

Universidad Nacional de Ingeniería

Facultad de Petróleo

Programa de Exploración y Perforación en Campos de la Amazonía

**Proyecto de Grado para optar el Título de
INGENIERO DE PETROLEO**

HONORIO FRANCISCO da SILVA e SOUZA

Promoción 1960

**Lima - Perú
1961**

AL EX PRESIDENTE DE LA REPUBLICA
DEL BRASIL DR/

JUSCELINO KUBITSCHK

Mi eterna gratitud.-

A LA MEMORIA DE MIS QUERIDOS PADRES

A MI ESPOSA E HIJAS

A MIS HERMANOS

AL INGENIERO FERNANDO NORIEGA CALMET

Propulsor de la Ingeniería de
Petróleo en el Perú, con alto a
precio y la más distinguida —
consideración.

A LA MEMORIA DE MIS COLEGAS:

ALBERTO BASO

DARIO DEL ROSARIO

AL INGENIERO:

JUAN RODRIGUEZ DEL CASILLO

Con profundo agradecimiento.

PROGRAMA DE EXPLORACION PERFORATORIA EN CAMPOS DE LA AMAZONIA

S U M A R I O

PRIMERA PARTE

1.- Cuadro del Estudio Geográfico, Geológico y Estratigráfico de Latinoamérica.....	Pag. 1
2.- Posibles Cuencas Petroleras (En la Amazonía).....	" 2
a) Quién pronosticó.	
b) Origen del Petróleo	
c) Como se ejecutó el Trabajo	
d) Extensión de las Reservas.	
e) Estudio Científico Exhaustivo	
f) El cuadro.	
3.- Posibles Cuencas Petrolíferas en la Amazonía.....	" 3
a) Departamento de Loreto	
1.- Río Napo	
2.- Río Curayay	
3.- Iquitos.	
b) Provincias de Alto Amazonas.	
1.- Distrito de Barranca	
2.- Distrito de Joberos	
3.- Distrito de Yurimaguas	
c) Departamento de Amazonas	
1.- Distrito La Pecca	
2.- Distrito de Chilibuén	
d) Departamento de San Martín	
1.- Distrito de Tarapoto	
2.- Distrito de Chasuta.	
4.- Posibles Reservas de la Hya Amazónica....	" 12
a) La Cuenca del Río Ucayali	
b) La Cuenca del Río Pachitea.	

- c) La Cuenca del Río Huallaga
- d) La Región de los Ríos Marañón y Santiago
- e) Región Petrolera del Madre de Dios
- f) Valor Petrolero de la Cuenca del Amazonas.

5.- Rocas Sedimentarias en correlación a la formación del Petróleo.....	Pag.	21
a) Según su Composición		
b) Según sus compuestos		
c) Según su Estructura		
d) Según su Textura		
e) Según su Deposición		
6.- Reservorio de Petróleo y sus Factores	"	24
a) Reservorio Petrolífero		
b) Historia de la Teoría anticlinal		
c) Teoría de las Trampas		
d) Teoría Anticlinal		
e) Acerca de la Calsificación de las Trampas.		
f) Tipos de Trampas		
g) Clasificación de CW SANDERS 1943.		
h) Clásificación de O. WILHEM 1945		
7.- Trampas Estructurales-Generalidades-Ubicacion-Clasi- ficación	"	31
a) Generalidad.		
b) Descubrimiento del Petróleo		
c) Programa de Exploración		
d) Las Trampas.		
8.- Trampas Combinadas.	"	41
a) Trampas Combinadas.		
b) Domo de Sal		
c) Distribución		
d) Origen		
e) Salt Core - Cap Rock		
9.- Influencia de los Domo de Sal en la Formación de Trampas Petroliíferas	"	48
a) En la Región Oriental		
b) Conclusiones		
c) aplicación a la Región Oriental del Perú		
10.- Trampas Estratigráficas	"	54
a) Generalidades		

- b) Trampas estratigráficas primarias.
- c) Trampas estratigráficas secundarias.

11.- Campos en Actual Exploración " **61**

- a) Compañía Ganzo Azul Limitada
- b) Historia del campo Petrolero G.A.
- c) Geografía del Campo
- d) Geología-Formaciones-Afloramientos-Estatigrafía.
- e) Estimación de las Reservas.
- f) Registro de los pozos.

12.- Nuevas Perforaciones en la Región..... " **79**

Cerro de Pasco Petroleum Corporation.

- a) Objetivos
- b) Métodos de Exploración.
- c) Estructura del Potencial Petróleo
- d) Geología
- e) Estructura
- f) Programa Futuro

13.- Geología del Petróleo del Oriente Peruano " **85**

Pozos Exploratorios y Petróleo
 Concesiones en el Oriente Peruano.

PROGRAMA DE EXPLORACION PERFORATORIA EN CAMPOS DE LA AMAZONIA

S U M A R I O

SEGUNDA PARTE

1.- Estudio de la Perforación de un pozo ideal en la Montaña..Pag.	90
1.- Localización del Área a perforar.	
a) Condiciones Físicas y Ambientales	
b) Ubicación y Acceso	
c) Formaciones Esperadas	
d) Ubicación del Primer Pozo	
e) Conjuntos Auxiliares.	
2.- Base de Apoy.	
3.- Selección del Equipo	
4.- La Litología Esperada	
5.- Presiones Esperadas.	
2.- Programa de Perforación.....	94
1.- Programa de Forros	
2.- Colapso	
3.- Tensión	
4.- Forros de Producción	
5.- Requisitos a cumplir	
6.- Resistencia al Colapso	
a) Primer Paso	
b) Segundo Paso	
c) Tercer Paso	
d) Cuarto Paso	
e) Quinto Paso	
f) Tensión	
g) Esfuerzo de la última unión	
h) Esfuerzo Constante	
l) Sección 1, 2, y 3	
j) Presión Interna	
k) Resúmenes de los forros.	
3.- Programa de Brocas	102
4.- Malacate	
5.- Clases de Mastiles	
6.- Programa de Lodo y sus Características.	

- 1.- Tipos de lodo de perforación
- 2.- Lodo a base de arcilla natural
- 3.- Lodo de Tanato Alcalino

7.- Principales Características de un Lodo de Perforación... Pag. 111

- a) Densidad
- b) Viscosidad
- c) Filtrado y espesor de la costra
- d) Fuerza de Gel
- e) Velocidad del gel
- f) Contenido de Sal
- g) Contenido de Cal
- h) Contenido de Arena
- i) Control del lodo y recomendaciones
- j) Fórmula para aumentar el peso de un lodo
- k) Fórmula para disminuir el peso de un lodo
- l) Aditivos que controlan la viscosidad
- m) Agregados que controlan el filtrado
- n) Control del pH
- o) Fuerza del Gel
- p) Contaminación con Sal.

8.- Bombas de Lodo " 120

Descripción
Empleo

9.- Características de las Bombas de Lodo..... " 123

- a) National C-250
- b) Garden - Denver x k

125

10.- Materiales que Constituyen un Equipo de Perforación ... "

- 1.- Fuente de energía
- a.- Sistema de suspensión
- 3.- Sistema rotativo
- 4.- Sistema de circulación
- 5.- Instrumentos de Control
- 6.- Herramientas
- 7.- Accesorios eléctricos
- 8.- Abastecimiento
- 9.- Galpones y depósitos
- 10.- Accesorios Diversos.

11.- Operaciones Previas a la Perforación " 132

- 1.- El rate hole
- 2.- Cementación del casing de superficie
- 3.- Los forros a bajarse

- 4.- El tiempo de Circulación
- 5.- Continuación de la perforación

12.- Completamiento del Pozo! Pg **135**

- 1.- Objeto de un completamiento
- 2.- Métodos de evaluación de una formación
- 3.- Registro de muestra
- 4.- Core análisis
- 5.- Registros Eléctricos
- 6.- Pruebas de formación
- 7.- Muestras Laterales
- 8.- Terminación del Pozo.

= = = = = = = = = = = =
= = = = = = = = = = = =

PROGRAMA DE EXPLORACION PERFORATORIA EN CAMPOS DE LA AMAZONIA

S U M A R I O

TERCERA PARTE .-

1.- Costo de un Equipo de Perforación	Pag.	141
2.- Costo Estimativo de un Pozo Exploratorio		142
3.- Desarrollo del Domo "Fernando Noriega Calmet"		148
1.- Costo de la exploración y mantenimiento durante la vida extractiva del domo.		
2.- Costo de la etapa exploratoria		
3.- Costo de los 36 pozos		
4.- Locación de los pozos en el domo "Fernando Noriega Calmet"		
5.- Costo del Mantenimiento de la Producción.		
6.- Resumen de la Inversión		
7.- Ganancia de la Explotación de Petróleo.		
8.- Cálculo del petróleo almacenado en el Domo "Fernando Noriega Calmet".		
9.- Beneficios que reportan este Petróleo.		
10.- Ganacia neta al cabo de 20 años de explotación.		

=====
=====

S I N T E S I S

El presente trabajo analiza los factores que se presentan para la perforación en un pozo exploratorio en la Amazonía.

Se revisa cuidadosamente las soluciones de los problemas que encarnan la explotación de un reservorio determinado, con el propósito de hacerlo extensivo a la amazonia en general.

Establecemos el aliciente de la inversión petrolera en la región amazónica.

I N T R O D U C C I O N

El trabajo que presento para optar el título de Ingeniero de Petróleo abarca los aspectos más importantes de la explotación petrolera en los campos de la Amazonía.

Conocido es que esta región tienen una fuerte fliciciación petrolera, es por ello mi interés en buscar solución al auto-abastecimiento de este esencial producto que la tierra encierra en sus entrañas para buscar la felicidad de losperuanos porque es el petróleo fuente de trabajo, y por ende de progreso de los pueblos.

Humbolt decía de nuestra Amazonía que esta sería "Cuna de una civilización". De esta magnífica visión yo pienso que esta civilización vendría por el impulso que el petróleo tiene para mover las cosas estáticas. Es mi visión, ver crecer centros de trabajo, agrícolas e industriales, ver crecer poblaciones y ciudades en esta amazonía que ahora esta desierta, todo esto alrededor de los campos petroleros que es nuestra obligación de brasileños-peruanos y petroleros, de hacerlo conocer; porque de haber petróleo en la amazonía, LO HAY y es innegable su existencia.

El tema que he escogido con este propósito versa sobre un PROGRAMA DE EXPLORACION PERFORATORIA EN CAMPOS DE LA AMAZONIA, ampliado a su total explotación. El campo a explotar, está ubicado en la IZCOZASIN en OYLA-PAMPA en donde por estudios de Geología y prospección geofísica hemos determinado un domo al cual hemos llamado "DOMO FERNANDO NORIEGA CALMET" como homenaje al ilustre propulsor de la Industria Petrolera Peruana.

El área que vamos a explorar y desarrollar, tiene una extensión de 14 kilometros cuadrados, siendo la conseción una extensión total de 280 kilometros cuadrados.

La explotación de este domo, parte de una fuerte inversión inicial por-

que tenemos que llevar todo el material y equipo necesario a una zona inhóspita y remota, esto lo comprendemos perfectamente porque es el capital petrolero que está moviéndose.

El trabajo abarca un estudio geográfico y geológico de la región amazónica determinando las posibles cuencas petrolíferas en relación con los actuales campos en explotación.

Hacemos el estudio de la perforación de un pozo ideal en la montaña tratando de la selección y costo del equipo que puede perforar y terminar eficientemente el pozo programado y su utilización en el desarrollo, esto en si es un estudio de Ingeniería de perforación. El capítulo final, lo destino ha hacer un estudio económico de la explotación del domo mencionado.

Deseo agradecer al Señor Decano de la Facultad de Petróleo por la preferente deferencia que siempre ha mostrado durante mi formación profesional petrolera.

Asimismo hago extensivo mi agradecimiento a los Sres. Ings. Juan Rodríguez del Castillos, Fernando Nieri, Arturo Osorio y Luis Tapia Salinas, por los sabios consejos e instrucciones que se dignaron darme para la confección de la presente Tesis.

Debo expresar mi profundo reconocimiento muy sincero a los Catedráticos de la Facultad de Petróleo de la Universidad Nacional de Ingeniería por las valiosas enseñanzas de ellos recibidas, durante mis años de estudios.

La conclusión estratigráfica geográfica y geológica de la cuenca petrolífera en Latino América.-

a) CIENTIFICAMENTE

Este trabajo es un homenaje a los investigadores que hasta ahora lucharon por establecer el verdadero potencial petrolero de Latino América.

b) EL APORTE DE ESTE TRABAJO

Hemos tratado de ser exhaustivos en el tema, pero si hay OMISION desde ahora la reconocemos , y esperamos que el tema, sea un motivo de un torneo científico próximo.

c) APLICACION AL EMPLEO DE LA INGENIERIA DE PETROLEO

El cuadro que adoptamos, permite establecer zonas o sectores de verdadera atracción para el capital petrolero. Este cuadro se puede especular en muchas formas v. gr. Porfeiros Petrogénicas (Emmuns)

d) CONSECUENCIA ECONOMICA

Creemos que este cuadro alentará la transformación de Latino América, pues el petróleo como recurso natural, es el N° 1; y en ese sentido, esperamos haber hecho "algo" por nuestros hermanos "LCS DE AMERICA".

Manifestaciones Petrolíferas en La Amazonia

Departamento	Provincia	Distrito	Lugar	Afloramiento		Literatura	
LORETO	Bajo Amazonas	Iquitos	Rio Vapo	frontera de Ecuador		Huntley 1928	
			Rio Curaray	2 curso superior y 1 curso medio	2 afloramientos	"	
			Iquito		sin que se haya comprobado	H. Bardalez 1927	
	Alto Amazonas	Barranca	Rio Jurac-Yaco	a la derecha			
			Rio Camisa	del Rio Morona			
			Rio Cayamas	aguas abajo del	3 manantiales		R. Deustua
			Queb. Pengueriza	Pongo de Manseriche.			
			Rio Sainza	no es facile			
			Rio Yurayen	ubicarlos			
			Jeberos	Jeberos	Arroyo Nahua	Varios Manantiales	N. W. Hansel
		Yurimaguas	Rio Huallago		manantiales		
Ucayali	Contamana	Queb. Agua Blanca	5 Km de confluencia con el R. Cushabatay	manantial que surge de 2 grupos cretácicos.		R. Valverde	
		Queb. Ahuaya	18 Km al			com. verb-	
		Queb. Ollanta	sur de	15 afloramientos		del Ing° Señor	
		Queb. Vivian	Contamana			Dr. A. Cabrera la Rosa	
		Queb. Shaypoya	tributaria del Rio Pisqui	surtidores		R. Valverde	
		Queb. Amiampa	50 Km al sur de Contamana	surtidores de gas		R. Valverde	
		Amasa	80 Km al sur de Contamana	surtidores de gas		Com. verb. Dr. Cabrens	
Amazonas	Bongara	Pecca	Rio Santiago			aceite lub. 45.4%	
			Queb. Camaya	afluente por la izq. del Marañon	indicios		Bardalez
			Queb. Potoyne	afluente Camgaza	indicios		Deustua
	Chachapoya	Chiliquin	Yuracmarca	40 Km al NE de Chachapoyas		Domo "red bed" Form. Puc. Huntley, Petersen Steinmann	
San Martin	San Martin	Tarapoto	Tarapoto	N Tarapoto, 7 horas viaje	filtraciones	base asfáltica	
			Chasuta	Chasutayacu	a 7 Km al N.O. de Chasuta	25 afloramientos	2°, 3° serie del cretácico
				Cayanayacu	50 Km al ENE de Chasuta		
			Las Salinas	Queb. Chipeza y Queb. Chipauta			

SON 27 INDICIOS

POSIBLES CUENCAS PETROLERAS

a) QUIEN PRONOSTICO

Cuando Humbolt contempló la Amazonía pronosticó que sería "CUNA DE UNA CIVILIZACION"

b) ORIGEN DEL PETROLEO

Quizá en el infierno verde de cuaternario, él miraba el gran terciario con su "PLANCKTON" origen de todo el petróleo actualmente producido en el mundo, pero no en la Amazonía apenas rasguñado

c) COMO SE EJECUTO EL TRABAJO

Nosotros, siguiendo a Huntley, lástima que no encontramos su mapa a travez de la versión compiladora de Peterson y con gran acopio de datos de Deustua, Cabrera La Rosa, Valverde, etc., nos permite presentar 27 "OIL SEEPAGES".

d) EXTENSION DE LAS RESERVAS

Ahora si en un mapa colocamos estos 27 "OIL SEEPAGES" y superponiendo los denuncios de petróleo, veriamos muchas cosas.

e) ESTUDIOS CIENTIFICOS EXHASTIVOS

Pero el tiempo y la naturaleza del tema, nos hacen decir "paso". Eso si, dejamos el tema para regresar a el en cuanto nos permita el tiempo y en la última etapa el Doctoral- establecer el "GENNISIS DEL PETROLEO EN LA AMAZONIA"

POSIBLES CUENCAS PETROLIFERAS EN LA AMAZONIA

A pesar de que la montaña ha sido estudiada preferentemente en el decenio pasado por numerosos Ingenieros y Geólogos, y de que existen muchas noticias con respecto a indicios de petróleo, reina sin embargo, una gran incertidumbre tanto acerca de la verdadera naturaleza, cuanto, más aún, de la posición exacta o aproximada de las manifestaciones aludidas; por lo general los autores se expresan en forma vaga, limitándose a indicar: "en valle de tal o cual río" cuya ubicación queda también a veces en oscuro, cuando se trata de quebraditas que no aparecen en mapas, ni en diccionarios geográficos.

a) - DEPARTAMENTO DE LORETO

Provincia de Bajo Amazonas

Distrito de Iquitos

1 - RIO NAPO

Lit: L. Huntley 1928 p. 61

En el mapa que acompaña el trabajo de L. Huntley, se indican las manifestaciones de aceite en las nacientes del Rio Napo, cerca de la frontera de Ecuador.

2 - RIO CURARAY

Lit: L. Huntley 1928 p. 61

En el mismo mapa de L. Huntley se marcan dos afloramientos en el curso superior y uno en el curso medio del Río Curaray.

3 - IQUITOS

Lit: H. Bardalez 1927 p. 288

L. Huntley 1928 p. 61

L. Huntley marca igualmente un afloramiento al O. de Iquitos, sin referirse a este en el texto de su trabajo, H. Dardalez en cambio dice, que la región de Iquitos ha sido considerada repetidas veces como petrolífera, dando lugar a denuncias de concesiones, sin que se haya comprobado esta creencia por manifestaciones de aceite.

Provincia de ALTO AMAZONAS

Distrito de BARRANCA

L -Río YURAC-YACO o ZURU-YACU

Lit: R. Deustua 1921 p. 24

ccm. verb. del Ing. Sr. Dr. A. CABRERA LA ROSA

R. DEUSTUA menciona la existencia de aceite en la ribera derecha del Río Yurac-Yacu, afluente de la derecha del Río Morona que desemboca en el Marañón, aguas abajo del Pongo de Manseriche. Según A. Cabrera La Rosa hay tres manantiales en las nacientes de dicho río.

2 -RIO CAMISA - Afluente del Río Chicayza.

3 -RIO CAYAMAS -Ribera izquierda.

4 -QU. PENGUERIZA - Ribera derecha.

5 -RIO SAINZA - Afluente del Río Catrepiza.

6 -RIO YURAYEN - Ribera derecha.

Lit: R. Deustua - 1921 p. 24

R. Deustua informa que se asegura la presencia de indicios de aceite en los valles de los ríos antes mencionados, sin haber más explicaciones. Estos ríos no están marcados ni en los mapas de RAI--MONDI u oficiales, ni en el Diccionario Geográfico de STIGLICH, por lo que no pueden darse pormenores.

DISTRITO DE JEBEROS

1 - J E B E R O S

Lit: L. Huntley - 1928 p. 61

Según las investigaciones de N.V.Hansell, hay varios manantiales de aceite en la región entre el Huallaga y el Marañón, como p.e. el Arroyo Nahua, cerca de Jeberos.

DISTRITO DE YURIMAGUAS

1 - Y U R I M A G U A S

Lit: R. Deustua - 1921 p. 23

Se dice que en las riberas del río Huallaga cerca de Yuri maguas se presentan manantiales de petróleo.

Provincia de UCAYALI

Distrito C O N T A M A N A

1 - AGUA ELANCA.

60 Km. al ONO a O de Contamaná

Lit: R. Valverde - 1931 p. 68

En la Qv. Agua Blanca, a los 5 Km. arriba de su confluencia con el río Cushabatay (Cuxiabatay), afluente del Ucayali, hay un

manantial de petróleo que surge del segundo grupo cretácico.

2 - Qu. AHUAYA.

3 - Qu. OLLANTA.

4 - Qu. VIVIAN.

ca. 18 Km. al S. de Contamaná.

Lit: R. Deustua - 1921 p. 24

R. Valverde -1931 p. 68

com. Veab. del Ing. señor Dr. A. CABRERA LA ROSA.

En las inmediaciones de la confluencia de la Qu. Ahuaya, tributaria izquierda de la de Cashiboya que es afluente por el margen del río Ucayali, con la quebrada Ollanta, y de la desembocadura de la quebrada Vivian en la mencionada de Ollanta, se puede observar hasta 15 afloramientos de aceite, visibles en la época seca. Estos afloramientos fueron descubiertos en 1920 por los peones "balateros" que trabajaban por cuenta de don José B. Angulo de Contamaná, y el Geólogo americano B. Hubtard fué el primero en estudiarlos. Según pudimos observar cuando los visitamos, el petróleo que es de color negruzco y muy denso, fluye en venillas en las requebrajaduras de areniscas y arcillas rojas cretácicas que afloran en dichos lugares; en los pequeños remansos se notan natas irisadas y de pósitos amarillos de petróleo emulsificado y azufre.

5 - QUEBRADA SHAYPAYA

50 Km. al S. de Contamaná.

Lit: R. Valverde - 1931 p. 68

En el valle de la Qu. Shaypaya, tributaria del Río Pisqui

por la márgen izquierda que es afluente del Río Ucayali del mismo lado, se presentan surtidores de gas.

6 - QUEBRADA AMIAMPA

50 Kms. al S. de Contamaná.

Lit: R. Valverde - 1931 p. 68

Igualmente en el valle de la Qu. Amiampa, tributaria por la mano izquierda del Río Psqui que es afluente del Río Ucayali, hay surtidores de gas.

7 - A M A P A

Aproximadamente 80 Km. al SO de Contamaná.

Lit: Com. verb. de Ing. señor Dr. A. CABRERA LA ROSA.

En el curso superior de la Qu. Amapa, afluente por la mano derecha del Río Pisquis, existe un surtidor de gas situado a corta distancia del hito SE de la antigua concesión "Lloque-Yupanqui".

b) - D E P A R T A M E N T O D E A M A Z O N A S .

Provincia de BONGORA

Distrito LA PECCA.

1 - RIO SANTIADO

Lit: R. Deustua - 1921 p. 24

Lit: R. Valverde -1931 p. 68

Lit: H. Bardalez -1927 p. 288

R. Deustua asegura que aceite se presenta en la región del Río Santiago, sin precisar sus datos. R. Valverde indica igualmente, la existencia de esa sustancia, pero agrega que la posición es muy

incierto debido a la falta de datos. H. Bardalez dice que el aceite de la región del Marañón (Río Santiado, Cahuapanas, Potro, Morona, etc) es muy pesado, conteniendo pocas sustancias volátiles, en cambio contiene muchos lubricantes; un análisis del petróleo dió el resultado siguiente:

GASOLINA -----	0,95 %
BENCINA -----	3,20 %
AGUARRAS	10,75 %
ACEITES LUBRICANTES -----	45,40 %
RESIDUOS (carbón, cenizas, arenas) ---	39,70 %

Otro análisis efectuado por la Standard Oil Co. dieron resultados más favorables, según se dice, pero no han sido divulgados todavía.

2 - QUEBRADA CAMAYA

Lit: R. Deustua - 1921 p. 23

R. Deustua asegura que existen ciertos indicios de petróleo en la Qu. Camaya, afluente por la izquierda del Marañón, sin indicar la naturaleza de ellos.

3 - QUEBRADA POTOYNE

Lit: R. Deustua - 1921 p. 23/24

Igualmente en la Qu. Potoyne, afluente del Camgaza que desemboca en el Río Santiago, se dice existir indicios de aceite.

P R O V I N C I A D E C H A C H A P O Y A S

Distrito de CHILIQVIN

1 - YURACMARCA

40 Km. al NE de Chachapoyas.

Lit: Huntley - 1928 p. 61

G. Steinmann 1929 p. 178

G. Petersen 1931 p. 10

En Yuracmarca se presenta petróleo en unión con sal gema, que allí forma aparentemente un domo. El peso específico se indica como $0,9219 = 22^{\circ}$ Bé; proviene de los "red beds" o de las arcillas negras subyacentes o de las calcáreas de la formación de Puca, las que desprenden un olor a petróleo, en aquella región.

c) DEPARTAMENTO DE SAN MARTIN.

Provincia de SAN MARTIN.

Distrito de TARAPOTO.

1 - T A R A P O T O

Lit: R. Valverde - 1931 p. 68

"Al N. de Tarapoto, a siete horas de viaje a mula, se encuentran otras filtraciones de petróleo, cuyas propiedades físicas son análogas a las de Chasutayacu, esto es, que es de base asfáltica".

DISTRITO de Chasuta

Lit: J. Morales - 1928 p. 62

Dentro de la circunscripción de la Provincia de San Martín, el valle superior del Huallaga es conocido por sus afloramientos de petróleo, que desde tiempos remotos fueron buscados por los indios chasutianos para obtener aceite para el alumbrado. Aparte de unas

noticias cortas, solamente desde el año 1917 se conoce algo más. Al ocuparse J. Morales de aquella región, en una conferencia que dió en Iquitos, dice que los manantiales comienzan en el Pongo de Aguirre, continuando aguas arriba por unos 50 Km. y que tanto en el valle principal como en los valles afluentes existen manantiales de gas y de aceite. En los barrancos, donde capas negras de una potencia hasta de 1 m. se encuentran encajonadas, se desprende fuerte olor a kerosene. Las acumulaciones del aceite que por su aspecto y peso específico, se dice que es igual al "kerosene", se presentan solamente en la época de la vaciante entre mayo y octubre, en las arenas del cauce del río.

1 - C H A S U T A Y A C U .

7 Km. al NO. de Chasuta.

Lit: L. Huntley - 1928 p. 61

R. Valverde -1931 p. 67

R. Valverde comunica que en el valle de Huallaga según los vecinos de la región, existen alrededor de 25 afloramientos de aceite, pero que no ha sido posible encontrar todos. Más o menos a 7 Km. al NO de Chasuta en el valle de CHASUTAYACU, en una falla, sube el petróleo proveniente de capas de la segunda y tercera serie del cretácico, cuyo peso específico es: 0,9188 = 22,5^o API.- L. Huntley menciona que el aceite de Chasuta se presenta en la misma forma que el de Yuracmarca.

2 - C A Y A N A Y A C U .

20 Km. al ENE. de Chasuta.

5 Km. al SO del Pongo de Aguirre.

Lit: R. Valverde - 1931 p. 67

Igualmente en la ribera derecha del Huallaga, a 1 Km. al N. de Cayanayacu está situado Calluacana, donde hay otra manifestación, que mana del grupo quinto del cretácico, y cuyo aceite tiene un peso específico de 0,8155 = 42° API.

4 - L A S S A L I N A S

Lit: R. Deustua 1921 p. 23

Sin más datos, R. Deustua asegura que existen indicios su perfciales de aceite en la región del C° de las Salinas, así como en Qu. Chipeza y Qu. Chipanta en el distrito de Chasuta. Tal vez se refiere este dato a uno de los anteriores afloramientos.

5 - S H A P A J A

9 Km. al O. de Chasuta.

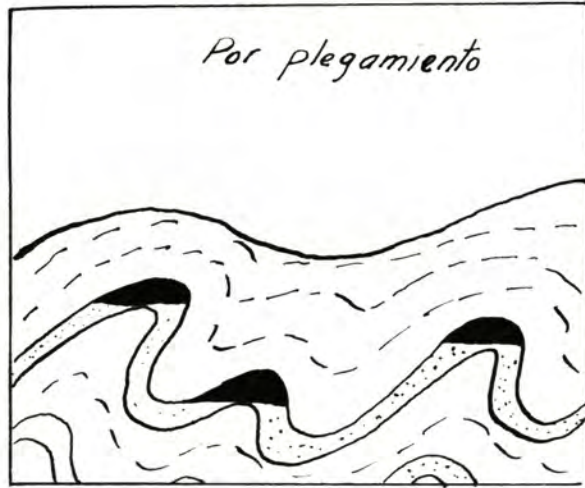
Lit: R. Valverde - 1931 p. 68.

Al O. del lugar Shapaja, situado en el Huallaga, hay un **sitio** donde mana gas de metano.

=====

TRAMPAS ESTRUCTURALES

Por plegamiento



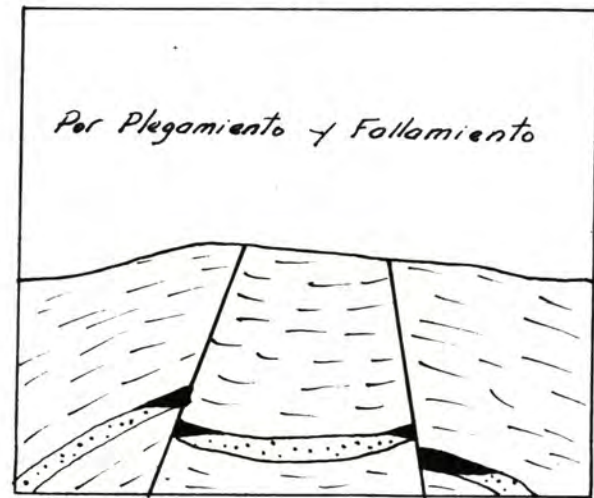
Por Fallamiento



Por Plegamiento y Fallamiento



Por Plegamiento y Fallamiento



Convergencia de estratos



Por fracturamiento



Francisco Silva

POSIBLES RESERVAS DE LA HOYA AMAZONICA

EXPECTATIVAS DE LA AMAZONIA

a) ARGUMENTO DEL TERCIARIO COSTEÑO

Tenemos qu:

Form. NEGRITOS	407 265 144 Barr.
Form. LOBITOS	97 318 329 "
Form. ZORRITOS	3 810 961 "

b) EXPLORACION DE LA CUENCA AMAZONICA

Tenemos que:

CONCESION EN VIGENCIA (1961)

EXPLORACION	11 869 638 01 Ha
EXPLORACION	86 937 80 Ha

c) PRODUCTIVIDAD DE UN CAMPO EN LA AMAZONIA G.A

1940 - 1949	664 408 Barr.
1950 - 1958	2 987 117 "

d) ESTIMAREMOS

1° En criterio conservador 2° en criterio positivo

Si aumimos al promedio G.A. se tiene:

664 408		
<u>2 987 117</u>	_____ 10 _____	3 000 000
3 651 522 barriles		300 000/ año

18 años

Redondeando: 20 años y 4 000 000 barriles

El promedio es: $\frac{4\ 000\ 000}{20} = 200\ 000$ barriles

200 000 barriles/reservorio/año

Entre el N° de Hd. del reservorio tenemos:

200 000 + 87 000 Ha. 300 000 + 87 000

Producto: 2 Barriles/ Ha. /año 3 Barriles/Ha./año

Por el aporte de Exploración:

12 000 000 x 2 = 24 000 000 Barriles/año 12 000 000 x 3 = 36 000 000

24 000 000 Barriles /Año

36 000 000 Barriles/ año

e) POTENCIAL COMPARADO CON LA PRODUCCION DE LA COSTA

Asumimos: Form. Negritos/Cantidad de 80 % y tenemos:

$\frac{407.265.144}{69}$ Barriles

O sea redondeando:

$\frac{408.000.000}{70}$ Barriles

5 820 000 Barriles/año o mejor 6 000 000 Barriles/ año

y tendremos en la AMAZONIA

Con criterio conservador 24 000 000 Barriles/ Año

Con criterio positivo 36 000 000 Barriles/Año

Luego:

LA AMAZONIA DEBE ALCANZAR UN POTENCIAL DE 4 A 5 VECES LA PRODUCCION DE LA COSTA (F. N.- 80 %)

CONCLUSIONES

- 1.- La producción G. A. en el periodo de 10 años quintuplico su producción, usando métodos anacrónicos (Transporte en chatas, en cilindros y en rebolque).
- 2.- Si adoptamos el transporte adecuado (oleoductos) podemos decuplicar su producción.

LUEGO :

LA AMAZONIA TIENE (H.S.S.) un potencial de 10 veces la Costa por unidad (Hectáreas)

Es decir:

60 000 000 BARRILES/ AÑO

LA CUENCA PETROLERA AMAZONICA

Fuera de la Costa y de la Sierra queda la región petrolera del Oriente al cual desde tiempo atrás se le llama el Perú del mañana. La cuenca petrolera del Amazonas es sin lugar a dudas la región petrolera más importante que tiene el país, entre las que actualmente se encuentran fuera de explotación, y como consecuencia la que brinda mayores expectativas. Es la principal reserva con que contamos, por lo mismo; es necesario tomar disposiciones no solo en lo que se refiere a nuestra explotación sino también para su defensa.

Cinco son los centros petroleros que nuestro país cuenta en la región Amazónica a saber:

- 1 -La cuenca del río Ucayali.
- 2 -La cuenca del río Pachitea.
- 3 -La cuenca del río Huallaga.
- 4 -La región de los ríos Santiago y Marañón; y
- 5 -La región del río Madre de Dios.

1.- LA CUENCA DEL RIO UCAYALI

Esta parte de nuestro territorio limítrofe con el Acre Brasileño contiene los afloramientos de petróleo de la Quebrada de Vivian, que es afluente del río Guaza y el que es a su vez tributario del Cashiboya; y también de los afloramientos de Cantaya, Canchahuaya, Pisqui etc.

La importancia de ella no solo se debe a la presencia de los sitios afloramientos petrolíferos sino que además y sobre todo, tiene

importantes movimientos técnicos, que han dado lugar a que concurren favorables condiciones para la existencia de estructuras propicias a la acumulación de petróleo. Existen varios anticlinales diferentes.

El rango estructural más importante del río Ucayali es la sierra de Cantamaná representada por un levantamiento monoclinal fallado de norte a sur. Además existe el anticlinal de Cantaya en las inmediaciones del río del mismo nombre, el Domo de Santa Clara. Las estructuras de Canchahuaya. El complejo de Chimbanca de Cantaya de todo lo que da una importancia petrolera a la región.

2.- LA CUENCA DEL RIO PACHITEA

Esta región petrolera tiene como centro el estillo llamado "Aguas Calientes" que se encuentra en la Hoya del río Pachitea, estando en la actualidad bajo el control de la Compañía Norteamericana Ganso Azul, que ha realizado trabajos de explotación.

En ésta región del río Pachitea igualmente que en la del Ucayali, y la que he hecho referencia, aparecen emanaciones petrolíferas, y así mismo favorables movimientos estructurales para la acumulación comercial del aceite, dentro de la concesión Aguas Calientes se ubica el gran Domo denominado Shira.

Además existe el, anticlinal de Baños y el de Aguas Calientes, Son éstas circunstancias favorables las que determinarán la citada compañía, da comienzo a la explotación comercial de ésta región petrolífera de nuestro territorio.

Esta parte de la amazonía no fue objeto de denuncias por la Standard Oil, cuando exploró por petróleo la cuenca del Amazonas.

3.- LA CUENCA DEL RIO HUALLAGA

La tercera cuenca está constituida por el territorio petrolífero adyacente del río Huallaga. Allí existen como 25 filtraciones de aceite; de las cuales puedo citar las siguientes: contadas por el Ing. Valverde en los años 1926 y 1938 en su viaje a la región amazónica, la de Chasutayacu; la de Cayanasacu; la existente en el lugar llamado Callacana; la Quebrada Aguas Blancas; la situada al N. del Tarapoto, seguramente una búsqueda más intensiva, llevaría a la localización de un mayor número de filtraciones; las que solo por el azar pueden encontrarse dada la infranqueable vejetación de la montaña.

Al O. del Pueblo de Chapaja tambien se ha constatado una filtración de gas.

4.- LA REGION DE LOS RIOS MARAÑON Y SANTIAGO

La cuarta región es la cuenca de los ríos Marañón y Santiago, lí mítrofe con el Ecuador. Esta sección petrolera de nuestro país, es quizá la más importante de nuestra Hoya Amazónica, tanto por el número de filtraciones de petróleo que en ella aparecen así como tambien por las aliaciones de petróleo que en ella aparecen y la acumu lación comercial. Entre las inmensas filtraciones de petróleo de és ta sección, se puede citar las siguientes: La del río Chicarsa afluen te del Marañón, la de la quebrada Chimpa, la de la quebrada Putuchin afluen te del río Santiago, de donde se ha sacado muestras de un petróleo de magnífica calidad; la de la quebrada Yupacu que desemboca en el río Yuraico, afluyente del Santiago; y la de la quebrada de Yam

pay, en la línea limítrofe de la frontera con el Ecuador y la de la quebrada Caterpisa.

Muchas otras filtraciones deben haber y se encontrarían por una prospección preliminar adecuada.

Esta sección petrolera fué la última que reconoció la Standard Oil y a la que al final de sus investigaciones dedicó preferente atención.

Realizó allí al igual que en las otras cuencas de que fue concesionaria, trabajos geológicos de exploración y preparatorios de perforación.

La cuenca del río Santiago acusa numerosas estructuras y desde éste anticlinales monoclinales y domos que han sido constados y cuyo estudio merece sin duda la mayor atención.

Como se advierte la Hoya del río Marañón y Santiago es de notable importancia desde el punto de vista petrolero. A ello se debió indudablemente el manifiesto interés de la República del Ecuador de extender su Jurisdicción sobre ella.

Actualmente se encuentra bajo nuestro pleno dominio tanto por haber intereses nacionales allí establecidos, como por haberse incorporado a nuestro territorio como resultado de la solución de nuestras diferencias fronterizas con el Ecuador. No está demás hacer presente que dentro de ésta misma sección del suelo Nacional existen ricos yacimientos auríferos que son explotados en la actualidad por connacionales nuestros.

5.- REGION PETROLERA DEL MADRE DE DIOS.

La región petrolera del Madre de Dios es la quinta sección de nuestra Amazonía que tiene expectativas petroleras. Es limítrofe con la república de Bolivia. Los estudios realizados por el geólogo Victor Appenhein y otros hacen presumir fundamentalmente que se trata de un territorio con todas las condiciones para contener acumulaciones de petróleo.

Es la menos estudiada, y por lo mismo, es desde todo punto de vista deseable que se realice una efectiva prospección a fin de poder contar con mayores elementos que puedan servir para justificar la esperanza de que en el futuro pueda allí instalarse una comercial explotación de petróleo.

VALOR PETROLERO DE LA CUENCA DEL AMAZONAS

Hasta hace algunos años no obstante que existían en la selva amazónica numerosas filtraciones aceitíferas que denunciaban sus características petroleras, y que los estudios llevados a cabo en distintas oportunidades constataron estructuras petroleras, la posibilidad de que éstas tuvieran valor comercial era todavía cuestión por resolver.

En el año 1936 la compañía Standard Oil hizo denuncias de los ríos Santiado, Ucayali y Huallaga ya no formuló denuncia alguno dentro de la cuenca del Pachitea.

La citada compañía realizó trabajos de exploración hasta el año de 1939 abandonando la región en dicha fecha, en vista de que el Gobierno peruano no convino en renovarle prórroga de exploración y per

exigirle que se lle accn a cabo efectivos trabajos de explotación, consistente en perforaciones en los lugares que juzgase más conveniente. El Gobierno Peruano en vista del abandono de la Standard Oil, declaró dichas cuencas reservadas para el Estado.

En el año de 1937 la compañía Ganso Azul subsidiaria de la Selden Ruck, con residencia en Estados Unidos de Norte América, formuló una petición de petróleo en las cuencas del Río Pachitea en el lugar llamado Aguas Calientes. El 4 de Julio de 1938 se comenzó la primera perforación con resultado satisfactorio, encontrándose un horizonte petrolero que rindió 2,200 barriles diarios.

El éxito inesperado de la compañía Ganso Azul determinó que se realizaran nuevas perforaciones las que tubieron igualmente resultados satisfactorios.

La posibilidad de que en la cuenca del Amazonas pudieran existir acumulaciones comerciales quedaba definitivamente confirmada por el éxito alcanzado precisamente en la región que hasta entonces no había merecido interes de parte de las corporaciones petroleras que tuvieron con anterioridad propósitos de implantar trabajos petroleros. Por éste feliz resultado la amazonía se convirtió en una de las más atrayentes regiones como potencial petrolífero latente y con posibilidades de almacenar isospechadas fuentes de petróleo.

Las regiones petroleras de las cuencas de los ríos Ucayali, Huallaga, Santiago y Madre de Dios adquirieron como consecuencia inusitado interés. Numerosas compañías petroleras se han hecho presentes para pedir el otorgamiento de concesiones e invertir los cuan--

tiosos capitales que son necesarios para conocer la verdadera importancia de la región y determinar las formas de explotación que aconseje la técnica y la economía.

La región del Amazonas es parte integrante de una gran unidad petrolera que por el sur comienza en Magallanes, Chile, sigue en la Argentina, que después sin solución de continuidad se advierte en la Hoya del río Pilcomayo en el Chaco Boliviano; y tiene luego otra manifestación en los campos de Caupolican en la cuenca del río Beni en Bolivia.

Que el centro de ésta unidad petrolífera se constata en la Hoya Amazónica peruana en la cuenca de los ríos Madre de Dios, Ucayali, Pachitea, Huallaga y Santiago con numerosas filtraciones de hidrocarburos líquidos y gaseosos y estructuras favorables para acumulaciones comerciales.

Que la parte septentrional de ésta unidad geológica se continua en los campos petrolíferos del Ecuador, Colombia, Venezuela y México.

Y que por último, ésta misma unidad parece continuarse a través de los Estados Unidos de Norte a Sur, teniendo como eje la cadena de las Montañas Rocallosas, existiendo así una gran unidad petrolera en el Continente Americano que va del Polo Sur en Magallanes al Polo Norte en Alaska y teniendo en la Amazonía peruana, uno de los centros de mayor importancia con un potencial a penas explotado y con una espléndida aptitud para ser centro de una gran industria de petróleo.

ROCAS SEDIMENTARIAS EN CORRELACION A LA FORMACION DEL PETROLEO

Las rocas en general que más interesan al geólogo, se subdividen bajo cinco diferentes puntos de vista y son:

- 1.- Según su composición.- a) Rocas minerógenas (sencillas y compuestas).
b) Organógenas (zoógenas y fitógenas).
- 2.- Según sus compuestos.- a) Rocas con componentes minerales principales y accesorios, siendo las concreciones, secreciones e incrustaciones, parte integral de estas últimas.
- 3.- Según su estructura.- a) Cristalinos (de grano grueso, medio o fino)
b) Porfirísticas.
c) Vidriosas.
d) Clásticas (grueso, mediano, fino)
- 4.- Según su textura.- a) Macisos.
b) Pizarrosas.
c) Fluidales, esponjosas, porosas, colíticas, etc.
- 5.- Según su deposición.- a) Normales o sedimentados.
b) Anormales, como vetas, lacolitos, batolitos, éupulas (corrientes y cubiertas).

De interés para la geología del petróleo, son las rocas sedimentarias, o sean las que presentan deposición normal, de textura maciza, de estructura elástica y de composición organogénica.

Rocas sedimentarias.- Comprenden este grupo: rocas clásticas de grano: grueso, mediano o fino, conglomerados y areniscas.

En nuestro estudio, es decir, en la exploración de petróleo, in

teresan las rocas sedimentarias denominadas pséfitas y psamitas, las que según su grado de compactación se pueden dividir en sueltas y compactas, o afirmadas: sueltas: cantos rodados, detritos, arenas.

Compactos: conglomerados, precias y areniscas.

Un segundo grupo que interesa a la geología del petróleo está formado por los productos de la descomposición de feldespatos y que se compone a su vez de silicatos de aluminio hidratados con diminutos granos de arena cuarcífera; elementos accesorios, lo constituyen las micas y otros minerales provenientes de rocas ígneas.

Los óxidos o bien, los hidróxidos de hierro, originan el color de estas arcillas: rojo, amarillento, marrón, etc, mientras que los elementos orgánicos producen el color: gris, negro etc. como por ejemplo, las arcillas en sus diferentes formas, desde la caolina (forma más pura) hasta las margas. Como tercer grupo tenemos: las calizas, que para los estudios de petróleo carecen de importancia por su falta de porosidad tratándose de rocas macizas. Las subdividimos en: calizas de origen inorgánico y de origen orgánico. Tal vez en este sentido son las calizas margosas, rocas generalmente de estructura pizarrosa y con mucha frecuencia bituminosa.

Luego siguen las rocas silíceas, entre las cuales tenemos un grupo de origen orgánico como son: sedimentos formados por microorganismos (diatomeas y radiolarios) llamados trípoli.

Por último tenemos el grupo de rocas carboníferas, que son aquellas que se han formado por transformaciones de sustancias vegetales

o sea organógenos.

Estos no tienen mayor importancia para el geólogo de petróleo; se adjunta a ellos el grupo de las rocas de hidrocarburos; gaseosos, fluídos y sólidos.

RESERVORIOS DE PETRÓLEO Y SUS FACTORES

Está aceptado que los elementos indispensables para la existencia de un reservorio de petróleo o gas estriban en las siguientes propiedades:

- 1) -Una roca reservorio con espacio poroso interconectado;
- 2) -Una disposición adecuada, o trampa, para acumular y preservar el hidrocarburo.

Las rocas más propiadas para reunir y almacenar hidrocarburos son todas clases de arenas, hasta conglomeráticas, y aún sus compactaciones como areniscas, areniscas arcillosas y arenolutitas. Son también de importancia ciertos tipos de calizas, especialmente las dolomitizadas. Ahora bien, el petróleo y el gas tienden a migrar y fluir con preferencia en dirección hacia arriba, por lo que es necesario la existencia de una roca techo que evite el escape de los hidrocarburos. Generalmente esa roca techo puede ser arcilla, lutita, marga o caliza impermeable.

Por consiguiente se debe entonces afirmar, que una trampa es el elemento que capta y retiene el petróleo y gas, impidiendo su migración a otros lugares o pérdida definitiva. Este acomodo casi siempre consiste de una cobertura o vestimenta de roca impermeable que protege a la roca recipiente porosa y su contenido en aceite y gas. El límite inferior del reservorio puede estar compuesto en parte o en su totalidad de roca impermeable o estar constituido por el agua acompañante del petróleo. Esta agua actúa como soporte del pool de gas y petróleo y la presión que ejerce empuja al hidrocarburo contra los bordes de la trampa. Este límite con el agua infrayacente es llamado contacto aceite-agua ó gas-agua.

La prospección petrolera está encaminada en primer lugar hacia la búsqueda de secuencias ideales provistas de trampas en las rocas reservorios, ya que las trampas son los ambientes precisos donde el aceite y gas se están acumulando para constituir el pool. La parte de la trampa en que está localizado el pool, como unidad más simple de ocurrencia comercial, es el llamado reservorio petrolífero.

RESERVORIO PETROLIFERO

El volumen del reservorio petrolífero estará definido por la intersección del contacto petróleo-gas con la roca techo de la trampa. La cantidad de petróleo que guarde dependerá de su volumen y porosidad efectiva, de su presión y temperatura y de las proporciones de su contenido de gas, petróleo y agua.

TEORIA ANTICLINAL

La manera más común y frecuente para que una entidad litológica o formación permeable llegue a formar una trampa, es que se torcione, flexione o se pliegue, y que tome la disposición o diseño tipo anticlinal. Es precisamente, debido al hallazgo de esta clase de conformaciones, que en los comienzos de la industria petrolera, se creó y propagó la teoría anticlinal. Por esta se entiende que toda acumulación de hidrocarburos está relacionada con la presencia de estratos delineados como estructura combada o anticlinal, de suerte que los geólogos conducían sus esfuerzos en la búsqueda de anticlinales, domos y abovedamientos de esta naturaleza, desconociendo y dejando de lado otros factores geológicos que también pueden construir trampas,

HISTORIA DE LA TEORIA ANTICLINAL

Una de las primera referencias de la relación existente entre los anticlinales y la presencia de petróleo fué hecha cuando Sir William Logan describió en 1844 las manifestaciones de aceite cerca de Gaspé en el Canadá Oriental, las que afirmó ocurrían en anticlinales. Otros pioneros en este mismo campo han sido el Dr. Oldham, que en 1855 hizo las observaciones al respecto, en Birmania y sobre todo T. Sterry Hunt, quien en 1861, despues de vastas investigaciones en Ontario Occidental, comprobó la exactitud de este concepto, siendo él con toda razón el verdadero fundador de la teoría anticlinal. No faltaron otros promotores y pruebas, entre los cuales podemos mencionar a J.S. Newberry, J.P. Lesley, y sobre todo J.C. White cuyas conclusiones fueron ratificadas por el gran Eduardo Orton -que entre 1870 y 1880 llegó hasta el medio Huallaga- con la frase que perpetuo el concepto anticlinal: "Donde el plegamiento dispuso un patron anticlinal de estratos petrolíferos, puede considerarse oomo aprobado que éste tuvo influencia determinante en toda acumulación posterior de petróleo y gas" (1886 y 1889. La teoría logró corroborarse con las conclusiones obtenidas por los geólogos alemanes Hófer, Paul y Tietza, quienes, en forma independiente hicieron observaciones análogas en Galicia, Bokowina, Canadá, Ohio y Virginia.

Esta teoría, si bien ha perdido algo de su aceptación universal, sigue representando como un tipo verdadero de trampa, a toda estructura ción anticlinal-domal, aunque no reconocía en el tiempo de su auge el valor de muchas otras condiciones especiales que tambien llegan a producir trampas, como las trampas atectónicas o estratigráficas, de las cua

les se tratarán después.

TEORIA DE LAS TRAMPAS

El término trampa fué introducido por E.H. Mc Collough en 1934, y es aplicado a depósitos tan diversos en caracter como aquellos que se deben a lentes, variaciones de la porosidad local, truncamiento y traslapo, los formados por plegamiento, rotura y diapirismo, hasta los yacimientos establecidos con sello de asfalto.

Debido a que la deformación estructural es solamente uno de los patrones principales que determinan la formación de trampas y que muchos pools se han acumulado en otros tantos diversos tipos de trampas, se han hecho necesario utilizar un término más amplio, del que permitía la teoría anticlinal. Por consiguiente, el término "teoría trampa" o trampa simplemente, es en la actualidad más comunmente empleado, con el que se entiende un medio alguno que encierre el aceite y gas, cualquiera que sea su forma y origen.

ACERCA DE LA CLASIFICACION DE LAS TRAMPAS

Se han propuesto diversas clasificaciones de las trampas petrolíferas existentes. Prestigiosos geólogos han expuesto sus puntos de vista tratando de explicar adecuadamente los diferentes tipos de trampas. Así tenemos:

F.G. Clapp hizo en 1910 la primera clasificación detallada, modificándola en 1917. Finalmente en 1929 presentó la siguiente clasificación:

TIPOS DE TRAMPAS

- I.- Estructuras anticlinales
 - A -Anticlinales normales.
 - B--Pliegues anticlinales anchos.
 - C -Pliegues sobrepuestos.
- II.- Estructuras sinclinales:
- III.- Estructuras homoclinales:
 - A -Terrazas-flexuras estructurales.
 - B -Narices homoclinales.
 - C -"Ravines" homoclinales.
- IV.- Estructuras quaquaversales:
 - A -Domas en anticlinales.
 - B -Domas en homoclinales y monoclinales.
 - C- Domos de sal cerrados.
 - D -Domas de sal abiertos.
 - E -Estructuras domales causadas por intrusiones ígneas.
- V.- Discordancias.
- VI.- Arenas lenticulares.
- VII.- Cavidades y fisuras:
 - A -En calizas y dolomitas.
 - B -En margas y lutitas.
 - C -En rocas ígneas.
- VIII.- Estructuras por fallamiento:
 - A -En el ala superior y en el ala inferior.
 - B -Sobreempujes, sobrecorrimientos.
 - C -Bloques fallados.

En 1934, W.B. Wilson, dió a publicidad una clasificación más lógica y mejor organizada que la de Clapp, basada en la deformación local de los estratos, en los cambios de porosidad de las rocas, y en la combinación de los factores mencionados. La clasificación es la siguiente:

- I Reservorios cerrados.
- II Reservorios abiertos..
- III Reservorios cerrados:
 - A.- Reservorios cerrados por deformación local de los estratos:
 - 1 -Por plegamientos
 - 2 -Por erosión de los estratos.

3 -Desarrollados por fallas.

4 -Por combinación de plegamientos y fallas.

5 -Por intrusiones tanto salinas como ígneas.

B - Reservorios cerrados debido al cambio de porosidad de las rocas:

1 -Reservorios en areniscas causados por lentes de arena o variación de su porosidad.

2 -Zonas porosas lenticulares, en calizas y dolomitas.

3 -Zonas lenticulares en rocas ígneas y metamórficas.

4 -En estratos truncados y sellados:

a) Sobre ó entre deposición de rocas impermeables.

b) Cerrados por sellos de hidrocarburos pesados.

C -Reservorios cerrados por combinación de plegamientos y variaciones de la porosidad.

D -Reservorios cerrados por combinación de fallamiento y cambio de la porosidad.

II.- Reservorios abiertos; no tiene mayor importancia comercial

Clasificación de K.C. Heald, 1940 :

I. Formados por deformación local de los estratos.

II. Formados por la variación de la permeabilidad de la roca.

Clasificación de W. B. Heroy, 1941:

I. Deposicionales.

II. Diagenéticas.

III. Por deformación.

IV. Por combinación de las anteriores.

Clasificación de C.W. Sanders. 1943:

- I. Estructurales.
- II. Estratigráficas.
- III. Combinadas.

Clasificación de O. Wilhem, 1945:

- I Convexas.
- II Por cambio de permeabilidad.
- III Por adelgazamiento de los estratos (pinch out)
- IV Por diapirismo.
- V Por fallamiento.

Como se puede apreciar, existen muchas maneras de clasificar las trampas. En este trabajo se ha tomado como las más adecuadas, la de C.W.Sanders, que no solamente es sencilla sino también completa, ya que incluye todos los tipos de trampas posibles en solo una triple división. Por consiguiente a continuación se hará un estudio de los tipos de trampas que contempla Sanders, a saber: Estructurales, Estratigráficas y Combinadas.

TRAMPAS ESTRUCTURALES.- GENERALIDADES.- UBICACION.- CLASIFICACION.-

Plegamientos.- Falamientos.- Fracturamientos.

=====

GENERALIDADES:

Las trampas estructurales tambien son llamadas tectónicas, debido a que en su formación intervienen procesos tectónicos tales como plegamientos, fallas, fracturación en general, intrusiones y toda clase de accidentes endógenos.

Algunas trampas estructurales vistas desde abajo presentan una concavidad debido a una deformación local producida por tectonismo; otras no revelan este aspecto. Los límites de un pool contenido en una trampa estructural están determinados parcial o totalmente por la intersección del contacto agua-aceite con la roca techo, es decir con la roca impermeable que cubre la roca reservorio.

DESCUBRIMIENTO DEL PETROLEO

Por ser las trampas estructurales las más fáciles de observar y mapeary siendo las que brindan la mejor ayuda para el descubrimiento de petróleo y gas, los geólogos les han dedicado preferente atención como lo indica la costumbre general de designar como "estructura" cualquier tipo de trampas proveniente de la deformación de la secuencia rocosa.

Un rasgo importante de las estructuras, en especial en los anti-clinales, es que se extienden verticalmente a través de un gran espesor de formaciones ocasionando la gestión de una continua sucesión de trampas en toda la potencia efectuada. Debido a ésto, es un indicio de

por sí favorable el perforar una trampa estructural que afecte un gran espesor de sedimentos, aunque se desconozca todavía las características de la roca reservorio, como ejemplo de este caso tenemos el campo de Santa Fe Springs en California, en el cual un domo circular ha originado trampas en 25 rocas almacenadoras estratigráficamente diferentes, trampas conteniendo cada una un pool de petróleo separado.

PROGRAMAS DE EXPLORACION

Como la "estructura" es a menudo una trampa, incumbe pues localizar esta estructura. Se llega a su ubicación mediante los métodos o procedimientos que enumeramos a continuación:

1) -Mapeo Superficial: muchos plegamientos y perturbaciones acompañantes se extienden desde la roca reservorio hasta la superficie, donde bajo condiciones favorables pueden presentarse fácilmente mapeables.

2) -Muestreo: la toma de muestras a través de perforaciones poco profundas es de gran ayuda cuando los sedimentos estratigráficos están cubiertos por aluviones u otros materiales no consolidados.

3) -Mapeo del subsuelo: se realiza a mayor profundidad, utilizando se diversos registros de pozos, tales como eléctricos, de rayos gama, neutron, de perforación, de muestras tanto litológicas como paleontológicas, de análisis de cores y del lodo, de temperatura, dipmeter (que determinan el dip de las formaciones alrededor del pozo) etc.

El grado de veracidad de los mapas obtenidos con los registros, depende del número de pozos a través de los cuales se han tomado las observaciones y la mayor o menor exactitud de dichas informaciones.

Se puede emplear además otros métodos geográficos:

1) -El magnético: que mide la intensidad magnética de las rocas.

Como ejemplo se presentan diversos valores de susceptibilidad magnética para algunas rocas:

Anhidrita -----	1×10^{-6}	- 6 a -	10×10^{-6}
Caliza -----	3.8×10		
	5×10	- 6	
Arcilla -----	15×10	a	40×10^{-6}
carbón -----	debajo de 2×10		

Este método emplea los magnetómetros vertical y horizontal.

2) -El gravimétrico: determina las estructuras mediante la densidad de las rocas.

Tabla de densidad de algunas rocas:

Lutitas -----	1.43
Areniscas -----	2.00 - 2.70
Calizas -----	2.60 - 2.84
Sal -----	2.17
Rocas ígneas ácidas -----	2.60 - 2.80
Rocas ígneas básicas -----	2.80 - 3.40

Este método utiliza como instrumentos: péndulos tanto simples, compuestos y de doble suspensión, balanza de torsión y gravímetros. El gravímetro es el más usado dando solo el valor relativo de la gravedad, mientras la balanza de torsión da el valor absoluto: dirección y magnitud.

Existe un paralelismo entre el método gravimétrico y el magnético:
a) No hay control en profundidad.

- b -Sólo denuncian la presencia de estructuras.
- c -Es necesario aplicar método adicional para determinar el tipo y profundidad de la estructura.
- d -Las curvas de anomalía son semejantes.
- e -Ambos son rápidos y de no muy alto costo.

3) -El sísmico: la exploración sísmica depende fundamentalmente de la propagación de las ondas en un medio elástico. Los impactos producidos en la superficie por las cargas explosivas, producen vibraciones que son recogidas por unos sismómetros de diseño especial y son registrados en los simogramas.

LAS TRAMPAS

De acuerdo a las causas que las originan, las trampas pueden ser:

- 1 -Por plegamiento.
- 2 -Por fallamiento.
- 3 -Por fracturamiento.
- 4 -Por intrusión, generalmente de sal.
- 5 -Por combinación de las anteriores.

1.- Por plegamiento:

Los plegamientos provienen, en general, de movimientos horizontales y verticales de la corteza terrestre.

Los pliegues en las grandes fajas orogénicas se pueden explicar como debidas a:

- a -Compresión horizontal.
- b -Un par de fuerzas horizontales.
- c -Difusión de corriente.

Alguns pliegues, usualmente los de forma de domo se deben a:

- d -Fuerzas verticales: Intrusión ígnea, intrusión de sal etc.
En menor escala se consideran:
- e -Compactación diferencial de los sedimentos.

Las trampas que se han producido por plegamientos abarcan una gama de estructuras primarias y toda una carava de estructuras secundarias y accesorias, por lo que suelen formarse trampas de toda índole con respecto a conformación, capacidad, tamaño y valor práctico. Estas propiedades, más bien muy individuales, no las tocamos en más detalle en la presente memoria, ya que cada uno de estos rasgos tienen un aspecto diferente que cambia de trampa a trampa. Lo que a primera vista es de importancia fundamental de una trampa es la particularidad de su cierre es tructural, presentándose como de menor importancia las características tales como el espesor de la roca reservorio, la porosidad efectiva, la presión del reservorio y las condiciones de flujo a través de la roca de retención.

Se ha constatado que existen indicios y señales definidas de plegamientos en considerable cantidad de trampas, unas veces en mayor escala, otras veces en menor grado. Sin embargo cabe mencionar aquí que ocurre también plegamiento atectónico, producido por soliflucción, derepción in tramarina, "slumping" etc., generalmente durante los procesos diagenéticos, por lo que son combinados con la depositación. En todo caso, si la gestación de la trampa es el plegamiento, entonces éste da el nombre al medio así formado.

Una trampa realizada por plegamiento está raras veces libre de fallas, y a no ser que la falla o fallamiento minúsculo pueda ser observado en la superficie, será muy difícil localizarlo con los métodos de ma peo de subsuelo-especialmente en el caso de rechazos pequeños-, siendo

preciso que alguna perforación lo atravesase.

Muchos pliegues y estructuras concomitantes cambian de forma, tamaño y amplitud al aumentarse la profundidad, o se desplazan lateralmente en el pase de la superficie al reservorio, también sucede que el pliegue a mayores profundidades no se mantiene paralelo al pliegue desarrollado superficialmente. Todas estas circunstancias pueden afectar enormemente la posición de los pools y los puntos de perforación favorable, de manera que un pozo localizado en la culminación superficial de un pliegue ideal puede encontrar escasa o ninguna evidencia de plegamiento en el nivel de la roca reservorio o sea en el supuesto pool. Semejantes discrepancias se deben a las siguientes causas:

- a -Convergencia del conjunto de los estratos que intervienen; es un caso bastante frecuente.
- b -Plegamiento repetido en el transcurso de los tiempos, afectando las entidades estratigráficas en forma desigual; observado a menudo: campo Erath, Louisiana; Oklahoma City fold; Venezuela oriental; Zagros-Irán suroccidental.
- c -Plegamiento paralelo, agudizándose el cierre en profundidad, con posible desaparición del anticlinal en suficiente profundidad.
- d -Plegamiento discordante y diapírico; Caúcaso; Cárpatos; muchos campos en el Medio Oriente; Rusio Central y Siberia.
- e -Cerros enterrados; muy frecuente; Baja California; Ozarks; Persia.
- f -Plegamiento asimétrico; muy a menudo; en casi todo el país productor.
- g -Existencia de otra deformación en profundidad ocultada por discordancia sepultada; frente: Kansas; Nebraska; Oklahoma; Medio Oriente.

h -Sobrescurrimiento cabalgando encima estructura diferente infra-
puesta; relativamente frecuente; California, Rumanía, Irán.

i -Solución y erosión del subsuelo de evaporitas, etc., que por
"slumping", colapso, etc., producen en la superficie toda clase
de estructuras fantasmas, pseudo estructuras, estructuras erráti-
cas que muy a menudo están completamente en desacuerdo con las
estructuras más profundas; Texas Occidental; Persia.

2.- Por fallamiento:

Las fallas con las interrupciones de la continuidad constituyen ro-
turas a lo largo de las cuales las paredes y alas opuestas se han movido
con relación al plano de la dislocación.

El caracter esencial de una falla es un tipo, si es normal o inversa,
tambien hay fallas compuestas, complejas y aún manojos, enjambres, zonas
y grupos de fallas, etc. No consideramos que este sea el lugar más ade-
cuado para entrar en detalle en este tema. Sin embargo es bien conocido
el hecho que los movimientos causantes de estos accidentes engendran
cuadros tanto simples y ordenados coheterogeneos e intrincados, que a
la postre resultan con bastante frecuencia generadores de la formación
de trampas productivas.

Según enseña la práctica, el fallamiento constituye a veces la úni
ca causa del origen de la trampa, pero no rara vez se combina con otros
factores, tanto estructurales como estratigráficos, para establecerla.
Donde las fallas no ofrecen un sello completo, pueden servir de venícu-
lo a toda clase de hidrocarburos, aguas mineralizadas, etc., provocando
así en la superficie las diferentes manifestaciones petrolíferas.

Los pools encontrados en trampas y que han sido realizadas por fa-

llas normales, casi siempre están en el lado superior, o mejor expresado debajo de las fallas.. Las rocas en el lado inferior de la falla se encuentran soportando una mayor presión que antes del fallamiento, lo cual puede explicar la carencia de petróleo y gas ya que estos se desplazan con la gradiente de presiones. Las trampas en las cuales el aceite y gas han sido atrapados en el lado inferior de la falla son relativamente raras, y su ocurrencia se explica por una combinación de fallas secundarias, variaciones de permeabilidad, plegamientos a lo largo de dicho lado inferior. Muchos de los pools en la costa del Golfo, en la parte sur de Texas y Louisiana se encuentran en el lado inferior de las fallas normales, ó sea encima de las superficies de rotura.

Las trampas formadas por fallas inversas y las "thrust faults" pueden estar situadas arriba o debajo del plano de falla. La trampa puede encontrarse limitada de un lado por la falla, pero frecuentemente está formada por plegamiento asociado con "trustfaulthing" o sea una combinación de dos fallas inversas en forma de cuchillada, como se nos demuestra la estructuración del campo de Turner Valley. Alberta-Canadá.

En todo caso es de importancia cardinal poder reconstruir el cuadro original, paleogeográfico, es decir indicar la posición del hidrocarburo en tiempo del fallamiento y/ó thurusting, y la forma de la trampa efectuada en aquellas primeras convulsiones, para de allí inferir acerca de la migración, pérdida y acumulación restante, durante y al final de los eventos geocronológicos totales. Entre los muchos pools situados en trampas causadas por fallas podemos citar: Richland pool, Navarro County-Texas; pools en Pennsylvania: NW del Perú; Rumanía; Cáucaso; Polonia; Sumatra; Borneo etc.

3.- Fracturamiento-Quebrajamiento:

Ocurre a menudo que rocas frágiles y quebradizas tales como son en general las rocas almacenadoras, se están rompiendo, desmenuzando y hasta triturando "in situ" por causas y fuerzas internas diferentes.

Este fenómeno no tiene que estar necesariamente en relación con plegaduras o cambios litológicos dentro del reservorio. Sin embargo sucede que el fracturamiento puede ser causado por fallamiento o por plegamiento. En el caso del plegamiento, la zona fracturada puede ocupar espacios grandes, mientras que en el caso de fallamiento la roca rota y triturada presenta una producción limitada a una faja angosta alrededor de la falla.

Las rocas reservorio fracturadas deben estar seguidas por rocas sin fracturamiento, de otra manera el petróleo y el gas escaparían.

Las mejores condiciones estratigráficas para la producción en este tipo de trampas ocurren cuando las fracturas se han producido en rocas duras y quebradizas tales como calizas, dolomitas, etc., y si éstas se encuentran cubiertas por una roca de diferente competencia o sea plásticas y suaves como son las pizarras. Sin embargo se tiene por regla general que en grandes potencias de calizas solo se fracturan ciertos horizontes y sobre cierta distancia.

Las trampas formadas por fracturamiento y que contienen aceite y gas, varían en su tamaño, número y distribución. Ocurre así que en campos con rocas poco deformadas, las fracturas son pocas y bastante especiales, dando lugar a una buena cantidad de pozos secos; mientras que cuando las rocas son frágiles y bastante deformadas, el quebrajamiento y despedazamiento son mayores y más juntos y suelen producir con mayor frecuencia.

La producción en este tipo de trampas tiene características especiales:

- a -La producción aumenta repentinamente;
- b -Las muestras de las rocas reservorio no presentan signos de porosidad, solamente se observan fracturas, o un enjambre de fracturas; si la roca es porosa, la permeabilidad es muy baja;
- c -La producción se encuentra a diferentes profundidades en el mismo horizonte petrolífero.
- d -En el desarrollo de sus áreas puede tenerse muchos pozos secos;
- e -Los pozos cercanos y en el mismo horizonte pueden tener diversa producción y no interferirse entre ellos;
- f -Así mismo algunos pozos pueden afectar la producción de otros a pesar que se encuentran muy lejos de ellos;
- g -Es muy difícil, en trampas de esta clase, determinar la porosidad y el espesor del horizonte productivo, así como sus reservas.

Como ejemplo de este tipo de trampas tenemos el campo de Florence (Colorado) en el cual el petróleo se encuentra en la porción fracturada de la Pierre Shale (Cretácico). Esta roca no presenta plegamiento ni tampoco ocurre cambio litológico en su despliegue; en la parte donde termina el fracturamiento, finaliza también toda acumulación o producción.

-----=====

TRAMPAS COMBINADAS.- DOMOS DE SAL: Distribución- Origen.- Salt Core y Cap Rock.- Influencia de los domos de sal en la formación de trampas.

TRAMPAS COMBINADAS

Trampas de esta clase combinan elementos estructurales con otros estratigráficos en proporción más o menos igual. Una trampa combinada se compone de dos etapas o fases:

- a -Una fase en que participa un elemento estratigráfico, que originó la terminación o borde de la roca reservorio en forma porosa y sobre todo permeable.
- b -Una fase en que participa un elemento estructural, que finalizó la trampa por deformación.

Ninguno de los dos elementos bastaron por sí solos para permitir la formación de los reservorios respectivos y la subsiguiente acumulación y preservación del petróleo y gas.

El elemento estratigráfico puede haberse formado durante la deposición y procesos diagenéticos de la roca, o más tarde por eventos propios.

El elemento estructural constituir procesos de plegamiento sobrepuje, rotura y fallamiento, o una combinación de los mismos que suelen haber intervenido generalmente después de la operación efectuada por el elemento estratigráfico.

Como ejemplos de este tipo de trampas citamos:

El Campo Montebello en Los Angeles County, un campo de múltiples arenas, en el cual se hallan numerosos pools en trampas combinadas que

se componen de arenas Terciarias, lenticulares, en acuñamiento, plegadas y falladas. El Campo Rodessa del Noreste de Texas, que representa una trampa combinada muy productiva, formada por la intersección de la caliza infracretácea en forma y posición "pinch-out up-dip" con una falla. El Campo Carthage de Panola County en Texas Oriental, con una trampa análoga a la anterior -acuñamiento con pérdida gradual de la porosidad de la caliza colítica infracretácea en dirección up-dip, afectada con abovedamiento y menores fallas-, estimado de contener 5 trillones de pies cúbicos de gas. El Capo Poza Rica de México, como el Campo Mene Grande de Venezuela, cuyas colosales cifras de producción se conocen y cuya geología del subsuelo ilustra inmejorablemente el efecto benéfico de las trampas combinadas en base de terminación up-dip de la permeabilidad y subsiguiente alabeo y fallamiento.

DOMOS DE SAL

Los geólogos siempre han prestado un gran interés a los domos de sal, no solamente por su contundente aporte económico, sino también por sus especiales características y origen.

Los domos de sal intervienen en la formación de una vasta variedad de trampas ya sean estratigráficas, estructurales como combinadas. Merced a las portentosas cantidades de gas y petróleo que se han producido de dichas trampas, es innegable la importancia que tienen estos domos, en la industria petrolera.

Los domos no son otra cosa que intrusiones o inyecciones de rocas salinas en los conjuntos deposicionales superpuestos; y si bien las estructuraciones domales también pueden ser delineadas por intrusiones de rocas ígneas, son muchos más importantes las formadas por el emplaza--

miento de evaporitas, debido a que la gran mayoría de las trampas producidas por intrusiones se encuentran en sedimentos asociados con chimeneas o "stocks" de sal.

Distribucion:

Los domos de sal presentan una amplia distribución a través de ambos hemisferios. Ocurre así desde el Ítmo de Tehuantepec en México a lo largo del Golfo hasta Texas, Louisiana y Mississippi y también se les conoce en Utah, Wyoming y Colorado, en su totalidad, productores muy apreciables. Cuellos y diapiros de sal localmente ocupando enorme escala existente en España, Francia, pero particularmente en Alemania, Galicia, Rumanía, Rusia Meridional y en vastas áreas alrededor del Golfo de Persia, en la plataforma arábiga iraní, con trampas y producciones estu-
pendas.

Origen:

Ha sido siempre objeto de mucho interés el origen de la sal y la gestación de los domos salinos. Teorías ya antiguas, incluyendo la intrusión volcánica y la cristalización de la sal no fueron suficientes para ofrecer una explicación llana, comprensiva e integral de las combaduras domales de sal. Tan solo la teoría del flujo plástico ha sido considerada adecuada para aplicar las características siguientes:

- a -La intrusión de sal en los techos fracturados de los anticlinales, como son típicas en Alemania y Rumanía.
- b -El levantamiento y el truncamiento de los estratos sedimentarios que se encuentran suprayaciendo a la sal, como ocurre en la costa del Golfo.
- c -La presencia de las cap-rocks como sucede casi sin excepción.

d -El bandamiento o textura cinteada de las masas salinas.

Esta teoría tiene como premisa básica el comportamiento de la sal como líquido viscoso o como sustancia plástica muy capaz de fluir. Muchos investigadores han demostrado hasta en el laboratorio, que la sal puede fluir plásticamente, H. Stille, K. Krejci-Graf, D.C. Barton, L.L. Nettleton y más recientemente R. Balk han estudiado el mecanismo del flujo de la sal, aplicado especialmente a la génesis de las estructuras diapíricas salinas de Alemania, Rumanía y de la costa del Golfo.

La combinación de la plasticidad y de la baja gravedad específica permite el flujo hacia arriba, de la sal, intrusionando en los sedimentos suproyacentes.

La sal, en condiciones normales, posee una gravedad específica de 2.2, este valor se mantiene constante aunque se aumente la presión por causa de la profundidad. Ahora bien, los sedimentos, en especial de la costa del Golfo, si bien en condiciones normales tienen una gravedad específica algo menor que la de la sal, ese valor aumenta con la profundidad alcanzando 2.4 a la profundidad de 3000 metros.

Algunas combinaciones de las condiciones críticas tienen a darle más plasticidad a la sal ocasionando el flujo de ella hacia zonas de menor presión. Dichas condiciones dependen de varios factores:

- a -Composición, carácter, espesor y relación estratigráfica de la formación salina.
- b -La temperatura de la formación salina, la que aumente 1°C por cada 32 metros de profundidad.
- c -La presión de la formación salina la que aumenta 1 psi. por cada 0.30 metros de profundidad.
- d -El contenido de agua de la formación salina y de las rocas adya-

centes.

Una ojeada al historial del origen de los domos de sal de la costa del Golfo da el siguiente cuadro:

- a -En el Pérmico o en Jurásico se acumuló la sal en depósitos formacionales de evaporistas.
- b -Durante la sedimentación de las formaciones del Terciario, comen zaron movimientos horizontales.
- c -La formación salina tenía una superficie superior irregular debi do a que la intrusión resultó desigual y no coincidía con la for ma del plegamiento pre-existentes a dicha intrusión.
- d -Ligeras intrusiones de sal de baja densidad en los sedimentos su periores de mayor densidad, producen una presión diferencial ha cia la sal, la cual junto con el aumento de temperatura, vencen la resistencia de la sal ocasionando un flujo hacia arriba en for ma de masa plástica. El proceso se repitió algunas veces durante el Terciario.
- e -El movimiento continúa hasta que se alcance el equilibrio.

Salt Core - Cap Rock:

Todos los domos de sal contienen una masa central de sal que ha intru sionado en los sedimentos suprayacentes.

En muchos de los domos salinos de la costa del Golfo, los núcleos de sal tienen un diámetro de 1.5 a 6.5 Km. ; en el Irak el diámetro pro medio es de 6.5 Km.

La profundidad del tope del tapón o plug de sal es muy variable y de acuerdo a esta profundidad se puede hacer una clasificación aproximada de los domos salinos:

- a -De la superficie hasta 600 metros: Tipo piercement o diapiro a-florante, (los que atraviesan totalmente los estratos encima de ellos).
- b -De 600 metros hasta 1800 metros: domos intermedios.
- c -Más de 1800 metros: domos profundos.

Tambien se les puede clasificar de acuerdo a la edad:

- a -Jóvenes: caracterizados por anticlinales y domos con core núcleo de sal infrayacente.
- b -Maduros: núcleos de sal con paredes verticales, y en los cuales se ha comenzado a depositar el cap rock.
- c -Viejos: en éstos se ha formado un cap rock bastante grueso generalmente con overhang o colgaduras.

El núcleo de sal está constituido en un 90 a 95% de halita (Cl Na) y una cantidad variable de material insoluble (5 a 10%); la anhidrita (SO_4Ca) forma en una gran mayoría este material, encontrándose en menor cantidad dolomita, calcita, cuarzo etc. Raras veces se hallan fragmentos de areniscas, lutitas etc. El núcleo de sal presenta textura bandeada "estratificada" por la fluxión. Las formaciones situadas al lado o encima de los tapones de sal, están cortadas y hasta muy transtornadas por numerosas fallas, excepto en el caso de los piercement domes que ya están estrujados hasta la superficie.

En los domos de la costa del Golfo y en los de Alemania se encuentran presente una capa rocosa encima del tapón de sal, que es el llamado cap rock. Su espesor puede llegar hasta 300 metros, pero generalmente tiene un espesor promedio de 75 a 120 metros.

La composición del cap rock varía a lo largo de su potencia. En su

base, descansando directamente sobre el tapón de sal, se halla una capa de anhidrita, seguida por una zona en la que el yeso y la anhidrita están mezclados; en el tope está localizada la calcita. La zona de anhidrita es la más potente. En los domos que poseen una capa bastante gruesa de calcita, se encuentran encima de ella, cantidades comerciales de azufre proveniente, verosímilmente, de la destrucción de la anhidrita; también existe azufre en la zona de transición entre el yeso y la calcita, sin embargo, azufre libre rara vez ocurre en la masa compacta de sal es decir en el núcleo.

En muchos lugares de la costa del Golfo, las lutitas, arenas y arcillas que se encuentran encima del cap rock, a menudo se hallan cementadas, sirviendo como cemento el carbonato de calcio, de manera que forman una roca dura denominada "false cap" o falso cap rock. A veces los perforadores confunden este falso cap rock con el verdadero.

Se distingue la falsa capa por su mayor contenido de materiales plásticos:

El origen del cap rock fué discutido por varios geólogos, así tenemos: M.A. Hanna, "Geology of Gulf Coast Salt Domes" Problems of Petroleum Geology (Am Assoc. Petrol. Geol., 1934).

R.E. Taylor, "Origin of Cap Rock of Louisiana Salt Domes", La. Geol. Survey, Bull. 11 (1938)

L.S. Brown, "Cap Rock Petrography" Bull. Am. Assoc. Petrol. Geol., Vol. 15 (May. 1931)

M.L. Goldman. "Origin of the Anhydrite Cap Rock of American Salt Domes", U.S. Geol. Survey, Prof. Paper 175 (1933).

Las dos teorías más importantes acerca de la génesis del cap rock son: el cap rock fué una formación de anhidrita y caliza que reposa so-

bre la formación de sal. Cuando se produjo la intrusión del tapón, éste levantó la formación superpuesta, formándose una patena en el tope del tapón. Esta teoría no ha sido muy aceptada debido a que no existe deposición sedimentaria en el cap rock; si fuera cierta la teoría, debería presentarse la deposición mencionada.

La otra teoría, más aceptada, dice que el cap rock es una concentración de los constituyentes insolubles de la formación salina, tales como la anhidrita y carbonatos.

En algunos domos, la sal se proyecta formando colgaduras de sal, adoptando la forma de hongos. En estos casos, cantidades apreciables de petróleo se encuentran en los sedimentos situados debajo de las colgaduras, atrapadas en recipientes a menudo muy complejos.

Influencia de los domos de sal en la formación de trampas petrolíferas:

Cuando los tapones de sal en las relativamente blandas e incompetentes lutitas y areniscas arcillosas del Terciario, tal como sucede por ejemplo en la costa del Golfo, ellos afectan la secuencia y disposición de los sedimentos comprometidos dando lugar a la formación de de una gran cantidad de trampas.

Al atravesar el tapón de sal se producen evoluciones neoestructurales: plegamientos primarios y secundarios, fallamientos fracturas; hasta fundamentales cambios estratigráficos. Todos estos accidentes y convulsiones son capaces de originar características idóneas para la acumulación del petróleo y gas. Por consiguiente en una región donde existen domos de sal se pueden encontrar muchos pools separados.

Las acumulaciones de petróleo relacionados con estos domos presentan las características siguientes:

- a -La acumulación se produce en trampas muy variadas:
en cap rock porosas,
en areniscas suprayacentes plegadas,
en areniscas de los flancos.
- b -La producción es muy a menudo muy rica.
- c -Se requiere gran precisión en la ubicación y mucha destreza técnica al perforar los pozos debido a que los pools tienen áreas pequeñas y a la dificultad que ofrece la sal a la perforación.
- d -Las presiones son anormales altas en proporción con las que deberían ser de acuerdo a la profundidad.
- e -La perforación resulta bastante cara y a veces arriesgada y difícil.
- f -El petróleo es de baja gravedad API.
- g -La producción del cap rock se obtiene totalmente de la capa de calcita la cual ha aumentado su porosidad y permeabilidad por efecto del fracturamiento.
En los campos Spindletop, Soar Lake, Batson y Humble se han producido 189 millones de barriles de petróleo del cap rock. De acuerdo con A. Deussem, "Oil Producing Horizons of the Gulf Coast in Texas and Louisiana", Gulf Coast Oil Fields (Am. Assoc. Petrol. Geol. 1936), todos los campos en los cuales se produce del cap rock, fueron descubiertos entre los años de 1901 y 1905.
- h -La producción de los pools situados en los flancos del domo es bastante alta lo cual es debido al espesor de las areniscas productoras y al gran número de areniscas que producen.

i -La producción en las areniscas plegadas por efecto de los domos es mucho más importante que las que se tienen en el cap rock y en los flancos.

Además de los domos de sal de la costa del Golfo, existen otras vastas zonas que presentan pools muy productivos relacionados con domos de sal. Así por ejemplo: en el distrito de Emba, al norte del mar Caspio, en Rusia, han sido determinados 300 domos de sal. La sal ocurre sobre un área de 500 Km² y se supone que sea del Pérmico. La producción de petróleo proviene de las areniscas Jurásicas que se encuentran en los flancos de los domos. También la inmensa mayoría de la producción actual de Alemania proviene de domos salinos de diferente estructuración y muy diferente tipo de trampa así creadas; esto ha sido demostrado en los trabajos y resúmenes de los últimos años del Jefe de la Industria Petrolera Alemana.

Prof. A. Bentz.

EN LA REGION ORIENTAL están en mayoría las "estructuras" particularmente los plegamientos que se traducen en la existencia de anticlinales y domos, así mismo hay trampas del tipo estructural estratigráfico, es decir combinadas. Conforme progrese la exploración y se obtengan más datos se podrán determinar las trampas puramente estratigráficas.

EN LA REGION DE PIRIN (andina), cuya tectónica es muy compleja puede existir estructuras favorables para la acumulación del petróleo, así el campo petrolífero de Pirín estuvo produciendo de una trampa formada por una falla que corta al Terciario.

CONCLUSIONES

- 1 -Una trampa es el medio que capta, reúne y retiene el petróleo y el gas.
- 2 -Existen diversas clasificaciones de las trampas petrolíferas, siendo la más lógica y adecuada la de C.W. Sanders que en 1943 propuso una triple división: ESTRUCTURALES, ESTRATIGRAFICAS Y COMBINADAS, en la cual incluye todos los tipos de trampas posibles.
- 3 -Hay una gran variedad de factores geológicos capaces de causar la formación de una trampa, presentando cada una condiciones únicas de combinación de dichos factores.
- 4 -Las trampas estructurales están relacionadas íntimamente con el grado de deformación de la roca reservorio, mientras que las estratigráficas resultan principalmente de los cambios de facies.
- 5 -Las mayores acumulaciones de petróleo y gas ocurren en las trampas estructurales.
- 6 -Las dos características más importantes de las trampas estructurales son: el gran número de condiciones estructurales que puede ocasionar trampas y el hecho de que las trampas puedan extenderse verticalmente a través de un gran estor de rocas potencialmente productivas.
- 7 -Las trampas estratigráficas presentan problemas de exploración muy diferentes a los que presentan las estructurales.

APLICACION A LA REGION ORIENTAL DEL PERU

Región Oriental

En el Oriente peruano, los numerosos plegamientos traducidos en la existencia de anticlinales, domos y accidentes relacionados con ellos, son altamente capaces de almacenar y retener el petróleo. Otras disposiciones favorables para la concentración y retención del aceite y gas lo constituyen la gran cantidad de discordancias existentes, particularmente las angulares.

El cinturón subandino limitado al Oeste por Los Andes y por el Este por el río Ucayali, está formado por estructuras originadas o engendradas por plegamientos elongados con orientación NW-SE. Los plegamientos individuales son anticlinales asimétricos, siendo sus dips suaves en las alas, tendidos y empinados en los flancos erguidos, estos anticlinales son algunas veces subempujados; también ocurre la intrusión de evaporitas originando una disposición arquitectónica muy especial con la probable formación de trampas en los flancos del núcleo salino. Los principales elementos estructurales en estas áreas subandinas son: el domo de Ganso Azul que se encuentra en el margen occidental de la gran llanura amazónica. El campo petrolífero de Ganso Azul, descubierto por los Geólogos R.M. Morán y D.Fye en 1928 -se reconoció la estructura domal desde un avión- produce de una serie de areniscas y arcillas esquistosas con intercalación de arcilla multicolor (Cretácico Inferior). Su producción fué en 1957 de 780,330 bbl. de petróleo y abastece el consumo interno de la zona del oriente peruano: el anticlinal de Aguaytía; el domo de Pisqui; el anticlinal de Cushabatay; los domos del Huallaga y Tarapoto; el anticlinal de Yurimaguas.

En la región comprendida entre el valle del Ucayali y el Brasil tenemos como estructuras principales el levantamiento de Contamana constituido por un anticlinal largo, muy asimétrico y corrido por fallas "en echelon"; el domo de Contaya, bastante deformado (el área de Contaya presenta dos ciclos principales de plegamientos); el anticlinal de Maquía, llamado antiguamente anticlinal de Cachiyacu, estructura secundaria entre el Ucayali y el levantamiento principal de Contamáná. La Compañía El Oriente ha encontrado petróleo en dicha estructura, los primeros tres pozos situados en la cresta han producido 500 bbl. diarios de petróleo de 38 API, en la arenisca de Azúcar del Supra Cretácico.

En la zona o cuanca del Madre de Dios existen muchos anticlinales con buenas indicaciones de petróleo. Dichas estructuras tanto largas y angostas como cortas y anchas, algunas aparentemente con cuellos de sal, tipo dispiros que constituyen trampas tectónicas y de combinación. En la actualidad delineaciones estructurales no reciben la debida atención por su relativa inaccesibilidad y lejanía.

=====

TRAMPAS ESTRATIGRAFICAS.- GENERALIDADES.- CLASIFICACION: PRIMARIAS:
Lentes y cambios de facies en Rocas Clásicas é Igneas.-Lentes y
cambios de facies en Rocas de origen Químico.- SECUNDARIAS.- LOCA
LIZACION DE LAS TRAMPAS ESTRATIGRAFICAS.-

GENERALIDADES

El nombre de trampas estratigráficas define un tipo de trampas originada por una variación lateral o vertical en la litografía de la roca reservorio o una interrupción en su continuidad.

El límite entre ambas rocas, la permeable y la impermeable determinarán la extensión del reservorio; puede ser brusco y gradual, en este caso el límite consta más bien de una transcripción. Esta condición semejante puede ser local o regional en extensión, y el cambio en la permeabilidad puede ser parcial o totalmente responsable de la formación de la trampa.

Muchas trampas estratigráficas presentan elementos estructurales excepto aquellas en forma de lentes y arrecifes orgánicos en posición original.

Ya que es difícil deferir una demarcación exacta entre las trampas estructurales y las estratigráficas y en vista que muchas trampas estan determinadas por causas estructurales como estratigráficas por igual, por lo tanto se le consideran como combinadas:

Las trampas estratigráficas se dividen en dos clases:

1º.- PRIMARIAS.

2º.- SECUNDARIAS.

1º.-TRAMPAS ESTRATIGRAFICAS PRIMARIAS

Este tipo de trampas es el resultado directo de la deposición ambiental, es decir, del carácter del material de la roca reservorio y de las condiciones bajo las cuales se acumuló dicho material.

La superficie del límite superior impermeable de estas trampas así como la porosidad efectiva de la roca reservorio es esencial--

mente el producto de procesos sedimentarios primarios; de manera que esta clase de trampas son llamadas también deposicionales--diagométricas.

Las trampas primarias se pueden dividir en dos grupos generales:

- a) -Lentes y cambios de facies en rocas clásticas é ígneas.
- b) -Lentes y cambios de facies en rocas de origen químico.

a)-Lentes y cambios de facies en Rocas Clásticas e Igneas.-

Uno de los tipos más comunes de trampas puramente estratigráficas lo constituyen los llamados lentes de areniscas. Este término indica aquellas areniscas que por las condiciones de sedimentación particulares, se depositaron en cuerpos distintos y separados, cada uno de ellos rodeado completamente de materiales impermeables, generalmente de lutitas: resulta entonces que estas conformaciones son cuerpos lenticulares de roca porosa y permeable rodeados de sedimentos impermeables.

Las arenas lenticulares varían en su forma y tamaño desde depósitos de arenas largos y angostos llamados shoestring sands, hasta lentes de forma semejante irregular.

Está muy generalizada la idea de que este tipo de lentes son, unos, relleno de canales (chamel fillings), y otros, los denominados "offshore sands bars".

Las características principales del relleno de canales son:

- 1.- El depósito presenta base convexa vista desde abajo, debido a que la arena llena un valle pre existente;
- 2.- Los depósitos están constituidos por una gran variedad de materiales y por lo tanto la textura, composición y tamaño de los granos varían considerablemente;
- 3.- Los depósitos muestran, en plano, una forma simosa.

Como ejemplo podemos mencionar el campo Maikop en Rusia, contiene pools en arenas y conglomerados del terciario, depositados en canales que se extienden alrededor de ocho kilómetros.

Las características principales de los offshore bars son:

- 1.† Presentan una base plana mientras que su superficie superior es cóncava, vista desde abajo;
- 2.- Los depósitos individuales poseen flancos rectos;
- 3.- En el lado opuesto a la plano -hacia el mar- el contacto entre las arenas y las lutitas generalmente es diferido y marcado, mientras que en el lado que da a la plano -hacia el continente- las arenas pasan a lutitas y mudstones;
- 4.- Los contornos que unen puntos de igual litología se encuentran paralelos a los lados del depósto.
- 5.- El arreglo o sea la selección es más uniforme que en los depósitos de relleno de canales
- 6.- La producción es más uniforme.

Como ejemplo se nombrarán los shoestrings sands pools de Greenwood Butler Comties en Kansas que son considerados como affshore sand bars depositados a lo largo de la costa oeste del mar Cherokee (del Pensylvaniano).

En la parte central de la península Sur de Michigan se encuentran grandes reservas de gas en un grupo de pools situados en lentes de arenas que representan offshore bars depositados por el mar del Missisipiano; la roca reservorio es la arena Michigan "Stray" situada sobre la formación Marshall superior.

El Music Momtain poll al noroeste de Pennsylvania, se encuentra en un offshore bar del Devónico Superior.

La práctica ha demostrado que la exploración de shoestring pools

presenta bastantes dificultades debido a que su localización es independiente de la deformación o plegamiento de las deformaciones suprayacentes; de tal manera se requieren muchos pozos de pruebas para tener una exploración fructífera.

Cambios de facies: Un cambio de facies es una gradación lateral (también puede ser un cambio brusco, aunque éste es más raro), dentro de una formación o grupo de rocas. Este cambio es el resultado de la deposición contemporánea de rocas de diferentes caracteres.

Si la diferencia es litológica tendremos un cambio de litofacies y si la diferencia estriba o se refiere al contenido fosilífero estaremos en el caso de un cambio de biofacies. El paso gradual de una litofacies de roca permeable a otra impermeable es la causa de muchas trampas.

Citaré como ejemplo el campo Bryson-Texas que posee trampas formadas por la graduación de areniscas a lutitas y silstone. En el campo Benton en Illinois, aunque la causa principal de la trampa es un anticlinal, también interviene un cambio de facies de areniscas a lutitas en la parte noreste del campo, completando el cierre necesario para la acumulación de petróleo. Un grupo de pools han sido encontrados en el interior de la llanura costanera de Texas en el cual la trampa productiva consiste en masas de rocas ígneas de forma lenticular encerradas dentro de los sedimentos del Cretácico Superior. En el pool de Jafibonia en Santa Clara en Cuba se presentan lentes productivos hasta dentro de serpentina.

3.-Lentes y cambios de facies en rocas de origen químico: En las rocas de origen químico se presentan dos casos:

1.- Facies carbonatadas porosas: El tipo más común en esta naturaleza

consiste en la dolomitización de las calizas. El carbonato de magnesio al igual como la doble sal de carbonato de magnesio y calcio poseen un volumen menor que el del carbonato de calcio, por lo tanto al convertirse la caliza en dolomita resulta una roca con mayor porosidad y permeabilidad,

Aquí tenemos que considerar también los biostrones, es decir, lentes tabulares compuestos de residuos orgánicos carbonatados, ya que llegan a formar estructuras tipo trampas lentes, muchas veces productivas.

Como ejemplo de facies porosa carbonatada tenemos la conocida y muy productiva caliza de Treuton (del Ordovícico Medio) en Ohio y Virginia.

2.- Arrecifes Orgánicos (BIOHERMS) : Estas edificaciones han sido definidos por Wilson como agregados de roca sedimentaria, compuestos de residuos de colonias de organismos, que viven cerca o debajo de la superficie del agua, principalmente en ambiente marino. Los organismos son por lo general algas y corales. Los arrecifes se desarrollan adoptando diversas formas. Materiales elásticos, o precipitados químicos pueden formar parte de los arrecifes, pero no son constituyentes distintivos de ellos.

Los arrecifes están muy distribuidos en el tiempo y en el espacio. Los modernos arrecifes de corales y lithotaminos están limitados geográficamente por las temperaturas del agua, siendo confinados a los mares que tengan temperatura mínima de 20°C. En el pasado parece que la distribución geográfica fué mayor debido a la existencia de mares con temperaturas relativamente altas. La razón principal por la

cual muchos arrecifes presentan una gran producción de petróleo estriba en la cuantiosa y gran porosidad y permeabilidad que posee esta roca reservorio. Todos los arrecifes productivos son masas rocosas muy porosas y permeables, rodeadas por finos sedimentos que gradan hacia impermeables.

Las acumulaciones en los arrecifes presentan la misma sucesión que en los anticlinales: en la parte superior, gas y en la inferior agua y al centro petróleo.

En el Oeste y centro de Texas y en el Sureste de Nuevo México, existen numerosos pools contenidos en arrecifes orgánicos del Missisipiano, Pensylvaniano y Dérmico. El más interesante es el Captain Barrier Leef al Oeste de Texas y Sureste de Nueva México.

Son de gran forma los arrecifes enormes pertenecientes al Devónico en los campos Leduc Golden Spike y Redwater en Canadá. Además el Bioherue de Norman Wells (Devónico Superior) al Noroeste del Canadá y cerca del Artico que tambien contiene un gran pool productivo. En Golden Lane (México) se han producido más de un billón de barriles de petróleo acumulado en un arrecife del Cretácico Medio.

2.- TRAMPAS ESTRATIGRAFICAS SECUNDARIAS:

Estas trampas son el producto de una anomalía o variación estratigráfica ocurrida despues de la deposición y diagénesis de la roca reservorio. Casi siempre están asociadas con discordancias y por con siguiente pueden ser llamadas trampas por discordancia.

Las discordancias juegan un rol importante en la acumulación y retención del petróleo y gas.

En muchos casos la discordancia forma la trampa o contri-

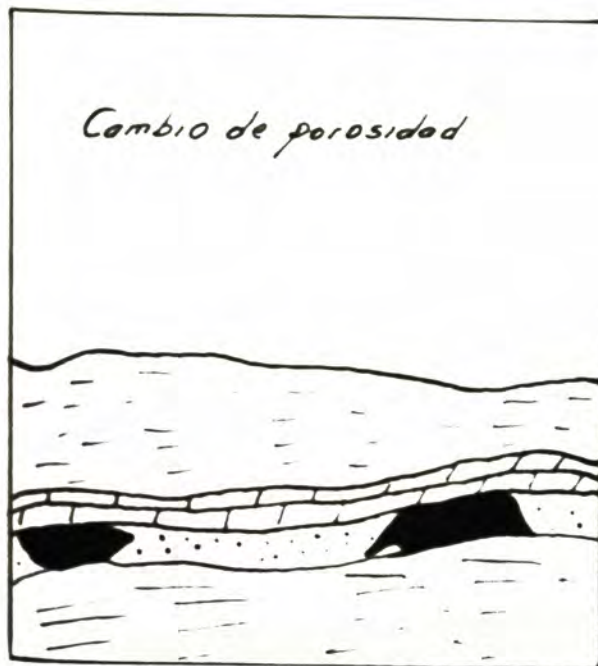
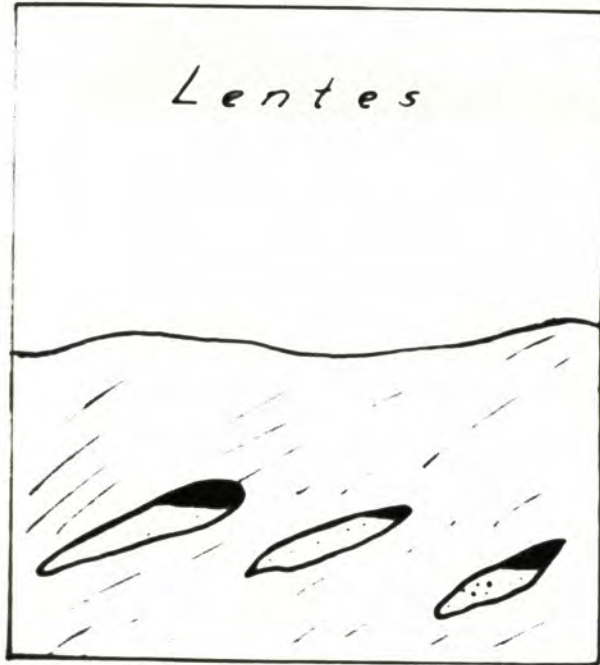
buye a su formación creando condiciones favorables para que ello ocurra.

Una discordancia es una superficie de erosión o no deposición, que se encuentra separando dos grupos de estratos. Existen dos clases: paralela, cuando los estratos situados a ambos lados del plano discordante son paralelos; angular, cuando los estratos mencionados están formando cierto ángulo, es decir que el grupo de estratos antiguos han sido deformados y erosionados antes de la deposición del grupo reciente.

Una gran cantidad de pools de aceite y gas, de una y otra manera, están asociados íntimamente con discordancias y por lo tanto estas son de suma importancia en la GEOLOGIA DEL PETROLEO.

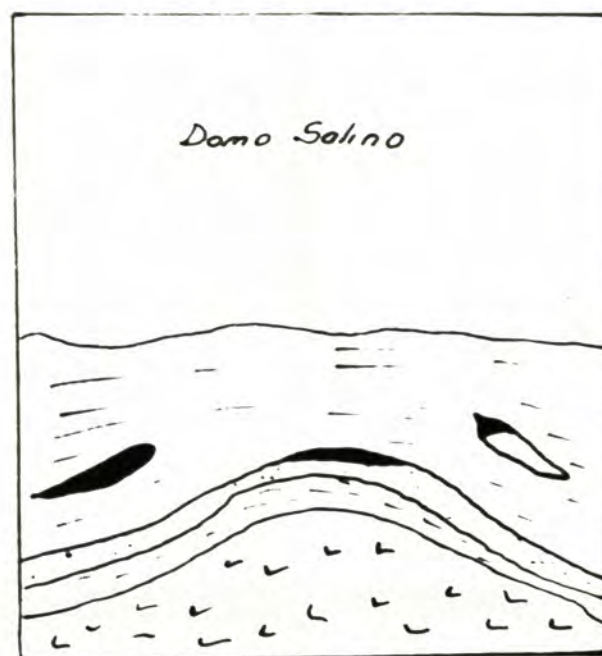
=====

TRAMPAS ESTRATIGRAFICAS



Discordancia angular

TRAMPAS COMBINADAS

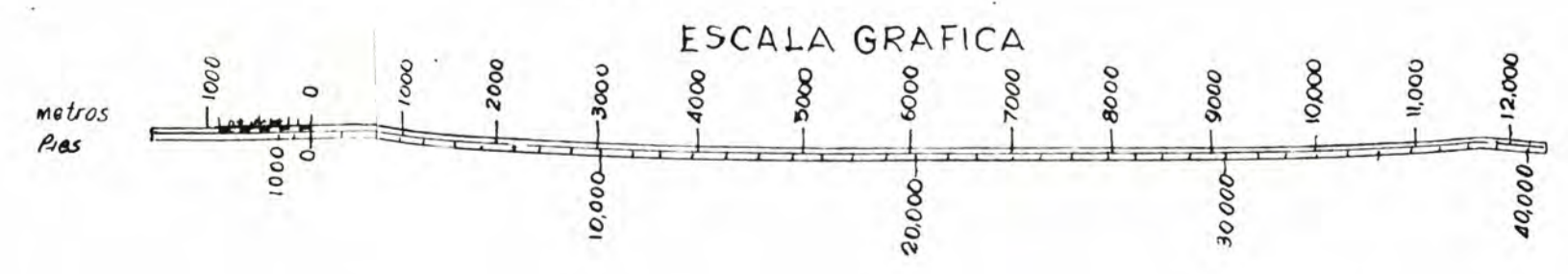
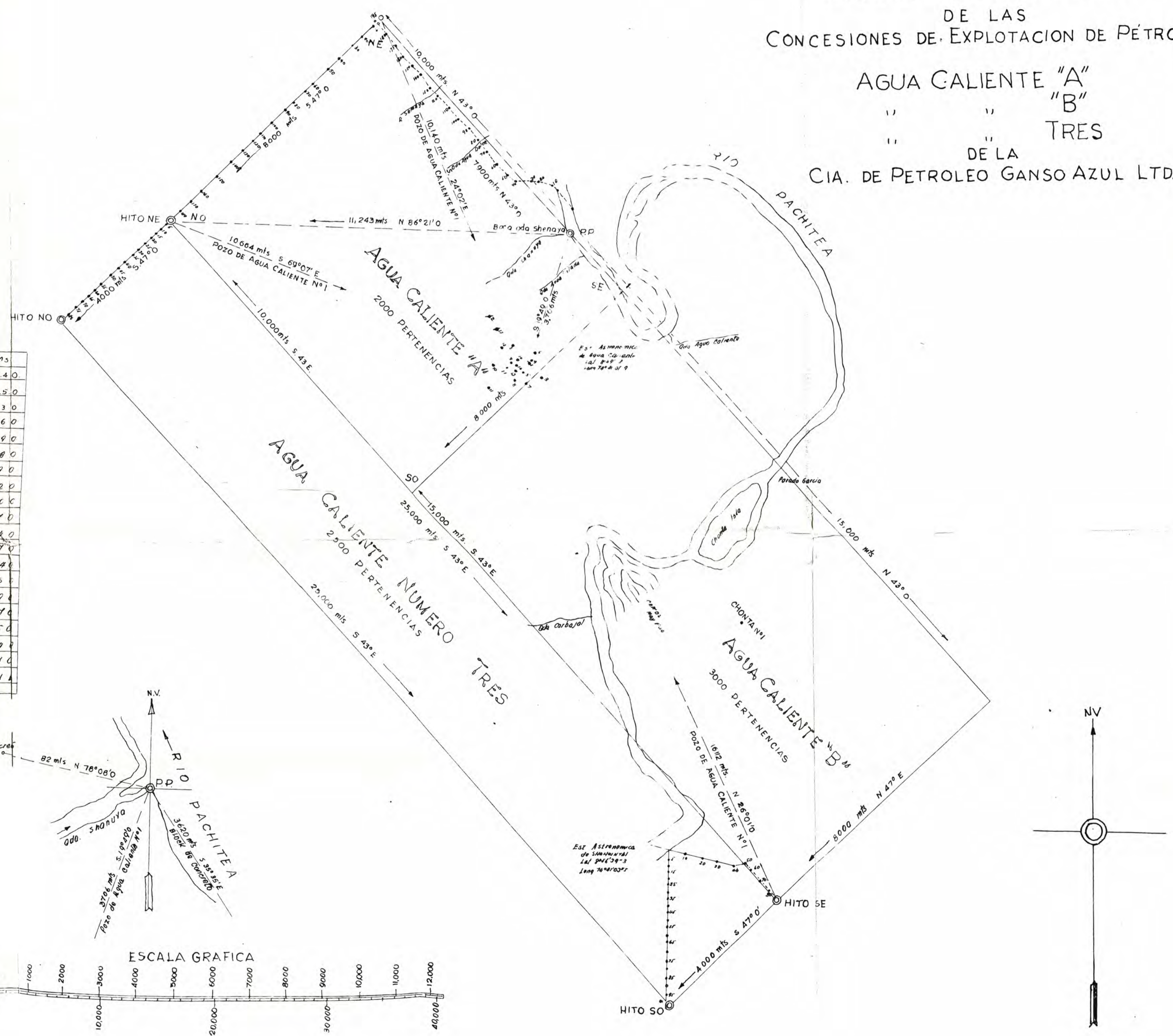


Trampas combinadas

PLANO TOPOGRAFICO
 DE LAS
 CONCESIONES DE EXPLOTACION DE PETROLEO
 AGUA CALIENTE "A"
 " " " " "B"
 " " " " TRES
 DE LA
 CIA. DE PETROLEO GANSO AZUL LTDA.

POZO	COORDENADAS
AC-1	3,486.5 S 1,256.4 O
AC-1A	3,493.5 S 1,253.5 O
AC-2	2,243.2 S 2,366.3 O
AC-3	3,898.7 S 922.6 O
AC-4	3,053.3 S 1,708.9 O
AC-5	3,748.2 S 1,416.8 O
AC-6	3,250.4 S 1,078.9 O
AC-7	4,017.1 S 1,345.2 O
AC-8	3,951.2 S 1,626.6 O
AC-9	3,459.6 S 1,732.7 O
AC-10	3,521.4 S 2,226.4 O
AC-11	4,103.8 S 2,369.7 O
AC-12	3,024.2 S 1,992.4 O
AC-13	3,714.7 S 1,614.5 O
AC-14	3,320.7 S 1,776.9 O
AC-15	3,512.3 S 1,921.7 O
AC-16	3,415.5 S 1,565.6 O
AC-17	2,693.7 S 2,174.4 O
AC-18	3,580.9 S 1,621.4 O
CH-1	1,052.4 S 4,876.1 O

Nota AC = Pozo Caliente
 CH = Charta
 • POZO Productivo
 ◻ POZO seco
 Block de concreto



LA COMPAÑIA GANSO AZUL LIMITADA

Es el 4 de Julio de 1938 que se inicia la perforación del primer pozo.

En Agosto de 1938 obtiene autorización The Selden Break Construction Company para transferir a la Compañía Ganso Azul Limitada, los derechos en la concesión petrolífera de exploración Agua Caliente.

El Gobierno no hace uso de su derecho de suscribir el 25% de las acciones de la Compañía, y dispone se ofrescan al público.

En 1940 solicita la compañía que las concesiones de exploración pasen a ser de explotación sugiriendo quedarse íntegramente con "Agua Caliente" y Agua Caliente N^o 3, devolviendo Agua Caliente N^o 2 que pasaría a formar parte de la reserva del Estado.

En 1942 por Resolución Suprema se establece bajo qué condiciones se efectúa dicho cambio determinando su sujeción a las leyes N^o 4452 y 8527.

Entre las condiciones y obligaciones especificadas citaremos algunas: La concesión "Agua Caliente" se desdobra en dos concesiones de explotación: Agua Caliente A con 2,000 pertenencias y Agua Caliente B con 3,000 pertenencias quedan las mismas dimensiones de Agua Caliente N^o 3, con 2,500 pertenencias y se recibe Agua Caliente N^o 2 que pasa a formar parte de las reservas del Estado. El Gobierno percibirá el 10% de las utilidades de explotación.

Precisa los arreglos que deberán efectuarse para asegurar y satisfacer el consumo interno de petróleo crudo y sus derivados.

En 1953, cuando el campo de Agua Caliente tenía sólo siete pozos y producía más o menos 500 barriles diarios, fueron compradas las concesiones por tres compañías americanas en la forma siguiente:

La Texas Gulf Refining Co. adquirió 80% de las acciones.

La Redall Refining Co. adquirió 10% de las acciones; y

La Bay Refining Corp. adquirió 10% de las acciones.

Por lo tanto la Compañía Ganso Azul está controlada por la Texas.

En la ficha de las transferencias se hizo una estimación de las reservas en 15'000,000 Bls. sobre 800 acres probados de la concesión.

Historia del campo petrolero de Ganso Azul, Zona Agua Caliente.-

En 1930 se otorgaron derechos de concesión por un año en la zona del río Pachitea, provincia de Ucayali, departamento de Loreto, a la compañía The Delden Break Construction Co. de Saint Louis U.S.A., para realizar estudios geológicos técnico-industriales y bajo el amparo de la ley de petróleo nº 4452.

En 1931 dicha compañía solicita y obtiene concesiones de exploración por un período de cuatro años y ubicada en la forma siguiente: Concesión de exploración "Agua Caliente"; a partir del punto "A" situado en la desembocadura del río Shanaya, en el Pacitea, se medirán 7,900 mts. N 43° W y 17,100 S 43° E y de los extremos de este alineamiento de 25,000 mts. se trazarán perpendiculares de 8,000 mts. al S 47° W abarcando 20 Hras. equivalentes a 5,000 pertenencias. Pero recién la operación de posesión se cumplió en 1938 por lo que la concesión terminaba en 1937.

A mediados de 1936 la citada compañía forma una corporación Californiana, con capital no menor de \$ 400,000 para explorar, producir, almacenar, refinar y vender el petróleo, gas e hidrocarburos procedentes de la concesión de "Agua Caliente". Dicha corporación tenía facultad para transferir la opción a una nueva Compañía y fué ésta la que se formó con el nombre de "Ganso Azul", subsidiaria de The Selden Break Construction Company. Se ampliaron las pertenencias con las concesiones Agua Caliente N^o 2 hacia el NW y Agua Caliente N^o 3 hacia el SW siendo poseídas en 1950.

Comienzan los trabajos de instalación de equipo maquinaria y campamento en Abril de 1937.

En ese mismo año se promulga la ley n^o 8527 referente a otorgamientos de concesiones petrolíferas en la montaña modificando la parte pertinente de la ley N^o 4452 y se dispone por Resolución Suprema que la concesión de explotación "Agua Caliente" se sujete a las disposiciones de dicha ley.

En Mayo de 1938 se concede la primera prorroga de exploración por tres años y que debería terminar en Setiembre de 1940.

GEOGRAFIA DEL CAMPO PETROLERO

Además de las mediciones y rumbos citados anteriormente, se adjunta un plano topográfico de Agua Caliente, descubierta desde el aire por el geólogo R.B.Morán en 1929, está situada en una área vecina del río Pachitea. Topográficamente dicha estructura, comprendida dentro de la concesión Agua Caliente A, toma la forma de una colina, de una altura de más o menos 700 pies.

GEOLOGIA - FORMACIONES AFLORANTES - ESTRATIGRAFIA.-

Geológicamente la estructura corresponde a una anticlinal alargada de NW a SE, en cuya parte central más elevada adopta la forma de un domo cortado en la cúspide, con buzamientos en sus flancos que oscilan de 05° hasta 35°. Todo el anticlinal tiene más o menos 15 a 20 Kmts. de largo y de 7 a 10 Kmts. de ancho, siendo el mayor hundimiento hacia el SE.

Desde la parte central de Domo hacia los flancos afloran: rocas cretácicas pertenecientes al miembro Agua Caliente y al miembro Huaya de la formación Oriente, luego las formaciones Chonta, Vivian y Cachiyacu también del Cretácico que se van circundando respectivamente y por último la Formación Rocas del Terciario.

Por debajo del miembro Agua Caliente tenemos los miembros Paco, Esperanza y Cushabatay de la formación Oriente; luego en una sucesión discordante tenemos los miembros superior e inferior de la formación Permo-Carbonífera y luego por otra sucesión discordante los miembros superiores e inferiores de la formación Ordoviciaca Media que reposan en basamento de rocas graníticas del Precámbrico.

Describiendo someramente la estratigrafía ya citada con sus potencias en el domo, tenemos:

F. Cachiyacu Calizas rojizas, areniscas blancas, limos y fajas de barro y tufos. Fósiles representados por dientes de tiburón, ostras y gasterópodos. Más o menos 330' de potencia.

F. Vivian.- Con 300' de potencia está formada por areniscas masivas entrecruzadas de grano fino a grano grueso. Presenta una facie regresiva de deposición fluvial.

F. Chnta.- Con 430' de potencia, está constituida por arcillas fosilíferas. Presenta facie marina con presencia de fósiles de crustáceos.

FORMACION ORIENTE

Con una potencia de más o menos 2000' se caracteriza por su secuencia de facies transgresivas y regresivas; está formado por seis miembros:

M. Huaya.- De 600' de potencia, está formado por arcillas rojizas, areniscas, arcillas y calizas. Los estratos presentan facie transgresivas.

M. Agua Caliente.- De 900' de potencia está formado por areniscas masiva entre cruzada. Presenta facie regresiva de deposición fluvial.

M. Paco.- De más o menos 120' de potencia de areniscas de grano fino y arcilla, presenta facie regresiva.

M. Aguanuya.- De más o menos 60' de areniscas y arcillas presenta facie transgresiva.

M. Cushabatay.- De más de 400' de espesor, está formada por areniscas de grano mediano a grueso de deposiciones. Tiene una capa de cenizas o Ash Bed encima de la cual está el horizonte petrolífero de un espesor de más o menos 35 pies.

FORMACION PERMO-CARBONIFERA.- De más o menos 1957" formada por areniscas masivas entrecruzadas y capas arcillosas en su miembro inferior y por calizas grices macivas con congregaciones calcáreas y areniscas. Presenta fusulinides y fósiles de la edad Pennsylvaniana en el miembro superior.

FORMACION ORDOVICICA MEDIA.- De más o menos 1705' formada por arcillas pizarrosas con graptolites, calizas y areniscas en el miembro superior y areniscas interestratificadas con algunas capas de arcillas.

ESTIMACION DE LAS RESERVAS.- Antes de entrar en detalles de la parte técnica del presente capítulo me voy a permitir una aclaración:

El cálculo de las reservas debe hacerse por el método volumétrico ya que siendo un campo de producción artificial, pues esta ha estado restringida, la curva de producción no refleja la realidad y por ello no puede adoptarse el Método de la Declinación de la curva de producción.

Ha sido mi intención deducir el factor "acres-pie" por el método de las curvas isópacas obtenidas a partir de los siguientes datos: tope y fondo de las arenas reservorio (referidas al nivel del mar) y por los niveles de contacto agua-petróleo, gas-petróleo; pero después de haber recorrido todas las fuentes de información no me ha sido posible obtener dichos datos, por lo cual adoptando las curvas isópacas ya determinadas en el plano adjunto haré los correspondientes cálculos. Pero antes me permití hacer una exposición teórica del método mencionado para explicar como se ha llegado a dicho plano isópaco:

10.- Se confecciona un cuadro con los siguientes datos:

- a) -Número del Pozo.
- b) -Su locación.
- c) -Elevación correspondiente al nivel del mar.
- d) -Profundidad al tope de la arena reservorio.
- e) ^oProfundidad de dicho tope referido al nivel del mar.
- f) -Profundidad del fondo de la arena reservorio.
- g) -Profundidad de dicho fondo referido al nivel del mar.

20.- Con los datos de locación se levanta un plano de ubicación topográfico de los pozos.

30.- En dicho plano o en similar se construye un plano estructural con las profundidades del fondo de la arena reservorio al nivel del mar.

40.- Se trazan perfiles a dicho plano, proyectando sobre dichos perfiles los fondos de la arena reservorio determinados por cada pozo.

50.- En estos perfiles y con el dato de niveles de contacto de agua-petróleo y petróleo-gas se establecen las potencias de la arena reservorio para cada fluido.

60.- Si las potencias de un determinado fluido se plotean como curvas de nivel en el plano, habremos obtenido el mapa isópaco de dicho fluido.

70.- Por medio de un planímetro se calcula el área, en acres, en cerrado en éstas sendo-curvas de nivel y se multiplica por el intervalo, en pies, entre dichas curvas y se obtiene el factor ft-acres que representa el volumen de las arenas re

servorios para ese determinado fluido.

Volumen de las arenas reservorios del domo "Agua Caliente" a partir de las curvas isópacas del plano adjunto.-

Como se aprecia en el plano, el nivel de contacto petróleo-agua está a 492' sobre el nivel del mar y no hay demostraciones de presencia de gas cap por lo cual se deduce que el reservorio solo tiene agua y petróleo y que éste se produce, muchas veces surgente por presión hidrostática de la capa acuífera. Como se indica en el registro anexo casi todos los pozos perforados han resultado productivos surgentes. Los no productivos son AC-2, AC-10 y AC-11 que sólo han producido agua caliente. La producción promedio en 1954 fué de 65.4 por pozo y por día.

Las arenas reservorios de petróleo tienen como potencia máxima 80 pies. El plano isópaco está planteado con líneas de potencia de 10' en 10'.

Los resultados obtenidos son los siguientes:

Curva Isopática	Has.	Acres 2.471/Ha.	Semi-Sumas	Intervalos de Potencias.	ft-Acres
0	230.5	568.5			
10	183.0	451.3	509.9	10	5099.0
20	140.5	347.0	399.15	10	3991.5
30	106.1	262.0	304.5	10	3045.0
40	82.0	202.5	232.25	10	2322.5
50	62.9	155.5	179.0	10	1790.0
60	38.9	96.0	125.75	10	1257.5
70	22.8	56.3	76.15	10	761.5
80	0	0	28.15	10	281.5
Total				Acres - ft =	18547.5

R E G I S T R O D E P O Z O S

No	Fecha de Perforación.	Locación en mts. con respecto al punto "A"	Elevación S.N.M.	Resultado inicial.
A.C. 1	Feb.1939	3486.5 S 1256.4 W	1560'	Exploración reprofundizada.
1A	" "	3493.5 S 1253.5 W	1670'	Surgente.
2	Agt.1939	2243.5 S 2356.3 W	1536'	Productor agua caliente.
3	Set.1939	3898.7 S 922.6 W	1595'	Surgente.
4	Jul.1941	3053.3 S 1708.9 W	1660'	Surgente.
A.C. 5	Mar.1941	3748.2 S 1416.8 W	1640'	Surgente.
6	Agt.1946	3250.4 S 1078.9 W	1612'	Surgente.
7	Dic.1946	4017.1 S 1345.2 W	1510'	Surgente.
8	Nov.1953	3951.2 S 1626.0 W	1449'	Surgente.
9	Oct.1953	3469.4 S 1732.7 W	1686'	Surgente.
10	Oct.1953	3521.4 S 2226.4 W	1612'	Agua Caliente.
11	Oct.1953	4103.8 S 2369.7 W	1537'	Agua Caliente.
12	Oct.1954	3024.2 S 1992.4 W	1591'	Surgente.
15	Agt.1954	3714.7 S 1819.5 W	1631'	Surgente.
14	Jul.1954	3322.7 S 1776.9 W	1638'	Surgente.
15	Set.1954	3513.3 S 1921.7 W	1639'	Surgente.
16	Set.1954	3415.5 S 1565.5 W	1631'	Surgente.
17	Set.1954	2633.7 S 2174.4 W	1565'	Agua Caliente.
18	Oct.1956	3580.9 S 1621.4 W	1632'	Surgente.
19	Mar.1957	3190.5 S 1442.1 W	1622'	Surgente.
20	Mar.1957	3180.9 S 1469.9 W	1631'	Surgente.

En el plano adjunto se indica la ubicación de los pozos. Además de estos datos, para poder aplicar la fórmula:

$$R = A \times T \times P (1-y) (1-r) \times 7758$$

tenemos que precisar todos los factores que intervienen, así:

A = Area máxima superficial estimada, del reservorio a saber la determinada por la curva isópaca de contacto agua petróleo. o sea que el valor es de 568.5 acres.

E = Espesor promedio que se calcula de la siguiente forma:

$$E = \frac{\text{Volumen}}{\text{área}} = \frac{18547.5 \text{ ft-acre}}{568.5 \text{ acres}} = 32.63 \text{ ft}$$

A E = Factor ya determinado: 18,547.5 ft-acre.

P = De los registros de pozos he estimado una porosidad promedio de 25% despues de estudiar los informes de los cores.

y: El porcentaje de agua intersticial o fosil se ha estimado en 20% a partir del análisis de los cores.

s: El factor de contracción por las condiciones de presión y temperatura de un reservorio sobre todo esta última que es algo que se adopta cuando no hay pruebas, o sea que en lugar de 15%,adopto 20%.

r: A falta de datos se puede adoptar un cierto rango de porcentajes de recuperación, en los cuales influyen muchos factores pudiendo citar entre ellos: tipo de energía impulsiva, método de recuperación, factores físicos de la arena y del fluido etc. Para no pecar por exceso aceptemos en factor de recuperación de 60%, siendo el rango para los reservorios de "water drive" de 50% a 80%.

Luego el petróleo residual será de 40%.

Tendremos:

$$R = 18,547.5 \times (1-0.20) (1-0.20)(1-0.40) \times 7758 \times 0.25$$

$$R = 18,547.5 \times 0.80 \times 0.80 \times 0.60 \times 7758 \times 0.25$$

$$R = 13'820,000 \text{ BARRILES.}$$

De la estadística sacamos el siguiente dato:

Producción anual (1956) : 402,807 Bls.

Promedio diario 1,103.58 Bls.

Como esta producción está restringida por las dificultades de transporte y falta de almacenamiento, no refleja la verdadera ca
pacidad productiva del reservorio, más aún, si ésta se aumenta con nuevas perforaciones y con la política a seguir de poner los pozos en sistema de bombeo, de los que en la actualidad: De 21 pozos perforados, 16 son productivos y de éstos, 5 son surgentes y 11 de bombeo.

Por lo tanto podemos estimar que la producción puede llegar a 2500 Bls diarios o sea 900,000 Bls. anuales. Luego las reservas estimadas durarán aproximadamente para 15 años más.

La compañía posee dos equipos de perforación rotary, pero antiguas un costo casi U.S.\$ 250,000 en el año 1936 y con capacidad para perforar hasta 6,000 pies y otro de menor capacidad.

Además tiene una refinería que funciona desde el año 1942 pero en toda su capacidad anual pues excede en mucho las demandas locales de productos derivados.

Es del tipo "Topping", con una capacidad de tratamiento de 500 Bls. diarios de crudo.

La batería de destilación está compuesta por 5 alambiques de los cuales tres trabajan dando los correspondientes cortes de gasolina, Kerosene y diesel oil, dando un residuo o fuel oil. Estos cortes después de licuefactarse en condensadores pasan a rectificarse en torres de fraccionamiento "bubbling towers", que son tubos verticales de 12' de altura por 1' de diámetro con 10' platillos en su interior. Los productos aquí producidos son bombeados a los tanques de almacenamiento y si no reúnen las condiciones especificadas van nuevamente a los alambiques.

Los tanques existentes en la refinería son los siguientes:

- 1 - de 500 Bls. que recibe el crudo del campo para luego alimentar los alambiques.
- 1 - de 500 Bls. que recibe los productos no rectificados de las "bubbling towers" que pasan nuevamente a los alambiques.
- 1 - de 500 Bls. para la gasolina.
- 1 - de 500 Bls. para el diesel oil, y
- 1 - de 500 Bls. para el kerosene.

Los productos excedentes que no llegan a colocarse en el mercado local así como nafta producida, que no tiene salida comercial, se almacenan en un tanque de 100 Bls. desde donde se les bombea a un tanque en "La Cumbre" y de ésta a los pozos NQ 3 y NQ4 que sirven como reservorio para evitar su desperdicio.

El residuo de la destilería, excedente se almacena en quebradas vecinas represadas y habilitadas especialmente para este fin. El gran exceso de gasolina se produce por que al ser sometido el crudo a la destilación arroja elevado porcentaje en gasolina con respecto al kerosene y diesel oil, luego para cubrir la demanda este se necesita tratar una cierta cantidad de crudo que produce más gasolina que la requerida.

Características del Petróleo Crudo de Ganso Azul

Gravedad a 60° F	43°7 API	Prueba ASTM
Agua por destilación	Nulo	Prueba ASTM
Sedimentos	Nulo	Prueba ASTM

Determinaciones sobre el Petróleo:

Gravedad a 60° F	43°7 API	Prueba ASTM.
Asfalto a 80° F	1.12%	Holde
Parafina	6.10%	Método KCTL
Azufre	0.10%	Prueba ASTM

Productos comerciales:

U.S. motor gasolina	43.19%
Gasolina de punto final	437° F de 61.3° API 44.55%
Kerosene stock hasta	560° F de 41.6° API 16.20%

Gas oil

Residuo de 27 7^o API 39.25%

Número de octanos: menos de 40 (prueba ASTM)

Número de octano despues de agregar 0.1% de fluídos tretraetileno:
64.5 (Prueba ASTM)

La Compañía Ganso Azul tiene un oleoducto Agua Caliente-Pucallpa, inaugurado el 4-4-56, costo aproximado de U.S.\$ 400.000.00.

Características: diámetro: 4.026"ID, inicialmente para bombear 100 Bls/h.

Longitud de tubería 250,000' 75 Kms.

Al comienzo se aplica bomba, luego el petróleo fluye por gravedad.

La estación inicial está ubicada en Agua Caliente; como el crudo es de 44^o API (liviano), libre sedimentos y la temperatura de la región es bastante alta el crudo fluye facilmente aprovechando la gradiente existente entre el domo y la ciudad de Pucallpa.

La bomba sirve también para la limpieza periódica empleando "chanchos" que raspan la parafina depositada en las paredes de los tubos. No se ha necesitado colocar una "Booster" o sea bomba auxiliar en algún punto intermedio del oleoducto.

Su recorrido es de 76 Kms. de los cuales 40 Kms. corren por trocha de 30 mts. accesibles para jepp's y tractores, abierta en la selva, conservando un trazo recto y salvando elevaciones y depreciones del terreno hasta salir a las faldas accidentales del domo y ganando la planicie amazónica donde la topografía es menos accidentada. Los 36 Kms. corren a un costado de la carretera Huánuco-Pucallpa.

La estación terminal se encuentra en las afueras de la ciudad y sobre una loma, estan dos grandes tanques de planchas de acero soldados, 30 000 Bls. c/u en el que se almacenan el crudo bombeado de Agua Caliente. Estos tanques tienen dispositivos de descarga y purga de 12" de diámetro y se hallan radiadas en un muro de contención de tierra.

Hay una moto-bomba caterpillar de 65 HP que servirá para acelerar los embarques aunque la gradiente existente entre la ubicación de los tanques y el embarcadero produce flujo por gravedad.

Además hay dos tanques para gasolina con capacidad de 1,000 Bls. cada uno.

En las orillas del Ucayali se hallan los edificios de despachos y carguío. Cuentan con una bomba Blackman con motor de 50 HP. que servirá un manifold de 6 líneas; 4 para combustibles refinados y uno para agua dulce, todas de 2 ½ de diámetro y por último la línea de 12" para el crudo.

La planta de distribución, ubicada 300 mts. aguas abajo de la nueva planta, cuenta con:

2 tanques de 1,000 Bls. c/u para kerosene y gasolina blanca respectivamente.

1 tanque de 1,500 Bls. para gasolina con plomo, y

1 tanque de 500 Bls. para Diesel.

Estadísticas 1956

Según boletín oficial de la Dirección de Petróleo (M.F.O.P)

Producción anual nacional de petróleo crudo..... 18'383,405 Bls.

\$ 51'736,559 = . . \$ 982'994.621

Cia. de Petróleo

Banco Azul Ltda. 2,19% 402.807 Bls.

37^o API \$ 2.04/bl. \$ 1'143,971 = \$ 21'735,449.00

Promedio diario: 18103,58 Bls.

Producción acumulada 1939-1956: 2'359,172.00

Estado de los pozos: son 20 pozos de los cuales durante 1956, dos perforados y 1 profundizado.

Surjentes 5

Bombeo 9

Abandonados definitivamente 5

Cerrado 1

14 pozos productivos que dan un promedio diario de 78.82 Bls/pozo.

Pero estos pozos son sometidos a producción intercalada, según las necesidades del mercado.

Dos equipos rotarios

Movimiento de la refinería

Petróleo crudo tratado 273,380 Bls.

Produjo:

Gasolina motor 68,276 Bls.

Kerosene 32,186 Bls.

Kerosene por destilar 2,421 Bls.

Diesel 89,118 Bls.

Residuo 81,379 Bls.

Aporte al consumo interno de productos de petróleo 215,958 Bls. por

in total \$ 12'697,525.48

Exportación

Brasil; petróleo crudo	20,391 Bls.	\$ 1'254.030
Colombia: refinados	19,645 Bls.	" 2'679,596
	<hr/>	
	40,036 Bls.	\$ 3'933,626

Importe que recibe el estado: por concepto de impuestos fiscales:

\$ 3'012,978.68

Por concepto de leyes sociales 818,262.07

Personal ocupado

Jornal promedio diario \$ 17.26

Obreros 209

Empleados 116 Sueldo promedio \$ 2,199

Total obreros y empleados: 325

Remuneración total \$ 4'386,000

Jornales anuales \$ 1'299,000

Sueldos pagados \$ 3'087,000

El costo de producción anual se ha calculado tomando del ejercicio de 1956 de las C.G.A., los rubros que se pueden conseguir con tal fin, a saber:

Producción de petróleo crudo	\$ 7'402,537.76
Gastos Administrativos y generales	35,633.30
Otros costos diversas operaciones	2'897,559.57
Intereses y otros costos afines	2'536,942.65

Total Costo de producción \$ 12'870,673.18

U.S. \$ 643,533.60

El factor descuento se ha calculado a partir de la fórmula:

$$S = C (1 + r)^t$$

si $S = \$ 1.00$

$$r = 5\% - 0.05$$

$$t = 15 \text{ años.}$$

$$\lg C = \lg S' - 15 (\lg 1.05)$$

$$\lg C = -15 \times 0.02119$$

$$\lg C = - 0.31785$$

$$\lg C = 1.68215$$

Valor actual estimado de las reservas petroleras \$/ 264'200,000.00

(monto según inventario al 31-11-1956)

Ejercicio del año 1956

Ganancia y pérdida C.G.A.

2'821,464.42

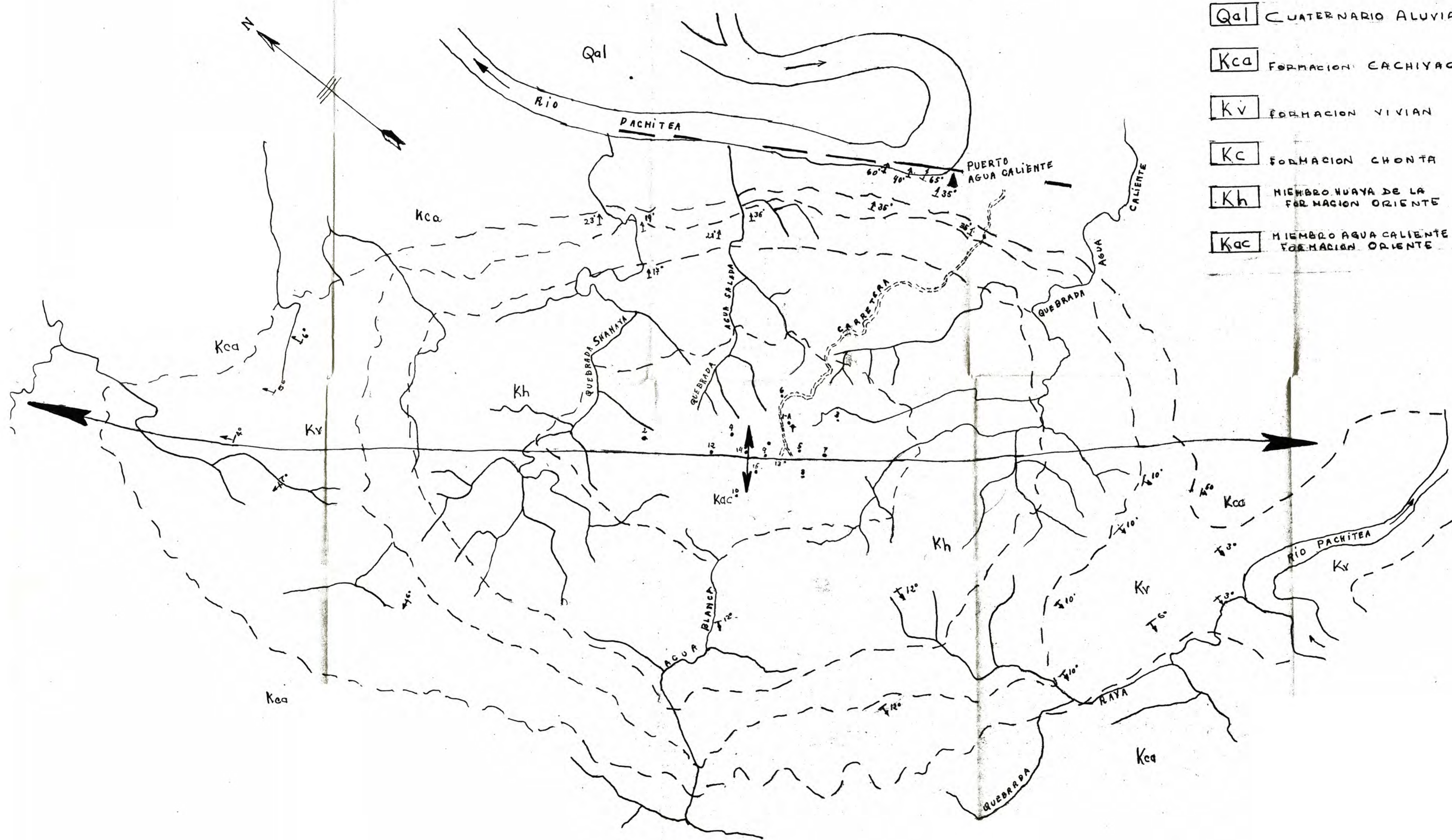
Valor actual 266'821,464.42

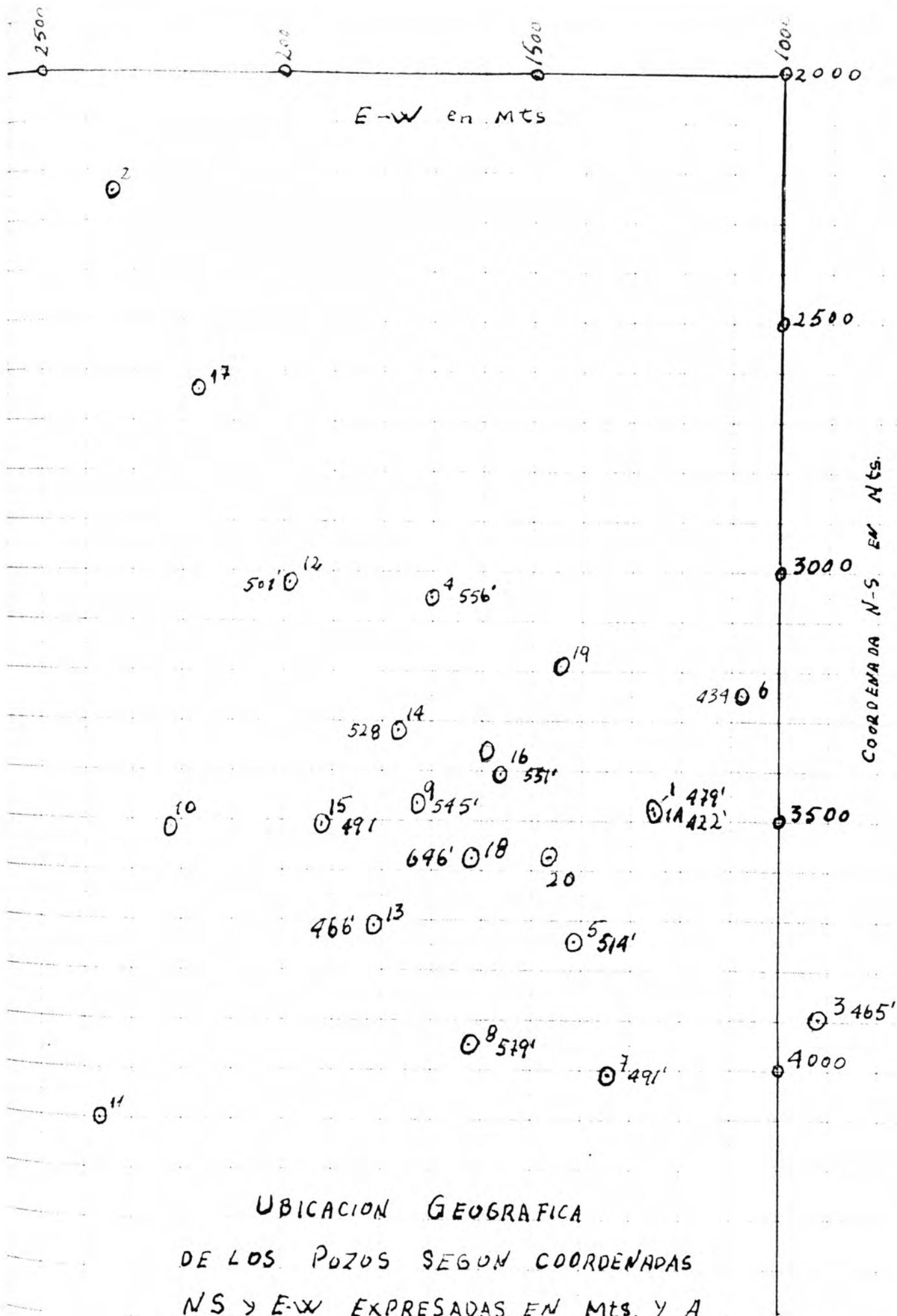
U.S. \$ 13'341,073.22

=====

MAPA GEOLOGICO KUMMEL Y FORMAN

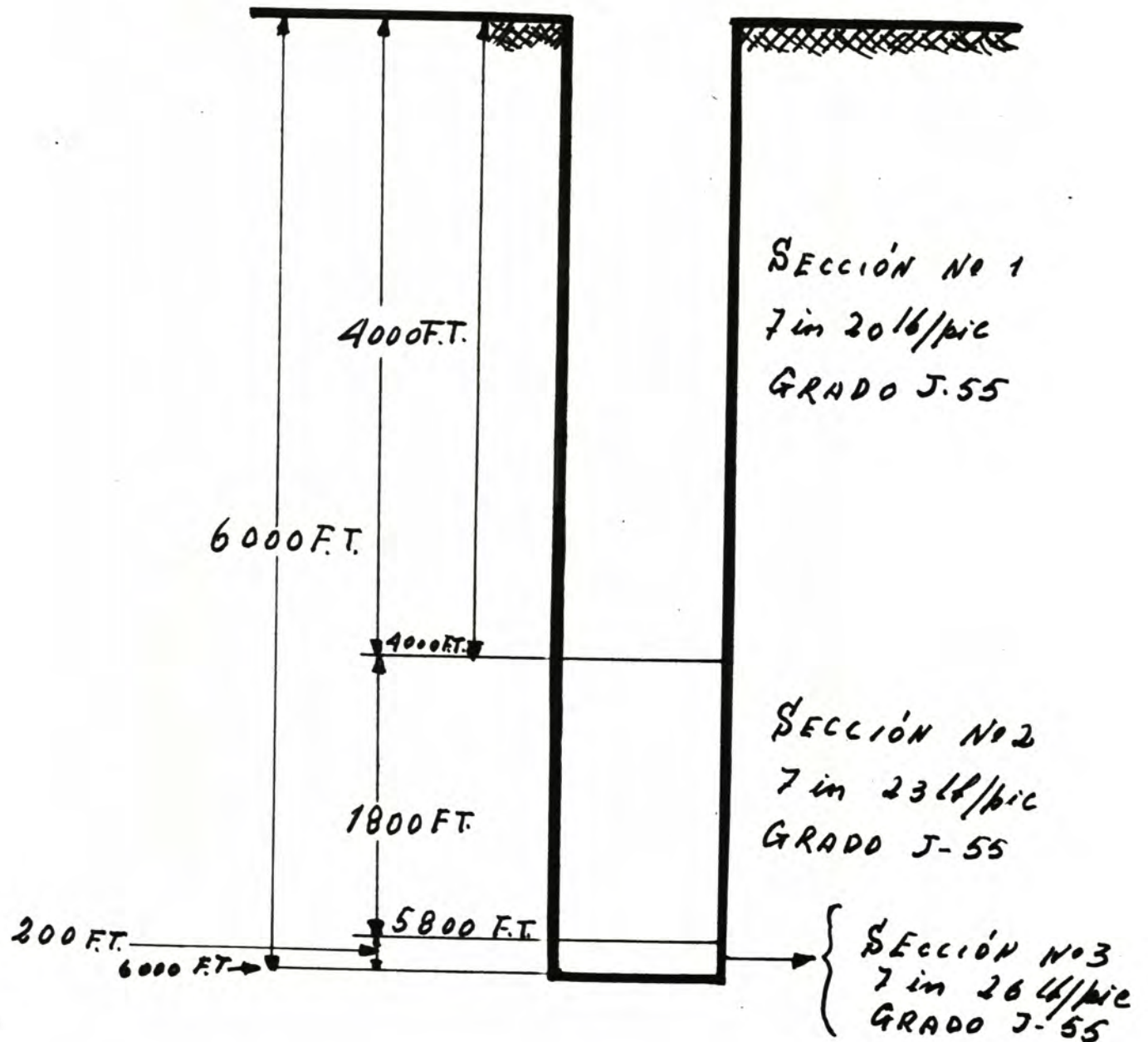
- Qal CUATERNARIO ALUVIAL
- Kca FORMACION CACHIYACU
- Kv FORMACION VIVIAN
- Kc FORMACION CHONTA
- Kh MIEMBRO NUAYA DE LA FORMACION ORIENTE
- Kac MIEMBRO AGUA CALIENTE DE LA FORMACION ORIENTE





UBICACION GEOGRAFICA
 DE LOS POZOS SEGUN COORDENADAS
 NS y E-W EXPRESADAS EN MTS. Y A
 PARTIR DEL PUNTO "A" DE REFERENCIA

DESEÑO DE FORROS DE PRODUCCIÓN



NUEVAS PERFORACIONES

Cerro de Pasco Petroleum Corporation, uno de los miembros más jóvenes de la industria petrolera peruana, está persiguiendo un programa activo de exploración en la zona Oriente en la misma forma progresiva de las compañías principales; la Cerro de Pasco Petroleum Corporation, ha estado desarrollando sus riquezas minerales de este país desde hace medio siglo.

La Corporación de Cerro de Pasco que tiene extensas actividades mineras a través de los Andes Centrales del Perú, es una de las empresas industriales más grandes del Perú, y es también la más grande consumidora de petróleo.

En 1955 se hizo la decisión de buscar hacia el Este, colinas abajo hacia la lluviosa y tropical tierras abajo para una concesión de área petrolera, si producía esta sería una fuente económica de combustible cerca de las minas de la sierra y de las fundiciones de la Oroya.

Al final de 1956 la C.P.P.C. fué asignada, las actividades petroleras en el Perú. La Wm Ross Cabeen & Associates, una firma de consulta de geología e ingeniería con residencia en los Angeles -California, está conduciendo el programa de explotación. Mapas de estudios de superficies han descubierto por lo menos media docena de estructuras, tres de las cuales son propias de perforar. Magnetómetros examinan y sugieren las posibilidades de probables perforamientos.

Estudios sísmicos y perforaciones experimentales están planeadas para comenzar en los próximos dos años. Asumiendo cantidades comerciales de aceite (petróleo) o gas, sean desarrolladas, está propuesta una línea de tubería para ser colocada en un terreno áspero pero vencí

ble desde las áreas de concesión de la Cerro de Pasco y eventualmente a Lima. A la salida de pocas concesiones estaban denunciadas a lo largo de los pies de cerro del este de los Andes y estaban localizados a cerca de 100 millas al Nor-Este de Oroya, el centro de operaciones de la Cerro en la Sierra.

En los principios de 1956 una área de concesión de 10^6 hectáreas (acerca 2'471,000 acres) había sido denunciado.

Esta concesión comprende varios cantos distribuidos en el Ucayali extendiéndose una distancia corta hacia el sur de los nuevos campos de Maquia descubiertos hacia el sur del río Perené y desde los pies de montaña de los Andes del este hacia el río Ucayali. (FIG. 1)

Las más grandes áreas de concesión están localizadas inmediatamente al este de las bases de los Andes y dentro de las 150 millas de la Oroya.

OBJETIVOS

Los objetivos de la C.P.P.C. son sin par dentro de los concesionarios de petróleo en el Oriente Peruano porque tiene un mercado específico para producción cerca de sus áreas de concesión. Diariamente se requiere petróleo para las fundiciones de la sierra y el incremento del costo de aceite (petróleo) importado y el aumento de fletes, son los factores primos de su desenvolvimiento.

Este mercado y su proximidad a áreas productivas en potencia requieren mucho menos producción diaria y reserva sean desarrolladas que requeridas por otros mayores concesionarios poseedores de garantía para construir el oleoducto.

Una opinión que prevalece entre los concesionarios de la zona de Oriente, es aquella prioridad de construcción de un oleoducto trans-an

dino desde el Oriente hasta las costas del Pacífico, reservas de 200 á 500 millones de barriles y una producción diaria de 100,000 barriles, sería desarrollada.

Una decena de estos requerimientos pueden ser económicos para los proósitos de la C.P.P.C. .

Muchas compañías miran hacia la avertura del Marañón, hacia el paso más bajo (7,000 pies) en los Andes peruanos como la lógica ruta para la línea transandina. A través de esta ruta serviría la base del río Marañón en la parte norte del Oriente, es probable que otras rutas puedan ser económicas para la base del Ucayali, la que está situada en la parte central del Oriente. Una de esta rutas sería en el valle del Pachitea a través de la Oroya y entonces hasta Lima. Esta última ruta de oleoducto seguiría a lo largo de un curso relativamente natural, pero pasaría por terrenos ásperos, antes de ir a través de un paso de 15,000 pies y sobre Lima, Sin embargo, hombres de experiencia en oleoductos han examinado la ruta y han dicho que no hay más dificultades como en otras partes del mundo.

La meta de la Cerro de Pasco Petroleum Co. no está ciertamente limitada a satisfacer sus propios requisitos de combustibles. Lo que poco se sabe son datos que indican el potencial de la base del Pachitea, que solo puede estar en el orden de varios cientos de millones de barriles. Si sucede en el desenvolvimiento de gran producción comercial y si se logra reservas; entonces un oleoducto sobre la Oroya desde la base del Pachitea para abastecer las operaciones de la Sierra con el tiempo sería extendido hacia Lima.

METODO DE EXPLORACION

El programa de exploración de la C.P.P.C., ha precedido un rápido paso y con la excepción de sísmicos y perforaciones de exploración ha sido una de las más activas en la zona del Oriente.

Se ha puesto énfasis en los estudios geológicos de superficies los cuales continuaran a ser métodos de mayor exploración para los próximos años cercano, los estudios de superficie son grandemente restringidos a los cursos de los ríos por medio de botes a motor o canoas. Estudios detallados han requerido viajes a pie a lo largo de pequeños arroyos. Magnetómetros de reconocimiento que examinan las concesiones de la C.P.P.C. , de la Mobil Oil del Perú y la Peruvian Gulf, las que participaron juntamente por la FAIRCHILD Aereal SURVEICE IN. Cubriendo todas las concesiones de la C.P.P.C. tanto como las áreas adyacentes. El área total cubierta es aproximadamente 0.14×10^5 millas cuadradas. Un programa sísmico será desenvuelto en el futuro. Mientras tanto estudios geológicos de superficies y estudios magnetométricos están siendo usados para localizar futuras examinaciones sísmicas.

ESTRUCTURAS DEL POTENCIAL PETROLERO

Varias estructuras grandes han sido encontradas por métodos geológicos de superficie dentro de las concesiones de la C.P.P.C. cerca de las operaciones de la Sierra, una de estas es la ISCOZA ZIN ANTICLINE (FIG. 2) La que está situada en el centro de la prov. de Oxapampa en el Depto. de Pasco, Perú. A cerca de 100 millas al N.E. de la Oroya. El río PALCAZU que es navegable hasta el pueblo ISCOZAZIN esta a 15 millas al Este de la estructura. Este rasgo fue primero reconocido por estudios foto-geológicos, confirmado por reconocimiento entonces dibujado

en mapas en detalle.

GEOLOGIA

La ISCOZAZIN ANTICLINE se expresa topográficamente como una gran loma, conocida como el cerro CHONTILLA. La estructura está contra las faldas de los cerros del Este de los Andes y a lo largo del lado Este de la zona de los subAndes. Esta zona separa la estructura compleja del bloque andino sobre el Oeste hasta la base del Ucayali en el Este. El bloque andino consiste grandemente de paleozoicos y mesozoicos sedimentos. Rocas de la época Cretaceous son expuestas sobre la parte más grande de la ISCOZAZIN ANTICLINE. Estas incluyen orden de ascendencia.: al Agua Caliente, (la más baja y la mitad de la edad CRETACEOUS) Chonta y la Piedra de Azúcar (sobre la edad CRETACEOUS)

Deb Beds, los que son en su mayor parte de la edad Terciaria, pero probablemente en la última parte de la edad CRETACEOUS a lo menos en la última parte de la formación cercada la estructura el objetivo reservado en esta estructura es la parte más baja de Agua Caliente, el cual correspondería al intervalo productivo de Aguas Calientes, cabeza de Ganso Azul,

ESTRUCTURA

Este programa es relativamente simétrico, el Anticline tiene un eje convexo hacia el norte. El eje semiinclinado aproximadamente $N60^{\circ}W$ en la parte S.E. de esta estructura y dobla hacia unas E.W. y se dirige en la parte del N.E. Dimensiones de esta anticlinal 12 millas de largo y 6 de ancho. La anticlinal contiene una cabeza E. y una cabeza O. la altura vertical excede de los 1000 pies y el área encerrada excede los 10,000 acres. Si esta estructura se hace productiva una estimación de su poten

cial de reserva sería de la magnitud de 50 a 75 millones de barriles.

PROGRAMA FUTURO

La C.P.P.C., planea un programa de perforación que incluyera por lo menos 6 pruebas; este programa no está todavía determinado para comenzar hasta 1959 a 1960, Si la producción es sostenida entre lo anticipado, la tarea de construcción de una línea desde el área productiva a través de los Andes del Este hasta la Oroya. Sin embargo una vez que la línea ha llegado a la Oroya se puede esperar que la producción adicional de la Cerropet y otras compañías, pronto garantizarán extender el oleoducto hasta Lima a una distancia de 120 millas. Esta entonces sería la ruta natural del transporte de petróleo crudo en la entera región desde la región de Maquía dirigida hacia el Sur. La línea de la Oroya a Lima no presentaría ninguna otra diferencia en construcción que el oleoducto desde Bolivia hacia el puerto de Arica en la costa del Pacífico en Chile. En esta observación la Cerro de Pasco con una experiencia en Minas e Ingeniería, de medio siglo en el terreno áspero de los Andes del Perú, considera este problema como otro interesante desafío en su programa de uno de los más grandes desarrollos del potencial del petróleo en el hemisferio West. (Oeste).

=====

GEOLOGIA DEL PETROLEO DEL ORIENTE PERUANO

Las provincias de Petróleo del Oriente peruano est n dentro de los alcances del alto Amazonas, aproximadamente entre 2 y 14 grados de latitud Sur. Ocupan algo menos de la mitad del territorio del Perú, totalizando más de 215,500 millas cuadradas o sea 136 millones de acres.

Esta parte del Alto Amazonas es una inmensa zona que est  compuesta por tres principales unidades: 1) La alta Cordillera de los Andes en el Oeste; 2) el Escudo Brasileño en el Este y 3) y la Cadena de los Andes bajos que queda entre los anteriores.

Esta región se conoce como el Oriente Peruano o la Selva Peruana. All  existen dos cuencas separadas: la del Norte o Alto Amazonas y la del Sur o Madre de Dios. Cada una constituye una cuenca topográfica, limitada en el Oeste por los Andes y en el Este por la masa de Viejo Cristiano y separada por una línea de norte a Sur por la división Fitzcarrald.

Una basta porción de la región de la selva est  cubierto por bajos cerros plegados cortados profundamente. Estas regiones de cerros est n separados por pantanos mayormente y por extensiones aisladas de mont as que sobresalen de las llanuras. Las laderas intempestivas de las mont as proveen límites, particularmente en el Oeste. El acceso por río o carretera es dificultoso; las pocas carreteras existentes son intransitables algunas veces por semanas. Por otro lado hay un excelente servicio aéreo que opera cerca de cualquier parte del Oriente.

POZOS EXPLORATORIOS Y PETROLEO

El Oriente peruano abriga separadamente y combinando todas las características deseables para la exploración geológica; a saber una serie gruesa de rocas sedimentarias, trampas, fajas de porosidad y todos los tipos imaginables de trampas, de acomodo y propiedades impermeables.

Es en base a este orden de condiciones que se ha seleccionado el sitio de los pozos de exploración. Muy lejos, los pozos exploratorios han sido perforados: Pozo Agua Caliente-1 (Ganso Azul), Santa Clara-1 (domo de Santa Clara) Rayo-1 (Canchahualla anticlinal de un plegamiento menor de Cobtamba), Coninca-1 (domo de Posqui), Cashiboya-1 (pequeño plegamiento del domo del anticlinal de Contamana), Chonta-1 (anticlinal Chonta cerca a Ganso Azul), Inuya-1 (estructura supuesta al norte de Cashiboya), Maquía-1 (anticlinal de Maquía), Marañón -8, Marañón-22 y Marañón-110 (prueba estratigráfica).

Luego, a parte de los 11 pozos exploratorios, fueron localizados ya prospectos estructurales de primera clase, o ya una exacta información para obtener la potencia del Terciario y las condiciones estratigráficas en general. El Inuya-1, sin embargo, por ninguna razón plausible, fué ubicado en el mero centro de un gran sinclinal. A parte de dos pozos exploratorios, el Agua Caliente-1 en el año 1939 y Maquía-1 en 1956, todos los demás pozos de prueba han resultado secos. Este fracaso aparente, no obstante, no debe ser interpretado mal puesto que los resultados son absolutamente inconcluyentes con miramiento a una parte más grande de una área muy extensa de promisión. En verdad, los pozos dieron una valiosa información y un conocimiento general de la estratigrafía y los diseños de las estructuras se han incrementado enormemente.

La perforación de un pozo exploratorio adicional está programada por la Texas Petroleum Company en una estructura cerca del Terciario que queda al Noroeste de Yurimaguas. La Texas Petroleum espera comenzar este pozo en la primera mitad del 1958. También, la Compañía "El Oriente" en conjunción con Wintershall A.G., Gewerkschaft Elewerath y Deutsche Erdöl A.G., ha planeado un pozo en Pacaya (anticlinal), un plegamiento secundario con la terminación del Terciario, el cual queda entre Maquí-1 y Cashiboya-1. El Oriente transportará su equipo a ese nuevo lugar después de la completación de Maquí-6.

La producción actual en el Oriente Peruano se debe exclusivamente a campo de Ganso Azul donde, desde 1939, 20 pozos han sido completados, cuatro de ellos han sido secos. La producción del campo en 1955 llegó a 262,413 bb. en 1956 a 402,802 bb. y en 1957 a 780,330 bb. Este punto máximo probablemente no será sobrepasado. La recuperación del petróleo es continua y normalmente. Las reservas del Petróleo han sido calculadas en la cantidad de 15 millones de barriles.

Una producción adicional se obtuvo recientemente de la pequeña estructura de Maquí. El pozo de descubrimiento Maquí-1 brotó petróleo el 10 de Marzo de 1956, produciendo 600 bb/día de las arenas medias y más bajas del Sugar a 2,136 ft. de profundidad. Maquí-2 y Maquí-3 también han producido 350-400 bb/día cada uno. Maquí-4 y Maquí-5, sin embargo, han sido los más modestos con 15 bb/día y agua en cada uno, también.

La razón de los inesperados resultados de estos últimos pozos no es clara. Se cree que el agua a taponeado los reservorios de esta área pero este hecho aislado no podría explicar la presencia de agua alta en los pozos mencionados.

CONCESIONES EN EL ORIENTE PERUANO

Cuando la producción petrolera peruana fué disminuyendo rápidamente y otras áreas y reservas habían de ser investigadas, el Gobierno promulgó en 1952 una Ley de petróleo nueva, concebida sabiamente. Esta llevó a tener en cuenta los trabajos exploratorios y ha estimulado la inversión de más capital en la perforación que nunca antes

Por eso, el Oriente Peruano fué rápidamente cubierto por concesiones las que al 31 de Diciembre de 1957 llegaban a 33 millones de acres. Estas concesiones, pertenecientes a 15 compañías nacionales y extranjeras, fueron principalmente ubicadas en la Cadena de los Andes Bajos y representaron el área más grande de concesión en Sud. América. Hace como 20 meses, la suspensión de la total concesión, exploración y explotación juntos, fueron alrededor de 3 millones de acres más grande. Es evidente que la reducción se debe a las condiciones geológicas de conocimientos acumulados y los resultados desalentadores obtenidos de varios pozos exploratorios ubicados en una gran extensión; e.g. la formación del Terciario bastante gruesa, una secuencia inadecuada, una pintura desfavorable, etc. A pesar del abandono de una gran área y la probabilidad que aún las demás concesiones todavía se dejarán, no hay duda que una nueva y extensa concesión serán solicitadas. Esta predicción está basada en el reciente descubrimiento de petróleo al este Contamana, y el notable hecho que en la inmensa pero remota cuenca de Madre de Dios no esté todavía denunciada.

En Enero de 1958, Maquía-6 fué perforado y en Febrero 17 había sido terminado a la profundidad de 2244 ft. en las areniscas de Sugar esperando su prueba. Tres pozos habían sido perforados en la porción axial y tres pozos en la bajada sudeste, pero la estructura todavía no ha sido probada en el flanco noreste.

Es natural que este encuentro cause un impacto en el mercado económico en todo el oriente y juntamente con una evidencia geológica general hace que el Perú y su industria petrolera mire al futuro con una base amplia con fundadas razones de optimismo. La larga, costosa y extenuante experiencia en el Oriente Peruano ha demostrado que la fundamental extensión de todos los trabajos en el campo no están concentrados en el Terciario sino que alcanzan al Cretaceo y la textura de rocas más viejas para investigar enteramente la disposición de sus estructuras y encontrar su parte en la geohistoria para la relación que exista entre los movimientos diastróficos, la migración del petróleo y su preservación.

El Perú tiene un puesto de líder de los productos de petróleo de Latinoamérica. Ofrece una revisión petrolera de mucha promesa en las extensas áreas a desarrollar, pero ofrece también buenas condiciones de vida, leyes equitativas y un ciclo político claro. El Perú es un país abierto, amigable y libre.

II P A R T E

ESTUDIO DE LA PERFORACION DE UN POZO IDEAL EN LA MONTAÑA

Locación del área a perforar:

Esta área es determinada y precisada por los estudios previos de Geología Regional, después por estudios de geología local y después de haber practicado los estudios de detalles con los métodos Geofísicos que nos llevan a precisar las estructuras más favorables a nuestro propósito.

Así hemos encontrado, en Oxapampa en la parte Oriental del Perú, en la provincia del mismo nombre del Departamento de Pasco, entre las coordenadas $10^{\circ}32'00''$ latitud Sur y $75^{\circ}19'30''$ longitud Oeste, a 390 kms. aproximadamente de Lima. En este lugar por los estudios de prospección y ultimados con trabajos de Prospección Sísmica se ha llegado a determinar un Domo estructural al cual hemos denominado "FERNANDO NORIEGA CALMET"

a) Condiciones Físicas y Ambientales.

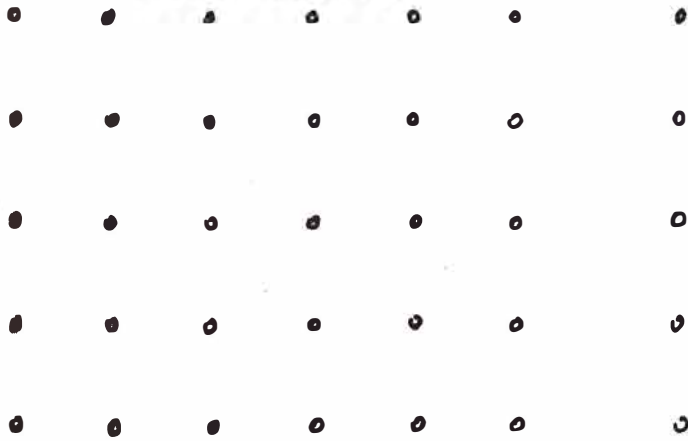
La Región es bastante lluviosa y que puede causar gran dificultad para el transporte, es insalubre por lo que debemos sanear previamente la locación, es una zona inhóspita y de escasos recursos de abastecimientos alimenticios, y así un sinnúmero de dificultades a la satisfacción de las necesidades.

b) Ubicación y Acceso

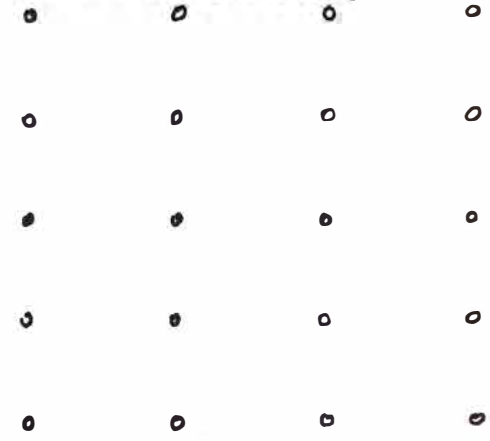
El recorrido puede hacerse por carretera en tiempo de 12 a 16 horas si esta se mantiene en buen estado cuando no llueve. Eso es hasta nuestro punto de apoyo en Oxapampa. Nuestra concesión está a 30 km. de Oxapampa y aproximadamente 40 km. del campo de aviación de Cerro de Pas

SISTEMAS DE UBICACION DE POZOS

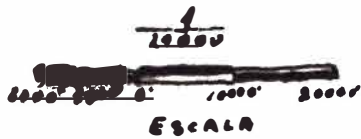
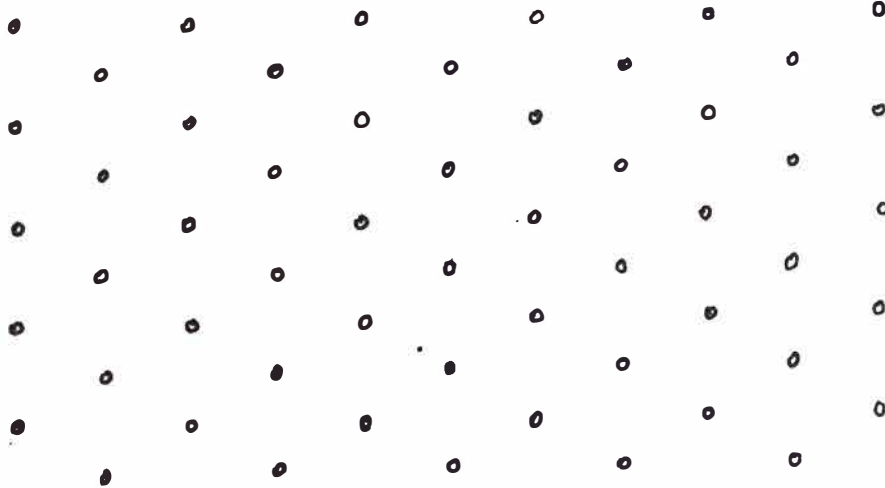
CUADRANGULAR



RECTANGULAR



RUMBODIAL



co, por lo que se hace necesario la construcción de una carretera de 50 km. que unirá Oxapampa con la concesión para dar acceso a los pozos cerca del río Izcozasin donde iniciaremos nuestras primeras perforaciones y también tendremos que construir vías de comunicación a los pozos. Debemos decir que nuestra principal vía de abastecimiento será el río Izcozasin cuando utilizamos el campo de aviación de Cerro de Pasco, o demás afluentes siendo nuestra principal vía de comunicación la carretera Lima-Oxapampa.

c) Formaciones Esperadas:

Desde la parte Central del Domo "Fernando Noriega Calmet" hacia los flancos afloran: Rocas Cretáceas pertenecientes al Miembro Agua Caliente y al Miembro Huaya de la formación Oriente, luego las formaciones Chonta, Vivian, y Cashiyacu también del Cretáceo que se van circulando respectivamente y por último la formación Rocas del Terciario. Por debajo del miembro Permo-Carbonífera y luego por otra sucesión discordante, los miembros superior e inferior de la formación Ordovicia Media que reposan en basamento de rocas graníticas del Precámbrico.

d) Ubicación del primer pozo.

Según nuestros estudios geofísicos, ubicaremos el primer pozo en la cresta del domo estructural "Fernando Noriega Calmet", cuya locación es: C SE 31 1 S 4W. Esta notación de la ubicación de los pozos corresponde al método americano de cuadrangular la concesión. Este punto está a 1000' sobre el nivel del mar. Pese a ser la topografía accidentada y de abundante vegetación, hemos preparado una plataforma de 200 x 200 pies con sus vías de acceso correspondiente.

e) Conjuntos Auxiliares.

Para el mantenimiento de coordinación entre el equipo y su con

dimiento, para la perforación propiamente dicha, consideramos imprescindible los siguientes conjuntos auxiliares, para una operación en la montaña:

- 1.- Balsa de alojamiento y almacenes montados sobre balsas.
- 2.- Casas pre fabricadas.
- 3.- Equipo de radio.
- 4.- Pluma con oruga para mejor locomoción, Kohering 305.
- 5.- Tractor D- 6 D-8, por lo menos uno.
- 6.- Trailer.
- 7.- Lancha remolcadora de 150 HP.
- 8.- Jeep.
- 9.- Balsas de 100 y 200 ton. de 5 a 6 sólo serán precisas en época de mudanza, sin embargo siempre acompañan al equipo, para almacenar el combustible y para la colocación de algún material extra.
- 10.- Motores de luz de 75 HP, dos por lo menos.
- 11.- Bomba de aceite diesel centrífuga de 25 HP.
- 12.- Bomba de tratamiento de agua de 10 HP.
- 13.- Motores de popa de 10 y 35 HP.
- 14.- Taller de torno y mecánica.
- 15.- Bomba de agua de 75 HP.
- 16.- Puesto de enfermería.

Como podemos apreciar, los diferentes conjuntos que dominamos auxiliares son de gran valor. Las balsas alojamientos serán 2, igualmente las casas pre fabricadas, en las cuales existirán las condiciones higiénicas elementales así como instalaciones eléctricas: ventiladores, radio, electrola, refrigerador, cocina, y las instalaciones de agua y su tratamiento para evitar epidemias y enfermedades es

tomacales. Así también los cuartos estarán protegidos con telas metálicas para evitar la entrada de insectos, tan comunes en esta región.

Bases de Apoyo.-

Denominamos así a los puntos de abastecimiento para un determinado número de equipos, los que deben distribuirse en las localidades que queden al margen de los ríos mayores tales como Pucallpa y Oxapampa. Estas bases tienen los repuestos en general, mecánicos, ya sea de Malacate así como de las máquinas pesadas, material de perforación en tal forma que se encuentre capacitados para atender cualquier pedido de material de los equipos. En esta base de apoyo se deben encontrar remolcadores, lanchas hidroaviones, mientras que aquellos no tan necesarios pueden ser enviados por balsas por los remolcadores, para lo que primará el criterio de previsión de los encargados de las bases, para lo que se debe llevar un control semanal y mensual de los alimentos y abastecimientos en general consumidos.

Las bases de apoyo tendrán estaciones de radio para recibir los reportes de perforación. Las bases de apoyo obligarán a los equipos a mantener constante ligación de radio, que facilitará el envío de órdenes así como para el mejor cumplimiento de los programas de perforación. Las matrices de departamentos de exploración y perforación se encontrarán en las referidas bases.

Selección del Equipo.

Consideremos que se necesita un equipo que tenga capacidad para perforar hasta 6,000', con tubería de perforar de 4-1/2". Estas necesidades el equipo Emsco G.A. 500, que puede perforar normalmente hasta 7600 pies.

La Litología esperada es:

DE	A	OBSERVACIONES
Pies		
0	- 660	Capas rojas del terciario, Calizas rojizas, areniscas blancas y fajas de tufos, dósiles.
660	- 1260	Areniscas masiva entrecruzada, Facie regresiva de deposición fluvial.
1260	- 2120	Arcillas, Facie marina (fósiles: crustáceos)
2120	- 2720	Arcilla rojiza areniscas, arcillas y calizas. Facie transgresiva de deposición fluvial.
2720	- 4520	Areniscas maciva entrecruzada; facie regresiva de deposición fluvial
4520	- 4820	Areniscas y arcillas Facie regresiva.
4820	- 5220	Areniscas y arcillas, Facie transgresiva.
5220	- 5420	Areniscas y arcillas, Facie transgresiva.
5420	- 6000	Sección petrolífera productiva (aprox. 80') Ash bed; Arenisca maciva fluvial.

Presiones esperadas

A los 3,000 pies una gradiente de formación = 0.55 psi/pie.

A los 4,900 pies una gradiente de formación = 0.60 psi/pie.

PROGRAMAS DE PERFORACION

Programa de Forros

a).- Forros de superficie. Se colocarán en los 600 primeros pies pies, forros de 13 3/8" de diámetro exterior. Se disponen de los siguientes forros.

H₄₀ de 48 lb/pie.

J₅₅ de 54.5 lb/pie.

Para los forros superficiales sólo será necesario chequear los valores de los esfuerzos máximos al colapso y a la tensión a que van a estar sometidos.

Probando en primer lugar con los forros H₄₀ de 48 lb/ft.

Colapso.

La presión máxima del lodo estará dada por:

$$P_b = \frac{78 \text{ libras/ft}^3 \times 0.434 \text{ psi/pie} \times 600 \text{ pies}}{62.4 \text{ lb/ft}^3} = 325 \text{ psi} \times 1.125 = 365 \text{ psi}$$

La siguiente forma se aplica para hallar la resistencia al colapso en las uniones cortas y para valores de $d/t = 14$ o mayores.

$$P_c = 0.75 (S) \frac{2.503}{D/t} - 0.0460$$

Donde:

P_c = presión de colapso en psi.

S = límite elástico longitudinal promedio a la tensión, en psi

D/t = relación entre el diámetro exterior del forro y su espesor.

$$P_c = 0.75 \times 50,000 \times \frac{\frac{2.503}{13.375}}{0.330} - 0.0460$$

$$P_c = 592 \text{ psi.}$$

Probando con forros J-55 de 54.5 lb/ft.

$$P_c = 0.75 \times 65,000 \times \frac{\frac{2.503}{13.375}}{0.38} - 0.0460$$

$$P_c = 1225 \text{ psi.}$$

Entonces, preferimos el H-40 porque sobrepasa nuestras necesidades de 363 psi y es más económico.

Tensión.

La carga máxima estará dada por el peso de los forros y en este caso:

$$P_c = 48.0 \text{ lb/ft} \times 600 \text{ ft} = 28,800 \text{ lbs.} \times 2 = 57,600 \text{ lbs.}$$

La resistencia a la tensión está dada por la siguiente fórmula (para coples cortos):

$$P_T = 0.80 C (33.71 - D) \frac{1}{t - 0.07125} + 24.45 A$$

Donde:

C = Constante que varía según el grado del acero.

P_T = Resistencia promedio de la unión roscada (uniones cortas) dada en libras.

t = Espesor de los forros, en pulgadas.

d = Diámetro interior.

A = Area de contacto en la raíz del último hilo y que se encuentra por la fórmula :

$$A = 0.7854 (D - 0.1425)^2 - d^2$$

Reemplazando valores:

$$P_T = 0.80 \times 72.5 (33.71 - 13.375) \frac{1}{0.330 - 0.07125} + 24.25 \times 12$$

$$P_T = 396,000 \text{ lbs.}$$

O sea mucho mayor que 57,600 libras con un factor de seguridad de 2.

Estos mismos resultados se hallan con más rapidez con tablas apropiadas que tienen los fabricantes de tuberías de revestimiento.

FORROS DE PRODUCCION

Serán 6,000 pies de forros de 7" de diámetro exterior.

Se disponen de:

H ₄₀	20	libras/pie.	
J ₅₅	20	"	"
J ₅₅	23	"	"
J ₅₅	26	"	"
N80	23	"	"
N80	26	"	"
N80	29	"	"

Requisitos a cumplirse

- 1.- Densidad máxima del lodo = 85 lb/pie³
- 2.- Presión interna máxima = 3.500 psi.
- 3.- Factores de seguridad:
 - a) Colapso: 1.125.
 - b) A la tensión: 2.0 (uniones)
 - c) A la presión interna: 1.33

Resistencia al Colapso.

Primer paso:

Se determina el menor peso y grado de casing que resista la presión de colapso a la profundidad de 6000 pies igual a 4,000 psi. En el catálogo vemos que es J-55 de 26 lb/pie con un factor de seguridad de 1-1/8. Seleccionamos este casing para la sección No. 3

Segundo paso.-

Se determina la profundidad de asentamiento para el peso más ligero para la Sección N° 2 de 7 pulg. O.D. Se ve que es J-55 de 23 lb/pie, el cual se puede asentar hasta la profundidad de 5850 pies. Luego tendremos: $6,000 - 5850 = 150$; pero por la reducción de carga se toma sólo el 30 por ciento de la diferencia: $150 \times 0.30 = 45$ que aproximamos a 50 pies.

La profundidad de asentamiento de la Sección N° 2 según las tablas menos la reducción estimada: $5850 - 50 = 5800$ pies. Por tanto: $6000 - 5800 = 200$ pies de casing de 26 lb/pie J-55, que corresponde a la longitud de la Sección N° 3.

Tercer paso.

Cálculo de revisión de la profundidad de asentamiento de la Sección N° 2.

$$\frac{\text{Peso de la Sec. N° 2}}{\text{Area de la Sec. N° 3}} = \frac{200 \times 26}{6.656} = 782 \text{ psi}$$

Según datos del catálogo tenemos: $3290 - 3440 = 150$ psi x

$$3290 - \left(\frac{782 \times 150}{5000} \right) = 3266 \text{ psi}$$

Igual resultado obtendríamos en el gráfico apropiado (D/t vs. Resistencia mínima de Colapso).

Desde que las tablas se basan en que el lodo es de igual densidad a la del agua salada, la longitud de la sarta se calcula tomando 2 pies de columna de agua por libra de presión de colapso.

$$\frac{2 \times \text{Resistencia de Colapso mínima}}{\text{Factor de seguridad}} = \frac{2 \times 3266}{1.125} = 5800 \text{ pies}$$

Puesto que la profundidad calculada antes es de 5800 pies, esta revisión

sión nos da la confirmación.

Cuarto paso.

Se determina la profundidad de asentamiento para el siguiente peso más ligero que la Sección N^o 2 en el Catálogo, según los pasos 1^o y

Vemos que el casing de 7" O.D. J-55, de 20 lb, que se puede asentar 4440 pies de profundidad.

Luego tendremos: $6000 - 4440 = 1560$ pies.

$1560 \times 0.30 = 470$ pies que aproximamos a 500 pies.

$4440 - 500 = 3940$ pies, que consideramos como 4,000 pies, que será la profundidad de asentamiento de la Sección N^o 1.

La profundidad de asentamiento de la Sección N^o 2 menos la estimada de la Sección N^o 1.

$5800 - 4000 = 1800$ pies de casing J-55 de 23 lb., que es la longitud de la Sección N^o 2.

Quinto paso.

Cálculo de revisión para la profundidad estimada de la Sección N^o 1

$$\frac{\text{Peso de las Sec. N}^{\circ} 2 \text{ y } 3}{\text{Area de la Sec. N}^{\circ} 1} = \frac{1,800 \times 23 + 5,200}{5,749} = 8,100 \text{ psi.}$$

Según datos del catálogo interpolamos: $2,390 - 2270 = 120 \times$

$$\times (10,000 - 8,100) + 5,000 = 45 + 2270 = 2,315 \text{ psi,}$$

que es la resistencia del colapso mínimo.

$$\frac{2 \times \text{Resistencia del colapso mínimo}}{\text{Factor de seguridad}} = \frac{2 \times 2,315}{1.125} = 4,120 \text{ pies que}$$

es mayor que la profundidad de asentamiento asumida para la Sección N^o 1.

Tensión:

Se acostumbra tomar como mínimo factor de seguridad para la tensión 2 que se obtiene al dividir la resistencia a la tensión de la última unión en el tope entre el peso de toda la sarta inferior.

Aplicamos la fórmula:

$$P_T = 0.80 (C) (33.71 - D) \frac{1}{t - 0.07125} + 24.45 A_j$$

En donde:

P_T es la resistencia mínima de la unión a la Tensión en lbs.

D el diámetro exterior en pulgadas.

t el espesor nominal de las paredes del casing, en pulg.

A_j Area de la sección de las paredes del casing, en pulg.

C Constante del grado de acero, para J-55 = 96.5 (coples cortos)

Reemplazando los valores, tenemos:

$$P_T = 0.80 \times 96.5 \times (33.71 - 7) \frac{1}{t - 0.07125} + 24.45 A_j$$

$$P_T = 345,000 \text{ lbs (Para el casing de 26 \#/ft, J-55)}$$

El peso de toda la sarta, actúa sobre la unión tope del casing de 26 #/ft, J-55:

$$4,000' \times 20 \text{ lb/ft} + 1,800' \times 23 \text{ lb/ft} + 200' \times 26 \text{ lb/pie} = 126,600 \text{ lb.}$$

$$\text{Factor de seguridad} = \frac{345,000}{126,600} = 2.75$$

Segundo paso:

Para la sección N^o 2, usamos los datos del Catálogo, para determinar el F.S.

$$\frac{\text{Resistencia de la unión}}{\text{Peso de las Secc. 2 y 3}} = \frac{300,000}{41,400+5,200} = 6.43$$

Tercer paso:

Igualmente para la Sección N^o 3; el Factor de Seguridad es:

$$\frac{254,000}{5,200} = 49$$

Límite elástico práctico.-

El mínimo Factor de seguridad para el límite elástico práctico debe ser 1.25.

Para la Sección N^o 1, tendremos:

$$\frac{\text{Peso total de las Secciones Nos. 1, 2 y 3}}{\text{Area seccional del casing de la Sec. N^o 1}} = \frac{126,600}{7,549} = 16,800 \text{ psi}$$

Factor de seguridad:

$$\frac{55,000}{16,800} = 3.27$$

Sección N^o 2

$$\frac{\text{Peso de la Sección Nos. 2 y 3}}{\text{Area de la Sección N^o 2}} = \frac{46,600}{6,656} = 7,000 \text{ psi.}$$

$$\text{Factor de Seguridad} = \frac{55,000}{7,000} = 7.8$$

Sección N^o 3

$$\frac{5,200}{5,749} = 900 \text{ psi}$$

$$\text{Factor de Seguridad} = \frac{55,000}{900} = 61$$

En realidad el factor de seguridad a la presión interna es mayor, puesto que se está considerando el espacio anular vacío en el presente cálculo y esto no ocurre en la realidad.

Presión interna.-

El Factor Seguridad para la presión Interna basado en el mínimo rendimiento nunca debe ser menor de 1.

La gradiente de presión es 0.5 lb/pie.

Calculemos el Factor Seguridad para cada sección. Tendremos:

$$F.S. = \frac{\text{Presión interna para la Sec. N}^\circ 1}{0.5 \text{ lb/pie} \times \text{Profundidad total}} = \frac{3,740}{0.5 \times 6,000} = 1.125$$

$$F.S. = \frac{\text{Presión Interna para la Sec. N}^\circ 2}{0.5 \text{ lb/pie} \text{ profundidad total}} = \frac{4,360}{0.5 \times 6,000} = 1.45$$

$$F.S. = \frac{\text{Presión Interna para la Sec. N}^\circ 3}{0.5 \text{ lb/pie} \text{ profundidad total}} = \frac{4,980}{0.50 \times 6,000} = 1.65$$

Resumen de los Forros.-

600 pies	J-55	de	54.5	lb/pie	13 3/8"	O.D.
4000 "	J-55	de	20.0	"	7"	O.D.
1800 "	J-55	de	23.0	"	7"	O.D.
200 "	J-55	sw	26.0	"	7"	O.D.

PROGRAMAS DE BROCAS

- a) Brocas de 12 1/4 pulgadas de 0 a 600 pies y ensanche a 17 1/2"
- b) Brocas de 9 5/8 " de 600 a 4,000 pies.
- c) Brocas de 8 5/8 " de 4,000 a 6,000 pies.

El tipo de broca a utilizarse va a depender del carácter de las formaciones a atravesar.

Podemos clasificar litológicamente a las formaciones como sigue:

1.- Formaciones Suaves.

Caracterizadas por formaciones superficiales como: arena interperizadas y lutitas blandas con regímenes de avance de 20 a 30 pies/hora y avance/broca de 350 a 450 pies, o más. Con brocas jet se obtien

nen mayores regímenes de avance.

2.- Formaciones Medias.

La forman lutitas compactas, con razones de avance de 12 a 18 pies/hora y con avances/broca de 150 a 250 pies, siempre y cuando haya suficiente circulación de lodo y las condiciones "jet" sean apropiadas.

3.- Formaciones duras.

Arenas y areniscas con razones de avance de 6 a 10 pies/hora y avance por broca de 75 a 125 pies.

4.- Formaciones bien duras.

La forman areniscas y conglomerados con razones de avance de 4 a 6 pies/hora y avances/broca de 25 a 75 pies.

5.- Formaciones Duras y Abrasivas.

Representadas por areniscas cuarcíticas.

Consumo de Brocas

Tomando los avances broca promedio tenemos:

De pies	a	Número	Diámetro Pulgadas	Marca	Tipo
0	600	2	12 1/4	Hughes	OSC3 - J
600	1,500	3	9 5/8	"	OSC3 - J
1,500	3,500	10	9 5/8	"	OSC - J
3,500	4,000	3	9 5/8	"	QWS
4,000	5,100	22	8 5/8	"	W7R
5,100	6,000	5	8 5/8	"	QWS

NOTA: Además se ensanchará el hueco de 12 1/4" a 17 1/2" desde 0 a 600 pies.

BOTELLAS.-

El empleo de botellas de 7 pulgadas de diámetro exterior por 3 pulgadas de diámetro interno y con un peso 107 lb/pie ha dado magníficos resultados. Además la caída de presión es baja. Se recomienda usar 480 pies de botellas de las características nombradas.

El peso de la sarta de botellas en el aire será:

$$480 \text{ pies} \times 107 \text{ lbs/pié} = 51,360 \text{ lbs.}$$

Tomando el 70% de peso de las botellas como carga utilizable

$$0.70 \times 51,360 \text{ lbs.} = 35,952 \text{ lbs.}$$

Las variaciones del peso y de las revoluciones de la mesa están regidas con el avance de la broca/hora según la fórmula:

$$X = 24, N \left(\frac{W}{30,000 D} \right) K$$

Donde;

W = Peso sobre la broca.

X = Avance de la broca en pies/hora.

N = Revoluciones de la mesa por minuto.

D = Diámetro de la broca en pulgadas.

K = Constante de formación.

Relación Peso Velocidad Rotaria (broca = 8" D.C. = 7")

Peso sobre la Broca Libras	Revoluciones Mesa
14,000	120
18,000	100
22,000	90
25,000	80
28,000	70

Peso sobre la Broca en Libras	Revoluciones Mesa
32,000 y 35,000	60

NOTA: Sin pasar de una desviación de 3° .

TUBERIA DE PERFORACION

Se perforará con tubería de 4 1/2 con uniones "Internal Flush". Se prefiere este tipo de uniones por la baja caída de presión. La cañería es de grado E y rango 2 y las uniones son permíttables. Características de la tubería de perforación (16,6 lb/pie).

O.D. = 4 1/2"	E.U.D. = 5 1/32"
I.D. = 3.826"	t = 0.337"
Hilos/pulg. = 8	

Características de las Uniones:

O.D. = 6 1/8"
I.D. = 3 3/4" Long. de la Caja = 12 1/4"
Longitud total = 20"
Diam. base del fin = 5.250".
Peso del par stand = 77 libras.

Resistencia de la Tubería:

- Al colapso = 8,310 psi.
- A la Tensión = 330,560 libras.
- A la presión interna = 9,830 psi.

Torques Recomendados para las Uniones y Conexiones de las Botellas.

(4 1/2" I.F.)

Torque mínimo aplicable = 12,000 pies-libras.

Torque máximo aplicable = 17,000 pies-libras.

MALACATE.

Es del tipo EMSCO G.A. 500 y está accionado por dos motores Twin.

General Motors que desarrollan cada 350 HP

Vamos a ver con que velocidad tentativa puede izar la carga máxima que vamos a aplicar el Gancho.

Peso de la cañería de 4 1/2" = 5,520' x 16.6 lb/pie = 91,632 lb.

Peso de las botellas de 7" = 480' x 107 lb/pie = 51,360 lb.

Peso Total de aire 142,992 lb.

$$700 \text{ Hpm} = \frac{142,992 \text{ lb} \times V \text{ pies/minuto}}{33,000 \text{ pies/lbs/HPm} \times \text{minuto}}$$

Despejando V

$$V = \frac{700 \times 33,000}{142,992} = 161 \text{ pies/minuto}$$

CLASES DE MASTILES

a) Separado del Malacate.

b) Integral.

Integral es decir junto con el malacate y traslado en la misma carga. Donde puede ser usado, el mastil integral ofrece muchas ventajas. El equipo puede ser movido junto con el montón y gancho, no hay problemas críticos de alineación entre el malacate y el mastil. El resultado es una economía importante en el tiempo de la instalación. Sin embargo, en los equipos reducidos más grandes, el peso del mástil junto con el malacate y sus motores puede sobrepasar las cargas límites admitidas en las carreteras. Pero la altura del mástil está limitada al uso de barras de dos tubos si se emplea un mástil separado, se requerirá una carga más adicional y puede emplearse un mástil que permita sacar barras de tres tubos. La decisión usar mástil integral o separado así como el uso mástil con altura para sacar barras de 2 o 3 tubos depende enteramente del área de operación. En

nuestro caso es preferible emplear un equipo más bien chico por las dificultades que se presentan en los transportes.

Equipos montados en trailers o sobre "Skies".

La práctica de poner equipos geofísicos sobre ruedas para el transporte rápido está ampliamente difundida. Cuando se emplean "Trailers" o camiones, el chasis puede servir como parte de subestructura y no es necesario generalmente montar los componentes sobre "Skies". El tiempo empleado en la instalación y desarme es reducido frecuentemente. Algunos fabricantes de equipos están usando los motores del equipo para mover la unidad. Con esta modalidad se elimina el tiempo de espera por fuerza motriz y se reducen los costos de traslado.

Los equipos convencionales montados sobre "Skies" son más ligeros y sus aparejos son menos costosos que los montados sobre ruedas.

Algunas autoridades creen que los equipos montados sobre "Skies" son más económicos para la perforación profunda y formaciones duras, mientras que los montados sobre ruedas tienen importantes ventajas cuando perforan pozos superficiales y formaciones suaves.

Resumiendo, el empleo de uno u otro equipo depende de:

- a) Disponibilidad del Capital.
- b) Tiempo promedio de traslado de los pozos.
- c) Distancia de traslado promedio.
- d) Si el equipo va a ser usado también como reacondicionador.

El que usaremos es un mástil con capacidad de 610,000 libras y de 105 pies de altura libre.

Puede acomodar 6,000 ' de tubería de perforación de 4 1/2 pulgadas.

PROGRAMA DE LODO Y SUS CARACTERISTICAS:

Elección del tipo de lodo de acuerdo a las características del terreno. Desde el advenimiento de la perforación rotativa la calidad de los fluidos de perforar ha sido uno de los factores más importantes en la limitación de las profundidades hasta ahora alcanzadas. El tipo de lodo a usarse, debe estar de acuerdo con la profundidad y caracter de la formación.

A continuación indicaré algunas recomendaciones en el empleo del lodo.

Cuando se perfora pozos profundos o formaciones que tienden a derrubarse o formarse cavidades cuando se emplea fluidos ordinarios de perforación, se deben emplear lodos con baja filtración.

Ya que en los gastos aumentan en proporción aproximada al quebrado de la profundidad, se considera buena práctica progresivamente mejores lodos con menores pérdidas de agua cada vez que se aumenta en la profundidad. Para prácticas en perforaciones normales los siguientes tipos de lodo han dado resultados satisfactorios a las profundidades indicadas.

Tipos de Lodos de Perforación.

Tipos de lodo de perforación	Rango de Pérdida de agua. (cc.en 30 min).	Rango de Perforación recomendada
Agua	-----	0 - 3,000 ft.
Barro de arcilla, no tratado	30 - 15	3,000- 4,000 "
Barro de fosfatos complejos	12 - 16	3,000- 7,500 "
Barro de tanato alcalino	10 - 5	3,000- 9,000 "
Barro de tanato alcalino y cal tratado con CMC	8 - 4	5,000-11,000 "
Barro de emulsión	4 - 2	6,000-11,000 "
Barro con poca cant.de almidón	4 - 2	7,000-12,000 "
Barro con gran cantidad de almidón	3 - 1.5	7,000-12,000 "

Esta tabla indica los rangos de profundidades para las cuales los varios tipos de lodo han resultado satisfactorios en condiciones normales de perforación.

Sin embargo, es preferible usar lodo excesivamente tratados a profundidades menores de las indicadas si se encuentran condiciones normales que dificulten la perforación.

De acuerdo a las características litológicas de La Amazonía, en la que encontramos grandes cantidades de sal y fuertes filtraciones de agua subterránea que perjudican a la buena marcha de la perforación, y también por ser estos reservorios de barra presión y altas temperaturas y la dificultad de estar modificando rápidamente las características de los lodos, se ha optado por utilizar hasta 2,000' un "lodo a base de arcilla natural" y luego se empleará un lodo de Tanato alcalino, hasta los 6,000'.

Lodo a base de arcilla natural.

Sus ventajas principales son: Ningún costo de mantenimiento, pueden controlarse satisfactoriamente con adición de agua y algunas ocasiones, con pocos sacos de bentonita y casi siempre mantienen un peso suficiente de presiones menores de $0.46 \text{ lb/in}^2/\text{ft}$. Pueden tener un filtrado de 15 - 30 cc. en 30 min. La grande cantidad de agua requerida para el control de su viscosidad reducen la densidad del lodo y seria necesario agregar cantidades económicas de Baritina, pero esto no es necesario por las bajas presiones existentes; sin embargo en caso necesario el tratamiento químico de lodo debe comenzar tan pronto aparezca la necesidad de aumentarle de peso. La técnica para preparar y mantener un barro de arcilla natural es muy sencilla; se prepara revolviendo de 15 a 20 sacos de Bentonita en 100 Bb de agua. La viscosidad debe mantener entre 32 a 36 seg. (Embudo March) y

la densidad debe ser 9.4 a 10 lb/gal. En muchas formaciones la sola adición del agua es suficiente para producir un lodo de cualidades satisfactorias sin embargo en formaciones en las cuales predominan arenas y arcillas arenosas es necesario añadir considerables cantidades de bentonita para aumentar la concentración de materiales coloidales en el lodo. Un barro de arcillas naturales implica abandono del tratamiento químico; no obstante, se recomienda añadir unas 100 libras de Quebracho o Pirofosfato de Sodio, justamente antes de comenzar la perforación del cemento en los forros superficiales para evitar su contaminación.

Lodos de Tanato Alcalino.

(Rojos) (De 2,000' a 6,000')

Escogido por ser usado en perforación hasta los 8,000', bajo condiciones normales o moderadamente difíciles, por ser muy poco afectados por elevadas temperaturas y períodos largos de tratamiento. También son poco sensibles a las contaminaciones de sal o cemento y si hubiera necesidad pueden convertirse fácilmente en lodo de Tanato alcalino y Cal o en lodos a base de almidón. La recomendación para preparar este tipo de lodo es el siguiente:

A un lodo a base de arcillas naturales se le añade 0.5 lb. de Soda Caustica y 0.5 lb. de Quebracho por barril de lodo en el sistema.

La solución de Quebracho cáustico para el tratamiento se prepara mezclando 50 lb. de Quebracho y 50 lb. de Soda Cáustica por cada barril de agua, agregando primeramente el Quebracho y luego el agua. La forma que debe agregarse estos productos depende de la necesidad de la perforación. Después del tratamiento inicial se añade

0.1 a 0.2 lb. de cada producto químico por barril de lodo, diariamente. La soda cáustica debe regularse para que el PH se mantenga entre 10 y 11 y el Quebracho debe permitir que el filtrado sea de un color rojo oscuro. Un lodo de tanto alcalino bien acondicionado tiene las siguientes características especiales:

- a) Color rojizo.
- b) Fuerza de Gel (inicial y 10 minutos) baja.
- c) Alta filtración.

Principales características de un lodo de perforación.

a) DENSIDAD

Esta propiedad tan importante debe mantenerse por encima de las presiones máximas esperadas. El siguiente cuadro nos mostrará las variaciones de la densidad del lodo:

GRADIENTE ESPERADA	GRADIENTE DEL LODO	DENSIDAD DEL LODO
0.46 psi/pie	0.520 psi/pie	74.0' lb/ft ³
0.48 "	0.540 "	78.0 "
0.55 "	0.59 "	85.0 "
0.60 "	0.66 "	95.0 "

Para subir la densidad emplearemos baritina, la cantidad de sacos de 100 libras necesarios para aumentar la densidad en las cifras deseadas por cada 100 barriles de lodo, está dada por la fórmula siguiente:

$$W_3 = \frac{1505 (W_2 - W_1)}{35.8 - W_2}$$

Donde:

W_3 = sacos de barriles de 100 lb. c/u.

W_2 = densidad final del lodo requerida en lb/gal.

W_1 = densidad del lodo original en lb/gal.

Vamos a encontrar el volumen de lodo a tres profundidades:

a) A 3300 pies

Volumen en los forros superficiales =	93 bb
Volumen en 2,700 pies de hueco de 9 5/8" (se considera un 20% de exceso por pérdida y ensanchamiento del hueco)	292 bb
En la Cantina	200 bb
	<hr/>
	585 bb

b) A 4,000 pies

Volumen de los forros superficiales:	93 bb
En 3,400 pies de hueco de 9 5/8"	368 bb
En la Cantina	200 bb
	<hr/>

c) A 6,000 pies

Volumen de los forros superficiales:	93 bb
En 3,400 de hueco de 9 5/8"	368 bb
En 2,000 de hueco de 8 5/8"	145 bb
En la Cantina	200 bb
	<hr/>
	806 bb.

VISCOSIDAD

Las formaciones superficiales se perforan con un lodo de viscosidad baja, alrededor de 35 segundos March. Esto permitirá una perforación rápida. Al ingresar a las arenas y formaciones duras, utilizamos viscosidades más altas, que varían desde 40 a 55 segundos March.

Es preciso que la viscosidad alta ayude a mantener la Baritina y arrastran los detritos del fondo del hueco que posean un mayor peso específico que de otras formaciones.

Su valor debe ser controlado a diario durante la perforación y su medida de hacerse por medio standard. Las condiciones y tamaño del hueco, la velocidad de bombeo, el tamaño del ripio, el tipo de broca usado y las características del gel del lodo, influyen en la viscosidad.

La viscosidad de un lodo es la resistencia que tiene al flujo. Dependen de la cantidad y calidad de sólidos en suspensión. Es regla general que un porcentaje mayor de sólidos en una suspensión rendirá mayor viscosidad; así también las sustancias coloidales como la bentonita darán mayor viscosidad que las superficies no coloidales como arena, Baritina, etc.

FILTRADO Y ESPESOR DE LA COSTRA:

El filtrado de un lodo de perforación no es otra cosa que la habilidad de los componentes sólidos del lodo a formar un enlucido delgado y de baja permeabilidad de lo cual depende de la cantidad y estado físico del material coloidal en el lodo.

Se ha comprobado que cuando el lodo tiene baja cantidad de coloidal y alta cantidad de sólidos inertes forma un enlucido grueso en las paredes del hueco. Una gruesa costra restringe el pase de las herramientas y dan lugar a un alto filtrado con el consiguiente peligro de derrumbes.

Según el API, el filtrado no deberá pasar de los 10 cc. en la prueba piloto cuando se está perforando hueco de superficie. Durante el resto de la perforación el filtrado se mantendrá entre 4 y 5 cc.

Como la cantidad del filtrado en la prueba piloto es un índice de

la mayor o menor facilidad con que absorbe agua una formación, debe procurarse minimizar esta pérdida para evitar huecos angostos o más aún atraques de la cañería y empaquetamiento de la broca. Se utiliza el filtro a presión Standard Baroid.

El pH se define como el valor del logaritmo negativo vulgar de la concentración de iones de hidrógeno expresada en moles por litros. El cual indica la relativa acidez o alcalinidad del fluido.

Las soluciones alcalinas tienen un valor de pH que varía exactamente encima de 7 que es el punto neutral, y muy cerca del punto de más fuerte alcalinidad. Las soluciones ácidas tienen un valor pH que varía exactamente de 7, para una acidez pequeña hasta Cero que corresponde a la más fuerte acidez.

Este valor de pH, grado de acidez o alcalinidad, es el índice de los materiales coloidales en suspensión así como otras propiedades del lodo. La disposición de retener materiales, la viscosidad, la fuerza del gel, corrosividad, y el grado de absorción de gas son propiedades del lodo que tiene íntima relación con la concentración de iones de Hidrógeno o pH.

El pH se puede medir comparativamente y se expresa en los valores de la escala de Sörensen. Se emplean métodos colorimétricos y eléctricos, usando papel tornasol para los primeros y el medidor de pH Beckman para los últimos. Por lo general el pH debe siempre estar arriba de 9.5.

FUERZA DE GEL.

Una de las características más comunes de los fluidos de perforación es la gelatinización que tiene lugar cuando se le permite permanecer en estado estático por un cierto tiempo. Barros con alta fuerza de gel causan considerables dificultades en restablecimiento

de la circulación, es por esto que la fuerza de gel debe ser estrictamente necesaria para prevenir la decantación de los materiales pesados contenidos en el lodo. Para medir se utiliza el embudo March con su método prescrito.

VELOCIDAD DEL GEL.

La velocidad del gel es siempre inversamente proporcional a la viscosidad. En general la gelatinización debe mantenerse alta cuando se paran las bombas para impedir el asentamiento de los materiales pesados y sostener los detritos en el hueco. Se bajará la fuerza del gel cuando haya presencia de gas.

CONTENIDO DE SAL.

La presencia de sales en el lodo cuando se presentan formaciones de sal, cuando hay invasión de agua salada en el hueco. En aquellas regiones donde es probable la contaminación, es indispensable analizar el fluido con frecuencia y cuando el contenido de Cloruros es más o menos 6,000 p.p.m. es necesario hacer un tratamiento especial en el fluido.

El porcentaje de sal en el fluido de perforación se determina por el método volumétrico que consiste en valor filtrado del fluido con una solución de Nitrato de Plata.

CONTENIDO DE CAL.

El factor cal se realiza con el filtrado de fluido, utilizando el potenciómetro "Beckman" y una solución de ácido sulfúrico, 1/50 N que se encuentra en una probeta graduada.

CONTENIDO DE ARENA.

Es conveniente periódicamente determinar el contenido de un lodo de perforación ya que una excesiva cantidad de arena en el lodo

puede resultar en la deposición de un grueso enlucido en la pared del pozo, o puede cementar en el hueco. en torno de las herramientas caso que la circulación sea paralizada, interrumpiendo de este modo la perforación en la puesta de los forros (Casing)

También un alto contenido de arena puede causar una excesiva abrasión en la bomba y en las conexiones de la cañería.

El contenido de arena y el lodo se determina por: decantaciones, sedimentación o análisis de Mayer. Un lodo de perforación debe tener como máximo, un contenido de arena de 2 a 3%.

CONTROL DEL LODO Y RECOMENDACIONES.

Densidad.- Los siguientes agregados son necesarios para controlar la densidad de un lodo:

Baritina: aumenta la densidad.

Bentonita: aumenta la densidad.

Agua: disminuye la densidad.

Oxido de hierro: aumenta la densidad.

Carbonato de calcio: aumenta la densidad (muy poco)

Fórmula para aumentar el peso de un lodo. (Baroid).-

$$W_3 = \frac{42 V_1 \Delta W}{1 - 0.12 \frac{W_2}{G}}$$

$$\Delta W = W_2 - W_1$$

W_1 = densidad inicial del lodo en #/gal.

W_3 = peso del material densificado que se debe añadir en #.

V_1 = volúmen original de lodo en Bbls.

G = gravedad específica del material densificante.

Fórmula para disminuir el peso de un lodo.- (Baroid)

$$X = \frac{V \angle W_1}{8.33 - W_2}$$

W_1 = densidad original del lodo en #/gal.

W_2 = densidad final del lodo en #/gal.

X = galones de agua en el sistema.

V = galones de lodo en el sistema.

Aditivos que controlan la Viscosidad.

Los aditivos que son usados para controlar la viscosidad de un lodo de Perforación

Agua: disminuye la viscosidad.

Bicarbonato de sodio: disminuye la viscosidad.

Soda Ash: disminuye la viscosidad.

Carbonato de bario: disminuye la viscosidad.

Pirofosfato ácido de sodio: disminuye la viscosidad.

Hexametáfosfato de sodio: disminuye la viscosidad.

Tetrafosfato de sodio: disminuye la viscosidad.

Cáustico y Quebracho: disminuye la viscosidad.

Bentonita: aumenta la viscosidad.

Soda cáustica: aumenta la viscosidad.

Tanino: reduce la viscosidad.

Fosfato de sodio: reduce la viscosidad.

La viscosidad de un lodo debe ser mantenida en un valor ligeramente mayor que aquel necesario para asegurar un pozo y en buenas condiciones durante los viajes de la cañería de perforación.

Debe tenerse en cuenta también:

a) Viscosidades menores propician progresos más rápidos en

la perforación.

b) Viscosidades mayores proveen mejores condiciones del pozo.

Agregados que controlan el filtrado.

Los siguientes son los agregados que controlan el filtrado en un lodo de perforación:

Agua: aumenta el filtrado.

Driscose: disminuye el filtrado.

Quimi 1:1, 1:2 1:5: disminuye el filtrado.

Acido tánico: (quebracho): disminuye el filtrado.

Carbonato de sodio: aumenta el filtrado.

Para el control del pH.

Los siguientes son los aditivos empleados para el control del pH de un lodo:

Estracto de quebracho: disminuye el pH.

Carbonato de sodio: aumenta el pH.

Soda cáustica: aumenta el pH.

Fuerza del Gel.

La fuerza del gel debe ser suficiente para mantener en suspensión los materiales pesados que contienen el lodo, Esta puede ser algunas veces suficientemente alta para cumplir esta función.

Siempre que sea demasiado alta para ser registrada por el viscosímetro Stormer. Por lo tanto es mejor probar la fuerza de suspensión de lodo utilizando el Viscosímetro March y dejándosele permanecer en reposo por una hora, si al final de este tiempo no se ha descantado una capa apreciable de Baritina se puede decir que la fuerza del gel inicial es suficientemente alta.

La razón por la que la fuerza inicial del lodo debe mantenerse baja es la siguiente: La viscosidad de un lodo medida bajo condiciones de flujo continuo, es función de otras dos propiedades del lodo: el valor de la plasticidad y la rigidez.

La rigidez es el factor más importante; sin embargo para diámetros mayores el valor de plasticidad es el factor determinante.

Para la perforación de pozos profundos se recomienda una fuerza de gel inicial (Stomer) no mayor de 5. gr. y una fuerza de gel a los 10 minutos (Storner) no mayor de 15 gr.

CONTAMINACION CON SAL:

La contaminación con sal (Cl Na) es altamente perjudicial a base de agua y arcilla. Inmediatamente que sucede aquello se notará que la viscosidad del lodo aumenta considerablemente, si el contenido de sal en la fase líquida del lodo en porcentaje es mayor que 1, el filtrado aumentará también rápidamente, Si el porcentaje de sal no excede de uno, es práctica corriente continuar la perforación con el lodo de agua y arcilla. En cambio si este porcentaje es mayor que uno, el filtrado y el espesor de la costra se excederán del valor deseado, siendo necesario el uso de almidón o gomas, a fin de restaurar su valor adecuado o impedir que se produzca algún derrumbe o atollamiento de cañería de perforar. No debe emplearse bentonita ya que esta se flocula por efecto del agua salada; en su lugar debe usarse arcilla especial para agua salada o en su defecto grandes cantidades de arcilla de baja gravedad específica.

Si se emplea almidón y la contaminación es menor de 20 por ciento, el lodo debe operar con un pH mayor de 11.5 a fin de prevenir la fermentación del almidón o de lo contrario agregar sal adicional.

Para la perforación de formaciones saliníferas se pueden usar lodos a base de petróleo aunque para tal efecto es preferible el uso de lodos a base de almidón que económicamente son más convenientes y se adaptan en mejor a este tipo de perforación.

La mayor contaminación de un lodo ocurre cuando se atraviesan estratos y domos de sal, en lo que grandes espesores de grandes cientos de pies pueden ser penetrados, saturándose de sal el fluido rápidamente, por eso, antes de comensar la perforación de una zona salinífera se debe proceder al cambio de lodo a base de agua y arcilla y usar como reemplazo una solución saturada de sal.

Si la tubería de revestimiento es colocada en el tope del estrato salinífero o si no existen secciones de lutitas encima de la zona de sal, se puede perforar el estrato de sal con agua saturada y sin aditivos para bajar el filtrado. En cambio si grandes estratos lutíficos o formaciones porosas no revestidas existen encima de la zona salinífera, se deben usar aditivos para reducir el filtrado a un valor bajo.

BOMBAS DE LODO.

El equipo posee las siguientes bombas:

- a) Bomba National C-250 (principal)
- b) Bomba Gardner Denver F K - F X K (repuesto)

En primer lugar vamos a calcular la caída de presión en sistema hidráulico y ver si ella está en condiciones de operar frente a las demandas máximas de presión y volumen.

Caso I: a 4,000 pies.

Utilizamos la regla "Calculador Hidráulico Reed", cuyos cálculos están basados en 90% de Eficiencia Volumétrica.

Datos:

Diámetro del hueco: 9 5/8".

Tubería de perforación: diámetro 4 1/2"; 16.6 lb/pie.

Drill collars: longitud: 4.80 x 100 ft.; I.D. 3".

Lodo: Viscosidad: Media: Densidad: 11.3 lb/gal.

Descripción de la bomba:

Nº 1 National C-250; 7 1/4" x 15" ; 58 S.P.M.

Nº 2 Bomba Gardner Denver FK - F X K

Velocidad anular de Retorno: 130 ft/min.

Gasto de la Bomba: 385 G.P.M.

Diámetro de Liner: 6 1/4"

Máxima presión de descarga disponible 1,115 psi.

Pérdidas de presión en el equipo superficial: 52 psi.

Pérdida de presión en los Drill Collars: 22 psi/100 Ft.

Pérdida total en los Drill Collars 22 x 4.80 = 106 psi.

Pérdida en los Drill Collars y en equipo superficial = 158 psi.

Presión neta disponible = 957 psi.

Pérdida de presión en los drill pipe: 67 psi/1000 ft.

Pérdida de presión en el retorno: 30 psi/1000 ft.

Pérdida de presión en drill pipe + el retorno: 97 psi/1000 ft.

Tanteos para calcular el diámetro de las boquillas de las brocas:

Para 1 de 7/16 y 2 de 1/2 Factor "K" = 32.5.

Pérdida de presión en las boquillas de la broca: 490 psi.

Presión disponible para agregar tubería: 467 psi.

Tubería de perforación que se puede agregar: 4,820 ft.

Profundidad a la que la bomba puede rendir: 5,300 ft.

Velocidad del lodo a través de las boquillas: 225 ft/sec.

Para 2 de 7/16" y 1 de 1/2" Factor "K" = 39

Pérdida de presión en las boquillas de la broca: 630 psi.
 Presión disponible para agregar tubería: 327 psi.
 Tubería de perforación que se puede agregar: 3,370 ft.
 Profundidad a la que la bomba puede rendir: 3,850 ft.
 Velocidad del lodo a través de las boquillas: 245 ft/sec.

Conclusión:

Según la performance de la bomba se puede utilizar las boquillas de la siguiente manera: 2 de 7/16" y 1 de 1/2", pudiendo perforar hasta 3,850 pies, y hasta 5,300 pies, siempre y cuando se esté utilizando sólo una velocidad de retorno de 130 pies/minuto.

Caso II.-

Datos:

Diámetro del hueco 8 5/8".

Tubería de perforación: diámetro 4 1/2"; Peso: 16.6 lb/ft.

Drill Collars: Longitud: 4.80 x 100 ft.: ID = 3".

Lodo: Viscosidad: Media; Densidad: 12 lb/gal.

Descripción de la bomba:

National C-250 - 7 1/4"; 56 S.P.M.

Velocidad anular de retorno: 140 ft/min.

Gasto de la bomba: 310 G.P.M.

Diámetro liner 5 3/4"

Máxima presión posible 1,330 psi.

Pérdida de presión del equipo de superficie: 36 psi.

Pérdida de presión en los Drill Collars: 16 psi/100 ft.

Pérdida total en los Drill Collars: 16 x 4.8 = 76 psi.

Pérdida en los Drill Collars y Equipo Superficial: 112 psi.

Presión neta disponible: 1,218 psi.

Pérdida de presión en los Drill Pipe	48 psi/1000 ft.
Pérdida de presión en retorno:	30 psi/1000 ft.
Pérdida en Drill Pipe y en el retorno:	78 psi/1000 ft.

Tanteos para calcular el diámetro de las boquillas: de las brocas

Para 2 de 7/16" y 1 de 13/32 Factor "K" = 54.

Pérdida de presión en las boquillas de la broca	600 psi.
Presión disponible para agregar tubería	618 psi.
Tubería de perforación que se puede agregar	7,900 ft.
Profundidad a que puede rendir la bomba:	8,380 ft.
Velocidad del lodo a través de las boquillas	230 ft/sec.

Para 3 de 13/32". Factor "K" = 64.

Pérdida de presión en las boquillas de la broca =	710 psi.
Presión disponible para agregar tubería	508 psi.
Tubería de perforación que se puede agregar	6,500 psi.
Profundidad a que puede rendir la bomba	6,980 psi.
Velocidad del lodo a través de la boquilla	251 ft/sec.

Conclusión.-

De 4,000 ft. a más de 6,000 se puede perforar con las boquillas siguientes:

2 de 3/16" y 1 de 13/32" ó 3 de 13/32".

CARACTERISTICAS DE LAS BOMBAS DE LODO.-

a- National C-250

1 - Desplazamiento	7 1/4" x 15"	610 GPM (máx)
a 60 S.P.M.	5" x 15"	275 GPM (min)

2 - Presiones Con camisetas de 7 1/4" : 810 psi.
 Con camisetas de 5" : 1810 psi.

3- Potencia de entrada: 342 HP a 60 SPM.

b- Gardner Denver FKF XK

1- Desplazamiento 7 1/4" x 14" 576 gal/min. (Máx.)
a 60 S.P.M. 5" x 14" : 264 gal/min. (Min)

2- Presiones: Con camisetas de 7 1/4" : 553 psi.
 Con camisetas de 5" : 1163 psi.

3- Potencia de entrada: 218 HP a 60 S.P.M.

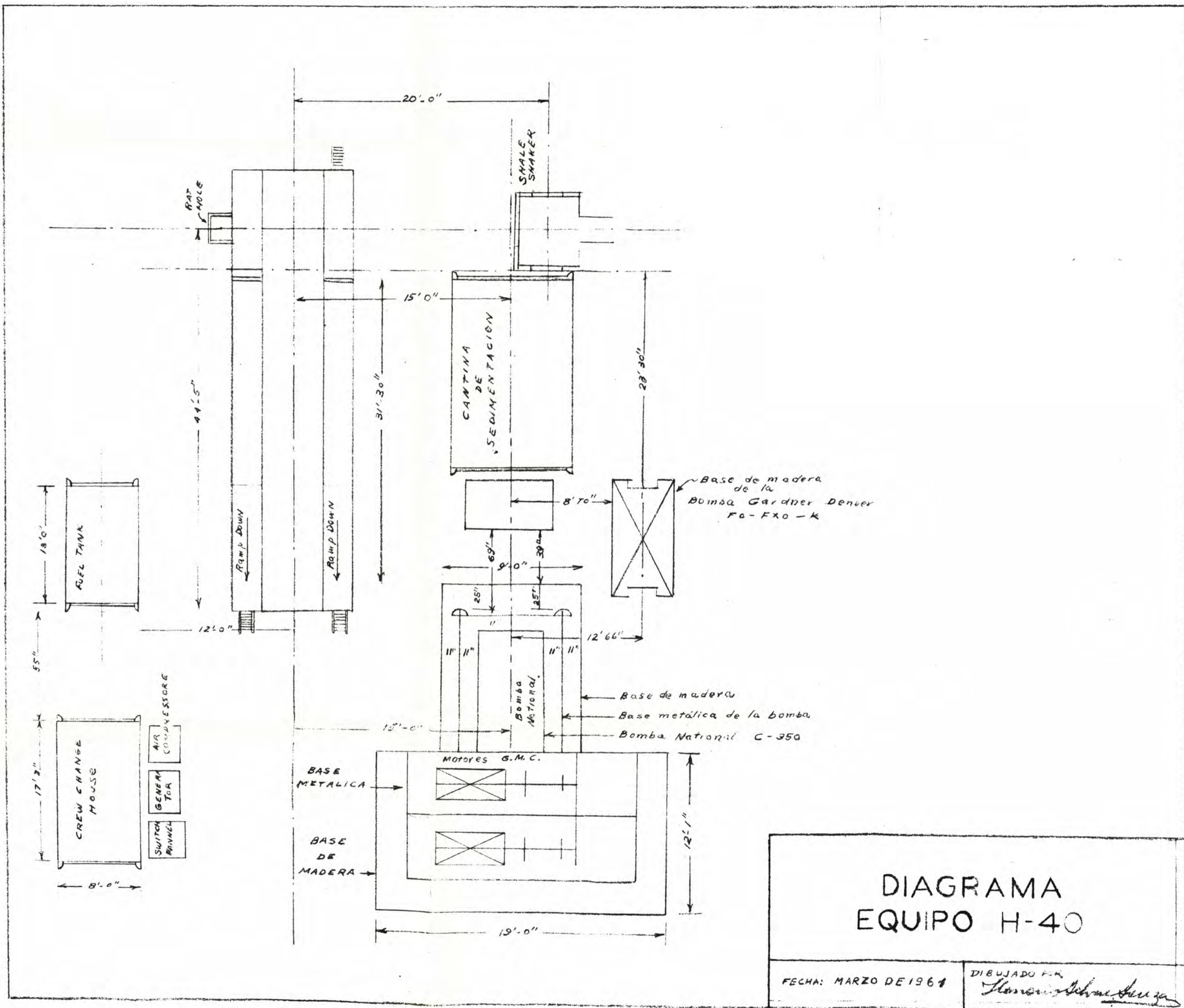


DIAGRAMA
 EQUIPO H-40

FECHA: MARZO DE 1964

DIBUJADO POR
Flamenco

MATERIALES QUE CONSTITUYEN UN EQUIPO DE PERFORACION1.- Fuentes de energía

Motores de malacate y motores de las bombas de lodo. Conjunto generador: motor y generador. Conjunto de utilidades: Compresor, motor compresor, bomba centrífuga, motor de bomba centrífuga, generador, máquina de soldadura eléctrica. Motor eléctrico de la vidradora. Material accesorio: elementos del filtro, tanque de aceite diesel.

2.- Sistema de suspensión

Malacaque, corona, bloque viajero, gancho, elevadores, brazos del elevador, carretel con cabo de perforación.

3.- Sistema rotativo

Mesa rotativa, bushing de la mesa, Kelly, ganchos para sacar bushing de mesa, bushing de Kelly, tornillos para sacar bushing de kelly, tubos de perforación, drill collars, subs o reducciones.

Sistema de Circulación.

Bombas de lodo: camisa, sacador de camisas, pistones, válvulas asientos válvulas de seguridad, bombas de lubricación de pistón.

Líneas de lodo: manguera de succión, mangote, amortiguadores de choque, cuadro de maniobras, stand pipe, manguera de lodo de 3 1/2", tubo de salida de lodo de 10 3/4", mangote de salida de lodo de 10 3/4" con flange, válvulas de 4", 3" 10" 3/4 y de 2". Vibradora, tanques y canaletas de lodo. Instrumentos para controlar el lodo.

Instrumentos de control

Manómetros de lodo, indicador de peso, diafragma, indicador de toque y accesorios; bomba de fluido manual y fluido indicador de disociación.

Herramientas

Llaves de cadena de 36", 48" y 60", llaves de grifo de 18, 24 36, 48 y 60"; llaves cachimbo de 2 a 2 1/2"; llaves omega, llaves inglesas, llaves de boca, llaves de caja en L, gatas hidráulicas mecánicas, picos, pala, palancas, martillos, combos, alicates, desarmadores, niveles, cintas de medida, cinceles y sierras además torno.

Accesorios eléctricos

Cajas de interruptores con llaves, cabo trifásico, cabo o alambre monofásico con tomadas de corriente blindada, reóstato para motor de la vibradora, reflectores para iluminación de la plataforma, castillo y subestructuras.

Abastecimiento.-

Agua: línea de agua, mangueras, tanque de agua y válvulas. Aceite - diesel; línea de diesel y tanques.

Lubricantes: caballetes para cilindros, tonel con grasa de cojinetes y gr^ása de tubos, bomba de lubricantes, manuales.

Galpones y depósitos

Casa del perforador, depósito de materiales de perforación, estructuras para cubrir los motores, piezas de madera y hojas de zinc.

Estructuras

Subestructuras intermediarias, rampas para depositar los tubos, castillos y sus partes con sus respectivas pines y contrapines.

Accesorios diversos

Llaves de brocas, araña de broca, guía del cabo, tenazas para tubos, tensadores, cuñas para tubos y para drill collars, cabo cabresto con dos rope-scoockets para suspender el castillo, vainas de kelly y mouse hole,

caballetes para el carretero del cabo de acero.

TRANPORTE DEL EQUIPO

El equipo y complementarios serán desembarcados ya sea en la costa, o mejor subir el Amazonas y despues por sus afluentes, entrando por el Oceano Atlántico. Si parten del Puerto del Callao en la costa, se podría aprovechar las vías Lima-Pucallpa ó Lima-Oxapampa en el segundo caso serían embarcados en balsas de 100 a 200 toneladas de capacidad, conjuntamente con el resto del material necesario. Embarcado así el equipo en balsas, serán haladas por remolcadores valiéndose de las vías fluviales de nuestra selva hacia los puntos ubicados previamente. La demarcación de los puntos debe ser hecha por cuadrillas de Topografía, basada en los mapas de operaciones para ubicar los puntos escogidos. El abastecimiento de los equipos se efectuará tanto por vía fluvial, como por vía aérea, en caso necesario mediante hidroavión.

Desembarque

Se llevará a cabo mediante la confección de un desembarcadero o rampa o también un plano inclinado por el tractor, de forma a facilitar el desembarque. Para tal objeto se escogerá el terreno consolidado y más próximo del área escogida auxiliado por la pluma, el tractor efectuará el desembarque del equipo en general así como de los accesorios del equipo de perforación y además conjuntos auxiliares.

Siempre es más práctico desembarcar primero todo el material antes de comenzar a montar, aprovechando este intervalo para nivelar el área con la lámina del tractor el área que ocuparán tanques y bombas de lodo. En caso de que las áreas escogidas, se hallaras alejadas de las orillas de los ríos el tractor construirá previamente una carretera hasta la posición referida; el área deberá tener una extensión de por lo menos 100 por 100 mts., se na-

cesitará de un jeep para transportar el personal del pozo desde los alojamientos en la orillas de los rios.

Embarque

Se procederá de forma igual que en el desembarque, o sea, colocando todas las partes constituyentes del equipo lo más cerca del punto de embarque y en lugares accesibles, tanto para el tractor como para la pluma, los cuales a su vez harán efectivos el desembarque propiamente dicho sobre las respectivas balsas. El embarque solo podrá ser posible despues de efectuado el desmontaje o tambien simultaneamente para ganar tiempo, cuando se tiene mucho personal a servicio. Al concluir el embarque se viajará hacia la nueva ubicación.

Si no es posible emplear la vía fluvial, es necesario hacer una carretera de comunicación que servirá para las operaciones y trabajos de producción, en caso de que el pozo sea productivo. Para esta operación es necesario disponer de un trailer para halar el equipo, el cual debe ser portátil y solo requerirá hechar el castillo para poder transportarlo. No es recomendable los castillos standard.

MONTAJE Y DESMONTAJE

Montaje.- Después de preparada el área y de haber realizado el desembarque se escogerá la dirección en que se montará el castillo, el cual para fines prácticos, deberá coincidir con la dirección este oeste; se tendrá en cuenta el peligro de incendio, lo que dependerá de la dirección que tiene el viento. Previamente se hará la elección del terreno, el cual deberá ser lo más permeable posible, con el fin de absorber gran cantidad de agua que en esas regiones abundan.

Despues de efectuarse la nivelación del área que ocuparán las subestructuras, se colocarán las zapatas que serán de madera de 5" de espesor.

Inmediatamente se colocarán las sub-estructuras por encima de las zapatas las que pueden estar armadas en su totalidad, teniendo el malacate y la parte del castillo constituida por las piernas o caballetes y la estructura inferior del castillo. Se acostumbra a dejar el malacate y grupo de motores encima, conjuntamente con la parte inferior (piernas o caballetes y estructura inferior).

A continuación se arrea la estructura inferior del castillo; valiéndose se del caballete y auxiliado por el tractor y la pluma, se empieza a montar el castillo que quedará apoyado en un caballete de tubos de perforación el cual a veces puede ser reemplazado por una de tubos de cilindros y tablas, la cual permitirá que el castillo al ser montado queda en posición horizontal, lo que facilitará la colocación de la mesa del engrampador, así como el bloque de corona; mientras la pluma monta el castillo, el tractor irá remolcando y ubicando los tanques de lodo y bombas, tanques y bombas de lodo deberán ubicarse encima de tablas de 2" por 12" cuidando de que el nivel del tanque de lodo que recibe la cañaleta se encuentre 30 cm por debajo de la salida del lodo de la vibradora, la ubicación del tanque y bomba de lodo así como la vibradora se efectuará con referencia de las medidas de montaje de líneas de lodo, agua y de combustibles,

Colocando el stand pipe, se ubicará el gancho viajero sobre tablas debajo del castillo a una distancia suficiente para pasar el cabresto o cabo de apoyo o también llamado cabo fino, luego de pasado el cabresto y de la corona de izquierda a derecha y de abajo hacia arriba comenzando por la polea de la corona de la línea de anclaje y se dejarán 10 vueltas de cabo tambor. Se levanta el castillo y se pasará los pines de seguridad que fijan el castillo a las piernas, Concluida la operación se retira el cabresto de la catalina y se concluye la línea de lodo; se "liga" el kelly, ubicándose la mesa rotativa para perforar el gat-hole y el pozo unos 50" con.

el fin de asentar el tubo conductor y montar la salida de lodo del pozo. El tubo conductor evitará contaminación de aguas superficiales para lo que debe ser sementado y centrado propiamente en el collar.

Automáticamente la mesa rotativa deberá centrarse de acuerdo al tubo conductor, pues como se sabe, el collar se confecciona bien centrado, teniendo como referencia las marcas que llevan las subestructuras y sabiendo que el collar mida 1 m. de lado y se encontrará equidistante de las sub-estructuras.

Después de confeccionada la salida de lodo hacia la vibradora, se colocan las canaletas con dos desarenadores, la canaleta llevará el lodo para el tanque auxiliar y del cual pasará al tanque de succión.

Simultáneamente se empieza el montaje de la rampa de tubos o estalero donde ubicarán en número suficiente tubos y drill collars. Se instalará el cabo de cat-line del dead-line y del anclaje, se concluyen las líneas de agua, combustibles e instalaciones eléctricas. Se prepara lodo con 35 de viscosidad y 60 de peso, usando acuagel, preparando todo el mecanismo de boletines registrados de tubos, toco, grasa de tool joints, protectores, de tal manera de dejar listos para iniciar la perforación propiamente dicha.

Desmontaje.

Para la completación del pozo, en caso resulte productivo, se colocará una cabeza de producción; en caso de negativo se taponeará con cemento para abandonar el pozo. Inmediatamente después de estas operaciones se "quebrarán" las uniones de los tubos y botellas, kelly y líneas de lodo, agua y combustibles; se desconectan los cat-line, cabo de anclaje y de las tenazas. Tuercas, tornillos, pines contra-pines se guardan en lugar seguro. Se retira la instalación eléctrica del castillo y se colocará el cabo estacato, después de retirar la manguera de lodo se arrea el castillo, el cual

debe quedarse apoyado sobre el caballete de tubos. se arrea el botón y se retira el cabo de perforación que será enrollado en su carrete de madera. pudiendo iniciar el desmontaje del castillo.

Desconectadas las bombas y tanque de lodo, se limpian y pueden ser halados hasta la posición de embarque o más generalmente hasta la nueva ubicación del nuevo pozo.

Es necesario que en esta operación de montaje y desmontaje, se coordine rendimientos físicos de las cuadrillas de perforación y aquel del tractor y la pluma. Es decir que durante las operaciones de estos, los perforadores deben cuidar que el resto del personal aproveche, ya sea montando líneas, desmontando piezas de poco peso o transportando también piezas de poco peso, así como en la instalación eléctrica, colocación de escaleras y cabos en general. Esto depende principalmente de la iniciativa del tool Pusher, los perforadores estarán ecarregados de sus cuadrillas respectivamente así como de los trabajadores para centralizar, nivelar y ubicación de tanques y bombas de lodo; el tool pusher supervigilará las operaciones, distribuirá las cuadrillas para una mejor y más rápida operación.

Traslado del equipo

Estando lista la plataforma, cantina del pozo y el camino a la localización escogida, se inicia el traslado del equipo.

- a) El malacaque y sus motores más al mástil, van montados en el "trayler" formando una carga compacta.
- b) La sub-base, base y la mesa rotaria van en una carga.
- c) La bomba principal va separado de sus motores.
- d) La bomba suplente y su motor se traslada en un solo viaje.
- e) Las cantinas de lodo van en dos cargas.
- f) El cedazo vibratorio, la bomba de diarama y sus motores eléctricos más otras conexiones van en una carga.

- g) La manguera, el kelly, el swivel, tenazas, uñas y accesorios pequeños v van en un solo viaje.
- h) Los tanques de agua y diesel en dos viajes.
- i) El generador, compresores de aire y casetas en una sola carga
- j) Los tubos de perforación y las botellas se transportarán por lo menos en cuatro cargas.

Instalación

Después de arribar el trayler que conduce el malacate, motores y mástil se desprende a esta unidad de su elemento automotriz. Se hivela la plataforma por medio de gatas y se prenden los motores de perforar. Se levanta el mástil se iza por medio de un juego de cables que ayudan a correr el segundo cuerpo del castillo a travez de unas ranuras ubicadas en las piernas del primer cuerpo hasta llegar al tope respectivo, donde se asegura convenientemente. A continuación se baja la carga compacta que comprende la sub-base y mesa rotaria. Para esta operación se recurre a una pluma. Después por medio de unos cables que son accionados por la cabeza de gato se arrima la base y se emperna el castillo en su parte inferior. Finalizada esta fase se nivela el castillo. Las cantinas de lodo, el cedazo vibratorio y las bombas de lodo se colocan en las locaciones respectivas. Se hace funcionar el generador del equipo, conjuntamente con el compresor de aire.

OPERACIONES PREVIAS A LA PERFORACION

El rat-hole. - El equipo dispone de un asiento, situado a la izquierda de la base, para colocar la mesa rotaria cuando se quiere perforar el hueco del kelly. En este caso la mesa es accionada por cadenas a diferencia del resto de la perforación en que la mesa rota por transmisión cardan. El hueco del kelly tiene una profundidad de 43 pies. Se le reviste con ferros de 7" de diámetro exterior.

Cementación del casing de superficie

Se iniciará la perforación con brocas de 12 1/4" y se seguirá hasta la profundidad de 600 pies . Luego se ensancha a 17 1/2", durante esta etapa no funciona el indicador de peso, no están colocados aún los controladores o impide reventones ni trabaja el cedazo vibratorio. El lodo que ha sido preparado en el tanque de mezcla pasa a la cantina de almacenamiento y de allí se le bombea a travez del sistema circulatorio. El Barro que regresa junto con los detritus llena la cantina del pozo; para evacuarlo se hace funcionar la bomba de diafragma que lo lleva a la cantina de sedimentación. Como bien se sabe los forros de superficie tienen por misión soportar las paredes del pozo no consolidadas, sellar posibles influjos acuíferos y servir como ancla para la instalación del equipo impide reventones.

Los forros a bajarse serán de 13 3/8", grado H-40 y con peso 48 lbs/pie

Vemos que el espacio libre entre el hueco y los forros es bastante amplia y sobrepasa los limites mínimos exigidos. Anticipadamente se preparan las herramientas (uñas, elevadores, tenazas, etc.)

El zapato irá soldado en el extremo de la sarta y los tubos a medida que se enroscan, se les suelda en las uniones. Por precaución, se baja la sarta con dos centralizadores, uno a 250 pies y otro a 500 pies, con esto se consigue que el tubo se coloque en el centro del hueco y el cemento se reparte uniformemente en el espacio anular. Al final de la bajada de la sarta se coloca la cabeza de cimentación, que lleva un tampón entre la conexión del lodo y la del cemento. Es preferible bajar los forros llenos de lodo . Recurriendo a las tablas de "Hallibuton", vemos que para un hueco de 17 1/2" y forro de 13 3/8", el número de sacos de cemento (de 94 libras) por pie lineal es: 0.5880.

Nº total de sacos: 600 pies x 0.5880 saco/pie = 353.

Tomando el 25% como porcentaje de seguridad por pérdidas y filtraciones;

$$N = 353 \times 1.25 = 442 \text{ sacos de 94 libras c/u.}$$

La densidad promedio de la mezcla será de 16 libras/galón o sea una razón de 4 3/4 galones de agua por saco de cemento.

Primero se bombea la mezcla de cemento. A continuación se bombea el lodo que empuja el tapón, que debe bajar hasta su asiento respectivo. La subida de presión de las bombas indicará que el tapón ha llegado a su sitio y que la cementación ha concluido. Pasado el tiempo de fraguado del cemento, se sueltan los forros, se quita la cabeza de cimentación, se corta el primer tubo y se adapta el "landing base" para colocar los impide reventones.

Continuación de la perforación

Habiéndose conectado la salida del barro al cedazo vibratorio, el indicador de peso con la línea muerta del cable de perforar y los impide reventones con sus sistemas de operación manuales y neumáticos en perfecto estado de funcionamiento se comienza a perforar el zapato de los forros de 13 3/8 pulgadas con brocas de 9 5/8".

El resto de la perforación se hará siempre con brocas de 9 5/8" hasta 400 pies y luego con broca 8 5/8 hasta a los 6000 pies, excepción hecha cuando se va a tomar testigos,

a) Los pesos a aplicarse sobre la broca y las revoluciones de la mesa - otro capítulo- deberán seguirse estrictamente para evitar pescas; además con esto se consigue mantener un avance óptimo.

b) Los volúmenes de lodo deberían ser adecuados de tal manera que la velocidad del lodo en el espacio anular se mantenga entre 120 a 150 pies/minuto.

c) Debe procurarse aprovechar el máximo la potencia disponible de los motores para izar en forma más rápida la sarta de perforación.

d) Mientras más tiempo este cortando una broca y el tiempo en cambiar la broca sea máxima, menor será el costo por pié perforado.

El costo por pie de una broca está dado por la fórmula:

$$C_{nl} = \frac{C_b + (T + t) C_e}{h}$$

Donde: C_{nl} = costo por pie perforado;

C_b = costo de la broca en soles;

T = tiempo en horas;

t = tiempo en horas del round trip y otras paradas adicionales;

C_e = costo de operaciones del equipo en soles por hora.

COMPLETAMIENTO DEL POZO

Han agrupado bajo este capítulo, todas las operaciones que por su naturaleza tienen una íntima relación entre el geólogo y la Ingeniería de Petróleo.

La completación de los pozos se puede definir como todas aquellas operaciones que por medio y a consecuencia de ellas, un pozo pasa de la etapa de perforación a la etapa de producción. Sin embargo algunas de las decisiones relativas o relaciones con el completamiento deben ser efectuadas antes que se comience a perforar el pozo con el fin de coordinar y planear el programa de perforación. En principio, las operaciones de completamiento son todas aquellas que tienen desde el momento que se espera sea productiva, hasta el momento en que el pozo es puesto en producción comercial. Las posibilidades para las recomendaciones que se deciden, descansan a veces individualmente y otras colectivamente en el personal de producción de Ingeniería de Reservorios, de Geología, de perforación y de Gerencia.

Desde el momento que la máxima producción económica de un pozo depende de las técnicas empleadas y de la forma como se han llevado a cabo los diferentes trabajos de la etapa de completamiento, es considerada como la fase más crítica en la historia productiva de un pozo.

OBJETIVO DE UN COMPLETAMIENTO

En general el principio objetivo de toda operación de completamiento, es el obtener una mayor productividad del pozo con un costo reducido. En forma más específica, los principales objetivos son los siguientes:

- 1.- Una penetración de la zona o zonas productivas.
- 2.- Exclusión del gas y agua del intervalo productivo.
- 3.- Medidas preventivas del equipo que se irá a usar para agotar la zona productiva, contemplando al mismo tiempo futuras operaciones de reacondicionamiento.

Para lograr resultados satisfactorios, el programa se basa en por lo general en pasadas experiencias en la aplicación de buenas técnicas aplicadas en los diversos campos petrolíferos y en cuidado de analizar el presente y futuro requerimiento del pozo a ser perforado.

MÉTODOS DE EVALUACION DE UNA PERFORACION

Considerando que se ha atravesado la última zona posiblemente productiva, los geólogos con la colaboración de los ingenieros de Petróleo recomiendan suspender la perforación. Ahora bien, se ha llegado a una fase decisiva y neurálgica, pues el pozo o debe ser complementado como productor o abandonado como seco o no comercial. Esta importantísima responsabilidad descansa en el personal arriba mencionado. Para contestar esta importante interrogación, ellos deben hacer una evaluación de las zonas productivas y para llevarlas a cabo se valen de una serie de medicos o fuentes de información, las cuales estudiaremos en forma breve, a continuación.

REGISTRO DE MUESTRA

Durante la perforación de un pozo el geólogo prepara unos registros llamados de Muestras por litología y Micropantología (Stril Log & Micropaleontological log) a base de las muestras cortadas por las brocas.

Los registros litológicos, son aquellos que describen las propiedades físicas de cada formación que se atravieza en el pozo. Las características más comunes se anotan ; se refieren a las características del material, sea si es caliza, dolomita, arenisca, cieno, arcilla, conglomerado, anhidrita, sal etc.; tambien se anota su color, su lustre, si es porosa entergranular; si hay evidencias de petróleo, gas o sólidos bituminosos; evidencias de fracturas, si la arena esta suelta o friable o cementada y las características del cemento si es que ellos se encuentran como tal; su flurecencia y otras características. En cuanto a los registro Micropaleontológicos como su nombre lo indica, son registros que se basan sobre la estratigrafía y contenido fosilífero de los estratos.

Los métodos que se emplean en la Micropaleontología varían de acuerdo con la clase del problema, ya que se trata de un problema de Geología de Superficie o de Geología de Sub-suelo, es por esta razón que el micropaleontólogo debe estar en estrecha colaboración con el geólogo del campo para la coordinación del trabajo final. Las principales contribuciones de la Micropaleontología a la solución y determinación de la edad de los estratos, reconocimiento de discordancia y cambio de faces, en la evaluación de condiciones estructurales y en la interpretación del medio ambiente deposicional.

CORE ANALISIS

Tambien durante la perforación se extraen núcleos (cores) de las principales formaciones, para determinar su litología, porosidad permeabilidad y saturación de fluidos, con el objeto de evaluar las reservas de aceites y gas que contengan.

Desde el punto de Ingeniería de Reservorios, la porosidad constituye una de las más importantes propiedades de una roca; en si vienen a representar un espacio disponible para el almacenaje de hidrocarburos de petróleo, gas y agua.

La porosidad se le puede definir como la razón de espacio libre en la roca al volumen total de ella y que multiplicada por 100 y se expresa en porcentaje.

La permeabilidad, tambien representa una propiedad física de la roca, importante a determinarse. Tanto estos factores mencionados como la saturación de fluidos se obtienen del Core Analisis. A manera resumida para determinar la porosidad, se sigue el método de Barnes que consiste en saturar con T.C.E (tetracloroacetano) una muestra destilada, limpia y seca para luego medir el volumen líquido del T.C.E.; de este valor será el espacio poroso de la muestra, en la cual es expresado el porcentaje de volumen total.

Con fines de control estratigrafico se tomarán núcleos en los horizontes que presentan características de interés.

Cuando se está coreando, los pesos disminuyen lo mismo que las revoluciones de la mesa. El avance ahora, es aproximadamente la mitad de una broca corriente.

<u>Peso en libras</u>	<u>Rotación por minuto (rpm)</u>
4000 <u>6000</u>	Duras: 20 - 80
	Suaves: 25 - 50

Registros eléctricos

Por lo menos dos perfiles eléctricos se correrán, uno a los 4000 y otro al término de la perforación o sea a los 6000 pies. Después del perfil eléctrico final, se tomará Micro Caliper en el intervalo favorable. Este registro efectúa dos operaciones en una; a) Identifica las formaciones perme-

bles y b) mide las variaciones del diámetro del pozo.

PRUEBAS DE FORMACION

Se tomará en las arenas con caracter favorable. Para el hueco de 9 5/8" se usará parck de pared de 8 3/4" con el probador Hidrospring Halliburton. Este tipo de Parcker actúa por acción del peso que se aplica sobre la sarta de perforación y no por rotación de ella, caso típico de muchos provadores. El mecanismo registrador de presiones lleva una cámara que filma una micropelícula del gráfico. Presiones versus tiempo. Después de la prueba, se amplía la micropelícula y de los resultados parciales se entregan a la compañía los resultados finales despues de haber sido corregidos, se devuelven más tarde.

Muestras Laterales

Se tomarán muestras laterales de arenisca no detectadas durante el examen litológico de las muestras de canaletas, del tamaño de las "Schumberger", para las de 6 tiros es de 4" y las de 18 tiros tienen diámetro 4 1/4".

Tambien se tomará un dipmeter, o sea el registro que permite tomar la inclinación y dirección de un estrato, el tamaño más pequeño de sonda es de 6" y el más grande es de 15".

TERMINACION DEL POZO

Se bajarán forros hasta el fondo o sea 6,000 pies de 7", Según los resultados del microcalipor y del Registro de florecencia se cementarán las arenas de Cushabatalla y los conglomerados de la facie Oriente. Para el efecto se hará una cementación múltiple, a no ser que estén algo pegados los intervalos y haya peligro de que se obstruyan con cemento las aberturas de las camisas del cementador múltiple durante la cementación.

Una buena cementación debe hacerse por lo menos 700 por encima del top de la formación aceitífera. Se agregará al cemento un 5% en peso de bentoni-

ta con el fin de reducir la densidad de la mezcla.

Las tablas Halliburton de cementación muestran las distintas densidades de la mezcla resultante (agua-cemento-bentonita) según la relación de galones de agua por saco de cemento.

Así por ejemplo, para una densidad de la mezcla igual a 15 Lb/gal (con 5% de gel) es necesario agregar 6 galones de agua por saco de cemento. El volumen resultante equivale a 1.29 pies cúbicos por saco. El cuello flotador ya colocado a 20 por debajo de la última perforación de la bala y el zapato a los dos tubos debajo del cuello flotador. El cementador múltiple se ubicará a 100 pies por debajo de la arena productiva. Se pondrán raspadores en los contactos gas-aceite y aceite-agua (tipo rotativo, tipo Halliburton) en número de tres por tubo. En la zona de baleo se colocarán los centralizadores, uno por cada 100 pies. Después de haberse realizado las etapas de cementación múltiple, se deja fraguar el cemento.

III P A R T E

COSTO DE UN EQUIPO DE PERFORACION

1 - Malcate	30,680.00
1 - Eje Propulsor de la mesa rotatoria	4,080.00
1 - Cabeza de Gato	1,390.00
1 - Groving para el cable de acero	1,530.00
1 - Motor Diesel General Motors modelo 12107	16,900.00
1 - Trailer Ideco 25 Ton. y accesorios	10,940.00
1 - Mastil Ideco 95'	24,140.00
1 - Subestructura de 1 trailer y accesorios	12,260.00
1 - Mesa rotaria Ideco 14 1/2 y su bushing correspondiente	6,000.00
1 - Swivel Stream Ideco 75 Ton. y accesorios	1,845.00
1 - Motón de 4 poleas Ideco 100 Ton. y accesorios	4,250.00
1 - Bomba National C-250 y su motor Diesel G.M. 2-375	37,050.00
1 - Bomba G.D. FX-FXK y su motor Diesel Caterpillar D-375	21,700.00
1 - Kelly 3 1/2 y 41" y su válvula de seguridad	1,810.00
8,000 pies de tubos de 4 1/2" (16.6 lb/pie) N-80	21,140.00
267 juegos de uniones para tubos de 4 1/2"	15,380.00
267 juegos de uniones (instalación)	1,057.00
20 botellas de 5" O.D. x 2 1/4" I.D. Reed (53 lb/pie)	18,085.00
10 Muchachos	1,715.00
2 Conexiones de botellas tubos	402.00
2 Elevadores para forros de 13 3/8 y 7 1/2"	960.00
3 Juegos de uñas para forros de 13 3/8" y 7", tubos de 4/2" y botellas de 7"	1,170.00
1 - Equipo para las bombas de lodo	11,217.00
1 - Indicador de peso Martin Decker	1,825.00
1 - Tacómetro	232.00
1 - Juego de control de lodo	855.00
	<u>855.00</u>
V A N.....3	248,613.00

V I E N E N \$ 248,613.00

1 - Utility Unit (Generador, tanque de combustible, bomba centrífuga , etc.)	9,600.00
1 - Carrete de cabo Manila de 1 1/4" (220')	552.00
Equipos diversos y herramientas a mano	3,600.00
1 - Blow out Preventer	5,000.00
	<u>267,365.00</u>
	15% por concepto de fletes:
	40,104.75
	<u>307,469.75</u>
	=====

La depreciación lineal se considera la forma más simple de valorizar un equipo. Para el caso mostrado, se va a sumir un período de 1,500 días de operación.

Entonces tendremos que daría una depreciación de:

$$307,469.75 : 1500 = \text{dólares diarios } 204.97$$

Para las operaciones de armado y desarmado se necesita una pluma o grúa que se considera en el rubro de los gastos de Imprevistos.

1 tractos B-8 Valorizado en 28,500

transporte 15% 2,700 \$ 31,280.00

1 tractor D-6 valorizado en 12,000.00 \$ 43,280.00

lo que dá una amortización diaria de: 43,280 : 1500 = 29 dólares diarios.

COSTO ESTIMATIVO DE UN POZO EXPLORATORIO EN LA MONTAÑA PERUANA

Para hacer este cálculo debemos tener en cuenta lo siguiente:

- a) Los costos totales están hechos bajo la condición de que el equipo es adquirido por la Empresa.
- b) Los costos son tomados asumiendo valores promedios.
- c) Trabajarán cuatro guardias, compuestas por cinco hombres cada una.
- d) La supervisión técnica estará compuesta por: un ingeniero de petróleo, un geólogo de pozo, un geólogo de producción, un ingeniero de lodo y un tool pusher. Todos ellos profesionales peruanos.
- e) El personal administrativo estará formado por: un contador, dos empleados y dos almaceneros.
- f) La depreciación del equipo se ha considerado en 1,500 días de operación.
- g) Los costos se han contabilizado en dólares americanos.

La forma de calcular el costo de este pozo exploratorio estará de acuerdo a:

- 10.- Preparación del terreno.
 - a) Preparación de la plataforma y cantina.
 - b) Costo de traslado e instalación de equipo.
- 20.- Costos directos de perforación y mantenimiento.
- 30.- Costos de pruebas especiales.
- 40.- Costos por terminación del pozo.
- 50.- Gastos en el personal.

10.- Fué necesario construir un camino de 15 kms. para trasladar el equipo de perforación y accesorios al pozo Nº 13, trabajo que se hizo en 12 días. Se está considerando que por día se construye

<u>CANTIDAD</u>	<u>MATERIAL</u>	<u>P.U.</u>	<u>VALOR</u>
22	brocas Hughes W7R 8 5/8	208.00	4,576.00
5	" " OWS 8 5/8	208.00	1,040.00
120	pies de Manila de 1 1/8"	0.105	12.60
4000	Ton. milla de cable de acero de 1 1/8	0.35	140.00
1000	barriles de lodo de perforación (prep.)	0.065	65.00
1200	libras de bentonita para chute y con <u>ductora</u>	0.63/100	7.56
29400	galones de petróleo diesel	0.05	1,470.00
8050	barriles de agua	0.056	450.00
49	días de amortización del equipo	210.00	10,290.00
49	días de transporte	22.40	1,097.00
600	pies de forros de 13 3/8" J55lbs/pie	5.05	3,030.00
1	Collar flotador de 13 3/8"	10.05	10.05
2	Centralizadores de 13 3/8"	34.50	69.00
500	Bolsas de cemento	1.50	750.00
1	Cementación de forros de 13 3/8"		<u>300.00</u>
T O T A L			\$ 28,129.61 =====

COSTO ESTIMATIVO DE MANTENIMIENTO

<u>CANTIDAD</u>	<u>MATERIAL</u>	<u>P. U.</u>	<u>VALOR</u>
50	galones Aceite Lubricante SAE 10	\$ 0.44	22.00
160	galones aceite lubricante SAE 30	0.775	124.00
160	galones aceite lubricante SAE 90	0.93	148.80
160	galones aceite lubricante SAE 140	0.93	148.80
243	kilos Grasa	0.33	81.20
588	galones Gasolina Extra	0.185	108.80
384	libras Calol Drill pipe lubricante	0.244	93.70

<u>CANTIDAD</u>	<u>MATERIAL</u>	<u>P. U.</u>	<u>VALOR</u>
294 galones	Calol Zinc lubricante	0.326	95.80
49 días de	respuestos	200.00	9,800.00
100 Barriles de	lodo (mantenimiento)		<u>3,970.00</u>
			14,593.10

3a.- Costo estimativo por pruebas especiales.

a) Perfil eléctrico

Run N^o 1, hasta 4,000 pies

Costo Base 300.00

Por máxima profundidad: 4,000 x \$ 0.06 pie 240.00

Por pie de registro: 4,000 x \$ 0.048 " 172.00 712.00

Run N^o 2, hasta 6,000 pies

Costo Base 300.00

Por máxima profundidad: 6,000 x \$ 0.06 pie 360.00

Por pie de registro: 6,000 x \$ 0.48/pie 288.00

\$ 948.00

b) Micro Caliper log

Por máxima profundidad: 6,000 x \$ 0.06/pie 360.00

Por pie de registro 6,000 x \$ 0.48/pie 288.00

\$ 648.00

c) Muestras laterales

Por máxima profundidad: 6,00 x \$ 0.06 pie 360.00

Por 15 muestras \$ 36.00/c.u 540.00

\$ 900.00

d) Dipmeter

Por máxima profundidad: 6,000 x \$ 0.06/pie 360.00

Por 6 niveles \$ 180.00 c/u. 1080.00

\$ 1,440.00

e) Pruebas de formación: 5 pruebas a \$ 452.00/c.u. \$ 2,260.00

f) Registro de temperatura

Costo Base:	300.00	
Por máxima profundidad: 5,000 x \$ 0.06 pie	<u>300.00</u>	
		\$ 600.00

g) Perforación a bala

Costo base	240.00	
120 disparos a \$ 5.88/c.u.	<u>705.60</u>	
		\$ 945.60

T O T A L		\$ 8,453.60
		=====

4a.- Costo de terminación del pozo:

<u>CANTIDAD</u>	<u>MATERIAL</u>	<u>P. U.</u>	<u>VALOR</u>
6000	pies de forro de 7" O.D. Sarta comb.		15,160.00
1	Zapato guía de 7" O.D.E.L.		59.00
1	Cuello flotador de 7" O.D.E.L.		106.00
8	Centralizadores de 7" O.D.E.L.	\$ 20.10	160.80
8	Rascadores Howco	11.25	90.00
6	Kilos de soldadura eléctrica Fleetweld Nº 5 de 3/16"		2.70
960	bolsas de cemento	1.50	1,440.00
76	bolsas de bentonita	0.63	47.80
182	Libras de lignosulfonato de calcio	0.20 Lbs.	36.40
1	Cementación de la sarta de producción 6000 pies		<u>1,000.00</u>
	SUB-TOTAL.....	\$	18,102.70

5a.- Gastos del personal, incluyendo leyes sociales, beneficios etc.,

a) Gerencia: Gastos mensual

Gerente, Asesor técnico, asesor legal y demás personal S/. 50,000.00

b) Supervisión: mensual

1 Ingeniero de Petróleo Jefe del campo S/.	12,000.00	
1 Ingeniero geólogo de pozo y micopa-- leontólogo	8,000.00	
1 Ingeniero geólogo de producción	8,000.00	
1 Ingeniero de lodo	8,000.00	
1 Tool Pusher	<u>5,000.00</u>	
		S/.41,000.00

c) Administración del Campo mensual:

1 Contador	5,000.00	
2 Empleados a \$ 2,500 c/u	5,000.00	
2 Almaceneros " 2,000 "	<u>4,000.00</u>	
		14,000.00

d) Personal de obreros, Mensual

1 Sobrestante	3,800.00	
2 Capataces a \$ 3,000 c/u.	6,000.00	
16 Obreros a \$ 10 hora, forman 4 cuadrillas	<u>38,400.00</u>	
		<u>48,400.00</u>

T O T A L S/. 153,400.00
=====

Como la contabilidad la estamos haciendo en dólares americanos, esto -
representa un gasto diario de: $\frac{153,400}{30 \times 26.80} = \$ 190.00$

En los 49 días de trabajo representa un Sub total de\$ 9,310.00

LO QUE HACE UN GRAN TOTAL EN LA PERFORACION DEL POZO EXPLORATORIO
DE \$ 83,119.00.-

1.- Gastos en la preparación del terreno.....	\$ 3,532.50
2.- Costo directo de perforacion y mantenimiento ...	" 42,722.71
3.- Gastos en pruebas especiales	" 8,453.60
4.- Costos de terminación del pozo	" 18,102.70
5.- Gastos en el personal	<u>" 9,310.00</u>
	\$ 82,121.51
Imprevistos 10% del gasto total	" 8,212.15
	<u>\$ 90,333.66</u> =====

DESARROLLO DEL DOMO " FERNANDO NORIEGA CALMET "

En base de los estudios geofísicos, sobre todo la prospección sísmica, método de reflexión nos permitió conocer el contorno estructural del DOMO "FERNANDO NORIEGA CALMET".

Al perforarse el pozo exploratorio N^o 13 se pudo constatar:

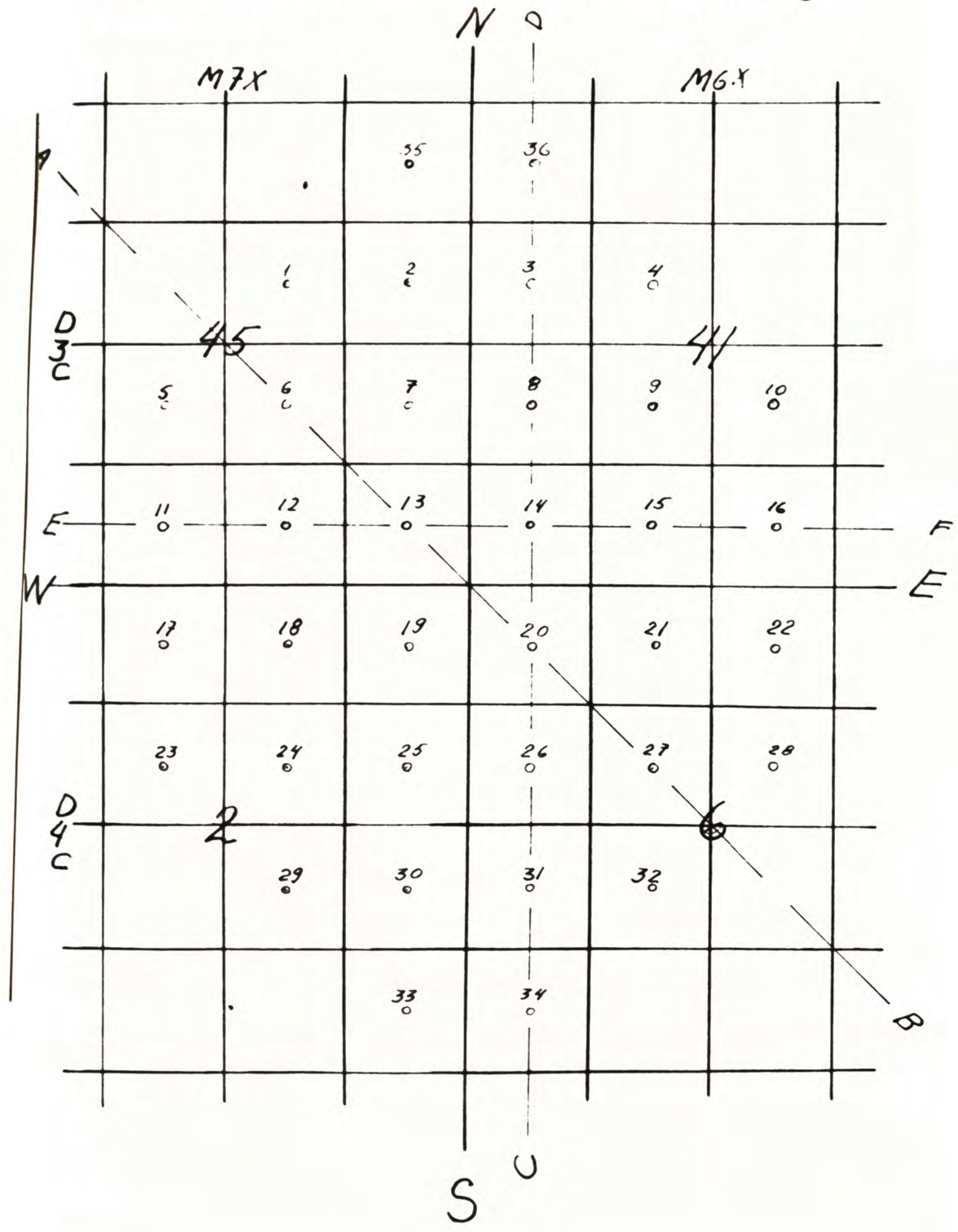
- a.- La existencia de petróleo en el domo.
- b.- El pozo, sin lugar a dudas había atravesado el casquete gasífero del domo.
- c.- De el perfil litológico, se practicaron ligerísimas correcciones al mapa original del domo.
- d.- La profundidad media del nivel petrolífero era de 6000 pies.

Para la explotación de este domo, se hizo un espaciamento de 40 acres por pozo, y para conocer la Locación de los pozos se tuvo en cuenta la nomenclatura del sistema americano tal como se muestra en el croquis N^o 1, en el se han ubicado 36 pozos, de estos pozos el N^o 13 - fué de carácter exploratorio, los pozos N^{os} 14, 19 y 20 fueron semi-exploratorio y los demás pozos de desarrollo, por un azar de las circunstancias todos estos pozos fueron productivos. Una característica muy particular de explorar el domo fue que se comenzó perforando el casquete gasífero y de aquí se siguió desarrollando hacia los flancos.

En la tabla N^o 43 constan las características principales de los 36 pozos perforados en ella se menciona: la Locación, la elevación sobre el nivel del mar, el tope del domo referido a la superficie y bajo el nivel del mar, el fondo de la arena referido a la superficie y bajo el nivel del mar y además los espesores de las arenas de aceite y de gas.

El croquis N^o 2 nos muestra el Mapa de Contorno estructural del domo, es decir el tope de la arena del domo referido bajo el nivel del

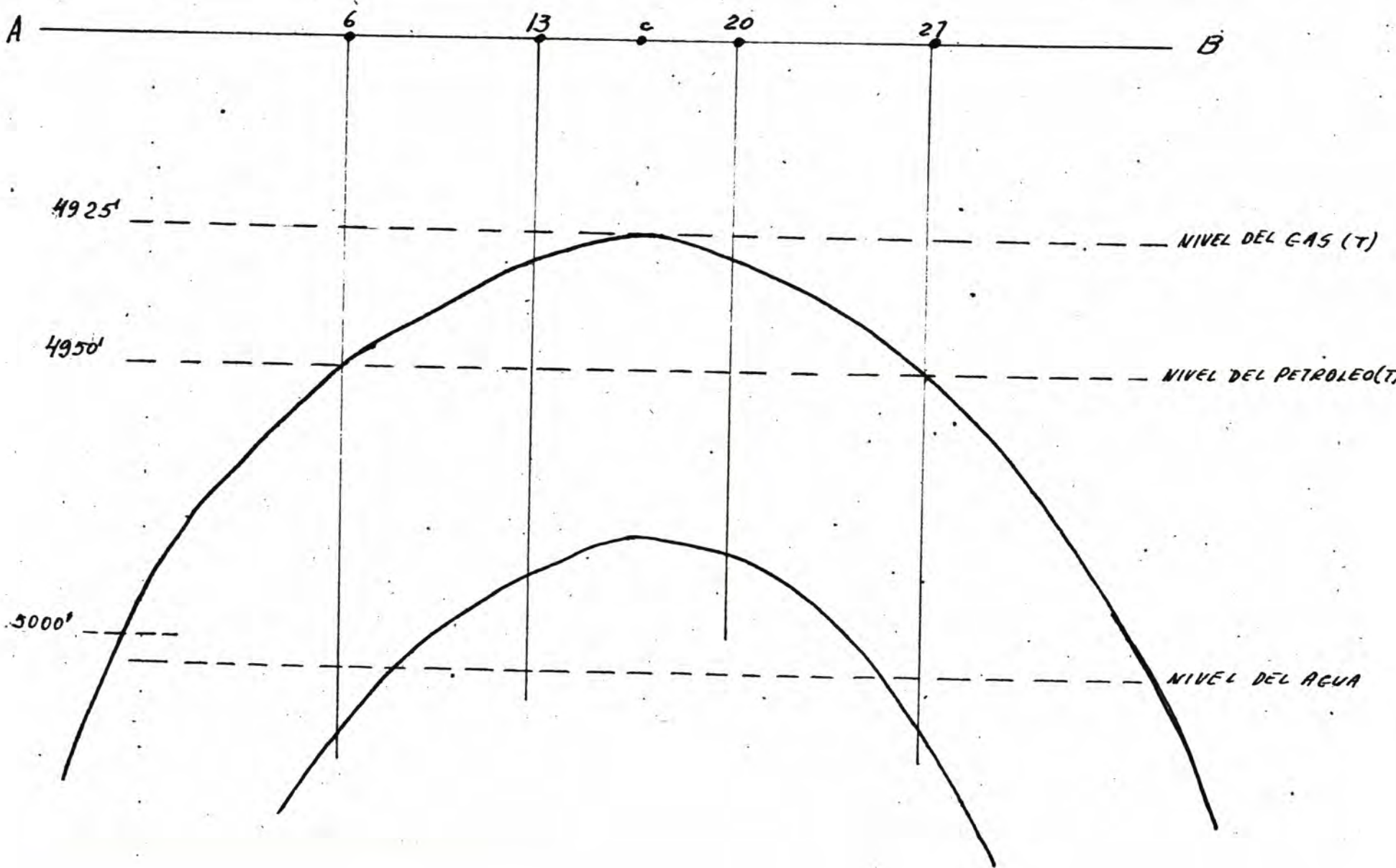
LOCACION DE LOS POZOS



MAPA ISOPAC



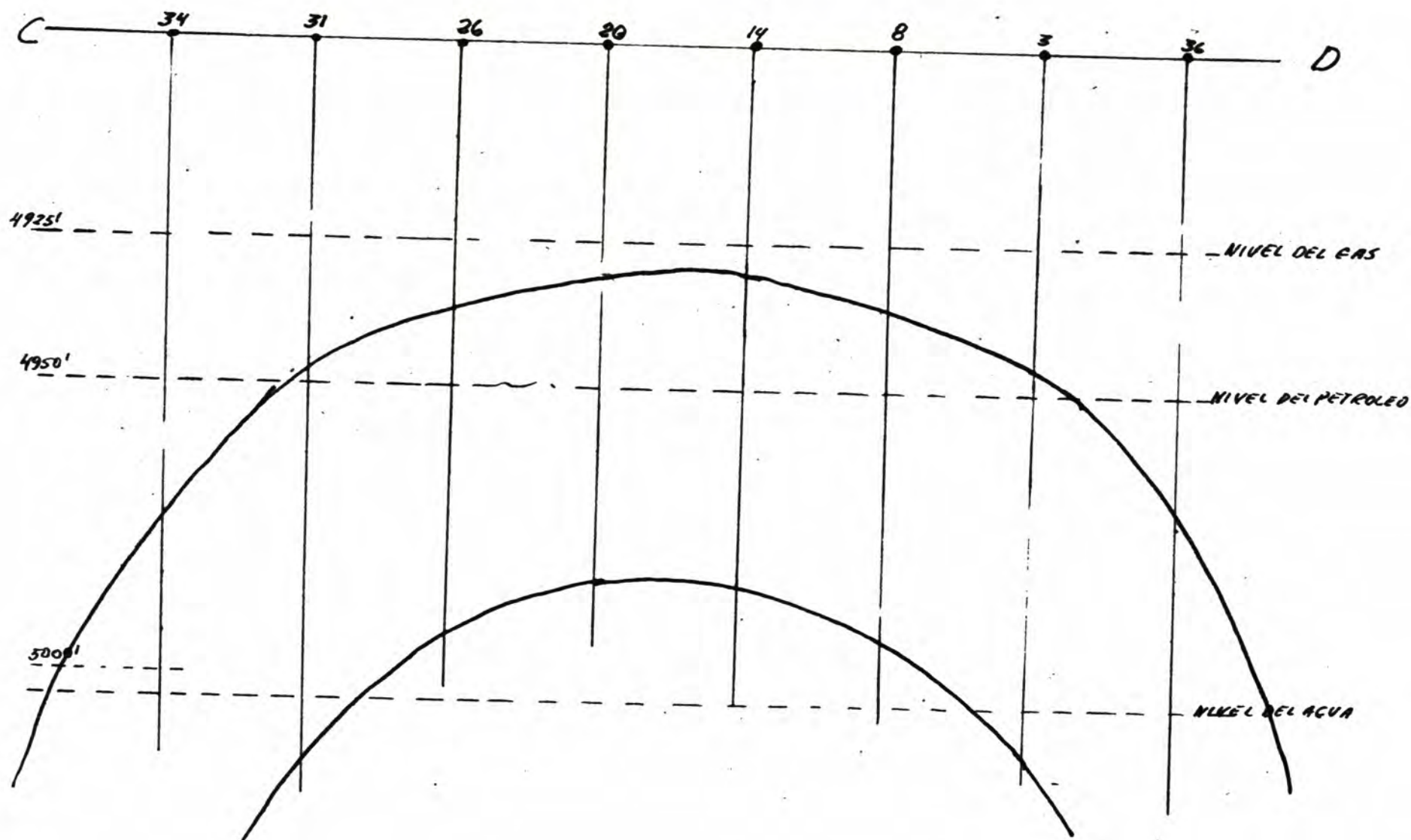
SECCION TRANSVERSAL A-B



MAPA ISOPAC

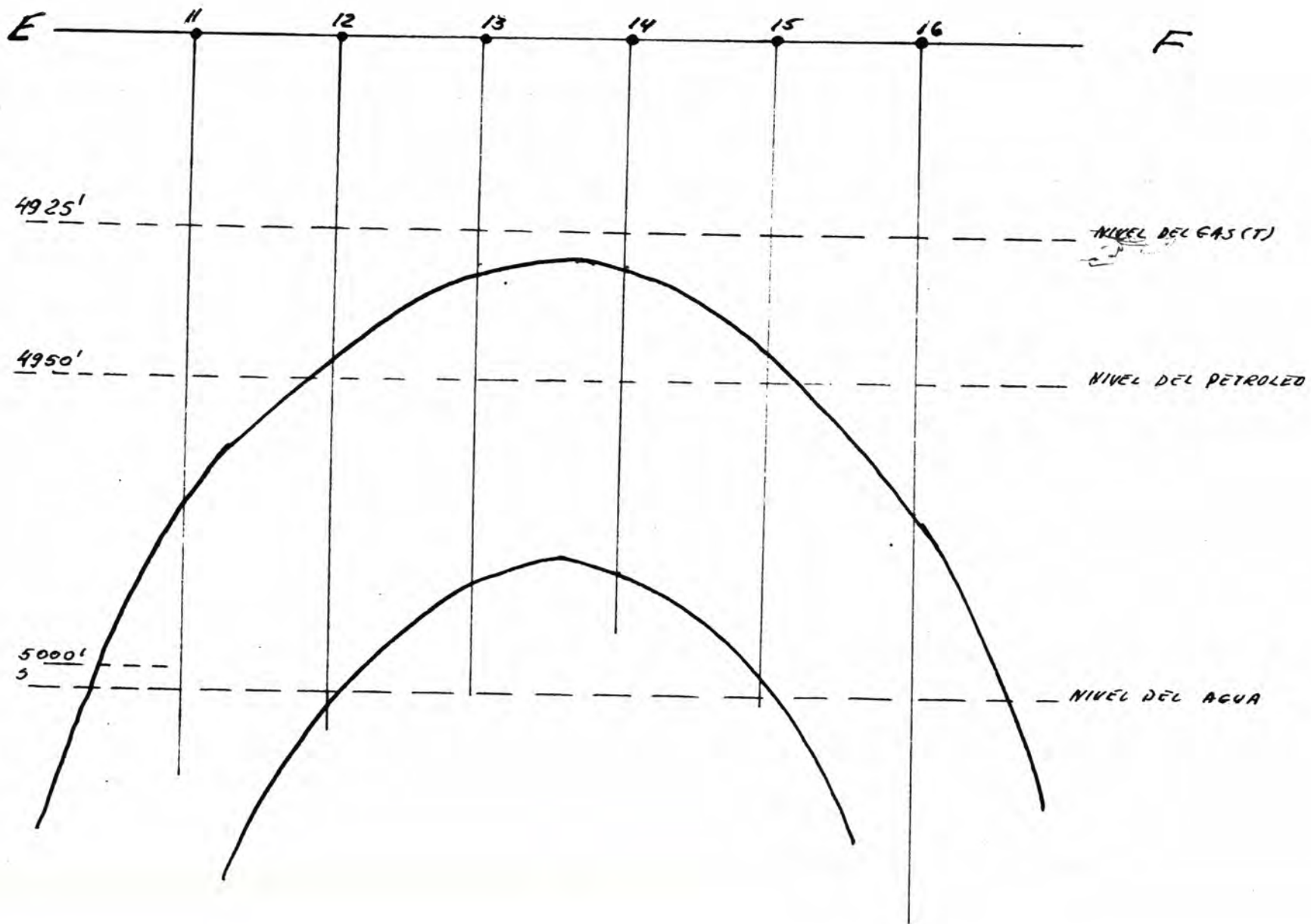


SECCION TRANSVERSAL C-D

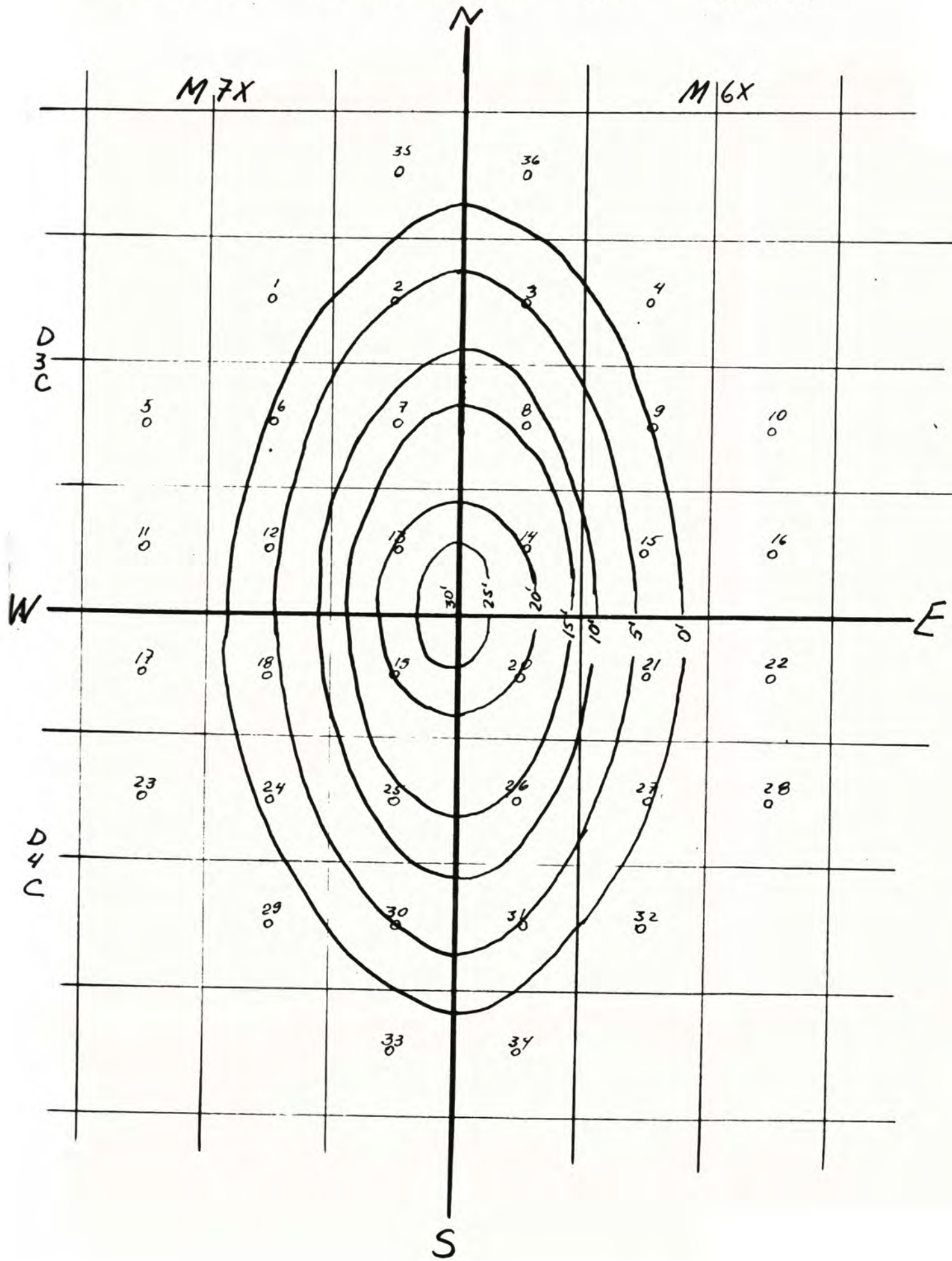


S

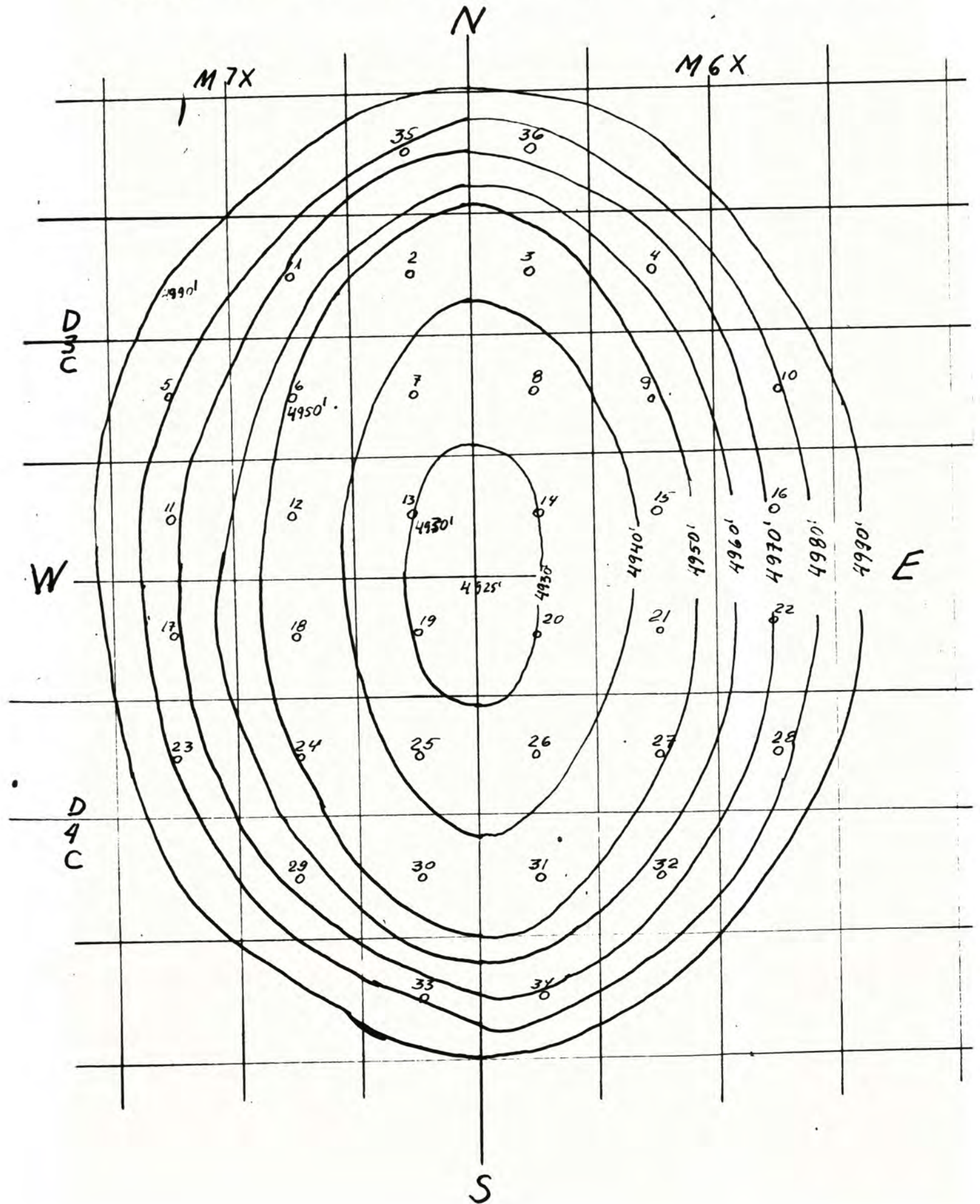
SECCION TRANSVERSAL E-F



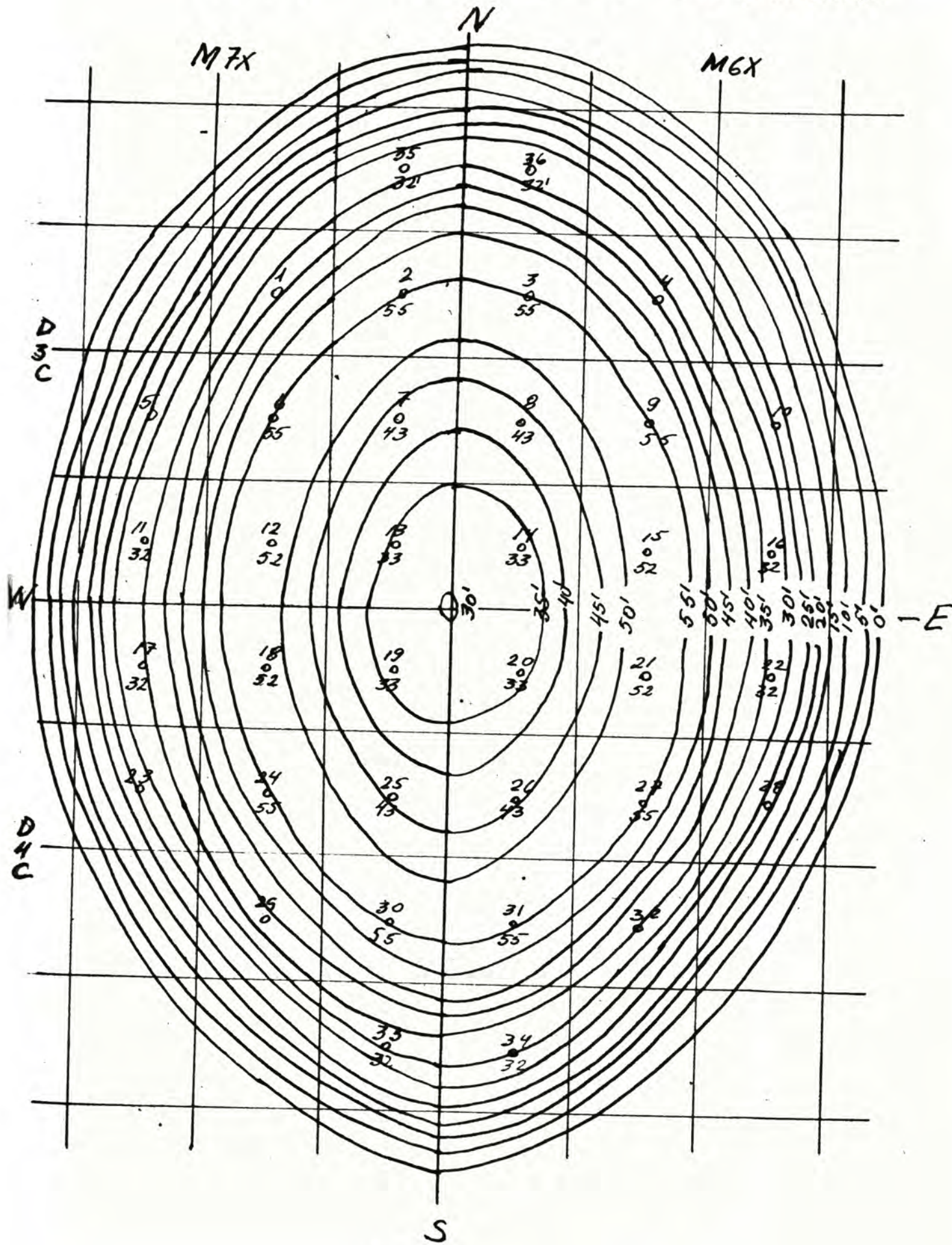
MAPA ISOPACO DE GAS



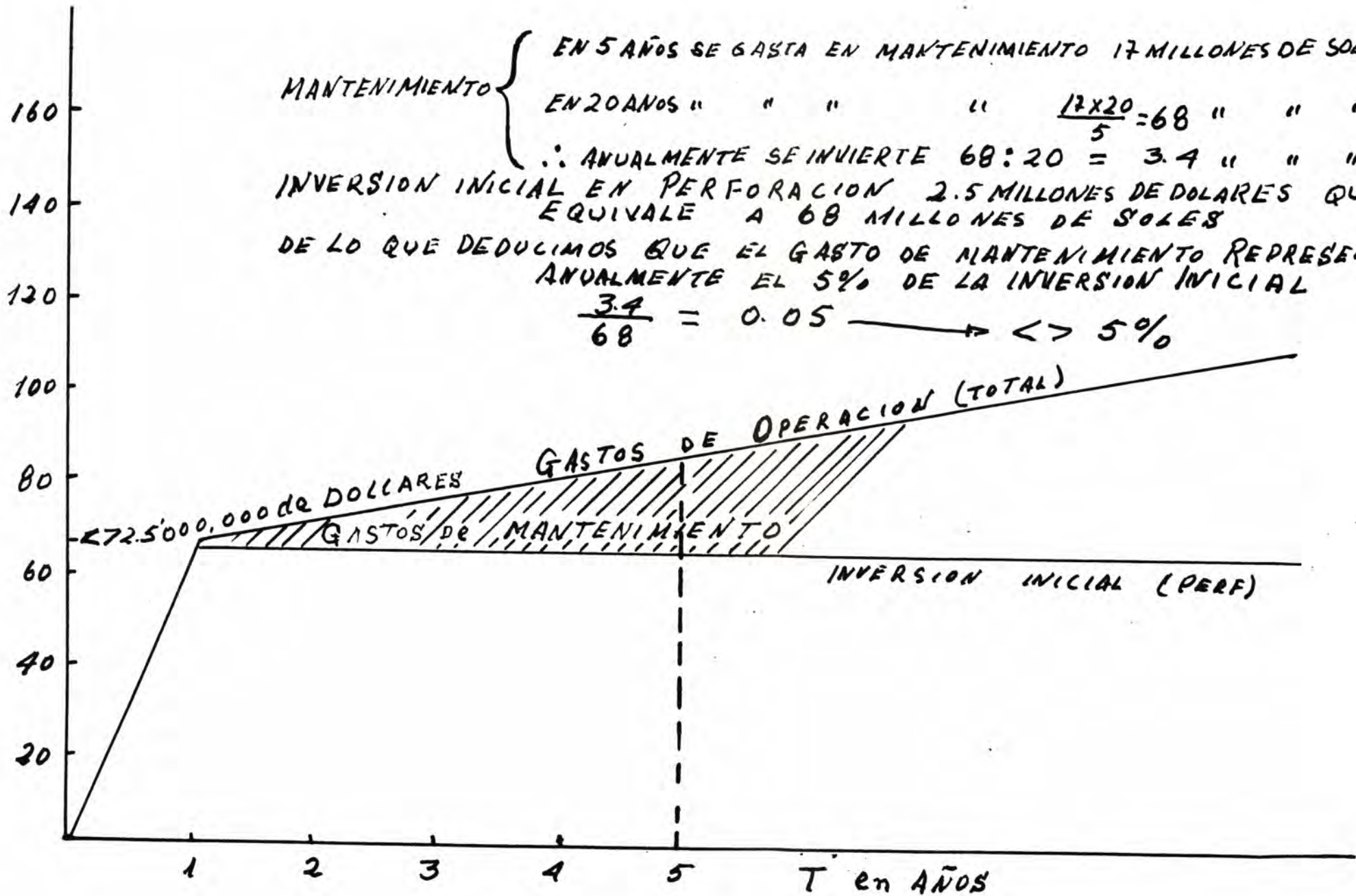
MAPA DE CONTORNO ESTRUCTURAL



MAPA ISOPACO DE PETROLEO



MILLONES DE SOLES



Correlacion Estratigrafica Latino America

por Honorio Do Silva e Souza

Main stratigraphic correlation table with columns for geological groups (CENOZOICO, CRETACICO, JURASICO, TRIASICO, PERMIANO, DEVONICO, MESOZOICO, GOTTONICO, SILURICO, ORDOVICICO, CAMBRICO, PRECAMBRICO, ARCAICO) and rows for various regions (JUD. DE TEXAS, MEXICO Y N. AMERICA CENTRAL, VENEZUELA, COLOMBIA, ECUADOR, PERU, ARGENTINA, BRASIL).

Nota: Las marcas con (x) han sido reconocidas en el Perú

(x) Según patrones reconocidos en el Perú y no de allí. La pertenencia de las mismas al Permiano inf. carb. sup. por configuración, con tenerlas de la misma edad, las calizas de Yaco Arellano...

mar. Por fortuna este domo resultó dimétrico y de secciones planas en forma de verdaderas elipses, estas secciones son alargadas de Norte a Sur y un poco más acortada de Este a Oeste.

Como este desarrollo está sujeto al aliciente económico que pueda reportar la explotación del domo, analizaremos esta situación bajo dos rubros:

1.- Costo de la explotación y mantenimiento durante una vida extractiva del domo.

2.- Ganancia de la explotación del petróleo, sin considerar los beneficios que reporta el gas y que lo utilizamos para el mantenimiento de la presión del reservorio.

1.- COSTO DE LA EXPLOTACION Y MANTENIMIENTO DURANTE LA VIDA EXTRACTIVA DEL DOMO.-

Asumimos una vida productiva del domo de 20 años, y una recuperación final del 52 %, por dos circunstancias especiales; Hay expansión en la cresta de gas, en el casquete y Water drive en el fondo.

A.- Costo de la etapa exploratoria.

B.- Costo de la perforación de los 36 pozos

C.- Costo del mantenimiento de la producción

D.- Otros gastos, como ventas, comisiones etc.

A.- COSTO DE LA ETAPA EXPLORATORIA.-

Podemos asumir un costo estimado de \$ 25 a 30 por acre (Ing^o. -- Pons Vargas), como se ha explorado 3200 acres: esto dá un costo de explotación de \$ 80,000.00

B.- COSTO DE LOS TREINTISEIS POZOS.-

Asumimos que el costo del pozo exploratorio es el 100%, el costo de los tres pozos semi-exploratorios en 80% del valor de un pozo exploratorio y los pozos de desarrollo el 70% del valor del pozo explo-

ratorio.

En perforar el pozo exploratorio el equipo demora:.... 49 días.

en perforar los tres pozos semi-exploratorios sedemoró
30 días c/u..... 90 días.

en perforar los 32 pozos de desarrollo a 25 días c/u.. 800 días.

Es decir el equipo se utilizó : 940 días.

Prácticamente : 1,000 días.

Es decir que se recupera la del equipo ya sea por venta o alquiler el

50 % de su valor actual: $0.50 \frac{(1500 - 1000) 314,415}{1500} = \$ 50,000.00$

1 - Costo del pozo exploratorio.....	90,333.66
3 - costo de los pozos exploratorios \$ 73,000.	219,000.00
32 - pozos de desarrollo a " 64,000.	<u>2'048,000.00</u>

Practicamente: \$ 2'357,333.66
=====

C.- COSTO DEL MANTENIMIENTO DE LA PRODUCCION.-

Considerando que en este aspecto de la industria, por ser el reservorio de carácter rústicos especiales, solo se invierte en la mantención de la producción una inversión del 5 % del costo de la perforación anualmente (Estimado por el Ing^o. Tresiena - Rorum de la Energía). Es decir que durante 20 años se invertirá\$ 2'500,000.00

D.- OTROS GASTOS: COMO VENTAS, COMISIONES, CONSTRUCCIONES CIVILES CAMINOS, CASAS, etc.

Mejoras sociales a los empleados, obreros, colegios
etc. , etc.,.....\$ 1'000,000.00
=====

EN RESUMEN SE NECESITA UNA INVERSION BRUTA DE:

A.- Costo de la etapa preparatoria.....	\$ 80,000.00
B.- Costo de la perforación de los 36 pozos	" 2'500,000.00
C.- Costo del mantenimiento de la producción.....	" 2'500,000.00
D.- Otros gastos:	

a) Escuelas, casas y jardines, mantenimientos agua luz, avenida, carreteras.....	\$ 800,000.00
b) Financiación, intereses de Bancos, amortizaciones	" <u>200,000.00</u>
TOTAL	\$ 6'080,000.00 =====

2.- GANANCIA DE LA EXPLOTACION DEL PETROLEO.-

En este rubro solo consideramos de valor comercial al petróleo extraído, no así al gas porque su aprovechamiento implicaría la instalación de nuevos equipos que escapan al propósito de nuestro estudio. La venta del petróleo en el mercado es de \$ 3.00 por barril, que deduciendo gastos ya sea por impuestos, leyes sociales, transporte y demás deducciones, proporcionan una utilidad neta de \$ 1.50 por barril.

Ya hemos dicho que la máxima recuperación del petróleo es del 52 % del total contenido en el reservorio.

CONDICIONES DEL RESERVORIO.-

Estos datos son los promedios de los obtenidos en las distintas pruebas de formación, los consignamos porque los vamos a necesitar para calcular la reserva almacenada en el domo:

Permeabilidad	K = 87.5 mds.
Porosidad	Ø = 12.1 % .
Viscosidad	U = 0.41 cp.
Factor de volumen	Fv = 1.565 .
Presión de la formación	P = 3400 psia.
Agua connata	= 13 %.

CALCULO DEL PETROLEO ALMACENADO EN EL DOMO

Para esto debemos conocer el mapa isopaco de petróleo, comenzamos haciendo las secciones transversales A-B, C-D y E-F, Figs. (3), (4) y (5); solo utilizando los espesores de las arenas petroleras, nos permiten construir el mapa isopaco de petróleo (Fig. N° 6), este mapa lo hemos confeccionado con un intervalo de 5 pies.

Como se puede ver en las figuras, estas curvas de nivel, forman verdaderas elipses, situación muy ventajosa para el cálculo de las reservas.

También se ha construido el mapa Isopaco de gas. (Fig. 7).

De la Fig 6, sabemos que una pulgada cuadrada representa acres, la fórmula del área de la elipse es:

$$A = \pi a b$$

A continuación, procederemos a calcular en pies-acres según los intervalos:

	a = 0.69	$A_1 = \pi \cdot 0.69 \times 0.93 = 2.01 \text{ in}^2$
30-35'	b = 0.93	$A_1 = 2.01 \times 40 = 80.40 \text{ acres}$
	h = 32.5	$V_1 = 80.4 \times 32.5 = 2610 \text{ pies-acre} \dots\dots 2610 \text{ ft-acre}$
	a = 0.93	$A_2 = \pi \cdot 0.93 \times 1.31 = 3.83 \text{ in}^2$
35-40'	b = 1.31	$a_2 = (A_2 - A_1) / 40 = (3.83 - 2.01) / 40 = 72.8 \text{ acres}$
	h = 37.50	$V_2 = 72.8 \times 37.5 = 2730 \text{ ft-acres} \dots\dots\dots 2730 \text{ ft-acre}$
	a = 1.13	$A_3 = 6.35 \text{ in}^2$
40-45'	b = 1.79	$a_3 = 100.8 \text{ acre}$
	h = 42.5	$V_3 = 2284 \text{ ft-acres} \dots\dots\dots 2284 \text{ ft-acre}$
	a = 1.38	$A_4 = 9.32 \text{ in}^2$
45-50'	b = 2.15	$a_4 = 118.8 \text{ acres}$
	c = 47.5	$V_4 = 5643 \text{ ft-acres} \dots\dots\dots 5643 \text{ ft-acre}$

C O N C L U S I O N E S

- 1.- Hemos hecho un estudio de Ingeniería de Perforación sobre un yacimiento que se ha imaginado, en la vecindad del Campo del Cerro Izcazasin en donde habíamos determinado el Domo " INGENIERO, DON FERNANDO NORIEGA CALMET"
- 2.- Se establece una reserva recuperable de 171 169 000 Barriles de petróleo de acuerdo con el cálculo de Isopaco de petróleo.
- 3.- La zona productiva está determinada a una profundidad máxima de 5000 pies bajo el nivel del mar.
- 4.- El Balance económico de la explotación de este domo, produce una utilidad del 320 % del capital invertido, de lo que deducimos que la inversión del capital petrolero a pesar de tener sus riesgos, produce utilidades sorprendentemente altas.

- - - - -

BIBLIOGRAFIA CONSULTADA

- AGUERREVERE, S.E. y ZULOAGA.G.- Observaciones en la parte de la Cordillera de la Costa Venezuela, Bol, Geol. y Min. T. 1 Nos. 3-4. pp. 3-22. Caracas - 1937.
- CRIST. P-La coupé géologique le long chemin de Mucuchachi á Santa Barbara dans les Andes Venezueliennes. Eclogas geol. Helv. Vol. XX. N° 3 Basel - 1927.
- HEDBERG, D.H - Cretaceous Limstonr as Petroleum Source Rock - in Northwes tern Venezuela, Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geol. Vol 15 N° 3, March, 1931. pp. 229-46
- HEDBERG, D. H. Estratigrafía de la sección del Río Querecual en el Noroeste de Anzoategui. Venezuela. Bol. Geol. y Min. T.1, Nos. 2-4 , pp. 253-265, Caracas- 1937.
- HEDBERG, D.H.- Mesozoic Stratigrathia of Northern South Ame^rica. Proc. Eight Amer. Sc Congress. May, Vol.4 pp.- 195-227 Washington - 1942.
- HEDBERG D.H. and Sass L.C.-Sinopsis de las formaciones geológicas de la parte occidental de la cuenca de Maracaibo , Bol. Geol. y Min. T.1 Nos,2-4, pp. 77-120 Carac^as - 1937.
- HEIN, ARNOLD- Notes on the Terciary of Lower California (Méxi^co)Geol. Magazine. Vol. LIX. No. 702, 1922.
- HEIM ARNOLD.- Estudios Tectonicos en la Región del Campo petrolífero de Pirin (Lado NW del lago Titicaca) Bol. Di^rec. de Min. y Petrol. Año XXVI, N°. 79 Set. 1947 Lima Perú.-
- HEIM, ARNOLD.- Croquis tectónico del campo petrolífero de Gan^zo Azul. Río Pachitea, Perú con una contribución por W. Ruegg Bol. Direc. de Min. y Petroleo. Año XXVI, N°. 79. Set. 1947 Lima-Perú.
- HUBACH, E.- Informe geológico de Urabá Bol. Min. t Petróleo, Tomo IV, N°. 19-20 pp. 26-136 Bogotá-1930.
- KAMEN, KAYE.- Geological Succession of cetel Venezuela Bull Amer. Assoc. Geol. Vol. 22 N°. 9 pp. 1224-1230 Set, 1938.
- KOHRER, L. Alg nas observaciones en capas cretaccas y precetá^cceas de la parte Suroeste y Central de Venezuela. Bol.

- Geol. y Min. T. 1 Nos. 2-4, pp. 49-73. Caracas-1937.
- KEHRER, L. Some observations on the Stratigraphy in the States of Tachira and Merida, SW Venezuela, with sketch map - by L. Kehrer and E. Künding. Bol. Geol. T. Nos. 2-4, pp. 24-65 engl, Trad. Caracas 1938.
- KEHRER, L. Geology of Central Venezuela; Discussion on Geological Succession in Central Venezuela by M. Kamen Káye, Bull. Amer. Assoc. Petroleo, Geol. Vol. 3, N°. 5 pp. 699-704, May 1939.
- KEHRER, W. Zur Geologie der südlichen Central and Os thorthi llere der Republik Kolumbien N. Jahrb f, Min, Geol. u Paleont. B. Bd. 80, Abt. B. H. I. pp.1-30 Stuttgart - 1938.
- OLSSON A.A.- Contribution to the Paleontology of Northern Perú; The Cretaceous of Amatape Region. Bull Amer. Paleont. Vol. 20 N°. 69 104. pp. Ithaca. N. Y. 1934.
- IDEM.- Terciary Deposits of Northwestern South America and Panamá. Proc, Eighth Amer, Sc. Congress. May-1940 Vol. 4, pp. 231-287- Washintong-1942.
- IDEM- Contributions to the Paleontology of Northern Peru: Part. 7 -The Cretaceous of the Paita Region Bull Amer, Paleont. Vol. 28 No. 111, pp. 5-31 Ithaca N.Y.- 1944.
- Oppenein V.- Geología do Noroeste do Terririo do Acre Exploracion entre o alto Juruá Brasil e medio e bajo Ucayali, Perú- Min. de Agr. Prod. Min. Bol. No. 26. Anexo II. pp. 127-140 Río de Janeiro 1938-same in: Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geol. Vol. 21 N° 1. Jan. 1937, pp. 97 - 110.
- OPPENHEIN V.- Geología de la Sierra de Cucutú, Frontera Perú Ecuador Bol. Soc. Reol. de Perú. ts. XIV y XV, pp. 104 121.
- PAIVA G. MUÑOZ REUES J. - Geología da Faixa Subandina da Bolivia. Minist. Depart. Nac. Prod. Min. Bol. N°. 101 Río de Janeiro - 1939.
- PETERSON, G. Sobre la geología de la región Zorritos Soc. - Geol del Perú. tomo VII, fasc. 2. pp. 1-57, Lima 1936.
- BARKER, R. W.- Micropaleontología in Mexico with especial Reference to the Tempico Embayment, Bull Assoc. Petrol. Geol. Vol. 20, N°. 4 April, 1936, pag. 433-456.

- BOESE, E. y CAVINS, O. A.- The Cretaceous and Tertiary of Southern Texas and Northern Mexico, Bull. Univers. of Texas N° 2748 Dic. 1927.
- NOTESTEIN F. B. HUBMAN C. W. - Geology of the Barco Concessiones Republic of Colombia Bull. Geol. Soc. Amer. Vol 55 N°. 10
- STILLE. H. Estudios Geológicos en la Región del Río Magdalena Comp. Est. Geol. of Colombia- Bogotá 1938.
- OLIVEIRA A. I. de y.- Geología do Brasil 2a. Ed. Río de Janeiro LEONARDES O. H. ro 1943.
- HEIM, ARNOLD.- Notes on the Tertiary of Lower California (México) Sul Magazine Vol. LIX N° 702-1922.
- IMLAY. R. W.- Cretaceous formation of Central America Mexico Bull. Amer. Assoc. Petro. Geol. Vol 28 N° 8 pp. 1077-1195 Agos, 1944.
- SCHEUCHERT. CH.- Historical geology of the Antillean Caribbean Region or the Landes bordering the Gulf Mexico and the Caribbean 1935.
- KAMEN - KAYE M.- Reconnaissance Geology in State of Anzotegui South America Bull. Amer. Assoc. Petro, Geol. Vol N° 2 pp. 233-245 Febre, 1937.
- JOCHANOWITZ, A.- El problema petrolífero del Perú Bol. Cuerp.
- LIDDLE R. A. de Ing. del Perú N° 125 and P. Trinidad 552 pp. The Geology of Venezuela and J.P. Macgowan, Forth Worth. Texas 1928, and second edition 1946.
- MATHER K. F.- Front Ranger of the Andes between Sta, Cruz, Bolivia and Embarcacion, Argentina Bull. Geol. Soc. of Amer. XXXIII. 1922.
- MOURA P. de y WANDERLEY A.- Nudoeste do Acre Reconhecimentos geológicos para petróleo Minist. da Agric, Serv, Fom. Prod. Min, Bol. N° 26 pp. 1-176 Río de Janeiro 1938.
- OLIVEIRA A. I de y LEONARDES O.H.- Geología do Brasil 2a. Edicao, Río de Janeiro-1943, 8/3 pp.
- PETERSEN G. Sobre la Geología de la Región de Zorritos Soc. - Geol. de Perú t. VIII fas. 2 pp. 1-57 Lima. 1936.

- SCHUCHERT, CH.**- Historical Geology of the Antillean Caribbean Region or the lands bordering the Gul of Mexico and the Caribbean Sea, John Wiley Sons, New York 1935.
- TSCHOPP, H.**- Bosquejos de la Geología del Oriente Ecuatoriano Bol, Inst. Sudamerc. del Petr. Vol I N° 5 Feb. - 1945 Montevideo pp. 446-484.
- VALVERDE R.** La Cuenca Petrolero del Amazona Vol. Soc. Geol. de Perú t. XIX Lima-pp. 81-132.
- WOLF TH.**- Geografía y Geología del Ecuador Leipeing 1892.
- KELLUM L. B.** Geolog of the Mountains Westof the Laguna District. Geol. Soc. Amer. Bull Vol. 47 pp.
- KELLY W. A.** Geology of the Mountains bordering the valleys of Acatia and Delias Geol. Soc. Amer. Bull. Vol 47 pp. 1009-1038-1936.
- KING R.E.** The Permian of South Western Coahuila Mexico, Amer. Jour Sci, 5th. ser. Vol. 27, pp. 98-112-1934.
- MILLER A.K.**- Some exceptional Permian Ammonoids from West Texas and A. Permian Ammonoid from Sonora. Jour Pal. Vol. 19 n° I Jan 1945 pp. 14-22.
- SUTTON F. A.** Geology of Maracaibo Brasil Bull Amer. Assoc. Petrol. Geol., Vol 30 N° 10 October.
- VAUGHAN, T.W.**- The Tertiary Larger Foraninifera of South West Ecuador In Sheppard The Geology of South Western Ecuador Chapter 5 by Thomas Murby & Co. London. 1937-275 pp.
- PETROLEUM GEOLOGY** "John Wiley and Som Co. New York 1951
- LEVORSEN A, I.** Geology of and Co. San Francisco 1956
- LE ROY L.W.** "Subfarce Geology Methodos" Colorado Schoel of Mines (Departament of Publicarion) Colorado 1951.
- PIRSON S. J.** " Elemento of Oil reservorio Enginering inc Graw Uill Book New York 1950.
- RUEGG W.** - Geología y Petroleum en la Faja Sud Andina Peruana Symposium sobre "Yacimiento de Petrolea y Gas" 1956.
- RUOSEL L.** " Principles of Petroleum Geology" Mac. Graw - Hill

New York 1950

VER WIEBE W.A. "How Oils is Fond. Edwards Bother Inc. Wichita
Kansas 1956.

AMERICAN PETROLEUM.- INSTITUTE- "Section Drilling"

BAROIDE - "Field Testing of Drilling Mud"

COMPOSIT CATALOGUE "Drilling and Production Equipmen Gulf Pu-
blishing Company.

DRINCO OIL TOOLSHY- Studies of Straifht Hole Drilling Practices
Midlan 1950-1956.

HALLIBOUTON: Oil well Cementing Equipment and Operations Ducan
Oklahoma.

HUGLES TOOL Co. Hydr aulies in Rotary Drilling Hoonstor Texas.
1954.

MC.LAUPHING PHILIP. L. Slintlole Facts. Cardwell Manufacturing
Co. Wichito Kansas Co.

MUSPATA M. Oil Uel Drange.

OIL WEEPLY -Años 1950-1956.

REED ROLLER BIT CON- Care of Uuill Coll r.tool joints and bits,
Schulamberger Will loggins and auxiliaring methodos.

UREN LESTER CHARLES- Oil of eld development Mc. Graw Hill book
Company Inc. New York 1946.

UREN LESTER CHARLES; Oil field explotation Mc.Graw Hill Book
Company Inc. New York 1953.

ZABA AND DEOCHERTY: Practical Petroleum Engineiers Hadbook
Gul Publishing Company Houston Texas 1956-1960.

APUNTES: Del Catedrático de Geologia del Perú. Ing. Luis Tapia
Salinas.

APUNTES: Del Catedrático de Perforación Ing. Arturo Osorio.

APUNTES: Del Catedrático de Geofísica Aplicada Ing. Fernando
Nieri.
