

**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE PETRÓLEO**



**“EVALUACIÓN DEL MÉTODO DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL
POR BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE PARA SU APLICACIÓN EN EL
ÁREA MAYOR DE OFICINA DEL DISTRITO GAS ANACO”**

Realizado por:

José Antonio Vásquez Leal

**Trabajo de grado presentado ante la Ilustre Universidad de Oriente como
requisito parcial para optar al Título de:
INGENIERO DE PETRÓLEO.**

Barcelona, Noviembre de 2011

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE PETRÓLEO



**“EVALUACIÓN DEL MÉTODO DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL
POR BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE PARA SU APLICACIÓN EN EL
ÁREA MAYOR DE OFICINA DEL DISTRITO GAS ANACO”**

Realizado por:

José Antonio Vásquez Leal

Revisado y Aprobado por:

Ing. Jhonles Morales

Asesor Industrial

Ing. Roberto Salas

Asesor Académico

Barcelona, Noviembre de 2011

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE PETRÓLEO



**“EVALUACIÓN DEL MÉTODO DE LEVANTAMIENTO
ARTIFICIAL POR BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE PARA
SU APLICACIÓN EN EL ÁREA MAYOR DE OFICINA DEL
DISTRITO GAS ANACO”**

JURADO

El jurado hace constar que asignó a esta Tesis la calificación de:

APROBADO

Ing. Roberto Salas

Asesor Académico

Ing. José Rodríguez

Jurado Principal

Ing. Lorenzo Arditi

Jurado Principal

Barcelona, Noviembre de 2011

RESOLUCIÓN

DE ACUERDO AL ARTÍCULO 41 DEL REGLAMENTO DE TRABAJO DE GRADO:

“LOS TRABAJOS DE GRADO SON DE LA EXCLUSIVA PROPIEDAD DE LA UNIVERSIDAD Y SOLO PODRAN SER UTILIZADOS A OTROS FINES CON EL CONSENTIMIENTO DEL CONSEJO DE NÚCLEO RESPECTIVO, QUIEN PARTICIPARÁ AL CONSEJO UNIVERSITARIO”

DEDICATORIA

Al ver hecho realidad un sueño después de un arduo esfuerzo porque este sea real, llena de mucha satisfacción los sentimientos de una persona; la llegada a ésta, una de mis metas, la debo y se la dedico antes que a todos, A DIOS por ser tan maravilloso y regalarme este camino, todo lo que soy y lo que tengo. A MIS PADRES Antonio y Vestalia ya que son las personas que más amo y por lo tanto este triunfo también es de ellos, A MI ABUELA Lilia y a la memoria de los abuelos que ya no están conmigo, lo dedico también A MIS HERMANOS, FAMILIARES Y MI NOVIA, que forman parte de mi vida y que de los cuales he recibido su apoyo incondicional.

AGRADECIMIENTOS

Mis más sinceros agradecimientos van dirigidos:

A DIOS TODO PODEROSO, por acompañarme y cuidarme durante todo el camino que he recorrido.

A MIS PADRES Antonio Vásquez y Vestalia Leal que gracias a sus sacrificios por criarme, educarme y darme todo lo que he necesitado hoy estoy cosechando triunfos.

A MIS FAMILIARES sin dejar de nombrar a mis tías Viviana, Rafa mi hermanita Yenny mis primos David, Andrés, Adriana, Lili, Milagros, mi novia Rossy y todos aquellos que deje de nombrar pero que gracias a ellos he tenido motivación de vencer en estos camino que da la vida.

A mi hermano el Ingeniero Luis Antonio Vásquez, por ser la persona de comportamiento ejemplar quien ha sembrado en mi parte de sus conocimientos y ha venido enseñándome cosas buenas como hermano mayor desde que partimos de nuestra casa a recorrer los caminos de la ingeniería y de la vida.

A la Ilustre Universidad de Oriente y a todos sus profesores que contribuyeron a mi formación como profesional de la República.

A los Ingenieros de PDVSA Gas Jhonles Morales, José Pérez, Annelys Betancourt, Josmar Mata y los demás compañeros de subsuelo y VCD por aportar su valioso grano de arena en mi trabajo de grado y en mi adiestramiento en algunas actividades diarias de la Industria como futuro Ingeniero.

A mis amigos, compañeros de pasantía y de clase Reinaldo, Gabriel, José Martínez, Camacho, Junior, Michaelle, Astrid, Edwar, Nerimar, Henry, Carolina, Francisco y todos aquellos que hemos venido luchando juntos por realizar nuestros trabajos de grado y así obtener el Título de INGENIERO DE PETRÓLEO.

A mis colegas directivos de ASODEG y demás asociados por poseer esa gran ideología de luchar juntos por el bienestar de todos los estudiantes de la UDO núcleo Anzoátegui proveniente del Estado Guárico con los cuales compartí y trabajé durante mi vida de estudiante.

A TODOS MUCHAS GRACIAS

CONTENIDO

RESOLUCIÓN	III
DEDICATORIA	IV
AGRADECIMIENTOS.....	V
CONTENIDO.....	VII
LISTA DE FIGURAS.....	XV
LISTA DE TABLAS.....	XVIII
LISTA DE GRÁFICOS.....	XIX
SUMARIO	XXI
INTRODUCCIÓN	III
CAPÍTULO I.....	3
GENERALIDADES	3
1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	3
1.2 OBJETIVOS.....	5
1.2.1 OBJETIVO GENERAL.....	5
1.2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	5
1.3 ANTECEDENTES.....	5
1.4 CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LA EMPRESA.....	6
1.4.1 RESEÑA HISTORICA DE LA EMPRESA.....	7
1.4.2 DESCRIPCIÓN DEL SÍTIO LABORAL.....	7
1.4.3 UBICACIÓN GEOGRÁFICA.....	8
1.4.4 MISIÓN.....	8

1.4.5	<i>VISIÓN</i>	8
1.4.6	<i>ORGANIGRAMA DE LA GERENCIA DE CONSTRUCCIÓN Y MANTENIMIENTO DE POZOS</i>	9
1.5	<i>ÁREA MAYOR DE OFICINA (A.M.O)</i>	9
1.5.1	<i>ESTRUCTURA LITOLÓGICA DEL ÁREA MAYOR DE OFICINA</i> 10	
1.5.2	<i>CARACTERÍSTICAS DE LAS ACUMULACIONES</i>	11
1.5.3	<i>ESTRATIGRAFÍA</i>	11
1.5.3.1	<i>FORMACIÓN LA MESA</i>	11
1.5.3.2	<i>FORMACIÓN LAS PIEDRAS</i>	11
1.5.3.3	<i>FORMACIÓN FREITES</i>	12
1.5.3.4	<i>FORMACIÓN OFICINA</i>	12
1.5.3.5	<i>FORMACIÓN MERECURE</i>	14
	CAPITULO II	17
	MARCO TEÓRICO	17
2.1	<i>EL SISTEMA DE PRODUCCIÓN Y SUS COMPONENTES</i>	17
2.1.1	<i>PROCESO DE PRODUCCIÓN</i>	17
2.1.2	<i>CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN DEL SISTEMA</i>	20
2.2	<i>LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL DE HIDROCARBUROS</i>	24
2.2.1	<i>CONSIDERACIONES PARA LA SELECCIÓN DEL MÉTODO DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL</i>	34
2.3	<i>BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE (BES)</i>	36
2.3.1	<i>APLICACIONES DEL BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE</i>	37
2.3.2	<i>PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO</i>	37
2.3.3	<i>VENTAJAS DEL BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE</i>	38
2.3.4	<i>LIMITACIONES DEL BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE</i>	39
2.3.5	<i>PARÁMETROS PARA LA APLICACIÓN DEL BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE</i>	39

2.3.6 COMPONENTES DEL SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE.	40
2.4 DISEÑO DEL SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE	66
2.4.1 DATOS NECESARIOS PARA EL DISEÑO DE BES.	67
2.4.2 PASOS PARA EL DISEÑO DE UN EQUIPO DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE.	67
2.5 LEYES DE AFINIDAD.....	73
2.6 FALLAS EN LOS SISTEMAS DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE:.....	73
2.7 ANÁLISIS DE LAS CARTAS DEL AMPERÍMETRO.....	75
2.8 REDISEÑO DEL EQUIPO DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE	76
2.9 ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD	77
CAPÍTULO III	79
METODOLOGIA DEL TRABAJO	79
3.1 REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA.....	79
3.2 REVISIÓN DE LA EFECTIVIDAD ACTUAL DE LOS POZOS QUE PRODUCEN CON EL MÉTODO DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR GAS EN EL ÁREA MAYOR DE OFICINA DEL DISTRITO GAS ANACO.....	79
3.3 LOCALIZACIÓN DE POZOS PROSPECTIVOS PARA LA APLICACIÓN DEL MÉTODO DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE.....	84
3.4 PROPUESTA DEL DISEÑO DE COMPLETACIÓN MÁS EFECTIVO, SEGURO Y RENTABLE PARA EL LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE.	85
3.5 EVALUACIÓN ECONÓMICA EN LA APLICACIÓN DEL MÉTODO DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR BOMBEO	

ELECTROSUMERGIBLE EN EL ÁREA MAYOR DE OFICINA DEL DISTRITO GAS ANACO.	85
CAPÍTULO IV	87
RESULTADOS Y DISCUSIONES	87
4.1 REVISIÓN DE LA EFECTIVIDAD DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR INYECCIÓN DE GAS.....	87
4.2 LOCALIZACIÓN DE POZOS PROSPECTIVOS PARA LA APLICACIÓN DEL MÉTODO DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE.....	110
4.3 PROPUESTA DEL DISEÑO DE COMPLETACIÓN MÁS EFECTIVO, SEGURO Y RENTABLE PARA EL LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE.	138
4.4 EVALUACIÓN ECONÓMICA EN LA APLICACIÓN DEL MÉTODO DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE EN EL ÁREA MAYOR DE OFICINA DEL DISTRITO GAS ANACO.	153
CONCLUSIONES	155
RECOMENDACIONES	156
BIBLIOGRAFIA	157
APÉNDICE	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.
RESOLUCIÓN	III
DEDICATORIA	IV
AGRADECIMIENTOS	V

CONTENIDO.....	VII
LISTA DE FIGURAS.....	XV
LISTA DE TABLAS.....	XVIII
LISTA DE GRAFICOS.....	XIX
SUMARIO	XXI
INTRODUCCIÓN.....	III
CAPÍTULO I.....	3
GENERALIDADES	3
1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	3
1.2 OBJETIVOS.....	5
1.2.1 OBJETIVO GENERAL.....	5
1.2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	5
1.3 ANTECEDENTES.....	5
1.4 CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LA EMPRESA.....	6
1.4.1 RESEÑA HISTORICA DE LA EMPRESA.....	7
1.4.2 DESCRIPCIÓN DEL SÍTIO LABORAL.....	7
1.4.3 UBICACIÓN GEOGRÁFICA.....	8
1.4.4 MISIÓN.....	8
1.4.5 VISIÓN.....	8
1.4.6 ORGANIGRAMA DE LA GERENCIA DE CONSTRUCCIÓN Y	
MANTENIMIENTO DE POZOS.....	9
1.5 ÁREA MAYOR DE OFICINA (A.M.O).....	9
1.5.1 ESTRUCTURA LITOLÓGICA DEL ÁREA MAYOR DE OFICINA.	

1.5.2	<i>CARACTERÍSTICAS DE LAS ACUMULACIONES.</i>	11
1.5.3	<i>ESTRATIGRAFÍA.</i>	11
1.5.3.1	FORMACIÓN LA MESA.	11
1.5.3.2	FORMACIÓN LAS PIEDRAS.	11
1.5.3.3	FORMACIÓN FREITES.	12
1.5.3.4	FORMACIÓN OFICINA.	12
1.5.3.5	FORMACIÓN MERECURE.	14
CAPITULO II		17
MARCO TEÓRICO		17
2.1	EL SISTEMA DE PRODUCCIÓN Y SUS COMPONENTES.	17
2.1.1	<i>PROCESO DE PRODUCCIÓN.</i>	17
2.1.2	<i>CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN DEL SISTEMA.</i>	20
2.2	LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL DE HIDROCARBUROS.	24
2.2.1	<i>CONSIDERACIONES PARA LA SELECCIÓN DEL MÉTODO DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL.</i>	34
2.3	BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE (BES).	36
2.3.1	<i>APLICACIONES DEL BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE.</i>	37
2.3.2	<i>PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO.</i>	37
2.3.3	<i>VENTAJAS DEL BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE.</i>	38
2.3.4	<i>LIMITACIONES DEL BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE.</i>	39
2.3.5	<i>PARÁMETROS PARA LA APLICACIÓN DEL BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE.</i>	39
2.3.6	<i>COMPONENTES DEL SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE.</i>	40
2.4	DISEÑO DEL SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE	66
2.4.1	<i>DATOS NECESARIOS PARA EL DISEÑO DE BES.</i>	67
2.4.2	<i>PASOS PARA EL DISEÑO DE UN EQUIPO DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE.</i>	67
2.5	LEYES DE AFINIDAD.	73

2.6 FALLAS EN LOS SISTEMAS DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE:.....	73
2.7 ANÁLISIS DE LAS CARTAS DEL AMPERÍMETRO.....	75
2.8 REDISEÑO DEL EQUIPO DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE 76	
2.9 ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD	77
CAPÍTULO III	79
METODOLOGIA DEL TRABAJO	79
3.1 REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA.....	79
3.2 REVISIÓN DE LA EFECTIVIDAD ACTUAL DE LOS POZOS QUE PRODUCEN CON EL MÉTODO DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR GAS EN EL ÁREA MAYOR DE OFICINA DEL DISTRITO GAS ANACO.....	79
3.3 LOCALIZACIÓN DE POZOS PROSPECTIVOS PARA LA APLICACIÓN DEL MÉTODO DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE.....	84
3.4 PROPUESTA DEL DISEÑO DE COMPLETACIÓN MÁS EFECTIVO, SEGURO Y RENTABLE PARA EL LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE.	85
3.5 EVALUACIÓN ECONÓMICA EN LA APLICACIÓN DEL MÉTODO DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE EN EL ÁREA MAYOR DE OFICINA DEL DISTRITO GAS ANACO.	85
CAPÍTULO IV.....	87
RESULTADOS Y DISCUSIONES	87
4.1 REVISIÓN DE LA EFECTIVIDAD DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR INYECCIÓN DE GAS.....	87

4.2 LOCALIZACIÓN DE POZOS PROSPECTIVOS PARA LA APLICACIÓN DEL MÉTODO DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE.....	110
4.3 PROPUESTA DEL DISEÑO DE COMPLETACIÓN MÁS EFECTIVO, SEGURO Y RENTABLE PARA EL LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE.	138
4.4 EVALUACIÓN ECONÓMICA EN LA APLICACIÓN DEL MÉTODO DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE EN EL ÁREA MAYOR DE OFICINA DEL DISTRITO GAS ANACO.	153
CONCLUSIONES	155
RECOMENDACIONES	156
BIBLIOGRAFIA	157
APÉNDICE	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.

LISTA DE FIGURAS

FIGURA. N°1.1. UBICACIÓN GEOGRÁFICA DE PDVSA GAS ^[4]	8
FIGURA N°1.2.ORGANIGRAMA DE LA GERENCIA DE CONSTRUCCIÓN Y MANTENIMIENTO DE POZOS ^[4]	9
FIGURA N° 1.3. CAMPOS DEL ÁREA MAYOR DE OFICINA ^[4]	10
FIGURA N° 1.4. FORMACIÓN OFICINA ^[4]	13
FIGURA N° 1.5. COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DEL ÁREA MAYOR DE OFICINA ^[5]	14
FIGURA N° 2.1. SISTEMA DE PRODUCCIÓN Y SUS COMPONENTES ^[9]	18
FIGURA N° 2.2. DISTRIBUCIÓN DE PRESIONES EN EL SISTEMA DE PRODUCCIÓN. ^[9]	20
FIGURA N° 2.3 MUESTRA GRÁFICA DE UN ANÁLISIS NODAL ^[6]	22
FIGURA N° 2.4. MÉTODOS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL ^[9] . 25	
FIGURA N° 2.5. COMPONENTES DE UN EQUIPO DE BOMBEO MECÁNICO ^[9]	27
FIGURA N° 2.6. COMPONENTES DEL SISTEMA DE BOMBEO DE CAVIDAD PROGRESIVA ^[9]	30
FIGURA N° 2.7. MÉTODOS LEVANTAMIENTO POR INYECCIÓN DE GAS CONTINUO E INTERMITENTE ^[9]	33

FIGURA N° 2.8. VENTANA DE APLICACIÓN DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ^[9].....	36
FIGURA N° 2.9. SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE ^[9].....	38
FIGURA N° 2.10. TRANSFORMADOR ELÉCTRICO ^[9]	41
FIGURA N° 2.11. VARIADOR DE FRECUENCIA ^[9].....	42
FIGURA N° 2.12. CAJA DE VENDEO ^[9].....	42
FIGURA N° 2.13. CABEZAL DE TIPO HÉRCULES ^[9]	43
FIGURA N° 2.14. VÁLVULA DE CONTRA PRESIÓN ^[8]	44
FIGURA N° 2.15. VÁLVULA DE DRENAJE ^[8].....	45
FIGURA N° 2.16. VARIADOR DE FRECUENCIA ^[8].....	46
FIGURA N° 2.17. CENTRALIZADOR ^[8]	47
FIGURA N° 2.18. SENSOR DE FONDO ^[9].....	49
FIGURA N° 2.19. CORTE TRANSVERSAL DE UN MOTOR ^[8].....	50
FIGURA N° 2.20. PROTECTOR O SECCIÓN SELLANTE ^[8].....	52
FIGURA N° 2.21. TIPOS DE CÁMARAS DE UN SELLO ^[8].....	55
FIGURA N° 2.22. COMPONENTE DE SUCCIÓN O INTAKE ^[8].....	56
FIGURA N° 2.23. MUESTRA DE UN SEPARADOR DE GAS ^[8].....	58

FIGURA N° 2.24. TIPO DE ETAPAS DE LA BOMBA CENTRIFUGA ^[8].	59
FIGURA N° 2.25. MUESTRA DE BOMBA CENTRIFUGA MULTI-ETAPAS ^[8].	60
FIGURA N° 2.26. CABLE CONDUCTOR ELÉCTRICO ^[8].	65
FIGURA N° 2.28. TABLERO DE CONTROL ^[10].	76
FIGURA N° 3.1. VENTANA PRINCIPAL DE CENTINELA MÓDULO POZO	81
FIGURA. N° 3.2 VENTANA PRINCIPAL DE OFM	82
FIGURA N° 3.3. MODELO DEL SISTEMA DE PRODUCCIÓN DE PIPESIM	83
FIGURA N° 3.4. VENTANA DE ACCESO AL PROGRAMA SEEPLUS	86
FIGURA N° 4.1. MAPA ISÓPACO ESTRUCTURAL DE LA ARENA S3M/YAC. ZM 321	111
FIGURA N° 4.2. FOTOGRAFÍA DE LA LOCACIÓN DEL POZO ZM 349	118

LISTA DE TABLAS

TABLA N° 2.1. MÁXIMA CAPACIDAD DE LOS MOTORES DE FONDO ^[8]	54
TABLA N° 2.2. DATOS NECESARIOS PARA REALIZAR UN DISEÑO DE B.E.S. ^[10]	67
TABLA N° 4.1. RESULTADOS DEL ANÁLISIS DEL SISTEMA ARTIFICIAL.....	100
TABLA N° 4.2. RESULTADOS DEL COMPORTAMIENTO DEL SISTEMA ARTIFICIAL.....	103
TABLA N° 4.3. RESULTADOS DEL COMPORTAMIENTO DEL SISTEMA ARTIFICIAL.....	105
TABLA N° 4.4. CONDICIONES DE SUPERFICIE DEL POZO ZM 349.	116
TABLA N° 4.5. CONDICIONES DE SUPERFICIE DEL POZO ZM 347.	122
TABLA N° 4.6. RESULTADOS DEL DISEÑO DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE	130
TABLA N° 4.7. DISEÑO DE REVESTIDORES DEL POZO ZM 349....	139
TABLA N° 4.8. DISEÑO DE REVESTIDORES DEL POZO ZM 347....	143
TABLA N° 4.9. DISEÑO DE REVESTIDORES DEL POZO MVR 109.	148
TABLA N° 4.10. RESULTADOS DE LA TASA INTERNA DE RETORNO.	154

LISTA DE GRÁFICOS

GRÁFICO N° 2.1. GRAFICO DE WILLIAM Y HAZEN ^[10]	71
GRÁFICO N° 4.1. COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN DEL POZO AGV 520	88
GRÁFICO N° 4.2. COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN DEL POZO AGV-517	89
GRÁFICO N° 4.3. COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN DEL POZO M10-6	90
GRÁFICO N° 4.4. COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN DEL POZO M10-13	91
GRÁFICO N° 4.5. COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN DEL POZO MVR-109	93
GRÁFICO N° 4.6. COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN DEL POZO ZM-463.....	94
GRÁFICO N° 4.7. COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN DEL POZO ZM-349.....	95
GRÁFICO N° 4.8. COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN DEL POZO ZM-353.....	96
GRÁFICO N° 4.9. COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN DEL POZO ZG-209	98
GRÁFICO N° 4.10. COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN DEL POZO ZM-424.....	99

GRÁFICO N° 4.11. COMPORTAMIENTO DEL SISTEMA ARTIFICIAL DEL POZO AGV 607	101
GRÁFICO N° 4.12. ANÁLISIS NODAL DEL POZO AGV 607.....	102
GRÁFICO N° 4.13. COMPORTAMIENTO DEL SISTEMA ARTIFICIAL DEL POZO ZM 353.....	104
GRÁFICO N° 4.14. COMPORTAMIENTO DEL SISTEMA ARTIFICIAL DEL POZO ZM 308.....	106
GRÁFICO N° 4.15. ANÁLISIS NODAL DEL POZO ZM 308.....	107
GRÁFICO N° 4.16. DECLINACIÓN DE PRESIÓN DE LA ARENA S3M/YAC. ZM 321	112
GRÁFICO N° 4.17. COMPORTAMIENTO PRODUCCIÓN DE LA ARENA S3M/YAC. ZM-321	113
GRÁFICO N° 4.18. COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN DEL POZO ZM 349.....	114
GRÁFICO N° 4.19. REGISTRO ELÉCTRICO DEL POZO ZM 349.....	115

SUMARIO

El presente proyecto de pasantía consiste en estudiar la factibilidad de la aplicación del método de levantamiento artificial por bombeo electrosumergible para su aplicación en el Área Mayor de Oficina del Distrito Gas Anaco; dicho proyecto parte de la revisión de la efectividad actual del levantamiento artificial por inyección de gas lift, el cual es el único método de levantamiento artificial que se aplica en el Distrito con la finalidad de localizar las afectaciones más comunes y así tener bases de comparación del método actual y el propuesto. Seguidamente se realizó la búsqueda y selección de los pozos candidatos para la aplicación del bombeo electrosumergible, mediante el estudio en conjunto de las características de los yacimiento, pozo y sus condiciones de superficie, resultando selectos los pozos ZM-349 en la arena S3M yacimiento ZM-321 perteneciente a la formación Oficina y los pozos ZM-347 y MVR-109 ambos en la arena U2M yacimiento ZM-06 perteneciente a la formación Merecure.

Se realizó el diseño del bombeo electrosumergible de acuerdo con los datos petrofísicos y de producción de los pozos seleccionados, partiendo del índice de productividad de cada pozo, para así calcular mediante ecuaciones la profundidad de asentamiento de la bomba, la carga dinámica total o TDH, seleccionar del tipo de bomba a usar y el número de etapas que ésta necesita para levantar el fluido a la superficie, selección del motor necesario para accionar la bomba, elección del cable que transmitirá la energía al motor además del cálculo del voltaje y transformador requerido en la superficie para el funcionamiento del sistema; se utilizó el simulador PIPESIM en su versión 2008 para reforzar el diseño realizado y analizar el comportamiento productivo con la bomba electrosumergible en funcionamiento.

Se propone también para la extracción del crudo mediante el sistema de levantamiento artificial por bombeo electrosumergible el diseño de completación más seguro, efectivo y rentable, que involucra las dimensiones de la bomba, las

profundidades de asentamiento y los accesorios que debe tener dicho diseño. El proyecto concluye con la evaluación económica que se realizó para verificar el proceso de inversión y retorno de capital, basándonos en el análisis de los ingresos y gastos asociados al proyecto, teniendo en cuenta cuándo son efectivamente recibidos y entregados, es decir se evaluó la viabilidad económica para saber si el proyecto es capaz de retribuir adecuadamente el capital invertido y generar ganancias. Se concluyó que es posible implementar el método de BES en AMO específicamente en las arenas S3M y U2M recomendando usar en esta área de operaciones separadores y manejadores de gas en las bombas seleccionadas debido a la producción de gas característica de la zona.

INTRODUCCIÓN

La explotación convencional de los yacimientos, incluye la recuperación primaria, mediante el flujo natural por la energía del reservorio o bien con sistemas artificiales de producción; y la secundaria, que se aplica para mantener la presión del yacimiento o desplazar los fluidos del yacimiento.

Mientras que para la recuperación mejorada contempla métodos térmicos químicos y la inyección de gases. Debido a que el petróleo es un recurso no renovable, los pozos que se encuentran produciendo van declinando su producción por la pérdida de presión natural del yacimiento.

Es significativo recordar que la producción primaria es la recuperación de hidrocarburo asociada a mecanismos naturales de empuje en un yacimiento, como expansión de la roca y el fluido, gas disuelto, acuífero activo, capa de gas o bien drenaje gravitacional. En esta etapa, el flujo de fluidos dentro del yacimiento ocurre por energía propia.

En ocasiones las presiones de fondo de los pozos no son capaces de acarrear los fluidos hasta la superficie, estas disminuciones de la presión pueden ser ocasionadas también por daños de la formación en las cercanías de los pozos, producido principalmente por operaciones de perforación, completación y cañoneo, haciendo esto que disminuya el índice de productividad del pozo.

Por lo antes mencionado es necesario diseñar e instalar un sistema artificial de producción acorde a las características del campo, que permita transmitir energía a los fluidos en el pozo y así recuperar estos hidrocarburos, antes de considerar cualquier proceso de mayor costo y de tecnología sofisticada.

Los yacimientos del Distrito Gas Anaco no escapan de estas particularidades, por lo que en el siguiente trabajo se procederá a desglosar los tópicos más importantes para evaluar la posibilidad de la aplicación del Sistema de Levantamiento Artificial por Bombeo Electrosomergible en algunos campos del Área Mayor de Oficina (AMO), mediante cálculos y simulaciones, además de estudiar

detalladamente todos los parámetros que incluyen el uso del mismo, así como las ventajas o desventajas de su aplicación y el tiempo operacional del sistema, con la finalidad de que este método permita ayudar a vencer las caídas de presión y mantener el pozo fluyendo para así defender la plataforma de producción comprometida.

CAPÍTULO I

GENERALIDADES

1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

La industria petrolera en Venezuela indudablemente es el negocio más rentable en la actualidad para el país, sus raíces datan del 15 de abril de 1914 cuando se perfora el primer pozo petrolero llamado Zumaque-1, ubicado en el sector Mene Grande del estado Zulia. Poco tiempo después se encontraban en el país más de 100 empresas con la misión de extraer los hidrocarburos Venezolanos.

Por más de 45 años, Anaco ha sido importante centro de operaciones petroleras. En esta área existen las mayores reservas de gas en tierra del país y las mayores de crudo liviano de la empresa. Han sido varias las operadoras que han asentado sus actividades en esta productiva región. Los campos operacionales que conforman el Distrito Anaco se extienden por los estados Anzoátegui, Monagas y Guárico.

En la ciudad de Anaco se encuentran los mayores reservorios de gas de todo el país y uno de los más grandes del mundo. Al principio fue la Planta de Gas Santa Rosa, propiedad de Mene Grande oil Company, donde se empezó a tomar conciencia de que el gas, además de servir para el uso doméstico, se podía procesar e industrializar. Hace unos treinta años se colocó en funcionamiento el gasoducto Anaco-La Mariposa que comienza cerca del Campo de Buena Vista y hoy se extiende por los estados Anzoátegui, Aragua, Carabobo, Lara y Distrito Capital.

En 1999 el Ministerio de Energía y Minas convierte a Anaco en el Distrito Gasífero de Venezuela, actualmente este distrito se conoce con el nombre de Producción Gas Anaco. Posee reservas probadas de gas superiores a los 15,6 MMMPcn. de gas, con un área aproximada de 13.400 Km².

El estudio que se realizó fue dirigido al Área Mayor de Oficina (AMO) la cual se encuentra ubicada en la Cuenca Oriental de Venezuela y cuenta con un área de

10.240 Km², subcuenca de Maturín. Limitada arbitrariamente al Este por una línea rumbo N-NO, entre el extremo occidental del Campo Oritupano hacia el Sur y el Campo Onado al Norte; al Sur por una línea Este-Oeste situada al Sur de los Campos Melones, Miga y Yopales Sur, que marca el límite convencional entre los crudos pesados del Sur del Área de Oficina y los crudos pesados y extrapesados de la Faja Petrolífera del Orinoco; al Oeste por el Campo Budare y al Noroeste y Norte, por el corrimiento de la falla de Anaco entre los Campos El Toco y Guarío. La extensión superficial es de aproximadamente 14.500 Km².

En AMO existen yacimientos con poca energía natural, sobre los cuales esta la necesidad de usar algún método de levantamiento artificial para la extracción del crudo; en esta área el único método de levantamiento artificial que se aplica a los pozos para elevar el fluido a superficie es el Levantamiento Artificial por Gas. Para realizar esta operación de levantamiento se requiere la inyección de gas al pozo, mientras más profundo es el pozo se necesita mucha más presión de inyección lo cual es un factor limitante por el hecho de que en el Área Mayor de Oficina los pozos están en el orden de los 11.000 pies de profundidad.

Para este procedimiento se necesita una planta compresora que eleve la presión a la requerida para la inyección, normalmente en el Distrito sale la presión de la planta a aproximadamente 900 psia y debido a la distancia que hay entre dicha planta y los pozos, existe una pérdida de presión del gas a la llegada del pozo. Además de la presión de inyección también existen otras limitantes como lo es la disponibilidad del gas y la distribución de las redes de tuberías que se dirigen a los pozos las cuales afectan la producción.

Es por ello que se realizó una revisión de la técnica de levantamiento artificial usado actualmente y se evaluó el uso del Método de Levantamiento Artificial por Bombeo Electrosurgible en el Área de Operaciones AMO del Distrito Gas Anaco, realizando simulaciones del método, localizando pozos prospectivos para una posible aplicación de este método de levantamiento artificial, planteando un diseño de completación y realizando un estudio de factibilidad económica, todo esto con la

finalidad de aumentar la producción de crudo en los pozos e innovar esta técnica de Levantamiento Artificial en el Área Mayor de Oficina del Distrito Gas Anaco.

1.2 OBJETIVOS.

1.2.1 OBJETIVO GENERAL.

Evaluar el Método de Levantamiento Artificial por Bombeo Electrosumergible para su Aplicación en el Área Mayor de Oficina del Distrito Gas Anaco.

1.2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Revisar la efectividad actual de los pozos que producen con el Método de Levantamiento Artificial por Gas en el Área Mayor de Oficina del Distrito Gas Anaco.

Localizar pozos prospectivos para la aplicación del método de Levantamiento Artificial por Bombeo Electrosumergible.

Proponer el diseño de completación más efectivo, seguro y rentable para el Levantamiento Artificial por Bombeo Electrosumergible.

Realizar una evaluación económica en la aplicación del método de Levantamiento Artificial por Bombeo Electrosumergible en el Área Mayor de Oficina del Distrito Gas Anaco.

1.3 ANTECEDENTES.

PDVSA, División Centro Sur. En el Pozo LVT-46 del Campo la Victoria extrajeron sarta de completación con equipo de Bombeo Electrosumergible (Bomba tipo h13.500n 37 etapas @ 2.600 pies), reemplazaron tubería de producción y completaron con equipo B.E.S (Bomba tipo TJ-20000 AR CMP 28 ETPS @ 2.600 pies), con la finalidad de restablecer una producción de 255 BND y generar un

potencial de al menos 140 BND. Luego de reemplazado el equipo B.E.S se obtuvo una producción de 510 BND; se determinó que debido a que el equipo reemplazado tenía más de 500 días de operación existía desgaste en las etapas de la bomba de subsuelo y se aprovechó la oportunidad para bajar un equipo de mayor caudal debido a que el pozo tenía alto corte de agua ^[1].

PDVSA, División Centro Sur. En el Pozo BOR-12 del Campo Borburata en el Distrito Barinas el cual se encontraba inactivo, se cambió la completación a un equipo BES DN-725 de 378 Etapas asentando a 11.400 pies, durante el trabajo con taladro se determinó el índice de productividad actual en la arena escandalosa “O” siendo éste similar al determinado mediante la simulación con WELFLOW. Se obtuvo una producción de 498 BND de petróleo con 45 % de agua y sedimentos. Se recomendó realizar este procedimiento de reactivación a 3 pozos con condiciones similares ^[2].

Liu. En su trabajo de investigación Estudio la Factibilidad de la Aplicación del Método de Bombeo Electrosumergible en el Campo Bare, Faja Petrolífera del Orinoco, analizó la aplicación del BES como un método de levantamiento artificial en dos pozos, ubicados en el yacimiento MFB con la finalidad de encontrar la relación que existe entre yacimiento, pozo de producción y equipo de levantamiento, para determinar una aplicación adecuada del Método BES y concluyó diciendo que debido al bajo grado de compactación de las arenas presentadas en el área de estudio, se limita a que la bomba de subsuelo opera a baja velocidad, para evitar problemas de bloqueo por arena, arrojando resultados de que la frecuencia del motor debía estar entre 35 Hz y 45 Hz ^[3].

1.4 CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LA EMPRESA.

Petróleos de Venezuela S.A. es la corporación estatal de la República Bolivariana de Venezuela que se encarga de la exploración, producción, manufactura,

transporte y mercadeo de los hidrocarburos, de manera eficiente, rentable, segura, transparente y comprometida con la protección ambiental; con el fin último de motorizar el desarrollo armónico del país, afianzar el uso soberano de los recursos, potenciar el desarrollo endógeno y propiciar una existencia digna y provechosa para el pueblo venezolano, propietario de la riqueza del subsuelo nacional y único dueño de esta empresa operadora.

1.4.1 RESEÑA HISTORICA DE LA EMPRESA.

En 1953, el Ministerio de Minas e Hidrocarburos crea la dirección de petroquímica nacional, para contribuir a impulsar el desarrollo económico, mediante la industrialización del gas natural.

El 30 de agosto de 1975 fue creada Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA), por el Decreto del Ejecutivo Nacional N°. 1.123 y registrada el 15 de septiembre del mismo año. Para el 1^{ero} de enero de 1998 inicia sus operaciones PDVSA GAS, empresa filial de petróleos de Venezuela integrada a la división de manufactura y mercadeo. Su responsabilidad es impulsar el negocio del gas natural en el país. Luego para 1999 se promulga la Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos, la cual define el marco legal requerido para sustentar el negocio en toda la cadena de valor. Asimismo se obtuvo la aprobación por parte del Ministerio de Energía y Minas de los campos del Área de Anaco, a ser desarrollados por gas, convirtiendo a Anaco en el Distrito Gasífero de Venezuela ^[4].

1.4.2 DESCRIPCIÓN DEL SÍTIO LABORAL.

El departamento de PDVSA Gas Anaco donde se realizó este trabajo de grado, fue en la Gerencia de Construcción y Mantenimiento de Pozos en la superintendencia de reacondicionamiento y recompletación de pozos RA/RC.

Éste departamento se encarga del conjunto de actividades de operacionales y de planificación, para el reacondicionamiento y rehabilitación de pozos después de la

perforación. En la **figura N° 1.2** se puede observar el organigrama de la Gerencia de construcción y mantenimiento de pozos.

1.4.3 UBICACIÓN GEOGRÁFICA.

PDVSA Gas forma parte de la división oriente de PDVSA y esta ubicada en la zona sur del estado Anzoátegui, específicamente en la ciudad de Anaco, distrito Anaco. En la **figura N°1.1** se muestra la ubicación geográfica de PDVSA Gas.

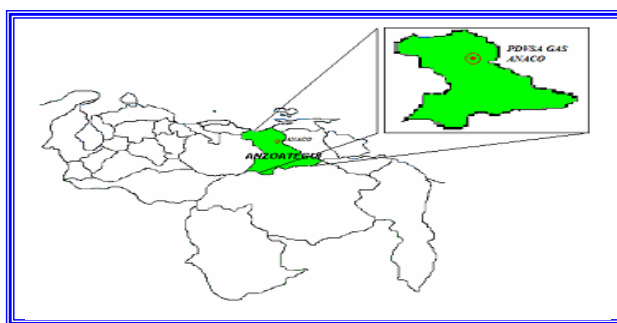


Figura. N°1.1. Ubicación geográfica de PDVSA Gas^[4]

1.4.4 MISIÓN.

Ser una organización líder reconocida a escala mundial como empresa modelo de alto desempeño y eficiencia en la explotación, producción y manejo de hidrocarburos, motivado y proactivo con altos valores éticos, morales y sociales con un compromiso permanente en búsqueda de la excelencia para satisfacer el mercado interno y externo como un proveedor seguro y confiable de energía impulsando el desarrollo de la región impartiendo valores y enseñanzas al entorno^[4].

1.4.5 VISIÓN.

El Distrito Gas Anaco es una organización energética, democrática, participativa y solidaria, destinada a la exploración, extracción, producción, a través de la utilización de tecnología de punta bajo estándares de calidad; con personal,

protagónico, altamente calificado, motivado e identificado con los valores y la ética organizacional; para generar el máximo valor al pueblo venezolano como accionista [4].

1.4.6 ORGANIGRAMA DE LA GERENCIA DE CONSTRUCCIÓN Y MANTENIMIENTO DE POZOS.

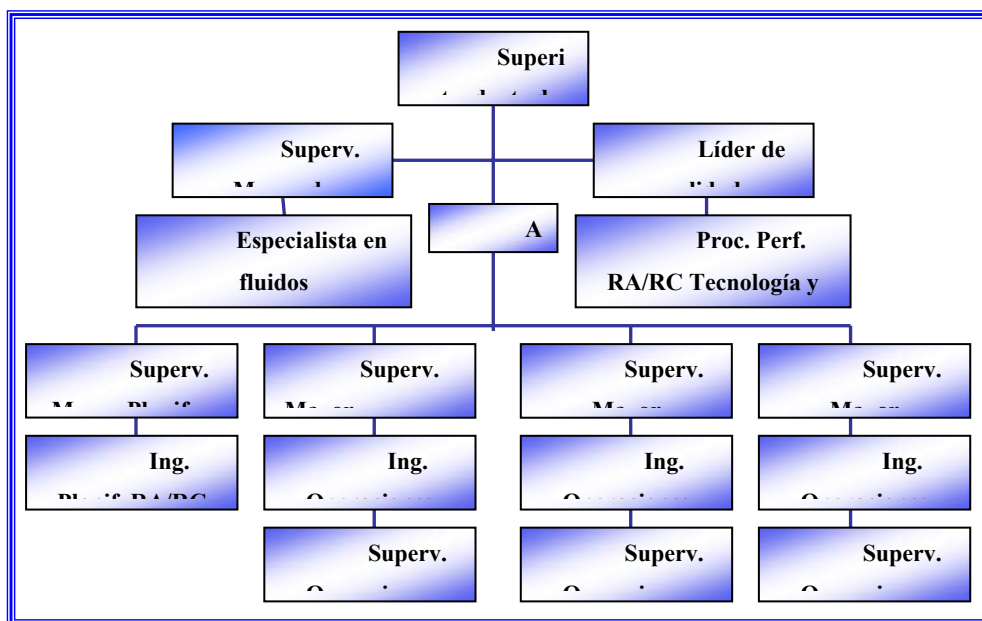


Figura N°1.2. Organigrama de la Gerencia de Construcción y Mantenimiento de Pozos [4]

1.5 ÁREA MAYOR DE OFICINA (A.M.O).

El área mayor de oficina está limitada al Este por una línea rumbo N-NO, entre el extremo occidental del Campo Oritupano hacia el Sur y el campo Onando al Norte; al Sur por una línea Este-Oeste situada al Sur de los campos Melones, Miga y Yopales Sur; al Oeste por el campo Budare y al Noreste y Norte por el Corrimiento de Anaco entre los campos el Toco y Guarío; posee una extensión superficial de aproximadamente 14.500.km².

Dentro de los principales campos operacionales de la región de AMO tenemos los campos Mata-R: Oscurote, Aguasay, Zapatos, Mata Oeste, Soto, Boca de Mapiri, Cantaura, La Ceibita, Zeta y Zacarías, entre otros. (**Figura N° 1.3.**)

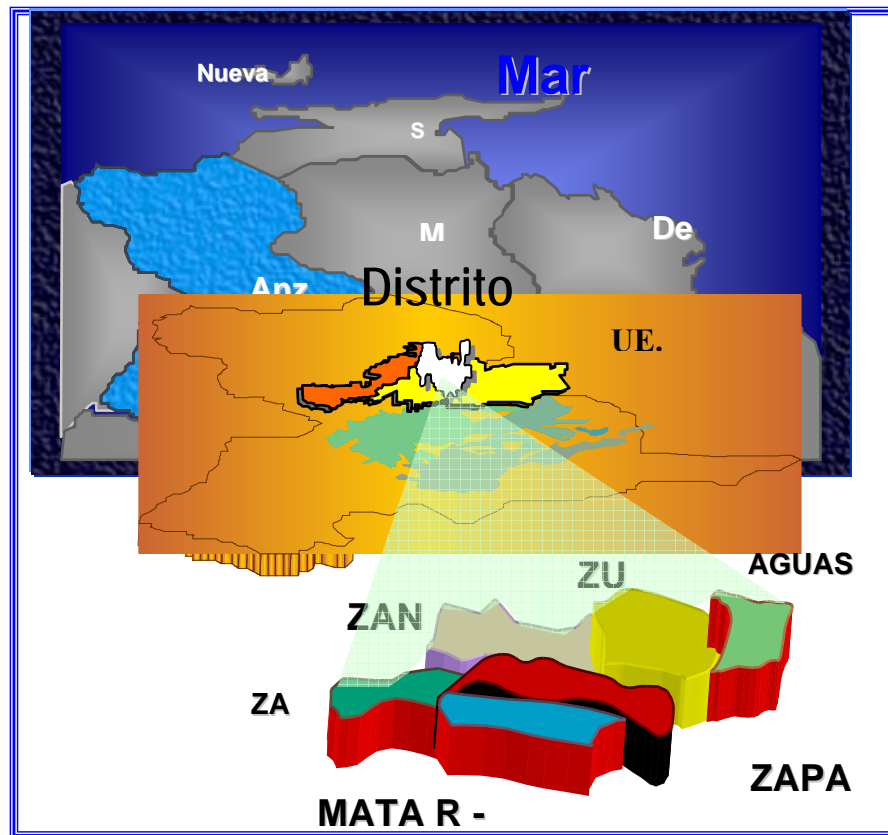


Figura N° 1.3. Campos del Área Mayor de Oficina ^[4]

1.5.1 ESTRUCTURA LITOLÓGICA DEL ÁREA MAYOR DE OFICINA.

La estructura del área mayor oficina se caracteriza por la presencia de homoclinales suaves inclinados hacia el Norte-Noreste, con varias fallas normales con rumbo entre Este-Oeste, Este-Noreste y otras varias hacia el Sur.

La Magnitud del Buzamiento está alrededor de 45° lo cual fue estimado por Hedberg (1947) y por medio de Cebull (1972) se calculó entre 22 y 46 grados con un promedio de 34 grados ^[5].

1.5.2 CARACTERÍSTICAS DE LAS ACUMULACIONES.

Los hidrocarburos del área mayor de oficina fueron originados por horizontes estratigráficos muy cercanos a los yacimientos petrolíferos actuales, es decir en las lutitas de la formación Oficina inmediatamente por encima y por debajo de cada una de las arenas productoras.

La mayor parte del petróleo en esta zona se encuentra entrampado contra alguna de las fallas mayores de rumbo predominante Este-Oeste. Las trampas contra las fallas principales se completan por otros accidentes estratigráficos y tectónicos entre los cuales se destacan los canales de arena, con desaparición lateral de la porosidad y limitación inferior por contacto agua-petróleo ^[5].

1.5.3 ESTRATIGRAFÍA.

La columna estratigráfica está constituida por las siguientes formaciones: Mesa, Las Piedras, Freites, Oficina y Merecure, como se observa en la **Figura N° 1.5**

Las principales formaciones productoras del área son Merecure y Oficina. Esta área posee alrededor de 120 arenas diferentes con espesores variables entre 3 pies y 90 pies.

1.5.3.1 FORMACIÓN LA MESA.

Esta formación es considerada de edad pleistocena, debido a su posición discordante sobre la formación las piedras del plioceno, se extiende sobre los llanos orientales de Guárico, Anzoátegui y Monagas.

Esta formada por arcillas solubles de color rojizo, crema y grisáceo, alternando hacia la base con areniscas de grano grueso, guijarros, peñas y peñones ^[5].

1.5.3.2 FORMACIÓN LAS PIEDRAS.

Esta formación de ambiente continental se presenta transgresiva sobre las lutitas marinas de la formación Freites. Al norte del corrimiento de Anaco está totalmente

ausente. Está conformada mayormente por arcillas, alternando hacia la base con areniscas grisáceas, verdosas y lignitos, esta formación es de edad Mioceno-Plioceno.

1.5.3.3 FORMACIÓN FREITES.

Es de edad mioceno Medio a Superior, se caracteriza por una gruesa sección de lutitas gris verdosa (Marina Somera) intercalada, especialmente en las secciones inferior y superior, con areniscas de granos finos ^[5]

1.5.3.4 FORMACIÓN OFICINA.

Ubicada entre los estados Anzoátegui y Monagas (**Figura N° 1.4**) ha sido dividida en tres intervalos que son Oficina Superior, Media e Inferior y la nomenclatura para las arenas del intervalo se inicia desde A-0 en el tope de Oficina U-1L en la parte basal de la misma.

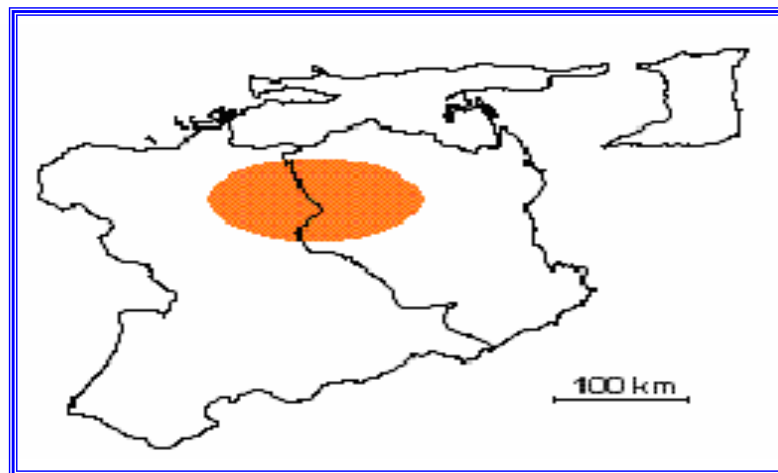


Figura N° 1.4. Formación Oficina ^[4]

Posee areniscas lenticulares, pero se extiende por grandes distancias, facilitando la correlación de la cuenca. En el Área Mayor de Anaco esta se ha dividido en 7 intervalos de uso práctico basado en las características de perforación, perfiles eléctricos, etc., los cuales son: Blanco, Azul, Moreno, Naranja, Verde, Amarillo y Colorado ^[5].

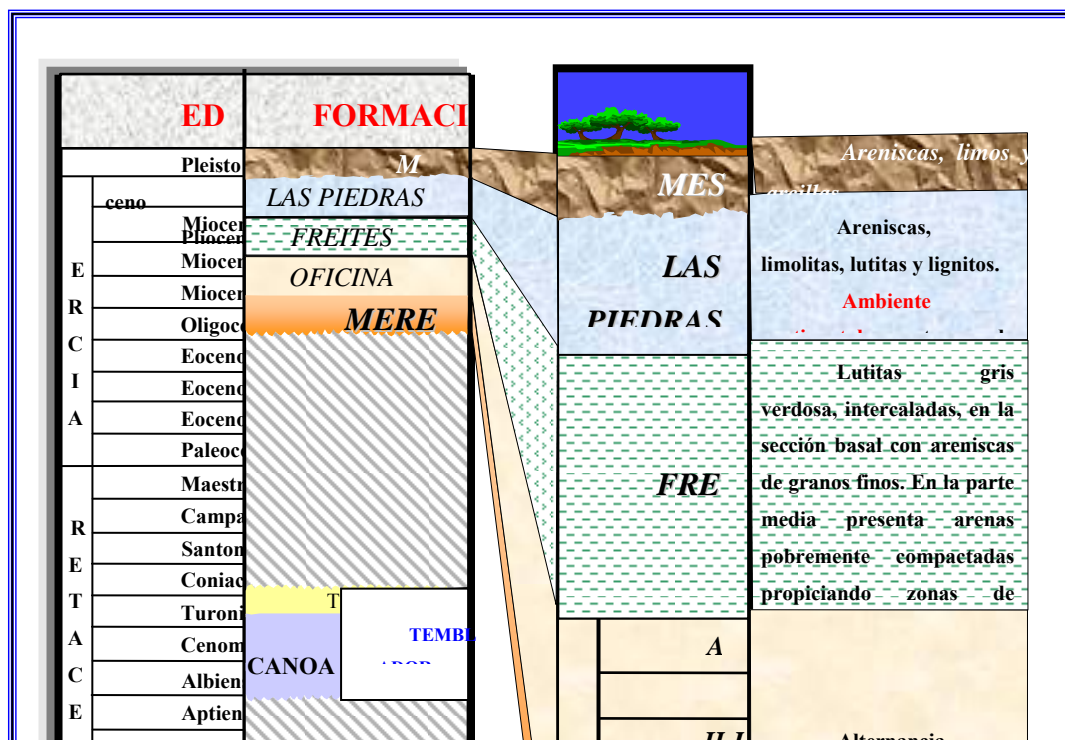


Figura N° 1.5. Columna Estratigráfica del Área Mayor de Oficina ^[5]

En el área tipo, el espesor de la Formación Oficina varía de 2.000 a 4.000' (Hedberg). En los campos de Anaco varía entre 7.800' y 10.600' (Funkhouser). El espesor de la unidad en el área de Temblador es de 600', que aumenta hacia el oeste (Mencher 1951). Según González de Juana (1980), el espesor de la Formación Oficina aumenta desde los bordes de la cuenca hacia su eje: 220-275 m en Temblador, 600 a más de 1400 m en el área mayor de Oficina, más de 2.000 m en Anaco y unos 1.000 m en Anzoátegui nororiental. Campos *et al.* (1985) mencionan que el espesor de la Formación Oficina en el área de Anaco, es de unos 6.550', el cual disminuye hacia cerro Pelado, por efectos de la erosión ocurrida antes de la sedimentación de la Formación Las Piedras ^[5]

1.5.3.5 FORMACIÓN MEREURE.

La Formación Mereure en el subsuelo de la región de Anaco, se caracteriza principalmente por la abundancia de areniscas de granos finos a gruesos y espesores en capas masivas mal estratificadas, con estratificación cruzada y colores gris claro a gris oscuro. La continuidad de capas de areniscas puede estar interrumpida por láminas y capas delgadas de lutitas negras, duras, carbonosas y por intervalos de

arcillas y limolitas grises. Las areniscas se presentan en paquetes de hasta 100 pies de espesor ^[5]

El contacto superior de la Formación Merecure con la Formación Oficina es de aparente concordancia, pese al marcado cambio litológico de ese nivel. Por consideraciones regionales, se presume que tanto el tope como la base, se hacen más jóvenes hacia el sur y reflejan el avance del mar en esa dirección. La sedimentación de la Formación Merecure ocurrió en aguas de dulces a salobres. En muchos campos se interpreta un ambiente variable de lagunas y aguas salobres a francamente marinas.

Esta formación marca la transgresión del Oligoceno y el desarrollo de la Cuenca durante el Oligoceno Medio y el Mioceno Inferior. En el Área Mayor de Anaco, Monagas Central, Urica y Norte del Área Mayor de Oficina, esta formación se caracteriza por la abundancia de areniscas masivas de grano medio, sucias, mal escogidas, con estratificación cruzada, presentan intercalaciones, capas de lutitas que aparecen y desaparecen lateralmente, esto nos indica que la disposición fue en un ambiente de gran actividad, de origen continental y fluvial ^[5].

Informalmente la Formación Merecure se conoce como la arena “U”, en el norte de Oficina y Monagas Central comenzando con la arena “U-2”. En cambio, en el Área Mayor de Anaco y Urica las arenas de Merecure se designan con sufijos de letras mayúsculas A, B, C, etc., comenzando con la arena ME-A en el tope de la formación. En ambas áreas, su correlación entre campos se hace difícil debido al carácter arenoso y masivo de la unidad y a la ausencia de marcadores regionales. El contacto superior con la Formación Oficina es de aparente concordancia, pese al fuerte cambio litológico presente en ese nivel. Para Campos y colaboradores. La Formación Merecure, en el noreste de Anzóategui, subyace concordantemente a las formaciones Oficina y Capaya y discordantemente a la Formación Las Piedras; el contacto inferior de la unidad, a pesar de la aparente concordancia sobre la Formación Carata, representa un hiatus ^[5].

CAPITULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 EL SISTEMA DE PRODUCCIÓN Y SUS COMPONENTES.

El sistema de producción está formado por el yacimiento, la completación, el pozo y las facilidades de superficie. El yacimiento es una o varias unidades de flujo del subsuelo creadas e interconectadas por la naturaleza, mientras que la completación (perforaciones ó cañoneo), el pozo y las facilidades de superficie es infraestructura construida por el hombre para la extracción, control, medición, tratamiento y transporte de los fluidos hidrocarburos extraídos de los yacimientos, en la **figura N° 2.1** se observa el sistema de producción de hidrocarburos y sus componentes ^[6].

2.1.1 PROCESO DE PRODUCCIÓN.

El proceso de producción en un pozo de petróleo, comprende el recorrido de los fluidos desde el radio externo de drenaje en el yacimiento hasta el separador de producción en la estación de flujo. En la figura se muestra el sistema completo con cuatro componentes claramente identificados: Yacimiento, Completación, Pozo, y Línea de Flujo Superficial. Existe una presión de partida de los fluidos en dicho proceso que es la presión estática del yacimiento, P_{ws} , y una presión final o de entrega que es la presión del separador en la estación de flujo, P_{sep} ^[6].



Figura N° 2.1. Sistema de Producción y sus Componentes ^[9].

RECORRIDO DE LOS FLUIDOS EN EL SISTEMA

Transporte en el yacimiento: El movimiento de los fluidos comienza en el yacimiento a una distancia r_e del pozo donde la presión es P_{ws} , viaja a través del medio poroso hasta llegar a la cara de la arena o radio del hoyo, r_w , donde la presión es P_{wfs} . En este módulo el fluido pierde energía en la medida que el medio sea de baja capacidad de flujo ($K_o.h$), presente restricciones en la cercanías del hoyo (daño, S) y el fluido ofrezca resistencia al flujo (μ_o). Mientras más grande sea el hoyo mayor será el área de comunicación entre el yacimiento y el pozo mejorando el índice de productividad del pozo. La perforación de pozos horizontales aumenta sustancialmente el índice de productividad del pozo ^[6].

Transporte en las perforaciones: Los fluidos aportados por el yacimiento atraviesan la completación que puede ser un revestidor de producción cementado y perforado, normalmente utilizado en formaciones consolidadas, o un empaque con grava, normalmente utilizado en formaciones poco consolidadas para el control de

arena. En el primer caso la pérdida de energía se debe a la sobrecompactación o trituración de la zona alrededor del túnel perforado y a la longitud de penetración de la perforación; en el segundo caso la pérdida de energía se debe a la poca área expuesta a flujo. AL atravesar la completación los fluidos entran al fondo del pozo con una presión P_{wf} .

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

Transporte en la línea de flujo superficial: Al salir del pozo si existe un reductor de flujo en el cabezal ocurre una caída brusca de presión que dependerá fuertemente del diámetro del orificio del reductor, a la descarga del reductor la presión es la presión de la línea de flujo, P_{lf} , luego atraviesa la línea de flujo superficial llegando al separador en la estación de flujo, con una presión igual a la presión del separador P_{sep} , donde se separa la mayor parte del gas del petróleo ^[6].

REDUCCION DE PRESION EN LOS DIFERENTES COMPONENTES DEL SISTEMA DE PRODUCCION.

La caída de presión a través de todo el sistema, incluyendo el flujo a través del medio poroso hasta el pozo, será el diferencial entre las presiones de los contornos del sistema; es decir, la presión promedio del yacimiento en el radio de drenaje y la presión en el separador. Esta caída de presión corresponde a la sumatoria de las caídas de presión ocurridas en cada uno de los componentes y subcomponentes del sistema de flujo; o sea, medio poroso, tubería vertical, tubería horizontal, válvulas, reductores de flujo, intervalo cañoneado, separador, etc.

Puesto que la caída de presión a través de cualquier componente o subcomponente del sistema depende de la velocidad de las partículas de fluidos en movimiento y, por ende, del caudal de flujo y del área normal abierta al flujo, la tasa

de producción estará controlada por las características de estos componentes y subcomponentes. Teniendo en cuenta la interacción existente entre todos y cada uno de ellos, puesto que cualquier cambio o alteración de las condiciones de flujo en alguno de ellos afectará en mayor o menor grado las condiciones de flujo de los restantes, se puede inferir que todo sistema de producción debe ser tratado y manejado de manera integral. De esta forma, su diseño final estará basado tanto en los comportamientos esperados del yacimiento y del flujo vertical y horizontal, como en los subcomponentes agregados tales como reductores, válvulas, codos, etc. Así, los criterios de selección de las características, tamaño, diámetro, etc., de los elementos del sistema deberán estar fundamentados en un análisis físico riguroso, aunque generalmente aproximado, del sistema de flujo como un todo, de manera integral, en correspondencia con las expectativas de potencial de producción y de tasas de producción por pozo adecuadas para drenar el yacimiento de manera eficiente [7]. En la **figura N° 2.2** se presenta un gráfico ilustrativo del perfil de presión a través de toda la trayectoria del flujo en un sistema de producción.

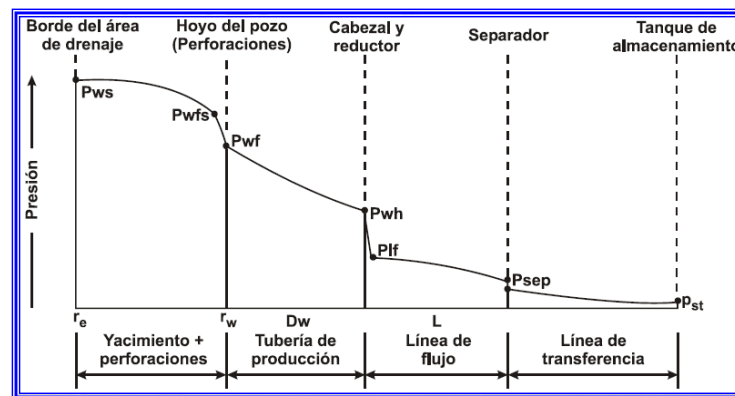


Figura N° 2.2. Distribución de Presiones en el Sistema de Producción. [9]

2.1.2 CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN DEL SISTEMA.

La capacidad de producción del sistema está representada a través de la tasa de producción del pozo, y esta es consecuencia de un *perfecto balance entre la*

capacidad de aporte de energía del yacimiento y la demanda de energía de la instalación ^[6].

CURVAS DE OFERTA Y DEMANDA DE ENERGÍA EN EL FONDO DEL POZO.

Tradicionalmente el balance de energía se realizaba en el fondo del pozo, pero la disponibilidad actual de simuladores del proceso de producción permite establecer dicho balance en otros puntos (nodos) de la trayectoria del proceso: cabezal del pozo, separador, etc.

Para realizar el balance de energía en el nodo se asumen convenientemente varias tasas de flujo y para cada una de ellas, se determina la presión con la cual el yacimiento entrega dicho caudal de flujo al nodo, y a la presión requerida en la salida del nodo para transportar y entregar dicho caudal en el separador con una presión remanente igual a P_{sep} .

Por ejemplo, si el nodo esta en el fondo del pozo:

Presión de llegada al nodo: $P_{wf} \text{ (oferta)} = P_{ws} - \Delta P_y - \Delta P_c$

Presión de salida del nodo: $P_{wf} \text{ (demanda)} = P_{sep} + \Delta P_I + \Delta P_p$

En cambio, si el nodo esta en el cabezal del pozo:

Presión de llegada al nodo: $P_{wh} \text{ (oferta)} = P_{ws} - \Delta p_y - \Delta p_c - \Delta P_p$

Presión de salida del nodo: $P_{wh} \text{ (demanda)} = P_{sep} + \Delta P_I$

La representación gráfica de la presión de llegada de los fluidos al nodo en función del caudal o tasa de producción se denomina curva de oferta de energía o de fluidos del yacimiento (Inflow Curve), y la representación gráfica de la presión requerida a la salida del nodo en función del caudal de producción se denomina curva de demanda de energía o de fluidos de la instalación (Outflow Curve). En **la figura**

N° 2.3 se ilustra la curva de oferta y demanda con el balance de energía en el fondo del pozo ^[6].

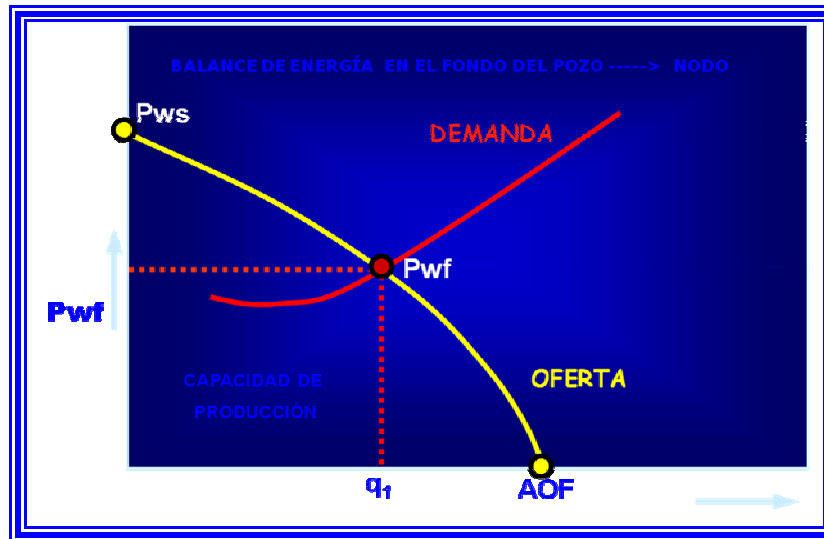


Figura N° 2.3 Muestra gráfica de un Análisis Nodal^[6].

BALANCE DE ENERGÍA Y CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN

El balance de energía entre la oferta y la demanda puede obtenerse numérica y gráficamente, y el caudal al cual se obtiene dicho balance representa la capacidad de producción del sistema.

Para realizarlo numéricamente consiste en asumir varias tasas de producción y calcular la presión de oferta y demanda en el respectivo nodo hasta que ambas presiones se igualen, el ensayo y error es necesarios ya que no se puede resolver analíticamente por la complejidad de las formulas involucradas en el cálculo de las ΔP 's en función del caudal de producción. Para obtener gráficamente la solución, se dibujan ambas curvas en un papel cartesiano y se obtiene el caudal donde se interceptan ^[6].

Para obtener la curva de oferta en el fondo del pozo es necesario disponer de un modelo matemático que describa el comportamiento de afluencia de la arena productora, ello permitirá computar ΔP y adicionalmente se requiere un modelo

matemático para estimar la caída de presión a través del cañoneo o perforaciones (ΔP_c) y para obtener la curva de demanda en el fondo del pozo es necesario disponer de correlaciones de flujo multifásico en tuberías que permitan predecir aceptablemente ΔP_i y ΔP_p . Las ecuaciones que rigen el comportamiento de afluencia a través del yacimiento-completación y el flujo multifásico en tuberías serán tratados en las próximas secciones ^[6].

OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA

Una de las principales aplicaciones de los simuladores del proceso de producción es optimizar el sistema lo cual consiste en eliminar o minimizar las restricciones al flujo tanto en la oferta como en la demanda, para ello es necesario la realización de múltiples balances con diferentes valores de las variables más importantes que intervienen en el proceso, para luego, cuantificar el impacto que dicha variable tiene sobre la capacidad de producción del sistema. La técnica puede usarse para optimizar la completación de pozo que aun no ha sido perforado, o en pozos que actualmente producen quizás en forma ineficiente.

Para este análisis de sensibilidad la selección de la posición del nodo es importante ya que a pesar de que la misma no modifica, obviamente, la capacidad de producción del sistema, si interviene tanto en el tiempo de ejecución del simulador como en la visualización gráfica de los resultados. El nodo debe colocarse justamente antes (extremo aguas arriba) o después (extremo aguas abajo) del componente donde se modifica la variable. Por ejemplo, si se desea estudiar el efecto que tiene el diámetro de la línea de flujo sobre la producción del pozo, es más conveniente colocar el nodo en el cabezal o en el separador que en el fondo del pozo. La técnica puede usarse para optimizar pozos que producen por flujo natural o por Levantamiento Artificial ^[6].

MÉTODOS DE PRODUCCIÓN: FLUJO NATURAL Y LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

Cuando existe una tasa de producción donde la energía con la cual el yacimiento oferta los fluidos, en el nodo, es igual a la energía demandada por la instalación (separador y conjunto de tuberías: línea y eductor), se dice entonces que el pozo es capaz de producir por FLUJO NATURAL. Cuando la demanda de energía de la instalación, en el nodo, es siempre mayor que la oferta del yacimiento para cualquier tasa de flujo, entonces se requiere el uso de una fuente externa de energía para lograr conciliar la oferta con la demanda; la utilización de esta fuente externa de energía con fines de levantar los fluidos desde el fondo del pozo hasta el separador es lo que se denomina método de LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL. Entre los métodos de levantamiento Artificial de mayor aplicación en la Industria Petrolera se encuentran: el levantamiento Artificial por Gas (L.A.G), Bombeo Mecánico (B.M.C) por cabillas de succión, Bombeo Electro-Centrífugo Sumergible (B.E.S), Bombeo de Cavidad Progresiva (B.C.P) y Bombeo Hidráulico (B.H.R y B.H.J).

2.2 LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL DE HIDROCARBUROS.

Cuando el pozo deja de producir por flujo natural, se requiere el uso de una fuente externa de energía para conciliar la oferta con la demanda de energía. La utilización de esta fuente es con el fin de levantar los fluidos desde el fondo del pozo hasta el separador, es lo que se denomina levantamiento artificial. El propósito de los métodos de levantamiento artificial es minimizar los requerimientos de energía en la cara de la formación productora, con el objeto de maximizar el diferencial de presión a través del yacimiento y provocar, de esta manera, la mayor afluencia de fluidos, sin que generen problemas de producción: Arenamiento, conificación de agua, etc. En la **figura N° 2.4** se ilustran los diferentes métodos de levantamiento artificial con sus principales características ^[8]

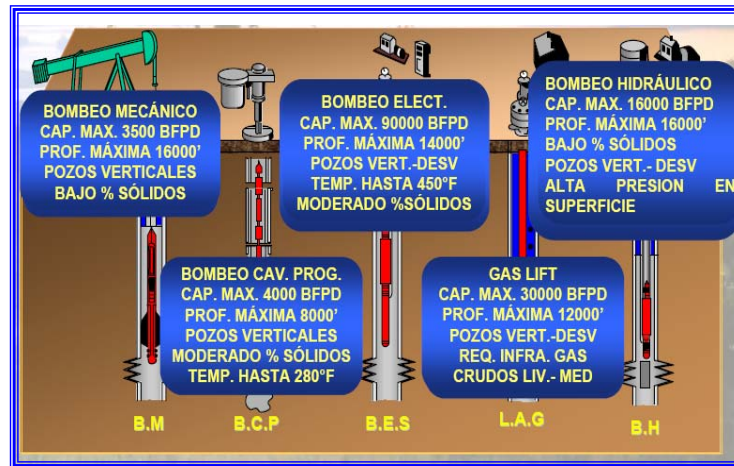


Figura N° 2.4. Métodos de Levantamiento Artificial ^[9].

BOMBEO MECANICO (BM).

El bombeo mecánico es un procedimiento de succión y transferencia casi continua del petróleo hasta la superficie. La unidad de superficie genera el movimiento de “sube y baja” a la sarta de varillas de succión que mueve el pistón de la bomba, colocada en la sarta de producción, a cierta profundidad del fondo del pozo. Este método consiste fundamentalmente en una bomba de subsuelo de acción recíprocante. La energía proviene de un motor eléctrico o de combustión interna, la cual moviliza una unidad de superficie mediante un sistema de engranajes y correas. El Bombeo Mecánico Convencional tiene su principal aplicación en el ámbito mundial en la producción de crudos pesados y extra pesados, aunque también se usa en la producción de crudos medianos y livianos. No se recomienda en pozos desviados y tampoco es recomendable cuando la producción de sólidos y/o la relación gas – líquido sea muy alta, ya que afecta considerablemente la eficiencia de la bomba. En la **figura N° 2.5** se ilustra los componentes del bombeo mecánico ^[8].

VENTAJAS DEL SISTEMA DE BOMBEO MECÁNICO DE PETRÓLEO:

Fácil de operar y de hacer mantenimiento.

Puede usarse en crudos pesados y extrapesados.

Se puede cambiar fácilmente de tasa de producción por cambio en la velocidad de bombeo.

Puede bombear el pozo a una muy baja presión de entrada para obtener la máxima producción.

Usualmente es la más eficiente forma de levantamiento artificial.

Se puede intercambiar fácilmente de unidades de superficie.

Se puede usar motores a gas como motores primarios si la electricidad no esta disponible.

Se puede usar la bomba con el control apagado para minimizar la carga del fluido, costos de electricidad y las fallas de varilla.

Puede ser monitoreada remotamente con un sistema de control de supervisión de bomba.

Se puede usar computadoras modernas de análisis dinamométrico para la optimización del sistema.

DESVENTAJAS DEL SISTEMA DE BOMBEO MECÁNICO DE PETRÓLEO:

Es problemático en pozos con alta desviación.

No puede ser usada en pozos costa afuera por los grandes equipos de superficie y la limitada capacidad de producción es comparada con otros métodos.

No puede funcionar con excesiva producción de arena.

La eficiencia volumétrica cae drásticamente cuando se tiene gas libre.

La tasa de producción cae con la profundidad comparado con otros métodos de levantamiento artificial.

Es obstrusivo en áreas urbanas.

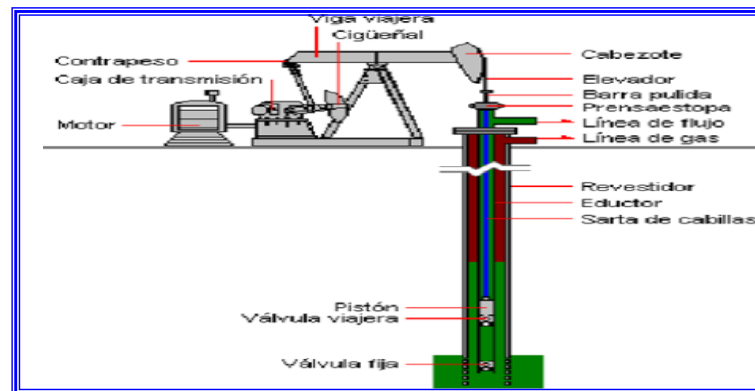


Figura N° 2.5. Componentes de un Equipo de Bombeo Mecánico ^[9].

BOMBEO DE CAVIDAD PROGRESIVA (BCP).

El Bombeo por Cavidad Progresiva proporciona un método de levantamiento artificial que se puede utilizar en la producción de fluidos muy viscosos y posee pocas partes móviles por lo que su mantenimiento es relativamente sencillo (**Figura N°2.6**).

Un sistema BCP consta básicamente de un cabezal de accionamiento en superficie y una bomba de fondo compuesta de un rotor de acero, en forma helicoidal de paso simple y sección circular, que gira dentro de un estator de elastómero vulcanizado.

La operación de la bomba es sencilla; a medida que el rotor gira excéntricamente dentro del estator, se van formando cavidades selladas entre las superficies de ambos, para mover el fluido desde la succión de la bomba hasta su descarga.

El estator va en el fondo del pozo enroscado a la tubería de producción con un empaque no sellante en su parte superior. El diámetro de este empaque debe ser lo suficientemente grande como para permitir el paso de fluidos a la descarga de la bomba sin presentar restricción de ningún tipo, y lo suficientemente pequeño como para no permitir el paso libre de los acoples de la extensión del rotor.

El rotor va roscado en las varillas por medio del niple espaciador o intermedio, las varillas son las que proporcionan el movimiento desde la superficie hasta la cabeza del rotor. La geometría del conjunto es tal, que forma una serie de cavidades idénticas y separadas entre sí. Cuando el rotor gira en el interior del estator estas cavidades se desplazan axialmente desde el fondo del estator hasta la descarga generando de esta manera el bombeo por cavidades progresivas. Debido a que las cavidades están hidráulicamente selladas entre sí, el tipo de bombeo es de desplazamiento positivo.

La instalación de superficie está compuesta por un cabezal de rotación, que está conformado, por el sistema de transmisión y el sistema de frenado. Estos sistemas proporcionan la potencia necesaria para poner en funcionamiento al a bomba de cavidades progresivas ^[8].

Otro elemento importante en este tipo de instalaciones es el sistema de anclaje, que debe impedir el movimiento rotativo del equipo ya que, de lo contrario, no existirá acción de bombeo. En vista de esto, debe conocerse la torsión máxima que puede soportar este mecanismo a fin de evitar daños innecesarios y mala operación del sistema.

El niple de asentamiento o zapato, en el que va instalado y asegurado al sistema de anclaje, se conecta a la tubería de producción permanentemente con lo cual es posible asentar y desasentar la bomba tantas veces como sea necesario. La figura 2.5 muestra los componentes de un sistema de bombeo de cavidad progresiva ^[8].

VENTAJAS DE LOS SISTEMAS DE BOMBEO DE CAVIDAD PROGRESIVA:

Los sistemas BCP tienen algunas características únicas que los hacen ventajosos con respecto a otros métodos de levantamiento artificial, una de sus cualidades más importantes es su alta eficiencia total. Típicamente se obtienen eficiencias entre 50 y 60 %. Otras ventajas adicionales de los sistemas BCP son:

Producción de fluidos altamente viscosos (2000-500000) cp.

La inversión de capital es del orden del 50% al 25% del de las unidades convencionales de bombeo, dependiendo del tamaño, debido a la simplicidad y a las pequeñas dimensiones del cabezal de accionamiento.

Los costos operativos son también mucho más bajos. Se señala ahorros de energía de hasta 60% al 75% comparado con unidades convencionales de bombeo eficiente. El sistema de accionamiento es también eficiente a causa de que las varillas de bombeo no se levantan y bajan, solo giran.

Los costos de transporte son también mínimos, la unidad completa puede ser transportada con una camioneta.

Opera eficientemente con arena debido a la resistencia del material del estator y al mecanismo de bombeo.

La presencia de gas no bloquea la bomba, pero el gas libre a la succión resta parte de su capacidad, como sucede con cualquier bomba, causando una aparente ineficiencia.

Amplio rango de producción para cada modelo, rangos de velocidades recomendados desde 25 hasta 500 RPM, lo que da una relación de 20 a 1 en los caudales obtenidos. Este rango se puede obtener sin cambio de equipo.

La ausencia de pulsaciones en la formación cercana al pozo generará menor producción de arena de yacimientos no consolidados. La producción de flujo constante hace más fácil la instrumentación.

El esfuerzo constante en la sarta con movimientos mínimos disminuye el riesgo de fallas por fatiga y la pesca de varillas de bombeo.

Su pequeño tamaño y limitado uso de espacio en superficies, hacen que la unidad BPC sea perfectamente adecuada para locaciones con pozos múltiples y plataformas de producción costa fuera.

El bajo nivel de ruido y pequeño impacto visual la hace ideal para áreas urbanas.

Ausencia de partes recíprocantes evitando bloqueo o desgaste de las partes móviles.

Simple instalación y operación.

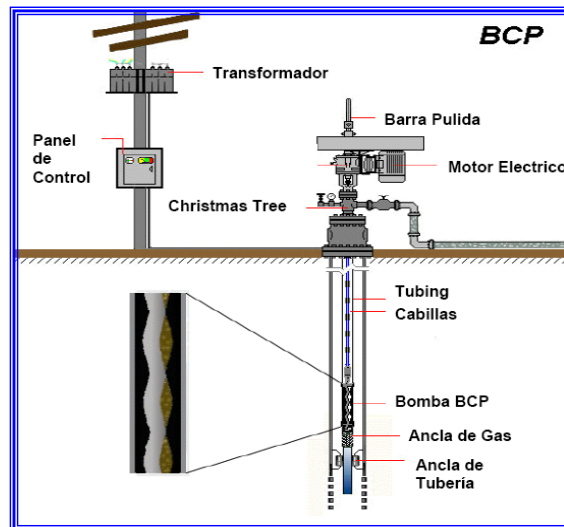


Figura N° 2.6. Componentes del Sistema de Bombeo de Cavidad Progresiva ^[9].

DESVENTAJAS DE LOS SISTEMAS DE BOMBEO DE CAVIDAD PROGRESIVA:

Los sistemas BCP también tienen algunas desventajas en comparación con los otros métodos. La más significativa de estas limitaciones se refiere a las capacidades de desplazamiento y levantamiento de la bomba, así como la compatibilidad de los elastómeros con ciertos fluidos producidos, especialmente con el contenido de componentes aromáticos:

Resistencia a la temperatura de hasta 280°F o 138°C (máxima de 350°F o 178°C)

Alta sensibilidad a los fluidos producidos (elastómeros pueden hincharse o deteriorarse con el contacto de ciertos fluidos por períodos prolongados de tiempo)

Tendencia del estator a daño considerable cuando la bomba trabaja en seco por períodos de tiempo relativamente cortos (que cuando se obstruye la succión de la bomba, el equipo comienza a trabajar en seco)

Desgaste por contacto entre la varilla y la cañería de producción en pozos direccionales y horizontales.

Requieren la remoción de la tubería de producción para sustituir la bomba (ya sea por falla, por adecuación o por cambio de sistema).

LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR GAS (LAG)

El levantamiento artificial por gas (LAG), utiliza gas comprimido a alta presión como fuente externa de energía. El gas es inyectado en un punto de la columna de fluidos en la tubería de producción. El gas inyectado tiene como propósito aligerar o desplazar la columna de fluidos, reduciendo su peso, de esta manera la energía del yacimiento, será suficiente para transportar los fluidos desde el fondo hasta la superficie. Los Mecanismos involucrados en este proceso son: Disminución de la densidad, expansión del gas inyectado y desplazamiento del líquido.

Existen dos tipos de levantamiento artificial por gas (**figura N° 2.7**): Por *flujo continuo* que se considera una extensión del método de producción por flujo natural y esto consiste en suplir el gas de formación mediante la inyección continua de gas en la columna de fluidos, con la finalidad de aligerar el peso de ésta; y por *flujo intermitente* que se inyecta cíclica e instantáneamente un alto volumen de gas comprimido en la tubería de producción, con el propósito de desplazar, hasta la superficie, la columna o tapón de fluido que aporta la arena por encima del punto de inyección ^[9].

EQUIPOS DE SUPERFICIE.

a) Planta compresora:

Es donde se realiza el proceso de comprimir el gas de baja a alta presión. Puede ser centrífuga (turbina) o reciprocante (moto-compresor). Recibe el gas de baja, el cual puede provenir de los pozos, lo comprime a su capacidad, lo envía como gas de alta presión a la red de distribución y, de allí, a cada pozo.

b) Sistema de distribución de gas:

La red de distribución, la cual puede ser del tipo ramificado o poseer un múltiple de distribución, es la encargada de transportar el gas y distribuirlo a cada

pozo. La presión y el volumen de gas que llega al pozo dependerán de la presión y el volumen disponibles en la planta compresora, menos la pérdida que se origina en el sistema de distribución.

El equipo utilizado para la medición y el control está conformado por el registrador de dos plumas, a través del cual se miden las presiones de inyección y producción; el estrangulador ajustable, la placa orificio donde se regula y controla el gas de inyección, las válvulas de bloqueo mediante las cuales se controla el contraflujo que se pueda generar.

c) Sistema de recolección de fluidos:

Está formado por las líneas de flujo, encargadas de transportar el fluido hacia el separador, donde se separan la fase líquida, la cual es transportada a los tanques, y la fase gaseosa, que es enviada a la planta compresora.

EQUIPO DE SUBSUELO.

Los componentes del equipo de subsuelo, en este tipo de levantamiento, son los mandriles y las válvulas de inyección. La cantidad o número de mandriles y válvulas requeridas dependerá fuertemente de la presión de inyección disponible.

a) Mandriles:

Son tuberías con diseños especiales. En sus extremos poseen roscas para conectarse a la sarta de producción formando, de este modo, parte integrada de ella. Sirven de receptáculo para instalar la válvula de levantamiento o inyección a la profundidad que se necesite.

b) Válvulas:

Son dispositivos que se colocan en los bolsillos de los mandriles que calibran a una presión de apertura según el diseño del sistema los cuales permiten el paso del gas inyectado desde el espacio anular hasta el interior de la tubería de producción.

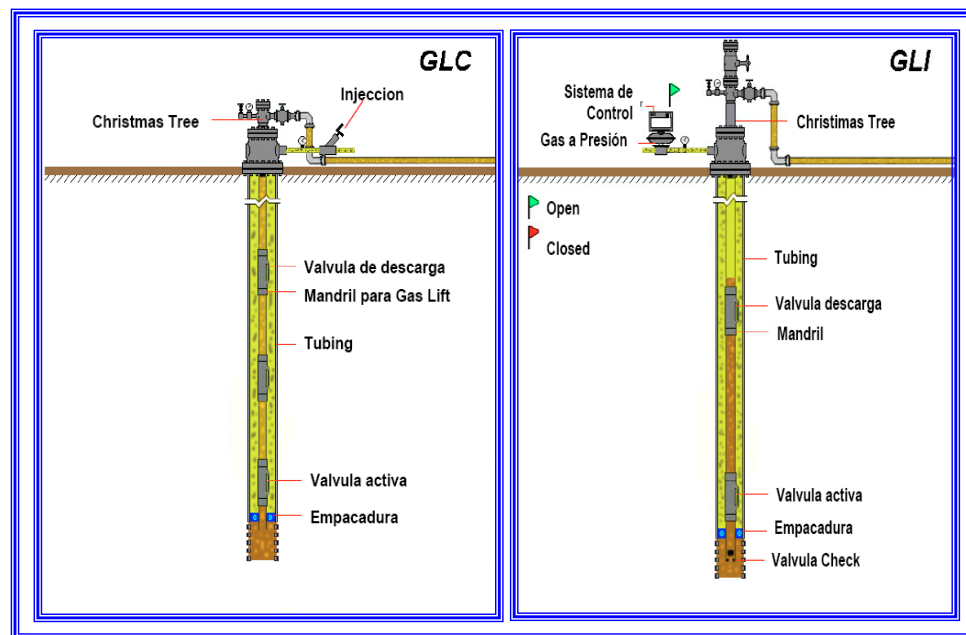


Figura N° 2.7. Métodos Levantamiento por Inyección de Gas Continuo e Intermitente ^[9].

VENTAJAS DEL MÉTODO DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR GAS:

- Gran flexibilidad para producir con diferentes tasas.
- Puede ser utilizado en pozos desviados usando mandriles especiales.
- Ideal para pozos de alta relación gas-líquido y con producción de arena.
- Se pueden producir varios pozos desde una sola planta o plataforma.
- El equipo del subsuelo es sencillo y de bajo costo.
- Bajo costo de operación.

DESVENTAJAS DEL MÉTODO DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR GAS:

- Se requiere una fuente de gas de alta presión.

No es recomendable en instalaciones con revestidores muy viejos y líneas de flujo muy largas y de pequeño diámetro.

El gas de inyección debe ser tratado.

No es aplicable en pozos de crudo viscoso y/o parafinoso.

Su diseño es laborioso.

Aplicable a pozos de hasta más de 10.000 pies de profundidad..

2.2.1 CONSIDERACIONES PARA LA SELECCIÓN DEL MÉTODO DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL.

Una vez que el pozo es perforado, lo ideal es que el mismo produzca por flujo natural. Es la manera más económica de producir el yacimiento.

Más de un 90 % de los pozos de la corporación petrolera producen asistidos por un método de levantamiento artificial.

Los cambios de métodos de levantamiento deben aplicarse previo a un análisis técnico y económico que involucre el ciclo de vida del activo, desde su adquisición hasta su desincorporación.

Existen oportunidades de optimar el gasto energético, reducir los costos de levantamiento y liberación del gas de levantamiento para comercialización.

La tendencia de la población de sistema BES y BCP es al aumento.

Las ventanas de aplicación están sujetas a cambios debido a mejoras tecnológicas incorporadas por los fabricantes.

Se debe hacer un estudio detallado en cada campo para determinar, que método de levantamiento artificial se puede usar, definir las especificaciones técnicas de los equipos y establecer las mejores prácticas. Estas se deben incorporar en los procesos licitatorios futuros.

Es necesario promover intercambios tecnológicos de experiencias entre departamentos de métodos de producción, optimización de los distintos campos de la corporación ^[9].

Los sistemas de levantamiento artificial en pozos petroleros en los cuales ya no fluyen en forma natural, están conformados por equipos de subsuelo y de superficie diseñados de acuerdo con las condiciones de cada campo, dependiendo especialmente de las características de los fluidos presentes en un yacimiento y de las condiciones específicas de cada pozo y del yacimiento. Es necesario que las personas que dirigen, operan y mantienen un campo petrolero, conozcan los principios y procedimientos operativos de los equipos utilizados en la extracción de crudo para mejorar sus conocimientos y competencias en el proceso de extracción de fluidos. Los supervisores, técnicos de mantenimiento y operadores, compañías de servicio que suministran o mantienen estos equipos, deben identificar la importancia y el manejo de las principales variables que inciden en las operaciones de extracción de fluidos en los campos petroleros, basados, tanto en los aspectos teóricos, como en la experiencia de campo. El personal que labora en los campos de producción puede mejorar sus habilidades, actitudes y aptitudes mediante la concienciación y entendimiento de la forma como se diseñan y operan los diferentes equipos de extracción de fluidos, sus ventajas y desventajas, con el fin de “aplicar las mejores prácticas de la industria en su selección, operación y mantenimiento”^[10]. Podemos observar en la **figura N° 2.8** la ventana de aplicación de los métodos de levantamiento artificial bajo diferentes parámetros.

Parámetro	Bombeo Mecánico (BM)	Bombeo Cavidades Progresivas (BCP)	Levantamiento por Gas (LAG)	Bombeo Hidráulico (BH) tipo Pistón	Bombeo Hidráulico (BH) tipo Jet	Bombeo Electrosumergible (BES)
Profundidad de Operación	100' - 16.000' TVD	2.000' - 6.000' TVD	5.000' - 15.000' TVD	7.500' - 17.000' TVD	5.000' - 15.000' TVD	1.000' - 13.000' TVD
Caudal de Operación	5 - 5.000 BPD	5 - 4.500 BPD	50 - 30.000 BPD	50 - 4.000 BPD	300 - 15.000 BPD	200 - 90.000 BPD
Temperatura de Operación	100° - 550°F	75° - 250°F	100° - 400°F	100° - 500°F	100° - 500°F	100° - 400°F
Manejo de Corrosión	Bueno a Excelente	Regular	Bueno a Excelente	Excelente	Excelente	Bueno
Manejo de Gas	Regular a Bueno	Bueno	Excelente	Regular	Bueno	Pobre a Regular
Manejo de Sólidos	Regular a Bueno	Excelente	Bueno	Pobre	Regular	Pobre a Regular
Gravedad del Fluido	> 8° API	< 35° API	> 15° API	> 8° API	> 8° API	> 10° API
Operación de Servicio	Cabria o cabillero	Cabria o cabillero	Guaya Fina o Cabria	Hidráulico o Guaya Fina	Hidráulico o Guaya Fina	Cabria o cabillero
Tipo de Accionamiento	Gas o Eléctrico	Gas o Eléctrico	Compresor	Multicilindro o Eléctrico	Multicilindro o Eléctrico	Eléctrico
Aplicación Costa Afuera	Limitado	Buena	Excelente	Buena	Excelente	Excelente
Eficiencia total del Sistema	45% - 60%	40% - 70%	10% - 30%	45% - 55%	10% - 30%	35% - 60%

Figura N° 2.8. Ventana de Aplicación de los Sistemas de Levantamiento ^[9].

2.3 BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE (BES).

El bombeo electrosumergible es un método que se comenzó a utilizar en Venezuela en 1958, con el pozo silvestre 14. Se considera un método de levantamiento artificial que utiliza una bomba centrífuga ubicada en el subsuelo para levantar los fluidos aportados por el yacimiento desde el fondo del pozo hasta la estación de flujo.

La técnica para diseñar las instalaciones de bombeo electrosumergible consiste en: seleccionar una bomba que cumpla los requerimientos de la producción deseada, de asegurar el incremento de presión para levantar los fluidos, desde el pozo hasta la estación, y escoger un motor capaz de mantener la capacidad de levantamiento y la eficiencia del bombeo ^[8].

2.3.1 APLICACIONES DEL BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE.

Este es un método de levantamiento artificial altamente eficiente y aplicables para la producción de crudos livianos y medianos con baja presión de fondo, alta relación agua-petróleo, baja relación gas-petróleo y con alto levantamiento o energía. Sin embargo, es uno de los métodos de extracción de crudo que exige mayor requerimiento de supervisión, análisis y control, a fin de garantizar el adecuado comportamiento del sistema.

Éste ha probado ser un sistema artificial de producción eficiente y económica. En la actualidad ha cobrado mayor importancia debido a la variedad de casos industriales en los que es ampliamente aceptado.

En la industria petrolera, comparativamente con otros sistemas artificiales de producción tiene ventajas y desventajas, debido a que por diversas razones no siempre puede resultar el mejor.

El sistema de bombeo electrosumergible (BES) ha demostrado ser una alternativa altamente eficiente para la producción de crudos livianos y medianos en el ámbito mundial, gracias a las ventajas que proporciona en comparación con cualquier otro método de levantamiento artificial. Este sistema posee la capacidad de manejar grandes volúmenes de crudo, desde 150 hasta 100.000 barriles por día (BPD), desde profundidades hasta de 4.572 metros. Además de esto, el sistema BES permite controlar y programar la producción dentro de los límites del pozo, a través del empleo del variador de frecuencia. Otro de los beneficios que proporciona este método, es la indicación continua de las condiciones de presión y temperatura en el pozo, gracias a las señales transmitidas por el sensor de presión y temperatura ubicado en el fondo pozo^[8].

2.3.2 PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO.

Tiene como principio fundamental levantar el fluido del reservorio hasta la superficie, mediante la rotación centrífuga de la bomba electrosumergible. La potencia requerida por dicha bomba es suministrada por un motor eléctrico que se

encuentra ubicado en el fondo del pozo; la corriente eléctrica, necesaria para el funcionamiento de dicho motor, es suministrada desde la superficie, y conducida a través del cable de potencia hasta el motor.

El Sistema BES representa uno de los métodos más automatizables y fácil de mejorar, y está constituido por equipos complejos y de alto costo, por lo que se requiere, para el buen funcionamiento de los mismos, de la aplicación de herramientas efectivas para su supervisión, análisis y control ^[8]

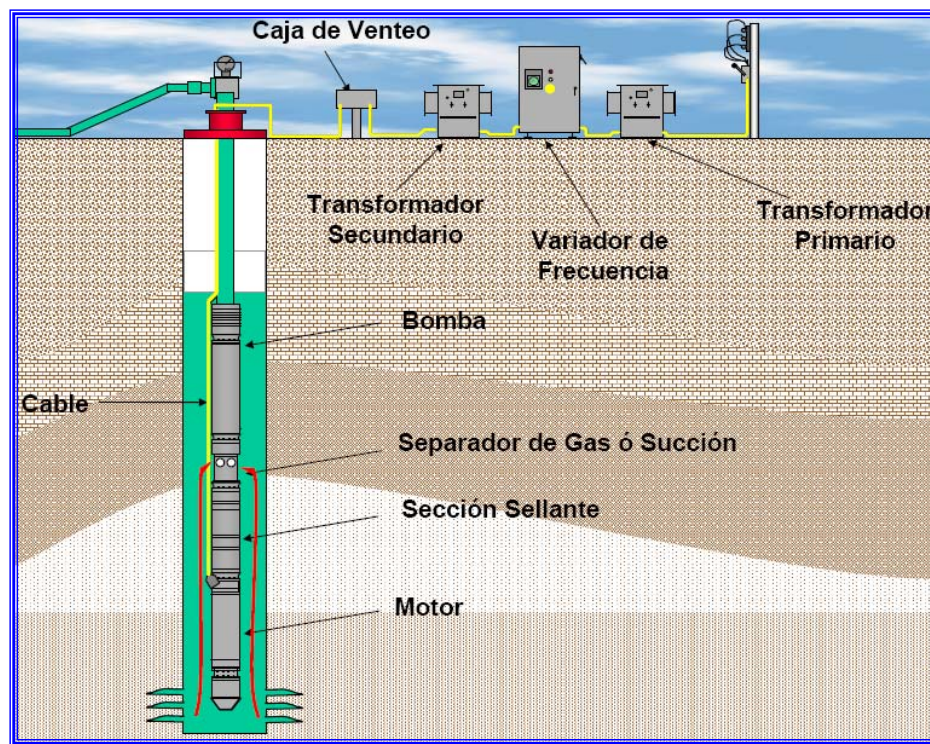


Figura N° 2.9. Sistema de Bombeo Electrosumergible ^[9].

2.3.3 VENTAJAS DEL BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE.

- Puede levantar altos volúmenes de fluidos.
- Maneja altos cortes de agua (Aplicables en costa a fuera).
- Puede usarse para inyectar fluidos a la formación.
- Su vida útil puede ser muy larga.
- Trabaja bien en pozos desviados

No causan destrucciones en ambientes urbanos

Fácil aplicación de tratamientos contra la corrosión y formaciones de escamas.

No tiene casi instalaciones de superficie a excepción de un **control** de velocidad del motor.

La motorización es eléctrica exclusivamente y el motor se encuentra en la bomba misma al fondo del pozo.

Su **tecnología** es la más complicada y cara pero son preferidas en caso de tener que elevar grandes caudales.

2.3.4 LIMITACIONES DEL BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE.

Inversión inicial muy alta.

Alto consumo de potencia.

No es rentable en pozos de baja producción.

Los cables se deterioran al estar expuestos a temperaturas elevadas.

Susceptible a la producción de gas y arena.

Su diseño es complejo.

Las bombas y motor son susceptibles a fallas.

Es un sistema difícil de instalar y su energización no siempre es altamente confiable.

En cuanto al costo de instalación, es el más alto, pero el mantenimiento de superficie es mínimo y limitado a los componentes electrónicos de los variadores de velocidad y protecciones eléctricas^[9]

2.3.5 PARÁMETROS PARA LA APLICACIÓN DEL BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE.

Temperatura: limitado por $> 350^{\circ}\text{F}$ para motores y cables especiales.

Presencia de gas: saturación de gas libre $< 10\%$

Presencia de arena: < 200 ppm.

Viscosidad: limite cercano a los 200 cps.

Profundidad: 6000 – 8000 pies

Tipo de completación: Tanto en pozos verticales, como desviados.

Volumen de fluido: hasta 4000 BPD ^[8].

2.3.6 COMPONENTES DEL SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE.

Una unidad típica convencional del Sistema de Bombeo Electrosumergible se compone básicamente de equipos de subsuelo, equipos de superficie y cables. La figura N° 2.9 muestra los equipos de superficie y subsuelo.

El conjunto de equipos de subsuelo se encuentra constituido por la bomba centrífuga, la sección de entrada estándar o el separador de gas, la sección de sello o protector, el motor eléctrico. Entre los cables tenemos: el cable conductor eléctrico, el cable de conexión al motor y el sensor de fondo.

Los equipos de superficie están conformados por el cabezal de descarga, el variador de frecuencia o el controlador de arranque directo, la caja de unión o venteo y por el conjunto de transformadores.

Entre los componentes de accesorios se pueden listar la válvula de drenaje, la válvula de venteo, los soportes en el cabezal, los centralizadores y las bandas de cable. ^[8]

COMPONENTES SUPERFICIALES:

BANCO DE TRANSFORMACIÓN ELÉCTRICA:

Es aquel que está constituido por transformadores que cambian el voltaje primario de la línea eléctrica por el voltaje requerido para el motor.

Este componente se utiliza para convertir el voltaje de la línea al voltaje requerido en la superficie para alimentar al motor en el fondo del pozo; algunos están equipados con interruptores “taps” que les dan mayor flexibilidad de operación (figura N° 2.10). Se puede utilizar un solo transformador trifásico o un conjunto de tres transformadores monofásicos ^[6].



Figura N° 2.10. Transformador Eléctrico ^[9]

TABLERO DE CONTROL:

Es el componente desde el que se gobierna la operación del aparato de producción en el fondo del pozo. Dependiendo de la calidad de control que se desea tener, se seleccionan los dispositivos que sean necesarios para integrarlos al tablero. Este puede ser sumamente sencillo y contener únicamente un botón de arranque y un fusible de protección por sobre carga; o bien puede contener fusibles de desconexión por sobrecarga y baja carga, mecanismos de relojería para restablecimiento automático y operación intermitente, protectores de represionamiento de líneas, luces indicadores de la causa de paro, amperímetro, y otros dispositivos para control remoto, los tipos de tablero existentes son electromecánicos o bien totalmente transistorizados y compactos ^[8].

VARIADOR DE FRECUENCIA:

Permite arrancar los motores a bajas velocidades, reduciendo los esfuerzos en el eje de la bomba, protege el equipo de variaciones eléctricas. En la **figura N° 2.11** se muestra un variador de frecuencia.



Figura N° 2.11. Variador de Frecuencia ^[9]

CAJA DE VENTEO:

Está ubicada entre el cabezal del pozo y el tablero de control, conecta el cable de energía del equipo de superficie con el cable de conexión del motor, además permite ventear a la atmósfera el gas que fluye a través del cable, impidiendo que llegue al tablero de control.

Se instala por razones de seguridad entre el cabezal del pozo y el tablero de control, debido a que el gas puede viajar a lo largo del cable superficial y alcanzar la instalación eléctrica en el tablero. En la caja de viento o de unión, los conductores del cable quedan expuestos a la atmósfera evitando esa posibilidad. En la **figura N° 2.12** se muestra una foto de una caja de venteo ^[8]



Figura N° 2.12. Caja de Venteo ^[9]

CABEZAL DE DESCARGA:

El cabezal del pozo debe ser equipado con un cabezal en el tubing tipo hidratante o empaque cerrado.

Los cabezales de superficie pueden ser de varios tipos diferentes, de los cuales, los más comúnmente utilizados son:

Tipo Hércules, para baja presión

Tipo Roscado, para alta presión

Los cabezales tipo Hércules, son utilizados en pozos con baja presión en el espacio anular, y en instalaciones no muy profundas. Estos poseen un colgador de tubería tipo cuña, y un pasaje para el cable. El cable de potencia cruza a través de ellos hasta la caja de venteo, y es empaquetado por un juego de gomas prensadas. En la **figura N° 2.13** se observa un cabezal de tipo Hércules.

Los cabezales roscados se utilizan en operaciones “Costa Afuera”, pozos con alta presión de gas en el espacio anular o para instalaciones a alta profundidad. En ellos la tubería esta roscada al colgador, y este se suspende del cabezal.

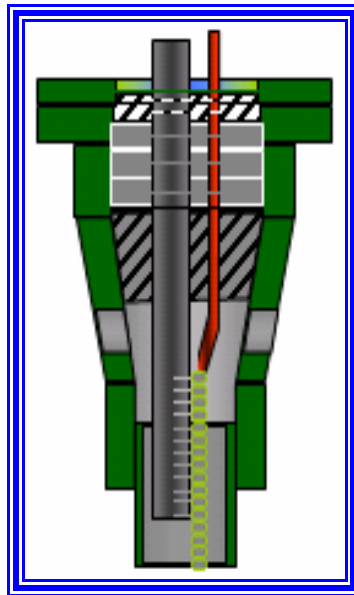


Figura N° 2.13. Cabezal de tipo Hércules ^[9]

El colgador cuenta con un orificio roscado, junto al de la tubería de producción, en el cual se coloca un conector especial (Mini-Mandrel). El cable de potencia se empalma a una cola de cable, de similares características, que posee un conector en uno de sus extremos. Este conector se conecta con el del penetrador del colgador ^[8]

En el lado exterior del cabezal, se instala otra cola de cable, de inferior calidad, que cuenta con un conector en ángulo, que se conecta al penetrador del colgador. El otro extremo se conecta a la caja de venteo en superficie.

ACCESORIOS:

Con el propósito de asegurar una mejor operación del equipo es necesario contar con algunos accesorios.

VÁLVULA DE CONTRA PRESIÓN:

Se coloca de una a tres lingadas de tubería por arriba de la bomba. Esta válvula permite el flujo en sentido ascendente, de manera que cuando el motor deja de trabajar, impide el regreso de la columna de fluidos y evita el giro de la flecha de la bomba en sentido contrario, lo cual la dañaría ^[8]. La válvula de contra presión se puede observar en la **figura N° 2.14**.



Figura N° 2.14. Válvula de Contra Presión ^[8]

VÁLVULA DE DRENAJE:

Al utilizar válvula de retención debe utilizarse una válvula de drenaje (**Figura N° 2.15**) una junta por encima de ésta, como factor de seguridad para cuando se requiera circular el pozo del anular a la tubería de producción.

Se coloca de una a tres lingadas por arriba de la válvula de contra presión. Su función es establecer comunicación entre el espacio anular y la tubería de producción, con el propósito de que ésta se vacíe cuando se extrae el aparejo del pozo. Para operarla, se deja caer una barra de acero desde la superficie por la tubería de producción; la barra rompe un perno y deja abierto un orificio de comunicación con el espacio anular.



Figura N° 2.15. Válvula de Drenaje ^[8]

CONTROLADOR DE VELOCIDAD VARIABLE:

Este dispositivo puede ser considerado como equipo accesorio u opcional, únicamente bajo ciertas circunstancias que impone el mismo pozo. Eventualmente la información disponible para efectuar un diseño no es del todo confiable y como consecuencia se obtiene una instalación que no opera adecuadamente; anteriormente la alternativa sería rediseñar e instalar un nuevo aparejo, debido a que el sistema de bombeo eléctrico trabaja a velocidad constante para un mismo ciclaje ^[8].

En otros casos, algunos pozos son dinámicos en cuánto a parámetros de presión de fondo, producción, relación gas-aceite y otros para los cuales no es recomendable la operación de un aparejo con velocidad constante. Lo anteriormente expuesto limita

la aplicación del sistema a pozos estables donde el número de etapas de la bomba, sus dimensiones y velocidad podrían ser constantes.

El controlador de velocidad variable mostrado en la **figura N° 2.16**, permite alterar la frecuencia del voltaje que alimenta al motor y por lo tanto modificar su velocidad. El rango de ajuste de la frecuencia es de 30 a 90 Hz, lo que implica su amplio rango de velocidades y por lo tanto de gastos que es posible manejar. Una alta frecuencia incrementa la velocidad y el gasto; una baja frecuencia, los disminuye ^[8].



Figura N° 2.16. Variador de frecuencia ^[8]

CENTRALIZADORES:

Como su nombre lo indica, se utilizan para centrar el motor, la bomba y el cable durante la instalación. Se utilizan en pozos ligeramente desviados, para mantener el motor centrado y así permitir un enfriamiento adecuado. También evitan que el cable se dañe por roce con el revestidor, a medida que es bajado en el pozo.

Al utilizar centralizadores se debe tener cuidado de que estos no giren o muevan hacia arriba o hacia abajo la tubería de producción ^[8]. (**Figura N° 2.17**)



Figura N° 2.17. Centralizador ^[8]

BANDAS DE CABLE:

También se denominan flejes, se utilizan para fijar el cable de potencia a la tubería de producción durante la instalación, y el cable de extensión del motor al equipo. Las bandas se fabrican de tres materiales distintos:

Bandas de acero negro, se utilizan en pozos donde no exista corrosión.

Bandas de acero inoxidable, se usan en pozos moderadamente corrosivos.

Bandas de monel, se usan en ambientes corrosivos.

Otros accesorios pueden ser los sensores de presión y de temperatura de fondo, cajas protectores para transporte del equipo, etc.

La integración de todos los componentes descritos es indispensable, ya que cada uno ejecuta una función esencial en el sistema, para obtener en la superficie el gasto de líquido deseado, manteniendo la presión necesaria en la boca del pozo.

COMPONENTES DE SUBSUELO:

Son aquellas piezas o componentes que operan instalados en el subsuelo. Las compañías de bombeo electrosumergible se especializan en la fabricación de estos equipos, mientras que los componentes de los otros dos grupos son considerados misceláneos.

El conjunto de equipos de subsuelo se encuentra constituido por la bomba centrífuga, la sección de entrada estándar o el separador de gas, la sección de sello o protector, el motor eléctrico.

SENSOR DE FONDO:

El sensor de presión como se ve en la **figura N° 2.18** es un equipo que se coloca acoplado en la parte final del motor. Está constituido por circuitos que permitan enviar señales a superficie registradas mediante un instrumento instalado en controlador, convirtiendo estas, en señales de presión a la profundidad de operación de la bomba.

Cuando se utiliza un variador de frecuencia, la información del sensor puede ser alimentada a un controlador, para mantener una presión de fondo determinada, mediante el cambio de la velocidad de la bomba ^[8].

Este sistema está compuesto por una unidad de lectura de superficie, un dispositivo sensor de presión y/o un instrumento sensor de temperatura colocado en la tubería de producción. El sensor de fondo está conectado a la unidad de lectura de superficie, a través de los bobinados del motor y el cable de potencia.

El sensor puede registrar la presión de la parte interna de la tubería de producción, o la presión de entrada a la bomba, llamada presión fluyente en el punto de ubicación de la bomba.

El sensor de presión es activado por el nivel del fluido y/o la presión de gas en el pozo. Se calibra automáticamente cuando se dan cambios de temperatura, a intervalos específicos. Durante este tiempo las lecturas de presión y temperatura permanecen inalterables en pantallas, permitiendo la realización de registros manuales.

Un equipo de superficie se utiliza para manejar la información proveniente del fondo del pozo, en tiempo real. Esta información puede ser solamente mostrada, o enviada a otro sistema de monitoreo, para poder ser extraída y procesada posteriormente ^[9].

Además, dependiendo de la aplicación, existe un sensor de fondo de acuerdo a la temperatura de trabajo; funciona en presiones de hasta 5000 psi.



Figura N° 2.18. Sensor de Fondo ^[9]

MOTOR ELÉCTRICO:

Es la fuente de potencia que genera el movimiento a la bomba para mantener la producción de fluidos. Se recomienda colocarlo por encima de las perforaciones.

El motor eléctrico colocado en la parte inferior de aparejo, recibe la energía desde una fuente superficial, a través de un cable; su diseño compacto es especial, ya que permite introducirlo en la tubería de revestimiento existente en el pozo y satisfacer requerimientos de potencial grandes, también soporta una alta torsión momentánea durante el arranque hasta que alcanza la velocidad de operación, que es aproximadamente constante para una misma frecuencia, por ejemplo: 3500 revoluciones por minuto (rpm) a 60 ciclos por segundo (Hz). Normalmente, consiste de una carcasa de acero al bajo carbón, con láminas de acero y bronce fijadas en su interior alineadas con las secciones del rotor y del cojinete respectivamente.

En la **Figura N° 2.19** se muestra el corte transversal de un motor, como los utilizados en aplicaciones de bombeo eléctrico. Son bipolares, trifásicos, del tipo jaula de ardilla y de inducción: los rotores construidos con longitudes de 12 a 18 pg están montados sobre la flecha y los estatores sobre la carcasa: el cojinete de empuje soporta la carga de los rotores. El interior del motor se llena con aceite mineral caracterizado por su alta refinación, resistencia dieléctrica, buena conductividad

térmica y capacidad para lubricar a los cojinetes. Dicho aceite, permite que el calor generado en el motor, sea transferido a la carcasa y de ésta a los fluidos de pozo que pasan por la parte externa de la misma; razón por la que el aparejo no debe quedar abajo del intervalo disparado ^[8].

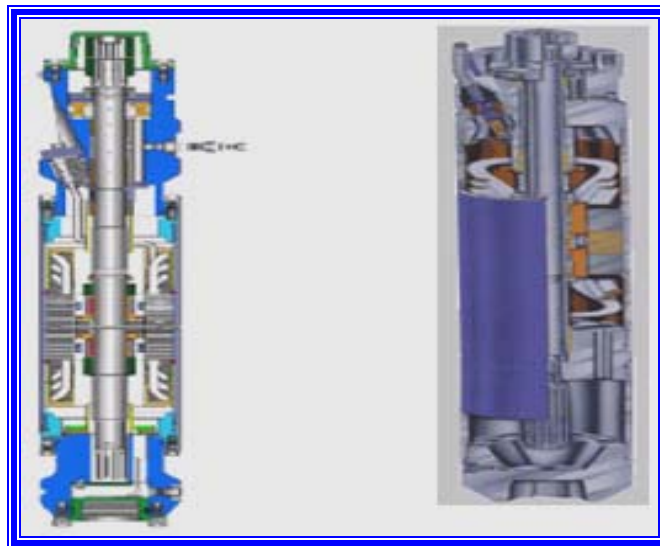


Figura N° 2.19. Corte Transversal de un Motor ^[8].

Pruebas de laboratorio indican que la velocidad del fluido que circula por el exterior del motor, debe ser de 1 pie/seg para lograr un enfriamiento adecuado.

Los requerimientos de amperaje pueden variar desde 12 hasta 130 amperes (amps) y se logra mayor potencia, aumentando la longitud de la sección del motor: cuando éste es sencillo, puede tener aproximadamente 30 pies de largo y Figura 3 desarrollar de 200 a 250 caballos de fuerza (hp), mientras que otros integrados en tandem alcanzan hasta 100 pies de largo y desarrollan 1000 (hp).

La profundidad de colocación del aparejo es un factor determinante en la selección del voltaje del motor debido a las pérdidas de voltaje en el cable. Cuando la pérdida de voltaje es demasiado grande, se requiere un motor de más alto voltaje y menor amperaje. En pozos muy profundos, la economía es un factor importante: con

un motor de más alto voltaje es posible usar un cable más pequeño y más barato. Sin embargo, puede requerirse un tablero de control de más alto voltaje y más caro ^[8].

Los motores son clasificados a través de series y están directamente relacionadas con el diámetro externo del motor. En el caso de ESP, los motores se designan con números, de acuerdo a su diámetro externo: TR3; TR4; TR5 y TR7

Cuando seleccionemos motores en tandem, debemos tener presente lo siguiente:

Si utilizamos dos motores tendremos doble potencia.

También necesitaremos doble voltaje en superficie.

Pero el amperaje máximo permitido será el de la placa del motor.

PROTECTOR:

Este componente también llamado Sección sellante ver **Figura N° 2.20**, se localiza entre el motor y la bomba: está diseñado principalmente para igualar la presión del fluido del motor y la presión externa del fluido del pozo a la profundidad de colocación del aparejo.

Las funciones básicas de este equipo son:

Proveer al motor de un depósito de aceite para compensar la expansión y contracción del fluido lubricante, durante los arranques y paradas del equipo eléctrico.

Transmitir el torque desarrollado por el motor hacia la bomba, a través del acoplamiento de los ejes.

Permitir la igualación de presión entre el motor y el anular.

Absorber la carga axial desarrollada por la bomba a través del cojinete de empuje, impidiendo que estas se reflejen en el motor eléctrico.

Prevenir la entrada de fluido del pozo hacia el motor.

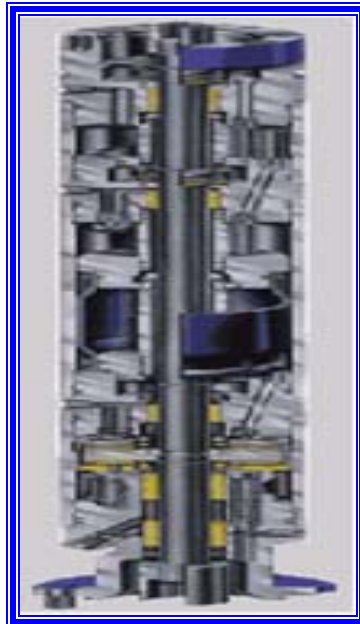


Figura N° 2.20. Protector o Sección Sellante ^[8].

Existen dos tipos de protectores: el convencional y el de tres cámaras aislantes. El diseño mecánico y principio de operación de los protectores difiere de un fabricante a otro.

La diferencia principal está en la forma como el aceite lubricante del motor es aislado del fluido del pozo. El protector convencional, protege contra la entrada de fluido alrededor de la flecha. El contacto directo entre el fluido del pozo y del motor ha sido considerado el único medio de igualar presiones en el sistema de sellado. Se ha determinado que el mejoramiento real del funcionamiento del motor sumergible puede lograrse si el aceite del motor se aísla completamente de los fluidos del pozo evitando cualquier contaminación. Este enfoque llevó al desarrollo de la sección sellante tipo “D” en el cual se aísla el aceite del motor del fluido del pozo por medio de un líquido inerte bloqueante.

El protector de tres cámaras, constituye realmente tres sistemas de sellos en uno. Cada cámara consiste de un sello mecánico y de un recipiente de expansión-

contracción. Aunque dos de los tres sellos mecánicos fallen por alguna razón, el motor sumergible queda protegido.

Este tipo de sección sellante proporciona la mejor protección disponible contra el ácido sulfhídrico u otros fluidos contaminantes del pozo ^[8].

Las características y beneficios de este tipo de protector son:

Tres sellos mecánicos ampliamente espaciados.

Una distribución amplia de los sellos que permite una mejor disipación de calor.

Cada sello mecánico protege su propio recipiente, creando tres secciones sellantes en una unidad.

Un tubo permite que haya flujo de aceite lubricante entre los tres recipientes.

La barrera elástica en la cámara superior permite la contracción-expansión del aceite del motor cuando la temperatura cambia desde la superficie hasta el fondo y a la de operación.

La barrera elástica es resistente al ataque químico y la penetración del gas, por lo que el aceite del motor se protege efectivamente contra contaminantes.

Cada recipiente es lo suficientemente grande para absorber la expansión-contracción volumétrica de los motores más grandes existentes en el mercado.

Los sellos, al igual que bombas y motores, se clasifican según su SERIE, la que se relaciona directamente con su diámetro exterior. **Tabla N° 2.1**, muestra la máxima capacidad de los motores.

La nomenclatura utilizada, es la misma que para los motores. TR3; TR4; TR5 y TR7

Tabla N° 2.1. Máxima Capacidad de los Motores de Fondo ^[8].

SERIE	DIAMETRO (PULG)	SINGLE RANGO (HP)	TANDEM RANGO (HP)	MAX HP TANDEM	MAX N° SECCIÓN
T R 3	3.75	7.5/25	15/76	76	
T R 4	4.56	10/120	20360	360	
T R 5	45.40	20/225	40/675	67	
T R 7					

En la actualidad los sellos se pueden configurar en función de las necesidades propias de cada pozo, combinando diferentes tipos de cámaras, cojinetes de empuje, sellos mecánicos y materiales a utilizar, haciéndolo personalizado a cada aplicación.

Las cámaras de un sello pueden ser de dos tipos los cuales se muestran en la **figura N° 2.21**.

Laberinto

Sello positivo (bolsa de goma)

Las cámaras de laberinto están compuestas por una serie de tubos, que forman un laberinto en el interior de esta para hacer el camino difícil al fluido de pozo que intenta ingresar al motor.

Este tipo de cámara puede seleccionarse para aquellos pozos donde el fluido a producir tiene una densidad superior a la del aceite del motor (con alto corte de agua), o en pozos verticales. En aquellos pozos donde la densidad del fluido es semejante a

la del aceite del motor o los equipos son instalados en la sección desviada del pozo, es conveniente utilizar cámaras de sello positivo o bolsa de goma ^[8].

La bolsa de goma es un elastómero que tiene la finalidad de evitar el contacto físico de los fluidos del pozo con el aceite del motor, pero al ser muy flexible cumple con equilibrar las presiones en ambos lados de ella.

A su vez, cuando el equipo comienza a inclinarse, los laberintos comienzan a perder su capacidad de expansión, la cual puede recuperarse utilizando cámaras de sello positivo. A medida que la inclinación aumenta se hace necesario incrementar la cantidad de cámaras con elastómero, pudiendo llegar a colocarse hasta 4 cámaras de bolsa por cada tandem.

Esto permite alcanzar inclinaciones de hasta 75° u 80°

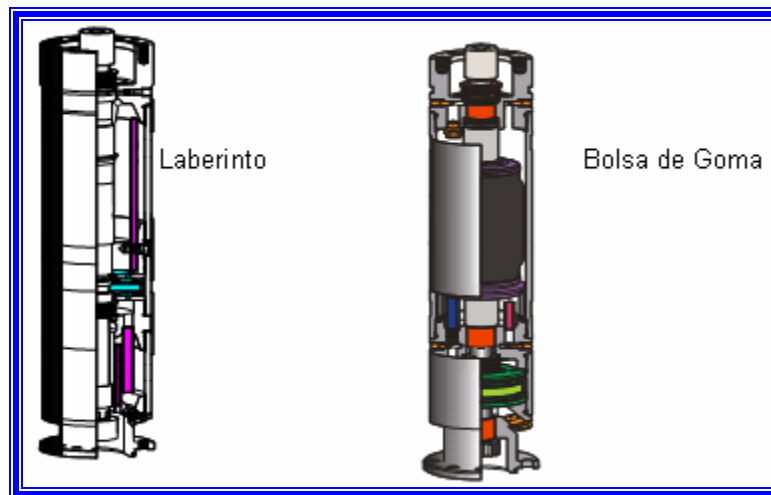


Figura N° 2.21. Tipos de Cámaras de un Sello ^[8].

SECCIÓN DE SUCCIÓN:

El siguiente componente a considerar es la succión o intake mostrado en la **figura N° 2.22**. Esta es la puerta de acceso de los fluidos del pozo hacia la bomba, para que esta pueda desplazarlos hasta la superficie.

Existen dos tipos básicos de succiones o intakes de bombas:

Las succiones estándar

Los separadores de Gas

Las succiones estándar solamente cumplen con las funciones de permitir el ingreso de los fluidos del pozo a la bomba y transmitir el movimiento del eje en el extremo del sello al eje de la bomba.

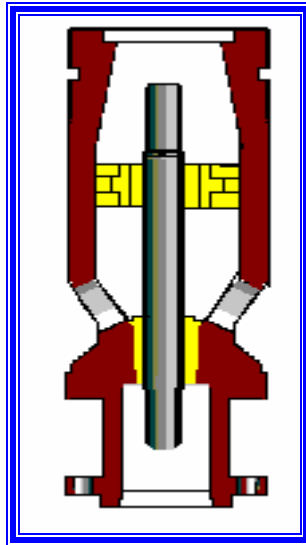


Figura N° 2.22. Componente de Succión o Intake ^[8].

SEPARADOR DE GAS:

Los separadores de gas, además de permitir el ingreso de fluidos al interior de la bomba, tiene la finalidad de eliminar la mayor cantidad del gas en solución contenido en estos fluidos. Su uso es opcional y se emplea cuando se prevé alta RGP.

El separador de gas (**figura N° 2.23**) es un componente opcional del aparato construido integralmente con la bomba, normalmente se coloca entre ésta y el protector. Sirve como succión o entrada de fluidos a la bomba y desvía el gas libre de la succión hacia el espacio anular. El uso del separador de gas permite una operación de bombeo más eficiente en pozos gasificados, ya que reduce los efectos de disminución de capacidad de carga en las curvas de comportamiento, evita la cavitación a altos gastos, y evita las fluctuaciones cíclicas de carga en el motor producidas por la severa interferencia de gas.

Existen dos tipos de separadores: Convencional, y Centrífugo., donde su operación consiste en invertir el sentido del flujo del líquido, lo que permite que el gas libre continúe su trayectoria ascendente hacia el espacio anular. Su aplicación es recomendable en pozos donde a la profundidad de colocación del aparejo, las cantidades de gas libre no son muy grandes. El separador centrífugo, que trabaja en la siguiente forma: en sus orificios de entrada, recibe la mezcla de líquido y gas libre que pasa a través de una etapa de succión neta positiva, la cual imprime fuerza centrífuga a los fluidos; por diferencia de densidades el líquido va hacia las paredes internas del separador y el gas permanece en el centro. Una aletas guías convierten la dirección tangencial del flujo, en dirección axial; entonces el líquido y gas se mueven hacia arriba, pasan a través de un difusor que conduce a los líquidos a la succión de la bomba y desvía al gas hacia los orificios de ventilación, donde el gas libre va al espacio anular por fuera de la turbina de producción.

Es necesario mencionar que la total eliminación del gas libre, no es necesariamente la mejor forma de bombear el pozo. Por una parte, el volumen de fluidos que entra a la bomba es menor, pero la presión que la bomba debe entregar en la descarga se incrementa, debido a la menor relación gas-aceite de la columna hidráulica en la tubería de producción. Entre los efectos que causa la presencia de gas libre en el interior de la bomba están: el comportamiento de la bomba se aparta del señalado en sus curvas características, reducción de su eficiencia, fluctuación de carga en el motor, posible efecto de cavitación y otros consecuentes ^[8].



Figura N° 2.23. Muestra de un Separador de Gas ^[8].

BOMBA CENTRÍFUGA SUMERGIBLE:

Es de tipo centrífugo-multicapas, cada etapa consiste en un impulsor rotativo y un difusor fijo. El número de etapas determina la capacidad de levantamiento y la potencia requerida para ello.

El movimiento rotativo del impulsor imparte un movimiento tangencial al fluido que pasa a través de la bomba, creando la fuerza centrífuga que impulsa al fluido en forma radial, es decir, el fluido viaja a través del impulsor en la resultante del movimiento radial y tangencial, generando al fluido verdadera dirección y sentido de movimiento.

Su función básica es imprimir a los fluidos del pozo, el incremento de presión necesario para hacer llegar a la superficie, el gasto requerido con presión suficiente en la cabeza del pozo.

Las bombas centrífugas son de múltiples etapas (**figura N° 2.25**), y cada etapa consiste de un impulsor giratorio y un difusor estacionario. El impulsor da al fluido

energía cinética. El difusor cambia esta energía cinética en *energía potencial* (Altura de elevación o cabeza).

El tamaño de etapa que se use determina el volumen de fluido que va a producirse, la carga o presión que la bomba genera depende, del número de etapas y de este número depende la potencia requerida. En una bomba de impulsores flotantes, éstos se mueven axialmente a lo largo de la flecha y pueden descansar en empuje ascendente o descendente en cojinetes, cuando están en operación. Estos empujes a su vez, los absorbe un cojinete en la sección sellante ^[8].

Las etapas a su vez pueden clasificarse, dependiendo de la geometría del pasaje de fluido, en dos tipos (**figura N° 2.24**):

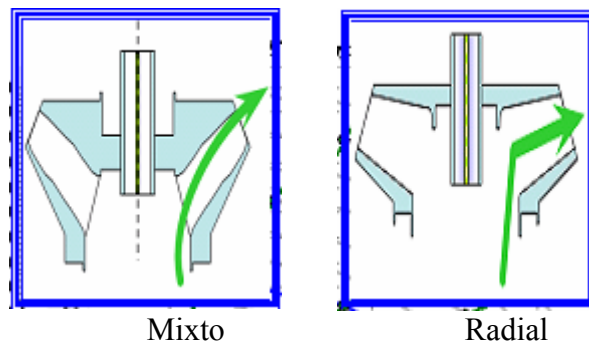


Figura N° 2.24. Tipo de Etapas de la Bomba Centrífuga ^[8].

Otra clasificación de los diferentes tipos de bombas se realiza según la SERIE de las mismas.

A la vez, la serie esta directamente relacionada con el diámetro de la bomba, por ejemplo “A”; “D”; “G”; “H”; Etc.

En la bomba de impulsores fijos, estos no pueden moverse y el empuje desarrollado por los impulsores los amortigua un cojinete en la sección sellante. Los empujes desarrollados por los impulsores dependen de su diseño hidráulico y mecánico, además del gasto de operación de la bomba

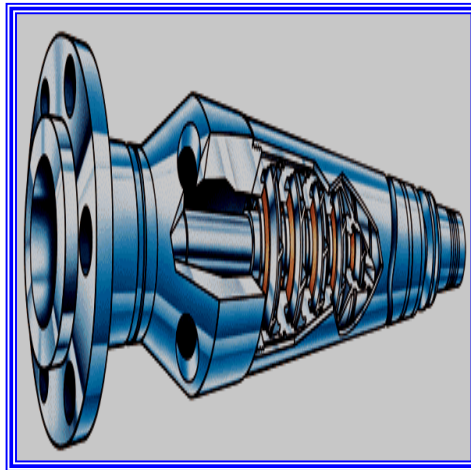


Figura N° 2.25. Muestra de Bomba Centrífuga Multi-etapas ^[8].

Una bomba operando un gasto superior al de su diseño produce empuje ascendente excesivo y por el contrario operando a un gasto inferior produce empuje descendente. A fin de evitar dichos empujes la bomba debe de operar dentro de un rango de capacidad recomendado, el cual se indica en las curvas de comportamiento de las bombas y que generalmente es de 75 % al 95% del gasto de mayor eficiencia de la bomba.

Un impulsor operando a una velocidad dada, genera la misma cantidad de carga independientemente de la densidad relativa del fluido que se bombea, ya que la carga se expresa en términos de altura de columna hidráulica de fluido. De esta característica se desprende el siguiente concepto:

La presión desarrollada por una bomba centrífuga sumergible, depende de la velocidad periférica del impulsor y es independiente del peso del líquido bombeado. La presión desarrollada convertida a longitud de columna hidráulica que levanta la bomba, es la misma cuando la bomba maneje agua de densidad relativa 1.0, aceite de densidad relativa 0.85, salmuera de densidad relativa 1.35, o cualquier otro fluido de diferente densidad relativa. En estos casos la lectura de la presión en la descarga de la bomba es diferente, únicamente permanecen fijos el diámetro y la velocidad del impulsor.

Una interpretación diferente del concepto anterior, es que cada etapa de la bomba imprime a los fluidos un incremento de presión exactamente igual. En esta forma, si la primera etapa eleva la presión en 0.5 (Kg/cm²) y la bomba tiene 20 etapas, el incremento total de presión que se obtiene es de 10 (Kg/cm²).

Características de la bomba:

Para establecer las posibilidades de aplicación de una bomba ya construida, por lo que se refiere al gasto que puede manejar, ver tabla 1, es necesario determinar mediante pruebas prácticas, sus curvas características o de comportamiento; las cuales indican para diversos gastos, los valores de eficiencia y longitud de columna hidráulica que es capaz de desarrollar la bomba; así como, la potencia al freno en cada caso ^[8].

Las pruebas prácticas de la bomba se realizan utilizando agua dulce de densidad relativa 1.0 y viscosidad 1-0 cp haciéndola trabajar a velocidad constante y estrangulando la descarga. Durante la prueba se miden en varios puntos: el gasto, el incremento de presión a través de la bomba y la potencia al freno. El incremento de presión se convierte a carga de columna hidráulica y se calcula la eficiencia total de la bomba.

Con base en esos datos se dibujan las curvas de carga, potencia al freno y eficiencia en función del gasto manejado. La construcción de gráficas con curvas características para una bomba se realiza de la siguiente manera:

1. El gasto se mide por medio de recipientes aforados u orificios calibrados.
2. La altura total de elevación o carga hidráulica, se determina fijando la altura de succión por medio de un vacuómetro y la altura de descarga por medio de un manómetro.
3. La potencia se determina por medio de un dinamómetro o por la potencia que alcance el motor eléctrico de acondicionamiento, tomando en consideración su rendimiento.

4. El número de revoluciones por minuto se obtiene por medio de un tacómetro o por medio de un contador de revoluciones.

5. La eficiencia se obtiene al despejarla de la fórmula de la potencia.

Siguiendo las consideraciones anteriores y mediante pruebas sucesivas, se van construyendo las curvas características de la bomba.

Cada curva representa el comportamiento de la bomba a una velocidad particular para alturas de elevación variables, lo que en la práctica se consigue generalmente de la siguiente manera: se cierra la válvula de descarga y se hace funcionar la bomba a su número normal de revoluciones por minuto, por ejemplo a 3500 rpm, en este caso el gasto es cero y en la bomba se establece una presión que alcanza aproximadamente unos 5300 pies, para lo cual, se requiere una potencia de 40 Hp, todo lo anterior para 100 etapas. Se abre progresivamente la válvula de descarga y empieza el flujo: la curva de capacidad de carga, baja progresivamente, las curvas de potencia y eficiencia van aumentando a medida que aumenta el gasto.

Continuando con la apertura de la válvula, se disminuye el valor de la carga y aumentan los valores del gasto, la eficiencia y la potencia. El valor máximo de eficiencia corresponde a los valores de gasto y carga para los cuales se construyó la bomba ^[8].

Sin embargo, las bombas en realidad se utilizan para bombear líquidos de diferentes densidades y viscosidades, operando a otras velocidades también constantes.

En estos casos es necesario tomar en cuenta el efecto de algunos parámetros a fin de predecir el comportamiento de la bomba bajo condiciones reales de operación:

Efecto del cambio de velocidad:

El gasto varía en proporción directa a los cambios de velocidad de la bomba. La carga producida es proporcional al cuadrado de la velocidad y la potencia es proporcional al cubo de la velocidad. La eficiencia de la bomba permanece constante con los cambios de velocidad.

EFEECTO DE LA DENSIDAD RELATIVA:

La carga producida por un impulsor no depende de la densidad relativa. Entonces la curva de capacidad de carga no depende de la densidad relativa, la potencia varía directamente con la densidad relativa y la eficiencia de la bomba permanece constante independientemente de la densidad del líquido.

Efectos de cambio del diámetro de impulsor: La capacidad de carga varía directamente con el diámetro de los impulsores y la potencia varía directamente con el cubo del diámetro. La eficiencia de la bomba no cambia. Las gráficas de curvas de comportamiento para cada bomba, las publica el fabricante además de las curvas de eficiencia carga y potencia vs gasto, incluye información respecto al diámetro de tubería de revestimiento en que puede introducirse la bomba, tipo y número de serie de la misma, ciclaje de la corriente para alimentar al motor, velocidad de la flecha del motor y el número de etapas considerado en la elaboración.

En cuanto a la forma de utilizar las gráficas de curvas características, se tiene que de acuerdo al ciclaje (Hz) de la corriente disponible, se selecciona un grupo de gráficas, verificando que su número de serie o diámetro externo, sea tal que puedan introducirse en la tubería de revestimiento existente en el pozo; de este grupo se selecciona una que maneje con mayor eficiencia el gasto deseado las condiciones de profundidad de colocación de la bomba. Una vez seleccionada la gráfica, a partir de dicho gasto, se traza una línea vertical, hasta intersectar con las curvas de potencia, eficiencia y capacidad de carga, de tal forma que se hagan las lecturas en las escalas correspondientes.

FENÓMENO DE CAVITACIÓN:

Si la presión absoluta del líquido en cualquier parte dentro de la bomba cae debajo de la presión de saturación correspondiente a la temperatura de operación, entonces se forman pequeñas burbujas de vapor. Estas burbujas son arrastradas por el líquido fluyendo, hacia regiones de más altas presiones donde se condensan o colapsan. La condensación de las burbujas produce un tremendo incremento en la

presión lo que resulta similar a un golpe de martillo o choque. Este fenómeno se conoce como Cavitación. Dependiendo de la magnitud de la cavitación, ésta puede resultar en una destrucción mecánica debida a la erosión, corrosión y a la intensa vibración. La cavitación también tiene un efecto significativo en el comportamiento de la bomba. Su capacidad y eficiencia se reducen.

CABLES:

La unión eléctrica entre los equipos descritos, instalados en el subsuelo, y los equipos de control en superficie son los cables.

Existen varios tipos de cables en una instalación de bombeo electrosumergible:

Extensión de Cable Plano.

Cable de Potencia.

Conectores de Superficie.

La extensión de cable plano, es una cola de cable de características especiales que en uno de sus extremos posee un conector especial para acoplarlo al motor. En el otro extremo este se empalma al cable de potencia.

La diferencia entre ambos es que este posee las mismas propiedades mecánicas y eléctricas que los cables de potencia pero son de un tamaño inferior.

Cable Conductor Eléctrico (POTHEAD)^[8].

La energía eléctrica necesaria para impulsar el motor, se lleva desde la superficie por medio de un cable conductor, el cual debe elegirse de manera que satisfaga los requisitos de voltaje y amperaje para el motor en el fondo del pozo, y que reúna las propiedades de aislamiento que impone el tipo de fluidos producidos.

Existe en el mercado un rango de tamaños de cable, de configuración plana y redonda (**figura N° 2.26**), con conductores de cobre o aluminio, de tamaños 2 al 6. El tamaño queda determinado por el amperaje y voltaje del motor así como por el espacio disponible entre las tuberías de producción y revestimiento.

Existen muchos tipos diferentes de cable, y la selección de uno de ellos depende de las condiciones a las que estará sometido en el subsuelo.

Considerando la longitud de un conductor para la aplicación de un voltaje dado, los voltios por pie disminuyen conforme el alambre es más largo, como consecuencia la velocidad del electrón disminuye lo que resulta en una reducción de corriente, en otras palabras, “la resistencia es directamente proporcional a la longitud del conductor”.



Figura N° 2.26. Cable Conductor Eléctrico [8].

Cuando la sección transversal o diámetro de un alambre es mayor, tiene un efecto contrario sobre la resistencia ya que el número de electrones libres por unidad de longitud se incrementa con el área. Bajo esta condición la corriente se incrementará para una fuerza electromotriz (fem) dada ya que se mueven más electrones por unidad de tiempo, en otras palabras “La resistencia es inversamente proporcional al área de la sección transversal del conductor”.

Cuando se usan cables en sistemas de alto voltaje, cada uno de los conductores está rodeado por un considerable espesor de material aislante y algunas veces con una cubierta de plomo.

Aunque la corriente normal fluye a lo largo del conductor, existe una pequeña corriente que pasa a través del aislamiento (fuga de corriente) de un conductor a otro. Esta fuga se considera despreciable.

El aislamiento de los cables debe resistir las temperaturas y presiones de operación en el pozo.

Sin embargo, para los cables utilizados también existen limitaciones debidas a materiales utilizados en su construcción. Los cables estándar tienen en promedio 10 años de vida a una temperatura máxima de 167° F y se reduce a la mitad por cada 15° F de exceso por arriba del máximo. El medio ambiente bajo el que opera el cable también afecta directamente su vida. Sin embargo hay cables que resisten temperaturas del orden de 350° F.

La instalación del cable se realiza fijándolo en la parte externa de la tubería de producción con flejes, colocando de 3 a 4 por cada lingada; en la sección correspondiente a los componentes del aparejo, es recomendable colocar flejes cada metro, debido a que esta sección es de mayor diámetro y puede dañarse durante las operaciones de introducción al pozo, por lo que comúnmente se instalan protecciones adicionales llamadas guarda cable. A lo largo de esta sección la configuración del cable es plana y se le llama extensión de la mufa, la cual constituye el contacto con el motor.

La unión de la extensión de la mufa y el cable conductor se denomina empate; su elaboración se realiza cuidadosamente en la localización del pozo ya que constituye una de las partes débiles de la instalación. Un empate también puede ser necesario en cualquier punto a lo largo del cable, donde se detecte una falla del mismo o donde la longitud del cable sea insuficiente para llegar a la superficie.

2.4 DISEÑO DEL SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE

El diseño de una instalación de bombeo electrocentrífugo consiste en seleccionar la bomba que cumpla los requerimientos de la producción deseada, de asegurar el incremento de presión para levantar los fluidos desde el fondo del pozo hasta la estación de flujo y escoger el motor capaz de mantener la capacidad de levantamiento y la eficiencia de bombeo.

Los factores más relevantes que afectan el diseño de este tipo de instalación son: Diámetro del revestidor y de tubería, capacidad de afluencia del estrato productor, tipo de completación, viscosidad del fluido y temperatura.^[10]

2.4.1 DATOS NECESARIOS PARA EL DISEÑO DE BES.

Los datos requeridos para diseñar adecuadamente un equipo Electrosumergible son: Datos del pozo, datos de producción, disponibilidad de corriente eléctrica, y condiciones especiales tales como abrasivos, corrosivos, parafinas, emulsión, incrustaciones. (Tabla N° 2.2).

Tabla N° 2.2. Datos necesarios para realizar un diseño de B.E.S. ^[10].

GRAVEDAD API DEL CRUDO (°API).	LONGITUD DE LA LÍNEA DE FLUJO (PIE).
Gravedad Específica Del Agua (Adim.).	Presión del separador (Lpca).
Gravedad Específica Del Gas (Adim.).	Presión de yacimiento (Lpca)
Corte d agua (%).	Presión de burbujeo (Lpca)
RGP (Pcn/Bn).	Efic. de flujo del estrato productor. (Adim.)
Profundidad media de la arena (Pie).	Tasa líquida de diseño (bpd)
Prof. De Asentamiento de la Bomba (Pie).	Presión fluyente a tasa líquida (lpca)
Sumergencia mínima permitida. Smin. (Pie)	Presión de cabezal. (lpca)
Temperatura Ambiente (°F).	porcentaje de gas permitido a la pip:
Temperatura De La Arena (°F).	% de eficiencia del separador disponible
ID del Revestidor. (Pulg)	Curva de comportamiento de afluencia
ID de la tubería de producción (Pie)	Condiciones especiales
ID de la tubería de flujo (Pulg)	Corriente disponible. voltaje

2.4.2 PASOS PARA EL DISEÑO DE UN EQUIPO DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE.

Los pasos a seguir para la realización del diseño son los siguientes:

1. *Estimar la capacidad de aporte de fluidos de la arena productora:*

Calcular la IPR con base en la prueba de producción del pozo, presión estática y la presión de burbujeo y determinar la oferta de la arena productora.

Para yacimientos subsaturados se puede usar la siguiente ecuación:

$$q = J (P_y - P_{wf}) \quad (\text{EC. 2.1})$$

Para yacimientos saturados la IPR se puede calcular:

$$\frac{q}{q_{max}} = 1 - 0,2 \left(\frac{P_{wf}}{P_y} \right) - 0,8 \left(\frac{P_{wf}}{P_y} \right)^2 \quad (\text{EC. 2.2})$$

Estimar el caudal máxima permisible de producción, de acuerdo a la IPR y considerando la caída de presión en la completación y futuros problemas de conificación de agua y/o gas y arenamiento.

Seleccionar el caudal de diseño (bpd) y su respectiva presión de fondo fluyente (Lpca).

2. Determinar el “Nd” (nivel dinámico del líquido): [Pies]

$$Nd = \text{prof arena} - hm \quad (\text{EC. 2.3})$$

Calcular el “Gm” (gradiente de la mezcla): [Lpc/Pies]

$$Gm = 0,433 * (\rho_m) \quad (\text{EC. 2.4})$$

$$\rho_m = ((\rho_o * f_o) + (\rho_w * f_w)) \quad (\text{EC. 2.5})$$

$$\rho_o = \frac{141,5}{(134,5 + API)} \quad (\text{EC. 2.6})$$

$$f_w = \frac{q_w}{(q_o + q_w)} \quad (\text{EC. 2.7})$$

Estimar la “hm” (altura de la mezcla): [Pies]

$$hm = \frac{p_{wf}}{(Gm)} \quad (\text{EC. 2.8})$$

3. Determinar la profundidad de asentamiento de la bomba: [Pies]

$$f_w = (Nd + \Delta h_d \text{sumergencia}) \quad (\text{EC. 2.9})$$

Donde: Δh_d depende del criterio de diseño. Se recomienda inicialmente una sumergencia de 700 a 1000 pies de profundidad. Esto es relativo considerando que la

bomba se debe colocar a la profundidad donde la fracción de gas a su entrada sea mínima.

4. *Estimar la presión y temperatura a la entrada de la bomba:*

Asumiendo variación lineal, el gradiente geotérmico dinámico se puede obtener:

$$Gtd = \frac{(Tf - Ts)}{(Prof\ arena)} \quad (EC. 2.10)$$

La temperatura a la entrada de la bomba a profundidad se determina:

$$T_{entrada} = Tf - Gtd * (prof\ arena - prof\ asen.) \quad (EC. 2.11)$$

Estimar la presión en la entrada de la bomba a profundidad:

$$P_{entrada} = 0,433 * \rho m * \Delta h_d \quad (EC. 2.12)$$

5. *Determinar las propiedades PVT de los fluidos a condiciones de la entrada de la bomba:*

Calcular: P_b , R_s , β_o , β_w , β_g , Z .

Determinar la fracción de gas en la entrada de la bomba:

$$\lambda_g = \frac{((1-f_w)(RGP - R_s) - (f_w * R_{sw}))B_g}{(B_w * f_w) + (1-f_w)B_o + ((1-f_w)(RGP - R_s) - (f_w * R_{sw}))B_g} \quad (EC. 2.13)$$

7. *Comparar la fracción de gas a la entrada de la bomba:*

Si $\lambda_g \geq 7\%$ incremente en 100 pies el asentamiento y repita los pasos 4 a 6.

Si $\lambda_g \geq 7\%$ y se ha alcanzado el asentamiento limite colocar un separador de gas.

Si $\lambda_g < 7\%$ y aún no se ha alcanzado la profundidad total del pozo, es de su interés considerar repetir los pasos hasta lograr 0% de gas libre.

8. *Calcular la tasa total de flujo a la entrada de la bomba:*

$$q_t = q_l(B_w * f_w) + (1 - f_w)B_o + ((1 - f_w)(RGP - R_s) - (f_w * R_{sw}))Bg \quad (\text{EC. 2.14})$$

Si se considera la colocación de un separador se debe tomar en cuenta lo siguiente:

$$RGP \text{ nueva} = (1 - (0,01 * Efic))(RGP - R_s) + R_s \quad (\text{EC. 2.15})$$

$$RGL \text{ nueva} = RGP \text{ nueva} * f_o \quad (\text{EC. 2.16})$$

9. Determinar altura dinámica total (TDH): [Pies]

$$TDH = Nd + hc + ft \quad (\text{EC. 2.17})$$

Donde:

TDH: Es la altura dinámica de fluido (Pies).

Nd: Es el nivel dinámico del fluido. (Pies)

hc: Es la presión de cabezal del pozo convertida en pies. (Pies)

Ft: Es la pérdida de fricción en la tubería expresadas en pies. Se obtiene con el gráfico de William y Hazen mostrado en el **Gráfico N° 2.1**.

La presión de cabezal expresada en pies se determina:

$$hc = \frac{P_{wh}}{C_m} \quad (\text{EC. 2.18})$$

10. Determinar el número de etapas requeridas en la bomba para levantar los fluidos hasta la estación de flujo:

$$N^\circ \text{ Etapas} = \frac{TDH}{N^\circ \text{ de pies por etapas}} \quad (\text{EC. 2.19})$$

El numero de pies por etapas se obtiene de la curva característica de la bomba la cual debe ser seleccionada de las curvas suministrada por los fabricantes en el mercado de bombas, en el **Grafico N° 2.2** se muestra una curva característica de una bomba.

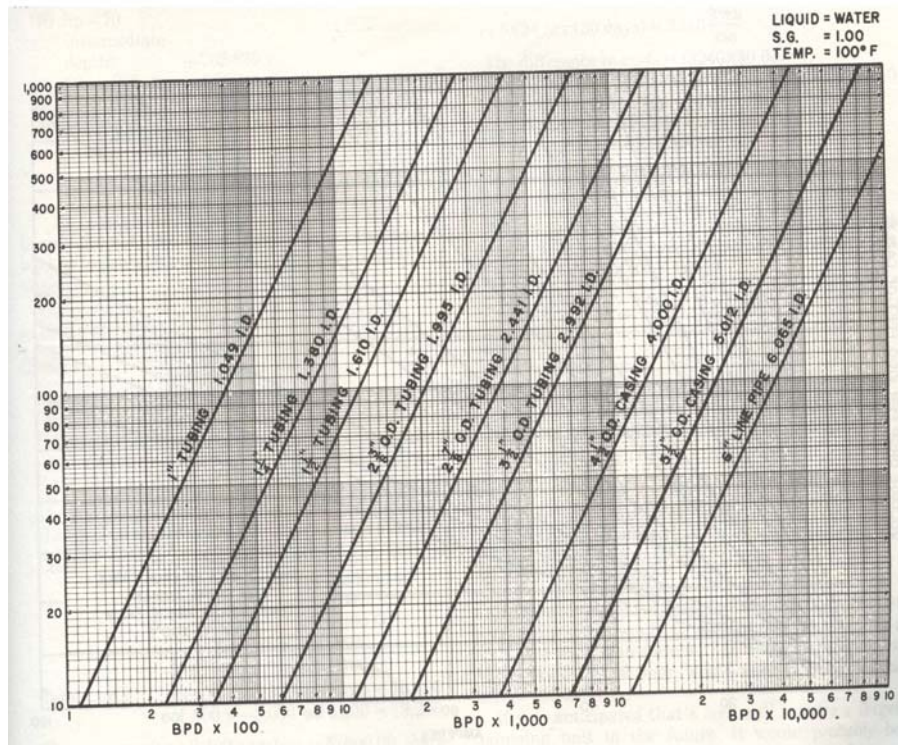


Gráfico N° 2.1. Grafico de William y Hazen ^[10].

11. Determinar la potencia requerida (HP).

Para determinar los caballos de fuerza requeridos, de la curva de la bomba se determina la cantidad de HP por etapas y se calcula los HP totales de la siguiente manera:

$$HP \text{ totales} = \frac{(N^{\circ} \text{ etapas} + (HP/\text{etapas}))}{F} \quad (\text{EC. 2.20})$$

Donde:

F: Es un factor de seguridad para mantener una eficiencia óptima del sistema.

12. Seleccionar el cable requerido para arrancar el motor.

El voltaje requerido en superficie para arrancar el motor debe considerar las pérdidas ocurridas desde superficie hasta la profundidad donde está colocado el motor que acciona la bomba. Se debe considerar una caída no mayor a 30 voltios /1000 pies.

$$\text{caída de voltaje en el cable} = \text{voltaje} * 0,05 = A \quad (\text{EC. 2.21})$$

$$\text{caída de } \frac{\text{voltaje}}{1000} \text{ pies} = A * \frac{1000}{\text{longitud del cable}} \quad (\text{EC. 2.22})$$

El voltaje se determina con los HP requeridos por exceso. El Voltaje por cada mil pies debe ser corregido por temperatura.

Gráfico N° 2.2. Curva tipo de las características de una bomba ^[10].

13. Determinar el voltaje real requerido en superficie.

$$V_s = V_m + P_v \quad (\text{EC. 2.23})$$

Donde:

V_s= Voltaje requerido en superficie.

V_m= Voltaje requerido por el motor.

P_v= Perdidas de voltaje.

14. Determinar la capacidad del transformador requerido.

$$KVA = \frac{(V_s * \text{Amp} * 1.73)}{1000} \quad (\text{EC. 2.24})$$

Donde

KVA= Kilovatios– Amperios requeridos.

V_s= Voltaje requerido en superficie.

Amp= Amperios requeridos.

2.5 LEYES DE AFINIDAD

La aplicación del variador de velocidad o frecuencia al conjunto motor-bomba esta íntimamente relacionado con las leyes de afinidad, las cuales establecen que al aplicar velocidad en cualquier punto de la curva de una bomba centrífuga, la capacidad o caudal varia en relación directa con la velocidad, la columna o altura varia en proporción directa con el cuadrado de la velocidad y la potencia al freno (BHP) varia directamente con el cubo de la velocidad^[10].

$$Q_{\text{nuevo}} = Q_{\text{anterior}} * [\text{Frecuencia Nueva} / \text{Frecuencia Anterior}] \quad (\text{EC. 2.25})$$

$$\text{TDH}_{\text{nuevo}} = \text{TDH}_{\text{anterior}} * [\text{Frecuencia Nueva} / \text{Frecuencia Anterior}]^2 \quad (\text{EC. 2.26})$$

$$\text{HP}_{\text{nuevo}} = \text{HP}_{\text{anterior}} * [\text{Frecuencia Nueva} / \text{Frecuencia Anterior}]^3 \quad (\text{EC. 2.27})$$

2.6 FALLAS EN LOS SISTEMAS DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE:

Las causas principales de falla en el Equipo Electrocentrífugo están asociadas a problemas con el motor, la bomba, el protector y el cable.

MOTOR.

Entre los problemas asociados al motor tenemos:

Excesiva carga de voltaje; debido al mal diseño (información pobre del pozo), desgaste de la bomba de subsuelo causado por la deposición de escamas o por materiales abrasivos y bajo voltaje en el sistema.

Filtración de los sellos del protector: Lo que provoca corto circuito y esto es debido a vibraciones excesivas de la bomba de subsuelo (debido al desgaste de sus componentes), mal manejo durante sus traslados y durante la instalación y defectos no detectados durante la fabricación.

Insuficiente aporte de fluidos del estrato productor lo que provoca un calentamiento del motor, por esto se recomienda que la velocidad mínima sea de 1 pie/ seg. También ocurre alta temperatura del motor cuando se coloca por debajo de las perforaciones.

Corrosión; lo que causa el deterioro de la carcasa del motor, provocando huecos en éste permitiendo que el aceite del motor este en contacto con el fluido del pozo y ocasionando pérdida de presión en la bomba de subsuelo y por lo tanto falla en el conjunto motor-bomba-protector.

Presencia de sucio o humedad en el tablero de control en superficie, esto ocasiona fallas en los dispositivos eléctricos, los cuales se traducen en fallas en el motor por fluctuaciones de voltaje ^[10].

BOMBA DE SUBSUELO.

Entre los problemas asociados a la bomba de subsuelo tenemos:

Desgaste de las arandelas inferiores del impulsor cuando la bomba de subsuelo se encuentra operando en condiciones de empuje hacia abajo (por debajo del pico de eficiencia). Desgastes de las arandelas superiores cuando la bomba de subsuelo se encuentra operando por encima de su capacidad de diseño (por encima del pico de eficiencia).

Desgaste de los componentes de la bomba de subsuelo por efectos abrasivos.

Taponamiento o cierre de las etapas, de la bomba de subsuelo por deposición de sedimentos (escamas, arena, etc.).

Desgastes de los componentes debido al tiempo de uso (vida útil de la bomba de subsuelo).

Mal manejo de la bomba de subsuelo durante el traslado y montaje, que puede ocasionar doblez del eje.

PROTECTOR.

Entre los problemas asociados al protector tenemos:

Puede ocurrir rompimiento de los sellos de cerámica, produciendo fugas del aceite, debido a mal manejo.

Otros factores que pueden ocasionar el mismo efecto son las vibraciones de la bomba de subsuelo por el desgaste del equipo y a los cambios repetitivos del ciclaje, cuando es operado con variador de frecuencia.

CABLE.

El cable puede sufrir daños mecánicos por el mal manejo durante la instalación y corrida dentro del pozo.

Al realizar el empalme se debe tener sumo cuidado ya que un mal conexión ocasionaría durante la bajada del equipo entrada de fluido que al estar en contacto con el conductor produciría un corto circuito traduciéndose en fallas del motor.

Durante la bajada se debe mantener centralizado el cable para evitar el roce de éste con la tubería de revestimiento lo que reduciría su vida útil.

Excesiva carga de amperaje crea alta temperatura en los conductores ocasionando rotura del material de aislamiento.

2.7 ANÁLISIS DE LAS CARTAS DEL AMPERÍMETRO

Una de las herramientas más valiosas que se tiene para localizar fallas en el equipo de subsuelo es la carta de amperaje, tomadas durante el funcionamiento del equipo y registrada por el amperímetro, ubicadas a la vista en el tablero de control (**figura N° 2.28**).

Esta carta indica el amperaje de entrada del motor y la toma mediante un transformador reductor de corriente acoplado al cable detrás del tablero. El amperaje reducido linealmente se traza en un gráfico circular cuadrículado que tiene el multiplicador apropiado para indicar el amperaje real del cable ^[10].

Cuando el amperímetro registrador esta funcionando correctamente, el numero de cambios en las condiciones de operación puede definirse interpretando adecuadamente la carta de amperaje.

Algunas de estas condiciones perjudiciales son las siguientes: operación a alto o bajo amperaje, operación con amperaje herrado, fluctuaciones de voltaje en líneas de potencia primaria, traba por gas, ciclaje excesivo, agotamiento de fluido, presencia de gas o liquido emulsionado, parada por baja carga, etc.



Figura N° 2.28. Tablero de Control^[10].

2.8 REDISEÑO DEL EQUIPO DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE

Una vez instalado y arrancado un equipo electrocentrífugo, se obtiene a través del sensor de presión instalado por debajo del motor lecturas de presión de fondo fluyente a profundidad de la entrada de la bomba. Esta información es utilizada para evaluar el diseño original y además sirve para rediseñar el equipo de subsuelo en futuros servicios al pozo^[10].

Las ecuaciones empleadas para el cálculo de presión son las siguientes:

$$P_s = (Prof_{mediaPerf} - Prof_{sensor}) * Grad_{mezcla} + Lectura\ inicial\ del\ sensor. \quad (EC. 2.28)$$

Donde:

P_s = presión estática, se calcula antes de arrancar el equipo.

$$P_{wf} = (Prof_{medio\ Perf} - Prof_{sensor}) * Grad_{mezcla} + Lectura\ del\ sensor. \quad (EC. 2.29)$$

Donde:

P_{wf} = presión de fondo fluente, se calcula una vez estabilizada la presión en el sensor.

2.9 ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD

La razón de la tasa de producción, en barriles fiscales por día a la presión diferencial ($P_{ws}-P_{wf}$) en el punto medio del intervalo productor, se denomina índice de productividad “J”, sus unidades se expresan en bls/día/Lpca.

$$\text{Índice de Productividad} = j = Q_w / (P_{ws}-P_{ws}) \quad (\text{EC. 2.30})$$

El índice de productividad es una medida del potencial del pozo o de su capacidad de producir, y es una propiedad de los pozos comúnmente medida. Después de un período de cierre del pozo suficientemente largo para obtener equilibrio en la presión del yacimiento, empleando un medidor de presión de fondo se determina la presión estática (P_{ws}), y luego que el pozo haya producido a una tasa estabilizada por un tiempo determinado se mide la presión fluente en el fondo, P_{ws} empleando el mismo medidor. La diferencia ($P_{ws} - P_{wf}$) se denomina presión diferencial o caída de presión. La tasa de flujo se determina por medio de medidas en el tanque de almacenamiento o en algunos casos, de medidas de los separadores o con medidores de desplazamiento positivo^[11].

En algunos pozos el índice de productividad o IP permanecerá constante para una amplia variación en la tasa de flujo, en tal forma que ésta es directamente proporcional a la presión diferencial de fondo.

En yacimientos de empuje por depleción los índices de productividad de los pozos decrecen a medida que la depleción procede, debido al aumento en la viscosidad del petróleo a medida que el gas es liberado de la solución y a la reducción en la permeabilidad de la roca del petróleo a medida que la saturación de petróleo disminuye. Ya que cada uno de estos factores puede cambiar poco o mucho durante el proceso de depleción, el índice de productividad puede disminuir a una fracción

pequeña de su valor inicial. Además como la permeabilidad del petróleo disminuye, existe un aumento correspondiente en la permeabilidad del gas, resultando en altas razones gas-petróleo. La tasa máxima a la que un pozo puede producir depende del índice de productividad a las condiciones existentes en el yacimiento y la presión diferencial ($P_{ws} - P_{wf}$) disponible. Si la presión de producción de fondo se mantiene cerca de cero, manteniendo el nivel de fluido en el pozo muy bajo la presión diferencial disponible será la presión existente en el yacimiento y la tasa máxima de producción será $P_{ws} * J$.

Las tasas de los pozos en algunos estados se limitan a determinadas producciones permisibles máximas que dependen de un número de factores, incluyendo espaciamientos en los pozos, profundidad y demanda actual de petróleo. En algunos estados también se controla por la razón gas-petróleo.

En pozos que producen agua, el índice de productividad, basado en la producción de petróleo solamente, disminuirá a medida que el porcentaje de agua aumenta debido a la disminución en la permeabilidad del petróleo, aunque no ocurra una caída considerable en la presión del yacimiento. En el estudio de pozos (productores de agua) a veces es práctico referir en índice de productividad en base del flujo total, incluyendo agua y petróleo, ya que en algunos casos el porcentaje de agua alcanza el 99 % o más ^[11]

CAPÍTULO III

METODOLOGIA DEL TRABAJO

Para el desarrollo de éste proyecto se presenta el Capítulo III en el cual se exponen la metodología y herramientas que permitieron estructurar de manera ordenada y consecutiva cada uno de los pasos que se siguieron para lograr los objetivos planteados.

3.1 REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA.

Fue necesaria la revisión de bibliografías que contenían temas relacionados con el método de levantamiento artificial de petróleo y en especial relacionados con el método de levantamiento artificial por bombeo electrosumergible ubicadas en libros, paginas web, manuales, cursos, tesis de grados, entre otros, con la finalidad de recopilar todos los conocimientos y bases teóricas para así estructurar el marco teórico del proyecto además de aplicarlos en el campo laboral y así tener mayor desenvolvimiento en la realización del trabajo.

3.2 REVISIÓN DE LA EFECTIVIDAD ACTUAL DE LOS POZOS QUE PRODUCEN CON EL MÉTODO DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR GAS EN EL ÁREA MAYOR DE OFICINA DEL DISTRITO GAS ANACO.

Para llevar a cabo la revisión de la efectividad del método de levantamiento artificial por gas (LAG) se procedió a realizar tres actividades las cuales se describen a continuación:

1. *Revisar el comportamiento de producción de los pozos completados con válvulas de gas lift en AMO:*

En esta actividad se graficó el comportamiento de la producción de petróleo, gas, relación gas petróleo, relación agua petróleo, tasa de inyección de gas lift y la tasa de agua, en función del tiempo de una muestra representativa de pozos que

producen con el método de levantamiento artificial por gas en los campos de petróleo del Área de Operaciones AMO.

La selección de los pozos a evaluar fue realizada tomando en cuenta los siguientes criterios:

Pozos que representen la producción de los diferentes campos de AMO.

Pozos que posean suficientes pruebas de producción que detallen de manera clara su comportamiento productivo.

Pozos activos.

Pozos que manifiesten variación del comportamiento productivo.

Pozos que presentan declinación brusca en su tasa con respecto al tiempo.

Pozos que registren tasas de producción deficientes.

Este análisis del comportamiento productivo se realizó con la finalidad de definir de forma gráfica las posibles causas que generan un decremento o incremento de la producción teniendo en cuenta la tasa de inyección de gas lift en cada comportamiento e inferir si la inyección de gas es eficiente o deficiente. Los datos de producción fueron extraídos de las herramientas corporativas de almacenamiento y análisis de datos de producción CENTINELA y OFM, de las cuales a continuación se muestra una breve descripción:

CENTINELA (Centro de Información de Negocios Petroleros).

El sistema permite el control de las operaciones mediante el almacenamiento y uso de los parámetros referentes al comportamiento de los pozos, procesamiento y utilización del gas, contabilización de crudos y productos; además de mantener información actualizada de las instalaciones y equipos de las Divisiones de Oriente y Occidente.

En este proyecto el módulo de centinela que más se usó fue módulo “POZO” con esta herramienta se logró buscar la información de producción referente a tasas de hidrocarburos, relación gas petróleo, % de agua y sedimentos, gravedad API, entre otros datos, de los pozos que producen en los diferentes campos de AMO y así

construir una tabla de datos donde se refleja el histórico de producción. En la **figura N° 3.1**, se muestra la pantalla de acceso de centinela en su módulo de la herramienta Pozo.



Figura N° 3.1. Ventana principal de Centinela módulo Pozo

OFM (Oil Field Manager).

Es una herramienta de análisis de producción de pozos y yacimientos, abarca un conjunto de módulos integrados que facilitan el manejo eficiente de los campos de petróleo y gas a través de sus ciclos de vida de exploración y producción, incluye características de fácil manejo y visualización como lo son: un mapa base activo, reportes, gráficos y análisis de curvas de declinación. Además de eso ofrece la flexibilidad para integrar datos de producción y yacimientos suministrados o generados por productos de diferentes compañías de servicio. En la Figura N° 3.2 se visualiza la ventana principal del sistema. Con esta herramienta se construyó las gráficas del comportamiento de producción de los pozos seleccionados para el estudio.

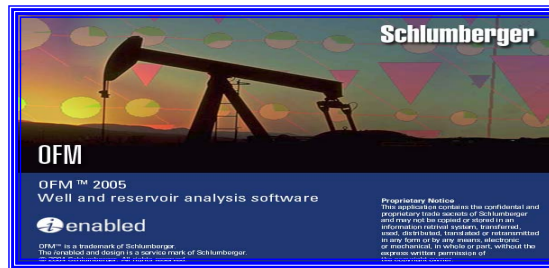


Figura. N° 3.2 Ventana principal de OFM

2. *Simular la producción de los pozos que producen con levantamiento artificial por gas:*

Se realizó una serie de modelos físicos utilizando la herramienta de simulación PIPESIM, versión 2008 de diferentes pozos completados con el levantamiento artificial por gas lift; esto con la finalidad de cotejar la producción actual de dichos pozos y generar la curva de rendimiento del sistema de levantamiento artificial por gas, la cual indica como es la producción del pozo a diferentes tasas de inyección de gas y de esta forma definir si la tasa de inyección de gas lift actual es la óptima para ese sistema con esas condiciones de operación, de lo contrario proponer recomendaciones de para la optimización del pozo de acuerdo con los resultados. A continuación se presenta la descripción del simulador PIPESIM usado en este objetivo.

PIPESIM.

Es una solución de análisis de producción que permite realizar simulaciones de flujo multifásico para sistemas de gas, petróleo y agua. Puede modelar sistemas de pozos, líneas de producción, equipos y redes complejas, ayudando a la toma de decisiones y a la identificación de problemas de ingeniería. También cuenta con un conjunto de herramientas para diseño y optimización de sistemas de levantamiento artificial entre las cuales esta el levantamiento artificial por gas. En la **figura N° 3.3** se muestra la ventana de trabajo donde se observa un modelo físico en la herramienta:

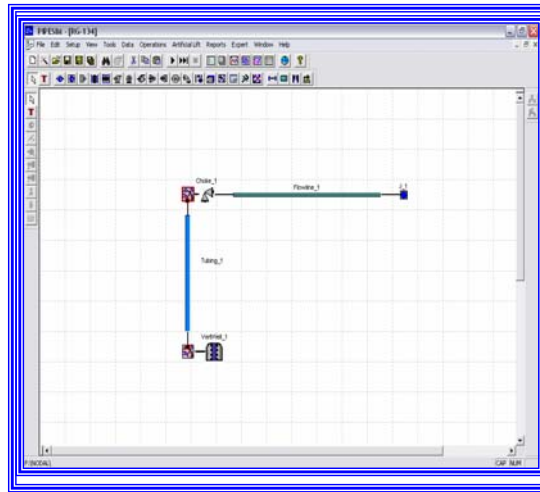


Figura N° 3.3. Modelo del Sistema de Producción de PIPESIM

3. Revisar las afectaciones más comunes en los sistemas de levantamiento artificial por gas:

Para este procedimiento se revisó en las carpetas de los pozos los registros de los problemas que afectaron el sistema de levantamiento artificial por gas, además también se inspeccionó en los registros actuales de las actividades del departamento de subsuelo realizadas en AMO, los trabajos donde están involucrados procedimientos asociadas a problemas que afectaron al sistema de levantamiento artificial por gas, con la finalidad de localizar las debilidades más comunes del método en el Área Mayor de Oficina. Las carpetas de los pozos fueron unas de las herramientas usadas para estudiar la historia de los pozos y se presenta a continuación una breve descripción:

CARPETAS DE POZOS.

Estas carpetas almacenan toda la información concerniente a los pozos, son identificadas de acuerdo al nombre del pozo del campo en estudio; están clasificadas en diferentes áreas: información y correspondencia general, correspondencia oficial, informes de operaciones, geología, operaciones, análisis y reportes de laboratorio y

producción. En ellas se pueden encontrar información detallada y confiable, desde la perforación de los pozos hasta los trabajos mas recientes realizados a los mismos.

3.3 LOCALIZACIÓN DE POZOS PROSPECTIVOS PARA LA APLICACIÓN DEL MÉTODO DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE.

Este objetivo se logró mediante el análisis en conjunto de una serie de parámetros que requiere el sistema de levantamiento artificial por bombeo electrosumergible para su óptimo funcionamiento. Estos parámetros están intrínsecos en las condiciones pozo-yacimiento las cuales se describen a continuación:

ESTUDIO DE LAS CONDICIONES DEL POZO Y DEL YACIMIENTO.

Para localizar los pozos en los cuales se puede aplicar el bombeo electrosumergible se buscaron y localizaron los yacimientos que posean una baja relación gas petróleo, ya que el gas libre dentro de la bomba es el principal agente que afecta el buen desempeño del equipo centrifugo debido a que puede causar degradación del levante, inestabilidad y bloqueo por gas.

Estas arenas se localizaron realizando filtros en OFM que arrojó un reporte de los pozos completados en las arenas que producen con una relación gas petróleo menor que 2.000 Pcn/Bn. Una vez obtenido este reporte se gratificó el comportamiento de la RGP de las arenas en función del tiempo de producción, se revisó que la tendencia en la misma sea baja para determinarla como prospecta para el método de BES.

También se caracterizó las condiciones de los pozos completados en las arenas seleccionas, revisando superficialmente si existía disponibilidad de corriente eléctrica y a nivel se subsuelo se definieron parámetros como: El diámetro interno de los revestidores de producción, si existía algún problema mecánico dentro del pozo, las condiciones productivas del pozo, el nivel estático dentro de los pozos, pozos que

mantuvieran nivel durante un trabajo de suabo, la profundidad de la arena, si la arena estaba cañoneada o interpretada en dicho pozo, entre otros.

3.4 PROPUESTA DEL DISEÑO DE COMPLETACIÓN MÁS EFECTIVO, SEGURO Y RENTABLE PARA EL LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE.

La propuesta de completación con el equipo de levantamiento artificial por bombeo electrosumergible se realizó estudiando las condiciones actuales en el pozo, se definió la ubicación geográfica en el campo mediante las coordenadas UTM; se localizó revisando las carpetas de los pozos el diseño de los revestidores de cada uno de los prospectos seleccionados, se verificó si los revestidores estuvieran en buen estado.

Una vez definido los revestidores se puntualizó el equipo de bombeo electrosumergible que se usará en la completación de acuerdo con el diseño que se le realizó al pozo; se estableció los criterios del procedimiento operacional que se realizará para extraer el equipo de completación actual y el procedimiento para instalar el equipo de BES propuesto.

Por ultimo se realizó el diagrama mecánico de la completación propuesta con el equipo de levantamiento artificial por bombeo electrosumergible.

3.5 EVALUACIÓN ECONÓMICA EN LA APLICACIÓN DEL MÉTODO DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE EN EL ÁREA MAYOR DE OFICINA DEL DISTRITO GAS ANACO.

Para llevar a cabo un proyecto de inversión de capital es importante realizar una evaluación económica para evaluar su rentabilidad a futuro; en este caso se realizó la evaluación económica del reacondicionamiento y recompletación (Ra/Rc) de los pozos ZM-347, ZM-349 y MVR-109 los cuales fueron los candidatos para completarlos con el método de levantamiento artificial por bombeo

electrosumergible. Esta evaluación del proyecto se realizó con la finalidad de medir su valor, se basa en la comparación de los beneficios que genera y los costos o inversiones que requiere, desde un punto de vista determinado. Se usó la herramienta SEEPLUS para realizar los cálculos respectivos, a continuación se hace referencia de la herramienta:

El sistema de Evaluaciones Económicas SEEPLUS es una herramienta que permite cuantificar la rentabilidad de un proyecto de Inversión a través de los siguientes indicadores económicos: Valor Presente Neto (V.P.N.), Tasa Interna de Retorno (T.I.R.), Tasa Interna de Retorno Modificada (T.I.R.M.), Eficiencia de la Inversión (E.I.) y Tiempo de pago Dinámico (T.P.D.). El sistema cuenta además con la facilidad de poder evaluar varias alternativas de un proyecto bajo diferentes escenarios económicos entre otras, así como de realizar un gráfico de sensibilidad con el propósito de conocer cuan susceptible es el Valor Presente Neto (V.P.N.) del proyecto a los cambios en los parámetros tales como: Inversiones, Costos e Ingresos. La **figura N° 3.4** muestra la ventana de acceso al programa

El programa funciona bajo el sistema operativo Windows y está desarrollado en la herramienta PowrBuilder 7.02, siendo compatible con ambientes Windows 95, 98, 2000, NT y XP, y bajo la plataforma Multiusuario ORACLE (Manejador de Base de Datos) haciendo que el mismo pueda ser accesado a través de la Intranet de PDVSA.



Figura N° 3.4. Ventana de acceso al programa SEEPLUS

CAPÍTULO IV

RESULTADOS Y DISCUSIONES

En este capítulo se muestra todos los resultados de los estudios realizados a los aspectos que se involucran en el área investigada, los cuales son relacionados con la evaluación del Método de Levantamiento Artificial por Bombeo Electrosumergible, así como también la discusión de los mismos.

4.1 REVISIÓN DE LA EFECTIVIDAD DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR INYECCIÓN DE GAS

La revisión de la efectividad del sistema de levantamiento artificial por inyección de gas se realizó estudiando el comportamiento de producción de una muestra de pozos completados con válvulas de gas lift, se realizó simulaciones con este método y revisando las afectaciones más comunes del sistema de inyección de gas.

Comportamiento de producción de pozos completados con el levantamiento artificial por gas en AMO.

En el Área Mayor de Oficina existe actualmente un total de 36 pozos produciendo por el levantamiento artificial por gas lift los cuales están distribuidos en 8 campos. Para este estudio se tomó una muestra de 10 pozos siguiendo el criterio de selección descrito en el marco metodológico los cuales representan el 27.7% de los 36 pozos productores con gas lift. En el **Apéndice A (Tabla A.1-A.2)** se muestran las tablas de los pozos completados con válvulas de gas lift en el Área Mayor de Oficina y los seleccionados para el estudio del comportamiento de producción.

CAMPO: Aguasay Central.

POZO: AGV - 520.

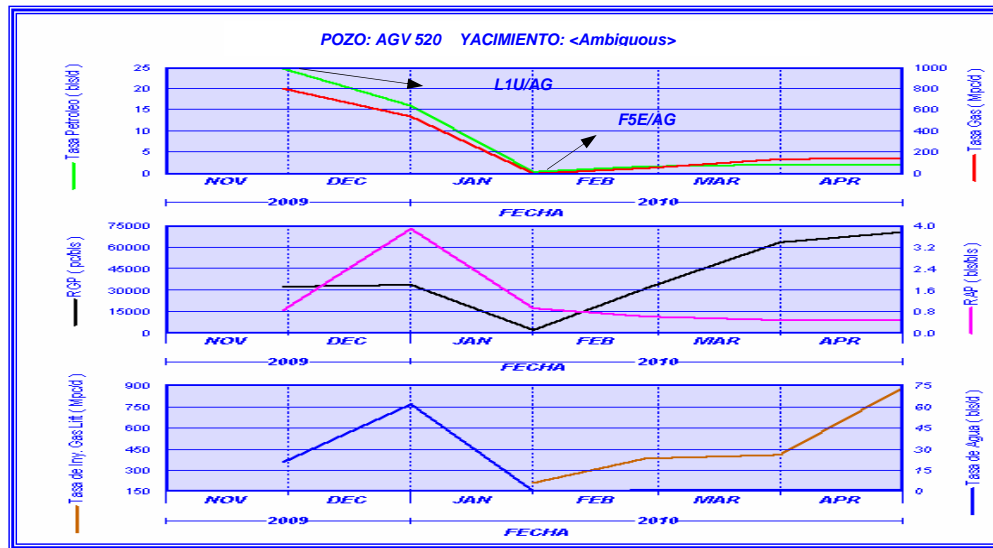


Gráfico N° 4.1. Comportamiento de Producción del Pozo AGV 520

Interpretación del gráfico:

En marzo del año 2.009, se realizaron trabajos de reacondicionamiento y recompletación al pozo donde se perforó y evaluó las arenas F5, I2U y L1U. Completaron el pozo sencillo selectivo con válvulas de gas Lift como productor de hidrocarburos con tubería de 2 7/8 plg en las arenas antes mencionadas.

Para noviembre de 2.009 este pozo comenzó a producir por la arena L1U yacimiento AG 413 donde se observa en el comportamiento mostrado en el **Gráfico N° 4.1** que producía 24 Bls de petróleo y 829 MPc de gas diarios, a partir de allí la producción de petróleo y gas fue declinando significativamente mientras que la producción de agua aumentaba, pudiéndose atribuir esta declinación al incremento en la producción de agua la cual generó que el pozo en esa arena fuera cerrada.

Luego se efectuó un cambio de zona donde se abre la camisa de producción de la arena F5 yacimiento AGV 405, se observa en la **gráfica N° 4.1** que el aporte de hidrocarburo es muy deficiente (menor que 5 Bls de petróleo); se puede observar también que se efectúa una creciente inyección de gas, la cual no tiene resultados efectivos en el recobro de los hidrocarburos. Se puede comentar que posiblemente

existían fallas en el sistema debido a la filtración en las válvulas de gas lift ubicadas encima de la válvula operativa.

POZO: AGV – 517.

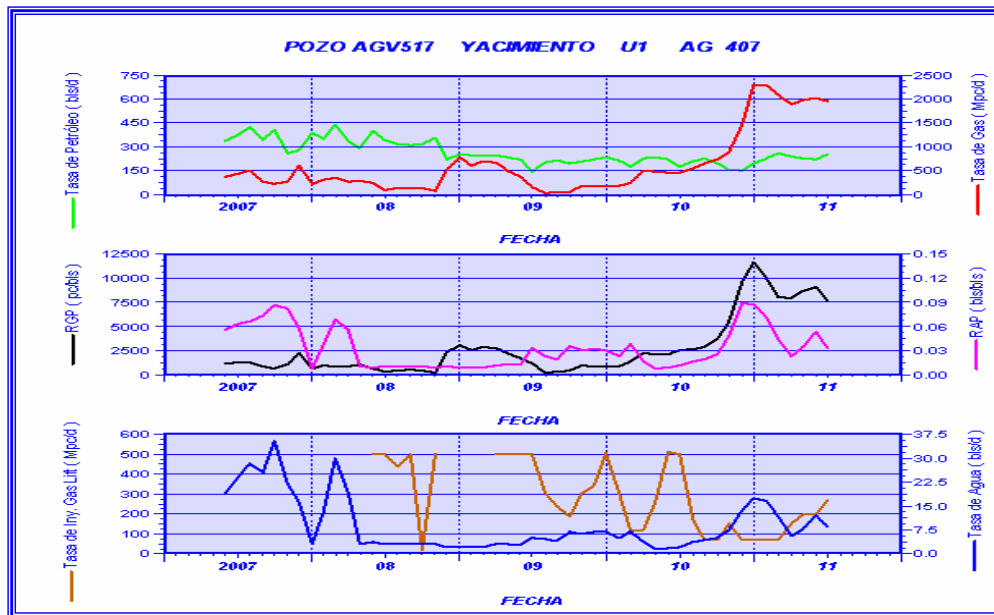


Gráfico N° 4.2. Comportamiento de Producción del pozo AGV-517

Interpretación del gráfico:

Este pozo está completado con doble sarta con válvulas de gas lift en la sarta corta, y está produciendo desde 2007 la arena U1 por la sarta corta, yacimiento AG-407 mediante el método de levantamiento artificial por gas, extrayendo un crudo de 39° API. Se observa en el **Gráfico N° 4.2** que desde sus primeros registros de tasas mantiene una buena producción de hidrocarburos, los cuales están por el orden de 340 barriles de petróleo y de 400 mil pies cúbicos de gas al día.

Se observa en el gráfico que la tasa de agua al principio de la producción posee saltos que están fuera del comportamiento, esto puede ser producto de errores al momento de realizar las mediciones.

En cuanto a la producción de gas a partir de abril de 2.010 empieza a aumentar, causando una pequeña disminución en la producción de crudo debido a que el gas tiene mayor movilidad, posiblemente a que alcanzó la presión de burbujeo.

El pozo esta sometido a inyección de gas lift, el cual no tiene gran efecto en la producción de crudo debido a que se observa que existe un intervalo donde no se inyecta gas y la tasa de petróleo se mantiene, también se observa que la variación de ésta inyección de gas no produce efecto significativo en la producción de petróleo.

CAMPO: Mata 10.

POZO: M10-6.

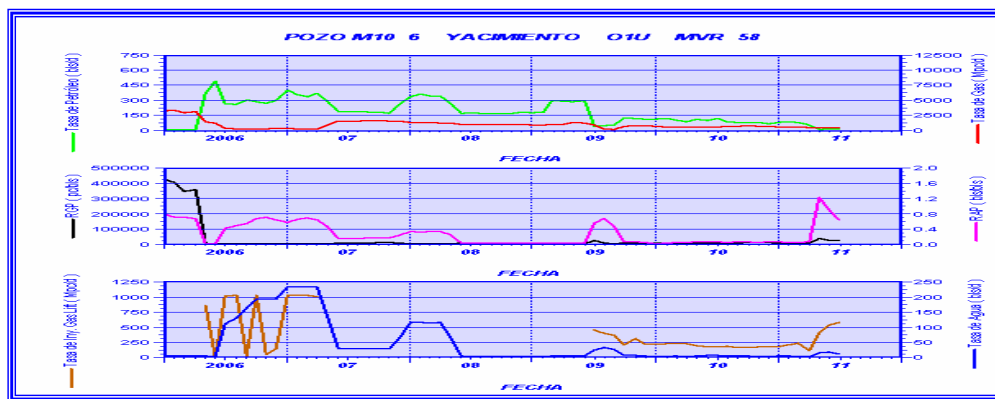


Gráfico N° 4.3. Comportamiento de Producción del pozo M10-6

Interpretación del gráfico:

La producción de petróleo hasta abril de 2006 estaba en el orden de 15 Bls, esta deficiencia fue causada por la alta producción de agua en el pozo para esa fecha (nótese la alta relación agua petróleo); para aligerar el peso que generaba la columna de fluido en el fondo se le realizó la inyección de gas, lo cual generó resultados favorables ya que la producción de petróleo aumentó hasta un promedio de 350 Bls diarios.

Después de abril de 2007, se deja de realizar la inyección de gas lift al pozo e inmediatamente se observa que a partir de ahí que la producción disminuye a un promedio de 250 Bls. Luego para junio de 2009 se registra un incremento en la

relación agua petróleo y la tasa de crudo se medía en 40 Bls, desde entonces se reactiva la inyección de gas, y se aumenta hasta 135 Bls la tasa de producción de petróleo.

Se observa que desde que se reactivó la inyección de gas lift el pozo de igual forma continuó declinando su producción esto debido una formación y adherencia en la tubería de producción de compuestos orgánicos (carbonatos), conocidos con el nombre de “Escalas” y detectada el día 30 de mayo de 2011 mediante trabajos de subsuelo; esta formación de escala reduce el diámetro interno de la tubería formando una obstrucción y por ende una reducción del caudal, aunado a esto ocurrió una declinación natural de la producción ya que se observa que no existe aumento en la RGP y en el corte de agua, lo que hace concluir que la presión de yacimiento ha declinado y por ende el índice de productividad del pozo también.

POZO: M10-13.

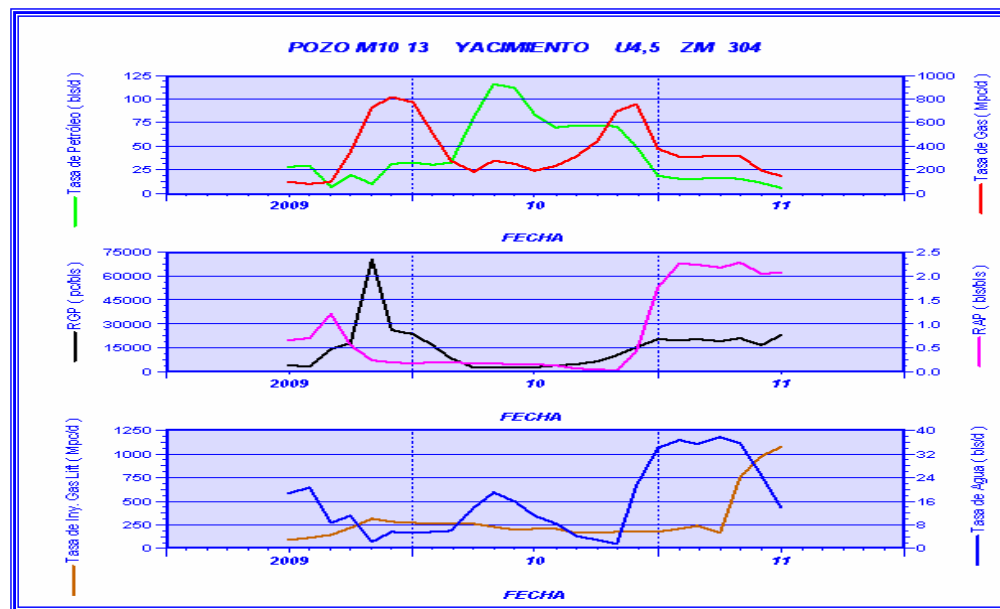


Gráfico N° 4.4. Comportamiento de producción del pozo M10-13

Interpretación del gráfico:

El 6/6/06 se le realizó un suabo al pozo en esta arena como se puede observar en el **Apéndice B (Tabla B.1)**, estabilizando el nivel de fluido a 2.600 pies hasta la corrida # 17 y sacando 68 barriles de agua lo que quiere decir que la presión de fondo estaba siendo controlada por el peso que generaba la columna de agua. Luego del suabo en el año 2007 se recuperó dunmys y se hizo rediseño de válvulas de gas lift en dos oportunidades, para junio del año 2009 se arrancó el pozo con el levantamiento artificial por gas lift, el cual fue efectivo ya que se dejó el pozo produciendo con una tasa de petróleo de 28 Bls.

Cuatro meses después declina esta tasa de petróleo y agua ya que la arena empieza a aportar gran cantidad de gas el cual es mucho más movible en el medio poroso del yacimiento y en la tubería. Para enero de 2010 empieza a declinar la tasa de gas y la de petróleo se mantiene en 25 Bls y en marzo de ese mismo año aumenta hasta 100 BN/D.

En mayo de 2010 según trabajos de subsuelo se pretendió realizar una limpieza de parafina y el cortador paró a 7681 pies, se bajó camarita y se detectó una válvula de gas lift fuera del bolsillo del mandril doblada. Este hecho hace pensar que el levantamiento por gas era deficiente debido a la filtración de gas por encima de la válvula operativa, lo que produjo una circulación del gas de inyección.

CAMPO: Mata R

POZO: MVR-109

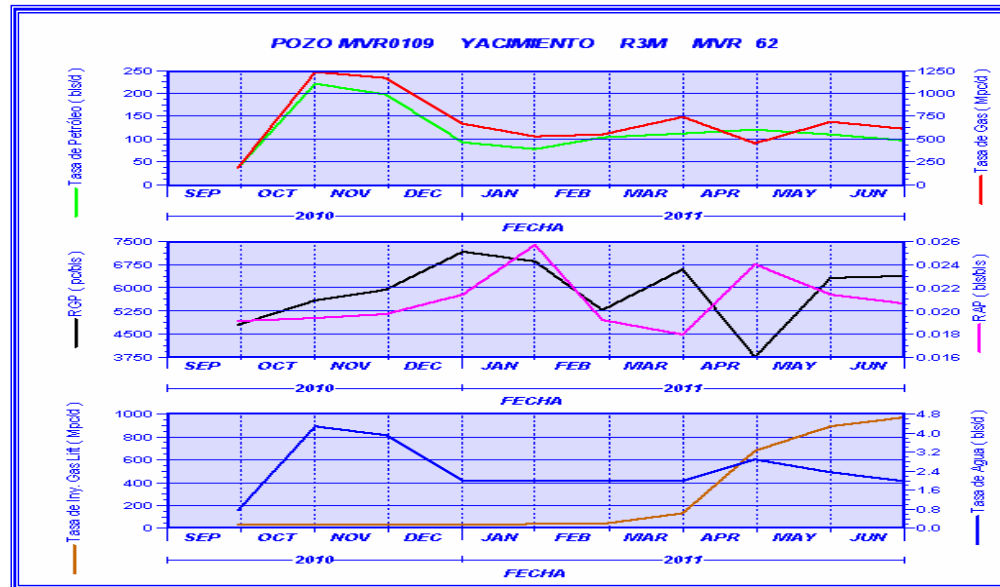


Gráfico N° 4.5. Comportamiento de producción del pozo MVR-109

Interpretación del gráfico:

Este pozo está produciendo actualmente un petróleo liviano de la arena R3M del yacimiento MVR-62, se arrancó con una inyección de gas de 20 MPc/d la cual es una tasa relativamente baja pero de igual forma poseía una excelente tasa de producción de petróleo como se observa en el **gráfico N° 4.5**.

En el mes de diciembre de 2010 la tasa de petróleo declinó a 100 barriles y se mantuvo en esa producción hasta la actualidad. Se observa que la relación de la producción de gas con respecto a la del petróleo va en aumento desde el inicio de la producción de la arena hasta febrero de 2011 que comienza a declinar.

Al analizar simultáneamente el histórico de la inyección de gas y la producción de petróleo, se observa que a pesar de poseer una baja tasa de inyección en el intervalo comprendido desde octubre de 2010 a marzo de 2011, la tasa de

petróleo aumentó y disminuyó, lo que indica que esta tasa de inyección no tenía un efecto significativo sobre la producción de crudo. También se puede ver que aumenta la tasa de inyección de gas y la de petróleo se mantiene lo que indica que el levantamiento no está operando con una efectiva tasa de inyección de gas.

CAMPO: Zanjas

POZO: ZM-463

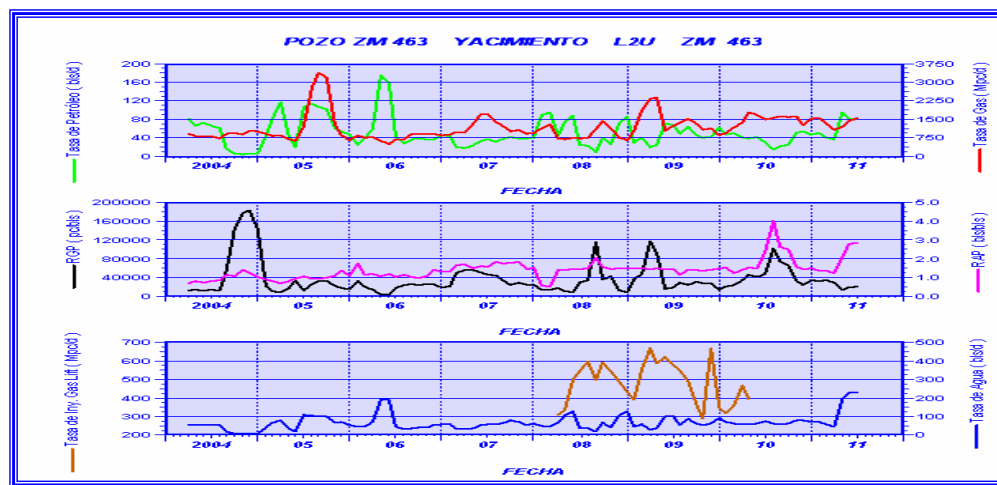


Gráfico N° 4.6. Comportamiento de producción del pozo ZM-463

Interpretación del gráfico:

Se observa en la gráfica de producción de petróleo que el pozo en esa arena posee un flujo inestable, la tasa de petróleo aumenta y disminuye en muchas oportunidades y las presiones de cabezal de este pozo para todo el periodo de producción son variables. Al principio en el año 2004 se nota un aumento drástico de la relación gas petróleo debido a que el pozo en ese intervalo producción declinó su tasa de petróleo y la tasa de gas se mantiene.

En abril de 2008 se aplicó la inyección de gas a través del método de levantamiento artificial por inyección de gas lift para aumentar la producción, pero

se observa que esta inyección no tuvo ninguna efectividad ya que no existe incremento de la tasa de petróleo cuando se le inyectó gas al pozo.

CAMPO: Zapatos

POZO: ZM-349

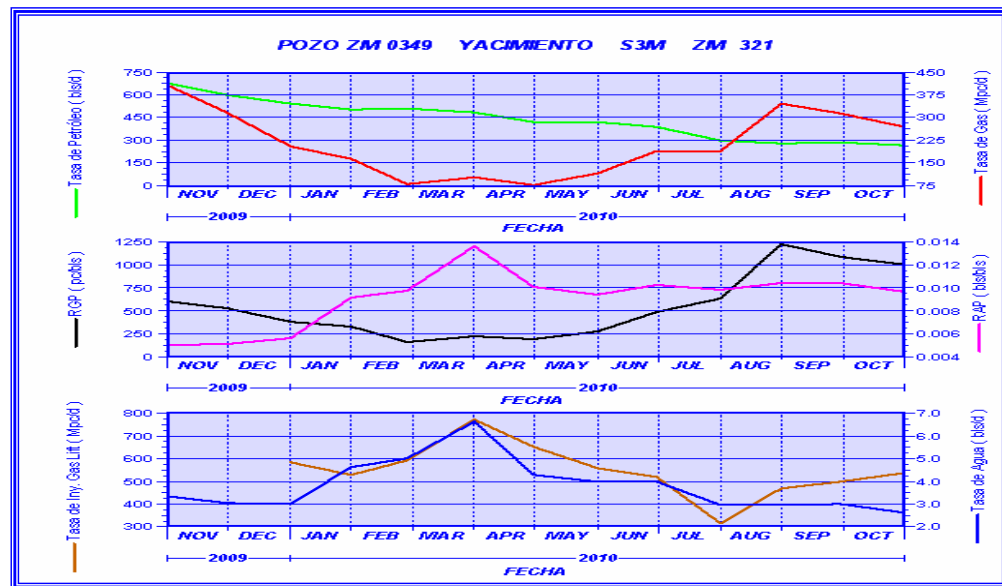


Gráfico N° 4.7. Comportamiento de producción del pozo ZM-349

Interpretación del gráfico:

La arena S3M posee al principio del reporte un excelente aporte de petróleo el cual estaba por el orden de 650 barriles de petróleo diarios, desde entonces presentó un comportamiento decreciente de la tasa de petróleo, no obstante por casi un año de su vida productiva mantiene un promedio constante en 500 barriles, luego de allí para marzo de 2010 sigue su declinación en la tasa de crudo hasta que bajo a menos de 40 barriles.

La tasa de producción de gas también se comporta de manera similar a la de crudo, al principio se registra tasas promediadas en 350 MPCD luego la misma cae a 150 MPCD y al final registra un aumento y posterior disminución, lo que nos puede

indicar que la arena esta perforada en la zona de petróleo por cuanto se registra bajas tasa de gas y agua mostradas en las gráficas, la relación gas petróleo es baja y se mantiene así hasta el final del histórico que aumenta a 1.500 PCU/BN.

La gráfica del corte de agua nos indica que el agua que se produce no tiene mucha influencia en las tasas de interés, por cuanto esta relación de producción es muy baja. En la gráfica de la tasa de inyección de gas se puede notar que al principio del reporte no hubo inyección de gas y se observa que la tasa de petróleo disminuía en ese intervalo, luego de ahí comienza a registrarse inyección de gas y la tasa de crudo se promedia en 500 barriles; el pozo presento problemas y actualmente esta en espera de trabajos reacondicionamiento.

Mediante los trabajos de subsuelo reflejados en el Apéndice B (Tabla B.4), fue descubierto que el pozo estuvo deficiente por una comunicación que existe entre la tubería de producción y la de revestimiento a 52 pies de profundidad y debido a esto el gas de que se le estaba inyectando se encontraba circulando a esa profundidad y restringiendo el flujo de los fluidos del pozo.

POZO: ZM-353

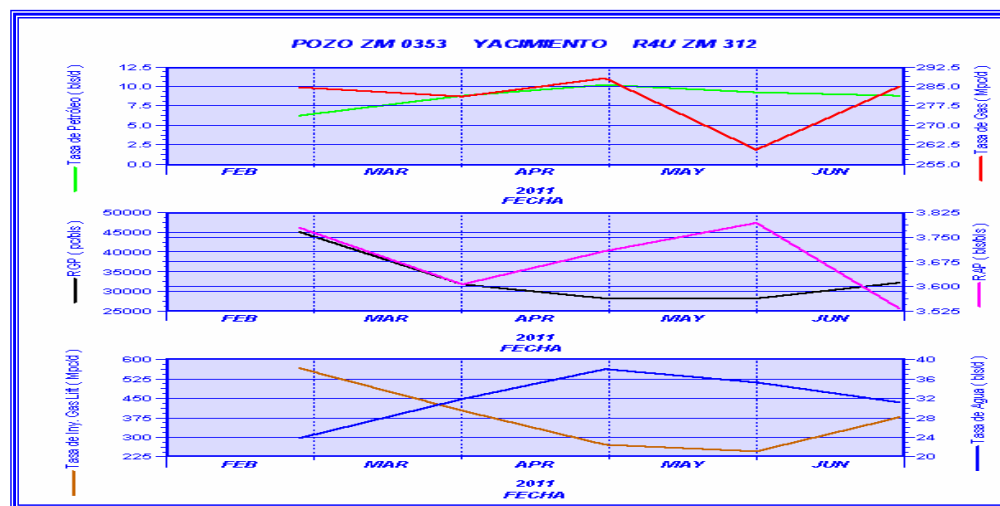


Gráfico N° 4.8. Comportamiento de producción del pozo ZM-353

Interpretación del gráfico:

El pozo produce actualmente la arena R4U del yacimiento ZM 312, desde que comenzó la producción de esta arena la tasa de petróleo fue baja produciendo un promedio de 7 barriles de petróleo diarios, la tasa de gas estuvo en el orden de 280 mil pies cúbicos diarios, manteniendo una alta relación gas petróleo en el sistema.

La tasa de agua se promedió en 24 barriles y la relación de la producción de agua con respecto a la del petróleo es alta lo que nos indica que el gradiente de la mezcla que hay dentro del pozo puede estar controlado por el agua.

La inyección de gas en este caso no es eficiente debido a que el pozo esta produciendo con alta RGP la movilidad de los fluidos en el pozo y en el yacimiento es dominada por el gas, y el gas inyectado no realiza su función de aligerar columna de fluido.

En los trabajos de menores realizados por el departamento de subsuelo se reportó que el pozo tuvo inconvenientes con las válvulas de gas lift debido a que se generaron pescas de dichas válvulas **Apéndice B (Tabla B.5)**

CAMPO: Zarza

POZO: ZG-209

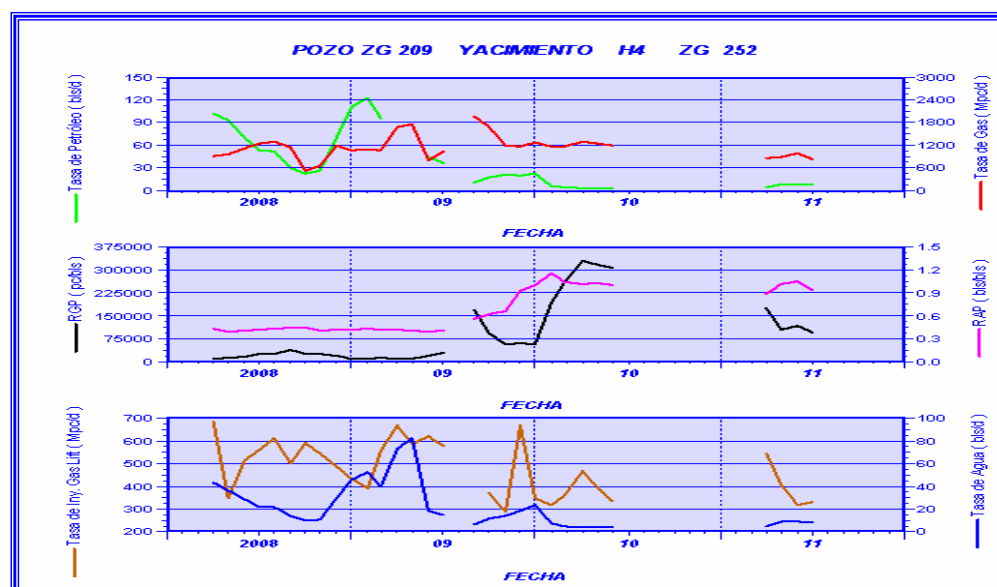


Gráfico N° 4.9. Comportamiento de producción del pozo ZG-209

Interpretación del gráfico:

Este pozo produce la arena H4 yacimiento ZG-252, en el gráfico N° 4.9 se observa que la tasa de crudo es de comportamiento variado comenzando su producción con 100 barriles por días y declinando los posteriores por cinco meses hasta 20 barriles, luego hasta marzo de 2009 se registra un incremento y vuelve caer la producción drásticamente. Se puede decir que este comportamiento sea por la configuración de las válvulas en la tubería de producción o fallas de filtración en las mismas por cuanto en la gráfica de la tasa de inyección de gas (**Apéndice B, tabla B.6**) se registra buena inyección y se presume que hay aporte de crudo por parte de la arena. El agua producida tiene el mismo comportamiento que la producción de crudo manteniéndose así hasta octubre de 2009 en 30, luego de esa fecha aumenta el corte de agua y disminuye la tasa de petróleo gracias a este fenómeno.

CAMPO: Zulus

POZO: ZM-424

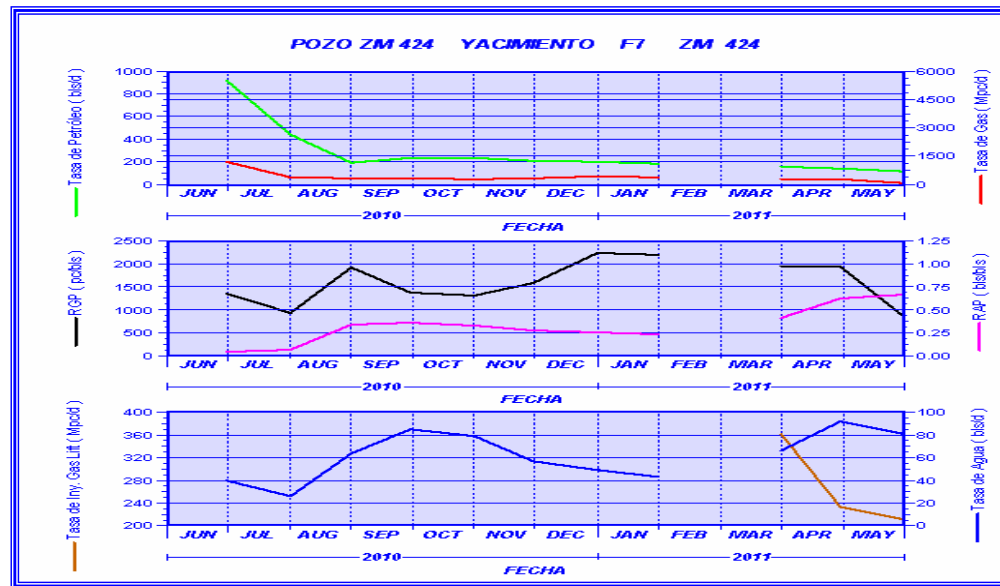


Gráfico N° 4.10. Comportamiento de producción del pozo ZM-424

Interpretación del gráfico:

El pozo presentaba una excelente producción para junio del año 2010 después de esa fecha experimentó una brusca disminución de la tasa de petróleo la cual bajo a 200 barriles para agosto de ese mismo año, desde allí mantuvo esa tasa por cinco meses; esta disminución pudo ser por el aumento en el corte de agua. La inyección de gas se inició en abril de 2011 y se observa que no tuvo influencia en la tasa de producción de petróleo lo que puede indicar que el sistema este filtrando el gas por las válvulas superiores a la operativa.

Simulación de pozos que producen con el método de levantamiento artificial por gas lift.

Se realizó simulaciones usando la herramienta PIPESIM en su versión 2008 estas fueron hechas a tres pozos con la finalidad de estudiar la eficiencia del método de levantamiento artificial por inyección de gas mediante la sensibilización de las tasas de inyección de gas que se le aplica al pozo para así analizar el comportamiento del sistema artificial por el cual fluyen actualmente.

POZO AGV-607, ARENA TU/YACIMIENTO AGV 602:

Tabla N° 4.1. Resultados del análisis del sistema artificial.

TASA DE INYECCIÓN DE GAS LIFT (MMPC/D)	TASA DE PETROLEO (BNPD)
0	99.26491114
0.10000007	99.18559963
0.20000013	98.93200287
0.30000002	98.54468683
0.40000027	98.04141649
0.50000034	97.436904
0.60000004	96.73852653
0.70000047	95.95724736
0.80000054	95.10121864
0.45000003	97.74932449
0.90000006	94.17437545
1.00000067	93.18166605
1.2000000	88.854120

Discusión:

Es importante resaltar de acuerdo a la historia del pozo que durante los trabajos de perforación del pozo, hubo pérdida de fluido de perforación (lodo invertido) al nivel de ese horizonte productor (TU), lo que indica que existe un fuerte daño de la formación en las cercanías del pozo el cual fue estimado mediante una prueba de

ingestión falloff en enero de 1.997; este daño se puede ver en la **tabla C.1 del Apéndice C**.

De acuerdo con los datos suministrados al simulador y asumiendo que el sistema de inyección gas lift es óptimo, (la inyección se realiza por la válvula operativa @ 12.380 Pies) como se muestra en el diagrama de completación del pozo ubicado en el **Apéndice D, Tabla D.1**, se determinó que el modelo físico del pozo simulado es representativo ya que al correr la simulación los resultados arrojados poseen un porcentaje de desviación de 2 % con respecto a la prueba de producción que se le realizó al pozo el día 14/04/2011.

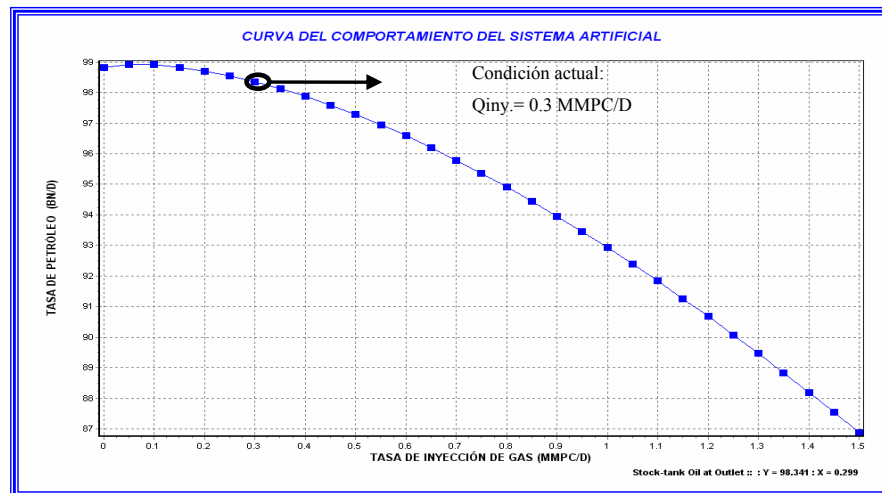


Gráfico N° 4.11. Comportamiento del sistema artificial del pozo AGV 607

Se observa en la **tabla N° 4.1** los resultados del comportamiento del sistema artificial por inyección de gas lift, los cuales están representados en la **gráfica 4.11** (curva del rendimiento del sistema artificial); de acuerdo a estos resultados el método de levantamiento usado para este pozo actualmente es deficiente, debido a que se esta sobre inyectando gas al pozo lo que hace que disminuya el recobro de petróleo. El análisis del sistema de levantamiento artificial realizado nos indica que la mayor tasa se obtiene cuando el pozo no se le inyecta gas.

Se realizó un análisis nodal con sensibilidades en la tasa de inyección de gas el cual se muestra en la **gráfica N° 4.12**, a partir de este análisis no se recomienda retirar totalmente la inyección de gas al pozo, ya que se puede ver en la gráfica que sin inyección de gas la curva de demanda corta a la curva de oferta dos veces lo que indica que el pozo con estas condiciones presentara un flujo inestable o por “cabezadas”, caso contrario a que se inyectara una tasa de 0.1 MMPcn/D, en este caso el pozo no presentara un flujo inestable, se recobra mas petróleo que con la inyección actual, se optimiza el sistema y se ahorran 0.2 MMPcn/D de gas de inyección

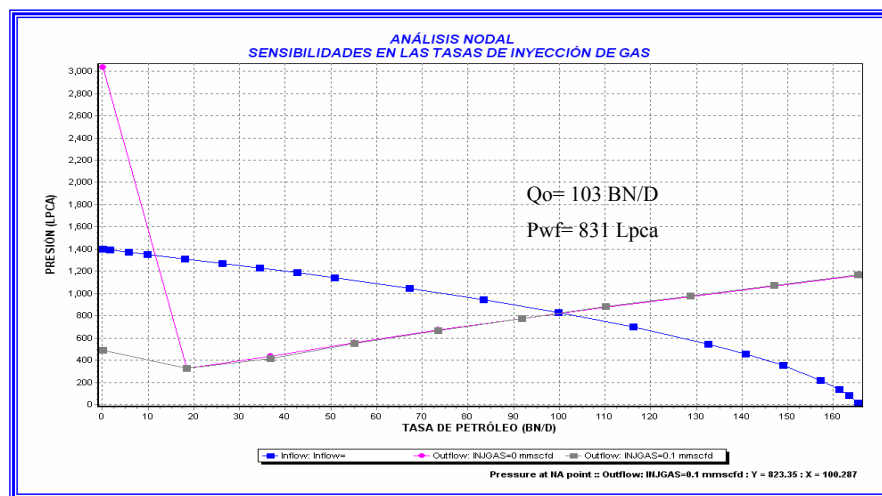


Gráfico N° 4.12. Análisis nodal del pozo AGV 607.

POZO ZM-353, ARENA R4U/YACIMIENTO ZM 312:**Tabla N° 4.2.** Resultados del comportamiento del sistema artificial.

TASA DE INYECCIÓN DE GAS LIFT (MMPC/D)	TASA DE PETROLEO (BNPD)
0.1000	1.2451
0.2000	6.3921
0.3000	9.6266
0.3500	10.3648
0.4000	10.9435
0.5000	11.6722
0.6000	12.2031
0.7000	12.4237
0.8000	12.4237
0.9000	12.3280
1.0000	12.2663
1.2000	11.7795
1.3000	11.3904

Discusión:

De acuerdo con la prueba de producción del pozo ZM 353 mostrada en la **tabla C.2 del Apéndice C** y realizada diez de junio de 2011, se observa que este produce 8 BN/D de petróleo mediante método de levantamiento artificial por inyección de gas lif, para esa fecha al pozo se le inyectaba 0.350 MMPC/D de gas.

Los resultados de la simulación coteja la tasa de petróleo con una desviación de 25% (**gráfico N° 4.13**), siendo este porcentaje 2 barriles de diferencia entre el valor simulado y el real; Debido a que esta diferencia es reducida se toma el modelo como representativo a las condiciones de producción del pozo.

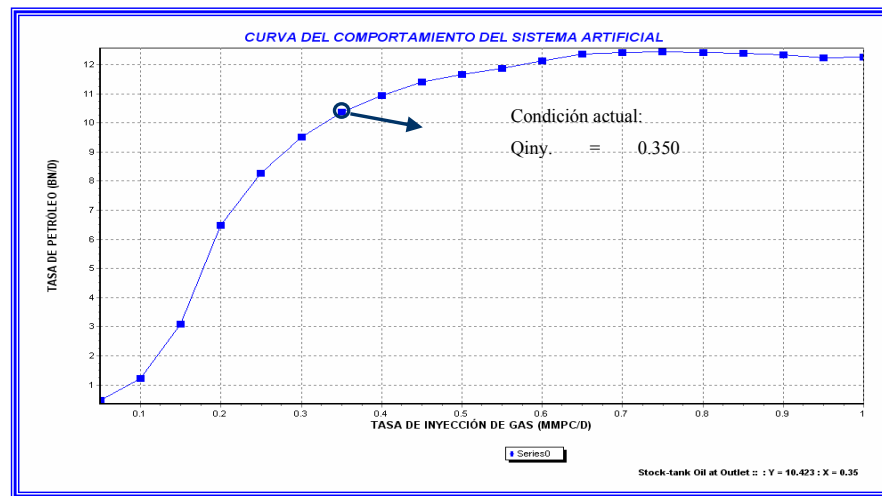


Gráfico N° 4.13. Comportamiento del sistema artificial del pozo ZM 353.

La curva del rendimiento del sistema artificial mostrado en el **gráfico N° 4.13** indica que el pozo con una inyección de 0.350 MMPC/D de gas se recobran 10 barriles de crudo diarios, pero este no es el máximo valor de tasa de petróleo que este pozo aporta mediante el método de levantamiento aplicado. Para optimizar el método de levantamiento es necesario incrementar la tasa de inyección de gas lift al pozo, este incremento de tasa de inyección de gas sería de 0.350 MMPC/D hasta 0.7 MMPC/D para obtener así una tasa diaria de petróleo de 13 Barriles normales.

POZO ZM-308, ARENA U2U/YACIMIENTO ZM-302:

Tabla N° 4.3. Resultados del comportamiento del sistema artificial.

TASA DE INYECCIÓN DE GAS LIFT (MMPC/D)	TASA DE PETROLEO (BNPD)
0.0000	95.7428
0.1000	94.9288
0.2000	94.1622
0.3000	93.0650
0.4000	91.7189
0.5000	90.2633
0.6000	88.4982
0.7000	86.9065
0.8000	85.4817
0.9000	84.0331
1.0000	82.0951
1.1000	80.9511
1.2000	79.0851

Discusión:

Según la prueba de producción realizada el 3 de junio de 2011 el pozo ZM 308 produjo 90 barriles de petróleo diarios mediante el método de levantamiento artificial por inyección de gas; se observa en los datos de la prueba mostrados en el **Apéndice C (Tabla C.3)** que al pozo se le está inyectando una tasa de gas lift de 0,5 MMPC/D.

Los datos mostrados en el **Apéndice C (Tabla C.3)** se usaron para realizar la simulación del pozo, dicha simulación fue representativa ya que la tasa de petróleo obtenida en el simulador se desvió en 0.05% de error con respecto a los resultados de la prueba de producción.

En el **gráfico N° 4.14** representa el comportamiento del sistema de levantamiento artificial por inyección de gas, esto bajo las condiciones suministradas al simulador, asumiendo que no existe filtración del gas y además que la inyección se realiza por la válvula de gas lift mas profunda como se muestra en el diagrama del

pozo ubicado en el **Apéndice D (tabla D.3)**. Según este gráfico se determino que al pozo se le está aplicando una tasa de inyección de gas muy alta, la cual no es la tasa optima para el sistema de levantamiento realice su trabajo de mane correcta. Aquí se observa que si al pozo no se le inyecta gas la producción de petróleo seria de aproximadamente 96 barriles diarios, 6 barriles mayor que la actual y se estarían recuperando con una inyección mucho menor que la que se le está aplicando al pozo.

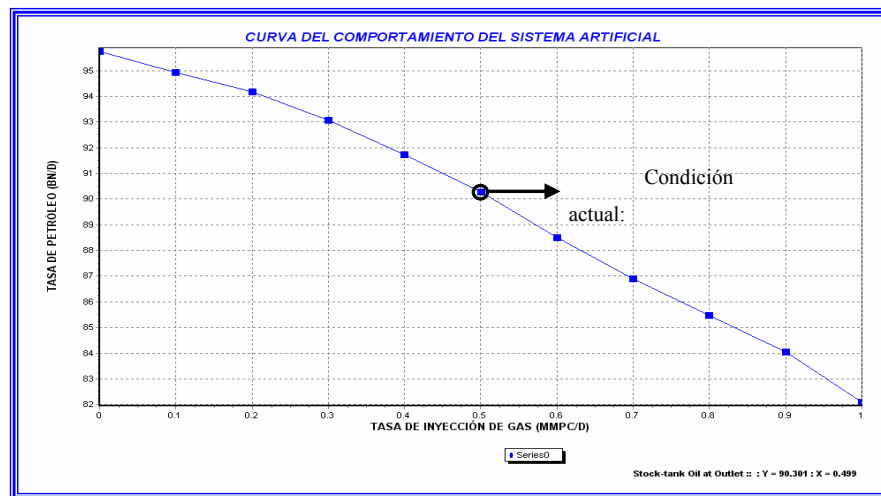


Gráfico N° 4.14. Comportamiento del sistema artificial del pozo ZM 308.

Se realizo además un análisis nodal el cual se muestra en el **gráfico N° 4.15**, sensibilizando la tasa de inyección en 0 y 0.1 MMPC/D, donde se diagnostica que pozo sin inyección de gas mostrara un comportamiento de producción inestable, ya que se observa que la curva de demanda corta dos veces la oferta, caso contrario es la curva que de demanda que representa al pozo con una inyección de 0.1MMPC/D, en este caso se estaría produciendo la misma cantidad de petróleo con condiciones estables de flujo debido a la inyección del gas.

La sobre inyección de gas lift que existe actualmente en el pozo ZM 308 afecta negativamente la producción de crudo, además de esto también existe gasto innecesario de gas que se puede usar para otro pozo que lo necesite. Esta sobre inyección de gas también afecta la vida útil de la válvula de gas lift operativa, ya que

proporciona desgaste al orificio de entrada de gas en dicha válvula por la fricción del gas debido a la alta velocidad del gas en esa zona.

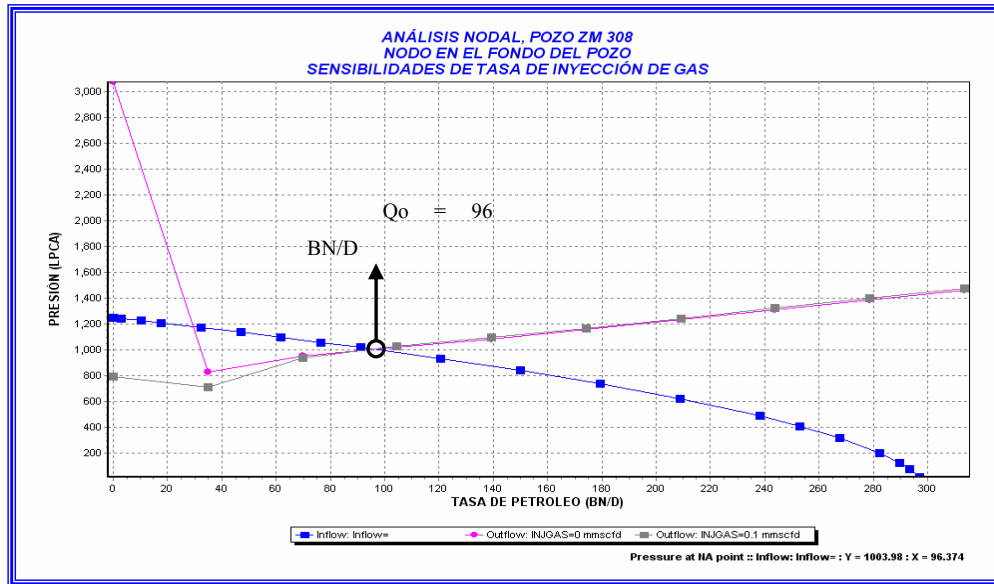


Gráfico N° 4.15. Análisis nodal del pozo ZM 308.

Afectaciones más comunes del método del levantamiento artificial por gas lift en el Área Mayor de Oficina

En relación a los problemas más comunes que afectan el único método de levantamiento artificial que se emplea en el Área Mayor de Oficina (levantamiento artificial por inyección de gas lift) y en concordancia con la investigación realizada usando las herramientas de simulación, bases de datos de trabajos a los pozos y entrevistas con personal de producción, tenemos que las afectaciones más comunes son:

Presión de Inyección: La presión de inyección es un factor determinante para diseño y calibración de válvulas de gas lift, debido a que en Área Mayor de Oficina existen arenas profundas que superan los 12.000 pies y para levantar un fluido profundidades de esta magnitud se necesita una tasa moderada de inyección y de alta presión de inyección, generalmente en esta área las presión de inyección que se

dispone en el cabezal del pozo esta en el orden de 800 a 900 Lpca y el diseño de todos los pozos tienen que estar referidos a esta presión.

Disponibilidad superficial de gas: La disponibilidad del gas de inyección es otro problema que afecta este método en el AMO ya que existen pozos en los cuales existen la necesidad ser completados con LAG y los mismos no se encuentran cerca de una red de tubería de inyección de gas, haciendo sumamente costoso este tipo de completación.

Problema debido a pesca: En ocasiones al hacer reemplazo de dunmys por válvulas de gas lift en los pozos ocurre que las cabezas de pesca de dichos dunmys y válvulas se desgastan haciendo difícil la extracción con guaya fina y a veces generando pescado en el pozo. Se observa en el **apéndice B (tabla B.5)** que en el registro de las actividades de subsuelo realizado al pozo ZM-353 el día 7/7/10 se generó un pescado al realizar una pesca de una válvula de gas lift, problemas como estos no escapan de las realidades de los pozos completados con el método de levantamiento artificial por gas lift.

Filtración de válvula de gas lift: La filtración de las válvulas de un diseño de completación con el levantamiento artificial por inyección de gas lift es una de las causas más comunes que afectan la efectividad del método en el AMO, debido a que cuando ocurre la inyección de gas por una o varias válvulas en el pozo que se encuentren por encima de la válvula más profunda (válvula operadora), la producción de petróleo disminuye ya que el gas se re circula a una profundidad somera. Estos problemas de filtración ocurren generalmente porque fallan los sellos que existen entre la válvula y el bolsillo del mandril, por una mala operación de asentamiento de la válvula y también por la intervención del pozo al bajar una herramienta o al realizar un suabo donde estas herramientas golpean las válvulas y las desasientan del bolsillo del mandril. Una filtración se puede localizar por con un ECHOMETER, la cual es una herramienta que mide el nivel de fluido en el anular enviando una onda que viaja y al tocar este nivel toma registro del tiempo de viaje como función de una

distancia; también se identifica con un registro fluyente de presión y temperatura haciendo paradas por encima y por debajo de cada válvula y graficando con respecto a la profundidad, cuando existe una filtración en una válvula se observa disminución de la temperatura en ese intervalo por la expansión del gas

Optimización de inyección: La sobre y sub inyección de gas de un pozo completado con válvulas de gas lift es un factor que afecta la efectividad del método, tal es el caso de los pozos simulados en este objetivo donde se observa en los gráficos del comportamiento del sistema artificial que la tasa actual de inyección no es la que genera un mayor potencial, siendo necesario en cada caso aumentar o disminuir la tasa de inyección de gas para optimizar la eficiencia del levantamiento.

4.2 LOCALIZACIÓN DE POZOS PROSPECTIVOS PARA LA APLICACIÓN DEL MÉTODO DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE.

La localización de los pozos prospectos para la aplicación del método de levantamiento artificial por bombeo electrosumergible, se realizó inicialmente mediante el estudio del comportamiento de producción de los pozos que poseían una relación gas petróleo menor que 2000 Pcn/Bn y gravedad API menores que 40. A partir de esta condición se seleccionaron los yacimientos candidatos a los cuales se evaluaron sus características petrofísicas, energéticas y de fluidos producidos, determinando de esta forma los pozos candidatos para la aplicación del método propuesto. Los yacimientos seleccionados fueron: S3M/Yac. ZM 321 y U2M/Yac. ZM 306.

ARENA S3M, YACIMIENTO ZM 321:

El entrapamiento de la arena S3M/Yac. ZM 321 pertenece a la formación oficina, proviene de un ambiente de deposición fluvio-deltaico que data de la época del mioceno, periodo terciario, era cenozoica de hace aproximadamente 24 millones de años; corresponde a un yacimiento de petróleo, el cual esta limitado al Norte por un C.A.P.O. @ -12510 pies (estimado) bajo el nivel del mar, al Sur, Este y Oeste por un límite de roca como se muestra en la **Figura N° 4.1**, actualmente (Julio de 2011) el yacimiento tiene una producción acumulada de 1.9 MMBN de petróleo y 9.7 MMMPC de gas, las reservas remanentes se encuentran en el orden de 300 MBN de petróleo y -71 MMPC de gas.

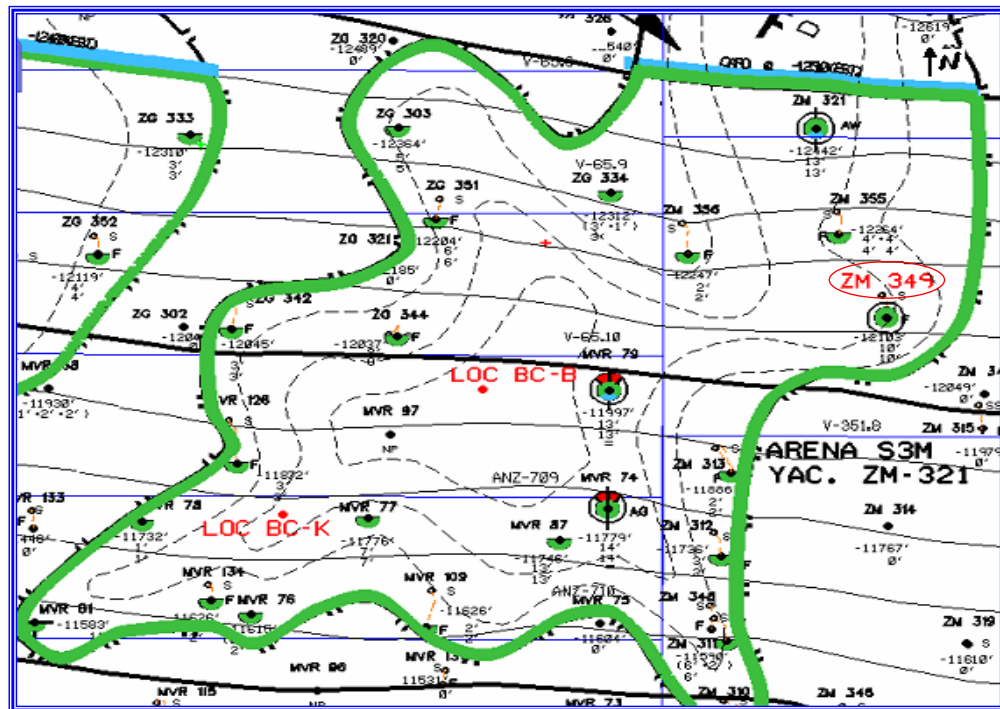


Figura N° 4.1. Mapa isópaco estructural de la arena S3M/Yac. ZM 321

Debido a que no se le ha realizado pruebas de presión reciente a este yacimiento, se evaluó el histórico de presión para estimar el nivel de energía actual. Este procedimiento se realizó graficando presiones medidas mediante sensores referidas al datum Vs el petróleo acumulado (**Gráfico N° 4.16**), se ajustaron los puntos graficados mediante una línea de tendencia y de la curva resultante se tomó la ecuación para estimar la presión actual. El nivel de energía actual del yacimiento se estimó en 2.800 Lpc y la ecuación que se ajustó fue la siguiente:

$$y = 4960.193785131230e^{-0.000267053903x} \quad (\text{EC. 4.1})$$

$$R^2 = 0.92$$

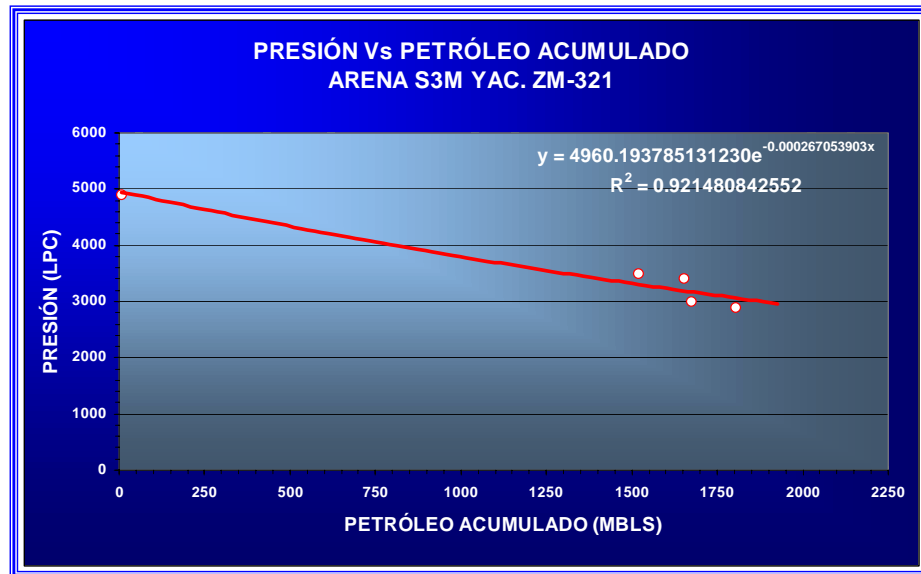


Gráfico N° 4.16. Declinación de presión de la arena S3M/YAC. ZM 321

El histórico de producción de este yacimiento indica que comienza su producción en el año 1958 con una tasa de petróleo promediada en 400 barriles diarios por flujo natural como se muestra en el **gráfico N° 4.17**, también se observa que en el periodo de producción comprendido del año 1972 a 1975 alcanzó una tasa de gas promediada en 4 MMPC la cual fue la mas alta en su historia. Las reservas remanentes de gas según producción la acumulada y las reservas recuperables del yacimiento son negativas lo que indica que el calculo de las reservas recuperables se debe corregir ya que aun esta en condiciones para seguir aportando hidrocarburos. Considerando las reservas remanentes, el nivel de energía y el comportamiento de producción del yacimiento se propone completar el pozo ZM-349 con el método de levantamiento artificial por bombeo electrosumergible.

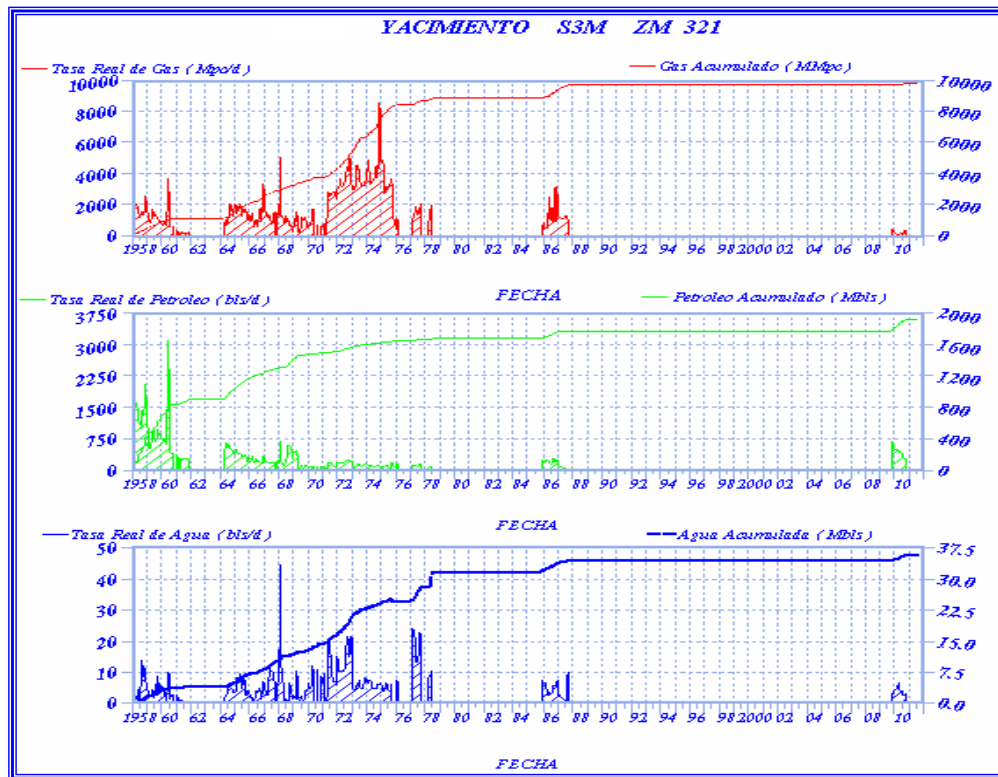


Gráfico N° 4.17. Comportamiento producción de la arena S3M/Yac. ZM-321

POZO ZM-349

Este pozo se encuentra completado actualmente sencillo selectivo con válvulas de gas lift en la arena S3M/Yac. ZM 321, se observa en el **gráfico N° 4.18** que en el primer trimestre la producción de petróleo estaba en el orden de 600 BN/D, luego adoptó un comportamiento decreciente a pesar de que se le aplicó la inyección de gas lift siendo este método de levantamiento no efectivo para el recobro del crudo. En este pozo se observa además que el pozo producía una tasa de gas pobre que en un intervalo de producción fue promediada en 75 MPC/D pero que en toda su historia promedió 200 MPC/D. La relación de la producción de gas de la formación con respecto a la del petróleo se promedió en toda su historia en el orden de 500 PCN/BN.

El 26 de octubre del 2010 a este pozo se le realizó un rediseño de válvula de gas lif y en esa actividad se arrojó el siguiente reporte:

Asentó collar stop, reemplazó dummy's @1599', 2748', 3299', presurizó casing-tubing @ 560 lpc, abrió válvula de brazo y observó rápido descenso de ambas presiones (casing -tubing) hasta 180 lpc (cerró brazo), evidenciando comunicación tubing casing, chequeó camisa de circulación cerrada @ 12627', bajó en 2 oportunidades bandera parando @ 52' aparente filtración. (profundidad de cross over 3 1/2" x 2 7/8"

Según este reporte el pozo se encuentra inactivo desde octubre de 2010 debido a una comunicación entre la tubería de producción y la tubería de revestimiento a una profundidad aproximada de 52 pies, donde se encuentra ubicada una combinación como se muestra en el sumario mecánico del pozo ubicado en el **Apéndice D (Tabla D.4)**. Debido a este problema se necesita la intervención de un taladro en sitio para corregir la falla mecánica.

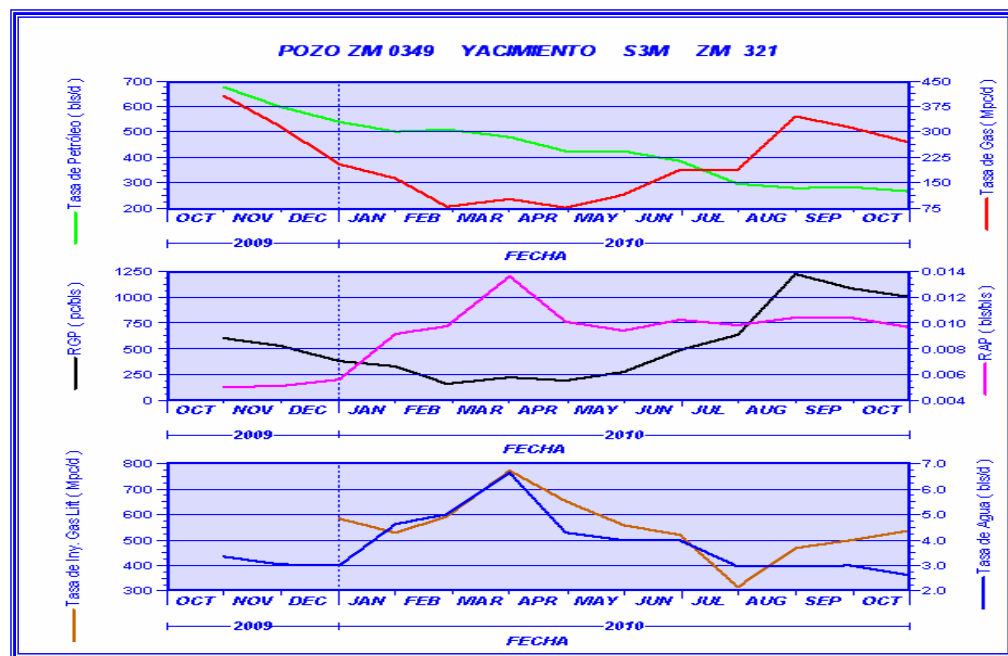


Gráfico N° 4.18. Comportamiento de producción del pozo ZM 349

En este pozo la arena S3M presenta 8 pies de arena neta petrolífera de acuerdo con el perfil mostrado en el **gráfico N° 4.19**, de este registro se determina que la

resistividad de los fluidos oscila en orden 180 ohm-m, lo que indica la presencia de petróleo en la formación; esta arena presenta buenas características electrográficas y petrofísicas, mostrando una porosidad de 13 % y una saturación de agua de 12 %, una capacidad de flujo de 515 md*pies según cálculos petrofísicos.

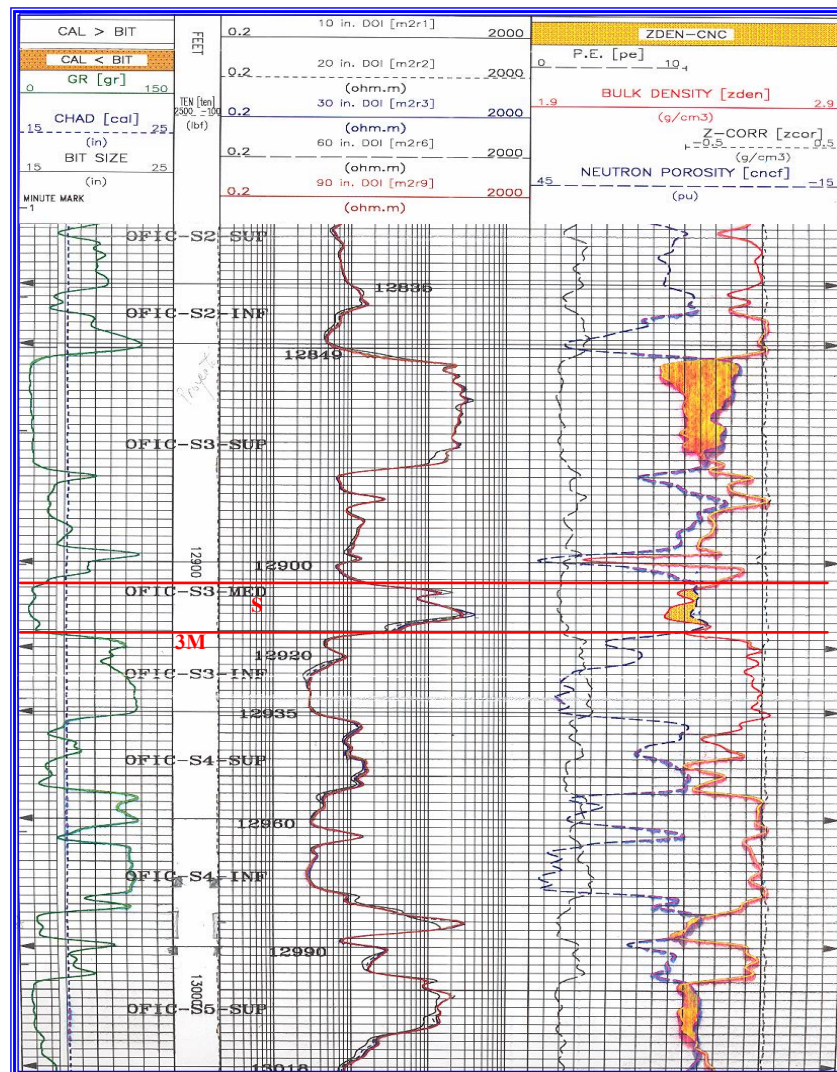


Gráfico N° 4.19. Registro eléctrico del pozo ZM 349

CONDICIONES DE SUPERFICIE DEL POZO ZM 349

Tabla N° 4.4. Condiciones de superficie del pozo ZM 349.



**GERENCIA DE OPERACIONES DE
PRODUCCION
SUPERINTENDENCIA AREA MAYOR OFICINA
CONDICIONES DE SUPERFICIE POZOS.**

FECHA DEL REGISTRO: 02-Sept.-2.011

Pozo: ZM-349	ES TADO	ACT IVO	ivel:	Est ación:	Campo:
		INA CTIVO	60		

CONDICIONES DE SUPERFICIE:

<u>SI</u>	<u>NO</u>	<u>OBSERVACIONES</u>
-----------	-----------	----------------------

Cabezal Completo	✓	
Sección "A" Casing Superficie	✓	
Sección "B" Casing Producción	✓	
1era Válvula Maestra	✓	
2da Válvula Maestra	✓	
Válvulas de Brazo	✓	
Válvula Corona	✓	
Caja de chocke	✓	
Bajante de producción / Diámetro	✓	4"

0	Válvula de quemador			
1	Línea de Flujo / Diámetro			4"
2	Válvula de Línea de Flujo			
3	Línea de Gas lift / Diámetro			
4	Carrera de Medición de Gas Lift			
5	Cellar (Condiciones)			
6	Estado de la Locación			Buen estado.-
7	Estado de la Vía de acceso.			Regular en partes, patroleo.-

Observación: Electricidad a menos de 300 metros. Tubing colapsado.



Figura N° 4.2. Fotografía de la locación del pozo ZM 349

Como se observa en la **Figura N° 4.2** la locación del pozo se encuentra en buen estado, este pozo candidato para la aplicación del bombeo electrosumergible posee facilidades eléctricas aproximadamente a 300 mts del cabezal del pozo, lo que indica que económicamente es favorable debido a la cercanía del punto eléctrico.

ARENA U2M, YACIMIENTO ZM 306

Este yacimiento corresponde a la formación Merecure, proviene de un ambiente fluvial de la época del Oligoceno, periodo terciario de hace aproximadamente 38 millones de años. Corresponde a un yacimiento de petróleo que esta limitado al norte por un CAPO original estimado @ 12780 pies b.n.m, al Sur y Este por una falla normal y un límite de roca al Oeste y Este (**figura N° 4.3**). El yacimiento ZM-306 / arena U2M está representado geológicamente por un canal distributivo, el cual presenta un cuerpo de arenisca de grano fino a medio, que presenta intercalaciones de lutitas de poca extensión lateral. Hasta el 31/07/2011 este yacimiento ha acumulado

una producción de 9388.369 MMPCN de gas y 3505.776 MBN de petróleo, lo que indica de acuerdo con las reservas recuperables que existe un aproximado remanente de 5060.923 MBN de petróleo y 19330.478 MMPCN de gas.

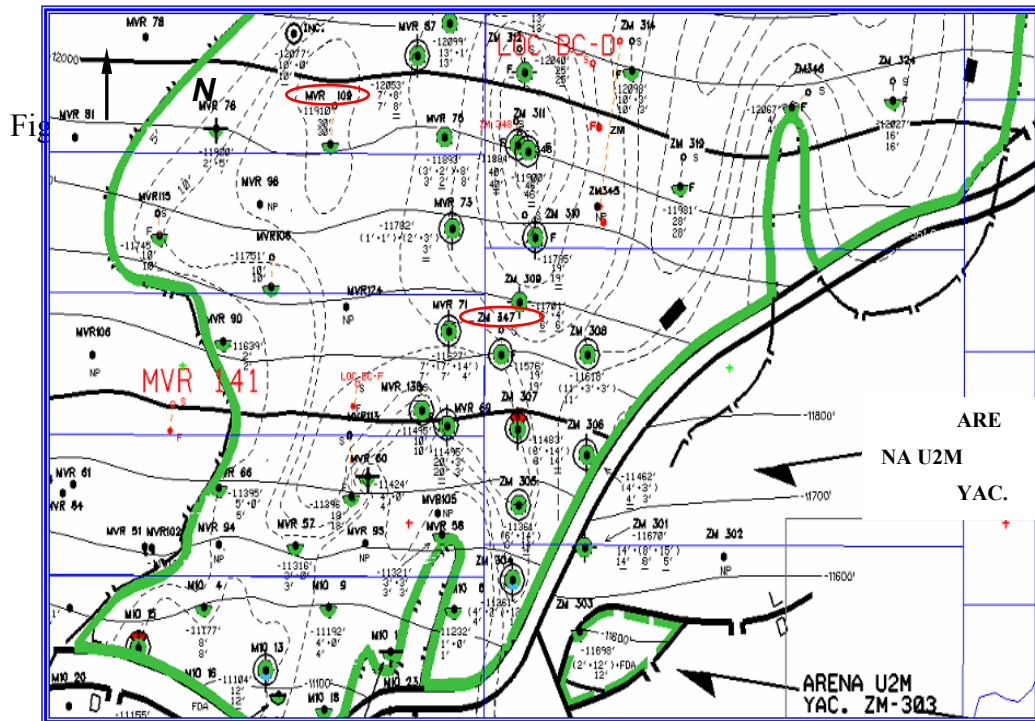


Figura N° 4.3. Mapa isópaco estructural de la arena U2M/Yac. ZM 306

En el comportamiento productivo de la arena U2M/Yac. ZM-306 mostrado en el **gráfico 4.20** se observa que comienza su producción con el pozo ZM-306 el cual produjo una tasa promedio de 100 BN/D de petróleo y 2 MMPCN/D de gas por cuatro meses, obsérvese que este pozo está ubicado hacia el límite este del yacimiento. Para el año 1.958 después de su descubrimiento se encontraba produciendo en el yacimiento cuatro pozos que alcanzaron una tasa de 1,2 MBN/D de petróleo y 1,8 MMPCN/D de gas quedando inactivo dos años después. La inactividad de este yacimiento se mantuvo por 20 años y a partir de 1.985 es cuando el yacimiento presentó la mayor actividad de pozos alcanzando por 18 años una tasa promedio de 300 BN/D de petróleo y 1 MMPCN/D de gas. Luego en el 2.007 con la

producción de dos pozos en el yacimiento se extraía una tasa promedio de 900 BN/D de petróleo y 1,2 MMPCN/D de gas.

El nivel de energía estimado de este yacimiento se encuentra en el orden de 2.520 Lpca y una temperatura de 280 °F lo que indica que aun posee buena presión para drenar las reservas remanentes; considerando las reservas yacimiento, el comportamiento productivo de pozos vecinos entre otras características se propone completar los pozos ZM-347 y MVR-109 con el método de levantamiento artificial por bombeo electrosumergible.

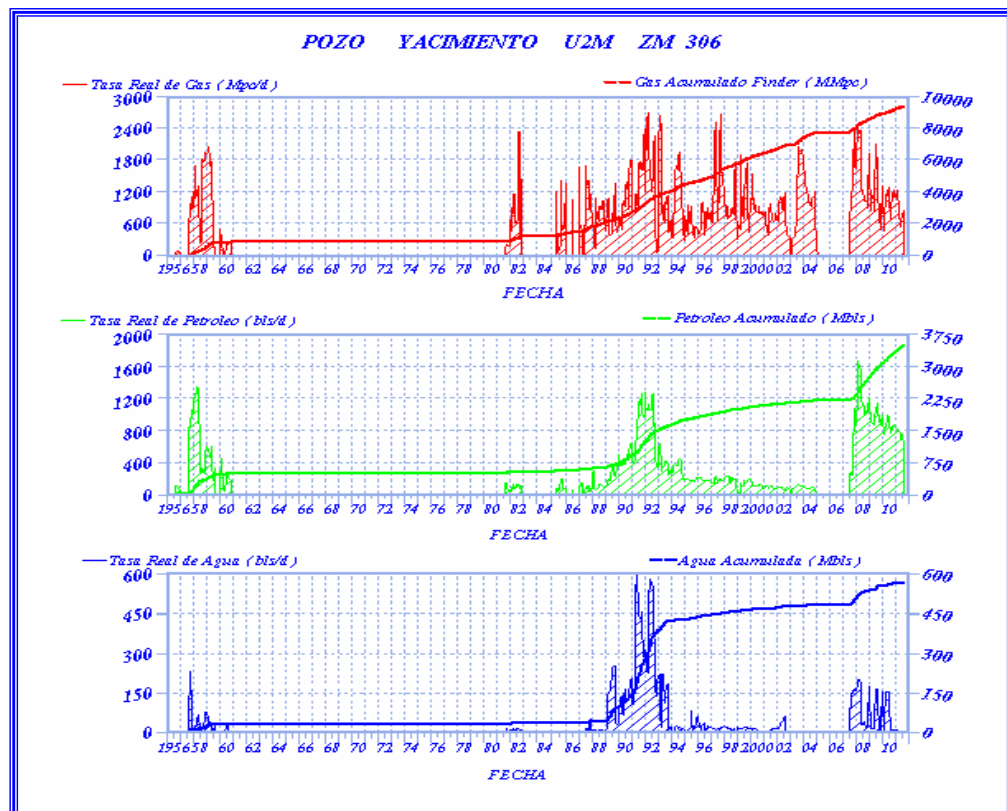


Gráfico N° 4.20. Comportamiento producción de la arena U2M/Yac. ZM-

306

POZO ZM-347

Este pozo se encuentra actualmente completado doble sarta en las arenas L2U (sarta corta) y U2M (sarta larga) como se observa en el diagrama mecánico ubicado en el **Apéndice D (Tabla D.5)**, fue encontrado inactivo en la arena U2M el 16/06/2010. Se puede notar que en el registro mostrado en la **gráfica N° 4.21** que la arena U2M posee dos lentes de 7+16 pies de espesor, de acuerdo con los resultados de análisis petrofísicos, el pozo ZM-347 en esta zona posee una porosidad de 14 %, una permeabilidad promedio de 98 md, con una resistividad de aproximadamente de 600 ohm.

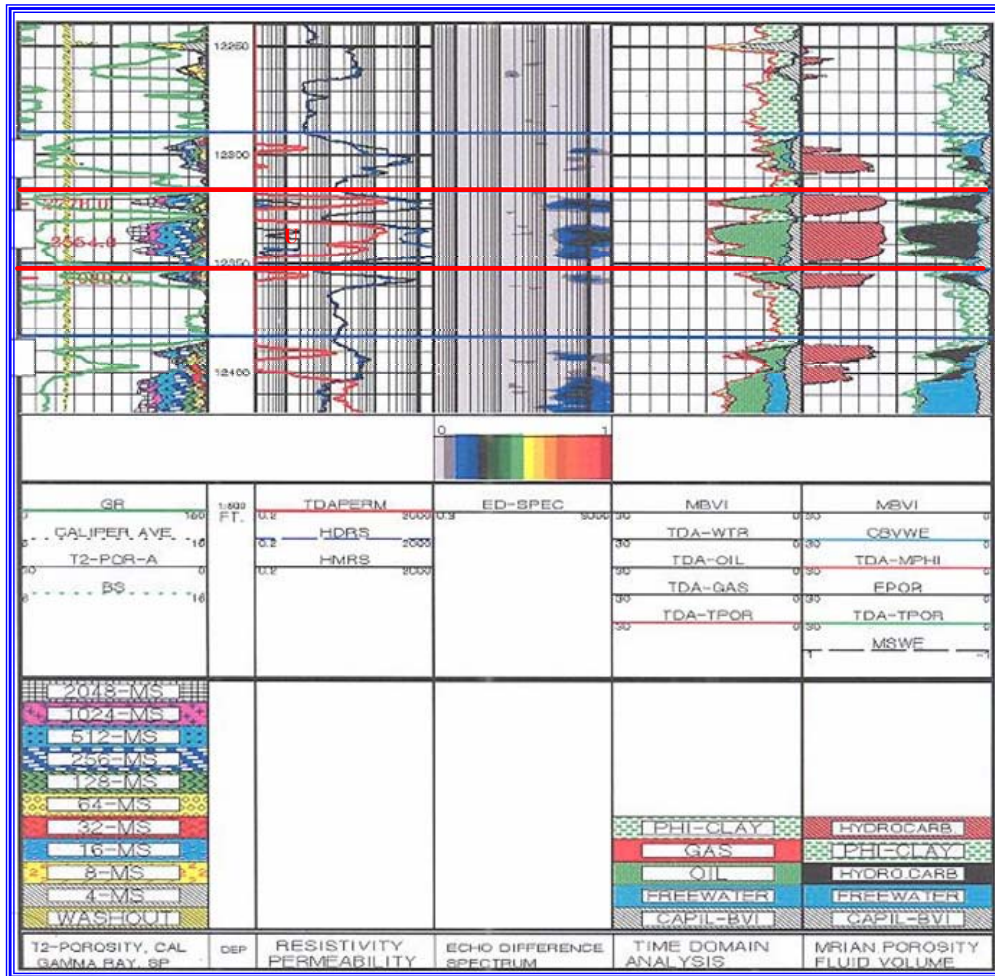


Gráfico N° 4.21. Registro eléctrico del pozo ZM 347

CONDICIONES DE SUPERFICIE DEL POZO ZM-347

Tabla N° 4.5. Condiciones de superficie del pozo ZM 347.



GERENCIA DE OPERACIONES DE PRODUCCION
 SUPERINTENDENCIA AREA MAYOR OFICINA
CONDICIONES DE SUPERFICIE POZOS.

FECHA DEL REGISTRO: 02-Sept.-2.011

Pozo: ZM-347	EST ADO	ACTIVO	nivel: 60	Estación: W4	Campo: Mata R
		INACTIVO			

CONDICIONES DE SUPERFICIE: Doble sarta, fluyendo a la estación con**LAG.-**

I	S	N	OBSERVACIONES
----------	----------	----------	----------------------

	Cabezal Completo		
	Sección "A" Casing Superficie		
	Sección "B" Casing Producción		
	1era Válvula Maestra		
	2da Válvula Maestra		
	Válvulas de Brazo		
	Válvula Corona		
	Caja de chocke		
	Bajante de producción /		4"

	Diámetro			
0	Válvula de quemador	2		
1	Línea de Flujo / Diámetro	2		4"
2	Válvula de Línea de Flujo	2		
3	Línea de Gas lift / Diámetro	2		4"x 2"
4	Carrera de Medición de Gas Lift	2		
5	Cellar (Condiciones)	2		
6	Estado de la Locación	2		Buen estado.-
7	Estado de la Vía de acceso.	2		Buen estado.-

Observación: **No se observo electricidad en las cercanías de la locación.-**



Figura N° 4.4. **Fotografía de la locación del pozo ZM 347**

Se observa en el reporte que la locación se encuentra en buen estado y que el pozo posee todos los elementos necesarios para su operación, fue completado doble sarta y está produciendo actualmente deficiente por la sarta corta en la arena L1L. Este pozo es un candidato para la aplicación del método de levantamiento artificial por bombeo electrosumergible, este tipo de completación necesita de una fuente de electricidad en superficie; en la visita a la locación se encontró electricidad aproximadamente a 1 Km de distancia del pozo.

POZO MVR-109

Como se observa en el diagrama mecánico ubicado en el **Apéndice D (tabla D.6)** este pozo actualmente este completado sencillo selectivo con válvulas de gas lift en las arenas M1U y R3M. La arena U2M para este pozo se encuentra cañoneada en el intervalo (12700' – 12720'), se puede observar en el perfil eléctrico mostrado en el **gráfico 4.22** que esta arena presenta 33 pies de espesor, existe presencia de intercalaciones de lutitas hacia la base de la arena a la profundidad de 12.730 pies y a

ese nivel se registra un cambio en las curvas de resistividad las cuales bajan con respecto a las del tope que se promedian en 700 OHM-M que son características de presencia de hidrocarburo. La petrofísica de este intervalo perforado por el pozo indica que la formación presenta una porosidad promedio de 14 % con una permeabilidad por el orden de 52 mD y una saturación de agua de 14 % .

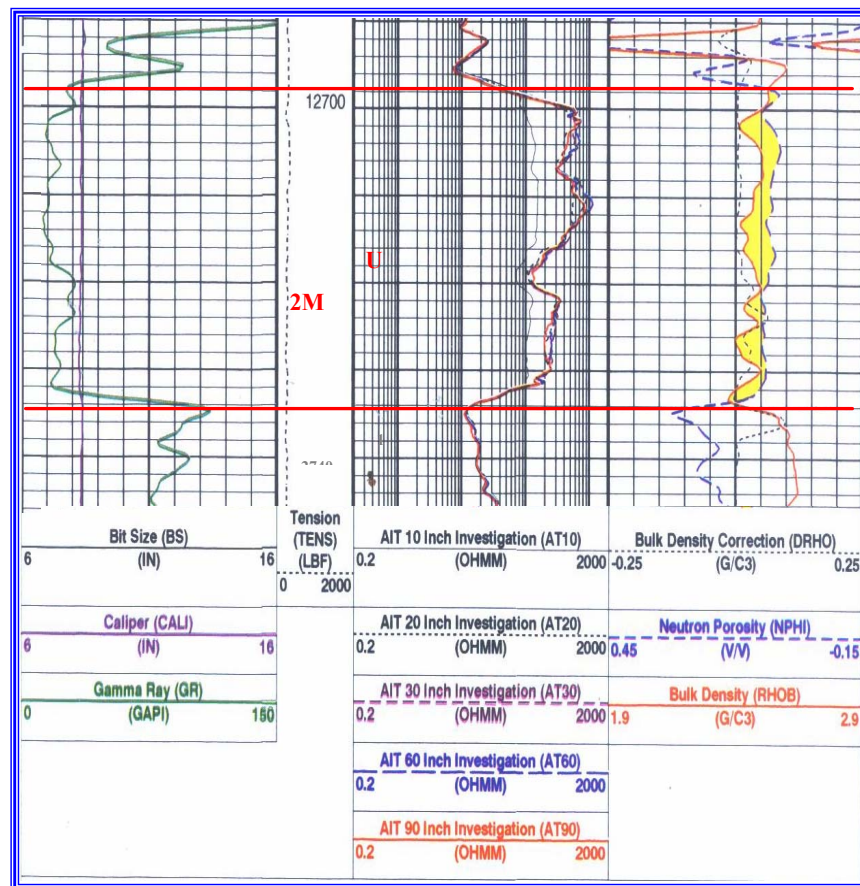


Gráfico N° 4.22. Registro eléctrico del pozo MVR 109

CONDICIONES DE SUPERFICIE DEL POZO MVR-109

En la inspección del pozo se determinó que la locación y el cabezal del mismo se encuentran actualmente en buenas condiciones, además de esto se verificó la disponibilidad de energía y se observó que una línea eléctrica se encuentra a una

distancia de aprox. 1.5 Km del pozo, lo que indica que es posible una extensión de esta electricidad hasta el pozo para la operación del equipo de BES que se propone.

DISEÑO DEL MÉTODO DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE DE LOS POZOS ZM 349, ZM 347 Y MVR 109.

Para ilustrar los pasos que se llevan a cabo al realizar un diseño de bombeo electrosumergible se tomó como ejemplo el pozo ZM 347 y se anexa la muestra de cálculo y los datos usados los cuales se pueden ubicar en el **Apéndice I**, a continuación se describe los resultados y análisis de las variables de diseño de una instalación de bombeo electrosumergible:

De acuerdo con los datos petrofísicos de los yacimientos se construyó con la herramienta de simulación PIPESIM el comportamiento de afluencia de las arenas S3M/YAC ZM321 y U2M/YAC: ZM 306 (**Gráfico N° 4.23**) y se calculo el índice de productividad de los pozos seleccionados como se muestra en la **Tabla N° 4.6**.

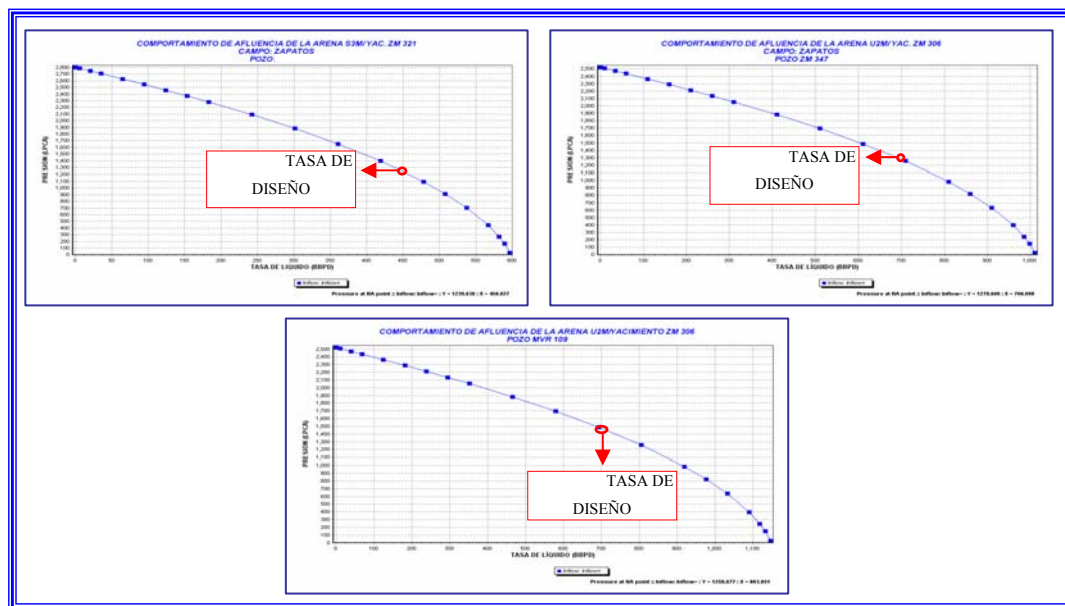


Gráfico N° 4.23. Comportamiento de afluencia de las arenas seleccionadas

En el gráfico se observan las tasas que se seleccionaron para realizar el diseño del sistema electrosumergible a partir de las presiones de fondo fluyente que generan dichas tasas para cada pozo, esto tomando en cuenta futuros problemas de conificación de agua y posible arenamiento debido a la caída de presión en el fondo del pozo.

. Estas presiones de fondo fluyentes se utilizaron para calcular junto con el gradiente de la mezcla de cada pozo la altura de la columna de fluido que genera dicha presión en el fondo. Con esta altura dinámica del fluido dentro del pozo se logró calcular el nivel dinámico, la sumergencia de la bomba dentro del fluido y por consiguiente la profundidad de asentamiento de dicha bomba, los resultados se pueden ver en la **tabla N° 4.4**. En esta tabla se observa que el índice de productividad más bajo fue el del pozo ZM-349 estimado en 0.28 BPD/LPC, lo que nos indica que el pozo posee un bajo potencial de producción, los pozos ZM-347 y MVR-109 se consideran que poseen un potencial intermedio de producción según al rango fijado en base a la experiencia de campo. Se tomó para los tres casos una sumergencia de 2.000 pies, con la finalidad de disminuir la fracción de gas libre a la entrada de la bomba y de garantizar que dichas bombas estén sumergidas dentro del fluido el cual genere una PIP (presión a la entrada de la bomba) que garanticen el buen funcionamiento de las mismas. Se puede ver en la tabla de resultados que las profundidades de los pozos ZM-347 y MVR-109 oscilan en los 10.800 pies y la del pozo ZM-349 es más profunda esto debido al bajo índice de productividad del pozo.

Con la profundidad de asentamiento del equipo se procedió a determinar las condiciones de presión y temperatura a la entrada de la bomba con la finalidad de determinar los parámetros PVT del fluido a dichas condiciones de entrada y así estimar la fracción de gas en ese punto (entrada de la bomba) la cual debe ser menor que 7 % para evitar problemas de bloqueo por gas. En los casos estudiados a pesar de la sumergencia seleccionada para todos los pozos la fracción de gas a la entrada de la bomba fue mayor que 7 % por lo que se decidió considerar para todos los casos instalar un separador de gas con una eficiencia de 80 %; se realizaron los cálculos

respectivos de la nueva RGP y con la presencia de estos separadores la fracción de gas a la entrada de la bomba en todos los casos fue menor a 7 % como se puede observar en la tabla de resultados.

Se calculó la altura dinámica total o TDH que representa la diferencia de presión a la cual va a estar sometida la bomba expresada en pies, aquí se toma en cuenta la pérdida de carga por fricción en el interior de la tubería, la profundidad del nivel dinámico y la presión de cabezal expresada en pies, este valor servirá para calcular la dimensión de la bomba, o en otras palabras, el número de etapas que la bomba requiere para poder trasladar el fluido a superficie, estos resultados se pueden observar en la **tabla N° 4.4**

La selección de la bomba esta basada en el caudal que podrá aportar el pozo para una determinada carga dinámica y según la restricción del tamaño de la tubería de revestimiento. Todas las bombas poseen una curva característica donde están graficados el rango de operatividad, la carga por cada pie, la eficiencia y la potencia que necesita cada etapa.

Tomando en cuenta los criterios de selección de las bombas se realizó la siguiente selección de equipo para cada pozo:

POZO: ZM 349

Bomba:

Bomba Seleccionada: Centrilift : W18

Eficiencia de la Bomba: 24.72 %

Potencia de la Bomba: 26.68 hp

Motor:

Motor Seleccionado: Centrilift : 375_Series : Single

Potencia Nominal a 60 Hz: 30.00 hp

Voltaje Nominal a 60 Hz: 445.00 volts

Corriente Nominal a 60 Hz: 62.40 amps

Cable:

Tipo de cable: #2 Cu or #1 / 0A

Corriente máxima: 95 amp

POZO: ZM 347

Bomba:

Bomba Seleccionada: Centrilift : H27

Eficiencia de la Bomba: 54.08 %

Potencia de la Bomba: 68.89 hp

Motor:

Motor Seleccionado: Centrilift : 544_Series : Single

Potencia Nominal a 60 Hz: 75.00 hp

Voltaje Nominal a 60 Hz: 845.00 volts

Corriente Nominal a 60 Hz: 56.00 amps

Cable:

Tipo de cable: #2 Cu or #1 / 0A

Corriente máxima: 95 amp

POZO: MVR 109

Bomba:

Bomba Seleccionada: ODI: RA7

Eficiencia de la Bomba: 48.15 %

Potencia de la Bomba: 64.45 hp

Motor:

Motor Seleccionado: ODI: 55_Series: Single

Potencia Nominal a 60 Hz: 75.00 hp

Voltaje Nominal a 60 Hz: 1250.00 volts

Corriente Nominal a 60 Hz: 38.00 amps

Cable:

Tipo de cable: #6 Cu or #3 A

Corriente máxima: 55 amp

Tabla N° 4.6. Resultados del diseño de bombeo electrosumergible del pozo ZM 349

VARIABLE DE DISEÑO	POZO		
	ZM 349	ZM 347	MV R 109
IP (BlS/D/Lpca)	0,28	0,53	0,67
Nivel dinámico del líquido. (Pies)	9666	8913	8825
Profundidad de asentamiento de la bomba. (Pies)	11.6 66	10.9 13	10.8 25
Temperatura a la entrada de la bomba. (°F)	257	258	252
Presión a la entrada de la bomba (Lpca)	758	745	767
Rs (PCN/BN)	483	587	614
Bo (BY/BN)	1,26	1,31	1,31
Bw (BY/BN)	0,00 1	0,00 1	0,00 1
Bg (PCY/PCN)	0,00 912	0,00 941	0,00 894
Rsw (PCN/BN)	0,1	0,1	0,1
Fracción de gas a la entrada de la bomba (Frac)	0,06	0,06	0,05
Tasa total de flujo a la entrada de la bomba (BPD)	585	964	944
Altura dinámica total (TDH). (Pies)	10.4 27	9.47 7	9.29 5

Numero de etapas requeridas en la bomba	347	455	320
Potencia Requerida. (HP)	42	58	51
Voltaje real requerido en superficie (Volt.)	610	1.39 4	2.06 2
Capacidad del transformador requerido. (KVA)	54	135	135

Para determinar en número de etapas se uso las curvas características de cada bomba para determinar el número de carga que esta levanta por cada etapa, las curvas características de las bombas seleccionadas se ubican en el **Apéndice E (figura E.1-E.3)**. Para cada caso se entro en la gráfica con la tasa de diseño se cortó la curva de carga, se estimó el numero de pies de carga por etapa este resultado se dividió al TDH para cada caso y se obtuvo el número de etapas que cada bomba requiere, se observa en la tabla de resultados que para el caso de ZM-347 la boba seleccionada será la de mayor dimensión debido a que posee mayor numero de etapas.

Con la potencia que cada bomba requiere se seleccionó el motor que cumpla con esa exigencia, y con las características de los motores para cada caso se estimó la corriente que este necesita en el fondo, se calculó la perdida de corriente que se genera en el cable desde la superficie hasta el fondo y esta pérdida se le sumó a la corriente del motor para así determinar la corriente que se necesita en superficie para arrancar el motor en el fondo, en la tabla de resultados se muestra cuanta corriente se necesita en superficie para cada caso. Luego de tener la corriente que se necesita en superficie se determinó la capacidad del transformador (KVA), en el caso del pozo ZM-349 se requiere un transformador con una potencia de 55 Kilovatios y para los pozos ZM-347 y MVR-109 se necesitan en ambos casos un transformador con una potencia de 136 Kilovatios.

SIMULACIÓN DEL MÉTODO DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE DE LOS POZOS ZM 349, ZM 347 Y MVR 109.

La simulación del método propuesto se realizó utilizando la herramienta PIPESIM versión 2008.

POZO ZM 349

El diseño inicial de este pozo se realizó con una tasa de 450 BBPD, se seleccionó la bomba Centrilift W18 de 326, en el apéndice F se muestra el reporte de diseño inicial del equipo electrosumergible que arrojó el programa, se observa al comparar que las variables de diseño no difieren con alto porcentaje de desviación a con los resultados del diseño obtenidos mediante ecuaciones. También se anexa en el apéndice F el reporte del equipo en condiciones operativas.

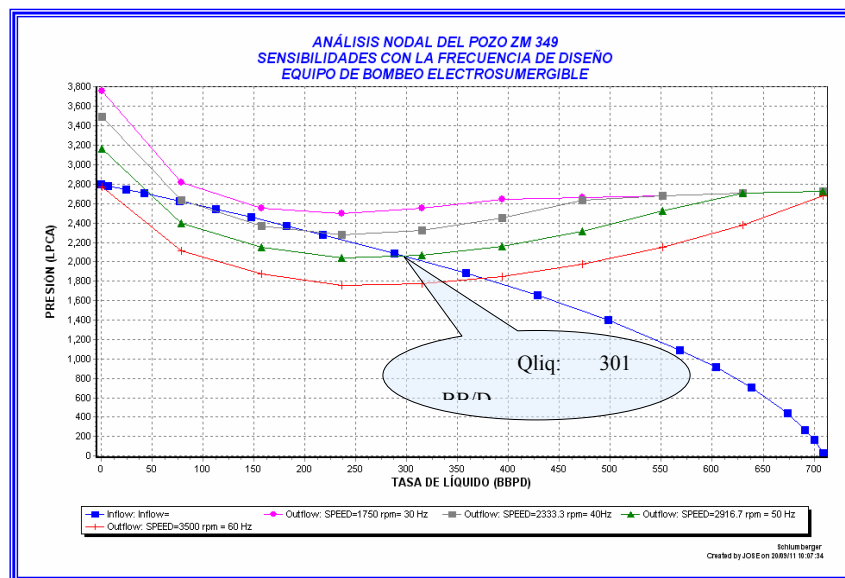


Gráfico N° 4.24 Análisis nodal del pozo ZM 349

Se realizó un análisis nodal con sensibilidades en la frecuencia de diseño que se muestra en el **gráfico N° 4.24** donde se observa que a la frecuencia de 50 Hz a la cual esta diseñada el equipo se obtiene una tasa de 301 BB/D, que se reducen a 297 BN/D

de petróleo según el corte de agua. Observando las curvas de velocidades variables mostrada en el **gráfico N° 4.25** donde se muestra el rango de operación de las etapas de la bomba se nota que a una frecuencia de 50 Hz y un caudal de 301 BB/D la bomba se encuentra en los límites del rango operativo lo que indica que tendremos en esa zona un empuje descendente que trae como consecuencia que el impulsor entre en contacto con el difusor y se genera desgaste en las etapas de dicha bomba disminuyendo su vida productiva.

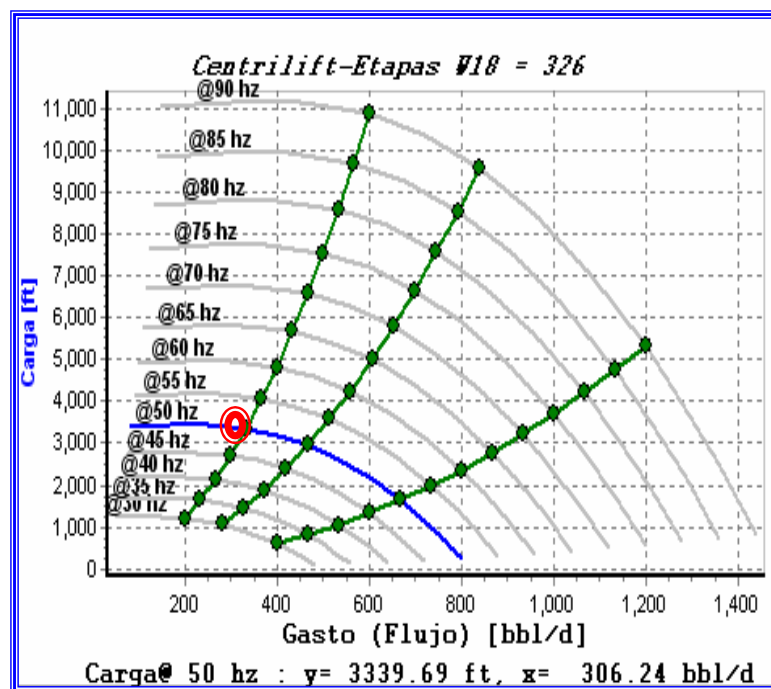


Gráfico N° 4.25. Curva de velocidades variables de la bomba W18-326 etapas

Se observa en el gráfico del perfil de presión ubicado en el **apéndice F (figura F.3)** que a la entrada de la bomba existe una presión de 1800 Lpca lo cual garantiza que existe una buena altura de fluido que genera esa presión a la entrada de la bomba y la misma no tendrá problemas de operación debido a que estará por debajo del nivel de fluido. La temperatura a la profundidad de la bomba se observa en la gráfica del perfil de temperatura **apéndice F (Figura F.3)** está en el orden de 290 °F sin envergo

al observar la gráfica de las velocidades de líquido **apéndice F (figura F.4)**, el motor no tendrá problemas de calentamiento debido a que las velocidades en ese intervalo son mayores a 1 Pie/Seg que es suficiente para su refrigeración.

POZO ZM-347

Como se muestra en el **gráfico N° 4.23** este pozo fue simulado con una tasa de diseño inicial de 700 BBPD, una vez ingresado los datos al simulador, se seleccionó para este pozo la bomba Centrilift: H27, de la cual el simulador para las condiciones de carga del pozo realizó un cálculo de 449 etapas con una eficiencia de 54 % y 68 Hp de potencia para la bomba, tal y como se muestra en el reporte de diseño que está ubicado en el **apéndice G (figura G.1)**; para operar esta bomba se seleccionó el motor: Centrilift : 544_Series: Single con una potencia nominal a 60 Hz de 75.00 HP el cual consume un voltaje a esa frecuencia de: 845.00 volts, con una corriente de 56 amp. Para las condiciones de electricidad en superficie el simulador realiza los cálculos pertinentes donde se observa en el reporte que se necesita un transformador de 115 kilovatios.

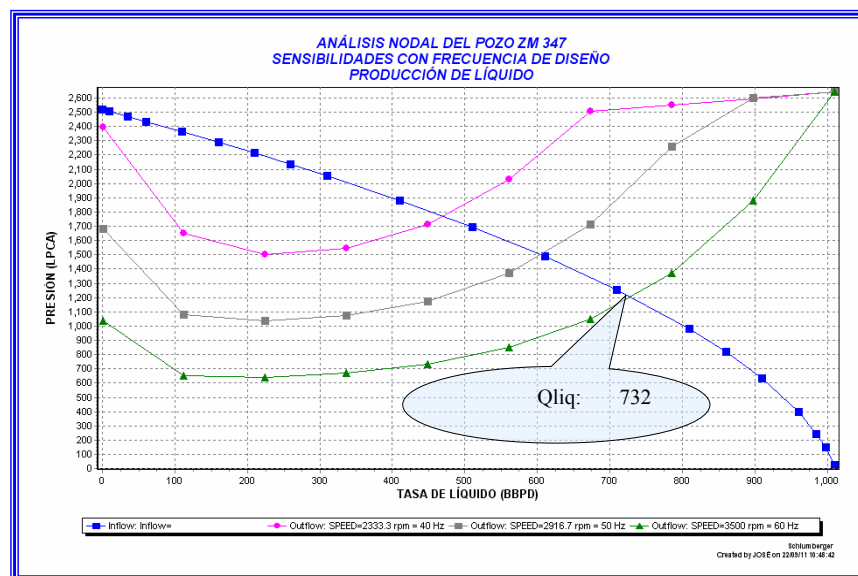


Gráfico N° 4.26 Análisis nodal del pozo ZM 347

En el **gráfico N°4.26** se observa un análisis nodal del pozo ZM 347 donde se sensibiliza la frecuencia de diseño, la producción actual del pozo se encuentra representado por la línea verde que corresponde a la frecuencia de 60 Hz y genera una tasa de 732 BBPD que se reduce a 717 Bls de petróleo por día debido al porcentaje de agua que esta mezcla posee. La tasa que este pozo aporta con este equipo de bombeo electrosumergible es 717 BN/D mayor en comparación a la ultima tasa que se registró mediante la prueba de producción que se realizó el día 19 junio de 2007 antes que el pozo fuera encontrado inactivo.

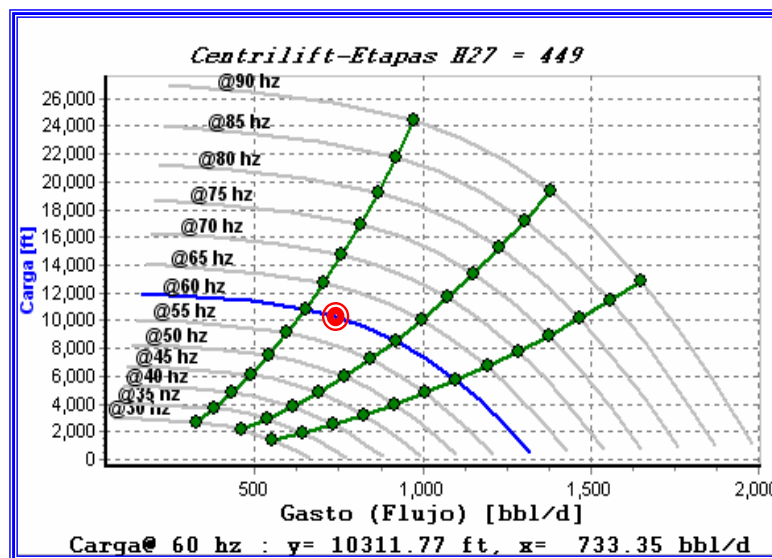


Gráfico N° 4.27. Curva de velocidades variables de la bomba H27-449 etapas

Las curvas de velocidades de la bomba mostrada en el **gráfico N° 4.27**, donde esta representado con el punto rojo la tasa y frecuencia operativa del sistema, muestra que la bomba esta dentro del rango de operación, lo que indica que con esta frecuencia la misma no tendrá problemas de desgaste debido a que en la etapa no existe contacto entre el impulsor y el estator ya que el empuje es ascendente. Las curva de presión, temperatura y velocidades de líquido localizadas en el **apéndice G (figura G.4)** nos indican que la bomba estaría sumergida dinámicamente bajo una alta columna de liquido debido a la presión en la entrada de la bomba, las velocidades

de líquido superan los 4 Pies/seg, en el intervalo del motor lo que es indicativo la existencia de buena refrigeración del motor en el fondo.

POZO MVR-109

El diseño inicial de la simulación se realizó con una tasa de 700 BBPD como se muestra en el **gráfico N° 4.23**, en esta simulación se seleccionó la bomba ODI: RA7 de 326 etapas con una eficiencia de 48.15 % la cual posee una potencia de 64.45 hp. Para lograr funcionar esta bomba centrífuga se seleccionó un motor 550 Series: Single que a una frecuencia de 60 Hz genera una potencia de 75.00 hp suficiente para mover la bomba seleccionada, el voltaje nominal a esa frecuencia es de 1250 voltios con una corriente de 38 amps. Esta corriente del motor y las pérdidas de voltaje que se genera en el cable logran que en la superficie se necesite una corriente de 1841 voltios para poder operar la bomba en el fondo, el transformador que se tiene que usar debe poseer una potencia de 121 kilovatios.

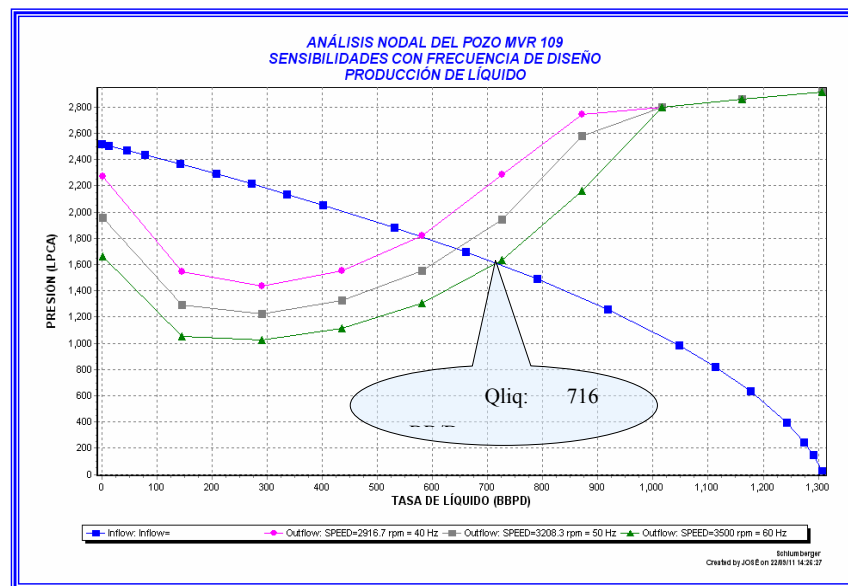


Gráfico N° 4.28 Análisis nodal del pozo MVR 120

El **gráfico N° 4.28** muestra el análisis nodal que se realizó al pozo MVR 109 con el equipo de bombeo electrosumergible, haciendo sensibilidades con la frecuencia de diseño en el cual se observa que a una frecuencia de 60 Hz se logra recobrar una tasa de líquido de 716 BBPD. Esta tasa y frecuencia al ubicarlos en la curva de las velocidades variables de la bomba (gráfica N° 4.29) nos muestra que el sistema esta funcionando en el área dentro del rango optimo de operación, dicho punto se encuentra cerca de la línea de la máxima eficiencia de la bomba lo que lleva a concluir que el equipo tendrá una larga vida operativa debido a que no existe un levantamiento descendente y los impulsores con los estatores operan en su rango optimo.

En cuanto a la presión a la entrada de la bomba (observar gráfico del perfil de presión ubicado en el **apéndice H (figura H.4)**) se puede inferir que esta gobernada por una buena altura de liquido, esto indica que el equipo electrosumergible tendrá buena profundidad de sumergencia en condiciones dinámicas. Las velocidades del líquido dentro del pozo a ese nivel de profundidad son mayores a 1 pie/seg, esto garantiza que el motor tendrá una buena fuente de refrigeración.

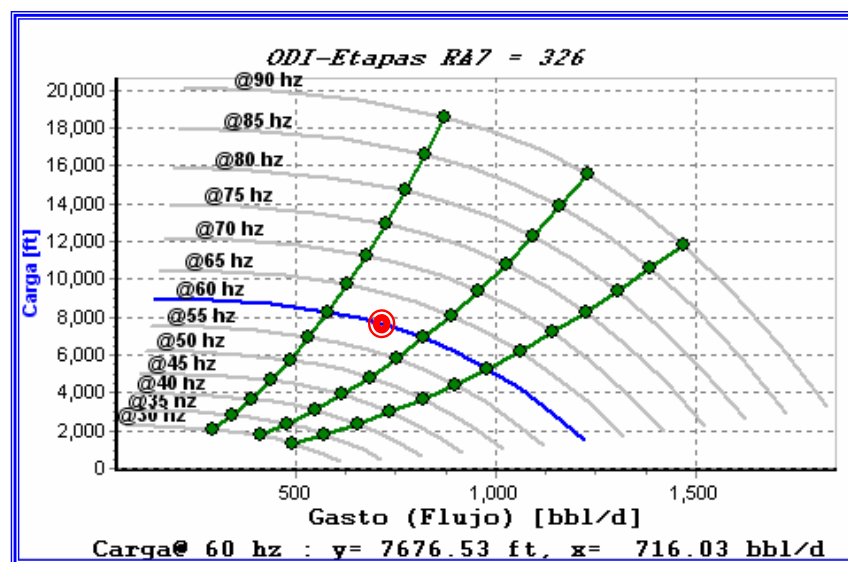


Gráfico N° 4.29. Curva de velocidades variables de la bomba RA7-426 etapas

4.3 PROPUESTA DEL DISEÑO DE COMPLETACIÓN MÁS EFECTIVO, SEGURO Y RENTABLE PARA EL LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE.

PROPUESTA DE COMPLETACIÓN PARA EL POZO ZM-349

DATOS DEL POZO:

CAMPO: Zapatos

COORDENADAS SUP.

ORIGEN

N: 1.023.730,980 E: 389.472,86

UTM

N: 202.992,51 E: 574.354,03

BARCELONA

COORDENADAS FONDO.

ORIGEN

N: 1.023.588,91 E: 389.463,34

UTM

N: 202.850,43 E: 574.354,70

BARCELONA

EMR – ET	34'
Elevación de la Mesa Rotaria	786.39'
Elevación del Terreno	752.39'
Profundidad Total del Pozo	13362'
Cuello Flotador	13307'

Tabla N° 4.7. Diseño de revestidores del pozo ZM 349

DISEÑO DE REVESTIDORES	DIA M. (PULG)	PESO (LBS/PIE)	GRADO	RO SCA	P ROF. (PIES)
Revestidor de superficie	20''	---	---	---	7 1'
Revestidor intermedio	13 3/8''	68	N-80	BTT S	2 .000'
Revestidor intermedio	9 5/8''	53.5	P-110	BTT S	1 0.598'
Revestidor de Producción	7''	35	P-110	HY D 513	1 3.356'

OBJETIVO:

Extraer sarta de completación con válvulas de gas lift, cementar la arena R4U, reemplazar tubería de producción y completar la Arena S3M con Equipo de Bombeo Electrosumergible (Bomba W 18 de 347 etapas @ 11666')

EQUIPO DE COMPLETACIÓN PROPUESTO:

(1) Bomba centrífuga con las siguientes características:

Centrilift: W18 de 326 Etapas

Eficiencia de la Bomba: 24.72 %

Potencia de la Bomba: 26.68 hp

(1) Motor de fondo con las siguientes características:

Centrilift: 375_Series : Single

Potencia Nominal a 60 Hz: 30.00 hp

Voltaje Nominal a 60 Hz: 445.00 volts

Corriente Nominal a 60 Hz: 62.40 amps

11766 pies de Cable:

Tipo de cable: #2 Cu or #1 / 0A

Corriente máxima: 95 amp

11766 pies de tubería 2 7/8'

SECUENCIA DE OPERACIÓN:

Mudar y vestir equipo.

Controlar pozo. Vestir B.O.P.

Recuperar tubería con mandriles.

Recuperar empacadura Hidráulica, milar y recuperar empacadura permanente.

Cementar la arena R4U.

Bajar tubería con el equipo de completación propuesto de bombeo electrosumergible.

Revisar y megar el cable principal cada 20 dobles, hasta profundidad final.

Desvestir B.O.P e instalar cabezal de bombeo electrocentrífugo.

Efectuar las conexiones de superficie. Arrancar el equipo con 50 Hz observando la presión de cabezal, amperaje y voltaje, previa verificación de la rotación del motor del equipo.

Evaluar el pozo mediante toma de % AyS; Niveles Dinámicos y Prueba de Producción.

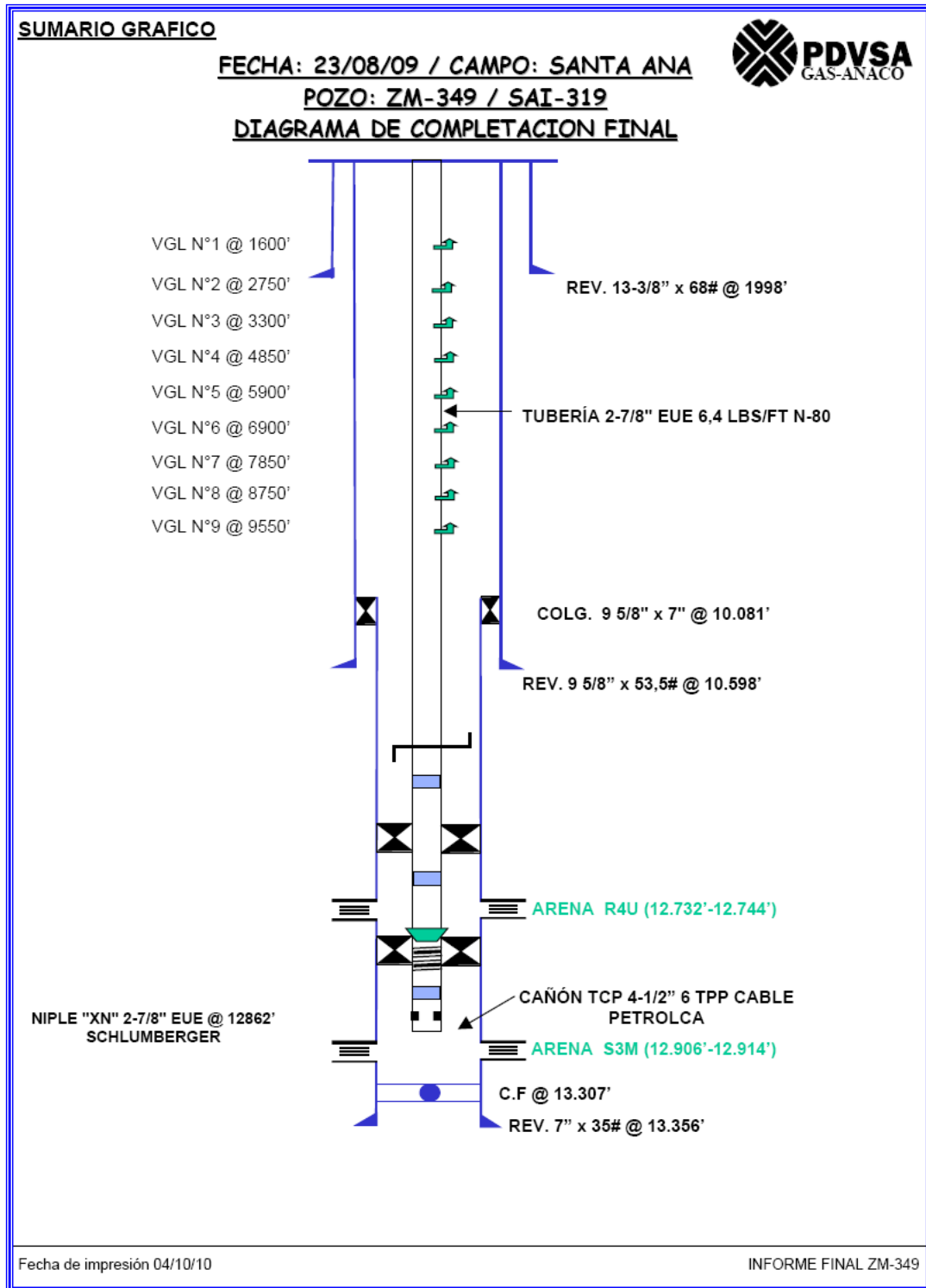


Figura N° 4.5. Diagrama de completación actual del pozo ZM 349

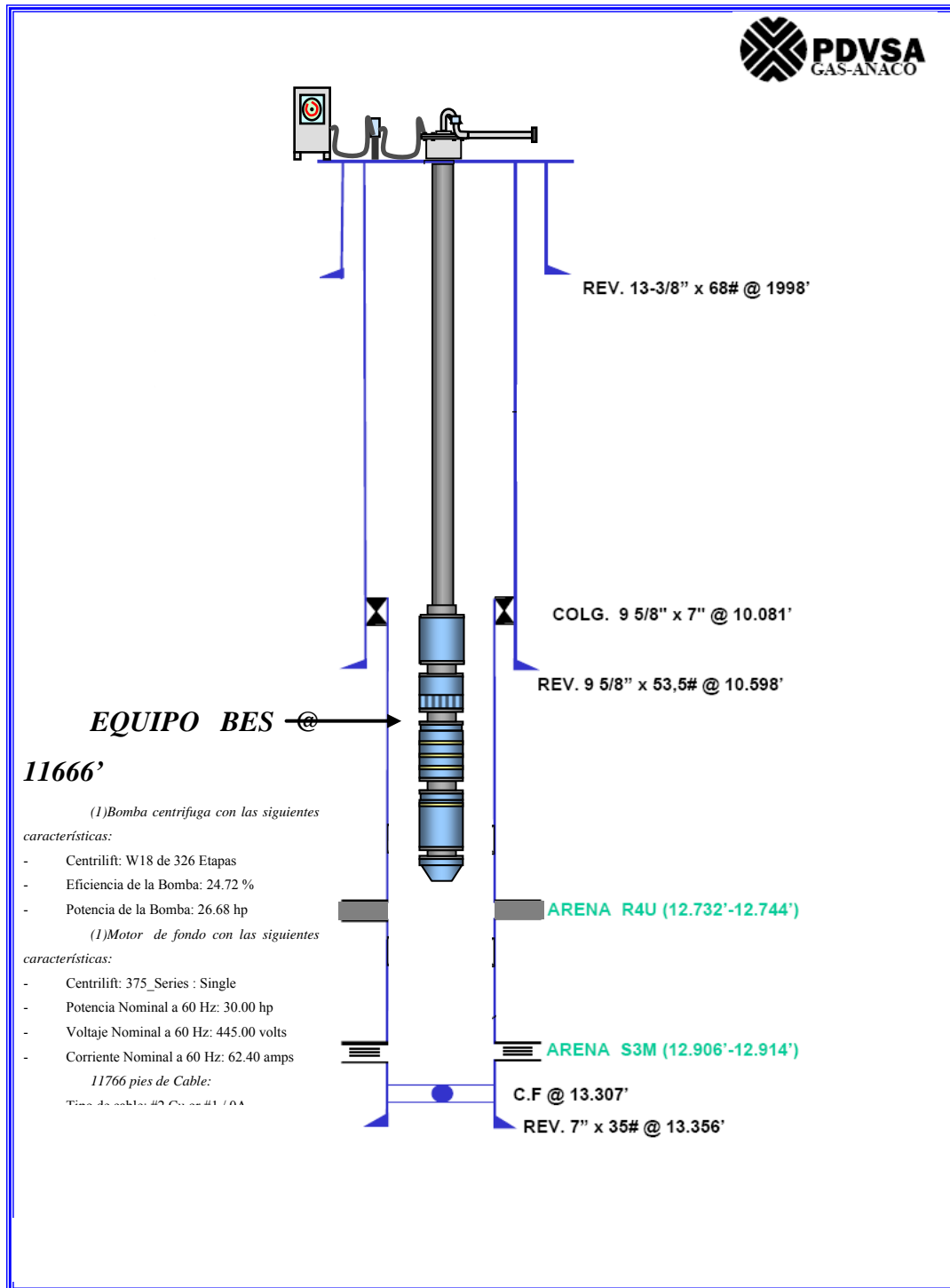


Figura N° 4.6. Diagrama de completación propuesto del pozo ZM 349

PROPUESTA DE COMPLETACIÓN PARA EL POZO ZM 347

DATOS DEL POZO:

CAMPO: Zapatos

COORDENADAS

SUP.

ORIGEN

N: 1.021.110,64

E: 388.619,69

UTM

COORDENADAS

FONDO.

ORIGEN

N: 1.020.876,00

E: 388.624,00

UTM

EMR – ET	30'
Elevación de la Mesa Rotaria	721.51'
Elevación del Terreno	691.51'
Profundidad Total del Pozo	12482'
Cuello Flotador	12431'

Tabla N° 4.8. Diseño de revestidores del pozo ZM 347

DISEÑO DE REVESTIDORES	DI AM. (PULG)	PESO (LBS/P IE)	G RADO	ROSC A	P ROF. (PIES)
Revestidor	20	94	K-	BIG	9
Conductor	”		55	OMEGA	0'
Revestidor de Superficie	13 3/8”	72	N-80	BUTS	2 .000'

Revestidor intermedio	9 5/8''	53.5	N- 80	BTC	1 0.179'
Revestidor de Producción	7 5/8''	39	P- 110	HYD 523	1 2.478'
Colgador				7 5/8'' x 9 5/8''	9 553'

OBJETIVO:

Extraer sarta de completación actual, cementar la arena L1L, reemplazar tubería de producción y completar la arena U2M con equipo de bombeo electrosumergible (Centrilift : H27 455 etapas @ 10913')

EQUIPO DE COMPLETACIÓN PROPUESTO:

(1) Bomba centrífuga con las siguientes características:

Bomba Seleccionada: Centrilift : H27 449 etapas

Eficiencia de la Bomba: 54.08 %

Potencia de la Bomba: 68.89 hp

(1) Motor de fondo con las siguientes características:

Motor Seleccionado: Centrilift : 544_Series : Single

Potencia Nominal a 60 Hz: 75.00 hp

Voltaje Nominal a 60 Hz: 845.00 volts

Corriente Nominal a 60 Hz: 56.00 amp

11013 pies de Cable:

Tipo de cable: #2 Cu or #1 / 0A

- Corriente máxima: 95 amp

11013 Pies de Tubería 2 7/8''

SECUENCIA DE OPERACIÓN:

Mudar y vestir equipo.

Controlar pozo. Vestir B.O.P y sacar completación doble sarta.

Cementar la arena L1L.

Milar obstrucción metálica @ 12342'.

Cañonear arena y probar U2M.

Bajar sarta de completación con equipo de bombeo electrosumergible propuesto.

Revisar y megar el cable principal cada 20 dobles, hasta profundidad final.

Desvestir B.O.P e instalar cabezal de bombeo electrocentrífugo.

Efectuar las conexiones de superficie. Arrancar el equipo con 60 Hz observando la presión de cabezal, amperaje y voltaje, previa verificación de la rotación del motor del equipo.

Evaluar el pozo mediante toma de %AyS; Niveles Dinámicos y Prueba de Producción.

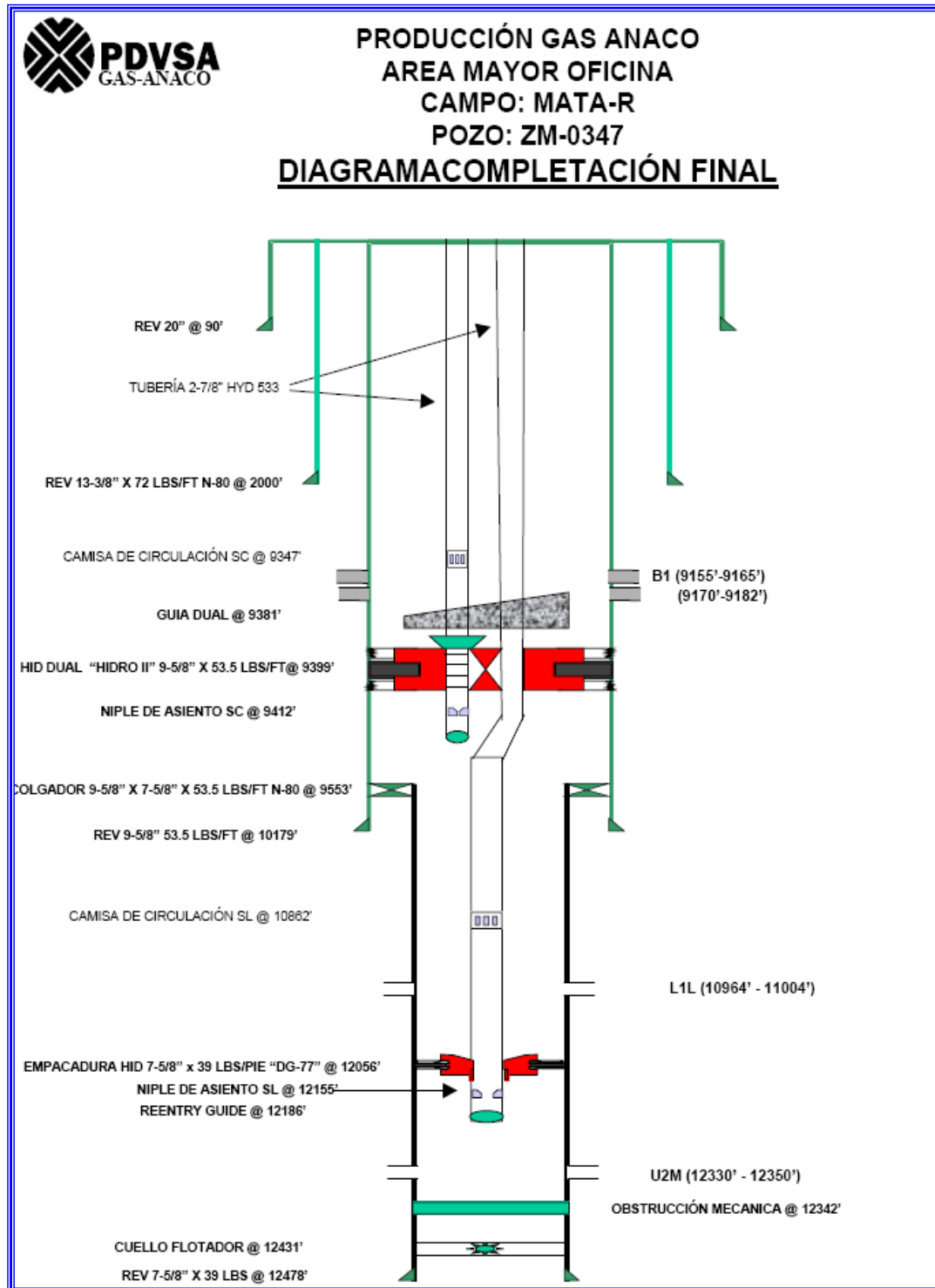


Figura N° 4.7. Diagrama de completación actual del pozo ZM 347

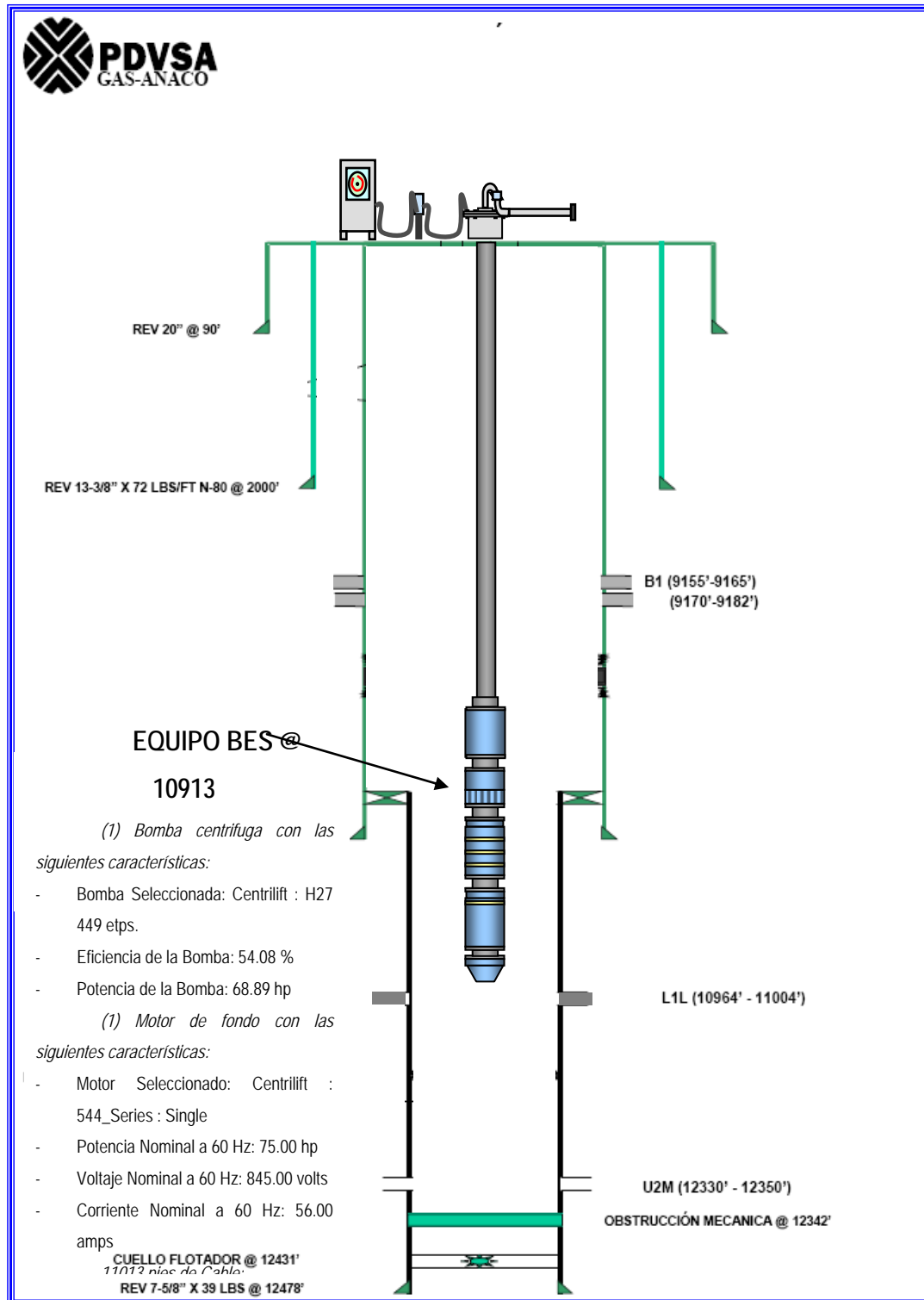


Figura N° 4.8. Diagrama de completación propuesto del pozo ZM 347

PROPUESTA DE COMPLETACIÓN PARA ELPOZO MVR 109

DATOS DEL POZO:

CAMPO: Mata R

COORDENADAS

SUP.

ORIGEN

N: 1019605,21

E- 374739,657

UTM

EMR – ET	29'
Elevación de la Mesa Rotaria	743'
Elevación del Terreno	714'
Profundidad Total del Pozo	12.856'
Cuello Flotador	12.793'

Tabla N° 4.9. Diseño de revestidores del pozo MVR 109

DISEÑO DE REVESTIDORES	DIA M. (PULG)	PESO (LBS/P IE)	GRA DO	RO SCA	PR OF. (PIES)
<i>SUPERFICIE</i>	13- 3/8"	82.2	<i>Q-125</i>	<i>NJO</i>	2.0 43'
<i>INTERMEDIO</i>	9- 5/8"	58.4	<i>P-110</i>	<i>NSC</i> <i>C</i>	7.9 81'
<i>PRODUCCION:</i>	7"	35.0	<i>P-110</i>	<i>STL</i>	12. 840

OBJETIVO:

Extraer sarta de completación con válvulas de gas lift, reemplazar tubería de producción y completar con E.B.E.S (Bomba ODI: RA7 320 etapas @ 10825')

EQUIPO DE COMPLETACION PROPUESTO:

(1) Bomba centrífuga con las siguientes características:

Bomba Seleccionada: ODI: RA7 326 etapas

Eficiencia de la Bomba: 48.15 %

Potencia de la Bomba: 64.45 hp

(1) Motor de fondo con las siguientes características:

Motor Seleccionado: ODI: 55_Series: Single

Potencia Nominal a 60 Hz: 75.00 hp

Voltaje Nominal a 60 Hz: 1250.00 volts

Corriente Nominal a 60 Hz: 38.00 amp

10925 pies de Cable:

Tipo de cable: #6 Cu or #3 A

Corriente máxima: 55 amp

10925 Pies de Tubería 2 7/8''

SECUENCIA DE OPERACIÓN:

Mudar y vestir equipo.

Controlar pozo. Vestir B.O.P.

Sacar sarta de completación con mandriles.

Sacar empacadura hidráulica @ 11403', fresar empacadura permanente @ 12078' y recuperar.

Zapatear TDH @ .12300', 12678' y 12750.

Cementar arenas M1U y R4U.

Asentar TDH @ 12750' para asegurar fondo limpio.

Cañonear el intervalo (12700'-12720').

Bajar tubería con equipo de bombeo electrosumergible propuesto.

Revisar y megar el cable principal cada 20 dobles, hasta profundidad final.

Desvestir B.O.P e instalar cabezal de bombeo electrocentrífugo.

Efectuar las conexiones de superficie. Arrancar el equipo con 60 Hz observando la presión de cabezal, amperaje y voltaje, previa verificación de la rotación del motor del equipo.

Evaluar el pozo mediante toma de %AyS; Niveles Dinámicos y Prueba de Producción.

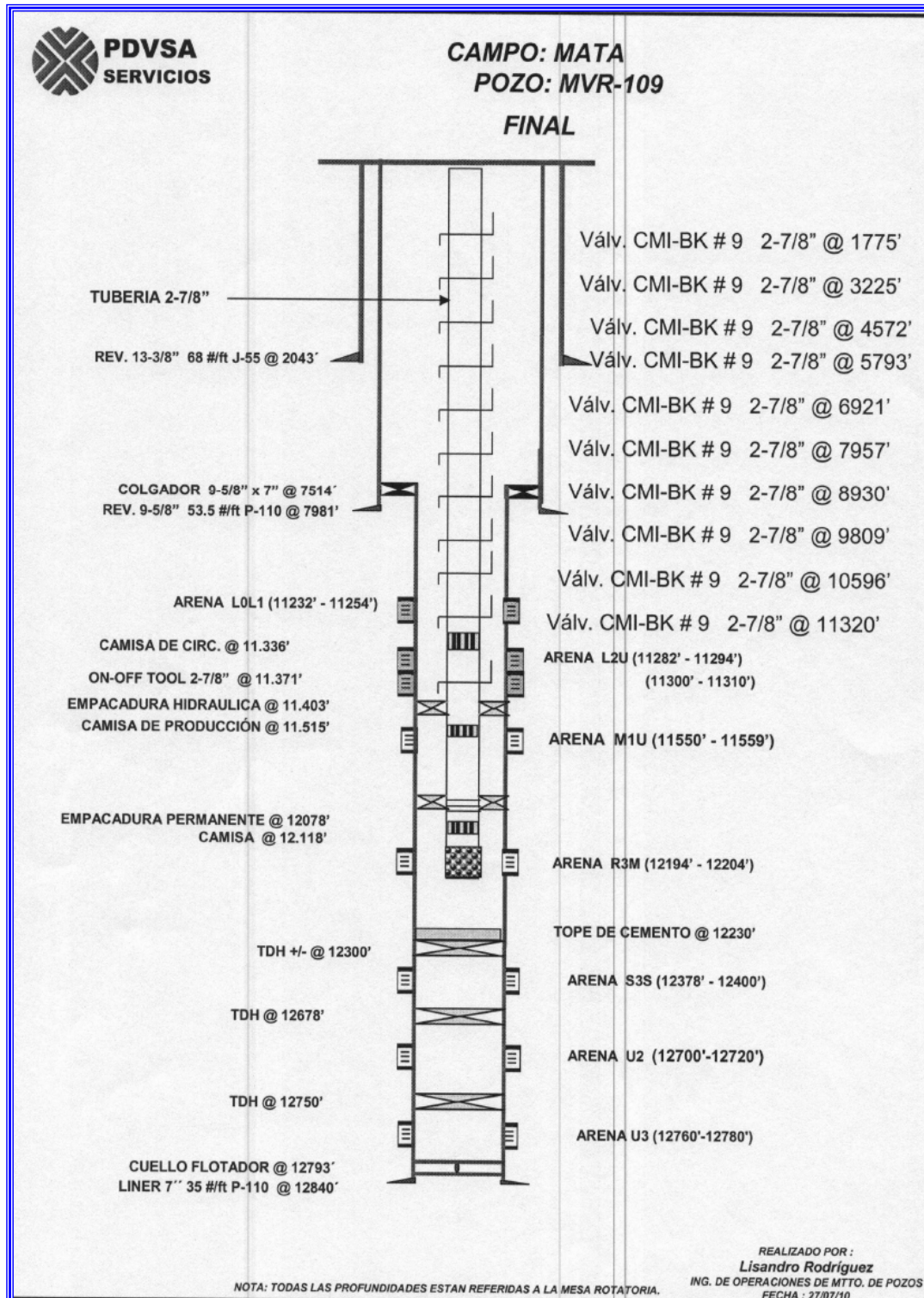


Figura N° 4.9. Diagrama de completación actual del pozo MVR 109

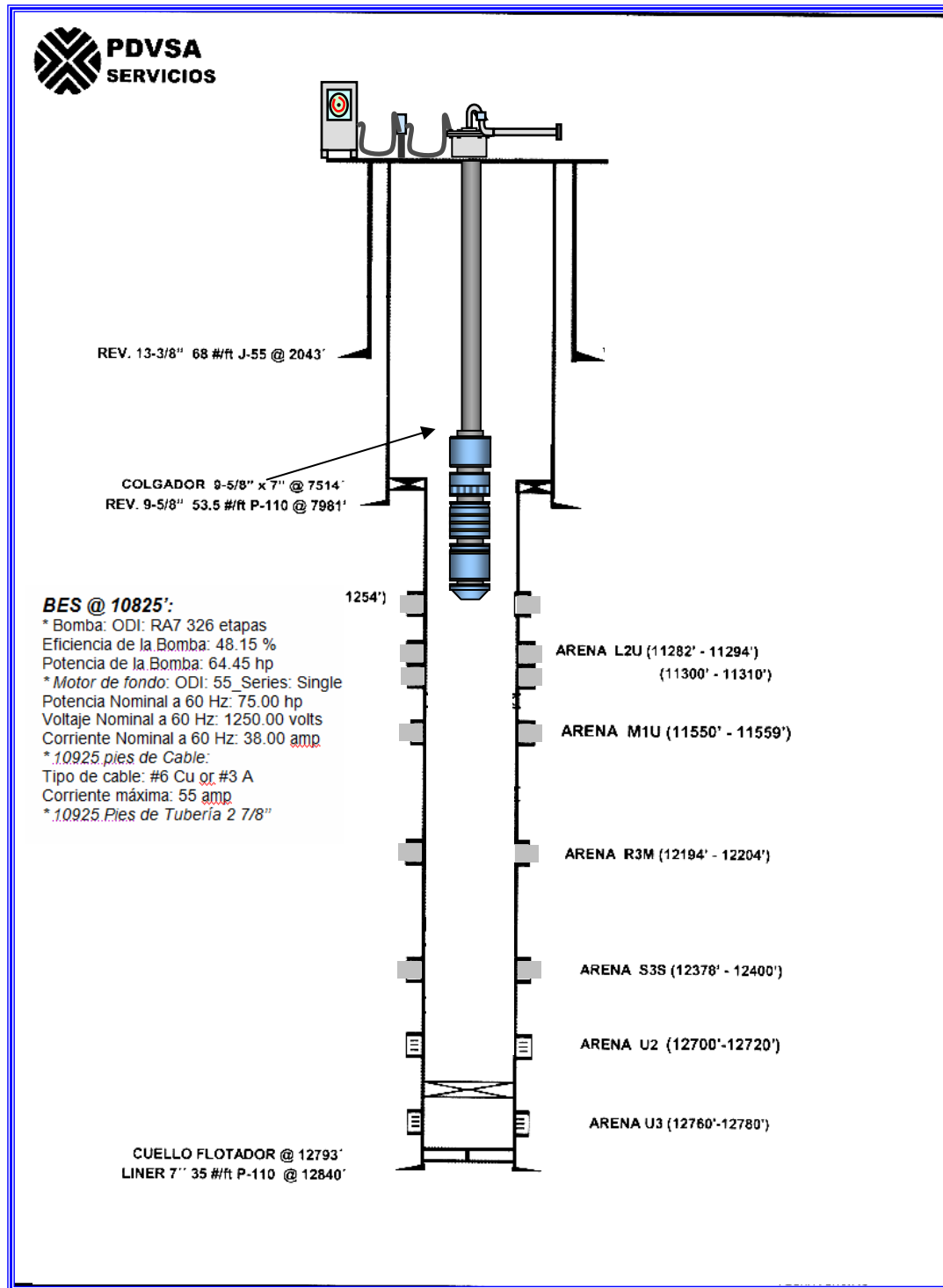


Figura N° 4.10. Diagrama de completación propuesto del pozo MVR 109

4.4 EVALUACIÓN ECONÓMICA EN LA APLICACIÓN DEL MÉTODO DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE EN EL ÁREA MAYOR DE OFICINA DEL DISTRITO GAS ANACO.

Esta evaluación económica se realizó con la sumatoria total de los costos del RA/RC (recompletación y reacondicionamiento) de los tres pozos candidatos para la aplicación del BES.

Las premisas que se tomaron en cuenta son las siguientes:

Tasa de cambio: 4,30 BsF/\$ y bolívares constantes 2011.

Escenario de precios "Plan de Negocio 2008-2014 Cesta 26\$" (OFICIAL).

Precios del gas desde 0,75 (2004) hasta 1,03 (2009) \$/MMBTU.

I.S.L.R= 34 %, REGALIA = 20 % Gas, 30 % Crudo.

Inversiones No Generadoras: Campo MATA-R - Año 2011.

Considera Tasa de Descuento: 12 %, Horizonte Económico: 3 años.

Año Base 2011.

Indicadores Económicos:

Tasa Interna de Retorno (TI R).

Valor Presente Neto (VPN).

Eficiencia de la Inversión (EI).

Tiempo de Pago.

A tres niveles :PROYECTO, PDVSA GAS y NACIÓN

Evaluados a través del SEE PLUS.

Tasas de producción estimadas al comportamiento productivo actual de los pozos activos en el yacimiento, mediante ANÁLISIS NODAL: 0.84MMPCN/D y 1583 BN/D.

En la evaluación no se toman en cuenta las inversiones por adecuación o construcción de infraestructura para el manejo de la producción del pozo.

Declinación de producción de 12 % gas y 20 % crudo (Declinación promedio del Área).

El costo asociado al reacondicionamiento permanente y adquisición de equipo de BES es de 16.5 MMBsF.

La **Tabla N° 4.5** muestra los resultados de la tasa interna de retorno el cual es un indicador para la evaluación económica de la completación de los pozos antes mencionados con el método de levantamiento artificial por bombeo electrosumergible. De esta evaluación al observar los indicadores económicos se determina que el proyecto es rentable debido a que obtenemos una tasa interna de retorno de 99 %, el valor presente neto con una tasa de descuento de 15% es mucho mayor que cero y además tenemos que la inversión se recupera en 3 meses. Todos los resultados se pueden observar también en el **Apéndice J (figura J.2)**, en el cual se muestra la gráfica de sensibilidad las variables de impacto sobre el valor presente neto, aquí se observa que para todas las desviaciones de las variables de impacto el valor presente neto siempre será positivo lo que refuerza aun más la rentabilidad del proyecto.

Tabla N° 4.10. Resultados de la tasa interna de retorno.

	resultados		
	Pro yecto	P DVSA	NA CIÓN
Tasa Interna de Retorno Modificada (%)	99.8	99. 8	155. 7

CONCLUSIONES

1. La efectividad del método de levantamiento artificial por inyección de gas lift en el Área Mayor de Oficina es afectada negativamente por la presión de inyección, disponibilidad del gas de inyección y filtración de válvulas de gas en la tubería de producción.
2. En el Área Mayor de Oficina actualmente existen pozos que no poseen una tasa óptima de inyección de gas.
3. Los yacimientos U2M/ZM-306 y S3M/ZM-321 son formaciones con características favorables para la aplicación del método de levantamiento artificial por bombeo electrosumergible.
4. Los pozos ZM-349, ZM-347 y MVR-109 son candidatos para la aplicación del método de levantamiento artificial por bombeo electrosumergible.
5. Para los pozos seleccionados es necesario la consideración de un separador de gas con una eficiencia de 80 % en la completación con equipo de bombeo electrosumergible.
6. En los pozos ZM-347 y MVR-109 es necesario construir tendido eléctricos para garantizar energía al equipo de BES.
7. La completación con el método de levantamiento artificial por bombeo electrosumergible en los pozos seleccionados generan un potencial de crudo suficiente para hacer el proyecto rentable para PDVSA y para la Nación.
8. El método de BES permite tener mayor confiabilidad en cuanto a mantenimiento de producción de crudo en comparación al método de LAG utilizado actualmente en el Distrito Gas Anaco.

RECOMENDACIONES

1. Evaluar la completación de los pozos ZM-349, ZM-347 y MVR-109 con el método de levantamiento artificial por Bombeo Electrosunergible.
2. Realizar un proyecto de una red de tubería de gas de inyección, distribuida en toda el área de operaciones que cubra las necesidades que existe en algunos pozos para la inyección de gas lift.
3. Realizar la optimización de la tasa de inyección de gas lift en los pozos que se encuentren deficientes y mantener un monitoreo constante de la producción de estos pozos.
4. No realizar suabo en pozos completados con válvulas de gas lift debido a que las herramientas usadas en esta operación pueden golpear la válvula y sacarla del bolsillo del mandril.
5. Si no se dispone de una data de presión se recomienda hacer registros de presión estáticos y fluyentes con la finalidad de obtener el índice de productividad confiable del pozo.
6. En pozos con presencia de gas es recomendable asentar la bomba electrosumergible a la máxima sumergencia disponible con la finalidad de incrementar la presión a la entrada de la bomba y por ende disminuir la fracción de gas libre en ese intervalo.
7. Aplicar las nuevas tecnologías en el área mayor de oficina concerniente a equipos manejadores de gas tal es el caso de la bomba CENTURION que comprimen el gas libre para que la bomba que realice el levante no tenga problemas de cavitación o bloqueo por gas.
8. Masificar este método de levantamiento para otras áreas Operacionales del Distrito Gas Anaco donde exista posibilidad de aplicación.

BIBLIOGRAFIA

1. PDVSA, División Centro Sur. **“Servicio Realizado al Pozo LVT-46 del Campo La Victoria por el Dpto. Métodos de Producción Distrito Apure”**. Apure abril de 2010.
2. PDVSA, División Centro Sur. **“Servicio Realizado al Pozo BOR-12 del Campo Borburata por el Dpto. Métodos de Producción Distrito Barinas”**. Barinas abril de 2010.
3. Liu, D. **“Estudio de la Factibilidad de la Aplicación del Método de Bombeo Electrosumergible en el Campo Bare, Faja Petrolífera del Orinoco”**. Trabajo de Grado, Universidad Simón Bolívar, Sartenejas, Venezuela (2007).
4. López, C. **“Evaluación de las Operaciones de Reparación, Reacondicionamiento y Recompletación, Aplicadas en el Área Mayor de Oficina (A.M.O.) Perteneciente al Distrito Social Anaco, Durante el Periodo 2006-2007”**. Anaco (2008).
5. Ríos, J. **“Marco geológico del área mayor de oficina”**. PDVSA Gas. Anaco (2007).
6. Maggiolo, R **“Análisis Nodal Y Flujo Multifásico”**. ESP OIL International Training Group. Maracaibo (2006).
7. Díaz, C. **“Libro Completo de Producción”**. Distrito Gas. Anaco (2008).
8. Vargas, E. **“Métodos de Levantamiento Artificial”**. Disponible en: <http://www.monografias.com/trabajos63/metodos-levantamiento-artificial/metodos-levantamiento-artificial2.shtml>. (2010).

9. Manual del curso “**Análisis Nodal de Sistemas de Producción con BES usando WELLFLO**”. PDVSA. Venezuela (2010).
10. Alejos, L. “**Diseño-análisis y Diagnóstico de Bombeo Electrosumergible**”. Universidad del Zulia. Venezuela (2005).
11. Pierre, J Elvis. “**Índice de Productividad de un Pozo**”. Disponible en: <http://ingenieria-de-yacimientos.blogspot.com/2009/03/indice-de-productividad.html>. (2010).

**METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y
ASCENSO:**

TÍTULO	“EVALUACIÓN DEL MÉTODO DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE PARA SU APLICACIÓN EN EL ÁREA MAYOR DE OFICINA DEL DISTRITO GAS ANACO”
SUBTÍTULO	

AUTOR (ES):

APELLIDOS Y NOMBRES	CÓDIGO CVLCA / E-MAIL
Vásquez Leal, José Antonio.	CVLAC: V- 18.784.706 e-mail: jav_477@hotmail.com
	CVLAC: e-mail:

PALABRAS O FRASES CLAVES:

EVALUACIÓN, BOMBEO, LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL, DISTRITO
GAS ANACO, ELECTROSUMERGIBLE, YACIMIENTOS, ARENAS,
SECCIONES ESTRATIGRÁFICAS, PLANIFICACIÓN.

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

ÁREA	SUBÁREA
Ingeniería y Ciencias Aplicadas	Ingeniería de Petróleo

RESUMEN (ABSTRACT):

El presente proyecto de pasantía consiste en estudiar la factibilidad de la aplicación del método de levantamiento artificial por bombeo electrosumergible para su aplicación en el Área Mayor de Oficina del Distrito Gas Anaco; parte de la revisión de la efectividad actual del levantamiento artificial por inyección de gas lift. Seguidamente se realizó la búsqueda y selección de los pozos candidatos para la aplicación del bombeo electrosumergible, resultando selectos los pozos ZM-349 en la arena S3M yacimiento ZM-321, ZM-347 y MVR-109 ambos en la arena U2M yacimiento ZM-06. Se realizó el diseño del bombeo electrosumergible de acuerdo con los datos petrofísicos y de producción de los pozos seleccionados; Se propone también para la extracción del crudo mediante el sistema de levantamiento artificial por bombeo electrosumergible el diseño de completación más seguro, efectivo y rentable. El proyecto concluye con la evaluación económica que se realizó para verificar el proceso de inversión y retorno de capital, es decir se evaluó la viabilidad económica para saber si el proyecto es capaz de retribuir adecuadamente el capital invertido y generar ganancias. Se concluyó que es posible implementar el método de BES en AMO específicamente en las arenas S3M y U2M recomendando usar en esta área de operaciones separadores y manejadores de gas en las bombas seleccionadas debido a la producción de gas característica de la zona.

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

CONTRIBUIDORES:

APELLIDOS NOMBRES	Y	ROL / CÓDIGO CVLAC / E_MAIL					
Morales, Jhonles		ROL	CA	AS	TU(X)	JU	
		CVLAC:					
		e-mail:					
		e-mail:					
Rodriguez, José		ROL	CA	AS	TU	JU (X)	
		CVLAC:					
		e-mail:					
		e-mail:					
Salas, Roberto		ROL	CA	AS	TU(X)	JU	
		CVLAC:					
		e-mail:					
		e-mail:					
Arditi, Lorenzo		ROL	CA	AS	TU	JU (X)	
		CVLAC:					
		e-mail:					
		e-mail:					

FECHA DE DISCUSIÓN Y APROBACIÓN:

04	11	11
----	----	----

LENGUAJE: SPA

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

ARCHIVO (S):

NOMBRE DE ARCHIVO	TIPO MIME
TESIS. Evaluación del método de levantamiento.doc	Application/msWord

CARACTERES PERMITIDOS EN LOS NOMBRES DE LOS ARCHIVOS: A B C D E F G H I J K L M N O P Q R S T U V W X Y Z a b c d e f g h i j k l m n o p q r s t u v w x y z 0 1 2 3 4 5 6 7 8 9 _ -.

ALCANCE:

ESPACIAL: _____ (OPCIONAL)

TEMPORAL: _____ (OPCIONAL)

TÍTULO O GRADO ASOCIADO CON EL TRABAJO:

INGENIERO DE PETRÓLEO

NIVEL ASOCIADO CON EL TRABAJO:

PRE-GRADO

ÁREA DE ESTUDIO:

DEPARTAMENTO DE PETRÓLEO

INSTITUCIÓN:

UNIVERSIDAD DE ORIENTE – NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

DERECHOS

De acuerdo con el artículo 41 del reglamento de trabajos de grado: “Los Trabajos de Grado son de exclusiva propiedad de la Universidad y sólo podrán ser utilizados para otros fines, con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, quien lo participará al Consejo Universitario.”

VÁSQUEZ LEAL. JOSÉ ANTONIO.

AUTOR

Prof. Roberto Salas

TUTOR

Prof. Lorenzo Arditi

JURADO

Prof. José Rodríguez

JURADO

Prof. Raida Patiño

POR LA SUBCOMISION DE TESIS