



ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

“ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL UTILIZADO EN EL CAMPO PUCUNA MEDIANTE LA GRÁFICA DE ÍNDICE DE PRESIÓN DEL YACIMIENTO VS ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD”

PROYECTO DE GRADO

Previa a la obtención del Título de:

INGENIERO EN PETRÓLEO

Presentado por:

BYRON JOSÉ APOLO AGUILAR

ING. RUBÉN BERNARDO MANRIQUE PINCAY

GUAYAQUIL-ECUADOR

Año: 2018

DEDICATORIA

A Dios por haberme permitido llegar y lograr mis objetivos, a mis padres Abg. Marietha Aguilar Toro, Ing. Byron Apolo Sánchez, a mi hermana Arianna Estefanía, quienes han sido pilares fundamentales y motivadores de perseverancia, valores, amor en toda mi carrera universitaria, con objeto de que nunca me falte nada, enseñándome que los aciertos y desaciertos, permiten estar cada vez más cerca del éxito, y que la constancia es lo que diferencia a los ganadores de los conformistas.

A mis abuelitas: Celeste y Mariana, por apoyarme en esta etapa y confiar siempre en mí.

A toda mi familia, tíos, primos que me apoyaron en todo momento para alcanzar esta meta.

A todos mis amigos que fueron en esta etapa importante de mi vida, un apoyo para lograr el objetivo.

El presente proyecto se lo dedico a mis padres Sr. Rodolfo Manrique Suárez y Sra. Alba Pincay Ávila, y a mis abuelos quienes han estado apoyándome en cada momento de mi vida estudiantil; con mucho afecto les dedico el esfuerzo de mi etapa universitaria en la ESPOL. También dedico este proyecto a todos mis profesores y amigos de la universidad porque han sido parte fundamental para poder seguir adelante, cumplir metas y progresar a lo largo de la vida universitaria.

Rubén Bernardo Manrique Pincay

AGRADECIMIENTO

A la Escuela Superior Politécnica del Litoral por permitirme crecer académicamente. A los profesores en especial a los docentes: Ing. Fernando Sagnay, Ing. Xavier Vargas, por sus sabias enseñanzas en el ámbito académico y personal.

A SERTECPET S.A., por abrirme las puertas, desde el día que comencé las pasantías hasta el día que culminé con este proyecto, en las personas que me apoyaron en todo momento, Ingenieros: Francisco Miranda, Iván Martínez, Marcel Esparza, Samuel Arias, David Mera, Alberto Gómez, Andrés Izquierdo, que a más de enseñarme en el ámbito profesional me hicieron crecer en lo personal por sus consejos. Al Ing. Marlon Rodríguez que desde el primer día en la empresa me brindó todo su apoyo, para que esta breve estadía sea muy grata y fructífera en conocimiento prácticos de la industria petrolera.

Byron José Apolo Aguilar

Mi más sincero agradecimiento a Dios por permitirnos cumplir otra meta en la vida

A la Escuela Superior Politécnica del Litoral por la formación y excelencia académica que nos brinda.

A los docentes porque han impartido sus conocimientos de la academia y vida profesional con nosotros para formarnos como profesionales de excelencia para la sociedad, entre ellos agradezco directamente a los docentes: Danilo Arcentales, Xavier Vargas, y Fernando Sagnay.

Rubén Bernardo Manrique Pincay

DECLARACIÓN EXPRESA

“Los derechos de titularidad y explotación, nos corresponde conforme al reglamento de propiedad intelectual de la institución; *Byron Apolo Aguilar y Rubén Manrique Pincay* y damos nuestro consentimiento para que la ESPOL realice la comunicación pública de la obra por cualquier medio con el fin de promover la consulta, difusión y uso público de la producción intelectual”

Byron José Apolo
Aguilar

Rubén Bernardo
Manrique Pincay

EVALUADORES

MSc. Fernando Sagnay

PROFESOR DE LA MATERIA

MSc. Danilo Arcentales

PROFESOR TUTOR

RESUMEN

El presente proyecto se enfoca en el análisis y evaluación del sistema de levantamiento artificial utilizado en el campo Pucuna mediante la gráfica de índice de presión del yacimiento vs índice de productividad, para lo cual se procedió a recopilar datos de las evaluaciones o pruebas de pozos de cada pozo en producción del campo.

En el Capítulo 1 se plantea la introducción del presente proyecto, estableciendo la importancia de una selección adecuada de los sistemas de levantamiento artificial, y se propone el desarrollo de la gráfica de índice de presión del yacimiento vs índice de productividad para la evaluación del sistema del campo Pucuna.

En el Capítulo 2 se detalla el área de estudio, así como también el marco teórico donde se explican conceptos de los parámetros a ser utilizados, información sobre mecanismos de producción, además de las características de cada sistema de levantamiento artificial.

En el Capítulo 3 se encuentra el desarrollo de la metodología propuesta para este proyecto, para lo cual se realizó un compendio de los levantamientos artificiales que más se usan en la industria, y se elaboró la gráfica de índice de presión de yacimiento vs índice de productividad para seleccionar el tipo de levantamiento óptimo para cada pozo del campo Pucuna.

En el Capítulo 4 se muestran los resultados obtenidos de cada pozo, y se concluye que el sistema de levantamiento artificial óptimo para este campo es el bombeo hidráulico tipo jet, siendo el mismo sistema que ya emplea este campo.

Por último, en el capítulo 5 se presentan las conclusiones y recomendaciones del presente proyecto.

Palabras clave: Sistema de levantamiento artificial, índice de presión del yacimiento, índice de productividad, compendio, selección de levantamiento artificial.

ABSTRACT

The present project focuses on the analysis and evaluation of the artificial lift system used in the Pucuna field by means of the pressure index chart of the reservoir vs. the productivity index, for which data from the evaluations or well tests were collected. each well in field production.

In Chapter 1 the introduction of the present project is proposed, establishing the importance of an adequate selection of artificial lift systems, and the development of the graph of reservoir pressure index vs. productivity index is proposed for the evaluation of the Pucuna field.

Chapter 2 details the study area, as well as the theoretical framework where concepts of the parameters to be used are explained, information on production mechanisms, as well as the characteristics of each artificial lift system.

In Chapter 3 is the development of the proposed methodology for this project, for which a compendium of the artificial surveys that are most used in the industry was made, and the graph of reservoir pressure index vs productivity index was elaborated to select the type of optimal survey for each well of the Pucuna field.

In Chapter 4 the results obtained from each well are shown, and it is concluded that the optimal artificial lift system for this field is hydraulic jet pump, being the same system that already uses this field.

Finally, chapter 5 presents the conclusions and recommendations of the present project.

Keywords: Artificial lift system, reservoir pressure index, productivity index, compendium, selection of artificial lift.

ÍNDICE GENERAL

RESUMEN.....	VIII
<i>ABSTRACT</i>	IX
ÍNDICE GENERAL	X
ABREVIATURAS.....	XV
SIMBOLOGÍA	XVI
ÍNDICE DE FIGURAS	XVII
ÍNDICE DE TABLAS.....	XX
1. CAPÍTULO	24
INTRODUCCIÓN.....	24
1.1 Preámbulo	25
1.2 Descripción del problema	26
1.2.1 Planteamiento del problema.....	26
1.2.2 Justificación.....	27
1.2.3 Propuesta.....	29
1.3 Hipótesis.....	29
1.4 Objetivos.....	29
1.4.1 Objetivo general	29
1.4.2 Objetivos específicos	29
1.5 Metodología	30
1.6 Descripción del área de estudio.....	30
1.6.1 Descripción del oriente ecuatoriano	30
1.6.2 Descripción del campo	31
1.6.3 Antecedentes del campo.....	32
1.6.4 Ubicación	33
1.6.5 Estructura geológica del campo Pucuna.....	34

1.6.6	Estratigrafía del campo	34
1.7	Marco teórico	36
1.7.1	Formación de crudos.....	36
1.7.2	Clasificación del crudo	37
1.7.3	Crudos a nivel mundial.....	38
1.7.4	Crudos en Ecuador	40
1.7.5	Yacimientos de petróleo.....	41
1.7.6	Clasificación de los yacimientos.....	43
1.7.7	Tipo de empuje o mecanismo de producción.....	44
1.7.8	Propiedades físicas del fluido del yacimiento.....	46
1.7.9	Viscosidad.....	47
1.7.10	Correlaciones para obtener la viscosidad basada en datos PVT	48
1.7.10.1	Correlaciones para el petróleo muerto.....	48
1.7.10.2	Correlaciones para petróleo saturado.....	49
1.7.10.3	Correlaciones para petróleo sub-saturado.....	49
1.7.11	Correlaciones para obtener la viscosidad del gas basada en datos PVT	50
1.7.12	Correlaciones para obtener la viscosidad del agua basada en datos PVT ...	51
1.7.13	Correlaciones para mezclas.....	52
1.8	Tipos de sistemas de levantamiento artificial (SLA)	53
1.8.1	Bombeo mecánico	54
1.8.1.1	Componentes del bombeo mecánico.....	54
1.8.1.2	Ventajas y desventajas del bombeo mecánico	55
1.8.2	Bombeo por gas lift o neumático.....	56
1.8.2.1	Componentes del sistema gas lift	57
1.8.2.2	Ventajas y desventajas del sistema de levantamiento con gas lift.....	58
1.8.3	Bombeo electro sumergible o electro centrífugo (BES)	59
1.8.3.1	Componentes del bombeo electro sumergible.....	59

1.8.3.2	Ventajas y desventajas del bombeo electro sumergible	60
1.8.4	Bombeo por cavidades progresivas	61
1.8.4.1	Componentes del bombeo por cavidades progresivas	61
1.8.4.2	Ventajas y desventajas del bombeo por cavidades progresivas.....	63
1.8.5	Sistema de levantamiento artificial por bombeo hidráulico.....	63
1.8.5.1	Componentes del bombeo hidráulico.....	63
1.8.5.2	Ventajas y desventajas del bombeo hidráulico tipo pistón y jet	68
1.8.5.3	Problemas frecuentes en la bomba jet.....	70
1.8.6	Fluido motriz.....	71
1.8.7	Unidad de prueba móvil (MTU)	71
1.9	Consideraciones para seleccionar un sistema de levantamiento artificial	72
1.10	Criterios a considerar para la selección del sistema de levantamiento artificial...73	
1.11	Well testing (pruebas de pozo)	76
1.11.1	Pruebas de productividad.....	77
1.11.2	Pruebas de presión transitoria	77
1.12	Métodos de pruebas de presión transitoria y productividad.....	78
1.12.1	Evaluación de pozos con bomba jet.....	78
1.13	Análisis nodal.....	78
1.13.1	Información requerida para el análisis nodal.....	80
1.13.2	Índice de productividad y el IPR.....	81
1.14	Presiones y gradientes de los fluidos en los yacimientos	82
2.	CAPÍTULO	85
	METODOLOGÍA.....	85
2.1	Métodos y técnicas de la investigación.....	86
2.1.1	Investigación bibliográfica	86
2.1.2	Investigación analítica.....	86
2.1.3	Investigación de campo.....	86

2.2	Desarrollo	86
2.3	Compendio de los sistemas de levantamiento artificial	87
2.3.1	Bombeo mecánico	87
2.3.2	Bombeo por gas lift	88
2.3.3	Bombeo hidráulico	89
2.3.4	Bombeo electro-sumergible o electro-centrifugo (BES-ESP)	90
2.3.5	Bombeo por cavidades progresivas (BCP O PCP)	92
2.3.6	Comparación de la eficiencia de los SLA	93
2.4	Gráfica de índice de presión del yacimiento Vs índice de productividad	94
2.5	Metodología para la preselección y selección del sistema de levantamiento artificial	96
2.5.1	Preselección del sistema de levantamiento artificial utilizando la gráfica de índice de presión del yacimiento vs índice de productividad	98
2.5.2	Selección del sistema de levantamiento artificial utilizando los datos del compendio de los levantamientos artificiales	103
2.5.3	Análisis nodal mediante algún software de ingeniería de producción	106
2.6	Diagrama de flujo.....	108
2.7	Criterios de selección tomados en cuenta para el análisis	110
3.	CAPÍTULO	111
	ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS	111
3.1	Datos del campo Pucuna.....	112
3.2	Análisis y evaluación del sistema de levantamiento artificial de cada pozo en producción del campo Pucuna.	116
4.	CAPÍTULO	174
	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	174
4.1	CONCLUSIONES	175
4.2	RECOMENDACIONES.....	177
	BIBLIOGRAFÍA.....	179

ANEXOS.....188

ABREVIATURAS

BBL	Barriles de petróleo
BCP	Bombeo de cavidades progresivas
BES	Bombeo electro-sumergible
BHJ	Bombeo hidráulico tipo jet
BM	Bombeo mecánico
BPPD	Barriles de petróleo por día
CPA	Consortio petrolero amazónico
DST	Drill steam testing
FMA	Fluido motriz abierto
FMC	Fluido motriz cerrado
I.P.	Índice de productividad
MTU	Unidad de prueba móvil
OPEP	Organización de países exportadores de petróleo
PVT	Presión, volumen y temperatura
SLA	Sistema de levantamiento artificial
TVD	Profundidad promedia de los disparos
VBN	Índice de viscosidad de la mezcla

SIMBOLOGÍA

° API	Gravedad API
BSW	Contenido de agua libre y sedimentos
CO ₂	Dióxido de Carbono
Cp	Centi-poise
H ₂ S	Ácido sulfhídrico
IPR	Curva de afluencia del pozo
°F	Grados Fahrenheit
Ft	Pies
Pi	Presión inicial
Pr	Presión de reservorio
Psi	Presión
Psia	Presión absoluta
SCF	Pies cúbicos estándar
SO ₂	Dióxido de azufre
STB	Stock tank barrel

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. 1 Metodología del proyecto	30
Figura 1. 2 Formaciones productoras de petróleo y zonas de pago en el oriente ecuatoriano.....	31
Figura 1. 3 Mapa de ubicación del campo Pucuna.....	33
Figura 1. 4 Columna estratigráfica.....	35
Figura 1. 5 Generación de aceite y gas a partir de la transformación del kérogeno	36
Figura 1. 6 Proceso progresivo de generación del petróleo	37
Figura 1. 7 Recursos de petróleo en el mundo.....	39
Figura 1. 8 Reservas probadas en miles de millones de barriles por países miembros de la OPEP.....	40
Figura 1. 9 Yacimiento de petróleo.....	42
Figura 1. 10 Diagrama de perfiles de rayos gamma y de resistividad para mostrar los diferentes espesores	43
Figura 1. 11 Clasificación de los yacimientos.....	44
Figura 1. 12 Presión del yacimiento vs eficiencia de recobro con los mecanismos de empuje natural en un yacimiento.....	46
Figura 1. 13 Viscosidad vs Presión del petróleo muerto, saturado y sub-saturado	48
Figura 1. 14 Tipos de levantamiento artificial más usados a nivel mundial	54
Figura 1. 15 Equipos de superficie y subsuelo del Sistema de bombeo mecánico	55
Figura 1. 16 Sistema de levantamiento artificial por gas lift continuo e intermitente.....	57
Figura 1. 17 Equipos en superficie y subsuelo de un sistema de levantamiento artificial con gas lift	58
Figura 1. 18 Instalación típica de un sistema de bombeo electro sumergible o electro centrífuga.....	60
Figura 1. 19 Componentes del bombeo por cavidades progresivas.....	62
Figura 1. 20 Sistema de fluido motriz cerrado	64
Figura 1. 21 Sistema de fluido motriz abierto	65
Figura 1. 22 Sistema típico de bombeo hidráulico tipo pistón o jet.....	65
Figura 1. 23 Carrera descendente y ascendente de un sistema por bombeo hidráulico	67
Figura 1. 24 Configuración nozzle, garganta y difusor de una bomba jet.....	67

Figura 1. 25 Circulación estándar y reversa realizada por una bomba jet.....	68
Figura 1. 26 Etapas de la cavitación.....	70
Figura 1. 27 Componentes de una unidad de prueba (MTU)	72
Figura 1. 28 Diagrama de los elementos que deben considerar ante las posibles alternativas de levantamiento de los crudos pesados para un bajo costo y alto rendimiento.....	74
Figura 1. 29 Componentes del sistema de producción.....	79
Figura 1. 30 Información requerida del pozo, fluidos, yacimiento y superficie para realizar un análisis nodal.	80
Figura 1. 31 Metodología para realizar un análisis nodal.	81
Figura 1. 32 Curvas inflow y outflow a partir de un análisis nodal.	81
Figura 1. 33 Curvas de oferta en el fondo del pozo.....	82
Figura 1. 34 Presión normal, sobrepresión y sub-presión de los fluidos en los yacimientos.....	83
Figura 2. 1 Eficiencia de los levantamientos artificiales.....	93
Figura 2. 2 Simulación de la gráfica de presión vs índice de productividad	95
Figura 2. 3 Consideraciones para un Beneficio Sostenible en la selección de un Sistema de Levantamiento Artificial.....	98
Figura 2. 4 Gráfica de índice de presión del yacimiento vs índice de Productividad	99
Figura 2. 5 Selección del sistema de levantamiento artificial	105
Figura 2. 6 Valoración del sistema de levantamiento artificial	106
Figura 2. 7 Datos requeridos para un software de análisis nodal	107
Figura 2. 8 Requerimientos generales para modelar el flujo multifásico	108
Figura 2. 9 Diagrama de flujo de la metodología a realizar	109
Figura 3. 1 Valoración de los sistemas de levantamiento artificial para el pozo Pucuna 02	120
Figura 3. 2 Valoración de los sistemas de levantamiento artificial para el pozo Pucuna 03	124
Figura 3. 3 Valoración de los sistemas de levantamiento artificial preseleccionados para el pozo Pucuna 05.....	127
Figura 3. 4 Valoración de los sistemas de levantamiento artificial preseleccionados para el pozo Pucuna 06.....	130

Figura 3. 5 Valoración de los sistemas de levantamiento artificial preseleccionados para el pozo Pucuna 07	134
Figura 3. 6 Valoración de los sistemas de levantamiento artificial preseleccionados para el pozo Pucuna 08.....	137
Figura 3. 7 Valoración de los sistemas de levantamiento artificial preseleccionados para el pozo Pucuna 10.....	144
Figura 3. 8 Valoración de los sistemas de levantamiento artificial preseleccionados para el pozo Pucuna 11	148
Figura 3. 9 Valoración de los sistemas de levantamiento artificial preseleccionados para el pozo Pucuna 12.....	152
Figura 3. 10 Valoración de los sistemas de levantamiento artificial preseleccionados para el pozo Pucuna 13.....	156
Figura 3. 11 Valoración de los sistemas de levantamiento artificial preseleccionados para el pozo Pucuna 14.....	159
Figura 3. 12 Valoración de los sistemas de levantamiento artificial preseleccionados para el pozo Pucuna 15D	163
Figura 3. 13 Valoración de los sistemas de levantamiento artificial preseleccionados para el pozo Pucuna 16D	167
Figura 3. 14 Resultados los parámetros de índice de presión del yacimiento e índice de productividad de todos pozos del campo Pucuna	172
Figura 3. 15 Grafica de índice de presión del yacimiento vs índice de productividad de preselección y selección del levantamiento artificial del campo Pucuna.	173

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla I. Clasificación del crudo según la gravedad API.....	37
Tabla II. Propiedades y características del crudo pesado y negro en Ecuador	41
Tabla III. Mecanismos de empuje natural en un yacimiento	45
Tabla IV. Correlaciones para petróleo muerto	48
Tabla V. Correlaciones para petróleo saturado	49
Tabla VI. Correlaciones para petróleo sub-saturado	49
Tabla VII. Correlaciones para obtener la viscosidad del gas basada en datos PVT.....	50
Tabla VIII. Correlaciones para obtener la viscosidad del agua basada en datos PVT ..	51
Tabla IX. Ventajas y desventajas del bombeo mecánico	55
Tabla X. Ventajas y desventajas del sistema de levantamiento artificial con gas lift	58
Tabla XI. Ventajas y desventajas del sistema de levantamiento artificial electro sumergible	60
Tabla XII. Ventajas y desventajas del bombeo por cavidades progresivas	63
Tabla XIII. Ventajas y desventajas de la bomba pistón	68
Tabla XIV. Ventajas y desventajas de la bomba jet.....	69
Tabla XV. Rangos de presiones de los fluidos en los yacimientos.....	83
Tabla XVI. Características del yacimiento, pozo con bombeo mecánico	87
Tabla XVII. Características de los fluidos de producción aplicando bombeo mecánico	87
Tabla XVIII. Características de la infraestructura aplicando bombeo mecánico	88
Tabla XIX. Características del yacimiento, pozo con gas lift	88
Tabla XX. Características de los fluidos de producción aplicando gas lift	88
Tabla XXI. Características de la infraestructura aplicando gas lift.....	89
Tabla XXII. Características del yacimiento, pozo con bombeo hidráulico	89
Tabla XXIII. Características de los fluidos de producción aplicando bombeo hidráulico	90
Tabla XXIV. Características de la infraestructura aplicando bombeo hidráulico.....	90
Tabla XXV. Características del yacimiento, pozo con bombeo electro-sumergible.....	91
Tabla XXVI. Características de los fluidos de producción aplicando bombeo electro- sumergible	91
Tabla XXVII. Características de la infraestructura aplicando bombeo electro-sumergible	91

Tabla XXVIII. Características del yacimiento, pozo con bombeo por cavidades progresivas	92
Tabla XXIX. Características de los fluidos de producción aplicando bombeo por cavidades progresivas	92
Tabla XXX. Características de la infraestructura aplicando bombeo por cavidades progresivas	93
Tabla XXXI. Rangos del índice de presión del yacimiento para instalar un sistema de levantamiento artificial	94
Tabla XXXII. Valores teóricos del índice de productividad	95
Tabla XXXIII. Rangos del índice de presión del yacimiento para instalar un sistema de levantamiento artificial	100
Tabla XXXIV. Valores teóricos del índice de productividad	100
Tabla XXXV. Criterios para la preselección de un sistema de levantamiento artificial	101
Tabla XXXVI. Preselección del Sistema de Levantamiento artificial de acuerdo con el índice de productividad.....	102
Tabla XXXVII. Calificación según los sistemas de levantamiento artificial	104
Tabla XXXVIII. Parámetros Determinantes, limitantes y complementarios para la selección de un Sistema de Levantamiento Artificial.....	110
Tabla XXXIX. Condición actual de los pozos en el campo Pucuna	112
Tabla XL. Producción y parámetros actuales del campo Pucuna.....	114
Tabla XLI. Parámetros del pozo Pucuna 02	116
Tabla XLII. Criterio de preselección por áreas de un sistema de levantamiento artificial para el campo Pucuna 02.....	117
Tabla XLIII. Sistemas de levantamiento artificial preseleccionados para el pozo Pucuna 02	118
Tabla XLIV. Datos de producción, yacimiento, insumos, recursos y tratamientos del pozo Pucuna 02.....	119
Tabla XLV. Valoración del sistema de levantamiento para el pozo Pucuna 02	120
Tabla XLVI. Parámetros del pozo Pucuna 03.....	121
Tabla XLVII. Datos de producción, yacimiento, insumos, recursos y tratamientos del pozo Pucuna 03.....	122
Tabla XLVIII. Valoración y selección del sistema de levantamiento para el pozo Pucuna 03	124

Tabla XLIX. Parámetros del pozo Pucuna 05.....	125
Tabla L. Datos de producción, yacimiento, insumos, recursos y tratamientos del pozo Pucuna 05	126
Tabla LI. Valoración y selección del sistema de levantamiento para el pozo Pucuna 05	127
Tabla LII. Parámetros del pozo Pucuna 06.....	128
Tabla LIII. Datos de producción, yacimiento, insumos, recursos y tratamientos del pozo Pucuna 06	129
Tabla LIV. Valoración y selección del sistema de levantamiento para el pozo Pucuna 06	131
Tabla LV. Parámetros del pozo Pucuna 07	131
Tabla LVI. Datos de producción, yacimiento, insumos, recursos y tratamientos del pozo Pucuna 07	132
Tabla LVII. Valoración y selección del sistema de levantamiento para el pozo Pucuna 07	134
Tabla LVIII. Parámetros del pozo Pucuna 08	135
Tabla LIX. Datos de producción, yacimiento, insumos, recursos y tratamientos del pozo Pucuna 08	136
Tabla LX. Valoración y selección del sistema de levantamiento para el pozo Pucuna 08	138
Tabla LXI. Parámetros del pozo Pucuna 09	138
Tabla LXII. Datos de producción, yacimiento, insumos, recursos y tratamientos del pozo Pucuna 09	139
Tabla LXIII. Valoración y selección del sistema de levantamiento para el pozo Pucuna 09	141
Tabla LXIV. Parámetros del pozo Pucuna 10.....	142
Tabla LXV. Datos de producción, yacimiento, insumos, recursos y tratamientos del pozo Pucuna 10.....	143
Tabla LXVI. Valoración y selección del sistema de levantamiento para el pozo Pucuna 10	145
Tabla LXVII. Parámetros del pozo Pucuna 11	145
Tabla LXVIII. Datos de producción, yacimiento, insumos, recursos y tratamientos del pozo Pucuna 11.....	146

Tabla LXIX. Valoración y selección del sistema de levantamiento para el pozo Pucuna 11	148
Tabla LXX. Parámetros del pozo Pucuna 12.....	149
Tabla LXXI. Datos de producción, yacimiento, insumos, recursos y tratamientos del pozo Pucuna 12.....	150
Tabla LXXII. Valoración y selección del sistema de levantamiento para el pozo Pucuna 12	152
Tabla LXXIII. Parámetros del pozo Pucuna 13.....	153
Tabla LXXIV. Datos de producción, yacimiento, insumos, recursos y tratamientos del pozo Pucuna 13.....	154
Tabla LXXV. Valoración y selección del sistema de levantamiento para el pozo Pucuna 13	156
Tabla LXXVI. Parámetros del pozo Pucuna 14	157
Tabla LXXVII. Datos de producción, yacimiento, insumos, recursos y tratamientos del pozo Pucuna 14.....	158
Tabla LXXVIII. Valoración y selección del sistema de levantamiento para el pozo Pucuna 14	160
Tabla LXXIX. Parámetros del pozo Pucuna 15D.....	160
Tabla LXXX. Datos de producción, yacimiento, insumos, recursos y tratamientos del pozo Pucuna 15D.....	161
Tabla LXXXI. Valoración y selección del sistema de levantamiento para el pozo Pucuna 15D.....	163
Tabla LXXXII. Parámetros del pozo Pucuna 16D.....	164
Tabla LXXXIII. Datos de producción, yacimiento, insumos, recursos y tratamientos del pozo Pucuna 16D.....	165
Tabla LXXXIV. Valoración y selección del sistema de levantamiento para el pozo Pucuna 16D.....	167
Tabla LXXXV. Parámetros del pozo Pucuna 17D	168
Tabla LXXXVI. Datos de producción, yacimiento, insumos, recursos y tratamientos del pozo Pucuna 17D.....	169
Tabla LXXXVII. Valoración y selección del sistema de levantamiento para el pozo Pucuna 17D.....	171

1. CAPÍTULO

INTRODUCCIÓN

1.1 Preámbulo

La cadena de valor del hidrocarburo consta de dos grandes áreas correspondientes al upstream y downstream, en las cuales se realizan las siguientes fases: exploración, explotación, transporte y refinación del crudo. Las dos primeras fases corresponden al área de upstream, mientras que las dos últimas fases a downstream (Paris, 2009).

En la fase de explotación se realiza la perforación y producción del crudo, el presente trabajo se enfocará en la etapa de producción. Cabe recalcar que una vez que se concluye la fase de perforación, el pozo entra en condiciones de producir.

La producción de un pozo no es más que la extracción de los fluidos de las formaciones productoras las cuales se encuentran a condiciones determinadas de presión, volumen y temperatura (SNF FLOERGER, 2016).

La extracción de crudos inicia desde la formación hasta la superficie, donde se empieza el proceso de separación de los fluidos y tratamiento del crudo. Se puede producir de pozos surgentes o muertos.

Los pozos surgentes producen de manera natural con la energía proveniente del yacimiento que permite el desplazamiento hacia la superficie de los fluidos y no necesitan de un sistema de equipo de levantamiento artificial.

Los pozos muertos o depletados son aquellos pozos que requieren de energía adicional para poder producir, en consecuencia, deben contar con un sistema de levantamiento artificial que varía con el mecanismo de empuje (Paris, 2009).

Al inicio de la etapa productiva de un pozo, en la mayoría de los casos el pozo puede producir por medio de flujo natural y posteriormente cuando la energía propia del yacimiento disminuye y ya no permite levantar fluidos a superficie es necesario un sistema de levantamiento artificial a medida que el yacimiento es drenado (SNF FLOERGER, 2016).

La implementación del sistema de levantamiento artificial en los pozos permite que se obtenga una mayor rentabilidad económica y eficiencia productiva del campo petrolero, puesto que optimiza la producción y la recuperación de la inversión económica es más rápida (Figueroa & Tibaduisa, 2016).

La selección de los sistemas de levantamiento artificial dependerá de factores operacionales y económicos. En la actualidad alrededor del 90% de los pozos a nivel mundial emplean algún tipo de levantamiento artificial, y a pesar de que el pozo aún cuente con la energía necesaria para producir naturalmente, las empresas para satisfacer la demanda elevada del petróleo implementan estos sistemas de levantamiento artificial para aumentar la producción (Bin, Lyngholm, & Vasper, 2007).

Ecuador cuenta con campos maduros y en desarrollo, por lo tanto, es importante realizar pruebas de pozos durante las etapas de su vida productiva, desde la perforación, completación, y producción, ya que cada etapa tiene diversos propósitos. Mediante las pruebas de pozos se puede: analizar los fluidos producidos, determinar la relación de sus volúmenes, determinar propiedades de presión, volumen y temperatura (PVT), potenciales (IP), presiones y temperaturas del yacimiento, caracterizar el pozo dañado, estimar límites y geometría de los yacimientos, comunicación entre pozos, entre otras características. Por tal motivo, con la data obtenida en las pruebas de pozos se puede seleccionar un sistema de levantamiento artificial adecuado para cada tipo de pozo (EP PETROECUADOR, 2013).

1.2 Descripción del problema

1.2.1 Planteamiento del problema

Un factor importante dentro de la industria petrolera es tener conocimiento y monitorear de forma constante los parámetros petrofísicos, análisis PVT, pruebas de pozos, estratigrafía, entre otros factores correspondientes al campo petrolero.

A medida que pasa el tiempo, por acción natural del yacimiento, los pozos exploratorios y en desarrollo de un campo tienden a comportarse de una forma diferente, si no se tiene información correspondiente a los cambios ocurridos disminuirá la eficiencia operativa y rentabilidad económica por pozo.

Para el presente trabajo, el área de estudio será el campo Pucuna que cuenta con 13 pozos productores y 2 pozos re-inyectores. Los pozos petroleros del campo Pucuna cuentan con un sistema de levantamiento artificial por bombeo hidráulico tipo jet. Sin embargo, en los últimos años no se han realizado evaluaciones para determinar si se tiene que realizar un cambio de sistema de levantamiento artificial o hacer un análisis nodal para aumentar la tasa de producción. Por lo tanto, no se ha logrado aumentar la producción, reducir costos operativos y la rentabilidad económica de este campo petrolero, puesto que se sigue operando con los mismos equipos de hace más de 20 años de antigüedad. Esto pone en evidencia que podría existir un proceso operativo de producción no adecuado con el sistema de levantamiento artificial que actualmente se emplea en el campo Pucuna.

En la actualidad, es prioridad aumentar la producción de este campo mediante estudios técnicos y evaluaciones que certifiquen los trabajos de reacondicionamiento a realizar y perforación de otros pozos, teniendo en cuenta la optimización de la producción, rentabilidad económica, disminución de los costos operativos y que los cambios a realizar sobre los pozos sean sustentables en el largo plazo para generar más beneficios económicos a la industria petrolera. Por tal motivo, es necesario conocer los parámetros de los pozos mediante evaluaciones que permitan obtener información relevante para la optimización de los sistemas de levantamiento artificial.

1.2.2 Justificación

El petróleo es recurso natural no renovable considerado como una de las mayores fuentes de energía. Países en vías de desarrollo dependen en gran proporción de este recurso dentro de sus economías, entre estos países se encuentra Ecuador. Es evidente que el sector petrolero presenta fluctuaciones con respecto al precio con tendencias alcistas, bajistas y constantes.

En Ecuador, la crisis del 2014 muestra que una baja del precio del petróleo desestabiliza la economía ecuatoriana. A esto se suma las malas

decisiones e inversiones operacionales que, sin realizar estudios, evaluaciones y análisis previos a la implementación de un proyecto, lo desarrollan sin considerar las consecuencias operacionales y económicas a futuro. Uno de estos proyectos desarrollados en campos petroleros nacionales son los sistemas de levantamiento artificial, donde es evidente que no se realizaron los estudios, evaluaciones de pozos, y por decisiones gerenciales para aumentar la producción implementan un tipo de levantamiento artificial que en lugar de ser rentable y viable termina generando pérdidas económicas y dañando la formación.

Los diferentes tipos de levantamiento artificial dependen de algunos parámetros como características del pozo las cuales van cambiando con el transcurso del tiempo, otros parámetros son los operacionales y económicos. Es por esta razón que se debe realizar un análisis constante a lo largo de la vida productiva del pozo para determinar qué tipo de sistema de levantamiento artificial es más efectivo o si se debe realizar un cambio de este sistema en algún pozo que ya cuente con alguno para optimizar la producción. Para esto, se necesita realizar un well testing (pruebas de presión y producción), pudiendo determinar su verdadero potencial y demás parámetros en un corto plazo, información que permite rediseñar y seleccionar de forma apropiada el tipo de levantamiento artificial.

El propósito de esta investigación es analizar los parámetros de fondo y superficie que influyen en los sistemas de levantamiento artificial del campo Pucuna. Para esto, es necesario que se realicen evaluaciones con MTU, análisis de índice de presión del yacimiento vs índice de productividad, y determinar si se necesita modificar parte del sistema actual o cambiarlo por otro. Por tal motivo, es necesario que los proyectos del sector petrolero sean estratégicos, sustentables, viables y rentables para que ayuden a que exista solvencia económica en la industria local cuando el precio del petróleo se encuentre en un nivel bajo.

1.2.3 Propuesta

La propuesta de la presente investigación consiste en analizar los parámetros obtenidos en las evaluaciones de los pozos por medio de la gráfica de índice de presión del yacimiento vs índice de productividad. Adicionalmente, con un compendio de los levantamientos artificiales se va a determinar si los sistemas de levantamiento artificial empleados sobre un pozo son los adecuados para optimizar la producción y generar rentabilidad económica. En caso de que se determine que no son los adecuados, se propondrá los sistemas de levantamiento artificial óptimos para la extracción de crudos de cada pozo del campo Pucuna, teniendo en cuenta que sean viables para optimizar la producción y rentables económicamente.

1.3 Hipótesis

Los sistemas de levantamiento artificial con los que cuenta el campo Pucuna se pueden optimizar implementándose un análisis de los parámetros en las evaluaciones de los pozos, lo cual permitirá optimizar la producción mediante el cambio de tipo de levantamiento artificial y generar mayor rentabilidad económica en este campo.

1.4 Objetivos

1.4.1 Objetivo general

Evaluar el sistema de levantamiento artificial utilizado en el campo Pucuna mediante la gráfica de índice de presión del yacimiento vs índice de productividad para optimizar y aumentar los beneficios económicos en el campo.

1.4.2 Objetivos específicos

1. Determinar si los sistemas de levantamiento artificial empleados en el campo Pucuna son los ideales para optimizar la producción.
2. Analizar los diferentes parámetros que permitan la selección de un sistema de levantamiento artificial óptimo, eficiente y eficaz, haciendo uso de la gráfica de índice de presión del yacimiento vs índice de productividad.

3. Proponer el sistema de levantamiento artificial adecuado para cada tipo de pozo en el campo Pucuna.

1.5 Metodología

El presente proyecto aplicará la metodología documentada para lo cual se apoyará de libros, papers, tesis, publicaciones científicas, manuales de empresas, entre otros. Después de la fase investigativa se procederá a delimitar el alcance del proyecto, objetivos, y bases teóricas. La siguiente fase será obtener los datos de los pozos que serán objeto de estudio. Y por último realizar un análisis de resultados en donde se establecerán los criterios para seleccionar el levantamiento artificial apropiado del campo Pucuna.

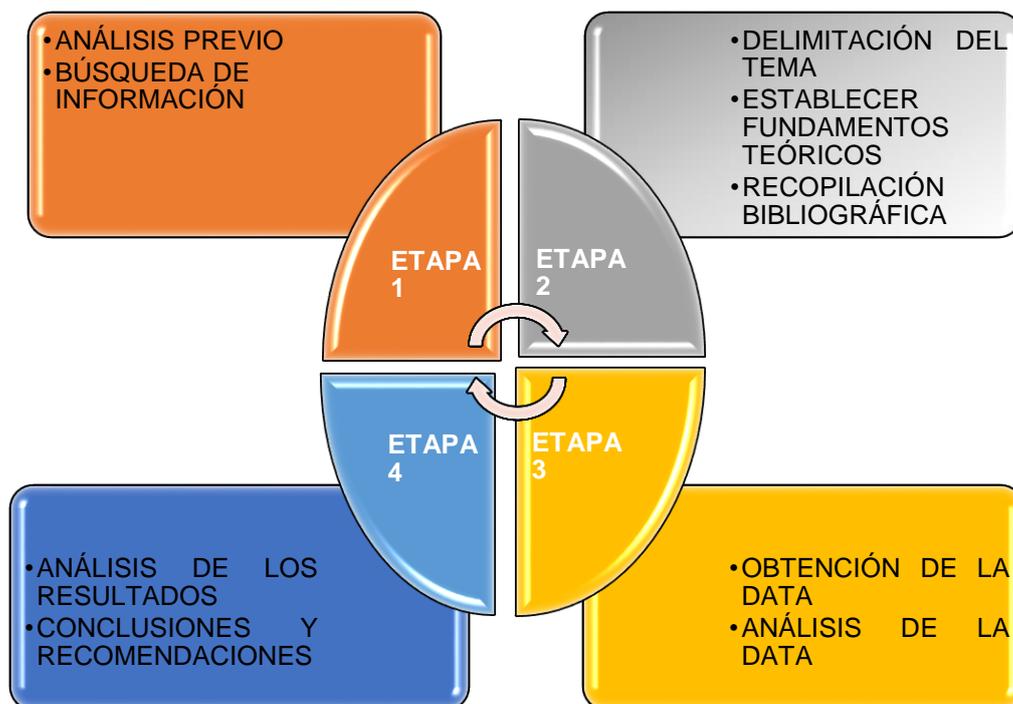


Figura 1. 1 Metodología del proyecto

Fuente: Apolo & Manrique, 2018.

1.6 Descripción del área de estudio

1.6.1 Descripción del oriente ecuatoriano

El oriente ecuatoriano se encuentra localizado al este del Ecuador, cuenta con la zona más productora de crudos del país, el segmento más representativo en la zona Putumayo-Oriente-Marañón, típicamente se

subdividen en las siguientes formaciones: Basal Tena, M1, M2, U, T y Hollín. Se ha dividido al oriente ecuatoriano en tres zonas de pagos las cuales son: sistema sub-andino o zona de pago oeste, Sacha, Shushufindi Corredor o zona de pago Central, y por último el sistema Capiron - Tiputini o zona de pago este, cada una con sus propias trampas, yacimientos y características propias de petróleo (Izurieta, 2017).

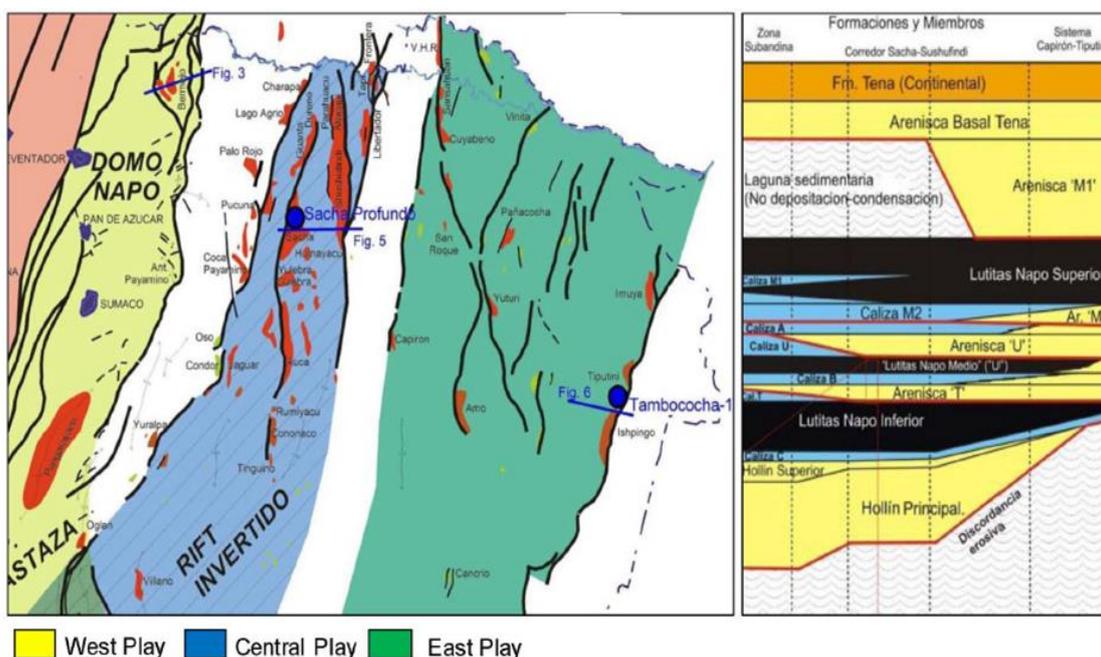


Figura 1. 2 Formaciones productoras de petróleo y zonas de pago en el oriente ecuatoriano

Fuente: Izurieta, 2017.

1.6.2 Descripción del campo

El campo Pucuna se encuentra ubicado dentro de la provincia de Orellana, cantón La Joya de los Sachas, parroquia San Sebastián del Coca. La topografía es regular y plana, con presencia de suelos arcillosos y suelos negros. La altitud sobre el nivel del mar de este campo es de 270 msnm (Ron , 2010).

Este campo ocupa un área de 32 km². Hasta el año 2010, según Ron, el campo tenía trece pozos perforados y una estación de producción. De acuerdo con la compañía Suelopetrol, en ese mismo año, se producía

aproximadamente 2.300 barriles diarios, con densidades entre 25°API como la más baja, y 44°API como la más alta (Agila & Espinosa, 2012).

La estación petrolera de Pucuna está conformada por varias áreas, entre estas: operaciones, seguridad industrial, área contra incendios, laboratorio, medio ambiente, servicio higiénico, y comedor (Ron , 2010).

1.6.3 Antecedentes del campo

A inicios de la década de los 70, la compañía Texaco descubrió el campo Pucuna al perforar el pozo Pucuna – 01 obteniendo una producción inicial de 740 BPPD de la arenisca Hollín y 230 BPPD de la arenisca T. Posteriormente, este campo fue otorgado a CEPE, la cual realizó investigaciones de sísmica sobre campo, y perforó el pozo Pucuna 02, obteniendo una producción de 2.553 BPPD con 26 ° API de la arenisca Hollín, 1.583 BPPD con 34 ° API de la arenisca T y 120 BPPD con 29 ° API de la arenisca U (Agila & Espinosa, 2012).

En el año 2008, el campo Pucuna fue otorgado al Consorcio Petrolero Amazónico (CPA), empresa que seleccionó a la compañía operadora SUELOPETROL para que se encargue de la producción de este campo (Ron , 2010). Al inicio la producción fue de 2.200 BPPD, luego al continuar con las perforaciones se tiene como dato que la producción del pozo Pucuna – 08 fue de 456 BPPD con 44 ° API de la arena T superior (Agila & Espinosa, 2012).

En el año 2011, el Estado ecuatoriano tomó control sobre el campo Pucuna porque no se llegó a un acuerdo con la empresa operadora SUELOPETROL, y por lo tanto otorgó a la empresa estatal PETROECUADOR EP para que se encargue de la producción de este campo. Hasta el año 2011, en campo Pucuna contaba con 12 pozos productores y 1 pozo re-inyector con una producción de 2.300 BPPD con gravedades que varían entre 25 °API y 44 °API (Agila & Espinosa, 2012).

Actualmente el campo está produciendo 2913.66 BFPD de los cuales 1756.42 BPPD, y 1157.25 BAPD, cuenta con 17 pozos de los cuales 13

pozos se encuentran en producción, 1 pozo es inyector, 1 pozo es reinyector, 2 pozos en workover.

1.6.4 Ubicación

El Campo Pucuna se encuentra ubicado en la Provincia Francisco de Orellana, en el centro oeste de la cuenca oriente, cantón La Joya de los Sachas, parroquia San Sebastián del Coca. Los límites de este campo son: al este el Campo Sacha, al suroeste con los Campos Paraíso, Biguno, Huachito, y al norte el Campo Palo Azul.

La ubicación geográfica del Campo Pucuna con respecto a la longitud y latitud es:

LONGITUD: 76°58'00" OESTE, 77°04'00" OESTE.

LATITUD: 00°13'99" SUR, 00°18'00" SUR.

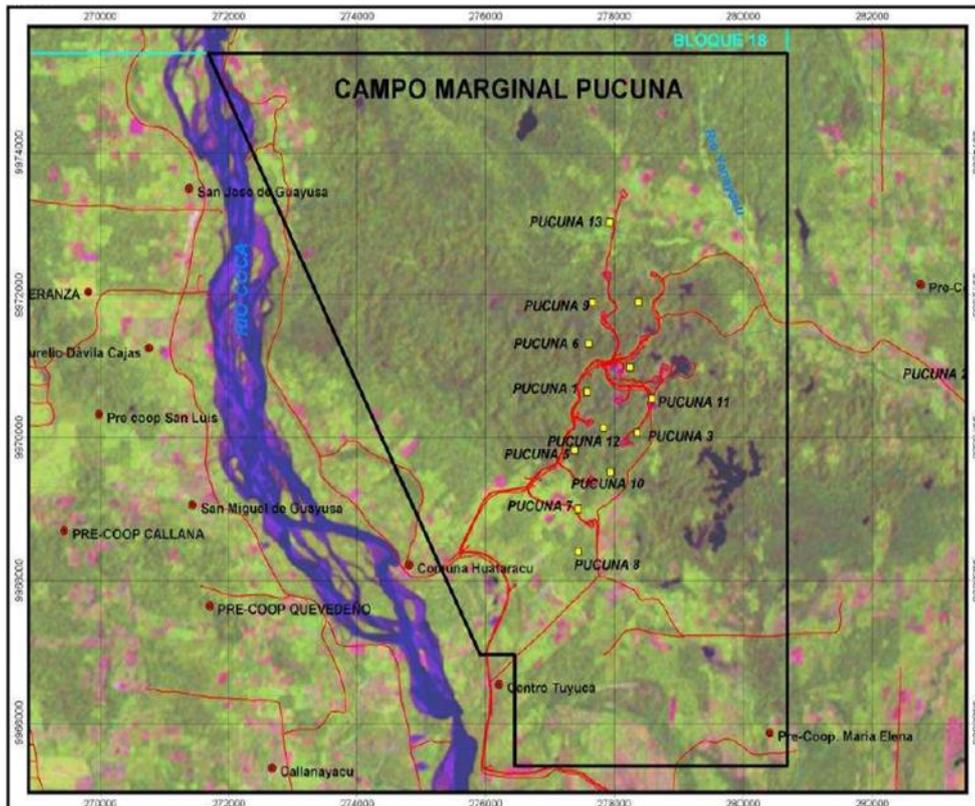


Figura 1. 3 Mapa de ubicación del campo Pucuna

Fuente: López & Braulimar, 2017.

1.6.5 Estructura geológica del campo Pucuna

El campo Pucuna se encuentra dentro de la Cuenca Oriente. Por la ubicación, el marco estructural de este campo corresponde al Dominio Central o Corredor Sacha – Shushufindi. En este Dominio se encuentran los campos petrolíferos más importantes. Presenta un anticlinal asimétrico por fallas donde el eje mayor se orienta en dirección NE-SO (Baby, Rivadeneira, & Barragán, 2014).

La topografía es regular y plana, con presencia de suelos arcillosos y suelos negros considerados parte de material pétreo. Este campo se encuentra acotado en la parte este y oeste por fallas inversas que son de bajo desplazamiento que pueden ser o no barreras al flujo de fluidos. Los horizontes productores del campo son las arenas: Basal Tena, U, T y Hollín (Agila & Espinosa, 2012).

1.6.6 Estratigrafía del campo

La estratigrafía presente en el campo Pucuna está conformada por rocas formadas desde la edad del Jurásico al Cuaternario y contiene las siguientes formaciones: Chapiza, Hollín, Napo, Tena, Tiyuyacu, y Orteguzaza (Agila & Espinosa, 2012).

- **Formación Chapiza:** Se compone de rocas volcánicas felsíticas. El espesor de esta formación es de 36 pies calculada en base a la perforación del pozo Pucuna 01.
- **Formación Hollín:** Formación de ambiente transicional. Se compone litológicamente por areniscas cuarzosas con cemento silíceo. El espesor de esta formación es de 325 pies.
- **Formación Napo:** Contiene de 500 a 2.500 pies de lutitas y calizas con intercalaciones de areniscas. Presenta cuatro divisiones: Napo Basal, Napo Inferior, Napo Medio y Napo Superior.
- **Formación Tena:** Formación predominante continental. Se compone litológicamente por arcillas y limolitas de color rojo y rojo ladrillo. El espesor que presenta es de alrededor 1.260 pies.
- **Formación Tiyuyacu:** Pertenece a un ambiente continental fluvial. De acuerdo con su litología presenta conglomerados de Chert de color

blanco en su mayoría, con matriz arenosa y limolitas de color rojo y café.

- **Formación Orteguaza:** Contiene lutita de color verde oliva y físil, además de niveles de arena de grano fino color gris. El espesor de esta formación es de 500 pies.

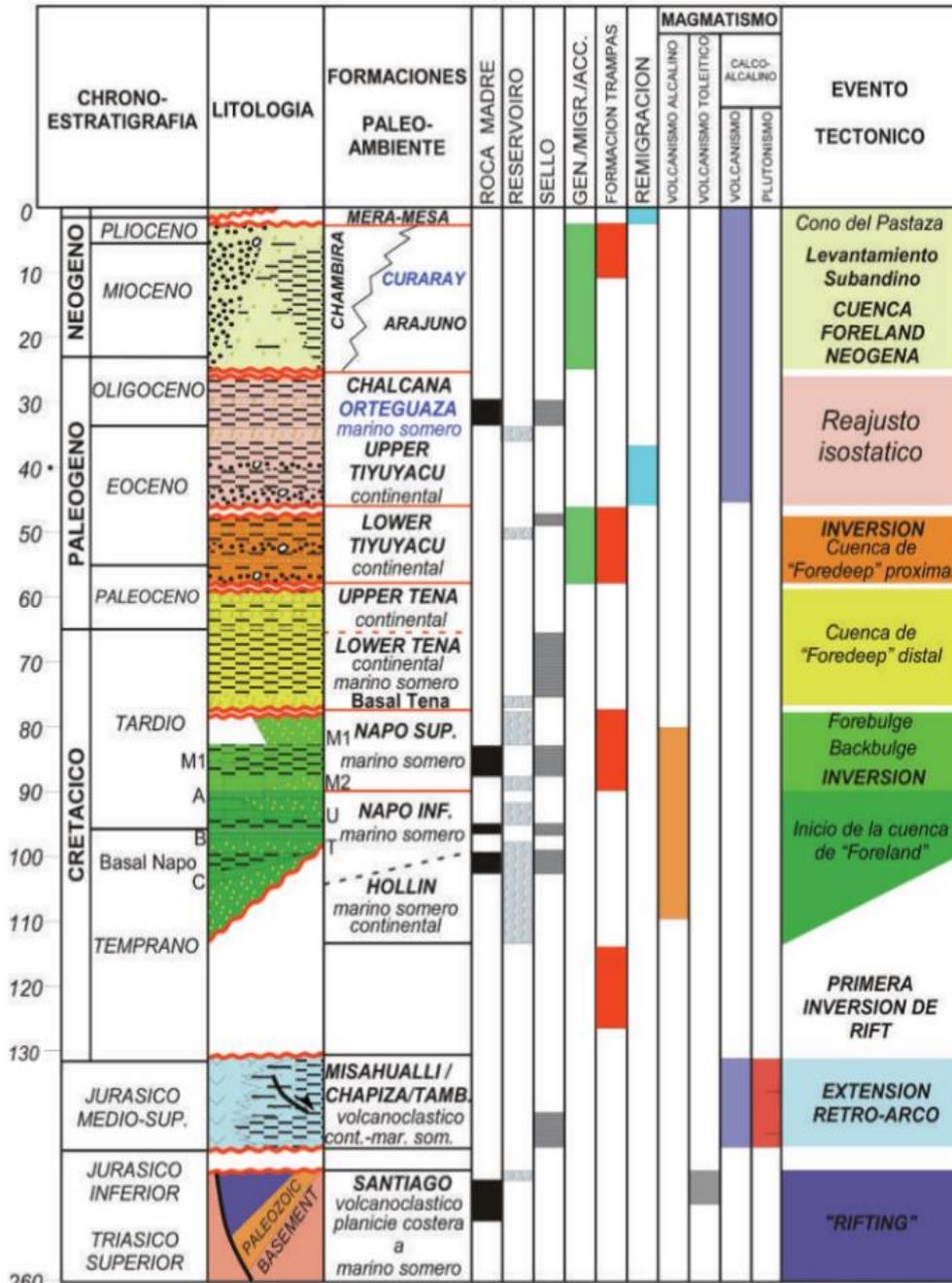


Figura 1. 4 Columna estratigráfica

Fuente: Baby, Rivadeneira & Barragán, 2014.

1.7 Marco teórico

1.7.1 Formación de crudos

El petróleo de acuerdo con su etimología petro = roca y óleum = aceite significa “aceite de roca”. Dentro de la industria petrolera se incluye como petróleo al petróleo crudo y gas natural, puesto que es una mezcla de hidrocarburos con otros compuestos de materia orgánica. Se localiza en el subsuelo en diferentes estratos que se formaron en diferentes periodos geológicos a lo largo de los años (Paris, 2009).

La formación de crudos está dada por dos teorías: inorgánica y orgánica. La teoría inorgánica establece que el crudo se originó por medio de reacciones químicas entre el agua, carburos, dióxido de carbono, y carbonatos (Paris, 2009) .

Por otro lado, se encuentra la teoría orgánica, establece que el petróleo y gas natural se originó en cuencas sedimentarias donde la acumulación de restos orgánicos de animales y vegetales se descompusieron y compactaron hasta convertirse en kerógeno (Santamaría , Amezcua, & Carrillo, 2009).

El kerógeno se compactó y por el craqueo dio lugar a los hidrocarburos líquidos, gaseosos y residuos sólidos. Si la cantidad de kerógeno es lo suficiente para producir hidrocarburos, logran llenar las rocas almacén (Santamaría , Amezcua, & Carrillo, 2009).

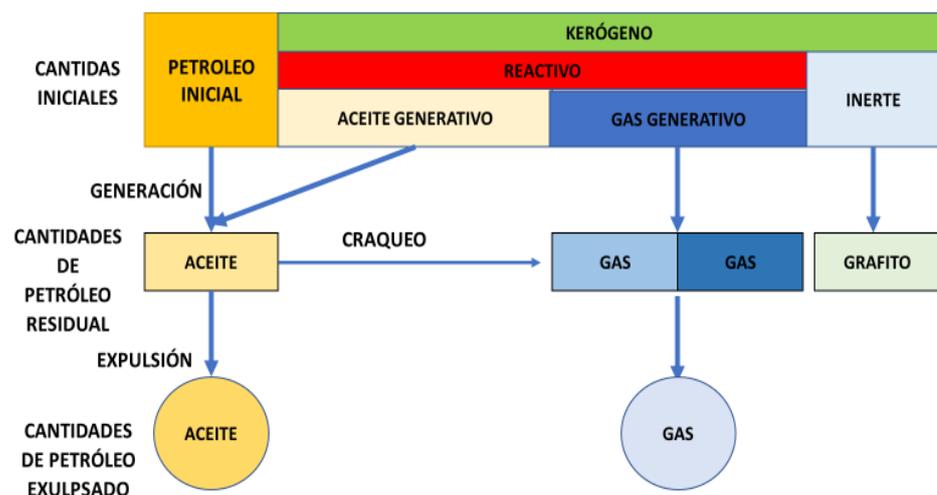


Figura 1. 5 Generación de aceite y gas a partir de la transformación del kérogeno

Fuente: Santamaría, Amezcua, & Carrillo, 2009.



Figura 1. 6 Proceso progresivo de generación del petróleo

Fuente: SNF FLOERGER, 2016.

1.7.2 Clasificación del crudo

El Instituto Americano del Petróleo (API) clasifica a los crudos de acuerdo con sus densidades API. Por lo tanto, los crudos se clasifican en: súper ligero, ligero, mediano, pesado, extra-pesado y bitumen. El crudo ligero presenta una gravedad API mayor a 39°, el crudo ligero se encuentra entre 31.1° – 39°, el crudo mediano entre 22.3° – 31.1°, el crudo pesado entre 10° – 22.3°, y el extrapesado al igual que el bitumen para valores menores a 10° (Cortés, 2017).

Tabla I. Clasificación del crudo según la gravedad API

API				Izurieta,
°API	Gravedad específica	Tipo de crudo	Viscosidad @ T yaci (cps)	
>39	<0.83	Súper Ligero	-	De acuerdo con la
31.1-39	0.87-0.83	Ligero	-	
22.3-31.1	0.92-0.87	Mediano	-	
10-22.3	1-0.92	Pesado	50-10000	
<10	>1	Extra-pesado	>10000	
-	-	Bitumen	-	

Fuente: 2017.

clasificación del petróleo por el contenido de azufre se tiene:

- Amargo: Crudos que poseen una cantidad mayor al 1.5% de azufre dentro de su composición química.
- Semi-amargo: Crudos que tienen una cantidad entre 0.5 y 1.5% de azufre en su composición química.
- Dulce: Crudos que poseen menos del 0,5% de azufre dentro de su composición química (ARPEL, 2007).

El petróleo también se lo puede clasificar por su viscosidad a condiciones de yacimientos, y según este parámetro se tiene:

- Clase A: Crudos pesados con una viscosidad entre 10 – 100 cp, y su densidad está entre 15° – 23° API.
- Clase B: Crudos considerados extra-pesados con una viscosidad entre 100 – 10000 cps y su densidad está entre 8° – 15° API.
- Clase C: Considerados arenas bituminosas con una viscosidad mayor a 10000 cps y sus densidades son menores a 8° API (Izurieta, 2017).

1.7.3 Crudos a nivel mundial

A nivel mundial con respecto a los crudos convencionales (ligeros y medianos) y no convencionales (pesados y extra-pesados), se tiene que los crudos convencionales han alcanzado niveles máximos de producción, y por lo tanto han declinado su producción. Se considera poco probable que existan nuevos campos con petróleo convencional. Por otro lado, los crudos pesados representan la mayor parte de las reservas de petróleo en el mundo, alrededor del 70% con las reservas existentes de crudo y gas convencional. Sin embargo, los costos de extracción y producción de crudos no convencionales son superiores a los crudos convencionales. Puesto que se necesitan de facilidades, equipos y tecnología adecuadas a ese tipo de crudo (Alboudwarej, y otros, 2006).

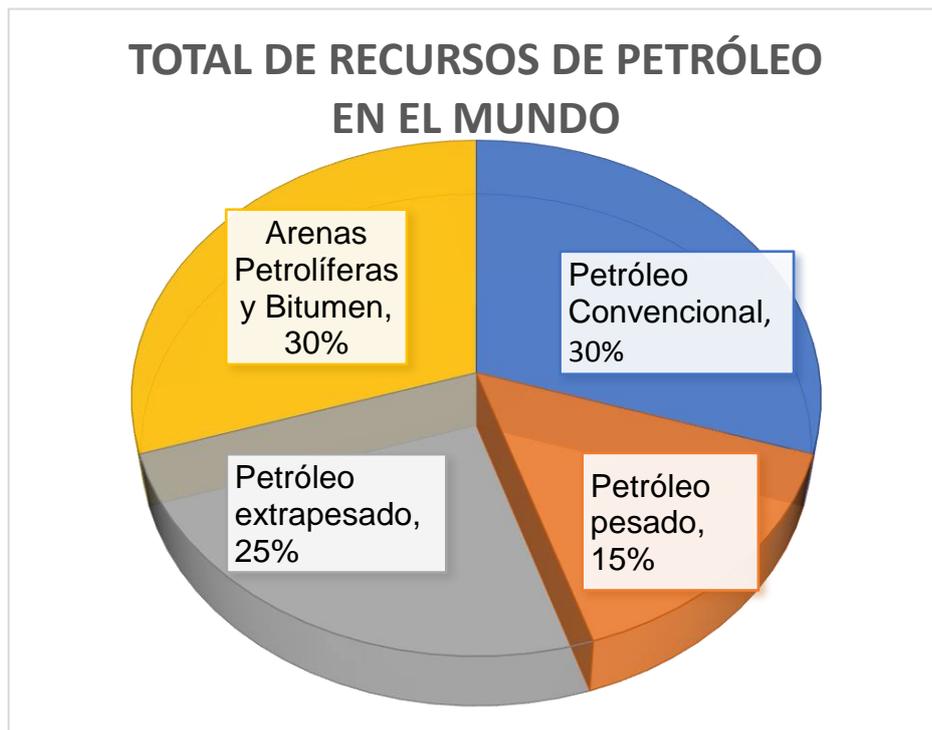


Figura 1. 7 Recursos de petróleo en el mundo

Fuente: Alboudwarej & otros, 2006.

Según la OPEP, los países que forman parte de esta organización abarcan más del 80% de las reservas probadas de crudo a nivel mundial. Por medio de la implementación de mejores prácticas operativas en la industria, empleo de tecnología sofisticada para realizar exploraciones y recuperaciones mejoradas, las reservas de petróleo de cada país miembro han aumentado. Se estima que la cantidad en reservas de petróleo de la OPEP supera los 1,200 mil millones de barriles (OPEC, 2018).

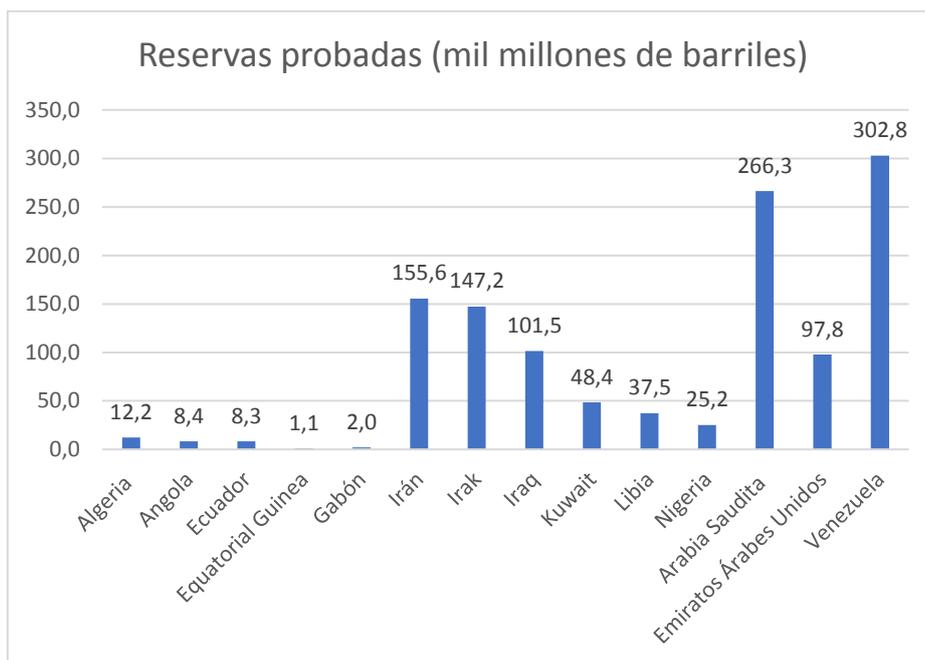


Figura 1. 8 Reservas probadas en miles de millones de barriles por países miembros de la OPEP

Fuente: OPEC, 2018.

1.7.4 Crudos en Ecuador

La cuenca Oriente en donde se encuentra Ecuador cuenta con reservas importantes de petróleo. Hasta el año 2017, según la OPEP, Ecuador cuenta con 8,3 mil millones en reservas de petróleo (OPEC, 2018). En la zona litoral o costa se produce petróleo liviano superior a 30° API presente en la costa. Desde que se empezó la producción de petróleo en Ecuador, las reservas de petróleo de crudos medianos y livianos han declinado al igual que la producción (EP PETROECUADOR, 2013).

En el oriente ecuatoriano se produce petróleo liviano, semipesado (23 ° API), y pesado (18 – 21 ° API). El crudo semipesado también denominado crudo Oriente y el crudo pesado denominado crudo Napo representan la mayor cantidad de petróleo producido y exportado por el Ecuador. Cada vez se extrae más petróleo por la demanda e intereses gubernamentales que obligan aumentar la producción lo cual se puede lograr en la actualidad por los sistemas de levantamiento artificial, facilidades y tecnología petrolera moderna (EP PETROECUADOR, 2013).

Las reservas de crudo pesado y extra-pesado representan aproximadamente el 50% del total de reservas remanentes en Ecuador. La explotación y desarrollo de estas reservas requiere de equipos más sofisticados para la producción y transporte, tecnología adecuada, y un manejo ambiental sobre la actividad petrolera más riguroso. Todos estos factores implican que la producción de crudos pesados y extra-pesados sean más costosos, y por lo tanto el gobierno debe acoplarse al manejo de este tipo de crudos (Ministerio de Hidrocarburos, 2017).

Tabla II. Propiedades y características del crudo pesado y negro en Ecuador

Propiedades Crudo Características	Del	Petróleo Pesado	Petróleo Negro
Peso Inicial Fluido Molecular	Del	201+	70 a 210
Color Del	Petróleo	Negro	café a verde claro
°API		5 a 15	15 a 45
Fracción Molar C7+ (%)		>50	35 a 50
GOR(Scf/STB)		0 a 200	200 a 900
Bo (Bbl/STB)		1 a 1.1	1.1 a 1.5
Temperatura Yacimiento °F	Del	90 a 200	100 a 200
Presión Saturación (Psia)	De	0 a 500	300 a 5000

Fuente: Izurieta, 2017

1.7.5 Yacimientos de petróleo

Un yacimiento es una unidad volumétrica, geológica, que tiene límites definidos y con características petrofísicas que permiten la acumulación de grandes cantidades de hidrocarburos. En otras palabras, un yacimiento petrolero debe constar de elementos como roca generadora, roca

almacén y roca sello en la cual se da la acumulación del hidrocarburo (Escobar, 2005).

Los yacimientos de hidrocarburos son trampas subterráneas conformadas por una roca porosa y permeable capaces de almacenar cantidades comerciales de petróleo y gas. La parte superior de una trampa se considera creta y el punto inferior cierre o sello (Paris, 2009). El gas, al ser liviano se deposita en la parte superior del yacimiento, en la parte intermedia se deposita el petróleo, y por debajo se encuentra el agua de fondo también considerado como acuífero (Santamaría , Amezcua, & Carrillo, 2009).

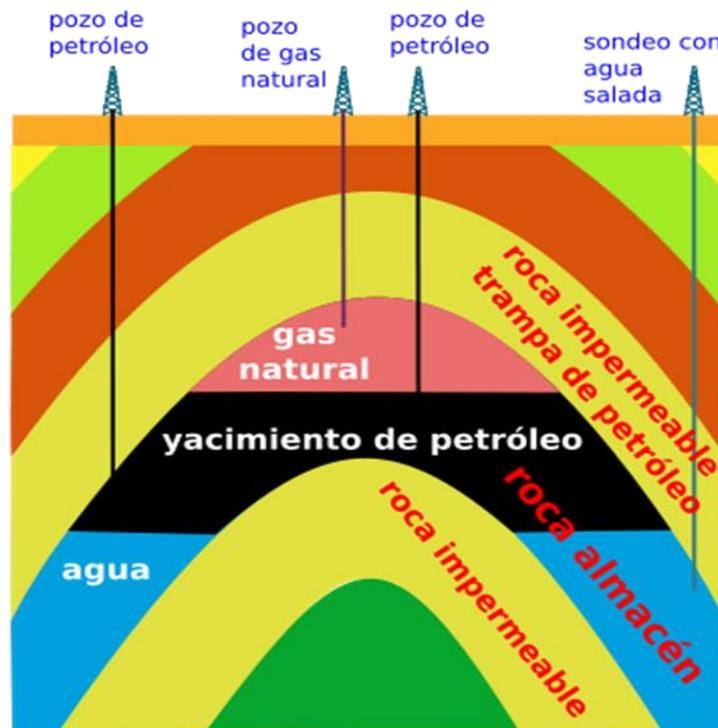


Figura 1. 9 Yacimiento de petróleo

Fuente: La Comunidad Petrolera, 2009.

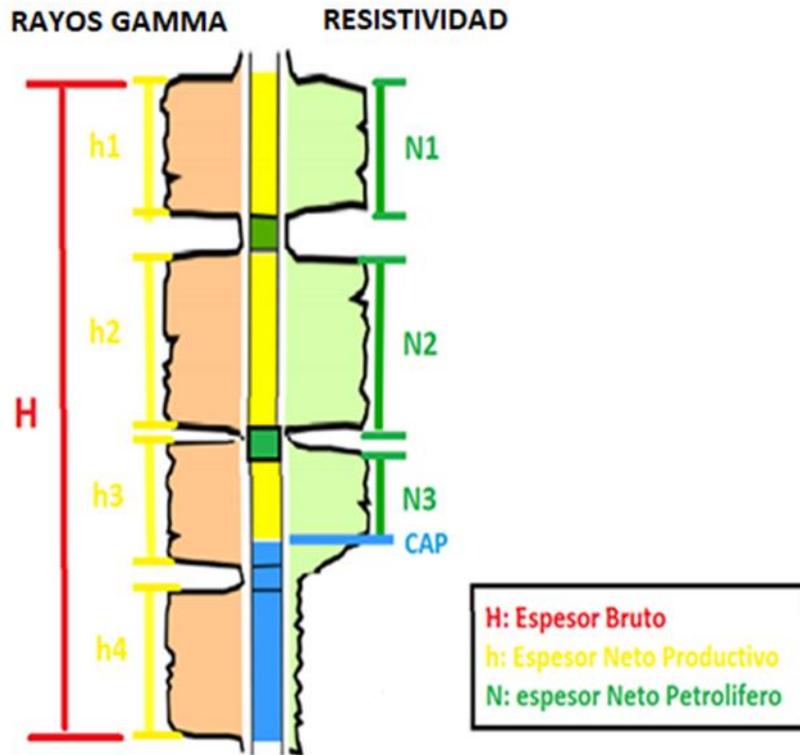


Figura 1. 10 Diagrama de perfiles de rayos gamma y de resistividad para mostrar los diferentes espesores

Fuente: Paris, 2009.

1.7.6 Clasificación de los yacimientos

Los yacimientos de petróleo se pueden clasificar de acuerdo con: geología de los yacimientos, punto de burbuja, estado de los fluidos, variaciones del volumen disponible de hidrocarburos, y por los tipos de empuje o mecanismo de producción (Escobar, 2005).

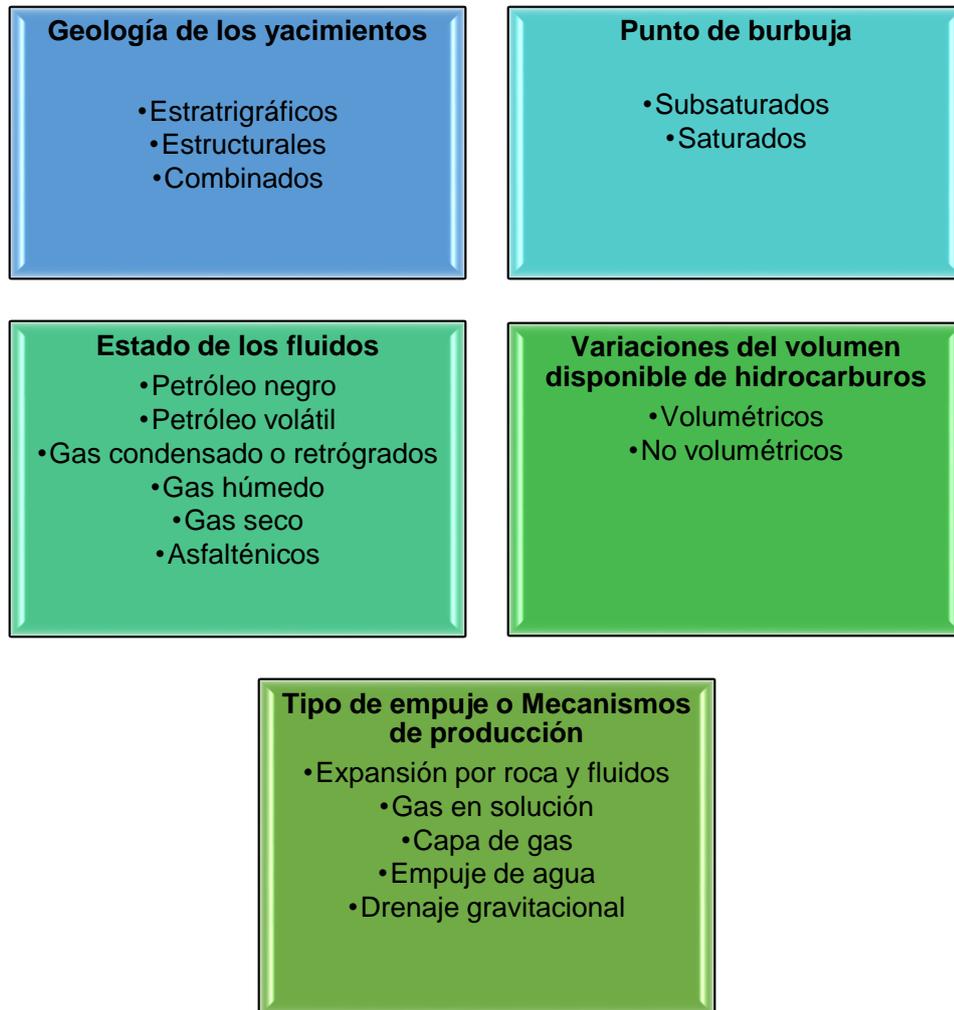


Figura 1. 11 Clasificación de los yacimientos

Fuente: Escobar, 2005.

1.7.7 Tipo de empuje o mecanismo de producción

La parte que se enfocara el proyecto es a los mecanismos de producción, que es la energía natural del yacimiento que permite que los fluidos se recuperen desde el subsuelo a través del pozo hasta la superficie. A estos tipos de mecanismos de producción se los denomina también como mecanismos de recuperación o producción primaria (Paris, 2009).

Dentro de estos mecanismos de producción primaria se tiene:

- **Expansión roca fluido:** se encuentra presente en todos los yacimientos, es más importante en los yacimientos que tienen la presión mayor que la presión de burbuja es decir en los yacimientos sub-saturados.
- **Gas en solución:** ocurre cuando la presión del yacimiento es menor a la presión de burbuja ocurriendo liberación del gas, este se expande y desplaza el petróleo haciéndolo producir al pozo.
- **Capa de gas:** ocurre en yacimientos saturados, los cuales tienen una presión menor a la de burbuja, tiene como fuente principal de energía la expansión de capa de gas en la cima del yacimiento.
- **Empuje de agua:** este mecanismo de empuje resulta de la invasión de un acuífero adyacente al yacimiento, dándose una expansión del acuífero que le proporciona energía al yacimiento.
- **Drenaje gravitacional:** se lo conoce también a este tipo de empuje como segregación por gravedad, se dan en yacimientos que tienen un espesor considerable y con un alto buzamiento, ocurre por las diferencias de densidades de los fluidos siendo un proceso relativamente débil y lento produciendo cuando la presión del yacimiento ha disminuido por debajo de la presión de saturación.
- **Empuje combinado:** se refiere a la combinación de dos empujes mencionados anteriormente, rara vez los yacimientos tienen un solo empuje actuando, lo más común es que estén siempre actuando dos de estos tipos de empuje y el más común es la combinación del empuje hidráulico y el de capa de gas (Escobar, 2005).

Tabla III. Mecanismos de empuje natural en un yacimiento

Mecanismo de empuje	Presión de yacimiento	GOR	Eficiencia de recobro
Expansión roca-fluido	Declina rápida y continuamente $P_i > P_b$	Permanece bajo y constante	1-10%
Gas en solución	Declina rápida y continuamente	Al inicio alto, incrementa y luego cae	5-30%
Capa de gas	Cae lentamente y de	Crece continuamente,	20-50%

	forma continua	se da en formaciones inclinadas	
Empuje de agua	Permanece alta, la P depende del caudal	Permanece bajo si la P es alta	30-70%
Drenaje Gravitacional	Declina rápido y continuamente	Bajo en formaciones poco inclinadas	40-80%
Combinado	Permanece alta, la P depende del sistema de combinado	Depende del sistema combinado	>80%

Fuente: Escobar, 2005.

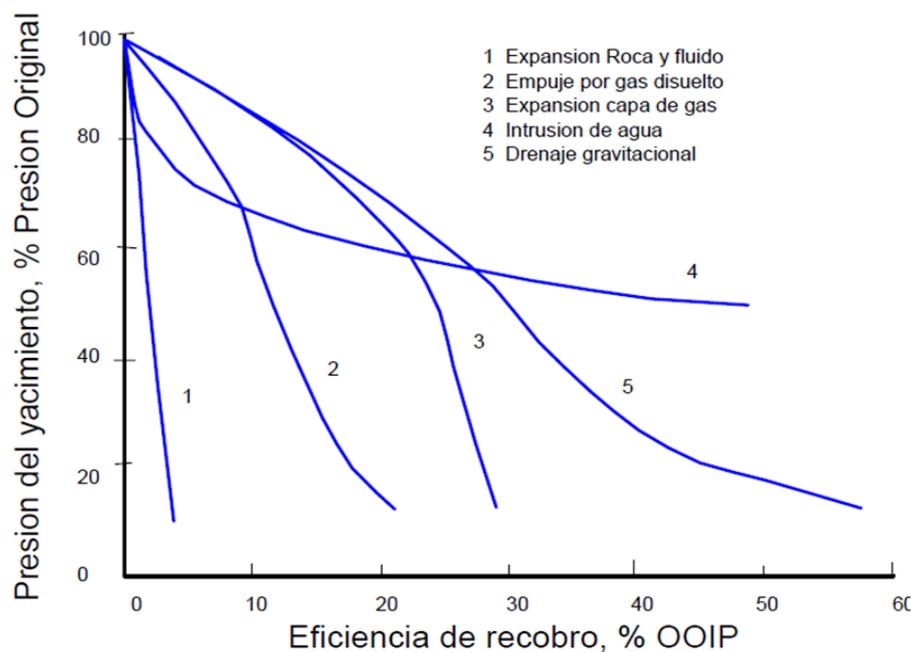


Figura 1. 12 Presión del yacimiento vs eficiencia de recobro con los mecanismos de empuje natural en un yacimiento.

Fuente: Escobar, 2005.

1.7.8 Propiedades físicas del fluido del yacimiento

Las propiedades físicas del fluido del yacimiento son determinadas mediante análisis en laboratorios por medio de una muestra tomada en el fondo del pozo o con muestras de superficie. En muchos de los casos no se pueden contar con muestras representativas del pozo y estas propiedades se las determinan por correlaciones empíricas o por

analogías. El conjunto de estas pruebas necesarias para poder obtener estas propiedades se las denominan pruebas PVT, consisten en determinar las diferentes relaciones de presión, volumen y temperatura (Paris, 2009). Las propiedades son:

- Gravedad específica del petróleo
- Gravedad API
- Presión de burbuja
- Factor volumétrico
- Razón de gas disuelto
- Viscosidad del petróleo

1.7.9 Viscosidad

La viscosidad es una propiedad muy importante para el diseño de las diversas etapas de operaciones de campo, y debe ser considerada para los diseños de producción. Algunas propiedades del yacimiento afectan su comportamiento como la presión, temperatura y el gas en solución (Escobar, 2005).

En general la viscosidad es la resistencia interna de un fluido al flujo, causada por la fricción interna que se genera en las moléculas del fluido cuando éstas se desplazan una sobre otras (Cortés, 2017).

La viscosidad de los crudos depende de la presión, puede ser clasificada en tres categorías:

1. Viscosidad de petróleo muerto: es aquella viscosidad que no tiene gas en solución y es definida como la viscosidad del crudo a presión atmosférica y temperatura del sistema.
2. Viscosidad de petróleo saturado: viscosidad de cualquier crudo a una presión menor o igual a la presión al punto de burbuja, por lo general se la calcula mediante modelos de ecuaciones tomando en cuenta la fase gaseosa y líquida del sistema.
3. Viscosidad de petróleo sub-saturado: es la viscosidad del crudo a una presión mayor a la presión del punto de burbuja y a temperatura del

yacimiento, tomando en cuenta la fase líquida del sistema (Escobar, 2005).

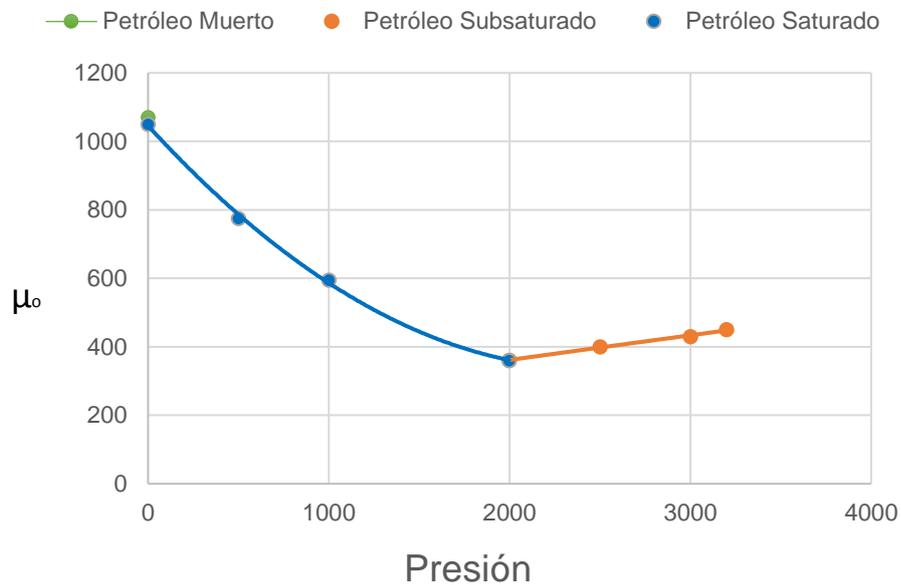


Figura 1. 13 Viscosidad vs Presión del petróleo muerto, saturado y sub-saturado

Fuente: Escobar, 2005.

1.7.10 Correlaciones para obtener la viscosidad basada en datos PVT

1.7.10.1 Correlaciones para el petróleo muerto

Tabla IV. Correlaciones para petróleo muerto

Nombre de la correlación	Fórmula
Beggs y Robinson	$\mu_{od}(cp) = 10^x - 1$
Beal – Glasco	$\mu_{od} = 0.32 + \frac{18(10^7)}{^\circ API^{4.53}} \left(\frac{360}{T - 260} \right)^A$ $A = 10^{0.42 + \frac{8.33}{^\circ API}}$
Kartoatmodjo	$\mu_{od} = 16 \times 10^8 T^{-2.8177} (\log(^\circ API))^{5.7526 \cdot \log T - 29.9718}$

Fuente: Paris, 2009.

1.7.10.2 Correlaciones para petróleo saturado

Tabla V. Correlaciones para petróleo saturado

Nombre de la correlación	Fórmula
Beggs y Robinson	$\mu_{ob} = a(\mu_{od}^b)$
	Donde: $a = 10.715(Rs + 100)^{-0.515}$
	$b = 5.44(Rs + 150)^{-0.338}$
Kartoatmodjo	$\mu_o = -0.06821 + 0.9824f + 0.0004034f^2$
	Donde: $f = (0.2001 + 0.8428x10^{-0.001127*Rs f})\mu_{od}^{0.43+0.5165y}$
	$y = 10^{-0.00081Rs f}$

Fuente: Paris, 2009.

1.7.10.3 Correlaciones para petróleo sub-saturado

Tabla VI. Correlaciones para petróleo sub-saturado

Nombre de la correlación	Fórmula
Beal	$\mu_o = \mu_{ob} + 0.001(P - Pb)[0.024\mu_{ob}^{1.6} + 0.38\mu_{ob}^{0.56}]$
	Donde: $\mu_o(cp)$: viscosidad del petróleo su saturado $\mu_{ob}(cp)$: viscosidad del petróleo a la presión al punto de burbuja.
Kartoatmodjo	$\mu_o = 1000081\mu_{ob} + 0.001(P - Pb)(-0.006157\mu_{ob}^{1.8148} + 0.38\mu_{ob}^{1.59})$

Fuente: Paris, 2009.

1.7.11 Correlaciones para obtener la viscosidad del gas basada en datos PVT

La viscosidad del gas por lo general aumenta con la presión, mientras que la temperatura disminuye la viscosidad del líquido y hace aumentar a la del gas a presiones bajas y moderadas.

Tabla VII. Correlaciones para obtener la viscosidad del gas basada en datos PVT

Nombre de la correlación	Fórmula
Carr	$\mu_{glc} = \mu_{gl} + C_{CO2} + C_{H2S} + C_{N2}$
	Donde:
	$\mu_{glc}(cp)$: viscosidad del gas corregida a 1atm y temperatura.
	$\mu_{gl}(cp)$: viscosidad del gas sin corregir a 1atm y temperatura leída de gráficos.
	$\mu_{gl} = (1.709 \times 10^{-5} - 2.062 \times 10^{-6} * \gamma_g)T + 8.188 \times 10^{-3} - 6.15 \times 10^{-3} \log \gamma_g$
	$C_{N2} = y_{N2}(8.48 \times 10^{-3} \log \gamma_g + 9.59 \times 10^{-3})$
$C_{CO2} = y_{CO2}(9.08 \times 10^{-3} \log \gamma_g + 6.24 \times 10^{-3})$	
$C_{H2S} = y_{H2S}(8.49 \times 10^{-3} \log \gamma_g + 3.73 \times 10^{-3})$	
Lee	$\mu_g = \frac{(K e^{X * \rho_g^Y})}{10^4}$
	Donde:
	$K = \frac{(9.4 + 0.02M)T^{1.5}}{209 + 19M + T}, X = 3.5 + \frac{986}{T} + 0.01M, Y = 2.4 - 0.2X$
	$\rho_g \left(\frac{g}{cm^3} \right) = 1.4935 \times 10^{-3} \frac{PM}{zT}$
	M: peso molecular del gas, P presión en psia, T temperatura en °R.
	z: factor de compresibilidad del gas

Fuente: Paris, 2009.

1.7.12 Correlaciones para obtener la viscosidad del agua basada en datos PVT

El agua está presente normalmente en los yacimientos, por eso se debe tener conocimiento de algunas propiedades física de esta agua connata, intersticial o de formación. También son afectadas por la presión, temperatura, cantidad de gas en solución y solidos disueltos.

Tabla VIII. Correlaciones para obtener la viscosidad del agua basada en datos PVT

Nombre de la correlación	Fórmula
Van Wingen	$\mu_w = e^{(1.003 - 1.479 \times 10^{-2}T + 1.982 \times 10^{-5}T^2)}$ <p>Donde: T está en °F</p>
Matthews	$\mu_{wl} = A + \frac{B}{T}$ <p>Donde:</p> <p>A = -0.04518 + 0.009313S - 0.000393S²</p> <p>B = 70.634 + 0.009576S²</p> <p>S: salinidad % en ppm (1% = 10000ppm), T en °F</p>
McCain	$\mu_{wl} = AT^B$ <p>Donde:</p> <p>A = 109.574 - 8.40564S - 0.3133143S² + 9.72213 × 10⁻³ S³</p> <p>B = -1.1216 + 2.6395 × 10⁻²S - 6.7946 × 10⁻⁴S² - 5.47119 × 10⁻⁵S³</p> <p>S: salinidad % en ppm (1% = 10000ppm), T en °F</p>
McCoy	$\mu_{wp} = 0.02414 \times 10^{\left(\frac{247.8}{T-140}\right)}$ <p>Donde:</p> <p>T en °K</p> <p>La corrección de μ_{wp} por salinidad está dada por:</p> $\frac{\mu_w}{\mu_{wp}} = 1 - 1.87 \times 10^{-3} S^{0.5} + 2.18 \times 10^{-4} S^{2.5} + (T^{0.5} - 1.35 \times 10^{-2} T)(2.76 \times 10^{-3} S - 3.44 \times 10^{-4} S^{-1.5})$ <p>Donde:</p>

T en °F y S es la salinidad en porcentaje.

Fuente: Paris, 2009.

1.7.13 Correlaciones para mezclas

Para calcular la viscosidad de dos o más líquidos puede realizarse mediante la ecuación de Refutas que solo se la utiliza para hidrocarburos. Se la realiza en tres pasos:

1. Calcular el número de fusión de viscosidad o índice de la mezcla (VBN). Es importante que los componentes de la mezcla estén a la misma temperatura. La ecuación es la siguiente:

$$VBN_i = 14,534 * \ln[\ln(v + 0,8)] + 10,975 \quad (1.1)$$

Donde:

$$VBN = \text{índice de viscosidad de cada componente}$$
$$v = \text{viscosidad cinemática (cst)}$$

2. Calcular el VBN de la mezcla mediante la ecuación:

$$VBN_m = (x_a \cdot VBN_a) + (x_b \cdot VBN_b) + \dots + (x_n \cdot VBN_n) \quad (1.2)$$

Donde:

$$VBN_x = \text{índice de viscosidad de cada componente}$$
$$VBN_m = \text{índice de viscosidad de la mezcla}$$
$$x_x = \text{fracción de la masa de cada componente de la mezcla}$$

3. El último paso es determinar la viscosidad cinemática de la mezcla mediante la siguiente ecuación:

$$v_m = e^{e^{\frac{VBN_m - 10,975}{14,534}} - 0,8} \quad (1.3)$$

Donde:

$$VBN_m = \text{índice de viscosidad de la mezcla}$$
$$v_m = \text{viscosidad de la mezcla}$$

1.8 Tipos de sistemas de levantamiento artificial (SLA)

El levantamiento artificial generalmente es usado cuando el pozo no tiene la suficiente energía para poder producir hasta superficie. Es común que un sistema de levantamiento artificial sea usado en la vida temprana del pozo para aumentar la producción. Hay diferentes tipos de levantamientos que pueden ser utilizados estos depende de factores económicos, operacionales y características del pozo (Schlumberger, 2015).

Un levantamiento artificial es aquel que aporta energía a los fluidos producidos por el yacimiento para que lleguen a superficie, el objetivo es vencer la columna hidrostática del fluido al aplicar algún tipo de levantamiento (Fragoza, 2013). Las formas de lograr este objetivo es inyectar algún fluido ya sea gas o agua para alivianar la columna o mediante una bomba para proporcionar la energía adicional al pozo (Anguiano, 2009). Los tipos de levantamiento más usados en la industria petrolera se presentan en la siguiente figura 1.14.

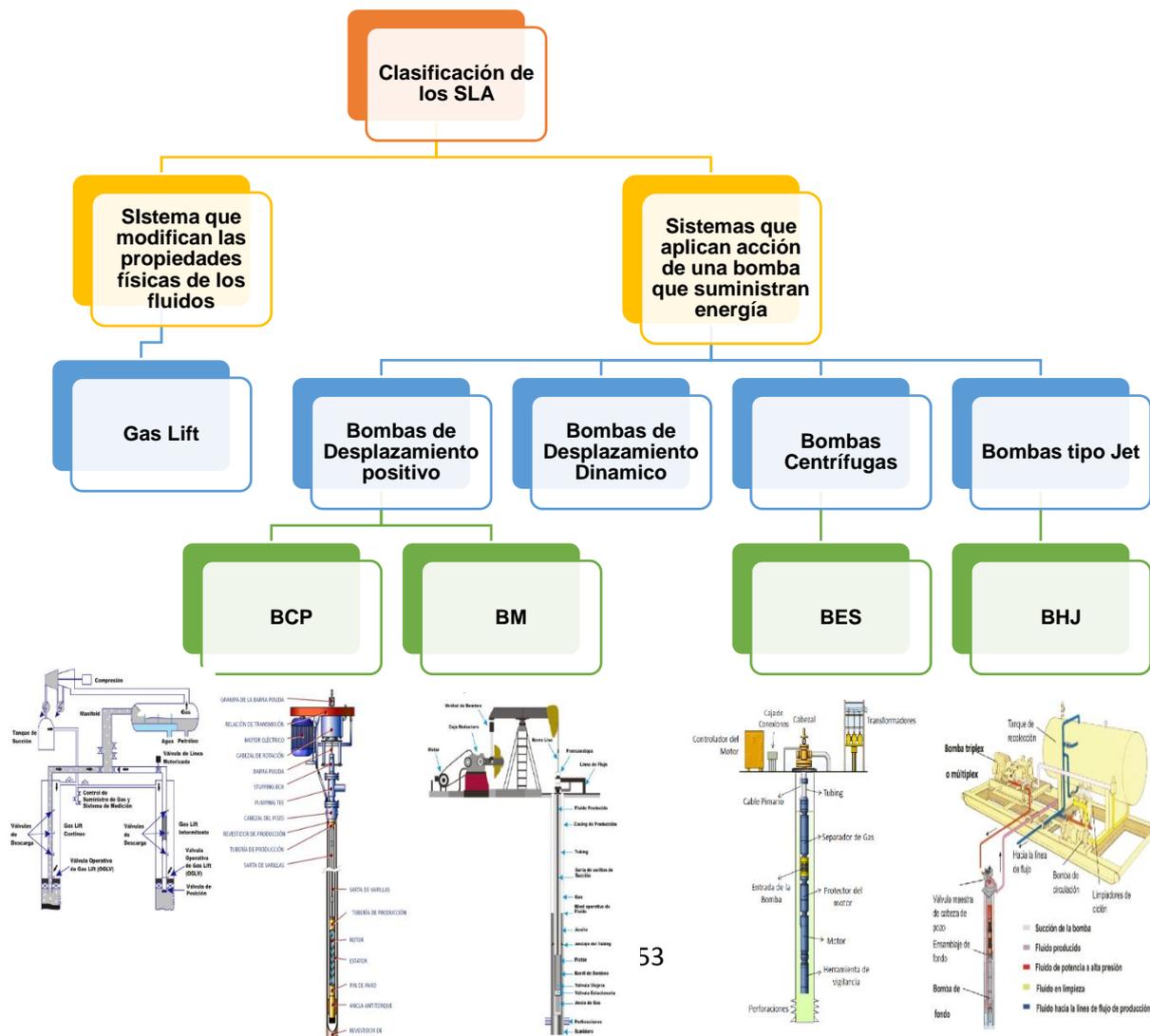


Figura 1. 14 Tipos de levantamiento artificial más usados a nivel mundial

Fuente: Golan & Whitson, 1996.

1.8.1 Bombeo mecánico

Es uno de los tipos de levantamiento más utilizado en el mundo. Este sistema consiste en levantar el fluido a través de una sarta de varillas. Estas son movidas por la transmisión de la potencia de una bomba recíproca las cuales tienen dos válvulas check, en la cual una es viajera y la otra es estacionaria (Romero & Almeida, 2014).

1.8.1.1 Componentes del bombeo mecánico

El bombeo mecánico presenta componentes en superficie y en subsuelo. A continuación, se indican los componentes respectivos.

Los componentes de superficie son:

- Unidad de bombeo
- Motor de la unidad
- Cabezal del pozo
- Barra o varilla pulida
- Caja reductora
- Sistemas de poleas
- Prensa estopa o stuffing box

Los componentes de subsuelo son:

- Tubería de producción
- Sarta de varillas
- Ancla de gas
- Ancla de tubería

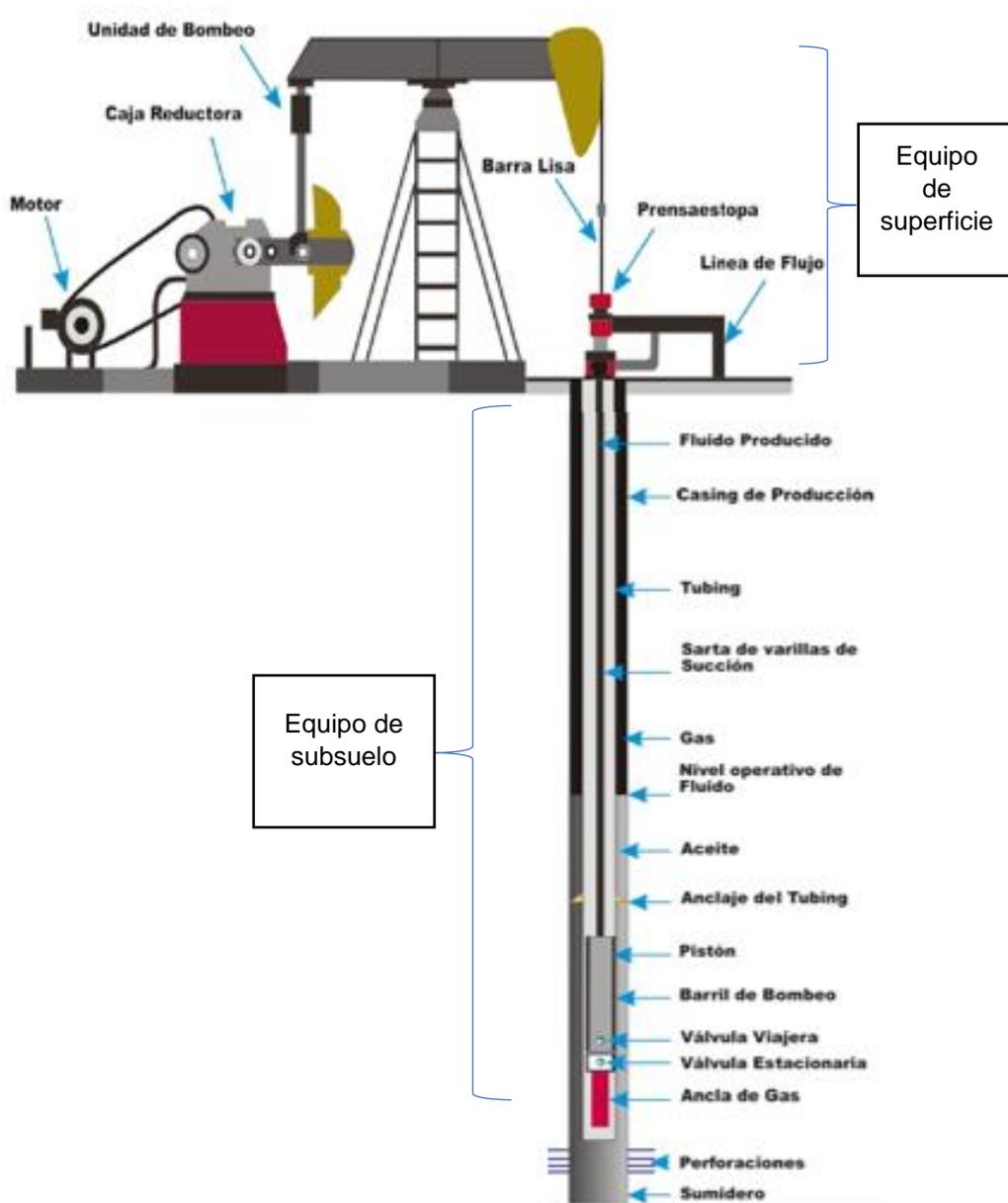


Figura 1. 15 Equipos de superficie y subsuelo del Sistema de bombeo mecánico

Fuente: Romero & Almeida, 2014.

1.8.1.2 Ventajas y desventajas del bombeo mecánico

Tabla IX. Ventajas y desventajas del bombeo mecánico

Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none"> El diseño es poco 	<ul style="list-style-type: none"> A menudo en pozos

complejo.	desviados no es posible usar este tipo de levantamiento.
<ul style="list-style-type: none"> • Es un sistema simple, eficiente y fácil de operar. 	<ul style="list-style-type: none"> • Profundidades limites debido a la capacidad de las varillas si no se usa varillas de vidrio.
<ul style="list-style-type: none"> • Puede operar con combustible o electricidad como fuente de energía. 	<ul style="list-style-type: none"> • Desgaste del equipo por la presencia de arenas o sólidos.
<ul style="list-style-type: none"> • Puede operar a altas temperaturas. 	<ul style="list-style-type: none"> • Susceptible de presentar bloqueo por excesivo gas libre en la bomba.
<ul style="list-style-type: none"> • Puede bombear crudo altamente viscoso. 	<ul style="list-style-type: none"> • La unidad de superficie es pesada, necesita mucho espacio.

Fuente: Romero & Almeida, 2014; Schlumberger, 2015.

1.8.2 Bombeo por gas lift o neumático

Este método opera mediante la inyección de gas para alivianar la columna de fluido y de esta manera los fluidos del yacimiento lleguen a superficie, se debe inyectar la tasa de gas adecuada para que sea eficiente (Schlumberger, 2016). Se puede operar mediante dos tipos de inyección de gas que son levantamiento de gas lift continuo y gas lift intermitente (Florero, 2016).

El principio de operación del gas lift continuo es la inyección de gas a través de la más profunda de una serie de válvulas ubicadas a lo largo de la tubería de producción, este tipo se lo aplica a pozos que tienen altos niveles de fluido que no tienen suficiente presión para fluir naturalmente (Escalante, 2015).

El sistema de levantamiento intermitente se lo realiza inyectando gas intermitentemente durante un intervalo de tiempo y luego de que pasa cierto tiempo se repite la inyección y comienza de nuevo ciclo, se lo aplica en pozos con presiones bajas que producen a tasas bajas (Florero, 2016).

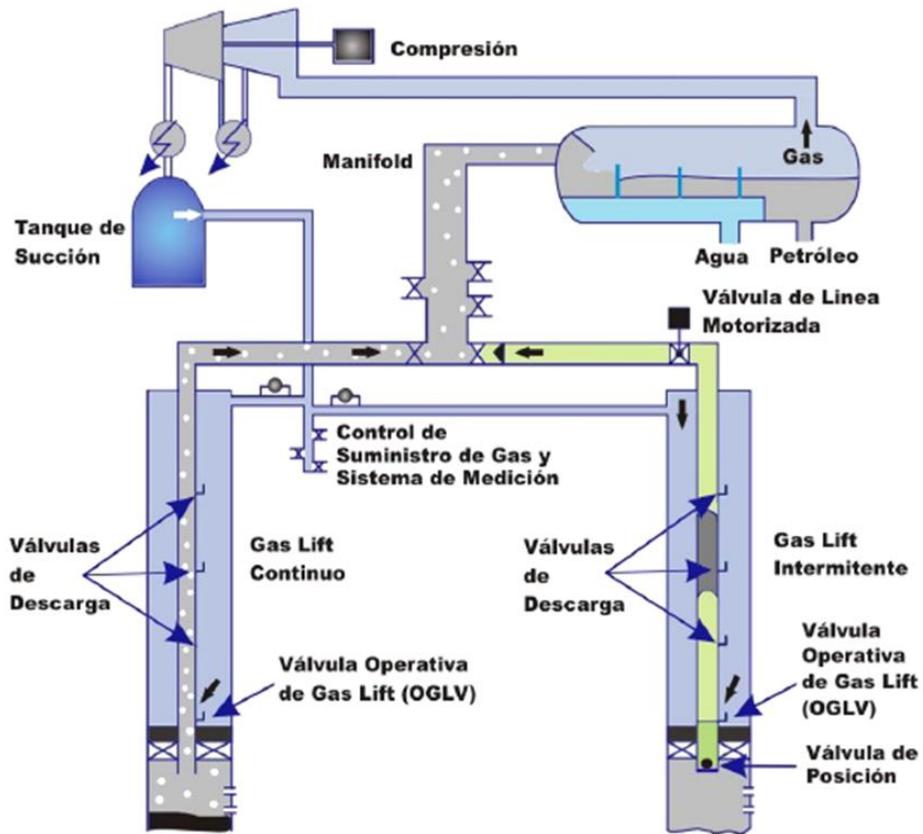


Figura 1. 16 Sistema de levantamiento artificial por gas lift continuo e intermitente

Fuente: Florero, 2016.

1.8.2.1 Componentes del sistema gas lift

Componentes de superficie:

- Cabezal
- Planta compresora
- Para flujo continuo se usa choke
- Para flujo intermitente se usa choke con control de tiempo.
- Conexiones superficiales
- Líneas de inyección de gas
- Válvulas superficiales
- Medidores de flujo

Componentes de subsuelo:

- Mandriles
- Válvulas de inyección de gas
- Packers

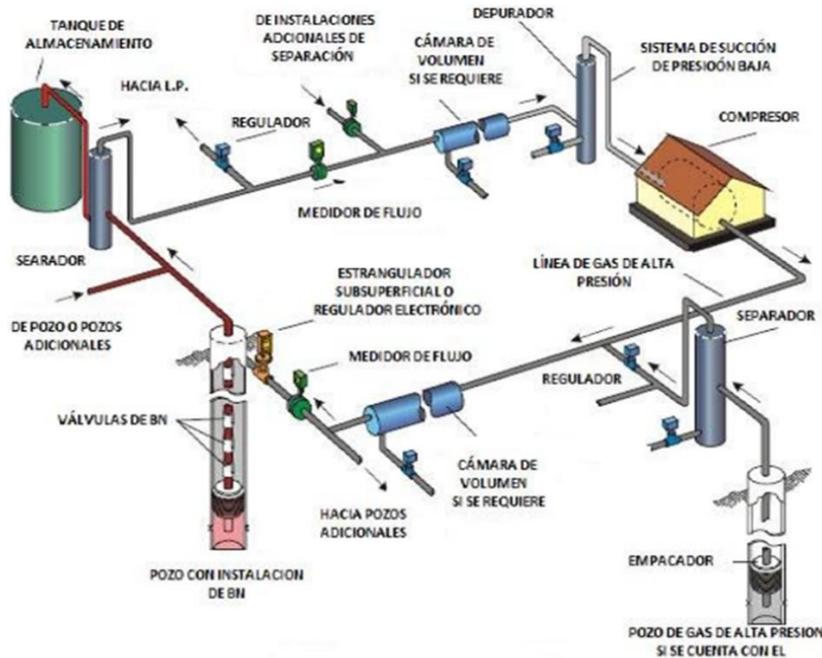


Figura 1. 17 Equipos en superficie y subsuelo de un sistema de levntamiento artificial con gas lift

Fuente: Florero, 2016.

1.8.2.2 Ventajas y desventajas del sistema de levntamiento con gas lift

Tabla X. Ventajas y desventajas del sistema de levntamiento artificial con gas lift

Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none"> • Los costos iniciales de los equipos son menores que los otros métodos de levntamiento. 	<ul style="list-style-type: none"> • Se necesita una gran cantidad de gas, en algunos casos se puede utilizar aire o gases de escape.
<ul style="list-style-type: none"> • La producción de arena no afecta a los equipos de levntamiento a gas en la mayoría de las instalaciones. 	<ul style="list-style-type: none"> • Puede dificultarse por el excesivo entre los pozos, puede dificultar el uso de una fuente centralizada de gas a alta presión.
<ul style="list-style-type: none"> • Puede ser utilizado en pozos desviados usando mandriles 	<ul style="list-style-type: none"> • Si el gas que se va a utilizar es muy corrosivo puede afectar las

especiales.	operaciones del sistema a menos que sea tratado correctamente.
<ul style="list-style-type: none"> • Se pueden producir varios pozos desde una sola planta o plataforma. 	<ul style="list-style-type: none"> • Se incrementa la dificultad al levantar crudos pesados menor a 15° API debido a la gran fricción.

Fuente: Schlumberger, 2016

1.8.3 Bombeo electro sumergible o electro centrífugo (BES)

Este levantamiento artificial se basa en la acción continua de una bomba centrífuga multi-etapas la cual cuenta con la energía suministrada por un motor eléctrico de inducción, el cual en superficie es alimentado por un cable de potencia por una fuente de voltaje (Schlumberger, 2015). Una vez que se transforma la energía de la fuente de voltaje, la energía requerida se transmite a través del cable de potencia hasta el motor de subsuelo, desde el transformador. El motor general genera la fuerza necesaria que se transmite a la bomba con múltiples etapas, cada una de las etapas constan de un impulsor que rota y un difusor estacionario, los cuales imparten un movimiento rotacional al fluido para llevarlo a la superficie. Este tipo de sistema de producción se lo aplica en yacimientos con altos porcentajes de agua y baja relación de gas-petróleo (Márquez, 2017).

1.8.3.1 Componentes del bombeo electro sumergible

Componentes de superficie:

- Red eléctrica
- Paneles de control (switchboard)
- Transformador reductor
- Variador de frecuencia
- Transformador elevador
- Caja de venteo
- Cabezal del pozo

Componentes de subsuelo:

- Cable de potencia
- Motor
- Sello
- Intake
- Separador de gas
- Bomba electro-centrífuga

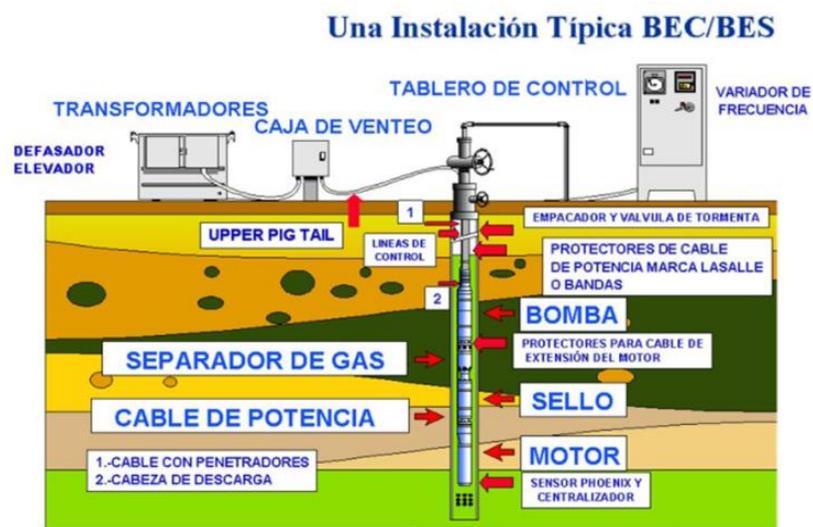


Figura 1. 18 Instalación típica de un sistema de bombeo electro sumergible o electro centrífuga

Fuente: Márquez, 2017.

1.8.3.2 Ventajas y desventajas del bombeo electro sumergible

Tabla XI. Ventajas y desventajas del sistema de levantamiento artificial electro sumergible

Ventajas	Desventajas
Permite producir altos volúmenes de producción.	El costo inicial es relativamente alto.
Puede operar en pozos desviados y offshore.	Requiere una fuente de electricidad estable y que sea confiable.
Puede ser automatizado para	Para recuperar algún

supervisión y control.	componente del equipo de fondo se debe realizar un reacondicionamiento.
Bajo impacto ambiental por la ausencia de derrames.	El equipo se ve afectado por la producción de arena.

Fuente: Nemoll, 2011.

1.8.4 Bombeo por cavidades progresivas

Se basa en la acción continua de una bomba de cavidades progresivas estilo tornillo, necesita de potencia que es suministrado por un motor eléctrico de superficie o subsuelo. Si el motor se encuentra en la superficie la transmisión de la energía a la bomba se da mediante de un eje y/o varillas, que permiten la comunicación motor-bomba des de la superficie hasta el subsuelo (Schlumberger, 2015). Mientras que el motor si se encuentra en el fondo se lleva un cable desde la superficie el cual proporciona la energía al motor para que funcione y mueva la bomba. La bomba está compuesta por un rotor que gira dentro de un estator formando cavidades progresivas desde el extremo donde se succiona el fluido hasta el extremo de descarga de la bomba que mediante la ayuda del sello que está entre las hélices del rotor y estator, mantiene el fluido en movimiento permanente a una velocidad fija, que es directamente proporcional a la velocidad de rotación de la bomba. Una bomba de cavidad progresiva no es más que una bomba de desplazamiento positivo que esta engranada en forma espiral (Fragoza, 2013).

1.8.4.1 Componentes del bombeo por cavidades progresivas

Componentes de superficie:

- Red eléctrica o generador eléctrico
- Transformador reductor
- Variador de frecuencia
- Transformador elevador

- Motor
- Cabezal giratorio
- Cabezal del pozo, entre otros

Componentes de subsuelo:

- Sarta de varillas
- Tubería de producción
- Bomba de cavidades progresivas (rotor, estator)
- Pin de paro
- Ancla de anti-torque

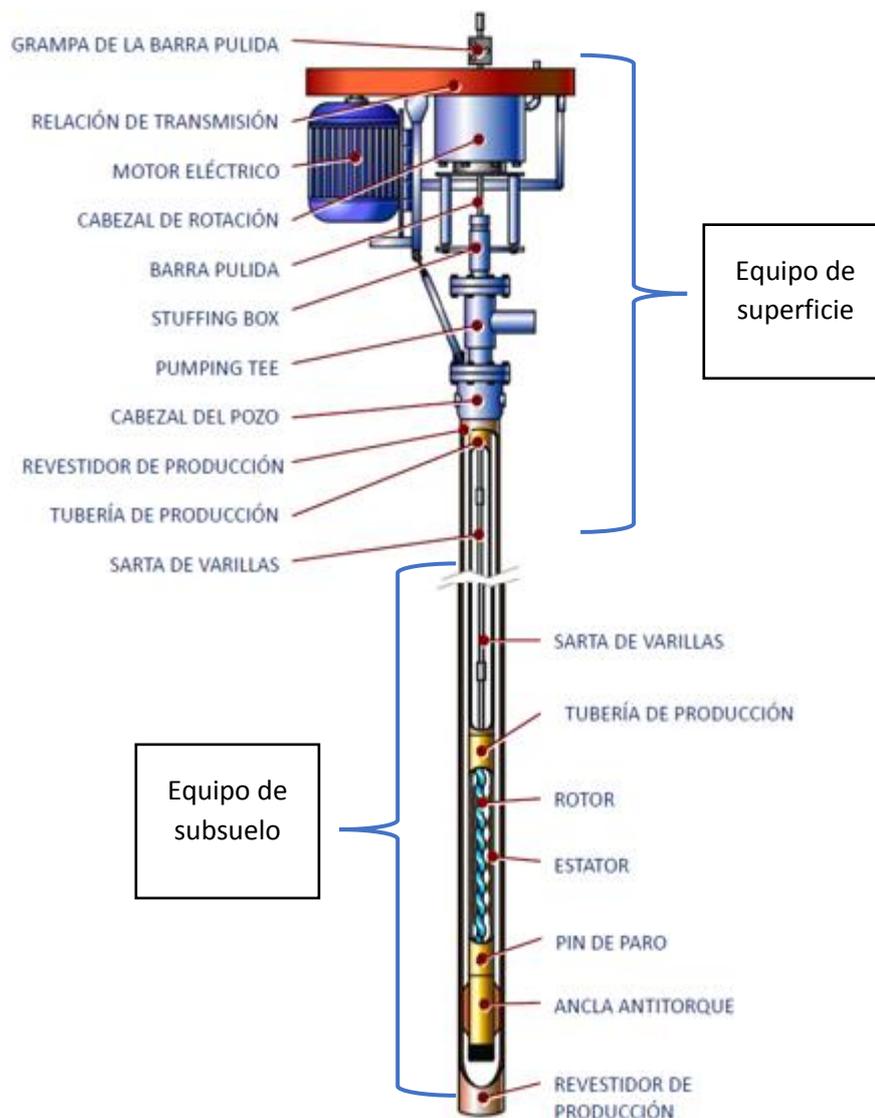


Figura 1. 19 Componentes del bombeo por cavidades progresivas.

1.8.4.2 Ventajas y desventajas del bombeo por cavidades progresivas

Tabla XII. Ventajas y desventajas del bombeo por cavidades progresivas

Ventajas	Desventajas
Sistema de levantamiento artificial de mayor eficiencia.	Baja eficiencia cuando existe alto contenido de gas.
Excelente para la producción de crudos viscosos.	El material elastómero se afecta con H ₂ S, CO ₂ , entre otros.
Puede manejar grandes contenidos de sólidos y de gas.	Tiene poca tolerancia con pozos de alta temperatura.
Bajo costos iniciales y de mantenimiento.	Necesita unidad de workover para mantenimiento del equipo de subsuelo.
Puede trabajar con bajas presiones de entrada a la bomba.	Baja eficiencia cuando existe alto contenido de gas.

Fuente: Fragoza, 2013.

1.8.5 Sistema de levantamiento artificial por bombeo hidráulico

Este tipo de levantamiento usa una bomba de fondo hidráulica que utiliza un fluido para su accionar con el fin de levantar el fluido a superficie. Este método de producción necesita operar con energía desde una unidad en superficie (Schlumberger, 2015).

El principio fundamental en el bombeo hidráulico es la “Ley de Pascal” que dice que la presión ejercida sobre la superficie de un fluido se transmite con igual intensidad en todas las direcciones. Este principio aplicado en el bombeo hidráulico es inyectar un fluido a alta presión desde un lugar centralizado o individual desde la superficie hacia la bomba de subsuelo y de esta manera hace que los fluidos del pozo entren al tubing de producción (Márquez, 2017).

1.8.5.1 Componentes del bombeo hidráulico

Sistema de fluido motriz: al momento de inyectar fluido motriz en el bombeo hidráulico solo puede hacer mediante dos tipos de sistema.

1. Sistema de fluido motriz cerrado (FMC): en este tipo de sistema el fluido motriz que se inyecta no se mezcla con los fluidos del pozo, se necesita una sarta de tubería adicional tanto dentro del pozo como en superficie, una que permita transportar la producción hasta la batería de tanques y la otra que retome el fluido motriz que ya cumplió su función de alivianar la columna de fluido hasta el tanque para luego ser recirculado (Botía, Ramos, & Colorado, 2012).

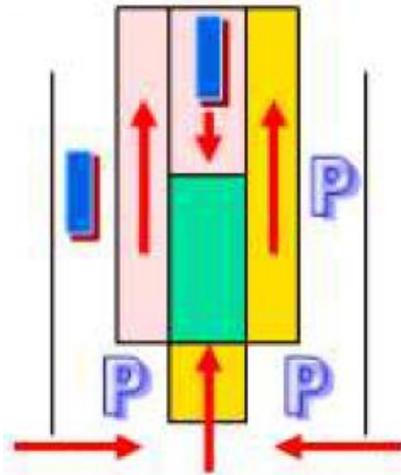


Figura 1. 20 Sistema de fluido motriz cerrado

Fuente: Botía, Ramos, & Colorado, 2012.

2. Sistema de fluido motriz abierto (FMA): este tipo de sistema mezcla el fluido motriz (agua o petróleo) inyectado con el fluido del yacimiento y llegan a superficie por el espacio anular o por el tubing dependiendo del equipo de subsuelo que se utilice. El uso de este sistema es más sencillo y económico (Botía, Ramos, & Colorado, 2012).

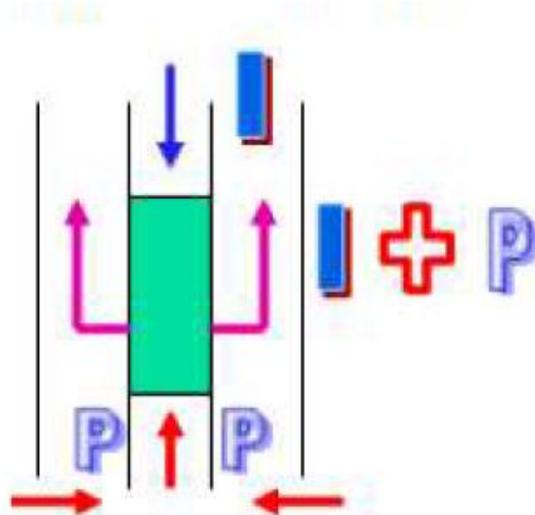


Figura 1. 21 Sistema de fluido motriz abierto

Fuente: Botía, Ramos, & Colorado, 2012.

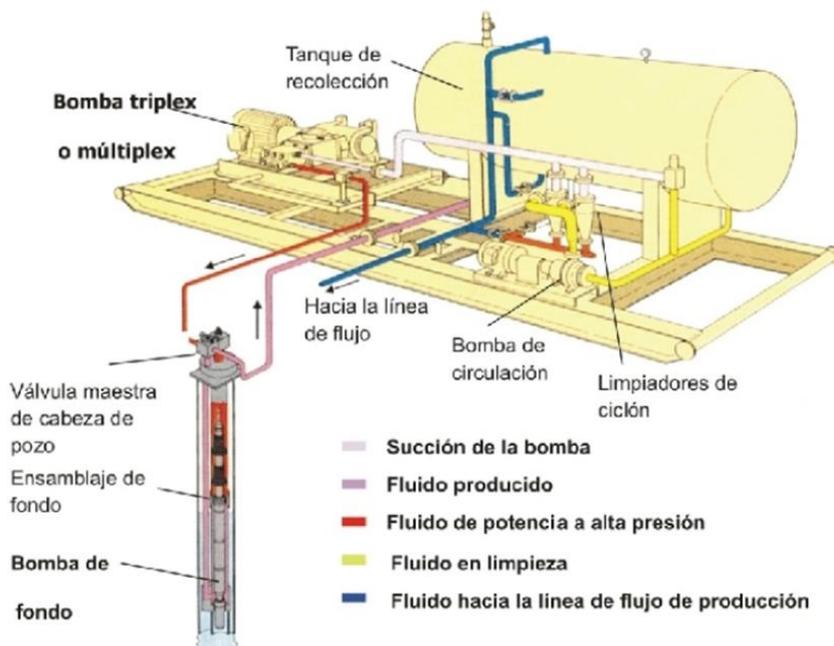


Figura 1. 22 Sistema típico de bombeo hidráulico tipo pistón o jet

Fuente: Rodríguez & Robles, 2010.

Elementos de superficie:

- Tanques de almacenamiento
- Unidad hidráulica de poder
- Manifold

- Cabezal del pozo
- Lubricador
- Instrumentos adicionales

Elementos de subsuelo:

- Instalaciones de tubería
- Bomba fija
- Bomba libre

Bombas de subsuelo: se utilizan dos tipos de bombas para la producción: una es tipo pistón y otro es tipo jet.

- **Bomba tipo pistón:** el bombeo con bomba pistón consta de dos elementos el motor y bomba hidráulica de pistón, este es un arreglo reciprocante. El fluido inyectado hace que el motor adquiera un movimiento reciprocante y la bomba actúa debido por el movimiento del motor y comienza a bombear el petróleo del pozo hacia la superficie (Amaya & Chanatásig, 2009).

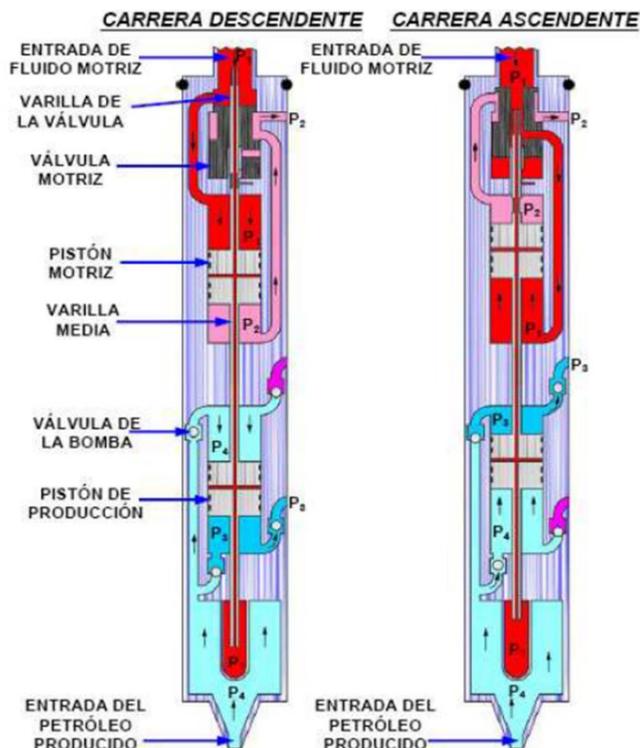


Figura 1. 23 Carrera descendente y ascendente de un sistema por bombeo hidráulico

Fuente: Amaya & Chanatásig, 2009.

- **Bomba tipo jet:** la ventaja que tiene este tipo de bomba es que no posee partes móviles y el funcionamiento se da por medio de la transferencia de energía entre el fluido motriz y los fluidos producidos, esto permite que la bomba pueda trabajar con un fluido de calidad baja que la que normalmente se requiere cuando se usa otro tipo de bomba. Este tipo bomba se utiliza en un sistema abierto de fluido motriz (Cárdenas, Jérez, Vega, & Vergara, 2009).

El principio de operación de la bomba jet se fundamenta en un principio básico que es el de Venturi el cual consiste en el paso de un fluido a través de un área reducida donde se ocasiona un cambio de energía potencial a cinética originado a la salida del nozzle, produciendo la succión del fluido de la formación (Anguiano, 2009).

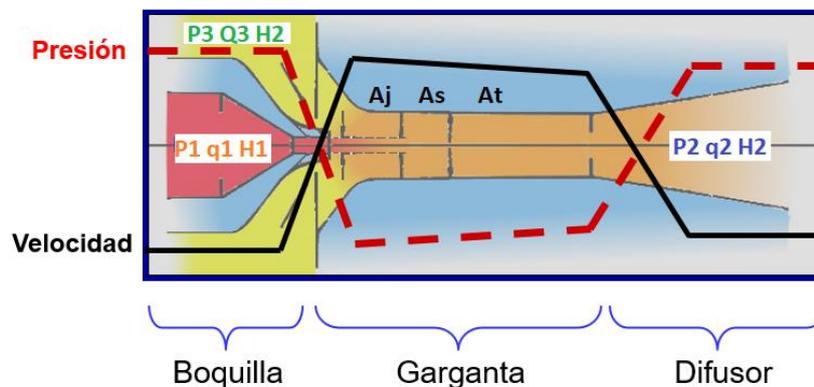


Figura 1. 24 Configuración nozzle, garganta y difusor de una bomba jet

Fuente: Dorante, Semeco, Trujillo, & Zea, 2013.

A continuación, se describen los parámetros que influyen dentro de este tipo de bomba en base a la figura 1.24:

Donde:

Q1= Caudal de bombeo

P1= Presión total en la boquilla de la bomba

Q2= Caudal deseado combinado

P2= Presión de descarga

Q3= Caudal de producción deseado

P3= Presión de succión

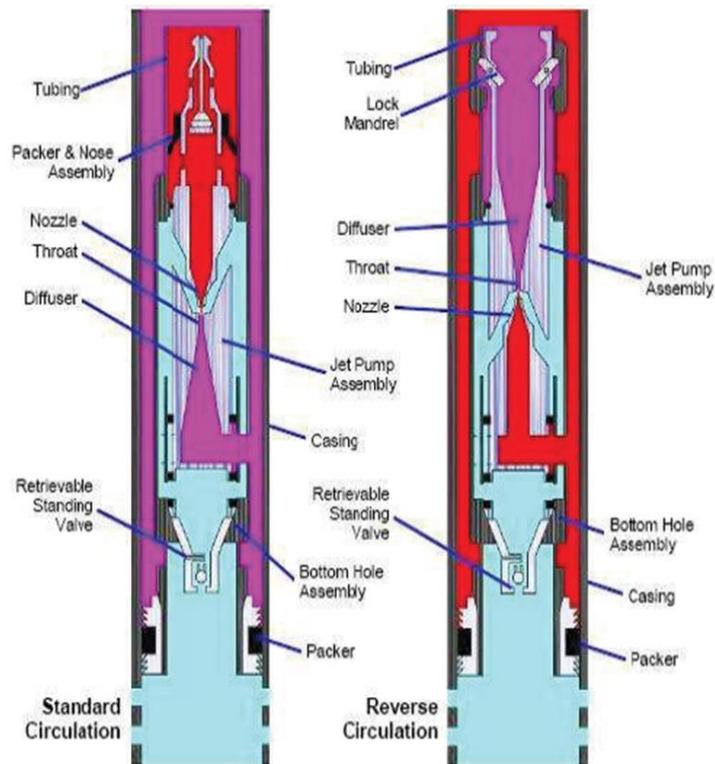


Figura 1. 25 Circulación estándar y reversa realizada por una bomba jet

Fuente: Amaya & Chanatásig, 2009.

1.8.5.2 Ventajas y desventajas del bombeo hidráulico tipo pistón y jet

Tabla XIII. Ventajas y desventajas de la bomba pistón

Bomba Pistón	
Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none">• En pozos profundos y desviados trabaja bien.	<ul style="list-style-type: none">• Limitaciones en presencia de sólidos.
<ul style="list-style-type: none">• Ahorro de potencia en superficie.	<ul style="list-style-type: none">• Inconvenientes en presencia de gas libre.

<ul style="list-style-type: none"> • Fácil remoción de bomba para realizar limpieza. 	<ul style="list-style-type: none"> • Componente son propensos al desgaste, costo de mantenimiento elevado.
<ul style="list-style-type: none"> • Facilidad con que se instalan y recuperan las bombas sub-superficiales. 	
<ul style="list-style-type: none"> • Puede operar en pozos direccionales. 	
<ul style="list-style-type: none"> • Costo mayor por unidad para operar comparadas con las centrifugas. 	
<ul style="list-style-type: none"> • Para una operación eficiente es necesario fluido motriz limpio. 	
<ul style="list-style-type: none"> • Manejo de crudos pesados. 	
<ul style="list-style-type: none"> • Amplio rango de presión. 	
<ul style="list-style-type: none"> • Índice continuo de descarga. 	

Fuente: Amaya & Chanatásig, 2009.

Tabla XIV. Ventajas y desventajas de la bomba jet

Bomba Jet	
Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none"> • La bomba no posee partes móviles lo que significa alta duración y menor tiempo para el mantenimiento. 	<ul style="list-style-type: none"> • La bomba puede presentar cavitación bajo ciertas condiciones.
<ul style="list-style-type: none"> • Bombea todo tipo de crudos, inclusive crudos pesados. 	<ul style="list-style-type: none"> • Su diseño puede ser bastante complejo.
<ul style="list-style-type: none"> • Costos de reemplazo de las bombas relativamente bajos. 	<ul style="list-style-type: none"> • Su eficiencia es baja entre 26% a 33%.
<ul style="list-style-type: none"> • Funciona en pozos profundos, desviados, horizontales y verticales. 	<ul style="list-style-type: none"> • Necesario alto caballaje mayor de 200HP.
<ul style="list-style-type: none"> • Trabaja con bajas presiones de superficie. 	
<ul style="list-style-type: none"> • Estabiliza la producción. 	
<ul style="list-style-type: none"> • Aumenta la producción en pozos con problemas de 	

emulsión.

- Puede ser recuperable.
 - Este tipo de bomba puede manejar fluidos con CO₂, SO₂, arena y gas.
 - No se requiere torre de workover para cambiar la bomba.
-

Fuente: Amaya & Chanatásig, 2009.

1.8.5.3 Problemas frecuentes en la bomba jet

Como problemas frecuentes durante las operaciones con bombas jet se tienen los siguientes:

- Cavitación: es un fenómeno que se produce por la formación y posterior al colapso de burbujas de gas o vapor que se ocasiona por el cambio de presión produciendo desgaste, erosión a la garganta de la bomba afectando su eficiencia de producción (Beltrán & Perlaza , 2014). Existen dos etapas:
 1. Etapa: Transición de la fase líquida a la fase vapor.
 2. Etapa: Transición de la fase vapor a la fase líquida.

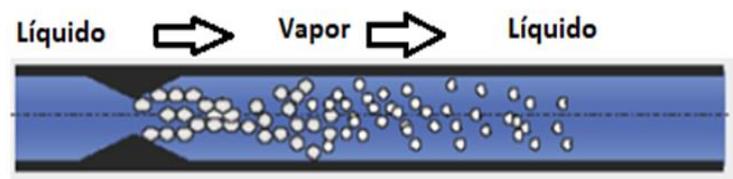


Figura 1. 26 Etapas de la cavitación

Fuente: Cárdenas, Jérez, Vega, & Vergara, 2009.

- Taponamiento del nozzle: se produce cuando hay una excesiva presencia de sólidos en el fluido motriz, taponando el área del nozzle produciendo un incremento inmediato en la presión de operación,

debiéndose reversar la bomba a la superficie (Beltrán & Perlaza , 2014).

1.8.6 Fluido motriz

El fluido motriz o de poder debe tener ciertas características para que el bombeo hidráulico tenga un funcionamiento eficiente, mayor elevación de la presión de descarga a la bomba y mejorar la productividad. El fluido puede ser petróleo o agua (Márquez, 2017).

El petróleo como fluido motriz debe estar libre de elementos abrasivos o corrosivos, debe ser de un crudo ligero, este posee lubricidad natural, es un fluido compresible, el manejo de este tipo de fluido motriz debe ser con la seguridad debida puesto que existe peligro de incendio (Beltrán & Perlaza , 2014).

El agua como fluido motriz es usada en ambientes ecológicamente difíciles o propensos a un gran impacto, por ejemplo, en una zona cerca de una ciudad. Este es muy utilizado porque es de fácil disposición, es de bajo costo (Márquez, 2017).

El único inconveniente que presenta es su baja viscosidad como lubricante y tiene características corrosivas es por ello por lo que se necesita de aditivos como: lubricantes, bactericidas e inhibidores de corrosión, este sería la desventaja por el alto costo de estos aditivos para convertir el agua de formación en agua tratada para que sea fluido motriz. Las ventajas que tiene es el de eliminar los riesgos de incendio, se tiene un mejor control en las pruebas de producción (Beltrán & Perlaza , 2014).

1.8.7 Unidad de prueba móvil (MTU)

En ingles se la conoce como Mobile Testing Unit de ahí sus siglas MTU es un equipo transportable y versátil utilizado en pozos para evaluación o producción mediante el bombeo hidráulico. Estas unidades son de mucha utilidad para los pozos que no disponen de facilidades de producción en superficie entran en producción con el uso de esta unidad. Esta unidad

cumple con las mismas funciones de una estación central del fluido motriz, proporciona fluido motriz limpio, sin gas a la presión de inyección que se opere (Beltrán & Perlaza , 2014).

La MTU se compone de 7 partes principales: motor de combustión interna, caja de velocidades, bomba recíproca, manifold de inyección, separador bifásico o trifásico, y la plataforma (Avilés & León, 2016).

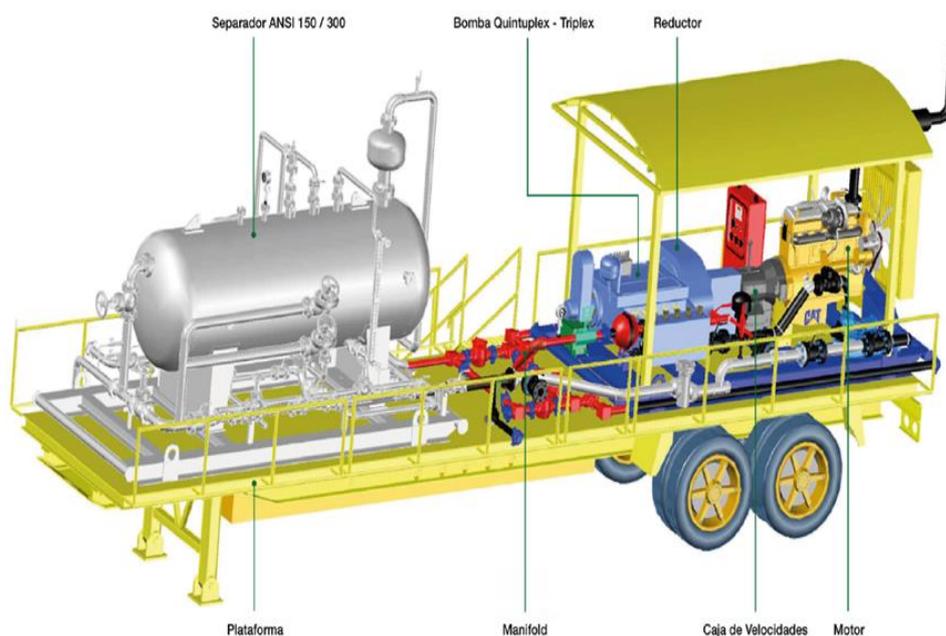


Figura 1. 27 Componentes de una unidad de prueba (MTU)

Fuente: SERTECPET, 2010.

1.9 Consideraciones para seleccionar un sistema de levantamiento artificial

Se debe tener en cuenta al momento de seleccionar un sistema de levantamiento artificial a más de las características del fluido se debe tomar en cuenta las propiedades del yacimiento, la completación y desviación del pozo, la presión de yacimiento y profundidad. También se debe considerar el aspecto económico y mantenimiento de los elementos que es cada vez más complejo a medida que aumenta la profundidad del pozo (Figuroa & Tibaduisa, 2016).

Otras características que deben considerarse son el número de pozos a perforar y/o modificar, la producción, el tamaño de la tubería de revestimiento e

inclinación, cada una de estas características a tomar en cuenta facilitan la eficiencia de uno u otro tipo de levantamiento (Hirschfeldt & Bertomeu, 2014).

Una adecuada selección del tipo de levantamiento también implica las facilidades de superficie, la distancia que estén los pozos, de las presiones y temperaturas en la cabeza del pozo, el contenido de agua y sedimentos, el contenido de gas, emulsiones obliga a tener facilidades complejas con altos requerimientos de energía, grandes capacidades de almacenamiento, tratamientos posteriores, entre otros aspectos (Hirschfeldt & Bertomeu, 2014).

1.10 Criterios a considerar para la selección del sistema de levantamiento artificial

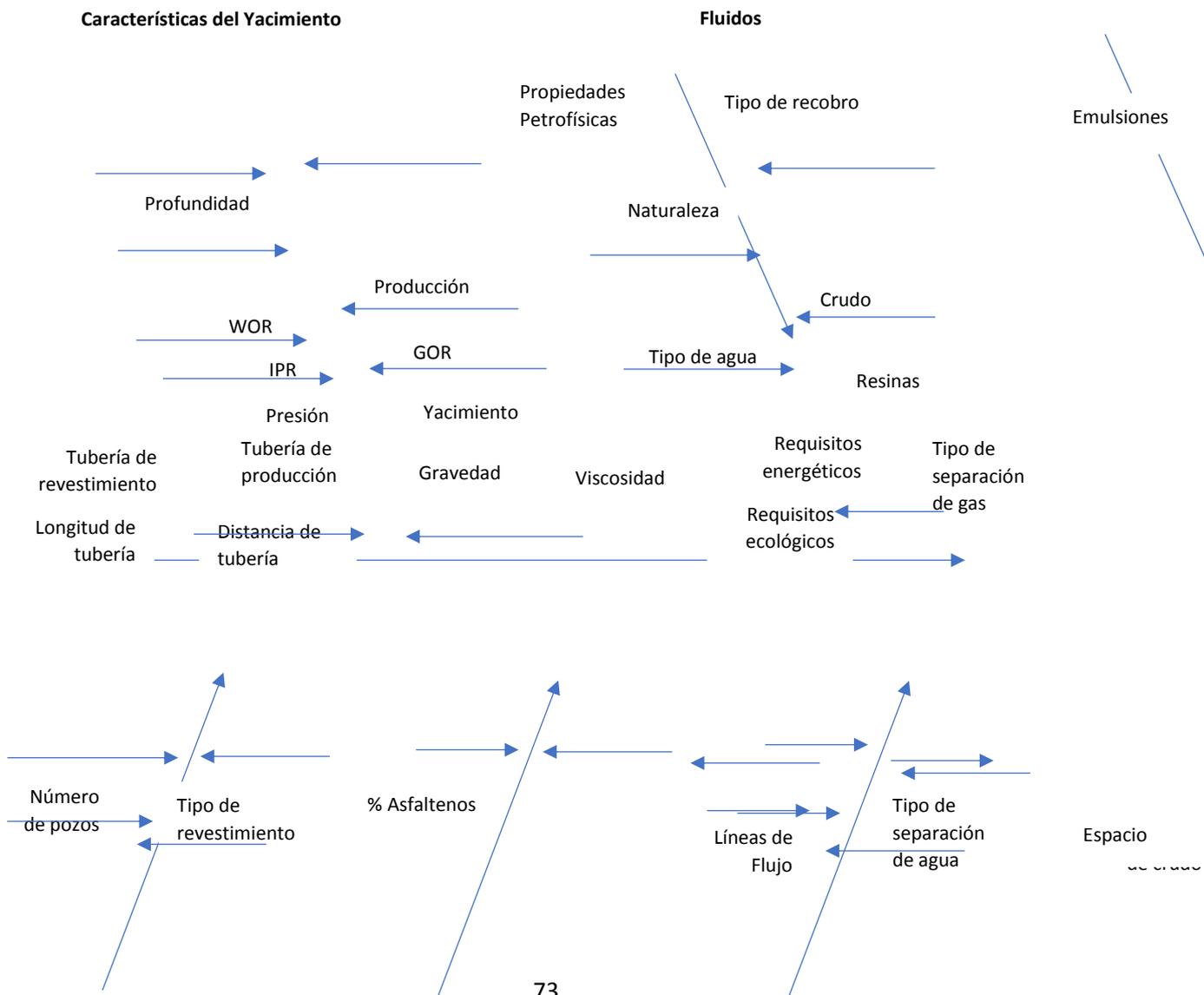




Figura 1. 28 Diagrama de los elementos que deben considerar ante las posibles alternativas de levantamiento de los crudos pesados para un bajo costo y alto rendimiento

Fuente: Dake, 1978.

Características de la producción de fluidos del pozo:

- **Caudal de producción:** se lo considera uno de los parámetros más influyentes en la selección de algún tipo de levantamiento se puede decir que es el más importante. Este caudal de producción puede ser evaluado mediante las curvas de oferta (inflow) y demanda (outflow) del pozo, por lo que estas indican el comportamiento de afluencia de los fluidos del yacimiento al pozo (Hirschfeldt & Bertomeu, 2014).
- **Corte de agua y sedimentos (BSW):** este parámetro influye directamente con la producción total del yacimiento, por ejemplo, hay pozos en el oriente ecuatoriano que producen 1000 barriles de los cuales 200 barriles son de petróleo y los 800 de agua. Los altos cortes afectan al comportamiento de afluencia del yacimiento; también al momento de producir más agua implica pérdida de presión adicional en la tubería por su mayor densidad (Avilés & León, 2016).
- **Temperatura de fondo o del yacimiento:** la temperatura es un parámetro que debe tomarse en cuenta porque juega un papel fundamental en los problemas de funcionamiento de los equipos que no están fabricados para que soporten tales temperaturas elevadas (Figuerola & Tibaduisa, 2016).
- **Relación gas-liquido:** la producción que se tiene de gas/liquido (petróleo-agua) influyen en la selección del sistema de levantamiento, generalmente estos sistemas pierden eficiencia con el incremento de esta relación. Esta relación se debe enfocar tanto en formación como el gas libre a la entrada de la bomba. La relación gas-liquido en la formación si es alto se debe tomar en

cuenta el sistema óptimo en estos casos. Mientras que la relación de gas libre a la entrada de la bomba es el gas que no se encuentra disuelto en el petróleo, este es un problema grave en la mayoría de los sistemas de levantamiento porque disminuye la eficiencia de las bombas que utilizan (Florero, 2016).

- **Viscosidad del petróleo y °API:** es un factor determinante para seleccionar un sistema, debido a que crudos altamente viscosos generan problemas en la producción (Fragoza, 2013).
- **IPR o Comportamiento de afluencia del pozo:** es la capacidad que tiene el pozo para producir fluidos, es un factor que también influye en la selección de un sistema de levantamiento (Figuroa & Tibaduisa, 2016).

Características de la completación del pozo:

- **Profundidad:** este es un parámetro que limita la aplicación de los sistemas de levantamiento artificial, el caudal de producción depende de la profundidad mientras que en los sistemas de producción el asentamiento de la bomba depende de la profundidad. Otros parámetros también se ven influenciados por la profundidad como la gravedad API y temperatura (Figuroa & Tibaduisa, 2016).
- **Desviación del pozo:** parámetro que afecta la selección del sistema debido a que los diferentes tipos de sistemas de producción tienen su completación de fondo que con un alto grado de desviación no podrán trabajar de manera eficiente o no podrán diseñarse en esas condiciones (Avilés & León, 2016).

Características del yacimiento:

- **Tipo de empuje:** el tipo de empuje en el yacimiento influye en toda su vida productiva, también afecta al tipo de levantamiento que se seleccione, por eso se debe conocer qué tipo de empuje está actuando en el yacimiento para escoger una selección óptima del levantamiento artificial (Hirschfeldt & Bertomeu, 2014).
- **Índice de productividad:** este parámetro es exclusivamente del yacimiento y del pozo. A lo largo de la vida productiva no podemos conocer en qué forma variara, pero si este permanece constante a lo largo del tiempo se debe a que

la tasa de producción varía proporcionalmente al draw-down del pozo (Hirschfeldt & Bertomeu, 2014).

- **Presión del yacimiento:** es un parámetro que permite levantar los fluidos del fondo del pozo, está dada por la diferencia de la presión estática del yacimiento y la presión de fondo fluyente. Esta presión influye en la selección del levantamiento artificial porque establece la capacidad de bombeo y el tamaño de la bomba que se quiere instalar, también influye en los equipos de superficie, ubicación y sugerencia óptima de la bomba de subsuelo (Avilés & León, 2016).

Características de la infraestructura de superficie:

- **Localización del pozo:** este factor es influyente porque se debe conocer la ubicación del pozo si está en zona urbana, rural o costa afuera, si se dispone de volúmenes de gas de inyección, fuentes de energía eléctrica, factores que determinan la selección del sistema de levantamiento. Por ejemplo, las plataformas costa afuera tienen como limitante el espacio en superficie, en las áreas urbanas o rurales se debe tener en cuenta la seguridad y contaminación ambiental (Hirschfeldt & Bertomeu, 2014).
- **Energía eléctrica:** la disponibilidad de energía eléctrica es fundamental para el correcto funcionamiento de los sistemas de levantamiento artificial y este parámetro está relacionado con la localización del pozo (Figuroa & Tibaduisa, 2016).
- **Problemas esperados:** se pueden tener diversos problemas en la producción, como producción de arenas que causa erosión en los equipos, parafina y asfaltenos tienen tendencia a causando contrapresión, acumulación de escamas produce reducción en el diámetro interno de las tuberías, corrosión, entre otros problemas que ocasionan problemas tanto en superficie como en fondo (Figuroa & Tibaduisa, 2016).

1.11 Well testing (pruebas de pozo)

Este método de evaluar al pozo es sumamente necesario porque nos permite conocer el comportamiento del yacimiento y sus características para poder predecir el desempeño que podrá tener (Mattar, 2004). Contribuyen a establecer

estrategias para el desarrollo de un campo, optimizar su desarrollo mediante el comportamiento dinámico del campo en términos de caudal de producción y los fluidos que se extraen bajo las diferentes condiciones de operación (Corbett, Hamdi, & Kazemi, 2011).

Las pruebas de pozos se las puede clasificar en dos grupos las cuales son de productividad y pruebas de presión transitoria (Corbett, Hamdi, & Kazemi, 2011).

1.11.1 Pruebas de productividad

Las pruebas de productividad se realizan en varias etapas de la vida de un pozo como son la perforación, completacion, y durante la producción. Los objetivos de estas pruebas van desde la identificación de los fluidos producidos hasta características complejas del yacimiento (Corbett, Hamdi, & Kazemi, 2011).

Las pruebas de productividad se realizan para:

- Reconocer los fluidos producidos
- Determinar las relaciones de volúmenes respectivas.
- Registrar la presión y la temperatura del reservorio.
- Conseguir muestras para análisis PVT.
- Determinar el potencial de producción del pozo.
- Evaluar la eficiencia de la completación.
- Caracterizar daños del pozo
- Evaluar los trabajos de estimulación o reacondicionamiento.

1.11.2 Pruebas de presión transitoria

Las pruebas de presión transitoria son pruebas que se realizan cambiando el caudal de producción en superficie y se registra el cambio de presión en el fondo de pozo (Corbett, Hamdi, & Kazemi, 2011). Estas pruebas permiten:

- Evaluar los parámetros del yacimiento
- Determinar la heterogeneidad del yacimiento.
- Estimar los límites del y la geometría del yacimiento
- Establecer si hay comunicación hidráulica entre los pozos.

1.12 Métodos de pruebas de presión transitoria y productividad

La prueba de pozos se la puede realizar mediante:

- Evaluación mediante DST (Drill Steam testing).
- Evaluación mediante DST con cañón incorporado.
- Evaluación con bomba jet.

El presente trabajo se enfocará más en el método más utilizado en la industria ecuatoriana, el cual es la evaluación mediante bomba jet (Gómez & Vilcaguano, 2013).

1.12.1 Evaluación de pozos con bomba jet

La evaluación de pozos es efectuada con la utilización del bombeo hidráulico, para lo cual se requiere en superficie un equipo generador de fluido motriz y en subsuelo la bomba jet, generalmente se realiza mediante la MTU para determinar pruebas de producción o de presión transitoria este es el método más eficiente y económico para tener parámetros actuales del yacimiento y tomar futuras decisiones (Beltrán & Perlaza , 2014).

1.13 Análisis nodal

En el sector petrolero se necesita optimizar la producción diaria de hidrocarburos por tal motivo necesitan de una técnica la cual es el Análisis Nodal que es utilizada a nivel mundial por su efectividad y confiabilidad a nivel mundial. El análisis nodal es la técnica utilizada para la optimización de la producción, permite analizar las condiciones a las que está operando el pozo para reestablecer o elevar la producción del pozo. Esta técnica permite detectar las restricciones del flujo y de esta manera cuantificar el impacto de la capacidad de producción del sistema, también permite adecuar la infraestructura instalada en el fondo del pozo y superficie para reflejar en el tanque el verdadero potencial de los pozos asociados al sistema (Márquez, 2017).

En la actualidad se tienen simuladores comerciales que nos permiten aplicar esta técnica de una manera rápida y confiable, la principal aplicación de estos simuladores es que nos permite realizar múltiples simulaciones variando parámetros importantes que intervienen en el sistema de producción para cuantificar el impacto de dichos parámetros en la capacidad del sistema. Esta técnica se la puede usar en una completación de un pozo que no ha sido perforado o en pozos que estén produciendo de una marea ineficiente. El análisis nodal siempre busca la relación entre el flujo que pasa por un nodo (punto que divide el sistema de producción) en específico del sistema de producción y la caída de presión que se da en este (Maggiolo, 2008).

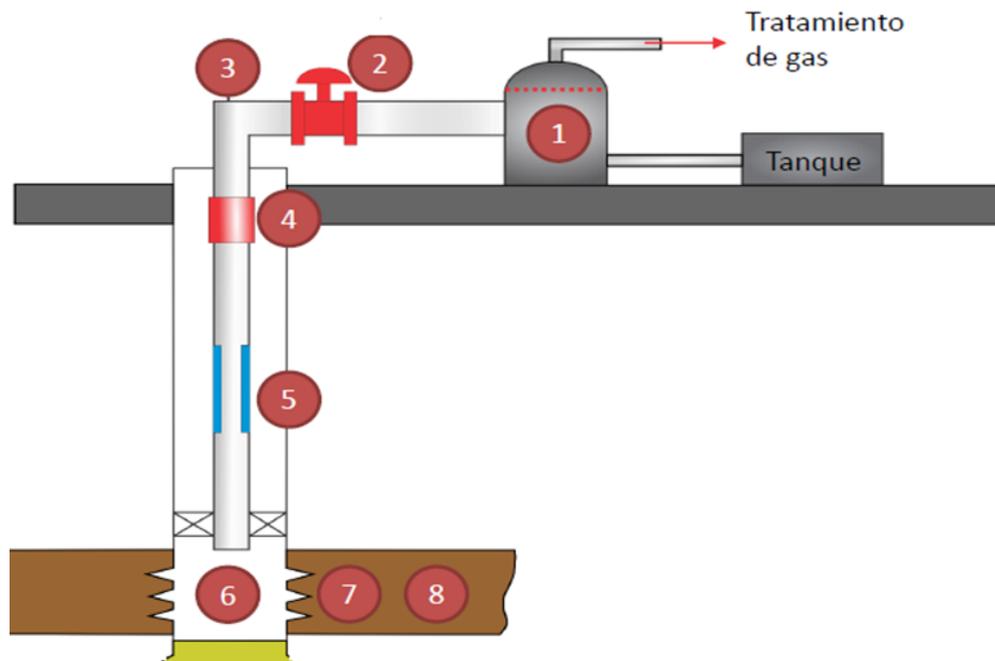


Figura 1. 29 Componentes del sistema de producción

Fuente: Maggiolo, 2008.

De acuerdo con la figura 2.31, se tienen los componentes del sistema de producción en superficie y en el subsuelo, los cuales son los siguientes:

1. Separador → presión en el separador.
2. Estrangulador superficial → presión del estrangulador.
3. Cabeza del pozo → presión en la cabeza del pozo.
4. Estrangulador de fondo → presión del estrangulador.

5. Restricciones → presión de las restricciones
6. Fondo del pozo → presión de fondo fluyendo.
7. Zona de daño → presión de fondo fluyendo con daño a la formación.
8. Yacimiento → presión del fondo estática.

1.13.1 Información requerida para el análisis nodal

Para realizar un análisis nodal eficiente se requiere de información del yacimiento, del pozo, fluidos, y de la superficie.

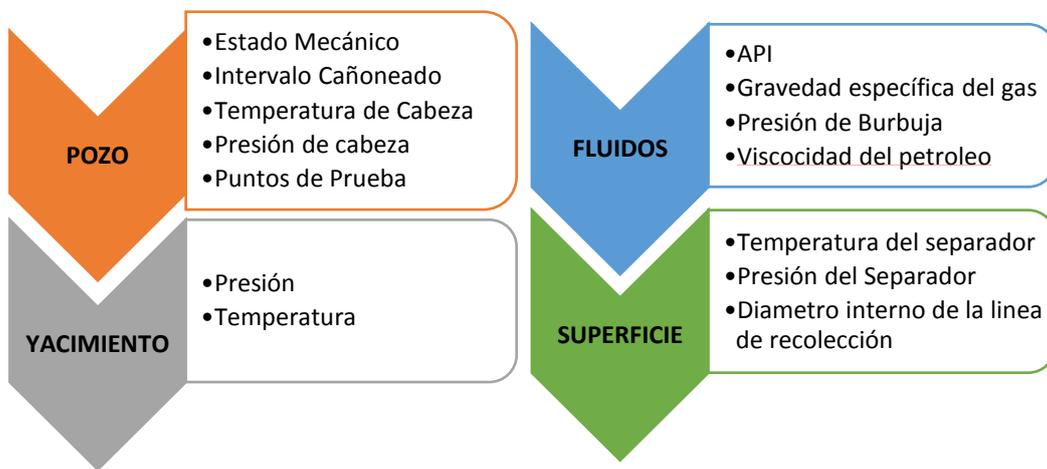


Figura 1. 30 Información requerida del pozo, fluidos, yacimiento y superficie para realizar un análisis nodal.

Fuente: Valle, Romero, & Cabarcas, 2017.

Una vez teniendo esta información se puede realizar los modelos requeridos y el modelamiento del análisis nodal mediante la metodología que se muestra en la figura 1.31.

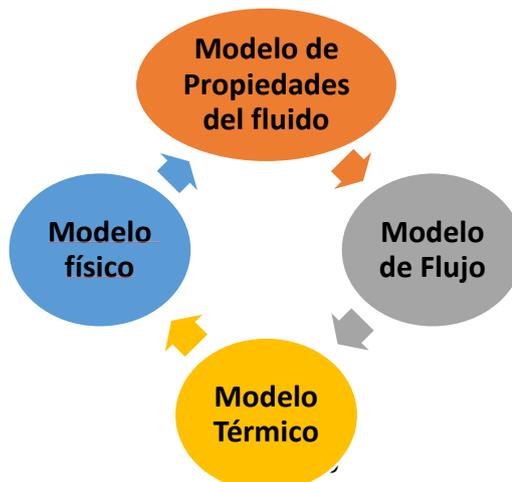


Figura 1. 31 Metodología para realizar un análisis nodal.

Fuente: Valle, Romero, & Cabarcas, 2017.

Finalmente, una vez con los datos requeridos el resultado del análisis nodal es la intersección de la curva del comportamiento del yacimiento que se la llama inflow o curva de oferta y la curva de capacidad del sistema de transporte del sistema también llamada outflow o curva de demanda (Márquez, 2017).

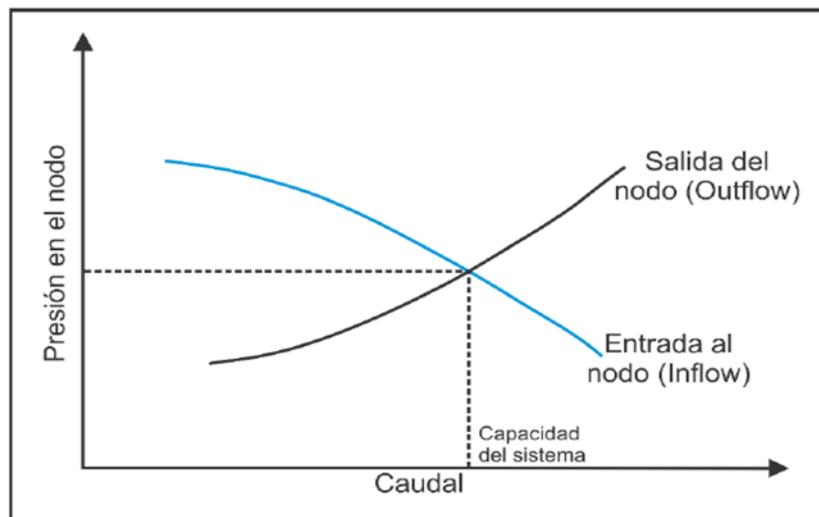


Figura 1. 32 Curvas inflow y outflow a partir de un análisis nodal.

Fuente: Maggiolo, 2008.

1.13.2 Índice de productividad y el IPR

El índice de productividad se lo define como la relación que existe entre la tasa de producción de fluido y el draw-down que es la diferencia de la presión de yacimiento y la presión de fondo fluyente del pozo (Márquez, 2017).

La escala típica de los valores de índice de productividad es:

- Baja productividad: $J < 0,5$
- Productividad media: $0,5 < J < 1$

- Alta Productividad: $1 < J < 2$
- Excelente productividad: $2 < J$

$$J \left(\frac{\text{bpd}}{\text{lpc}} \right) = \frac{q_o}{(P_{ws} - P_{wfs})} \quad (1.4)$$

El IPR es el Inflow Performance Relationships, es la representación gráfica de las presiones fluyentes y las tasas de producción de fluido que el yacimiento puede aportar al pozo para cada una de las presiones de fondo fluyente.

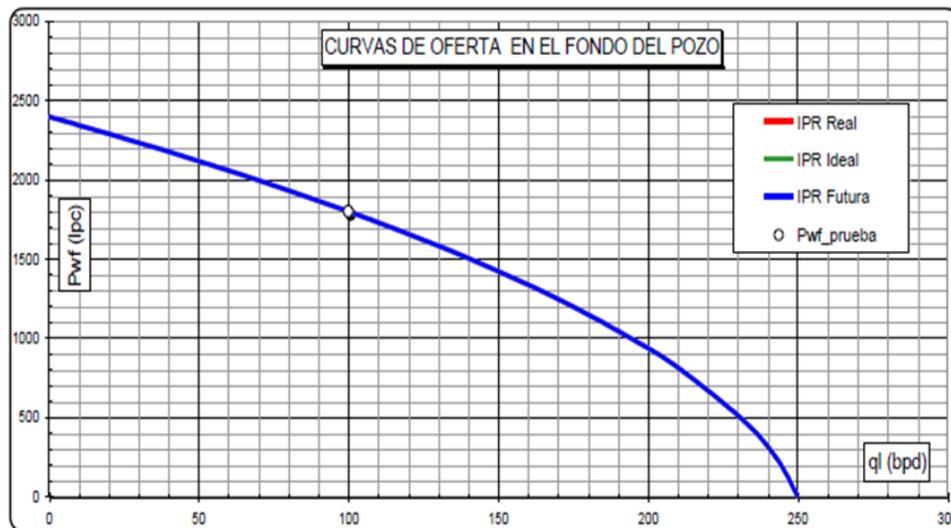


Figura 1. 33 Curvas de oferta en el fondo del pozo

Fuente: Maggiolo, 2008.

1.14 Presiones y gradientes de los fluidos en los yacimientos

La presión total a cualquier profundidad como resultado del peso combinado de la formación y de los fluidos se la conoce como presión litostática o presión de sobrecarga, es la presión o el esfuerzo impuesto sobre una capa de suelo o roca por el peso del material superpuesto. En la mayoría de las cuencas sedimentarias la presión de sobrecarga aumenta linealmente con la profundidad (Dake, 1978).

- **La presión normal:** es la que se origina por la deposición de los sedimentos y fluidos en el transcurrir del tiempo geológico.

- **La presión anormal:** ocurre cuando por efectos tectónicos ocurren levantamientos de capas y el reservorio se encuentra a una profundidad menor. También se presenta por la presencia de domos de sal, lutitas compactas o comunicación de capas.
- **Las presiones subnormales:** están asociadas a zonas drenadas o que por movimientos tectónicos se encuentran a mayor profundidad que la normal.
- **El gradiente de presión:** es la variación de presión que ejerce un fluido por cada pie de profundidad, este depende de la temperatura y de la salinidad del fluido.

Tabla XV. Rangos de presiones de los fluidos en los yacimientos

Presión normal	0,433 psi/pie - 0.465 psi/pie
Sobrepresión	Mayores a 0.465 psi/pie
Sub-presión	Menores a 0,433 psi/pie

Fuente: Dake, 1978.

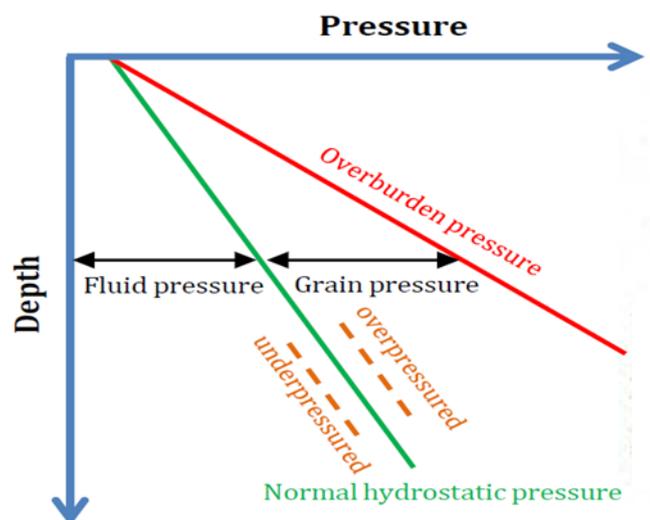


Figura 1. 34 Presión normal, sobrepresión y sub-presión de los fluidos en los yacimientos

Fuente: Dake, 1978.

2. CAPÍTULO

METODOLOGÍA

2.1 Métodos y técnicas de la investigación

El estudio consta de 3 tipos de investigación analítica, de campo y bibliográfica.

2.1.1 Investigación bibliográfica

La investigación de bibliográfica también está inmersa en el capítulo 2 en el marco teórico. La información fue obtenida de papers, tesis, libros, y de datos que proporcionó la empresa SERTECPET S.A.

2.1.2 Investigación analítica

La investigación analítica se desarrolló en el capítulo 2, donde se fundamentó la base teórica de los sistemas de levantamiento artificial, criterios de selección, y acerca de pruebas de pozos.

2.1.3 Investigación de campo

La investigación de campo se desarrolló en el oriente ecuatoriano para la obtención de datos de los pozos objeto de estudio la cual nos proporcionó la empresa estatal Petroamazonas EP conjunto con la ayuda de la empresa privada de servicios SERTECPET S.A. más adelante se detallará el proceso que se realizó con la fundamentación teórica correspondiente.

2.2 Desarrollo

Esta investigación está enfocada en la evaluación del sistema del levantamiento artificial del campo Pucuna, para esto se necesitan los datos que influyen en la selección de estos sistemas. Estos datos pueden ser obtenidos de las evaluaciones o prueba de pozos.

El presente capítulo tendrá como principal aporte un compendio de los levantamientos artificiales que se utilizan con mayor frecuencia en la industria. También se contará con el desarrollo de la gráfica de índice de presión del yacimiento vs el índice de productividad que juntamente con el compendio de los levantamientos artificiales se podrá seleccionar el tipo de levantamiento artificial óptimo para cada pozo del campo Pucuna. Posteriormente con esos datos se podrá realizar el análisis nodal después de la selección del levantamiento.

2.3 Compendio de los sistemas de levantamiento artificial

2.3.1 Bombeo mecánico

Este sistema de levantamiento tiene ventajas porque manejan fluidos de alta viscosidad y puede resistir altas temperaturas de operación. En el Ecuador es muy utilizado en la península de Santa Elena debido a que la condición del campo es muy favorable. Mientras que en el oriente ecuatoriano es muy poco utilizado debido a las condiciones de los campos (Jaua, 2014).

Tabla XVI. Características del yacimiento, pozo con bombeo mecánico

VARIABLES	RANGOS		
	MÍNIMO	PROMEDIO	MÁXIMO
PROFUNDIDAD DE LEVANTAMIENTO TVD, pies	100	8050	16000
TEMPERATURA DE YACIMIENTO °F	100	225	350
DOGLEG LIMITA LA PROF. DE LEVANTAMIENTO	0	10	20
GRADO DE INCLINACIÓN DEL POZO	0	10	20

Fuente: Weatherford, 2010.

Tabla XVII. Características de los fluidos de producción aplicando bombeo mecánico

VARIABLES	RANGOS		
	MÍNIMO	PROMEDIO	MÁXIMO
TASA DE PRODUCCIÓN DESEADA bpd	5	752.5	1500
GRAVEDAD API	>8	>8	>8
MANEJO DE CORROSIÓN	BUENO -EXCELENTE		
MANEJO DE GAS	POCO-BUENO		
MANEJO DE SÓLIDOS	POCO-BUENO		

Fuente: Weatherford, 2010.

Tabla XVIII. Características de la infraestructura aplicando bombeo mecánico

RANGOS	
VARIABLES	
SERVICIO-MANTENIMIENTO	WORKOVER-PULLING
TIPO DE UBICACIÓN	ONSHORE-OFFSHORE
¿DISPONIBILIDAD DE ENERGÍA ELÉCTRICA?	NECESITA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EL SLA

Fuente: Weatherford, 2010.

2.3.2 Bombeo por gas lift

Este sistema de levantamiento en el Ecuador actualmente su uso es limitado debido a que no se disponen de plantas generadoras de gas, facilidades para manejar las cantidades de gas lo cual hace que la utilización de este sistema no sea el adecuado para la producción local (Jaua, 2014).

Tabla XIX. Características del yacimiento, pozo con gas lift

VARIABLES	RANGOS		
	MÍNIMO	PROMEDIO	MÁXIMO
PROFUNDIDAD DE LEVANTAMIENTO TVD, pies	5000	10000	15000
TEMPERATURA DE YACIMIENTO °F	100	250	400
DOGLEG LIMITA LA PROF. DE LEVANTAMIENTO	0	40	80
GRADO DE INCLINACIÓN DEL POZO	0	35	70

Fuente: Weatherford, 2010.

Tabla XX. Características de los fluidos de producción aplicando gas lift

VARIABLES	RANGOS		
	MÍNIMO	PROMEDIO	MÁXIMO

TASA DE PRODUCCIÓN DESEADA bpd	100	5050	10000
GRAVEDAD API	>15	>15	>15
MANEJO DE CORROSIÓN	BUENO-EXCELENTE		
MANEJO DE GAS	EXCELENTE		
MANEJO DE SÓLIDOS	BUENO		

Fuente: Weatherford, 2010.

Tabla XXI. Características de la infraestructura aplicando gas lift

RANGOS	
VARIABLES	
SERVICIO-MANTENIMIENTO	WORKOVER-PULLING
TIPO DE UBICACIÓN	ONSHORE-OFFSHORE
¿DISPONIBILIDAD DE GAS COMPRIMIDO?	NECESITA DE GAS COMPRIMIDO EL SLA COMPRIMIDO?

Fuente: Weatherford, 2010.

2.3.3 Bombeo hidráulico

Este sistema de levantamiento en el Ecuador es muy utilizado mediante la MTU porque es una unidad versátil que permite la producción de los pozos reemplazando a la estación central de fluido motriz, esta proporciona las mismas funciones que la estación de proporcionar fluido motriz limpio, sin gas, y a la presión de operación que se esté trabajando (Jaua, 2014).

Tabla XXII. Características del yacimiento, pozo con bombeo hidráulico

VARIABLES	RANGOS		
	MÍNIMO	PROMEDIO	MÁXIMO
PROFUNDIDAD DE LEVANTAMIENTO TVD, pies	5000	10000	15000
TEMPERATURA DE YACIMIENTO °F	100	300	500

DOGLEG LIMITA LA PROF. DE LEVANTAMIENTO	0	30	60
GRADO DE INCLINACIÓN DEL POZO	0	45	90

Fuente: Weatherford, 2010.

Tabla XXIII. Características de los fluidos de producción aplicando bombeo hidráulico

VARIABLES	RANGOS		
	MÍNIMO	PROMEDIO	MÁXIMO
TASA DE PRODUCCIÓN DESEADA bpd	50	2025	4000
GRAVEDAD API	>8	>8	>8
MANEJO DE CORROSIÓN	EXCELENTE		
MANEJO DE GAS	BUENO		
MANEJO DE SÓLIDOS	BUENO		

Fuente: Weatherford, 2010.

Tabla XXIV. Características de la infraestructura aplicando bombeo hidráulico

RANGOS	
VARIABLES	
SERVICIO-MANTENIMIENTO	HIDRÁULICA- WIRELINE
TIPO DE UBICACIÓN	ONSHORE - OFFSHORE
¿DISPONIBILIDAD DE FLUIDO MOTRIZ?	NECESITA DE FLUIDO MOTRIZ EL SLA

Fuente: Weatherford, 2010.

2.3.4 Bombeo electro-sumergible o electro-centrifugo (BES-ESP)

Este sistema de levantamiento en el Ecuador es el más utilizado en el oriente ecuatoriano debido a su alta eficiencia y rentabilidad que se tiene con este sistema de levantamiento, pero este sistema puede ocasionar con el tiempo conificación del pozo dañando la formación productora.

Tabla XXV. Características del yacimiento, pozo con bombeo electro-sumergible

VARIABLES	RANGOS		
	MÍNIMO	PROMEDIO	MÁXIMO
PROFUNDIDAD DE LEVANTAMIENTO TVD, pies	5000	10000	15000
TEMPERATURA DE YACIMIENTO °F	100	250	400
DOGLEG LIMITA LA PROF. DE LEVANTAMIENTO	0	40	80
GRADO DE INCLINACIÓN DEL POZO	0	40	80

Fuente: Weatherford, 2010.

Tabla XXVI. Características de los fluidos de producción aplicando bombeo electro-sumergible

VARIABLES	RANGOS		
	MÍNIMO	PROMEDIO	MÁXIMO
TASA DE PRODUCCIÓN DESEADA bpd	100	15050	30000
GRAVEDAD API	>10	>10	>10
MANEJO DE CORROSIÓN		BUENO	
MANEJO DE GAS		POCO	
MANEJO DE SÓLIDOS		POCO	

Fuente: Weatherford, 2010.

Tabla XXVII. Características de la infraestructura aplicando bombeo electro-sumergible

RANGOS	
VARIABLES	
SERVICIO-MANTENIMIENTO	WORKOVER- PULLING
TIPO DE UBICACIÓN	ONSHORE-OFFSHORE
¿DISPONIBILIDAD DE ENERGÍA	NECESITA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EL

ELÉCTRICA?	SLA
------------	-----

Fuente: Weatherford, 2010.

2.3.5 Bombeo por cavidades progresivas (BCP O PCP)

Este sistema de levantamiento en el Ecuador es no es tan utilizado, pero sumamente importante a lo que respecta con la producción de crudos pesados ya que es el más recomendable para este tipo de crudos, es uno de los sistemas de levantamiento más eficientes (Jaua, 2014).

Tabla XXVIII. Características del yacimiento, pozo con bombeo por cavidades progresivas

VARIABLES	RANGOS		
	MÍNIMO	PROMEDIO	MÁXIMO
PROFUNDIDAD DE LEVANTAMIENTO TVD, pies	2000	4000	6000
TEMPERATURA DE YACIMIENTO °F	75	162.5	250
DOGLEG LIMITA LA PROF. DE LEVANTAMIENTO	0	5	10
GRADO DE INCLINACIÓN DEL POZO	0	45	90

Fuente: Weatherford, 2010.

Tabla XXIX. Características de los fluidos de producción aplicando bombeo por cavidades progresivas

VARIABLES	RANGOS		
	MÍNIMO	PROMEDIO	MÁXIMO
TASA DE PRODUCCIÓN DESEADA bpd	5	1102.5	2200
GRAVEDAD API	<35	<35	<35
MANEJO DE CORROSION	POCO		

MANEJO DE GAS	BUENO
MANEJO DE SÓLIDOS	EXCELENTE

Fuente: Weatherford, 2010.

Tabla XXX. Características de la infraestructura aplicando bombeo por cavidades progresivas

RANGOS	
VARIABLES	
SERVICIO-MANTENIMIENTO	WORKOVER- PULLING
TIPO DE UBICACIÓN	ONSHORE-OFFSHORE
¿DISPONIBILIDAD DE ENERGÍA ELÉCTRICA?	NECESITA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EL SLA

Fuente: Weatherford, 2010.

2.3.6 Comparación de la eficiencia de los SLA

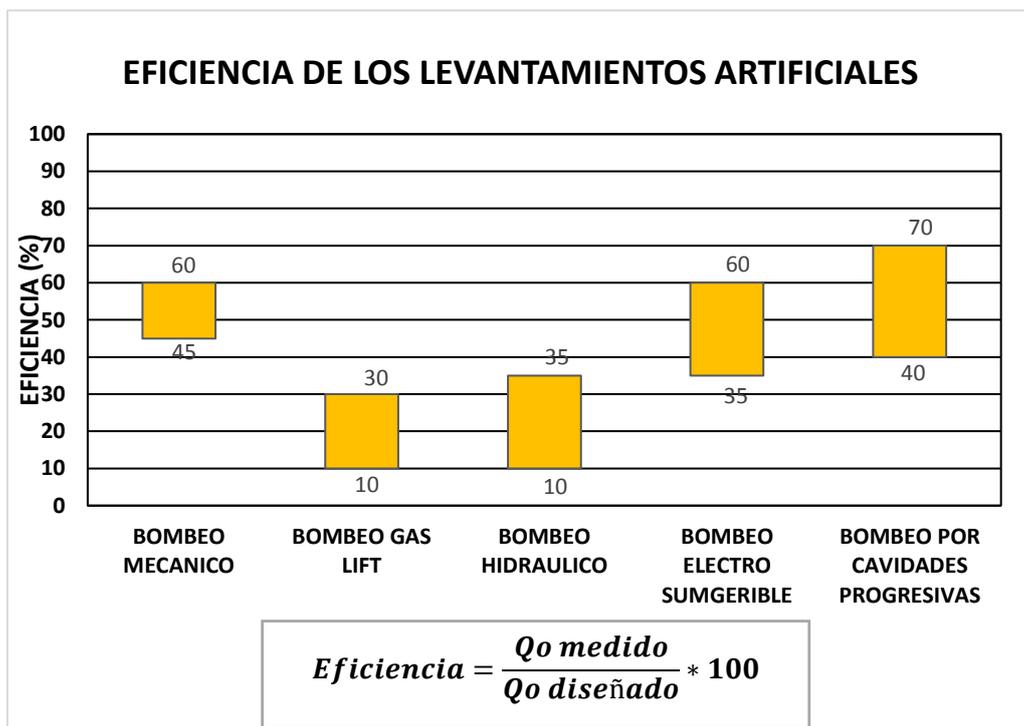


Figura 2. 1 Eficiencia de los levantamientos artificiales

Fuente: Weatherford, 2010.

2.4 Gráfica de índice de presión del yacimiento Vs índice de productividad

La grafica de índice de presión del yacimiento e índice de productividad es obtenida a partir de los datos teóricos tanto de gradientes de presión como del índice de productividad que está fundamentada en el capítulo dos. Esta grafica se la obtuvo de la relación de estos dos parámetros que permitirá realizar una preselección del levantamiento artificial y juntamente con el compendio expuesto anteriormente proporcionará una selección óptima del levantamiento artificial a utilizar, más adelante se explicará cada paso que se llevará a cabo para la selección mediante la gráfica y el compendio de los levantamientos artificiales expuestos.

El gradiente de presión se obtiene utilizando la siguiente ecuación:

$$\nabla P = \frac{Pr}{Prof(TVD)_{yacimiento}} \quad (2.5)$$

Donde:

∇P : índice de presión del yacimiento

Pr: Presión de reservorio

Prof. (TVD): profundidad del yacimiento (punto medio de los punzados)

Los valores teóricos que se tiene de gradientes son los siguientes:

Tabla XXXI. Rangos del índice de presión del yacimiento para instalar un sistema de levantamiento artificial

		Pr/Prof. (TVD)
0.35-0.45	ESTRANGULAR	SISTEMA A FLUJO NATURAL SE NECESITA ESTRANGULADOR EN SUPERFICIE PARA CONTROLAR LA PRODUCCIÓN ENERGÍA VIRGEN DEL YACIMIENTO
0.25-0.45	FLUJO NATURAL	NO ES NECESARIO, PERO SE PUEDE UTILIZAR DE UN SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL ENERGÍA ALTA DEL YACIMIENTO
0.15-0.35	SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL	SE DEBE UTILIZAR UN SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL ENERGÍA MEDIA DEL YACIMIENTO

0-0.15	BOMBAS MECÁNICAS	NECESARIAMENTE SE REQUIERE DE UN SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL ENERGÍA BAJA DEL YACIMIENTO
--------	------------------	--

Fuente: Apolo & Manrique, 2018.

Los valores teóricos que se tiene del índice de productividad son los siguientes:

Tabla XXXII. Valores teóricos del índice de productividad

IP	
>2.0	EXCELENTE PRODUCTIVIDAD
1.0-2.0	ALTA PRODUCTIVIDAD
0.5-1.0	MEDIA PRODUCTIVIDAD
0-0.5	BAJA PRODUCTIVIDAD

Fuente: Brown & Beggs, 1977.

La grafica de índice de presión del yacimiento vs. índice de productividad quedaría de la siguiente manera:

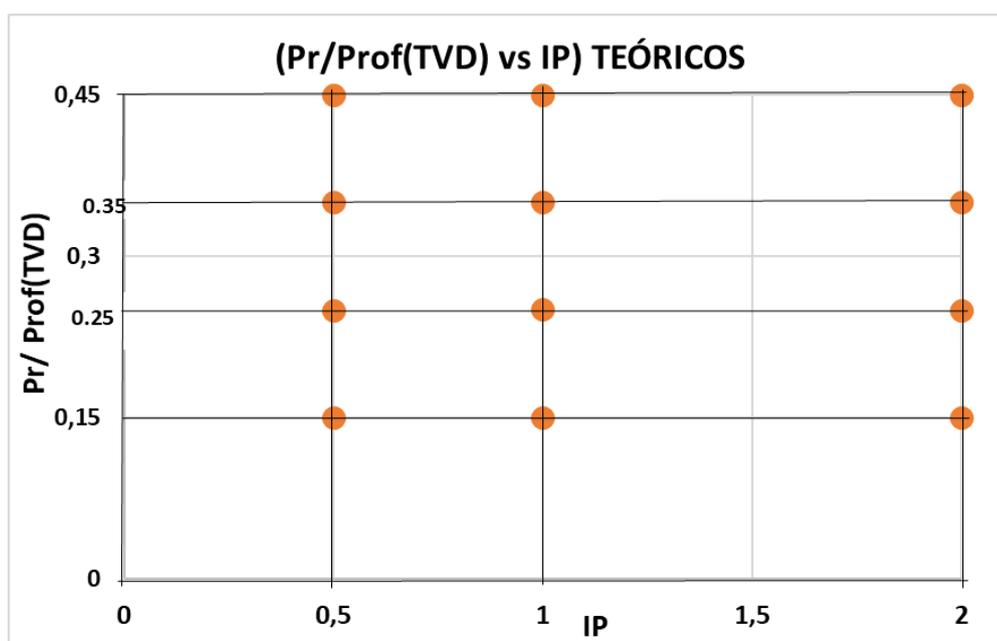


Figura 2. 2 Simulación de la gráfica de presión vs índice de productividad

Fuente: Apolo & Manrique, 2018.

2.5 Metodología para la preselección y selección del sistema de levantamiento artificial

La metodología para la preselección y selección de un sistema de levantamiento artificial usada en este proyecto será la siguiente:

- Realizar una preselección del sistema de levantamiento artificial mediante la gráfica de índice de presión del yacimiento vs índice de productividad.
- Realizar una selección de los sistemas candidatos de levantamiento artificial mediante los parámetros expuestos en el compendio, para ello se necesitará de información de cada pozo como datos de yacimiento, mecánicos del pozo, entre otros.

Se debe considerar realizar un análisis nodal y un análisis económico que no son parte de este proyecto, para tener un mejor criterio de selección del tipo de levantamiento artificial.

- Análisis nodal: se lo realiza mediante softwares de ingeniería utilizado en el área de producción si en la selección quedaron dos o más sistemas de levantamiento artificial y realizar sensibilidades de las variables para tener en cuenta como irán variando con respecto al tiempo.
- Análisis económico: se lo realiza una vez que se obtenga los caudales que se producirán mediante el sistema de levantamiento artificial, si se tiene en la selección dos o más sistemas de levantamiento artificial mediante este análisis económico se escogerá el que más convenga de acuerdo con el tiempo que se tenga para recuperar en menor tiempo la inversión.

Para la preselección y la selección del sistema se deben tener en cuenta algunos parámetros los cuales se los ha clasificado de la siguiente manera:

Parámetros determinantes: estos parámetros son aquellos que tienen una mayor influencia sobre los otros parámetros y sobre la selección del tipo de sistema de levantamiento. A estos no se los pueden adaptar o cambiar a una condición en particular por razones físicas y económicas (Reyes & Sámano, 2011). Entre estos parámetros se tienen los siguientes:

1. Caudal de producción.

2. Relación gas líquido.
3. %BSW.
4. Profundidad promedia de disparos (TVD).

Parámetros limitantes: estos parámetros son aquellos que delimitan la eficiencia y el funcionamiento del levantamiento artificial, nos permite conocer de mejor manera las fortalezas y debilidades de un sistema de levantamiento con respecto a otro, estos parámetros varía de un sistema a otro (Reyes & Sámano, 2011).

Dentro de estos parámetros se tiene los siguientes:

1. Gravedad API
2. Temperatura de yacimiento
3. Presión del yacimiento
4. Dog leg
5. Grado de inclinación del pozo
6. Ubicación
7. Disponibilidad de energía eléctrica
8. Disponibilidad de gas comprimido
9. Disponibilidad de fluido motriz
10. OD tubería de revestimiento
11. OD tubería de producción

Parámetros complementarios: estos parámetros son aquellos que, si bien no son muy influyentes en la selección, nos permiten tener un mayor grado de confiabilidad para tomar una decisión en la selección (Reyes & Sámano, 2011).

Dentro de estos parámetros se tienen:

1. Tipo de completación
2. Manejo de sólidos o arena
3. Manejo de corrosión
4. Tipo de recuperación
5. Información del campo que tipo de sistema de levantamiento utiliza más.

Una manera práctica de la selección del sistema de levantamiento artificial es aplicar:

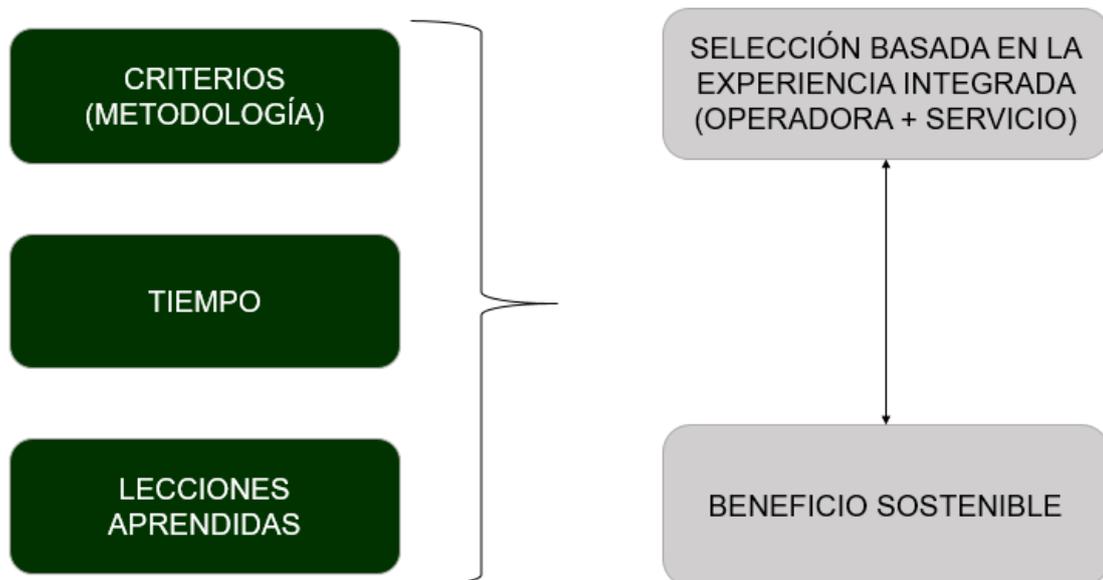


Figura 2. 3 Consideraciones para un Beneficio Sostenible en la selección de un Sistema de Levantamiento Artificial.

Fuente: Hirschfeldt & Bertomeu, 2016.

2.5.1 Preselección del sistema de levantamiento artificial utilizando la gráfica de índice de presión del yacimiento vs índice de productividad

Para la utilización de la gráfica se necesita de la presión de reservorio, la profundidad de la formación de donde se encuentra el hidrocarburo en TVD, y el Índice de productividad, este último se lo puede calcular mediante software con los datos de la evaluación es decir teniendo un caudal a una presión de fondo fluyente es decir un punto de prueba, con parámetros del yacimientos y fluido.

Una vez que se tenga los datos requeridos hacemos un match o buscamos el área donde se encuentra el pozo de estudio. Se ha procedido a colocar un color un número a la gráfica para tener un mejor entendimiento.

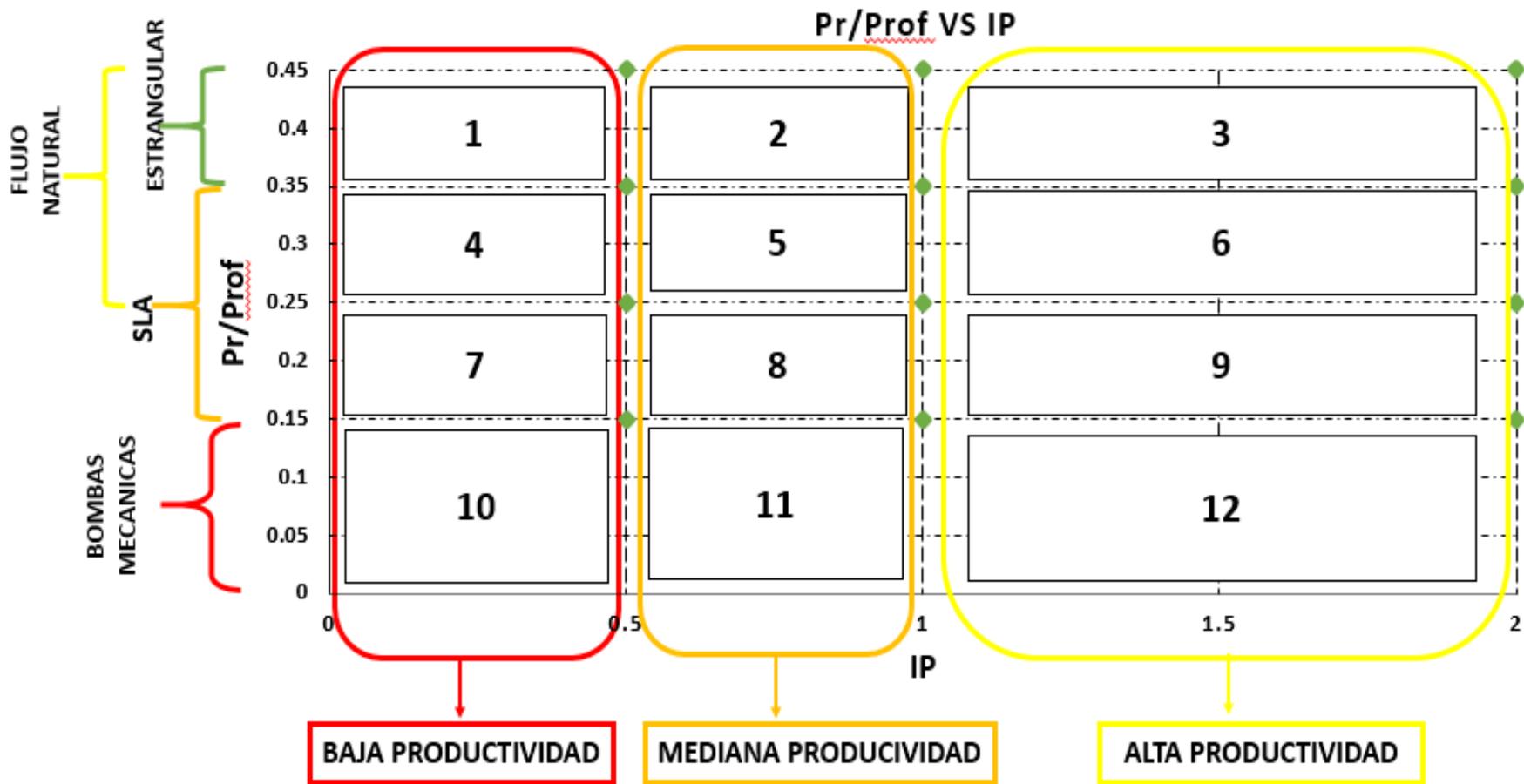


Figura 2. 4 Gráfica de índice de presión del yacimiento vs índice de Productividad

Fuente: Apolo & Manrique, 2018

Tabla XXXIII. Rangos del índice de presión del yacimiento para instalar un sistema de levantamiento artificial

Pr/Prof	CRITERIO
0.35-0.45	SISTEMA A FLUJO NATURAL SE NECESITA ESTRANGULADOR EN SUPERFICIE PARA CONTROLAR LA PRODUCCIÓN ENERGÍA VIRGEN DEL YACIMIENTO
0.25-0.45	NO ES NECESARIO, PERO SE PUEDE UTILIZAR DE UN SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL ENERGÍA ALTA DEL YACIMIENTO
0.15-0.35	SE DEBE UTILIZAR UN SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL ENERGÍA MEDIA DEL YACIMIENTO
0-0.15	NECESARIAMENTE SE REQUIERE DE UN SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL ENERGÍA BAJA DEL YACIMIENTO

Fuente: Apolo & Manrique, 2018.

Tabla XXXIV. Valores teóricos del índice de productividad

IP	CRITERIO
>2.0	EXCELENTE PRODUCTIVIDAD
1.0-2.0	ALTA PRODUCTIVIDAD
0.5-1.0	MEDIA PRODUCTIVIDAD
0-0.5	BAJA PRODUCTIVIDAD

Fuente: Brown & Beggs, 1977.

Con los datos que tenemos podemos agruparlos por área y tenemos la siguiente información:

Tabla XXXV. Criterios para la preselección de un sistema de levantamiento artificial

GRUPO	ÁREAS	CRITERIO PARA PRE-SELECCIÓN DE UN SLA
BAJA PRODUCTIVIDAD	1 -4-7-10	SE DEBE UTILIZAR UN SLA, AUNQUE SE ESTEN EN EL ÁREA 1 Y 4. Y EN EL ÁREA 7-10 NECESARIAMENTE SE DEBE UTILIZAR UN SLA
	2-5	PUEDE PRODUCIR A FLUJO NATURAL, TAMBIÉN SE PUEDE UTILIZAR UN SLA
MEDIANA PRODUCTIVIDAD	8-11	NECESARIAMENTE SE DEBE UTILIZAR UN LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL
	3-6	POZOS PRODUCEN A FLUJO NATURAL, SE PUEDE UTILIZAR UN SLA
ALTA PRODUCTIVIDAD	9-12	NECESARIAMENTE SE DEBE UTILIZAR UN SLA

Fuente: Apolo & Manrique, 2018.

En la preselección del tipo de levantamiento nos hemos basado de acuerdo con índice de productividad del sistema de levantamiento artificial, tenemos lo siguiente:

Tabla XXXVI. Preselección del Sistema de Levantamiento artificial de acuerdo con el índice de productividad

IP	CONSIDERACIONES PARA APLICAR LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL	BOMBEO MECÁNICO	BOMBEO GAS LIFT	BOMBEO HIDRÁULICO	BOMBEO ELECTRO SUMERGIBLE	BOMBEO DE CAVIDADES PROGRESIVAS
>2.0	EXCELENTE PRODUCTIVIDAD	3	1	2	1	1
1.0-2.0	ALTA PRODUCTIVIDAD	3	1	2	1	1
0.5-1.0	MEDIA PRODUCTIVIDAD	2	1	1	2	1
0-0.5	BAJA PRODUCTIVIDAD	1	2	1	3	3

Fuente: Apolo & Manrique, 2018.

Donde los números significan:

- 1 el levantamiento más apropiado es.
- 2 la opción siguiente es.
- 3 no es el levantamiento artificial más apropiado.

La preselección termina cuando se escogen los sistemas de levantamiento artificial que estén entre 1 y 2 puesto que serían los más idóneos para el pozo en estudio en el área donde se localice.

2.5.2 Selección del sistema de levantamiento artificial utilizando los datos del compendio de los levantamientos artificiales

Una vez con la fase de la preselección terminada se inicia la fase de selección mediante el compendio que es la recopilación de datos operativos de cada levantamiento artificial, y mediante los parámetros determinantes, limitantes y complementarias se tiene un criterio para seleccionar el tipo de levantamiento artificial. En el caso de que se encuentre con dos o más tipos de levantamiento que podrían ser implementados en el pozo se procederá a la tercer fase o etapa que es el análisis mediante un software de ingeniería de análisis nodal para saber qué tipo de levantamiento podrá aportarme una mejor producción, y hacer un análisis de sensibilidades para tener un mejor criterio de selección complementado con un análisis económico detallado (Figueroa & Tibaduisa, 2016).

Para esta selección necesitas de información como:

1. Tasa de producción deseada en BPD.
2. Temperatura de yacimiento en °F.
3. Gravedad API
4. Dogleg
5. Grado de inclinación del pozo
6. Profundidad promedio de disparos TVD en ft
7. Tipo de ubicación
8. Disponibilidad de energía eléctrica
9. Disponibilidad de gas comprimido
10. Disponibilidad de fluido motriz
11. Manejo de corrosión
12. Manejo de gas
13. Manejo de sólidos

Con respecto al manejo de corrosión, de gas y de sólidos se la dividido en severa, media y leve y se le ha dado valores, en el compendio expuesto anterior a los levantamientos se los ha calificado cualitativamente a estos parámetros. Con respecto a lo primero se tendría lo siguiente:

- Severa =3
- Media =2
- Leve =1

Con lo referente a los sistemas de levantamiento se presenta tabla XXXVII que indica la calificación otorgada que varía entre excelente, bueno y malo.

Tabla XXXVII. Calificación según los sistemas de levantamiento artificial

CALIFICACIÓN SEGÚN LOS SLA	VALOR	MANEJO SEGÚN LA SEVERIDAD
EXCELENTE	3	SEVERA, MEDIA, LEVE
BUENO	2	MEDIA, LEVE
MALO	1	LEVE

Fuente: Apolo & Manrique, 2018.

Es una manera de tener un mejor entendimiento de estos parámetros ya que no se ha realizado un estudio de estas variables en el campo o un valor promedio de los campos en el Ecuador, para conocer el funcionamiento de los sistemas enfrente a estos parámetros.

La siguiente tabla muestra cómo quedaría la parte de selección realizada en Excel la cual puede ser modificada:

	BOMBEO MECÁNICO			BOMBEO GAS LIFT			BOMBEO HIDRÁULICO			BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE			BOMBEO DE CAVIDADES PROGRESIVAS		
VARIABLE	MÍNIMO	PROMEDIO	MÁXIMO	MÍNIMO	PROMEDIO	MÁXIMO	MÍNIMO	PROMEDIO	MÁXIMO	MÍNIMO	PROMEDIO	MÁXIMO	MÍNIMO	PROMEDIO	MÁXIMO
TASA DE PRODUCCIÓN DESEADA bpd=	5	752.5	1500	100	5050	10000	50	2025	4000	100	15050	30000	5	1102.5	2200
PROFUNDIDAD DE LEVANTAMIENTO TVD, pies =	100	8050	16000	5000	10000	15000	5000	10000	15000	5000	10000	15000	2000	6000	10000
GRAVEDAD API =	>8	>8	>8	>15	>15	>15	>8	>8	>8	>10	>10	>10	<35	<35	<35
TEMPERATURA DE YACIMIENTO °F =	100	225	350	100	250	400	100	300	500	100	250	400	75	162.5	250
DOGLEG LIMITA LA PROF. DE LEVANTAMIENTO	0	10	20	0	40	80	0	30	60	0	40	80	0	5	10
GRADO DE INCLINACIÓN DEL POZO	0	10	20	0	35	70	0	45	90	0	40	80	0	45	90
MANEJO DE CORROSION	BUENO -EXCELENTE			BUENO-EXCELENTE			EXCELENTE			BUENO - EXCELENTE			POCO		
MANEJO DE GAS	POCO-BUENO			EXCELENTE			BUENO			POCO-BUENO			BUENO		
MANEJO DE SÓLIDOS	POCO-BUENO			BUENO			BUENO			POCO-BUENO			EXCELENTE		
SERVICIO-MANTENIMIENTO	WORKOVER-PULLING			WIRELINE O WORKOVER			HIDRAULICA- WIRELINE			WORKOVER- PULLING			WORKOVER- PULLING		
TIPO DE UBICACIÓN	on-shore			on-shore			on-shore			on-shore			on-shore		
¿DISPONIBILIDAD DE ENERGIA ELECTRICA?	SI			SI			SI			SI			SI		
¿DISPONIBILIDAD DE GAS COMPRIMIDO ?	SI			SI			SI			SI			SI		
¿DISPONIBILIDAD DE FLUIDO MOTRIZ ?	SI			SI			SI			SI			SI		

Figura 2. 5 Selección del sistema de levantamiento artificial

Fuente: Weatherford, 2010.

La tabla de valoración de los sistemas sería la siguiente:

VALORACIÓN	BM	BGL	BH	BES	PCP
TASA DE PRODUCCIÓN DESEADA bpd=	1	1	1	1	1
PROFUNDIDAD DE LEVANTAMIENTO TVD, pies =	1	1	1	1	1
DOGLEG LIMITA LA PROF. DE LEVANTAMIENTO	1	1	1	1	1
GRADO DE INCLINACIÓN DEL POZO	1	1	1	1	1
GRAVEDAD API =	1	1	1	1	1
TEMPERATURA DE YACIMIENTO °F =	1	1	1	1	1
MANEJO DE CORROSIÓN	3	3	3	3	1
MANEJO DE GAS	2	3	2	2	2
MANEJO DE SÓLIDOS	2	2	2	2	3
SERVICIO-MANTENIMIENTO	WORKOVER-PULLING	WIRELINE O WORKOVER	HIDRAULICA- WIRELINE	WORKOVER-PULLING	WORKOVER- PULLING
TIPO DE UBICACIÓN	on-shore	on-shore	on-shore	on-shore	on-shore
¿DISPONIBILIDAD DE ENERGÍA ELECTRICA?	SI	SI	SI	SI	SI
¿DISPONIBILIDAD DE GAS COMPRIMIDO?	SI	SI	SI	SI	SI
¿DISPONIBILIDAD DE FLUIDO MOTRIZ?	SI	SI	SI	SI	SI
EFICIENCIA DEL SLA (%)	45-60	10-30	10-35	35-60	40-70
VALORACIÓN	13	14	13	13	12

Figura 2. 6 Valoración del sistema de levantamiento artificial

Fuente: Apolo & Manrique, 2018.

2.5.3 Análisis nodal mediante algún software de ingeniería de producción

Si se tiene en la selección dos o más tipos de levantamiento artificial que se puedan utilizar en el pozo de estudio, se necesitara escoger un tipo de levantamiento, contando también con un criterio con la teoría expuesta de los criterios para realizar una selección.

La utilización de un software permitirá tener otro criterio para la selección del tipo de levantamiento artificial que se requiere, para el uso de cualquier software de análisis nodal se requiere de cierta información, que es similar a la información que se utilizó en la preselección y selección del levantamiento. En general los datos requeridos son:

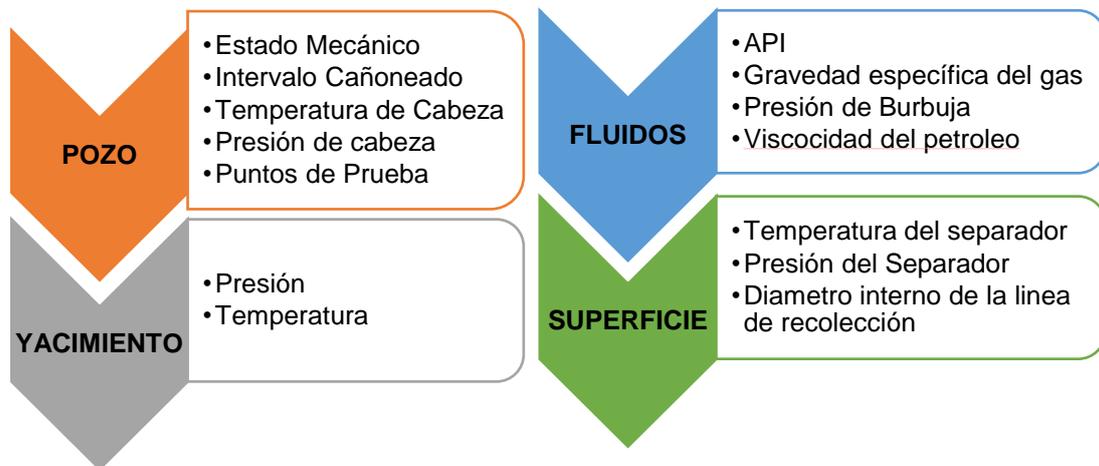


Figura 2. 7 Datos requeridos para un software de análisis nodal

Fuente: Valle , Romero , & Cabarcas, 2017.

Con esta información se procede a elaborar los modelos: físico, de propiedades de fluidos, de flujo y el térmico.

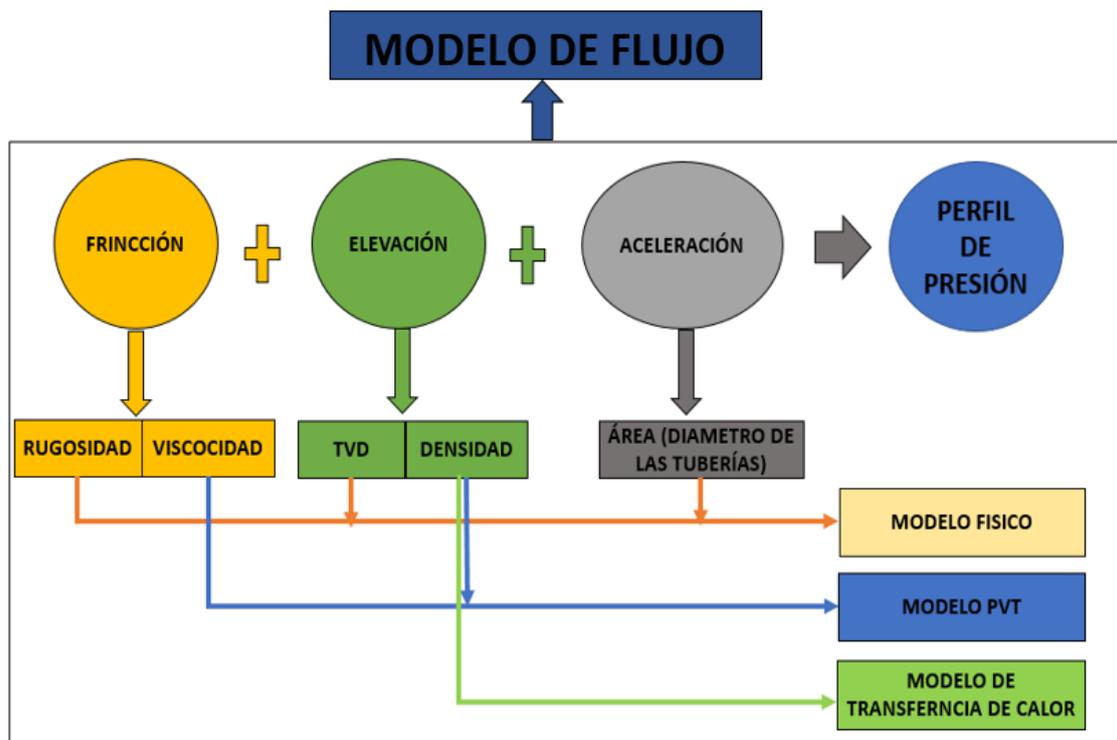


Figura 2. 8 Requerimientos generales para modelar el flujo multifásico

Fuente: Valle , Romero , & Cabarcas, 2017.

Una vez que se haga el respectivo análisis nodal tenemos que realizar un análisis de sensibilidades de variables que afecten al levantamiento artificial, como el incremento de BSW, RGL, la disminución de presión de yacimiento, entre otros, para poder realizar una buena selección.

2.6 Diagrama de flujo

Se muestra a continuación un diagrama de flujo para sintetizar la metodología a seguir para la selección del levantamiento artificial optimo tomando en cuenta los criterios mencionados que no son parte de este proyecto según la metodología propuesta.

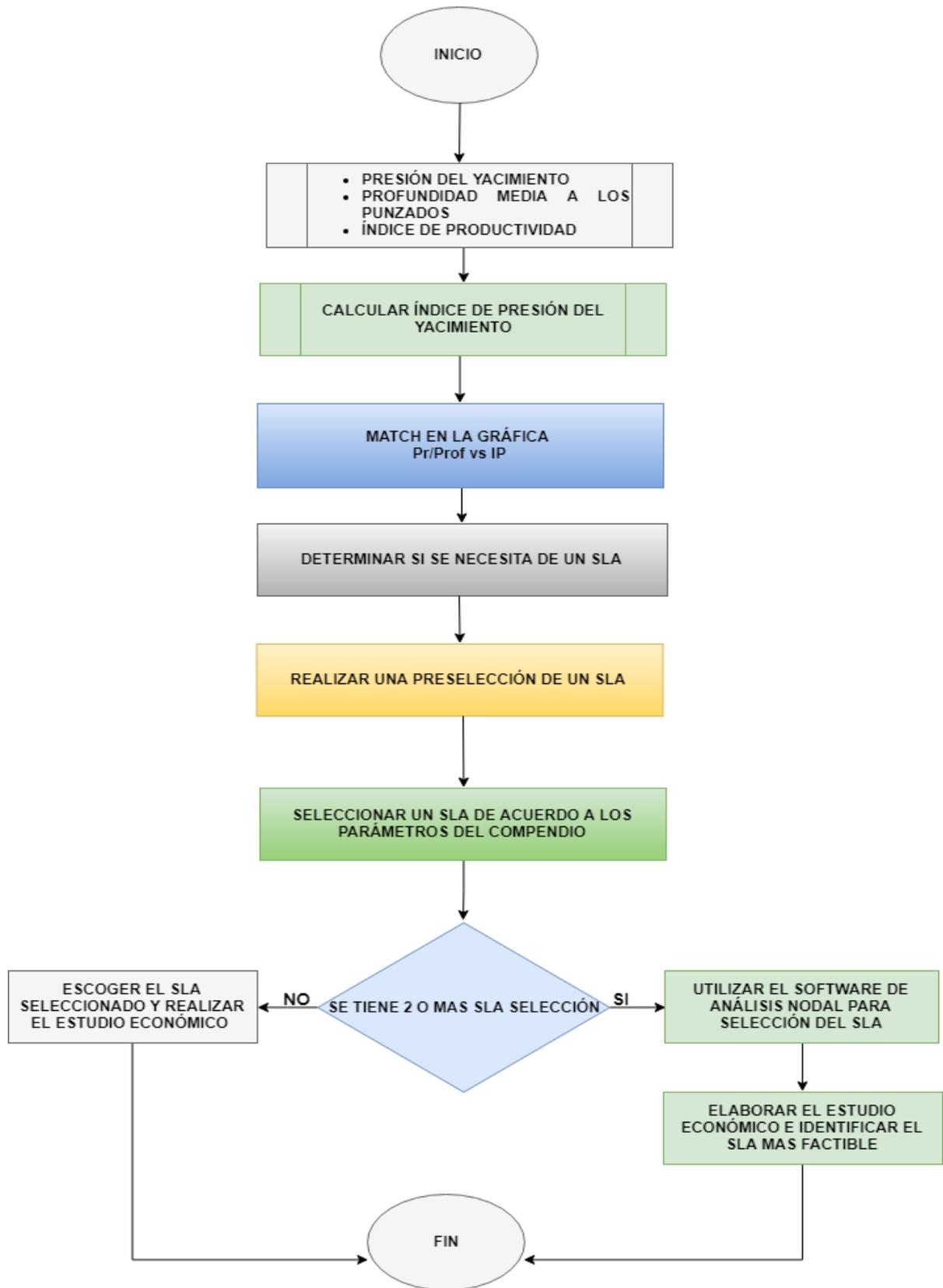


Figura 2. 9 Diagrama de flujo de la metodología a realizar

Fuente: Apolo & Manrique, 2018.

2.7 Criterios de selección tomados en cuenta para el análisis

La información para la selección de un tipo de levantamiento artificial es muy amplia, cada autor emplea una metodología distinta, y realizar un análisis detallado de cada uno de ellos aplicándolo al campo en estudio se necesitaría más información, es por eso que se ha escogido parámetros que permitan realizar un análisis confiable para la selección del levantamiento y con ello simplificar el desarrollo del proyecto. Se seleccionaron parámetros que tienen fundamentación bibliográfica consultada y de la experiencia de los ingenieros de campos en el tema. Los parámetros son los siguientes:

T abla XXXVIII. Parámetros Determinantes, limitantes y complementarios para la selección de un Sistema de Levantamiento Artificial

DETERMINANTES	LIMITANTES	COMPLEMENTARIOS
<ul style="list-style-type: none">•Caudal de producción.•Profundida promedio de disparos en TVD•Manejo de gas.	<ul style="list-style-type: none"><input type="checkbox"/>Temperatura de yacimiento.<input type="checkbox"/>Gravedad API.<ul style="list-style-type: none"><input type="checkbox"/>Dogleg.<input type="checkbox"/>Grado de inclinación del pozo.<input type="checkbox"/>Tipo de ubicación<input type="checkbox"/>Disponibilidad de energía eléctrica.<input type="checkbox"/>Disponibilidad de gas comprimido.<input type="checkbox"/>Disponibilidad de fluido motriz.	<ul style="list-style-type: none"><input type="checkbox"/>Manejo de corrosión.<input type="checkbox"/>Manejo de solidos.

Fuente: Apolo & Manrique, 2018.

3. CAPÍTULO

ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS

3.1 Datos del campo Pucuna

El campo Pucuna cuenta con 17 pozos, de los cuales 12 se encuentran en producción, 4 están cerrados, 1 es de reinyección, estos datos están actualizados hasta el 11 de julio del 2018. En la siguiente tabla se presenta el estado actual de los pozos en el campo Pucuna.

Tabla XXXIX. Condición actual de los pozos en el campo Pucuna

POZO	CONDICIÓN ACTUAL	ARENA PRODUCTORA	TIPO DE LEVANTAMIENTO
PUCUNA 01	CERRADO	-	-
PUCUNA 02	PRODUCCIÓN	HOLLÍN	BOMBEO HIDRÁULICO JET
PUCUNA 03	PRODUCCIÓN	T INFERIOR	BOMBEO HIDRÁULICO JET
PUCUNA 04	REINYECCIÓN	-	
PUCUNA 05	PRODUCCIÓN	HOLLÍN	BOMBEO HIDRÁULICO JET
PUCUNA 06	PRODUCCIÓN	U INFERIOR	BOMBEO HIDRÁULICO JET
PUCUNA 07	PRODUCCIÓN	U INFERIOR	BOMBEO HIDRÁULICO JET
PUCUNA 08	DESASENTADO PACKER	-	
PUCUNA 09	PRODUCCIÓN	HOLLIN	BOMBEO HIDRÁULICO JET
PUCUNA 10	PRODUCCIÓN	T SUPERIOR	BOMBEO HIDRÁULICO JET
PUCUNA 11	PRODUCCIÓN	U INFERIOR	BOMBEO HIDRÁULICO JET
PUCUNA 12	PRODUCCIÓN/ DESASENTADO EL PACKER	T SUPERIOR+TIN FERIOR	BOMBEO HIDRÁULICO JET
PUCUNA 13	PRODUCCIÓN	BASAL TENA	BOMBEO HIDRÁULICO JET
PUCUNA 14	PRODUCCIÓN	T	BOMBEO HIDRÁULICO JET
PUCUNA 15 D	EVALUACIÓN	-	
PUCUNA 16	PRODUCCIÓN	HOLLÍN	BOMBEO HIDRÁULICO

			JET
PUCUNA 17 D	PRODUCCIÓN	U INFERIOR	BOMBEO HIDRÁULICO
			JET

Fuente: Petroamazonas, 2018.

La situación actual del campo Pucuna es la siguiente:

Tabla

POZO	ARENA	BFPD	BPPD	BAPD	MSCF	BSW	GOR(scF/STB)	API	SALIN.
-------------	--------------	-------------	-------------	-------------	-------------	------------	---------------------	------------	---------------

XL.

Producción y parámetros actuales del campo Pucuna

PUCUNA 02	HOLLIN	166.23	149.57	16.66	86.24	10.0	577	30.0	18,000
PUCUNA 03	T INFERIOR	411.40	410.16	1.24	231.88	0.3	565	30.8	49,200
PUCUNA 05	HOLLIN	1,071.24	46.69	1,024.56	6.63	95.6	142	24.1	590
PUCUNA 06	U INFERIOR	71.40	63.06	8.34	5.02	11.7	80	29.9	27,500
PUCUNA 07	U INFERIOR	206.70	204.49	2.21	84.70	1.1	414	30.6	28,500
PUCUNA 09	HOLLIN	163.15	125.04	38.11	13.91	23.4	111	25.6	9,000
PUCUNA 10	T SUPERIOR	124.36	110.60	13.76	65.71	11.1	594	30.5	47,000
PUCUNA 11	U INFERIOR	129.91	128.05	1.86	86.24	1.4	673	30.2	29,500
PUCUNA 12	T INFERIOR	43.91	29.17	14.74	94.22	33.6	3,230	30.8	7,000
	T SUPERIOR	12.38	8.23	4.16	26.57	33.6	3,230	30.8	7,000
PUCUNA 13	BASAL TENA	108.16	94.15	14.01	7.88	12.9	84	29.9	21,000
PUCUNA 14	T	113.65	99.39	14.26	87.81	12.5	883	31.2	49,000
PUCUNA 16	HOLLIN	227.57	227.12	0.45	163.42	0.2	720	26.9	2,227
PRODUCCIÓN TOTAL		2857.37	1719.02	1138.35	912.08		588		

Fuente: Petroamazonas, 2018.

3.2 Análisis y evaluación del sistema de levantamiento artificial de cada pozo en producción del campo Pucuna.

Pucuna 02

Se utiliza los datos de registros de presión y temperatura más actuales proporcionados por Petroamazonas y Sertecpet. También se hará uso de la gráfica de presión vs índice de productividad para establecer el área en donde se encuentra el pozo analizado y determinar una preselección de sistema de levantamiento artificial óptimo para el pozo. En caso de que el pozo produzca con otro sistema de levantamiento artificial que no es el mismo al que se obtuvo en la determinación del sistema de levantamiento artificial, se propondrá el sistema óptimo para ese pozo.

Tabla XLI. Parámetros del pozo Pucuna 02

POZO	PUCUNA 02
ARENA	HOLLÍN
PRESIÓN DE RESERVORIO (psi)	1369.600
PROFUNDIDAD DE LA ARENA (TVD) (ft)	9643,000
ÍNDICE DE PRESIÓN DEL YACIMIENTO (psi/ft)	0.142
IP (bbl/d/psi)	0.383
ÁREA DEL GRÁFICO	10

Fuente: Petroamazonas, 2018.

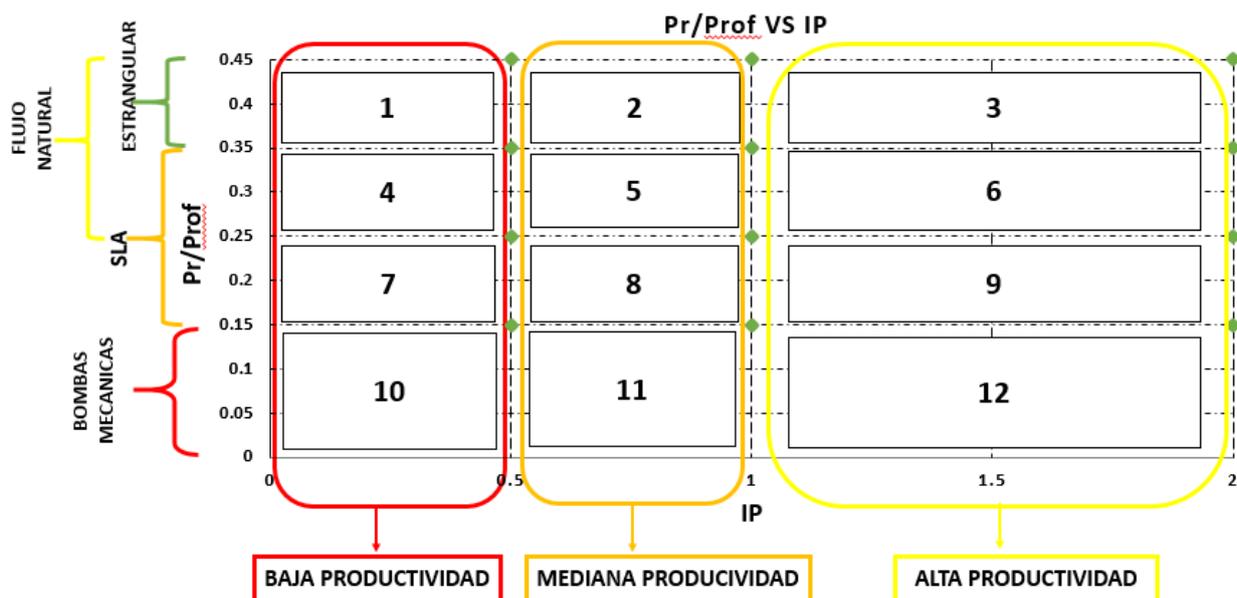


Figura 2.3 Gráfica de presión vs índice de productividad

Fuente: Apolo & Manrique, 2018.

Por medio de la gráfica de presiones vs índice de productividad (figura 2.3), se determinó que este pozo se ubica en el área 10. Esta área tiene un criterio para preselección del sistema de levantamiento artificial el cual se muestra en la siguiente tabla:

Tabla XLII. Criterio de preselección por áreas de un sistema de levantamiento artificial para el campo Pucuna 02

GRUPO	ÁREAS	CRITERIO PARA PRE-SELECCIÓN DE UN SLA
BAJA PRODUCTIVIDAD	1 -4-7-10	SE DEBE UTILIZAR UN SLA, AUNQUE SE ENCUENTRE EN EL AREA 1 Y 4. EN EL ÁREA 7-10 NECESARIAMENTE SE DEBE UTILIZAR UN SLA.

Fuente: Apolo & Manrique, 2018.

Posteriormente se realiza la preselección del sistema de levantamiento artificial con los datos de índice de productividad del pozo. Por medio de la tabla XXXVI se podrá determinar el sistema que optimice la producción para este pozo.

Tabla XXXVI. Preselección del sistema de levantamiento artificial de acuerdo con el índice de productividad para el pozo Pucuna 02.

IP	BOMBEO MECÁNICO	BOMBEO GAS LIFT	BOMBEO HIDRÁULICO JET	BOMBEO ELECTRO SUMERGIBLE	BOMBEO DE CAVIDADES PROGRESIVAS
>2.0	3	1	2	1	1
1.0-2.0	3	1	2	1	1
0.5-1.0	2	1	1	2	1
0-0.5	1	2	1	3	3

Fuente: Apolo & Manrique, 2018.

La preselección de este pozo termina cuando se escogen los sistemas de levantamiento artificial que estén entre 1 y 2 puesto que serían los más idóneos para el pozo en estudio en el área donde se localice. Para este pozo el índice de productividad es 0.383 bbl/d/psi, por lo tanto, en el pozo Pucuna 02 los sistemas de levantamiento artificial preseleccionados son: mecánico, gas lift, e hidráulico Jet.

Tabla XLIII. Sistemas de levantamiento artificial preseleccionados para el pozo Pucuna 02

BOMBEO MECÁNICO	BOMBEO GAS LIFT	BOMBEO HIDRÁULICO JET
1	2	1

Fuente: Apolo & Manrique, 2018.

El pozo Pucuna 02 ya produce con un sistema de levantamiento artificial, por tal motivo, se deben analizar los datos de perforación, producción, insumos y recursos energéticos disponibles, tratamiento de corrosión y sólidos actuales para

posteriormente comparar con los sistemas que resultan idóneos para el pozo Pucuna 02.

Tabla XLIV. Datos de producción, yacimiento, insumos, recursos y tratamientos del pozo Pucuna 02

PUCUNA 02	
VARIABLES	VALORES ACTUALES
TASA DE PRODUCCIÓN DESEADA (bpd)	166.23
TEMPERATURA DE YACIMIENTO °F	220.00
GRAVEDAD API	30
DOGLEG LIMITA LA PROF. DE LEVANTAMIENTO	0
GRADO DE INCLINACIÓN DEL POZO	0
PROFUNDIDAD PROMEDIA DE DISPAROS TVD, pies	9643.00
TIPO DE UBICACIÓN	¿CUENTA CON VÍAS DE ACCESO, SE DISPONE DE FACILIDADES DE SUPERCIE?
¿DISPONIBILIDAD DE ENERGÍA ELÉCTRICA?	NO
¿DISPONIBILIDAD DE GAS COMPRIMIDO?	NO
¿DISPONIBILIDAD DE FLUIDO MOTRIZ?	SÍ
MANEJO DE CORROSIÓN	LEVE
MANEJO DE GAS	MEDIA
MANEJO DE SÓLIDOS	LEVE

Fuente: Apolo & Manrique, 2018.

Por medio de la valoración del sistema de levantamiento artificial que compara los diferentes sistemas de levantamiento artificial tomando en cuenta la compilación

VALORACIÓN	BM	BGL	BH	BES	PCP
TASA DE PRODUCCIÓN DESEADA bpd=	1	1	1	1	1
PROFUNDIDAD DE LEVANTAMIENTO TVD, pies =	1	1	1	1	1
DOGLEG LIMITA LA PROF. DE LEVANTAMIENTO	1	1	1	1	1
GRADO DE INCLINACIÓN DEL POZO	1	1	1	1	1
GRAVEDAD API =	1	1	1	1	1
TEMPERATURA DE YACIMIENTO °F =	1	1	1	1	1
MANEJO DE CORROSIÓN	3	3	3	3	1
MANEJO DE GAS	2	3	2	2	2
MANEJO DE SÓLIDOS	2	2	2	2	3
SERVICIO-MANTENIMIENTO	WORKOVER-PULLING	WIRELINE O WORKOVER	HIDRAULICA-WIRELINE	WORKOVER-PULLING	WORKOVER-PULLING
TIPO DE UBICACIÓN	on-shore	on-shore	on-shore	on-shore	on-shore
¿DISPONIBILIDAD DE ENERGIA ELECTRICA?	SI	SI	SI	SI	SI
¿DISPONIBILIDAD DE GAS COMPRIMIDO?	SI	SI	SI	SI	SI
¿DISPONIBILIDAD DE FLUIDO MOTRIZ?	SI	SI	SI	SI	SI
EFICIENCIA DEL SLA (%)	45-60	10-30	10-35	35-60	40-70
VALORACIÓN	13	14	13	13	12

de datos de la matriz de Weatherford expuesta en la metodología del capítulo 2, se obtuvo la valoración, así como también la disponibilidad de recursos y eficiencia de cada sistema de levantamiento artificial para el pozo Pucuna 02.

Figura 3. 1 Valoración de los sistemas de levantamiento artificial para el pozo Pucuna 02

Fuente: Apolo & Manrique, 2018.

Por último, se selecciona el sistema de levantamiento que obtenga la mayor ponderación en la valoración y que cuente con la mayor cantidad de recursos disponibles que permiten que el sistema sea factible operativamente y viable por los insumos y recursos disponibles.

Tabla XLV. Valoración del sistema de levantamiento para el pozo Pucuna 02

SLA	BM	BGL	BH	BES	PCP
VALORACIÓN	13	14	13	13	12

Fuente: Apolo & Manrique, 2018.

Según la preselección realizada con la gráfica del índice de presión del yacimiento e índice de productividad se tiene que los sistemas de levantamiento artificial más óptimos para este que presenta un bajo índice de productividad pozo son: el bombeo mecánico y el bombeo hidráulico jet. Por lo tanto, se concluye:

- El bombeo hidráulico jet será más eficiente porque está produciendo a una tasa considerable de producción, a más que el índice de productividad del pozo es bajo.
- El bombeo hidráulico jet es eficiente y eficaz porque se está utilizando la menor cantidad de recursos para tener una producción considerable.
- La relación $Q/Q_{\text{máx}}$ es del 65% de la capacidad máxima productiva del pozo.

Pucuna 03

Se utiliza los datos de registros de presión y temperatura más actuales proporcionados por Petroamazonas y Sertecpet.

Tabla XLVI. Parámetros del pozo Pucuna 03

POZO	PUCUNA 03
ARENA	T
PRESIÓN DE RESERVORIO (psi)	1346.226
PROFUNDIDAD DE LA ARENA (TVD) (ft)	9612.000
ÍNDICE DE PRESIÓN DEL YACIMIENTO (psi/ft)	0.140
IP (bbl/d/psi)	1.380
ÁREA DEL GRÁFICO	12

Fuente: Apolo & Manrique, 2018.

Por medio de la gráfica de presiones vs índice de productividad (figura 2.3), se determinó que este pozo se ubica en el área 12. Esta área necesariamente debe usar un sistema de levantamiento artificial de acuerdo con el criterio para preselección del sistema de levantamiento artificial el cual se indica en la tabla XXXV expuesta en el capítulo 2.

Posteriormente, por medio de la tabla de preselección del Sistema de Levantamiento artificial de acuerdo con el índice de productividad (tabla XXXVI) expuesta en el capítulo 2, se podrá determinar el sistema que optimice la producción para este pozo. La preselección de este pozo termina cuando se escogen los sistemas de levantamiento artificial que estén entre 1 y 2 puesto que serían los más idóneos para el pozo en estudio en el área donde se localice. Para este pozo el índice de productividad es 1.380 bbl/d/psi, por lo tanto, en el pozo Pucuna 03 los sistemas de levantamiento artificial preseleccionados son: gas lift, hidráulico Jet, electro sumergible, y cavidades progresivas.

El pozo Pucuna 03 ya produce con un sistema de levantamiento artificial, por tal motivo, se deben analizar los datos de perforación, producción, insumos y recursos energéticos disponibles, tratamiento de corrosión y sólidos actuales para posteriormente comparar con los sistemas que resultan idóneos para este pozo.

Tabla XLVII. Datos de producción, yacimiento, insumos, recursos y tratamientos del pozo Pucuna 03

PUCUNA 03	
VARIABLES	VALORES ACTUALES
TASA DE PRODUCCIÓN DESEADA (bpd)	411.40
TEMPERATURA DE YACIMIENTO °F	222.00
GRAVEDAD API	30.8
DOGLEG LIMITA LA PROF. DE LEVANTAMIENTO	0
GRADO DE INCLINACIÓN DEL POZO	0
PROFUNDIDAD PROMEDIA	9612

DE DISPAROS TVD, (pies)	
TIPO DE UBICACIÓN	¿CUENTA CON VÍAS DE ACCESO, SE DISPONE DE FACILIDADES DE SUPERFICIE?
¿DISPONIBILIDAD DE ENERGÍA ELÉCTRICA?	NO
¿DISPONIBILIDAD DE GAS COMPRIMIDO?	NO
¿DISPONIBILIDAD DE FLUIDO MOTRIZ?	SÍ
MANEJO DE CORROSIÓN	LEVE
MANEJO DE GAS	MEDIA
MANEJO DE SÓLIDOS	LEVE

Fuente: Apolo & Manrique, 2018.

Por medio de la tabla de valoración de los sistemas de levantamiento artificial tomando en cuenta la compilación de datos de la matriz de Weatherford expuesta en la metodología del capítulo 2, se obtuvo valoración, así como también la disponibilidad de recursos y eficiencia de cada sistema de levantamiento artificial

VALORACIÓN	BM	BGL	BH	BES	PCP
TASA DE PRODUCCIÓN DESEADA bpd=	1	1	1	1	1
PROFUNDIDAD DE LEVANTAMIENTO TVD, pies =	1	1	1	1	1
DOGLEG LIMITA LA PROF. DE LEVANTAMIENTO	1	1	1	1	1
GRADO DE INCLINACIÓN DEL POZO	1	1	1	1	1
GRAVEDAD API =	1	1	1	1	1
TEMPERATURA DE YACIMIENTO °F =	1	1	1	1	1
MANEJO DE CORROSIÓN	3	3	3	3	1
MANEJO DE GAS	2	3	2	2	2
MANEJO DE SÓLIDOS	2	2	2	2	3
SERVICIO-MANTENIMIENTO	WORKOVER-PULLING	WIRELINE O WORKOVER	HIDRAULICA- WIRELINE	WORKOVER-PULLING	WORKOVER-PULLING
TIPO DE UBICACIÓN	on-shore	on-shore	on-shore	on-shore	on-shore
¿DISPONIBILIDAD DE ENERGÍA ELECTRICA?	NO			NO	NO
¿DISPONIBILIDAD DE GAS COMPRIMIDO?		NO			
¿DISPONIBILIDAD DE FLUIDO MOTRIZ?			SI		
EFICIENCIA DEL SLA (%)	45-60	10-30	10-35	35-60	40-70
VALORACIÓN	13	14	13	13	12

para el pozo Pucuna 03, estos datos se encuentran en la siguiente tabla:

Figura 3. 2 Valoración de los sistemas de levantamiento artificial para el pozo Pucuna 03

Fuente: Apolo & Manrique, 2018.

Por último, se selecciona el sistema de levantamiento que obtenga la mayor ponderación en la valoración y que cuente con la mayor cantidad de recursos disponibles que permiten que el sistema sea factible operativamente y viable por los insumos y recursos disponibles.

Tabla XLVIII. Valoración y selección del sistema de levantamiento para el pozo Pucuna 03

SLA	BM	BGL	BH	BES	PCP
VALORACIÓN	13	14	13	13	12

Fuente: Apolo & Manrique, 2018.

Según la preselección realizada con la gráfica del índice de presión del yacimiento e índice de productividad se tiene que los sistemas de levantamiento artificial más óptimos para este pozo que presenta un alto índice de productividad son: bombeo electro-sumergible, el bombeo mecánico y el bombeo hidráulico jet. Por lo tanto, se concluye:

- En caso de que se incorpore un sistema de generación eléctrica en sitio, el cambio a bombeo electro-sumergible será el más eficiente por el alto índice de productividad del pozo en el cual se podrá generar un mayor drawdown.
- El bombeo hidráulico jet es eficaz porque se cumple con los objetivos de producción.
- La relación $Q/Q_{\text{máx}}$ es del 57% de la capacidad máxima productiva del pozo.

Pucuna 05

Se utiliza los datos de registros de presión y temperatura más actuales proporcionados por Petroamazonas y Sertecpet.

Tabla XLIX. Parámetros del pozo Pucuna 05

POZO	PUCUNA 05
ARENA	HOLLÍN
PRESIÓN DE RESERVORIO (psi)	2409.470
PROFUNDIDAD DE LA ARENA (TVD) (ft)	9681.000
ÍNDICE DE PRESIÓN DEL YACIMIENTO (psi/ft)	0.249
IP (bbl/d/psi)	1.560
ÁREA DEL GRÁFICO	9

Fuente: Apolo & Manrique, 2018.

Por medio de la gráfica de presiones vs índice de productividad (figura 2.3), se determinó que este pozo se ubica en el área 9. Esta área necesariamente debe usar un sistema de levantamiento artificial de acuerdo con el criterio para preselección del sistema de levantamiento artificial el cual se indica en la tabla XXXV expuesta en el capítulo 2.

Posteriormente, por medio de la tabla de preselección del Sistema de Levantamiento artificial de acuerdo con el índice de productividad (tabla XXXVI) expuesta en el capítulo 2, se podrá determinar el sistema que optimice la producción para este pozo. La preselección de este pozo termina cuando se escogen los sistemas de levantamiento artificial que estén entre 1 y 2 puesto que serían los más idóneos para el pozo en estudio en el área donde se localice. Para este pozo el índice de productividad es 1.560 bbl/d/psi, por lo tanto, en el pozo Pucuna 05 los sistemas de levantamiento artificial preseleccionados son: gas lift, hidráulico Jet, electro sumergible, y cavidades progresivas.

El pozo Pucuna 05 ya produce con un sistema de levantamiento artificial, por tal motivo, se deben analizar los datos de perforación, producción, insumos y recursos energéticos disponibles, tratamiento de corrosión y sólidos actuales

para posteriormente comparar con los sistemas que resultan idóneos para este pozo.

Tabla L. Datos de producción, yacimiento, insumos, recursos y tratamientos del pozo Pucuna 05

PUCUNA 05	
VARIABLES	VALORES ACTUALES
TASA DE PRODUCCIÓN DESEADA (bpd)	1071.24
TEMPERATURA DE YACIMIENTO °F	220.00
GRAVEDAD API	24.1
DOGLEG LIMITA LA PROF. DE LEVANTAMIENTO	0
GRADO DE INCLINACIÓN DEL POZO	0
PROFUNDIDAD PROMEDIA DE DISPAROS TVD, (pies)	9681
TIPO DE UBICACIÓN	¿CUENTA CON VÍAS DE ACCESO, SE DISPONE DE FACILIDADES DE SUPERFICIE?
¿DISPONIBILIDAD DE ENERGÍA ELÉCTRICA?	NO
¿DISPONIBILIDAD DE GAS COMPRIMIDO?	NO
¿DISPONIBILIDAD DE FLUIDO MOTRIZ?	SÍ
MANEJO DE CORROSIÓN	LEVE
MANEJO DE GAS	LEVE
MANEJO DE SÓLIDOS	LEVE

Fuente: Apolo & Manrique, 2018.

Por medio de la tabla de valoración que compara los diferentes sistemas de levantamiento artificial tomando en cuenta la compilación de datos de la matriz de Weatherford expuesta en la metodología del capítulo 2, se obtuvo la valoración,

así como también la disponibilidad de recursos y eficiencia de cada sistema de levantamiento artificial para el pozo Pucuna 05.

VALORACIÓN	BM	BGL	BH	BES	PCP
TASA DE PRODUCCIÓN DESEADA bpd=	1	1	1	1	1
PROFUNDIDAD DE LEVANTAMIENTO TVD, pies =	1	1	1	1	1
DOGLEG LIMITA LA PROF. DE LEVANTAMIENTO	1	1	1	1	1
GRADO DE INCLINACIÓN DEL POZO	1	1	1	1	1
GRAVEDAD API =	1	1	1	1	1
TEMPERATURA DE YACIMIENTO °F =	1	1	1	1	1
MANEJO DE CORROSIÓN	3	3	3	3	1
MANEJO DE GAS	2	3	2	2	2
MANEJO DE SÓLIDOS	2	2	2	2	3
SERVICIO-MANTENIMIENTO	WORKOVER-PULLING	WIRELINE O WORKOVER	HIDRAULICA-WIRELINE	WORKOVER-PULLING	WORKOVER-PULLING
TIPO DE UBICACIÓN	on-shore	on-shore	on-shore	on-shore	on-shore
¿DISPONIBILIDAD DE ENERGÍA ELECTRICA?	NO			NO	NO
¿DISPONIBILIDAD DE GAS COMPRIMIDO?		NO			
¿DISPONIBILIDAD DE FLUIDO MOTRIZ?			SI		
EFICIENCIA DEL SLA (%)	45-60	10-30	10-35	35-60	40-70
VALORACIÓN	13	14	13	13	12

Figura 3. 3 Valoración de los sistemas de levantamiento artificial preseleccionados para el pozo Pucuna 05

Fuente: Apolo & Manrique, 2018.

Por último, se selecciona el sistema de levantamiento que obtenga la mayor ponderación en la valoración y que cuente con la mayor cantidad de recursos disponibles que permiten que el sistema sea factible operativamente y viable por los insumos y recursos disponibles.

Tabla LI. Valoración y selección del sistema de levantamiento para el pozo Pucuna 05

SLA	BM	BGL	BH	BES	PCP
VALORACIÓN	13	14	13	13	12

Fuente: Apolo & Manrique, 2018.

Según la preselección realizada con la gráfica de índice de presión de yacimiento vs índice de productividad se tiene que los sistemas de levantamiento artificial

más óptimos para este pozo que presenta un alto índice de productividad es el bombeo electro sumergible, bombeo mecánico y el bombeo hidráulico jet. Por lo tanto, se concluye:

- En caso de que se incorpore un sistema de generación eléctrica en sitio, el cambio a bombeo electro-sumergible será el más eficiente por el alto índice de productividad del pozo y por alta producción de fluido que presenta. Sin embargo, el cambio a bombeo electro-sumergible no sería factible puesto que está produciendo con un 95% de BSW.
- El bombeo hidráulico jet es eficaz porque se cumple con los objetivos de producción.
- La relación $Q/Q_{\text{máx}}$ es del 43% de la capacidad máxima productiva del pozo.

Pucuna 06

Se utiliza los datos de registros de presión y temperatura más actuales proporcionados por Petroamazonas y Sertecpet.

Tabla LII. Parámetros del pozo Pucuna 06

POZO	PUCUNA 06
ARENA	U
PRESIÓN DE RESERVORIO (psi)	627.587
PROFUNDIDAD DE LA ARENA (TVD) (ft)	9404.500
ÍNDICE DE PRESIÓN DEL YACIMIENTO (psi/ft)	0.067
IP (bbl/d/psi)	0.295
ÁREA DEL GRÁFICO	10

Fuente: Apolo & Manrique, 2018.

Por medio de la gráfica de presiones vs índice de productividad (figura 2.3), se determinó que este pozo se ubica en el área 10. Esta área necesariamente debe usar un sistema de levantamiento artificial de acuerdo con el criterio para

preselección del sistema de levantamiento artificial el cual se indica en la tabla XXXV expuesta en el capítulo 2.

Posteriormente, por medio de la tabla de preselección del Sistema de Levantamiento artificial de acuerdo con el índice de productividad (tabla XXXVI) expuesta en el capítulo 2, se podrá determinar el sistema que optimice la producción para este pozo. La preselección de este pozo termina cuando se escogen los sistemas de levantamiento artificial que estén entre 1 y 2 puesto que serían los más idóneos para el pozo en estudio en el área donde se localice. Para este pozo el índice de productividad es 0.295 bbl/d/psi, por lo tanto, en el pozo Pucuna 06 los sistemas de levantamiento artificial preseleccionados son: mecánico, gas lift, e hidráulico jet.

El pozo Pucuna 06 ya produce con un sistema de levantamiento artificial, por tal motivo, se deben analizar los datos de perforación, producción, insumos y recursos energéticos disponibles, tratamiento de corrosión y sólidos actuales para posteriormente comparar con los sistemas que resultan idóneos para este pozo.

Tabla LIII. Datos de producción, yacimiento, insumos, recursos y tratamientos del pozo Pucuna 06

PUCUNA 06	
VARIABLES	VALORES ACTUALES
TASA DE PRODUCCIÓN DESEADA (bpd)	71.40
TEMPERATURA DE YACIMIENTO °F	204,00
GRAVEDAD API	29.9
DOGLEG LIMITA LA PROF. DE LEVANTAMIENTO	0
GRADO DE INCLINACIÓN DEL POZO	0
PROFUNDIDAD PROMEDIA DE DISPAROS TVD, (pies)	9404,50
TIPO DE UBICACIÓN	¿CUENTA CON VÍAS DE ACCESO, SE DISPONE DE FACILIDADES DE

SUPERFICIE?	
¿DISPONIBILIDAD DE ENERGÍA ELÉCTRICA?	NO
¿DISPONIBILIDAD DE GAS COMPRIMIDO?	NO
¿DISPONIBILIDAD DE FLUIDO MOTRIZ?	SÍ
MANEJO DE CORROSIÓN	LEVE
MANEJO DE GAS	LEVE
MANEJO DE SÓLIDOS	LEVE

Fuente: Apolo & Manrique, 2018.

Por medio de la tabla de valoración que compara los diferentes sistemas de levantamiento artificial tomando en cuenta la compilación de datos de la matriz de Weatherford expuesta en la metodología del capítulo 2, se obtuvo la valoración, así como también la disponibilidad de recursos y eficiencia de cada sistema de levantamiento artificial para el pozo Pucuna 06.

VALORACIÓN	BM	BGL	BH	BES	PCP
TASA DE PRODUCCIÓN DESEADA bpd=	1	1	1	1	1
PROFUNDIDAD DE LEVANTAMIENTO TVD, pies =	1	1	1	1	1
DOGLEG LIMITA LA PROF. DE LEVANTAMIENTO	1	1	1	1	1
GRADO DE INCLINACIÓN DEL POZO	1	1	1	1	1
GRAVEDAD API =	1	1	1	1	1
TEMPERATURA DE YACIMIENTO °F =	1	1	1	1	1
MANEJO DE CORROSIÓN	3	3	3	3	1
MANEJO DE GAS	2	3	2	2	2
MANEJO DE SÓLIDOS	2	2	2	2	3
SERVICIO-MANTENIMIENTO	WORKOVER-PULLING	WIRELINE O WORKOVER	HIDRAULICA-WIRELINE	WORKOVER-PULLING	WORKOVER-PULLING
TIPO DE UBICACIÓN	on-shore	on-shore	on-shore	on-shore	on-shore
¿DISPONIBILIDAD DE ENERGÍA ELÉCTRICA?	NO			NO	NO
¿DISPONIBILIDAD DE GAS COMPRIMIDO?		NO			
¿DISPONIBILIDAD DE FLUIDO MOTRIZ?			SI		
EFICIENCIA DEL SLA (%)	45-60	10-30	10-35	35-60	40-70
VALORACIÓN	13	14	13	13	12

Figura 3. 4 Valoración de los sistemas de levantamiento artificial preseleccionados para el pozo Pucuna 06

Fuente: Apolo & Manrique, 2018.

Por último, se selecciona el sistema de levantamiento que obtenga la mayor ponderación en la valoración y que cuente con la mayor cantidad de recursos disponibles que permiten que el sistema sea factible operativamente y viable por los insumos y recursos disponibles.

Tabla LIV. Valoración y selección del sistema de levantamiento para el pozo Pucuna 06

SLA	BM	BGL	BH	BES	PCP
VALORACIÓN	13	14	13	13	12

Fuente: Apolo & Manrique, 2018.

Según la preselección realizada con la gráfica de índice de presión del yacimiento e índice de productividad se tiene que los sistemas de levantamiento artificial más óptimos para este pozo que presenta bajo índice de productividad son: el bombeo mecánico y el bombeo hidráulico jet. Por lo tanto, se concluye:

- El sistema de levantamiento artificial óptimo para este pozo es el bombeo mecánico por el bajo índice de productividad del pozo, permitiendo además prolongar la vida productiva del pozo por su bajo aporte de producción.
- El bombeo hidráulico jet es eficaz porque se cumple con los objetivos de producción.
- La relación $Q/Q_{\text{máx}}$ es del 56% de la capacidad máxima productiva del pozo.

Pucuna 07

Se utiliza los datos de registros de presión y temperatura más actuales proporcionados por Petroamazonas y Sertecpet.

Tabla LV. Parámetros del pozo Pucuna 07

POZO	PUCUNA 07
ARENA	U INFERIOR
PRESIÓN DE RESERVORIO (psi)	1051.223

PROFUNDIDAD DE LA ARENA (TVD) (ft)	9219.000
ÍNDICE DE PRESIÓN DEL YACIMIENTO(psi/ft)	0.114
IP (bbl/d/psi)	0.4
ÁREA DEL GRÁFICO	10

Fuente: Apolo & Manrique, 2018.

Por medio de la gráfica de presiones vs índice de productividad (figura 2.3), se determinó que este pozo se ubica en el área 10. Esta área necesariamente debe usar un sistema de levantamiento artificial de acuerdo con el criterio para preselección del sistema de levantamiento artificial el cual se indica en la tabla XXXV expuesta en el capítulo 2.

Posteriormente, por medio de la tabla de preselección del Sistema de Levantamiento artificial de acuerdo con el índice de productividad (tabla XXXVI) expuesta en el capítulo 2, se podrá determinar el sistema que optimice la producción para este pozo. La preselección de este pozo termina cuando se escogen los sistemas de levantamiento artificial que estén entre 1 y 2 puesto que serían los más idóneos para el pozo en estudio en el área donde se localice. Para este pozo el índice de productividad es 0.4 bbl/d/psi, por lo tanto, en el pozo Pucuna 07 los sistemas de levantamiento artificial preseleccionados son: mecánico, gas lift, e hidráulico jet.

El pozo Pucuna 07 ya produce con un sistema de levantamiento artificial, por tal motivo, se deben analizar los datos de perforación, producción, insumos y recursos energéticos disponibles, tratamiento de corrosión y sólidos actuales para posteriormente comparar con los sistemas que resultan idóneos para este pozo.

Tabla LVI. Datos de producción, yacimiento, insumos, recursos y tratamientos del pozo Pucuna 07

PUCUNA 07	
VARIABLES	VALORES ACTUALES
TASA DE PRODUCCIÓN	206,700

DESEADA (bpd)	
TEMPERATURA DE YACIMIENTO °F	214,00
GRAVEDAD API	30.60
DOGLEG LIMITA LA PROF. DE LEVANTAMIENTO	0
GRADO DE INCLINACIÓN DEL POZO	0
PROFUNDIDAD PROMEDIA DE DISPAROS TVD, (pies)	9219,00
TIPO DE UBICACIÓN	¿CUENTA CON VÍAS DE ACCESO, SE DISPONE DE FACILIDADES DE SUPERFICIE?
¿DISPONIBILIDAD DE ENERGÍA ELÉCTRICA?	NO
¿DISPONIBILIDAD DE GAS COMPRIMIDO?	NO
¿DISPONIBILIDAD DE FLUIDO MOTRIZ?	SÍ
MANEJO DE CORROSIÓN	LEVE
MANEJO DE GAS	LEVE
MANEJO DE SÓLIDOS	LEVE

Fuente: Apolo & Manrique, 2018.

Por medio de la tabla de valoración que compara los diferentes sistemas de levantamiento artificial tomando en cuenta la compilación de datos de la matriz de Weatherford expuesta en la metodología del capítulo 2, se obtuvo la valoración, así como también la disponibilidad de recursos y eficiencia de cada sistema de levantamiento artificial para el pozo Pucuna 07.

VALORACIÓN	BM	BGL	BH	BES	PCP
TASA DE PRODUCCIÓN DESEADA bpd=	1	1	1	1	1
PROFUNDIDAD DE LEVANTAMIENTO TVD, pies =	1	1	1	1	1
DOGLEG LIMITA LA PROF. DE LEVANTAMIENTO	1	1	1	1	1
GRADO DE INCLINACIÓN DEL POZO	1	1	1	1	1
GRAVEDAD API =	1	1	1	1	1
TEMPERATURA DE YACIMIENTO °F =	1	1	1	1	1
MANEJO DE CORROSIÓN	3	3	3	3	1
MANEJO DE GAS	2	3	2	2	2
MANEJO DE SÓLIDOS	2	2	2	2	3
SERVICIO-MANTENIMIENTO	WORKOVER-PULLING	WIRELINE O WORKOVER	HIDRAULICA- WIRELINE	WORKOVER- PULLING	WORKOVER- PULLING
TIPO DE UBICACIÓN	on-shore	on-shore	on-shore	on-shore	on-shore
¿DISPONIBILIDAD DE ENERGIA ELECTRICA?	NO			NO	NO
¿DISPONIBILIDAD DE GAS COMPRIMIDO?		NO			
¿DISPONIBILIDAD DE FLUIDO MOTRIZ?			SI		
EFICIENCIA DEL SLA (%)	45-60	10-30	10-35	35-60	40-70
VALORACIÓN	13	14	13	13	12

Figura 3. 5 Valoración de los sistemas de levantamiento artificial preseleccionados para el pozo Pucuna 07

Fuente: Apolo & Manrique, 2018.

Por último, se selecciona el sistema de levantamiento que obtenga la mayor ponderación en la valoración y que cuente con la mayor cantidad de recursos disponibles que permiten que el sistema sea factible operativamente y viable por los insumos y recursos disponibles.

Tabla LVII. Valoración y selección del sistema de levantamiento para el pozo Pucuna 07

SLA	BM	BGL	BH	BES	PCP
VALORACIÓN	13	14	13	13	12

Fuente: Apolo & Manrique, 2018.

Según la preselección realizada con la gráfica de índice de presión del yacimiento vs índice de productividad se tiene que los sistemas de levantamiento artificial más óptimos para este pozo son: el bombeo mecánico y el bombeo hidráulico jet. Por lo tanto, se concluye:

- El bombeo hidráulico jet será más eficiente porque el pozo está produciendo a una tasa considerable de producción, a más que el índice de productividad es bajo.
- El bombeo hidráulico jet es eficiente y eficaz porque se está utilizando la menor cantidad de recursos para tener una producción considerable.
- La relación $Q/Q_{\text{máx}}$ es del 70% de la capacidad máxima productiva del pozo.

Pucuna 08

Se utiliza los datos de registros de presión y temperatura más actuales proporcionados por Petroamazonas y Sertecpet.

Tabla LVIII. Parámetros del pozo Pucuna 08

POZO	PUCUNA 08
ARENA	T SUPERIOR
PRESIÓN DE RESERVORIO (psi)	1894,410
PROFUNDIDAD DE LA ARENA (TVD) (ft)	9450.500
ÍNDICE DE PRESIÓN DEL YACIMIENTO (psi/ft)	0.200
IP (bbl/d/psi)	0.331
ÁREA DEL GRÁFICO	7

Fuente: Apolo & Manrique, 2018.

Por medio de la gráfica de presiones vs índice de productividad (figura 2.3), se determinó que este pozo se ubica en el área 7. Esta área necesariamente debe usar un sistema de levantamiento artificial de acuerdo con el criterio para preselección del sistema de levantamiento artificial el cual se indica en la tabla XXXV expuesta en el capítulo 2.

Posteriormente, por medio de la tabla de preselección del Sistema de Levantamiento artificial de acuerdo con el índice de productividad (tabla XXXVI) expuesta en el capítulo 2, se podrá determinar el sistema que optimice la

producción para este pozo. La preselección de este pozo termina cuando se escogen los sistemas de levantamiento artificial que estén entre 1 y 2 puesto que serían los más idóneos para el pozo en estudio en el área donde se localice. Para este pozo el índice de productividad es 0.331 bbl/d/psi, por lo tanto, en el pozo Pucuna 08 los sistemas de levantamiento artificial preseleccionados son: mecánico, gas lift, e hidráulico jet.

El pozo Pucuna 08 ya produce con un sistema de levantamiento artificial, por tal motivo, se deben analizar los datos de perforación, producción, insumos y recursos energéticos disponibles, tratamiento de corrosión y sólidos actuales para posteriormente comparar con los sistemas que resultan idóneos para este pozo.

Tabla LIX. Datos de producción, yacimiento, insumos, recursos y tratamientos del pozo Pucuna 08

PUCUNA 08	
VARIABLES	VALORES ACTUALES
TASA DE PRODUCCIÓN DESEADA (bpd)	206,70
TEMPERATURA DE YACIMIENTO °F	214,00
GRAVEDAD API	30.60
DOGLEG LIMITA LA PROF. DE LEVANTAMIENTO	0
GRADO DE INCLINACIÓN DEL POZO	0
PROFUNDIDAD PROMEDIA DE DISPAROS TVD, (pies)	9450,50
TIPO DE UBICACIÓN	¿CUENTA CON VÍAS DE ACCESO, SE DISPONE DE FACILIDADES DE SUPERFICIE?
¿DISPONIBILIDAD DE ENERGÍA ELÉCTRICA?	NO
¿DISPONIBILIDAD DE GAS COMPRIMIDO?	NO
¿DISPONIBILIDAD DE FLUIDO MOTRIZ?	SÍ

MANEJO DE CORROSIÓN	LEVE
MANEJO DE GAS	MEDIA
MANEJO DE SÓLIDOS	LEVE

Fuente: Apolo & Manrique, 2018.

Por medio de la tabla de valoración que compara los diferentes sistemas de levantamiento artificial tomando en cuenta la compilación de datos de la matriz de Weatherford expuesta en la metodología del capítulo 2, se obtuvo la valoración, así como también la disponibilidad de recursos y eficiencia de cada sistema de levantamiento artificial para el pozo Pucuna 08.

VALORACIÓN	BM	BGL	BH	BES	PCP
TASA DE PRODUCCIÓN DESEADA bpd=	1	1	1	1	1
PROFUNDIDAD DE LEVANTAMIENTO TVD, pies =	1	1	1	1	1
DOGLEG LIMITA LA PROF. DE LEVANTAMIENTO	1	1	1	1	1
GRADO DE INCLINACIÓN DEL POZO	1	1	1	1	1
GRAVEDAD API =	1	1	1	1	1
TEMPERATURA DE YACIMIENTO °F =	1	1	1	1	1
MANEJO DE CORROSIÓN	3	3	3	3	1
MANEJO DE GAS	2	3	2	2	2
MANEJO DE SÓLIDOS	2	2	2	2	3
SERVICIO-MANTENIMIENTO	WORKOVER-PULLING	WIRELINE O WORKOVER	HIDRAULICA-WIRELINE	WORKOVER- PULLING	WORKOVER- PULLING
TIPO DE UBICACIÓN	on-shore	on-shore	on-shore	on-shore	on-shore
¿DISPONIBILIDAD DE ENERGIA ELECTRICA?	NO			NO	NO
¿DISPONIBILIDAD DE GAS COMPRIMIDO?		NO			
¿DISPONIBILIDAD DE FLUIDO MOTRIZ?			SI		
EFICIENCIA DEL SLA (%)	45-60	10-30	10-35	35-60	40-70
VALORACIÓN	13	14	13	13	12

Figura 3. 6 Valoración de los sistemas de levantamiento artificial preseleccionados para el pozo Pucuna 08

Fuente: Apolo & Manrique, 2018.

Por último, se selecciona el sistema de levantamiento que obtenga la mayor ponderación en la valoración y que cuente con la mayor cantidad de recursos disponibles que permiten que el sistema sea factible operativamente y viable por los insumos y recursos disponibles.

Tabla LX. Valoración y selección del sistema de levantamiento para el pozo Pucuna 08

SLA	BM	BGL	BH	BES	PCP
VALORACIÓN	13	14	13	13	12

Fuente: Apolo & Manrique, 2018.

Según la preselección realizada con la gráfica de índices de presión vs índice de productividad se tiene que los sistemas de levantamiento artificial más óptimos para este pozo con índice de productividad bajo son: el bombeo mecánico y el bombeo hidráulico jet. Por lo tanto, se concluye:

- El sistema de levantamiento artificial óptimo para este pozo es el bombeo mecánico por el bajo índice de productividad del pozo, permitiendo además prolongar la vida productiva del pozo por su bajo aporte de producción.
- El bombeo hidráulico jet es eficaz en este pozo porque se está utilizando la menor cantidad de recursos.
- La relación $Q/Q_{\text{máx}}$ es del 11.5% de la capacidad máxima productiva del pozo.

Pucuna 09

Se utiliza los datos de registros de presión y temperatura más actuales proporcionados por Petroamazonas y Sertecpet.

Tabla LXI. Parámetros del pozo Pucuna 09

POZO	PUCUNA 09
ARENA	HOLLÍN
PRESIÓN DE RESERVORIO (psi)	3020.079
PROFUNDIDAD DE LA ARENA (TVD) (ft)	9772.000
ÍNDICE DE PRESIÓN DEL YACIMIENTO (psi/ft)	0.130
IP (bbl/d/psi)	0.309

Por medio de la gráfica de presiones vs índice de productividad (figura 2.3), se determinó que este pozo se ubica en el área 4. Esta área debe usar un sistema de levantamiento artificial de acuerdo con el criterio para preselección del sistema de levantamiento artificial el cual se indica en la tabla XXXV expuesta en el capítulo 2.

Posteriormente, por medio de la tabla de preselección del Sistema de Levantamiento artificial de acuerdo con el índice de productividad (tabla XXXVI) expuesta en el capítulo 2, se podrá determinar el sistema que optimice la producción para este pozo. La preselección de este pozo termina cuando se escogen los sistemas de levantamiento artificial que estén entre 1 y 2 puesto que serían los más idóneos para el pozo en estudio en el área donde se localice. Para este pozo el índice de productividad es 0.309 bbl/d/psi, por lo tanto, en el pozo Pucuna 09 los sistemas de levantamiento artificial preseleccionados son: mecánico, gas lift, e hidráulico jet.

El pozo Pucuna 09 ya produce con un sistema de levantamiento artificial, por tal motivo, se deben analizar los datos de perforación, producción, insumos y recursos energéticos disponibles, tratamiento de corrosión y sólidos actuales para posteriormente comparar con los sistemas que resultan idóneos para este pozo.

Tabla LXII. Datos de producción, yacimiento, insumos, recursos y tratamientos del pozo Pucuna 09

PUCUNA 09	
VARIABLES	VALORES ACTUALES
TASA DE PRODUCCIÓN DESEADA (bpd)	163,15
TEMPERATURA DE YACIMIENTO °F	225.00
GRAVEDAD API	25.60

DOGLEG LIMITA LA PROF. DE LEVANTAMIENTO	0
GRADO DE INCLINACIÓN DEL POZO	0
PROFUNDIDAD PROMEDIA DE DISPAROS TVD, (pies)	9772,00
TIPO DE UBICACIÓN	¿CUENTA CON VÍAS DE ACCESO, SE DISPONE DE FACILIDADES DE SUPERFICIE?
¿DISPONIBILIDAD DE ENERGÍA ELÉCTRICA?	NO
¿DISPONIBILIDAD DE GAS COMPRIMIDO?	NO
¿DISPONIBILIDAD DE FLUIDO MOTRIZ?	SÍ
MANEJO DE CORROSIÓN	LEVE
MANEJO DE GAS	LEVE
MANEJO DE SÓLIDOS	MEDIA

Fuente: Apolo & Manrique, 2018.

Por medio de la tabla de valoración que compara los diferentes sistemas de levantamiento artificial tomando en cuenta la compilación de datos de la matriz de Weatherford expuesta en la metodología del capítulo 2, se obtuvo la valoración, así como también la disponibilidad de recursos y eficiencia de cada sistema de levantamiento artificial para el pozo Pucuna 09.

Figura 4. 1 Valoración de los sistemas de levantamiento artificial preseleccionados para el pozo Pucuna 09

VALORACIÓN	BM	BGL	BH	BES	PCP
TASA DE PRODUCCIÓN DESEADA bpd=	1	1	1	1	1
PROFUNDIDAD DE LEVANTAMIENTO TVD, pies =	1	1	1	1	1
DOGLEG LIMITA LA PROF. DE LEVANTAMIENTO	1	1	1	1	1
GRADO DE INCLINACIÓN DEL POZO	1	1	1	1	1
GRAVEDAD API =	1	1	1	1	1
TEMPERATURA DE YACIMIENTO °F =	1	1	1	1	1
MANEJO DE CORROSIÓN	3	3	3	3	1
MANEJO DE GAS	2	3	2	2	2
MANEJO DE SÓLIDOS	2	2	2	2	3
SERVICIO-MANTENIMIENTO	WORKOVER-PULLING	WIRELINE O WORKOVER	HIDRAULICA- WIRELINE	WORKOVER- PULLING	WORKOVER- PULLING
TIPO DE UBICACIÓN	on-shore	on-shore	on-shore	on-shore	on-shore
¿DISPONIBILIDAD DE ENERGIA ELECTRICA?	NO			NO	NO
¿DISPONIBILIDAD DE GAS COMPRIMIDO?		NO			
¿DISPONIBILIDAD DE FLUIDO MOTRIZ?			SI		
EFICIENCIA DEL SLA (%)	45-60	10-30	10-35	35-60	40-70
VALORACIÓN	13	14	13	13	12

Fuente: Apolo & Manrique, 2018.

Por último, se selecciona el sistema de levantamiento que obtenga la mayor ponderación en la valoración y que cuente con la mayor cantidad de recursos disponibles que permiten que el sistema sea factible operativamente y viable por los insumos y recursos disponibles.

Tabla LXIII. Valoración y selección del sistema de levantamiento para el pozo Pucuna 09

SLA	BM	BGL	BH	BES	PCP
VALORACIÓN	13	14	13	13	12

Fuente: Apolo & Manrique, 2018.

Según la preselección realizada con la gráfica de índice de presión del yacimiento vs índice de productividad se tiene que los sistemas de levantamiento artificial más óptimos para este pozo son: el bombeo mecánico y el bombeo hidráulico jet. Por lo tanto, se concluye:

- El bombeo hidráulico jet será más eficiente porque el pozo está produciendo a una tasa considerable de producción, a más que el índice de productividad es bajo.

- El bombeo hidráulico jet es eficiente y eficaz porque se está utilizando la menor cantidad de recursos para tener una producción considerable.
- La relación $Q/Q_{\text{máx}}$ es del 90% de la capacidad máxima productiva del pozo.

Pucuna 10

Se utiliza los datos de registros de presión y temperatura más actuales proporcionados por Petroamazonas y Sertecpet.

Tabla LXIV. Parámetros del pozo Pucuna 10

POZO	PUCUNA
	10
ARENA	T
PRESIÓN DE RESERVORIO (psi)	1344.505
PROFUNDIDAD DE LA ARENA (TVD) (ft)	9640.50
ÍNDICE DE PRESIÓN DEL YACIMIENTO (psi/ft)	0.139
IP (bbl/d/psi)	0.347
ÁREA DEL GRÁFICO	10

Fuente: Apolo & Manrique, 2018.

Por medio de la gráfica de presiones vs índice de productividad (figura 2.3), se determinó que este pozo se ubica en el área 10. Esta área necesariamente debe usar un sistema de levantamiento artificial de acuerdo con el criterio para preselección del sistema de levantamiento artificial el cual se indica en la tabla XXXV expuesta en el capítulo 2.

Posteriormente, por medio de la tabla de preselección del Sistema de Levantamiento artificial de acuerdo con el índice de productividad (tabla XXXVI) expuesta en el capítulo 2, se podrá determinar el sistema que optimice la producción para este pozo. La preselección de este pozo termina cuando se escogen los sistemas de levantamiento artificial que estén entre 1 y 2 puesto que

serían los más idóneos para el pozo en estudio en el área donde se localice. Para este pozo el índice de productividad es 0.347 bbl/d/psi, por lo tanto, en el pozo Pucuna 10 los sistemas de levantamiento artificial preseleccionados son: mecánico, gas lift, e hidráulico jet.

El pozo Pucuna 10 ya produce con un sistema de levantamiento artificial, por tal motivo, se deben analizar los datos de perforación, producción, insumos y recursos energéticos disponibles, tratamiento de corrosión y sólidos actuales para posteriormente comparar con los sistemas que resultan idóneos para este pozo.

Tabla LXV. Datos de producción, yacimiento, insumos, recursos y tratamientos del pozo Pucuna 10

PUCUNA 10	
VARIABLES	VALORES ACTUALES
TASA DE PRODUCCIÓN DESEADA (bpd)	124.360
TEMPERATURA DE YACIMIENTO °F	216.00
GRAVEDAD API	30.50
DOGLEG LIMITA LA PROF. DE LEVANTAMIENTO	0
GRADO DE INCLINACIÓN DEL POZO	0
PROFUNDIDAD PROMEDIA DE DISPAROS TVD, (pies)	9640.50
TIPO DE UBICACIÓN	¿CUENTA CON VÍAS DE ACCESO, SE DISPONE DE FACILIDADES DE SUPERFICIE?
¿DISPONIBILIDAD DE ENERGÍA	NO

ELÉCTRICA?	
¿DISPONIBILIDAD DE GAS COMPRIMIDO?	NO
¿DISPONIBILIDAD DE FLUIDO MOTRIZ?	SÍ
MANEJO DE CORROSIÓN	LEVE
MANEJO DE GAS	MEDIA
MANEJO DE SÓLIDOS	LEVE

Fuente: Apolo & Manrique, 2018.

Por medio de la tabla de valoración que compara los diferentes sistemas de levantamiento artificial tomando en cuenta la compilación de datos de la matriz de Weatherford expuesta en la metodología del capítulo 2, se obtuvo la valoración, así como también la disponibilidad de recursos y eficiencia de cada sistema de levantamiento artificial para el pozo Pucuna 10.

VALORACIÓN	BM	BGL	BH	BES	PCP
TASA DE PRODUCCIÓN DESEADA bpd=	1	1	1	1	1
PROFUNDIDAD DE LEVANTAMIENTO TVD, pies =	1	1	1	1	1
DOGLEG LIMITA LA PROF. DE LEVANTAMIENTO	1	1	1	1	1
GRADO DE INCLINACIÓN DEL POZO	1	1	1	1	1
GRAVEDAD API =	1	1	1	1	1
TEMPERATURA DE YACIMIENTO °F =	1	1	1	1	1
MANEJO DE CORROSIÓN	3	3	3	3	1
MANEJO DE GAS	2	3	2	2	2
MANEJO DE SÓLIDOS	2	2	2	2	3
SERVICIO-MANTENIMIENTO	WORKOVER-PULLING	WIRELINE O WORKOVER	HIDRAULICA-WIRELINE	WORKOVER-PULLING	WORKOVER-PULLING
TIPO DE UBICACIÓN	on-shore	on-shore	on-shore	on-shore	on-shore
¿DISPONIBILIDAD DE ENERGÍA ELÉCTRICA?	NO			NO	NO
¿DISPONIBILIDAD DE GAS COMPRIMIDO?		NO			
¿DISPONIBILIDAD DE FLUIDO MOTRIZ?			SI		
EFICIENCIA DEL SLA (%)	45-60	10-30	10-35	35-60	40-70
VALORACIÓN	13	14	13	13	12

Figura 3. 7 Valoración de los sistemas de levantamiento artificial preseleccionados para el pozo Pucuna 10.

Fuente: Apolo & Manrique, 2018.

Por último, se selecciona el sistema de levantamiento que obtenga la mayor ponderación en la valoración y que cuente con la mayor cantidad de recursos disponibles que permiten que el sistema sea factible operativamente y viable por los insumos y recursos disponibles.

Tabla LXVI. Valoración y selección del sistema de levantamiento para el pozo Pucuna 10

SLA	BM	BGL	BH	BES	PCP
VALORACIÓN	13	14	13	13	12

Fuente: Apolo & Manrique, 2018.

Según la preselección realizada con la gráfica de índice de presión del yacimiento vs índice de productividad se tiene que los sistemas de levantamiento artificial más óptimos para este pozo son: el bombeo mecánico y el bombeo hidráulico jet. Por lo tanto, se concluye:

- El bombeo hidráulico jet será más eficiente porque el pozo está produciendo a una tasa considerable de producción, a más que el índice de productividad es bajo.
- El bombeo hidráulico jet es eficiente y eficaz porque se está utilizando la menor cantidad de recursos para tener una producción considerable.
- La relación $Q/Q_{\text{máx}}$ es del 68% de la capacidad máxima productiva del pozo.

Pucuna 11

Se utiliza los datos de registros de presión y temperatura más actuales proporcionados por Petroamazonas y Sertecpet.

Tabla LXVII. Parámetros del pozo Pucuna 11

POZO	PUCUNA 11
ARENA	U
PRESIÓN DE RESERVORIO (psi)	1041.529
PROFUNDIDAD DE LA	9337.500

ARENA (TVD) (ft)	
ÍNDICE DE PRESIÓN DEL YACIMIENTO (psi/ft)	0.112
IP (bbl/d/psi)	0.306
ÁREA DEL GRÁFICO	10

Fuente: Apolo & Manrique, 2018.

Por medio de la gráfica de presiones vs índice de productividad (figura 2.3), se determinó que este pozo se ubica en el área 10. Esta área necesariamente debe usar un sistema de levantamiento artificial de acuerdo con el criterio para preselección del sistema de levantamiento artificial el cual se indica en la tabla XXXV expuesta en el capítulo 2.

Posteriormente, por medio de la tabla de preselección del Sistema de Levantamiento artificial de acuerdo con el índice de productividad (tabla XXXVI) expuesta en el capítulo 2, se podrá determinar el sistema que optimice la producción para este pozo. La preselección de este pozo termina cuando se escogen los sistemas de levantamiento artificial que estén entre 1 y 2 puesto que serían los más idóneos para el pozo en estudio en el área donde se localice. Para este pozo el índice de productividad es 0.306 bbl/d/psi, por lo tanto, en el pozo Pucuna 11 los sistemas de levantamiento artificial preseleccionados son: mecánico, gas lift, e hidráulico jet.

El pozo Pucuna 11 ya produce con un sistema de levantamiento artificial, por tal motivo, se deben analizar los datos de perforación, producción, insumos y recursos energéticos disponibles, tratamiento de corrosión y sólidos actuales para posteriormente comparar con los sistemas que resultan idóneos para este pozo.

Tabla LXVIII. Datos de producción, yacimiento, insumos, recursos y tratamientos del pozo Pucuna 11

PUCUNA 11	
VARIABLES	VALORES ACTUALES
TASA DE	129.910

PRODUCCIÓN DESEADA (bpd)	
TEMPERATURA DE YACIMIENTO °F	215.00
GRAVEDAD API	30.20
DOGLEG LIMITA LA PROF. DE LEVANTAMIENTO	0
GRADO DE INCLINACIÓN DEL POZO	0
PROFUNDIDAD PROMEDIA DE DISPAROS TVD, (pies)	9337.50
TIPO DE UBICACIÓN	¿CUENTA CON VÍAS DE ACCESO, SE DISPONE DE FACILIDADES DE SUPERFICIE?
¿DISPONIBILIDAD DE ENERGÍA ELÉCTRICA?	NO
¿DISPONIBILIDAD DE GAS COMPRIMIDO?	NO
¿DISPONIBILIDAD DE FLUIDO MOTRIZ?	SÍ
MANEJO DE CORROSIÓN	LEVE
MANEJO DE GAS	MEDIA
MANEJO DE SÓLIDOS	LEVE

Fuente: Apolo & Manrique, 2018.

Por medio de la tabla de valoración que compara los diferentes sistemas de levantamiento artificial tomando en cuenta la compilación de datos de la matriz de Weatherford expuesta en la metodología del capítulo 3, se obtuvo la valoración,

así como también la disponibilidad de recursos y eficiencia de cada sistema de levantamiento artificial para el pozo Pucuna 11.

VALORACIÓN	BM	BGL	BH	BES	PCP
TASA DE PRODUCCIÓN DESEADA bpd=	1	1	1	1	1
PROFUNDIDAD DE LEVANTAMIENTO TVD, pies =	1	1	1	1	1
DOGLEG LIMITA LA PROF. DE LEVANTAMIENTO	1	1	1	1	1
GRADO DE INCLINACIÓN DEL POZO	1	1	1	1	1
GRAVEDAD API =	1	1	1	1	1
TEMPERATURA DE YACIMIENTO °F =	1	1	1	1	1
MANEJO DE CORROSIÓN	3	3	3	3	1
MANEJO DE GAS	2	3	2	2	2
MANEJO DE SÓLIDOS	2	2	2	2	3
SERVICIO-MANTENIMIENTO	WORKOVER-PULLING	WIRELINE O WORKOVER	HIDRAULICA-WIRELINE	WORKOVER-PULLING	WORKOVER-PULLING
TIPO DE UBICACIÓN	on-shore	on-shore	on-shore	on-shore	on-shore
¿DISPONIBILIDAD DE ENERGÍA ELÉCTRICA?	NO			NO	NO
¿DISPONIBILIDAD DE GAS COMPRIMIDO?		NO			
¿DISPONIBILIDAD DE FLUIDO MOTRIZ?			SI		
EFICIENCIA DEL SLA (%)	45-60	10-30	10-35	35-60	40-70
VALORACIÓN	13	14	13	13	12

Figura 3. 8 Valoración de los sistemas de levantamiento artificial preseleccionados para el pozo Pucuna 11

Fuente: Apolo & Manrique, 2018.

Por último, se selecciona el sistema de levantamiento que obtenga la mayor ponderación en la valoración y que cuente con la mayor cantidad de recursos disponibles que permiten que el sistema sea factible operativamente y viable por los insumos y recursos disponibles.

Tabla LXIX. Valoración y selección del sistema de levantamiento para el pozo Pucuna 11

SLA	BM	BGL	BH	BES	PCP
VALORACIÓN	13	14	13	13	12

Fuente: Apolo & Manrique, 2018.

Según la preselección realizada con la gráfica de índices de presión del yacimiento vs índice de productividad se tiene que los sistemas de levantamiento artificial más óptimos para este pozo son: el bombeo mecánico y el bombeo hidráulico jet. Por lo tanto, se concluye:

- El bombeo hidráulico jet será más eficiente porque el pozo está produciendo a una tasa considerable de producción, a más que el índice de productividad es bajo.
- El bombeo hidráulico jet es eficiente y eficaz porque se está utilizando la menor cantidad de recursos para tener una producción considerable.
- La relación Q/Q_{máx} es del 73% de la capacidad máxima productiva del pozo.

Pucuna 12

Se utiliza los datos de registros de presión y temperatura más actuales proporcionados por Petroamazonas y Sertecpet.

Tabla LXX. Parámetros del pozo Pucuna 12

POZO	PUCUNA 12
ARENA	T SUPERIOR + T INFERIOR
PRESIÓN DE RESERVORIO (psi)	1236.600
PROFUNDIDAD DE LA ARENA (TVD) (ft)	9701.000
ÍNDICE DE PRESIÓN DEL YACIMIENTO (psi/ft)	0.127
IP (bbl/d/psi)	0.282
ÁREA DEL GRÁFICO	10

Fuente: Apolo & Manrique, 2018.

Por medio de la gráfica de presiones vs índice de productividad (figura 2.3), se determinó que este pozo se ubica en el área 10. Esta área necesariamente debe usar un sistema de levantamiento artificial de acuerdo con el criterio para

preselección del sistema de levantamiento artificial el cual se indica en la tabla XXXV expuesta en el capítulo 2.

Posteriormente, por medio de la tabla de preselección del Sistema de Levantamiento artificial de acuerdo con el índice de productividad (tabla XXXVI) expuesta en el capítulo 2, se podrá determinar el sistema que optimice la producción para este pozo. La preselección de este pozo termina cuando se escogen los sistemas de levantamiento artificial que estén entre 1 y 2 puesto que serían los más idóneos para el pozo en estudio en el área donde se localice. Para este pozo el índice de productividad es 0.282 bbl/d/psi, por lo tanto, en el pozo Pucuna 12 los sistemas de levantamiento artificial preseleccionados son: eléctrico, gas lift, e hidráulico jet.

El pozo Pucuna 12 ya produce con un sistema de levantamiento artificial, por tal motivo, se deben analizar los datos de perforación, producción, insumos y recursos energéticos disponibles, tratamiento de corrosión y sólidos actuales para posteriormente comparar con los sistemas que resultan idóneos para este pozo.

Tabla LXXI. Datos de producción, yacimiento, insumos, recursos y tratamientos del pozo Pucuna 12

PUCUNA 12	
VARIABLES	VALORES ACTUALES
TASA DE PRODUCCIÓN DESEADA (bpd)	43.91
TEMPERATURA DE YACIMIENTO °F	219.00
GRAVEDAD API	30.80
DOGLEG LIMITA LA PROF. DE LEVANTAMIENTO	0
GRADO DE INCLINACIÓN DEL POZO	0
PROFUNDIDAD	9701.00

PROMEDIA DE DISPAROS TVD, (pies)	
TIPO DE UBICACIÓN	¿CUENTA CON VÍAS DE ACCESO, SE DISPONE DE FACILIDADES DE SUPERFICIE?
¿DISPONIBILIDAD DE ENERGÍA ELÉCTRICA?	NO
¿DISPONIBILIDAD DE GAS COMPRIMIDO?	NO
¿DISPONIBILIDAD DE FLUIDO MOTRIZ?	SÍ
MANEJO DE CORROSIÓN	LEVE
MANEJO DE GAS	MEDIA
MANEJO DE SÓLIDOS	LEVE

Fuente: Apolo & Manrique, 2018.

Por medio de la tabla de valoración que compara los diferentes sistemas de levantamiento artificial tomando en cuenta la compilación de datos de la matriz de Weatherford expuesta en la metodología del capítulo 2, se obtuvo la valoración, así como también la disponibilidad de recursos y eficiencia de cada sistema de levantamiento artificial para el pozo Pucuna 12.

VALORACIÓN	BM	BGL	BH	BES	PCP
TASA DE PRODUCCIÓN DESEADA bpd=	1	1	1	1	1
PROFUNDIDAD DE LEVANTAMIENTO TVD, pies =	1	1	1	1	1
DOGLEG LIMITA LA PROF. DE LEVANTAMIENTO	1	1	1	1	1
GRADO DE INCLINACIÓN DEL POZO	1	1	1	1	1
GRAVEDAD API =	1	1	1	1	1
TEMPERATURA DE YACIMIENTO °F =	1	1	1	1	1
MANEJO DE CORROSIÓN	3	3	3	3	1
MANEJO DE GAS	2	3	2	2	2
MANEJO DE SÓLIDOS	2	2	2	2	3
SERVICIO-MANTENIMIENTO	WORKOVER-PULLING	WIRELINE O WORKOVER	HIDRAULICA-WIRELINE	WORKOVER-PULLING	WORKOVER-PULLING
TIPO DE UBICACIÓN	on-shore	on-shore	on-shore	on-shore	on-shore
¿DISPONIBILIDAD DE ENERGÍA ELECTRICA?	NO			NO	NO
¿DISPONIBILIDAD DE GAS COMPRIMIDO?		NO			
¿DISPONIBILIDAD DE FLUIDO MOTRIZ?			SI		
EFICIENCIA DEL SLA (%)	45-60	10-30	10-35	35-60	40-70
VALORACIÓN	13	14	13	13	12

Figura 3. 9 Valoración de los sistemas de levantamiento artificial preseleccionados para el pozo Pucuna 12

Fuente: Apolo & Manrique, 2018.

Por último, se selecciona el sistema de levantamiento que obtenga la mayor ponderación en la valoración y que cuente con la mayor cantidad de recursos disponibles que permiten que el sistema sea factible operativamente y viable por los insumos y recursos disponibles.

Tabla LXXII. Valoración y selección del sistema de levantamiento para el pozo Pucuna 12

SLA	BM	BGL	BH	BES	PCP
VALORACIÓN	13	14	13	13	12

Fuente: Apolo & Manrique, 2018.

Según la preselección realizada con la gráfica de índice de presión del yacimiento vs índice de productividad, se tiene que los sistemas de levantamiento artificial más óptimos para este pozo son: el bombeo electro sumergible, y como siguiente opción es el bombeo mecánico y el bombeo hidráulico jet. Por lo tanto, se concluye:

- En caso de que se incorpore un sistema de generación eléctrica en sitio, el cambio a bombeo electro-sumergible será el más eficiente por el alto índice de productividad del pozo en el cual se podrá generar un mayor drawdown.
- El bombeo hidráulico jet es eficaz porque se cumple con los objetivos de producción.
- La relación Q/Q_{máx} es del 40% de la capacidad máxima productiva del pozo.

Pucuna 13

Se utiliza los datos de registros de presión y temperatura más actuales proporcionados por Petroamazonas y Sertecpet.

Tabla LXXIII. Parámetros del pozo Pucuna 13

POZO	PUCUNA 13
ARENA	BASAL TENA
PRESIÓN DE RESERVORIO (psi)	950.86
PROFUNDIDAD DE LA ARENA (TVD) (ft)	8635.00
ÍNDICE DE PRESIÓN DEL YACIMIENTO (psi/ft)	0.110
IP (bbl/d/psi)	0.126
ÁREA DEL GRÁFICO	10

Fuente: Apolo & Manrique, 2018.

Por medio de la gráfica de presiones vs índice de productividad (figura 2.3), se determinó que este pozo se ubica en el área 10. Esta área necesariamente debe usar un sistema de levantamiento artificial de acuerdo con el criterio para preselección del sistema de levantamiento artificial el cual se indica en la tabla XXXV expuesta en el capítulo 2.

Posteriormente, por medio de la tabla de preselección del Sistema de Levantamiento artificial de acuerdo con el índice de productividad (tabla XXXVI) expuesta en el capítulo 2, se podrá determinar el sistema que optimice la producción para este pozo. La preselección de este pozo termina cuando se escogen los sistemas de levantamiento artificial que estén entre 1 y 2 puesto que serían los más idóneos para el pozo en estudio en el área donde se localice. Para este pozo el índice de productividad es 0.126 bbl/d/psi, por lo tanto, en el pozo Pucuna 13 los sistemas de levantamiento artificial preseleccionados son: mecánico, gas lift, e hidráulico jet.

El pozo Pucuna 13 ya produce con un sistema de levantamiento artificial, por tal motivo, se deben analizar los datos de perforación, producción, insumos y recursos energéticos disponibles, tratamiento de corrosión y sólidos actuales para posteriormente comparar con los sistemas que resultan idóneos para este pozo.

Tabla LXXIV. Datos de producción, yacimiento, insumos, recursos y tratamientos del pozo Pucuna 13

PUCUNA 13	
VARIABLES	VALORES ACTUALES
TASA DE PRODUCCIÓN DESEADA (bpd)	108.16
TEMPERATURA DE YACIMIENTO °F	205.00
GRAVEDAD API	29.90
DOGLEG LIMITA LA PROF. DE LEVANTAMIENTO	0
GRADO DE INCLINACIÓN DEL POZO	0
PROFUNDIDAD PROMEDIA DE DISPAROS TVD, (pies)	8635.00

TIPO DE UBICACIÓN	¿CUENTA CON VÍAS DE ACCESO, SE DISPONE DE FACILIDADES DE SUPERFICIE?
¿DISPONIBILIDAD DE ENERGÍA ELÉCTRICA?	NO
¿DISPONIBILIDAD DE GAS COMPRIMIDO?	NO
¿DISPONIBILIDAD DE FLUIDO MOTRIZ?	SÍ
MANEJO DE CORROSIÓN	LEVE
MANEJO DE GAS	MEDIA
MANEJO DE SÓLIDOS	LEVE

Fuente: Apolo & Manrique, 2018.

Por medio de la tabla de valoración que compara los diferentes sistemas de levantamiento artificial tomando en cuenta la compilación de datos de la matriz de Weatherford expuesta en la metodología del capítulo 2, se obtuvo la valoración, así como también la disponibilidad de recursos y eficiencia de cada sistema de levantamiento artificial para el pozo Pucuna 13.

VALORACIÓN	BM	BGL	BH	BES	PCP
TASA DE PRODUCCIÓN DESEADA bpd=	1	1	1	1	1
PROFUNDIDAD DE LEVANTAMIENTO TVD, pies =	1	1	1	1	1
DOGLEG LIMITA LA PROF. DE LEVANTAMIENTO	1	1	1	1	1
GRADO DE INCLINACIÓN DEL POZO	1	1	1	1	1
GRAVEDAD API =	1	1	1	1	1
TEMPERATURA DE YACIMIENTO °F =	1	1	1	1	1
MANEJO DE CORROSIÓN	3	3	3	3	1
MANEJO DE GAS	2	3	2	2	2
MANEJO DE SÓLIDOS	2	2	2	2	3
SERVICIO-MANTENIMIENTO	WORKOVER-PULLING	WIRELINE O WORKOVER	HIDRAULICA- WIRELINE	WORKOVER- PULLING	WORKOVER- PULLING
TIPO DE UBICACIÓN	on-shore	on-shore	on-shore	on-shore	on-shore
¿DISPONIBILIDAD DE ENERGÍA ELECTRICA?	NO			NO	NO
¿DISPONIBILIDAD DE GAS COMPRIMIDO?		NO			
¿DISPONIBILIDAD DE FLUIDO MOTRIZ?			SI		
EFICIENCIA DEL SLA (%)	45-60	10-30	10-35	35-60	40-70
VALORACIÓN	13	14	13	13	12

Figura 3. 10 Valoración de los sistemas de levantamiento artificial preseleccionados para el pozo Pucuna 13.

Fuente: Apolo & Manrique, 2018.

Por último, se selecciona el sistema de levantamiento que obtenga la mayor ponderación en la valoración y que cuente con la mayor cantidad de recursos disponibles que permiten que el sistema sea factible operativamente y viable por los insumos y recursos disponibles.

Tabla LXXV. Valoración y selección del sistema de levantamiento para el pozo Pucuna 13

SLA	BM	BGL	BH	BES	PCP
VALORACIÓN	14	14	14	11	14

Fuente: Apolo & Manrique, 2018.

Según la preselección realizada con la gráfica de índice de presión del yacimiento vs índice de productividad se tiene que los sistemas de levantamiento artificial más óptimos para este pozo son: el bombeo mecánico y el bombeo hidráulico jet. Por lo tanto, se concluye:

- El bombeo hidráulico jet será más eficiente porque el pozo está produciendo a una tasa considerable de producción, a más que el índice de productividad es bajo.
- El bombeo hidráulico jet es eficiente y eficaz porque se está utilizando la menor cantidad de recursos para tener una producción considerable.
- La relación Q/Q_{máx} es del 80% de la capacidad máxima productiva del pozo.

Pucuna 14

Se utiliza los datos de registros de presión y temperatura más actuales proporcionados por Petroamazonas y Sertecpet.

Tabla LXXVI. Parámetros del pozo Pucuna 14

POZO	PUCUNA 14
ARENA	T
PRESIÓN DE RESERVORIO (psi)	1365.541
PROFUNDIDAD DE LA ARENA (TVD) (ft)	9603.670
ÍNDICE DE PRESIÓN DEL YACIMIENTO (psi/ft)	0.142
IP (bbl/d/psi)	0.209
ÁREA DEL GRÁFICO	10

Fuente: Apolo & Manrique, 2018.

Por medio de la gráfica de presiones vs índice de productividad (figura 2.3), se determinó que este pozo se ubica en el área 10. Esta área necesariamente debe usar un sistema de levantamiento artificial de acuerdo con el criterio para preselección del sistema de levantamiento artificial el cual se indica en la tabla XXXV expuesta en el capítulo 2.

Posteriormente, por medio de la tabla de preselección del Sistema de Levantamiento artificial de acuerdo con el índice de productividad (tabla XXXVI) expuesta en el capítulo 2, se podrá determinar el sistema que optimice la

producción para este pozo. La preselección de este pozo termina cuando se escogen los sistemas de levantamiento artificial que estén entre 1 y 2 puesto que serían los más idóneos para el pozo en estudio en el área donde se localice. Para este pozo el índice de productividad es 0.209 bbl/d/psi, por lo tanto, en el pozo Pucuna 14 los sistemas de levantamiento artificial preseleccionados son: mecánico, gas lift, e hidráulico jet.

El pozo Pucuna 14 ya produce con un sistema de levantamiento artificial, por tal motivo, se deben analizar los datos de perforación, producción, insumos y recursos energéticos disponibles, tratamiento de corrosión y sólidos actuales para posteriormente comparar con los sistemas que resultan idóneos para este pozo.

Tabla LXXVII. Datos de producción, yacimiento, insumos, recursos y tratamientos del pozo Pucuna 14

PUCUNA 14	
VARIABLES	VALORES ACTUALES
TASA DE PRODUCCIÓN DESEADA (bpd)	113.65
TEMPERATURA DE YACIMIENTO °F	215.00
GRAVEDAD API	31.20
DOGLEG LIMITA LA PROF. DE LEVANTAMIENTO	0
GRADO DE INCLINACIÓN DEL POZO	0
PROFUNDIDAD PROMEDIA DE DISPAROS TVD, (pies)	9603.67
TIPO DE UBICACIÓN	¿CUENTA CON VÍAS DE ACCESO, SE DISPONE DE FACILIDADES DE SUPERFICIE?

¿DISPONIBILIDAD DE ENERGÍA ELÉCTRICA?	NO
¿DISPONIBILIDAD DE GAS COMPRIMIDO?	NO
¿DISPONIBILIDAD DE FLUIDO MOTRIZ?	SÍ
MANEJO DE CORROSIÓN	LEVE
MANEJO DE GAS	MEDIA
MANEJO DE SÓLIDOS	LEVE

Fuente: Apolo & Manrique, 2018.

Por medio de la tabla de valoración que compara los diferentes sistemas de levantamiento artificial tomando en cuenta la compilación de datos de la matriz de Weatherford expuesta en la metodología del capítulo 2, se obtuvo la valoración, así como también la disponibilidad de recursos y eficiencia de cada sistema de levantamiento artificial para el pozo Pucuna 14.

VALORACIÓN	BM	BGL	BH	BES	PCP
TASA DE PRODUCCIÓN DESEADA bpd=	1	1	1	1	1
PROFUNDIDAD DE LEVANTAMIENTO TVD, pies =	1	1	1	1	1
DOGLEG LIMITA LA PROF. DE LEVANTAMIENTO	1	1	1	1	1
GRADO DE INCLINACIÓN DEL POZO	1	1	1	1	1
GRAVEDAD API =	1	1	1	1	1
TEMPERATURA DE YACIMIENTO °F =	1	1	1	1	1
MANEJO DE CORROSIÓN	3	3	3	3	1
MANEJO DE GAS	2	3	2	2	2
MANEJO DE SÓLIDOS	2	2	2	2	3
SERVICIO-MANTENIMIENTO	WORKOVER-PULLING	WIRELINE O WORKOVER	HIDRAULICA-WIRELINE	WORKOVER- PULLING	WORKOVER- PULLING
TIPO DE UBICACIÓN	on-shore	on-shore	on-shore	on-shore	on-shore
¿DISPONIBILIDAD DE ENERGIA ELECTRICA?	NO			NO	NO
¿DISPONIBILIDAD DE GAS COMPRIMIDO?		NO			
¿DISPONIBILIDAD DE FLUIDO MOTRIZ?			SI		
EFICIENCIA DEL SLA (%)	45-60	10-30	10-35	35-60	40-70
VALORACIÓN	13	14	13	13	12

Figura 3. 11 Valoración de los sistemas de levantamiento artificial preseleccionados para el pozo Pucuna 14.

Fuente: Apolo & Manrique, 2018.

Por último, se selecciona el sistema de levantamiento que obtenga la mayor ponderación en la valoración y que cuente con la mayor cantidad de recursos disponibles que permiten que el sistema sea factible operativamente y viable por los insumos y recursos disponibles.

Tabla LXXVIII. Valoración y selección del sistema de levantamiento para el pozo Pucuna

14

SLA	BM	BGL	BH	BES	PCP
VALORACIÓN	14	14	14	11	14

Fuente: Apolo & Manrique, 2018.

Según la preselección realizada con la gráfica de índice de presión del yacimiento vs índice de productividad se tiene que los sistemas de levantamiento artificial más óptimos para este pozo son: el bombeo mecánico y el bombeo hidráulico jet. Por lo tanto, se concluye:

- El bombeo hidráulico jet será más eficiente porque el pozo está produciendo a una tasa considerable de producción, a más que el índice de productividad es bajo.
- El bombeo hidráulico jet es eficiente y eficaz porque se está utilizando la menor cantidad de recursos para tener una producción considerable.
- La relación Q/Q_{máx} es del 69% de la capacidad máxima productiva del pozo.

Pucuna 15D

Se utiliza los datos de registros de presión y temperatura más actuales proporcionados por Petroamazonas y Sertecpet.

Tabla LXXIX. Parámetros del pozo Pucuna 15D

POZO	PUCUNA
	15D

ARENA	T
	INFERIOR
PRESIÓN DE RESERVORIO (psi)	1979.274
PROFUNDIDAD DE LA ARENA (TVD) (ft)	9763.000
ÍNDICE DE PRESIÓN DEL YACIMIENTO (psi/ft)	0.203
IP (bbl/d/psi)	0.067
ÁREA DEL GRÁFICO	7

Fuente: Apolo & Manrique, 2018.

Por medio de la gráfica de presiones vs índice de productividad (figura 2.3, se determinó que este pozo se ubica en el área 7. Esta área necesariamente debe usar un sistema de levantamiento artificial de acuerdo con el criterio para la preselección del sistema de levantamiento artificial el cual se indica en la tabla XXXV expuesta en el capítulo 2.

Posteriormente, por medio de la tabla de preselección del Sistema de Levantamiento artificial de acuerdo con el índice de productividad (tabla XXXVI) expuesta en el capítulo 2, se podrá determinar el sistema que optimice la producción para este pozo. La preselección de este pozo termina cuando se escogen los sistemas de levantamiento artificial que estén entre 1 y 2 puesto que serían los más idóneos para el pozo en estudio en el área donde se localice. Para este pozo el índice de productividad es 0.067 bbl/d/psi, por lo tanto, en el pozo Pucuna 15D los sistemas de levantamiento artificial preseleccionados son: mecánico, gas lift, e hidráulico jet.

El pozo Pucuna 15D ya produce con un sistema de levantamiento artificial, por tal motivo, se deben analizar los datos de perforación, producción, insumos y recursos energéticos disponibles, tratamiento de corrosión y sólidos actuales para posteriormente comparar con los sistemas que resultan idóneos para este pozo.

Tabla LXXX. Datos de producción, yacimiento, insumos, recursos y tratamientos del pozo Pucuna 15D

PUCUNA 15D	
VARIABLES	VALORES ACTUALES
TASA DE PRODUCCIÓN DESEADA (bpd)	75.36
TEMPERATURA DE YACIMIENTO °F	222.00
GRAVEDAD API	30.00
DOGLEG LIMITA LA PROF. DE LEVANTAMIENTO	0
GRADO DE INCLINACIÓN DEL POZO	0
PROFUNDIDAD PROMEDIA DE DISPAROS TVD, (pies)	9763.00
TIPO DE UBICACIÓN	¿CUENTA CON VÍAS DE ACCESO, SE DISPONE DE FACILIDADES DE SUPERFICIE?
¿DISPONIBILIDAD DE ENERGÍA ELÉCTRICA?	NO
¿DISPONIBILIDAD DE GAS COMPRIMIDO?	NO
¿DISPONIBILIDAD DE FLUIDO MOTRIZ?	SÍ
MANEJO DE CORROSIÓN	LEVE
MANEJO DE GAS	MEDIA
MANEJO DE SÓLIDOS	LEVE

Fuente: Apolo & Manrique, 2018.

Por medio de la tabla de valoración que compara los diferentes sistemas de levantamiento artificial tomando en cuenta la compilación de datos de la matriz de

Weatherford expuesta en la metodología del capítulo 2, se obtuvo la valoración, así como también la disponibilidad de recursos y eficiencia de cada sistema de levantamiento artificial para el pozo Pucuna 15D.

VALORACIÓN	BM	BGL	BH	BES	PCP
TASA DE PRODUCCIÓN DESEADA bpd=	1	1	1	1	1
PROFUNDIDAD DE LEVANTAMIENTO TVD, pies =	1	1	1	1	1
DOGLEG LIMITA LA PROF. DE LEVANTAMIENTO	1	1	1	1	1
GRADO DE INCLINACIÓN DEL POZO	1	1	1	1	1
GRAVEDAD API =	1	1	1	1	1
TEMPERATURA DE YACIMIENTO °F =	1	1	1	1	1
MANEJO DE CORROSIÓN	3	3	3	3	1
MANEJO DE GAS	2	3	2	2	2
MANEJO DE SÓLIDOS	2	2	2	2	3
SERVICIO-MANTENIMIENTO	WORKOVER-PULLING	WIRELINE O WORKOVER	HIDRAULICA-WIRELINE	WORKOVER-PULLING	WORKOVER-PULLING
TIPO DE UBICACIÓN	on-shore	on-shore	on-shore	on-shore	on-shore
¿DISPONIBILIDAD DE ENERGIA ELECTRICA?	NO			NO	NO
¿DISPONIBILIDAD DE GAS COMPRIMIDO?		NO			
¿DISPONIBILIDAD DE FLUIDO MOTRIZ?			SI		
EFICIENCIA DEL SLA (%)	45-60	10-30	10-35	35-60	40-70
VALORACIÓN	13	14	13	13	12

Figura 3. 12 Valoración de los sistemas de levantamiento artificial preseleccionados para el pozo Pucuna 15D

Fuente: Apolo & Manrique, 2018.

Por último, se selecciona el sistema de levantamiento que obtenga la mayor ponderación en la valoración y que cuente con la mayor cantidad de recursos disponibles que permiten que el sistema sea factible operativamente y viable por los insumos y recursos disponibles.

Tabla LXXXI. Valoración y selección del sistema de levantamiento para el pozo Pucuna 15D

SLA	BM	BGL	BH	BES	PCP
VALORACIÓN	13	14	13	13	12

Fuente: Apolo & Manrique, 2018.

Según la preselección realizada con la gráfica de índice de presión del yacimiento vs índice de productividad se tiene que los sistemas de levantamiento artificial más óptimos para este pozo son: el bombeo mecánico y el bombeo hidráulico jet. Por lo tanto, se concluye:

- El sistema de levantamiento artificial óptimo para este pozo es el bombeo mecánico por el bajo índice de productividad del pozo, permitiendo además prolongar la vida productiva del pozo por su bajo aporte de producción.
- El bombeo hidráulico jet es eficaz porque se cumple con los objetivos de producción.
- La relación Q/Qmáx es del 76% de la capacidad máxima productiva del pozo.

Pucuna 16D

Se utiliza los datos de registros de presión y temperatura más actuales proporcionados por Petroamazonas y Sertecpet.

Tabla LXXXII. Parámetros del pozo Pucuna 16D

POZO	PUCUNA 16D
ARENA	T
PRESIÓN DE RESERVORIO (psi)	1441.035
PROFUNDIDAD DE LA ARENA (TVD) (ft)	9986.000
ÍNDICE DE PRESIÓN DEL YACIMIENTO (psi/ft)	0.144
IP (bbl/d/psi)	0.225
ÁREA DEL GRÁFICO	10

Fuente: Apolo & Manrique, 2018.

Por medio de la gráfica de presiones vs índice de productividad (figura 2.3) presentada en el capítulo 2, se determinó que este pozo se ubica en el área 10. Esta área necesariamente debe usar un sistema de levantamiento artificial de

acuerdo con el criterio para la preselección del sistema de levantamiento artificial el cual se indica en la tabla XXXV expuesta en el capítulo 2.

Posteriormente, por medio de la tabla de preselección del Sistema de Levantamiento artificial de acuerdo con el índice de productividad (tabla XXXVI) expuesta en el capítulo 2, se podrá determinar el sistema que optimice la producción para este pozo. La preselección de este pozo termina cuando se escogen los sistemas de levantamiento artificial que estén entre 1 y 2 puesto que serían los más idóneos para el pozo en estudio en el área donde se localice. Para este pozo el índice de productividad es 0.225 bbl/d/psi, por lo tanto, en el pozo Pucuna 16D los sistemas de levantamiento artificial preseleccionados son: mecánico, gas lift, e hidráulico jet.

El pozo Pucuna 16D ya produce con un sistema de levantamiento artificial, por tal motivo, se deben analizar los datos de perforación, producción, insumos y recursos energéticos disponibles, tratamiento de corrosión y sólidos actuales para posteriormente comparar con los sistemas que resultan idóneos para este pozo.

Tabla LXXXIII. Datos de producción, yacimiento, insumos, recursos y tratamientos del pozo Pucuna 16D

PUCUNA 16D	
VARIABLES	VALORES ACTUALES
TASA DE PRODUCCIÓN DESEADA (bpd)	227.57
TEMPERATURA DE YACIMIENTO °F	220.00
GRAVEDAD API	26.90
DOGLEG LIMITA LA PROF. DE LEVANTAMIENTO	0
GRADO DE INCLINACIÓN DEL POZO	0
PROFUNDIDAD	9986.00

PROMEDIA DE DISPAROS TVD, (pies)	
TIPO DE UBICACIÓN	¿CUENTA CON VÍAS DE ACCESO, SE DISPONE DE FACILIDADES DE SUPERFICIE?
¿DISPONIBILIDAD DE ENERGÍA ELÉCTRICA?	NO
¿DISPONIBILIDAD DE GAS COMPRIMIDO?	NO
¿DISPONIBILIDAD DE FLUIDO MOTRIZ?	SÍ
MANEJO DE CORROSIÓN	LEVE
MANEJO DE GAS	MEDIA
MANEJO DE SÓLIDOS	LEVE

Fuente: Apolo & Manrique, 2018.

Por medio de la tabla de valoración que compara los diferentes sistemas de levantamiento artificial tomando en cuenta la compilación de datos de la matriz de Weatherford expuesta en la metodología del capítulo 2, se obtuvo la valoración, así como también la disponibilidad de recursos y eficiencia de cada sistema de levantamiento artificial para el pozo Pucuna 16D.

VALORACIÓN	BM	BGL	BH	BES	PCP
TASA DE PRODUCCIÓN DESEADA bpd=	1	1	1	1	1
PROFUNDIDAD DE LEVANTAMIENTO TVD, pies =	1	1	1	1	1
DOGLEG LIMITA LA PROF. DE LEVANTAMIENTO	1	1	1	1	1
GRADO DE INCLINACIÓN DEL POZO	1	1	1	1	1
GRAVEDAD API =	1	1	1	1	1
TEMPERATURA DE YACIMIENTO °F =	1	1	1	1	1
MANEJO DE CORROSIÓN	3	3	3	3	1
MANEJO DE GAS	2	3	2	2	2
MANEJO DE SÓLIDOS	2	2	2	2	3
SERVICIO-MANTENIMIENTO	WORKOVER-PULLING	WIRELINE O WORKOVER	HIDRAULICA-WIRELINE	WORKOVER- PULLING	WORKOVER- PULLING
TIPO DE UBICACIÓN	on-shore	on-shore	on-shore	on-shore	on-shore
¿DISPONIBILIDAD DE ENERGIA ELECTRICA?	NO			NO	NO
¿DISPONIBILIDAD DE GAS COMPRIMIDO?		NO			
¿DISPONIBILIDAD DE FLUIDO MOTRIZ?			SI		
EFICIENCIA DEL SLA (%)	45-60	10-30	10-35	35-60	40-70
VALORACIÓN	13	14	13	13	12

Figura 3. 13 Valoración de los sistemas de levantamiento artificial preseleccionados para el pozo Pucuna 16D

Fuente: Apolo & Manrique, 2018.

Por último, se selecciona el sistema de levantamiento que obtenga la mayor ponderación en la valoración y que cuente con la mayor cantidad de recursos disponibles que permiten que el sistema sea factible operativamente y viable por los insumos y recursos disponibles.

Tabla LXXXIV. Valoración y selección del sistema de levantamiento para el pozo Pucuna 16D

SLA	BM	BGL	BH	BES	PCP
VALORACIÓN	13	14	13	13	12

Fuente: Apolo & Manrique, 2018.

Según la preselección realizada con la gráfica de índice de presión del yacimiento vs índice de productividad se tiene que los sistemas de levantamiento artificial más óptimos para este pozo son: el bombeo mecánico y el bombeo hidráulico jet. Por lo tanto, se concluye:

- El bombeo hidráulico jet será más eficiente porque el pozo está produciendo a una tasa considerable de producción, a más que el índice de productividad es bajo.
- El bombeo hidráulico jet es eficiente y eficaz porque se está utilizando la menor cantidad de recursos para tener una producción considerable.
- La relación Q/Qmax es del 75% de la capacidad máxima productiva del pozo.

Pucuna 17D

Se utiliza los datos de registros de presión y temperatura más actuales proporcionados por Petroamazonas y Sertecpet.

Tabla LXXXV. Parámetros del pozo Pucuna 17D

POZO	PUCUNA 17D
ARENA	U
PRESIÓN DE RESERVORIO (psi)	953.193
PROFUNDIDAD DE LA ARENA (TVD) (ft)	9678.000
ÍNDICE DE PRESIÓN DEL YACIMIENTO (psi/ft)	0.098
IP (bbl/d/psi)	0.235
ÁREA DEL GRÁFICO	10

Fuente: Apolo & Manrique, 2018.

Por medio de la gráfica de presiones vs índice de productividad (figura 2.3), se determinó que este pozo se ubica en el área 10. Esta área necesariamente debe usar un sistema de levantamiento artificial de acuerdo con el criterio para la preselección del sistema de levantamiento artificial el cual se indica en la tabla XXXV expuesta en el capítulo 2.

Posteriormente, por medio de la tabla de preselección del Sistema de Levantamiento artificial de acuerdo con el índice de productividad (tabla XXXVI) expuesta en el capítulo 2, se podrá determinar el sistema que optimice la

producción para este pozo. La preselección de este pozo termina cuando se escogen los sistemas de levantamiento artificial que estén entre 1 y 2 puesto que serían los más idóneos para el pozo en estudio en el área donde se localice. Para este pozo el índice de productividad es 0.235 bbl/d/psi, por lo tanto, en el pozo Pucuna 17D los sistemas de levantamiento artificial preseleccionados son: mecánico, gas lift, e hidráulico jet.

El pozo Pucuna 17D ya produce con un sistema de levantamiento artificial, por tal motivo, se deben analizar los datos de perforación, producción, insumos y recursos energéticos disponibles, tratamiento de corrosión y sólidos actuales para posteriormente comparar con los sistemas que resultan idóneos para este pozo.

Tabla LXXXVI. Datos de producción, yacimiento, insumos, recursos y tratamientos del pozo Pucuna 17D

PUCUNA 17D	
VARIABLES	VALORES ACTUALES
TASA DE PRODUCCIÓN DESEADA (bpd)	63.60
TEMPERATURA DE YACIMIENTO °F	211.00
GRAVEDAD API	30.70
DOGLEG LIMITA LA PROF. DE LEVANTAMIENTO	0
GRADO DE INCLINACIÓN DEL POZO	0
PROFUNDIDAD PROMEDIA DE DISPAROS TVD, (pies)	9678.00
TIPO DE UBICACIÓN	¿CUENTA CON VÍAS DE ACCESO, SE DISPONE DE FACILIDADES DE SUPERFICIE?

¿DISPONIBILIDAD DE ENERGÍA ELÉCTRICA?	NO
¿DISPONIBILIDAD DE GAS COMPRIMIDO?	NO
¿DISPONIBILIDAD DE FLUIDO MOTRIZ?	SÍ
MANEJO DE CORROSIÓN	LEVE
MANEJO DE GAS	MEDIA
MANEJO DE SÓLIDOS	LEVE

Fuente: Apolo & Manrique, 2018.

Por medio de la tabla de valoración que compara los diferentes sistemas de levantamiento artificial tomando en cuenta la compilación de datos de la matriz de Weatherford expuesta en la metodología del capítulo 2, se obtuvo la valoración, así como también la disponibilidad de recursos y eficiencia de cada sistema de

VALORACIÓN	BM	BGL	BH	BES	PCP
TASA DE PRODUCCIÓN DESEADA bpd=	1	1	1	1	1
PROFUNDIDAD DE LEVANTAMIENTO TVD, pies =	1	1	1	1	1
DOGLEG LIMITA LA PROF. DE LEVANTAMIENTO	1	1	1	1	1
GRADO DE INCLINACIÓN DEL POZO	1	1	1	1	1
GRAVEDAD API =	1	1	1	1	1
TEMPERATURA DE YACIMIENTO °F =	1	1	1	1	1
MANEJO DE CORROSIÓN	3	3	3	3	1
MANEJO DE GAS	2	3	2	2	2
MANEJO DE SÓLIDOS	2	2	2	2	3
SERVICIO-MANTENIMIENTO	WORKOVER-PULLING	WIRELINE O WORKOVER	HIDRAULICA-WIRELINE	WORKOVER-PULLING	WORKOVER-PULLING
TIPO DE UBICACIÓN	on-shore	on-shore	on-shore	on-shore	on-shore
¿DISPONIBILIDAD DE ENERGIA ELECTRICA?	NO			NO	NO
¿DISPONIBILIDAD DE GAS COMPRIMIDO?		NO			
¿DISPONIBILIDAD DE FLUIDO MOTRIZ?			SI		
EFICIENCIA DEL SLA (%)	45-60	10-30	10-35	35-60	40-70
VALORACIÓN	13	14	13	13	12

levantamiento artificial para el pozo Pucuna 17D.

Figura 4. 2 Valoración de los sistemas de levantamiento artificial preseleccionados para el pozo Pucuna 17D

Fuente: Apolo & Manrique, 2018.

Por último, se selecciona el sistema de levantamiento que obtenga la mayor ponderación en la valoración y que cuente con la mayor cantidad de recursos disponibles que permiten que el sistema sea factible operativamente y viable por los insumos y recursos disponibles.

Tabla LXXXVII. Valoración y selección del sistema de levantamiento para el pozo Pucuna 17D

SLA	BM	BGL	BH	BES	PCP
VALORACIÓN	14	14	14	11	14

Fuente: Apolo & Manrique, 2018.

Según la preselección realizada con la gráfica de índice de presión del yacimiento vs índice de productividad se tiene que los sistemas de levantamiento artificial más óptimos para este pozo son: el bombeo mecánico y el bombeo hidráulico jet. Por lo tanto, se concluye:

- El sistema de levantamiento artificial óptimo para este pozo es el bombeo mecánico por el bajo índice de productividad del pozo, permitiendo además prolongar la vida productiva del pozo por su bajo aporte de producción.
- El bombeo hidráulico jet es eficaz porque se cumple con los objetivos de producción.
- La relación $Q/Q_{\text{máx}}$ es del 50% de la capacidad máxima productiva del pozo.

A continuación, se resumen los parámetros de índice de presión del yacimiento e índice de productividad, al igual que los sistemas de levantamiento artificial óptimos para todos los pozos del campo Pucuna:

	PUCUNA 02	PUCUNA 03	PUCUNA 05	PUCUNA 06	PUCUNA 07	PUCUNA 08	PUCUNA 09	PUCUNA 10	PUCUNA 11	PUCUNA 12	PUCUNA 13	PUCUNA 14	PUCUNA 15D	PUCUNA 16D	PUCUNA 17D
FORMACIÓN	T	T	HS	U	U INFERIOR	TS	H	T	U	TS+TI	BASAL TENA	T	T INFERIO R	T	U
Pr (psi)	1369.600	1346.226	2409.470	627.587	1051.223	1894.410	3020.079	1344.505	1041.529	1236.600	950.866	1365.541	1979.274	1441.035	953.193
Prof TVD (ft)	9643.000	9612.000	9681.000	9404.500	9219.000	9450.500	9772.000	9640.500	9337.500	9701.000	8635.000	9603.670	9763.000	9986.000	9678.000
IP (bbl/d/psi)	0.383	1.38	1.56	0.295	0.4	0.331	0.06	0.346	0.306	1.67	0.126	0.209	0.067	0.225	0.235
ÍNDICE DE PRESIÓN DEL YACIMIENTO (psi/ft)	0.142	0.140	0.249	0.067	0.114	0.200	0.309	0.139	0.112	0.127	0.110	0.142	0.203	0.144	0.098
ÁREA DE LA GRÁFICA	10	12	9	10	10	7	4	10	10	12	10	10	7	10	10
SLA ÓPTIMO	BHJ	BES	BES	BM	BHJ	BM	BHJ	BHJ	BHJ	BES	BHJ	BHJ	BM	BHJ	BM

Figura 3. 14 Resultados los parámetros de índice de presión del yacimiento e índice de productividad de todos pozos del campo Pucuna

Fuente: Apolo & Manrique, 2018.

	IP (bbl/d/psi)	ÍNDICE DE PRESIÓN DEL YACIMIENTO (psi/ft)	AREA DE LA GRÁFICA
PUCUNA 09	0.06	0.309	4
PUCUNA 08	0.331	0.200	7
PUCUNA 15D	0.067	0.203	7
PUCUNA 02	0.383	0.142	10
PUCUNA 06	0.295	0.067	10
PUCUNA 07	0.4	0.114	10
PUCUNA 10	0.346	0.139	10
PUCUNA 11	0.306	0.112	10
PUCUNA 13	0.126	0.110	10
PUCUNA 14	0.209	0.142	10
PUCUNA 16D	0.225	0.144	10
PUCUNA 17D	0.235	0.098	10
PUCUNA 05	1.56	0.249	9
PUCUNA 03	1.38	0.140	12
PUCUNA 12	1.67	0.127	12

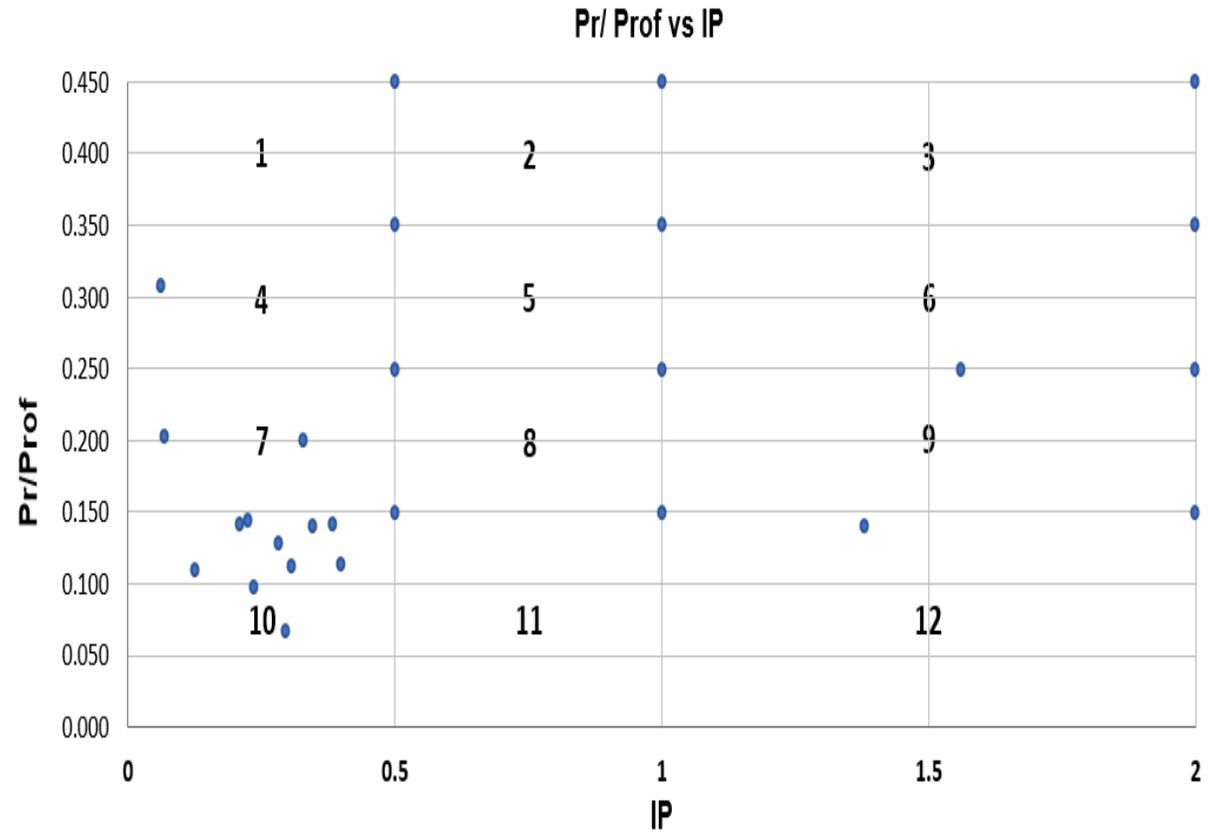


Figura 3. 15 Grafica de índice de presión del yacimiento vs índice de productividad de preselección y selección del levantamiento artificial del campo Pucuna.

Fuente: Apolo & Manrique, 2018.

4. CAPÍTULO

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1 CONCLUSIONES

1. El sistema de levantamiento artificial hidráulico es apropiado para el campo Pucuna.
2. La gráfica de índice de presión del yacimiento vs índice de productividad permite realizar una nueva metodología de preselección y selección del tipo de sistema de levantamiento artificial de un campo.
3. De acuerdo con las variables dinámicas de índice de presión del yacimiento e índice de productividad se permite visualizar la optimización del sistema de levantamiento artificial a utilizar.
4. El compendio de información de los sistemas de levantamiento artificial permite seleccionar el tipo de levantamiento artificial óptimo de cada pozo en el Campo Pucuna.
5. El sistema de levantamiento artificial más eficiente de los pozos Pucuna 06, Pucuna 08, Pucuna 15D, Pucuna 17D es el bombeo mecánico debido a su baja producción y bajo índice de productividad de acuerdo a la tabla de resultados.
6. El sistema de levantamiento artificial más eficiente para el pozo Pucuna 03 y Pucuna 12 es el bombeo electro-sumergible debido a su alto índice de productividad y su alta producción.
7. La metodología propuesta permite la preselección y selección óptima del sistema de levantamiento artificial analizando parámetros técnicos de los diferentes tipos de sistemas de producción.
8. Se visualiza que existe una menor producción cuando la camisa esta distante del intervalo de la formación productora debido a que el diferencial de presión entre el

intervalo y la camisa es mayor, en consecuencia, no se podrá tener una mayor producción posible.

9. El bombeo electro-sumergible es el sistema de levantamiento más apropiado para pozos que posean un índice de productividad mayores a 1.3 bbl/d/psi es decir pozos que posean bajo índice de presión de yacimiento (energía) y un alto índice de productividad con altas producciones mayores a los 400 bbl/d aproximadamente.
10. El bombeo hidráulico jet es el sistema de levantamiento más apropiado para pozos que posea un índice de productividad entre 0.1 a 1.5 bbl/d/psi que esta entre un bajo y alto índice de productividad con un bajo índice de presión de yacimiento con una producción considerable, mayores a 100 bbl/d aproximadamente.
11. El bombeo mecánico es el sistema de levantamiento más apropiado para pozos que posea un índice de productividad ente 0.05 a 0.5 bbl/d/psi que es un índice bajo de productividad con un bajo índice de presión de yacimiento (energía), con una producción baja menores a 70 bbl/d aproximadamente.

4.2 RECOMENDACIONES

1. Utilizar la gráfica de índice de presión del yacimiento vs índice de productividad para la preselección del sistema de levantamiento óptimo para futuros proyectos de producción en el campo Pucuna.
2. Se puede utilizar la gráfica de índice de presión del yacimiento vs índice de productividad en otros campos cuyas propiedades y geología sean similares a la del campo de estudio para conocer la preselección y selección del tipo de sistema de levantamiento artificial.
3. Se recomienda utilizar bombas de desplazamiento horizontales para aumentar la capacidad de inyección del campo.
4. Se recomienda fracturar en el Pucuna 12 para aumentar la permeabilidad permitiendo aumentar la capacidad de flujo de la arena productora y así reestablecer o mejorar su producción.
5. En futuros trabajos de perforación y/o reacondicionamiento ubicar la camisa de circulación cerca del intervalo productor para una mejor optimización de la producción de los pozos teniendo en cuenta siempre la separación óptima entre intervalo y camisa.
6. Utilizar un software de ingeniería de producción para realizar un análisis nodal y poder realizar una posterior selección del sistema de levantamiento artificial en caso de que dos o más tipos de levantamiento artificial sean aplicables al pozo.

7. Debido a su ubicación geográfica se recomienda implementar generación eléctrica en el pad del pozo Pucuna 03 que abastezca de energía a los pozos Pucuna 03 y Pucuna 12, adicional que en el plan futuro de perforación se tiene previsto realizar nuevos pozos en Pucuna 11.

BIBLIOGRAFÍA

Agila, C., & Espinosa, C. (febrero de 2012). *Estudio Técnico - Económico para incrementar la producción de petróleo en el campo Pucuna operado por EP PETROECUADOR*. Obtenido de Biblioteca digital Escuela Politécnica Nacional: bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/4497/1/CD-4113.pdf

Alboudwarej, H., Felix, J., Taylor, S., Badry, R., Bremmer, C., Brough, B., . . . West, C. (2006). La importancia del petróleo pesado. (Schlumberger, Ed.) *Oilfield review*, 38 - 59. Obtenido de Schlumberger: https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish06/aut06/healthy_oil.pdf

Amaya, A., & Chanatásig, D. (septiembre de 2009). *PROGRAMA DE DISEÑO UNIFICADO DE BOMBEO HIDRÁULICO PARA LA SELECCIÓN DE BOMBAS JET Y PISTÓN USADAS EN LAS OPERACIONES DE PETROPRODUCCIÓN*. Obtenido de Escuela Politécnica Nacional: <http://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/1829/1/CD-2413.pdf>

Anguiano, A. (noviembre de 2009). *METODOLOGÍA PARA EL ASEGURAMIENTO DE FLUJO DE CRUDO PESADO*. Obtenido de Universidad Nacional Autónoma de México: <https://es.scribd.com/doc/217844176/Todo-Sobre-Crudo-Pesado>

Apolo, B., & Manrique, R. (julio de 2018). Metodología. (F. Sagnay, Entrevistador)

Apolo, B., & Manrique, R. (agosto de 2018). *Evaluación del Sistema de Levantamiento Artificial utilizado en el Campo Pucuna bloque 44 mediante la Gráfica de Índice de Presión del Yacimiento vs Índice de Productividad*. Ecuador.

ARPEL. (2007). *Clasificación de los crudos de petróleo. Ejemplos de distribución de productos de refinería en función del tipo de crudo*. Obtenido de Asociación Regional de Empresas de Petróleo y Gas Natural en Latinoamérica y el Caribe: https://ocw.unican.es/pluginfile.php/681/course/section/682/practice_01.pdf

Avilés, D., & León, M. (2016). *CAMBIO DE SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL DE BES A POWER OIL, INSTALANDO UNA MTU AL POZO AVILEON-01 DEL CAMPO AVILEON*. Obtenido de Dspace ESPOL: <https://www.dspace.espol.edu.ec/retrieve/94576/D-CD70156.pdf>

- Baby, P., Rivadeneira, M., & Barragán, R. (octubre de 2014). *La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo*. Obtenido de Research Gate:
https://www.researchgate.net/profile/Patrice_Baby/publication/280027594_La_Cuenca_Oriente_Geologia_y_Petroleo_Nueva_edicion/links/55a47a9008ae00cf99c903a4/La-Cuenca-Oriente-Geologia-y-Petroleo-Nueva-edicion.pdf
- Beltrán, V., & Perlaza, G. (2014). "LEVANTAMIENTO HIDRÁULICO CON BOMBA JET PARA EVALUAR Y PRODUCIR POZOS EN EL ORIENTE ECUATORIANO". Obtenido de Dspace Espol: <https://www.dspace.espol.edu.ec/retrieve/91612/D-68982.pdf>
- Bin, M., Lyngholm, A., & Vasper, A. (2007). *La presión aumenta: Innovaciones en sistemas de levantamiento artificial por gas*. Obtenido de Schlumberger:
https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish07/spr07/p50_59.pdf
- Botía, D., Ramos, A., & Colorado, M. (julio de 2012). *Bombeo hidráulico tipo pistón a, d y m*. Obtenido de Slideshare: <https://es.slideshare.net/gabosocorro/bombeo-hidraulico-tipo-piston-ady-m>
- Brown, K., & Beggs, D. (1977). *THE TECHNOLOGY OF ARTIFICIAL LIFT METHODS* (Vol. I). Tulsa, United States of America: PennWell Books.
- Cárdenas, C., Jérez, R., Vega, V., & Vergara, M. (febrero de 2009). *Bombeo Hidráulico*. Obtenido de SCRIBD: <https://es.scribd.com/doc/12447709/Bombeo-Hidraulico>
- Carrillo Luciani, J. (julio de 2010). *DISEÑO DE UNA METODOLOGÍA EN LA DETERMINACIÓN DE UNA FAMILIA DE CRITERIOS PARA LA SELECCIÓN DE SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL*. Obtenido de Universidad Católica Andrés Bello:
<http://biblioteca2.ucab.edu.ve/anexos/biblioteca/marc/texto/AAR8577.pdf>
- Casallas, P. (agosto de 2010). *Presión y temperatura del yacimiento*. Obtenido de SCRIBD: <https://es.scribd.com/doc/36137471/01-Presion-y-Temperatura>
- Corbett, P., Hamdi, H., & Kazemi, A. (6 de April de 2011). *Basic Concepts in Well Testing for Reservoir Description*. Obtenido de AFES:
<http://www.afes.org.uk/uploads/files/1.%20Well%20Testing%20Res%20Des%20Concepts.pdf>

Cortés, C. (octubre de 2017). *TÉCNICAS PARA MEJORAR EL TRANSPORTE DE CRUDOS PESADOS POR OLEODUCTOS*. Obtenido de Escuela Politécnica Nacional: <http://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/18837/1/CD-8227.pdf>

Cruz, L. d. (agosto de 2003). *Producción de Petroleo*. Obtenido de Centro de Ingenieros del Estado Carabobo (CEIDEC):
https://s3.amazonaws.com/academia.edu.documents/38635838/Curso_de_Produccion_PETROLEO.pdf?AWSAccessKeyId=AKIAIWOWYYGZ2Y53UL3A&Expires=1530477673&Signature=6Qbp7GRuKqIG%2FvbbK68FPtg0bLA%3D&response-content-disposition=inline%3B%20filename%3DCENTRO_DE_INGEN

Dake, L. (1978). *fundamentals of reservoir engineering*. Amsterdam, Netherlands: ELSEVIER. Obtenido de
<http://www.ing.unp.edu.ar/asignaturas/reservorios/Fundamentals%20of%20Reservoir%20Engineering%20%28L.P.%20Dake%29.pdf>

Dorante, Y., Semeco, K., Trujillo, D., & Zea, J. (2013). *Factibilidad de cambio de método de producción de levantamiento artificial con gas a bombeo hidráulico tipo Jet*. (PDVSA, Ed.) Obtenido de Scribd:
<https://es.scribd.com/doc/133946662/BOMBEO-HIDRAULICO-TIPO-JET>

El Comercio. (mayo de 2018). *Ecuador sumó USD 1000 millones en ingresos por aumento precio de crudo*. Obtenido de El Comercio:
<http://www.elcomercio.com/actualidad/ecuador-precio-crudo-millones-carlosperez.html>

EP PETROECUADOR. (junio de 2013). *El petróleo en el Ecuador la nueva era*. (M. C. editorial, Ed.) Obtenido de EP PETROECUADOR:
<https://www.eppetroecuador.ec/wp-content/uploads/downloads/2015/03/El-Petr%C3%B3leo-en-el-Ecuador-La-Nueva-Era.pdf>

Escalante, S. (septiembre de 2015). *Levantamiento Artificial por Gas*. Obtenido de Universidad Nacional Experimental de Los Llanos Occidentales Ezequiel Zamora: <http://blogs.unelvez.edu.ve/sharon/files/2014/01/Guia-5.-LAG-2015.pdf>

Escobar, F. (2005). *Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos*. Colombia: Editorial Universidad Surcolombiana. Obtenido de
<http://lya.fciencias.unam.mx/gfgf/cubamex2012/lemagne/fiyacimientos.pdf>

Figuroa, O., & Tibaduisa, D. (2016). *SELECCIÓN DEL MÉTODO DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL Y LA CONCENTRACIÓN DE UN REDUCTOR DE VISCOSIDAD EN FONDO DE POZO PARA LA EXTRACCIÓN DE CRUDO PESADO EN EL POZO TORCAZ 3*. Obtenido de Fundación Universidad de América:
<http://repository.uamerica.edu.co/bitstream/20.500.11839/632/1/5112807-2016-2-IP.pdf>

Figuroa, O., & Tibaduisa, D. (mayo de 2016). *SELECCIÓN DEL MÉTODO DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL Y LA CONCENTRACIÓN DE UN REDUCTOR DE VISCOSIDAD EN FONDO DE POZO PARA LA EXTRACCIÓN DE CRUDO PESADO EN EL POZO TORCAZ 3*. Obtenido de Fundación Universidad de América:
<http://repository.uamerica.edu.co/bitstream/20.500.11839/632/1/5112807-2016-2-IP.pdf>

Florero, E. (julio de 2016). *SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR GAS "LAG"*. Obtenido de Slideshare:
<https://www.slideshare.net/erlanandresfloreromaldonado/presentacion-gas-lift>

Fragoza, M. (mayo de 2013). *OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE CRUDO PESADO Y EXTRAPESADO EN POZOS CON LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR BOMBEO MECÁNICO Y BOMBEO DE CAVIDADES PROGRESIVAS DEL CAMPO OROQUAL, ESTADO MONAGAS*. Obtenido de Universidad Central de Venezuela:
<http://saber.ucv.ve/bitstream/123456789/4581/1/TEG%20Mileidy%20Fragoza.pdf>

García , D., Mora, J., & Sierra, Y. (octubre de 2012). *Bombeo por cavidades progresivas*. Obtenido de Slideshare: <https://es.slideshare.net/Dicarito2/bombeo-por-cavidades-progresivas-pcp-grupo-h1>

Golan , M., & Whitson, C. (1996). *Well Performance* (Segunda ed.). Norway: Prentice - Hall. Obtenido de <https://es.scribd.com/doc/181941963/Golan-Michael-Well-Performance-2nd-Ed>

Gómez, E., & Vilcaguano, N. (2013). *"Análisis técnico-económico para la optimización de facilidades tempranas de producción para crudo pesado en el suroriente"*

ecuatoriano con metodología desarrollada por la empresa Sertecpet. Obtenido de Dspace ESPOL: <https://www.dspace.espol.edu.ec/retrieve/91580/D-68932.pdf>

Hirschfeldt, C., & Bertomeu, F. (julio de 2014). *GESTIÓN DE SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL, COMO ESTRATEGIA DE DESARROLLO DE CAMPOS MADUROS.* Obtenido de Oil Production: <http://oilproduction.net/files/Artificial%20Lift%20Management%202014-v3%20.pdf>

Hirschfeldt, M. (4 de septiembre de 2009). *DISEÑO, SELECCIÓN Y OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE (ESP).* (PETROGROUP, Ed.) Obtenido de Oil Production: http://www.oilproduction.net/files/Petrogroup_Bombeo%20Electrosumergible.pdf

Hirschfeldt, M., & Bertomeu, F. (22 de junio de 2016). *Gestión de Sistemas de Levantamiento Artificial (SLA), como estrategia para el desarrollo de campos maduros.* Obtenido de Instituto Argentino del Petróleo y del Gas: <http://www.iapg.org.ar/seccionalsur/presentacionestecnologia/8.%20Gestion%20de%20Sistemas....pdf>

Investing. (2018). *Datos históricos Futuros petróleo crudo WTI.* Obtenido de Investing: <https://es.investing.com/commodities/crude-oil-historical-data>

Izurieta, A. (mayo de 2017). *The PVT Properties of the Ecuadorian Crude Oils.* doi:<https://doi.org/10.2118/185483-MS>

Jaua, J. (mayo de 2014). Análisis del ciclo de vida y selección de sistemas de levantamiento artificial en campos maduros del Ecuador. *PGE PETRÓLEO & GAS*, 36-44. Obtenido de AIHE Asociación de la Industria Hidrocarburífera del Ecuador: https://issuu.com/aihecuador/docs/revista_petroleo_y_gas-mayo_2014

La Comunidad Petrolera. (8 de marzo de 2009). *Características de los yacimientos.* Obtenido de La Comunidad Petrolera: <https://www.lacomunidadpetrolera.com/2009/03/caracteristicas-de-los-yacimientos.html>

López, B., & Braulimar, A. (junio de 2017). *MODELO PETROFÍSICO-ESTRATIGRÁFICO DEL CAMPO PUCUNA, CUENCA ORIENTAL DE*

- ECUADOR. Obtenido de Universidad Central de Venezuela:
saber.ucv.ve/bitstream/123456789/16243/1/T.E.G.%20Braulimar%20López.pdf
- Maggiolo, R. (julio de 2008). *Optimización de Producción mediante Análisis Nodal*. Obtenido de Slideshare: <https://es.slideshare.net/PedroMarquez14/22425400-maggiolor1optimizaciondelaproduccionmedianteanalisisnodal>
- Márquez, R. (2017). *Optimización de la producción mediante Análisis Nodal*. (U. d. Zulia, Ed.) Obtenido de CAREC:
<http://www.carec.com.pe/biblioteca/biblio/6/74/4.%20M%C3%A9todos.pdf>
- Mateo, J., & García, S. (30 de enero de 2014). *El Sector petrolero en Ecuador 2000 - 2010*. Obtenido de Scielo:
<http://www.scielo.org.mx/pdf/prode/v45n177/v45n177a6.pdf>
- Mattar, L. (2004). *WELL TEST INTERPRETATION*. Obtenido de Texas A&M University:
[http://www.pe.tamu.edu/blasingame/data/P613_18A/P613_reference/PTA_Fekete_PTA_Course_\[Mattar_2004\]_\(pdf\).pdf](http://www.pe.tamu.edu/blasingame/data/P613_18A/P613_reference/PTA_Fekete_PTA_Course_[Mattar_2004]_(pdf).pdf)
- Ministerio de Hidrocarburos. (2017). *Rendición de cuentas 2017*. Obtenido de Ministerio de Hidrocarburos: <https://www.hidrocarburos.gob.ec/wp-content/uploads/2018/03/Informe-de-Rendicion-de-Cuentas-2017.pdf>
- Muñoz, Á., & Torres, E. (2007). *EVALUACIÓN TÉCNICA DE LAS ESTRATEGIAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL IMPLEMENTADAS EN CAMPOS MADUROS. DISEÑO DE UNA HERRAMIENTA DE SOFTWARE DE SELECCIÓN*. Obtenido de Scribd: <https://es.scribd.com/doc/34746650/Tesis-Sistema-de-Levantamiento>
- Nemoll. (diciembre de 2011). *Bombeo Electrosurgible*. Obtenido de Slideshare:
<https://es.slideshare.net/angelinoht/bombeo-electrosurgible-nemoll>
- OPEC. (2018). *Annual Statistical Bulletin*. (A. Fantini, & M. Quinn, Edits.) Obtenido de OPEC: http://www.opec.org/opec_web/en/data_graphs/330.htm
- Paris, M. (2009). *Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos*. Maracaibo, Venezuela: Ediciones Astro Data S.A.
- Peña Martínez, J. (16 de agosto de 2016). *Evaluación técnico financiera para la selección del sistema de levantamiento artificial para el Campo Corrales bloque*

Buenavista. Obtenido de Fundación Universidad de América:
<http://repository.uamerica.edu.co/handle/20.500.11839/90>

Petroamazonas. (2018). *Campo petrolero Pucuna*. Coca: Petroamazonas.

Reyes, J., & Sámano, C. (mayo de 2011). *NUEVOS DESARROLLOS EN EL BOMBEO DE CAVIDADES PROGRESIVAS PARA LA OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE POZOS DE ACEITE*. Obtenido de Universidad Nacional Autónoma de México:
<http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/2318/Tesis%20Ingenier%C3%ADa%20Petrolera.pdf?sequence=1>

Rodríguez, W., & Robles, C. (2010). *Herramienta Software para el análisis y diseño de Sistemas de Levantamiento Artificial Convencionales*. Obtenido de Universidad Industrial de Santander:
<http://tangara.uis.edu.co/biblioweb/tesis/2010/136266.pdf>

Romero, O., & Almeida, P. (july de 2014). *Numerical simulation of the sucker-rod pumping system*. doi:<http://dx.doi.org/10.15446/ing.investig.v34n3.40835>

Ron , L. (2010). *DISEÑO DE UN SISTEMA DE GESTIÓN AMBIENTAL PARA LA ESTACIÓN DE OPERACIONES DEL CAMPO PETROLERO PUCUNA DE LA EMPRESA SUELOPETROL*. Obtenido de Universidad de las Américas:
<http://dspace.udla.edu.ec/bitstream/33000/2281/1/UDLA-EC-TIAM-2010-09.pdf>

Santamaría , D., Amezcua, M., & Carrillo, T. (1 de septiembre de 2009). *Generación de petróleo mediante experimentos de pirólisis: revisión sobre el conocimiento actual*. Obtenido de Ebsco:
<http://web.a.ebscohost.com/ehost/pdfviewer/pdfviewer?vid=9&sid=12d53c7b-efcf-4871-9d52-b08afa32f3af%40sessionmgr4007>

Schlumberger. (2015). Definición de levantamiento artificial. (R. Flatern, Ed.) *Oilfield Review* , 27(2), 58-60. Obtenido de Schlumberger: https://www.slb.com/-/media/Files/resources/oilfield_review/defining-series-spanish/Defining_Artificial_Lift_Dec_2015.pdf?la=en&hash=18F733DE707A37A097E332A114A80C06569B60BB

Schlumberger. (junio de 2015). *New Technology Focuses on Efficiency, Reliability, Lower Costs*. (E. Ball, Ed.) Obtenido de Schlumberger:

https://www.slb.com/~media/Files/artificial_lift/industry_articles/201506-harts-artificial-lift-technology-efficiency.pdf

Schlumberger. (enero de 2016). Levantamiento artificial por gas. (R. v. Flatern, Ed.) *Oilfield Review*, 28(1). Obtenido de Schlumberger: https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/defining-series-spanish/Levantamiento-artificial-por-gas.pdf?la=en&hash=292190CA8E1D1FCC9D611BDF25A3945428DEF8FD

SERTECPET. (abril de 2010). *SERTECPET - Manual para Operaciones de Campo* . Obtenido de Scribd: <https://es.scribd.com/doc/142889079/Manual-Para-Operaciones-de-Campo-Sertecpet>

SNF FLOERGER. (2016). *Geología del petróleo Sistemas petrolíferos*. Obtenido de Oil - EOR Handbook: <http://www.oilproduction.net/files/EOR%20Handbook.pdf>

Valle , G., Romero , F., & Cabarcas, M. (2017). Predicción de flujo multifásico en sistemas de recolección de crudo. *Revista Fuentes: El reventón energético*, 15(1), 87-99. doi:10.18273

Weatherford. (2010). *INTRODUCTION TO ARTIFICIAL LIFT*. (B. Lane, Ed.) Obtenido de Weatherford: <https://es.scribd.com/document/113737276/1-Artificial-Lift-Methods>

ANEXOS

Anexo A. Datos del reservorio, mecánica del pozo y diseño JET del pozo Pucuna 02

EMPRESA	PAM
POZO	PUCUNA 02
FORMACIÓN	HOLLÍN
GEOMETRÍA ACTUAL	8G
POWER OIL/ MTU	PO
DATOS DEL RESERVORIO	PUCUNA 02
PRESIÓN DE RESERVORIO (psi)	2409,470
TEMPERATURA DE RESERVORIO (°F)	220,000
PRESIÓN DE BURBUJA (psi)	330,000
PRESIÓN DE FONDO FLUYENTE (psi)	1703,000
PRODUCCIÓN ACTUAL DE FLUIDO BFPD	166,230
PRODUCCIÓN ACTUAL DE PETROLEO BPPD	149,570
PRODUCCIÓN ACTUAL DE AGUA BAPD	16,660
PRODUCCIÓN ACTUAL DE GAS MSCF	86,240
BSW (%)	10,000
BSW	0,100
GOR (scf/stb)	577,000
GRADO API (°API)	30,000
SALINIDAD TOTAL (ppm -Cl)	18000,000
GRAVEDAD ESPECÍFICA DEL PETROLEO (adim.)	0,876
GRAVEDAD ESPECÍFICA DEL AGUA (adim.)	1,012
GRAVEDAD ESPECÍFICA DEL GAS (adim.)	0,870
GRAVEDAD DE LA MEZCLA (adim.)	0,890
PRESIÓN DEL SEPARADOR/ PRESIÓN DE CABEZA (psi)	52,000
TEMPERATURA DEL SEPARADOR / TEMPERATURA DE CABEZA (°F)	RANGO ENTRE 90-110 °F
DATOS MECÁNICO DEL POZO	PUCUNA 02
CAVIDAD O CAMISA	CAVIDAD
PROFUNDIDAD DEL RESERVORIO MD(ft)	HS=9782-9797 / HI=9805-9814

PROFUNDIDAD DEL RESERVORIO TVD (ft)	HS=9782-9797 / HI=9805-9814
PROFUNDIDAD MEDIA DEL RESERVORIO TVD (ft)	9798,000
PROFUNDIDAD DE LA BOMBA MD (ft)	9123,000
PROFUNDIDAD DE LA BOMBA TVD (ft)	9123,000
PROFUNDIDAD DEL SENSOR MD (ft)	9721,810
PROFUNDIDAD DEL SENSOR TVD (ft)	9721,810
OD CASING (in)	7,000
ID CASING (in)	6,276
OD TUBING (in)	3,500
ID TUBING (in)	2,992
DATOS DISEÑO JET	PUCUNA 02
PRESIÓN DE INYECCIÓN (psi)	3.900,000
CAUDAL DE INYECCIÓN (BFPD)	1.305,000
BSW FLUIDO MOTRIZ (%)	0,200
API FLUIDO MOTRIZ	30,000

Fuente: Petroamazonas, 2018.

Anexo B. Datos del reservorio, mecánica del pozo y diseño JET del pozo Pucuna 03

EMPRESA	PAM
POZO	PUCUNA 03
FORMACIÓN	T INFERIOR
GEOMETRÍA ACTUAL	12K
POWER OIL/ MTU	PO
DATOS DEL RESERVORIO	PUCUNA 03
PRESIÓN DE RESERVORIO (psi)	1346,226
TEMPERATURA DE RESERVORIO (°F)	222,000
PRESIÓN DE BURBUJA (psi)	1400,000
PRESIÓN DE FONDO FLUYENTE (psi)	1047,226
PRODUCCION ACTUAL DE FLUIDO BFPD	411,400
PRODUCCIÓN ACTUAL DE PETRÓLEO BPPD	410,162
PRODUCCIÓN ACTUAL DE AGUA BAPD	1,238
PRODUCCIÓN ACTUAL DE GAS MSCF	231,880

BSW (%)	0,300
BSW	0,003
GOR (scf/stb)	565,000
GRADO API (°API)	30,800
SALINIDAD TOTAL (ppm -Cl)	49200,000
GRAVEDAD ESPECÍFICA DEL PETRÓLEO (adim.)	0,872
GRAVEDAD ESPECÍFICA DEL AGUA (adim.)	1,034
GRAVEDAD ESPECÍFICA DEL GAS (adim.)	1,261
GRAVEDAD DE LA MEZCLA (adim.)	0,872
PRESIÓN DEL SEPARADOR/ PRESIÓN DE CABEZA (psi)	110,000
TEMPERATURA DEL SEPARADOR / RANGO ENTRE TEMPERATURA DE CABEZA (°F)	90-110 °F
DATOS MECÁNICO DEL POZO	PUCUNA 03
CAVIDAD O CAMISA	CAMISA
PROFUNDIDAD DEL RESERVORIO MD(ft)	T=9588-9602 / T=9608-9636
PROFUNDIDAD DEL RESERVORIO TVD (ft)	T=9588-9602 / T=9608-9636
PROFUNDIDAD MEDIA DEL RESERVORIO TVD (ft)	9612,000
PROFUNDIDAD DE LA BOMBA MD (ft)	9193,000
PROFUNDIDAD DE LA BOMBA TVD (ft)	9193,000
PROFUNDIDAD DEL SENSOR MD (ft)	9227,000
PROFUNDIDAD DEL SENSOR TVD (ft)	9227,000
OD CASING (in)	7,000
ID CASING (in)	6,276
OD TUBING (in)	3,500
ID TUBING (in)	2,992
DATOS DISEÑO JET	PUCUNA 03
PRESIÓN DE INYECCIÓN (psi)	3.300,000
CAUDAL DE INYECCIÓN (BFPD)	3.114,000
BSW FLUIDO MOTRIZ (%)	0,200
API FLUIDO MOTRIZ	30,800

Fuente: Petroamazonas, 2018.

Anexo C. Datos del reservorio, mecánica del pozo y diseño JET del pozo Pucuna 05

EMPRESA	PAM
POZO	PUCUNA 05
FORMACIÓN	HOLLIN
GEOMETRÍA ACTUAL	10K
POWER OIL/ MTU	PO
DATOS DEL RESERVORIO	PUCUNA 05
PRESIÓN DE RESERVORIO (psi)	2409,470
TEMPERATURA DE RESERVORIO (°F)	220,000
PRESIÓN DE BURBUJA (psi)	330,000
PRESIÓN DE FONDO FLUYENTE (psi)	1703,000
PRODUCCIÓN ACTUAL DE FLUIDO BFPD	1071,240
PRODUCCIÓN ACTUAL DE PETRÓLEO BPPD	46,685
PRODUCCIÓN ACTUAL DE AGUA BAPD	1024,555
PRODUCCIÓN ACTUAL DE GAS MSCF	6,630
BSW (%)	95,600
BSW	0,956
GOR (scf/stb)	142,000
GRADO API (°API)	24,100
SALINIDAD TOTAL (ppm -Cl)	590,000
GRAVEDAD ESPECÍFICA DEL PETRÓLEO (adim.)	0,909
GRAVEDAD ESPECÍFICA DEL AGUA (adim.)	1,000
GRAVEDAD ESPECÍFICA DEL GAS (adim.)	0,870
GRAVEDAD DE LA MEZCLA (adim.)	0,996
PRESIÓN DEL SEPARADOR/ PRESION DE CABEZA (psi)	95,000
TEMPERATURA DEL SEPARADOR / TEMPERATURA DE CABEZA (°F)	RANGO ENTRE 90-110 °F
DATOS MECÁNICOS DEL POZO	PUCUNA 05
CAVIDAD O CAMISA	CAMISA
PROFUNDIDAD DEL RESERVORIO MD(ft)	HS=9651-9686 / HI=9703-9711
PROFUNDIDAD DEL RESERVORIO TVD (ft)	HS=9651-9686 / HI=9703-9711
PROFUNDIDAD MEDIA DEL RESERVORIO TVD (ft)	9681,000
PROFUNDIDAD DE LA BOMBA MD (ft)	9659,000
PROFUNDIDAD DE LA BOMBA TVD (ft)	9659,000

PROFUNDIDAD DEL SENSOR MD (ft)	9659,000
PROFUNDIDAD DEL SENSOR TVD (ft)	9659,000
OD CASING (in)	7,000
ID CASING (in)	6,276
OD TUBING (in)	3,500
ID TUBING (in)	2,992
DATOS DISEÑO JET	PUCUNA 05
PRESIÓN DE INYECCIÓN (psi)	3.900,000
CAUDAL DE INYECCIÓN (BFPD)	1.290,000
BSW FLUIDO MOTRIZ (%)	0,200
API FLUIDO MOTRIZ	24,100

Fuente: Petroamazonas, 2018.

Anexo D. Datos del reservorio, mecánica del pozo y diseño JET del pozo Pucuna 06

EMPRESA	PAM
POZO	PUCUNA 06
FORMACIÓN	U INFERIOR
GEOMETRÍA ACTUAL	8G
POWER OIL/ MTU	PO
DATOS DEL RESERVORIO	PUCUNA 06
PRESIÓN DE RESERVORIO (psi)	627,587
TEMPERATURA DE RESERVORIO (°F)	204,000
PRESIÓN DE BURBUJA (psi)	800,000
PRESIÓN DE FONDO FLUYENTE (psi)	198,587
PRODUCCIÓN ACTUAL DE FLUIDO BFPD	71,400
PRODUCCIÓN ACTUAL DE PETRÓLEO BPPD	63,060
PRODUCCIÓN ACTUAL DE AGUA BAPD	8,340
PRODUCCIÓN ACTUAL DE GAS MSCF	5,020
BSW (%)	11,700
BSW	0,117
GOR (scf/stb)	80,000
GRADO API (°API)	29,900
SALINIDAD TOTAL (ppm -Cl)	27500,000
GRAVEDAD ESPECÍFICA DEL PETRÓLEO (adim.)	0,877
GRAVEDAD ESPECÍFICA DEL AGUA (adim.)	1,019
GRAVEDAD ESPECÍFICA DEL GAS (adim.)	0,850

GRAVEDAD DE LA MEZCLA (adim.)	0,893
PRESIÓN DEL SEPARADOR/ PRESION DE CABEZA (psi)	40,000
TEMPERATURA DEL SEPARADOR / RANGO ENTRE 90-TEMPERATURA DE CABEZA (°F)	110 °F
DATOS MECÁNICOS DEL POZO	PUCUNA 06
CAVIDAD O CAMISA	CAVIDAD
PROFUNDIDAD DEL RESERVORIO MD(ft)	U=9395-9403/ 9403-9414
PROFUNDIDAD DEL RESERVORIO TVD (ft)	U=9395-9403/ 9403-9414
PROFUNDIDAD MEDIA DEL RESERVORIO TVD (ft)	9404,500
PROFUNDIDAD DE LA BOMBA MD (ft)	8547,000
PROFUNDIDAD DE LA BOMBA TVD (ft)	8547,000
PROFUNDIDAD DEL SENSOR MD (ft)	9374,000
PROFUNDIDAD DEL SENSOR TVD (ft)	9374,000
OD CASING (in)	7,000
ID CASING (in)	6,276
OD TUBING (in)	3,500
ID TUBING (in)	2,992
DATOS DISEÑO JET	PUCUNA 06
PRESIÓN DE INYECCIÓN (psi)	3.900,000
CAUDAL DE INYECCIÓN (BFPD)	1.294,000
BSW FLUIDO MOTRIZ (%)	0,200
API FLUIDO MOTRIZ	29,900

Fuente: Petroamazonas, 2018.

Anexo E. Datos del reservorio, mecánica del pozo y diseño JET del pozo Pucuna 07

EMPRESA	PAM
POZO	PUCUNA 07
FORMACIÓN	U INFERIOR
GEOMETRÍA ACTUAL	9H
POWER OIL/ MTU	PO
DATOS DEL RESERVORIO	PUCUNA 07
PRESIÓN DE RESERVORIO (psi)	1051,223
TEMPERATURA DE RESERVORIO (°F)	214,000
PRESIÓN DE BURBUJA (psi)	800,000

PRESIÓN DE FONDO FLUYENTE (psi)	518,223
PRODUCCIÓN ACTUAL DE FLUIDO BFPD	206,700
PRODUCCIÓN ACTUAL DE PETRÓLEO BPPD	204,490
PRODUCCIÓN ACTUAL DE AGUA BAPD	2,210
PRODUCCIÓN ACTUAL DE GAS MSCF	84,700
BSW (%)	1,100
BSW	0,011
GOR (scf/stb)	414,000
GRADO API (°API)	30,600
SALINIDAD TOTAL (ppm -Cl)	28500,000
GRAVEDAD ESPECÍFICA DEL PETRÓLEO (adim.)	0,873
GRAVEDAD ESPECÍFICA DEL AGUA (adim.)	1,020
GRAVEDAD ESPECÍFICA DEL GAS (adim.)	0,850
GRAVEDAD DE LA MEZCLA (adim.)	0,875
PRESIÓN DEL SEPARADOR/ PRESION DE CABEZA (psi)	165,000
TEMPERATURA DEL SEPARADOR / TEMPERATURA DE CABEZA (°F)	RANGO ENTRE 90-110 °F
DATOS MECÁNICOS DEL POZO	PUCUNA 07
CAVIDAD O CAMISA	CAVIDAD
PROFUNDIDAD DEL RESERVORIO MD(ft)	U=9210-9228
PROFUNDIDAD DEL RESERVORIO TVD (ft)	U=9210-9228
PROFUNDIDAD MEDIA DEL RESERVORIO TVD (ft)	9219,000
PROFUNDIDAD DE LA BOMBA MD (ft)	8900,000
PROFUNDIDAD DE LA BOMBA TVD (ft)	8900,000
PROFUNDIDAD DEL SENSOR MD (ft)	9050,000
PROFUNDIDAD DEL SENSOR TVD (ft)	9050,000
OD CASING (in)	7,000
ID CASING (in)	6,276
OD TUBING (in)	3,500
ID TUBING (in)	2,992
DATOS DISEÑO JET	PUCUNA 07
PRESIÓN DE INYECCIÓN (psi)	3.950,000
CAUDAL DE INYECCIÓN (BFPD)	1.590,000
BSW FLUIDO MOTRIZ (%)	0,200

API FLUIDO MOTRIZ	30,600
--------------------------	--------

Fuente: Petroamazonas, 2018.

Anexo F. Datos del reservorio, mecánica del pozo y diseño JET del pozo Pucuna 08

EMPRESA	PAM
POZO	PUCUNA 08
FORMACIÓN	DESASENTADO PACKER TS
GEOMETRÍA ACTUAL	8G
POWER OIL/ MTU	PO
DATOS DEL RESERVORIO	PUCUNA 08
PRESIÓN DE RESERVORIO (psi)	1894,410
TEMPERATURA DE RESERVORIO (°F)	226,000
PRESIÓN DE BURBUJA (psi)	1400,000
PRESIÓN DE FONDO FLUYENTE (psi)	1137,530
PRODUCCIÓN ACTUAL DE FLUIDO BFPD	35,520
PRODUCCIÓN ACTUAL DE PETRÓLEO BPPD	21,750
PRODUCCIÓN ACTUAL DE AGUA BAPD	13,770
PRODUCCIÓN ACTUAL DE GAS MSCF	
BSW (%)	38,770
BSW	0,388
GOR (scf/stb)	530,000
GRADO API (°API)	30,800
SALINIDAD TOTAL (ppm -Cl)	47000,000
GRAVEDAD ESPECÍFICA DEL PETRÓLEO (adim.)	0,872
GRAVEDAD ESPECÍFICA DEL AGUA (adim.)	1,033
GRAVEDAD ESPECÍFICA DEL GAS (adim.)	1,261
GRAVEDAD DE LA MEZCLA (adim.)	0,934
PRESIÓN DEL SEPARADOR/ PRESION DE CABEZA (psi)	205,000
TEMPERATURA DEL SEPARADOR / TEMPERATURA DE CABEZA (°F)	RANGO ENTRE 90-110 °F
DATOS MECÁNICOS DEL POZO	PUCUNA 08
CAVIDAD O CAMISA	CAMISA

PROFUNDIDAD DEL RESERVORIO MD(ft)	TS=9448-9453
PROFUNDIDAD DEL RESERVORIO TVD (ft)	TS=9448-9453
PROFUNDIDAD MEDIA DEL RESERVORIO TVD (ft)	9450,500
PROFUNDIDAD DE LA BOMBA MD (ft)	9428,000
PROFUNDIDAD DE LA BOMBA TVD (ft)	9428,000
PROFUNDIDAD DEL SENSOR MD (ft)	9428,000
PROFUNDIDAD DEL SENSOR TVD (ft)	9428,000
OD CASING (in)	7,000
ID CASING (in)	6,276
OD TUBING (in)	3,500
ID TUBING (in)	2,992
DATOS DISEÑO JET	PUCUNA 08
PRESIÓN DE INYECCIÓN (psi)	3.900,000
CAUDAL DE INYECCIÓN (BFPD)	1.335,000
BSW FLUIDO MOTRIZ (%)	0,200
API FLUIDO MOTRIZ	31,200

Fuente: Petroamazonas, 2018.

Anexo G. Datos del reservorio, mecánica del pozo y diseño JET del pozo Pucuna 09

EMPRESA	PAM
POZO	PUCUNA 09
FORMACIÓN	HOLLIN
GEOMETRÍA ACTUAL	8G
POWER OIL/ MTU	PO
DATOS DEL RESERVORIO	PUCUNA 09
PRESIÓN DE RESERVORIO (psi)	3020,079
TEMPERATURA DE RESERVORIO (°F)	225,000
PRESIÓN DE BURBUJA (psi)	330,000
PRESIÓN DE FONDO FLUYENTE (psi)	328,079
PRODUCCIÓN ACTUAL DE FLUIDO BFPD	163,150
PRODUCCIÓN ACTUAL DE PETRÓLEO BPPD	125,040
PRODUCCIÓN ACTUAL DE AGUA BAPD	38,110
PRODUCCIÓN ACTUAL DE GAS MSCF	13,910
BSW (%)	23,400

BSW	0,234
GOR (scf/stb)	111,000
GRADO API (° API)	25,600
SALINIDAD TOTAL (ppm -Cl)	9000,000
GRAVEDAD ESPECÍFICA DEL PETRÓLEO (adim.)	0,901
GRAVEDAD ESPECÍFICA DEL AGUA (adim.)	1,006
GRAVEDAD ESPECÍFICA DEL GAS (adim.)	0,870
GRAVEDAD DE LA MEZCLA (adim.)	0,925
PRESIÓN DEL SEPARADOR/ PRESION DE CABEZA (psi)	100,000
TEMPERATURA DEL SEPARADOR / TEMPERATURA DE CABEZA (°F)	RANGO ENTRE 90-110 °F
DATOS MECÁNICOS DEL POZO	PUCUNA 09
CAVIDAD O CAMISA	CAMISA
PROFUNDIDAD DEL RESERVORIO MD(ft)	H=9737-9744 / 9753-9761 / 9786-9800 / 9800-9807
PROFUNDIDAD DEL RESERVORIO TVD (ft)	H=9737-9744 / 9753-9761 / 9786-9800 / 9800-9807
PROFUNDIDAD MEDIA DEL RESERVORIO TVD (ft)	9772,000
PROFUNDIDAD DE LA BOMBA MD (ft)	9380,000
PROFUNDIDAD DE LA BOMBA TVD (ft)	9380,000
PROFUNDIDAD DEL SENSOR MD (ft)	9721,810
PROFUNDIDAD DEL SENSOR TVD (ft)	9721,810
OD CASING (in)	7,000
ID CASING (in)	6,276
OD TUBING (in)	3,500
ID TUBING (in)	2,992
DATOS DISEÑO JET	PUCUNA 09
PRESIÓN DE INYECCIÓN (psi)	3.600,000
CAUDAL DE INYECCIÓN (BFPD)	1.290,000
BSW FLUIDO MOTRIZ (%)	0,200
API FLUIDO MOTRIZ	25,600

Fuente: Petroamazonas, 2018.

Anexo H. Datos del reservorio, mecánica del pozo y diseño JET del pozo Pucuna 10

EMPRESA	PAM
POZO	PUCUNA 10
FORMACIÓN	T SUPERIOR
GEOMETRÍA ACTUAL	9G
POWER OIL/ MTU	PO
DATOS DEL RESERVORIO	PUCUNA 10
PRESIÓN DE RESERVORIO (psi)	1344,505
TEMPERATURA DE RESERVORIO (°F)	216,000
PRESIÓN DE BURBUJA (psi)	1400,000
PRESIÓN DE FONDO FLUYENTE (psi)	682,505
PRODUCCIÓN ACTUAL DE FLUIDO BFPD	124,360
PRODUCCIÓN ACTUAL DE PETRÓLEO BPPD	110,600
PRODUCCIÓN ACTUAL DE AGUA BAPD	13,760
PRODUCCIÓN ACTUAL DE GAS MSCF	65,710
BSW (%)	11,100
BSW	0,111
GOR (scf/stb)	594,000
GRADO API (°API)	30,500
SALINIDAD TOTAL (ppm -Cl)	47000,000
GRAVEDAD ESPECÍFICA DEL PETRÓLEO (adim.)	0,873
GRAVEDAD ESPECÍFICA DEL AGUA (adim.)	1,033
GRAVEDAD ESPECÍFICA DEL GAS (adim.)	1,261
GRAVEDAD DE LA MEZCLA (adim.)	0,891
PRESIÓN DEL SEPARADOR/ PRESION DE CABEZA (psi)	125,000
TEMPERATURA DEL SEPARADOR / TEMPERATURA DE CABEZA (°F)	RANGO ENTRE 90- 110 °F
DATOS MECÁNICOS DEL POZO	PUCUNA 10
CAVIDAD O CAMISA	CAMISA
PROFUNDIDAD DEL RESERVORIO MD(ft)	TS= 9625-9630 / 9634-9640 / 9650- 9656
PROFUNDIDAD DEL RESERVORIO TVD (ft)	TS= 9625-9630 / 9634-9640 / 9650- 9656

PROFUNDIDAD MEDIA DEL RESERVORIO TVD (ft)	9640,500
PROFUNDIDAD DE LA BOMBA MD (ft)	9100,000
PROFUNDIDAD DE LA BOMBA TVD (ft)	9100,000
PROFUNDIDAD DEL SENSOR MD (ft)	9347,000
PROFUNDIDAD DEL SENSOR TVD (ft)	9347,000
OD CASING (in)	7,000
ID CASING (in)	6,276
OD TUBING (in)	3,500
ID TUBING (in)	2,992
DATOS DISEÑO JET	PUCUNA 10
PRESIÓN DE INYECCIÓN (psi)	3.950,000
CAUDAL DE INYECCIÓN (BFPD)	1.565,000
BSW FLUIDO MOTRIZ (%)	0,200
API FLUIDO MOTRIZ	30,500

Fuente: Petroamazonas, 2018.

Anexo I. Datos del reservorio, mecánica del pozo y diseño JET del pozo Pucuna 11

EMPRESA	PAM
POZO	PUCUNA 11
FORMACIÓN	U INFERIOR
GEOMETRÍA ACTUAL	8A
POWER OIL/ MTU	PO
DATOS DEL RESERVORIO	PUCUNA 11
PRESIÓN DE RESERVORIO (psi)	1041,529
TEMPERATURA DE RESERVORIO (°F)	215,000
PRESIÓN DE BURBUJA (psi)	800,000
PRESIÓN DE FONDO FLUYENTE (psi)	485,529
PRODUCCIÓN ACTUAL DE FLUIDO BFPD	129,910
PRODUCCIÓN ACTUAL DE PETRÓLEO BPPD	128,050
PRODUCCIÓN ACTUAL DE AGUA BAPD	1,860
PRODUCCIÓN ACTUAL DE GAS MSCF	86,240
BSW (%)	1,400
BSW	0,014
GOR (scf/stb)	673,000
GRADO API (°API)	30,200
SALINIDAD TOTAL (ppm -Cl)	29500,000

GRAVEDAD ESPECÍFICA DEL PETRÓLEO (adim.)	0,875
GRAVEDAD ESPECÍFICA DEL AGUA (adim.)	1,020
GRAVEDAD ESPECÍFICA DEL GAS (adim.)	0,850
GRAVEDAD DE LA MEZCLA (adim.)	0,877
PRESIÓN DEL SEPARADOR/ PRESION DE CABEZA (psi)	112,000
TEMPERATURA DEL SEPARADOR / TEMPERATURA DE CABEZA (°F)	RANGO ENTRE 90-110 °F
DATOS MECÁNICOS DEL POZO	PUCUNA 11
CAVIDAD O CAMISA	CAVIDAD
PROFUNDIDAD DEL RESERVORIO MD(ft)	U= 9327-9348
PROFUNDIDAD DEL RESERVORIO TVD (ft)	U= 9327-9348
PROFUNDIDAD MEDIA DEL RESERVORIO TVD (ft)	9337,500
PROFUNDIDAD DE LA BOMBA MD (ft)	9124,000
PROFUNDIDAD DE LA BOMBA TVD (ft)	9124,000
PROFUNDIDAD DEL SENSOR MD (ft)	9176,000
PROFUNDIDAD DEL SENSOR TVD (ft)	9176,000
OD CASING (in)	7,000
ID CASING (in)	6,276
OD TUBING (in)	3,500
ID TUBING (in)	2,992
DATOS DISEÑO JET	PUCUNA 11
PRESIÓN DE INYECCIÓN (psi)	3.950,000
CAUDAL DE INYECCIÓN (BFPD)	1.475,000
BSW FLUIDO MOTRIZ (%)	0,200
API FLUIDO MOTRIZ	30,200

Fuente: Petroamazonas, 2018.

Anexo J. Datos del reservorio, mecánica del pozo y diseño JET del pozo Pucuna 12

EMPRESA	PAM
POZO	PUCUNA 12
FORMACIÓN	T INFERIOR

GEOMETRÍA ACTUAL	10J
POWER OIL/ MTU	PO
DATOS DEL RESERVORIO	PUCUNA 12
PRESIÓN DE RESERVORIO (psi)	1236,600
TEMPERATURA DE RESERVORIO (°F)	219,000
PRESIÓN DE BURBUJA (psi)	1400,000
PRESIÓN DE FONDO FLUYENTE (psi)	336,600
PRODUCCIÓN ACTUAL DE FLUIDO BFPD	43,910
PRODUCCIÓN ACTUAL DE PETRÓLEO BPPD	29,174
PRODUCCIÓN ACTUAL DE AGUA BAPD	14,736
PRODUCCIÓN ACTUAL DE GAS MSCF	94,220
BSW (%)	33,600
<i>BSW</i>	0,336
GOR (scf/stb)	3230,000
GRADO API (° API)	30,800
SALINIDAD TOTAL (ppm -Cl)	7000,000
GRAVEDAD ESPECÍFICA DEL PETRÓLEO (adim.)	0,872
GRAVEDAD ESPECÍFICA DEL AGUA (adim.)	1,005
GRAVEDAD ESPECÍFICA DEL GAS (adim.)	1,261
GRAVEDAD DE LA MEZCLA (adim.)	0,917
PRESIÓN DEL SEPARADOR/ PRESION DE CABEZA (psi)	75,000
TEMPERATURA DEL SEPARADOR / TEMPERATURA DE CABEZA (°F)	RANGO ENTRE 90-110 °F
DATOS MECÁNICOS DEL POZO	PUCUNA 12
CAVIDAD O CAMISA	CAMISA
PROFUNDIDAD DEL RESERVORIO MD(ft)	T=9584-9590 / 9598-9602 / 9606-9614/ 9614-9636 / 9809-9818
PROFUNDIDAD DEL RESERVORIO TVD (ft)	T=9584-9590 / 9598-9602 / 9606-9614/ 9614-9636 / 9809-9818
PROFUNDIDAD MEDIA DEL RESERVORIO TVD (ft)	9701,000
PROFUNDIDAD DE LA BOMBA MD (ft)	9296,000
PROFUNDIDAD DE LA BOMBA TVD (ft)	9296,000

PROFUNDIDAD DEL SENSOR MD (ft)	9464,000
PROFUNDIDAD DEL SENSOR TVD (ft)	9464,000
OD CASING (in)	7,000
ID CASING (in)	6,276
OD TUBING (in)	3,500
ID TUBING (in)	2,992
DATOS DISEÑO JET	PUCUNA 12
PRESIÓN DE INYECCIÓN (psi)	3.900,000
CAUDAL DE INYECCIÓN (BFPD)	1.498,000
BSW FLUIDO MOTRIZ (%)	0,200
API FLUIDO MOTRIZ	30,800

Fuente: Petroamazonas, 2018.

Anexo K. Datos del reservorio, mecánica del pozo y diseño JET del pozo Pucuna 13

EMPRESA	PAM
POZO	PUCUNA 13
FORMACIÓN	BASAL TENA
GEOMETRÍA ACTUAL	8H
POWER OIL/ MTU	PO
DATOS DEL RESERVORIO	PUCUNA 13
PRESIÓN DE RESERVORIO (psi)	950,866
TEMPERATURA DE RESERVORIO (°F)	205,000
PRESIÓN DE BURBUJA (psi)	800,000
PRESIÓN DE FONDO FLUYENTE (psi)	301,866
PRODUCCIÓN ACTUAL DE FLUIDO BFPD	108,160
PRODUCCIÓN ACTUAL DE PETRÓLEO BPPD	94,150
PRODUCCIÓN ACTUAL DE AGUA BAPD	14,010
PRODUCCIÓN ACTUAL DE GAS MSCF	7,880
BSW (%)	12,900
BSW	0,129
GOR (scf/stb)	84,000
GRADO API (° API)	29,900
SALINIDAD TOTAL (ppm -Cl)	21000,000
GRAVEDAD ESPECÍFICA DEL PETRÓLEO (adim.)	0,877
GRAVEDAD ESPECÍFICA DEL AGUA (adim.)	1,015
GRAVEDAD ESPECÍFICA DEL GAS (adim.)	0,800

GRAVEDAD DE LA MEZCLA (adim.)	0,894
PRESIÓN DEL SEPARADOR/ PRESION DE CABEZA (psi)	95,000
TEMPERATURA DEL SEPARADOR / TEMPERATURA DE CABEZA (°F)	RANGO ENTRE 90-110 °F
DATOS MECÁNICOS DEL POZO	PUCUNA 13
CAVIDAD O CAMISA	CAVIDAD
PROFUNDIDAD DEL RESERVORIO MD(ft)	BT=8630-8640
PROFUNDIDAD DEL RESERVORIO TVD (ft)	BT=8630-8640
PROFUNDIDAD MEDIA DEL RESERVORIO TVD (ft)	8635,000
PROFUNDIDAD DE LA BOMBA MD (ft)	8465,000
PROFUNDIDAD DE LA BOMBA TVD (ft)	8465,000
PROFUNDIDAD DEL SENSOR MD (ft)	8517,000
PROFUNDIDAD DEL SENSOR TVD (ft)	8517,000
OD CASING (in)	7,000
ID CASING (in)	6,276
OD TUBING (in)	3,500
ID TUBING (in)	2,992
DATOS DISEÑO JET	PUCUNA 13
PRESIÓN DE INYECCIÓN (psi)	3.850,000
CAUDAL DE INYECCIÓN (BFPD)	1.270,000
BSW FLUIDO MOTRIZ (%)	0,200
API FLUIDO MOTRIZ	29,900

Fuente: Petroamazonas, 2018.

Anexo L. Datos del reservorio, mecánica del pozo y diseño JET del pozo Pucuna 14

EMPRESA	PAM
POZO	PUCUNA 14
FORMACIÓN	T
GEOMETRÍA ACTUAL	9G
POWER OIL/ MTU	PO
DATOS DEL RESERVORIO	PUCUNA 14
PRESIÓN DE RESERVORIO (psi)	1365,541
TEMPERATURA DE RESERVORIO (°F)	215,000
PRESIÓN DE BURBUJA (psi)	1400,000
PRESIÓN DE FONDO FLUYENTE (psi)	433,541

PRODUCCIÓN ACTUAL DE FLUIDO BFPD	113,650
PRODUCCIÓN ACTUAL DE PETRÓLEO BPPD	99,390
PRODUCCIÓN ACTUAL DE AGUA BAPD	14,260
PRODUCCIÓN ACTUAL DE GAS MSCF	87,810
BSW (%)	12,500
BSW	0,125
GOR (scf/stb)	883,000
GRADO API (°API)	31,200
SALINIDAD TOTAL (ppm -Cl)	49000,000
GRAVEDAD ESPECÍFICA DEL PETRÓLEO (adim.)	0,870
GRAVEDAD ESPECÍFICA DEL AGUA (adim.)	1,034
GRAVEDAD ESPECÍFICA DEL GAS (adim.)	1,261
GRAVEDAD DE LA MEZCLA (adim.)	0,890
PRESIÓN DEL SEPARADOR/ PRESION DE CABEZA (psi)	94,000
TEMPERATURA DEL SEPARADOR / TEMPERATURA DE CABEZA (°F)	RANGO ENTRE 90-110 °F
DATOS MECÁNICOS DEL POZO	PUCUNA 14
CAVIDAD O CAMISA	CAMISA
PROFUNDIDAD DEL RESERVORIO MD(ft)	T=9589.34-9609.34/ 9613-9618
PROFUNDIDAD DEL RESERVORIO TVD (ft)	T=9589.34-9609.34/ 9613-9618
PROFUNDIDAD MEDIA DEL RESERVORIO TVD (ft)	9603,670
PROFUNDIDAD DE LA BOMBA MD (ft)	9189,000
PROFUNDIDAD DE LA BOMBA TVD (ft)	9189,000
PROFUNDIDAD DEL SENSOR MD (ft)	9223,000
PROFUNDIDAD DEL SENSOR TVD (ft)	9223,000
OD CASING (in)	7,000
ID CASING (in)	6,276
OD TUBING (in)	3,500
ID TUBING (in)	2,992
DATOS DISEÑO JET	PUCUNA 14
PRESIÓN DE INYECCIÓN (psi)	3.900,000
CAUDAL DE INYECCIÓN (BFPD)	1.640,000
BSW FLUIDO MOTRIZ (%)	0,200

API FLUIDO MOTRIZ	31,200
--------------------------	--------

Fuente: Petroamazonas, 2018.

Anexo M. Datos del reservorio, mecánica del pozo y diseño JET del pozo Pucuna 15D

EMPRESA	PAM
POZO	PUCUNA 15D
FORMACIÓN	CERRADO POR BAJO APOORTE (EN PRODUCCION HASTA EL 17/12/17) T INFERIOR
GEOMETRÍA ACTUAL	10H
POWER OIL/ MTU	PO
DATOS DEL RESERVORIO	PUCUNA 15D
PRESIÓN DE RESERVORIO (psi)	1979,274
TEMPERATURA DE RESERVORIO (°F)	222,000
PRESIÓN DE BURBUJA (psi)	1400,000
PRESIÓN DE FONDO FLUYENTE (psi)	167,274
PRODUCCIÓN ACTUAL DE FLUIDO BFPD	75,360
PRODUCCIÓN ACTUAL DE PETRÓLEO BPPD	8,800
PRODUCCIÓN ACTUAL DE AGUA BAPD	66,560
PRODUCCIÓN ACTUAL DE GAS MSCF	
BSW (%)	88,320
BSW	0,883
GOR (scf/stb)	
GRADO API (°API)	30,000
SALINIDAD TOTAL (ppm -Cl)	
GRAVEDAD ESPECÍFICA DEL PETRÓLEO (adim.)	0,876
GRAVEDAD ESPECÍFICA DEL AGUA (adim.)	1,034
GRAVEDAD ESPECÍFICA DEL GAS (adim.)	1,261
GRAVEDAD DE LA MEZCLA (adim.)	1,016
PRESIÓN DEL SEPARADOR/ PRESION DE CABEZA (psi)	100,000
TEMPERATURA DEL SEPARADOR / TEMPERATURA DE CABEZA (°F)	RANGO ENTRE 90-110 °F
DATOS MECÁNICOS DEL POZO	PUCUNA 15D

CAVIDAD O CAMISA	CAMISA
PROFUNDIDAD DEL RESERVORIO MD(ft)	T=9748-9757
PROFUNDIDAD DEL RESERVORIO TVD (ft)	T=9522.13-9531.12
PROFUNDIDAD MEDIA DEL RESERVORIO TVD (ft)	9526,625
PROFUNDIDAD DE LA BOMBA MD (ft)	9592,000
PROFUNDIDAD DE LA BOMBA TVD (ft)	9366,070
PROFUNDIDAD DEL SENSOR MD (ft)	9626,160
PROFUNDIDAD DEL SENSOR TVD (ft)	9400,290
OD CASING (in)	9,375
ID CASING (in)	8,535
OD TUBING (in)	3,500
ID TUBING (in)	2,992
DATOS DISEÑO JET	PUCUNA 15D
PRESIÓN DE INYECCIÓN (psi)	2.600,000
CAUDAL DE INYECCIÓN (BFPD)	1.680,000
BSW FLUIDO MOTRIZ (%)	100,000
API FLUIDO MOTRIZ	100,000

Fuente: Petroamazonas, 2018.

Anexo N. Datos del reservorio, mecánica del pozo y diseño JET del pozo Pucuna 16D

EMPRESA	PAM
POZO	PUCUNA 16D
FORMACIÓN	HOLLIN
GEOMETRÍA ACTUAL	9G
POWER OIL/ MTU	PO
DATOS DEL RESERVORIO	PUCUNA 16D
PRESIÓN DE RESERVORIO (psi)	2409,470
TEMPERATURA DE RESERVORIO (°F)	220,000
PRESIÓN DE BURBUJA (psi)	330,000
PRESIÓN DE FONDO FLUYENTE (psi)	1703,000
PRODUCCIÓN ACTUAL DE FLUIDO BFPD	227,570
PRODUCCIÓN ACTUAL DE PETRÓLEO BPPD	227,119
PRODUCCIÓN ACTUAL DE AGUA BAPD	0,451

PRODUCCIÓN ACTUAL DE GAS MSCF	163,420
BSW (%)	0,200
BSW	0,002
GOR (scf/stb)	720,000
GRADO API (° API)	26,900
SALINIDAD TOTAL (ppm -Cl)	2227,000
GRAVEDAD ESPECÍFICA DEL PETRÓLEO (adim.)	0,893
GRAVEDAD ESPECÍFICA DEL AGUA (adim.)	1,002
GRAVEDAD ESPECÍFICA DEL GAS (adim.)	0,870
GRAVEDAD DE LA MEZCLA (adim.)	0,894
PRESIÓN DEL SEPARADOR/ PRESION DE CABEZA (psi)	105,000
TEMPERATURA DEL SEPARADOR / TEMPERATURA DE CABEZA (°F)	RANGO ENTRE 90-110 °F
DATOS MECÁNICOS DEL POZO	PUCUNA 16D
CAVIDAD O CAMISA	CAMISA
PROFUNDIDAD DEL RESERVORIO MD(ft)	H= 10134-10190
PROFUNDIDAD DEL RESERVORIO TVD (ft)	H= 9748-9755 / 9766-9774 / 9796-9804
PROFUNDIDAD MEDIA DEL RESERVORIO TVD (ft)	9776,000
PROFUNDIDAD DE LA BOMBA MD (ft)	10111,660
PROFUNDIDAD DE LA BOMBA TVD (ft)	9725,370
PROFUNDIDAD DEL SENSOR MD (ft)	10311,660
PROFUNDIDAD DEL SENSOR TVD (ft)	9925,370
OD CASING (in)	7,000
ID CASING (in)	6,276
OD TUBING (in)	3,500
ID TUBING (in)	2,992
DATOS DISEÑO JET	PUCUNA 16D
PRESIÓN DE INYECCIÓN (psi)	3.850,000
CAUDAL DE INYECCIÓN (BFPD)	1.580,000
BSW FLUIDO MOTRIZ (%)	0,200
API FLUIDO MOTRIZ	26,900

Fuente: Petroamazonas, 2018.

Anexo O. Datos del reservorio, mecánica del pozo y diseño JET del pozo Pucuna 17D

EMPRESA	PAM
POZO	PUCUNA 17D
FORMACIÓN	U INFERIOR
GEOMETRÍA ACTUAL	8G
POWER OIL/ MTU	PO
DATOS DEL RESERVORIO	PUCUNA 17D
PRESIÓN DE RESERVORIO (psi)	953,193
TEMPERATURA DE RESERVORIO (°F)	211,000
PRESIÓN DE BURBUJA (psi)	800,000
PRESIÓN DE FONDO FLUYENTE (psi)	316,193
PRODUCCIÓN ACTUAL DE FLUIDO BFPD	63,600
PRODUCCIÓN ACTUAL DE PETRÓLEO BPPD	60,700
PRODUCCIÓN ACTUAL DE AGUA BAPD	2,900
PRODUCCIÓN ACTUAL DE GAS MSCF	72,640
BSW (%)	4,600
BSW	0,046
GOR (scf/stb)	1197,000
GRADO API (°API)	30,700
SALINIDAD TOTAL (ppm -Cl)	28500,000
GRAVEDAD ESPECÍFICA DEL PETRÓLEO (adim.)	0,872
GRAVEDAD ESPECÍFICA DEL AGUA (adim.)	1,020
GRAVEDAD ESPECÍFICA DEL GAS (adim.)	0,850
GRAVEDAD DE LA MEZCLA (adim.)	0,879
PRESIÓN DEL SEPARADOR/ PRESION DE CABEZA (psi)	120,000
TEMPERATURA DEL SEPARADOR / TEMPERATURA DE CABEZA (°F)	RANGO ENTRE 90-110 °F
DATOS MECÁNICOS DEL POZO	PUCUNA 17D
CAVIDAD O CAMISA	CAVIDAD
PROFUNDIDAD DEL RESERVORIO MD(ft)	UI= 9676-9680/ / 9663-9680
PROFUNDIDAD DEL RESERVORIO TVD (ft)	UI= 9676-9680/ / 9663-9680
PROFUNDIDAD MEDIA DEL RESERVORIO TVD (ft)	9678,000
PROFUNDIDAD DE LA BOMBA MD (ft)	9473,000
PROFUNDIDAD DE LA BOMBA TVD (ft)	9473,000
PROFUNDIDAD DEL SENSOR MD (ft)	9604,000

PROFUNDIDAD DEL SENSOR TVD (ft)	9604,000
OD CASING (in)	7,000
ID CASING (in)	6,276
OD TUBING (in)	3,500
ID TUBING (in)	2,992
DATOS DISEÑO JET	PUCUNA 17D
PRESIÓN DE INYECCIÓN (psi)	3.900,000
CAUDAL DE INYECCIÓN (BFPD)	1.320,000
BSW FLUIDO MOTRIZ (%)	0,200
API FLUIDO MOTRIZ	30,700

Fuente: Petroamazonas, 2018.

Anexo P. Sistemas de levantamiento artificial óptimos para cada pozo del campo Pucuna

	PUCUNA 02	PUCUNA 03	PUCUNA 05	PUCUNA 06	PUCUNA 07	PUCUNA 08	PUCUNA 09	PUCUNA 10	PUCUNA 11	PUCUNA 12	PUCUNA 13	PUCUNA 14	PUCUNA 15D	PUCUNA 16D	PUCUNA 17D
FORMACIÓN ACTUAL	HOLLIN	T INFERIOR	HOLLIN	U INFERIOR	U INFERIOR	TS	HOLLIN	T SUPERIOR	U INFERIOR	T INFERIOR	BASAL TENA	T	T INFERIOR	HOLLIN	U INFERIOR
PRODUCCIÓN ACTUAL DE FLUIDO BFPD	166.230	411.400	1071.240	71.400	206.700	35.520	163.150	124.360	129.910	56.290	108.160	113.650	75.360	227.570	63.600
Qmax	254.576	720.524	2467.500	88.816	236.000	308.420	173.000	180.894	177.000	175.000	116.000	165.000	98.000	185.000	87.500
Qproducido/Qmax	65.297	57.097	43.404	80.391	87.585	11.510	94.306	68.747	73.395	32.166	93.241	68.879	76.898	74.595	72.686
SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ACTUAL	BHJ	BHJ	BHJ	BHJ	BHJ	BHJ	BHJ	BHJ	BHJ	BHJ	BHJ	BHJ	BHJ	BHJ	BHJ
SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL ÓPTIMO	BHJ	BES	BHJ	BM	BHJ	BM	BHJ	BHJ	BHJ	BES	BHJ	BHJ	BM	BHJ	BM

Fuente: Petroamazonas, 2018.

Anexo Q. Pozos del campo Pucuna seleccionados con sistema de bombeo hidráulico JET

	PUCUNA 02	PUCUNA 05	PUCUNA 07	PUCUNA 11	PUCUNA 13	PUCUNA 14	PUCUNA 16D	PUCUNA 10	PUCUNA 09
FORMACIÓN	H	HS	U INFERIOR	U	BASAL TENA	T	T	T	H
PRESIÓN DE RESERVOIRIO (psi)	1369.600	2409.47	1051.223	1041.529	950.866	1365.541	1441.035	1344.505	3020.079
PROFUNDIDAD MEDIA DEL RESERVOIRIO TVD (ft)	9643.000	9681	9219.000	9337.500	8635.000	9603.670	9986.000	9640.500	9772.000
ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD (bbi/d/psi)	0.383	1.56	0.4	0.306	0.126	0.209	0.225	0.346	0.06
INDICE DE PRESIÓN DEL YACIMIENTO (psi/ft)	0.142	0.24888648	0.114	0.112	0.110	0.142	0.144	0.139	0.309
AREA DE LA GRÁFICA	10	9	10	10	10	10	10	10	4
SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTICIAL ÓPTIMO	BHJ								

Fuente: Petroamazonas, 2018.

Anexo R. Pozos del campo Pucuna seleccionados con sistema de bombeo mecánico

	PUCUNA 06	PUCUNA 08	PUCUNA 15D	PUCUNA 17D
FORMACIÓN	U	TS	T INFERIOR	U
PRESIÓN DE RESERVORIO (psi)	627.587	1894.410	1979.274	953.193
PROFUNDIDAD MEDIA DEL RESERVORIO TVD (ft)	9404.500	9450.500	9763.000	9678
ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD (bbl/d/psi)	0.295	0.331	0.067	0.235
INDICE DE PRESION DEL YACIMIENTO (psi/ft)	0.067	0.200	0.203	0.0984907
AREA DE LA GRÁFICA	10	7	7	10
SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTICIAL ÓPTIMO	BM			

Fuente: Petroamazonas, 2018.

Anexo S. Pozos del campo Pucuna seleccionados con sistema de bombeo mecánico

	PUCUNA 03	PUCUNA 12
FORMACIÓN	T	TS+TI
PRESIÓN DE RESERVORIO (psi)	1346.226	1236.600
PROFUNDIDAD MEDIA DEL RESERVORIO TVD (ft)	9612.000	9701.000
ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD (bbl/d/psi)	1.38	1.67
INDICE DE PRESION DEL YACIMIENTO (psi/ft)	0.140	0.127
AREA DE LA GRÁFICA	12	12
SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTICIAL ÓPTIMO	BES	

Fuente: Petroamazonas, 2018.

Anexo T. Geometría actual de los pozos del campo Pucuna

EMPRESA	PAM	PAM	PAM	PAM	PAM	PAM	PAM	PAM	PAM	PAM	PAM	PAM	PAM	PAM	PAM
POZO	PUCUNA 02	PUCUNA 03	PUCUNA 05	PUCUNA 06	PUCUNA 07	PUCUNA 08	PUCUNA 09	PUCUNA 10	PUCUNA 11	PUCUNA 12	PUCUNA 13	PUCUNA 14	PUCUNA 15D	PUCUNA 16D	PUCUNA 17D
FORMACIÓN	HOLLIN	T INFERIOR	HOLLIN	U INFERIOR	U INFERIOR	CERRADO	HOLLIN	T SUPERIOR	U INFERIOR	T INFERIOR	BASAL TENA	T	CERRADO	HOLLIN	U INFERIOR
GEOMETRÍA ACTUAL	8G	12K	10K	8G	9H	8G	8G	9G	8A	10J	8H	9G	10H	9G	8G
POWER OIL/ MTU	PO	PO	PO	PO	PO	PO	PO	PO	PO	PO	PO	PO	PO	PO	PO

Fuente: Petroamazonas, 2018.

Anexo U. Datos mecánicos de cada pozo del campo Pucuna

DATOS MECANICO DEL POZO	PUCUNA 02	PUCUNA 03	PUCUNA 05	PUCUNA 06	PUCUNA 07	PUCUNA 08	PUCUNA 09	PUCUNA 10	PUCUNA 11	PUCUNA 12	PUCUNA 13	PUCUNA 14	PUCUNA 15D	PUCUNA 16D	PUCUNA 17D
CAVIDAD O CAMISA	CAVIDAD	CAMISA	CAMISA	CAVIDAD	CAVIDAD	CAMISA	CAMISA	CAMISA	CAVIDAD	CAMISA	CAVIDAD	CAMISA	CAMISA	CAMISA	CAVIDAD
PROFUNDIDAD DEL RESERVOIRIO MD(ft)	HS=9782-9797 / HI=9805-9814	T=9588-9602 / T=9608-9636	HS=9651-9686 / HI=9703-9711	U=9395-9403 / 9403-9414	U=9210-9228	TS=9448-9453	H=9737-9744 / 9753-9761 / 9786-9800 / 9800-9807	TS= 9625-9630 / 9634-9640 / 9650-9656	U= 9327-9348	T=9584-9590 / 9598-9602 / 9606-9614 / 9614-9636 / 9809-9818	BT=8630-8640	T=9589.34-9609.34 / 9613-9618	T=9748-9757	H= 10134-10190	UI= 9676-9680 / 9663-9680
PROFUNDIDAD DEL RESERVOIRIO TVD (ft)	HS=9782-9797 / HI=9805-9814	T=9588-9602 / T=9608-9636	HS=9651-9686 / HI=9703-9711	U=9395-9403 / 9403-9414	U=9210-9228	TS=9448-9453	H=9737-9744 / 9753-9761 / 9786-9800 / 9800-9807	TS= 9625-9630 / 9634-9640 / 9650-9656	U= 9327-9348	T=9584-9590 / 9598-9602 / 9606-9614 / 9614-9636 / 9809-9818	BT=8630-8640	T=9589.34-9609.34 / 9613-9618	T=9522.13-9531.12	H= 9748-9755 / 9766-9774 / 9796-9804	UI= 9676-9680 / 9663-9680
PROFUNDIDAD MEDIA DEL RESERVOIRIO TVD (ft)	9798.000	9612.000	9681.000	9404.500	9219.000	9450.500	9772.000	9640.500	9337.500	9701.000	8635.000	9603.670	9526.625	9776.000	9678.000
PROFUNDIDAD DE LA BOMBA MD (ft)	9123.000	9193.000	9659.000	8547.000	8900.000	9428.000	9380.000	9100.000	9124.000	9296.000	8465.000	9189.000	9592.000	10111.660	9473.000
PROFUNDIDAD DE LA BOMBA TVD (ft)	9123.000	9193.000	9659.000	8547.000	8900.000	9428.000	9380.000	9100.000	9124.000	9296.000	8465.000	9189.000	9366.070	9725.370	9473.000
PROFUNDIDAD DEL SENSOR MD (ft)	9721.810	9227.000	9659.000	9374.000	9050.000	9428.000	9721.810	9347.000	9176.000	9464.000	8517.000	9223.000	9626.160	10311.660	9604.000
PROFUNDIDAD DEL SENSOR TVD (ft)	9721.810	9227.000	9659.000	9374.000	9050.000	9428.000	9721.810	9347.000	9176.000	9464.000	8517.000	9223.000	9400.290	9925.370	9604.000
OD CASING (in)	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000	9.375	7.000	7.000
ID CASING (in)	6.276	6.276	6.276	6.276	6.276	6.276	6.276	6.276	6.276	6.276	6.276	6.276	8.535	6.276	6.276
OD TUBING (in)	3.500	3.500	3.500	3.500	3.500	3.500	3.500	3.500	3.500	3.500	3.500	3.500	3.500	3.500	3.500
ID TUBING (in)	2.992	2.992	2.992	2.992	2.992	2.992	2.992	2.992	2.992	2.992	2.992	2.992	2.992	2.992	2.992

Fuente: Petroamazonas, 2018.

Anexo V. Datos mecánicos de cada pozo del campo Pucuna

DATOS DISEÑO JET	PUCUNA 02	PUCUNA 03	PUCUNA 05	PUCUNA 06	PUCUNA 07	PUCUNA 08	PUCUNA 09	PUCUNA 10	PUCUNA 11	PUCUNA 12	PUCUNA 13	PUCUNA 14	PUCUNA 15D	PUCUNA 16D	PUCUNA 17D
PRESIÓN DE INYECCIÓN (psi)	3,900.000	3,300.000	3,900.000	3,900.000	3,950.000	3,900.000	3,600.000	3,950.000	3,950.000	3,900.000	3,850.000	3,900.000	2,600.000	3,850.000	3,900.000
CAUDAL DE INYECCIÓN (BFPD)	1,305.000	3,114.000	1,290.000	1,294.000	1,590.000	1,335.000	1,290.000	1,565.000	1,475.000	1,498.000	1,270.000	1,640.000	1,680.000	1,580.000	1,320.000
BSW FLUIDO MOTRIZ (%)	0.200	0.200	0.200	0.200	0.200	0.200	0.200	0.200	0.200	0.200	0.200	0.200	100.000	0.200	0.200
API FLUIDO MOTRIZ	30.000	30.800	24.100	29.900	30.600	31.200	25.600	30.500	30.200	30.800	29.900	31.200	100.000	26.900	30.700

Fuente: Petroamazonas, 2018.

