ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

FACULTAD DE INGENIERIA EN CIENCIAS DE LA TIERRA
ESPECIALIZACIÓN PETRÓLEOS

"INCREMENTO DE LA PRODUCCION DE PETROLEO POR MEDIO DE LA REPARACION DE POZOS POR LEVANTAMIENTO INTERMITENTE DE GAS LIFT EN EL CAMPO GUSTAVO GALINDO V."

TESIS DE GRADO
Previa la obtención del Titulo de:

INGENIERO DE PETRÓLEO

Presentada por:

GLORIA ROSAURA UGUÑA ROMERO

GUAYAQUIL - ECUADOR

2000

DECLARACIÓN EXPRESA

"La responsabilidad del contenido de esta Tesis de Grado, me corresponden exclusivamente; y el patrimonio intelectual de la misma a la ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL"

(Reglamento de Graduación de la ESPOL)

_____

GLORIA ROSAURA UGUÑA ROMERO

Certifico que la presente Tesis fue

Realizada en su totalidad por la

Señorita Gloria Uguña Romero

Ing. José Cabezas

DIRECTOR DE TESIS

TRIBUNAL DE GRADUACIÓN

ING. EDISON NAVARRETE
DECANO DE LA FICT

ING. JOSE CABEZAS
DIRECTOR DE TESIS

ING. GABRIEL J. COLMONT
VOCAL

ÍNDICE GENERAL **Pag.**

RESUMEN.....VI

ÍNDICE GENERAL.....VIII

ABREVIATURAS.....XII

ÍNDICE DE FIGURAS.....XV

ÍNDICE DE TABLAS.....XVI

INTRODUCCION.....1

1. BREVE DESCRIPCION GEOLOGICA 3

1.1. Geología Regional.....3

1.1.1. Formaciones Geologicas.....4

1.2. Consideraciones Teoricas.....10

1.2.1. Flujo Continuo.....11

1.2.2. Flujo Intermitente.....12

1.2.2.1. Tipos de Válvulas.....15

1.2.2.2. Elementos de una Válvula.....16

1.2.3. Componentes Principales.....16

1.2.4. Diseño de Gas Lift.....17

1.2.5. Características del Pozo.....17

1.2.6. Características del Equipo.....18

1.2.7. Ventajas y Desventajas.....18

1.2.7.1. Ventajas.....18

1.2.7.2. Desventajas.....19

2. ASPECTOS PRELIMINARES.....24

2.1. Antecedentes.....24

2.1.1. Características del Crudo.....25

2.1.1.1. Características Petrofisicas.....28

2.1.1.2. Reservas.....28

2.1.1.3. Producción del Campo Ancón, Norte y Cautivo.....29

2.2. Analisis para Optimizar el Sistema.....30

2.2.1. Situación Actual.....30

2.2.1.1. Compresores.....34

2.2.1.2. Captar Mayor cantidad de Gas.....37

2.2.1.3. Limitar el Sistemas a los pozos más cercanos a los compresores.....38

2.2.1.4. Líneas de alta presión y Control de Funcionamiento.....39

2.2.1.5. Completación de Pozos.....40

2.2.1.6. Diseño de Válvulas.....42

2.2.1.7. Presión de Diseño.....42

2.2.1.8. Cabezal de Pozos.....43

2.2.1.9. Optimización por Ensayo y Error.....44

2.2.1.10. Rehabilitación de Pozos: Pulling y Swab.....45

2.3. Características del Gas.....47

2.3.1. Transporte de Gas.....47

2.3.1.1. Líneas de Gas de Baja Presión.....48

2.3.1.2. Líneas de Gas Doméstico.....48

2.3.1.3. Líneas de Gas de Alta Presión.....49

3. INCREMENTO DE PRODUCCION.....52

3.1. Alternativas para Incrementar la Producción.....52

3.2. Tratamiento Químico a los Pozos de Gas Lift.....53

3.3. Maquinarias y Equipo.....55

3.4. Descripción del Trabajo de Pulling.....56

3.4.1. Distribución de Unidades de Pulling.....57

3.4.2. Descripción de las Unidades de Pulling.....57

3.4.2.1. Partes Principales de esta Unidad.....58

3.4.2.1.1 Equipamiento Adicional.....58

3.5. Transporte de los Hidrocarburos.....59

3.5.1. Playa de Tanques.....59

3.5.2. Poliducto.....60

3.5.3. Sistemas de Protección Anticorrosiva.....61

4. ANALISIS ECONOMICO.....102

4.1. Evaluación Económica del Proyecto.....102

4.2. Evaluación Económica de la Reabilitación de un pozo modelo.....105

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....109

5.1. Conclusiones.....109

5.2. Recomendaciones.....110

ANEXOS.....115

BIBLIOGRAFIA.....120

INTRODUCCION

El tema de esta Tesis es “ Incremento de la producción de petróleo por medio de la Reparación de pozos por Levantamiento Intermitente de Gas Lift en el Campo Gustavo Galindo V.”

El Gas Lift es un método de Levantamiento Artificial de producir fluídos después de cesar el flujo natural, para lo cual se utiliza gas a alta presión para desplazar o gasificar el fluído desde el punto de inyección en el subsuelo hasta la superficie.

Su fundamento básico es el de disminuir la densidad del aceite que se encuentra en la tubería de producción al disolver el gas en el líquido existente, es decir aumenta la relación GAS – LIQUIDO.

Este tipo de Levantamiento según las características productivas del pozo pueden ser de dos formas: Flujo Continuo y Flujo Intermitente, siendo este último el que hay en el Campo Gustavo Galindo V.

La presión estática, el índice de productividad y la relación gas –líquido de formación son los parámetros que determinan cual es el más adecuado.

Este tipo de Levantamiento Artificial es muy utilizado por varios beneficios como: No es necesario utilizar una torre de reacondicionamiento su reparación se la puede hacer con líneas de acero, se aplica en pozos verticales o desviados, tiene buena aplicación costa afuera, el costo inicial de los equipos de subsuelo es relativamente bajo, el equipo es más duradero ya que posee muy pocas partes móviles.

Este proyecto se realizó debido a la necesidad de Incrementar la producción rehabilitando 40 pozos de Gas Lift, además utilizando tratamientos químicos, debido a los problemas de parafina ya que estos pozos son del Campo Ancón que producen de la Formación Atlanta.

El presente trabajo tiene una alta rentabilidad debido a que incrementamos la producción de 180 bls a 340 bls., con bajos costos de operación comparados con otros sistemas en esta área.

CAPITULO II

ASPECTOS PRELIMINARES

2.1 ANTECEDENTES

La actividad petrolera en la Península de Santa Elena comenzó en el año 1918 con la compañía ANGLO, que desarrollo el campo petrolero de Ancón.

El campo Ancón está realmente constituido por un gran número de campos pequeños, que han sido desarrollado a medida que fueron descubiertos. Ancón fue el primero en ser hallado dentro del área del bloque 3 que es el que corresponde al actual consorcio ESPOL-CGC; posteriormente siguieron otros como Petropolis, Carolina, Santa Paula,

San Raimundo, Achallán, Cautivo, Matilde Carmela, Tigre, Santo Tomás, La Fuente, Certeza, Concepción, Conchas, Manantial, Valparaíso, Chapucal, que juntos son llamados Campos Ing. Gustavo Galindo V. , muchos de estos campos resultaron secos pero en general se obtuvo una producción rentable para las operaciones.

El área hidrocarburífera de Ancón, se separó por secciones, de las cuales se encuentran en producción son Secciones: 65, 66, 67, 68, 69, 70, 71, 72, 73, 74, 75, Certeza, Santa Paula, Valparaíso, Petropolis, Matilde, Carmela y Tigre.

En 1976, La Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana (CEPE) tomó el control de los Campos Petroleros de la Península, hasta que el 26 de Septiembre de 1989 se creó Petroecuador, entidad que la reemplazó.

Luego el Estado Ecuatoriano le otorgó la Concesión del bloque de la Península de Santa Elena, tomando el nombre de Campos Gustavo Galindo Velasco. La ESPOL, en consorcio con la operadora argentina CGC, desde el 1 de Mayo de 1996 desarrollan y exploran estos campos.

2.1.1 CARACTERISTICAS DEL CRUDO

El petróleo es un elemento muy valorado a nivel mundial debido a la gran cantidad de derivados que se pueden obtener de él.

Para determinar la calidad del crudo, es aceptada en casi todos los lugares el uso de la escala API la cual está basada principalmente en la gravedad específica, y la transformación de gravedad específica a grados API se puede realizar mediante el empleo de una sencilla fórmula representada de la siguiente manera:

$$\text{Grados API} = \frac{141.5}{SG} - 131.5$$

Donde SG es la gravedad específica del fluido a medirse.

Con esta escala se tiene como punto de partida el valor del agua en grados API (10°). A medida que el grado API de un petróleo es mayor que el del agua, es de mejor calidad y por consiguiente de un mayor precio.

En Ecuador se tienen varios tipos de petróleo y su graduación API varía, teniendo crudos desde 12° API hasta 46° API.

En la Península de Santa Elena, tenemos los mejores crudos de la nación aunque se tiene baja recuperación de petróleo

(aproximadamente 1200 bbl/d) la gravedad API de petróleo de este sector alcanza en ciertos casos al 46° API que representa un hidrocarburo de muy alta calidad.

La coloración es diferente al negro característico, debido al elevado API hace que el crudo luzca con matices desde el pardo amarillento hasta los tonos verdosos que a veces nos recuerdan a la gasolina.

Esta característica junto con la viscosidad cuy orden fluctúa en el orden de 5 a 7 Centipoises, y el punto de inflamación bajo (temperatura ambiente) son las condiciones que mejoran la calidad de este hidrocarburo.

ANALISIS DE UNA MUESTRA DE CRUDO

PROPIEDADES	RESULTADO A 87° F	CORREGIDO A 60° F
API	38.6°	36.5°
GRAVEDAD ESPECIFICA	0.831863	0.842261
BSW	30%	30%
TEMPERATURA	SEG. SAYBOLT	cp
99° F	50.45	6.3

PUNTO DE INFLAMACION	32°C TEMPERATURA	AMBIENTE

2.1.1.1 CARACTERISTICAS PETROFISICAS

- POROSIDADES: Mayores a un 10 %
- PERMEABILIDADES: Del orden de los 5 md
- SATURACION DE AGUA INICIAL: Se estima en un 40 – 50 %.
- FACTOR VOLUMETRICO DEL PETROLEO: Se estima en 1.258.
- SALINIDAD DEL AGUA DE FORMACION: Se estima en 17000 ppm.
- MECANISMO DE PRODUCCION: Por Gas Disuelto a excepción de los Campos Santa Paula y Petropolis que por los porcentajes de agua (15 – 48 %) se pudiera llegar a pensar en una combinación con un Empuje Hidráulico.

2.1.1.2 RESERVAS

- Reservas Comprobadas Desarrolladas: Se dispone de un volumen de 4.86 MM Barriles.

- ❖ Reservas Comprobadas no Desarrolladas: por perforación de pozos 6.98 por incremento operativo, rehabilitación de pozos y reparaciones un volumen de 3.72 MM Barriles.

2.1.1.3 PRODUCCION DEL CAMPO ANCON, NORTE Y CAUTIVO

	CAMPO ANCON		CAMPO NORTE		CAMPO CAUTIVO	
	B/D	N°POZOS	B/D	N°POZOS	B/D	N°POZOS
GAS LIFT	266,07	271				
BM	126,44	29	89,99	45	111,11	69
SWAB	111,71	162	28,18	30	4,13	2
FN	2,83	3	31,82	15		
TOTAL	507,05	465	149,99	90	115,24	71

2.2 ANALISIS PARA OPTIMIZAR SISTEMA DE GAS LIFT INTERMITENTE

2.2.1 SITUACION ACTUAL

Este sistema de levantamiento artificial, implementado en la década de los cincuenta en el campo Ancón, está en condiciones críticas por el estado operativo de los compresores, la eficiencia de compresión, la cantidad de gas disponible, las condiciones de las instalaciones de los pozos de superficie y subsuelo.

Al inicio de las operaciones el sistema de gas lift se encontraba en las siguientes condiciones:

ANALISIS DE LOS POZOS DE GAS LIFT

PRODUCCION SEMESTRAL DE PETROLEO	48.159,00 Bls
PROMEDIO DIARIO	266,07 B/D
POZOS DE GAS LIFT	271 POZOS
PRODUCCION POR POZO	0.98 B/D
GAS DE FORMACION	1.639 MMPCN/D

GAS LIFT	2.781 MMPCN/D

Dado el alto consumo de gas al inicio de las operaciones, se realizó un estudio de las necesidades del sistema de gas lift, concluyéndose que el volumen de gas inyectado era excesivamente mayor al requerido para la cantidad de petróleo recuperado, razón por la cual se decidió parar 3 compresores el #1, #19 y #5 los mismos que se encuentran en mantenimiento y quedarán como stand-by, el plan contempla la parada de dos compresores más.

Como consecuencia de la medida tomada se ha tenido que reducir los ciclos de inyección, esto ha provocado que en el sistema disminuyera el consumo de gas de inyección de 2.7 MMPCD a 2.2MMPCD sin que esto afectara a la producción.

La producción por levantamiento de gas intermitente es un ciclo cerrado que comienza y termina en los compresores, descargando el gas a una presión aproximada de 450 a 480 Psi, y captando el gas a una presión de negativa a 5 psi,. Este ciclo cerrado incluye los siguientes elementos:

- COMPRESOR : - Succión

- Descarga

- ❖ LINEA DE ALTA PRESION Y CONTROL DE FUNCIONAMIENTO
- ❖ COMPLETACION DEL POZO
- ❖ DISEÑO DE VALVULAS
- ❖ PRESION DE DISEÑO
- ❖ CABEZAL DEL POZO
- ❖ OPTIMIZACION POR ENSAYO Y ERROR
- ❖ REHABILITACION DE POZOS

2.2.1.1 COMPRESORES

Durante el primer semestre se produjo una paralización de compresores, problemática operativa que ocasiona un arrastre de óxido y líquidos presentes en las líneas de conducción de gas hacia los pozos.

El principal problema en la operación de los compresores es la presión negativa en la succión que esta en un rango de -10 pulgadas de mercurio a 5 psi, lo que ocasiona una sobrecarga a los compresores.

Teóricamente para una presión de descarga de 500 PSI comprimir un millón de pies cúbicos los BHP requeridos para distintas presiones de succión son los siguientes:

Presión de Succión	BHP
5 Psi	240
20 Psi	180

Para mejorar esta situación se ha programado realizar lo siguiente:

2.2.1.2 CAPTAR MAYOR CANTIDAD DE GAS

Las líneas de flujo (2'') de los pozos en producción y los múltiples (manifolds), están en regular estado, presentan corrosión externa e interna. Piqueo en los cuellos, uniones, válvulas, especialmente los pozos cercanos al mar.

Para realizar una mejor captación del gas se debe seguir las siguientes recomendaciones:

- Realizar la conexión del anular a la línea de flujo a través de una válvula de retención “Check”, de los pozos de gas lift que no están, y que aproximadamente es de un 66%.
- Conectar el anular de todos los pozos fluyentes y produciendo con bombeo mecánico, a mayoría lo esta, a la línea de producción a través de una válvula de retención.
- Conectar los pozos no fluyentes o abandonados y que tengan gas al sistema de gas, la conexión realizarla a través de la línea de producción y el anular.

2.2.1.3 LIMITAR EL SISTEMA DE GAS LIFT A LOS POZOS MÁS CERCANOS A LOS COMPRESORES

Para aumentar la eficiencia de la línea de alta presión, disminuyendo las perdidas de presión por transporte, es necesario instalar únicamente los pozos más cercanos a los compresores al sistema de inyección de gas. Esto nos permitirá tener también un mejor control de los pozos.

Así, es necesario que los pozos mas alejados y que tienen actualmente el mayor consumo de gas de inyección por pozo, cambiar su sistema de levantamiento artificial, Así, por ejemplo instalar Swab en la sección 73 y bombeo mecánico en Certeza que tiene pozos poco profundos, y que son las que mas consumen por pozo y los mas alejados del sistema de compresión. Para Certeza 59,000 pies cúbicos día por pozo y para los pozos de la sección 73 31,000 pies cúbicos por día y por pozo.

2.2.1.4 LINEAS DE ALTA PRESION Y CONTROL DE FUNCIONAMIENTO

Actualmente para realizar el control de consumo de gas y la presión de los aproximadamente 260 pozos que tienen el sistema de levantamiento artificial intermitente de gas, se lo realiza mediante “controladores” ubicados a la salida de la línea de alta presión ubicados en las estaciones de compresión y en los controladores ubicados en el manifold de alta presión. Esto ocasiona que para determinar cualquier

problema el “Sobrestante” tenga que recorrer todos los pozos hasta encontrar el problema, esto les lleva demasiado tiempo, por lo cual para determinar de una manera inmediata algún problema, es necesario instalar controladores en las estaciones en las subsecciones que existen actualmente y que salen de cada estación. Estas subsecciones abarcan más de un pozo.

2.2.1.5 COMPLETACION DE POZOS

Es necesario cambiar la instalación de subsuelo y superficie de los pozos invertidos, instalando botellas de con el máximo diámetro que permita el casing, lo que nos permitirá incrementar la producción.

Rediseñar las completaciones de pozos, y principalmente eliminar los pozos que no tienen ningún sistema de empacadura, completaciones con extremo abierto, que son ineficientes por su alto consumo de gas.

Se esta procediendo ha realizar la instalación del aliviador en los pozos que tienen DIP, que es un

agujero de 3/34”, lo que nos permitirá tener una menor contrapresión contra la formación, mejorando el largo del tapón y por ende la producción diaria.

Todo pozo de gas lift se debe instalar con “botella” que es una tubería de mayor diámetro, generalmente de 3-1-2”, la cual nos permite utilizarla como acumulador y poder producir mayor cantidad de fluido. En los pozos con producciones superiores a los 8 BFPD instalar de 4”.

Debido al mal estado del casing instalado no es conveniente instalar empacaduras mecánicas, por cuanto existe oxido en las líneas, lo que al caer sobre la empacadura causara problemas al tratar de desasentarla. En todo caso si es necesario instalar empacadura , instalar empacaduras hidráulicas.

Al realizar la instalación del cabezal es necesario chequearlo con presión por posibles fugas.

2.2.1.6 DISEÑO DE VALVULAS

Realizar el diseño con la misma presión de superficie de operación con el objetivo de que el tapón que esta siendo levantado por la válvula operadora sea ayudado por el gas inyectado por la segunda válvula al terminar de pasar frente a ella.

Actualmente se realiza la calibración de las válvulas a la temperatura ambiente, 85 grados Fahrenheit, lo que ocasiona una diferencia de 20 Psi superior si se lo realiza a 60 grados Fahrenheit como aconseja los manuales. Es necesario tomar en cuenta esta diferencia en el diseño por cuanto esto ocasiona una mayor sensibilidad cuando baja la presión del sistema.

Para esto se ha procedido a realizar un diseño el cual se utilizará en las próximas instalaciones.

2.2.1.7 PRESION DE DISEÑO

Es necesario disminuir la presión de diseño de las válvulas, mínimo 250 Psi y máximo unos 360 Psi en pozos profundos. Lo que nos permitiría tener un

sistema menos sensible a los cambios de presión cuando ocurre alguna falla en determinado compresor.

2.2.1.8 CABEZAL DE POZOS

Se ha procedido ha diseñar el cabezal de pozos de gas lift, los cuales tendrán en la línea de flujo únicamente codos de radio largo, NO INSTALAR CODOS DE 90 DE RADIO CORTO, por cuanto la mayor parte del resbalamiento sucede en superficie, lo que ocasiona una perdida del 7 % de producción por 1000 pies de profundidad en la producción.

Realizar la conexión a 30 o 45 grados con el revestimiento. Esto disminuiría las perdidas por resbalamiento.

Se procederá a instalar una línea de 1” que una el anular y la tubería de producción de 2 “ pulgadas para mejorar la captación de gas. La tubería de 1” pulgada es para disminuir la contrapresión de la tubería de producción. Se instalara una T para realizar mediciones con el Echometer.

2.2.1.9 OPTIMIZACION POR ENSAYO Y ERROR

Debido a las condiciones de operación la mejor opción para optimizar los pozos:

- A partir de la prueba de producción actual, tomar ciclo de inyección y tiempo de ciclo.
- Conservando la inyección, realizar pruebas incrementando el ciclo en 10,20,30 minutos.
- Analizar las pruebas y poner el ciclo con la mejor prueba.
- Optimizar la inyección, comenzando aproximadamente con una inyección de 70 segundos por cada 1,000 pies e ir reduciendo. Dejar la inyección en donde la prueba es optima.

Esto se debe realizar a todos los pozos:

- El supervisor de la operación de gas lift, después de su chequeo, deberá pasar diariamente las cartas de presiones de los pozos que se realiza diariamente conjuntamente con las pruebas.

2.2.1.10 REHABILITACION DE POZOS: PULLING Y SWAB

Actualmente existen 28 pozos para rehabilitar. El costo de rehabilitar un pozo con material nuevo es de aproximadamente 6,500 dólares, lo cual es bajo comparando con otros sistemas de levantamiento artificial. Anotándose que el ingreso de un nuevo pozo nos incrementa el gas a los compresores, por ejemplo un pozo de 3 barriles nos dará diariamente 3,000 pies cúbicos por día aproximadamente.

Al rehabilitar el pozo se debe sacar toda la completación, tubería y macaroni, correr vela, para sacar arena y poder profundizar la completación, conejear la tubería que se va a instalar, probar en superficie mandriles, snorkel, válvulas fija y botella. Al bajar probar tubería y válvula fija.

2.3 CARACTERISTICAS DEL GAS

El gas producido en Ancón es del tipo denominado rico ya que tiene en su composición un alto porcentaje de licuables, en sí las cromatografías realizadas arrojan como resultado la siguiente composición:

El gas está compuesto por un 70% de propano C3H4, un 27% de hidrocarburos mayores a C5 H4 y un 3% de metano CH4 y butano CH2, lo que representa una gran recuperación de gasolinas naturales de él.

De todos los campos la sección 67 del Ancón es la que más gas produce, con un 36 % de un total de 2’500.000 pies cúbicos por día.

2.3.1 TRANSPORTE DE GAS

El gas producido en Ancón circula a través de tuberías de acero con las mismas especificaciones que las de petróleo. Este gas es el procedente de los pozos en producción, y es utilizado con varios fines y de acuerdo a ellos y a la presión en que se encuentran se han clasificado en tres tipos:

- Gas de baja presión.
- Gas doméstico.

- Gas de alta presión.

2.3.1.1 LINEAS DE GAS DE BAJA PRESION

Se denominan líneas de gas de baja presión a aquellas que transportan el gas que retorna de la boca de los pozos que producen por gas lift, hasta las estaciones de compresión, además el gas que resulta al separarlo del petróleo, hacia las estaciones de compresión.

Estas tuberías son de 2, 3, 4, 6, 8, 9 y hasta 10 pulgadas, de acero al carbono, sus longitudes varían desde pocos metros hasta algunos kilómetros, el gas que conducen tiene una presión que fluctúa entre la presión atmosférica y los 50 psi.

2.3.1.2 LINEAS DE GAS DOMESTICO

Desde los tiempos de ANGLO, CEPE, y PETROECUADOR, se daba un servicio de gas domésticos a los trabajadores del campo Ancón, las

tuberías que lo transportaban se denominaban líneas de gas doméstico.

Las tuberías salían de ciertos pozos o estaciones de compresión hasta las casas utilizados con fines de cocina o para calentadores de agua.

Actualmente estas líneas no están habilitadas, pero se manejaban gas de aproximadamente 80 psi., con un diámetro de 2, 4, 6 y 8 pulgadas.

2.3.1.3 LINEAS DE GAS DE ALTA PRESION

Las líneas de gas de alta presión son tuberías que conducen el gas que sale de las estaciones de compresión y que tiene como destino los pozos en los que se produce mediante la inyección de gas (gas lift).

El gas circula a aproximadamente 150 psi de presión. El material de las tuberías es el acero al carbono y sus diámetros son variables: de ¾'', 1'', 1 ¼'', 1 ½'', 2'', 2 ½'', 3'', 3 ½'', 4'', 6''; la longitud es variable, desde unos pocos metros hasta varios kilómetros.

CAPÍTULO III

3.1 ALTERNATIVAS PARA INCREMENTAR LA PRODUCCION

La inyección de Gas a alta presión se lo efectúa mediante equipos de control en la superficie y en el subsuelo, lo que se intenta es inyectar la cantidad ideal de - gas a la máxima profundidad posible para obtener una mínima presión del fondo fluyente del pozo en un óptimo rendimiento de gas comprimido.

El sistema de gas Lift esta conformado por centros de distribución de gas que se ubican en secciones de compresión que se encuentran comunicados entre sí, a través de un Manifold de alta presión entre las secciones según su frecuencia de consumos para los variados pozos que producen por este sistema.

Este sistema está diseñado para operar con gas natural libre de agua, en este caso gas seco de alta presión (500 PSI), para que la torre de absorción y la planta de gasolina natural adquieran importancia, estas utilizan gas rico de segunda etapa de compresión y sale gas sobre para la tercera etapa de compresión.

Este sistema se halla integrado por cinco torres de absorción y doce compresores los que funcionan de una forma irregular en siete centros de compresión, que se conocen por secciones.

El diagrama general de cada una de las secciones del gas de alta a los pozos se encuentran en (ANEXOS 2).

Para que le gas pase al pozo existen instrumento automáticos que abren cada cierto tiempo, para que el gas pase al pozo, el petróleo que se recupera es enviado a las secciones, donde se almacenan en unos separadores, en donde se van a separar por el peso del petróleo y el gas.

3.2 TRATAMIENTO QUIMICO A LOS POZOS DE GAS LIFT

Se realizaron tratamientos químicos para ciertos pozos de gas lift que tenían problemas con parafina, a continuación tenemos un programa:

PROGRAMA DE PULLING PARA POZOS DE GAS - LIFT CON TRATAMIENTO QUIMICO

1. ARMAR EQUIPO DE PULLING
2. SACAR MACARONI.REPORTAR ESTADO DE LA VALVULA
3. SACAR TUBERIA.REPORTAR ESTADO DE STANDING VALVE Y TUBERIA
4. REPORTAR OXIDO,PARAFINA O LODO
5. MEDIR FONDO Y NIVEL DE LIQUIDO
6. VELEAR HASTA 3705 '
7. BAJAR LA SIGUIENTE COMPLETACION:

ZAPATO	+-	2380
2 TUBOS LISOS DE 2-7/8		
TUBO PERFORADO		
ASIENTO DE BOMBA	+-	2320 '
TUBERIA HASTA SUPERFICIE		

NOTA: TODA LA TUBERIA DEBE SER INSPECCIONADA Y CONEJEADA

8. REALIZAR EL SIGUIENTE TRATAMIENTO CON SOLVENTE POR EL ANULAR:
   - 3 TANQUES (55GLS) DE ACEITE ABSORBEDOR CLARO
   - 1 TANQUES (55GLS) DE DIESEL
   - 3 TANQUES (55GLS) DE ACEITE ABSORBEDOR CLARO

9. ARMAR CABEZAL
10. ENTREGAR EL POZO AL SOBRESTANTE DEL ÁREA

PROGRAMA DE PULLING PARA POZOS DE GAS - LIFT CON TRATAMIENTO QUIMICO

1. LIMPIAR LA TUBERIA CON VAPOR Y ESCOBA
2. INSPECCIONAR TUBERIA POR HUECO
3. PASAR RATON ALA TUBERIA ANTES DE BAJARLA
4. MEDIR INSTALACION AL BAJAR
5. MEDIR LA TUBERIA MACARRONI, INCLUYENDO LA
6. SEPARACION ENTRE EL SNORKEL Y EL MANDRIL
7. BAJAR LA SIGUIENTE INSTALACION:

   ZAPATO PERFORADO APROXIMADAMENTE A 100' DEL FONDO
   STANDING VALVE
   BOTELLA 4-1/2 PULGADAS 30 PIES
   ASIENTO DE SNORKEL
   TUBERIA HASTA SUPERFICIE

NOTA: EL SNORKEL Y MANDRIL DEBEN SER PROBADOS EN SUPERFICIE POR BUEN SELLO

   DIP TUBE DE 1" (3' MENOR QUE LA BOTELLA) 27
   SNORKEL CON VALVULA J-40
   TUBOS DE 1"
   MANDRIL CON VALVULA J-40
   TUBERIA DE 1" HASTA SUPERFICIE

8. INSTALAR EL CABEZAL,PROBAR CABEZAL
9. CONECTAR EN SUPERFICIE LINEA DE TUBING Y CASING
10. CHEQUEAR QUE LOS CODOS SEAN DE RADIO LARGO
11. AVISAR AL SUPERVISOR PARA HACER SOPLAR EL POZO CON PRESENCIA DEL SOBRESTANTE

3.3 MAQUINARIAS Y EQUIPOS.

La compañía CGC, comienza sus operaciones con los equipos y maquinarias y herramientas que utilizo petroproducción.

Los equipos con que cuenta el departamento de swab y pulling, se encuentran trabajando en un 70% de su capacidad.

3.4 DESCRIPCION DEL TRABAJO DE PULLING

El trabajo de Pulling se desarrolla en todo el campo petrolero de Ancón, y son en sí operaciones de mantenimiento, realizadas a las instalaciones de los pozos estas son ejecutadas por las unidades de pulling y las de Workover.

El trabajo de pulling se lo realiza mediante un programa de intervención en el que se detalla a continuación:

- Datos básicos del pozo
- El último servicio realizado
- El tipo de extracción
- Datos de producción
- Diagnóstico del equipo
- Programa a aplicar
- Provisión de materiales

Luego de lo cual se elabora un reporte diario de operaciones (ANEXO), en el que constan los siguientes datos:

- Datos generales del pozo
- El objetivo
- El tiempo empleado en realizar las operaciones, en horas
- Las condiciones en que queda el pozo
- Las medidas de las tuberías o varillas

3.4.1 DISTRIBUCION DE LAS UNIDADES DE PULLING

Las unidades de pulling se distribuyen y se localizan geográficamente en los campos de Ancón, en tres zonas principales:

- Zona Ancón
- Zona norte
- Zona Cautivo

En la Zona de Ancón es la más grande del bloque y en la que se hayan la mayor parte de los pozos que fueron perforados por la compañía Anglo, y en la actualidad se les está procediendo a realizar trabajos de recondicionamientos a los pozos de gas lift.

3.4.2 DESCRIPCION DE LAS UNIDADES DE PULLING.

Las unidades de pulling son un camión dotado de una plataforma donde van alojados dos tambores, el tambor que

contiene cable de pistoneo liso es de un diámetro 9/16”, y el otro que es el principal, se halla provisto de un cable de un diámetro ¾ “, este es llamado de armado, además está dotado de un mástil doble telescópico, y de varios equipos de complementación para poder realizar la variedad de operaciones que se realizan para dar servicio de mantenimiento a las instalaciones de los pozos.

3.4.2.1 PARTES PRINCIPALES DE LAS UNIDADES DE PULLING

- CARRIER
- COMPOUND
- TRANSMISION
- DRAWORKS
- MASTIL

El Carrier comprende específicamente el camión donde van montado los equipos, que se utilizan para realizar las operaciones de pulling.

3.4.2.1.1 EQUIPAMIENTO ADICIONAL

- Sistema de transmisión hidráulica
- Llave hidráulica marca B.J. de 2 ½ “
- Guinche hidráulico para izaje de mástil

3.5 TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS DE LOS CAMPOS GUSTAVO GALINDO VELASCO

Para realizar una descripción más explícita de las instalaciones que se utilizan para el transporte del crudo, se ha dividido de la siguiente manera:

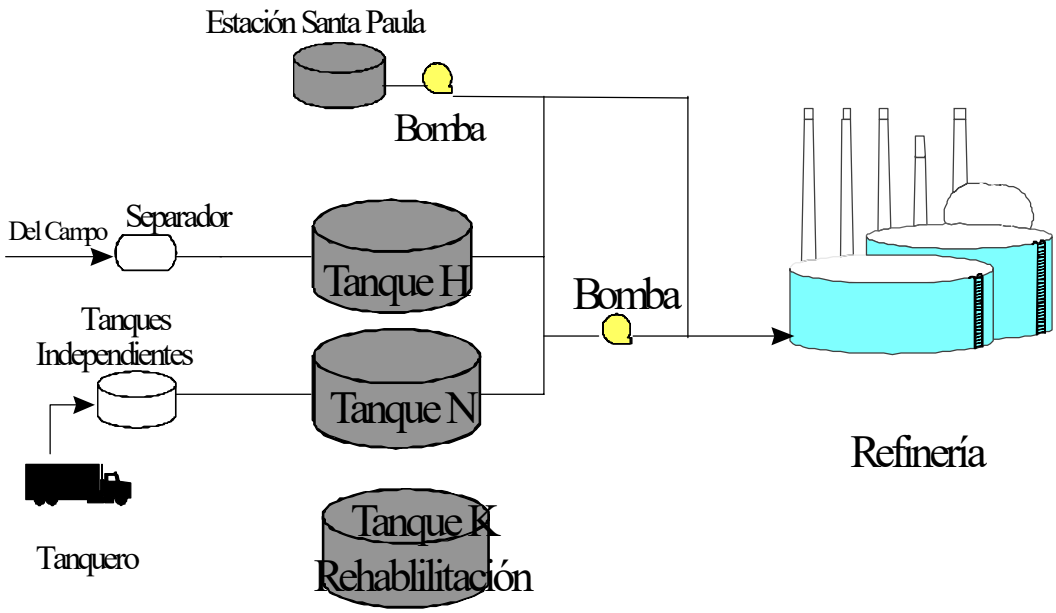
3.5.1 PLAYA DE TANQUES

La playa de tanques de almacenamiento ubicada en Ancón esta constituida de 4 tanques de gran capacidad y 3 pequeños que reciben la producción que ingresa por tanqueros del campo.

La producción diaria del campo Ancón, ingresa a la playa de tanques por dos caminos, el primero mediante el oleoducto interno que recolecta la producción de las estaciones y el segundo por medio de tanqueros que traen la producción de los tanques independientes que están distribuidos por todo el campo.

La producción bruta que ingresa diariamente a la playa de tanques por oleoducto y tanqueros es de 1560 barriles. El movimiento de crudo se realiza generalmente según diagrama de flujo mostrado a continuación:

DIAGRAMA DE FLUJO



_____ Línea de producto

Los tanques de almacenamiento tienen una capacidad especificada.

DENOMINACION	CAPACIDAD	
	m3	bls
N	3,079	18,597
H	4,772	28,823
K	8,775	53,001
E	8,800	53,152
SWAB	108	654
INDEPENDIENTE	108	654
AUXILIAR	50	300

Los tanques N, H, Swab, Independiente y auxiliar están operativos, el tanque E fuera de servicio por malas condiciones y en el K están por concluir las reparaciones necesarias. La capacidad máxima de almacenamiento de la playa de tanques actualmente es de 8,117 m^3 (49,028 bls.). Usualmente la producción que llega del campo por el oleoducto interno se deposita en el H y la transportada por tanqueros en el N.

Actualmente se bombea a Refinería desde los tanques N y H, cuando el tanque K entre en operación, estos actuarán como tanques lavadores y su contenido se enviará al tanque K el cual esta programado funcione como un tanque de producto final y será el único tanque del cuál se bombeará a Refinería.

3.5.2 POLIDUCTO

El movimiento de petróleo y gasolina natural desde Ancón hasta la Refinería de La Libertad, se realiza mediante un Poliducto el cual cubre una extensión de 13.2 Km. desde la playa de tanques. El gasolinoducto se inicia en la planta de gasolina natural ubicada a 2 Km. de Ancón, luego se conecta al Poliducto en la proximidad de la playa de tanques.

El Poliducto en su recorrido está compuesto de tubería de acero de 6 pulgadas de diámetro para la línea de petróleo y de 2 pulgadas de diámetro la línea de gasolina natural. Al iniciar su recorrido desde Ancón este se encuentra aéreo, el último tramo de aproximadamente 2 Km. está enterrado.

Existe una conexión mediante un manifold al Poliducto, aproximadamente a la altura del kilometro 11, esto se debe a que la estación Santa Paula envía petróleo y gas a través de tubería de acero de 4 pulgadas de diámetro. El gas llega a Ancón desde Santa Paula a través de la conexión al Poliducto mediante tubería de acero de 6 pulgadas de diámetro.

3.5.3 SISTEMAS DE PROTECCION ANTICORROSIVA A LÍNEAS DE CONDUCCION Y TANQUES DE ALMACENAMIENTO

La infraestructura del Poliducto al inicio de las operaciones de la Compañía General de Combustibles a lo largo de su recorrido hasta Refinería presentaba una serie de fugas, generalmente en las uniones roscadas de las líneas. Además de que por efecto de la corrosión atmosférica y la provocada por el contacto de las líneas con el suelo existían tramos con pitting

severos, los que se combatían colocando abrazaderas en los sitios deteriorados.

Las líneas de gas y petróleo de la Estación Santa Paula se ven afectadas por los mismos problemas en toda su extensión hasta el manifold de conexión con el Poliducto, con el agravante de que las mismas atraviesan a lo largo de su recorrido un basurero lo que ha provocado un deterioro violento de las tuberías. El último tramo del Poliducto dentro del perímetro urbano de La Libertad es enterrado, éste se encuentra revestido pero ciertos sectores sufrían pérdidas de producto.

Por lo antes expuesto no existía un sistema de protección adecuado para las líneas siendo así el Consorcio ESPOL - CGC realizó una reparación integral del mismo, que consistió en:

Cambio de tubería dentro del sector de Refinería utilizando fibra de vidrio para evitar severos ataques corrosivos, mejoras para maniobras de cierre y seguridad de válvulas.

1. Inspección al tramo enterrado del Poliducto (2 Km.), mediante

   medición de espesores por ultrasonido y cortes en la línea. La misma determinó que el espesor de las tuberías se encontraba dentro de los rangos operativos excepto ciertos

puntos de la tubería que presentaban pitting localizados los cuales fueron cambiados y revestidos antes de enterrar.

2. Se cambiaron 350 m. de la línea de petróleo y 168 m. de la línea de gasolina natural a la altura del kilometro 8 del poliducto, los cuales se protegieron con pintura epoxy para revestimiento anticorrosivo.

   En lo que se refiere a protección en Tanques de almacenamiento, estos no tienen ningún sistema de protección catódica pero al tanque K de 55,000 barriles que se encuentra en Playa de Tanques (Ancón), se le ha realizado medición de espesores por ultrasonido al Techo y Piso, se procedió a los cambios respectivos de planchas de acero y se lo ha revestido en su interior con Fibra de Vidrio para evitar corrosión interna, además con los sistemas de protección anticorrosiva mediante pintura en techo y paredes al exterior del tanque.

TOTAL DE POZOS GAS LIFT	271 bls
EN PRODUCCION	214
SIN PRODUCCION	24
PRODUCCION (Bls/día)	344

ANALISIS DE LOS POZOS DE GAS LIFT

TYPE OF LIFT

PROBLEMAS	MECANICO	HIDRAULICO	SUMERGIBLE	GAS LIFT
ARENA	FAIR	FAIR	FAIR	EXCELENTE
PARAFINA	POOR	BUENO	BUENO	POOR
ALTO GOR	FAIR	FAIR	FAIR	EXCELENTE
CROOKED HOLE	POOR	BUENO	FAIR	BUENO
CORROSION	BUENO	BUENO	FAIR	FAIR
ALTO VOLUMEN	POOR	BUENO	EXCELENTE	BUENO
PROFUNDIDAD	FAIR	EXCELENTE	FAIR	BUENO
SIMPLE DESIGN	YES	NO	YES	NO
TAMAÑO CASING	FAIR	FAIR	BUENO	BUENO
FLEXIBILITY	FAIR	EXCELENTE	POOR	BUENO
ESCALA	BUENO	FAIR	POOR	FAIR

CAPÍTULO IV

4.1 ANALISIS ECONOMICO

En el proyecto de aceleración utilizaremos la comparación de ambos proyectos desde el momento en que comienzan a diferir para evaluar el proyecto.

- La Tasa Interna de Retorno (TIR) equivale a la tasa de interés producida por un proyecto de inversión con pagos e ingresos que ocurren en períodos regulares.

- La tasa de ganancia o retorno es la tasa de interés sobre el capital invertido, mientras más alta sea la tasa de retorno, más atractivo será el proyecto.

- El Valor Neto Actual (VNA) es el valor que tiene una serie de pagos futuros (valores negativos) e ingresos (valores positivos).

- Flujo de Caja (CASH FLOW) es el resultado de la diferencia entre ingresos y desembolsos. La sumatoria de los flujos de caja de todos los períodos que dura el proyecto es la utilidad neta.

- El tiempo de repago (PAY OUT) es el tiempo en el cual la acumulada de los flujos de caja se hace cero, es decir el tiempo necesario para que la diferencia ingresos – gastos iguales a la inversión realizada. Un tiempo alto de pay-out es un indicador de capacidad de endeudamiento de la compañía.

- Datos de producción y análisis de la base de dato se obtuvo la producción para analizar y desarrollar los cálculos económicos.

Los resultados obtenidos a partir del análisis económico, el proyecto de Incremento de producción por medio de la Reactivación de pozos del Levantamiento Artificial de Gas Lift Intermitente dependerá de su rentabilidad de acuerdo al pecio final del barril de petróleo y del capital

de la empresa privada espera seguir invirtiendo para elevar la producción de crudo en el menor tiempo posible.

El tiempo de repago ayuda a medir parte del riesgo del proyecto, siendo la tasa de retorno el indicador de acepatación o rechazo de un proyecto.

El valor neto actual me da una idea de la magnitud del proyecto y es un criterio válido para aceptar o rechazar proyectos.

El costo de rehabilitar un pozo con material nuevo es de aproximadamente 6,500 dólares, lo cual es bajo comparando con otros sistemas de levantamiento artificial.

CAPÍTULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

- El sistema de levantamiento artificial de gas intermitente, necesita cambios continuos para incrementar su eficencia por lo que se ha preparado un cronograma de trabajo para optimizar la producción.

- El principal problema en la operación de los compresores es la presión negativa en la succión que esta en un rango de -10 pulgadas de mercurio a 5 psi, lo que ocasiona una sobrecarga a los compresores.

- Excesiva fuga de gas.
- La presión del sistema es de 450 psi.
- Con un GOR calculado de 1000 cada pozo incrementaría el gas necesario para su operación.
- Hay problemas de corrosión, debido a que no hay protección de quimicos.
- Las tasas de producción han registrado un notable incremento en la producción, elevándolo de 180 BNPD a 340 BNPD por pozo.
- El costo de rehabilitar un pozo con material nuevo es de aproximadamente 6,500 dólares, lo cual es bajo comparando con otros sistemas de levantamiento artificial.

5.2 RECOMENDACIONES

- Remodelación del cabezal.
- Mejorar y aprovechar la captación de gas.
- Preparar equipo y preparar programas para reparar los pozos de gas lift que se encuentren cerrados.

- Preparar equipo y programas para transferir algunos pozos de swab a gas lift.
- Instalación de Barton para un mejor control.

- Realizar la conexión del anular a la línea de flujo a través de una válvula de retención “Check”, de los pozos de gas lift que no están, y que aproximadamente es de un 66%.

- Conectar los pozos no fluyentes o abandonados y que tengan gas al sistema de gas, la conexión realizarla a través de la línea de producción y el anular o cerrar los pozos.

- Instalar únicamente los pozos más cercanos a los compresores al sistema de inyección de gas, esto nos permitirá tener también un mejor control de los pozos, para aumentar la eficiencia de la línea de alta presión, disminuyendo las perdidas de presión por transporte.

- Es necesario instalar controladores de presión y medidores de flujo en las estaciones que no disponen para efectuar un mejor control del sistema en las subsecciones que existen actualmente y que salen de cada estación. Estas subsecciones abarcan más de un pozo.

- Rediseñar las completaciones de pozos, y principalmente eliminar los pozos que no tienen ningún sistema de empacadura, completaciones con extremo abierto, que son ineficientes por su alto consumo de gas.

- Se debe instalar con “botella” que es una tubería de mayor diámetro, generalmente de 3-1-2”, la cual nos permite utilizarla como acumulador y poder producir mayor cantidad de fluido. En los pozos con producciones superiores a los 8 BFPD instalar de 4”.

- Debido al prolongado tiempo de servicio del casing instalado no es conveniente instalar empacaduras mecánicas, por cuanto existe oxido en las líneas, lo que al caer sobre la empacadura causara problemas al tratar de desasentarla. En todo caso si es necesario instalar empacadura , instalar empacaduras hidráulicas.

- Instalar en los cabezales de pozos de gas lift, únicamente codos de radio largo, NO INSTALAR CODOS DE 90 DE RADIO CORTO para conectar las líneas de flujo.

- Optimizar la inyección, comenzando aproximadamente con una inyección de 70 segundos por cada 1,000 pies e ir reduciendo. Dejar la inyección en donde la prueba es optima.

- El supervisor de la operación de gas lift, después de su chequeo, deberá pasar diariamente las cartas de presiones de los pozos que se realiza diariamente conjuntamente con las pruebas para un mejor control.

BIBLIOGRAFIA

a) Libro

1. Kermit E. Brown, Mecánica de los diferentes modelos de Válvulas de Gas Lift, (Universidad de Tulsa,1970).
2. Lester Charles Uren, Ingeniería de Petróleos Levantamiento Artificial, (México, 1965).
3. Kermit E. Brown, Diseño de Instalaciones: Flujo Continuo y Flujo Intermitente, (Universidad de Tulsa,1970).
4. Kermit E. Brown, The vertical Flow of Liquid Slug by Intermittent Gas Lift, (University of Texas,1972).
5. Beadle, Glenn; Harlan, John, and Brown, K.E., Evaluation of Surface Back-Pressure for Continuous and Intermittent Flow Gas Lift, (United State, 1963).

(**b) Manual**

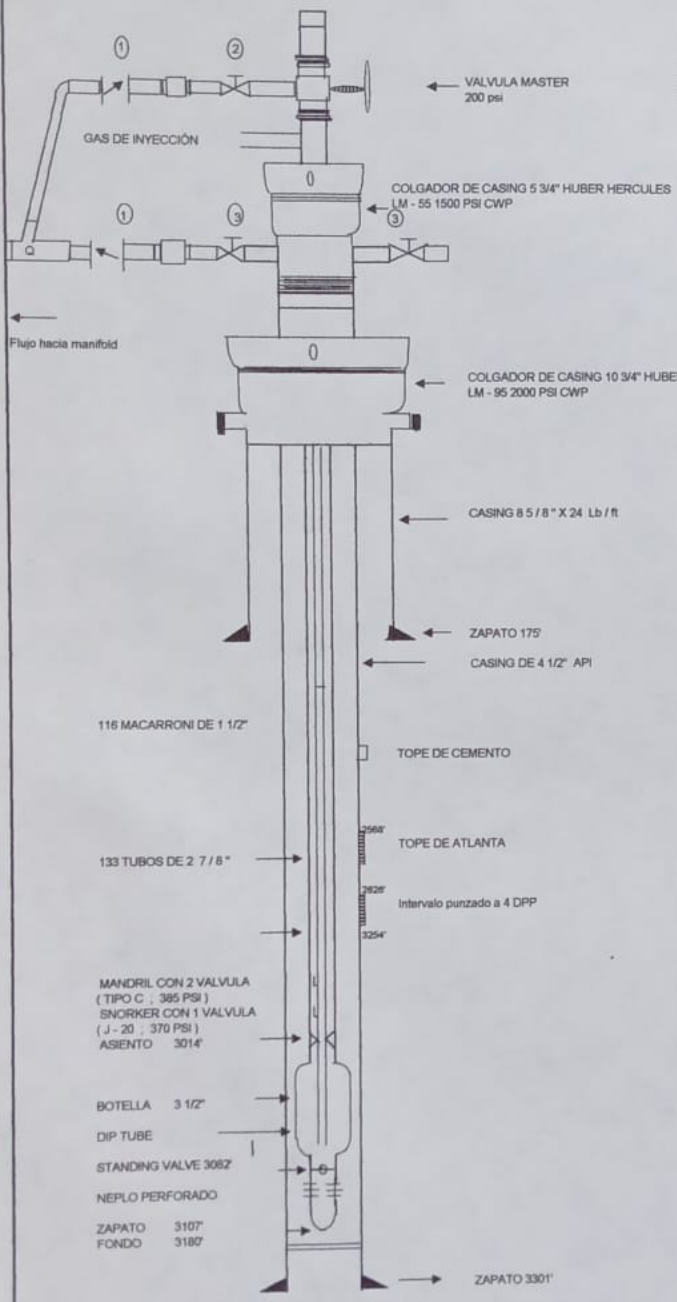
3. Petroproducción, Gas Lift para operadores, Training Manual (Diciembre 1990)
4. Petroproducción, Manual de Gas Lift Intermitente (Diciembre 1992)
5. Herald Winkler – Sidney Smith, Manual CAMCO de Gas Lift (Houston Texas, 1962)
6. AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE, Specification for line pipe, API, (1961)

ANALISIS DE LOS POZOS DE GAS LIFT

ESPOL

COMPLETACION PARA GAS LIFT

POZO N° ANC1998

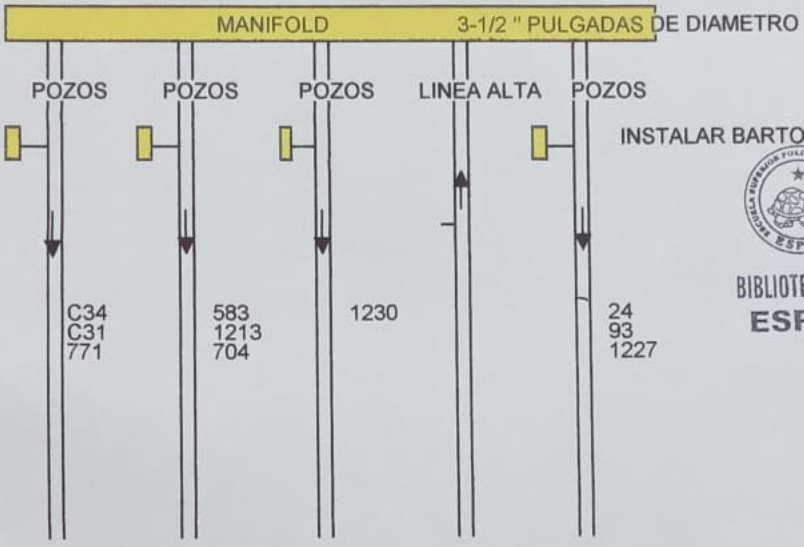


DESCRIPCION

1 Válvula KITZ 125 S WOG 200 psi.
2 Valvula WOG 2" WOG 600 PSI.
3 Válvula APOLLA CONBRACO WOG 1500 psi.

BIBLIOTECA FICT
ESPOL

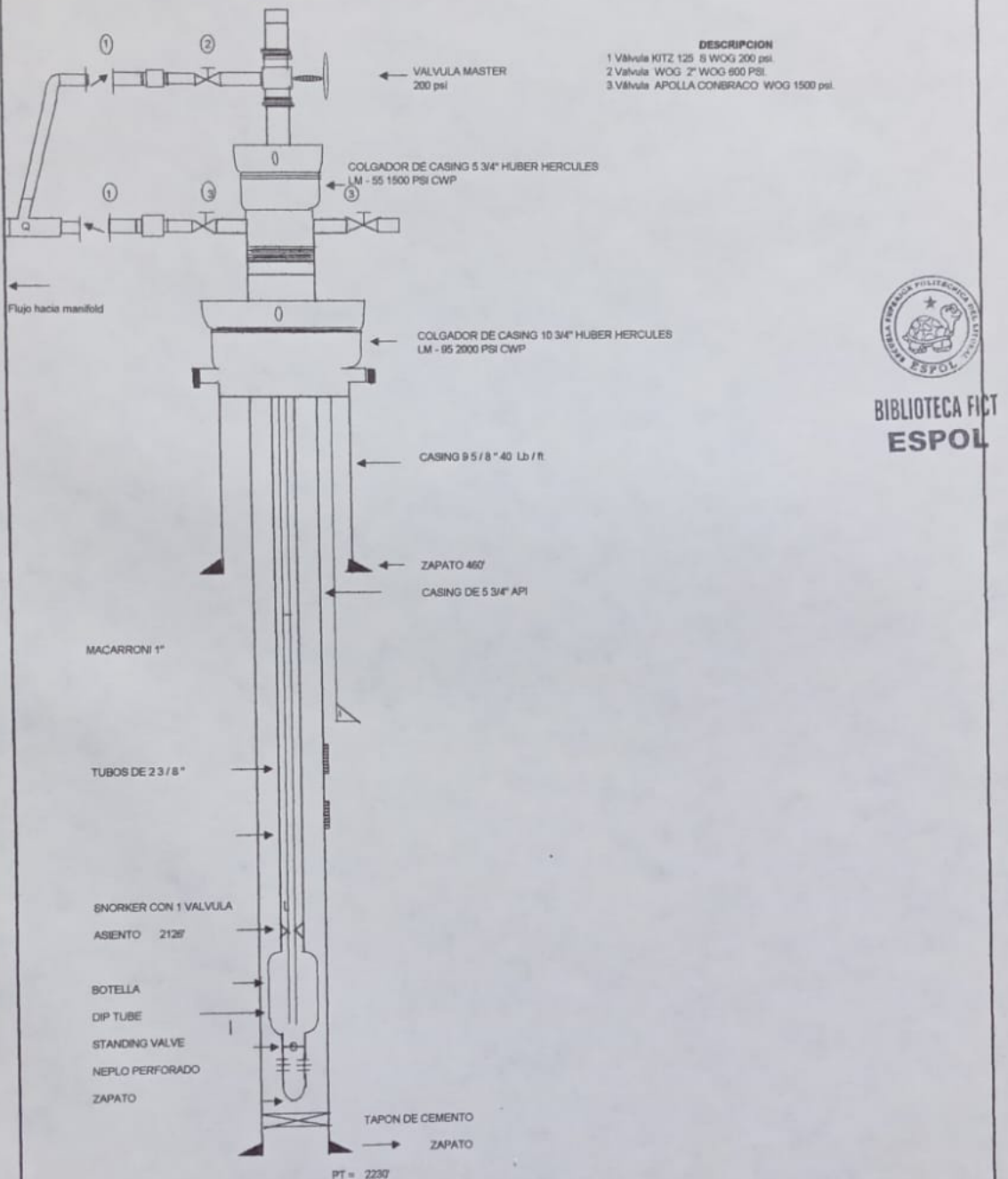
DIAGRAMA DE LA SECCION 73



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

COMPLETACION PARA GAS LIFT

POZO N° ANC1962



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

INCREMENTO DE LA PRODUCCION DE PETROLEO

POR MEDIO DE LA REPARACION DE POZOS DE GAS LIFT

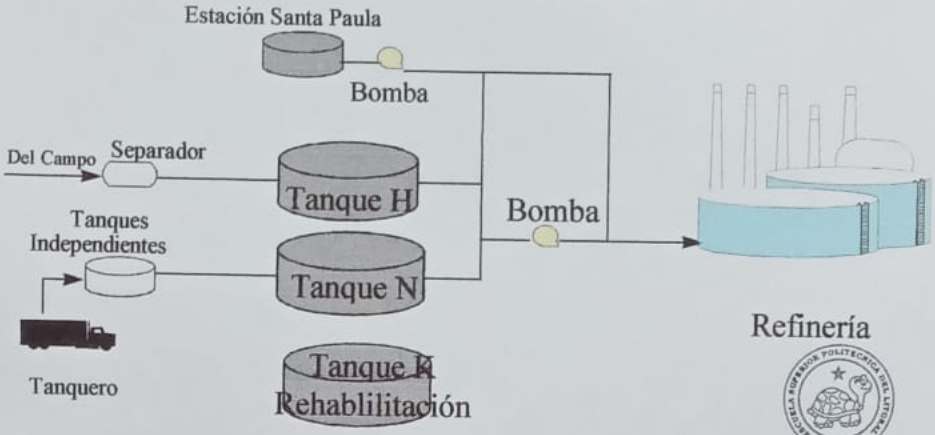
EN EL CAMPO GUSTAVO GALINDO V.

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL
ESPOL
BIBLIOTECA FICT
ESPOL

TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS DE LOS CAMPOS

GUSTAVO GALINDO VELASCO

DIAGRAMA DE FLUJO



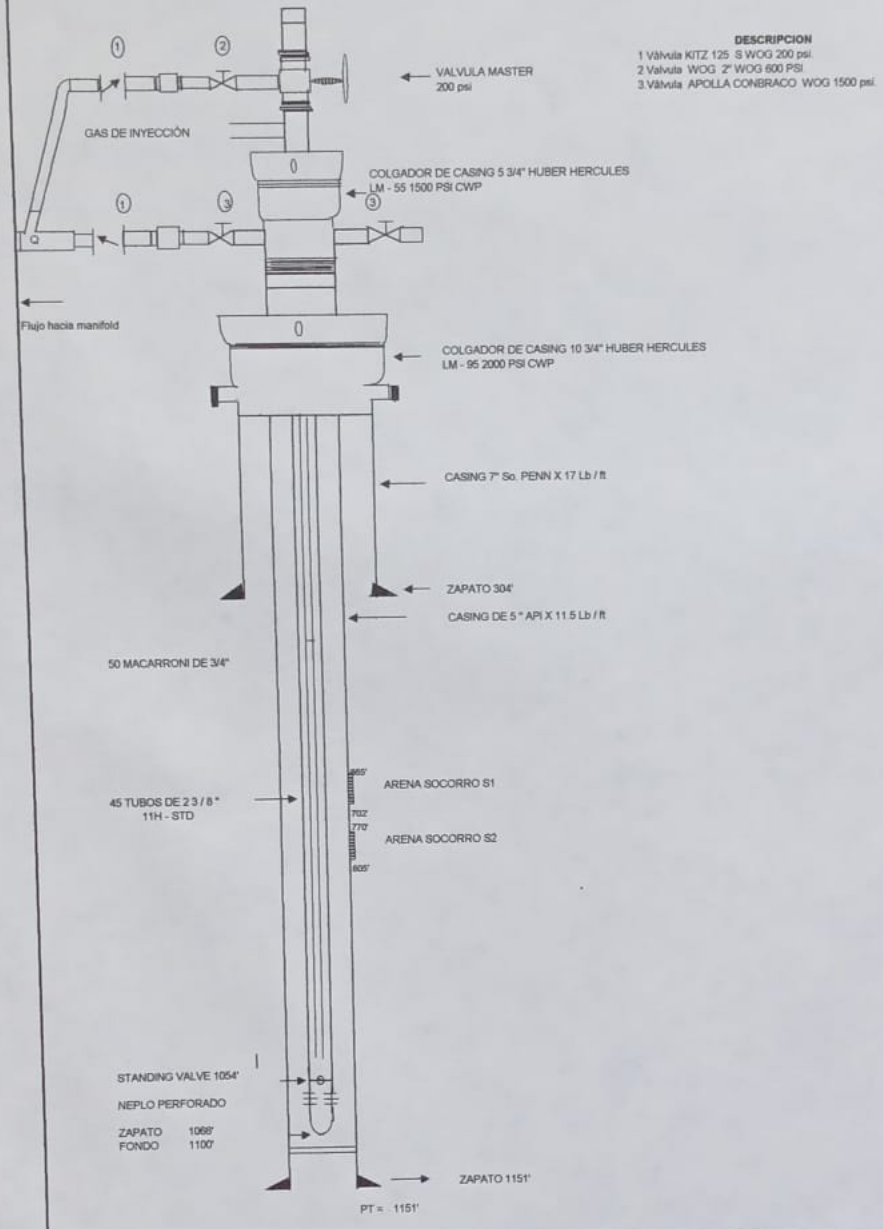
BIBLIOTECA FICT
ESPOL

Los tanques de almacenamiento tiene una capacidad especificada.

DENOMINACION	CAPACIDAD	
	m3	bls
N	3,079	18,597
H	4,772	28,823
K	8,775	53,001
E	8,800	53,152
SWAB	108	654
INDEPENDIENTE	108	654
AUXILIAR	50	300

COMPLETACION PARA GAS LIFT

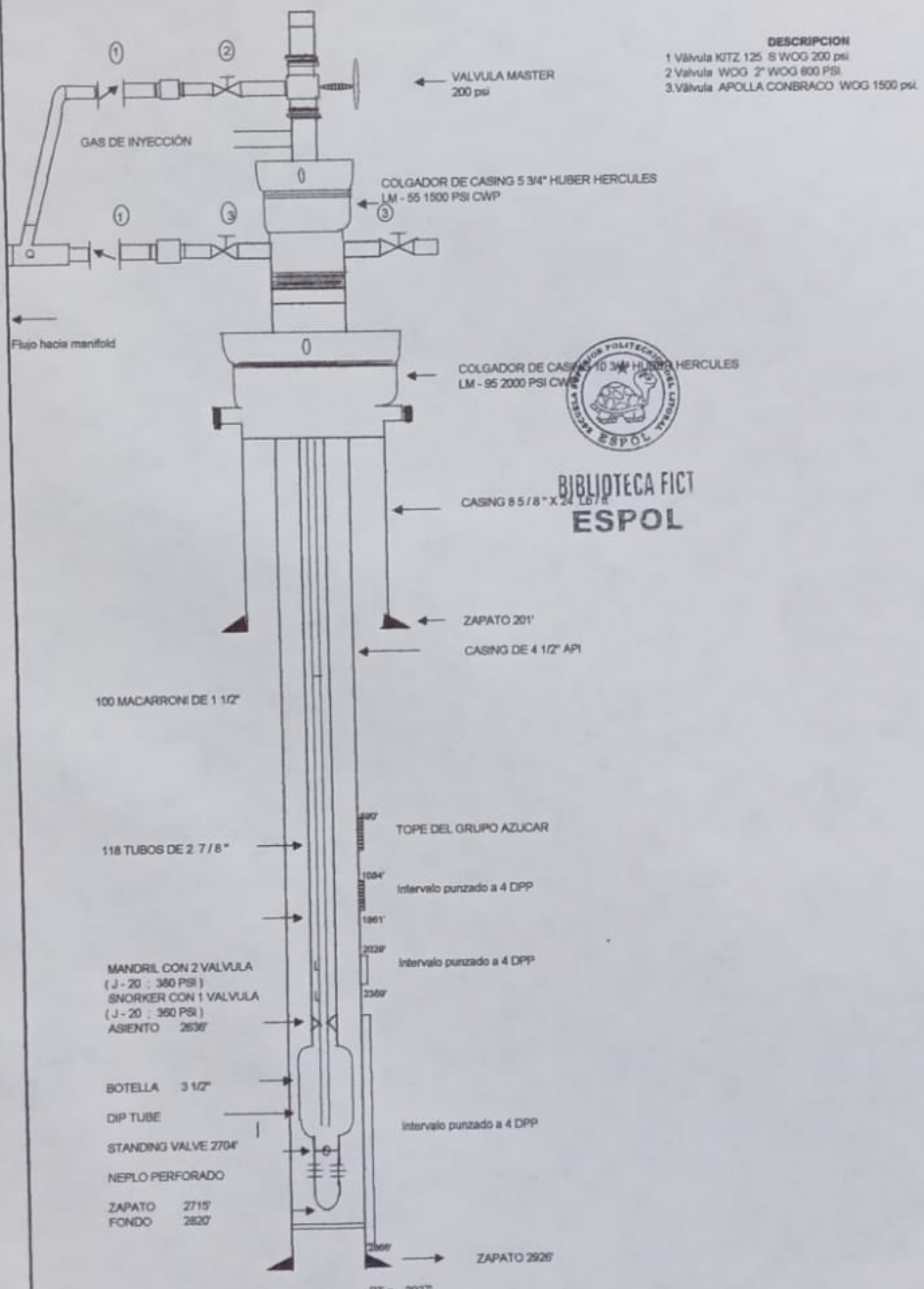
POZO N° ANC1033



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

COMPLETACION PARA GAS LIFT

POZO N° ANC1932



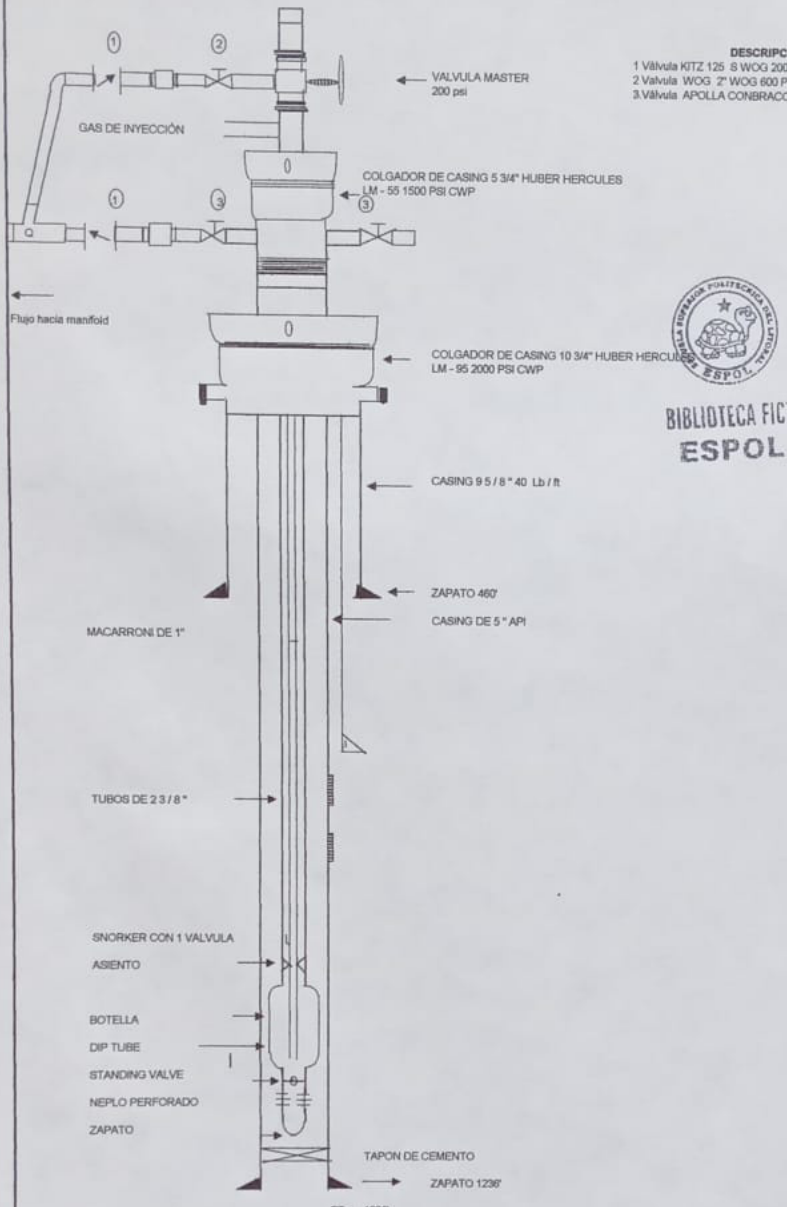
BIBLIOTECA FICT
ESPOL

PROFUNDIDAD	VALVULA	ORIFICIO	Pvc S	Pvc Prof.	T Prof.	Ct	VALVULA	PRESION	CALIBRACION
844	J-40	1/4	320	326	93	0.934	NO	365	384
1560	J-40	1/4	320	331	104	0.914	NO	363	382
2182	J-40	1/4	320	336	114	0.896	NO	361	380
2724	J-40	1/4	320	340	123	0.881	SI	359	378
3196	J-40	1/4	320	344	131	0.867	SI	357	376

FACULTAD DE ING. EN CIENCIAS DE LA TIERRA
ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA
BIBLIOTECA

COMPLETACION PARA GAS LIFT

POZO N° ANC1834



DESCRIPCION

1 Válvula KITZ 125 IS WOG 200 psi.
2 Valvula WOG 2" WOG 600 PSI.
3.Válvula APOLLA CONBRACO WOG 1500 psi.

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL
ESPOL
BIBLIOTECA FICT
ESPOL

ANALISIS QUIMICO DEL GAS NATURAL DEL CAMPO ANCON

CROMATOGRAFIA DEL GAS

COMPOSICION:

Componente	F.Molar (%)	Peso Molecular	Xi*Mi	Tc	Tci*Xi	Pc	Pci*Xi
O2	1,01	32,00	0,32	278,60	2,81	736,90	7,44
N2	13,60	28,02	3,81	227,00	30,87	492,20	66,94
CO2	0,76	44,01	0,33	547,50	4,16	1070,20	8,13
C1	71,68	16,04	11,50	343,20	246,01	673,10	482,48
C2	4,69	30,07	1,41	549,90	25,79	708,30	33,22
C3	3,38	44,09	1,49	666,00	22,51	617,40	20,87
iC4	1,12	58,12	0,65	734,60	8,23	529,10	5,93
nC4	1,24	58,12	0,72	765,70	9,49	550,10	6,82
iC5	0,65	72,15	0,47	829,60	5,39	483,50	3,14
nC5	0,45	72,15	0,32	846,20	3,81	489,80	2,20
C6+	1,42	86,17	1,22	914,20	12,98	440,10	6,25
	100,00		22,26		372,06		643,42

BIBLIOTECA FICT
ESPOL

Densidad del Gas (Relativa al Aire)

Dg= 0,77

Factor de Compresibilidad (Z):

Condiciones Standard:

Pstd= 14,7 psi
Tstd= 60 °F
Psr= 0,02
Tsr= 1,40
De Gráfico Zsc=1

Condiciones de Reservorio:

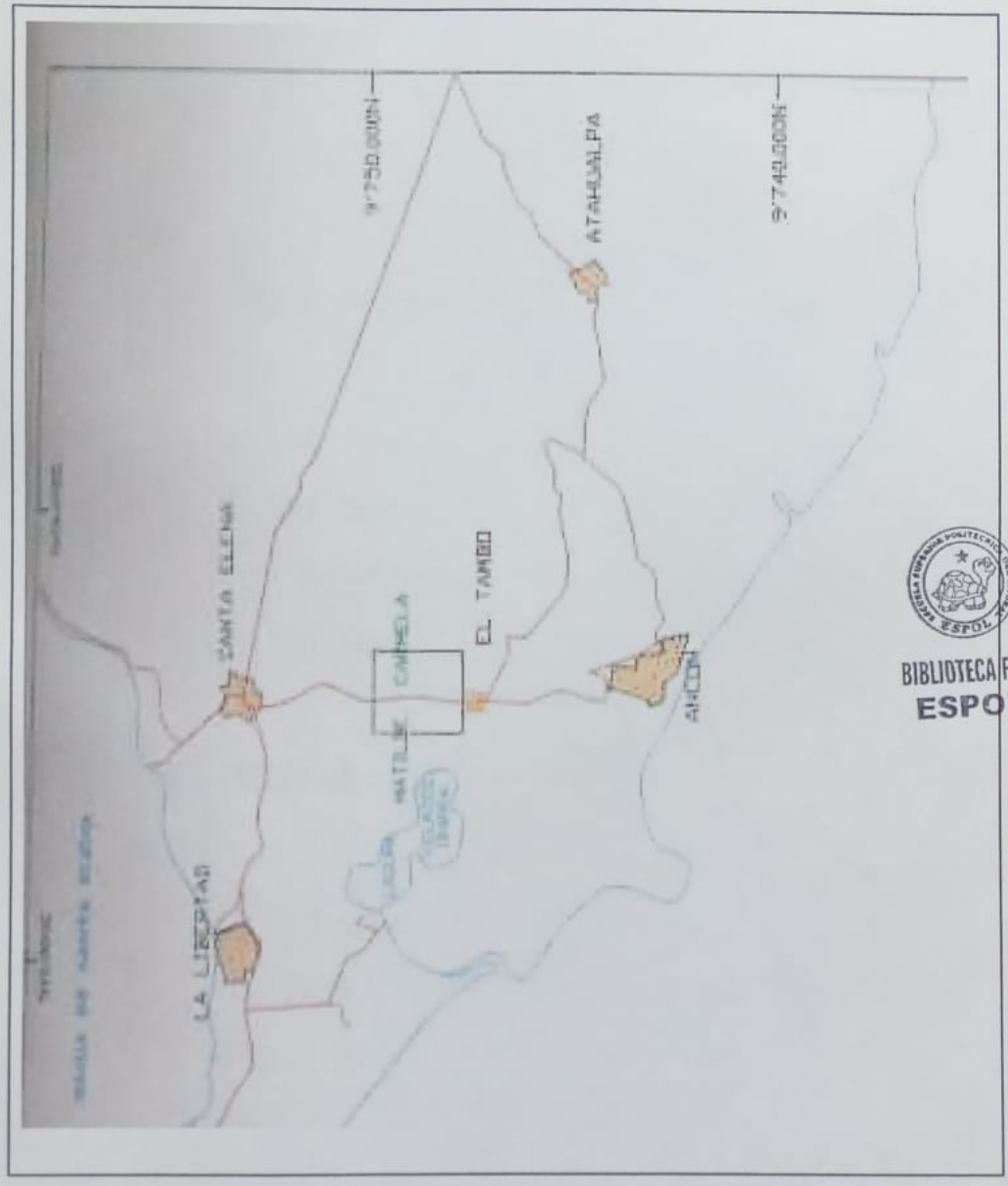
Pr= 300 psi
Tr= 95 °F
Psr= 0,47
Tsr= 1,49
De Gráfico, Z= 0,95

Factor de Volúmen del gas (Bg):

Bg= 0,0089 Bbl/sCF
0,0497 CF/sCF

ANEXO A-2

UBICACIÓN DE ANCON

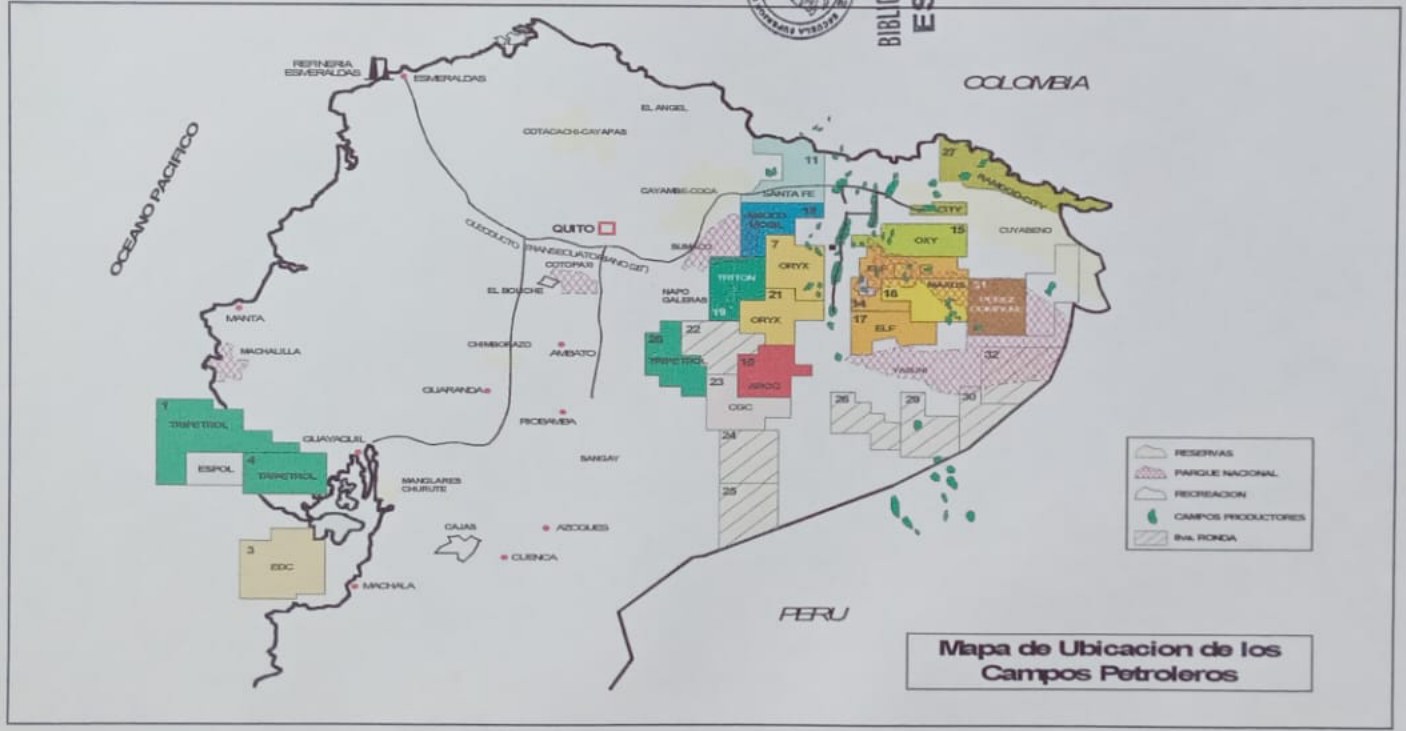


BIBLIOTECA FICT
ESPOL

ANEXO A-1

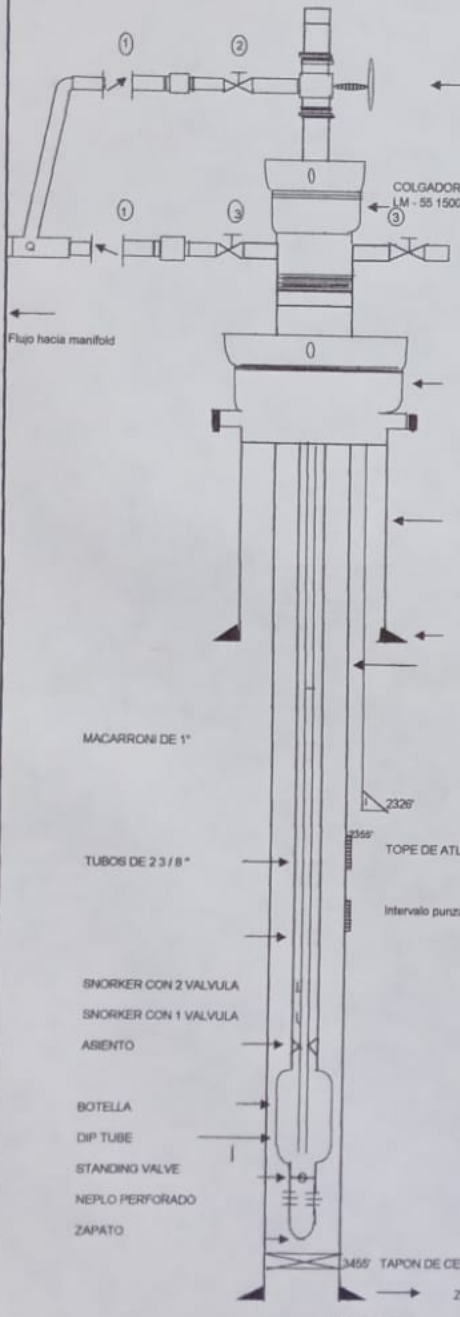
UBICACIÓN DEL BLOQUE - ESPOL - CICT

BIBLIOTECA CICT
ESPOL



COMPLETACION PARA GAS LIFT

POZO Nº ANCO600



DESCRIPCION

1 Válvula KITZ 125 S WOG 200 psi.
2 Valvula WOG 2" WOG 600 PSI.
3.Válvula APOLLA CONBRACO WOG 1500 psi.

BIBLIOTECA FICT
ESPOL

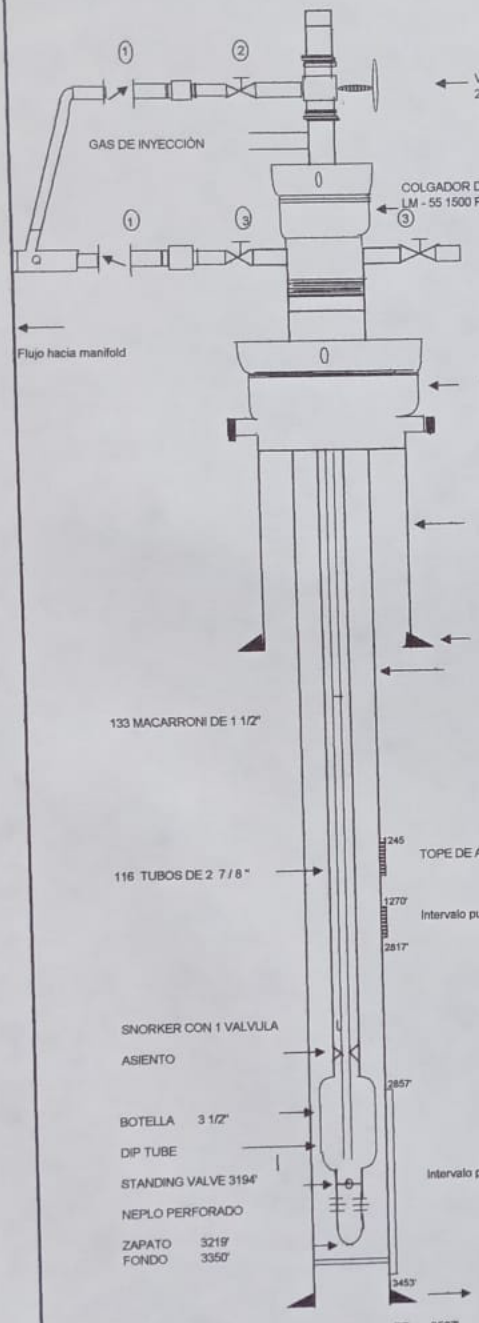
LISTADO DE MATERIAL REQUERIDO PARA UN POZO

No	DESCRIPCION	NUMERO
1	TUBING HANGER PARA MACARONI DE 1" Y TUBERIA DE 2-3/8	1
2	REDUCCION ROSCADA DE 2" X 1"	1
3	2" CODO RADIO LARGO DE 90 GRADOS EXTREMOS ROSCADOS MACHOS	1
4	2" UNION UNIVERSAL	
5	2" CODO RADIO LARGO DE 45 GRADOS EXTREMOS ROSCADOS MACHO	1
6	2" Y DE 45 GRADOS EXTREMOS ROSCADOS CAJA	1
7	2" X 1" REDUCCION MACHO MACHO	3
8	1" X 1/4" REDUCCION	1
9	2" CHECK VALVE EXTREMOS ROSCADOS ANSI 300	1
10	2"X1/4" THREADOLET	2
11	ITT BARTON	1
12	TIMMER	1
13	SNORKEL	1
14	MANDRIL	1
15	VALVULAS DE 1" J-40	2
16	ALIVIADOR NEPLO	1
17	1" UNION UNIVERSAL	2
18	1" CHECK VALVE EXTREMOS ROSCADOS ANSI 300	1
19	1" VALVULA DE COMPUERTA EXTREMOS ROSCADOS	1

ESPOL BIBLIOTECA FICT

COMPLETACION PARA GAS LIFT

POZO N° ANC2008



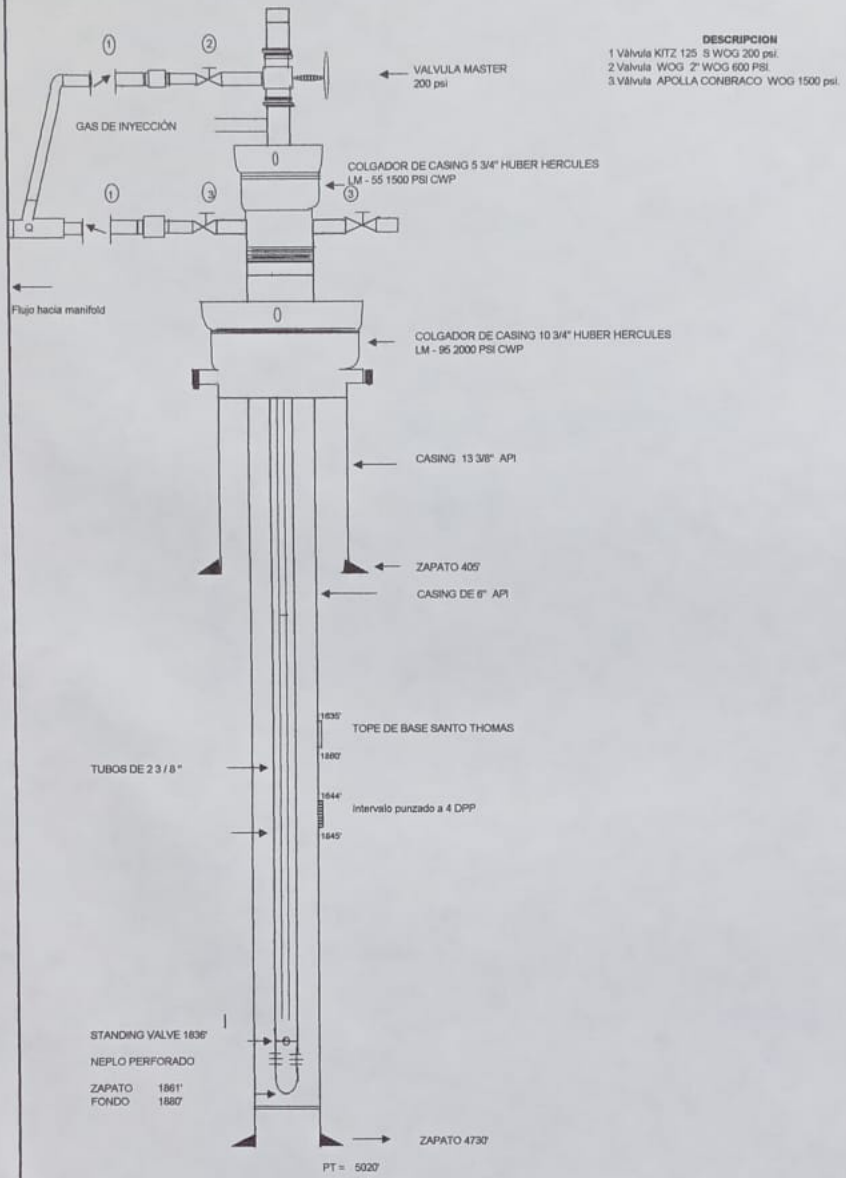
DESCRIPCION

1 Válvula KITZ 125 S WOG 200 psi.
2 Valvula WOG 2" WOG 600 PSI.
3 Válvula APOLLA CONBRACO WOG 1500 psi.

BIBLIOTECA FICT
ESPOL

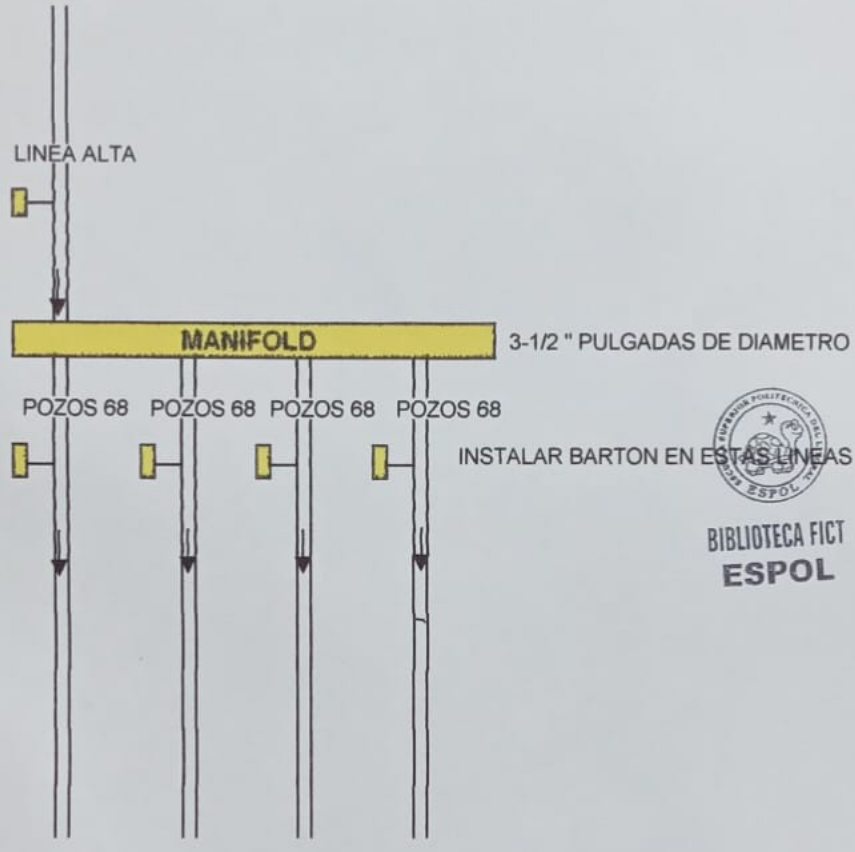
COMPLETACION PARA GAS LIFT

POZO N° ANC1238



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

DIAGRAMA DE LA SECCION 68



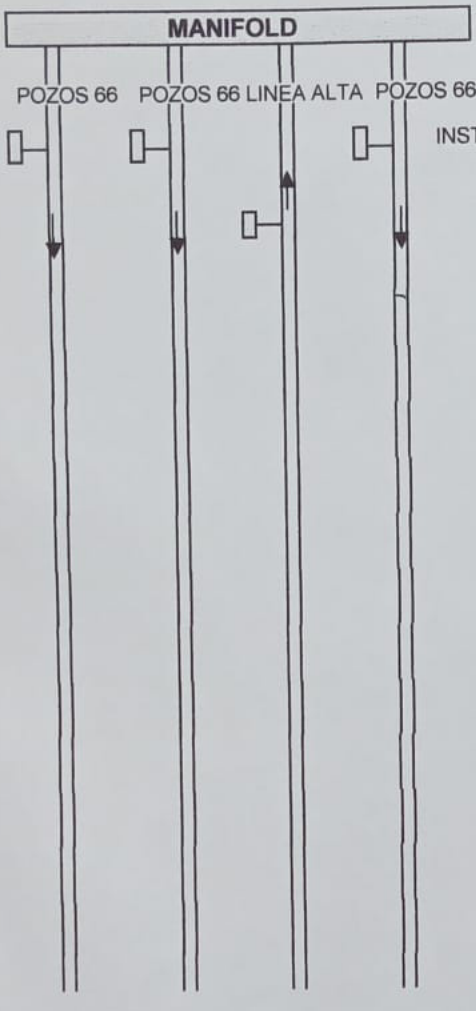
BIBLIOTECA FICT
ESPOL

FIG 2.1 POZO DE GAS LIFT

BIBLIOTECA FICT
ESPOL

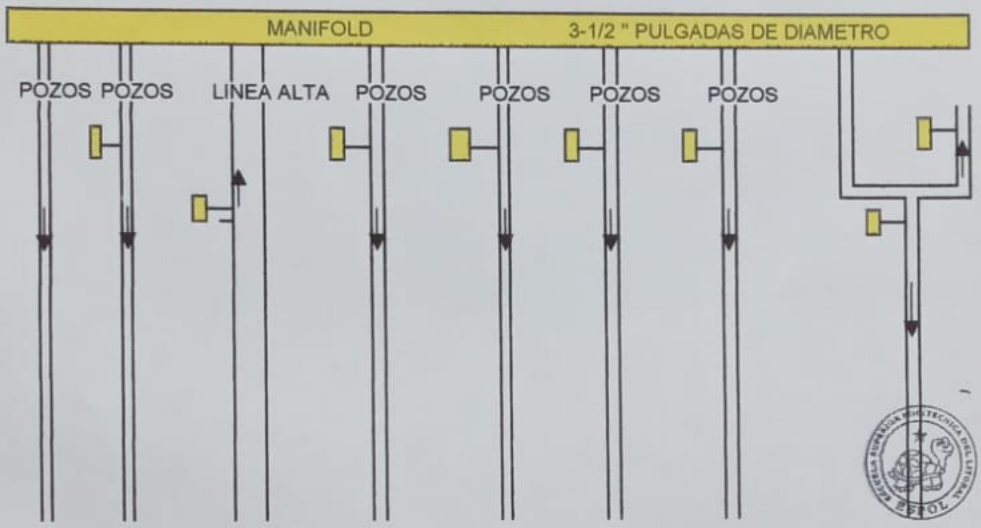
FIG 2.2 TUBERIAS PARA LOS POZOS DE GAS LIFT

DIAGRAMA DE LA SECCION 66



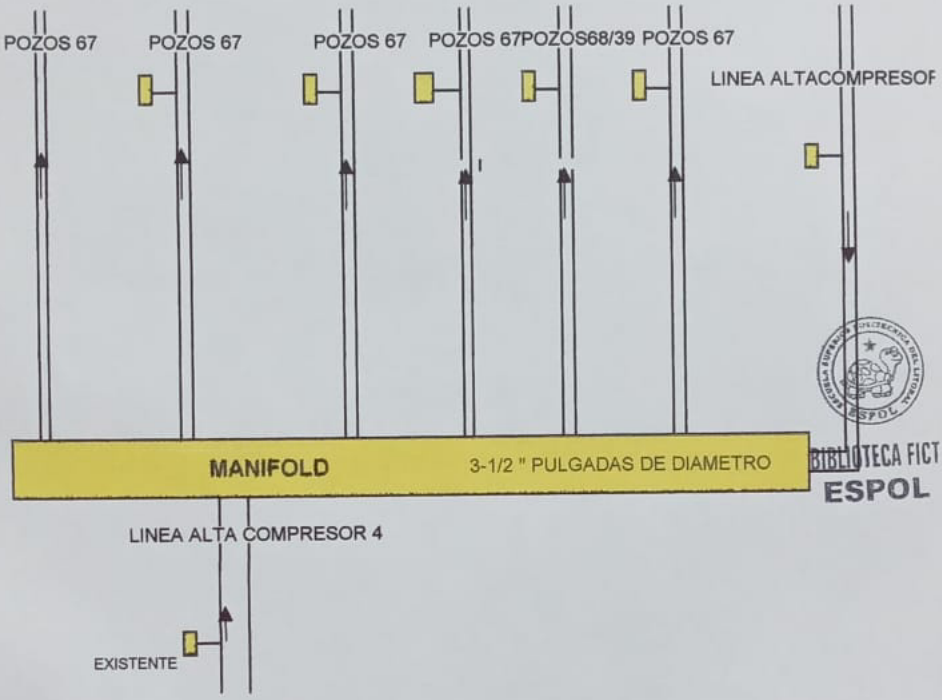
BIBLIOTECA FICT
ESPOL

DIAGRAMA DE LA SECCION 69



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

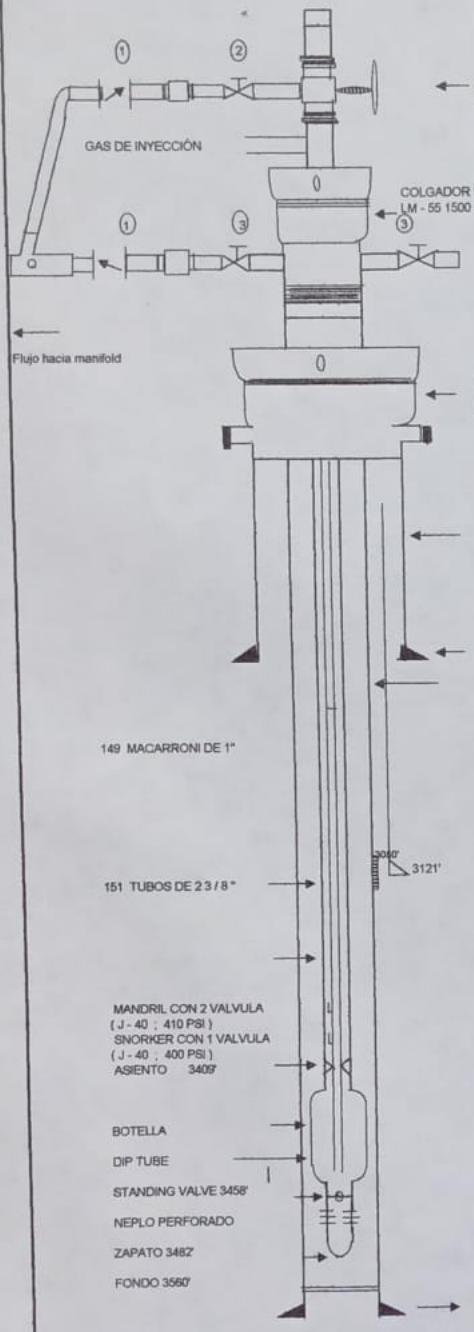
DIAGRAMA DE LA SECCION 67



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

COMPLETACION PARA GAS LIFT

POZO N° ANCO550



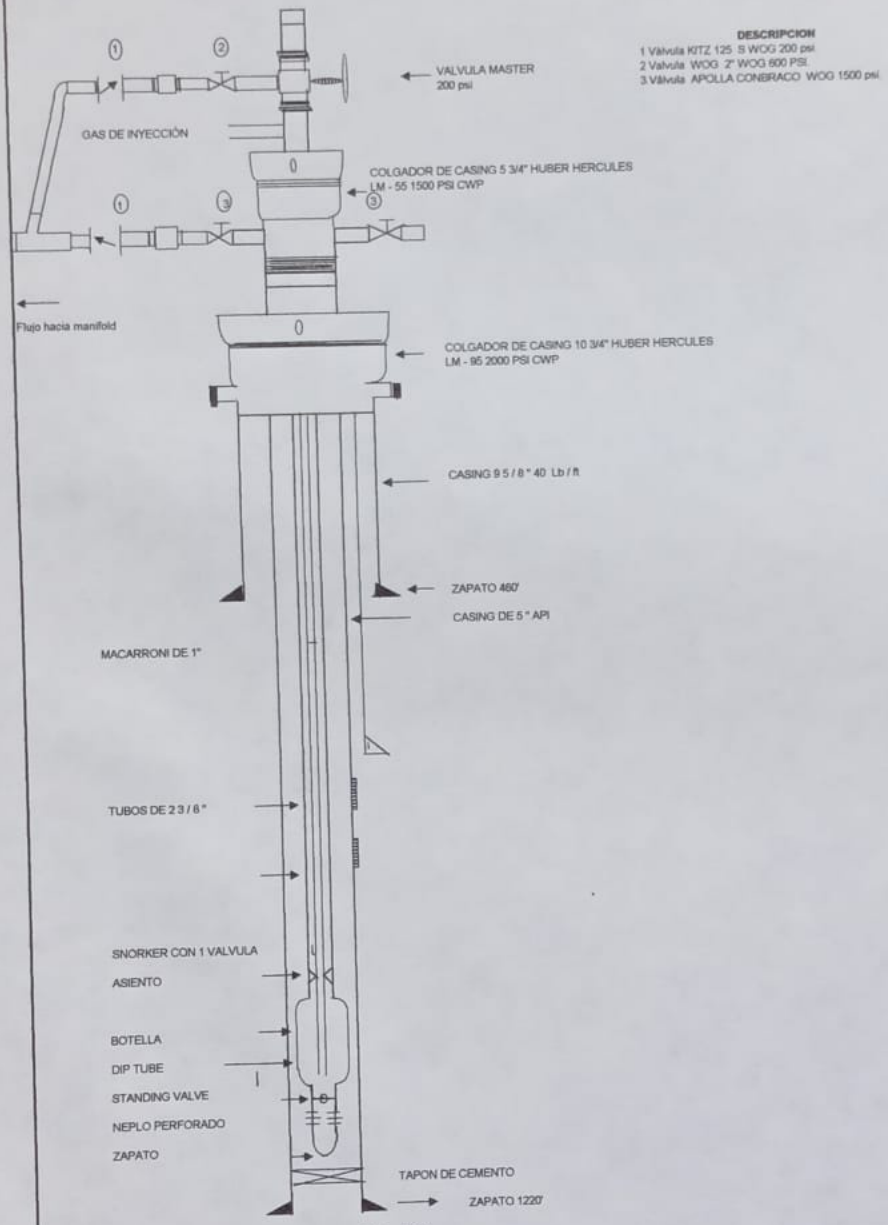
DESCRIPCION

1 Válvula KITZ 125 S WOG 200 psi.
2 Valvula WOG 2" WOG 600 PSI.
3 Válvula APOLLA CONBRACO WOG 1500 psi.

BIBLIOTECA FICT
ESPOL

COMPLETACION PARA GAS LIFT

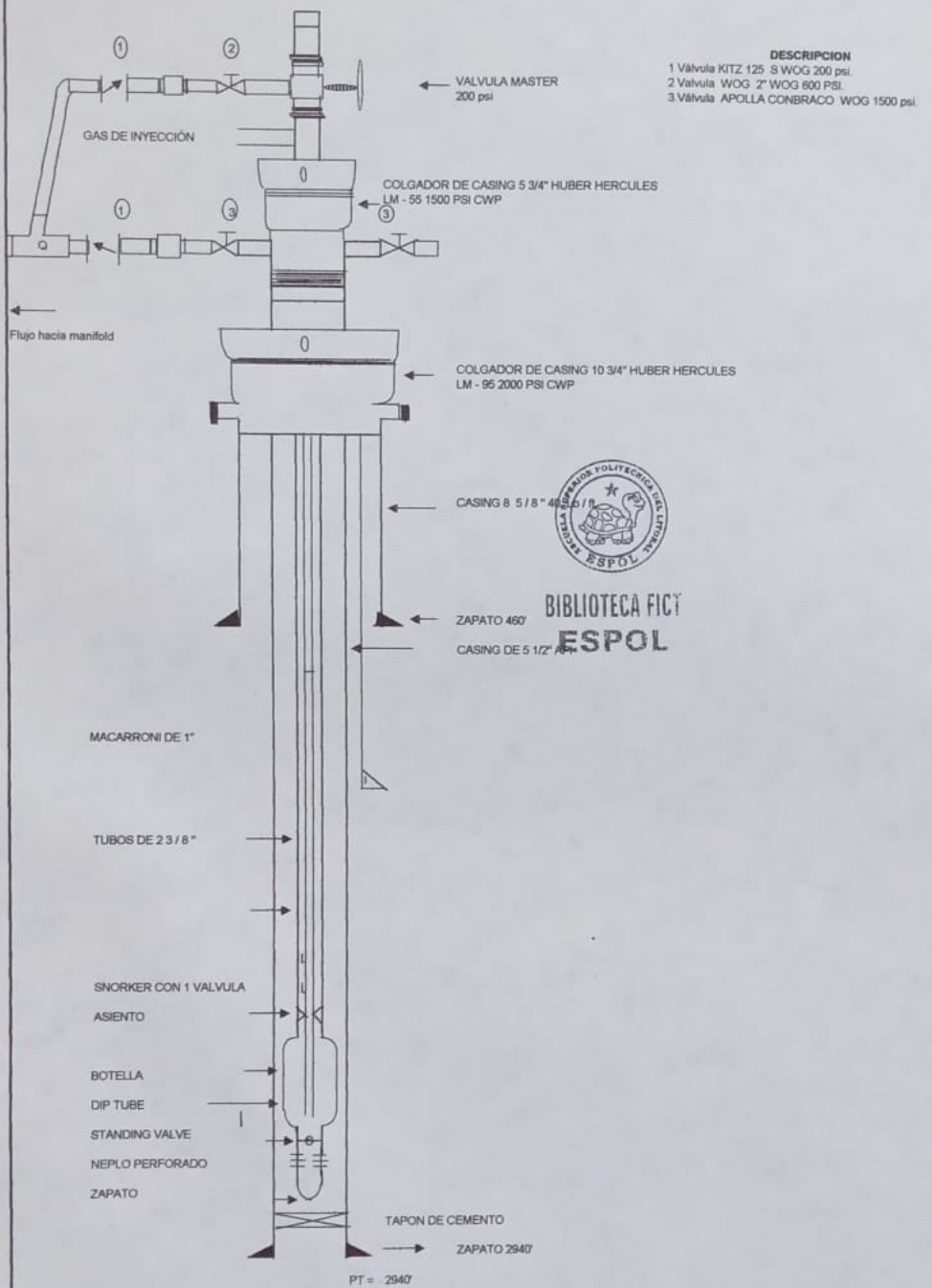
POZO N° ANC1674



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

COMPLETACION PARA GAS LIFT

POZO N° ANC0140



DESCRIPCION

1 Válvula KITZ 125 S WOG 200 psi.
2 Valvula WOG 2" WOG 600 PSI.
3 Válvula APOLLA CONBRACO WOG 1500 psi.

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL
ESPOL
BIBLIOTECA FICT
ESPOL

ANEXO

ANALISIS QUIMICO DEL GAS NATURAL DEL CAMPO ANCON

CROMATOGRAFIA DEL GAS

COMPONENTES	PORCENTAJES
O2	1,01 %
N2	13,6 %
CO2	0,76 %
C1	71,68 %
C2	4,69 %
C3	3,38 %
iC4	1,12 %
nC4	1,24 %
iC5	0,65 %
nC5	0,45 %

BIBLIOTECA FICT
ESPOL

GASTO DE LOS COMBUSTIBLES EN LOS COMPRESORES

CALCULO TEORICO

COMPRESOR # 1 DE LA SECCION 65
GASTO DE COMBUSTIBLE = 18.6 MPCD

COMPRESOR # 3 DE LA SECCION 66
GASTO DE COMBUSTIBLE = 16 MPCD

COMPRESOR # 4 DE LA SECCION 67
GASTO DE COMBUSTIBLE = 16 MPCD

COMPRESOR # 5 DE LA SECCION 67
GASTO DE COMBUSTIBLE = 44 MPCD

COMPRESOR # 19 DE LA SECCION 69
GASTO DE COMBUSTIBLE = 11 MPCD

BIBLIOTECA FIC
ESPOL

COMPRESOR # 14 DE LA SECCION 73
GASTO DE COMBUSTIBLE = 6.7 MPCD

COMPRESOR # 8 DE LA SECCION 68
GASTO DE COMBUSTIBLE = 16 MPCD

COMPRESOR # 13 DE LA SECCION 72
GASTO DE COMBUSTIBLE = 16 MPCD

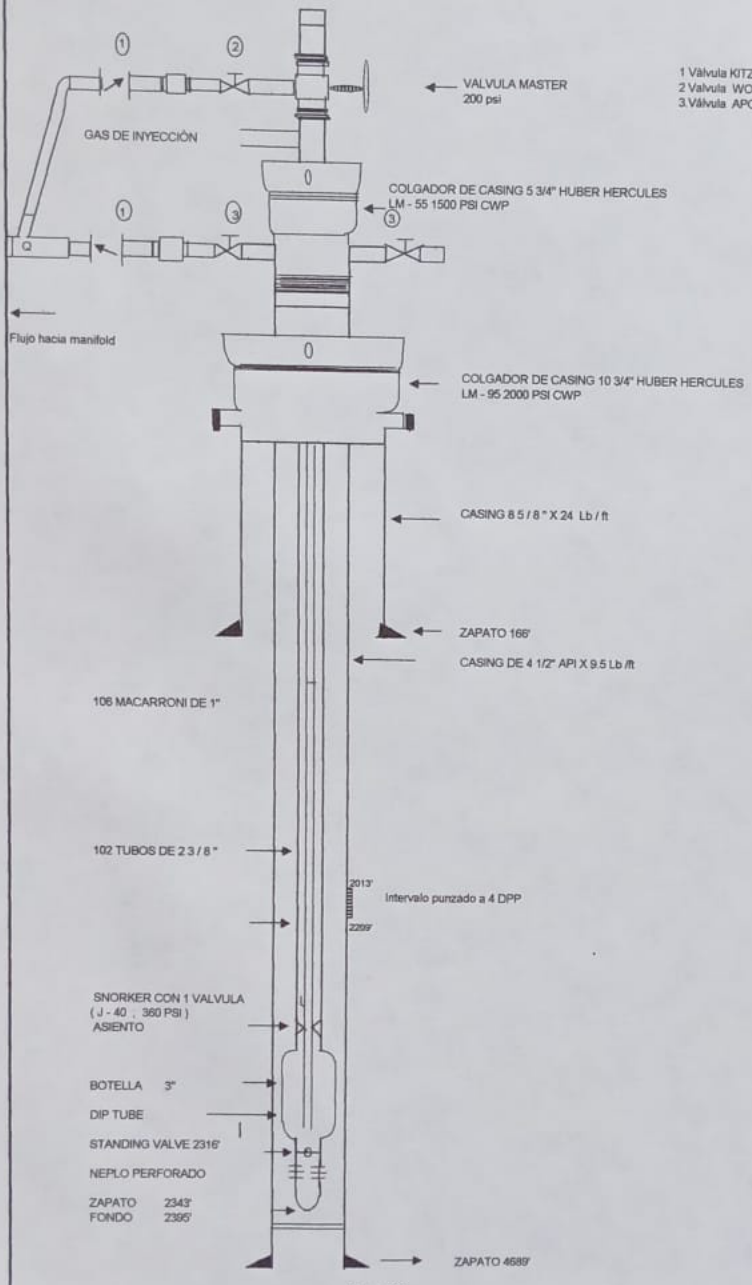
COMPRESOR # 9 DE LA SECCION 69
GASTO DE COMBUSTIBLE = 16 MPCD

GASTO TOTAL DE COMBUSTIBLE = 160.3 MPCD

TIGRE

COMPLETACION PARA GAS LIFT

POZO N° ANC1968



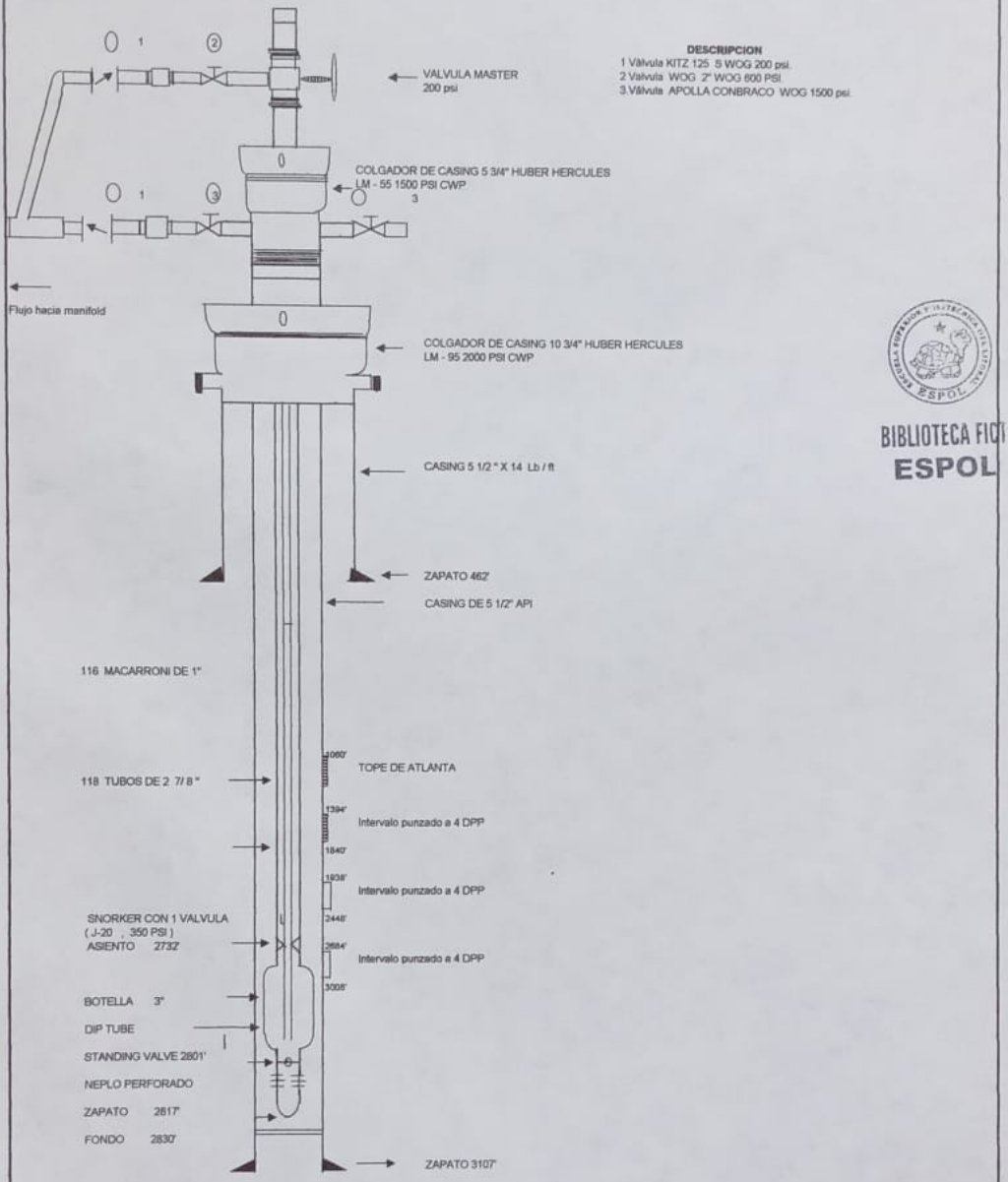
DESCRIPCION

1 Válvula KITZ 125 S WOG 200 psi.
2 Valvula WOG 2" WOG 600 PSI.
3.Válvula APOLLA CONBRACO WOG 1500 psi.

BIBLIOTECA FICT
ESPOL

COMPLETACION PARA GAS LIFT

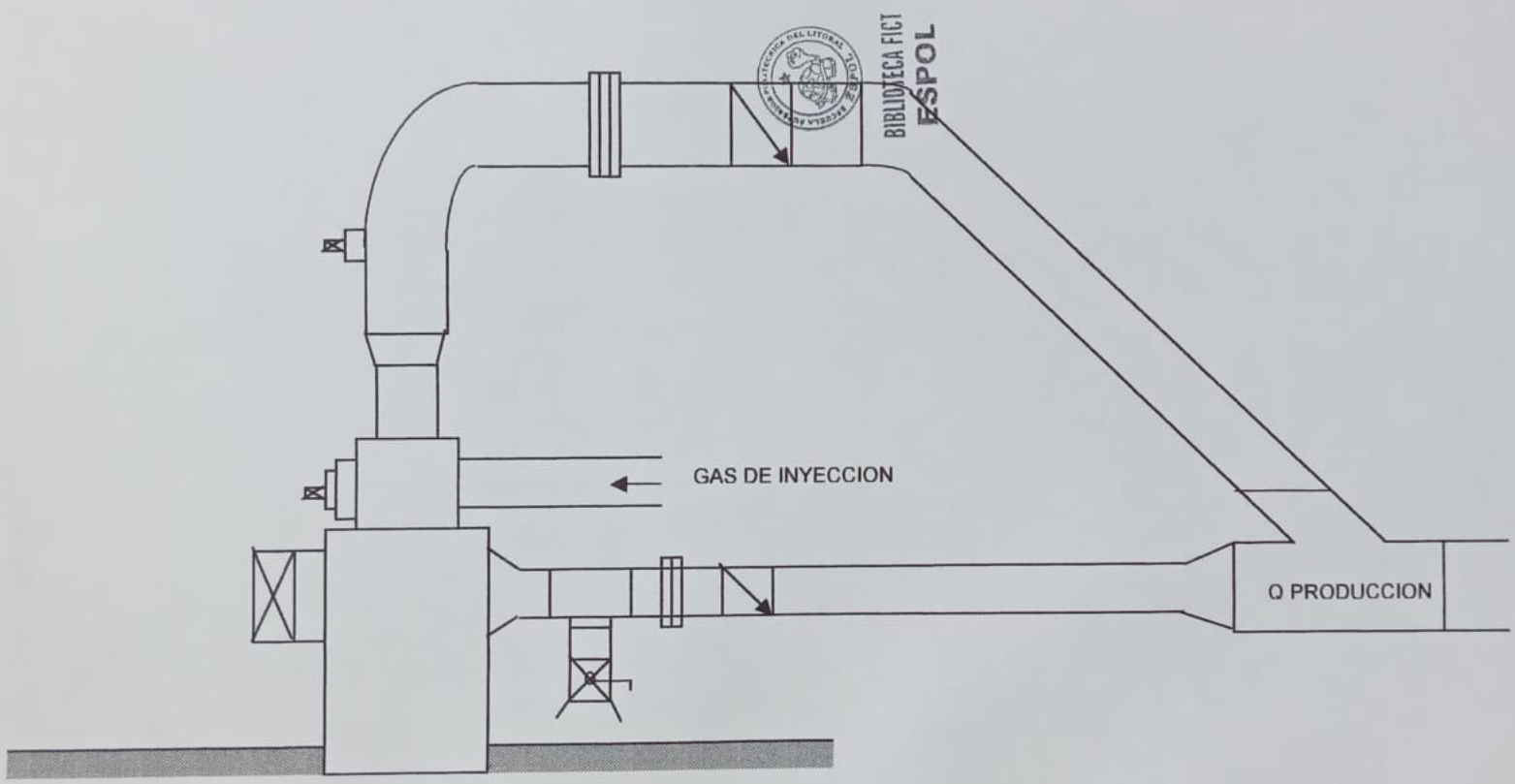
POZO N° ANC1622



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

ANEXO

CABEZAL DE GAS

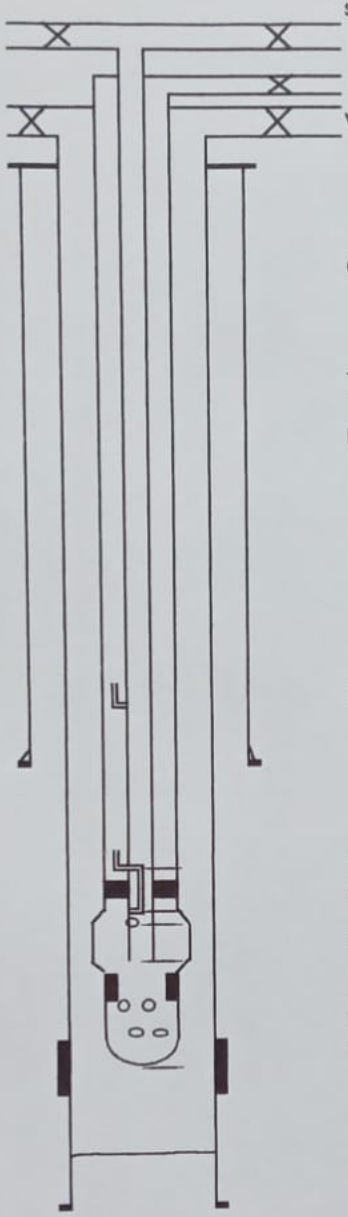


BIBLIOTECA FICT
ESPOL

LEVANTAMIENTO DE GAS INTERMITENTE

ZO ANC-1916
CCION :

ULTIMO TRABAJO:
SE BAJO TUBERIA DE 2-3/8"



VALVULA 2´´ extremo roscado

CASING 8 -5/8 36 lb/PIE

TUBING 2-3/8"

MACARONI 1"

MANDRIL CON VALVULA A PSI

2896´

SNORKEL CON VALVULA OPERADORA (1 ERA) PSI
ASIENTO

ALIVIADOR

BOTELLA

STANDING VALVE

NEPLO PERFORADO

ERFORACIONES

ZAPATO

07-Abr-94

BIBLIOTECA FICT
ESPOL

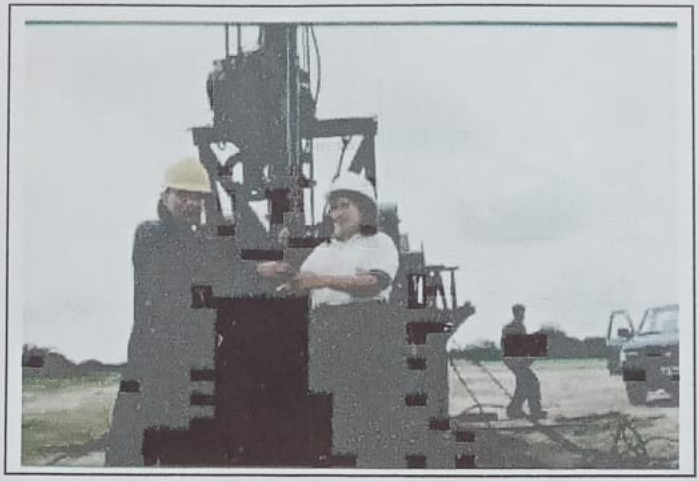
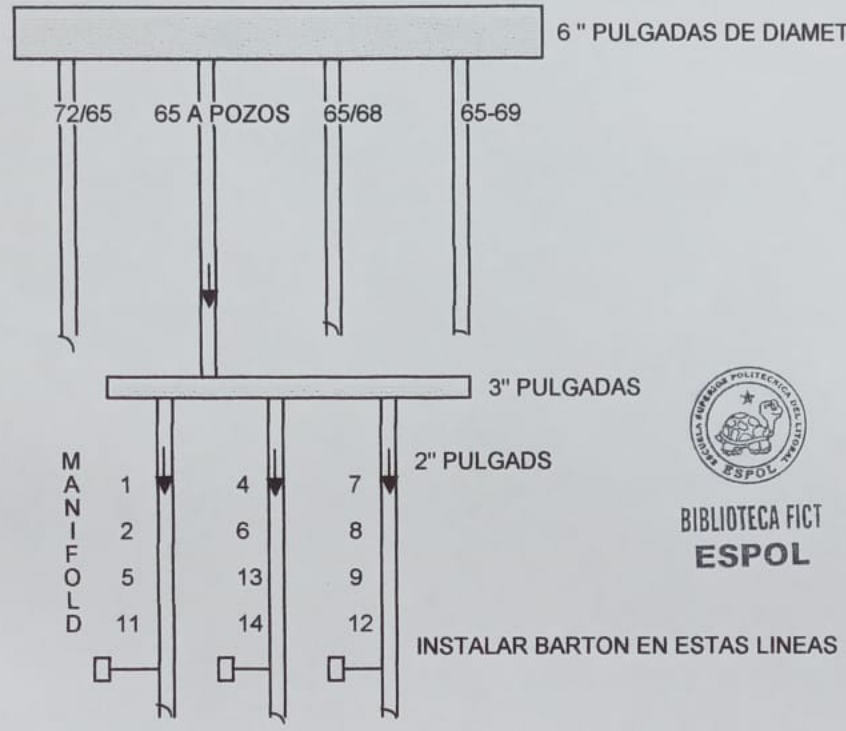


FIG 3.1 TRABAJOS DE REPARACION DE LOS POZOS DE GAS LIFT CON LA UNIDAD PULLING

BIBLIOTECA FICT
ESPOL

FIG 3.2 TRABAJOS CON LA UNIDAD DE PULLING

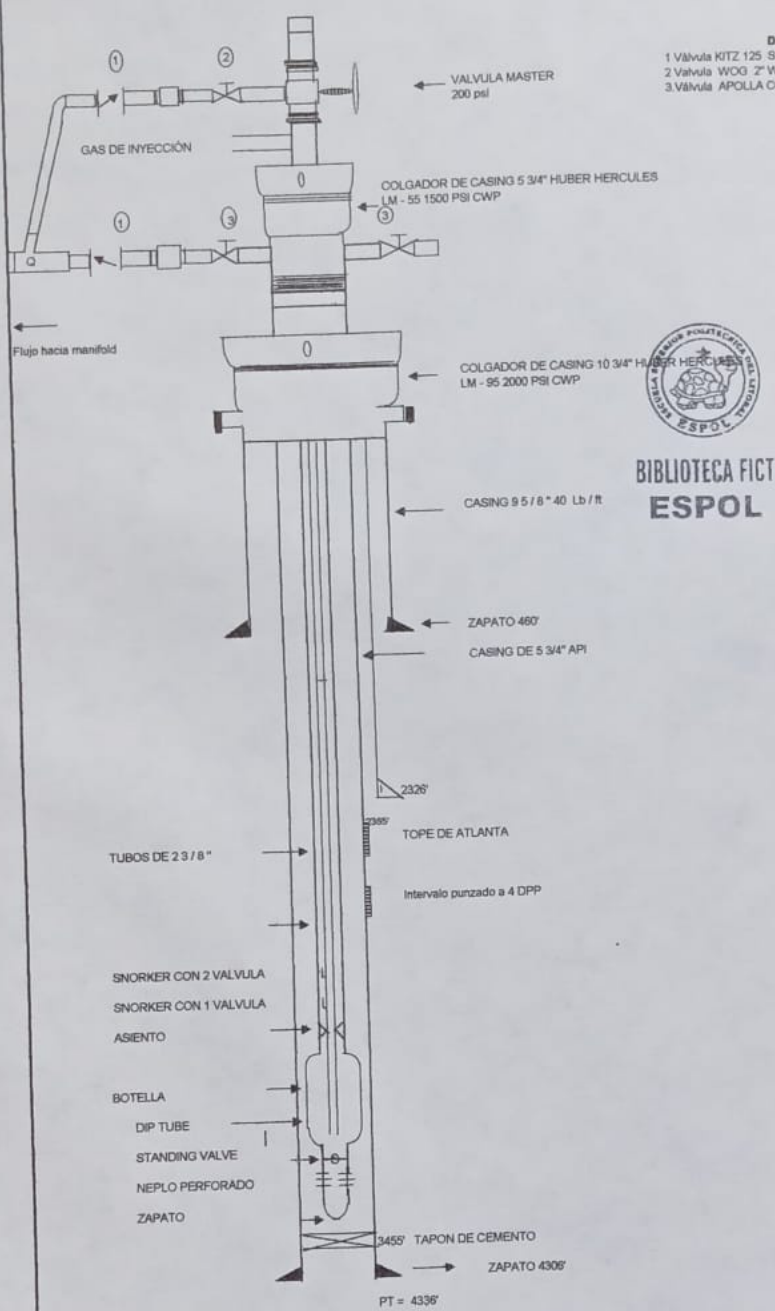
DIAGRAMA DE LA SECCION 65



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

COMPLETACION PARA GAS LIFT

POZO N° ANC1743



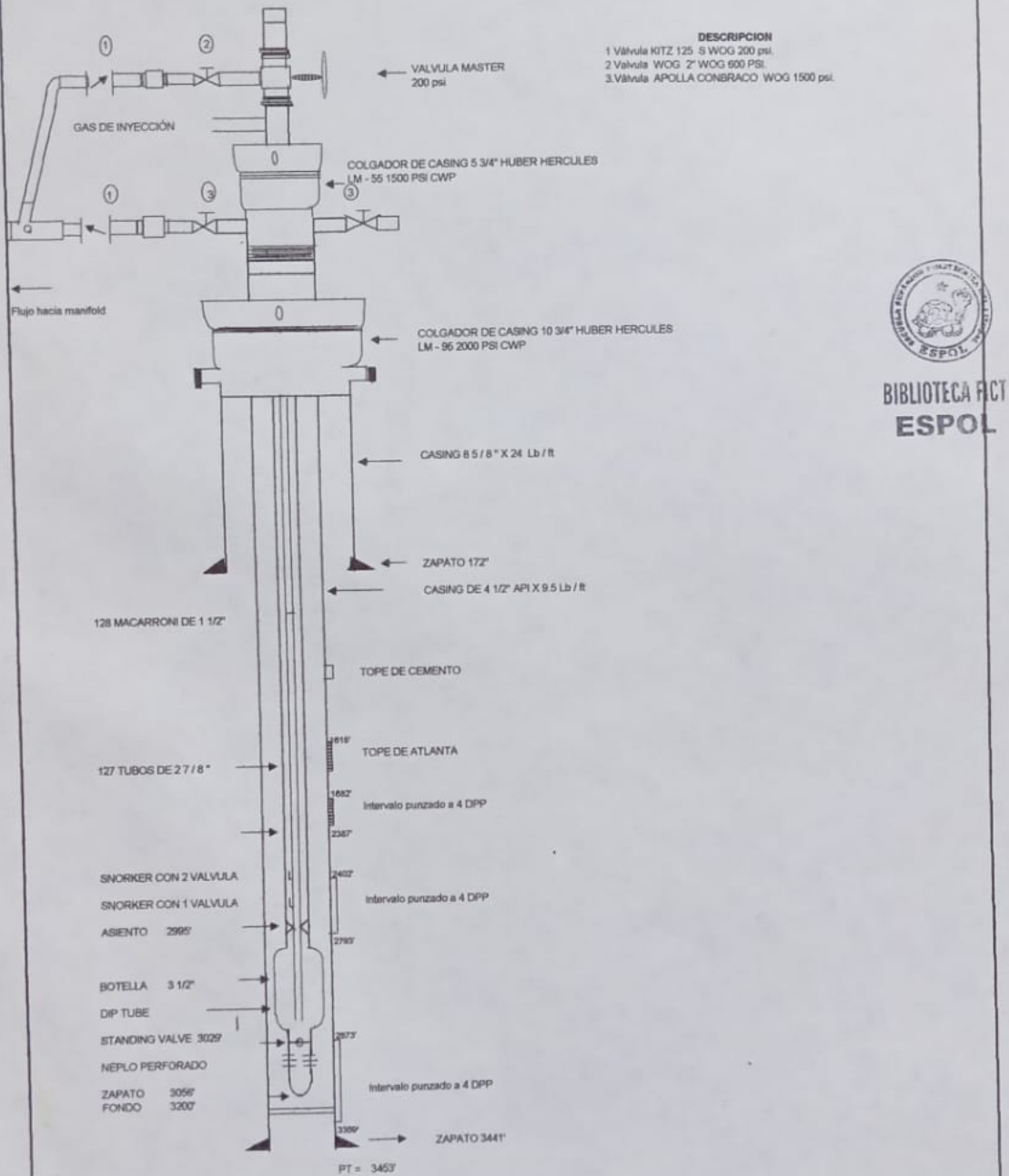
DESCRIPCION

1.Válvula KITZ 125 S WOG 200 psi.
2.Valvula WOG 2" WOG 600 PSI.
3.Válvula APOLLA CONBRACO WOG 1500 psi.

BIBLIOTECA FICT
ESPOL

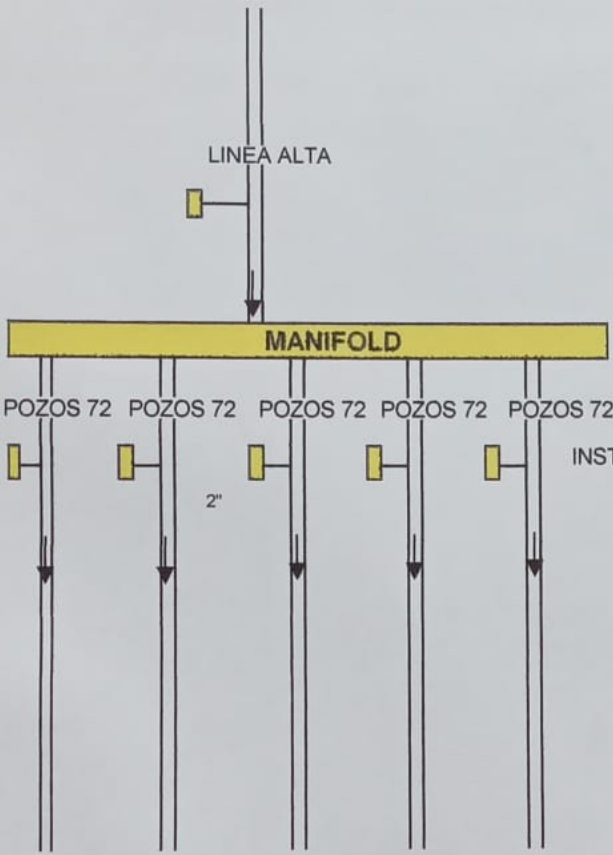
COMPLETACION PARA GAS LIFT

POZO N° ANC2009



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

DIAGRAMA DE LA SECCION 72



3-1/2 " PULGADAS DE DIAMETRO

INSTALAR BARTON EN ESTAS LINEAS

BIBLIOTECA FICT
ESPOL

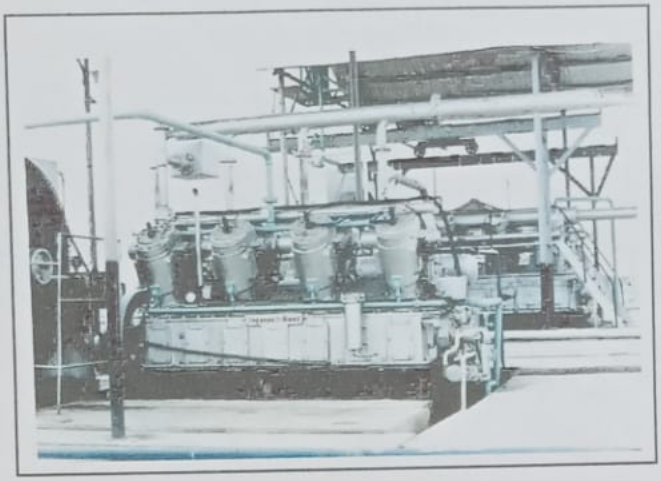


FIG 2.3 COMPRESOR DE LA SECCION 67

FIG 2.4 ARREGLO DE UN COMPRESOR

BIBLIOTECA
ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL
GUAYAQUIL
FACULTAD DE IN
EN CIENCIAS DE LA TI