

1
29°



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA
DE MEXICO**

FACULTAD DE INGENIERIA

*PERFORACION Y TERMINACION DE POZOS
DE AZUFRE EN JALTIPAN, VERACRUZ*

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE :
INGENIERO PETROLERO
P R E S E N T A :
ANTONIO ACOSTA PORTILLO

MEXICO, D. F.

AGOSTO DE 1993

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas Tesis Digitales Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS © PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis está protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

**PERFORACION Y TERMINACION DE POZOS
DE AZUFRE EN JALTIPAN, VERACRUZ.**

CONTENIDO

PROLOGO _____	3
---------------	---

CAPITULO I

INTRODUCCION

I.1 Propiedades físicas y químicas de azufre. _____	9
I.2 Clasificación de los yacimientos de azufre. _____	11
I.2.1 Depósitos de azufre biogénico.	
I.2.2 Depósitos Volcánicos.	
I.2.3 Acumulaciones Termogénicas.	
I.3 Usos del azufre. _____	12
I.4 Generalidades de los yacimientos de azufre en la Cuenca Salina del Istmo. _____	13

CAPITULO II

PERFORACION DEL POZO

II.1 Equipo de perforación.	
II.1.1 Barrena. _____	17
II.1.2 La tubería de perforación y los lastrabarrenas.	18
II.1.3 La barra giratoria y la unión giratoria. _____	19
II.1.4 La mesa rotatoria. _____	20

II.1.5 Las poleas y el cable de acero. _____	21
II.1.6 La torre o mástil. _____	21
II.1.7 Malacate. _____	23
II.2 Fluidos de Perforación. _____	23
II.2.1 Funciones del fluido de perforación. _____	24
II.2.2 Clasificación de los fluidos de perforación. _____	24
II.2.3 Propiedades físicas del fluido. _____	25
- Densidad.	
- Viscosidad.	
- Esfuerzo cortante y velocidad de corte.	
- Punto de cedencia.	
- Gelatinosidad.	
- Pérdida de agua y enjarre.	
II.3 Sistema de potencia y transmisiones. _____	29
II.4 La cuadrilla. _____	29
II.5 Operaciones de perforación del pozo _____	32
II.5.1 Pozo de exploración. _____	32
II.5.2 Pozo de producción. _____	34
II.5.3 Pozo de desfogue. _____	37

CAPITULO III

DISEÑO DE TUBERIAS DE REVESTIMIENTO

III.1 Diseño de las tuberías de revestimiento. _____	40
III.2 Análisis de esfuerzos. _____	43

III.2.1 Presión de colapso. _____	43
III.2.2 Presión interna. _____	46
III.2.3 Tensión. _____	48
III.3 Factor de diseño. _____	50
- Nomenclatura. _____	52

CAPITULO IV

CEMENTACION DE TUBERIAS DE REVESTIMIENTO

IV.1 Proceso básico de cementación. _____	53
IV.2 Aditivos del cemento. _____	55
IV.3 Técnicas de cementación. _____	58
IV.4 Cálculos de la operación. _____	60
IV.5 Presión Diferencial. _____	63
IV.6 Cementación del pozo de producción de azufre. _____	64
IV.7 Cementación del pozo de desfogue de agua. _____	64
IV.8 Cementación del pozo exploratorio. _____	67

CAPITULO V

SELECCION DEL INTERVALO PRODUCTOR

V.1 Secuencia litológica de los domos salinos. _____	68
V.2 Petrologfa del casquete. _____	69
V.2.1 Caliza o caliza con azufre. _____	70
a). Caliza estéril.	
b). Caliza fracturada.	
c). Brecha intraformacional.	
d). Caliza bandeada.	

V.3 Estudios geológicos. _____	72
V.4 Determinación del intervalo productor. _____	73

CAPITULO VI

TERMINACION DEL POZO

VI.1 Método Frasch. _____	75
VI.2 Terminación de pozos de producción de azufre. _____	76
VI.3 Terminación del pozo de desfogue de agua. _____	78
CONCLUSIONES. _____	84
OBSERVACIONES COMPLEMENTARIAS. _____	85
BIBLIOGRAFIA. _____	86

PROLOGO

La unidad Jáltipan de la compañía Azufrera Panamericana S.A., se encuentra ubicada aproximadamente a dos kilómetros de distancia de la población de Jáltipan de Morelos, al sur en el Estado de Veracruz.

Cuenta con el paso de la carretera federal Veracruz - Coatzacoalcos, vfa completamente asfaltada, por lo que es accesible en toda época del año; pero debido al estado físico en que se encuentra por su mantenimiento, no se puede considerar de primer orden.

Ferrocarriles Nacionales de México cuenta con una estación en esta población, existiendo varias corridas diarias de los ferrocarriles Meridiano y transístmico, tanto de pasajeros como de carga.

Actualmente, se tiene un proyecto de poner en operación el sistema multimodal de carga, que es una acción coordinada entre los muelles de los puertos de Coatzacoalcos -Salina Cruz y el Ferrocarril Transístmico.

En las figs 1 y 2 se observa la localización de la zona a nivel nacional y regional respectivamente. Dentro de la unidad de Jáltipan, el 80% de los caminos es transitable en toda época del año y el 20% que resta no es accesible en temporadas de lluvias.

Esta región posee un clima tropical lluvioso con una temperatura media anual del orden de los 25 °C. La precipitación pluvial anual es superior a los 750 milímetros. Las lluvias se presentan a lo largo de todo el año, intensificándose en el período que abarcan los meses de junio a octubre; en el bimestre abril-mayo la precipitación pluvial es mínima.

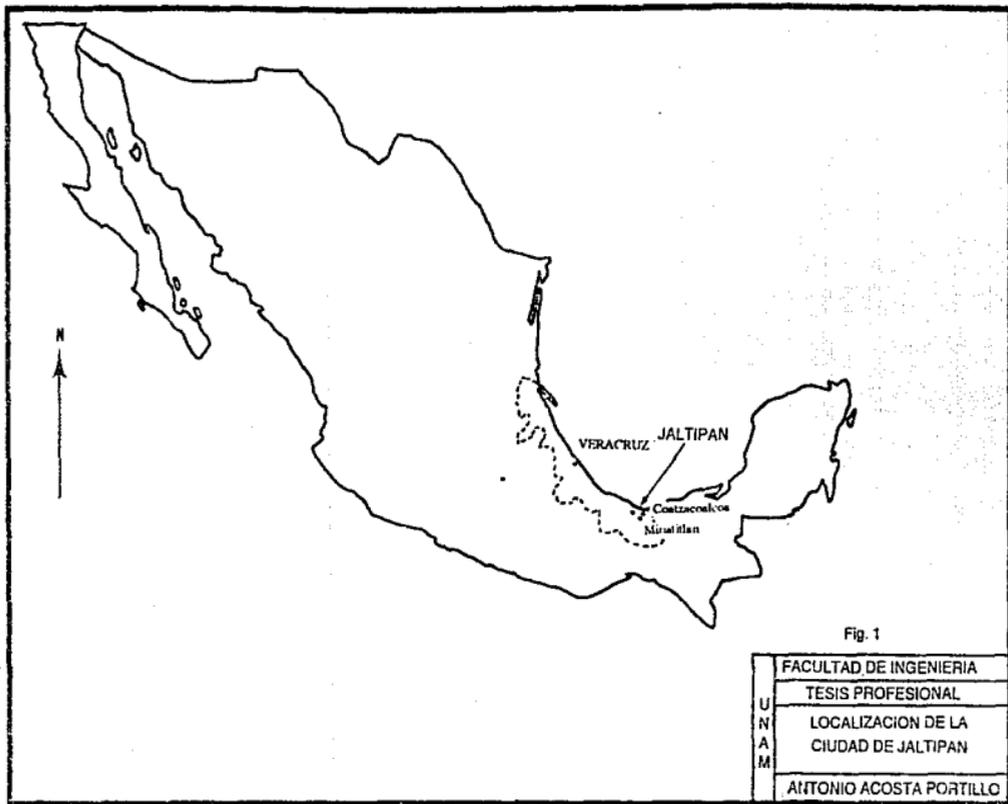
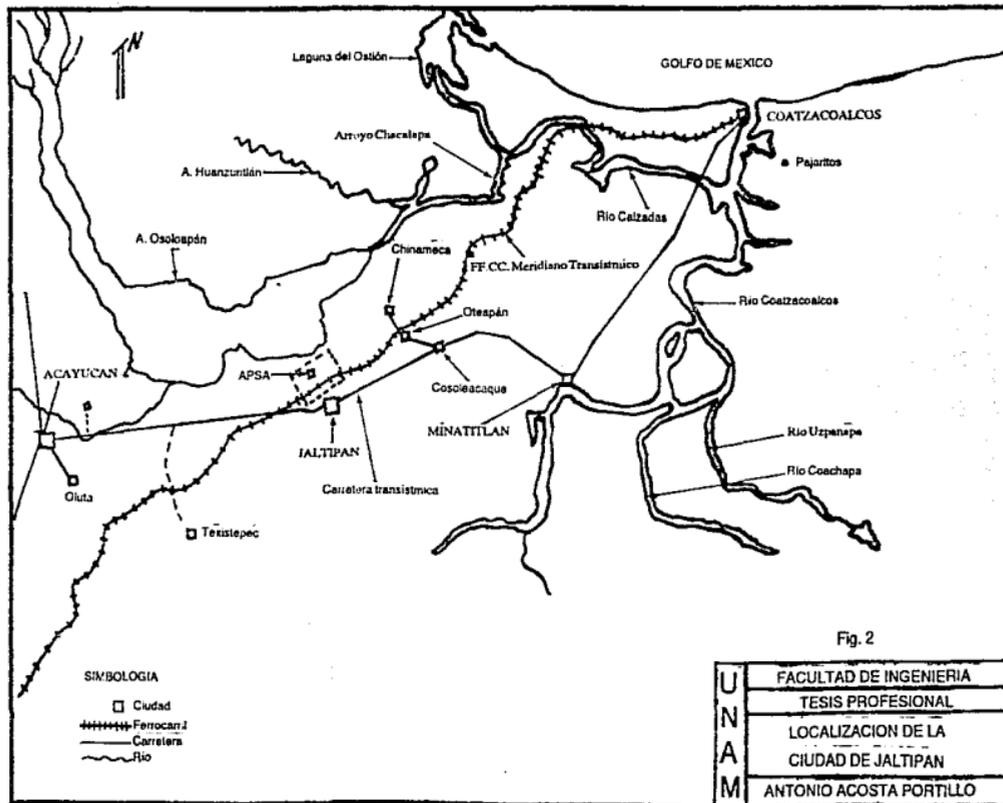


Fig. 1

U N A M	FACULTAD DE INGENIERIA
	TESIS PROFESIONAL
	LOCALIZACION DE LA CIUDAD DE JALTIPAN
	ANTONIO ACOSTA PORTILLO



La orografía de la región es de formas moderadas limitadas y no existen prominencias topográficas de importancia. EL área se puede describir como una planicie con una serie de lomeríos de escasa altura.

La hidrografía de la zona está compuesta por un conjunto de ríos y arroyos de diferentes magnitudes y caudales; entre los de mayor importancia se encuentran el Río Coatzacoalcos, Río Uzpanapa, Río Calzadas, Río Coachapa y los arroyos Chacalapa, Osoloapán, Huazuntlan. Todas las corrientes pertenecen a la red hidrográfica del Río Coatzacoalcos.

El domo salino de Jáltipan acumulador de azufre, se encuentra localizado dentro de la unidad tectónica denominada Cuenca Salina del Istmo que tiene una superficie aproximada de 25 000 km². Tiene una estructura salina que presenta una forma elíptica, con eje mayor con una orientación NW-SE y la cual está conectada con una masa mayor hacia su porción occidental. Las formaciones encontradas en esta área son: Depósito, Encanto, Concepción Inferior, Concepción Superior y Filisola, las cuales están localizadas cronológicamente en el Mioceno.

Por otra parte, el casquete de este domo presenta una forma de manto sobre la superficie de la sal, en el cual se lleva a cabo la explotación del azufre se lleva a cabo dentro de la caliza y en muy raras ocasiones en el yeso.

La secuencia normal en este casquete es: lutita, caliza o caliza con azufre, yeso o anhidrita y sal. En la caliza se han diferenciado cuatro cuerpos principales.

Existen tres tipos de pozos: los de exploración, los de producción, y desfogue, que son perforados y equipados de diferente manera, según su objetivo.

Referente a la acumulación del petróleo, ésta es controlada por el levantamiento de la sal. El significado económico de las estructuras salinas como característica geológica, es la exploración y explotación del azufre, la sal o halita, las sales de potasio, magnesio y por supuesto el petróleo que en mucho han contribuido en la economía del país.

La Compañía Azufrera Panamericana inició la explotación del yacimiento en el año de 1954, actualmente la Azufrera Panamericana no se encuentra en operación dado que en 1992 Canadá inundó el mercado de azufre, descendiendo el precio y de mejor calidad, resultando con esto más costoso comprarlo que producirlo.

En este trabajo se pretende mostrar la perforación del pozo, la cementación de la tubería de revestimiento, la determinación del intervalo productor y la terminación del pozo el domo salino de Jáltipan, Veracruz.

CAPITULO I

INTRODUCCION

El azufre mezclado con salitre y carbón, era empleado por los chinos en la antigüedad para la fabricación de la pólvora. El primer azufre industrial de los tiempos modernos fué obtenido en Sicilia a principios del siglo XV. Pero no comenzó la competencia por la posesión de este elemento hasta el año 1735, cuando los árabes descubrieron un procedimiento para la producción del ácido sulfúrico por medio del azufre. Fué clasificado por primera vez en 1777 por el químico francés Antoine Lavoisier. El azufre está representado por el símbolo S, y es un elemento abundante en la naturaleza. Forma el 0.64 % aproximadamente del planeta, el octavo elemento más abundante de la tierra. Poco tiempo después, la extracción de azufre llegó a ser la industria principal de Sicilia, y una compañía francesa, comprendiendo el valor que tenía el azufre para todo el mundo, consiguió el dominio de los yacimientos sicilianos en 1839 y elevó el precio del azufre de 25 hasta 75 dólares por tonelada. Esto resultó ser una política de visión corta, pues otras naciones, que no podían pagar precios de monopolio por un producto tan necesario, emprendieron el descubrimiento de sus propias fuentes. Pronto aprendieron que el ácido sulfúrico podía hacerse por tostación de la piritita de hierro. Resultado de ello, fue que la producción de azufre siciliano sufrió un retroceso del que nunca se ha podido restablecer.

El descubrimiento de fuentes nuevas de azufre no liberó a Norteamérica del dominio extranjero en el abastecimiento de esta materia. Más de un cuarto de siglo había de transcurrir antes de que se hubiera localizado el primer depósito en los Estados Unidos. Los exploradores, perforando en busca de petróleo en Calcasieu Parish, Louisiana, encontraron azufre en los cortes de sus pozos en 1867.

Diferente de los depósitos del extranjero, los cuales están próximos a la superficie de la tierra y son fácilmente extraídos por los ordinarios métodos de minería, el depósito de Calcasieu Parish yace profundo bajo capas de arena no consolidada y con emisión de mortífero gas sulfhídrico.

Los métodos de minería existentes no podían emplearse. El doctor Hermann Frasch, alemán que vino a los Estados Unidos, concibió la idea de extraer el azufre en forma líquida. Propuso fundir el mineral bajo tierra por medio de grandes cantidades de vapor de agua sobrecalentado inyectado en el estrato de azufre. Haciendo frente al escepticismo y al ridículo, el doctor Frasch siguió adelante con su proyecto, y en 1894 extrajo con bombas el primer chorro de azufre fundido del depósito de Calcasieu Parish. Transcurrieron más de ocho años para que el proceso Frasch quedara establecido con éxito industrial.

Se presenta generalmente combinado en forma de sulfuros, siendo los más importantes los de plomo (galena), zinc (esfalerita) y el de hierro (pirita); también en forma de sulfatos, como el de calcio (yeso), sulfato de bario o el de estroncio, principalmente. Se encuentra disuelto en aguas termales o en los hidrocarburos en forma de ácido sulfhídrico y de compuestos orgánicos. En estado nativo se presenta en terrenos de origen volcánico, o formando grandes yacimientos en los casquetes de los domos salinos.

1.1 PROPIEDADES FISICAS Y QUIMICAS DEL AZUFRE

El azufre es un metaloide sólido a la temperatura ambiente; se presenta en diferentes formas (polimorfos), todas ellas complejas, por estar formadas por moléculas de ocho electrones. Su hábito es diverso:

1. En cristales
2. Masivo

3. Terroso

4. Estalactítico

Este elemento cristaliza en los sistemas ortorrómbico o monoclinico, tiene fractura concooidal o desigual y, su dureza varia entre 1.5 y 2.5: su peso específico varia de 2.05 a 2.07 gr/cm³ en estado sólido ortorrómbico y 1.96 gr/cm³ en el sistema monoclinico. Su brillo es resinoso y presenta un color amarillo canario, pero es muy variable debido a las impurezas, presentando tonalidades amarillas, verdes, grises y rojas.

Dicho metaloide es transparente a traslúcido, mal conductor del calor y de la electricidad, insoluble en agua y poco en los ácidos, pero es soluble sólo en bisulfuro de carbono y tetracloruro de carbono y varios líquidos orgánicos. Exhibe valencias de - 2, + 2, + 3, + 4, + 6, ya sea como oxidante o reductor. Funde entre 112 y 119 °C, dependiendo de su estado de cristalización, su punto de ebullición es de 444 °C, y tiene un punto de ignición de 248 °C.

La viscosidad del azufre líquido también varía con la temperatura, teniéndose la mayor fluidez en el intervalo de 116 - 158 °C; frecuentemente las impurezas que contiene son arcilla o asfalto, pudiendo contener pequeñas cantidades de selenio.

Otro aspecto importante del azufre explotado en los domos salinos es muy común que se encuentre contaminando con hidrocarburos, lo que motiva cambios principalmente en la coloración, densidad y la viscosidad, de acuerdo con el grado de contaminación, que en muy raras ocasiones es superior al uno por ciento.

1.2 CLASIFICACION DE LOS YACIMIENTOS DE AZUFRE

Los depósitos de azufre nativo están distribuidos en todo el mundo y, según Ruckmick (1979), corresponden a dos tipos de ambientes geológicos;

- Cuencas que contienen hidrocarburos.
- Zonas de vulcanismo.

Con base en lo anterior, se clasifican como sigue:

A. Depósitos de azufre biogénético.

a) Bioepigenético.

- a.1. Asociado a domos salinos (casquete).
- a.2. Asociado a depósitos evaporíticos estratificados.

b) Biosingenético.

B. Depósitos Volcanicos.

C. Acumulaciones Termogénicas.

1.2.1 DEPOSITOS DE AZUFRE BIOGENETICO

Estos depósitos existen por conversión de anhidrita o yeso en azufre biogénico y calcita. Los depósitos de origen biosingenético son sedimentarios y son producto de la reducción bacteriológica de SO_4 a H_2S y oxidación del hidrógeno para formar agua, dejando el azufre nativo.

1.2.2 DEPOSITOS VOLCANICOS

Este tipo de azufre está asociado íntimamente a fenómenos volcánicos, donde el ácido sulfhídrico proveniente del magma, al ponerse en contacto con la atmósfera, se oxida y deposita azufre nativo.

1.2.3 ACUMULACIONES TERMOGENETICAS

Este tipo de acumulaciones son producidas por la oxidación del ácido sulfhídrico, derivado de reacciones directas entre los hidrocarburos y anhídrida a altas temperaturas y presiones, condiciones generalmente propias de grandes profundidades.

1.3 USOS DEL AZUFRE

Más del 80% del azufre consumido en el mundo, que actualmente es del orden de los 25 millones de toneladas anuales en todas sus formas, se emplea para producir ácido sulfúrico; el resto se consume en las industrias de papel, explosivos, acero, refinación del petróleo y del azúcar, hule, adhesivos, medicinas, fertilizantes, insecticidas, etc. La producción de ácido sulfúrico se incrementa año con año, debido a su principal empleo que es la elaboración de fertilizantes, en los cuales se consume alrededor del 60% del ácido producido. Otros usos, los tiene la elaboración de fibras sintéticas (rayón), la elaboración de pinturas, jabones, detergentes, glicerina, papel, entre otros.

1.4 GENERALIDADES DE LOS YACIMIENTOS DE AZUFRE EN LA CUENCA SALINA DEL ITSMO

La cuenca salina del sureste de México, también se conoce como Cuenca Salina del Istmo, desde principios de siglo, cuando se iniciaron estudios geológicos, realizados por las compañías petroleras que trabajaron en el Istmo de Tehuantepec. Dentro de dicha cuenca se localizan los principales y más grandes yacimientos de azufre descubiertos en México (ver Fig. 3).

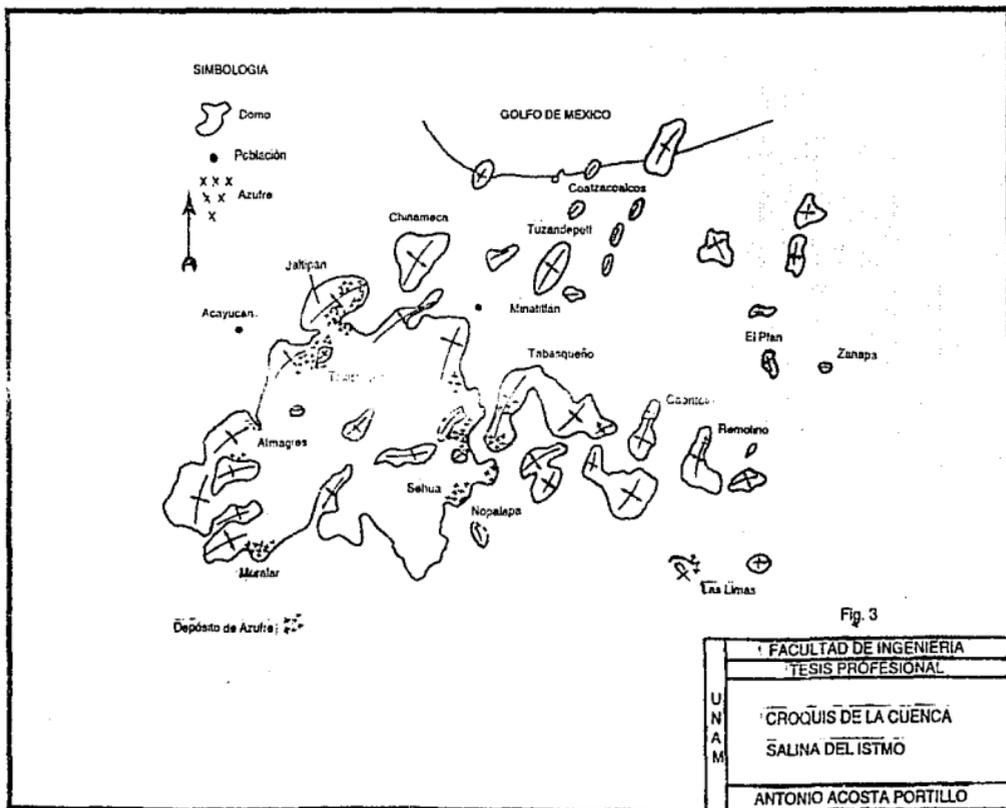
Estos depósitos se encuentran dentro del casquete calcáreo de los domos salinos; la roca que contiene al mineral es una caliza que está subyaciendo a la lutita gris y superyaciendo al yeso o anhidrita.

La edad de la sal se considera Triásica-Jurásica, y el origen principal de la Cuenca se le atribuye a la Orogenia Apalachiana que se desarrolló a fines del Pérmico o principios del Triásico.

Durante el Jurásico Superior, el plegamiento de los sedimentos, produjo su ascenso junto con la sal, manteniéndose elevados durante el Cretácico Medio. Durante la Orogenia Laramidiana, la cuenca se hundió, depositando los sedimentos del Cretácico Superior y del Eoceno, que provocaron con su peso el ascenso diferencial de la masa de la sal y consecuentemente la formación de las estructuras salinas.

Las rocas del área son de origen sedimentario y de acuerdo con su posición stratigráfica, corresponden a la siguiente secuencia de la formación más antigua a la más joven: F. La Laja, F. Depósito, F. Encanto, F. Concepción Inferior, F. Concepción Superior, F. Filisola, F. Paraje Solo, F. Agueguesquite y F. Cedral.

Gran parte de la geología del área ha sido estudiada a detalle por geólogos tanto de compañías petroleras extranjeras como de Petróleos Mexicanos, pues la mayoría de los descubrimientos de los yacimientos de azufre se debieron a la perforación de pozos petroleros a principios de siglo.



En su inicio la industria azufrera en México, estuvo en manos extranjeras con la tecnología adecuada, y posteriormente ingresaron técnicos mexicanos y desde que la empresa se nacionalizó, el manejo ha sido por éstos, incorporando adelantos tecnológicos que se han desarrollado en el mundo.

La utilización del método Frasch en estos yacimientos de domos salinos, es el más adecuado en la extracción del azufre, el cual consiste en la inyección de grandes volúmenes de agua sobrecalentada (169°C) al subsuelo, con el fin de fundir el azufre contenido en la caliza y en estado líquido bombearlo a la superficie por medio de aire a presión.

Con objeto de evitar presiones altas indeseables en la formación, ésta se debe drenar tratando de extraer el exceso de agua a la menor temperatura posible para aprovechar al máximo su poder calorífico.

CAPITULO II

PERFORACION DEL POZO

II.1 EQUIPO DE PERFORACION

II.1.1 BARRENA

La barrena es , la más refinada de las herramientas, lo que significa que las hay de muchos estilos y es la más especializada para cualquier condición de perforación que cualquier otra herramienta en el equipo. La selección de la barrena empieza con alguna información acerca de la naturaleza de las rocas que se van a perforar.

Una vez seleccionado el mejor tipo de barrena para la roca y la profundidad, y el tamaño del pozo que se va a perforar con la barrena, entonces se puede ensamblar el resto de la sarta. Las funciones de todas las partes principales del equipo, se subordinan a la idea de hacer posible que la barrena haga su trabajo de la manera más eficiente posible. Para explicar el concepto, podemos considerar la relación funcional entre la barrena y las otras partes importantes del equipo.

1. El mástil (o torre), la columna de perforación, el cable de izar, las poleas, malacate, gancho, unión giratoria y otras partes importantes del equipo.
2. La mesa rotatoria y la barra giratoria (kelly) se requieren para hacer girar la barrena, que es la forma en que se perfora.

3. Mientras progresa la perforación, se usan todos los componentes antes mencionados, además de las bombas de fluidos y sus motores cuya tarea es mantener en circulación el lodo de perforación, y enfriar la barrena.

La acción recíproca entre la barrena y la formación en la que está perforando en cualquier momento gafa al perforador para que use el resto del equipo para hacer una perforación más eficaz. Ayudando a tomar las siguientes determinaciones:

1. La velocidad de rotación (con mesa rotatoria).
2. El peso aplicado a la barrena (con la columna de perforación).
3. La velocidad de circulación y la presión aplicada en el fluido circulante (con la bomba de lodo).
4. La elección del tiempo para retirar la barrena usada y su reposición con una nueva. Normalmente, esto se hace solamente cuando la barrena deja de perforar efectivamente.

Una de las preguntas que se hacen acerca de un pozo para el que va hacer el presupuesto es: ¿cuántas barrenas se usarán? La respuesta no solamente le da una partida de costo directo sino que también es útil para estimar el número de días requeridos para perforar el pozo, y su costo total.

11.1.2 LA TUBERÍA DE PERFORACION Y LOS LASTRABARRENAS

Colectivamente, los lastrabarrenas y la tubería de perforación con sus uniones de conexión, forman la "sarta de perforación". Las principales funciones de la sarta de perforación son:

1. Es el medio de bajar la barrena dentro del agujero y de sacarla. No importa que tan profundo pueda penetrar la barrena en el proceso de hacer el agujero, debe llegarse a ese punto con la sarta de perforación.
2. Es el medio de poner peso en la barrena para que pueda penetrar en la formación más efectivamente. Este peso lo suministran los lastrabarreras.
3. Es el medio de transmitir el giro a la barrena. En este sentido la sarta de perforación es una flecha impulsora, movida por la mesa rotatoria.
4. Conduce fluido de perforación a presión desde la superficie hasta la barrena. Vista en esta forma la sarta de perforación es un conducto o una tubería.

II.1.3 LA BARRA GIRATORIA (KELLY) Y LA UNION GIRATORIA (SWIVEL)

El extremo superior de la sarta de perforación termina donde la unión de la tubería se enrosca en la unión auxiliar de la barra giratoria (Kelly). Esta es un accesorio corto de conexión que se enrosca en la parte inferior de la barra. La rosca de abajo de la unión auxiliar se acopla temporalmente con la rosca de la parte de arriba de cada tramo de tubería que se agrega a la columna. La unión auxiliar disminuye el desgaste en la rosca de la barra. Cuando se desgastan las roscas de la unión auxiliar se repone o se le hace nueva rosca, salvando las roscas de la barra.

La barra giratoria (Kelly) llega a medir 12 metros largo. Podrá ser cuadrada o hexagonal en el exterior. Esta taladrada a través de toda su longitud para suministrar un paso para el fluido de perforación. La superficie exterior se engancha en superficies correspondientes cuadradas o hexagonales en el buje impulsor. La mesa rotatoria activa el buje impulsor el que a su vez hace girar a la barra. La barra se mueve libremente hacia arriba o hacia abajo a través del buje impulsor aun cuando este último esté girando. La Unión giratoria es uno de los mecanismos más notables en los campos

petróleros. La articulación no gira, pero soporta la barra que sí gira. La carga completa de la sarta de perforación la sostiene la articulación (swivel) siempre que está progresando la perforación. El fluido de perforación circulante se introduce dentro del pozo a través de la unión giratoria. El fluido entra por el cuello de ganso, pasa por el tubo de lavado, un tubo vertical en el centro del cuerpo de la unión giratoria la cual cuenta con unos sellos que evitan las fugas de lodo, después pasa a la barra y a la sarta de perforación.

Por lo tanto la unión giratoria es un cuerpo estacionario que soporta una carga giratoria de muchas toneladas mientras proporciona un conducto para una corriente a alta presión de fluido de perforación que pasa de una conexión estacionaria a la sarta de perforación.

II.1.4 LA MESA ROTATORIA

La mesa rotatoria es la pieza distintiva del equipo que le da el nombre de rotatorio. Este equipo le imparte a las herramientas de perforación el movimiento de rotación y la unidad del equipo que hace esto es la mesa rotatoria.

La mesa rotatoria es un elemento muy robusto que se distingue principalmente porque requiere muy poco mantenimiento, por su capacidad para dar un servicio duradero, haciendo girar la barra, por medio de ella a la sarta de perforación y la barrena. Cabe mencionar que cuando la mesa rotatoria está girando no soporta peso, y cuando está soportando peso no gira. Tiene también otras dos funciones:

1. Hace girar la sarta de perforación cuando se perfora.
2. Sirve como mesa de apoyo para las cuñas cuando se está metiendo tubería en el agujero o sacándola de él. En otras palabras, la mesa rotatoria soporta las cuñas que sostienen la sarta de perforación cuando el gancho y los elevadores no están enganchados a ella.

El mecanismo de transmisión de la mesa rotatoria generalmente consiste de una rueda dentada rotatoria y una cadena, siendo la rueda dentada parte del malacate. Sin embargo, un motor independiente se usa también en muchos equipos con una transmisión directa (flecha) a la mesa rotatoria.

II.1.5 LAS POLEAS Y EL CABLE DE ACERO

El juego de poleas viajero, el juego de la corona y el cable de acero constituyen un conjunto que sirve como un multiplicador de fuerza y velocidad cuya función es conectar la torre de soporte con la carga que se va bajar o sacar del agujero. Durante las operaciones de perforación esta carga es generalmente la sarta de perforación, en cuya parte inferior está fijada la barrena. Sin embargo, una carga más grande es algunas veces la de la tubería de revestimiento que se tiene que bajar al agujero y cementarse.

El diámetro del cable debe ser lo bastante grande y el diseño de la ranura de la polea deberá ser tal para que asiente bien el cable, para evitar el deterioro prematuro del mismo.

El cable de acero por sus condiciones de trabajo es un artículo de consumo que debe ser reemplazado cuando su estado llega a constituir un riesgo para la operación.

Para ello es necesario inspeccionar el cable con frecuencia a fin de reemplazar los tramos que así lo requieran.

II.1.6 LA TORRE O MASTIL

Durante todo el tiempo que la sarta de perforación está suspendida por medio de la polea viajera y el cable de acero, la carga completa descansa en el mástil o en la torre. La torre normal es usada en plataformas fijas de perforación en el mar y en

algunas unidades móviles.

El mástil ha desplazado a la torre por una sola razón, ya que es más fácil de bajar cuando se termina un trabajo y más fácil de montar cuando se inicia uno nuevo. Es también fácil de transportar con un desmontaje mínimo. Por otra parte la torre normal se tiene que erigir pieza por pieza. Algunas veces la torre puede montarse en patines, cuando el movimiento de traslado es corto y el terreno está plano, pero en la mayoría de los casos tiene que desmantelarse, moverse y volverse a armar.

Tanto el mástil como la torre descansan en una subestructura y ésta sirve para el propósito de proporcionar un soporte para el piso, el área de trabajo de la mesa rotatoria y todo el equipo en el piso. Así como también sirve al propósito de elevar el espacio de trabajo y la mesa rotatoria lo suficientemente arriba del terreno circunvecino para que se pueda instalar debajo del piso el equipo apropiado para la instalación del cabezal y los preventores.

Tanto los mástiles como las torres se pueden adquirir en varias alturas de acuerdo con la magnitud y su programa de trabajo. Pueden variar desde unos 29 hasta 50 metros, siendo la altura de 41.5 metros la más común. Algunos elementos del equipo también están soportados por la subestructura. Esta soporta la tubería de perforación cuando la sarta está suspendida en las cuñas. También soporta la tubería de revestimiento cuando se está corriendo dentro del agujero por medio de una araña que descansa, ya sea en la mesa rotatoria o en los largueros apropiados de la subestructura. Por supuesto que hay otros mástiles para trabajos más ligeros, así como para trabajo pesado, pero probablemente los que actualmente más se usan tendrán una capacidad superior a 230 toneladas.

La polea de la corona está lo suficientemente elevada arriba del piso de la torre dando un margen de seguridad de unos dos metros para el espacio del gancho, el elevador, la polea viajera y la triada de tramos cada una de unos treinta metros de largo, cuando se saca y se estiba temporalmente para cambiar barrenas o alguna otra razón. Además de la capacidad para resistir peso el mástil o la torre también están

diseñados para ofrecer una resistencia considerable al viento que pudiera derribarlos.

II.1.7 MALACATE

El propósito fundamental del malacate es mediante el polipasto sacar y meter tuberías en el pozo. El cable es amarrado al carrete del malacate, esto se realiza accionando el cable del polipasto mediante el carrete del malacate y la carga queda suspendida del gancho, el cual queda suspendido de la parte inferior del polipasto. Un aspecto esencial, es el sistema de frenado, que le da una manera fácil al perforador de controlar las cargas que pueden ser de miles de kilos ya sea de tubería de perforación o tubería de revestimiento. En todos los equipos hay dos sistemas de freno: uno es mecánico, que dará a la carga una frenada total. Y el otro es el freno hidráulico o electromagnético y éste permite limitar la velocidad de descenso de una polea viajera con carga, pero este no es capaz de dar un frenado total.

Casi todos los malacates tienen más de 4 velocidades y como mínimo tienen 4 para el levantamiento de cargas. El malacate tiene una toma de fuerza la cual le da la potencia a la mesa rotatoria. Los malacates tienen elementos auxiliares para la realización de maniobras con los retornos y otros dispositivos.

II.2 FLUIDOS DE PERFORACION

Las funciones de los fluidos de perforación en los inicios de la perforación rotatoria, se concretaban básicamente a transportar los recortes producidos por la barrena hasta la superficie y enfriar la barrena. Actualmente se trabaja a mayores profundidades, por tal motivo el fluido debe reunir un mayor número de condiciones para mantener sus propiedades y poder cumplir con un número mayor de funciones. Cuan-

do el fluido no reúne las propiedades necesarias siempre se tendrán problemas en la perforación, cuando se programa un pozo el 70% de éxito de los objetivos está a cargo el sistema circulatorio (el fluido de perforación, las bombas, y un programa hidráulico optimizado). Por las razones expuestas anteriormente, se debe tener un amplio conocimiento del fluido de perforación, debido a la gran necesidad de afrontar un alto número de problemas que suelen presentarse en relación con los fluidos de perforación.

II.2.1 FUNCIONES DEL FLUIDO DE PERFORACION

Un completo éxito de un programa de perforación requiere mantener la eficiencia, seguridad y economía en la perforación de la roca; para ello el fluido de perforación debe cumplir ciertas funciones. A continuación se enlistan ocho de las principales:

1. Levantar los recortes y transportarlos a la superficie.
2. Enfriar la barrena.
3. Transmitir la potencia hidráulica a la barrena.
4. Controlar las presiones de la formación.
5. Mantener la estabilidad en las paredes del pozo.
6. Facilitar la toma de diversos registros geofísicos.
7. Sustentar parcialmente la sarta de perforación y de revestimiento.
8. Suspender los recortes cuando se interrumpe la circulación.

II.2.2 CLASIFICACION DE LOS FLUIDOS DE PERFORACION

Un fluido de perforación es un fluido circulante (líquido o gas), que se utiliza en la perforación rotatoria, para ejecutar de una manera óptima las funciones requeri-

das, durante las operaciones de perforación. Los fluidos de perforación se han clasificado de diversas maneras (ver fig. 4):

II.2.3 PROPIEDADES FISICAS DEL FLUIDO

DENSIDAD

La densidad del fluido o lodo de perforación es una propiedad expresada en términos de la masa por unidad de volumen. Idealmente, es deseable que el peso específico del lodo sea el mínimo para lograr una máxima velocidad de penetración; sin embargo las diferentes situaciones que se encuentran al perforar un pozo obligan a trabajar con una densidad mayor y está se ajusta mediante el uso de aditivos densificantes (barita, hematita). En los pozos de azufre no se presentan condiciones que requieran el aumento de la densidad por lo que no se utilizan aditivos para esto.

VISCOSIDAD

La viscosidad se define como "La resistencia interna de un fluido a fluir". Sin embargo, sólo los fluidos Newtonianos como el agua, cuyas características de flujo tienen una viscosidad verdadera.

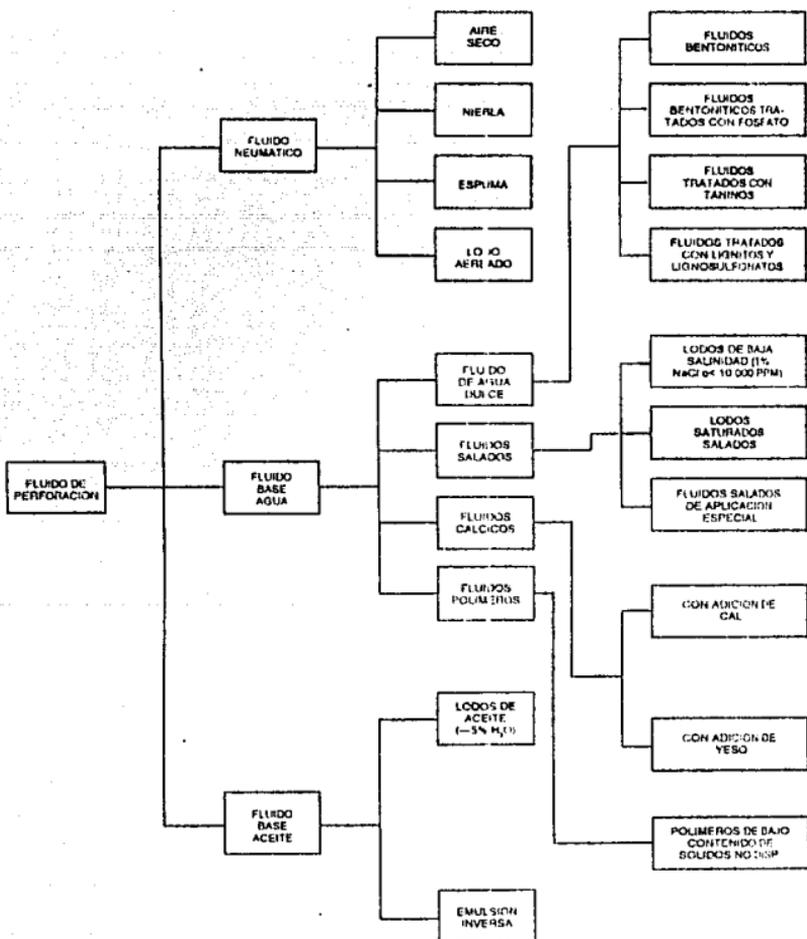
Todos los fluidos no-Newtonianos, incluyendo los lodos de perforación, tienen características de flujo no lineales y requieren de más de un término de viscosidad para definir su comportamiento viscoso.

La viscosidad de un fluido de perforación puede expresarse en medidas relativas o absolutas. Las medidas absolutas son valores de las características no-Newtonianas, como la viscosidad plástica.

La viscosidad plástica es una medida del espesamiento del lodo y depende del contenido de sólidos, su tamaño y de la temperatura.

Clasificación de los Fluidos de Perforación

Fig. 4



Es difícil predecir la viscosidad plástica de un lodo de alta densidad, ya que el tamaño de los sólidos es un factor muy importante. Este parámetro es muy útil en el control de la viscosidad de lodos de alta densidad.

La unidad de viscosidad en el Sistema Internacional es el "poise" y se define como la viscosidad de un líquido hipotético tal que una fuerza tangencial de una dina hace que dos superficies paralelas en el seno del líquido, de un centímetro cuadrado de área y a un centímetro de distancia una de otra se muevan a una velocidad relativa de un centímetro por segundo.

$$\text{poise} = \frac{\text{dina}}{\text{cm}^2} \cdot \frac{\text{cm}}{\text{s}}$$

En la práctica se emplea más la centésima parte del poise que es el "centipoise".

Generalmente es conveniente que la viscosidad sea baja, por ejemplo, para la eficiencia del circuito hidráulico y para la potencia hidráulica en la barrena; pero, para otros aspectos, es conveniente que sea alta, como por ejemplo, el acarreo de cortes; entonces, de acuerdo a las circunstancias, se debe ajustar la viscosidad a los valores óptimos. Para ajustar la viscosidad existen aditivos (reductores de viscosidad) que influyen en otras características tixotrópicas como la gelatinosidad y el punto de cedencia que se mencionan más adelante.

ESFUERZO CORTANTE Y VELOCIDAD DE CORTE

Los fluidos se distinguen por su comportamiento de flujo. Este comportamiento se expresa en términos de un esfuerzo externo aplicado, cuyo resultado es una velocidad de corte a ese fluido. La velocidad de corte se define como un gradiente a través de las capas adyacentes cuando el flujo es laminar.

PUNTO DE CEDENCIA

Da una indicación de las fuerzas de atracción entre los sólidos, y por tanto de la desviación del comportamiento no-Newtoniano del lodo. Se usa más que la viscosidad plástica para indicar el espesamiento del lodo y está muy relacionado con la gelatinosidad. Se expresa en [lb fuerza/100 pies²].

GELATINOSIDAD (Esfuerzo gel)

Es la medida de las fuerzas de atracción entre el fluido de perforación en condiciones estáticas. Son medidas después de 10 segundos y después de 10 minutos de reposo. Es una propiedad tixotrópica de los fluidos no-newtonianos. Estas fuerzas de atracción difieren del valor del punto cedente; son dependientes del tiempo y se rompen después de que el flujo se ha iniciado; a la vez, el rango de los esfuerzos gel está indirectamente relacionado al rango del valor del punto cedente, dado que las fuerzas de atracción entre las partículas, influyen ambas medidas.

Los esfuerzos gel son cualitativamente clasificados en forma progresiva, basados en un rango de esfuerzo de 10 segundos y 10 minutos y en la diferencia existente de estos valores en el tiempo transcurrido.

Gel frágil.- Son esfuerzos de gel muy bajos e idénticos a los que se tienen a los 10 segundos y 10 minutos semejantes a 1/1 ó 2/2 de acuerdo a 10 seg/10 min.

Gel de buena calidad.- Son aquellos que con bajo o medio esfuerzo gel a 10 segundos el cual aumenta de valores medios a intermedios en 10 minutos (2/4, 4/8, 5/10).

Gel progresivo.- Muestran valores bajos e intermedios a 10 segundos, valores que suben a niveles muy altos en 10 minutos(2/25, 6/35, 15/60).

Gel plano.- Son esfuerzos gel muy semejantes a 10 segundos y a los 10 minutos con valores de medios a altos niveles(14/15, 22/24).

En la mayoría de los sistemas ligeros base agua, esfuerzos gel 10 seg/ 10 min o 2/4 lb f/100 pies² son suficientes para soportar los cortes.

El esfuerzo gel es necesario para ayudar a mantener los sólidos en suspensión durante las paradas por conexiones o viajes e inclusive sostener el material inerte en suspensión.

PERDIDA DE AGUA Y ENJARRE

Al estar perforando formaciones porosas y permeables, debido a la presión diferencial entre el interior del pozo y la presión de formación, el agua del lodo tiende a penetrar a la formación, no así las partículas de arcilla que no la pueden penetrar; de esa manera la filtración de agua a la formación se puede medir y las partículas de arcilla que no pueden entrar a la formación forman una capa consistente de enjarre.

El enjarre como el filtrado son medibles y la tendencia debe ser que el volumen de filtrado sea el mínimo y también el espesor del enjarre sea el mínimo, pero la consistencia la mejor posible; todo esto para ayudar a mantener la estabilidad del agujero y para evitar el daño a las formaciones potencialmente productoras.

Existen aditivos tixotrópicos que permiten en caso necesario reducir satisfactoriamente el volumen de filtrado y mejorar la calidad del enjarre.

En los pozos de azufre las condiciones son muy favorables por lo que no se requiere este tipo de aditivos.

II.3 SISTEMA DE POTENCIA Y TRANSMISIONES

Esto se refiere a las fuentes de energía que se utilizan para accionar los elementos mayores del equipo de perforación éstos son malacates y bombas de lodo. En cuanto a lo anterior, se tienen los equipos diésel en que el malacate y las bombas son movidos por motores diésel y se tienen los equipos diésel eléctricos en que sus ele-

mentos mayores son movidos por motores eléctricos.

En este último caso la energía eléctrica es generada en una planta con motogeneradores movidos por motores diésel que proporcionan la corriente eléctrica no solamente a los dispositivos citados sino a todos los dispositivos menores, alumbrado, corriente eléctrica, entre otros.

En los equipos diésel eléctricos los motores van montados directamente sobre el malacate y las bombas, siendo generalmente dos motores por cada unidad, en este caso no se necesita una transmisión adicional a la que ya tienen los mismos malacates y las bombas. En cambio, para los equipos diésel en que los motores están separados del malacate y además se requiere en ocasiones acoplar dos o más motores para el manejo de cargas pesadas, es necesario tener una transmisión que permita realizar estos acoplamientos, a base de cadenas, engranes y embragues (clutch).

Hay equipos en que un grupo de motores se puede acoplar de acuerdo con las necesidades al malacate o a una de las bombas, para utilizar ese mismo grupo de motores cuando se requieran para el malacate o la bomba, que no trabajan nunca al mismo tiempo.

II.4 LA CUADRILLA

La típica cuadrilla de perforación consta de:

- Un perforador.
- Un segundo del perforador.
- Dos ayudantes de piso.
- Un mecánico.
- Un electricista.

El perforador está a cargo y es el responsable de todas las operaciones de perforación y opera todos los dispositivos del equipo desde una consola de mando. Es el hombre que da instrucciones y dirige las maniobras de la cuadrilla.

El segundo del perforador trabaja en la torre cuando se saca y se mete tubería, abriendo o cerrando el elevador y manejando el extremo superior de la tubería. Además está a cargo del lodo de perforación en cuanto a su nivel le corresponde. Y es responsable del mantenimiento de la parte de bombeo de la bomba; el segundo sustituye al perforador en caso necesario.

Los ayudantes de piso son dos en la cuadrilla normal y realizan durante las maniobras la colocación y el retiro de las llaves de fuerza (wilson); introducción y retiro de cuñas, manejo del extremo inferior de las lingadas, y otros trabajos que se realizan con herramientas de mano, intervienen en cualquier tipo de maniobras.

Ejecutan trabajos de mantenimiento operativo dirigidos por el chango.

El mecánico es el encargado de los motores diésel y de las correspondientes transmisiones.

En un equipo diésel eléctrico un electricista es el responsable de los generadores del sistema de control y distribución de la corriente eléctrica y de los motores eléctricos.

En México, por razones históricas pero sin que exista la necesidad, las cuadrillas de perforación han contado con un ayudante de perforador (el segundo) y con tres ayudantes de piso en lugar de dos.

En virtud de que el trabajo es continuo, se necesitan dos o tres cuadrillas para la operación del equipo.

Un equipo de perforación debe tener un encargado de equipo (tool pucher) y es el jefe del perforador en turno.

II.5 OPERACIONES DE PERFORACION DEL POZO

En la explotación del azufre y debido a las características del método Frasch, existen tres tipos de pozos que son de:

- Exploración.
- Producción.
- Desfogue.

II.5.1 POZO DE EXPLORACION

Los pozos de exploración son agujeros de sondeo, cuya finalidad es conocer la estructura del yacimiento y nuevas áreas mineralizadas, es decir se perforan para obtener nuevos datos de zonas circunvecinas, los cuales son generalmente echado abajo de los pozos de desfogue.

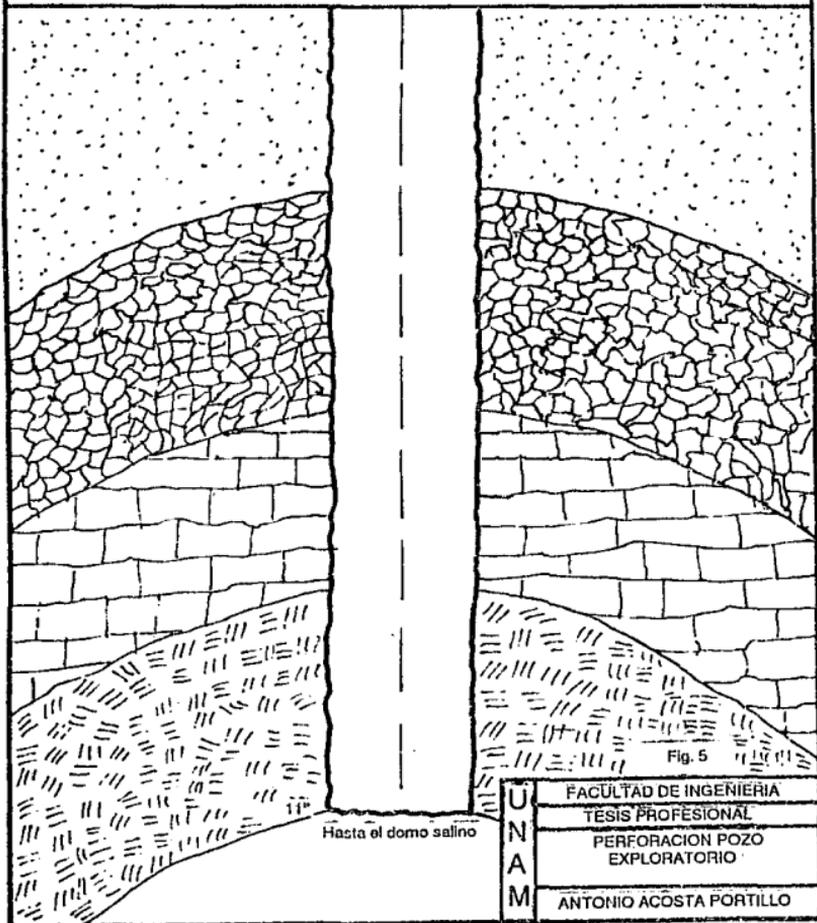
En el domo de Jáltipan estos pozos se hacen con la finalidad de determinar el límite de la estructura y verificar el remanente existente en las áreas ya explotadas.

En el caso de que el pozo exploratorio contenga azufre en cantidades económicamente explotables, se toma como base para perforaciones futuras. En el momento en el que el frente de explotación avanza hacia la zona donde se perforó el pozo exploratorio, se perfora un pozo gemelo de producción con base en que el pozo exploratorio proporcionó información acerca del espesor de azufre económicamente explotable, que se encontro en ese lugar.

Para la perforación de pozos, previamente se estiman las profundidades de las cimas del casquete y del yeso a fin de programar las tuberías que se van ha introducir.

Para la perforación de un pozo de exploración, se usa una barrena de 11" hasta el casquete y también se ordena el corte continuo de núcleos; pero por lo general en estos pozos la perforación es hasta la cima de la sal.(ver fig. 5)

PERFORACION POZO EXPLORATORIO



II.5.2 POZO DE PRODUCCION

Es el pozo que se encarga de explotar el azufre; se localizó en la parte estructuralmente más alta del domo, estos pozos se encuentran a un mismo nivel estratigráfico, tomando como base la cima del yeso o anhidrita.(ver fig. 6)

La programación del espaciamiento de los pozos de producción, depende del espesor de la caliza con azufre, generalmente se tiene un promedio de 50 metros, entre mayor sea el espesor de la caliza con azufre menor es el espaciamiento de los pozos, o si el espesor es menor el espaciamiento es mayor.

Generalmente al perforar un pozo se inicia la perforación con barrena de 17 1/2" hasta una profundidad de 20 metros para instalar un tubo conductor de 13 3/8" de diámetro y 20 metros de largo; después se continua la perforación con barrena de 12 1/4" hasta 5 metros antes del casquete estimado, se determina la cima del casquete y una vez determinada ésta, se continua la perforación con corona de 7 7/8" y muestrero para cortar núcleos de la formación hasta la cima del yeso o anhidrita.

Con base en el espesor neto de azufre se estiman las reservas y la vida productiva del pozo. Si la evaluación indica que el pozo es económicamente explotable, se equipa para producción.(ver fig. 7)

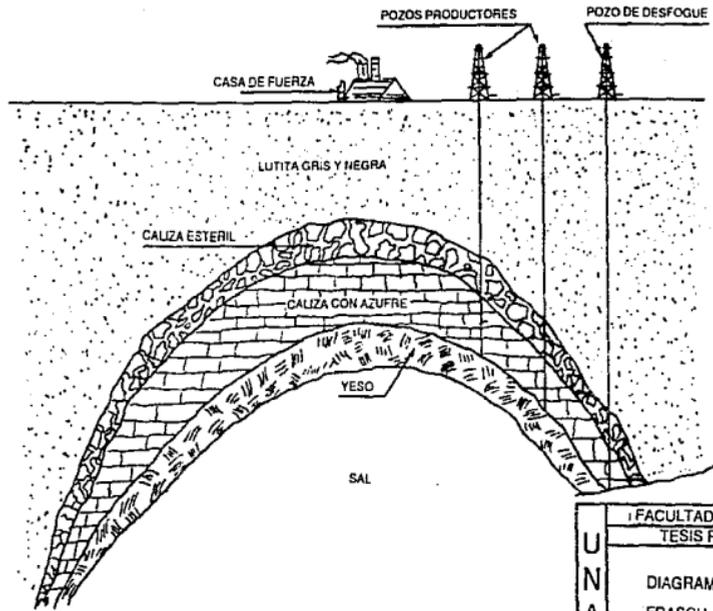
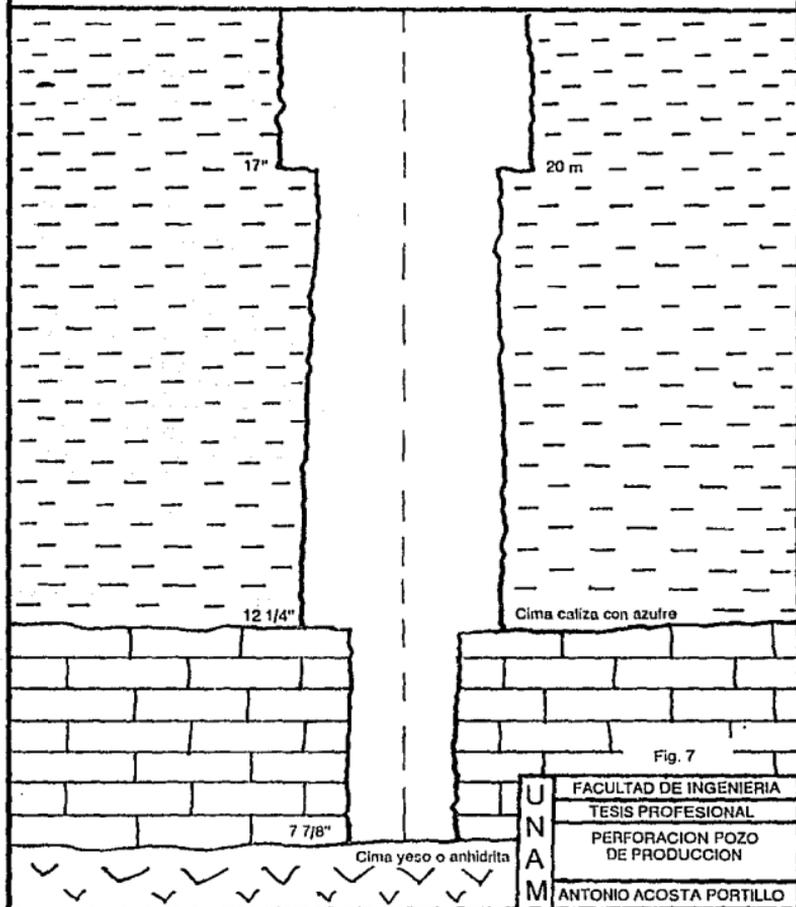


Fig. 6

U N A M	FACULTAD DE INGENIERIA
	TESIS PROFESIONAL
	DIAGRAMA DEL METODO FRASCH
	ANTONIO ACOSTA PORTILLO

PERFORACION POZO DE PRODUCCION



II.5.3 POZO DE DESFOGUE

El desfogue del yacimiento es de mucha importancia, ya que es por medio del cual se controla la presión de mina, es decir, el nivel del agua en el yacimiento. Los pozos de desfogue deben programarse bien en cuanto al espaciamiento; se localizan echado abajo de los pozos de producción, a fin de evitar que contrarresten la producción y altere el nivel del agua del yacimiento. (ver fig. 6)

Lo ideal de los pozos de desfogue es que se encuentren a una distancia considerable de la zona de producción y que la temperatura del agua sea de 60 a 70°C.

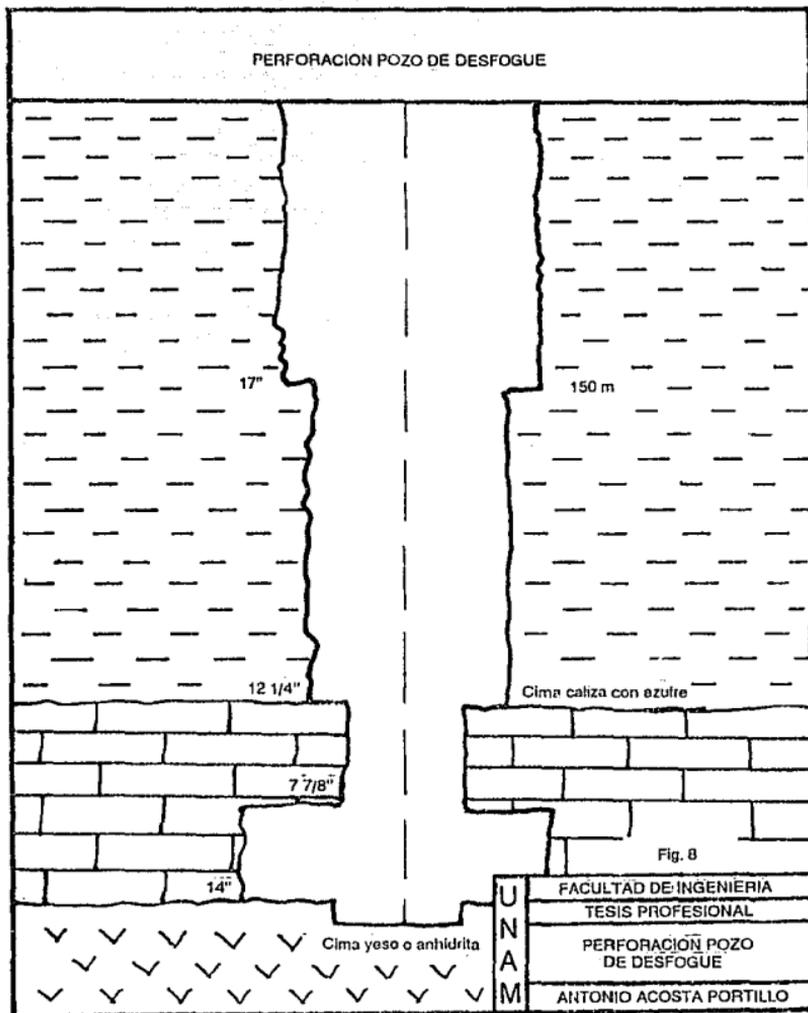
Las características principales de los pozos de desfogue son las siguientes: un pozo cercano a la zona de producción tendrá una temperatura elevada de 80 a 90°C, los cloruros estarán alrededor de 1 000 a 10 000 P.P.M. y el gasto será variable dependiendo de la permeabilidad de las rocas adyacentes.

Un pozo alejado de la zona de producción, tendrá una temperatura de 30 a 40°C, los cloruros estarán alrededor de 100 000 a 150 000 P.P.M. y el gasto será variable de acuerdo con la zona de producción; éstos van perdiendo sales y la temperatura va aumentando además; el gasto es variable, ya que en muchos pozos puede aumentar o disminuir.

En el caso de los pozos de desfogue, se trata de que se equilibre la inyección de agua con el agua que se va desfogar.

Para perforar un pozo de desfogue, los pasos para la perforación son los mismos que un pozo de producción, únicamente que al terminar la perforación se manda ampliar con barrena de 17 1/2" hasta 150 metros para instalar una tubería de revestimiento de 13 3/8" y se ensancha la formación de la caliza con ensanchador de 14". (ver fig. 8)

PERFORACION POZO DE DESFOGUE



CAPITULO III

DISEÑO DE TUBERIAS DE REVESTIMIENTO

La tubería de revestimiento en los pozos es uno de los elementos más importantes, no sólo en el aspecto económico sino también en cuanto a sus funciones. Entre las principales se pueden mencionar las siguientes:

- Servir de base para instalar el equipo de control superficial del pozo.
- Evitar derrumbes de las paredes del pozo.
- Proporcionar al pozo un diámetro conocido que facilite la corrida de tuberías, accesorios, herramientas, etcétera.
- Evitar la contaminación de agua dulce de formaciones someras.
- Aislar el intervalo productor.
- Impedir la contaminación proveniente de otras zonas atravesadas por el pozo.

Una vez que las tuberías de revestimiento se introducen a los pozos quedan sometidos a diferentes esfuerzos: colapso, presión interna y tensión, corriéndose el riesgo de deformarse y provocar problemas indeseables, ya sea durante la perforación o la vida productora del pozo. Antes de que suceda eso, se deben de considerar para su diseño las condiciones más severas para así poder trabajar con un amplio margen de seguridad.

III.1 DISEÑO DE LAS TUBERIAS DE REVESTIMIENTO

Para el diseño de las tuberías de revestimiento se consideran tres esfuerzos básicos: la presión de colapso (aplastamiento), presión interna (ruptura) y la tensión (peso de la columna).

PRESION DE COLAPSO (Aplastamiento):

Esta presión es impuesta por la presión hidrostática que ejerce la columna del fluido que ocupa el espacio anular.

Para condiciones de diseño se consideran las situaciones más críticas que son aquellas que se presentan cuando se tiene un fluido en el espacio anular de la mayor densidad que se usó en la perforación del pozo y la tubería vacía, situación que nunca se va tener, pero para condiciones de diseño es necesario considerar las condiciones más severas.

Con esta condición la parte que se somete a mayor presión de colapso es el extremo inferior de la tubería de revestimiento.

PRESION INTERNA (ruptura):

Es la presión ejercida en el interior de la tubería de revestimiento durante las operaciones de perforación, fracturamiento, cementación forzada, o cuando se produce un brote o fugas en la tubería de producción.

Para condiciones más drásticas para el diseño de una tubería de revestimiento es cuando ésta se encuentra llena de gas a una cierta presión (presión de formación) y el espacio anular se encuentra a la presión atmosférica. Con esta condición toda la tubería se encuentra sometida a una presión interna bastante grande y la falla puede

ocurrir en cualquier parte de la misma.

TENSION (peso de la columna):

Esta fuerza es generada por el propio peso de la tubería y tiende a causar una deformación longitudinal en el cuerpo del tubo.

La condición más severa a la tensión es cuando la tubería se encuentra libre sobre su propio peso, pero este caso nunca se presenta, por lo que es necesario calcular el efecto de flotación del lodo y así poder determinar el peso de la tubería de revestimiento.

La tubería se somete al mayor esfuerzo a la tensión en la parte superior. Se consideran para el diseño las peores condiciones, pero nunca se llega a esos extremos tan severos. Únicamente se consideran para tener un margen mayor de seguridad.

El diseño de una sarta de tuberías de revestimiento considera tres aspectos básicos:

1. Determinar el tamaño y longitud de la T.R.
2. Calcular el tipo y magnitud de esfuerzos a que será sometida la T.R. (colapso, presión interna, tensión).
3. Determinar los pesos y grados de T.R. que resistan esos esfuerzos.

El objetivo es permitir el control de condiciones esperadas y no esperadas del pozo, para que las sargas sean seguras y económicas. El diseño de sargas de tuberías de revestimiento, es uno de los aspectos más importantes en el programa de perforación del pozo.

En pozos de azufre generalmente son someros y únicamente se utilizan una tubería conductora y una de explotación. La T.R. es uno de los elementos más costosos en el pozo, por lo que debe diseñarse adecuadamente. En cuanto al diámetro

interior debe existir una correcta planeación de las posibles herramientas a utilizar, es por ello que al seleccionar una tubería determinada debe conocerse el diámetro de trabajo (drift), para permitir el paso libre de herramientas, tales como las de pesca.

ESPECIFICACIONES DE LA TUBERIA DE REVESTIMIENTO

Un diseño apropiado de sargas de tuberías de revestimiento normalmente proporciona un número determinado de secciones de tubería con especificaciones diferentes. Es muy importante que estas secciones se corran en el pozo en el orden programado, de lo contrario es de esperarse alguna falla, si un tramo es mal colocado esta sarga puede fallar por tensión (desprenderse). Es indispensable conocer las fuerzas que intervienen al correr y colocar la T.R. en el pozo, para que de esta manera se pueda determinar el tamaño, grado y peso adecuado para cada sección.

Las tuberías de revestimiento se identifican por las siguientes características.

1. Diámetro exterior (diámetro nominal).
2. Espesor de pared (Peso unitario).
3. Grado de acero.
4. Tipo de junta.
5. Rango de longitud de los tramos.

El diámetro exterior y el espesor de pared determinan una propiedad más, que es el peso unitario.

El problema de diseño de TR's consiste en seleccionar las tuberías del peso y grado más económico, que puedan soportar sin falla, los esfuerzos a los cuales estarán sujetas.

Los grados de acero de las tuberías de revestimiento son identificados con letras y números, de acuerdo con una asignación clave del API. (American Petroleum Institute). Los números indican el mínimo esfuerzo de cedencia del acero (Ym) corres-

pendiente, esto es el esfuerzo al límite elástico. Por ejemplo una TR con acero P-110 puede trabajarse con un esfuerzo de tensión hasta de 110 000 lb/pg² sin rebasar su límite elástico.

Los coples son piezas cortas usadas para conectar tuberías de revestimiento, son clasificados de la misma manera que la tubería de revestimiento y sus propiedades físicas deben ser iguales a las de las secciones de tubería en la rosca. Su resistencia a los esfuerzos debe ser mayor o por lo menos igual a la del cuerpo de la tubería.

Existen dos tipos de coples:

- Cople corto.
- Cople largo.

El uso de uno u otro depende de las tensiones a las que va estar sujeta la tubería. Los coples largos soportan mayor tensión.

III.2 ANALISIS DE ESFUERZOS

Como ya se indicó los principales esfuerzos a que están sometidas las tuberías de revestimiento son:

- Presión de colapso.
- Presión Interna.
- Tensión.

III.2.1 PRESION DE COLAPSO

La capacidad de la tubería de revestimiento para soportar presión externa sin

experimental falla alguna es llamada resistencia al colapso. La resistencia al colapso depende de:

- a) Las características del acero.
- b) La tensión o compresión axial a que está sujeta la tubería.
- c) La relación existente entre el diámetro de la tubería y su espesor.

La condición más severa, comúnmente usada para efectos de diseño, corresponde a una tubería vacía, con presión cero en la cabeza de la tubería de revestimiento y una columna de lodo de determinado peso específico en el espacio anular.

Cualquier presión en el interior de la tubería, que se mantenga durante la vida del pozo, reducirá la presión de colapso en una cantidad equivalente a la diferencial entre la presión que ejerce el lodo en el espacio anular y la presión del interior de la tubería. En función del esfuerzo aplicado, la tubería puede sufrir diferentes tipos de deformación:

DEFORMACION ELASTICA. Se trata de una deformación reversible, recobra su forma original. Los esfuerzos no alcanzan el límite de elasticidad.

DEFORMACION PLASTICA. En este caso es irreversible, no recobra su forma inicial. Se rebasa el límite de elasticidad y el acero queda debilitado.

La determinación de la resistencia al colapso, sin considerar la tensión, o compresión axial, varía en función de la zona en que se localice. El colapso puede encontrarse en la zona elástica, plástica y de transición o rompimiento; esta determinación puede hacerse para cualquier tubería que satisfaga las normas API, si se conoce el diámetro exterior, espesor y el esfuerzo mínimo de cedencia. Para la estimación de estas presiones es necesario conocer el valor de algunas constantes, que dependen únicamente del esfuerzo mínimo de cedencia (Y_m), éstos son:

$$A = 2.8762 + 1.0679 \times 10^{-6} Y_m + 2.1301 \times 10^{-11} Y_m^2 - 5.3132 \times 10^{-17} Y_m^3$$

$$B = 0.026213 + 5.0609 \times 10^{-7} Y_m$$

$$C = -465.93 + 0.030867 Y_m - 1.0483 \times 10^{-8} Y_m^2 + 3.6989 \times 10^{-14} Y_m^3$$

$$F = 46.95 \times 10^6 H^3 [Y_m (H - B/A) (1 - H)^2]^{-1}$$

$$G = F \cdot B/A$$

$$H = 3 \cdot B/A (2 + B/A)^{-1}$$

Una vez estimados estos valores, se calcula la relación diámetro espesor (d/t) y entonces se puede determinar la resistencia al colapso en función de la zona en que se localice, para ello se utilizán las siguientes ecuaciones:

Elástica:

$$R_c = \frac{46.95 \times 10^6}{(d/t) [(d/t) - 1]^2}$$

Si:

$$\frac{d}{t} \geq \frac{2 + B/A}{3 \cdot B/A}$$

Transición:

$$R_t = Y_m [F / (d/t)] - G$$

Si:

$$\frac{2 + B/A}{3 \cdot B/A} \geq \frac{d}{t} \geq \frac{Y_m (A - F)}{C + Y_m (B - G)}$$

Plástica:

$$R_p = Y_m [A / (d/t)] - B - C$$

Si:

$$\frac{Y_m (A - F)}{C + Y_m (B - G)} \geq \frac{d}{t} \geq \frac{[(A-2)^2 + 8(B + C/Y_m)]^{1/4} + (A - 2)}{2(B + C/Y_m)}$$

Una manera de simplificar los cálculos de las resistencias al colapso de la tubería es considerar el esfuerzo mínimo de cedencia de acuerdo al Boletín 5C3 del API:(ver tabla página siguiente).

III.2.2 PRESION INTERNA

Durante la entrada de fluido de la formación a la tubería de revestimiento está sujeta a presiones internas altas es por ello necesario tomar en cuenta este factor al llevar a cabo el diseño de sartas de tuberías de revestimiento.

El exceso de presión interna puede ocasionar ruptura y por ello, en ese momento, se le denomina presión de ruptura. Convencionalmente la presión de ruptura para tuberías de acero es calculada a partir de la fórmula de Barlow:

$$P_b = \frac{2 \cdot S \cdot t}{d}$$

La falla tiende a ocurrir cuando se aplica un esfuerzo que excede al esfuerzo de cedencia, resultando una deformación permanente en la tubería. Este tipo de falla sucede con un esfuerzo considerablemente inferior al que provoca la ruptura; es por ello propicio sustituir el esfuerzo de tensión del acero por el mínimo esfuerzo de cedencia (Y_m) en la fórmula de Barlow y considerar el mínimo espesor de pared permisible ($0.875 t$), tomando en cuenta esto, la fórmula de Barlow queda:

$$R_i = \frac{(0.875) \cdot (2 Y_m t)}{d}$$

$$R_i = \frac{1.75 \cdot Y_m \cdot t}{d}$$

Al establecer los parámetros de diseño, las cargas de presión interna deben considerarse en primer término. Al efectuar el diseño se debe tomar en cuenta la máxima presión interna dentro del pozo, que será igual o mayor a la generada por el fluido de perforación usado para perforar la zona productora.

Algunas veces el diseño se basa en las presiones que se registran en la cabeza del pozo cuando está cerrado esto en campos de desarrollo.

Normalmente, la tubería de revestimiento que soporta la tensión y el colapso es suficientemente fuerte para resistir las cargas por presión interna normales.

III.2.3 TENSION

En cierto punto de la sarta de tuberías de revestimiento, el colapso deja de ser el factor de control importante en el diseño y la tensión ocupa ese lugar. El efecto de la tensión axial presenta dos aspectos: primero tiende a causar falla en la tubería de

revestimiento por efecto de deformación longitudinal, y segundo reduce la resistencia al colapso de la tubería de revestimiento.

Existen diferentes cargas de tensión que actúan sobre la tubería de revestimiento.

1. El peso propio de la tubería a partir de la conexión superficial, a este se debe restar el efecto de flotación por el líquido en el cual la sarta está sumergida. Como condición crítica se considera que la sarta está suspendida en el aire.
2. Las cargas de impacto ocasionadas durante la introducción de la sarta, provocan efectos que modifican la carga de tensión. El cálculo de estas cargas no es fácil, ya que es una función de la velocidad y de la carga que se desliza.
3. Las cargas debidas a la fricción de la tubería con las paredes y el contorno del pozo.
4. Los cambios de temperatura después de cementar la tubería, aumentan el esfuerzo de tensión.
5. La elevada presión del fluido dentro de la tubería de revestimiento expande y reduce la longitud de la sección aumentando con esto la carga de tensión.
6. Cargas de pandeo o flexión de la tubería de revestimiento.

La mayoría de las situaciones mencionadas son difíciles de evaluar, es por ello que al efectuar el diseño se considera la situación más crítica, que es la tubería colgando libremente, seleccionándose un factor de diseño elevado.

Al considerar un factor de diseño elevado se toman en cuenta los efectos como la curvatura, la fricción, el pandeo, etcétera.

III.3 FACTOR DE DISEÑO

La resistencia al colapso, la presión interna y el esfuerzo de cedencia mínima del cuerpo y la junta, indican los máximos esfuerzos permitidos a los que la tubería de revestimiento puede estar sujeta sin falla.

Rara vez es deseable exponer cualquier material al máximo esfuerzo permisible; esto tiene vital importancia en las tuberías de revestimiento, dado que las propiedades físicas son determinadas en muestras de tuberías y las propiedades de cualquier tramo de tubería en particular pueden desviarse considerablemente del promedio estadístico, y por lo tanto ocasionar fallas en este tramo. Para tratar de evitar esto se introduce el concepto de "Factor de seguridad", el cual es la relación entre el máximo esfuerzo permisible y el esfuerzo real de trabajo.

En 1955 el API reportó los resultados de una investigación de factores de diseño aplicados a las tuberías de revestimiento. Del análisis efectuado por 38 compañías se obtuvieron los siguientes resultados:

1. Los factores de diseño al colapso varían de 1.0 a 1.5, un factor de diseño de 1.125 se usó en el 68% de las tuberías reportadas.
2. Los factores de diseño a presión interna fluctúan entre 1.0 y 1.75, siendo el factor 1.1 el de mayor índice, usado en el 32% de las tuberías de revestimiento.
3. Los factores de diseño por tensión varían de 1.5 a 2.0, el factor 1.6 se empleó en el 29% de los casos, 1.75 en el 22%, 1.8 en el 25% y 2 en el 24%. En esta parte se indica que la mitad de las pruebas usaron el mismo factor de diseño a la tensión en el cuerpo de la tubería y en la junta. En la otra mitad el factor de diseño a la falla en el cuerpo fue algo menor que en la junta.

Con esta información se concluye que:

Factor de diseño	Rango	Valor usado
Colapso	1.0 — 1.50	1.125
Presión interna	1.0 — 1.75	1.100
Tensión	1.5 — 2.00	1.800

Hasta hoy, estos factores han proporcionado buenos resultados.

NOMENCLATURA

R_c = Resistencia al colapso. [lb/pg²]

d = Diámetro exterior. [pg]

t = Espesor. [pg]

Y_m = Esfuerzo mínimo de cedencia. [lb/pg²]

A =

B =

C = Constantes que dependen únicamente
del esfuerzo mínimo de cedencia (Y_m).

F =

G =

H =

R_t = Resistencia al colapso en la zona
de transición. [lb/pg²]

R_p = Resistencia al colapso en la zona
plástica [lb/pg²]

S = Esfuerzo de tensión del acero [lb/pg²]

P_u = Presión de ruptura [lb/pg²]

R_i = Resistencia a la presión interna [lb/pg²]

CAPITULO IV

CEMENTACION DE TUBERIAS DE REVESTIMIENTO

La cementación primaria es el proceso de colocar el cemento en el espacio anular entre la tubería de revestimiento y la pared del pozo.

El objetivo de la cementación primaria es proporcionar un aislamiento zonal, así como fijar la tubería de revestimiento a la pared del pozo, usando puro cemento, cabe aclarar que la lechada no lleva agregados (grava o arena), sólo cemento y agua más aditivos, cuya función no es la misma que la de los agregados en la preparación del concreto.

IV.1 PROCESO BASICO DE CEMENTACION

Después de alcanzar la profundidad programada se saca la tubería de perforación y una tubería de revestimiento es introducida hasta alcanzar el fondo del pozo.

Para cementar un pozo se usa el proceso de los dos tapones, los cuales son usados para aislar el cemento cuando es bombeado y desplazado a través de la tubería de revestimiento para colocarlo en el espacio anular.

El cemento remueve y desplaza al lodo en el espacio anular. El método de los dos tapones, consiste en bombear al interior de la TR el volumen de lechada de cemen-

to aislandola del lodo mediante un tapón de hule (con diafragma) calculado para cubrir la columna del espacio anular programada en seguida es separado por un tapón separador (sólido), se bombea todo para desplazar el cemento al espacio anular, cuando el primer tapón llega al cople de retención la presión de bombeo rompe el diafragma y continua el bombeo saliendo el cemento por la zapata y subiendo por el espacio anular hasta que el segundo tapón llega al cople de retención, terminando así el desplazamiento de la lechada, se acostumbra para limpieza previa un volumen de agua antes del primer tapón, así como después del segundo tapón para reducir al mínimo la posibilidad de contaminación del cemento.

Para la introducción oportuna de los tapones se usa la cabeza de cementación.

Tratándose de la TR superficial el cemento tiene que llegar hasta la superficie.

Para las demás tuberías deberá subir hasta una profundidad programada según las formaciones que deban ser aisladas. En la cementación se encuentran situaciones y condiciones muy variadas que requieren características determinadas específicas del cemento en muchos aspectos.

La adherencia y la resistencia del cemento deben realizarse bajo condiciones que varían grandemente de un pozo a otro o de una situación a otra, esto es en cuanto a temperaturas, presiones y otros factores.

El factor fundamental en los trabajos de cementaciones de tuberías es el tiempo inicial de fraguado, porque este no debe ocurrir antes de que la lechada se encuentre en su sitio, lo cual en pozos profundos y con volúmenes importantes de lechada puede durar bastante tiempo, en cambio en pozos someros el tiempo de bombeo es muy reducido pudiéndose usar cemento portland standard normal.

IV.2 ADITIVOS DEL CEMENTO

En la cementación de un pozo, los sistemas de cemento portland son diseñados para trabajar en rangos diferentes de temperatura, también se manejan diferentes rangos de presiones.

La mayoría de los cementos son diseñados para contener formaciones porosas y consolidadas, manejar fluidos corrosivos y fluidos de formaciones geopresionadas: ha sido posible colocarlos en un rango de condiciones muy variadas sólo a través del desarrollo de los aditivos del cemento. Los aditivos del cemento han jugado un papel muy importante en el avance de la tecnología de la cementación. En el uso apropiado de los cementos disponibles, los aditivos han sido desarrollados para mayor control de las propiedades del cemento, tiempo de fraguado, consistencia, pérdida de circulación y otros.

Actualmente existen una gran variedad de aditivos para darle las propiedades al cemento según las condiciones del pozo.

Por ejemplo: lignosulfonatos de calcio y otros retardadores, mantienen la lechada para alcanzar grandes tiempos de bombeo para grandes profundidades y altas temperaturas de fondo.

En la actualidad existen bastantes aditivos para los cementos de pozos, los cuales pueden ser suministrados en forma sólida o líquida. Están reconocidas ocho categorías:

I. RETARDADORES

Su función es mantener fluida la lechada hasta en tanto no quede en reposo para su fraguado, son químicos que alargan el tiempo de fraguado inicial del cemento.

- Celulosas.
- Lignitos.
- Lignosulfonatos de calcio.
- Inorgánicos.

2. ACELERADORES

Son químicos que aceleran el fraguado inicial del cemento, se usan poco en cementaciones de tuberías de revestimiento, pero en los tapones por circulación se reduce el tiempo de fraguado porque su colocación es rápida y así se pueden reanudar los trabajos inmediatamente.

- Cloruro de calcio.

3. ALIGERADORES

Son materiales que bajan la densidad de un cemento cuando existe riesgo de pérdida, y reducen la cantidad de cemento por unidad de volumen, su función es evitar pérdidas de fluido en zonas de baja presión de fracturamiento.

- Bentonita.
- Carbón mineral.
- Montmorillonita.
- Atapulgita.
- Puzzolánicos.
- Perlita.
- Gilsonita.

4. AGENTES DENSIFICANTES

Son materiales que incrementan la densidad de un cemento; su función es evitar amagos de brotes cuando se va a cementar en zonas de alta presión.

- Barita.
- Hematita.
- Ilmenita.

5. DISPERSANTES

Son productos químicos que reducen la viscosidad de una lechada de cemento, a fin de lograr determinado régimen de flujo y reducir el tiempo de bombeo o desplazamiento.

- Lignosulfonatos.
- Polímeros.

6. AGENTES QUE CONTROLAN LA PERDIDA DE AGUA

Materiales que controlan y reducen la pérdida de agua de la lechada de cemento en formaciones porosas para evitar el fraguado instantáneo.

7. AGENTES QUE CONTROLAN LA PERDIDA DE CIRCULACION

Materiales que controlan la pérdida de la lechada de cemento en formaciones fracturadas o formaciones cavernosas.

- Fibrosos.
- Granulados.
- Escamosos.

8. ADITIVOS ESPECIALES

Infinidad de aditivos, por ejemplo antiespumantes, para aumentar la resistencia del cemento.

- Control de espuma de la lechada.
- Flocculantes.
- Agentes para control de la corrosión.

IV.3 TECNICAS DE CEMENTACION

La cementación de tuberías de revestimiento es una operación cuya importancia es indiscutible, toda vez que constituye un medio indispensable de control del pozo.

Esta operación se efectúa prácticamente desde el inicio de la perforación, puesto que es necesario cementar una tubería para colocar las conexiones superficiales de control del pozo.

Una cementación primaria puede efectuarse según cualquiera de las técnicas siguientes: convencional o en una sola etapa, bajo régimen turbulento; convencional bajo régimen laminar; y por etapas que a su vez puede ser bajo régimen turbulento o laminar.

Las limitaciones fundamentales que se tienen al efectuar una cementación primaria son:

- Capacidad del equipo de bombeo.
- Presión de fractura de la formación.

La presión de fractura de la formación no debe excederse, ya que de hacerlo, se inducirán fracturas que facilitarán la pérdida de fluidos.

Estas fracturas pueden conducir, en casos extremos, a la pérdida de circulación.

Por lo tanto, el procedimiento que debe observarse al diseñar una cementación primaria, consiste esencialmente en determinar la técnica que es posible aplicar bajo las limitaciones mencionadas.

Los cálculos se efectúan ensayando sucesivamente las técnicas de cementación bajo régimen turbulento, bajo régimen laminar y por etapas. Se selecciona el diseño que mejor se adapte a las características del equipo de bombeo y sin dañar la formación.

Se hace notar que el sólo hecho de establecer régimen turbulento, en la colocación de la lechada de cemento, no garantiza una eficiencia de desplazamiento satisfactoria.

Observando la fórmula de número de Reynolds, se infiere que un fluido con baja viscosidad permitirá alcanzar flujo turbulento a gastos de desplazamiento bajos; sin embargo, la relación entre las viscosidades de los fluidos desplazante y desplazado puede propiciar la interdigitación, reduciendo, por consiguiente la eficacia de desplazamiento.

Reduciendo la viscosidad de la lechada mediante el uso de aditivos, ya que fluidos con baja viscosidad permiten alcanzar flujo turbulento aún con gastos bajos; pero, como se indicó anteriormente, el uso de lechadas de baja viscosidad puede resultar desfavorable.

Pueden existir algunas discrepancias entre las propiedades reológicas de la lechada preparada en el campo y los valores obtenidos en el laboratorio.

La técnica a utilizar en una cementación primaria debe seleccionarse en función de las características de las formaciones expuestas en el agujero, las propiedades de la lechada de cemento, y el equipo de cementación debe permitir obtener:

- a) Un desplazamiento efectivo del lodo en el espacio anular.
- b) Tener una presión mínima en el espacio anular durante el desplazamiento de la lechada, para evitar pérdida de la lechada a la formación.

IV:4 CALCULOS DE LA OPERACION

—Peso de tubería de revestimiento.

—Factor de flotación (Ff).

—Peso teórico (Wt).

—Peso físico (Wf).

$$F_f = \left(1 - \frac{D_I}{D_a} \right)$$

Donde:

D_I = Densidad del fluido de control (gr/cm^3).

D_a = Densidad del acero (7.83 gr/cm^3).

$W_t = (\text{LTR} * 3.28 * w) / 2.2$ (kg).

$W_f = W_t * F_f$ (Peso de la tubería de revestimiento flotada) (kg).

LTR = Longitud de la tubería de revestimiento (m).

w = Peso unitario de la tubería de revestimiento (lb/pic).

VOLUMEN DE LA LECHADA (VL)

$$VL = \text{Cantidad del cemento (Ton)} * 20 * \text{Reto (l/saco)}.$$

donde:

$$VL = \text{Volumen de la lechada (l)}.$$

$$\text{Reto} = \text{Rendimiento del cemento (l/saco)}.$$

VOLUMEN DE AGUA REQUERIDA PARA MEZCLAR EL CEMENTO (VA)

$$VA = \text{Cantidad de cemento (Ton)} * 20 * \text{Ragua (l/saco)}.$$

donde:

$$VA = \text{Volumen de agua requerida para mezclar el cemento (l)}.$$

$$\text{Ragua} = \text{Cantidad de agua por saco (l)}.$$

VOLUMEN DE DESPLAZAMIENTO (VD):

Este volumen se calcula tomando en cuenta las diferentes capacidades de la tubería de revestimiento.

$$VD = CTR * LD$$

donde:

CTR = Capacidad de la tuberfa (l/m).

LD = Longitud de desplazamiento (longitud de tuberfa de revestimiento hasta el cople flotador) (m).

Cuando se utiliza la bomba del equipo de perforación, se efectúan los siguientes cálculos:

$$\text{tiempo} = \frac{VD}{Q \text{ (l/emb)} * \text{EPM} * \text{Eficiencia (\%)}} \quad (\text{min})$$

donde:

Q = Desplazamiento de la bomba (l/embolada).

EPM = Número de emboladas por minuto.

Eficiencia = Eficiencia de la bomba.

Gasto de una bomba Triplex $Q = 0.3862 * (D^2) * Lv$

Gasto de una bomba duplex $Q = 0.02575 * (2 D^2 - Dv^2) * Lv$.

donde:

D = Diámetro de la camisa (pg).

Lv = Carrera del pistón (pg).

Dv = Diámetro del vástago (pg).

Con estas fórmulas, se calculan diferentes tiempos de desplazamiento con distintas eficiencias, número de emboladas y gastos.

Con estos cálculos se forma una tabla, en la cual se elige el gasto para desplazar el cemento que será con el menor tiempo posible, siempre y cuando la presión máxima de desplazamiento (que sea calculada más adelante) nos lo permita.

Además al tener la tabla y elegir el gasto con que se desplazará la lechada, se tienen como referencia un intervalo de tiempo (entre la mayor y menor eficiencia calculada) para la llegada del tapón al cople flotador, en esta etapa, se deberá bajar el gasto para evitar que el tapón llegue de golpe y se origine un desprendimiento de la tubería de revestimiento.

IV.5 PRESION DIFERENCIAL

Está definida por la diferencia de las densidades del fluido de control y el cemento desde el cople hasta la altura máxima que alcanzará el cemento con el espacio anular.

$$P_{dif} = \frac{H * (D_c * D_L)}{10} \quad (\text{lb/pg}^2)$$

$$H = \frac{V_R}{\text{C.E.A.}}$$

$$V_R = V_L - V_{zc}$$

donde:

V_R = Volumen de lechada dentro y fuera de la tubería de revestimiento entre zapata y cople (l).

V_L = Volumen de lechada (l).

V_{zc} = Volumen entre zapata y cople (l).

H = Altura del cemento en el espacio anular (m).

D_c = Densidad del cemento (gr/cm^3).

D_L = Densidad del fluido de control (gr/cm^3).

C.E.A. = Capacidad de espacio anular (l/m).

IV.6 CEMENTACION DEL POZO DE PRODUCCION DE AZUFRE

Se cementa un tubo conductor de 13 3/8" a la profundidad de 20 metros para evitar derrumbes de las formaciones superficiales inestables. Posteriormente se espera un fraguado de 24 horas. Se continúa perforando hasta la cima del casquete, donde se elimina la barrena y con muostretero 7 7/8" se muestrea hasta la cima yeso o anhídrita. Una vez conocido el espesor de la caliza con azufre se instala y se cementa la TR de 8 5/8" desde la superficie hasta la cima de caliza con azufre, se espera un fraguado de 24 horas, y se instala el aparejo de producción. (ver fig. 9)

IV.7 CEMENTACION DEL POZO DE DESFOGUE DE AGUA

Existen dos tipos de pozos, los que se equipan para que desfoguen con aire y los que se equipan para que desfoguen con bombas.

Los pozos de desfogue se equipan con tubería de 13 3/8" hasta una profundidad de 150 metros, posteriormente, se espera un fraguado de 24 horas y se continúa perforando hasta la cima del casquete para introducir la tubería de 9 5/8" se cementa y se espera también 24 hrs de fraguado, y se instala la bomba, ya sea superficial o sumergible o la tubería de 1" para introducir el aire, para desalojar el agua del pozo. (ver fig. 10)

TUBERIA DE REVESTIMIENTO
POZO DE PRODUCCION

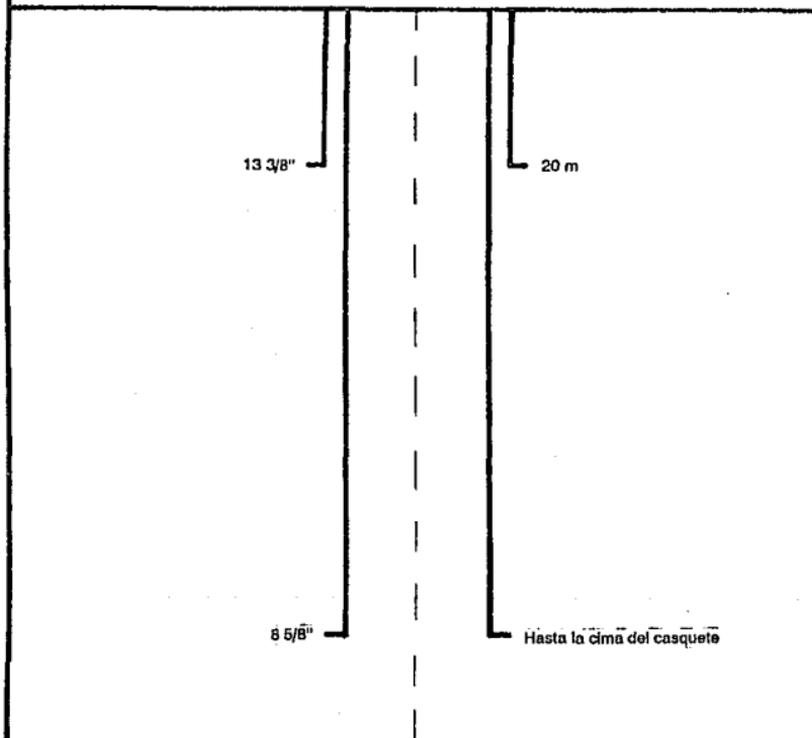


Fig. 9

U N A M	FACULTAD DE INGENIERIA
	TESIS PROFESIONAL
	TUBERIA DE REVESTIMIENTO POZO DE PRODUCCION.
	ANTONIO ACOSTA PORTILLO

TUBERIA DE REVESTIMIENTO
POZO DE DESFOGUE

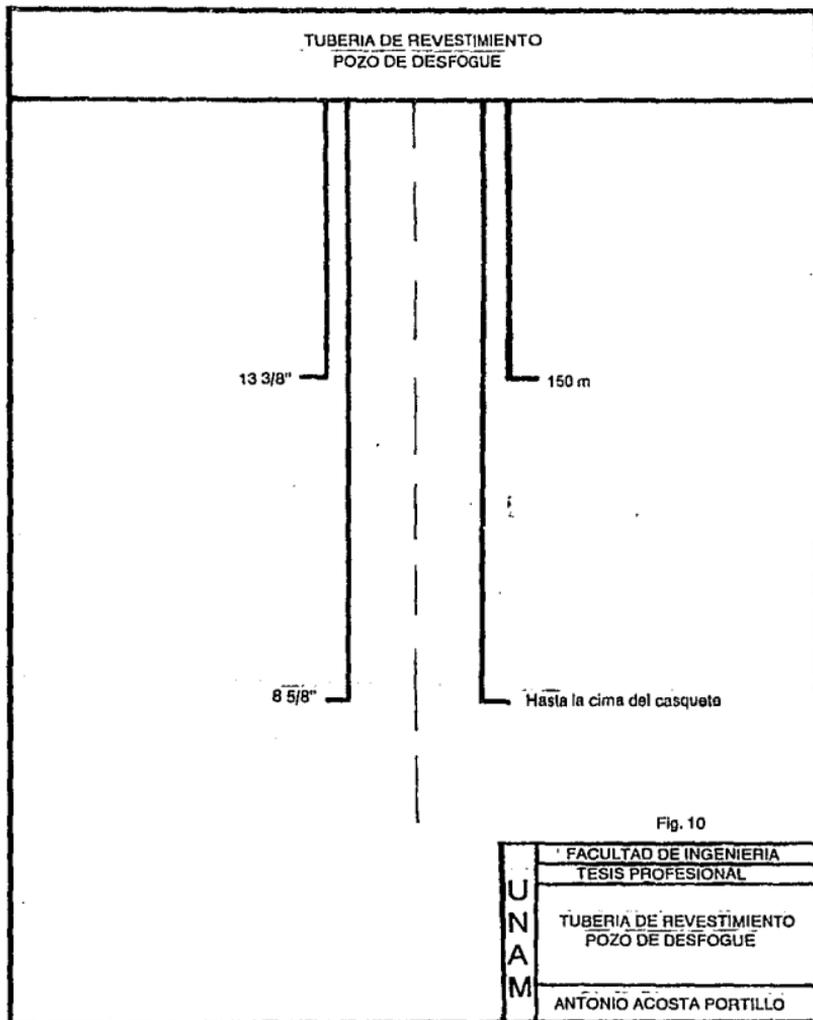


Fig. 10

U N A M	FACULTAD DE INGENIERIA
	TESIS PROFESIONAL
	TUBERIA DE REVESTIMIENTO POZO DE DESFOGUE
	ANTONIO ACOSTA PORTILLO

IV.8 CEMENTACION DEL POZO EXPLORATORIO

Los pozos de exploración no se les equipa con tubería, sino una vez cumplido su objetivo se les inyecta cemento en la cima del casquete y en la superficie y se les instala un monumento con el número del pozo y, fechas de inicio y terminación de la perforación.

CAPITULO V

SELECCION DEL INTERVALO PRODUCTOR

V.1 SECUENCIA LITOLOGICA DE LOS DOMOS SALINOS

En la Cuenca Salina del SE de México se ha encontrado una secuencia de las rocas que son formaciones del Eoceno, Oligoceno, Mioceno, Plioceno, Pleistoceno y Reciente, en espesores reducidos, hasta formaciones del Jurásico o Cretácico que superyacen a la sal, y por factores de ubicación soportaron la acción tectónica de la sal, durante el crecimiento del domo.

El ejemplo típico de un domo salino somero, es el domo de Jáltipan, en donde afloran las formaciones Filisola, Concepción Superior e Inferior y Encanto.

En seguida de estos sedimentos, se encuentra el domo, cuyo casquete se encuentra dividido por lo general en tres zonas apareciendo de arriba hacia abajo como sigue:

1. Zona de caliza cavernosa y brechoide con poco contenido e impregnaciones de asfalto.
2. Zona intermedia o de caliza con azufre, en donde se encuentran concentraciones comerciales del metaloide; en esta zona, igual que en la anterior se aprecian impregnaciones de asfalto en la roca.

3. Zona de anhidrita masiva.

El espesor del casquete del domo es bastante variable, oscilando entre unos 15 metros a más de 100 m., encontrándose en ocasiones intercalaciones de lutita negra.

Hay ocasiones que no se encuentra caliza en los domos, cuando esto ocurre, el casquete de dicho domo se encuentra constituido por anhidrita pura, yeso y algo de selenita en su parte superior.

Hasta la fecha no se conoce el espesor total de la sal ya que no se ha podido perforar hasta su base.

Las formaciones definidas y relacionadas al domo se encuentran en la tabla estratigrafica, más adelante.

V.2 PETROLOGIA DEL CASQUETE

El domo de Jáltipan muestra una forma de manto sobre la superficie de la sal siguiendo la configuración de la misma y cortándose en ocasiones abruptamente hacia los flancos, excepto en la parte Oeste, ya que es la porción que conecta al domo con la masa salina mayor, donde la pendiente es muy suave. El espesor del casquete es muy variable esto se puede apreciar en el plano de isopacas, también la relación del yeso con el casquete calcáreo como se puede apreciar en las secciones es muy variable.

Esto es interesante, ya que la producción de azufre se realiza en la caliza y en algunas ocasiones en el yeso, por lo que es importante cuantificar bien el espesor de la caliza y su contenido de azufre.

La secuencia litológica normal de arriba hacia abajo es:

TABLA ESTRATIGRAFICA DE LA CUENCA SALINA DEL ISTMO

Era	Periodo	Etapas	Formación-litología	Espesor en metros
Cenozoico	Reciente y Pleistoceno		Aluvión, arenas de playa y depósitos de río	2-40
	Plioceno		Discordancia	
			Serie Acalapa-conglomerado, areniscas arenas y arcillas	150
	Mioceno	Superior	Cedral: arcillas, arenas y gravas	150
			Discordancia	
			Agueguaxquite Sup. sedimentos salobres Med: arenas marinas Inf: lutitas marinas	500
			Parja solo: Arenas, lutitas y grava	600
			Discordancia	
			Filisola: Arenas marinas	400
		Medio	Concepción superior: lutitas marinas arenas y areniscas	250
	Inferior	Concepción inferior: lutitas y arenas	300	
		Encanto: lutitas y arenas	500-800	
	Oligoceno		Depósito: lutitas, areniscas, tobas	2 000
			Conglomerado nanchital (local)	500
		La Laja: lutitas y margas con arenas y tobas	1 400	
Eoceno		Lutitas nanchital	500-1 000	
		Uzpanapa conglomerado (local) Discordancia	150	
Mesozoico	Cretácico	Superior	Lutitas Mández: margas y lutitas Lomas Tristes: Brecha (local)	600-900
		Medio	Caliza Sierra Madre: (ausente en la parte central de la Cuenca, ahora en el frente de la sierra)	1 600
			Discordancia (local)	
	Jurásico	Inferior	Caliza chinameca: caliza bituminosa en capas dobladas	300
		Portlandiano Kimmeridgiense	Discordancia	
		Oxfordiano Divesiano	Formación salina: conglomerados areniscas y arenas	900
	Triásico		Sal	
			Discordancia	
Pre-Mesozoico			Basamento complejo: granito, mármoles, micas de esquistos	

(Después L. Benavides: Symposium, 20 Th International Geological Congress, 1958).

- Lutita.
- Caliza o caliza con azufre.
- Anhidrita o yeso.
- Sal.

V.2.1 CALIZA O CALIZA CON AZUFRE

En esta zona es común pasar directamente de la lutita gris verdosa a la caliza con azufre, aunque existen áreas donde el casquete empieza con caliza estéril, la cual gradúa a caliza con azufre.

Esta unidad estratigráfica se puede separar en cuatro cuerpos litológicos, los cuales son:

- a) Caliza estéril.
- b) Caliza fracturada.
- c) Brecha intraformacional.
- d) Caliza bandeada.

- a) Caliza estéril.

Caliza gris claro a oscuro y negro, fracturada en parte con fracturas rellenas de calcita, a veces se presenta arcillosa, alternando con lutita calcárea muy compacta de color negro.

En algunas partes del domo esta caliza ha estado expuesta a intemperismo o alteración subacuática, dando lugar a una roca que se denomina arena de calcita, la cual consta de fragmentos de caliza o calcita parcialmente arredondados, finos a me-

dianos, en una matriz arcillocalcarea de color café oscuro y graduando de arena fina a arena con fragmentos de caliza gris a caliza gris con fracturas rellenas de arena de calcita.

En ocasiones se presentan cristales de azufre nativo en la mayor parte de la formación; cuando se presenta la arena de calcita, va fuertemente manchada de aceite. Este cuerpo presenta una alta porosidad.

b) Caliza fracturada.

Gris claro a café calcítica, en partes brechoide, porosidad promedio de 8 a 12% con fracturas rellenas de azufre y/o calcita. El azufre, como se indicó, generalmente se presenta en las fracturas o diseminado en la caliza.

c) Brecha intraformacional.

Por costumbre se ha llamado brecha de solución, consta de clásticos de caliza gris a negro en una matriz de calcita o azufre, con una porosidad promedio de 12 a 15%.

d) Caliza bandeada.

Originada por la concentración diferencial de materiales homogéneos. Es una roca que presenta alternancias más o menos ordenada de capas muy delgadas (aproximadamente 1 cm) de caliza negra, calcita y azufre con algunas vesículas alargadas en sentido horizontal rellenas con cristales de calcita, porosidad promedio de 10 a 15 %.

Las cuatro unidades de calizas con azufre pueden presentarse de un modo variable, alternantes, combinadas o una sola y son muy comunes en todo el yacimiento, diferenciándose en las distintas áreas por caracteres secundarios de espesor, compo-

nentes mineralógicos y estructura de la roca.

El porcentaje de azufre en la caliza es muy variable, ya que se puede encontrar caliza con 5 hasta 90% de azufre en distancias pequeñas tanto en sentido horizontal como vertical.

Es importante hacer mención de la caliza que ha sufrido la invasión de agua caliente y que por tal motivo presenta ciertas características especiales, se trata de una caliza café obscuro a negro, muy porosa (porosidad secundaria), con vesículas y fracturas en cuyo interior existen pequeñas esferas de azufre residual de color café obscuro a amarillo, la calcita que previamente rellenaba las fracturas o que servía de matriz, se halla alterada y se desmorona fácilmente, debido al calor al que estuvo sometida. La coloración tan oscura de esta roca quizás se deba a los hidrocarburos preexistentes, como el calor.

Hacia la parte sureste del domo se puede encontrar en la columna lo que se ha llamado falso casquete, que no es sino otro cuerpo del casquete representado por caliza negra arcillosa, lutita negra calcárea y brecha de yeso blanco marmolado con matriz de lutita negra calcárea. Este falso casquete es muy variable en cuanto a espesor como en su composición mineralógica, ya que en un pozo se puede presentar un sólo tipo de roca como todas las variables a la vez.

También es común encontrar en alternancia la caliza y el yeso.

V.3 ESTUDIOS GEOLOGICOS

Estos estudios se realizan para programar la terminación del pozo y el manejo del yacimiento, por el departamento geológico, el cual se basa principalmente en la información obtenida de las muestras de canal y núcleos que se extraen durante la

perforación de los pozos.

Los datos obtenidos más importantes son:

1. Columna litológica.
2. Cima caliza.
3. Base caliza.
4. Cima anhidrita y/o yeso.
5. Espesor de la caliza.
6. Espesor de azufre neto.
7. Porosidad.
8. Permeabilidad.

Estos datos se incorporan a los planos necesarios para manejar los yacimientos, como son; los planos de cima caliza, base caliza, isopacas de caliza e isopacas de azufre neto. En caso de ser necesario se configura un plano de cima anhidrita y/o yeso. Por lo anterior es necesario hacer una descripción e interpretación geológica de las muestras de canal y núcleos que se vayan cortando.

V.4 DETERMINACION DEL INTERVALO PRODUCTOR

Con base en la información geológica del pozo se fija la parte superior del intervalo que se considera comercialmente productor, asimismo la base de esa zona, y en esa forma queda definido el intervalo productor, quedando fuera de él, las zonas que muestran azufre pero que por los estudios realizados resultan comercialmente inproductivos.

Asimismo se determina si el pozo podrá ser comercialmente explotable para

proceder a su terminación.

Con base en la misma información obtenida del pozo se hace un estimado tanto de las reservas que deben tener como del tiempo que pueda durar la explotación.

De acuerdo al contenido de azufre neto, se determina también si el pozo es económicamente explotable, ya se continúa con la terminación del pozo.

CAPITULO VI

TERMINACION DEL POZO

VI.1 METODO FRASCH

La utilización del método Frasch en estos yacimientos de domos salinos, es el más adecuado en la extracción del azufre. Este método fue originado por los graves problemas técnicos y económicos cuando el azufre de los domos salinos se intentaba explotar por cualquier otro método minero. Con el método Frasch, sufrió una gran disminución el precio del azufre en el mercado mundial, el cual era surtido por las muy antiguas minas de Sicilia, que usaban y continúan usando métodos mineros tradicionales.

Todos los depósitos de azufre hasta ahora explotados por el proceso Frasch ocurren en casquetes calcareos de domos salinos y en cuerpos de calizas sedimentarias, cubiertos en su parte inferior por yeso y/o anhidrita. Asimismo la anhidrita se encuentra descansando sobre la masa salina de espesor desconocido, estas condiciones litológicas y estructurales permiten la concentración del calor en la roca contenedora de azufre, ya que su permeabilidad provoca que el agua caliente difunda la energía necesaria para alcanzar el punto de fusión (120°C) de ese elemento.

El método Frasch se basa en cuatro características físicas del azufre:

1. Bajo punto de fusión (entre 115°C y 120°C).
2. Densidad dos veces mayor que la del agua aproximadamente.
3. Insoluble en agua.
4. Mal conductor del calor.

Estas cuatro condiciones hacen posible que el metaloide sea fundido con la inyección de grandes volúmenes de agua sobrecalentada (160°C) y que por su insolubilidad y mayor densidad, tienda alojarse en el fondo del pozo, por el cuál se está introduciendo el agua caliente a manera de un cono invertido con su vértice en el fondo del mismo.

A esta forma cónica se le ha denominado "TAZA", y por cuyas paredes escurre el azufre fundido; el reto consiste en fundir el mayor volumen de azufre con menor volumen de agua sobrecalentada y extraerlo por medio de aire comprimido.(ver fig. 11)

VI.2 TERMINACION DE POZOS DE PRODUCCION DE AZUFRE.

El equipo subterráneo del pozo consta de tubos de diferentes diámetros, colocados concéntricamente, que van desde la superficie hasta más abajo del depósito de azufre (cima yeso). El sistema consta de un tubo de 8 5/8" de diámetro exterior, que sirve de ademe, y desde la superficie, se extiende hasta la cima del casquete o cuerpo calcáreo conteniendo azufre. Dentro de este tubo se introduce otro tubo de 6 5/8" de diámetro exterior y que llega más abajo que el anterior, pasando por la zona con azufre y descansando sobre la cima del yeso. El tercer tubo de 3 1/2" se encuentra dentro del segundo tubo, extendiéndose casi hasta el fondo de la formación que contiene el metaloide y descansa sobre un empaque interior que cierra el espacio anular entre ambos tubos 6 5/8" y 3 1/2", finalmente un tubo de 1" de diámetro que se utiliza para

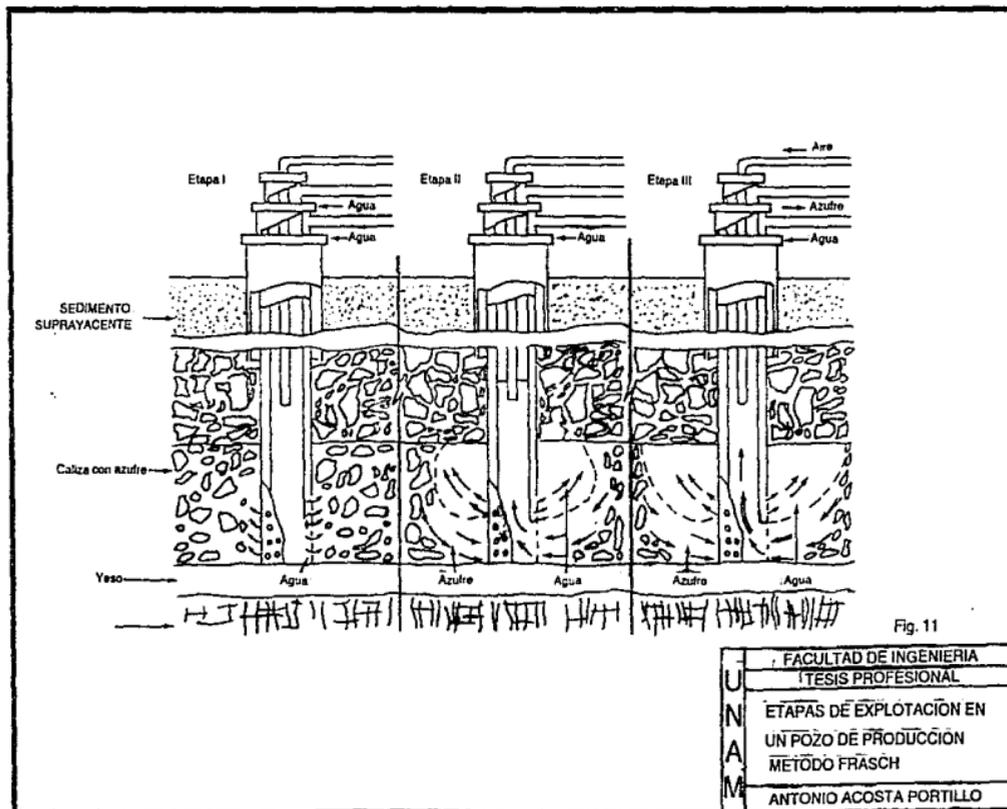


Fig. 11

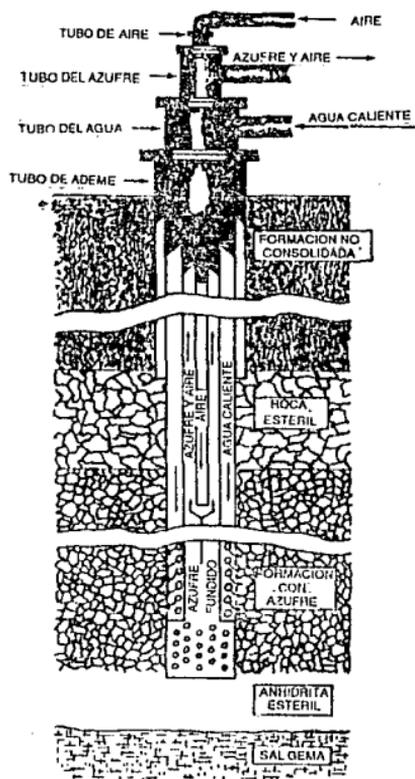
UNAM	FACULTAD DE INGENIERIA
	TESIS PROFESIONAL
	ETAPAS DE EXPLORACION EN
	UN POZO DE PRODUCCION
	METODO FRASCH
ANTONIO ACOSTA PORTILLO	

inyectar aire, el cual se encuentra dentro del tubo de 3 1/2", y se extiende hasta una profundidad ligeramente más arriba del empaque antes mencionado. El tubo de 6 5/8" que llega más abajo que los demás, lleva una pichancha de 2.9 metros de largo con un empaque anular y está adecuadamente perforada en dos niveles diferentes, siendo dichas perforaciones separadas por el empaque interior; las perforaciones superiores permiten la inyección de agua caliente al subsuelo y las perforaciones inferiores se utilizan para que el azufre entre en forma líquida a la tubería de 3 1/2", para su extracción por medio de aire comprimido que se inyecta por el tubo de 1".

En el calentamiento de un pozo, el agua a 160°C, baja dentro del espacio anular de 6 5/8" a 3 1/2", y es descargada en la formación porosa, por medio de las perforaciones superiores del tubo de 6 5/8". La parte por donde circula esta agua en la formación, es calentada a una temperatura mayor del punto de fusión del azufre (120°C). El azufre líquido siendo más pesado que el agua se va hacia el fondo, alrededor de la base del pozo y después de entrar por las perforaciones inferiores se eleva por el tubo de 3 1/2", la altura a la que el azufre sube dentro del tubo de 3 1/2" es el resultado de su gravedad específica y de la presión hidrodinámica en el sistema establecido por la operación, la cual es necesario para forzar el agua dentro del yacimiento. La altura puede ser del orden de 1/2 o 2/3 partes de la profundidad del pozo. El aire comprimido que sale desde el extremo inferior del tubo central de 1", asciende mezclándose con la columna de azufre cuyo peso es reducido por la aereación y así bombeado por el aire comprimido saliendo a la superficie. El agua caliente que continúa inyectándose al pozo por el tubo de 6 5/8", compensa el enfriamiento que provoca la inyección de aire frío en el interior del pozo, obteniéndose así un azufre en estado líquido a 140°C. (ver figs. 12 y 13)

VI.3 TERMINACION DEL POZO DE DESFOGUE DE AGUA

El desfogue del yacimiento es de mucha importancia, ya que por él se controla



METODO Y EQUIPO TÍPICO PARA POZO DE AZUFRE

Fig. 12

U N A M	FACULTAD DE INGENIERÍA
	TESIS PROFESIONAL
	POZO PRODUCTOR DE AZUFRE
	ANTONIO ACOSTA PORTILLO

ESTA TESIS NO DEBE SALIR DE LA BIBLIOTECA

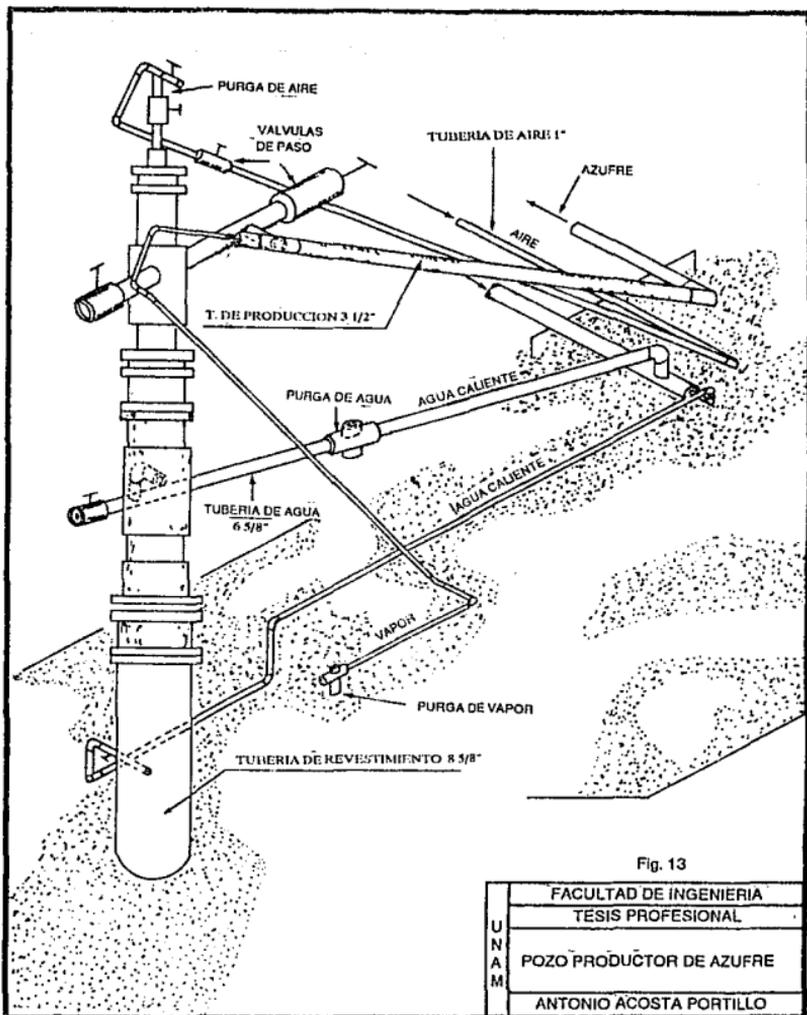


Fig. 13

U N A M	FACULTAD DE INGENIERIA
	TESIS PROFESIONAL
	POZO PRODUCTOR DE AZUFRE
	ANTONIO ACOSTA PORTILLO

la presión de mina; es decir, el nivel de agua en el yacimiento. Los pozos de desfogue deben programarse bien en cuanto al espaciamiento y localización, a fin de evitar que se contrarreste la producción y se altere el nivel del agua del yacimiento. Lo ideal de los pozos de desfogue es que se encuentren a una distancia considerable de la zona de producción y que la temperatura del agua sea de 60° a 70°C.

En el caso de los pozos de desfogue, se trata de que se equilibre la inyección de agua con el agua desfogada, y así evitar presiones excesivas que pueden fracturar el yacimiento.

Dependiendo de la profundidad del yacimiento y el nivel de agua de mina, su equipamiento puede ser con bomba o con aire.

Al agua que se desfoga de estos pozos, se le miden su gasto y temperatura, para tener una relación con la cantidad de agua inyectada y evitar posibles fracturamientos en el yacimiento.

El agua es dirigida por medio de canales artificiales, para evitar contaminaciones en los cultivos, ríos o lagunas y es almacenada en la presa de agua de mina, en donde por aireación, evaporación y dilución con las aguas de lluvia, se reduce el contenido de sulfuros y cloruros. Antes de verterla al río Chacalapa se lleva un estricto control de calidad, de estas aguas de desperdicio.

Los pozos de desfogue con aire tienen tuberías de 6 5/8" dentro de la TR de 9 5/8" hasta una profundidad de 200 metros abajo del nivel del agua y tubería de 1", 100 metros abajo del nivel del agua.

Los pozos de desfogue con bomba, no necesitan ninguna tubería sino solamente se le instala la bomba dentro de la TR de 9 5/8".(ver figs. 14 y 15)

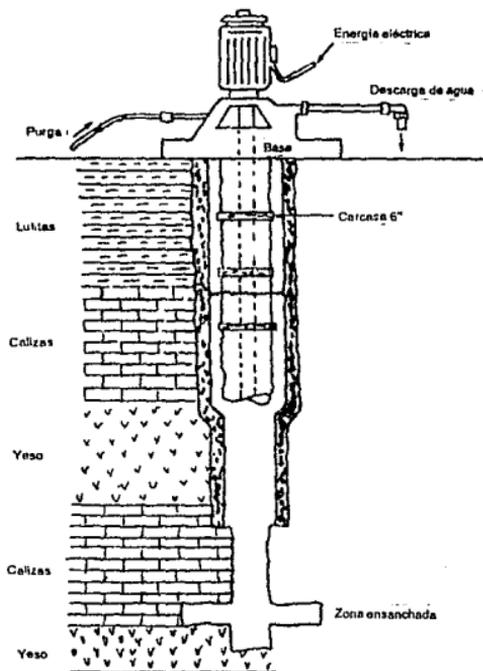


Fig. 14

U N A M	FACULTAD DE INGENIERIA
	TESIS PROFESIONAL
	POZO DE DESFOGUE EQUIPADO CON BOMBA
	ANTONIO ACOSTA PORTILLO

POZO DE DESFOGUE EQUIPADO CON DISPOSITIVO SUMERGIBLE

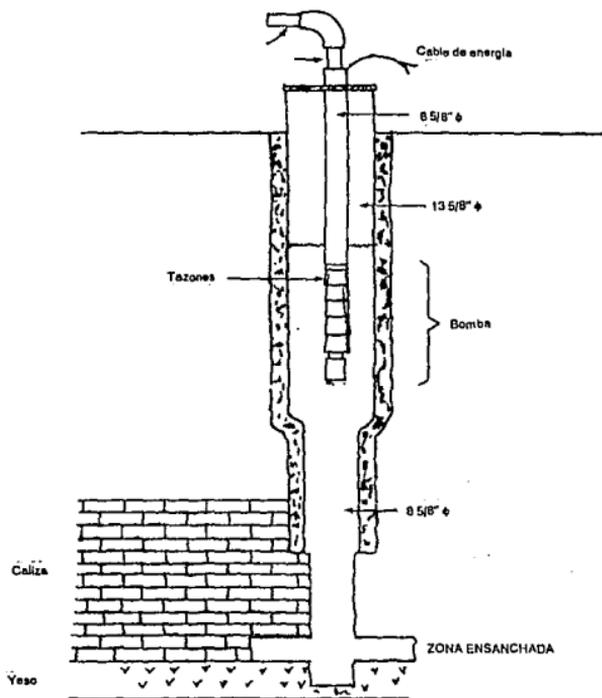


Fig. 15

U N A M	FACULTAD DE INGENIERIA
	TESIS PROFESIONAL
	POZO DE DESFOGUE EQUIPADO CON DISPOSITIVO SUMERGIBLE
	ANTONIO ACOSTA PORTILLO

CONCLUSIONES

En la Cuenca Salina del Istmo los pozos se terminan a poca profundidad del orden de 600 y los problemas son mínimos, por lo que las técnicas son muy sencillas.

Por lo mismo la perforación de estos pozos es muy económica.

La perforación y sobre todo la terminación de un pozo están condicionadas a la utilización del método Frasch para la explotación del azufre, y por la ubicación de los yacimientos en cuanto a la profundidad.

El procedimiento obliga a tener pozos de desfogue con sus propias particularidades de perforación y terminación.

Las características de explotación progresiva obliga a la perforación de un gran número de pozos a un espaciamiento muy pequeño.

OBSERVACIONES COMPLEMENTARIAS

Los pozos productores una vez puestos a fluir se explotan en forma continua hasta su agotamiento, no tienen reparación.

Si accidentalmente se interrumpe o disminuye la inyección de agua pueden taparse las tuberías con azufre sólido y se requerirá un gasto muy grande en agua y en energía para restablecer la producción y volver a la normalidad.

Los pozos de desfogue operan en forma continua, pero pueden tener problemas en su aparejo de producción (bomba).

El proceso Frasch requiere grandes volúmenes de agua y un gasto fuerte de energía para calentarla.

BIBLIOGRAFIA

Kirk, Raymond E. Enciclopedia de Tecnología Química, tomo II, UTEHA, México, D.F. 1961.

Castillo Márquez, Fernando Tipos de Cementaciones y su Aplicación en el Campo, México, D.F. 1992, Tesis profesional.

Bentéz H., Miguel A. Francisco Garaicochea P., Ciro Álvarez R., Apuntes de Fluidos de Perforación, Fac. Ingeniería, UNAM, 1979.

Myers John C., Sulfur its Occurrence, Production and Economics, Bull 4, Society of Independent Professional Earth Scientists (July 22, 1964), Houston, Texas.

Halbouty, Michel T. Salt Domes Gulf Region, United States and México, Gulf Publishing Company, Houston, Texas, 1979.

Texasgulf; Modern Sulphur Mining, Texasgulf, 200 Park Avenue, New York, N.Y. 10017, n.d.

Santiago García, Carlos Estudio Geológico para Extracción Secundaria de Azufre del Domo de Jáltipan, Ver., México, D.F. 1987, tesis profesional.

Acevedo E. Antonio, El Azufre en México, Ed. cultura, T.G.S.A., 1956.

Castillo Tejero, Carlos Bosquejo Estratigráfico de la Cuenca Salina del Istmo de Tehuantepec, Boletín de la Asociación Mexicana de geólogos petroleros, 1955.

de la Garza S., Miguel A. Mejoras en los Procesos de Filtración de Azufre Explotado en Jáltipan, Ver., Fac. Ingeniería, UNAM, 1985, México, D.F., tesis profesional.