



602.23
P258
e-2



ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL
Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

ELABORACION DE AYUDAS VISUALES Y AUDIO
VISUALES PARA LOS EQUIPOS Y MATERIALES
UTILIZADOS EN LA PERFORACION Y PRODUCCION
DE POZOS PETROLEROS

PROYECTO DE GRADO
Previo a la Obtención del Título de:
INGENIERO EN PETROLEO

Presentado por:
TYRONE J PARRALES MUÑIZ

Guayaquil - Ecuador

1.992



D-13181

ING. RICARDO GALLEGOS ORTA
DIRECTOR DEL TOPICO

ING. HEINZ TERAN MITE
MIEMBRO DEL TRIBUNAL

ING. GABRIEL COLMONT
MIEMBRO DEL TRIBUNAL

AGRADECIMIENTO

El noble fin que persiguen las Instituciones es el sagrado deber de cumplir con el objetivo para el cual fueron creadas e ahí entonces mi elevada gratitud para esta institución "ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL" tan joven que a traves de los años se ha preocupado por volver cada vez más positiva la integración de esta legión de jóvenes que nos educamos en sus aulas.

Es mi voz de agradecimiento por la orientación que en mi espíritu de hombre supieron, en comunión de ideas aportar todos los que intervienen en la problemática educativa; en especial, al Sr. Ing. Ricardo Gallegos Orta en su condición de director de este informe técnico.

EL AUTOR

DEDICATORIA

Dedico este trabajo a los forjadores de mi existencia, a mis padres Sr. COSME DAMIAN. Sra. ALBINA GUADALUPE que me enviaron a esta universidad y me brindaron todo el apoyo necesario para cimentar en mi la semilla del saber, el espíritu de responsabilidad, de compañerismo y amistad.

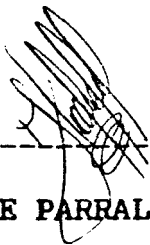
A mis hermanos Sr. COSME ARCENIO, WALTER MANUEL, WASHINGTON MANABI, WASHINGTON DAMIAN, a mis hermanas LUZ MARIA y MARIA ELENA por el apoyo brindado en mis años de estudio.

A mis hermanas políticas, hermanos políticos, y a mis queridoa sobrinos,

DECLARACION EXPRESA

"La responsabilidad por los hechos, ideas y doctrinaa expuestos en este PROYECTO DE GRADO, me corresponden exclusivamente; y, el patrimonio intelectual del mismo, a la **ESCUKLA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL**".

(Reglamento de Exámenes y Títulos profeeionales de la
ESPOL)



TYRONE PARRALES MUNIZ.

RESUMEN

A través de los siglos y por infinitas generaciones han existido científicos que en forma cronológica y ordenada han despejado incógnitas que hoy son categóricas. Al inicio mismo de las cosas todo era filosófico, así se aparentaba, luego cuando todo se hace experimental aparece la ciencia. Este trabajo deja como constancia las principales operaciones que se realizan en un taladro de perforación, los diferentes equipos y maquinarias utilizadas para poder perforar un pozo petrolero.

En el área de producción logramos obtener una recopilación de todos los mecanismos de producción sean estos bombeo mecánico, bombeo neumático, flujo natural, etc., tenemos una idea clara de lo que es una estación de recolección de crudo.

La investigación se centra en recopilar la información de la utilidad de cada uno de los equipos mostrados en este trabajo, el manejo de maquinarias, la capacidad de recolección en una estación y la seguridad industrial que debe tenerse en cada uno de los procesos de perforación y producción.

INDICE GENERAL

	Pag.
RESUMEN	VI
INDICE GENERAL	VII
INDICE DE FIGURAS	XII
INTRODUCCION	13
I EQUIPOS DE PERFORACION	14
1.1 BROCAS	14
1.2 TUBERIA DE PERFORACION	15
1.3 LASTRABARRENAS (DRILLCOLLAR)	15
1.4 COLOCACION DE BROCA	17
1.5 INICIO DE PERFORACION	17
1.6 LONGITUD DEL CUADRANTE (KELLY)	18
1.7 COLOCACION DE CUNAS PARA LASTRABARRENAS	19
1.8 ROTACION PARA PERFORAR	19
1.9 OBSERVACION DE LOS PARAMETROS DE PERFORACION	20
1.10 TENAZAS	21
1.11 COLOCACION DE LAS PARADAS DE PERFORACION Y DRILLCOLLAR	22
1.12 VISTA GENERAL DE LAS PARADAS	22
1.13 PARADAS DE LASTRABARRENAS	22
1.14 ACCION DE SEGURIDAD INDUSTRIAL Y TOMA DE DECISIONES	23
1.15 COLOCACION DE LA NUEVA BROCA	23
1.16 CANTINAS DE LODOS	24

1.17 BOMBAS DE SUCCION DE LODOS	25
1.18 SECUENCIA DE LA TUBERIA QUE TRANSPORTA EL LODO DE PERFORACION	25
1.19 CONECCION DE LA MANGUERA CON LA UNION GIRATORIA	26
1.20 ZARANDAS	27
1.21 EQUIPOS DE CONTROL DE SOLIDOS	27
1.22 VISTA DE LOS DESARENADORES	28
1.23 CICLO DEL LODO DE PERFORACION	28
1.24 PISCINA DE LODO PARA REACONDICIONAMIENTO ...	29
1.25 BLOQUE VIAJERO	30
1.26 CABEZA DE CEMENTACION	30
1.27 TERMINACION DE CEMENTACION	32
1.28 GENERADORES DE CORRIENTE	33
1.29 CONVERTIDOR DE ENERGIA	33
1.30 EQUIPO DE PREVENTOR DE REVENTONES B O P ..	34
1.31 ACUMULADOR HIDRAULICOS DE PRESION	35
1.32 CARRETE DE CABLE	35
1-33 EQUIPOS DE PERPORACION Y DE PROWCCION	36
1-34 COMPONENTES DEL CABEZAL DE PROWCCION	36
1.35 HERRAMIENTAS DE PESCAS	37
1-36 HERRAMIENTAS DE PESCAS PARA TUBERIA ATASCADA	39
1.37 UBICACION DE TUBERIA	40
1.38 MAL UBICACION DE TUBERIA	40
1.39 VISTA DE LA TORRE DE PERFORACION	41
<u>1.40</u> CHIVO DE REACONDICIONAMIENTO	41

1.41 CORONA	41
1.42 VISTAS PANORAMICAS DE TORRES DE PERFORACION	42
II EQUIPOS DE PRODUCCION	43
<u>ANCON</u>	
2.1 UNIDAD DE PISTONEO DE POZO	43
2.2 EQUIPO DE PISTONEO	43
2.3 ECONOMIZADOR DE ACEITE	44
2.4 VISTA GENERAL DE SWAB	44
2.5 INSTALACION PACKER	45
2.6 VALVULAS PARA INSTALACION PACKER Y MACARRONI	45
2.7 ESNORQUEL Y MANDRIL	45
2.8 EQUIPOS DE SUBSUELO DE GAS LIFT	46
2.9 PARTES DE LAS VALVULAS ALIVIADORAS	46
2.10 PROBLEMAS QUE SE PRESENTAN EN LA INSTALACION DE GAS LIFT	47
2.11 PARTE SUPERFICIAL DE LA INSTALACION DE GAS LIFT	48
2.12 PRODUCCION POR GAS LIFT	48
2.13 PRODUCCION DE GAS Y PETROLEO	49
2.14 EQUIPO DE INYECCION	50
2.15 ESTACION DE RECOLECCION CON SEPARADORES VERTICALES	50
2.16 MANIFOLD CON POZOS A PRUEBA	52
2.17 LINEA DE GAS Y SEPARADOR	53

2.18 COMPRESOR	54
2.19 TORRE DE ABSORCION	54
2.20 PISCINAS DE ENFRIAMIENTO	55
2.21 CONTROL DE PRESION	55
2.22 VISTA PANORAMICA DE UNA ESTACION DE RECOLECCION DE CRUDO	56
2.23 TORRE DE DESTILACION DE GASOLINA	56
2.24 VOLUMETROS DE PRUEBAS	57
2.25 TANQUES DE LAVADO Y ALMACENAMIENTO, VOLUMETRO DE BOMBEO	57
2.26 BOMBA DE BOMBEO MECANICO	58
2.27 PARTE INICIAL Y COMPONENTES DE LA BOMBA	58
2.28 EQUIPOS DE REPARACION DE LA VALVULA DE RETENCION	59
2.29 PARTE TERMINAL Y VASTAGO PULIDO	60
2.30 VARILLAS DE BOMBEO MECANICO	60
2.31 EQUIPOS DE REACONDICIONAMIENTO DE BOMBEO MECANICO	61
2.32 BOMBEO MECANICO	61
2.33 BOMBEO MECANICO	62
2.34 TIPOS DE BALANCINES	63
2.35 DINAMOMETRO	63
2.36 ECOMITER	64

ORIENTE ECUATORIANO

2.37 PRODUCCION POR FLUJO NATURAL	65
---	----

2.38 BOMBAS DE QUIMICOS Y MANIFOLD	65
2.39 SEPARADORES HORIZONTALES	66
2.40 SEPARADORES HORIZONTALES DE PRUEBA	67
2.41 BOTA DE GAS Y TANQUE DE LAVADO	68
2.42 TANQUE DE SURGENCIA	69
2.43 BOMBAS DE SUCCION	70
2.44 TANQUE DE ALMACENAMIENTO	70
2.45 GENERADORES	70
2.46 EQUIPO DE BOMBEO MAYOR	71
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	72
BIBLIOGRAFIA	74

INDICE DE FIGURAS

1. SEPARADOR MONOCILINDRICO DE PETROLEO Y GAS	75
2. SEPARADOR HORIZONTAL BICILINDRICO DE PETROLEO Y GAS	75
3. SEPARADOR VERTICAL DE PETROLEO Y GAS	76
4. INSTALACION "PACKER"	77
5. INYECCION DE GAS	78
6. INSTALACION MACARRONI	79
7. VOLUMETROS	



BIBLIOTECA

INTRODUCCION

La perforación de pozos petroleros es una operación cuya importancia radica en conocer cada uno de los equipos y maquinarias utilizadas para este fin, indudablemente el éxito de la perforación radica en una adecuada planificación de la misma.

La producción de los pozos es recolectada a través de los oleoductos de campo y llevado a una estación de recolección para la separación del agua y del gas a través de los separadores y por la inyección de químicos se logra tener un petróleo limpio, en los tanques de almacenamiento se tiene un crudo con un 1% de agua, que es lo permisible para poder ser bombeado al oleoducto general. Para realizar este trabajo y conocer el funcionamiento de los equipos es que pongo en consideración los slides y la ayuda audio visual.

La revisión y análisis se basa en la recopilación de la información vertida por los Ings. de campo. Esta información de slides y la ayuda audio visual sirven para evaluar los principales equipos y herramientas utilizados en la perforación y producción de pozos petroleros.

CAPITULO I

I. EQUIPOS DE PERFORACION

1.1 BROCAS

(SLIDE NUMERO : 1)

En este slide podemos observar dos brocas de insertos tricónica de las cuales una está lista para ser usada con sus respectivas tapa boquilla, que sirve para evitar que se acumule material en los orificios y pueda causar algún tipo de problema en la perforación, ejemplo; si se acumula un material de alta resistencia que la broca, al bajar la barrena por efecto de la presión del fluido de perforación tendremos de inicio un inconveniente que consistiría en pescar o demoler este cuerpo extraño, lo que causaría un desgaste innecesario a la broca.

El diámetro de las boquillas se lo mide en 32 avos de pulgadas y sus valores varían entre 12, 14, 16 avos de pulgadas etc. Dependiendo de la profundidad que se vaya a penetrar se utiliza las brocas con las boquillas apropiadas y su diámetro disminuye a medida que avanza la perforación, hacia la superficie será mayor el diámetro por lo que se requiere limpiar más.

La otra broca ya ha cumplido su ciclo de trabajo, el diámetro inicial de estas barrenas es de 13 3/4 de pulgadas. Este tipo de brocas se las utilize en ciertas formaciones por ejemplo, en zonas de lutitas o duras, mientras que las brocas de dientes en zona de presencia de arcilla.

1.2 TUBERIA DE PERFORACION

(SLIDE NUMERO : 2)

Esta es la tubería que esta lista para ser bajada al pozo es decir que ya ha sido inspeccionada, para asegurarnos su diámetro exacto. Se puede apreciar la espiga o " pin " o parte terminal y la caja, que es donde se enrosca la tubería, el peso y el diámetro de la tubería esta de acuerdo al diseño que se ha hecho para el referido pozo por lo general en el Oriente se utiliza tubería de 5 3/4 od de pulgadas el peso de la tubería promedio es 16.6 lbs/pie.

1.3 LASTRABARRINAS (DRILL COLLAR)

(SLIDE NUMERO : 3)

Se aprecia el primer tubo que ha sido elevado y agarrado por el bloque viajero y se lo esta colocando en el hueco ratón para el enrosque con la broca el diámetro es de 7 1/4

od, y el peso promedio es de 119 lbs/pie, el uso de lastrabarrenas tiene tres propósitos.

- 1.- Concentrar el máximo peso sobre la tarrena.
- 2.- Resistir las combaduras, es decir tiene más rigidez.
- 3.- Sirve ae guía para la barrena.

Toda tubería debe de ser capaz de resistir:

- a.- Tensión: resistencia de soportar aladas sin dañarse.
Estallido. Es una forma de tensión de tal manera que la presión adentro está tratando de reventar por tracción la tubería,
- b.- Compresión. Resistencia de soportar peso sin dañarse.
Colapso. Ea una forma de compresión de tal manera que la presión afuera trata de comprimir lae paredes de la tubería.
- c.- Torsión. Es una combinacdn de compresión y tensión en una dirección horizontal.
- d.- Fatiga. El metal tambien se cansa con el trabajo al igual que la gente. Un número de estas fuerzas destructoras pueden estar actuando en una sarta de tubería al mismo tiempo. Si tomamos un pedazo de alambre de acero representando una sarta de tubería y

doblar, la parte exterior sera tensionada y la parte interior comprimida, en un efecto compuesto de tension y compresión

1.4 COLOCACION DE BROCA

(SLIDE NUMERO : 4)

Se observa que la broca de 13 3/4 de pulgadas ha sido enroscada en el primer tubo, es una broca de dientes pequeños triconica, también se puede apreciar un crossover o reducción que es para cambiar el diámetro de la broca con la conexión del drillcollar y estamos listo para iniciar la perforación.

1.5 INICIO DE PERFORACION

(SLIDE NUMERO : 5)

Se observa el kelly y personal de turno que inicia la perforación y en la parte de atrás se aprecia el malacate de PETRO PRODUCCIÓN H - E 4000, el malacate sirve como centro de control de fuerza para el conjunto elevador y generalmente, también, para los elementos rotatorios de la columna de perforación. Esta formado por un tambor elevador, controlado por frenos poderosos, y un conjunto de soporte y chumaceras, embrague y engranajes con transmisión

de cadena, para recibir la fuerza de una máquina o un motor y regular la velocidad del tambor elevador, también transmite potencia a las tenazas para soltar y apretar tubería.

A un lado a la izquierda está el maquinista atento al freno, que es la persona que controla la perforación se aprecia el tubo que está sobresaliendo de la ratonera que va a servir para una próxima conexión y las cuñas utilizadas para aprisionar la tubería y realizar el enrosque.

1.6 LONGITUD DEL CUADRANTE (KELLY)

(SLIDE NUMERO : 6)

El cuadrante es el elemento que se instala al extremo superior de la columna de perforación. Es un vástago hueco cuya superficie externa es cuadrado hexagonal, Tiene tres funciones principales.

- 1.- Suspender la columna de perforación
- 2.- Hace que la columna gire.
- 3.- Conduce al fluido de perforación dentro de la columna.

Se aprecia parte de la longitud total del kelly que es de 40 pies y que está siendo operado por el taladro, se logra apreciar las cuñas de kelly, es decir que son distintos

tipos de cuñas tanto para drillcollar, tubería de perforación etc. La ratonera esta como siempre ocupada por el próximo tubo que va a ser conectado, entre el cuadrante y la union giratoria se ha colocado una válvula de seguridad de media vuelta, esta válvula puede cerrarse para evitar que el fluido de perforación se vuelva como resultado de presión alta en el pozo.

1.7 COLOCACION DE CUÑAS PARA LASTRABARRENAS (DRILLCOLLAR)

(SLIDE NUMERO : 7)

Se aprecia como se colocan las cuñas para colocar un nuevo drillcollar, son de mayor diámetro también se aprecia las cuñas de tubería de perforación.

1.8 ROTACION PARA PERFORAR

(SLIDE NUMERO : 8)

Es una secuencia de como se esta rotando para continuar con la perforación, se aprecia el buje y la mesa rotaria, esta mesa rotaria tiene un diámetro de 1.2 a 1.5 metros está conformada por una cara plana superior circular y con un engranaje conico de dientes rectos y tiene que desempeñar dos funciones principales.

- 1.- Sujetar y hacer girar el vastago del kelly cuando está atornillado a la parte superior de la columna de tubería de perforación y al mismo tiempo permite que resbale el vástago a través de la mesa.
- 2.- Soportar la columna de tubería de perforación en el pozo cuando esta suspendida en posición estacionaria con cuñas colocadas en las boquillas de la mesa.

Puede también usarse para soportar " columnas " de tubería de revestimiento más ligeras en el pozo y puede ayudar a armar y desarmar juntas de espigas para colocar o retirar tubería de revestimiento o perforación en el pozo.

Es de anotar que el piso de la torre de perforación siempre debe de mantenerse limpio cuando se ha terminado de hacer la conexión de tubo a tubo para evitar cualquier resbalada del personal que pueda causar molestia o desgracia al operario.

1.9 OBSERVACION DE LOS PARAMETROS DE PERFORACION

(SLIDE NUMERO : 9)

Se observa el yeografo o chismoso con 8ue distintas plumillas que nos indican, la profundidad que estamos perforando en estos momentos, el peso total de la columna

de perforación, la rata de penetración, el torque de la broca que está aplicando el maquinista, la revolución por minuto de la mesa rotaría, el stroke de las bombas, y otra que indica de descarga de la presión de la bomba, es de anotar que para cada formación se le aplica peso y torque apropiado a Pa broca.



1-10 TENAZAS

(SLIDE NUMERO : 10)

Estas llaves hidraulicas se encuentran colgadas de la cabria y suspendidas encima y a los lados del piso del taladro, son dos llaves enormes cuya función es la de montar o desmontar una conexión en la tubería de perforación o en trabajos de reacondicionamiento.

Se observa una tenazas con sus respectivas cadenas y llaves en el momento que se va a desenroscar la tubería, por que se va a realizar el cambio de broca. Se debe tener mucho cuidado con la seguridad industrial del personal, ya que el torque que se aplica es variable, en este caso es de 4200 libras; todo trabajador debe utilizar guantes y cascos para realizar este tip de trabajo, ya que un mal uso de las cadenas o tenazas puede causar accidentes fatales a los operarios.

1-11 COLOCACION DE LAS PARADAS DE PERFORACION Y DRILLCOLLAR

(SLIDE NUMERO : 11)

En ésta toma se esta colocando varias paradas que están saliendo del pozo y se las ubica de tal manera que queden listas para ser bajadas sin ninguna dificultad. Estas paradas son de trea tubos, coiocadas en hileras de 10 paradas, teniendo la precaución de colocar los protectores de seguridad a las roscas de los tuboe, cosa que no se hizo en eata ocasión.

1-12 VISTA GENERAL DE LAS PARADAS

(SLIDE NUMERO : 12)

Se muestra claramente como estan colocadas las paradas de los tubos, al lado izquierdo esta la tuberia de perforación y a la derecha estan las paradas de los drillcollar, se observa en su máxima altura al bloque viajero que eata transportando una parada.

1.13 PARADAS DE LASTRABARRENAS (DRILLCOLLAR)

(SLIDE NUMERO : 13)

Se puede apreciar los collares que van colocados después del primer tubo de la broca. la cantidad de tubos que be

baja depende del diseño que se realiza para cada pozo.

Por lo general en el Oriente Ecuatoriano se bajan de 12 a 18 tubos.

1.14 ACCION DE SEGURIDAD INDUSTRIAL Y TOMA DE DECISIONES

(SLIDE NUMERO : 14)

Una vez que se ha sacado toda la tubería se hace presente el personal de seguridad industrial para verificar si no hay escape de sulfuro de hidrógeno, se prueban las máscaras antigases para asegurar que la vida del trabajador no tenga riesgo alguno, también se decide que broca se va a bajar, dependiendo de la formación que se está atravesando en ese momento.

1-15 COLOCACION DE LA NUEVA BROCA

(SLIDE NUMERO : 15)

Se procede a colocar la broca, en este caso es una de dientes para continuar con la perforación.

1-16 CANTINAS DE LODOS

(SLIDE NUMERO : 16)

Aquí se aprecian las cantinas donde se prepara el lodo de perforación; la manera como se colocan, en forma ordenada, los sacos de químicos que se emplean en la preparación de lodos; los embudos de químicos sólidos y químicos líquidos; en la parte frontal se aprecia la cantina de donde, con ayuda de las bombas, es succionado el lodo; la guía es la secuencia de tubería de color rojo que es el defogue de las bombas de succión.

Listo el lodo de perforación para ser succionado por las bombas, éste debe de ser capaz de:

- a.- Extraer del hoyo los ripios cortados por la broca de perforación.
- b.- Proteger las paredes del pozo para evitar derrumbamientos.
- c.- Vencer la presión de los fluidos del yacimiento para evitar la venida del pozo.
- d.- Tener las propiedades adecuadas de viscosidad, densidad, filtración y revoque.

1.17 BOMBAS DE SUCCION DE LODOS

(SLIDE NUMERO : 17)

Se aprecian las bombas de lodo de pistoneo, marca OILWELL, de triple acción que tienen una configuración de 6 1/2 pulgadas por 10 pulgadas que son los diámetros y la carrera del pistón con una potencia de 1100 Hp. La succión es por la tubería de color blanco y es enviada a la torre de perforación por un compartimiento que toma la forma de una "Y", que se aprecia en el suelo.

Al inicio de la perforación se perfora con las dos bombas cuya capacidad está entre los 1000 y 1200 gpm. Es en ésta parte donde se necesita mayor galonaje para levantar los ripios, pero una vez que se pasa de 6000 pies en adelante se perfora con una bomba. En esta zona lo que se requiere es mayor presión de salida del lodo en las boquillas, cuando las dos bombas están trabando se requiere poner en funcionamiento los dos generadores.

1.18 SECUENCIA DE LA TUBERIA QUE TRANSPORTA EL LODO DE PERFORACION

(SLIDE NUMERO : 18)

Cuando la bomba succiona el lodo, desde el tanque de reserva, lo expulsa por medio de los pistones hasta la

parte más alta de la tostre, por la tubería de color rojo, y baja por la manguera color negro, continuando como cuello de ganso, conectandose a la unión giratoria continua por el interior del cuadrante siguiendo de la misma forma en la sarta de perforación hasta llegar a la broca y salir por las boquillas.

Por la acción viscosa del lodo regresa trayendo los ripios, por el espacio anular entre el casing y la tubería de perforación, y regresa este a la superficie y luego continua hasta los aparatos de control de sólidos.

1-19 CONECCION DE LA MANGUERA CON LA UNION GIRATORIA O

(SUIVEL)

(SLIDE NUMERO : 19)

La unión giratoria es el medio para forzar al fluido de perforación que viene a travea de las conexiones desde la bomba estacionaria a la columna giratoria de perforación mientras está suspendida del pozo. Siendo una parte del mecanismo con el cual se suspende del bloque viajero a la corona de la columna de perforación, esta unión giratoria es de construcción robusta para que sea capaz de soportar el peso completo de la columna de perforación mientras está girando a velocidades que varían hasta 500 rpm y a veces aún más. Se aprecia el suivel y el fluido entra por kelly

y continúa dentro de la tubería de perforación, sale por la broca y luego regresa por el anular entre la tubería de perforación y hueco y a continuación por la línea de flujo pasa por la zaranda donde se realiza el primer control de sólidos de perforación, éstas son mallas tipos cedazos que permiten separar los: ripios más gruesos, y luego a los desarenadores y termina el ciclo en la cantina de preparación.

1-20 ZARANDAS

(SLIDE NUMERO : 20)

Se aprecia una parte de las zarandas y ~~de~~ canaletes que sirven para botar los desperdicios de los ripios gruesos hacia la primera piscina, la otra parte va a ser tratada por dos equipos que son los desarenadores y el equipo de desarcillador o ailter.

1-21 EQUIPOS DE CONTROL DE SOLIDOS

(SLIDE NUMERO : 21)

En éste slide se observa la zaranda; el desgasificador, donde se elimina la cantidad de gas que sale del pozo, si éste equipo no tuviera un buen estado la presencia de gas causaría problemas con la baja de peso del lodo,

ocasionando perdida de presión en el fondo del pozo Y por consiguiente estaríamos con riesgo de un reventón del mismo; los desarenadores son los que separan ripios como arenas ya que éstas son muy abrasivas y dañan los pistones y las camisas de las bombas, son los más grandes con un diámetro de 8 pulgadas y una vez que el lodo pasa por este equipo va al desarcillador, que separan los limos, tienen un diámetros de 4 pulgadas.

1-22 VISTA DE LOS DESARENADORES

(SLIDE NUMERO : 22)

Cuando el fluido de perforación ha pasado por la zaranda tiene que pasar luego por el desgasificador y a continuación por el desarenador para eliminar los ripios más grandes, éstos están formadoa por 3 conos de 8 pulgadas de diámetro, luego pasa al equipo de silter para eliminar los limos, el mismo que tiene 8 conos de 4 pulgadas de diámetro.

1-23 CICLO DEL LODO DE PERFORACION

(SLIDE NUMERO : 23)

Una vez que el lodo de perforación ha pasado por los separadores de ripios ingresa a la primera cantina donde se

le comprueba su calidad a base de pruebas de laboratorio, se le inyectan los químicos necesarios para obtener parámetros de perforación tales como el control de PH, control de viscosidad etc. luego de una agitación apropiada pasa a la segunda cantina donde se comprueba la calidad del lodo, que será el apropiado para continuar con la perforación.

Para calcular el volumen de fluido de circulación es necesario conocer todas las parte por donde el fluido pasa cuando hace un ciclo completo, como estas parte están llenas de fluido, el volumen en circulación será el volumen del tanque de succión mas el volumen en todo el sistema de circulación.

1.24 PISCINA DE LODO PARA REACONDICIONAMIENTO

(SLIDE NUMERO : 24)

Como podemos observa es una piacina mas pequeña que la de lodo de perforación, no se tiene una bodega para químicos; por lo general en el Oriente Ecuatoriano se utiliza la sal como químico para reacondicionamiento, esto depende de las condiciones de? subsuelo, ya que también se pude utilizar otra preparación a base de otros fluidos.

1.25 BLOQUE VIAJERO

(SLIDE NUMERO : 25)

El bloque viajero tiene una doble función: la capacidad de sostener la sarta de perforación y permitir sacar o introducir tubería de perforación y se usa para armar y bajar una columna de revestimiento dentro del pozo, la capacidad de este bloque se encuentra entre 350 toneladas y 500 toneladas de peso esta sostenido por 10 líneas de cable 5 por cada lado, el cable tiene un diámetro exterior de 1 3/8 de pulgada, dependiendo del tiempo y el uso se comprueba el desgaste del cable. Las protecciones reducen el riesgo de que los trabajadores sean atrapados entre el cable y las garruchas y se evita el que este resbale de las garruchas, además se reduce el desgaste y el esfuerzo al doblar en el cable. En este caso las garruchas usadas para perforaciones profundas tienen un diámetro de 1.05 metro. Al igual que las de la corona las ranuras de las garruchas tienen una forma recomendada en las especificaciones A.P.I, y están diseñadas para recibir cable elevador de 28 a 32 metros.

1.26 CABEZA DE CEMENTACION

(SLIDE NUMERO : 26)

Una de las operaciones más críticas en la perforación y la

terminación de un pozo es la cementación del casing.

Pasos en la cementación.

- 1.- Asegúrese del volumen de cemento calculado para el trabajo en cuestión, siempre debe de tener mas disponibilidad de cemento para el trabajo.
 - 2.- En los trabajos de cementación es importante de que no hayan demoras despues que el cemento ha empezado a bajar por el casing. Por lo tanto, hay que asegurarse de que todo el equipo de superficie está en buenaa condiciones.
 - 3.- Cuando el casing se ha bajado y se ha asentado en el lugar deseado, es aconsejable circular un volumen equivalente al volumen interior de la tubería antes de iniciar el desplazamiento del cemento. Para eliminar cualquier cuerpo extraño al cemento.
 - 4.- Aunque el cemento debe ser desplazado tan rápidamente como sea posible, recuerde que sólo se requiere cierta presión para romper la formacibn, de manera que la presión de desplazamiento debe mantenerse a un mínimo. Tampoco debe permitirse que el tapón superior golpe el flotador a alta velocidad.
-

Para realizar esta maniobra primero se baja el zapato guía soldado con el printer tubo de revestimiento luego se coloca el collar flotador, para luego seguir bajando tubería de revestimiento con estabilizadores por lo general se colocan entre 10 a 15 de estos equipos que es para evitar desviamiento de la sarta de revestimiento para poder bajar esta tubería hay la necesidad de llenar toda la sarta con lodo para poder vencer la columna hidrostática de fondo, una vez que se a terminado de bajar toda la tubería de revestimiento se coloca la cabeza de cementación a continuacido del caño de maniobra y se procede a abrir las válvulas por donde se desplazará el cemento y el lodo, se logra apreciar las válvulas que permiten retener por una parte los tapones de desplazamiento superficial o el de fondo. Por la valvula de inferior se bombea el cemento y la valvula superior es por donde desplaza el cemento.

1-27 TERMINACION DE CEMENTACION

(SLIDE NUMERO : 27)

En este caso se ha terminado la cementación y se observa que se tiene un tubo de cementación a una cierta altura de la mesa rotaría esto es para mantener la estabilidad de la sarta de tubería y así tener un buen fraguado, el tiempo de frague varía según la resistencia del cemento o a las regulaciones establecidas por los departamentos

correspondientes. Con la mayoría de los cementos bajo condiciones normales de temperatura y presión el tapón puede ser perforado dentro de 12 a 24 horas después que llegue al fondo.

1.28 GENERADORES DE CORRIENTE

(SLIDE NUMERO : 28)

Sin estos equipos sería imposible realizar cualquier tipo de trabajo, en la perforación de pozos son los encargados de proveer la energía necesaria para poder operar el taladro, la corriente que producen es alterna cada generador produce 650 kw o 600 voltios a 60 ciclos y trabajan en paralelo.

1.29 CONVERTIDOR DE ENERGIA

(SLIDE NUMERO : 29)

La caseta S C R convierte la energía alterna en energía continua y la distribuye hacia las bombas, malacate, las bombas de control de sólidos, torre de perforación, y de más equipos que necesiten de energía eléctrica.

1-30 EQUIPO DE PREVENTOR DE REVENTONES B O P

(SLIDE NUMERO : 30)

El BOP, es parte integrante con un acumulador de presión y juntos. más que una herramienta, conforman un equipo completo de un sistema de conexiones de tuberías que van desde el acumulador de presión hasta el BOP que se encuentra sobre la sección "B" del árbol de navidad. Una vez que se termina de cementar la tubería de revestimiento superficial se procede a instalar tanto el anular como el esférico que son las dos partes de preventores que se instalan, este equipo sirve para contrarrestar las presiones anormales que en cualquier momento se puede presentar en la perforación si esto sucede se puede accionar hidráulicamente los rams o arietes del BOP para abrir o cerrar el espacio anular del pozo, el diámetro de dichos rams depende del diámetro de la tubería de producción con que se este trabajando, pueato que son intercambiables, se cierran los preventores neumáticamente con aire y se evita un reventón del pozo, también se puede apreciar la líneas de superficie que conectan con el acumulador de presión KOOMING. Los preventores de reventones, tanto los utilizados en la perforación como en trabajos de completación y reacondicionamiento, están diseñados para:

- a. Cerrar las partes superiores del pozo.

- b. Controlar los fluidos que salen.
- c. Permitir bombear dentro del pozo.
- d. Permite el movimiento de la tubería de perforación o de producción.

1.31 ACUMULADOR HIDRAULICOS DE PRESION

(SLIDE NUMERO 31)

Tenemos una vista longitudinal de los cilindros de los acumuladores los mismo que ayudarán a operar manualmente e instantáneamente la apertura o cierre de los ariete de los preventores.

1-32 CARRETE DE CABLE

(SLIDE NUMERO : 32)

EL cable elevador de la torre de perforación rotatoria proporciona un medio de aplicar *torque* del tambor elevador del malacate y para proveer una fuerza elevadora en el gancho suspendido a bajo de la polea viajera. Este carrete de cable de doble tambor es para reacondicionamiento los mismos que están instalado como parte del equipo de perforación y tiene un diámetro exterior de $7/8$ de pulgadas, foe cables utilizados en operaciones de perforación tienen un diámetro de $1\ 1/8$ y $1\ 1/2$ pulgadas.

1.33 EQUIPOS DE PERFORACION Y DE PRODUCCION

(SLIDE NUMERO : 33)

Se puede apreciar una broca de 13 3/4 color roja y parte del componente del cabezal que será instalado en este pozo. Por otro lado se observa los drillcollar de color amarillo, también se aprecia las canastas donde se encuentran los diferentes cross-overs, sustitutos y herramientas.

1-34 COMPONENTES DEL CABEZAL DE PRODUCCION

(SLIDE NUMERO : 34)

El cabezal del pozo es el lugar donde las hileras concéntricas de casing y tubing llegan a la superficie y constituyen una colección de válvulas.

El arbol, junto con el BOP, conatituyen las herramientas de mayor seguridad colocadas en pozo. Las seguridades del árbol de navidad son permanentes durante la vida productiva del pozo, Sus sistemas de válvulas tanto para la tubería de producción como para el espacio anular, permiten controlar el fluido del pozo y son útiles para la circulación y matado del pozo previo a las operaciones de reacondicionamiento.

Estos equipos están deatroy de la bodega marca brea cusine

listos para ser llevados al campo .

El cabezal de producción debe de estar listo para:

- a.- Controlar y dirigir la entrada y salida de los fluidos bajo las condiciones de presión de las varias sargas de tubería principalmente con el uso de válvulas.
- b.- Suspender la tubería de producción y la parte libre de la tubería de revestimiento mediante colgadores en las secciones apropiadas del cabezal.
- c.- Sellar un espacio anular de otro.
- d.- Servir como base para la instalación de las válvulas de seguridad o válvulas con fines especiales usadas para permitir el cierre de cualquier presión mientras se esta trabajando en el pozo.

1-35 HERRAMIENTAS DE PESCAS

(SLIDE NUMERO : 35 - 36)

Antes de bajar cualquiera de estos pescantea tenemos que utilizar un bloque impresor, la función de este equipo es de tomar una imagen de como está ubicado el cuerpo a pescar y la profundidad a la que se encuentra, según el resultado

se escoge el pescante. Tenemos arpones, ganchueloa, y zapatos moledores todos estos equipos se los utiliza para pescar por medio de circulación inversa.

Algunos principios generales de pesca.

- a.- Asegúrese positivamente de las medidas de profundidad.
- b.- No deje de considerar en todo tiempo el estiramiento de la tubería.
- c.- Asegúrese de que las herramientas de pesca estén adecuadamente preparadas, sean el tamaño correcto y estén en buenas condiciones,
- d.- Incluyanse en la sarta de pesca herramientas auxiliares para ayudar a desprender el pescado y la unión de desconexión de las mismas.
- e.- Controlese el impulso de emplear fuerzas excesivas estirando la tubería de perforación con el malacate.

la mayoría de los trabajos de pesca exigen paciencia y perseverancia.

1-36 HERRAMIENTAS DE PESCAS PARA TUBERÍA ATASCADA

(SLIDE NUMERO : 37)

Cuando la formación se está tragando el lodo, esta pérdida de lodo es causada por el hecho de que la presión hidrostática del lodo en el pozo es mayor que la presión de formación que está expuesta en la pared de hoyo. La pérdida del lodo puede tener lugar en cualquier parte del pozo donde no se ha asentado el revestimiento.

Precauciones a tomar

- a.- La tubería debe de estar frente a paredes permeables.
- b.- La presión hidrostática debe de ser mayor que la de formación.
- c.- Las inyecciones deben tener sólidos capaces de formar reboques.

Otras causas de aprisionamiento de la sarta de perforación, de la broca o portamechas; mientras se perfora, pueden ser:

- d.- Objetos extraños en el pozo, por ejemplo rodillos de brocas, cuñas de llaves o empacaduras,
- e.- Ovalización.
- f.- Desmoronamiento.
- g.- Cavernas con acumulación de recortes.

h.- Pegado por presión diferencial.

Para pescar cualquier objeto tenemos que bajar el pescante por lo general con tubería de perforación para evitar la eslongación que produce el peso del drillcollar. En este slide observamos herramientas de pescas con sus respectivas agarraderas esto es cuando se quiere pescar algún objeto por medio de circulación reversa.

1-37 UBICACION DE TUBERIA

(SLIDE NUMERO : 38)

Se muestra claramente la manera de como debe ir estibada cualquier tubería en bodega, esta es una tubería de revestimiento de 7 pulgadas, como se aprecia cada tubería debe de estar separada por una cuña para evitar la corrosión.

1-38 MAL UBICACION DE TUBERIA

(SLIDE NUMERO : 39 - 40)

Esta tubería no tiene protectores de roscas ni separadores entre tubería lo que indica que esta sujeta a corrosión inmediata. Los tipos de corrosión pueden ser: electroquímicas o químicas o mejor dicho:

Corrosión húmeda.

Corrosión seca.

Esta tubería está en el suelo por descuido del personal de bodega causando un perjuicio económico a la empresa.

1-39 VISTA DE LA TORRE DE PERFORACION

(SLIDE NUMERO : 41)



Se observa una torre de perforación en toda su magnitud y se aprecia la rampa por donde se aube y descarga la tubería hacia y desde la torre, la altura de la torre es de aproximadamente 135 mt desde la mesa rotaria más los 21 pies de superficie a la mesa rotaria.

1.40 CHIVO DE REACONDICIONAMIENTO

(SLIDE NUMERO : 42)

Se aprecia una torre pequeña de reacondicionamiento listo para empezar a ser operado.

1.41 CORONA

(SLIDE NUMERO : 43)

La polea de la corona, colocada en la parte más alta de la

torre, debe de ser capaz de soportar la carga máxima que pueda suspenderse de la polea viajera, el gancho y el cable, como también la línea que tira el malacate, para servicio de pozos profundos se usa una polea de 5 o 6 garrucnas, diseñada para soportar cargas de hasta 500 toneladas lo que observa es la corona del taladro con sus respectivas poleas y se aprecia las antenas de comunicación.

1.42 VISTAS PANORAMICAS DE TORRES DE PERFORACION

(SLIDE NUMERO : 44 - 45)

CAPITULO II

II. EQUIPOS DE PRODUCCION

ANCON

2.1 UNIDAD DE PISTONEO DE POZO

(SLIDE NUMERO : 1)

La unidad de pistoneo es un sistema mediante el cual logramos cierta producción de petróleo en determinado tiempo, ya que este pozo no puede estar incluido en la producción diaria del campo, por que; el aporte de la formación hacia el yacimiento es **muy** lenta entoncea estos pozos se los debe atender cada 15 - 20 días dependiendo esta **variación** de **su** rendimiento.

2.2 EQUIPO DE PISTONEO

(SLIDE NUMERO : 2 - 3 - 4)

Este sistema consta de: una válvula compuesta por el caucho del swab que se adhiere a la pared de la tubería, el standing valve que absorbe el crudo impidiendo que se regrese del mismo, una vez que se realiza la maniobra de reversa del equipo, juntos al varillón de producción bajan hasta el nivel del liquido en este instante se toma una

impresion en el cable que lo sostiene a este equipo, y una ves que se llegue a una profundidad de 100 pies por debajo del nivel de fluido se bombea y se acciona el cable para producir esta operacion y continuar repetidamente con este proceso el tiempo que uno crea necesario.

2.3 ECONOMIZADOR DE ACEITE

(SLIDE NUMERO : 5)

Apreciamos nitidamente al economizador de aceite con su cable swab 9/16 pulgadas de diámetro y en la parte superior de la instalación del pozo apreciamos los cauchos que impide que en momento que trabaja la bomba hidráulica se derrame el aceite; el crudo sale por la tubería que se encuentra en forma de "L" invertida Y luego se almacena en los tanques de campo, la producción de estos pozos es periódica.

2.4 VISTA GENERAL DE SWAB

(SLIDE NUMERO : 6 - 7)

En el presente slide observamos el mecanismo de producción y notamos el derrame de crudo por no estar funcionando el economizador de aceite.

2.5 INSTALACION PACKER

(SLIDE NUMERO : 8)

En las instalaciones de Ancon tenemos dos tipos de bombeo neumáticos: que son MACARRONI e instalación PACKER. El segundo de los nombrados utilizamos para aislar la zona productiva, y se lo coloca antes de la válvula operadora. Este tipo de instalación generalmente se utiliza en pozos de buena producción y de bastante presencia de gas.

2.6 VALVULAS PARA INSTALACION PACKER Y MACARRONI

(SLIDE NUMERO : 9)

En la presente observamos dos tipos de válvulas de diferentes diámetros: J - 20 y J - 40 que se utilizan en los sistemas de producción antes indicado.

2-7 ESNOQUEL Y MANDRIL

(SLIDE NUMERO : 10)

Aquí apreciamos un esnorquel y un mandril; el esnorquel se utiliza en instalaciones macarroni, el mismo que va colocado en la parte inferior de la instalación donde funciona la válvula operadora que se la calibra a la menor presión de toda la columna, a continuación ponemos el

mandril con la válvula aliviadora que se coloca con un espaciamento previamente calculado y diseñado técnicamente en oficina estas válvulas se abren a mayor presión.

2.8 EQUIPOS DE SUBSUELO DE GAS LIFT

(SLIDE NUMERO : 11 - 12 - 13 - 14 - 15 - 16)

Lo primero que se coloca en la parte mag Inferior de la sarta de producción es una ancla sellado cuya finalidad es de almacenar la cantidad de arena que entra con el crudo por el neplo perforado para evitar que el equipo se taponé fácilmente, a continuación viene el neplo perforado, la válvula retenedora, la botella y dentro de está el tubo sumergido, la valvula operadora, tubing, válvulas aliviadora, tubing, valvula aliviadora.

2.9 PARTES DE LAS VALVULAS ALIVIADORAS

(SLIDE NUMERO : 17 - 18 - 19)

Existen comúnmente dos tipos de válvulas tipo J 40 utilizada para tubería de 1 pulgada. tipo J 20 para tubería de 1 1/2 pulgada: las válvulas vienen reguladas para abrirse a 1000 libras de presión pero en Ancon se las calibra a la necesidad del campo por lo general es de 380 a 400 libras.

Cuando la vdlvula se abre permite que se introduzca todo el gas haata con oxido, entonces, surge la necesidad de colocar el cheque en la válvula para retener todos los desperdicios y evitar que dañe los asientos y la bolo, el cheque ya no permite el regreso del gas por fa válvula; siempre se coloca únicamente una vdlvula operadora que en este caso es la esnorquel, ya que trabaja a menor presión; y a continuación de acuerdo al diseño se colocaran las válvulas aliviadoras o mandriles que generalmente son operadas con un incremento de 20 libras de presión.

Cuando se abre la vdlvula operadora debe pasar por lo menos un minuto por cada mil pies de profundidad para que se tenga el fluido en el cabezal.

2-10 PROBLEMAS QUE SE PRESENTAN EN LA INSTALACION DE GAS LIFT

(SLIDE NUMERO : 20 - 21 - 22)

Existe un problem fundamental con la vdlvula operadora que generalmente se apresa en el asiento debido a la presencia de oxido por consiguiente no trabaja la inyección de gas, en este sistema macarroni, observamos varias válvulas J 20 aliviadora que estan colocadas cada 240 pies.

Aquí observamos dos standing valve uno de una bola y otro

de dos bolas, se utilize. el primero cuando el pozo tiene poco gas, y utilizamos el segundo cuando el pozo tiene mayor presencia gas. en este caso es aconsejable ver la manera de hacer producir un poco de gas por el espacio anular entre la tubería de producción y la tubería de revestimiento.

2.11 PARTE SUPERFICIAL DE LA INSTALACION DE GAS LIFT

(SLIDE NUMERO : 23)

Se observa la parte superficial de un pozo con su instalacion para producir por medio de inyección de gas, estas instalaciones se usan para la inyección de gas lift intermitente, la línea amarilla es de inyección de gas.

2-12 PRODUCCION POR GAS LIFT

(SLIDE NUMERO : 24)

Podemos observar el sistema de control de flujo de gas de color azul, en color amarillo tenemos los quines que controlan del ciclo de inyección de gas, el tiempo inyección, el período de su ciclo: Y al fondo tenemos un manómetro de lectura directa donde podemos apreciar el momento que se inyecta gas y el momento que viene la producción, la manguera que se conecta con el manómetro en

la parte superior del cabezal del pozo sirve para revisar la producción, por que puede ser el caso de que lo que este produciendo es solamente agua entonces habrá la necesidad de reparar el pozo.

2.13 PRODUCCION DE GAS Y PETROLEO

(SLIDE NUMERO : 25)

Aqui observamos cuando se está produciendo petróleo por la tubería inclinada, el tubo horizontal que pega a la cabeza del pozo es una línea de gas ya que se aprovecha la presencia de gas del pozo para transportar el crudo hacia la estación de recolección.

Esta tubería recta tiene un sistema de válvulas automáticas que impide que la producción que viene por el tubo curvo se regrese al pozo, además se aprecia una válvula de 1/4 que controla el momento que sopla el pozo y al mismo tiempo da a conocer la presencia de agua, gas, o petróleo, en esta misma válvula se conecta la manguera que va al manómetro para ver el soplado del pozo, en la válvula inferior se coloca la manguera de alta presión que es la que nos va a indicar el momento que se inyecta gas al pozo.

2-14 EQUIPO DE INYECCION

(SLIDE NUMERO : 26)

Ya estamos en el king; con la mano izquierda estamos indicando el inyector del gas y la aguja de la mano derecha indica el ciclo de inyección, en la parte inferior del equipo de color amarillo tenemos los reguladores que controlan la presión del gas en el king.

En el campo tenemos una presión de 400 - 500 lpsia en el king trabajamos ya con una presión mas baja por acción de estos reguladores que puede ser de 15 - 20 lpsia.

2.15 ESTACION DE RECOLECCION DE CRUDO CON SEPARADORES

VERTICALES.

(SLIDE NUMERO : 27 - 28)

Observamos hacia la derecha los tanques de recolección de crudo, al lado izquierdo se observa separadores verticales, la admisión de petróleo y gas se hace a través de la entrada "A" por el medio donde recibe un movimiento arremolinado originado por un casquete espiral de admisión en el espacio de separación o cámara "B". Cuando llegan a este punto dos fuerzas tienden a separar el petróleo del gas. la primera es el efecto de la fuerza de la gravedad; la segunda es la acción rotatoria que trae como

consecuencia que las partículas pesadas de petróleo se colecten sobre las paredes del separador. A través de la cámara (B) se eleva el gas el cual contiene todavía algún petróleo en forma de gotitas y disperso. A medida que el gas entra al cilindro de remolinos (C), se mueve ^{mas} rápidamente y de nuevo se hace rotar ^{de} manera ^{que} el petróleo es forzado hacia las paredes del cono de deflexión (E). A través de los tubos (F) este petróleo drena hacia abajo al fondo del separador. Después de pasar a través del cilindro de remolinos, el único petróleo que permanece en el gas está en forma de gotitas muy pequeñas. Estas gotitas son extraídas del gas por el domo de depuración o extractor de niebla (G). El gas seco pasa a través de otra cámara (H) y sale del separador a través de la salida (I). El petróleo sale del separador por la salida (J). El nivel del petróleo es regulado por el flotador (L) y válvula de control, de manera que el líquido cubre los tubos de drenaje (F) y la salida del petróleo (J). A través de la conexión de drenaje (K) puede limpiarse el separador a fin de sacarle arena, barro o cualquier otro material.

Las ventajas de un separador vertical son:

- a.- Fácil control del nivel
- b.- Puede manejar grandes cantidades de arenas
- c.- Fácil de limpiar.
- d.- Gran capacidad de surgencia.

e.- Poca tendencia o revaporización de líquidos.

Desventajas

a*- Alto costo.

b.- Difícil de transportar.

c.- Requiere mayor diámetro que los otros para una capacidad dada de gas.

A continuación tenemos volúmetros donde se contabiliza la producción, estas líneas que se observan son líneas de flujo de gas de los separadores verticales la producción de gas viene por estas líneas hacia los compresores de los volúmetros una vez contabilizado la producción en cada uno de los volúmetros de prueba van a los tanques de recolección los líquidos, los separadores de prueba en la parte superior se puede apreciar una válvula de seguridad que es de color rojo y sirve para indicar cuando el separador tiene algún problema, ejemplo si se llega a tapar esta válvula va a reventar indicando que algo anormal está sucediendo en el separador.

2.16 MANIFOLD CON POZOS A PRUEBA

(SLIDE NUMERO : 29)

El manifold central está localizado inmediatamente en la

corriente descendente desde la bomba del pozo y sirve para desviar una porción de la corriente de la bomba en los pozos individuales. El volumen desviado se controla mediante una válvula de aguja en el manifold, La capacidad de salida total de la bomba se mide con un medidor en la tubería de carga del manifold, La tubería del manifold esta arreglada de manera que las corrientes de pozos individuales puedan ser desviadas a través del medidor cuando se prueba el pozo. Un registrador de presión se instala en cada pozo individual en la línea de aceite de potencia del manifold, este registrador indica la presión en la línea de aceite de potencia; Se observa a los separadores y al manifold con una plaqueta donde indica los pozos que están a prueba, en esta estación el tiempo de prueba de un pozo es de 24 horas por la poca producción que se tiene en el campo.

2-17 LINEA DE GAS Y SEPARADOR

(SLIDE NUMERO : 30 - 31)

Aquí tenemos la continuación de la línea de gas donde es medido en el manómetro que se observa; el gas continua a un separador grande antes de llegar al compresor este separador es con la finalidad de cualquier destijío o cualquier condensaaao se quede y baya a parar al tanque y pase el gas seco directamente a la primera etapa del

compresor .

2.18 COMPRESOR

(SLIDE NUMERO : 32)

Se observa un compresor de tres etapas el cilindro mas grande es la primera etapa en el. cual el gas que viene directamente del separador es comprimido en esta etapa a unas 20 -25 libras de presión luego pasa a la segunda etapa que esta a la derecha del compresor este gas es comprimido hasta 120 libras de presión, este gas comprimido todavía rico a 120 libras de presión pasa a una torre de absorción donde separa los hidrocarburos livianos y el gas ya pobre regresa a la tercera etapa que es estos dos cilindros que están al lado derecho de la toma, aquí es comprimido a 450 - 500 libras de presión este gas así caliente pasa a las piscinas de enfriamiento para luego ir directamente al pozo .

2-19 TORRE DE ABSORCION

(SLIDE NUMERO : 33)

Es importante la función que realiza esta torre de absorción cuya finalidad es: absorber los hidrocarburos que vienen del compresor en su segunda etapa, el gas entra por

la parte inferior de esta torre, por la parte superior entra un aceite absorvedor que viene de la planta de gasolina cuya finalidad es absorber los hidrocarburos livianos, este aceite regresa a la planta de gasolina y por medio de un proceso obtenemos el L.P.G. el gas pobre va a la tercera etapa del compresor para elevar la presión y poder ser bombeado a los pozos. Si apreciamos bien observamos una línea inclinada por allí pasa el gas caliente es decir que son enfriadores aéreos.

2-20 PISCINAS DE ENFRIAMIENTO

(SLIDE NUMERO : 34 - 35)

Una vez que el gas a pasado las tres etapas llega a la piscina donde entra la tubería en forma de serpentín donde se enfria, al salir por la tubería en la que debe haber registrarse una presión de salida que en estos casos no debe de ser menor de 400 lpsi, al no ser así no abrían las válvulas operadoras ya que este gas se inyecta directamente a los pozos.

2-21 CONTROL DE PRESION

(SLIDE NUMERO : 36)

Aquí se chequea la presión media del campo on el manómetro

pequeño que es una presión promedio de 110 psi y la presión de alta que es de 450 - 500 psi, si la presión media empieza a bajar de 100 a 90 o a 80 ya es peligroso por que ya no tendríamos que comprimir entonces la presión de alta empieza a bajar y no podríamos producir es decir que debemos controlar especialmente el gas doméstico del campo.

2.22 VISTA PANORAMICA DE UNA ESTACION DE RECOLECCION DE CRUDO

(SLIDE NUMERO : 37)

Aquí tenemos una estación de recolección de crudo vemos los manifold y el primer separador vertical mayor que es donde fluyen los mejores pozos, los otros separadores son de prueba generalmente en estos separadores solo puede fluir un pozo, al fondo se observa los tanque de recolección de crudo.

2-23 TORRE DE DESTILACION DE GASOLINA

(SLIDE NUMERO : 38 - 39 - 40 - 41 - 42 - 43)

Una vez que el gas rico sale de la torre de absorción pasa a la torre de destilación donde por acción de los diferentes platos que posee y por medio de densidad empieza a separarse el gas licuado de petróleo del gas pobre que

sale, el mismo que es bombeado a las piscinas de enfriamiento, el gas licuado es almacenado en un tanque a una presión y temperatura establecida y luego es bombeado a la estación de distribución para la estabilización respectiva y comercialización.

2-24 VOLUMETROS DE PRUEBAS

(SLIDE NUMERO : 44 - 45)

Se aprecia más de cerca a los volúmetros de prueba que son individuales para cada pozo. La válvula de color rojo indica el momento que comienza a llenarse el tanque de petróleo, el tubo se va llenando a medida que se llena este cuarto de barril, cuando ya está lleno trabaja un automático que consiste en desplazar gas a presión por la parte superior y hace fluir el petróleo por la parte inferior, el crudo es contabilizado por un contador que está dentro de la tapa que señala el dedo.

2.25 TANQUES DE LAVADO Y ALMACENAMIENTO, VOLUMETRO DE BOMBEO

(SLIDE NUMERO : 46 - 47)

Tenemos el tanque de lavado que es el horizontal, y el vertical es el de almacenamiento, y observamos el

volúmetro de bombeo de la estación que bombea directamente a la estación central.

2.26 BOMBA DE BOMBEO MECANICO

(SLIDE NUMERO : 48 - 49)

Está es una bomba marca trico de característica 2026 tipo RWBC de diámetro de 2 por 1 1/4 de pulgadas y longitud de 8 pies, este tipo de bomba se colocan a unos 130 pies por debajo del nivel del fluido, son bombas que trabajan sin ningún problemas hasta los 2500 pies de profundidad, y en adelante usamos bombas de 12 pies, por que el tamaño de la bomba está en función de la profundidad del pozo y en base de la producción, si esta aumenta se usa bombas con pistones mas gruesos.

2-27 PARTE INICIAL Y COMPONENTES DE LA BOMBA

(SLIDE NUMBRO : 50 - 51)

El momento que se levanta el pistón succiona el crudo por el espacio que queda en la parte mas inferior de la bomba, se logra apreciar tres copas que son de fibras estas son las que se anclan en el asiento de la tubería del pozo, cuando se siente en la superficie que salta la sarta decimos que la bomba ya está asentada, luego tenemos un

sistema de canastillas que conectan la parte inferior con el barril, a continuación el barril que es el que alberga el crudo que se succiona del pozo, la bola que se observa es la que permite el paso del petróleo hacia el interior del cilindro, cuando se termina la carrera y empieza a bajar el pistón el crudo entra por la parte interior del pistón y entonces es que actúa la válvula para impedir que el crudo regrese hacia el pozo, es decir que actúa de abajo hacia arriba. La bomba puede deteriorarse por presencia de arcilla, limos o parafina que impidan el asentamiento fijo de la válvula, o puede quedarse asentada, o por que los retenedores que son de fibra se resecan y originan una descompresión de la bomba.

2.28 EQUIPOS DE REPARACION DE LA VALVULA DE RETENCION

(SLIDE NUMERO : 52 - 53)

Este equipo sirve para verificar si la válvula está sellando herméticamente en el asiento respectivo, la válvula es absorbida por la parte de abajo a base de aire, si permite el escape de aire quiere decir que necesita reparación y pasa al siguiente equipo en que es esmerilizado y acoplado su diámetro minuciosamente para poder ser armada nuevamente la válvula.

2-29 PARTE TERMINAL Y VASTAGO PULIDO**(NUMERO : 54 - 55 - 56)**

Una vez que el petróleo entra a la parte interior del pistón por el accionar del mismo que es cada pocos segundos dependiendo de como esté regulado la velocidad del balancín sale hacia la tubería de producción por medio de estas aberturas que se aprecian en este slide. A continuación tenemos la longitud del vástago pulido que es el que nos indica las emboladas por minuto que esta registrando el balancín.

2-30 VARILLAS DE BOMBEO MECANICO**(SLIDE NUMERO : 57)**

A continuación del vástago pulido se colocan un sinnúmero de varillas hasta llegar a la superficie, su diámetro depende de la capacidad de bombeo y la producción que tenga el referido pozo, estas varillas se unen a un varillón pulido que es el que trabaja con el balancín, la carrera que tiene el varillón depende principalmente de la longitud del pistón de la bomba.

2.31 EQUIPOS DE REACONDICIONAMIENTO DE BOMBEO MECANICO

(SLIDE NUMERO : 58 - 59)

Apreciamos que se esta haciendo un servicio de bombeo mecánico. en este momento se esta bajando varilla al pozo, generalmente se utiliza una combinación de varilla de 3/8 -5/8 de pulgadas. En el siguiente slide se esta haciendo un cambio de bomba, lo que generalmente sucede en Ancon es que la bombas se taponan por suciedad en la formación a veces hay que sacar toda la instalación par que en el pozo a habido algún derrumbe o se taponan la formación productiva y hay que hacer el reacondicionamiento.

2.32 BOMBEO MECANICO

(SLIDE NUMERO : 60 - 61)

En este slide vemos trabajando un pozo por el método de bombeo mecánico, para poderle dar la velocidad de la embolada es necesario calcular el nivel del pozo para en baee a eso ponerle tal o cual emboladas por minutos, un pozo que tenga una buena producción tendra unos 12 golpes por minutos, estos motores funcionan a base de gas que viene del pozo, se observa una prueba de producción en el campo para ver la calidad de petróleo que esta produciendo este pozo, se aprecia también estos dos separadores de color amarillo por donde pasa el gas en el cual se separa

cualquier particula de agua o condensado que causaría problema al motor estas máquinas pueden trabajar las 24 horas del día en Ancon hay pozos que no trabajan a tiempo completo por que la producción es poca.

2-33 BOMBEO MECANICO

(SLIDE NUMERO : 62 - 63)

El sistema de bombeo mecánico es el más económico que puede existir ya que el motor es accionado a base de gas que es producido por el mismo pozo. En Ancon existen cinco tipos de balancines dependiendo de la profundidad del pozo se colocan los balancines.

Los contrapesos se los colocan de acuerdo a una escala que va de 0 a 10 entoncea cada una de estas divisiones representa una cantidad determinada de torsión para poder levantar un determinado peso desde el fondo hasta la superficie, habrá que probar el análisis hecho por los ingenieros en el campo ya que los balancines pueden quedar contrapesados provocando un contrabalance.

Observamos un pozo que produce por bombeo mecánico cuya profundidad esta por unos 8000 pies también vemos los tanques de recolección de crudo y unas torres de absorción.

2-34 BOMBEO MECANICO, TIPOS DE BALANCINES

(SLIDE NUMERO : 64 - 66)

Tipo 16	para pozos hasta 800 pies de profundidad
Tipo 25	para pozos hasta 1800 pies de profundidad
Tipo 40	para pozos hasta 3000 pies de profundidad
Tipo 57	para pozos hasta 4300 pies de profundidad
Tipo 80	para pozos hasta 6000 pies de profundidad

2-35 DINAMOMETRO

(SLIDE NUMERO : 66 - 67 - 68)

Es un equipo que se usa para detectar cualquier tipo de problema que presenten las bombas dentro del subsuelo, el cual consiste en registrar una carta en superficie mediante el uso de unos cables que se conectan al varillón pulido el mismo que transmite la carga de bombeo a cualquier punto de la carrera que viene desde el fondo hasta a la superficie y luego es traducido en un gráfico, este equipo sirve para hacer análisis cualitativos como cuantitativos, mide el efecto del contrapeso del vástago pulido, registra cuando abre la válvula viajera en la bomba en la carrera descendiente, da una indicación del nivel del fluido de trabajo, el peso del fluido y la estabilidad de la operación de bombeo, registra las cargas innecesarias, las cuales son causa de un número substantial de fallas

mecánicas, mide el potencial que es transmitida a la sarta de varillas de succión al vástago pulido, entre los problemas más comunes tenemos la presencia de parafina que es el de mayor presencia, tenemos problemas de envastonamiento de la bomba es decir que el pistón se apresa en la camisa debido a que succiona sustancias extrañas, otro problema es el rompimiento de varillas por la acción de la fatiga de tanto bombear, también se tiene presencia de carbonatoa y provocan el deterioro de las bombas.

2-36 ECOMITER

(SLIDE NUMERO : 69 - 70 - 71)

Sirve para medir el nivel de los pozos por medio del eco, consiate en realizar un disparo por medio del aparato que tiene la forma de una pistola, el eco viaja por el espacio anular del casing y la tubería de producción, es decir es una onda que viaja hasta que toca con el liquido y en este momento se produce una deflexión de la curva donde luego se analiza en la oficina el verdadero nivel.

PRODUCCION EN EL ORIENTE ECUATORIANO

2.37 PRODUCCION POR FLUJO NATURAL

(SLIDE NUMERO : 1)

Este pozo esta produciendo sin la ayuda de algún método de levantamiento artificial, lo que podemos observar es que es un pozo problema por que se le inyecta quimicos antiparafinicos en la cabeza del pozo para evitar que la formación de parafina obatruya la línea de flujo. en este pozo contamo con dos tanques de donde se inyecta quimico y una bomba o escrubel (cilindro) que funciona en base al mismo gas que produce, la producción del crudo es por la línea de color blanca la tubería de color café es una tubería de defogue de gas entre el espacio anular.

2-38 BOMBAS DE QUIMICOS Y MANIFOLD

(SLIDE NUMERO : 2)

Una vez que el petróleo sale del pozo llega a las válvulas de distribución conocidas como manifold y este equipo recoge la producción de cada uno de los pozos en este Pa80 en muchas ocasiones se inyecta quimicos antiparafinicos o desmulcificantes.

Los químicos pueden ser inyectado a nivel del pozo o a nivel del manifold lo importante es que cuando el crudo llegue a los separadores sea un crudo limpio sin impurezas.

2.39 SEPARADORES HORIZONTALES

(SLIDE NUMERO : 3 - 4 - 5 - 6)

Tenemos una vision general de cuatro separadores horizontales, la mision principal del eeparador de petróleo y gas es suministrar espacio en el cual se realiza la separación final por diferencia de densidad del líquido y gas, la diferencia en densidadea de los hidrocarburos líquidos y gaseoso puede realizar una separación aceptable en un separador de petróleo y gas, sin embargo, en algunos casos puede ser necesario utilizar dispositivos mecánicos comúnmente mencionados como extractores de niebla para eliminar niebla liquida del gas antes de descargarlo del separador.

Los separadores horizontales pueden ser monocilíndricos o bi-cilíndricos.

La mezcla de petróleo y gas entra por (A) y choca contra un ángulo de impacto (B) donde se cambia la dirección del flujo. Aquí los líquidos mas pesados caen ad fondo del tanque mientras que el gas y gotitas dispersas se elevan.

Este gas húmedo pasa hacia una cámara (C) donde las gotitas se unen y forman gotas más grande y caen en el líquido al fondo del tanque.

El gas parcialmente seco pasa a través de un elemento final donde las últimas partículas líquidas del diámetro más pequeño son sacadas del gas por un extractor de niebla (E). Entonces el gas seco pasa a través de la parte superior del tanque y hacia la salida del gas (F). El líquido del cual se ha extraído el gas se mueve a lo largo del fondo del tanque, atraviesa las placas selectoras (D) y sale por la salida del petróleo, las placas actúan como casquetes para evitar la formación de ondas en el líquido.

2-40 SEPARADORES HORIZONTALES DE PRUEBA

(SLIDE NUMERO : 7 - 8)

Existen separadores de diferente capacidad de almacenamiento generalmente en una estación existe un separador en mantenimiento un separador de prueba de producción y uno o dos separadores fijos que son en los cuales se receptan la producción de los mejores pozos para separar las diferentes fases, en los cuales se instalan unos contadores de crudo y gas para observar la tasa de producción de los pozos, este tipo de prueba se lo realiza cotidianamente y por lo general dura de 12 a 24 horas. La

fase del agua sale por la tubería de abajo la fase de petróleo sale por la parte intermedia del separador luego este petróleo pasa por la bota de gas y de allí al tanque de lavado, la fase de gas sale por la parte superior y se va a quemar a los mecheros.

Ventajas de separadores horizontales.

- a.- Menor costo inicial.
- b.- Fácil transporte.
- c.- Evita depósitos de parafina debido a que el crudo permanece caliente.
- d.- Alta capacidades para manejar gas para un diámetro dado.

Desventajas:

- a.- Difícil control de nivel.
- b.- Limitado espacio de separación y de capacidad de surgencia de líquido.

2.41 BOTA DE GAS Y TANQUE DE LAVADO

(SLIDE NUMERO : 9)

Una vez que se ha desechado el gas y el agua el petróleo ingresa al desgasificador para eliminar el gas que se

encuentra en solución en el crudo la bota de gas está compuesta por unos platillos o bacles donde el crudo ingresa por la parte superior y por densidad el gas se disipa, y el crudo continúa y entra al tanque de lavado en el cual el crudo es tratado inyectandosele una aerie de químicos principalmente demulcificantes para acelerar el proceso de separación de la fase agua de fase petróleo, el agua se acumula en el colchón de agua que por lo general es de 6 a 12 pies de altura, y se elimina por las válvulas de defogue que están en la parte de atrás del tanque, en la parte superior queda la fase petróleo a esta fase se le da un cierto período de estabilización y luego por medio de unas bombas lo pasamos al tanque de surgencia.

2.42 TANQUE DE SURGENCIA

(SLIDE NUMERO : 10 - 11 - 12)

En este tanque el petróleo ya debe estar limpio es más aquí se le hace una aerie de pruebas a través de las centrifugas el personal de laboratorio muestrea el tanque de surgencia en tres niveles superior, medio e inferior, para realizar el corte de agua no debe ser mayor de 1 %, por que con este porcentaje es que permite PETROECUADOR bombear al oleoducto.

2-43 BOMBAS DE SUCCION

(SLIDE NUMERO : 13)

Estas son las bombas que sirven para mover el crudo del tanque de surgencia al tanque de almacenamiento.

2-44 TANQUE DE ALMACENAMIENTO

(SLIDE NUMERO : 14)

En este tanque reposa la producción total de petróleo listo para ser bombeado a LAGO AGRIO existen por lo general dos tanques de almacenamiento, el uno sirve para recibir la producción y el otro para bombear el crudo.

2-45 GENERADORES

(SLIDE NUMERO : 15)

Son los encargados de generar la corriente eléctrica para poner en funcionamiento las bombas de succión de los distintos tanques y los equipos de bombeo mayores.

2.46 EQUIPO DE BOMBEO MAYOR

(SLIDE NUMERO : 16)

Es el encargado de bombear el crudo hacia LAGO AGRIO con una presión de 500 - 600 lpc.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

- 1.- La investigación en este trabajo me ha servido para familiarizarme con los equipos y maquinarias utilizados en la perforación y producción de pozos petroleros.
 - 2.- La experiencia obtenida en el derrumbamiento del pozo a causa de un descuido, nos demuestra la responsabilidad que tiene el Ing. de lodo.
 - 3.- La falta de protectores de rosca causo problemas al personal del taladro, originado por un descuido del Jefe del taladro, esta falla no puede ocurrir con eate tipo de personas, es por eso que PETROECUADOR tubo que liquidar al personal.
 - 4.- La recolección de agua que sale de los separadores causa problemas en el campo Libertador.
 - 5.- La falta de equipos necesarios en el reacondicionamiento de pozos en la Península de Santa Elena no es el adecuado e ahí la demora que tiene el personal que realiza este trabajo.
-

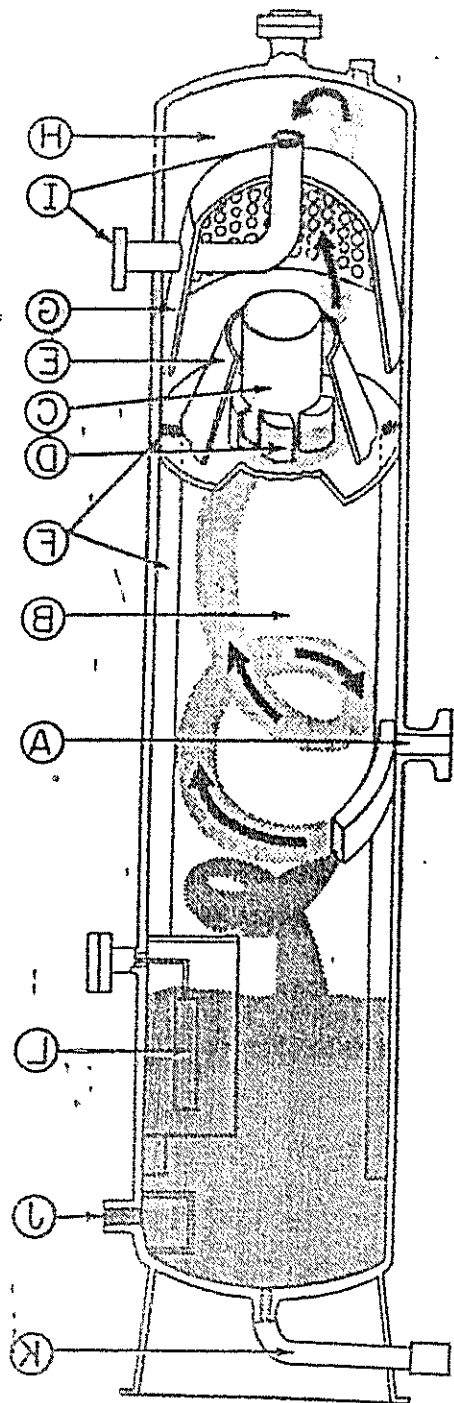
RECOMENDACIONES

- 1.- A la Escuela Superior Politécnica del Litoral le hago una observación para encontrar mecanismos de financiamiento para que los estudiantes puedan recibir clases practicas en el campo.
- 2.- Al personal de Petroecuador tomar las precauciones en la bodega de Guarumo para que la tubería y demás implementos de facil corrosion no se encuentre botada en el piso.
- 3.- Se recomienda al jefe del taladro evitar en lo posible que el personal que trabaja en la torre labore sin casco y guantes ya que esto pone en peligro la vida del ser humano.

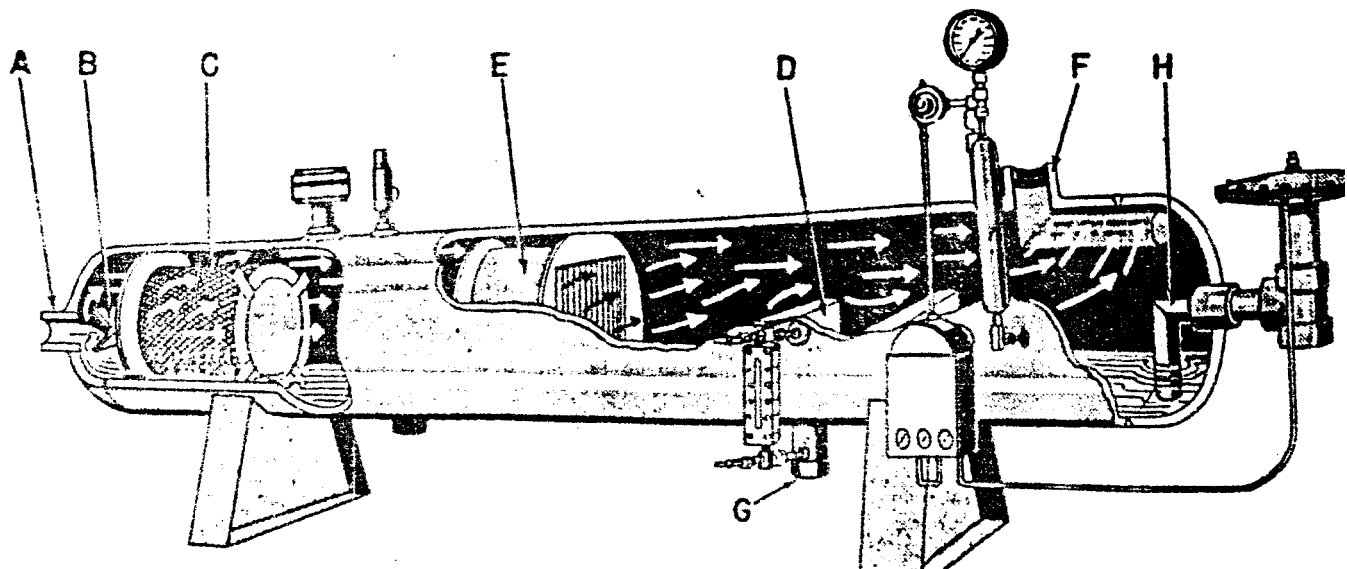
BIBLIOGRAFIA

- 1.- PETROLEUM EXTENSION SERVICE. FUNDAMENTOS DE PERFORACION 1.961.
- 2.- GUILLERMO JOSE SALAS. EQUIPOS DE PRODUCCION DE PETROLEO 1.965.
- 3.- BOLIVAR MIRANDA, TOPICOS ESPECIALES EN LA PRODUCCION 1.977.
- 4.- LISTER CHARLES UREN. INGENIERIA DE PROWCCION DE PETROLEO 1.965.
- 5.- N. G. SEREDA, E. M. SOLOVIOV. PERFORACION DE POZOS DE PETROLEO 1.978.
- 6.- NL BAROID/NL INDUSTRIES, Inc. MANUAL OF DRILLING FLUIDS TECHNOLOGY 1.979.

- A - Entrada de petróleo y gas
- B - Espacio de separación o cámara
- C - Cilindro de remolinos
- D - Ranuras de entrada al cilindro de remolinos
- E - Cono de deflexión
- F - Tubos de drenaje
- G - Domo de depuración o extractor de niebla
- H - Cámara de gas seco
- I - Salida del gas
- J - Salida del petróleo
- K - Conexión de drenaje
- L - Válvula flotadora de drenaje

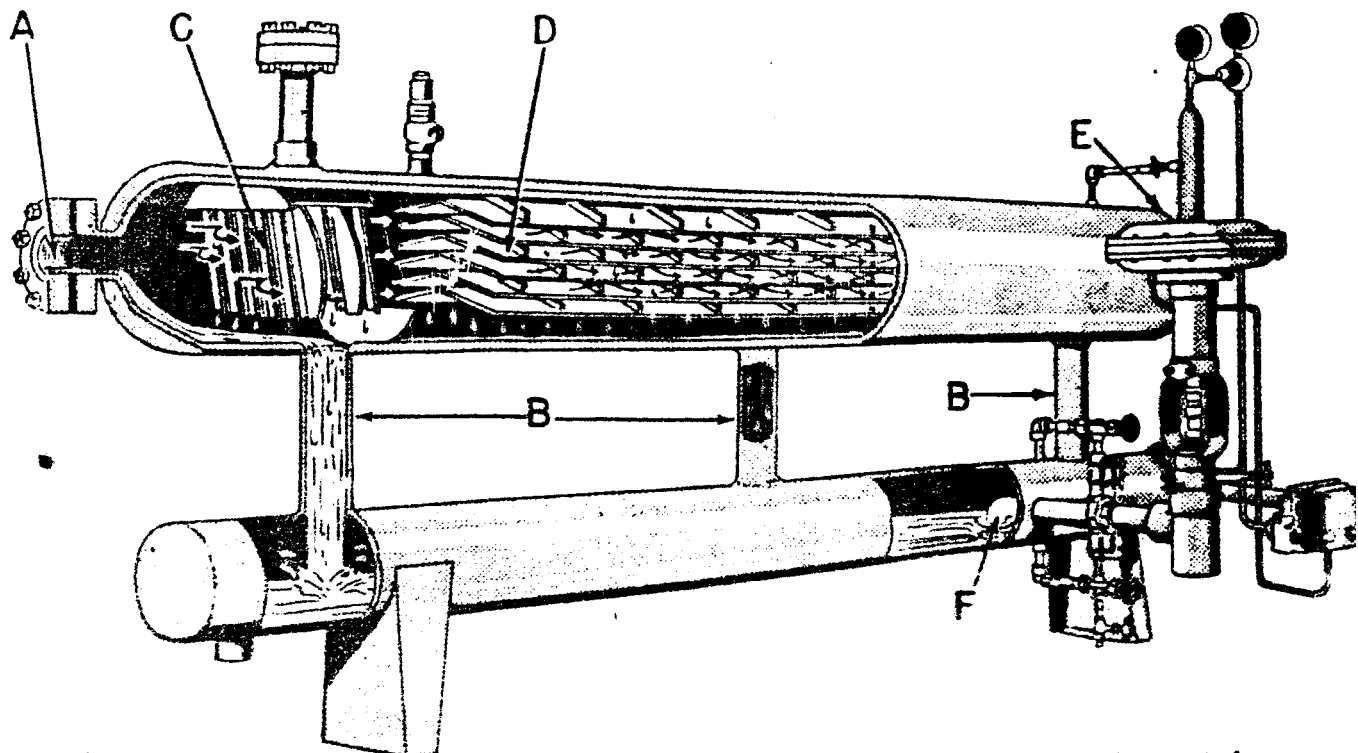


SEPARADOR VERTICAL DEL PETRÓLEO Y GAS



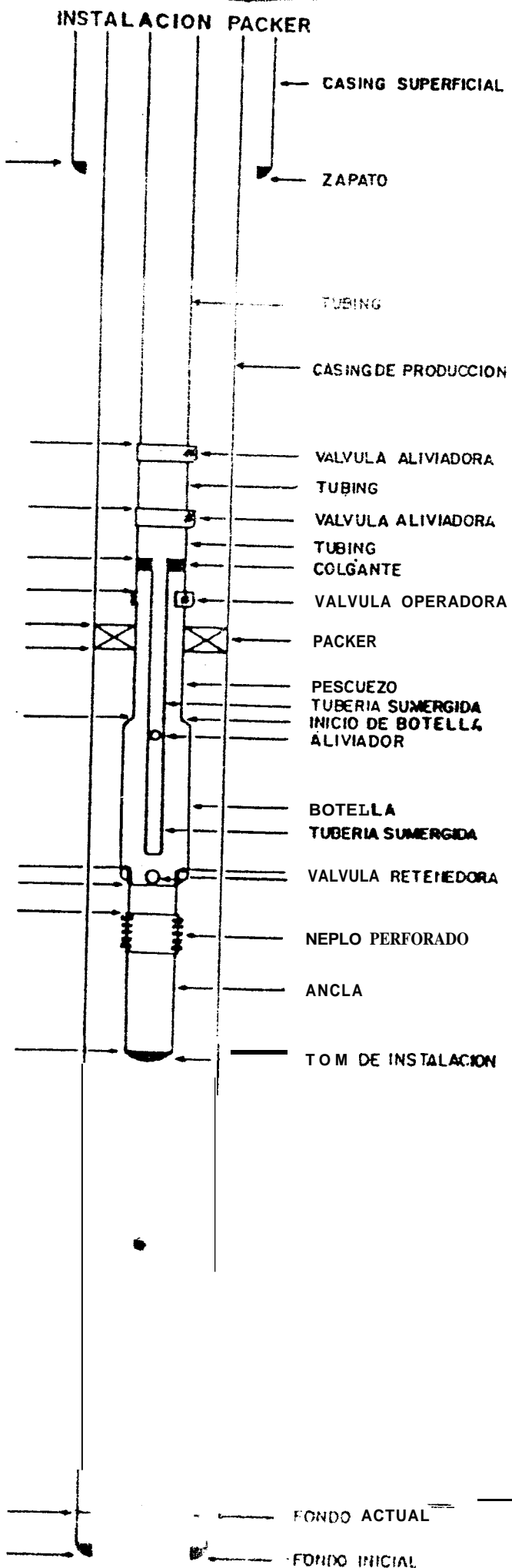
- | | | |
|-------------------------------|---|------------------------|
| A - Entrada de petroleo y gas | D - Interruptor de onda y placa selectora | |
| B - Angulo de impacto | E - Extractor de niebla | G - Drenaje |
| C - Elemento desespumador | F - Salida de Gas | H - Salida de petroleo |

SEPARADOR HORIZONTAL BICILINDRICO DE PETROLEO Y GAS

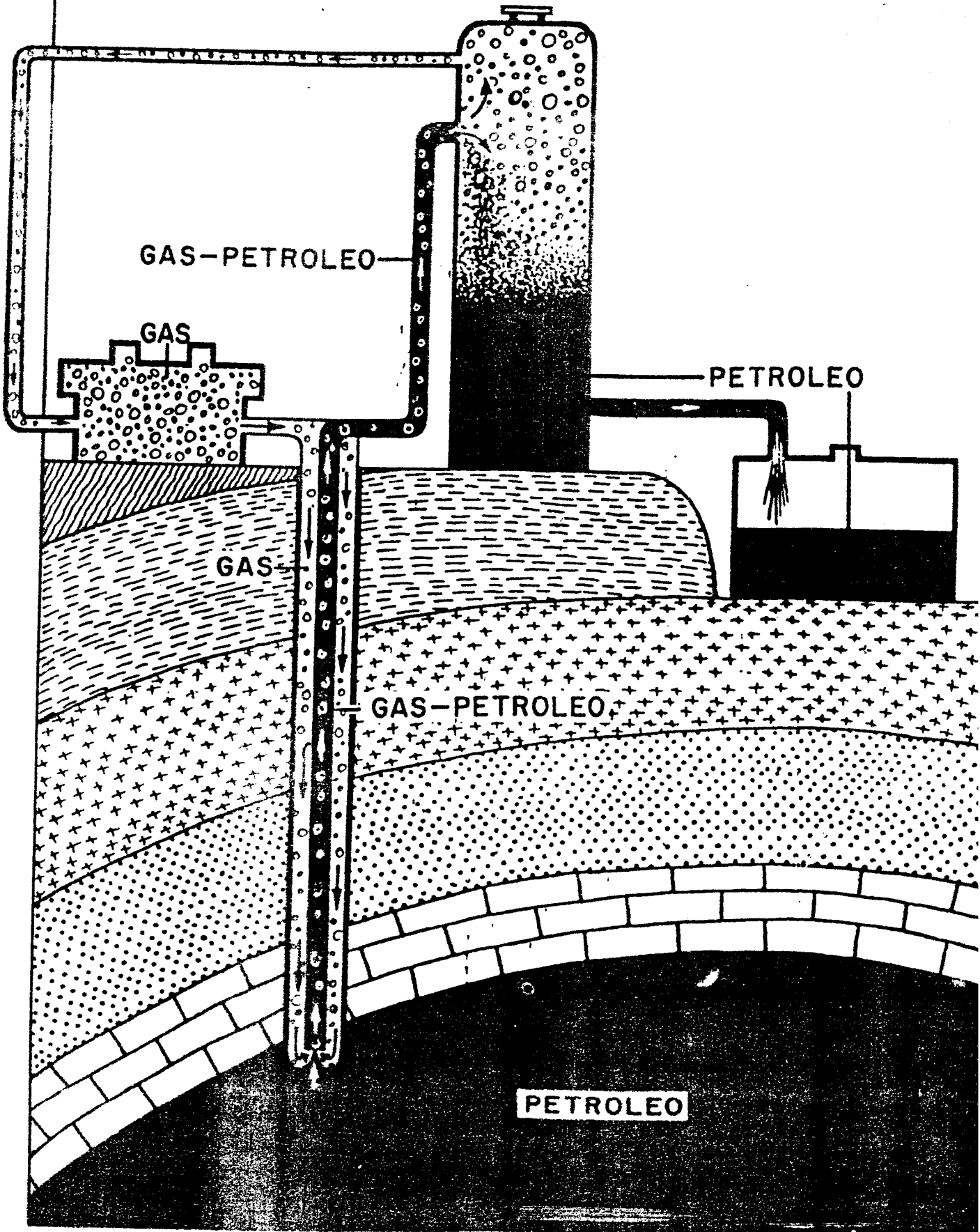


- | | | |
|------------------------|--|-----------------------|
| A - Entrada | C - Extractor de niebla (gotas grandes) | E - Salida del gas |
| B - Drenaje de liquido | D - Extractor de niebla (gotas pequenas) | F - Drenaje del petro |

INSTALACION PACKER

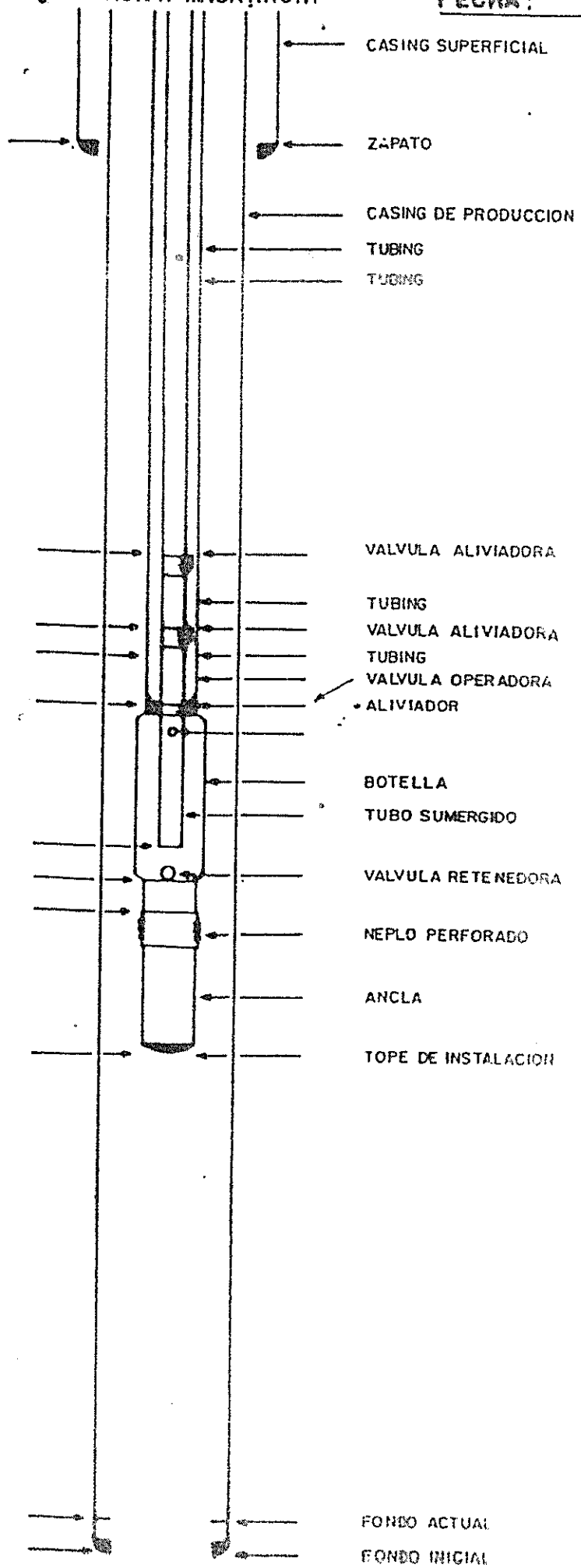


INYECCION DE GAS



INSTALACION MACARRONI

FECHA: _____



NOTE: THIS SNAP ACTING
MECHANISM IS COVERED
BY PATENT NUMBER
2,818,738.

