

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

ESCUELA DE INGENIERÍA

ESTUDIO DE RECUPERACIÓN DE CRUDOS PESADOS EN EL CAMPO PUNGARAYACU MEDIANTE INYECCIÓN DE VAPOR DE AGUA UTILIZANDO TECNOLOGÍA ACTUAL

PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO EN PETRÓLEOS

**CRISTINA MARGARITA ANDRANGO CHACÓN
DAVID ISRAEL CASTRO AMÁN**

DIRECTOR: ING. VLADIMIR CERÓN MSC.

Quito, julio 2009

DECLARACIÓN

Nosotros, Cristina Margarita Andrango Chacón y David Israel Castro Amán, declaramos bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de nuestra autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y que hemos consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedemos nuestros derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

Cristina Margarita Andrango Chacón

David Israel Castro Amán

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Cristina Margarita Andrango Chacón y David Israel Castro Amán, bajo mi supervisión.

Ing. Vladimir Cerón Msc.
DIRECTOR DEL PROYECTO

DEDICATORIA

A quien con sus continuas oraciones y bendiciones a permitido que mi padre celestial nunca me abandone, a ti mi mamita linda Margarita.

A mi papi, porque siempre me dio la libertad de escoger lo que yo quería.

A mis hermanos: Patricio, Daniel y Francisco, quienes de una y otra manera me han apoyado, gracias

A ti que más que hermana has sido una amiga, siempre estuviste dándome fuerzas y ánimo para continuar siempre para adelante, y

has compartido aquellos momentos tristes y alegres de mi vida, gracias Salomé.

A ti, que aún eres inocente y con tu cariño y travesuras haces que uno tenga por quien luchar para salir adelante, mi linda y preciosa Samantha.

Como no agradecer a mi Flaquito lindo quien siempre me apoyo en los momentos de crisis de mí y mi familia. Gracias por permitir que aún no tenga la oportunidad de conocer la soledad.

Cristina Andrango

DEDICATORIA

A mi familia: María Francisca Amán, quien nunca se dio por vencida y supo luchar contra toda adversidad de la vida; quien nunca claudico y que su único pensamiento es: “la educación es la mejor herencia para mis hijos”; mi madrecita.

Y Pablo Castro y Jorge Castro, quienes a través de su ejemplo de superación y consejos me motivaron a seguir adelante; mis hermanos.

Aquellas dos gotitas de cielo, Paula y Anaí Castro quienes a través de sus risas abrazos y besos me dieron la alegría y complementaron mi vida; mis sobrinas.

Igualmente a Yolita y Lucky dos cuñadas que siempre sean

preocupado por mi bienestar y brindarme el apoyo incondicional.

De la misma manera aquella pequeña personita que compartió lo largo de mi vida en la Facultad en los buenos y los malos momentos, la morenita que dio color a mi vida y es el complemento de mi corazón; Cris.

A todos aquellos compañeros de la Facultad que empezamos a luchar por un sueño aunque nunca haya sido el de nosotros, pero aun así salimos adelante, mil gracias para cada uno de ellos que me brindaron su amistad que compartieron momentos de alegría y tristezas que nunca se negaron a compartir un momento de su tiempo gracias; Reinas del Quinche.

David Castro

AGRADECIMIENTOS

A mi Padre Celestial y mis padres, quienes me dieron el regalo más lindo, la vida.

Al Ingeniero Vladimir Cerón, por haber permitido ser quien dirija el presente proyecto de titulación y por brindar momentos de su valioso tiempo.

Al Ingeniero Vinicio Melo, por ayudarnos en la aprobación del presente proyecto.

Cristina Andrango

AGRADECIMIENTOS

A Dios, por haberme dado la oportunidad de vivir y permitirme culminar mis estudios además por brindarme una familia humilde y de gran corazón. Al apoyo de mi madre y hermanos, por su amor, comprensión y consejos durante todas las etapas de mi vida.

Al Ingeniero Vladimir Cerón, por habernos dirigido acertadamente el presente proyecto de titulación y por acercarnos a la Empresa Ivanhoe Energy para el desarrollo del presente estudio.

A la Escuela Politécnica Nacional y al Departamento de Petróleo por la excelente formación académica recibida a lo largo de mi carrera. Al Señor Ingeniero Gerardo Barros y en él a todo el personal docente y administrativo que saca adelante a nuestra querida institución

Es realmente extensa la lista de personas que de una u otra forma contribuyeron a la culminación de este trabajo, mis compañeros, amigos y familiares. Mi sincera gratitud a todos ellos.

David Castro

INDICE

CAPÍTULO 1

DESCRIPCIÓN GEOLÓGICA DEL CAMPO PUNGARAYACU Y CARACTERIZACIÓN DEL YACIMIENTO Y FLUIDOS.....	1
1.1 BREVE RESEÑA HISTÓRICA.....	1
1.2 DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO.....	2
1.2.1 LOCALIZACIÓN.....	3
1.2.2 RELIEVE.....	4
1.2.3 HIDROGRAFÍA.....	4
1.2.4 CLIMA.....	4
1.2.5 FLORA – FAUNA.....	5
1.2.6 TIPO Y COMPOSICIÓN DE LOS SUELOS.....	6
1.2.7 ASENTAMIENTOS HUMANOS.....	6
1.2.8 ACTIVIDAD ECONÓMICA.....	6
1.2.9 VIALIDAD Y TRANSPORTE.....	6
1.3 GEOLOGÍA DEL CAMPO.....	7
1.3.1 TECTÓNICA.....	8
1.3.1.1 Sistema de Fallas Norte - Sur.....	9
1.3.1.2 Sistema de Fallas Oeste – Noreste.....	9
1.3.1.3 Sistema de Fallas Noroeste - Sureste.....	9
1.3.2 GEOMORFOLOGÍA.....	9
1.3.2.1 Relieve Alto.....	10
1.3.2.2 Relieve Medio.....	10
1.3.2.3 Relieve Bajo.....	10
1.3.3 ESTRATIGRAFÍA.....	10
1.3.3.1 Formación Misahuallí (Jurásico Superior - Cretácico Inferior).....	11
1.3.3.2 Formación Hollín (Cretácico inferior - Aptiense).....	11
1.3.3.2.1 Miembro Inferior.....	11
1.3.3.2.2 Miembro Medio.....	11
1.3.3.2.3 Miembro Superior.....	12
1.3.3.3 Formación Napo (Albense - Coniacense).....	12

1.3.3.3.1 Napo Inferior (Albense - Cenomanense).....	12
1.3.3.3.2 Napo Medio (Turonense)	12
1.3.3.3.3 Napo Superior (Turonense - Coniacense)	12
1.3.3.4 Cuaternario	13
1.3.3.5 Aluviales.....	13
1.3.3.6 Coluviales.....	13
1.3.3.7 Volcánicos Recientes.....	13
1.4 CARACTERISTICAS DEL YACIMIENTO Y FLUIDO.....	13
1.4.1 CARACTERISTICAS LITOLÓGICAS ARENA HOLLÍN.....	13
1.4.2 RESERVAS.....	15
1.4.2.1 Clasificación de Reservas.....	15
1.4.2.1.1 Reservas Posibles.....	15
1.4.2.1.3 Reservas Probables	15
1.4.2.1.4 Reservas Primarias	15
1.4.2.1.5 Reservas Secundarias.....	16
1.4.2.1.6 Reservas Mejoradas.....	16
1.4.2.2 Tipo de Reservas Existentes	16
1.4.2.3 Cálculo de Reservas	16
1.4.2.3.1 Cálculo del Petróleo in Situ.....	16
1.4.2.3.2 Calculo de Reservas Existentes.....	17
1.4.2.3.2.1 Factor de Recuperación, (F_r).....	17
1.4.3 CLASIFICACIÓN DE LOS CRUDOS	18
1.4.4 PROPIEDADES FÍSICO-QUÍMICAS DEL FLUIDO	19
1.4.4.1 Densidad.....	20
1.4.4.2 Grado API	21
1.4.4.3 Viscosidad	22
1.4.4.4 Punto de Inflamación.....	23
1.4.4.5 Calor Específico	24
1.4.4.6 Composición del Crudo	24
1.4.4.7 Contenido de Azufre	25
1.4.4.8 Sulfuros Metálicos	26
1.4.4.9 Contenido de Hidrocarburos	26
1.4.4.10 Contenido de Sedimentos e Impurezas	26

1.4.4.11 Humedad	26
1.5 EXPLORACIÓN DEL YACIMIENTO.....	28
1.5.1 EXPLORACIÓN CON SONDEOS MECÁNICOS.....	29

CAPITULO 2

MÉTODOS DE RECUPERACIÓN DE CRUDOS PESADOS MEDIANTE INYECCIÓN DE VAPOR.....	30
2.1.- MÉTODOS DE RECUPERACIÓN DE CRUDOS PESADOS POR INYECCIÓN DE VAPOR	30
2.1.1.- DRENAJE GRAVITACIONAL ASISTIDO POR VAPOR EN UN POZO HORIZONTAL..	30
2.1.2.- MÉTODO DE INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR	32
2.1.2.1.- Modelo Marx – Langenheim	33
2.1.2.2.- Tasa de Inyección.....	38
2.1.2.3.- Tiempo de Remojo	39
2.1.3.- MÉTODO DE INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR.....	39
2.1.3.1.- Mecanismos de Desplazamiento	40
2.1.3.2.- Estabilidad del Frente de Vapor.....	41
2.1.3.3.- Predicción de la Eficiencia de Calor en el yacimiento.....	44
2.1.3.3.1.- Método de Myhill y Stegemeler	44
2.1.3.3.2.- Método de Gomaa.....	47
2.2.- PROPIEDADES TÉRMICAS DE LOS FLUIDOS Y DE LA ROCA	51
2.2.1.- VISCOSIDAD DEL PETRÓLEO	51
2.2.2.- VISCOSIDAD DEL AGUA	51
2.2.3.- VISCOSIDAD DEL VAPOR.....	51
2.2.4.- VOLUMEN ESPECÍFICO.....	52
2.2.5.- CALOR ESPECÍFICO.....	52
2.2.6.- CAPACIDAD CALORÍFICA DE ROCAS SATURADAS.....	54
2.2.7.- CONDUCTIVIDAD TÉRMICA	54
2.3.- VAPOR.....	55
2.3.1.- ESTADOS FÍSICOS DEL VAPOR.....	55
2.3.1.1.- Vapor Saturado.....	55
2.3.1.1.1.- Diagrama temperatura - volumen específico de la curva de saturación para líquido y vapor.	56

2.3.1.2.- Vapor Supercalentado.....	56
2.3.2.- PRESIÓN DE VAPOR	57
2.3.3.- RAZÓN VAPOR – PETRÓLEO.....	58
2.3.4.- CALIDAD DE VAPOR	59
2.3.4.1.- Definición	59
2.3.4.2.- Medición de la Cantidad de Vapor.....	60
2.3.4.2.1.- Medición de Flujo de Vapor Seco	60
2.3.4.2.2.- Medición de Flujo de Vapor Húmedo	61
2.3.4.2.3.- Medición de la Calidad de Vapor.....	61
2.3.5.- CALIDAD Y TASA DE FLUJO DE VAPOR EN LA CABEZA DEL POZO	66
2.3.5.1.- Calidad de Vapor en la Cabeza del Pozo	66
2.3.5.2.- Tasa de flujo de Vapor en la Cabeza del Pozo	67
2.3.6.- CALIDAD DE VAPOR EN FUNCIÓN DE LA PROFUNDIDAD	67
2.4.- MECANISMOS DE TRANSFERENCIA DE CALOR	70
2.4.1.- RADIACIÓN	71
2.4.1.1.-Origen	71
2.4.1.2.- Distribución	72
2.4.2.- CONDUCCIÓN.....	72
2.4.3.- CONVECCIÓN.....	73
2.5.- TRANSFERENCIA DE CALOR AL YACIMIENTO DURANTE LA INYECCIÓN DE VAPOR.....	75
2.6.- PÉRDIDAS DE CALOR	78
2.6.1.- PERDIDAS DE CALOR DEL VAPOR EN LAS LÍNEAS DE SUPERFICIE	78
2.6.2.- PÉRDIDAS DE CALOR EN EL POZO.....	83
2.7.- PERFIL DE TEMPERATURA.	86

CAPÍTULO 3

DESARROLLO DEL CAMPO Y ANÁLISIS DEL PROCESO DE LA TECNOLOGÍA ACTUAL.....	91
3.1 PLAN DE DESARROLLO DEL CAMPO.....	91
3.1.1 PERÍODO DE EVALUACIÓN	91
3.1.2 PERIODO PILOTO	92
3.1.3 PERÍODO DE EXPLOTACIÓN	92

3.2 PLAN DE MANEJO DEL RESERVORIO	93
3.2.1 PERFORACIÓN Y TERMINACIÓN DE POZOS	95
3.2.1.1 Pozos Horizontales como Medio de Inyección y Producción	95
3.2.1.1.1 Antecedentes de los pozos horizontales	95
3.2.1.1.2 Tipos de Pozos Horizontales	96
3.2.1.1.3 Determinación de la Tasa de Flujo para un Pozo Horizontal ...	¡Error! Marcador no definido.
3.2.1.1.4 Comportamiento de la Conificación del agua en un Pozo Horizontal	¡Error! Marcador no definido.
3.2.1.1.5 Análisis Cuantitativo del Método de Inyección Continua de Vapor en Base a un campo Cercano	¡Error! Marcador no definido.
3.2.1.1.6. Comportamiento de la Conificación del Acuífero de Hollín Inferior en un Pozo Horizontal en un campo cercano.....	¡Error! Marcador no definido.
3.2.2 COMPLETACIÓN DE UN POZO HORIZONTAL PARA LA INYECCIÓN DE VAPOR DE AGUA Y PRODUCCIÓN DE CRUDOS PESADOS	100
3.2.2.1 Completación Térmica del Pozo Horizontal	100
3.2.2.2 Cemento Térmico	101
3.2.3. INSTALACIONES EN SUPERFICIE.....	101
3.2.4. EXTRACCIÓN ARTIFICIAL	105
3.2.5. INSTALACIONES DE PRODUCCIÓN	106
3.2.5.1. Descripción General	106
3.2.6. CONSIDERACIONES AMBIENTALES	107
3.3 DESCRIPCIÓN DE LA PLANTA TERMOQUÍMICA PARA MEJORAMIENTO DEL CRUDO A TRAVÉS DE LA TECNOLOGÍA ACTUAL	108
3.3.1 ANTECEDENTES.....	108
3.3.2 IMPLEMENTACIÓN COMERCIAL DEL BLOQUE 20.....	108
3.3.3 DESARROLLO DE LA TECNOLOGÍA ACTUAL	110
3.3.4 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO DE CRUDO PESADO A CRUDO LIVIANO.....	110
3.3.4.1 Pre-fraccionamiento.....	111
3.3.4.2 Sección de Reacción RTP™	112
3.3.4.3 Fraccionamiento del Producto	112
3.3.5 RTP™ SECCIÓN DE RECALENTAMIENTO	115
3.3.5.1 El calor sub-producido, el Tratamiento de la Salida de Gas y el Sistema de Manejo de Sólidos	117

3.3.6 VENTAJAS DE LA TECNOLOGÍA ACTUAL APLICADA.....	118
3.3.6.1 Reducción de la Viscosidad.....	118
3.3.6.2 Producción.....	121
3.3.6.3 Subproducto Calórico.....	123
3.3.6.4 Calidad del producto.....	124
3.3.6.5 La Reducción de la Acides Total (TAN), la Captura de Sulfuro y la desmetalización	126
3.3.6.6 Estabilidad.....	127
3.3.6.7 Valor del Producto.....	128
3.3.6.8 Transformacion del Campo y su Impacto en el Efecto Invernadero en la Reducción de Gas.....	129

CAPÍTULO 4

ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO.....	133
4.1 JUSTIFICACIÓN.....	133
4.2 INVERSIÓN Y GASTOS DE OPERACIÓN.....	135
4.3 INGRESOS.....	136
4.3.1 PRODUCCIÓN DEL CAMPO PUNGARAYACU.....	136
4.4 EVALUACIÓN DEL PROYECTO.....	138
4.4.1 VAN (VALOR ACTUAL NETO).....	138
4.4.2 TIR (TASA INTERNA DE RETORNO).....	139
4.4.3 RELACIÓN COSTO-BENEFICIO (RCB).....	140
4.4.4 PERIODO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN (PRI).....	140
4.5 EVALUACIÓN DE RESULTADOS.....	141
4.5.1 VALOR ACTUAL NETO (VAN).....	141
4.5.2 TIR (TASA INTERNA DE RETORNO).....	143
4.5.3 RELACIÓN COSTO BENEFICIO (RCB).....	144
4.5.4 PERÍODO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN.....	144

CAPITULO 5

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	145
-------------------------------------	-----

5.1.- CONCLUSIONES	145
5.2.- RECOMENDACIONES.....	148

RESUMEN

En el presente proyecto se realiza un estudio del campo Pungarayacu (Bloque 20), a nivel de yacimiento y de superficie.

Dentro de los estudios del yacimiento se determina sus reservas existentes, en base a los pocos datos recopilados para saber cuán rentable será la producción de éste campo, ya que se trata de crudo pesado. Se analiza los diversos métodos para la producción de dicho crudo, a través de la inyección de vapor, ya sea en forma continua como de forma cíclica. El método de drenaje gravitacional asistido por vapor (SAGD) funciona para los petróleos extrapesados. Se perfora un par de pozos horizontales paralelos, situándose un pozo unos 5 a 7 m [16 a 23 pies] por encima del otro. El vapor inyectado en el pozo superior calienta el petróleo pesado, reduciendo su viscosidad.

Para el tratamiento de mejoramiento del crudo pesado en superficie, se estudia el procesamiento del crudo a través de una Planta termoquímica, la cual esta diseñada para procesar el crudo pesado del campo y producir un crudo sintético estable y significativamente alterado, con una sub-producción de energía que puede ser utilizada para generar vapor o electricidad. Los análisis muestran que la tecnología puede virtualmente eliminar el costo del uso de gas natural y de diluyente y utilizar la mayor cantidad de crudo pesado a bajos precios para los productores de crudo.

Complementariamente mediante un estudio técnico-económico los resultados del análisis son presentados. En los cuales se puede ver que el proyecto de explotación y producción del campo Pungarayacu es favorable, debido a la merma del suministro de petróleo, los altos precios de la energía y la necesidad de restituir las reservas, están incentivando a las compañías petroleras a invertir en yacimientos de petróleo pesado. Los petróleos pesados y viscosos presentan desafíos en el análisis de fluidos y obstáculos para la recuperación, que están siendo superados con la nueva tecnología y las modificaciones de los métodos desarrollados para los petróleos convencionales.

PRESENTACIÓN

La idea de desarrollar este trabajo de investigación surge de la voluntad de aportar con pensamientos y recomendaciones en el área de la recuperación de crudos pesados mediante inyección de vapor, considerando que los crudos pesados constituyen un gran potencial dentro de los recursos hidrocarburíferos del Ecuador.

Los pensamientos y recomendaciones que se generan de este trabajo son consecuencia de la recolección, clasificación y análisis de información de empresas que a través de sus colaboradores han podido experimentar la evolución de la técnica de recuperación térmica. Así como de las conversaciones mantenidas con expertos en la materia.

Además, una vez definido el campo petrolero más adecuado para la aplicación de esta técnica, el trabajo se desarrolla en base a los procedimientos citados anteriormente, así como, a los criterios personales que se consideran más convenientes para el campo Pungarayacu, que fue el elegido.

Este proyecto de titulación consta de seis capítulos:

En el primer capítulo, se realiza una descripción general del campo como su ubicación, su estructura geológica y una evaluación detallada de la información disponible del Campo, con el fin de determinar las posibilidades comerciales de desarrollar este importante recurso hidrocarburífero. Una cantidad limitada de información técnica con referencia al Campo ha sido recopilada y usada para entender la magnitud de esta oportunidad e investigar la mejor manera de darle un valor monetario a este activo no utilizado.

En el segundo capítulo, se exponen los métodos de recuperación de crudos pesados mediante inyección de vapor como son el cíclico y el continuo, los cuales constituyen una parte de las técnicas de recuperación térmica.

El método de inyección cíclica de vapor, es un proceso que fue descubierto accidentalmente en Venezuela, donde el vapor es inyectado en el yacimiento por un período de una a cuatro semanas y luego se pone al pozo en producción. El método es rápido y eficiente, al menos en los primeros ciclos. Su mayor desventaja es que sus recuperaciones se encuentran en el orden del 15 por ciento.

La inyección continua de vapor es una técnica donde el vapor es forzado continuamente hacia la formación que contiene hidrocarburo, hasta que alcance la temperatura de saturación de vapor. Obteniéndose petróleo y una considerable cantidad de vapor condensado. Este tipo de recuperación a menudo llega a niveles del 50 por ciento de recuperación o más.

Mediante la aplicación de los métodos de inyección de vapor, se procura resolver problemas asociados con la producción de petróleos muy viscosos, mejorando la eficiencia del desplazamiento y de la extracción con el calor colocado en el yacimiento. Por lo tanto, la reducción de la viscosidad del crudo que acompaña al incremento de temperatura permite no solamente que el petróleo fluya más fácilmente sino que también resulta en una relación de movilidad más favorable.

Además, se incluyen las propiedades térmicas de los fluidos y roca del yacimiento como son: viscosidad, volumen específico, calor específico, capacidad calorífica, conductividad térmica, etc. Por otra parte se consideran las características, calidad y pérdidas de calor del vapor en las diferentes secciones del pozo y yacimiento.

En el tercer capítulo, tiene por finalidad describir el proceso de la Tecnología Actual a usarse en el campo. Este proceso utiliza un flujo de arena caliente para rápidamente calentar la producción pesada y transformarla en liviana.

El petróleo pesado es enviado a una serie de torres de destilación, donde los materiales con un punto de ebullición entre 900 – 1050 °F es removida a una torre vacuum. El material más liviano es recombinado con el líquido restaurado para

formar un crudo sintético transportable.

En el cuarto capítulo, se hace un análisis Técnico – Económico, se evalúan las pérdidas económicas por el uso de los equipos actuales y se presenta información detallada de costos en la implementación de los nuevos equipos y finalmente, se realiza la evaluación económica del proyecto.

En el quinto capítulo, se presentan las conclusiones y recomendaciones de este proyecto.

Finalmente, se presenta como anexo; figuras, fórmulas, glosario y tablas, que soportan tanto el material bibliográfico utilizado.

En el Ecuador se tiene cantidades considerables en reservas de crudos pesados siendo ésta la razón por la que se debería pensar en métodos alternativos a los que se aplican en los campos del oriente ecuatoriano, ya que la tendencia actual es crear fuentes de energía alternativa para desplazar el consumo de derivados del hidrocarburo, con llevando con esto a la posibilidad de perder ingresos de magnitudes significativas para el estado.

CAPÍTULO 1

DESCRIPCIÓN GEOLÓGICA DEL CAMPO PUNGARAYACU Y CARACTERIZACIÓN DEL YACIMIENTO Y FLUIDOS

1.1 BREVE RESEÑA HISTÓRICA

El campo Pungarayacu contiene la mayor acumulación de crudo de la cuenca Oriente con alrededor de 4000 millones de barriles. El nombre del Campo como el de otros lugares adyacentes fue tomado de uno de los ríos que lo cruzan y cuyo significado en quechua es, río (yacu) y brea (pungara), el río Hollín nominado así posiblemente por el color negro de sus abruptas márgenes en las que aflora la formación Hollín de areniscas bituminosas, habla del conocimiento ancestral de la presencia de manaderos de brea, la misma que era utilizada para el calafateo de las canoas y posiblemente para el encendido de mechas.

CEPE (Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana), antecesora de Petroecuador, realizó el levantamiento geológico del área entre finales de los setenta e inicios de los ochenta. Con el fin de cuantificar la acumulación de crudo, procede a perforar a inicios de los ochenta 26 pozos de cateo con muestreo continuo de núcleos. La Estatal realizó el reconocimiento geológico regional del área Puerto Napo - Tena, utilizando fotogeología acompañada de estudios de campo, en el año 1974. Como consecuencia de este reconocimiento se elaboró un mapa geológico con escala 1:100.000, en el cual se ubicaron los indicios superficiales de petróleo pesado, asfalto y las estructuras detectadas.

Entre 1979 - 1981, se realizaron estudios de semidetalle en un área de 240 Km², basándose en la información geológica del campo, lo que

llevo a realizar las primeras perforaciones en el campo en un número de 15 pozos, resultando todos estos positivos y que sirvieron para estudiar la estructura del área y obtener los parámetros petrofísicos que facilitaron el cálculo de las reservas.

En 1984 se presenta el informe "La Zona Subandina y sus Prospectos Hidrocarburíferos", realizado por CEPE, en el que se presentó una síntesis de las características litológicas, petrofísicas y geológicas de las rocas madres y del potencial generador de hidrocarburo basados en el análisis de muestras de los pozos más representativos localizados en los diferentes campos del Oriente Ecuatoriano.

El informe de avance del Campo Pungarayacu se presentó en el año de 1985 por la división de exploración de CEPE, fusionando el área Norte y Sur, perforaron un total de 26 pozos exploratorios con núcleos completos, logrando evaluar hidrocarburos pesados muy importantes para el país.

El Ministerio de Obras Públicas, en las últimas décadas ha realizado una serie de análisis de laboratorio de las areniscas asfálticas del Campo Pungarayacu, en sus instalaciones o en convenio de cooperación con otras instituciones públicas y privadas. Estos estudios se han plasmado en la construcción antitécnica de una pequeña cantera ubicada en el kilómetro 10 de la vía Hollín - Loreto - Coca, en la que explotan el material asfáltico para utilizarlo en las vías de la zona.

1.2 DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO

El Campo Pungarayacu se caracteriza estructuralmente por ser un anticlinal fallado cuyo eje buza en dirección Sur - Suroeste; y que paulatinamente hacia el Oeste cambia a un sinclinal marginal con eje paralelo a la Cordillera de los Andes y que por sus características ha permitido el entrapamiento del crudo.

1.2.1 LOCALIZACIÓN

El Campo Pungarayacu está localizado en la provincia del Napo, en el flanco Este de la Cordillera Oriental, ubicado a aproximadamente 110 Km al Sureste de Quito.

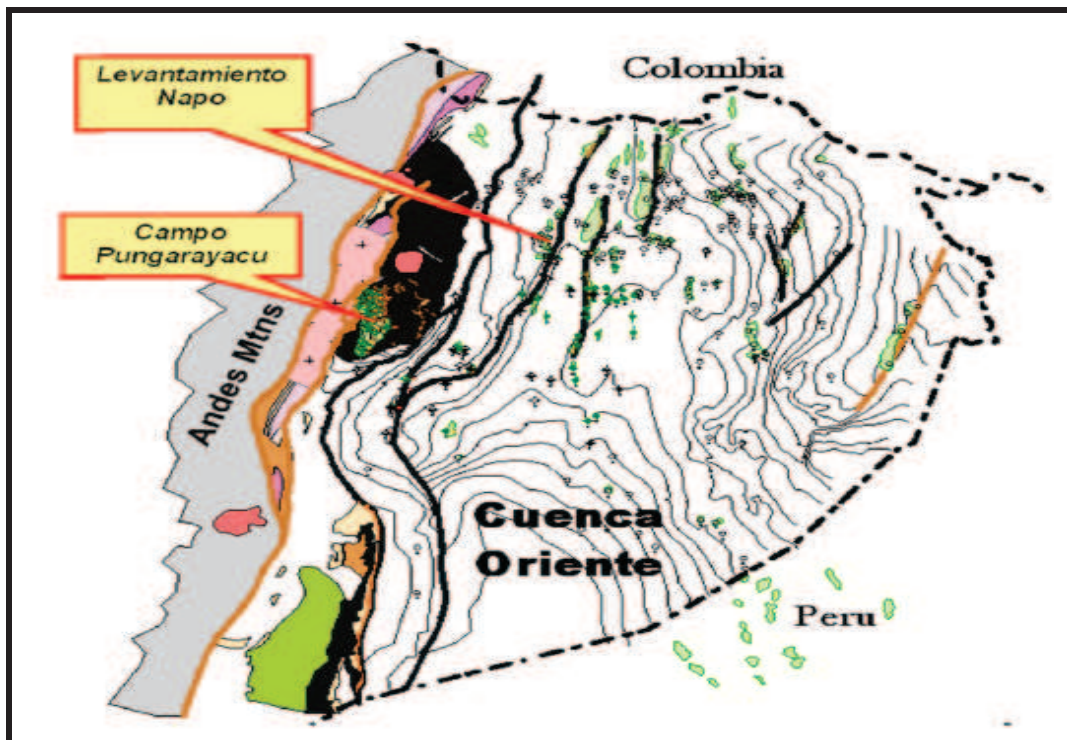
El área de estudio se encuentra al Norte del Cantón Archidona, y está comprendida entre las siguientes coordenadas:

TABLA 1.1 COORDENADAS GEOGRÁFICAS Y MÉTRICAS

COORDENADAS			
GEOGRÁFICAS		MÉTRICAS	
SUR	00°	40'	00"
NORTE	1°	0'	00"
OESTE	77°	52'	0.6"
ESTE	77°	41'	28"

ELABORADO POR: CRISTINA ANDRANGO Y DAVID CASTRO
FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

MAPA 1.- LOCALIZACIÓN DE LA CUENCA MARAÑÓN-ORIENTE-PUTUMAYO



ELABORADO POR: CRISTINA ANDRANGO Y DAVID CASTRO
FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

Está limitada al Norte y Oeste por el intrusivo granítico de Abitagua – Guacamayos, al Sur con el Río Napo, al Este el Río Hollín y abarca un área de 240 km².

1.2.2 RELIEVE

El relieve en la zona Norte del Campo Pungarayacu tiene una variedad de condiciones topográficas, presentando profundos cañones, principalmente por donde corre la red de drenaje de los ríos Chontayacu y Jondachi.

La elevación del terreno varía entre 1100 m.s.n.m., al Suroeste, hasta 1400 m.s.n.m., hacia el Noreste del área estudiada.

1.2.3 HIDROGRAFÍA

El área de estudio está drenada principalmente por el río Chontayacu, que nace en el flanco Sur de la cordillera de los Guacamayos, tiene un curso desordenado controlado por fallas, en las cabeceras corre de Norte a Sur, en su curso medio de Noroeste a Sureste y en el curso inferior de Norte a Sur. Sus afluentes más importantes son los ríos Pungarayacu y Sardinias, que a la vez se alimentan de numerosas quebradas.

El río Jondachi nace en las estribaciones de la cordillera Misahuallí - Guacamayos, se encuentra en un costado del área de estudio, en el que se observa que corre de Norte a Sur. Al igual que el río Chontayacu desemboca en el río Hollín.

1.2.4 CLIMA

Pertenece al tipo tropical húmedo, con pocas variaciones mensuales. La temperatura varía entre 23°C y 26 °C, cabe anotar que por la noche disminuye considerablemente.

La zona presenta alta pluviosidad, la cual es casi permanente, como se puede observar en la tabla 1.2

TABLA 1.2 VALORES DE HUMEDAD RELATIVA, TEMPERATURA Y PLUVIOSIDAD MEDIAS MENSUALES DE 2000 A 2007

MESES	HUMEDAD RELATIVA (%)	TEMPERATURA (°C)	PRECIPITACIÓN (mm.)
Enero	87	23,5	156,83
Febrero	85	23,8	236,80
Marzo	87	23,6	277,80
Abril	90	23,0	415,87
Mayo	88	23,3	398,70
Junio	87	22,9	505,93
Julio	87	26,9	425,57
Agosto	86	23,8	292,10
Septiembre	86	23,3	317,43
Octubre	86	23,4	326,50
Noviembre	87	23,5	173,03
Diciembre	87	23,4	203,23
PROMEDIO	87	23.7	310.82

ELABORADO POR: CRISTINA ANDRANGO Y DAVID CASTRO
FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

1.2.5 FLORA – FAUNA

La zona posee una flora exuberante formada por árboles frondosos y siempre verdes, entre los árboles madereros más importantes del sector se encuentran caoba, guayacán, laurel, balsa y cedro; entre las plantas industriales se encuentran el caucho, tagua, palmito, achiote, guayusa, etc.

La fauna es variada y abundante con mamíferos como: monos, cusumbos, tigrillos, armadillos, guantas, murciélagos y ratones; entre las aves: gavilanes, pavas de monte, guacamayos, colibríes, loros, tucanes, palomas, etc.; además existen diferentes anfibios y reptiles, así como algunos peces.

1.2.6 TIPO Y COMPOSICIÓN DE LOS SUELOS

Los suelos se encuentran constituidos por alófanos asociados a la materia orgánica, están empapados de agua, a veces son esponjosos, siempre friables y frágiles. En general son suelos pobres en nutrientes.

1.2.7 ASENTAMIENTOS HUMANOS

La población más importante, cercana al área de estudio es la cabecera cantonal del Cantón Archidona, así también se encuentran una serie de pequeñas poblaciones que se encuentran dentro del sector como: Ñarupa, Jondachi y La Merced de Jondachi.

La población en el área es escasa y en su mayoría está constituida por indígenas de habla quechua; el resto de la población la constituyen los mestizos.

1.2.8 ACTIVIDAD ECONÓMICA

La zona objeto de este trabajo es fundamentalmente agrícola, ganadera y maderera, y tiene otras fuentes de ingreso como el transporte, turismo y pequeños comercios.

La superficie cultivada se encuentra ubicada a lo largo del río Chontayacu y a ambos lados de la carretera Hollín - Loreto - Coca. Las tierras están sembradas en su mayoría de pastos, yuca, plátano, cacao, naranjilla, café, cítricos, etc.

1.2.9 VIALIDAD Y TRANSPORTE

El acceso principal que une a Quito con la zona, es la carretera Quito - Baeza - Tena (200 Km.), atravesando la zona de Norte a Sur. Otra vía de acceso la constituye la carretera Quito - Ambato - Puyo - Tena, de mayor longitud (500 Km.).

En el sector de Ñarupa Km. 24 de la carretera Tena – Baeza, se inicia la carretera Hollín - Loreto - Coca, que atraviesa de Oeste a Este el sector de estudio.

1.3 GEOLOGÍA DEL CAMPO

La evolución geológica del área del Campo Pungarayacu está afectada por un régimen tectónico tipo platomórfico marginal, partiendo de la época de depositación de las formaciones más antiguas.

Con la depositación de la Formación Hollín, se da inicio a un proceso de sedimentación de potentes capas de areniscas con pequeñas variaciones oscilatorias, ligadas a ligeros levantamientos y regresiones, que se intercalan con la transgresión prevaleciente.

Al comenzar la depositación de la Formación Tena, la parte superior de la Formación Napo ya se presentaba como una zona fuertemente erosionada y por su condición estructural elevada se encontraba con condiciones apropiadas para el entrapamiento de hidrocarburos, sin embargo las características de inmadurez de la materia orgánica no permitieron la generación de petróleo a partir de la Formación Napo.

Suponiéndose la migración del petróleo proveniente de rocas madres precretácicas a través de ventanas erosionadas de la Formación Misahuallí que actuaba como roca sello.

Durante el terciario continuó la depositación de las arcillas de la Formación Tena en ambiente continental. En el Eoceno se depositaron grandes volúmenes de sedimentos molásicos de la Formación Tiyuyacu, dentro de la cuenca marginal oriental.

En el Cuaternario, se intensificó la erosión de las rocas terciarias que cubrían el levantamiento Napo - Galeras y sus flancos. El petróleo para éste periodo, ya se encontraba entrapado en los límites del actual Campo Pungarayacu y soportaba los efectos de una fuerte

degradación, debido a la infiltración de aguas superficiales ricas en oxígeno y de la acción de bacterias oléofilas.

La Cordillera Oriental de los Andes seguía en proceso de ascenso, originando flujos de lodo de gran magnitud que llegaron a más de 9 kilómetros de distancia hacia el Este de la Cordillera.

El material despojado correspondió a las rocas terciarias y cretácicas, depositadas antes del ascenso de la cordillera Oriental de los Andes. Es muy probable que durante esta fase orogénica se produjera la migración del eje de la cuenca algunos kilómetros hacia el Este, al tiempo que el Campo Pungarayacu pasó a ser parte del flanco submontañoso de la cuenca Oriental; a causa de estos fenómenos se produce el levantamiento del batolito de Abitagua - Guacamayos.

Durante el Holoceno y hasta la actualidad, los ríos modelan el relieve de la zona, acentuando los fenómenos de oxidación y biodegradación del petróleo, produciéndose además un fuerte lavado de los yacimientos. Como un fenómeno reciente, por su importancia, debemos mencionar la actividad volcánica del Sumaco, cuyas lavas y materiales piroclásticos cubrieron, sobre todo la zona Nororiental del área.

1.3.1 TECTÓNICA

Desde el punto de vista geotectónico el Campo Pungarayacu puede definirse como una estructura monoclinal fallada que buza ligeramente en dirección Sur - Suroeste, la misma que contacta hacia el oeste con una estructura de tipo sinclinal.

El campo está atravesado por un complicado conjunto de fallas, donde pueden distinguirse tres sistemas principales:

1.3.1.1 Sistema de Fallas Norte - Sur

En el que sobresale la falla profunda que separa el complejo sedimentario del ígneo y metamórfico de la cordillera de Misahuallí. Es una falla regional de cabalgamiento que ha controlado la evolución geológica de las zonas geotectónicas que limita.

1.3.1.2 Sistema de Fallas Oeste – Noreste

Se detectan desplazamientos tanto horizontales como verticales de mediana magnitud. En la cercanía del granito tiene rumbo W - E y a medida que se interna al complejo sedimentario cambia a rumbo Noreste.

Este sistema de fallas se encuentra dentro de la zona de estudio, entre las más importantes tenemos:

- La falla que pasa por las cercanías del pozo 2 con una amplitud vertical de alrededor de 32.81 pies.
- La falla que pasa cerca de los pozos 11, 3, 5, cuyo salto varía entre 32.81 y 49.20 pies.

1.3.1.3 Sistema de Fallas Noroeste - Sureste

Está representado principalmente por las dos fallas que encauzan el río Jondachi y que juegan un papel importante en la estructuración del Campo Pungarayacu al separar el monoclinal y el sinclinal. Los saltos de estas fallas son de aproximadamente 65.61 pies.

1.3.2 GEOMORFOLOGÍA

En el Campo Pungarayacu se observan tres tipos de relieve claramente diferenciados tanto por sus características litológicas, topográficas, e hidrográficas, las cuales están asociadas a unidades estructurales.

1.3.2.1 Relieve Alto

Se diferencia en la Cordillera de Misahuallí y Guacamayos, se puede distinguir este relieve a gran distancia pues tiene escarpes bien pronunciados, llega a una altura de 2000 m.s.n.m.

1.3.2.2 Relieve Medio

Está asociado a los flancos de la Cordillera de Misahuallí y Guacamayos al Noreste del área de estudio, aquí afloran productos de derrubio y conos de deyección, encontramos alturas de 1000 m.s.n.m. a 1400 m.s.n.m.

1.3.2.3 Relieve Bajo

Encontramos este relieve en los ríos Hollín, Misahuallí y Napo, este relieve resulta de la posición subhorizontal de la Formación Napo.

Además como efectos de la Karstificación por acción del agua forman: cavernas, dolinas, exurgencias, y resurgencias, además por la acción de la erosión forma mesetas, planos cortados verticalmente por la profundización del cauce de los ríos, su altura es de 200 m.s.n.m a 500 m.s.n.m.

1.3.3 ESTRATIGRAFÍA

En el área de estudio afloran rocas que datan desde el Jurásico hasta el Cuaternario, y están representadas por las Formaciones: Misahuallí, Hollín, Napo y Cuaternarios. **Ver anexo 1.1 y anexo 1.2 (Columna Estratigráfica).**

1.3.3.1 Formación Misahuallí (Jurásico Superior - Cretácico Inferior)

Esta formación aflora a lo largo del encañonado del río Chontayacu. Está constituida litológicamente por basaltos de color verdoso a pardo, y contiene abundantes rocas piroclásticas. La parte superior cercana al contacto con la Formación Hollín, se encuentra fuertemente alterada, producto de meteorización.

1.3.3.2 Formación Hollín (Cretácico inferior - Aptiense)

Es el reservorio más importante del Campo Pungarayacu, razón por la cual ha sido objeto de estudios detallados tanto en afloramientos, como en los pozos perforados. Por sus características litológicas la formación ha sido subdividida en tres miembros:

1.3.3.2.1 Miembro Inferior

Constituido por areniscas cuarzosas de color blanco a gris oscuro, de grano medio en la parte superior a grueso en el inferior, subredondeado ha redondeado, con buena selección.

1.3.3.2.2 Miembro Medio

Está constituido por limolitas, arcillolitas y areniscas. Las limolitas son de color pardo ligeramente arenosas; las arcillolitas son de color pardo, presentando localmente restos de vegetales y ámbar; las areniscas son cuarzosas, de color gris oscuro, de grano fino a medio, subangular a subredondeado.

Este miembro se caracteriza por sus bruscos cambios litológicos y de espesor.

1.3.3.2.3 Miembro Superior

Está representado por areniscas cuarzosas, de color gris oscuro, de grano fino a medio, redondeado, bien seleccionado, con finas intercalaciones de lutitas negras en parte ligeramente calcáreas.

Las variaciones de espesores de los distintos miembros de la Formación Hollín se compensan entre sí, dando como resultado un espesor total de la formación bastante uniforme, que varía de 272.30 a 341.20 pies.

1.3.3.3 Formación Napo (Albense - Coniacense)

Aflora y está erosionada parcialmente en la mayor parte del área, la Formación Napo se subdivide en tres miembros:

1.3.3.3.1 Napo Inferior (Albense - Cenomanense)

Constituida por una secuencia de areniscas, calizas y lutitas: areniscas glauconíticas, calizas fosilíferas y lutitas de color negro.

1.3.3.3.2 Napo Medio (Turonense)

Se caracteriza por ser un miembro netamente calcáreo, representado por una capa de calizas fosilíferas grises, sobre la cual yace una alternancia de lutitas negras y calizas clásticas.

1.3.3.3.3 Napo Superior (Turonense - Coniacense)

Este miembro casi en su totalidad ha sido erosionado y está constituido de lutitas negras duras.

1.3.3.4 Cuaternario

Compuesto de materiales de tipo aluvial, coluvial y volcánicos recientes.

1.3.3.5 Aluviales

Se hallan principalmente asociados a los cauces y orillas de los ríos Chontayacu y Pungarayacu. Están constituidos por materiales poligenéticos, generalmente mal clasificados, acarreados por eventuales crecidas torrenciales y flujos de agua.

1.3.3.6 Coluviales

Están constituidos en su gran mayoría por bloques de granito, provenientes de la cordillera Oriental de los Andes, envueltos en matriz de arenas, limos y arcillas de color rojo.

1.3.3.7 Volcánicos Recientes

Al Nororiente del área de estudio sobre las mesetas de la Formación Napo afloran lavas y piroclastos de composición intermedia a básica proveniente del Volcán Sumaco.

1.4 CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO Y FLUIDO

1.4.1 CARACTERÍSTICAS LITOLÓGICAS ARENA HOLLÍN

El material útil que se halla conformado el yacimiento es la arenisca bituminosa de la Formación Hollín que se presenta en Hollín Superior, Medio e Inferior.

El yacimiento se encuentra en la Formación Hollín, a profundidades que van de 0 – 3.28 pies desde la superficie, variando de Norte a Sureste con una relación directa entre la topografía, y el espesor de la sobrecarga destacándose en este reservorio tres cuerpos de areniscas.

Las arenas del miembro inferior constituyen el cuerpo más importante del reservorio, con un espesor que varía entre 75.50 y 187 pies (**ver anexo 1.3**).

Las arenas del miembro medio de la Formación Hollín están separadas del inferior por una capa impermeable de limolitas y arcillolitas, su espesor varía de 68.9 – 137.8 pies, con cambios de permeabilidad y porosidad, tanto en sentido vertical como en sentido horizontal (**anexo 1.4**).

Las arenas del miembro superior están separadas en su parte inferior por una capa de lutitas y en la parte superior por calizas o lutitas calcáreas pertenecientes a la Formación Napo, el espesor de arena varía de 9.84 – 39.36 pies.

En resumen la arenisca Hollín Principal tiene las siguientes características litológicas:

1. Color gris claro
2. Grano fino a medio
3. Forma subangular
4. Selección regular a buena
5. Cemento silicio
6. Porosidad igual a 22.4%. **Anexo 1.5**
7. Saturación de agua de 45%.
8. Espesor promedio de la estructura de petróleo (h_0) de 295 pies
9. Presión inicial (P_i) 2708 psi

10. Gravedad °API de 4 – 12

11. Área de 59305.3 acres.

1.4.2 RESERVAS

Reserva de mineral es todo el material útil que se encuentra en un yacimiento y que puede ser explorado en diferente grado de acuerdo con lo cual se divide en diferentes categorías.

1.4.2.1 Clasificación de Reservas

1.4.2.1.1 Reservas Posibles

Son aquellas reservas de mineral que se pueden calcular con datos geofísicos y geológicos, sin perforar un pozo.

1.4.2.1.2 Reservas Probadas

Son aquellas reservas de mineral que se calculan perforando pozos y al encontrar petróleo, se pueden realizar pruebas de producción y así calcular un radio de drenaje alrededor del pozo.

1.4.2.1.3 Reservas Probables

Son aquellas reservas de mineral que se encuentran hacia el límite del reservorio.

1.4.2.1.4 Reservas Primarias

Son las reservas que se pueden recuperar mediante la propia energía del yacimiento o con levantamiento artificial.

1.4.2.1.5 Reservas Secundarias

Son aquellas reservas que se recuperan utilizando diferentes métodos de recobro para aumentar la energía del reservorio, ya sea por inyección de agua o gas.

1.4.2.1.6 Reservas Mejoradas

Son las reservas en las que utilizamos métodos mejorados de recuperación como son: la inyección de polímeros, de CO₂, bacterias, u otros.

1.4.2.2 Tipo de Reservas Existentes

De los resultados alcanzados en los cálculos, podemos deducir que las reservas obtenidas son las llamadas reservas probadas oficiales de 1865 millones de barriles netos ya que los parámetros utilizados para reemplazarlos en la fórmula se obtuvieron de estudios elaborados por Petroproducción y otras compañías de probada eficiencia en el manejo de yacimientos someros de arenas bituminosas. El dato de peso volumétrico se obtuvo del análisis de las muestras realizadas por el Ministerio de Obras Públicas.

1.4.2.3 Cálculo de Reservas

La determinación o cálculo de reservas se debe realizar conforme a la información disponible; mientras más avanzada está la exploración de un yacimiento, más confiable será el cálculo de reservas.

1.4.2.3.1 Cálculo del Petróleo in Situ

Se utilizará la fórmula del método volumétrico:

$$V_i = 7785 * A * h_n * \theta * S_o \quad (1.1)$$

Donde:

V_i = Volumen de hidrocarburos "in situ" (barriles),

A = Área de la zona de análisis (acres),

h_n = Espesor neto saturado de hidrocarburos (pies),

θ = Porosidad (%) y

S_o = Saturación de petróleo (%)

Los parámetros que intervienen en la fórmula, se obtuvieron en base a los mapas de porosidad, de saturación de hidrocarburos, profundidades aproximadas de sobrecarga y de espesores netos de la Formación Hollín (**ver anexos 1.3, 1.4, 1.5, 1.6**).

El cálculo del área, se obtuvo del mapa topográfico. Los valores obtenidos son los siguientes:

$A = 240 \text{ Km}^2. \Rightarrow 59305.3 \text{ acres,}$

$h_n = 90 \text{ m.} \Rightarrow 295.3 \text{ pies,}$

$\Phi = 22 \% \text{ y}$

$S_o = 22 \%$

Reemplazando en la fórmula (1.1) del método volumétrico tenemos:

$$V_i = 7758 * 59305.3 * 295.3 * 0.22 * 0.24$$

$$V_i = 7173 \text{ MM barriles (IN SITU)}$$

1.4.2.3.2 Cálculo de Reservas Existentes

1.4.2.3.2.1 Factor de Recuperación, (F_r)

El Factor de Recuperación es un parámetro muy importante para el cálculo de las Reservas, pues se trata del porcentaje del volumen de

petróleo original en el yacimiento que puede ser extraído o recuperado. De esta manera, su valor depende de las características petrofísicas y de fluidos del yacimiento, del mecanismo de producción y principalmente del método de recuperación ya sea en condiciones primarias, secundarias o mejoradas.

Se asume que se lograra recuperar el 26% del Petróleo in situ, puesto que se trata de un crudo extra pesado, quedando unas reservas probadas de:

$$N = V_i * f_r \quad (1.2)$$

$$N = 7173\text{MM} * 0.26$$

$$N = 1865 \text{ MM barriles}$$

1.4.3 CLASIFICACIÓN DE LOS CRUDOS

TABLA 1.3 CLASIFICACIÓN QUÍMICA

FRACCIONES	Densidades de las fracciones del petróleo (g/cm ³)		
	Base parafínica	Base intermedia	Base nafténica
250 - 275 °C (a P. Atm.)	> 0,8251	0,8251-0,8597	< 0,8597
275 - 300 °C (a 5.3 Kpa.)	> 0,8762	0,8762 - 0,9334	< 0,9334

ELABORADO POR: CRISTINA ANDRANGO Y DAVID CASTRO
FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

De acuerdo a su base (la base indica los hidrocarburos que predominan), los petróleos crudos se clasifican en tres clases:

- Los de Base Parafínica que contienen muy poca cantidad de asfalto, incluyen principalmente hidrocarburos de la serie parafínica (C_nH_{2n+2}).
- Los crudos de Base Nafténica dan un residuo pesado oscuro o asfalto. Predominan en estos crudos los hidrocarburos de la serie nafténica (C_nH_{2n}).

- Los hidrocarburos de Base Mixta o Intermedia que contienen parafínicos y nafténicos.

TABLA 1.4 CLASIFICACIÓN BASADA EN LA DESTILACIÓN ATMOSFÉRICA

TIPOS DE PETRÓLEOS	CARACTERÍSTICAS
PARAFINICOS	Dejan un residuo de cera al enfriarse
ASFALTENICOS	No dejan cera al enfriarse, contienen un material asfáltico, son de mayor peso molecular.
INTERMEDIOS	Dejan un residuo que contiene cera y material asfáltico
HÍBRIDOS O NAFTENICOS	Dejan un residuo de material asfáltico, con pequeñas cantidades de cera

ELABORADO POR: CRISTINA ANDRANGO Y DAVID CASTRO
FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

TABLA 1.5 CLASIFICACIÓN GENERAL DE LOS CRUDOS

ACEITE CRUDO	DENSIDAD (g/cm ³)	GRAVEDAD °API
Extrapesado	>1.0	10
Pesado	1.0 - 0.92	10.0 - 22.3
Mediano	0.92 - 0.87	22.3 - 31.1
Ligero	0.87 - 0.83	31.1 - 39
Superligero	<0.83	>39

ELABORADO POR: CRISTINA ANDRANGO Y DAVID CASTRO
FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

Relación del porcentaje de Hidrógeno con respecto al porcentaje de Carbono en una muestra hidrocarbúrfica.

Las fracciones ligeras, contienen más fracciones de gasolina y relativamente pocas resinas y azufre. Los petróleos pesados, tienen alto porcentaje de resinas y un mayor contenido de azufre, pero son mejores materias primas para la producción de asfaltos.

1.4.4 PROPIEDADES FÍSICO-QUÍMICAS DEL FLUIDO

El petróleo y sus productos derivados, son mezclas bastante complejas de hidrocarburos. Así las diferentes propiedades físico-químicas, son

utilizadas para caracterizar los productos que se pueden desprender, también para determinar su calidad, las que influyen en forma directa con los costos de producción y de comercialización, consecuentemente la calidad del petróleo incide directamente con las tecnologías que van a ser empleadas, dentro de las actividades de explotación, transporte, almacenamiento, industrialización y comercialización.

1.4.4.1 Densidad

La densidad se define como la masa por unidad de volumen de una sustancia a una determinada temperatura, es decir, la densidad es la masa dividida para la unidad de volumen de un producto y esta depende directamente de la temperatura, las unidades son g/cm^3 , y se expresa mediante la fórmula:

$$\rho = \frac{m}{V} \quad (1.3)$$

Donde:

ρ = Densidad (g/cm^3),

m = Masa de una sustancia (gr. masa) y

V = Volumen (cm^3).

Considerando que la masa es la relación entre el peso de la sustancia por la gravedad de la tierra.

$$m = \frac{G}{g} \quad (1.4)$$

Donde:

m = Masa de una sustancia (g-masa)

G = Peso de la sustancia (g)
 g = Gravedad (m/seg²)

Para determinar la densidad de un sólido o de un líquido se toma como término de comparación el agua destilada a la temperatura de 4°C. El peso específico y la densidad API son expresiones de la densidad.

El peso específico en la industria del petróleo se expresa a 15.56 °C/15.56 °C, ya que es la relación entre el peso de un volumen unitario del producto considerado a 15.56°C por el peso de un volumen igual de agua destilada a 15.56°C.

El peso específico se determina a 15.56°C (60°F), para todos los productos del petróleo, excepto en los asfaltos y aceites para carreteras, que se refieren a 25°C.

1.4.4.2 Grado API

En la industria petrolera para expresar la densidad, se emplea con mayor frecuencia los grados API (American Petroleum Institute). Esta densidad, se deriva de la escala Baumé (B), utilizada para caracterizar la concentración de ácido en soluciones acuosas por medio de la siguiente ecuación:

$$B = \frac{140}{\rho} - 130 \quad (1.5)$$

Donde:

B = Grados Baumé (°B)
 ρ = Densidad (g /cm³)

Para comercializar el petróleo, el American Petroleum Institute estableció una escala internacional de grados API, esta escala va de 0

a 120 grados. A mayor grado API más liviano es el hidrocarburo, por lo tanto esta en relación inversa a la densidad.

Para transformar la densidad de un petróleo expresada en g/cm^3 , a grados API, se aplica la siguiente ecuación:

$$^{\circ}\text{API} = \frac{141.5}{\rho} - 131.5 \quad (1.6)$$

Donde la densidad (ρ) esta a 60°F y los coeficientes 141.5 y 131.5 fueron introducidos para compensar el error de calibración de los primeros areómetros utilizados, que estaban graduados en escala Baumé.

1.4.4.3 Viscosidad

Es la medida de la tendencia a fluir e indica la resistencia al movimiento interno del fluido.

En el sistema CGS, la unidad es el poise o centipoise (0.01 poise). Se define como la fuerza en dinas que se requiere para desplazar un plano líquido de 1 cm^2 de superficie a una distancia de 1 cm y con una velocidad de 1 cm. /seg.

$$\mu = \frac{\text{fuerza} * \text{longitud}}{\text{sup} * \text{velocidad}} = \left[\frac{M}{LT} \right] \Rightarrow 1\text{Po} = \left[\frac{\text{gramo} - \text{masa}}{\text{cm} * \text{seg}} \right] \quad (1.7)$$

La viscosidad relativa es la relación entre la viscosidad del líquido y la del agua a 20.7°C , como la viscosidad del agua a dicha temperatura es 1 centipoise, la viscosidad relativa y la viscosidad del líquido en centipoise, son iguales.

La viscosidad cinemática, es la viscosidad en centipoises, dividida por el peso específico a la misma temperatura y sus unidades están en stokes y centistokes.

Los aparatos usados para determinar la viscosidad absoluta son de tipo capilar y los más utilizados son los viscosímetros Saybolt Universal (SSU) y el Saybolt Furol (SSF), que se diferencian solo en que el Furol tiene un diámetro mayor en el orificio de salida.

Sus unidades son SSU (Segundos Saybolt Universal) y SSF (Segundos Saybolt Furol). El tiempo Furol, se puede convertir en Poises con la siguiente ecuación, para tiempos mayores de 80 segundos:

$$\frac{\mu}{\rho} = 0.0216F \quad (1.8)$$

Donde:

μ = Viscosidad (poises),

ρ = Densidad (g/cm^3) y

F = Segundos Furol (SSF).

La viscosidad aumenta con el peso específico y la baja de temperatura, y no es la misma para aceites de igual peso específico, debido a que su composición química es diferente.

1.4.4.4 Punto de Inflamación

Es la temperatura a la que se vaporizan una cantidad suficiente de elementos volátiles, que pueden ser inflamados. Este valor nos permite saber hasta que temperatura puede ser calentado un producto sin peligro. Si se continúa calentando, se obtiene una llama estable y la

temperatura correspondiente es el punto de combustión, algunos grados superiores al punto de inflamación.

1.4.4.5 Calor Específico

Es la cantidad de calor que se necesita aplicar a la unidad de peso para aumentar su temperatura en 1°C. La unidad es:

$$\frac{Kcal}{Kg.^{\circ}C} = \frac{Btu}{lb.^{\circ}F} \quad (1.9)$$

Hay ligeras variaciones en el calor específico entre los distintos crudos.

Este valor para los hidrocarburos de cada serie, disminuye cuando aumenta el peso molecular. Los hidrocarburos normales tienen un calor específico más alto que sus isómeros. Los hidrocarburos no saturados de la serie C_nH_{2n} (serie nafténica), tienen valores más bajos que los miembros correspondientes a la serie parafínica (C_nH_{2n+2}).

El calor específico de las fracciones pesadas aumenta rápidamente con la temperatura y es casi una función lineal de la temperatura.

1.4.4.6 Composición del Crudo

El petróleo crudo está compuesto por carbono (82 a 87 %) e hidrógeno (11 a 15 %), que forman compuestos parafínicos, nafténicos y aromáticos, pero contiene además pequeñas proporciones de azufre, oxígeno y nitrógeno (0,5 a 4,5 %). Las combinaciones formadas por el carbono e hidrógeno toman el nombre de hidrocarburos y su estructura y composición molecular es muy variable y compleja, dando lugar a que del petróleo se pueda obtener un gran número de compuestos derivados. El petróleo está constituido por hidrocarburos en

un 50 a 98%, el porcentaje restante se compone de materias orgánicas que contienen oxígeno, nitrógeno y azufre.

- **Compuestos Parafínicos.-** Comprende desde el metano (CH_4), hasta el n-exacontano ($\text{C}_{60}\text{H}_{122}$), que es una cera microcristalina, son compuestos de cadena normal, así como también de cadena ramificada. Su fórmula general es $\text{C}_n\text{H}_{2n+2}$.
- **Compuestos Nafténicos.-** Son hidrocarburos cíclicos saturados, se caracterizan por que su punto de fusión es mayor que el de las parafinas, desarrollan propiedades ligantes y su consistencia disminuye al ser calentados. Su fórmula general es C_nH_{2n} .
- **Compuestos Aromáticos.-** Son hidrocarburos cíclicos no saturados, se presentan en menor cantidad y se caracterizan porque contienen anillos bencénicos condensados o encadenados.

1.4.4.7 Contenido de Azufre

El azufre puede estar presente en el petróleo, en el gas y en el agua de formación como azufre elemental, sulfatos o sulfuros (que son de fácil descomposición y pueden eliminarse como gas sulfhídrico), pero la mayoría del azufre se presenta en forma de mercaptanos.

El contenido de azufre en el petróleo varía dentro de un amplio margen, desde simples trazas, hasta concentraciones de más del 5%. Por el contenido de azufre, a los petróleos se los clasifica como: petróleos dulces (son los que tienen una concentración de azufre de hasta el 2%), y petróleos agrios (son los que tienen concentraciones mayores al 2%).

Estos datos son importantes, puesto que su presencia provoca corrosión, son malolientes, son dañinos para los catalizadores en la refinación y tóxicos para el hombre.

1.4.4.8 Sulfuros Metálicos

El azufre, además de presentarse en estado libre, interviene para formar moléculas más o menos complejas. Los sulfuros particularmente se encuentran concentradas en las fracciones pesadas del petróleo crudo y generalmente son de hierro, sodio, calcio, potasio, magnesio, níquel y vanadio.

Es importante conocer estos valores, ya que estos compuestos son los más molestos por su corrosividad (los sulfuros son inestables en caliente, descomponiéndose para formar ácidos), mal olor y acción sobre los catalizadores.

1.4.4.9 Contenido de Hidrocarburos

Este valor se refiere al contenido neto de petróleo que contiene la muestra, ya libre de agua, sedimentos y de los granos mismos de la roca almacén, este valor se encuentra dado en porcentaje en peso.

1.4.4.10 Contenido de Sedimentos e Impurezas

Son partículas minerales que se encuentran adheridas a los granos de la roca, influyendo en los valores de porosidad del yacimiento.

1.4.4.11 Humedad

Es la cantidad de agua con que se encuentra el petróleo crudo.

1.4.5 PROPIEDADES DEL CRUDO EN EL CAMPO PUNGARAYACU

Los valores para la descripción físico - química del petróleo de Pungarayacu (Tabla 1.6 y 1.7), fueron tomados de análisis realizados a

muestras recogidas del talud norte de la carretera Hollín - Loreto -Coca, cerca del kilómetro 3,5 en el margen oriental del río Chontayacu.

TABLA 1.6 CARACTERÍSTICAS FÍSICO - QUÍMICAS DEL CRUDO DE PUNGARAYACU

CARACTERÍSTICAS	UNIDAD	RESULTADO
Peso Específico a 15.5 °C	g/cm ³	1,07
Densidad	0 API	5,5
Densidad relativa	60/60	1,0328
Viscosidad a 38,7°C	SSF ¹	24.163
Viscosidad a 50°C	SSF	11.474
Viscosidad a 98,7°C	SSF	900
Viscosidad a 134°C	SSF	172
Punto de Inflamación	°C	170,7
Punto de Combustión	°C	179,3
Calor Específico	Kcal. /Kg.	9.887,4
Contenido Aromáticos	%	40,79
Contenido Naftenos	%	32,50
Contenido Parafinas	%	26,71
Contenido de Azufre	% peso	3,29
Vanadio	p.p.m.	38,30
Níquel	p.p.m.	243,20
Sodio	p.p.m.	92,30
Hierro	p.p.m.	156,60
Calcio	p.p.m.	43,10
Potasio	p.p.m.	59,00
Magnesio	p.p.m.	41,40
Contenido de Petróleo	% peso	10,0
Contenido de Sedimentos	% peso	61,0
Humedad	% Vol.	0,23
Penetración*	l/10 mm	45
Punto de Ablandamiento	°C	42,2
Ductibilidad*	cm	35
Solubilidad en CC14	% peso	88,3
Factor de Caracterización	Kuop	10,67

ELABORADO POR: CRISTINA ANDRANGO Y DAVID CASTRO
FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

¹ Viscosidad Furol Saybolt (SSF): Es el tiempo en segundo que tarda en fluir 60cc de muestra a través de un orificio mayor que el Universal, calibrado en condiciones específicas, utilizando un viscosímetro Saybolt.

TABLA 1.7 RESULTADOS DEL ANÁLISIS DE UNA MUESTRA DE PETRÓLEO AFLORANTE

VISCOSIDAD (m.Pa.s) ²			°API	p (gr./cm ³) a 50°C	Cont. S %	Petróleo Residual
40°C	60°C	88°C				
500.000	144.000	7.270	6,6	1,002	3,4	69,1

ELABORADO POR: CRISTINA ANDRANGO Y DAVID CASTRO
FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

1.5 EXPLORACIÓN DEL YACIMIENTO

En la zona norte del Campo Pungarayacu, CEPE ahora PETROPRODUCCIÓN, seleccionó una zona de 500 Km², para la elaboración de un mapa geológico a escala 1:25.000; no se pudieron correr líneas sísmicas debido a lo somero del yacimiento y a su gran sobrecarga, por lo que se efectuaron perforaciones de muestreo, con el objeto de interpretar la estructura y obtener los parámetros petrofísicos del yacimiento, que faciliten el cálculo preliminar de las reservas de petróleo existentes. Paralelamente se elaboraron más de 100 columnas geológicas a lo largo de los ríos principales de la zona.

En base a estos trabajos hemos desarrollado el presente estudio, considerando un área aproximada de 30 Km², dentro de la cual determinaremos el sector más viable para la explotación de la arenisca bituminosa. Previamente se analizaron dos sectores de importancia por sus características, uno entre los pozos Pungarayacu 2 - 4, y el otro entre los pozos Pungarayacu 1- 3.

Por las condiciones topográficas, geológicas, geotécnicas y petrofísicas, así como por la proximidad a la vía Hollín - Loreto - Coca, que atraviesa el campo, hemos elegido el sector ubicado entre los pozos 1 - 3 para realizar el sistema de explotación a cielo abierto de las areniscas bituminosas de la Formación Hollín.

² (mPa·s) Equivalente a un milipascal segundo (1cP = 0.001 Pa·s).

1.5.1 EXPLORACIÓN CON SONDEOS MECÁNICOS

En la zona Norte del Campo Pungarayacu se realizaron 14 sondeos mecánicos de exploración, de un total de 26, entre los años 1980 -1981, contratados con las empresas HIGECCO y GEOSISA, las cuales utilizaron como equipos de perforación la LONGYEAR 38 (diámetro de tubería de perforación 3,50 pulgadas) y NEPTUNO 1200 (diámetro de tubería de perforación 2,75 pulgadas) respectivamente.

La profundidad de los pozos varía de 390 a 1250 pies, con diámetros de 101 mm. en la parte superficial y 96 mm, al fondo.

CAPITULO 2

MÉTODOS DE RECUPERACIÓN DE CRUDOS PESADOS MEDIANTE INYECCIÓN DE VAPOR

2.1.- MÉTODOS DE RECUPERACIÓN DE CRUDOS PESADOS POR INYECCIÓN DE VAPOR³

2.1.1.- DRENAJE GRAVITACIONAL ASISTIDO POR VAPOR EN UN POZO HORIZONTAL

El mecanismo básico del proceso de drenaje parte de que la gravedad está siempre presente en el yacimiento, siendo la principal fuerza conductora para el movimiento del petróleo asistido por vapor.

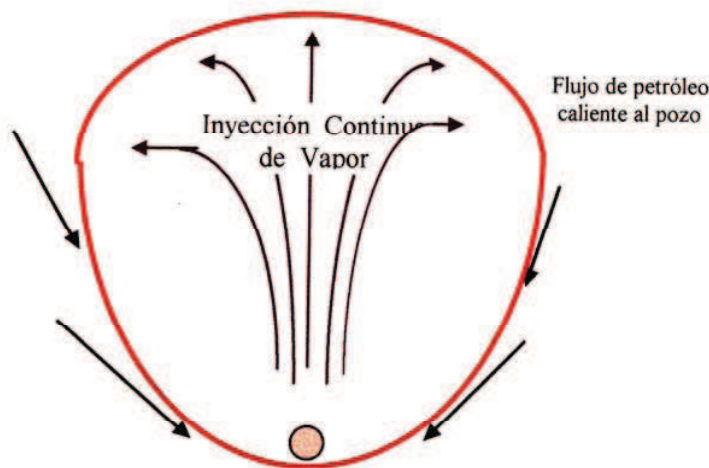
Inyectando vapor a través de un pozo horizontal este tendería a subir, mientras que el condensado junto con el crudo caliente por ser más pesados tendrían la tendencia a moverse hacia abajo; facilitando su remoción en forma continua. Si dichos líquidos son drenados de manera controlada también nos permitiría regular el crecimiento de la zona de vapor evitando que el vapor sobrelleve⁴ al yacimiento.

Lo atractivo de este proceso es que la cámara de vapor se extiende gradualmente y permite el drenaje de un área muy grande, a consecuencia de que los líquidos removidos dejan un espacio mayor entre los poros para ser ocupados por el vapor.

³ Estos métodos son desarrollados y analizados para pozos horizontales.

⁴ El proceso de sobrellevar se da cuando el vapor tiene la tendencia de moverse más rápidamente en la parte superior del yacimiento.

FIGURA 2.1.- DRENAJE CONTINUO DE PETRÓLEO Y CONDENSADO



ELABORADO POR: CRISTINA ANDRANGO Y DAVID CASTRO
FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

El calor liberado es conducido hacia las arenas más frías donde calienta el petróleo y le permite drenar por gravedad, creando una ventaja importante dentro de la cámara de vapor como es el mantener la presión esencialmente constante.

Inicialmente se tiene que la zona de vapor crece más rápido hacia arriba alcanzando el límite superior del yacimiento; posteriormente la zona de vapor se extiende lateralmente. Como resultado de ello, se tiene que la Saturación de petróleo residual (S_{or}) decrece a medida que avanza el tiempo de producción. Dicha S_{or} se determina por la siguiente ecuación:

$$S_{or} = 0.43 * \left(\frac{V_s * \phi * H}{K * g * t} \right)^{0.4} \quad (2.1)$$

Donde:

S_{or} = saturación de petróleo residual, (fracción)

V_s = viscosidad cinemática del vapor, ($m^2/día$)

Φ = porosidad, (fracción)

H = espesor de la arena productora, (metros)

K = permeabilidad, (m^2)

g = gravedad, (m/d^2)

t = tiempo, (días)

2.1.2.- MÉTODO DE INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR

El Método de Inyección Cíclica de Vapor fue descubierto accidentalmente por la compañía Shell en Venezuela, en donde se inyectó vapor en el yacimiento por un período de una a cuatro semanas y luego se puso al pozo en producción. Posteriormente en las décadas de los 60 y 70 éste método se torno en un proceso de extracción térmico muy usual en especial en los crudos pesados de California y de la Costa Bolívar en Venezuela, manteniéndose con dicha tendencia la aplicación para los tiempos actuales.

Para la aplicación de éste método se debe considerar:

- Yacimientos sobre los 5000 pies de profundidad (mediante el uso de tuberías aisladas se determina la profundidad).
- Formaciones poco consolidadas.
- Espesores netos entre 50 y 100 pies.
- Gravedad del crudo entre 10° y 20° API.
- Petróleos en sitio, mayores a 600 bl/ acre-pie

Este proceso es conocido también como, inyección alternada de vapor, remojo de vapor ó estimulación de vapor; el cual es una forma de estimular al yacimiento introduciendo calor por transferencia al reservorio mediante una inyección periódica de vapor. El mecanismo es rápido y eficiente, al menos en los primeros ciclos; también se debe tener presente que la presión del vapor sea lo suficientemente alta para garantizar su inyección al yacimiento, cubriendo una extensa zona (cámara de vapor). Su mayor desventaja es que sus recuperaciones se encuentran en el orden del 15 por ciento, con lo que

reduce su relación petróleo/vapor en cada ciclo.

Uno de los factores más importantes en la inyección de vapor es la reducción de la viscosidad con el incremento de la temperatura, como se puede observar en **el anexo 2.1**. Esta disminución de la viscosidad mejora la movilidad del petróleo y por lo tanto aumenta la tasa de producción de petróleo pesado.

El incremento de temperatura con la inyección cíclica de vapor produce también una expansión en el petróleo, por lo que se vuelve más ligero. El petróleo calentado es desplazado al pozo por la presión del reservorio y por efecto gravitacional.

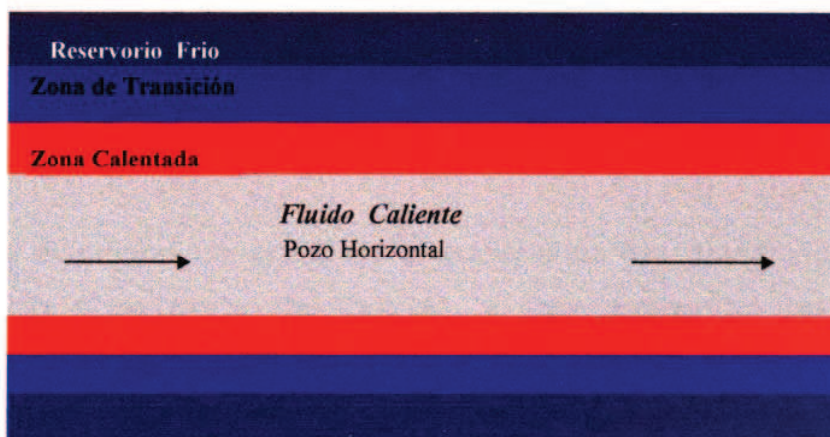
El calor que se inyecta en la formación durante el proceso de inyección cíclica de vapor disminuye en calidad y en caudal al llegar al fondo del pozo; por esta razón es necesario predecir la eficiencia de vapor que se tendría a dicha profundidad.

Varios modelos matemáticos simplificados, analíticos y semi-analíticos fueron desarrollados a partir del modelo de calentamiento del yacimiento de Marx y Langenheim (1959) para predecir el comportamiento del vapor en el yacimiento. En nuestro caso, escogeremos el modelo de yacimiento de los autores citados.

2.1.2.1.- Modelo Marx – Langenheim

El modelo de Marx - Langenheim considera la inyección de fluido caliente en el pozo a una tasa y temperatura constantes. El fenómeno físico asumido por el modelo puede observarse en la Figura 2-2:

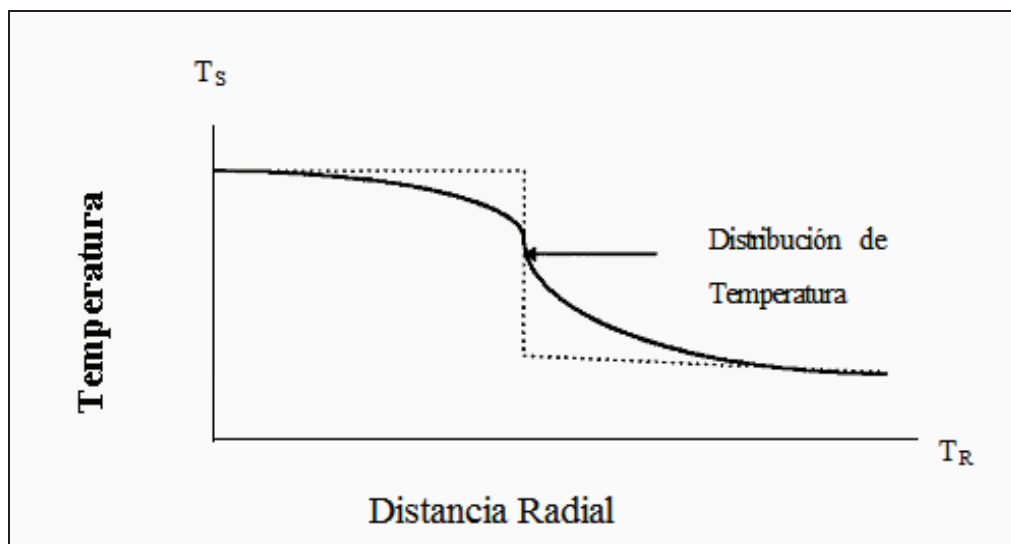
FIGURA. 2-2. SISTEMA FÍSICO DE MAX-LANGENHEIN



ELABORADO POR: CRISTINA ANDRANGO Y DAVID CASTRO
FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

A partir del gráfico anterior, Marx y Langenheim consideraron la presencia de una zona de transición radial de temperatura como se muestra en la Figura 2-3. En este gráfico, asumen la temperatura de la zona calentada ubicada en cualquier sitio del fondo del pozo como la temperatura del fluido inyectado (T_s) y además, la temperatura del yacimiento de la zona calentada como la temperatura inicial y de referencia (T_R).

FIGURA. 2-3. PERFIL DE TEMPERATURA EN LA FORMACIÓN CALCULADA POR EL MÉTODO DE MARX-LANGENHEIN



ELABORADO POR: CRISTINA ANDRANGO Y DAVID CASTRO
FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

La tasa de Inyección de calor en el yacimiento fue determinada considerando

el resultado del método, y esta expresada por la siguiente fórmula.

$$H_o = 2 \int_b^a \frac{k\Delta T}{\pi D(t-\lambda)} \left(\frac{\partial A}{\partial \lambda} \right) \partial \lambda + M_R h \Delta T \frac{\partial A}{\partial t} \quad (2.2)$$

Donde:

H_o = tasa constante de inyección de calor, (Btu/d)

k = conductividad térmica de la capa superior e inferior de la formación, (Btu/d-pie-°F)

D = difusividad térmica del estrato, (pie²/d) = k/M

t = tiempo desde el inicio de inyección, (días)

λ = tiempo de inyección para un ciclo en consideración, (días)

M_R = capacidad calorífica volumétrica del yacimiento, (Btu/pie³-°F)

h = espesor del yacimiento, (pies)

$\Delta T = (T_S - T_R)$, (°F)

$A(t)$ = área acumulativa de calor al tiempo t , (pie²).

Cabe indicar que el primer término de la ecuación anterior representa la tasa de pérdida de calor de la capa superior e inferior de la formación y el segundo término es la tasa de flujo de calor en el yacimiento.

Para el modelo de Marx - Langenheim, únicamente las pérdidas de calor por conducción en las formaciones adyacentes serán tomadas en cuenta durante la transferencia de calor al yacimiento.

El desarrollo del modelo incluye la relación entre la tasa de inyección de calor y la tasa de inyección de vapor a través de la ecuación:

$$H_o = 350 Q_{iny} (X h_{fg} + h_f - h_o) \quad (2.3)$$

Donde:

- Q_{iny} = tasa de inyección de vapor, (bpd)
 X = calidad del vapor en el fondo del pozo, (fracción)
 h_{fg} = entalpía de vaporización a T_s , (Btu/lbm)
 h_f = entalpía del agua a T_s , (Btu/lbm)
 h_0 = entalpía del agua a T_R . (Btu/lbm)

Para determinar la extensión de la zona calentada a cualquier tiempo (t), mediante la transformada de Laplace se tiene:

$$A(t) = \left[\frac{H_0 M_R h D}{4k^2 \Delta T} \right] G(t_D) \quad (2.4)$$

$$G(t_D) = e^{t_D} \operatorname{erfc} \sqrt{t_D} + 2 \sqrt{\frac{t_D}{\pi}} - 1 \quad (2.5)$$

$$t_D = \frac{4k^2}{M_R^2 h^2 D} t \quad (2.6)$$

Donde:

$A(t)$ = área de la zona calentada, (pie^2)

t_D = tiempo adimensional

$\operatorname{erfc}(x)$ = función error complementario, que será encontrado en el transcurso del desarrollo del modelo.

Los términos no señalados se encuentran definidos previamente

Un parámetro importante al que se refieren Marx y Langenheim en su modelo, es la forma del área de la zona calentada, la cual es considerada una zona calentada cilíndrica expandida simétricamente como se observó en la Figura 2-3. De esta manera, asumiendo una geometría cilíndrica, el radio

del área calentada será definido mediante la siguiente ecuación:

$$r_h = \sqrt{\frac{A}{\pi}} \quad (2.7)$$

Para determinar la tasa de crecimiento de la zona calentada, Marx - Langenheim derivaron la ecuación 2.4 con respecto a los tiempos de producción, obteniendo:

$$\frac{\partial A}{\partial t} = \left[\frac{H_o}{M_R h \Delta T} \right] e^{t_D} \operatorname{erfc} \sqrt{t_D} \quad (2.8)$$

Donde:

$$\frac{\partial A}{\partial t} = (\text{pies}^2 / \text{d})$$

Para el modelo Marx y Langenheim desarrollaron otras ecuaciones que finalmente determinaron la eficiencia de calor en el yacimiento a partir de:

La tasa total de pérdidas de calor en las formaciones adyacentes:

$$H_1 = H_o (1 - e^{t_D} \operatorname{erfc} \sqrt{t_D}) \quad (2.9)$$

Donde:

$$H_1 = (\text{Btu} / \text{d})$$

El calor remanente en el yacimiento:

$$\bar{H}_r = \left[\frac{H_o M_R^2 h^2 D}{4k^2} \right] G(t_D) \quad (2.10)$$

La pérdida acumulativa de calor a las formaciones adyacentes:

$$\bar{H}_l = H_o t - \bar{H}_r \quad (2.11)$$

Donde:

$$\bar{H}_l = (\text{Btu})$$

$$\bar{H}_r = (\text{Btu})$$

La fracción del calor remanente inyectado en el yacimiento, la misma que se llama eficiencia de calor en el yacimiento:

$$E_h = \frac{\bar{H}_r}{H_o T} = \frac{G}{t_D} \quad (2.12)$$

Los valores de E_h , G , $e^{t_D^*} \operatorname{erfc} \sqrt{t_D}$, y de la función error complementaria se encuentran tabulados en el **anexo 2.2**, con relación a los valores de los tiempos adimensionales (t_D).

Cabe resaltar que el proceso se ve afectado por una serie de factores que pueden influenciar en el comportamiento de la producción como señalaremos a continuación.

2.1.2.2.- Tasa de Inyección

La tasa de inyección debe ser la máxima posible para hacer mínimas las

pérdidas de calor en las paredes del pozo cuando éste está sin producir. Tratar que el radio y la temperatura de la zona calentada sean máximos ya que cuanto mayor sea la tasa de inyección tanto menor será la cantidad de calor que en un momento dado se pierda hacia las formaciones adyacentes.

2.1.2.3.- Tiempo de Remojo

El realizar un tiempo de remojo al yacimiento es deseable por cuanto al inyectar vapor se dan varias situaciones, las dos principales son:

1. Si las pérdidas de calor son mínimas, se formará una zona de vapor cuya presión será mayor que la del yacimiento, y la cual se expandirá hasta llegar a la presión del yacimiento. En este caso, el vapor aportará la energía para expulsar el petróleo del yacimiento.
2. Al existir grandes pérdidas de calor a las formaciones adyacentes, la presión de la cámara de vapor comenzará a declinar a medida que se condensa el vapor.

Ante estas dos circunstancias se ve que es ventajoso cerrar el pozo por un tiempo después de terminar la inyección de vapor, pero paralelamente se da que cuando se condensa el vapor y su calor es transferido a la roca y a los fluidos, la presión de la cámara de vapor declinará rápidamente y por lo tanto no se dispondrá de la energía expansiva del vapor para expulsar el petróleo. Si la presión del yacimiento no es suficiente, la fuerza de la gravedad será la única que contribuirá para la producción.

2.1.3.- MÉTODO DE INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR

El Método de Inyección Continua de Vapor también se conoce como inundación de vapor o empuje de vapor. La Inundación de Vapor es un proceso continuo de desplazamiento que involucra la creación de una cámara de vapor, la cual facilita la recuperación del petróleo. El vapor es

forzado continuamente a las zonas que contienen hidrocarburos hasta que alcancen la temperatura de Saturación de vapor. Se produce petróleo y una considerable cantidad de vapor condensado.

En este método, la presencia de la fase gaseosa provoca que las fracciones livianas del crudo se destilen y sean transportadas como componentes hidrocarburos en la fase gaseosa. En el sitio, donde el vapor se condensa, los hidrocarburos también lo hacen, reduciendo la viscosidad del crudo en el frente de condensación. Además, la condensación de vapor provoca un desplazamiento más efectivo, mejorando la eficiencia de barrido.

Una de las principales ventajas del Método de Inundación de Vapor, es que sus recuperaciones de petróleo alcanzan niveles del 50 por ciento, razón por la cual es uno de los métodos más aplicados en la recuperación de crudos pesados.

2.1.3.1.- Mecanismos de Desplazamiento

Un perfil de temperatura para la inundación de vapor como se observa en el **anexo 2.3**, visualiza la forma como actúa el vapor al ser inyectado en la formación.

Los mecanismos básicos para la recuperación de petróleo pesado en el Método de Inundación de vapor son:

- Reducción de la viscosidad del crudo, por lo tanto, la movilidad del petróleo mejora.
- Disminución del petróleo residual (Ec. 2.1) a temperaturas elevadas y
- Expansión Térmica.

Adicionalmente, otro fenómeno importante actúa en el desplazamiento por inyección de vapor señalado por Willman, siendo éste, ***la destilación de las fracciones relativamente livianas en el crudo por el vapor.***

La destilación ocasiona a que la fase de vapor no esté compuesta únicamente por vapor de agua sino también por vapores de hidrocarburos condensables. De éste modo, cierta cantidad de hidrocarburos ayudados por un ***empuje por drenaje gravitacional*** se condensará junto con el vapor de agua, mezclándose con el crudo original y por lo tanto, aumentando la cantidad de fracciones relativamente livianas en el petróleo residual.

Esta cantidad de fracciones livianas conduce parte del petróleo atrapado a través del agua condensada. Así mismo, el vapor libera todas las fracciones remanentes del crudo, dejando una menor cantidad de petróleo residual.

2.1.3.2.- Estabilidad del Frente de Vapor

Es de mucha relevancia anotar que el desplazamiento del frente de vapor es un proceso estable, es decir que no conduce a la formación y al crecimiento de "dedos viscosos". Debido a que, cuando las pequeñas digitaciones de vapor se forman, tienden a perder calor a tasas relativamente altas, desapareciendo totalmente en la condensación del vapor.

Para alcanzar un frente de vapor estable, la relación del gradiente de presión debe ser lo más bajo posible, preferentemente menor que 1.

La estabilidad del frente de desplazamiento es comúnmente medida a través de la relación de movilidades. A pesar que las velocidades son afectadas por la presión, el factor más predominante para medir el frente de vapor es la relación del gradiente de presión.

Combarnous y Sourieau (1976) desarrollaron la relación del gradiente de presión creada en un frente de vapor mediante la ecuación:

$$\frac{\left(\frac{\partial P}{\partial n}\right)_d}{\left(\frac{\partial P}{\partial n}\right)_u} = \frac{\left(\frac{u}{\lambda}\right)_d}{\left(\frac{u}{\lambda}\right)_u} \quad (2.13)$$

Donde:

$(\partial P / \partial n)$ = gradiente normal de presión en el frente

u = flujo normal volumétrico en el frente

λ = movilidad = (kr/μ)

Subíndices u , d = cantidades corriente arriba y corriente abajo del frente, respectivamente.

En el cálculo de distribución de presión en ambientes donde existen zonas barridas y no barridas separadas por un frente de desplazamiento, se recomienda especificar la relación de los gradientes de presión en dirección normal al frente.

Muskat, ha desarrollado algunos ejemplos, donde la relación del gradiente de presión se usó primero en la inyección de agua y por lo tanto, supuso que únicamente fluye agua en la corriente arriba de desplazamiento y solamente petróleo corriente abajo, definiéndose:

$$u_d = u_u \quad (2.14)$$

Reduciendo con esta igualdad la ecuación 2.14 a:

$$\frac{\left(\frac{\partial P}{\partial n}\right)_d}{\left(\frac{\partial P}{\partial n}\right)_u} = \frac{\left(\frac{k_r}{\mu}\right)_u}{\left(\frac{k_r}{\mu}\right)_d} = M \quad (2.15)$$

Donde:

M = razón de movilidad.

Cuando el vapor o agua caliente se desplaza en agua fría o petróleo, la velocidad corriente arriba y corriente abajo en el frente de vapor, no son las mismas, por lo que la ecuación 2.15 se reduce a:

$$\frac{\left(\frac{\partial P}{\partial n}\right)_d}{\left(\frac{\partial P}{\partial n}\right)_u} = \frac{\left(\frac{u}{\lambda}\right)_w}{\left(\frac{u}{\lambda}\right)_s} = \left(\frac{u_w \mu_w}{u_s \mu_s}\right) \left(\frac{k_{rs}}{k_{rw}}\right) \quad (2.16)$$

En el caso de que las permeabilidades efectivas tanto para el vapor como para el agua son las mismas, la ecuación 2,16 puede ser simplificada a:

$$\frac{\left(\frac{\partial P}{\partial n}\right)_d}{\left(\frac{\partial P}{\partial n}\right)_u} = \left(\frac{u_w \mu_w}{u_s \mu_s}\right) = M_{eq} \quad (2.17)$$

Donde:

M_{eq} = razón de movilidad equivalente.

Para nuestro caso, durante la inundación de vapor, la relación de velocidad (u_w / u_s) es pequeña, mientras tanto que, la relación de viscosidad (μ_w / μ_s) es grande.

La Tabla 2.1 señala la relación agua-vapor como una función de la temperatura de vapor, donde se deduce que el frente de vapor es estable para temperaturas entre 212 y 500°F, lo que no ocurre con el frente de agua caliente.

Debido a que la velocidad del vapor disminuye cuando los dedos viscosos se condensan en presencia de una alta movilidad del vapor, mejorando de esta manera la eficiencia de barrido.

TABLA No. 2.1 RELACIONES DE VELOCIDAD AGUA-VAPOR

Vapor Saturado [° F]	Razón de velocidad
212	0.00060
250	0.00116
300	0.00249
400	0.00864
500	0.02390
600	0.06030
700	0.21160

ELABORADO POR: CRISTINA ANDRANGO Y DAVID CASTRO
FUENTE: STEAMFLOOD RESERVOIR MANAGEMENT

2.1.3.3.- Predicción de la Eficiencia de Calor en el yacimiento

Varios métodos analíticos han sido desarrollados para predecir el comportamiento del calor en el yacimiento durante la Inyección Continua de Vapor, por lo que se ha escogido los más adecuados, precisos y que se ajustan a las condiciones que se dispone.

2.1.3.3.1.- Método de Myhill y Stegemeler

El método Myhill y Stegemeler desarrollado en 1978 a partir del modelo de Marx y Langenheim (1959) es usado para predecir el comportamiento de la **razón vapor - petróleo** durante el proceso de inundación de vapor. Este método tiene su fundamento principal en la relación de balance de energía, de manera que el crecimiento de la zona de vapor es calculado en base a la versión modificada del Método de Mandl y Volek.

Es importante recalcar que este método es muy favorable para campos donde las permeabilidades son altas y donde los buzamientos son relativamente pronunciados. En conclusión, el método tendrá una mayor aplicación para campos con un alto potencial en el drenaje gravitacional.

La razón acumulativa vapor - petróleo definida por (F_{so}), es la razón del volumen de vapor inyectado (CWE) con respecto al petróleo desplazado.

Dicho término puede ser determinado mediante la ecuación:

$$F_{so} = \frac{V_s}{N_p} \quad (2.18)$$

Donde:

F_{so} = razón vapor - petróleo, (adimensional)

V_s = volumen de vapor inyectado, (bl (CWE))

N_p = volumen de petróleo desplazado, (bbls).

El volumen de petróleo desplazado, N_p es calculado a partir de la ecuación:

$$N_p = A_s h_n \phi * \frac{\Delta S}{5.615} \quad (2.19)$$

Donde:

A_s = área de la zona de vapor, (pie²)

h_n = espesor neto de la arena, (pies)

Φ = porosidad promedio de la arena, (fracción)

ΔS = cambio promedio de saturación de petróleo durante la inundación de vapor, (fracción).

El volumen de vapor inyectado, V , se define a partir de la cantidad total del calor inyectado:

$$Q_i = \frac{A_s h_t M_s \Delta T}{E_{hs}} \quad (2.20)$$

Donde:

Q_i = cantidad de calor inyectado, (Btu)

h_t = espesor total de arena, (pies)

M_s = capacidad calorífica promedio de la zona de vapor, (Btu/pie³-°F)

T_s = temperatura de la zona de vapor, (°F)

T_R = temperatura de la formación original, (°F)

E_{hs} = eficiencia térmica de la zona de vapor, (adimensional).

La eficiencia térmica de la zona de vapor (E_{hs}) puede ser determinada a partir del **anexo 2.4**, usando dos parámetros adimensionales, t_D y f_{hD} , definidos a continuación:

$$t_D = \frac{4kMt}{h_t^2 M_s^2} \quad (2.21)$$

$$f_{hD} = \frac{XL_v}{C_w \Delta T} \quad (2.22)$$

Donde:

k = conductividad térmica de la roca, (Btu/hr-pie-°F)

M = capacidad calorífica promedio de la roca, (Btu/pie³-°F)

t = tiempo de inyección de vapor, (horas)

X = calidad de vapor en el hueco, (fracción)

L_v = calor latente de vaporización a condiciones de fondo, (Btu/lbm)

C_w = calor específico del agua sobre el valor de temperatura correspondiente a T , (Btu/lbm-°F).

Entonces, el término V_s queda definido como:

$$V_s = \frac{Q_i}{5.615 \rho_w (C_w \Delta T + XL_v)} \quad (2.23)$$

Reemplazando la ecuación (2.20) en la ecuación (2.23) se obtiene:

$$V_s = \frac{A_s h_t M_s \Delta T}{5.615 E_{hs} \rho_w (C_w \Delta T + X L_v)}, \text{ bbls(CWE)} \quad (2.24)$$

Donde:

ρ_w = densidad del agua, (lbm/pie³).

De esta manera, la razón vapor - petróleo se determina sustituyendo las ecuaciones (2.19) y (2.24) en la ecuación (2.18), obteniendo como resultado:

$$F_{so} = \frac{M_s h_t}{\phi(\Delta S) \rho_w C_w (1 + f_{hD}) h_n E_{hs}} \quad (2.25)$$

2.1.3.3.2.- Método de Gomaa

El método Gomaa fue desarrollado en 1980 para predecir la recuperación de petróleo asistida mediante el proceso térmico de inundación de Vapor. Este modelo usa en su análisis correlaciones de recuperación de petróleo para yacimientos de crudos pesados con matriz de arenas poco consolidadas. También el modelo fue desarrollado para determinar la sensibilidad de diferentes parámetros en el proyecto de crudos pesados usando correlaciones basadas en una serie de estudios de simulación numérica. El simulador numérico fue aplicado para el proyecto de inundación de vapor del Campo Kern River, Estados Unidos, el cual a través de varios parámetros diferentes de sensibilidad, correlacionó los resultados, obteniendo un desarrollo general para predecir el comportamiento de la recuperación del petróleo asistido por vapor.

Durante el transcurso de su modelo, Gomaa observó que la recuperación de petróleo está en función directa con el petróleo móvil in situ y con la relación

espesor neto-total. De la misma manera, concluyó que los efectos de porosidad, forma, espacio entre pozos y tasa de inyección constituyen parámetros insignificantes en la predicción de la recuperación de petróleo si la tasa de inyección de vapor por volumen de yacimiento puede ser controlada.

Algunas características Favorables del fluido y del yacimiento deben ser consideradas antes de analizar el método:

- Espesor del yacimiento 10-300 pies
- Porosidad 0.21-0.35
- Saturación del petróleo móvil 0.05-0.60
- Tasa de inyección del calor 0.05-0.6 MMBtu/d/acre- pie
- Presión del yacimiento inicialmente baja (60 psia)
- Presión de inyección de vapor por debajo de 200 psia.

El procedimiento es como sigue:

1. Asumir la calidad de vapor y la presión en la cara de la arena.
2. Encontrar la entalpía del vapor húmedo (H) del **anexo 2.5**, o leer en las tablas de vapor.
3. Obtener la tasa de inyección de calor por espesor total (acre - pie) de la ecuación:

$$q = 350 * 10^{-6} \frac{i_s H}{Ah_T} \quad (2.26)$$

Donde:

q = tasa de inyección de calor, (MMBtu / d / acre - pie)

i_s = tasa de inyección de vapor, (B / d)- CWE⁵

H = entalpía, (Btu/lbm)

A = área del proyecto, (acres)

h_T = espesor total de la arena, (pies)

4. Calcular las pérdidas de calor vertical (h_L) del **anexo 2.6** usando la tasa de inyección de calor (q) y el espesor total del yacimiento (h_T)
5. A partir de la calidad de vapor asumida en el paso 1, encontrar el factor de utilización del calor (Y) usando la Figura del **anexo 2.7**.
6. Determinar el calor inyectado efectivo (Q_e) para cualquier período de tiempo y el calor inyectado acumulativo ($\sum Q_e$) a partir de:

$$Q_e = 365qY(1 - h_L)\Delta t$$

$$\sum Q_e = 365 \sum_i q_i Y_i (1 - h_{L_i}) \Delta t_i \quad (2.27)$$

Donde:

Q_e = calor inyectado efectivo, (MMBtu / acre - pie)

Y = factor de utilización del calor, (fracción)

h_L = pérdidas verticales de calor, (fracción)

t = período de tiempo, (años).

7. Calcular la saturación inicial de petróleo móvil (S_{om}) usando la definición (de no conocerse):

$$S_{om} = S_{oi} - S_{ors} \quad (2.28)$$

⁵ CWE = equivalente de agua fría

Donde:

S_{om} = saturación de petróleo móvil, (fracción)

S_{oi} = saturación del petróleo antes de la inundación, (fracción)

s_{ors} = saturación del petróleo residual en la inundación de vapor, (fracción)

8. Determinar el factor de recuperación del petróleo (R) a partir de la figura del **anexo 2.8** usando S_{om} y ΣQ_e .
9. Calcular el petróleo móvil inicial in situ mediante la siguiente ecuación:

$$N_m = \frac{7758 * \phi * S_{om} * h * A}{\beta_o} \quad (2.29)$$

Donde:

N_m = petróleo móvil inicial in situ, (BN)

Φ = porosidad, (fracción)

h = espesor neta de la arena, (pies)

β_o = factor volumétrico de la formación, (bls/BN).

10. Determinar la recuperación del petróleo en (bls) como el resultado del producto N_m y R.
11. Repetir el procedimiento para períodos de tiempos consecutivos hasta cubrir la vida del proyecto.
12. Finalmente, calcular la relación acumulativa vapor -petróleo como se define a continuación:

$$F_{so} = \frac{\text{Tasa de iny. Vapor (bpd)} * \text{Vida (años)} * 365(\text{dias/año})}{\text{Recuperación inundación (bbls)}}$$

2.2.- PROPIEDADES TÉRMICAS DE LOS FLUIDOS Y DE LA ROCA

2.2.1.- VISCOSIDAD DEL PETRÓLEO

Una forma de determinar la viscosidad del petróleo es usando tablas donde, conocida la gravedad API y su temperatura se tiene la viscosidad; otra manera para encontrar la viscosidad como una función de la temperatura es aplicando la relación de Beggs y Robinson donde se llega a obtener la viscosidad del crudo libre de gas, y luego se puede determinar la viscosidad del crudo con gas. Como se puede ver en la ecuación (5) del formulario.

2.2.2.- VISCOSIDAD DEL AGUA

La viscosidad del agua aumenta al disminuir la temperatura, al aumentar la presión y cuando se incrementa su salinidad. Al aumentar la viscosidad el fluido pierde movilidad, pero al ganar sales como el Cloruro de Sodio (caso excepcional), en cambio disminuye la viscosidad del agua, es decir aumenta su movilidad.

La viscosidad del agua líquida (μ_w) en función de la temperatura puede obtenerse a partir de la ecuación (6) del formulario.

2.2.3.- VISCOSIDAD DEL VAPOR

La viscosidad del vapor en función de la presión del vapor saturado se obtiene a partir de la ecuación:

$$\mu_s = -0.001 + 0.0029 \ln(P_s + 100) \quad (2.30)$$

Donde:

μ_s = viscosidad del vapor, (cp)

P_s = presión del vapor saturado, (psi)

(Más adelante se explicará en mayor detalle).

2.2.4.- VOLUMEN ESPECÍFICO

Es de importancia mencionar que el volumen específico del vapor decrece al incrementar la presión en la formación. Por consiguiente, un gran volumen de vapor requerirá mayor zona de producción⁶, mejorando la eficiencia de barrido de vapor en la formación.

El volumen específico (v) del vapor está definido mediante la siguiente ecuación (las ecuaciones correspondientes a los volúmenes del vapor seco saturado, del agua y del vapor húmedo se encuentran en el formulario):

$$v = v_f(1 - x) + v_g X \quad (2.31)$$

Donde:

v_f = volumen específico del vapor húmedo, (pie³/lbm)

v_g = volumen específico del vapor seco, (pie³/lbm)

X = calidad de vapor.

2.2.5.- CALOR ESPECÍFICO

El calor específico del petróleo puede ser calculado mediante la ecuación:

⁶ Siendo los pozos horizontales son los que pueden proporcionar en la actualidad una extensa zona de producción.

$$C_o = \frac{0.388 + 0.00045T}{d_o^{0.5}} \quad (2.32)$$

Donde:

C_o = calor específico del petróleo, (Btu/lb-°F)

d_o = densidad relativa del petróleo (agua = 1)

T = temperatura, (°F)

En el caso del agua el calor específico es de 1.0 Btu / lb-°F a 14.7 psi y 60°F, siendo el mayor de todos los elementos y compuestos a temperatura y presión normales.

El **calor específico del agua** puede calcularse a partir de la siguiente ecuación:

$$C_w = 1.0504 + 6.05 \times 10^{-4} T - 1.79 \times 10^{-7} T^2 \quad (2.33)$$

Donde:

C_w = calor específico del agua, (Btu/lb-°F).

(Para temperaturas inferiores a 500°F)

El **calor específico de la roca** se designa mediante las siguientes ecuaciones:

Sólidos medianos y gruesos:

$$C_r = 0.170 - 2.11 \times 10^{-4} T + 1.494 \times 10^{-7} T^2 \quad (2.34)$$

Sólidos finos:

$$C_r = 0.180 - 1.904 \times 10^{-4} T + 7.108 \times 10^{-8} T^2 \quad (2.35)$$

2.2.6.- CAPACIDAD CALORÍFICA DE ROCAS SATURADAS

Se define como la cantidad de calor que debe suministrarse a la unidad de volumen de la roca para elevar su temperatura en un grado. La capacidad calorífica de una roca saturada con petróleo, agua y gas se determina mediante la ecuación:

$$M = \phi[(S\rho C)_o + (S\rho C)_w + (S\rho C)_g] + [(1 - \phi)\rho C]_r \quad (2.36)$$

Donde:

M = capacidad calorífica de la roca, (Btu/pie³-°F)

Φ = porosidad, (fracción)

S = saturación del fluido, (fracción)

ρ = peso específico, (lb/pie³)

C = calor específico, (Btu/lb-°F)

o, w, g, r = subíndices referentes a petróleo, agua, gas y roca respectivamente.

2.2.7.- CONDUCTIVIDAD TÉRMICA

La conductividad térmica de petróleo pesado disminuye con un incremento en la temperatura, pero se incrementa al aumentar la gravedad API. Para las fracciones de petróleo y mezclas de hidrocarburos, Cragoe propone la siguiente relación:

$$k_o = 1.62 \times \frac{[1 - 3(T - 32) \times 10^{-4}]}{\gamma_o} \quad (2.37)$$

Donde:

k_o = conductividad térmica del petróleo, (Btu/día-pie-°F)

γ_o = gravedad específica del petróleo

$$\gamma_o = 141.5 / (131.5 + \text{°API})$$

T= temperatura, (°F).

Para un rango de $0.78 < \gamma_o < 0.95$ y una temperatura entre 32°F y 392°F resultaron errores promedios y máximos de 12 y 39 por ciento.

2.3.- VAPOR

2.3.1.- ESTADOS FÍSICOS DEL VAPOR

2.3.1.1.- Vapor Saturado

Si una sustancia existe como vapor a la temperatura de saturación se denomina vapor saturado. Siempre que un vapor esté en contacto y en equilibrio térmico con su líquido, el vapor será saturado. Igualmente se le conocerá a aquel cuya calidad es del 100 por ciento.

El vapor saturado puede ser seco o húmedo. Entendiéndose como vapor saturado seco aquel que no contiene humedad y su contenido total de calor o entalpía es igual al calor del líquido más el calor de vaporización.

El vapor que contiene agua en cualquier forma como gotas diminutas, nube de vapor o bruma es llamado vapor húmedo, el cual resulta del ingreso de agua en burbujeo o de una condensación parcial. En ambos casos, el contenido de calor total de la mezcla es menor que el del vapor saturado seco, debido a que la vaporización es incompleta. El porcentaje de vapor seco por peso en la mezcla es conocido como la calidad del vapor; de esta manera, con porcentaje de 3 de humedad en vapor, la calidad del mismo es del 97 por ciento. El calor total del vapor húmedo es igual al calor del líquido más el porcentaje del calor latente de vaporización representado por la calidad de vapor.

La temperatura del vapor saturado seco o húmedo a una presión dada es la misma y es determinada por la presión absoluta.

2.3.1.1.1.- Diagrama temperatura - volumen específico de la curva de saturación para líquido y vapor.

Como se indica en la Figura del **anexo 2.9**, la línea de líquido saturado y de vapor saturado junto con las de presión constante forman el diagrama que proyecta el fenómeno de agregar calor a presión constante.

Asumiendo que el estado de un líquido comprimido se puede aproximar como un estado de líquido saturado a la misma temperatura, la vaporización a presión constante se realiza igualmente a temperatura constante, con lo cual la línea de presión constante dentro de la región líquido - vapor en equilibrio, constituye también una línea de temperatura constante.

En el proceso de aumento de presión se puede notar físicamente la disminución de la variación de volumen llegando a cero en el punto crítico⁷, fase que se puede observar en el diagrama temperatura -volumen (T - v) en la disminución longitudinal de las líneas horizontales. Lo que significa que el volumen de líquido saturado se aproxima al volumen del vapor saturado a las mismas condiciones de presión y temperatura conforme se está acercando al estado crítico.

Nótese que en el diagrama T - v señala de manera relevante que el cambio de volumen a una temperatura constante debido a una variación de presión es mucho mayor para un vapor que para un líquido.

2.3.1.2.- Vapor Supercalentado

Cuando un vapor está a una temperatura mayor que la de saturación se denomina vapor supercalentado; donde la presión y la temperatura son

⁷ En el punto crítico los volúmenes específicos adquieren el mismo valor.

propiedades independientes, puesto que la temperatura puede aumentar mientras que la presión permanece constante.

El calor total del vapor supercalentado o su entalpía es igual al calor total del vapor seco saturado más el calor de supercalentamiento.

Considerando que el calor específico del vapor se encuentra en el orden de 0.56 Btu/lb-°F es dudoso que el vapor supercalentado tenga su aplicación en la recuperación térmica, por lo tanto, un alto grado de supercalentamiento contribuye poco al contenido de calor. De esta manera no parece tener mucha justificación el uso de vapor supercalentado en la recuperación térmica, ya que es de principal importancia el contenido de calor del vapor.

2.3.2.- PRESIÓN DE VAPOR

Cuando se produce vapor en un recipiente abierto, la presión producida es la atmosférica (1 Kg/cm²) y su temperatura será la misma que la temperatura de ebullición del agua (100°C).

Cuando se produce vapor en un recipiente cerrado, como es el caso de una caldera, el vapor que se está produciendo se comprime. De este modo, el vapor se expansionará en todas las direcciones y ejercerá presión sobre el recipiente que le rodea, ejerciendo una misma presión sobre la superficie del agua. Esta presión se conoce como la presión de vapor. En la práctica la unidad de presión de vapor utilizada es Kg/cm².

A medida que aumenta la presión de vapor sobre la superficie del agua, aumenta también la temperatura necesaria para que el agua hierva. Por este motivo, para mantener el agua hirviendo y producir vapor a esta temperatura superior se requiere añadir una cantidad mayor de calor sensible, mientras que la cantidad de calor latente será menor.

Es importante indicar que cuando la presión de vapor aumenta, aumenta

también un poco el calor total disponible, incrementando considerablemente el calor sensible, pero el calor latente disminuye. Caso contrario ocurre cuando la presión del vapor disminuye, una pequeña cantidad del calor total disponible disminuye, el calor sensible desciende considerablemente y el calor latente se incrementa.

2.3.3.- RAZÓN VAPOR – PETRÓLEO

La razón vapor - petróleo definida con el término (F_{so}) es un factor muy importante para el éxito o fracaso durante el desarrollo del proceso de inyección de vapor. Así mismo, la razón petróleo - vapor (F_{os}) también es usada en el proceso.

En el desarrollo de mecanismos donde el petróleo es usado como combustible para la generación de vapor, 1 bbl de petróleo normalmente puede generar 13 - 14 bbls de vapor (CWE)⁸. Sin embargo, para operaciones de inyección de vapor la razón vapor -petróleo se encuentra en el rango de 5 - 7.

Chu, resolvió una serie de ecuaciones que pueden ser usadas para estimar la razón vapor - petróleo partiendo de las propiedades conocidas del crudo y del reservorio. En su desarrollo consideró dos casos, siendo éstos:

1. Para $F_{so} > 5.0$ ($F_{os} < 0.20$)

$$F_{so} = \left[\frac{2.779 \times 10^{-5} D - 1.123 \times 10^{-2} + 1.57 \times 10^{-4} h - 1.357 \times 10^{-3} \theta}{+ 7.232 \times 10^{-6} \mu_o + 1.043 \times 10^{-5} \frac{kh}{\mu_o} + 0.512 \phi S_o} \right]^{-1} \quad (2.38)$$

2. Para $F_{so} \leq 5.0$ ($F_{os} \geq 0.20$)

⁸ El término (CWE) se refiere al equivalente de agua - fría de vapor.

$$F_{so} = \left[\begin{array}{l} 18.744 + 0.001453D - 0.05088h - 0.0008864k - \\ - 0.000591\mu_o - 14.79S_o - 0.0002938 \frac{kh}{\mu_o} \end{array} \right] \quad (2.39)$$

Donde:

D = profundidad, (pies)

h = espesor del reservorio, (pies)

θ = ángulo de buzamiento, (grados)

μ_o = viscosidad del petróleo, (cp)

k = permeabilidad, (md)

Φ = porosidad, (fracción)

S_o = saturación inicial del petróleo, (fracción)

2.3.4.- CALIDAD DE VAPOR

2.3.4.1.- Definición

Cuando una sustancia existe en parte como líquido y en parte como vapor a la temperatura de saturación, su calidad se define por la razón de la masa de vapor a la masa total, en otras palabras la calidad de vapor expresa la fracción porcentual del peso total de vapor húmedo que corresponde al vapor seco y saturado. La calidad de vapor se designa con la letra “x” y puede ser calculada por:

$$X = \frac{m_v}{m_v + m_l} \quad (2.40)$$

Donde:

X = calidad del vapor

m_v = masa de fase vapor

m_l = masa de fase líquida.

De esta manera, para una calidad de vapor del 100 por ciento, $X = 1.0$ y para una calidad del 0 por ciento, $X = 0$.

Por otro lado la medida de la cantidad y calidad de vapor inyectada al pozo petrolífero representa un parámetro muy importante para determinar la cantidad de calor que se inyectará a los pozos y al yacimiento.

2.3.4.2.- Medición de la Cantidad de Vapor

En la medición de la cantidad de vapor se requiere calcular previamente la cantidad de vapor seco y de vapor húmedo, respectivamente.

2.3.4.2.1.- Medición de Flujo de Vapor Seco

La medida del flujo de vapor seco se fundamenta en los principios de flujo monofásico a través de las placas orificio, siendo su ecuación:

$$W' = 3.9d^2 \times \beta \times F_r \times Y \times \sqrt{\rho_s \times h_w} \quad (2.41)$$

Donde:

W' = flujo de vapor seco, (ton/día)

d = diámetro del orificio, (pulgadas)

β = coeficiente de descarga, el cual depende de la relación entre el diámetro interno de la tubería y el diámetro del orificio.

F_r = factor del Número de Reynolds, el cual depende de la velocidad y viscosidad del vapor y del diámetro del orificio.

Y = factor de expansión, el cual considera el cambio de densidad del vapor por razones del cambio de velocidad y presión al fluir a través del orificio.

ρ_s = peso específico del vapor seco, (lbf/pe³)

h_w = caída de presión a través del orificio, (pulgadas de agua)

2.3.4.2.2.- *Medición de Flujo de Vapor Húmedo*

La medida de flujo de vapor húmedo requiere el mismo procedimiento que para vapor seco y se aplica la misma ecuación para el cálculo de la tasa de flujo; sin embargo, la tasa de flujo calculada es una tasa aparente que requiere ser corregida mediante la siguiente ecuación:

$$W = \frac{W'}{F} \quad (2.42)$$

Donde:

W = tasa real de flujo de vapor húmedo, (ton/día)

W' = tasa aparente, calculada para vapor seco, (ton/día)

F = factor de corrección, en el cual se toma en cuenta la presencia de agua como fase líquida, (fracción).

Para determinar el factor F se han desarrollado varias correlaciones empíricas, las cuales consideran diferentes parámetros como calidad del vapor, peso específico del vapor, peso específico del agua, entre otros, siendo la siguiente expresión la más usada:

$$F = \sqrt{X} \quad (2.43)$$

Donde:

X = calidad del vapor, (fracción).

2.3.4.2.3.- *Medición de la Calidad de Vapor*

Existen varios métodos para determinar la calidad de vapor, pero el más

comúnmente utilizado por la industria petrolera es el Método del Separador.

2.3.4.2.3.1.- Método del Separador

El Método del Separador es considerado uno de los métodos más simples, pues tiene su fundamento en la definición misma de calidad de vapor.

Este método se basa en la separación de la fase vapor de la fase líquida, de manera similar como se hace en un separador de petróleo y gas.

La tasa de flujo de cada fase puede ser medida usando medidores de orificio, de turbina, etc. Generalmente, se usan los medidores de orificio localizados a la salida del separador para determinar las tasas máscas de flujo de vapor y de líquido.

De esta manera, la calidad X del vapor se puede calcular mediante la siguiente ecuación:

$$X = \frac{W_s}{W_s + W_w} \quad (2.44)$$

Donde:

X = calidad de vapor, (fracción)

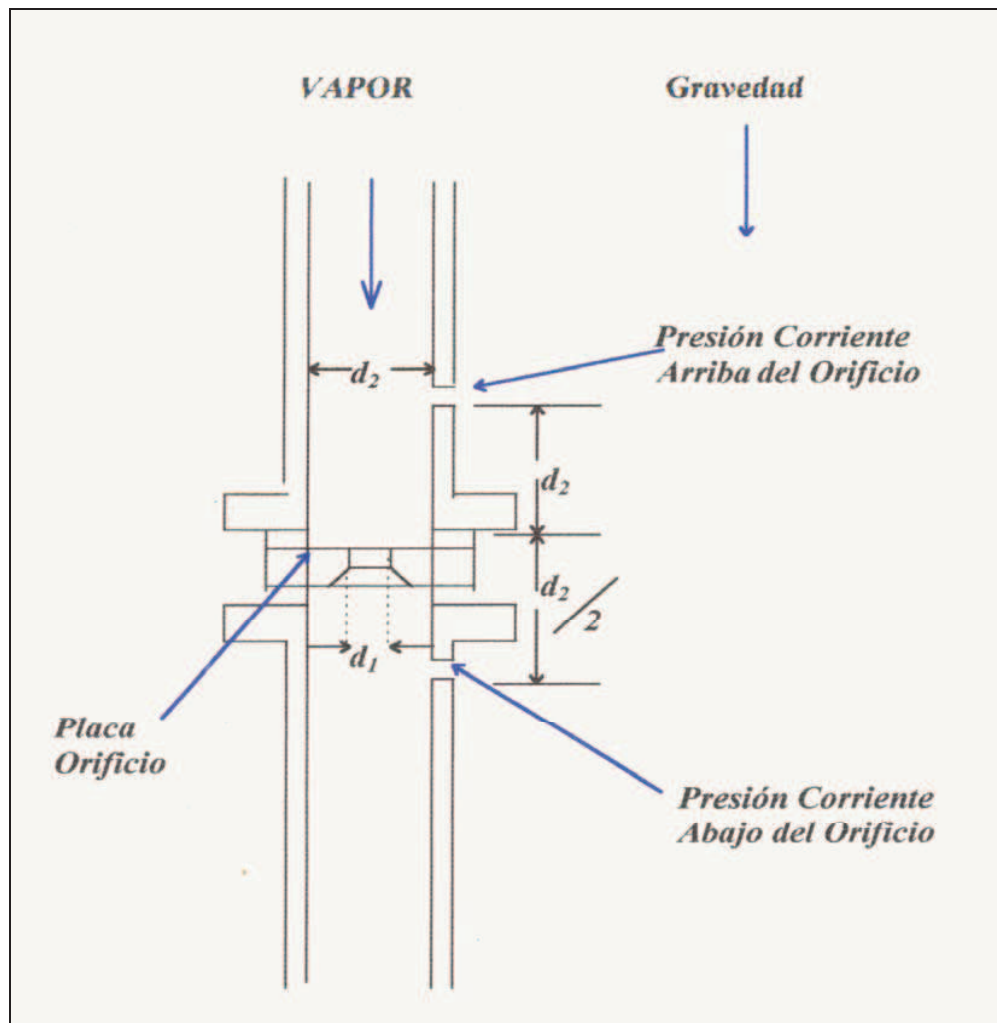
W_s = tasa máscas de flujo de vapor, (lbm/seg.)

W_w = tasa máscas de flujo de agua, (lbm/seg.)

Sin embargo, el uso de un separador para determinar la calidad de vapor continuamente no es tan práctico, debido al costo y operaciones requeridas. Además, los respectivos tanques de los separadores requieren de operaciones manuales y de continuos ajustes para alcanzar una precisión adecuada en la tasa de flujo de la fase líquido y vapor. Por lo tanto, los

separadores son más comúnmente usados para determinar la calidad de vapor en el tanque y en la cabeza del pozo periódicamente.

FIGURA 2.4. UBICACIÓN DE LA PLACA ORIFICIO



ELABORADO POR: CRISTINA ANDRANGO Y DAVID CASTRO
FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

2.3.4.2.3.2.- Medidor de Orificio

Este equipo como se ilustra en la Figura 2-4, mide el flujo de vapor a través de una placa orificio. La placa de orificio tiene un borde cuadrado perforado a través de una placa delgada, la misma que es perpendicular a la dirección de flujo que pasa por la tubería. El vapor descargado del orificio consigue su

mínima sección transversal (vena contracta) a una distancia corriente abajo, la cual varía con la relación orificio - diámetro de la tubería.

La ecuación usada para medir la tasa de flujo de descarga a través de un orificio puede ser calculada por la misma ecuación de Venturi para inyectores y medidores definida por:

$$W = K \sqrt{\frac{P_1 - P_2}{v}} \quad (2.45)$$

Donde:

W = tasa másica de flujo, (lbm/seg.)

K = coeficiente de flujo. $\left[\sqrt{\frac{\text{lbm} - \text{pie}^5}{\text{lbf} - \text{s}^2}} \right]$

P_1, P_2 = presiones de corriente arriba y corriente abajo respectivamente, (lbf/pie²)

v = volumen específico de la fase vapor a la presión corriente arriba, (pie³/lbm).

El coeficiente de flujo (K) es determinado empíricamente mediante pruebas de calibración y ajustando su valor se obtiene:

$$K = C \times Y \times A \times \sqrt{\frac{2g_c}{1 - \beta^4}} \quad (2.46)$$

Donde:

C = coeficiente de descarga⁹, (adimensional)

Y = factor de expansión, el cual permite el cambio de densidad del gas que se expande adiabáticamente de P_1 a P_2 , (adimensional)

A = área de la sección transversal del orificio, (pie²)

⁹ El valor del coeficiente de descarga se obtiene de la placa

$g_c = \text{constante dimensional} = 32.2 \text{ (lbm-pie / lbf-s}^2\text{)}$

$\beta = \text{razón del diámetro del orificio y diámetro de la tubería,}$
(adimensional)

La Figura del **anexo 2.10** plantea el coeficiente de descarga C como función del número de Reynolds (basado en el diámetro del orificio y velocidad) y la razón diámetro, β .

El término factor de expansión (Y) se obtiene mediante la ecuación para los medidores e inyectores de flujo Venturi designados por (Perry y Chilton en 1973):

$$Y = \sqrt{r^{2/k} \left(\frac{k}{k-1} \right) \left(\frac{1-r^{(k-1)/k}}{1-r} \right) \left(\frac{1-\beta^4}{1-\beta^4 r^{2/k}} \right)} \quad (2.47)$$

Donde:

$$r = P_2/P_1$$

$k = \text{razón de calor específico} = c_p/c_v$

De esta manera, la calidad de vapor generada puede ser calculada a partir de la ecuación (2.45) si el coeficiente de orificio y la tasa de flujo del alimentador de agua (feedwater) son conocidos. Otro parámetro importante de determinar es el volumen específico de la fase - vapor en función de la calidad de vapor mediante la relación:

$$v = Xv_g + (1 - X)v_f \quad (2.48)$$

Donde:

$v = \text{volumen específico del vapor húmedo, (pie}^3\text{/lbm)}$

X = calidad de vapor, (facción)

v_g = volumen específico de la fase vapor, (pie³/lbm)

v_f = volumen específico de la fase líquida, (pie³/lbm).

Finalmente, la calidad de vapor puede ser determinada usando las ecuaciones (2.45) y (2.48) obteniendo:

$$X = \frac{K^2(P_1 - P_2)}{W^2(v_g - v_f)} - \left(\frac{v_f}{v_g - v_f} \right) \quad (2.49)$$

Una de las principales ventajas de usar el medidor de orificio para determinar la calidad de vapor es que sus mediciones son independientes de la composición química del feedwater y ofrece resultados continuamente.

2.3.5.- CALIDAD Y TASA DE FLUJO DE VAPOR EN LA CABEZA DEL POZO

2.3.5.1.- Calidad de Vapor en la Cabeza del Pozo

Este parámetro es muy importante dentro del Método de Inyección de Vapor y tiene dificultad con respecto a su medición en la cabeza del pozo. Durante varios años ha estado presente este problema, llegando a la conclusión de que el método del Separador es uno de los procedimientos más confiables para medir la calidad de vapor. Con relación a los otros métodos, entre ellos, el medidor de Orificio debe ser usado cuando todo el vapor generado es inyectado únicamente a un pozo y además cuando se dispone de parámetros como conductividad, tasa másica del alimentador de agua entre otros requeridos.

En la actualidad, nuevos instrumentos han sido desarrollados para medir la fase vapor usando varios equipos tales como **densitómetros vibratorios** (Q-Bar) y **densitómetros nucleares** (K-Ray, Tundra). Además, tanto los medidores de orificio como los medidores de turbina pueden trabajar

conjuntamente con el densitómetro para determinar la calidad de vapor.

2.3.5.2.- Tasa de flujo de Vapor en la Cabeza del Pozo

Un parámetro importante y complicado de medir es la tasa de flujo de vapor en la cabeza del pozo, debido a que el vapor es un fluido compresible de dos fases y además, su densidad depende sobre todo de la presión y calidad de vapor.

La medida de las tasas de flujo de vapor en la cabeza del pozo se realiza a través de estranguladores o choques de flujo crítico, los mismos que requieren medidas de calidad de vapor para alcanzar una mayor precisión.

La ecuación de flujo crítico desarrollada por Thornhill - Craver da un mejor resultado para determinar la tasa de flujo de vapor en la cabeza, siendo ésta:

$$W = 860dC_d \sqrt{\frac{P}{v}} \quad (2.50)$$

Donde:

W = tasa másica de flujo de vapor, (lbm/hora)

d = diámetro de choque, (pulg)

C_d = factor de corrección = $(1-0.00705 (L/d))$

L = longitud de choque, (pulg)

P = presión corriente arriba, (psia)

v = volumen específico del vapor a la presión corriente arriba, (pie^3/lbm), definida en la ecuación (2.48).

2.3.6.- CALIDAD DE VAPOR EN FUNCIÓN DE LA PROFUNDIDAD

La calidad del vapor representa un parámetro importante en el proceso de inyectar vapor al pozo, puesto que se requiere conocer la calidad de vapor que entra en la formación, es decir, la fracción porcentual del peso total de

vapor húmedo que corresponde al vapor seco y saturado.

Ante esta expectativa, el científico Satter verificó que la calidad del vapor a cualquier profundidad (X_D) puede ser relacionada con la calidad que se tiene en superficie (X_O) cuando los elementos, resistividad térmica específica global R_h y la temperatura del vapor no cambian considerablemente con la profundidad.

Dicha definición se expresa mediante la ecuación primaria:

$$X_D = X_O \frac{\left(\dot{Q}_v - \frac{D_1 g_G D}{R_h} + \frac{g_G D^2}{R_h} \right)}{\dot{Q}_v} \quad (2.51)$$

$$\dot{Q}_v = W_i L_v X_O \quad (2.52)$$

$$D_1 = \frac{\left[T_{iny} - T_{E(0)} - \left(\frac{W_i R_h g}{g_c J} \right) \right]}{g_G} \quad (2.53)$$

Donde:

X_D = calidad del vapor a cualquier profundidad, (fracción)

X_O = calidad del vapor en la superficie, (fracción)

\dot{Q}_v = tasa de inyección de calor latente, (Btu/día)

g_G = gradiente de temperatura geotérmica, (°F/pie)

D = profundidad del yacimiento. (Pies)

R_h = resistencia térmica específica global, (Btu/pie-d-°F)

W_i = tasa másica de vapor de inyección, (lbm/día)

L_v = calor latente de vaporización, (Btu/lbm)

T_{iny} = temperatura de inyección en la superficie¹⁰, (°F)

$T_{E(0)}$ = temperatura media de la superficie de la tierra, (°F)

$$\frac{g}{g_c J} = \text{constante} = \frac{1}{778} \text{ (Btu/pie-lbm).}$$

Satter, además encontró una ecuación en donde se determina la profundidad a la cual todo el vapor inyectado ha sido condensado, es decir el punto de agua caliente. Partiendo de la ecuación (2.51) se resuelve para $X_D = 0$ y desarrollando la expresión cuadrática se obtiene el siguiente resultado:

$$D_c = D_1 \left(1 - \sqrt{1 - \frac{2\dot{Q}_v R_h}{g_G D_1^2}} \right) \quad (2.54)$$

Donde:

D_c = profundidad del punto de agua caliente, (pies).

Para estas condiciones ya establecidas, el parámetro temperatura del fluido en el pozo será igual a la temperatura de inyección de vapor desde el cabezal hasta la profundidad D_c definida en la ecuación (2.54). Sin embargo, para profundidades mayores a D_c , donde fluye únicamente agua caliente, se deberá utilizar la siguiente ecuación para obtener la temperatura:

$$T(D, t) = \left[T_E(D) - g_G W_i C R_h - \frac{W_i g R_h \delta}{g_c J} \right] + \left[T_{iny} - T_{E(0)} + g_G W_i C R_h + \frac{W_i g R_h \delta}{g_c J} \right] \exp\left(-\frac{D}{W_i C R_h}\right) \quad (2.55)$$

Donde:

¹⁰ El parámetro temperatura de inyección deberá ser esencialmente constante.

$T_E(D)$ = temperatura del yacimiento a una profundidad D , ($^{\circ}\text{F}$)

$T(D,t)$ = temperatura en función de la profundidad y del tiempo, ($^{\circ}\text{F}$)

C = capacidad calorífica del fluido fluuyente, ($\text{Btu/lbm-}^{\circ}\text{F}$)

δ = constante que tiene el valor de cero para los líquidos y de uno para los gases.

Así mismo, en muchas ocasiones suele observarse que:

$$2 \dot{Q}_v R_h < g_G D_1^2 \quad (2.56)$$

Cuando éste sea el caso, la profundidad del punto de agua caliente puede ser determinada aproximadamente a través de la ecuación:

$$D_c = \frac{w_i L_v X_o R_h}{T_{iny} - T_{E(0)} - \frac{R_h W_i g}{g_c J}} \quad (2.57)$$

2.4.- MECANISMOS DE TRANSFERENCIA DE CALOR¹¹

Los mecanismos de transferencia de calor son referidos a la velocidad del intercambio de calor entre la fuente que lo genera y un receptor. Por consiguiente, los procesos de transferencia de calor estarán dados por razones de intercambio térmico.

Observando que las diferencias de temperatura entre la fuente y el receptor

¹¹ En esta sección el término calor no se le relacionará con la energía interna, más bien con la definición de que es energía en movimiento de un cuerpo o sistema a otro, debido a una diferencia de temperaturas entre los cuerpos o sistemas.

desempeñan un papel relevante en lo que respecta al potencial por el cual, la transferencia de calor se lleva a cabo.

Lo que conlleva un problema es involucrar cantidades de calor que deben transferirse debido a la naturaleza de los cuerpos, a la diferencia de potencial y a la cantidad de energía mecánica que debe disiparse para facilitar la transferencia de calor.

Existiendo tres formas diferentes en las que el calor puede pasar de la fuente al receptor aún cuando varias de las cuales son combinación de dos o tres de ellas; estos mecanismos para transferir el calor son: radiación, conducción y convección descritas en términos tanto físicos como matemáticos.

2.4.1.- RADIACIÓN

Es el mecanismo donde el calor es transferido por medio de ondas electromagnéticas, por lo que depende en forma considerable de la naturaleza de la superficie de un material.

De esta manera en materiales opacos, tales como la roca existe poca radiación térmica, lo que conlleva a que no se considere como un mecanismo importante de transferencia de calor en medios porosos. Sin embargo, tiene una aplicación relevante en calentadores a llama y calderas.

2.4.1.1.-Origen

Uno de los orígenes de la energía radiante se le puede atribuir al cambio en la energía de átomos y moléculas sin referirse a sus electrones individuales, por lo cual, si en una molécula dos o más núcleos se encuentran vibrando uno con respecto al otro, dará lugar al cambio de amplitudes en la vibración que causará un cambio en el contenido de energía. La emisión de la energía radiante también será el resultado de la alteración de la energía cinética de traslación o rotación de la molécula.

Con respecto a la velocidad, una disminución de la misma identifica a la emisión de energía radiante, no obstante su aumento corresponde a la absorción de la energía radiante. Se puede notar que existen pocas posibilidades de que la energía radiante generada en el interior de un sólido alcance su superficie sin encontrar otras moléculas, y por lo tanto, toda la energía radiante emitida de la superficie de los cuerpos sólidos es generada por cambios en los niveles de energía de las moléculas cercanas o en su superficie; con lo cual, la cantidad de dicha energía emitida por un sólido dependerá de la superficie del cuerpo y adicionalmente la radiación incidente en un cuerpo sólido que se absorbe en su superficie.

2.4.1.2.- Distribución

La distribución de la energía radiante de un cuerpo a una temperatura dada comprenderá en un rango completo de longitudes de onda y no de onda simple; por lo cual, en forma particular a una temperatura dada la longitud de onda correspondiente tendrá una máxima cantidad de energía emitida.

De acuerdo a las propiedades de la radiación es imperioso señalar la diferencia entre la radiación monocromática y la radiación total. Donde la propiedad monocromática al máximo valor de la intensidad de emisión se refiere a una longitud de onda simple. Y una propiedad de radiación total no obstante, indica que es la suma algebraica de los valores monocromáticos.

Literalmente, la radiación monocromática significa un color o una longitud de onda, pero experimentalmente se refiere a un grupo o banda de longitudes de onda, puesto que éstos no pueden resolverse individualmente.

2.4.2.- CONDUCCIÓN

Es el proceso por medio del cual el calor va a ser transferido por colisión molecular desde una región de alta temperatura a otra de más baja temperatura, a través de materiales no fluyentes.

La ley física que describe el fenómeno de conducción de calor es conocida como la "Ley de Fourier", expresada de la siguiente manera:

$$Q = -kA \frac{dT}{dx} \quad (2.58)$$

Donde:

Q = flujo de calor por conducción, (BTU/hr)

k = conductividad térmica, (BTU/hr pie °F)

A = área perpendicular al flujo, (pie²)

$\frac{dT}{dx}$ = gradiente de temperatura en la dirección x, (°F/pie).

El significado del signo negativo de la ecuación anterior señala que la transferencia de calor tiene lugar en dirección de una temperatura decreciente.

Analizando los efectos térmicos y considerando al yacimiento como un sólido homogéneo, la transferencia de calor es solamente a través de un proceso de conducción; el cual es un mecanismo importante pero demasiado lento. Resultando un proceso inadecuado para transferir calor a un yacimiento. Sin embargo, juega un papel relevante en las pérdidas de calor tanto en el tope y base del yacimiento, las cuales pueden ser considerables en yacimientos de poco espesor, pero no así en yacimientos de gran espesor.

2.4.3.- CONVECCIÓN

La convección de calor difiere de las anteriores, puesto que estrictamente transfiere energía de un lugar a otro. Dicho proceso ocurre debido a que un fluido en movimiento recoge energía de un cuerpo caliente y lo entrega a un cuerpo más frío.

El flujo de calor convectivo cuya dirección es siempre perpendicular al flujo del fluido, describe la transferencia de calor de un líquido a un sólido o viceversa. La ecuación que rige la transferencia de calor con vapor en forma convectiva propuesta originalmente por Isaac Newton en 1701 es:

$$Q = hA(T_f - T_s) \quad (2.59)$$

Donde:

Q = transferencia de calor entre el fluido y el sólido, (BTU / hr)

h = coeficiente de transferencia de calor, (BTU / hr-pie²-°F)

A = área de la superficie de transferencia de calor, (pie²)

T_f = temperatura característica del fluido, (°F)

T_s = temperatura del sólido (°F).

Aunque más bien, la ecuación (2.59) nos permite evaluar la rapidez de la transferencia de calor por convección en la frontera entre un fluido y un sólido antes que explicar el mecanismo de flujo de calor por convección. De allí que, se ha considerado que la convección es un fenómeno muy complejo por lo cual resulta complicado evaluar el coeficiente de transferencia de calor h , con lo que un análisis significativo para su cuantificación guiaría al estudio de la dinámica del flujo de fluidos.

De modo que, en la transferencia de energía por convección resulta de gran importancia conocer cuando el movimiento de un fluido es laminar o turbulento, debido a que al ser laminar y con una temperatura diferente respecto a una superficie por donde se da el movimiento, se tiene que la transmisión de calor se da por conducción molecular, tanto al interior del fluido como en la cara de la superficie del sólido.

Mientras que al ser turbulento se tiene que la transferencia se da como una consecuencia de los remolinos que acarrearán masas de fluido, donde las partículas del fluido son quienes transportan la energía para luego transferir

al mezclarse con las otras partículas y producir de esta manera el flujo de calor por convección.

Cabe notar que el movimiento del fluido se puede dar en dos instancias, una como resultado de la diferencia de densidades debido a la variación de temperatura en el fluido, al cual se conoce como **Convección natural o libre**. La segunda instancia se produce cuando el movimiento es obligado a darse mediante el uso de algún agente mecánico, por lo que se le conoce como **Convección forzada**.

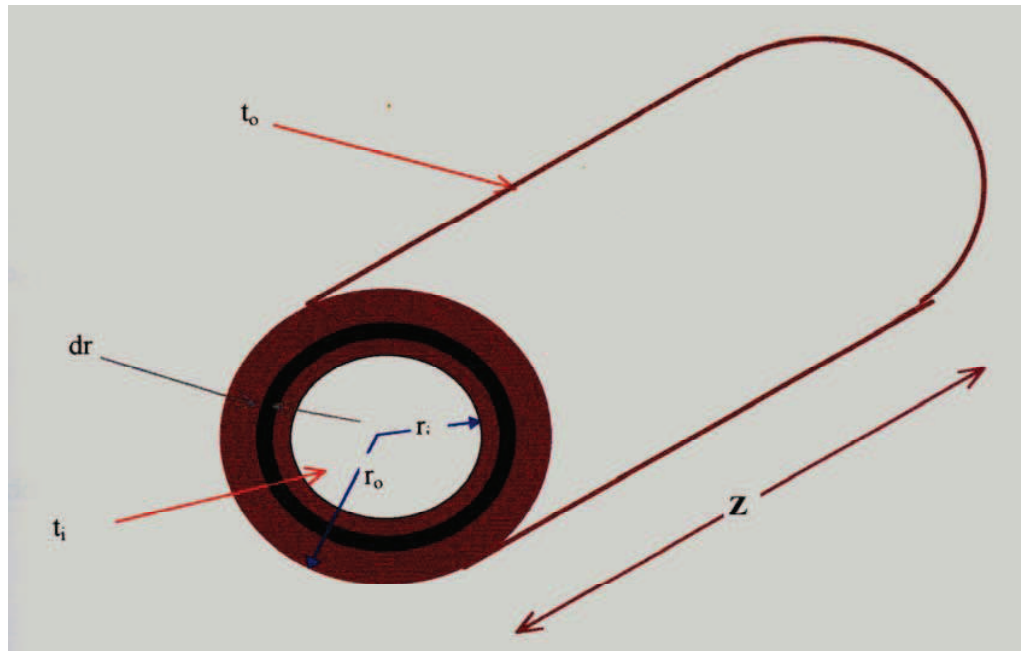
En el **anexo 2.11** se presenta valores aproximados para los coeficientes de transmisión de calor por convección.

2.5.- TRANSFERENCIA DE CALOR AL YACIMIENTO DURANTE LA INYECCIÓN DE VAPOR

Adelantándonos a las características de pozos horizontales, las que serán mencionadas en mayor detalle mas adelante, puntualizaremos en esta sección los mecanismos de transferencia de calor al yacimiento para un pozo horizontal.

Durante la inyección de vapor cabe resaltar que primeramente se da un proceso forzado de convección, debido a que la roca y el fluido almacenado se encuentran a una temperatura menor que la masa del vapor inyectado; posteriormente el calentamiento del yacimiento se produce en forma conductiva. De manera que se puede hablar que el calor fluye radialmente, del fondo (bottom hole) al extremo superior de la arena productora. Por lo tanto, si consideramos al pozo horizontal como un cilindro hueco y circular para realizar un análisis matemático del fenómeno ocurrido, y asumiendo que el yacimiento es homogéneo; partimos de la ecuación de conducción y tomando un elemento diferencial de radio **dr** como se indica en la Figura No. 2-5.

FIGURA No. 2-5. TRANSFERENCIA DE CALOR AL YACIMIENTO DURANTE LA INYECCIÓN DE VAPOR



ELABORADO POR: CRISTINA ANDRANGO Y DAVID CASTRO
FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

$$Q = -Ak \frac{dt}{dr} \quad (2.60)$$

Siendo el área del cilindro $A = 2\pi rz$

Entonces:

$$Q = -2\pi * rz * k \frac{dt}{dr} \quad (2.61)$$

Suponiendo al sistema en estado estacionario, y la conductividad térmica k constante; integrando se obtiene:

$$Q \int_{r_i}^{r_o} \frac{dr}{r} = -2\pi * z * k \int_{t_i}^{t_o} dt$$

$$Q * \ln \frac{r_o}{r_i} = 2\pi * zk(t_i - t_o)$$

Por lo tanto:

$$Q = \frac{2\pi z * k * (t_i - t_o)}{\ln\left(\frac{r_o}{r_i}\right)}$$

Donde:

Q = cantidad de calor transmitido al yacimiento, (Btu/hr)

t₀ = temperatura de la superficie exterior, (°F)

t_i = temperatura de la superficie interior, (°F)

r₀ = radio exterior del cilindro, (pie)

r_i = radio interior del cilindro, (pie)

k = conductividad térmica, (Btu/hr-pie-°F)

z = longitud del cilindro, (pie)

Como una consecuencia se puede anotar la relación que determina la resistencia que genera una pared curva, la cual es:

$$R = -\frac{\Delta t}{Q} (\text{°F/BTU/hr})$$

Relacionando la resistencia con la última ecuación de calor, se tiene:

$$R = \frac{\ln\left(\frac{r_o}{r_i}\right)}{(2\pi zk)}$$

2.6.- PÉRDIDAS DE CALOR

2.6.1.- PERDIDAS DE CALOR DEL VAPOR EN LAS LÍNEAS DE SUPERFICIE

La cantidad de calor que se pierde en las tuberías de superficie se debe a los factores como: el medio ambiente, propiedades de la línea y condiciones de flujo del fluido. Para lo cual las condiciones ambientales están sujetas a elementos como la velocidad del viento y la temperatura del aire; mientras que en las propiedades de la tubería se considera las dimensiones de la línea como son el diámetro, espesor y de manera relevante su longitud, adicionalmente el espesor del aislante que recubre la tubería. Para las condiciones del fluido se consideran la calidad del vapor, temperatura, presión y la tasa del flujo másico.

Para una tubería conductora de vapor y recubierta con aislante, el calor se transfiere al medio ambiente a través de los siguientes mecanismos:

- Conducción a través de las paredes de la tubería.
- Conducción a través del aislante
- Radiación y convección hacia el aire.

Las pérdidas de calor en las líneas de transmisión pueden ser calculadas mediante la siguiente relación:

$$Q_L = U \times A_{to} (T_S - T_a) \quad (2.62)$$

Donde:

Q_L = Calor perdido, (Btu / hr)

U = Coeficiente de transferencia de calor total, (Btu/hr-pie²-°F)

A_{to} = Área de la tubería de superficie, (pie²)

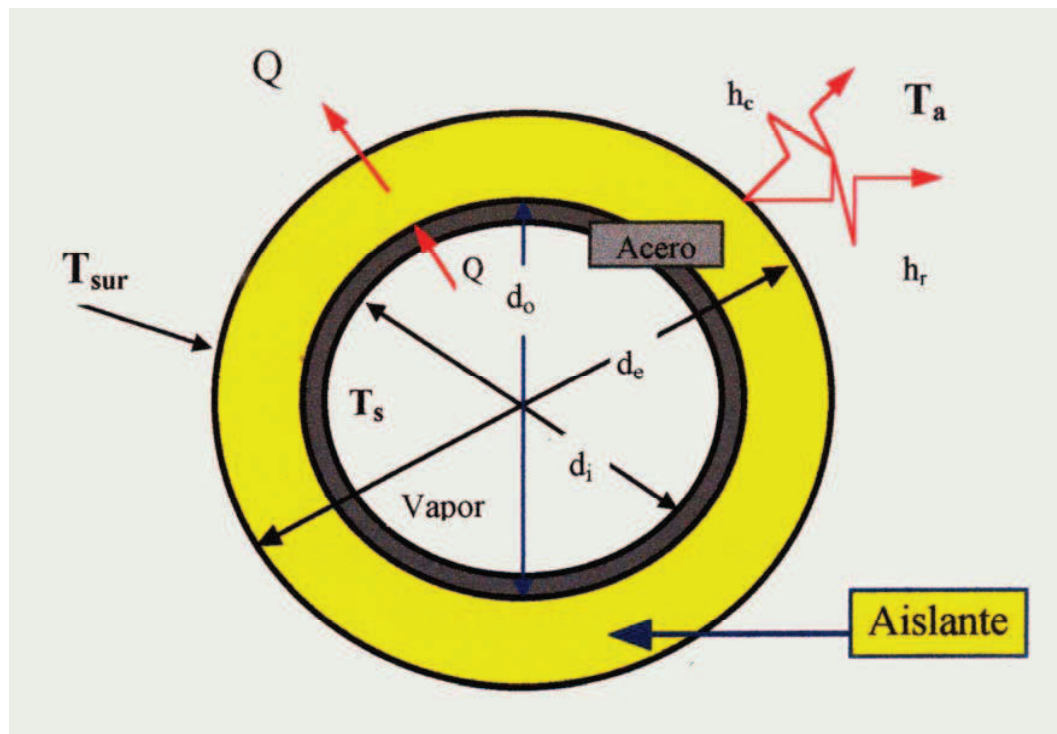
T_s = Temperatura del vapor, (°F), (estimadas de las tablas de vapor,

basadas por encima de la presión de vapor en la tubería)
 T_a = Temperatura ambiente, ($^{\circ}\text{F}$)

El coeficiente de transferencia de calor total es determinado por la evaluación de varias resistencias al flujo de calor en la línea de transmisión, como se indica en la Figura No. 2-6, donde tres resistencias en serie deben ser consideradas como:

1. Resistencia del acero de la línea.
2. Resistencia del aislante alrededor de la línea.
3. Resistencia de las pérdidas de calor hacia la atmósfera por radiación y convección.

FIGURA No. 2-6. ESQUEMA DE UNA SECCIÓN TRANSVERSAL DE UNA TUBERÍA DE VAPOR AISLADA



ELABORADO POR: CRISTINA ANDRANGO Y DAVID CASTRO
 FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

De modo que el coeficiente total de transferencia de calor será calculado de la siguiente manera.

$$U = \left[\frac{d_o \ln \frac{d_o}{d_i}}{k_s} + \frac{d_o \ln \frac{d_e}{d_o}}{k_i} + \frac{d_o}{d_e (h_c + h_r)} \right]^{-1} \quad (2.63)$$

Donde:

U = coeficiente total de transferencia, (Btu/hr-pie²-°F)

d_i = diámetro interno de la tubería, (pie)

d_o = diámetro externo de la tubería, (pie)

d_e = diámetro total de la línea, incluyendo el aislante, (pie)

k_s = conductividad térmica del acero de la línea, (Btu /hr-pie-°F)

k_i = conductividad térmica del aislante, (Btu/hr-pie-°F)

h_c = coeficiente de transferencia de calor por convección, (Btu/hr-pie²-°F)

h_r = coeficiente de transferencia de calor por radiación, (Btu/hr-pie²-°F)

Tanto el coeficiente de transferencia de calor por convección y radiación, dependen de la temperatura de la superficie del recubrimiento aislante, por lo que una solución de ensayo y error es requerida.

Considerando a la velocidad del viento (V , en millas / hora) como un factor incidente para el cálculo del coeficiente de transferencia de calor por convección, y al diámetro exterior, se tiene:

Si $V = 0.0$ (millas / hora)

$$h_c = 31.19k_{ai} \left(\frac{553.587}{427.402 + T} \right)^{1.0678} \times \left(\frac{T_e - T_a}{12d_a} \right)^{0.25} \quad (2.64)$$

Si $8\ 800 \leq VDa \leq 50\ 000$

$$h_c = \frac{19.3C_{ai}(\rho_{ai}V)^{0.6}}{D_a^{0.4}} \quad (2.65)$$

Si $VD_a > 50\,000$.

$$h_c = 0.0239 \left(\frac{k_{ai}}{D_a} \right) \left(\frac{5.28\rho_{ai}VD_a}{\mu_{ai}} \right)^{0.805} \quad (2.66)$$

Donde:

h_c = coeficiente de transferencia de calor por convección (Btu/hr-pie²-°F)

k_{ai} = conductividad térmica del aire, (Btu/pie-hr-°F)

T_e = temperatura de la pared exterior del aislante, (°F)

T_a = temperatura ambiente, (°F)

$\bar{T} = (T_e + T_a)/2$

C_{ai} = calor específico del aire, (Btu / lb-°F)

ρ_{ai} = peso específico del aire, (lbf / pie³)

μ_{ai} = viscosidad dinámica del aire, (lb/pie-hr)

D_a = diámetro exterior del aislante, (pies)

Además, las propiedades físicas del aire son calculadas en función de la temperatura promedio, con las siguientes correlaciones:

$$K_{ai} = 0.01328 + 2.47 \times 10^{-5}\bar{T} - 4.24 \times 10^{-9}\bar{T}^2 \quad (2.67)$$

$$\rho_{ai} = 0.0771 - 8.848 \times 10^{-5}\bar{T} - 3.744 \times 10^{-8}\bar{T}^2 \quad (2.68)$$

$$\mu_{ai} = 0.040 + 6.155 \times 10^{-5}\bar{T} - 1.220 \times 10^{-8}\bar{T}^2 \quad (2.69)$$

$$C_{ai} = 0.2382 + 1.390 \times 10^{-5} \bar{T} + 1.027 \times 10^{-8} \bar{T}^2 \quad (2.70)$$

Para determinar el coeficiente de transferencia de calor por radiación h_r , se debe considerar la siguiente relación:

$$h_r = 0.171 \times 10^{-8} \times e_a \left[\frac{(T_e + 460)^4 - (T_a + 460)^4}{T_e - T_a} \right] \quad (2.71)$$

Donde:

e_a = emisividad relativa de la pared exterior del aislante

Puesto que los mecanismos de transferencia de calor por radiación y convección dependen de la temperatura de superficie del aislante, T_e ; y ésta es desconocida, se requiere seguir un proceso de ensayo y error para el cálculo del coeficiente de transferencia de calor total como el caso de la aplicación de la ecuación (2.63). Pero se puede tener una aproximación simplificada mediante el uso de la siguiente relación:

$$U = \frac{k_i}{d_o * \ln \frac{d_e}{d_o}} \quad (2.72)$$

Para las tuberías que forman las sartas de inyección de vapor hacia la formación, sus pérdidas de calor pueden ser encontradas por la siguiente ecuación:

$$Q = 2\pi r_{to} \times \Delta L \times U_{to} (T_S - T_h) \quad (2.73)$$

Donde:

Q_L = Calor perdido, (Btu / hr)

r_{to} = radio exterior de la tubería de inyección, (pie)

ΔL = incremento de longitud de la sarta, (pie)

U_{to} = coeficiente de transferencia de calor total, basado en el área exterior de la tubería de inyección y la diferencia de temperatura entre el vapor y la interfase formación- cemento, (Btu/hr-pie²-°F)

T_s = temperatura del vapor, (°F)

T_h = temperatura de la interfase formación-cemento, (°F)

2.6.2.- PÉRDIDAS DE CALOR EN EL POZO

Cuando un fluido caliente como en el caso del vapor es inyectado dentro del pozo, existe una considerable pérdida de calor durante la trayectoria que va desde el pozo hacia los alrededores. Ciertamente, en la mayoría de los proyectos, el vapor saturado a una cierta calidad es inyectado a la formación. Sin embargo, en nuestro caso, consideraremos primero un vapor que entra al hueco como vapor supercalentado que luego se convertirá en vapor saturado con una disminución gradual de su calidad.

Para el caso de **vapor supercalentado**, se asume que cuando la profundidad D es cero, se tiene una temperatura de vapor T_s que varía con el tiempo. Además, se considera un gradiente lineal geotérmico de modo que:

$$T_f = g_G D + T_{su} \quad (2.74)$$

Donde:

T_f = temperatura de formación, (°F)

g_G = gradiente geotérmica, (°F/pie)

T_{su} = temperatura de superficie, (°F).

Durante el proceso de inyección, una vez que se ha llegado a conocer la temperatura del vapor a una profundidad D_1 se mantiene, y para

determinarla a una profundidad D_2 , Ramey sugiere la aplicación de la siguiente ecuación (aunque es preferible mediante el empleo de los perfiles de temperatura):

$$T(D_2, t) = [g_G D_2 + T_{su} - g_G A - AB] + [T(D_1, t) - g_G D_1 - T_{su} + g_G A + AB] e^{-(\Delta D/A)} \quad (2.75)$$

El término A se define como:

$$A = \frac{w_s C_s [k_f + r_{ti} U_{ti} f(t)]}{2\pi r_{ti} I_{ti} k_f} \quad (2.76)$$

Y el término B:

$$B = \frac{1}{778 C_s} \quad (2.77)$$

Donde:

g_G = gradiente geotérmica, ($^{\circ}\text{F}/\text{pie}$)

T_{su} = temperatura de superficie, ($^{\circ}\text{F}$)

ΔD = intervalo de profundidad = $D_2 - D_1$, (pies)

w_s = tasa másica de vapor, (lbm/hora)

C_s = capacidad calorífica del vapor, (Btu/lbm- $^{\circ}\text{F}$)

K_f = conductividad térmica de la formación, (Btu/día-pie- $^{\circ}\text{F}$)

r_{ti} = radio interno del tubing, (pies)

U_{ti} = coeficiente de transferencia de calor total para el espacio anular entre el tubing interno y el casing externo, (Btu/día-pie- $^{\circ}\text{F}$)

$f(t)$ = conducción de calor en función del tiempo para la tierra, (adimensional), mostrado en el **anexo 2.12**.

La función $f(t)$ se puede calcular en forma aproximada, para tiempos de

inyección mayores que 7 días, mediante la ecuación:

Para $t > 7$ días:

$$f(t) = \ln \frac{2\sqrt{\alpha t}}{r_{co}} - 0.29 \quad (2.78)$$

Donde:

α = difusividad térmica, (pie²/día)

r_{co} = radio externo del casing, (pies).

Cuando se tiene **vapor saturado**, las pérdidas de calor en el pozo causarán cambios en la calidad de vapor, mientras que la temperatura (T_s) se mantendrá constante. De esta manera, si la calidad del vapor a una profundidad D es $X = X(D_1, t)$, la calidad de vapor a una profundidad D_2 puede ser calculada por la ecuación (2.51) de Satter.

Las pérdidas de calor sobre los intervalos en el pozo, pueden ser calculadas a través de la siguiente ecuación:

$$Q_1 = \frac{2\pi k_f r_{co} U_{to} \Delta D}{k_f + r_{co} U_{to} f(t)} \times [0.5(T_{s1} + T_{s2}) - 0.5(T_{f1} + T_{f2})] \quad (2.79)$$

Donde:

Q_1 = tasa de flujo de calor, (Btu/hora)

U_{to} = coeficiente de transferencia de calor basado en el tubing externo, (Btu/día-pie-°F)

T_{s1} , T_{s2} = temperatura de vapor con respecto al tope (1) y a la base (2) del intervalo respectivamente, (°F)

T_{f1} , T_{f2} = temperatura del fluido al tope (1) y a la base (2) respectivamente, (°F)

El coeficiente de transferencia de calor basado en el tubing externo (U_{to}) se determina a partir de la siguiente ecuación:

$$U_{to} = \left[\frac{r_{to} \ln \frac{r_a}{r_{to}}}{k_a} + \frac{r_{to}}{r_a (h_c + h_r)} + \frac{r_{to} \ln \frac{r_{cf}}{r_{co}}}{k_{ce}} \right]^{-1} \quad (2.80)$$

Donde:

r_a = radio de la superficie exterior del aislante, (pies)

k_a = conductividad térmica del aislante a la temperatura promedio del mismo, (Btu/hora-pie-°F)

h_c = coeficiente de transferencia de calor por convección y conducción, basado en la superficie exterior del aislante y la diferencia de temperatura entre ésta y la superficie interna del revestidor, (Btu/hora-pie²-°F)

h_r = coeficiente de transferencia de calor por radiación, basado en la superficie exterior del aislante y la diferencia de temperatura entre ésta y la superficie interna del revestidor, (Btu/hora-pie²-°F)

r_{cf} = radio de la interfase formación-cemento, (pies)

k_{ce} = conductividad térmica del cemento a la temperatura y presión promedio del cemento, (Btu/hora-pie-°F)

El procedimiento de las pérdidas de calor al yacimiento presentado, es más adecuado aplicarlo en pozos donde ya se cuenta con registros térmicos e información de producción. Por lo tanto para pozos y campos donde se aplicara por primera vez el método de inyección continua de vapor, se recomienda realizar los cálculos como se presenta en el siguiente Ítem.

2.7.- PERFIL DE TEMPERATURA.

Para tener un conocimiento casi exacto de la calidad del vapor en el punto de

inyección, es básico determinar con la mayor precisión posible la temperatura con la cual se llega a la profundidad propuesta, por lo que el éxito del cálculo se basará en la determinación más real de la resistencia térmica específica global, el proceso iterativo será la forma para su determinación.

Para los perfiles de temperatura se considera que las pérdidas de calor hacia la formación son radiales. Por lo tanto, la distribución de la temperatura en un pozo de inyección de vapor está dada en función de la profundidad y del tiempo mediante la ecuación 2.81

$$T(D, t) = T_E(D) - g_G \times w_i \times C \times R_h - \frac{w_i \times g \times R_h \times \delta}{g_G \times J} + \left[T_{iny} - T_E(0) + g_G \times w_i \times C \times R_h + \frac{w_i \times g \times R_h \times \delta}{g_G \times J} \right] \times \exp\left(-\frac{D}{w_i \times C \times R_h}\right) \quad (2.81)$$

Donde:

$T_E(D)$ = temperatura media de la tierra a la profundidad D, (°F)

$T_E(0)$ = temperatura media en la superficie de la tierra, (°F)

g_G = gradiente geotérmico, (°F/pie)

C = capacidad calorífica del fluido fluyente, (Btu/lb-°F)

R_h = resistencia térmica específica global, (Btu/pie-d-f)⁻¹

w_i = tasa másica de inyección, (lbm/d)

D = profundidad, (pies)

δ = constante:

0 para líquidos

1 para vapor

$\frac{g}{g_c J} = \text{constante} = \frac{1}{778}$ (Btu/pie-lbm)

En el proceso iterativo para determinar la resistencia térmica

específica global:

1. Se supone que la suma de todas las resistencias térmicas es el doble de la del revestimiento aislante

$$R_h = \frac{2}{2\pi} \left[\frac{\ln\left(\frac{r_{ins}}{r_o}\right)}{\lambda_{ins}} \right] \quad (2.82)$$

2. Se calcula el tiempo adimensional t_D y se asume R_h' igual a R_h para calcular $2\pi * R_h' * \lambda_E$, luego se recurre al **anexo 2.13** para encontrar el valor de la función de tiempo.

$$t_D = \frac{\alpha_E \times t}{r_w^2} \quad (2.83)$$

Donde:

α_E = difusividad térmica de la tierra, (pie²/d)

r_w = radio a hueco abierto, (pies)

t = tiempo, (días)

3. Se determina la temperatura en la superficie externa del espacio anular en °F.

$$T_{ci} = T_A + \frac{T_b - T_A}{2\pi \times R_h} \left[\frac{\ln \frac{r_w}{r_{co}}}{\lambda_{cem}} + \frac{f(t_D)}{\lambda_E} \right] \quad (2.84)$$

Donde:

T_{ci} = temperatura en la superficie externa del espacio anular, (°F)

T_A = temperatura promedio en el anular, (°F)

T_b = temperatura de inyección del vapor, (°F)

r_{co} = radio externo del casing, (pies)

λ_E = conductividad térmica de la tierra, (Btu/pie-d-°F)

4. Se determina la temperatura en la superficie interna del espacio anular

$$T_{ins} = T_b - \frac{T_b - T_A}{2\pi \times R_h} \left[\frac{\ln \frac{r_{ins}}{r_o}}{\lambda_{ins}} \right] \quad (2.85)$$

Donde:

λ_{ins} = conductividad térmica del aislante, (Btu/pie-d-°F)

r_{ins} = radio del aislante térmico, (pies)

5. Con las dos últimas temperaturas se calcula una temperatura promedio, que será la temperatura promedio del anular. $T_{an,avg}$

6. Por último se calculan los siguientes parámetros para encontrar la resistencia térmica

$$F(T_{ins}, T_{ci}) = (920 + T_{ins} + T_{ci}) \times \left[(420 + T_{ins})^2 + (420 + T_{ci})^2 \right] \quad (2.86)$$

$$h_{lc,an} = 4.11 \times 10^{-8} \left[\frac{1}{\epsilon_{ins}} + \frac{r_{ins}}{r_{ci}} \left(\frac{1}{\epsilon_{ci}} - 1 \right) \right]^{-1} \times \frac{1}{r_e} \times$$

$$F(T_{ins}, T_{ci}) \times \frac{\lambda_{an}}{\ln \left(\frac{r_{ci}}{r_{ins}} \right)} \quad (2.87)$$

Donde:

ϵ_{ins} = emisividad del aislante¹², (adimensional)

¹² Los valores correspondientes a la emisividad del aislante y de la tubería son proporcionadas por sus respectivos fabricantes

E_{ci} = emisividad de la tubería, (adimensional)

λ_{an} = conductividad térmica del fluido en el anular, (Btu/pie-d-°F)

Con los resultados anteriores se calcula la resistencia térmica, con la cual se itera

$$R_h = \frac{1}{2\pi} \left[\frac{\ln \frac{r_{ins}}{r_o}}{r_{ins}} + \frac{1}{r_{ins} \times h_{lc,an}} + \frac{\ln \frac{r_w}{r_{co}}}{\lambda_{cem}} + \frac{f(t_D)}{\lambda_E} \right] \quad (2.88)$$

Con el valor de la resistencia se calcula R'_h con la siguiente ecuación, luego con el valor obtenido se repite el proceso desde el segundo punto, el valor que se considere adecuado para la resistencia es cuando la diferencia entre el asumido y el calculado sea menor a 0.001.

$$R'_h = R_h - \frac{f(t_D)}{2\pi \times \lambda_E} \quad (2.89)$$

Una vez determinada la resistencia térmica, se puede calcular la correspondiente tasa de las pérdidas de calor en el pozo, mediante la siguiente ecuación:

$$\dot{Q}_L = L_T \times \frac{(T_b - T_A)}{R_h} \quad (2.90)$$

Donde:

\dot{Q}_L = tasa de pérdidas de calor, (Btu/d)

T_b = temperatura de inyección del vapor, (°F)

T_A = temperatura promedio en el anular, (°F)

L_T = longitud total que recorre el vapor, (pies)

R_h = resistencia térmica, (Btu/ pie- d-°F)

CAPÍTULO 3

DESARROLLO DEL CAMPO Y ANÁLISIS DEL PROCESO DE LA TECNOLOGÍA ACTUAL

3.1 PLAN DE DESARROLLO DEL CAMPO

3.1.1 PERÍODO DE EVALUACIÓN

En el período de evaluación se emprenderá un programa de sísmica 2D sobre las áreas de la estructura del Bloque 20, que se cree tiene petróleo líquido. Un área que cubre aproximadamente las dos terceras partes de la zona sur se estima que posee petróleo líquido. La tercera parte en el norte del Bloque, en la que se cree necesitar métodos de minería para la recuperación de hidrocarburos será evaluada posteriormente. **Ver anexo 3.1**

Pozos de evaluación serán perforados y probados simultáneamente con el programa sísmico. Subsecuentemente a la terminación de este trabajo un programa sísmico 3D que cubra una área designada será implementada. El área piloto se determinará basándose en los resultados sísmicos 3D. Hacia el final del programa sísmico 3D y simultáneamente con el programa de pozos gemelos (pozo gemelo se refiere que un pozo que genera producción y otro que inyecta vapor), haciendo evaluaciones continuas y analizando futuras perforaciones.

Algunos de estos pozos serán perforados horizontalmente y se inyectará vapor para evaluar su rendimiento con la prueba SAGD (Drenaje Gravitacional Asistido por Vapor). Otros modelos del pozo también pueden ser evaluados durante este período. Generadores de vapor portátiles serán instalados para inyectar vapor y evaluar la capacidad de inyección y optimizar nuestro diseño de la planta con tecnología actual. Activos asociados con producción temprana, serán instalados

tales como, tuberías, tanques y otros activos necesarios para el transporte de crudo.

Una parte del área sur del campo Pungarayacu puede ser tomada para el plan piloto puesto que presenta suficiente grosor de la arena productora (hollín) y profundidad en el reservorio, lo que permitirá inyectar vapor y probar una variedad de métodos de recuperación térmica, para justificar la instalación de la planta termoquímica.

3.1.2 PERIODO PILOTO

Subsecuentemente a la terminación de la Fase de Evaluación y habiendo identificado el área Piloto se continuará con perforación adicional de desarrollo. Se espera que el área Piloto sea de aproximadamente de 6.22 Km² y dentro de un área sísmica 3D. Tentativamente, está planificado desarrollar sistemáticamente el área Piloto en unidades de 2.07 Km², teniendo cada unidad tres plataformas de perforación (islas de perforación). Se espera para SAGD que cada isla de perforación tenga 8 pozos gemelos (ocho pozos horizontales en producción y ocho pozos horizontales de inyección de vapor) de ahí perforados, dando un total de 16 pozos por plataforma, con un resultado de 48 pozos por 2.07 Km².

La ingeniería de la primera planta termoquímica para transformar el crudo pesado a crudo liviano comenzará durante el periodo de evaluación. La construcción de la primera planta será pedida y preparada para comenzar en dos años. La tasa de producción del proyecto para este tiempo, se espera sea de 30.000 BPPD.

3.1.3 PERÍODO DE EXPLOTACIÓN

El Objetivo del Periodo de Explotación, es completar el proyecto de desarrollo para esa porción del Bloque 20, que puede ser desarrollada con métodos convencionales de campos petroleros. Hemos fijado una tasa de Producción para el Bloque 20, superior a los 100,000 BPPD. Plantas adicionales serán construidas para ajustarse a la producción mejorada adicional.

El esquema de perforación a ser empleado en el Periodo de Explotación será establecido por el éxito y optimización de los métodos utilizados en la Fase Piloto. Sin embargo, dada la posibilidad de la heterogeneidad de los reservorios, un patrón de flujo de vapor puede ser utilizado, usando pozos sub-verticales y no horizontales. Basándonos en nuestro conocimiento actual del Bloque 20, esperamos que existan alrededor de hasta 400 pozos gemelos en producción en un momento dado.

3.2 PLAN DE MANEJO DEL RESERVORIO

El Periodo Piloto de desarrollo del reservorio será implementado con el propósito principal de recopilar información para el diseño de recuperación técnica térmica. Actualmente, hay muy poco conocimiento del desempeño del reservorio y su reacción a la inyección de vapor como un mecanismo de extracción. Adicionalmente, algunas sensibilidades en el desarrollo tienen que ser analizadas, las cuales ayudarán a la optimización de desarrollo futuro de todo el Bloque 20. El área piloto ha sido escogida para incorporar el alcance total de las propiedades del reservorio, que se esperan encontrar al desarrollar completamente el Bloque. Esto permitirá pruebas de desempeño en áreas centrales del Bloque, donde existe suficiente roca que sella el techo del reservorio, permitiendo la inyección de vapor en pozos horizontales, en un sistema SAGD de desarrollo.

Mientras información adicional se recopila, modelos revisados Geofísicos y simulación de reservorios se construirán para reflejar un mayor conocimiento del reservorio. Basados en esto, se ajustarán el rendimiento esperado. El Desarrollo del Periodo Piloto, espera probar un plan mejorado de un sistema de desarrollo SAGD modificado, donde varios pozos gemelos horizontales son perforados; y el vapor es inyectado en los pozos superiores y el petróleo caliente es producido en los pozos inferiores. Se espera que el desarrollo del Bloque utilizando tecnología de pozos horizontales, minimizará el daño de la superficie y el impacto ambiental. Debido a que se espera que el crudo in situ será de alguna manera móvil, una modificación del típico proceso SAGD será probado para ver si un mejoramiento significativo en el desempeño de la producción se puede realizar. Compensando

los pozos horizontales de inyección de vapor, con los pozos de producción, se espera lograr un potencial adicional de producción, llevando el crudo desde el pozo de inyección hacia el pozo de producción. La configuración modificada de SAGD será probada para determinar si se puede lograr un potencial mejoramiento significativo del proceso SAGD.

Otros aspectos de desempeño de recuperación térmico serán probados, incluyendo inyección cíclica de vapor y alternativas de desarrollo de pozos horizontales. Mientras se comprende mejor y más completamente la información del reservorio a través de estudios geológicos, geofísicos y probando pozos, se espera que una porción del piloto sea modificada para probar escenarios mejorados de desarrollo.

Es esencial monitorear el desempeño de pozos tanto de producción como de inyección de vapor, para evaluar el rendimiento relativo de los diferentes escenarios de desarrollo completo del Bloque y su impacto en el mecanismo de recuperación térmica. El rendimiento del pozo será monitoreado y se seleccionarán modelos de pozos de observación y establecidos como parte del plan de vigilancia del reservorio para mejorar el entendimiento del reservorio y del mecanismo de recuperación. Pozos de evaluación perforados para mejorar el reservorio y la caracterización de la producción serán usados como pozos de observación durante la fase de operación del proyecto. Los modelos de reservorios serán ajustados basándose en esta información para establecer un proceso permanente que optimice el rendimiento piloto y finalmente el desarrollo total del Bloque y sus operaciones.

Se planea producción temprana para ayudar en la comprensión de las características de inyección de vapor y productividad de pozos, antes de que el Período Piloto y las instalaciones sean terminados. Se asume que la producción durante el Periodo Piloto será transportada en camiones a la Terminal del Oleoducto más cercana. Cualquier entrega de producción servirá también para un examen más profundo de la productividad de la formación, y proveerá muestras de fluido para definir mejor la variación en la calidad del crudo. Generadores de

vapor serán instalados con el fin de proveer vapor durante este periodo. La disponibilidad de una fuente relativamente pequeña, pero adecuada de agua para el vapor se espera utilizar localmente.

3.2.1 PERFORACIÓN Y TERMINACIÓN DE POZOS

Inicialmente, los pozos serán perforados y completados consistentemente con los antecedentes históricos de completación de pozos en la región circúndate al área del Bloque 20. Los pozos de evaluación serán principalmente pozos de perforación vertical que serán completados hasta poder probar la producción requerida. Una vez que la perforación de evaluación ha progresado, la perforación y completación serán optimizadas basados en el rendimiento del reservorio. Se espera que los pozos de desarrollo sean pozos perforados de manera horizontal; perforados desde plataformas (islas). Por cada pozo en producción perforado, se debe taladrar un pozo de inyección de vapor en la vecindad inmediata. Un pozo de producción y uno de inyección conforman pozos gemelos. Estos pozos horizontales serán perforados a una Profundidad Total Vertical (TVD) apropiada y luego direccionados a una sección tangencial horizontal que apuntará a la zona(s) de ubicación del crudo. La perforación y compleción, incluye la compra, entrega e instalación del equipo de completación, con métodos óptimos de extracción artificial.

3.2.1.1 Pozos Horizontales como Medio de Inyección y Producción

3.2.1.1.1 Antecedentes de los pozos horizontales

Para el caso de los métodos térmicos como recuperación mejorada de petróleo pesado, los pozos horizontales han proporcionado resultados satisfactorios ya que se logra inyectar una mayor tasa de vapor debido a que el pozo tiene una amplia zona de contacto con el yacimiento. Paralelamente las caídas de presión en un pozo horizontal son menores que en un vertical. Una norma aceptada para

estimar la tasa de inyección de vapor a través de una perforación horizontal es considerar la relación de los índices de Productividad.

Una de las ventajas de los pozos horizontales es que han demostrado su aptitud para producir económicamente¹³ bajo condiciones que los pozos verticales no han podido lograr, especialmente en yacimientos de rocas poco o casi nada consolidadas, horizontes de baja permeabilidad y en formaciones de poco espesor en los que la conificación del agua suele dar al traste en muchos de los pozos verticales.

Generalmente en un pozo horizontal se puede obtener una recuperación de mínimo dos a cinco veces las reservas de un pozo vertical para un mismo yacimiento, por lo cual califica como un candidato ideal cuando ha tenido una alta tasa de producción seguida por una repentina y rápida caída de producción; un bajo factor de recuperación podría ser considerado del 3 al 20 por ciento para yacimientos de empuje hidráulico.

3.2.1.1.2 Tipos de Pozos Horizontales

Los pozos horizontales son un tipo especial de pozos direccionales, los mismos que en su mayor parte, su configuración se encuentra descrita en términos de la geometría del hueco y de la curva.

3.2.1.1.2.1 Geometría del hueco

La geometría de **un solo Pozo Horizontal**, que se refiere obviamente a la existencia de un solo pozo perforado lateralmente. Donde para una longitud lateral de 1500 pies o menos, tiene un costo sumamente bajo por cada pie igualmente presta una mayor facilidad para completarlo y estimularlo; sin embargo, las características del yacimiento pueden requerir de un diseño algo complejo.

¹³ Se llega a esta conclusión como resultado de la experiencia de PETROBRAS en 16 pozos

Ramificación Lateral.- Este tipo de pozo permite incrementar la tasa de flujo de un yacimiento de alta calidad, donde el área expuesta es el más importante parámetro. El pozo lateral múltiple permite incrementar el área expuesta con el yacimiento sin tener necesidad de incrementar su longitud lateral.

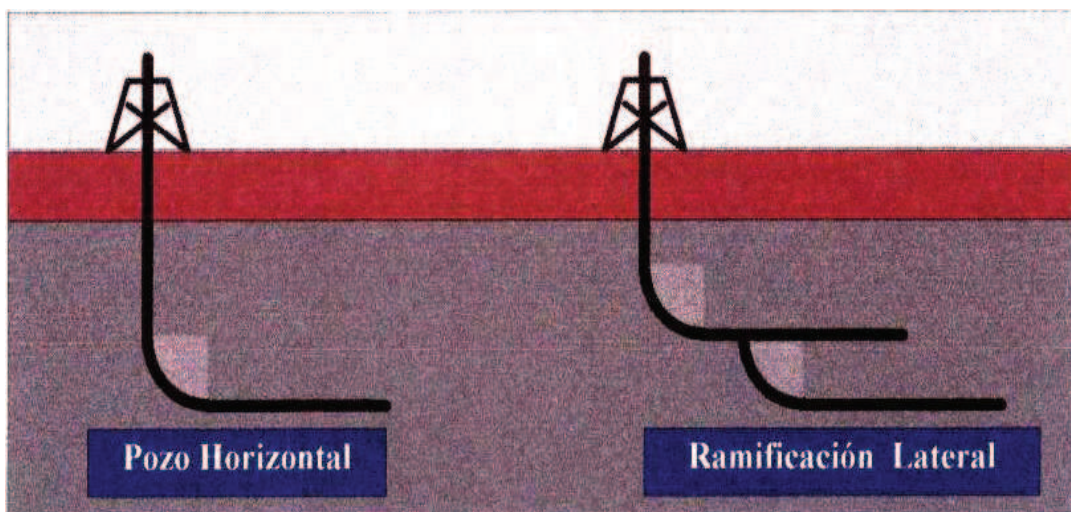
El primer hoyo es perforado similarmente como un solo pozo, luego se retrocede la broca en la parte lateral hasta un punto (kick-off point) donde se iniciara ha perforar el próximo ramal.

Doble Pozo Lateral Opuesto.- ofrece mayores ventajas que el de ramificación lateral, debido a que ha incrementado su longitud efectiva pero sin considerar el costo inherente que representa.

Los Pozos Laterales Paralelos.- Permiten una producción simultánea de yacimientos que se encuentran separados verticalmente.

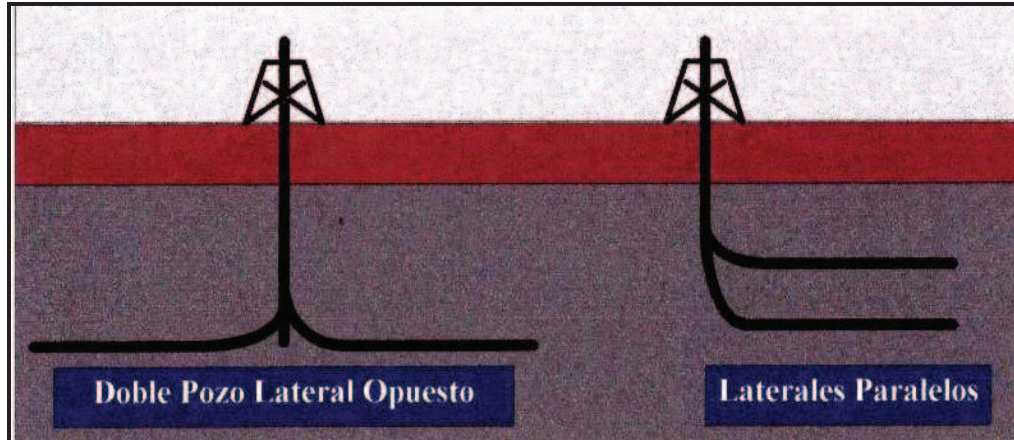
Un arreglo más complejo para un diseño determinado sería la combinación de algunas de éstas geometrías (Figuras 3.1 y 3.2).

FIGURA 3.1 GEOMETRÍAS DEL HUECO, HORIZONTAL Y DE RAMIFICACIÓN LATERAL



ELABORADO POR: CRISTINA ANDRANGO Y DAVID CASTRO
FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

FIGURA 3.2 GEOMETRÍAS DEL HUECO Y COMBINACIONES.



ELABORADO POR: CRISTINA ANDRANGO Y DAVID CASTRO
FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

3.2.1.1.2.2 Geometría de la Curva

Como con la geometría del hueco, existe una diversa variedad en geometrías para la curva; las que se encuentran definidas de dos maneras; una por la tasa de construcción, la cual es la tasa de cambio del ángulo del hueco por cada 100 pies de profundidad perforado, la segunda manera por la longitud del radio, la cual se da por el cambio requerido en la profundidad vertical en metros para ir de 0° a 90° . No obstante, las curvas generalmente se encuentran agrupadas dentro de tres categorías, las mismas que son:

Curva de Radio Largo.- La tasa de curvatura de construcción es de 1.7° a 8.6° por cada 100 pies, produciendo un radio de 700 a 3000 pies; las curvas de radio largo se aplican en yacimientos de grandes extensiones, debido a la cantidad de roca expuesta.

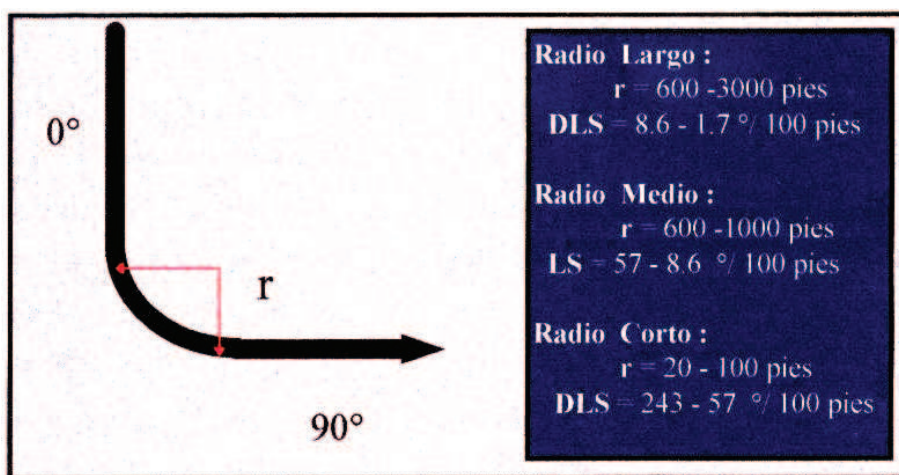
Curva de Radio Medio.- La rata de construcción de la curva va de 8.6° a 57° por 100 pies produciendo radios de curvatura de 600 pies. Las longitudes laterales van desde 3000 a 6000 pies.

Curvas de Radio Corto.- La tasa de construcción de la curva es de 57° o mas por 100 pies y un radio de 20 a 100 pies. Las cuales son construidas sin

completaciones para rotar durante la perforación (se utiliza motor de fondo para deslizar).

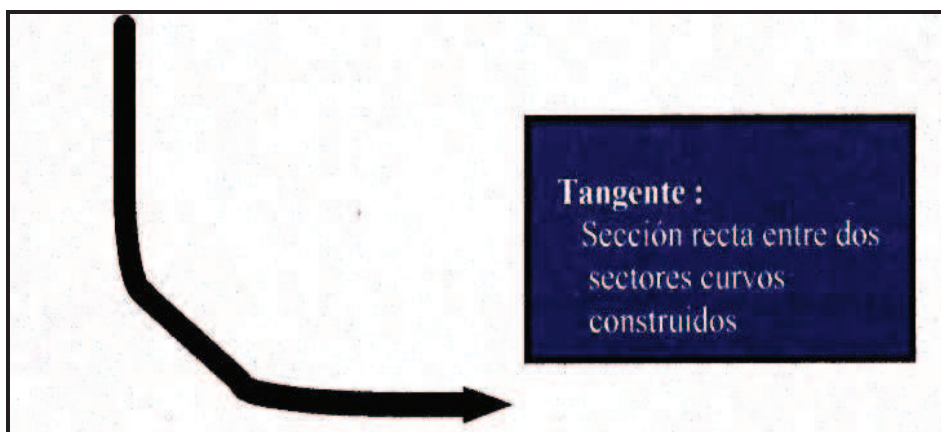
Si la profundidad de la formación es crítica y las tasas de construcción son impredecibles, se recomienda realizar un planeamiento de una sección corta lineal entre dos secciones curvas del hoyo. Este es conocido como tangencial y su longitud puede ser ajustada dependiendo de la tasa de construcción de la primera curva. Las Figuras 3.3 y 3.4 representan las curvas mencionadas.

FIGURA 3.3 CLASIFICACIÓN DE LAS CURVAS POR SU RADIO



ELABORADO POR: CRISTINA ANDRANGO Y DAVID CASTRO
FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

FIGURA 3.4 CURVA TANGENCIAL



ELABORADO POR: CRISTINA ANDRANGO Y DAVID CASTRO
FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

Cuando se aplica apropiadamente un pozo horizontal se puede tener una producción mejorada y una reducción de la conificación del agua o gas, al igual que la producción de arena.

3.2.2 COMPLETACIÓN DE UN POZO HORIZONTAL PARA LA INYECCIÓN DE VAPOR DE AGUA Y PRODUCCIÓN DE CRUDOS PESADOS

Las distintas técnicas de completación para pozos horizontales facilitan el control de la producción (petróleo, agua y gas), al igual que se puede llegar a obtener una significativa prolongación en la vida del pozo. Los métodos más empleados son el uso de tuberías ranuradas, las cuales protegen al pozo de un posible colapso pero proporcionan un limitado control de arena debido a su diámetro y al área de las ranuras, éste tipo de tuberías también brindan la facilidad del empleo de diversas herramientas tales como el Coiled Tubing" entre otras; tuberías con empacaduras externas las mismas que constan de empacaduras y tubería ranurada intermedia para dividir al pozo horizontal en secciones, éste método provee un limitado aislamiento de una zona determinada; tuberías cementadas y perforadas, es recomendable que el cemento usado en la completación del pozo horizontal debe contener significativamente menor cantidad de agua libre.

3.2.2.1 Completación Térmica del Pozo Horizontal

Con la investigación y desarrollo de aislantes térmicos para revestir tuberías, permiten que la calidad del vapor inyectado no disminuya considerablemente con la profundidad, siendo de ésta manera mayor la posibilidad de llegar a profundidades mayores a tres mil pies y no como un máximo aconsejable para la aplicación de los métodos térmicos mejorados; por lo tanto ya no se requerirán de dos o más pozos para la inyección y recuperación de los crudos pesados, de allí nace la idea de utilizar un solo pozo para la inyección y producción (como se indica en el **anexo 3.2** correspondiente a la completación) siendo una de las técnicas de mayor uso en la actualidad debido a que se reducen costos de operación.

3.2.2.2 Cemento Térmico

Éste tipo de cemento es de gran utilidad y de manera especial en las áreas donde la zona de vapor genera inconvenientes a la tubería siendo así uno de los principales objetivos del cementado térmico de un pozo el realizar una adecuada fuerza compresiva, y una baja permeabilidad del cemento a temperaturas elevadas.

El cemento regular portland tipo G es recomendable para temperaturas de 230° F como un máximo aproximado, ya que en éstas temperaturas o mayores el cemento comienza a contraerse, perder intensidad compresiva y a ser más permeable; incrementando de un 35 a un 40 por ciento de silicato de flúor por peso estabilizado, el cemento tipo G toleraría temperaturas de hasta 600° F, pero cuando se bordean éstas temperaturas se recomienda el uso de cementos de alta alumina¹⁴ que son los más idóneos.

La conductividad térmica decrece con cementos de baja densidad, pero también cementos livianos son recomendados para reducir pérdidas de calor¹⁵, cementos de baja densidad pueden ser obtenidos por el uso de microesferas o inyección de gas, u otros tales como la bentonita, perlita, aunque los dos últimos no son recomendables porque reducen la fuerza compresiva y no permiten el mejor rendimiento del Cemento Tipo G a altas temperaturas. No obstante las microesferas y el burbujeo del gas pueden reducir la densidad alrededor de 10 ppg o 1200 kg/m³ y mantener la fuerza compresiva.

3.2.3. INSTALACIONES EN SUPERFICIE

Desde que se ha considerado cuán sensible son los ecosistemas que rodean a las instalaciones en superficie, los trabajos se orientan a minimizar el impacto

¹⁴ Óxido de aluminio que se halla en la naturaleza algunas veces puro y cristalizado, y por lo común formando, en combinación con la sílice y otros cuerpos, los feldspatos y las arcillas.

¹⁵ Conclusión de la aplicación y estudio por parte de Dowell, Schlumberger

ocasionado durante las operaciones, por lo que se recomienda para la explotación y producción del Campo realizar la perforación de futuros pozos en la misma locación (perforación en riel con distintas direcciones).

El área de drenaje para un pozo horizontal de 1700 pies de longitud es de 112.5 acres aproximadamente y la cantidad de petróleo móvil en sitio para dicha área sería de 19.5 M de barriles; considerando que la formación Hollín tiene 7173 MM de barriles y con un factor de recobro del 26 por ciento, se recuperarían 1865 MM de barriles, por lo tanto se requieren de 8 pozos horizontales. Por otro lado es recomendable que las plantas generadoras de vapor se encuentren a un máximo de 200 pies de distancia hacia los pozos, con el objetivo de tener las condiciones de calidad, temperatura y presión de salida del vapor dentro de los resultados calculados.

Para la generación de vapor se requiere de agua limpia es decir libre de sólidos en suspensión como minerales en solución, ya que los gases como los líquidos podrían dañar tanto los equipos de generación y distribución del vapor como al pozo en sí, debido a la precipitación y a que los sólidos en suspensión tienden a dejar residuos en los ablandadores del agua y a promover la formación de lodo, conllevando a que se acumule sobre el área del intervalo de inyección con lo cual se reduciría la inyectividad del pozo. Debido a que no toda el agua que entra y alimenta el generador es convertido en vapor, las sustancias disueltas que permanecen en la fase líquida tienden a concentrarse y los minerales en solución pueden precipitarse, aún en los casos cuando la solubilidad es independiente de la temperatura; es de importancia recalcar que los carbonatos de solubilidad limitada como los de calcio y de magnesio están presentes en todas las fuentes naturales de agua.

Un hecho de importancia que se debe tener presente es que los gases disueltos como oxígeno, dióxido de carbono y sulfuro de hidrógeno, pueden llegar a afectar el funcionamiento de los generadores propiciando varios tipos de corrosión a más de la posibilidad de generar vida bacteriana. Para tener un control de las bacterias se recomienda el uso de bactericidas o el empleo de cloro líquido o gaseoso o de

formaldehído, luego fíltrese los sólidos suspendidos y los desechos bacterianos, tóme-se como referencia que el sólido filtrado (suspendido) debe ser de 5 partes por millón o en su defecto menor, mediante el uso de sulfito de sodio catalizado se debe remover el oxígeno disuelto el cual estaría en una concentración menor de 0.01 partes por millón, por último se tiene que asegurar que el pH del agua de alimentación del sistema se encuentre entre 7 y 12 ya que uno menor a 7 sugiere la posibilidad de corrosión acida de las tuberías con lo que puede resultar arrastre de hierro por la línea , el mismo que tiene que estar por debajo de 0.01 partes por millón.

El agua tratada para la generación del vapor fluye generalmente por gravedad desde un tanque de almacenamiento hacia una bomba centrífuga que distribuye el agua hacia los calderos (la cantidad dependería de los pozos que se planifiquen), luego con el uso de bombas de desplazamiento positivo para el agua de alimentación se evita la cavitación y operadas a una presión adecuada se satisface la presión de succión con el objeto de forzar el agua a través del generador de vapor. En cuanto al tanque de almacenamiento debe ser galvanizado y tener un colchón de nitrógeno para reducir el arrastre de las partículas de hierro y el oxígeno disuelto.

Las tubería en superficie que transporta el vapor desde el caldero hacia el o los pozos es de tipo Sch-80 de 5.761 pulgadas de diámetro interno y 6.625 pulgadas de diámetro externo, la línea debe estar recubierta con 3 pulgadas de aislante térmico de silicato de calcio.

El equipo de medición del vapor inyectado (patín de inyección) se instala cerca del cabezal del pozo, al final de la línea de inyección, en un par de vigas metálicas llamado patín de inyección, el cual consta de bridas para intercalar la placa de orificio, instrumentos registradores de presión y válvulas. Éste equipo tiene la particularidad que es de alta resistencia a las elevadas temperaturas y presiones del vapor, adicionalmente las líneas de conexión deben estar provistas de marmitas las cuales permiten la acumulación de condensado en las cámaras del

instrumento, con lo cual permite tener una mayor exactitud en la medida y protección del instrumento, **ver anexo 3.3**.

El cabezal debe ser de material de alta resistencia de acuerdo a las presiones y temperaturas, clasificado como Serie-900, con la recomendación de una válvula adicional para hacer mediciones o registros especiales durante la inyección la misma que debe ubicarse sobre el cabezal del pozo e ir con una brida con rosca para la conexión, los elementos adicionales como la válvula deben ser de la misma serie.

El crudo producido será transportado desde los pads de perforación hasta los manifolds o múltiples, que permiten direccionar el crudo hacia el separador horizontal de prueba (el número de posiciones variará de acuerdo al número de pozos del pad); el separador de prueba de 20000 BPPD y un medidor de flujo permitirán registrar el potencial de flujo de un pozo.

Una vez salido el crudo del separador pasará a un tanque de lavado de 24000 barriles de capacidad y a uno de almacenamiento de 30000 barriles de capacidad, los tanques deben tener 3 sistemas de protección catódica, dos muros contra derrames e incendios; las líneas en superficie deben ser de 6 pulgadas de diámetro.

En la producción de crudos pesados mediante inyección de vapor es normal encontrar una mezcla de petróleos calientes y agua. Y en algunos casos ciertas cantidades importantes de minerales tales como arcillas y arenas; parte del agua se encuentra emulsificada en el petróleo y parte del petróleo está emulsificado en el agua, por lo que demulsificadores químicos deberán ser agregados a la producción de los pozos antes que llegue a los separadores. De ésta manera se consigue una disminución de las pérdidas de presión en el sistema de recolección de los crudos debido a que petróleos desemulsificados tienen una viscosidad más baja que las emulsiones. El petróleo que sale del tanque de almacenamiento hacia el Oleoducto debe ser bombeado con bombas de tornillo, específicamente

bombas de tres tornillos de serie 8L ya que cuestan menos que las de dos tornillos y pueden ser reparadas fácilmente en el sitio.

Considerando los factores de riesgo se determina la necesidad de un sistema contra incendios con dos bombas de 35 HP de gran volumen, una con motor a diesel y la otra con un motor eléctrico con sus respectivos paneles de control, un tanque de 2000 barriles para almacenamiento de agua y un proporcionador de espuma.

Como sistema de potencia se requerirá de cuatro generadores de 450 kw cada uno donde tres operan y uno está de reserva, adicionalmente de un tanque para combustible de 1000 barriles.

Por último de un sistema de comunicación el que constaría de una estación telefónica interconectada vía satélite y de un equipo de radio de VHF para la comunicación interna (el equipo de radio sería cuando se desarrolle una estación similar para los 3 pozos restantes). El diagrama de la instalación de superficie se encuentra en el **anexo 3.4**.

3.2.4. EXTRACCIÓN ARTIFICIAL

Los métodos de extracción artificial a ser considerados, incluyen bombas de pistón y bombas de cavidad progresiva (PCP). Las bombas de pistón son recomendadas para la extracción artificial de pozos, debido a las altas temperaturas de los fluidos producidos después de la vaporización, y dado que permiten una máxima obtención del pozo. La nueva tecnología para bombas eléctricas sumergibles (BES) está siempre avanzando, y nosotros investigaremos su uso en ambientes de alta temperatura que serán relacionados con crudo recuperado térmicamente en el Bloque 20.

El desempeño estimado promedio del pozo es de 1000 barriles brutos por día de fluido al 70% de agua cortado a una profundidad de aproximadamente 1000 pies y será inicialmente usado en nuestro análisis de extracción artificial. Tasas más

altas serán utilizadas de acuerdo a lo establecido en la medición del desempeño del pozo. El equipo de bombas pistón puede ser seleccionado y optimizado usando un programa de diseño de bombas de pistón llamado RODSTAR (Theta Enterprise). El programa permite optimizar rápidamente y comparar los diferentes tamaños de bombas, geometrías y marcas. El trabajo con los diferentes vendedores de extracción artificial se llevará a cabo como parte de un proceso permanente de evaluación para investigar todos los otros métodos de extracción artificial aplicados en un ambiente de alta temperatura.

3.2.5. INSTALACIONES DE PRODUCCIÓN

3.2.5.1. Descripción General

El diseño mecánico del Desarrollo del Bloque 20 se hará de acuerdo a la información de diseño preliminar y los lineamientos técnicos dados por Petroecuador y Petroproducción.

El Bloque 20 necesitará el diseño y la medición de diferentes áreas, utilizando piezas múltiples de equipo para proveer los parámetros del diseño.

Este desarrollo general del Bloque se divide en las siguientes áreas: sistema de recolección, Instalaciones Centrales de Producción (CPF's); y. Oleoducto para exportación. Las plantas Termoquímicas serán integradas dentro de las CPF's.

Ver anexo 3.5

Las áreas pueden ser mejor definidas para incluir sistemas de equipos que requieren diseño y tamaño. Estos sistemas se componen de: un sistema de producción de petróleo, manejo de agua producida, sistema de tratamiento, deshecho de agua, sistema de tratamiento de gas, sistema de manejo de vapor, alimentador de agua para el caldero, sistemas de tratamiento de aguas, y sistemas de servicios básicos.

Los sistemas que deben ser evaluados y diseñados son:

- Para el área del cabezal del pozo: mecanismos de extracción artificial; calentadores de líquidos producidos; bombas multi-fase; tubería y válvulas.
- Para el sistema de recolección: líneas de flujo y tanques recipientes WKO, separadores de prueba.
- Para los recalentadores de vapor: flujo de vapor, líneas de inyección, tuberías y válvulas.

Para las Instalaciones Centrales de Producción el área está subdividida en sistemas que incluyen:

- La Producción de crudo incluyen: calentadores de líquidos producidos, tanques de sedimentación, desalinizadores, deshidratadores, separadores, tanques de almacenamiento, tuberías y válvulas.
- Sistema de tratamiento de agua producida incluyen: tanques de flotación de células, hidrociclón, filtros de medios, tuberías y válvulas.
- Sistema de distribución de vapor que incluye: manifoldings, tuberías y válvulas.
- Sistema de distribución de agua que necesitará equipamiento el cual incluye: tuberías para distribución de agua por utilidad, agua para incendios, agua potable, bombas de entrada de agua, bombas de distribución, tanques, válvulas de control, limpieza, purificación de agua, estaciones de control de incendios, capacidad de bombas de emergencia, y otras que se vayan identificando.
- Otros sistemas de utilidad tales como aire comprimido, drenaje etc.

3.2.6. CONSIDERACIONES AMBIENTALES

La construcción y operación de las instalaciones dentro de este proyecto serán diseñadas para cumplir con el ruido y los niveles de contaminación de aire permitido en estas plantas. El desecho de sólidos y líquidos efluentes será controlado conforme a los estándares internacionales y durante la etapa de alimentación, será diseñado de acuerdo a las condiciones apropiadas. El cumplimiento del reporte de impacto ambiental será un requisito.

3.3 DESCRIPCIÓN DE LA PLANTA TERMOQUÍMICA PARA MEJORAMIENTO DEL CRUDO A TRAVÉS DE LA TECNOLOGÍA ACTUAL

3.3.1 ANTECEDENTES

La empresa contratista es propietaria de la tecnología de mejoramiento de crudo pesado a liviano diseñada para procesar crudo pesado en el campo Pungarayacu y producir petróleo sintético significativamente mejorado, estable, conjuntamente con un producto secundario de energía que puede ser usado para generar vapor o electricidad, a un costo eficiente. El análisis muestra que la Tecnología Actual puede virtualmente eliminar la necesidad de gas natural para mejorar la recuperación de crudo así como la necesidad de diluyentes para facilitar el transporte. Adicionalmente, los productos mejorados con Tecnología Actual son más altos en destilados y significativamente más valiosos que el crudo pesado extraído. La Tecnología Actual logra esto en una escala mucho más pequeña y a un costo de capital menor por barril, comparado con tecnologías establecidas de la competencia.

3.3.2 IMPLEMENTACIÓN COMERCIAL DEL BLOQUE 20

El procesamiento de crudo pesado a crudo liviano de la contratista, es bien adecuado para el crudo altamente viscoso de Pungarayacu y el desarrollo planificado del Bloque. La Tecnología Actual es extremadamente flexible y es capaz de procesar crudos pesados en una variedad de configuraciones para

empatar con el ritmo del desarrollo del campo, proveer como producto secundario, energía para abastecer demandas locales, y la exportación de crudo mejorado hecho a la medida para maximizar su valor. **Ver anexo 3.6.**

El crudo pesado del Bloque 20, es muy apropiado para el proceso de la Tecnología Actual debido a la gran porción esperada de residuos contenidos en el crudo. El proceso mejora estos residuos a valiosos destilados, además el proceso de la tecnología reduce drásticamente la viscosidad del crudo.

La Tecnología Actual apoya el desarrollo del campo en fases, dada la flexibilidad y dimensionamiento del proceso. La planta termoquímica permite ajustar su funcionamiento acorde a la fluctuación de los niveles de producción. Las plantas termoquímicas a implementarse pueden ser construidas económicamente para permitir el crecimiento acorde a la producción del campo. Los costos y el espacio que utilizan las plantas termoquímicas son significativamente más pequeños que otras tecnologías comerciales. Por lo tanto, la Tecnología Actual provee una capacidad de mejoramiento más amistosa con el medio ambiente comparada con las tecnologías comerciales existentes.

El exceso de energía que es generado durante el proceso de mejoramiento del crudo, permite la producción de vapor para mejorar la recuperación del crudo pesado del Bloque 20. Toda o una significativa porción de los requerimientos de energía del Bloque, para operaciones de inyección de vapor, se espera sean provistas con la generación de energía como producto secundario.

Se espera que la incorporación del proceso de la Tecnología Actual en el desarrollo del Bloque 20, logren importantes beneficios económicos y operacionales al proyecto, con un impacto mínimo en el ambiente. El valor máximo será extraído del crudo local pesado, extraído del Bloque 20, ya que la porción menos valiosa del barril se convierte en valiosos destilados. El producto secundario que es energía, se utilizará para generar vapor necesario para el proceso de recuperación térmica del reservorio. El petróleo mejorado final tendrá un mejor nivel de ⁰API, una viscosidad reducida que permitirá su transportación

directa a través del oleoducto. Al eliminar la necesidad de diluyentes; mejorando la calidad del crudo, el precio asociado y proveyendo energía in situ para lograr el proceso de recuperación del reservorio, permitirá maximizar el valor y la recuperación del Bloque 20.

3.3.3 DESARROLLO DE LA TECNOLOGÍA ACTUAL

El desarrollo de la tecnología del proceso termal rápido, iniciada a comienzos de los 80's fue descubierta de un arsenal amplio de materias primas carbonosas (por ejemplo: madera y crudo pesado) puede ser termalmente craqueada para obtener productos útiles, en tiempos de residencia de unos pocos segundos. El foco comercial inicial de la tecnología, fue en 1989, estuvo dirigida a convertir madera y residuos de madera a combustibles y químicos de valor agregado. Las siete plantas comerciales de biomasa basadas en esta tecnología han estado en operación por muchos años.

Mientras la parte del negocio de biomasa creció y los parámetros operacionales y de diseño fueron optimizados, el centro del negocio giro hacia el petróleo como materia prima. Las aplicaciones tecnológicas del petróleo fueron demostradas en el plan piloto de Ensyn (**Anexo3.7**), en Ottawa en más de 90 corridas experimentales, utilizando diferentes tipos de crudo, bitumen y residuos, entre 1999 y 2002. Desde que se mostró que la tecnología requería de un pequeño capital, además de un bajo costo comparado con las tecnologías tradicionales de expulsión de carbón, como la de la coquificación retrasada, la comercialización del proceso de crudo pesado a crudo liviano comenzó.

3.3.4 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO DE CRUDO PESADO A CRUDO LIVIANO

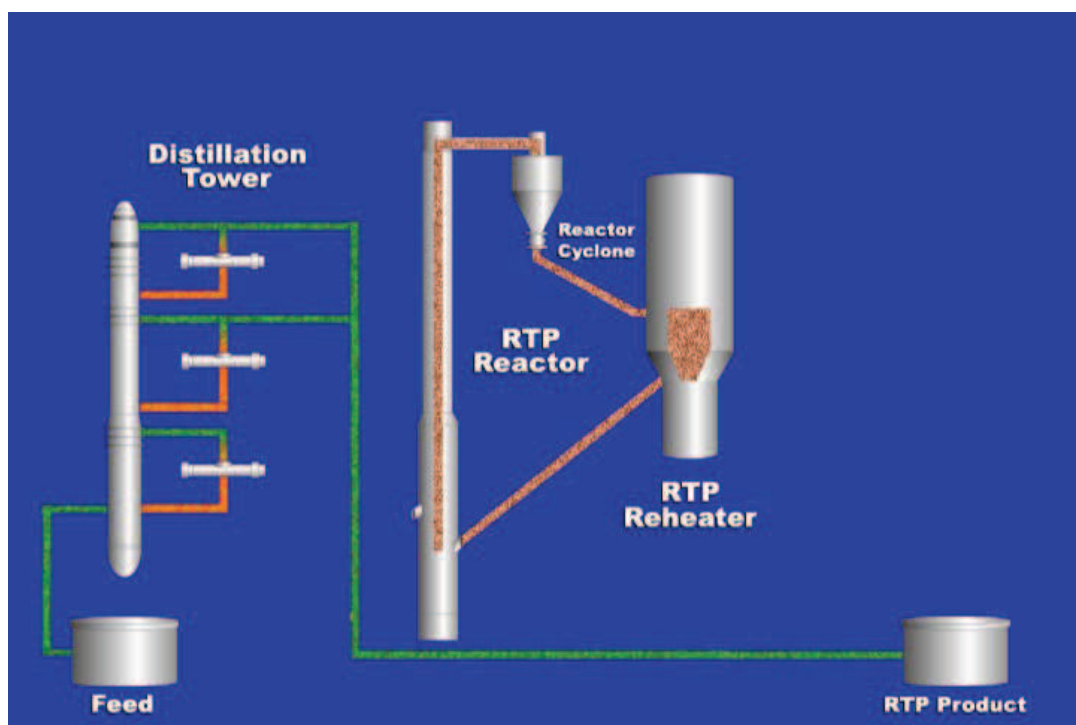
La transformación de crudo pesado a crudo liviano utiliza un proceso de conversión termal de corto tiempo de contacto y continuo. (Procesamiento Termal Rápido RTP™), el cual toma lugar a temperaturas moderadas y presión atmosférica. Utiliza un colchón de transporte circulante de arena caliente, en el sistema de calentamiento rápido de materia prima para convertirla en productos

más valiosos, en la ausencia de aire. La siguiente descripción es representativa de las configuraciones generales de dos procesos (Alta Producción y Alta Calidad) aplicados a la transformación de crudo pesado o bitumen.

3.3.4.1 Pre-fraccionamiento

En una facilidad comercial, todo el suministro de crudo pesado es enviado a las torres de destilación donde todo el material con un punto de ebullición entre 985⁰ – 1050 °F es removido en una torre de al vacío. Este material liviano es luego recombinado con el producto líquido transformado para formar un crudo sintético y transportable. Los residuos del tanque al vacío (VTB's) son direccionados al reactor RTP™¹⁶. El proceso general de flujo es mostrado en la Figura 3.5

FIGURA 3.5 PROCESO CENTRAL DEL SISTEMA



ELABORADO POR: CRISTINA ANDRANGO Y DAVID CASTRO

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

¹⁶ Proceso Termal Rápido es la transformación de crudo pesado a crudo liviano utiliza un proceso de conversión termal de corto tiempo de contacto y continuo

La arena caliente es enviada hacia el Reactor RTP y Recalentador RTP. El flujo es en sentido horario desde el recalentador hacia el reactor y de nuevo hacia el recalentador.

El suministro de crudo es pre-fraccionado, encaminando a un funcionamiento integro de fracciones de menos 1000 °F a un tanque de producción para la mezcla de un producto final transformado.

3.3.4.2 Sección de Reacción RTP™

Los residuos del suministro de crudo pesado o VTB's son atomizados y mezclados en el reactor con arena silícica caliente y transportados hacia arriba a través de la zona de reacción por un transporte o acarreado por gas. Observar la Figura 3.6. El gas reciclado producido (o producto secundario de gas) es utilizado como gas de transporte. La rápida mezcla del crudo y la arena promueven una transferencia de calor efectiva y un craqueo termal de crudo pesado. El carbono es expulsado así como las cadenas largas de hidrocarburo son craqueadas y el coke se deposita sobre la arena durante la conversión térmica. Cuando las largas cadenas de hidrocarburos son craqueadas el punto de ebullición se reduce y el producto craqueado es vaporizado. La arena cubierta de coke, el vapor (VTB's craqueado), el gas de transporte y el suministro que sobrevive el primer paso en el reactor es separado en el sistema ciclón de alta temperatura. Los fluidos son enfriados rápidamente y los vapores condensados con crudo liviano para maximizar el rendimiento del producto y minimizar las indeseables reacciones termales secundarias de craqueo.

Un pequeño tiempo de residencia es requerido entre el punto de ingreso del suministro y el punto de enfriamiento. Usualmente se logra tiempos de residencia menores a unos pocos segundos.

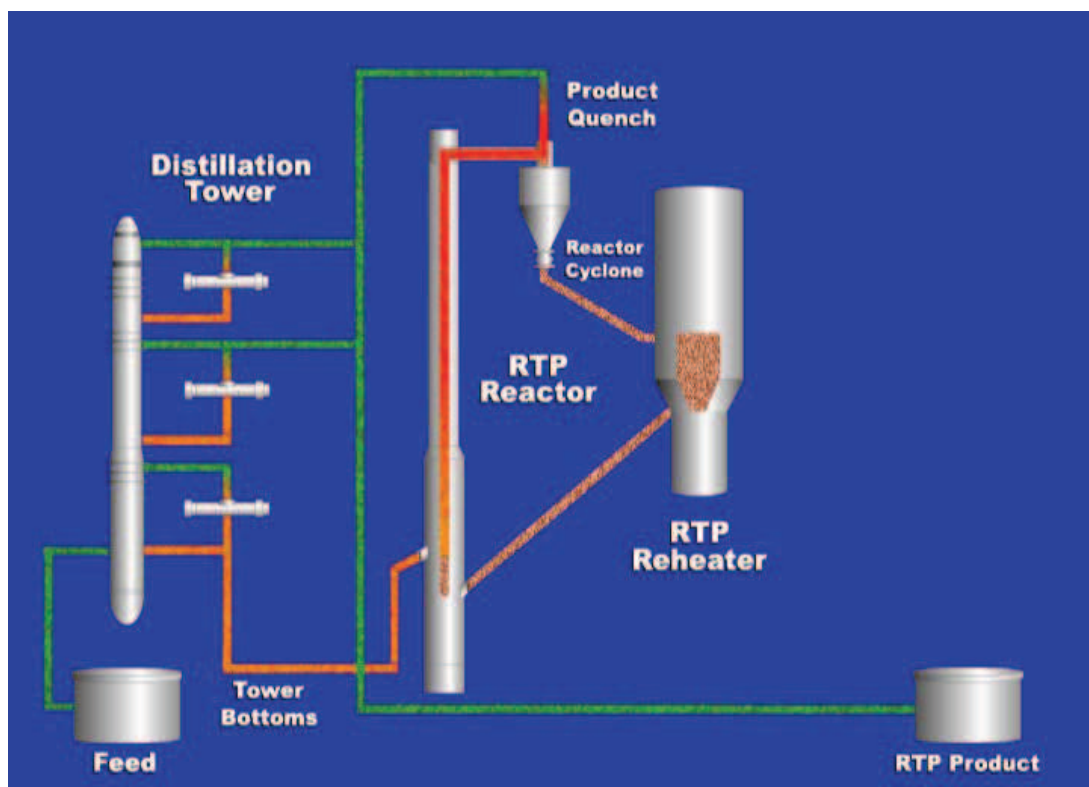
3.3.4.3 Fraccionamiento del Producto

Continuando con el enfriamiento, el producto líquido puede ser direccionado al tanque de producción para mezclarlo y recuperarlo en una torre de destilación

para una separación futura y operaciones de reciclaje (Alta Calidad). Parte del gas no condensable es reciclado hacia el reactor para ser utilizado como gas de transporte de la arena circulante, con el balance, o el producto neto de gas es utilizado para incrementar el flujo y/o el poder del Calentador de Residuos (WHB).

Todos los productos líquidos, incluidos los líquidos livianos del crudo los cuales fueron separados en la etapa de pre-fraccionamiento, son mezclados para hacer un crudo sintético, el producto templado resultante es dirigido al tanque de producción donde es también mezclado. El diagrama de flujo del proceso es mostrado en la Figura 3.6

FIGURA 3.6 PROCESO EN EL MODO DE ALTA RENDIMIENTO



ELABORADO POR: CRISTINA ANDRANGO Y DAVID CASTRO

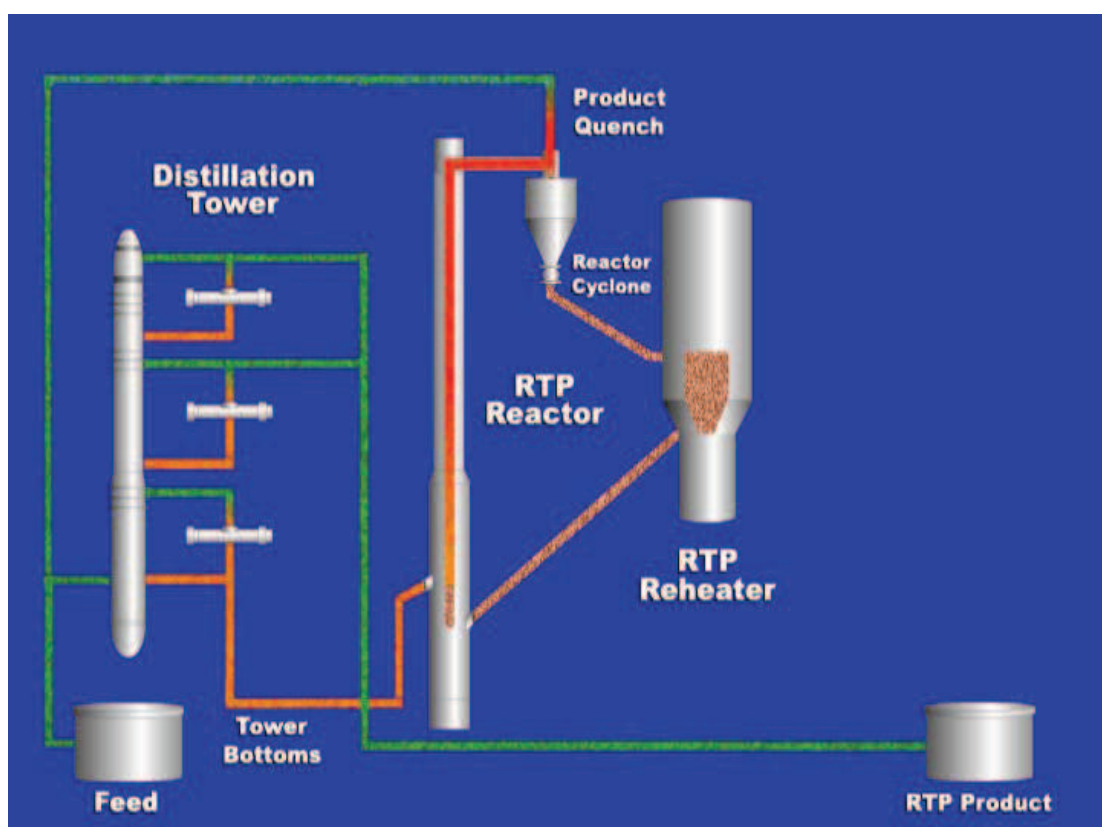
FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

En este proceso de alto rendimiento los fondos de las torres de Vacío son dirigidos hacia el Reactor RTP en donde la desintegración térmica toma lugar. Los

VTBs mejorados son secados a la salida del Ciclón del Reactor y enviado al tanque de productos para mezclarse.

En el modo de Alta Calidad de la operación los residuos del producto provenientes de la torre de destilación son regresados hacia el reactor para más adelante transformar cualquier residuo del tanque que haya sobrevivido la primera etapa, a través del reactor, como se puede observar en la Figura 3.7.

FIGURA 3.7. PROCESO EN EL MODO DE ALTA CALIDAD



ELABORADO POR: CRISTINA ANDRANGO Y DAVID CASTRO
FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

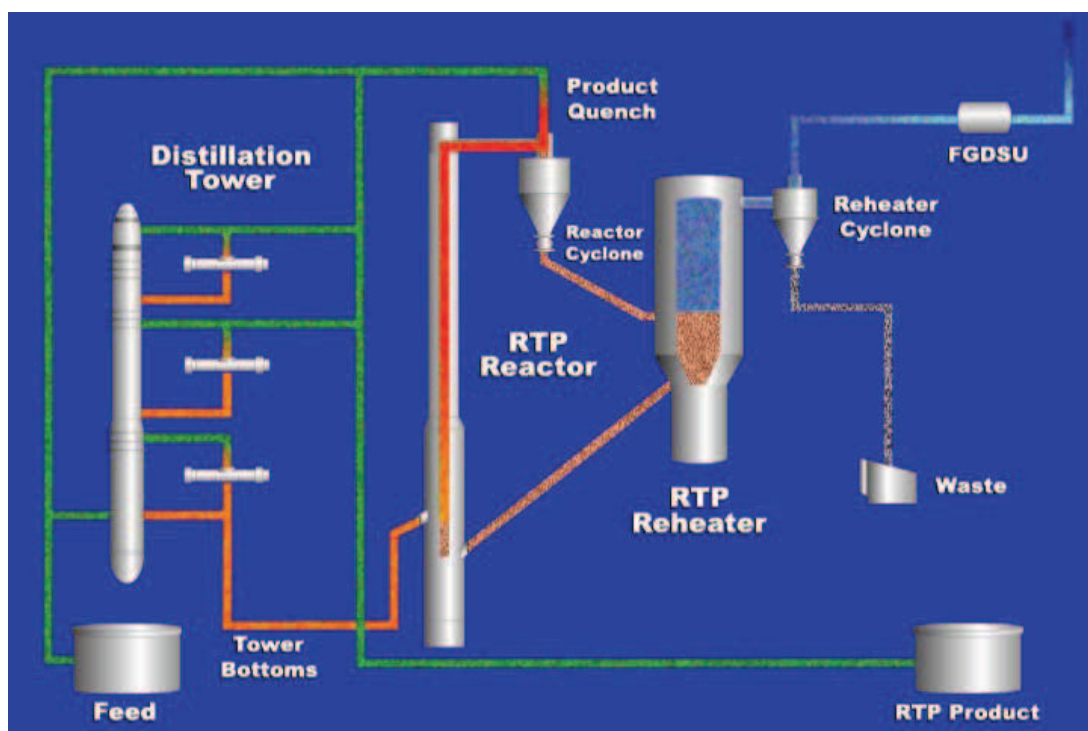
Los fondos de las torres de vacío son enviados al Reactor RTP en donde la desintegración termal tiene lugar. Los VTBs mejorados son secados a la salida del Ciclón del Reactor y enviados de nuevo a la columna de destilación para un mayor secado, separación de productos mejorados, y reciclaje de los VTBs que restan del primer paso a través del reactor. En este diagrama el proceso de destilación ha sido simplificado para mostrar únicamente una torre. En un diseño

comercial existirá una torre de vacío y una atmosférica en el frente de la planta con una torre de vacío adicional para separar los productos y reciclar flujos de entrada y de salida del producto enfriado.

3.3.5 RTP™ SECCIÓN DE RECALENTAMIENTO

La arena recubierta de coke del reactor RTP™ es separada desde la vía de flujo de vapor hacia el ciclón de alta eficiencia y dirigida a un recalentador de colchón diluido para remover el carbono. El aire es utilizado para diluir la arena y facilitar la combustión en el recalentador. Figura 3.8.

FIGURA 3.8 PROCESO EN EL MODO DE ALTA CALIDAD



ELABORADO POR: CRISTINA ANDRANGO Y DAVID CASTRO
FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

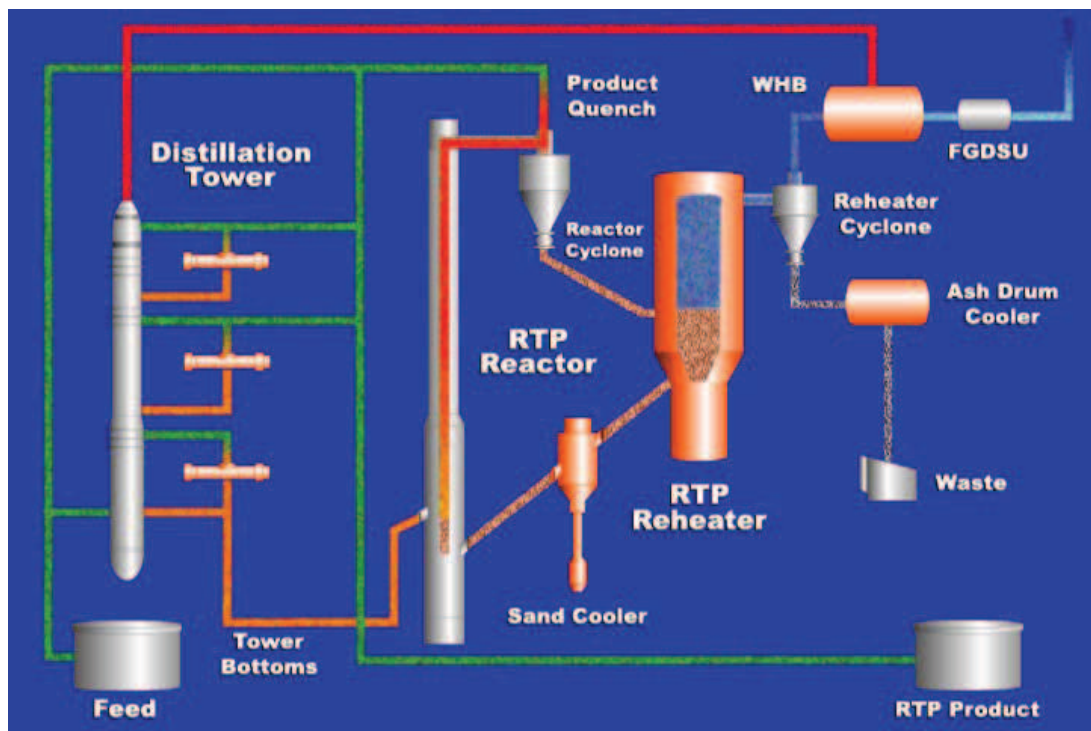
La coke que cubre a la arena del Reactor RTP es separada del chorro de producto con vapor por medio de un ciclón de alta eficiencia y dirigido hacia un estrato diluyente recalentador para remoción de carbono. El aire es usado para

diluir la arena y facilitar la combustión en el recalentador. Se añade absorbente en el recalentador con el fin de capturar SO_2 .

El flujo de gas se encarga de enviar los requerimientos de las emisiones de SO_2 a través de una unidad de desulfurización (FGDSU) es incluido también como una parte del sistema de flujo de gas. La ceniza, el absorbente gastado y los finos de arena son dirigidos al embudo, listos para ser desechados como desechos sólidos no peligrosos.

La temperatura de la arena regenerada es ajustada a la temperatura propia del reactor en un enfriador de arena donde el excedente de calor es recuperado antes que la circulación regrese al reactor. El vapor de alta presión puede ser generado desde el calor recuperado en el enfriador de arena. Figura 3.9

FIGURA 3.9. RTP™ SECCIÓN DE RECALENTAMIENTO



ELABORADO POR: CRISTINA ANDRANGO Y DAVID CASTRO

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

La temperatura de la arena regenerada es regulada a la temperatura propia del reactor en un refrescador de arena, donde el exceso de calor es recuperado prioritariamente para circular de nuevo en el reactor.

El flujo de gas del recalentador es dirigido a través del ciclón del recalentador para remover ceniza, absorbente y otros finos de arena.

La producción de chorros de alta presión es posible mediante el recobro de energía del flujo caliente de gas, además de quemar el exceso por la producción de gas en un Calentador de Residuos (WHB), y del calor recuperado en el enfriador de arena.

La operación del sistema de arena circulante es similar al craqueo catalítico de fluido convencional (FCC) y el craqueo catalítico de fluido residual (RFCC).

3.3.5.1 El calor sub-producido, el Tratamiento de la Salida de Gas y el Sistema de Manejo de Sólidos

El absorbente es adherido para reducir los contaminantes en el suministro de crudo pesado. Una porción es adherida al suministro de crudo pesado en la Torre de Destilación para reducir la cantidad total de ácido (TAN) del abastecimiento y para capturar el sulfuro liberado en la sección del reactor. El resto es adherido al recalentador con el objetivo de capturar SO_2 el cual se forma normalmente cuando el alto sulfuro del coke es quemado de los granos de arena. El absorbente incluso actúa como envase donde los metales son depositados.

La salida de gas del recalentador es conducida a través de un sistema de ciclón para remover la ceniza, gastar el absorbente y cualquier fino de arena en el gas antes de la inyección en una turbina de recuperación. Mire la Figura 3.9.

La producción de vapor de alta presión es posible con la recuperación energética desde la salida de gas caliente, quemando el exceso sub-producido de gas, en un calentador de residuos (WHB). Esta caída maximiza la energía útil que sale del proceso, ya sea como vapor de alta presión o como poder disponible para facilidades in situ junto con el exceso traído para el uso en operaciones de producción de crudo pesado.

Desde que el absorbente es adherido al suministro y reacciona con el sulfuro liberado en la sección del reactor, el gas sub-producido es efectivamente sulfuro

libre y puede ser ruteado a un sistema de gasolina-gas y utilizado para otro propósito: si hay requerimientos de vapor que pueden ser localizados en la combustión de los subproductos del coke.

La salida de gas pulido para encontrar adecuarse a los requerimientos de emisión de SO₂ a través de una unidad de desulfurización a la salida del gas (FGDSU), la cual, está también incluida como parte del sistema de escape de gas. Las cenizas, el gasto de absorbente y los finos de arena son ruteados a un refrigerador de cenizas y recolectado en un embudo, listos para ser eliminados como desperdicios sólidos no-peligrosos.

3.3.6 VENTAJAS DE LA TECNOLOGÍA ACTUAL APLICADA

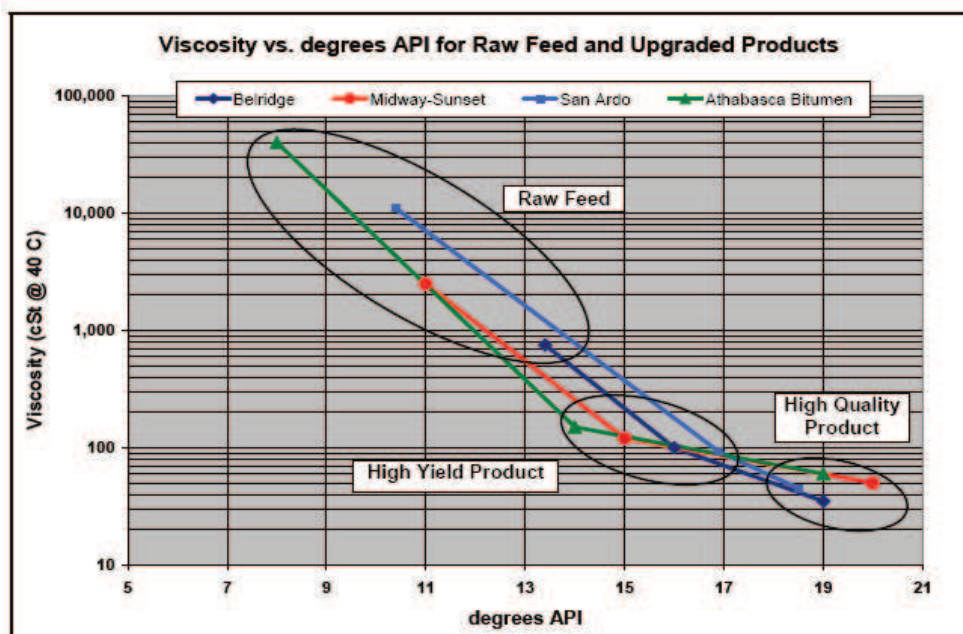
3.3.6.1 Reducción de la Viscosidad

Una reducción significativa de la viscosidad y un incremento de la gravedad son resultados favorables de la transformación de crudo pesado en crudo liviano, donde los asfaltenos, los cuales contribuyen a tener una alta viscosidad, son removidos o craqueados.

La fracción del suministro que no hierve a la presión atmosférica permanece en contacto directo con la arena, lo cual facilita su rápida descomposición en pequeñas moléculas y coke. Incluso en una sola pasada de una configuración de alta producción el proceso aplicado destruirá un exceso de 90% de asfaltenos.

La relación entre viscosidad y °API para cuatro crudos pesados y el producto resultante utilizando la Tecnología Actual son presentados en la Figura 3.10 y la Tabla 3.1.

FIGURA 3.10. LA RELACIÓN ENTRE LA VISCOSIDAD Y EL °API PARA CUATRO CRUDOS PESADOS Y LOS PRODUCTOS RESULTANTES USANDO LA TECNOLOGÍA ACTUAL.



ELABORADO POR: CRISTINA ANDRANGO Y DAVID CASTRO
FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

Es evidente que hay una reducción significativa en la viscosidad utilizando la configuración de Alta Producción. Reducción futuras en viscosidad son alcanzables procesando en el modo de Alta Calidad el cual utiliza un flujo de reciclaje para reducir el corte a más de 1000 °F en el producto final.

TABLA 3.1. EL SUMINISTRO DE CRUDO PESADO O BITUMEN, PROPIEDADES DEL PRODUCTO DE ALTA PRODUCCIÓN Y ALTA CALIDAD

Petróleo Crudo o Bitumen				
Propiedades del Suministro y del Producto	Beldrige	Midway Sunset	San Ardo	Bitumen de Athabasca
°API	13.4	11	10.4	8
Contenido Residual *(wt%)	33%	36%	38%	52%
Viscosidad (cst @ 40 °C)	750	2500	11000	40000
TAN (mgKOH/g)	5.8	4.4	4.6	3.7
Impurezas				
S (wt%)	1.0	1.8	2.2	4.9

N (wt%)	0.61	0.93	0.73	0.30
Ni (wt%)	150	275	100	184
V (wt ppm)	200	300	92	471
Producto Sencillo				
°API	16	15	16.9	14
Producción de Líquido	94%	91%	87%	90%
Contenido Residual (wt%)	16%	22%	20%	30%
Conversión Residual (wt%)	52%	39%	26%	42%
Viscosidad (cst @ 40 °C)	100	120	92	150
Reducción de Viscosidad (cst @ 40 °C)	86.7%	95.2%	99.2%	99.6%
TAN (mgKOH/g)	<.5	<.5	<.5	<.5
Impurezas				
S (wt%)	0.9	1.7	2.0	4.0
N (wt%)	0.53	0.65	0.61	0.25
Ni (wt%)	115	138	38	110
V (wt ppm)	130	150	30	270
Producto Reciclado				
°API	19	20	18.5	19
Producción de Líquido	90%	87%	84%	81%
Contenido Residual (wt%)	1%	2%	3%	2%
Conversión Residual (wt%)	97%	94%	92%	96%
Viscosidad (cst @ 40 °C)	35	50	45	60
Reducción de Viscosidad (cst @ 40 °C)	95.3%	98.0%	99.6%	99.9%
TAN (mgKOH/g)	<.5	<.5	<.5	<.5
Impurezas				
S (wt%)	0.9	1.7	5.0	3.6
N (wt%)	0.5	0.5	0.6	0.2
Ni (wt%)	15	28	10	18
V (wt ppm)	20	30	9	47
Nota: El residuo es el corte que hierve sobre los 1000 °F (570 °C – corte de fondo de				

torre al vacío o VTB)

ELABORADO POR: CRISTINA ANDRANGO Y DAVID CASTRO
FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

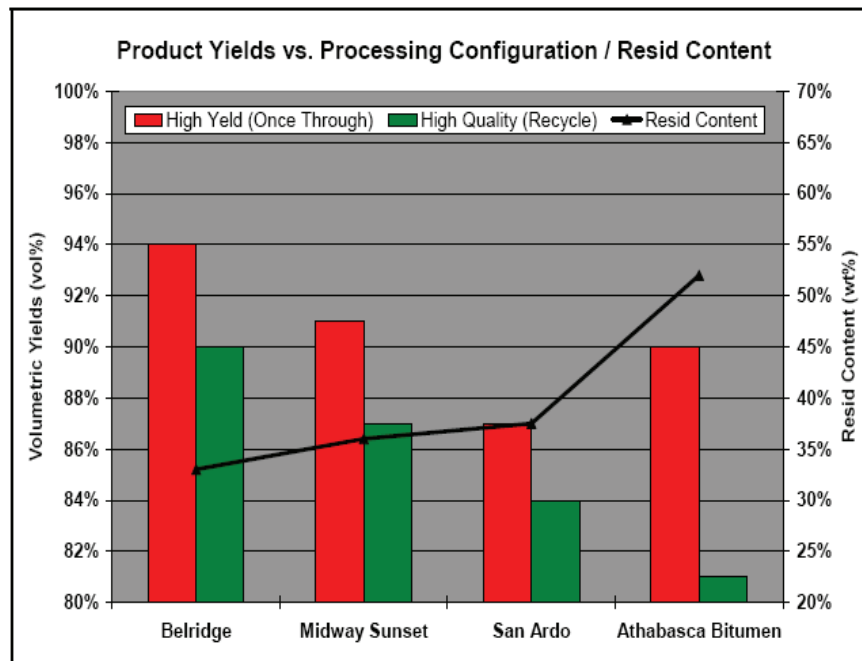
Se muestra una dramática reducción en la viscosidad utilizando la configuración de Alta Producción. Reducciones futuras de viscosidad son alcanzables mediante el proceso de operación en el modo de Alta Calidad el cual utiliza un flujo de reciclado que reduce en más de 1000 °F en el producto final. Ya que los productos tienen baja viscosidad (usualmente por debajo de 100 cst a 40°C) la necesidad de diluyentes para la transportación es eliminada, desde que los productos igualan o superan las especificaciones de las tuberías con respecto a la viscosidad. Esto evita a los productores de crudo pesado o bitumen exponerse a la compra de diluyentes en condiciones de mercado, relacionadas a condensados o petróleos sintéticos.

3.3.6.2 Producción

El proceso de crudo pesado a liviano tiene la habilidad de lograr grandes producciones, más que la coquificación retrasada. Se cree que la razón es la cinética del proceso. Una combinación única de un pequeño tiempo de contacto con la arena, un corto tiempo de residencia de la fracción destilable de petróleo en la zona de alta temperatura (ayuda a minimizar las reacciones secundarias del craqueo), la carencia completa de porosidad y de actividad catalítica en la superficie y la alta relación petróleo-arena ayuda a alcanzar altas tasas de producción de líquido y bajas tasas de sub-producción de gas, esto comparado con la coquificación retrasada.

Las producciones (en la base C5+) son mostradas en la Figura 3.12 y en la Tabla 3.1 para varios crudos pesados y bitumen como función de la configuración del proceso.

FIGURA 3.11. RENDIMIENTOS (EN BASE C5+) PARA VARIOS CRUDOS PESADOS Y BITUMEN COMO FUNCIÓN DE LA CONFIGURACIÓN DEL PROCESO



ELABORADO POR: CRISTINA ANDRANGO Y DAVID CASTRO

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

Como el contenido de residuo aumenta hay una compensación en la producción volumétrica en las configuraciones del proceso de Alta Producción y Alta Calidad.

El alto contenido del residuo de materia prima tienen una tendencia a coquificar dando por resultado más carbono que es rechazado de tal modo que resulta en una pérdida más alta de producción.

Las reacciones en las delgadas membranas de almacenamiento de residuo de Athabasca se han demostrado experimentalmente para dar una producción menor de coke y una producción más liviana. Grey y otros encontraron que como el espesor de las membranas se acercó a 20 micrones, el transporte a través de la membrana de reacción de los productos livianos craqueados es más fácil, debido a la reducción de la resistencia de difusión, resultando un aumento total en la producción de líquido.

El sistema de transformación de crudo pesado en crudo liviano tiene una membrana de materia prima con un espesor estimado menor a 20 micrones. La operación del proceso da como resultado una delgada membrana de coke, la cual

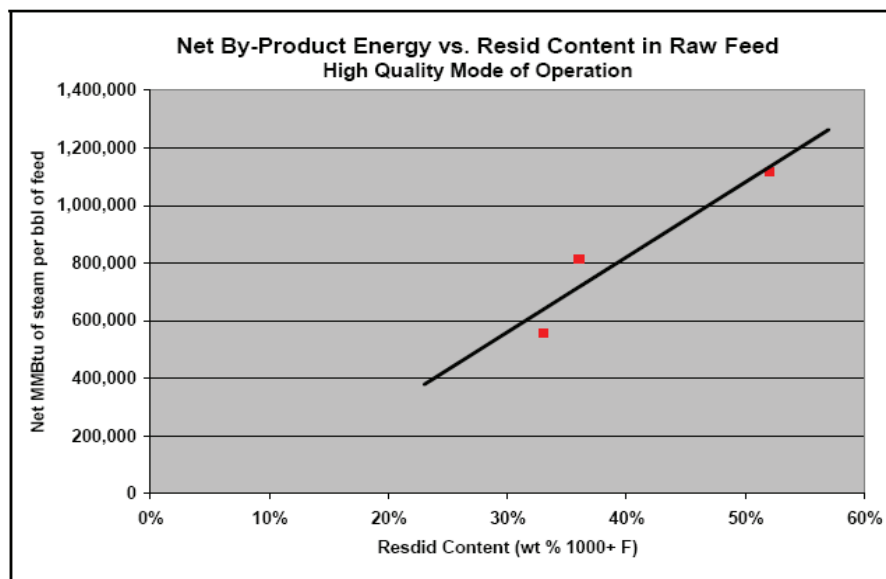
se deposita en la arena y como mencionamos anteriormente, tiene un impacto beneficioso sobre la calidad del producto y la producción.

Otro aspecto importante del proceso aplicado es que no existen subproductos del coque como en las tecnologías convencionales de coquificación, ya que todo el coque es oxidado en el recipiente de recalentamiento.

3.3.6.3 Subproducto Calórico

Otro gran beneficio es la utilización de los subproductos calóricos que esta disponible debido a la rápida oxidación de la delgada capa de coque que recubre la arena. El proceso actual aplicado tiene la característica única de poder oxidar coque fácilmente en el recalentador o en el recipiente generador y utilizar ese calor en la producción del vapor para realizar las operaciones de producción de petróleo o para la generación de energía. Existe una relación directa entre el contenido de residuo y la cantidad disponible de energía como producto secundario. Figura 3.12.

FIGURA 3.12. RELACIÓN ENTRE EL CONTENIDO DE RESIDUO DEL CRUDO Y LA CANTIDAD DE ENERGÍA DE LOS DERIVADOS DISPONIBLES



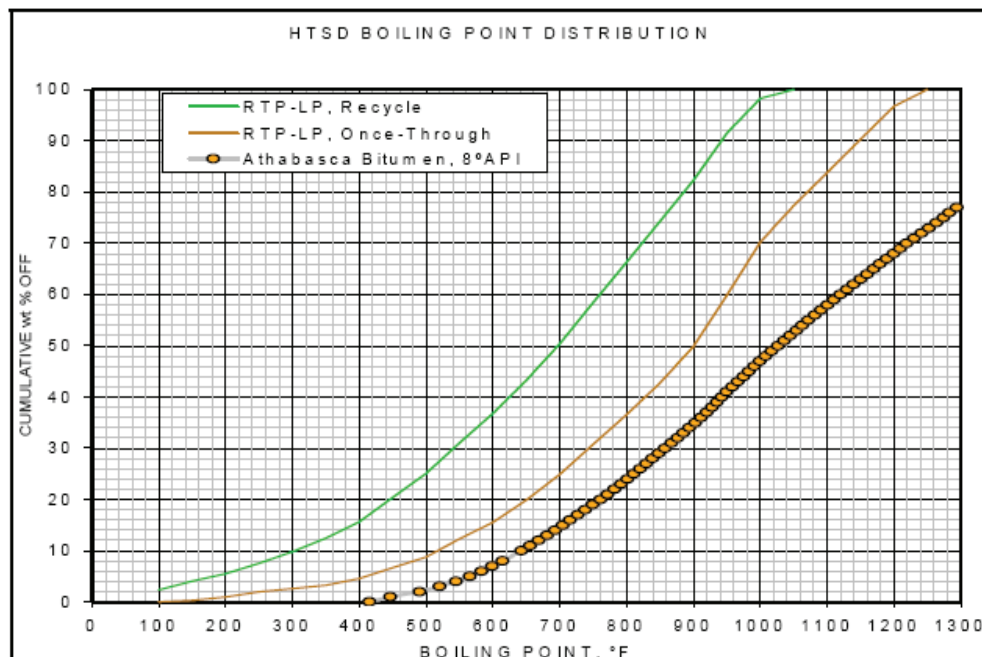
ELABORADO POR: CRISTINA ANDRANGO Y DAVID CASTRO
FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

Esta ventaja inclina la economía para la tecnología Actual que aumenta favorablemente, por ejemplo si el precio del gas aumenta, mas amplia es la ventaja del proceso, puede ser la mejor opción de transformación en aquellas situaciones donde la energía excesiva del proceso es utilizada para aumentar la recuperación de crudo pesado. Para el bitumen de Athabasca (con un contenido de residuo de 52 wt%) el proceso puede soportar una relación de vapor-petróleo (SOR) de 3.0, de tal modo que puede eliminar efectivamente o reducir la exposición a las condiciones del mercado relacionadas con la compra del gas de combustible.

3.3.6.4 Calidad del producto

La reducción en el corte a más de 1000 °F es mostrado explícitamente en la Figura 3.13. Las curvas de la destilación simulada de alta temperatura son presentadas para el caso de la utilización del bitumen Athabasca como suministro. El bitumen fue procesado en las configuraciones de Alta Producción (de un paso) y de Alta Calidad (reciclado).

FIGURA 3.13. RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN A ALTA TEMPERATURA DEL BITUMEN DE ATHABASCA



ELABORADO POR: CRISTINA ANDRANGO Y DAVID CASTRO
FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

Observando las curvas es evidente que el bitumen tiene más de 1000 °F en una fracción de 52 wt% y más de 1300 °F en una fracción aproximada de 22 wt%. El procesamiento de este material resulta en la completa conversión de material a 1300°F en los productos de Alta Producción y Alta Calidad y la reducción total de material a 1000 °F de aproximadamente 52 wt% a 30 wt% del producto de Alta producción y aproximadamente 2 wt% del producto de Alta calidad. Se puede ver claramente en las curvas que el corte de VGO (650 – 1050 °F) se incrementa desde 43 wt% a 57 wt% del producto de Alta Calidad. Existe un incremento igualmente dramático en el material de 65 °F de aproximadamente 10 wt% a 43 wt%.

En adición a la dramática reducción de la viscosidad y la conversión de los puntos de ebullición de los hidrocarburos (+1000 °F) a hidrocarburos más livianos y de mayor valor y sub-produciendo energía y otras características que agregan valor al proceso.

Acerca de los temas mencionados a continuación es la reducción de metales y la acides del producto transformado comparado con el suministro de crudo.

También se discute la estabilidad de los productos obtenidos con la tecnología actual.

3.3.6.5 La Reducción de la Acides Total (TAN), la Captura de Sulfuro y la desmetalización

Una nueva ventaja ha sido también desarrollada para reducir el contenido ácido del crudo que es rico en ácido nafténico, un componente corrosivo encontrado en crudos pesados (Tabla3.1). Un aditivo de base-calcio puede ser introducido al sistema de reacción para ser utilizado como absorbente. Como el absorbente interactúa con el petróleo en el proceso de transformación, reduce la acides total (TAN), absorbe el sulfuro de la salida de gas, facilita la eliminación de metales y efectivamente remueve el sulfuro del gas sub-producto.

La adición de componentes de calcio como absorbente a la materia prima neutraliza el ácido dentro del petróleo como lo determina la acides total (TAN) y reduce los óxidos de sulfuro (SO_2) en la salida de gas. La reducción del valor de la acides del petróleo en una etapa temprana de este proceso puede ayudar a mejorar el desempeño y la vida útil de los equipos utilizados en el proceso actual así como también en la salida hacia las refinerías que pueden recibir un producto transformado del campo. Más adelante, la adición del absorbente base-calcio al recalentador puede borrar de la salida de gas el SO_2 , así también proporciona un lugar para el níquel y el vanadio para que luego puedan presentarse en la etapa de regeneración en el recalentador.

La adición de absorbente a la materia prima puede incluso habilitar significativamente la reducción de H_2S en el vapor del gas sub-producto, que es generado con alto sulfuro en el fondo de las torres al vacío, el cual es craqueado en el reactor. Esto permite el uso directo del gas sub-producto en las turbinas o para ser exportado para otros usos.

La reducción de los metales pesados (vanadio y níquel) es también posible. Los metales son fácilmente recuperables con el absorbente gastado a la salida del

sistema ciclónico de recalentamiento. Los metales reaccionan con el absorbente base-calcio para formar compuestos con altos puntos de fusión. Desde que la mayor parte de la impureza de los metales es concentrada en la porción de asfalteno del crudo. La destrucción del asfalteno >90% permite a los metales separarse de las estructuras orgánicas, los resultados del absorbente base calcio es de permitir una alta desmetalización

3.3.6.6 Estabilidad

La estabilidad del producto puede ser uno de los más importantes beneficios de la transformación de crudo pesado a crudo liviano sobre la coquificación retrasada. Los hidro-procesos de la coquificación retrasada son costosos. Aunque la transformación es un proceso termal de craqueo, justamente como en la coquificación retrasada y los productos de la coquificación son inestables y necesitan ser estabilizados por tratamientos hídricos.

Los productos resultantes han sido probados en tres partes para una estabilidad y compatibilidad. Los productos craqueados formados desde la conversión de la materia prima más pesada a través del contacto con la arena caliente pueden ser inestables a la temperatura de reacción, más aún para proceder con las reacciones secundarias. Sin embargo, estos productos son “enfriados” inmediatamente después de la separación del vapor del producto del portador térmico sólido, así todo el producto líquido es estabilizado.

Distanciado de los productos de la coquificación retrasada, los productos destilados livianos utilizando la transformación no parecen ser propensos a la oxidación o a las reacciones lentas de polimerización que da como resultado la formación de goma. Los productos son bajos en olefinas inestables con enlaces dobles conjugados tales como el butadieno y las diolefinas. Comparado con la destilación de la coquificación retrasada. El destilado liviano contiene mayormente olefinas alifáticas formadas mediante el craqueo de moléculas blanquecinas y de cadenas laterales de moléculas aromáticas. Esta fracción incluso tiene un

aumento en el contenido de moléculas aromáticas que mejoran la estabilidad y la compatibilidad con otros crudos.

3.3.6.7 Valor del Producto

En general, los productos resultantes generados con la configuración operacional de Alta Calidad se distinguen por la baja concentración de residuos al vacío, comparado con el crudo nativo correspondiente. En la configuración de alta calidad el residuo es incluso convertido a coke o gas-petróleo al vacío (VGO) y materiales ligeros. Dado el alto porcentaje de VGO en muchos productos, la calidad de la fracción VGO tendrá el más duradero efecto sobre el valor del producto RTP (Procesamiento Termal Rápido RTP), para una refinería particular.

Las refinerías con un exceso en producción de gas-petróleo de almacenamiento (VGO) y en capacidad de tratamiento hídrico encontrarán un gran valor en el producto resultante desde que la capacidad de proceso permite manejar los volúmenes adicionales y reducir el impacto ambiental en muchas refinerías de producción. Aunque, la remoción de sulfuro en el proceso de transformación es pequeña, algunas propiedades claves del residuo son usualmente aprovechadas, como por ejemplo la viscosidad y el carbono Conradson (CCR).

Muchas de las características de calidad del gas-petróleo al vacío (VGO) son de interés para las refinerías, como es la medida de craquibilidad o la convertibilidad a productos más livianos esperada en el proceso FCC. Algunas de las características importantes de calidad del VGO que podrían afectar el valor del gas-petróleo almacenado son el contenido de sulfuro y nitrógeno, el punto de anilina, el índice de refracción y el factor-K.

El valor de cualquier materia prima en una refinería, usualmente depende también de la cantidad procedente relativa de otros suministros.

Una cantidad de estudios de marketing realizados han sido completados en tres partes que investigan el valor de los productos resultantes en mercados específicos.

El proceso de los crudos pesados de California, Midway Sunset, Beldrige y San Ardo fueron evaluados en el mercado de California y el Bitumen de Athabasca fue evaluado en las refinerías de Midwestern. Usualmente, ascensos de 50-80% del precio diferencial entre la carga de crudo y los precios del petróleo liviano son presentados para ser logrados.

Estos ascensos, dependen del suministro de crudo, de la calidad de los productos transformados y la configuración y salidas de almacenamiento de las refinerías escogidas.

3.3.6.8 Transformacion del Campo y su Impacto en el Efecto Invernadero en la Reducción de Gas

Con el objetivo de determinar si la transformación parcial de campo del bitumen de Athabasca puede tener un impacto positivo en las emisiones de dióxido de carbono; la empresa Enbridge, Inc. ha conducido un análisis “pozo sobre ruedas” que compara operaciones de Drenaje Gravitacional de Vapor Concurrido (SAGD) con y sin transformación parcial genérica de campo.

El caso base de este análisis fue dejado solo en las operaciones de Drenaje Gravitacional de Gas Concurrido, localizado en las arenas productoras de Athabasca con bitumen diluido transportado a una refinería de coquificación localizada en los Estados Unidos para producir combustibles transportables.

El coke generado en la refinería fue eventualmente vendido y utilizado como combustible. La mayoría del bitumen producido de las arenas productoras, hoy en día es procesado de esta manera. Observar Tabla 3.2.

TABLA 3.2. COMPARACIÓN DE LAS EMISIONES DE CON Y SIN TRANSFORMACIÓN GENÉRICA PARCIAL DE CAMPO.

Análisis “Pozo sobre Ruedas”		
Transformación Genérica Parcial de Campo y su Impacto en la Reducción de Gas de Efecto Invernadero (valores reportados como CO ₂ kg/m ³ de bitumen en la cabeza del pozo)		
Producción de Bitumen Relación Vapor-Petróleo = 3.0	SAGD	SAGD con transformación parcial de campo
Gas natural para calderos de Vapor	500	170
Coke y subproductos del gas		730
Tubería de bitumen diluido o no diluido Transformación Parcial a EUA		
Corriente de Media del Pulidor (CO ₂ de la producción H ₂)	30	30
Transporte	40	30
Transformación en la Refinería (Productos Idénticos)		
Coke de Refinería & gas destinado a combustible	650	
Transportación de Productos Combustibles	Igual transportación de combustible	
CO ₂ kg/m ³ de Bitumen en la Cabeza del Pozo	1190	930
Reducción del Gas de Invernadero		22%

ELABORADO POR: CRISTINA ANDRANGO Y DAVID CASTRO
FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

Uno de los casos de comparación, tiene una transformación parcial, con un removedor de subproductos del carbono integrado, como combustible en el campo para generar vapor para el Drenaje Gravitacional de Gas Concurrido. En este análisis fue asumido que la transformación genérica parcial podría suministrar el 65% de la energía requerida para el vapor: una asunción conservadora con respecto a la tecnología actual, el cual es capaz de soportar

100% del SOR asumido de 3.0 al comenzar con el bitumen de 8 °API de Athabasca.

Fue asumido que los subproductos del proceso de transformación parcial (gas y coke) fueron utilizados para reducir el volumen de gas natural requerido para hacer vapor. El vapor generado de la combustión de los subproductos del coke y de gas proveen el 65% de la carga de vapor requerida ($S_{OR} = 1.95$). El producto transformado parcialmente fue estabilizado en el punto medio de flujo del pulidor y transportado sin diluyente hacia una refinería norte-americana que produce una cantidad igual de combustible para transportar en todos los casos. El proceso de estabilización consistió en un tratamiento hídrico suave (adición de hidrógeno) para estabilizar las olefinas en el producto craqueado. Este es un acercamiento usual y puede ser considerado como un valor agregado del proceso pues genera un producto más deseable para las refinerías. Como se muestra en la Tabla 3.2, utilizando el carbono removido con una transformación parcial como combustible para el Drenaje Gravitacional de Gas Concurrente (SAGD) y evitando la quema de coke de baja eficiencia y los sub-estándares ambientales de las calderas de quema de coke, se reduce las emisiones de gas de efecto invernadero del análisis “pozo sobre ruedas” a 22%.

Es evidente que sobre un campo o un punto base, la quema de coke fuera de la arena utilizando transformación genérica de campo es una red negativa con respecto a las emisiones de CO_2 (500 vs. 900 CO_{2e} kg/m^3 de bitumen). Sin embargo desde una perspectiva global, la reducción neta de las emisiones de gas de efecto invernadero puede ser entendida con mayor claridad. Generando coke en una refinería, transportando el coke a un sitio de generación de energía, generalmente costa afuera, y la combustión del coke en los hornos de quema-de-coke conduce a un nivel significativo de emisiones (650 CO_{2e} kg/m^3 de bitumen).

Una, mirada más profunda al impacto ambiental, sugeriría que en términos de emisiones de NO_x (óxidos de nitrógeno) y SO_x (óxidos de azufre), la reducción neta sería significativa en con la tecnología actual debido a la aplicación de la nueva tecnología de captura de azufre utilizando hidróxido de calcio, conocimiento

de técnicas de desulfurización de gas y tecnologías de captura de hidrógeno que permitirán que los requisitos de calidad de aire de California sean cumplidos (“El estándar dorado”). Por otro lado, el coque es normalmente enviado costa afuera y quemado en hornos en locaciones donde las regulaciones ambientales son mucho más permisibles. El impacto sobre el planeta, con respecto a los óxidos de azufre y nitrógeno, no se aplican en este análisis de alto nivel.

Para el balance de producción entre el Yacimiento y la Planta se estima producir 30.000 bbls como se indica en el periodo de evaluación, en el cual se estima perforar 48 pozos; en donde 24 pozos son productores y 24 pozos son inyectores en la primera etapa

CAPÍTULO 4

ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO

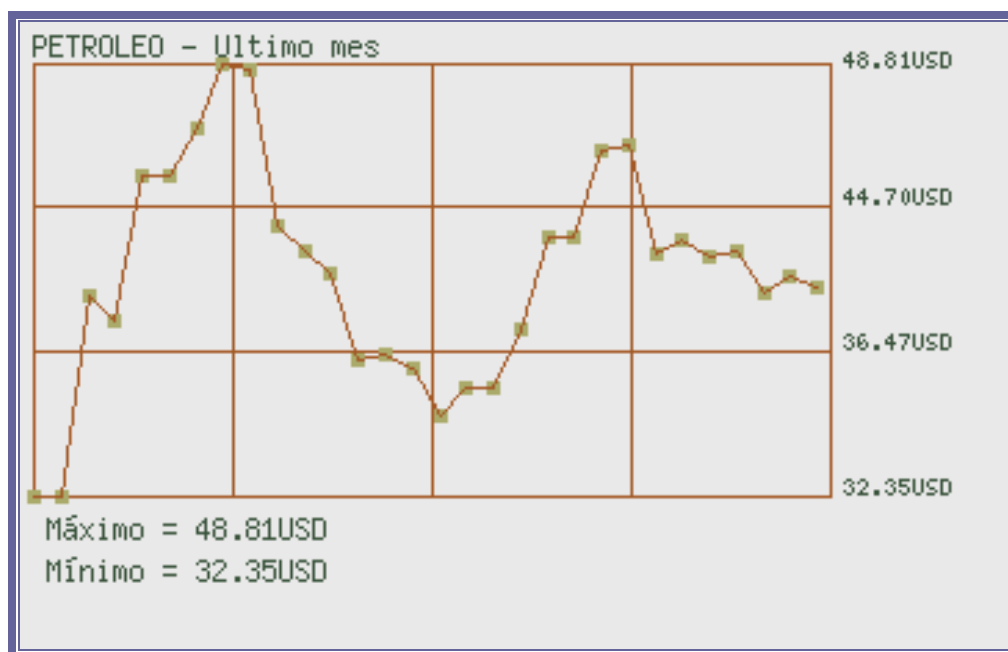
4.1 JUSTIFICACIÓN

En la industria hidrocarburífera es importante realizar un estudio económico ya que se conoce la importancia de este producto dentro de la economía nacional y mundial, sobretodo en la actualidad donde se ha alcanzado precios del petróleo nunca antes vistos, lo cual es un precedente para pensar en la inversión o como optimizar de mejor manera la explotación del hidrocarburo.

En todo nuevo proyecto es indispensable considerar el análisis económico para de esta manera estimar los resultados a obtenerse en corto y largo plazo, en nuestro caso determinaremos si la explotación del campo Pungarayacu; a través de la tecnología actual a implantarse por la contratista es económicamente rentable, teniendo en consideración los costos e inversiones que lleva consigo la ejecución del proyecto.

Una adecuada estimación de los ingresos, se basaría en la producción de BPPD y el valor de comercialización. La contratista estima tener una producción de 30 000 BPPD de acuerdo a la capacidad de la planta termoquímica y el precio a través de su comportamiento en el mercado, el cual ha tenido una tendencia incremental Grafica 4.1, para el presente estudio se tomara como referencia el valor del barril de petróleo en 65.00 USD asumido por la contratista.

GRÁFICA 4.1 COMPORTAMIENTO DEL PRECIO DEL PETRÓLEO MES DE FEBRERO



ELABORADO POR: CRISTINA ANDRANGO Y DAVID CASTRO
FUENTE: PETROPRODUCCION

El precio del barril de petróleo se encuentra fijado en base al marcador estadounidense West Texas Intermediate (WTI) cuya diferencia es establecido mensualmente por Petroecuador.

WTI: Es la mezcla de petróleo crudo ligero sirve de referencia en los mercado de derivados de los EE.UU.

BRENT: La mezcla de petróleo crudo ligero que se cotiza en el International Petroleum Exchange y sirve de referencia en los mercado de derivados de Europa.

4.2 INVERSIÓN Y GASTOS DE OPERACIÓN

Toda empresa tiene un monto para invertir de acuerdo a la economía actual de la empresa, sus ganancias anteriores y las predicciones futuras. Siendo una empresa Estatal depende de la economía del País y de cuanto éste invierta en el sector hidrocarburífero.

Petroproducción, filial de Petroecuador y la compañía Contratista, culminaron la negociación de los aspectos técnicos, económicos y legales que dieron paso a la suscripción de un contrato de servicios, a través del cual la mencionada compañía se compromete a explorar y explotar por 30 años el campo Pungarayacu, asumiendo a su riesgo el total de la inversión, cuyo monto aproximado es de 13.458,600 millones USD.

Los costos operativos que son considerados como egresos, pueden ser los costos de personal, de servicios, suministros, reparaciones, impuestos, etc. Los costos operativos estimados por la Contratista son de 8.472'300 millones USD.

El proyecto se desarrollará en tres fases como se indica en la siguiente tabla:

TABLA 4.1 INVERSIONES Y GASTOS DE OPERACIÓN DE LA CONTRATISTA

INVERSIONES Y GASTOS DE OPERACIÓN DE LA CONTRATISTA				
Descripción	Periodo	Inversión (millones USD)	Operación (millones USD)	Total (millones USD)
Fase1 Evaluación	3 años	104'300	299	104599
Fase 2 Piloto	3 años	758'100	125'400	883'500
Fase 3 Explotación	24 años	4.123'900	8.346'601	12.470'501

Total	30 años	4.986'300	8.472'300	13.458'600
-------	---------	-----------	-----------	------------

ELABORADO POR: CRISTINA ANDRANGO Y DAVID CASTRO
FUENTE: PETROPRODUCCION

4.3 INGRESOS

4.3.1 PRODUCCIÓN DEL CAMPO PUNGARAYACU

Como el proyecto esta dividido en tres fases ya antes mencionadas, la producción del campo empezará a partir del segundo año (dentro de la fase de evaluación), dependiendo del numero de pozos que se perforen de tal manera que se logre obtener una producción de 30.000 BPPD (fase Piloto), debido a la capacidad de proceso de la planta piloto. Luego de ello se estima aumentar la producción a 120.000 BPPD. Como se puede observar en la tabla 4.2 el comportamiento de la producción anual durante los 30 años de contrato.

TABLA 4.2 PRODUCCION ANUAL DURANTE 30 AÑOS

AÑOS	PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO (ANUAL)	INGRESO (USD)
1	0	0
2	91.250	5.931.250
3	3.085.345	200.547.425
4	9.652.060	627.383.900
5	11.351.500	737.847.500
6	11.201.485	728.096.525
7	18.839.475	1.224.565.875
8	41.804.545	2.717.295.425
9	43.828.835	2.848.874.275
10	44.269.025	2.877.486.625
11	44.142.735	2.869.277.775
12	43.584.650	2.833.002.250
13	43.115.625	2.802.515.625
14	43.122.195	2.802.942.675
15	43.424.415	2.822.586.975
16	43.874.825	2.851.863.625

17	44.306.620	2.879.930.300
18	44.162.445	2.870.558.925
19	44.074.845	2.864.864.925

Continúa en la Página 161

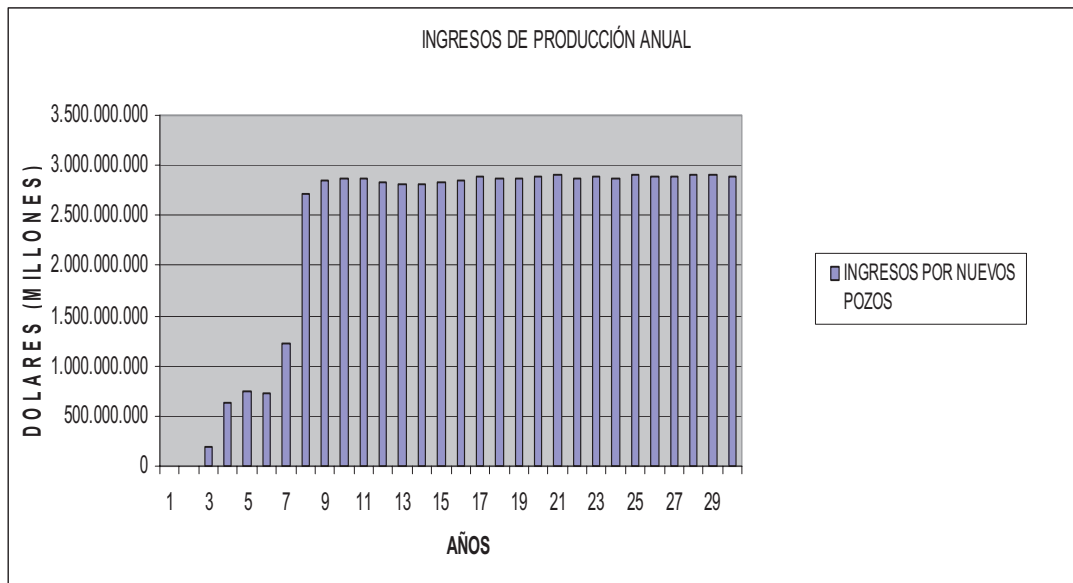
Viene de la Página 160

20	44.463.570	2.890.132.050
21	44.721.990	2.906.929.350
22	44.242.015	2.875.730.975
23	44.321.585	2.880.903.025
24	44.278.515	2.878.103.475
25	44.588.400	2.898.246.000
26	44.447.875	2.889.111.875
27	44.560.660	2.896.442.900
28	44.755.205	2.909.088.325
29	44.680.745	2.904.248.425
30	44.333.995	2.881.709.675

ELABORADO POR: CRISTNA ANDRANGO Y DAVID CASTRO
FUENTE: PETROPRODUCCION

Tomando en cuenta la producción esperada de petróleo se realizará el análisis de los ingresos que se obtendrán con la producción de los nuevos pozos al precio base del barril de petróleo de US\$ 65.00 USD, con lo cual se obtendrán los ingresos y la posible inversión.

GRAFICA 4.3 PROYECCION DE INGRESOS



ELABORADO POR: CRISTINA ANDRANGO Y DAVID CASTRO
FUENTE: PETROPRODUCCION

4.4 EVALUACIÓN DEL PROYECTO

Los cuatro métodos más importantes que toman en cuenta el valor del dinero en el tiempo son:

1. El método de Valor Actual Neto (VAN).
2. El método de la Tasa Interna de Retorno (TIR)
3. Relación Costo – Beneficio (RCB)
4. Período de Recuperación de la Inversión (PRI)

4.4.1 VAN (VALOR ACTUAL NETO)

Se entiende por VAN a la diferencia entre el valor actual de los ingresos esperados de una inversión y el valor actual de los egresos que la misma ocasione. Al ser un método que tiene en cuenta el valor de dinero en el tiempo, los ingresos futuros esperados, como también los egresos, deben ser actualizados a la fecha del inicio del proyecto. La tasa de actualización que se usa es del 12%, la misma que es dada por PETROPRODUCCIÓN.

Para la evaluación de este proyecto vamos a ocupar el método del mínimo común múltiplo, el cual consiste en determinar los VAN acumulados de cada alternativa, simulando la renovación a la idéntica en un periodo igual al mínimo común múltiplo de los periodos de vida útil de todas las alternativas factibles, es decir aquellos cuyo VAN inicial sea positivo y se escoge el proyecto que tenga el VAN acumulado máximo.

$$VAN = \sum_{K=0}^n \frac{Fnck}{(1+i)^k} \quad (4.1)$$

Donde:

Fnck = Flujo Neta de Caja del año k

i = Tasa de Actualización de la Empresa (i=12%)

4.4.2 TIR (TASA INTERNA DE RETORNO)

Es la tasa de actualización que iguala el flujo de fondos con la inversión inicial. En otras palabras, la TIR es la tasa de actualización por la cual el VAN es igual a cero, lo cual indicaría el nivel mínimo de rentabilidad. El TIR ayuda a medir en términos relativos la rentabilidad de una inversión.

Para ello se emplea la siguiente ecuación:

$$VAN = \sum_{K=0}^n \frac{Fnck}{(1+TIR)^k} = 0 \quad (4.2)$$

Criterio de Aceptación:

TIR > Tasa de Actualización; El proyecto es factible.

TIR < Tasa de Actualización; El proyecto no es factible.

El precio base que se ha tomado para efectuar esta evaluación del proyecto es de 65.00 USD.

Los resultados obtenidos de Valor Actual Neto (VAN) y Tasa Interna de Retorno (TIR) permitirá determinar si la aplicación del proyecto es rentable o no.

4.4.3 RELACIÓN COSTO-BENEFICIO (RCB)

La relación Costo/Beneficio (RCB), es otro método de evaluación de proyectos que al igual que los anteriores nos muestra de forma clara la rentabilidad de un proyecto considerando los ingresos generados, los gastos y la inversión, todos calculados en el período de la inversión, este método es relativamente simple y se tiene los siguientes criterios de aceptación del proyecto:

$$RCB = \frac{\text{Ingresos}(\text{Actualización})}{\text{Costos}(\text{actualizados}) + \text{Inversión}} \quad (4.3)$$

Si, $RCB > 1$, Proyecto es aceptable (los ingresos son mayores que los egresos).

Si, $RCB = 1$, Proyecto es indiferente (los ingresos son iguales a los egresos).

Si, $RCB < 1$, Proyecto no es aceptable (los ingresos son menores que los egresos).

4.4.4 PERIODO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN (PRI)

El período de recuperación de la inversión de un proyecto es simplemente el tiempo necesario para recuperar la inversión mediante los flujos netos de caja de acuerdo a esto, se tiene que:

$$SFNC = \sum_{n=0}^{PRI} FNK_n = 0 \quad (4.4)$$

Donde:

PRI = Período de Recuperación de la Inversión

SFNC = Suma Acumulada de los Flujos Netos de Caja

FNCK = Flujo Neto de Caja al año K

El PRI no es un valor explícito por lo que está sujeto a procesos iterativos con las sumatorias de los flujos de caja que comprendan al PRI entre ellos hasta encontrar el período buscado.

TABLA 4.3 RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN

VAN	9.794.806.885
TIR	107.76 %
PRI	1.444 días (4 años)
RCB	1.323

4.5 EVALUACIÓN DE RESULTADOS

4.5.1 VALOR ACTUAL NETO (VAN)

Dentro de Petroproducción se fijó una tasa de actualización del 12% que es la utilizada para el cálculo del VAN (Valor Actual Neto)

Ejemplo de Cálculo

$$VAN = \sum_{K=0}^n \frac{Fnck}{(1+i)^k} \quad (4.5)$$

Cálculo del VAN para el primer período:

$$VAN (\text{Primer Período}) = \frac{-81.614.750}{(1+0.12)^1} = -72.870.313$$

TABLA 4.4 VALOR ACTUAL NETO

AÑOS	VALOR ACTUAL
2008	-17.100.000
2009	-72.870.313
2010	-65.808.016
2011	94.588.406
2012	401.604.528
2013	-49.267.106
2014	53.317.289
2015	1.067.119.585
2016	982.971.919
2017	895.952.060
2018	795.038.138
2019	699.807.464
2020	615.456.212
2021	547.896.287

Continúa en la Página 166

Viene de la Página 165

2022	491.476.937
2023	442.507.998
2024	398.196.501
2025	353.216.062
2026	313.747.940
2027	282.011.408
2028	250.517.823
2029	220.491.339
2030	197.491.470
2031	175.290.703
2032	157.859.251
2033	139.736.346
2034	124.713.283
2035	111.535.082
2036	99.441.120
2037	87.867.170
VAN	9.794.806.885

ELABORADO POR: CRISTINA ANDRANGO Y DAVID CASTRO
FUENTE: PETROPRODUCCION

4.5.2 TIR (TASA INTERNA DE RETORNO)

En la Tabla 4.3 podemos encontrar el valor del TIR obtenido por la extrapolación de de tasas de interés, el valor obtenido es de 33.36%. A continuación presentamos la tabla con la que el TIR lleva los valores actualizados, más la inversión a cero.

TABLA 4.5 APLICACIÓN DEL TIR

AÑOS	VALOR ACTUAL
2008	-17.100.000
2009	-39.281.424
2010	-19.122.822
2011	14.816.570
2012	33.911.341
2013	-2.242.539
2014	1.308.241

Continúa en la Página 167

Viene de la Página 166

2015	14.114.621
2016	7.008.642
2017	3.443.611
2018	1.647.229
2019	781.594
2020	370.541
2021	177.817
2022	85.984
2023	41.732
2024	20.243
2025	9.680
2026	4.635
2027	2.246
2028	1.075
2029	510
2030	246
2031	118
2032	57
2033	27

2034	13
2035	6
2036	3
2037	1
Flujo de Caja	55.917.559.950
VAN	0

ELABORADO POR: CRISTINA ANDRANGO Y DAVID CASTRO
FUENTE: PETROPRODUCCION

4.5.3 RELACIÓN COSTO BENEFICIO (RCB)

Esto ayudará a determinar, si el valor de ingreso es mayor al de egresos

$$RCB = \frac{22.343.724.227.300}{9.794.806.885 + 13.458.600.000} = 1.323$$

Se constata que la $RCB > 1$ por lo que el proyecto en relación egresos – ingresos es viable.

4.5.4 PERÍODO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN

Es importante conocer el tiempo de recuperación de la inversión para establecer cuan interesante nos es el proyecto.

$$PRI = T1 + \frac{SFNC1 \times (T1 + T2)}{SFNC1 + SFNC2} \quad (4.6)$$

$$PRI = 0 + \frac{3.428.054.022 \times (0 + 4)}{3.428.054.022 + 631.932.500} = 1.444 \text{ días} = 4 \text{ años}$$

CAPITULO 5

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1.- CONCLUSIONES

- Debido a las grandes dimensiones y peso de los equipos de la planta Termoquímica las vías de acceso deberán tener la capacidad de manejar estos grandes volúmenes, por lo cual la precisión de los estudios de relieve topográfico e hidrológico para los nuevos accesos es crucial y siempre buscando el mínimo impacto ambiental.
- En base a los análisis realizados a los núcleos obtenidos de las perforaciones realizadas en el año 1979, se logro determinar que el crudo presente en el campo Pungarayacu en el área Sur es crudo pesado y extrapesado, cuyo grado API varía entre 4 – 12. Es por ello que se procede a recuperar dicho crudo mediante inyección de vapor de agua e implementar la planta termoquímica para

mejoramiento del crudo. Mientras que en el área Norte existe la presencia de la arena bituminosa, ubicada de 0 – 3.28 ft.

- Las reservas Probadas del campo Pungarayacu se logro cuantificar a través del método volumétrico en 1865 MMBL, lo que nos lleva a determinar aproximadamente una vida útil del campo de 42 años y una producción anual de 43.8 MMBPPA; con lo que podemos decir que dicha producción nos asegurará la recuperación de la inversión. Donde las reservas se puede afirmar que son rentables gracias al análisis económico desarrollado en el capítulo 4.
- En los procesos de inyección de vapor se mejora la movilidad del petróleo por reducción de la viscosidad y se incrementa la recuperación de petróleo debido al aumento de temperatura.
- La destilación debido al efecto del vapor de las fracciones relativamente livianas en el crudo, es un fenómeno adicional e importante que afecta al barrido de petróleo debido a que la inyección continua de vapor induce un proceso de desplazamiento más eficiente por la condensación, y mejora la eficiencia de barrido.
- La destilación conduce a que la fase de vapor esté compuesta por vapor de agua y por vapores de hidrocarburos condensables, ya que algunos se condensarán con el vapor de agua para mezclarse con el crudo original y aumentar la cantidad de fracciones relativamente livianas en el petróleo residual atrapado por el agua condensada.
- La calidad del vapor no depende ciento por ciento de la profundidad, más bien del revestimiento de la tubería (espesor del aislante) de inyección y de la temperatura del fluido tanto de inyección como del espacio anular que la rodea.
- El método de Gomaa para la inyección continua de vapor ha sido considerado ya que los resultados teóricos tienen un 15 por ciento de error comparados con los otros métodos, especialmente para campos donde se desea aplicar por vez

primera éste sistema de recuperación térmica.

- La inyección de vapor y producción del hidrocarburo en forma simultánea por el mismo pozo pero con tubería independiente para el vapor es una tecnología nueva permite tener bajos costos de completación y de operación.
- Las medidas de protección ambiental son importantes a fin de prevenir los efectos ambientales que puedan alterar el suelo, el agua, la flora y fauna, igualmente las alteraciones que se produzcan en el componente socioeconómico y cultural. De igual manera, las medidas de mitigación ambiental para la operación, en cruce de cuerpos de agua, uso de explosivos, manejo de combustibles, manejo de desechos, trabajo de personal y relaciones comunitarias, construcción de las vías y de instalaciones de plataformas y campamentos.
- Para el análisis económico del proyecto se ha considerado un precio del petróleo de 65 dólares por barril, que implica gastos en el mejoramiento del ⁰API, costo por transporte y comercialización,
- La tasa de descuento se asume en un 12 por ciento, analíticamente se puede observar que el período de recuperación es de aproximadamente 4 años, una tasa de retorno del 107.76 % y con una relación costo beneficio de 1.32 (mayor que 1 rentable). Por lo tanto, éste proyecto de recuperación térmica mejorada por inyección de vapor de agua en pozos horizontales y con la implementación de la planta para mejoramiento del crudo pesado es económicamente factible.
- Para la generación de vapor se requiere de agua limpia, es decir, libre de sólidos en suspensión como minerales en solución, ya que los gases y líquidos podrían dañar tanto los equipos de generación y distribución de vapor como al pozo en sí, debido a la precipitación ya que los sólidos en suspensión tienden a dejar residuos en los ablandadores del agua y promover la formación de lodo.
- Se debe tener presente es que los gases disueltos como oxígeno, dióxido de carbono y sulfuro de hidrógeno, pueden llegar a afectar el funcionamiento de los

generadores propiciando varios tipos de corrosión a más de la posibilidad de generar vida bacteriana.

5.2.- RECOMENDACIONES

- Debido a la gran capacidad de equipos para la implementación de la planta termoquímica y desarrollo del campo, se debe construir vías de acceso acordes a los requerimientos, sin afectar al medio ambiente.
- Por los resultados obtenidos (calculados), se prueba la ayuda que proporcionan los pozos horizontales para la recuperación térmica, por lo tanto se sugiere el uso de los mismos para proyectos futuros.
- Previo al desarrollo de las fases de prospección sísmica, perforación y producción se debe realizar un Estudio de Impacto Ambiental con sus respectivos Planes de Manejo Ambiental, de acuerdo a los parámetros y criterios establecidos en el vigente Reglamento Ambiental para las Operaciones Hidrocarburíferas en el Ecuador.
- Para que el proyecto sea rentable se recomienda perforar inicialmente tres pozos, en donde se recomienda analizar de manera más detallada sus características, debido a la gran escasez de información actual del campo.
- El pozo debe ser completado con tubería única de revestimiento de 9 5/8 pulgadas de diámetro para dar facilidad a la corrida de herramientas para control y registro.
- El radio del pozo debe ser corto, con el objetivo de evitar que el hueco alcance longitudes considerables, y de tal manera tener menos pérdidas de calor.
- Monitorear el comportamiento de los pozos durante su vida productiva y esencialmente durante el primer año.

- Se recomienda realizar las perforaciones de pozos horizontales en vez de pozos verticales, puesto que la pérdida de presión en los pozos verticales es mayor que en los pozos horizontales. así también los pozos horizontales han proporcionado resultados satisfactorios ya que se logra inyectar una mayor tasa de vapor, debido a que el pozo tiene una amplia zona de contacto con el yacimientos.
- Las plantas generadoras de vapor, deben estar a un máximo de 200 ft de distancia hacia los pozos. Con el objetivo de tener las condiciones de calidad, temperatura y presión de salida del vapor, dentro de los resultados calculados.
- El cemento a utilizar en la completación del pozo horizontal debe de contener significativamente menor cantidad de agua libre, ya que uno de los principales objetivos del cemento térmico es realizar una adecuada fuerza comprensiva, y una baja permeabilidad del cemento a temperaturas elevadas.
- Para tener un control de las bacterias se recomienda el uso de bactericidas o el empleo de cloro líquido o gaseoso o de formaldehído, luego fíltrese los sólidos suspendidos y los desechos bacterianos, tómesese como referencia que el sólido filtrado (suspendido) debe ser de 5 ppm o en su defecto menor.

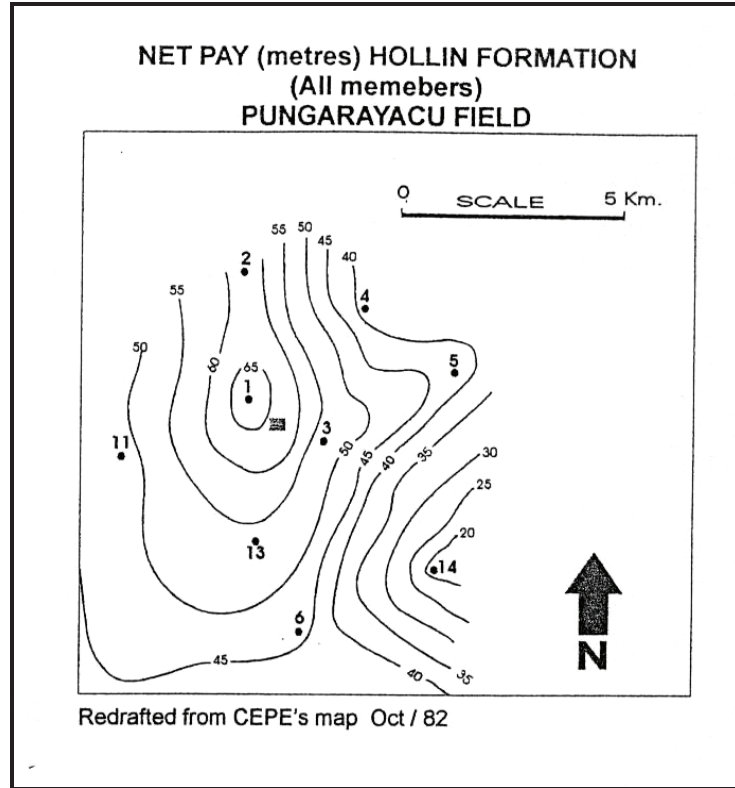
ANEXOS

ANEXO 1.1 COLUMNA ESTRATIGRÁFICA POZO 1

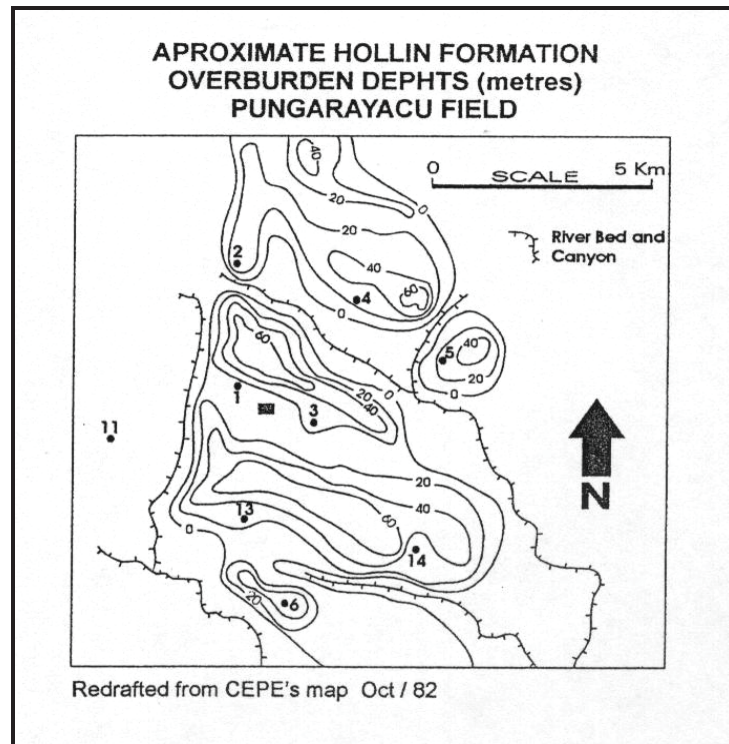
COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DEL CAMPO PUNGARAYACU EN BASE AL POZO 3

EDAD	FORMACION	ESPESOR (m)	PROFUNDIDAD	SIMBOLOGIA	MUESTRAS HC	DESCRIPCION LITOLOGICA
CUATERNARIO		11		— — — — — — — — — — — — — — —		ARCILLAS ROJAS PLÁSTICAS CON RESTOS ORGÁNICOS.
			11			
CRETACEO	NAPO	2		— — — — — — — — — — — — — — —		LUTITA GRIS OSCURA CON OLOR A ASFALTO
			13			
				••••• ••••• •••••		ARENISCA CUARZOSA, DE GRANO FINO A MEDIO.
			37		▲▲▲	ARENISCA CUARZOSA DE GRANO FINO A MUY FINO, SATURADA DE HIDROCARBUROS
			44		▲▲▲	ALTERNANCIA DE ARENISCA, LUTITA Y ARCILLOLITA, SATURADA DE HIDROCARBUROS.
			53		— — — — — — — — — — — — — — —	LUTITAS
			57		— — — — — — — — — — — — — — —	LUTITAS
					▲▲▲▲▲	ARENISCA
			70		▲▲▲▲▲	ARENISCA CON INTERCALACIÓN MILIMÉTRICA DE LIMOLITA.
			78		▲▲▲▲▲	ARENISCA CUARZOSA DE COLOR GRIS, SUBANGULAR A ANGULAR, CON BUENA SATURACIÓN DE HIDROCARBUROS.
			98			
			111		▲▲▲▲▲	
JURASICO	MISAHUALI	PT = 117		V V ^ ^ ^ ^ ^ V ^ V V ^ V ^ ^		LAVAS COMPACTAS Y DURAS.

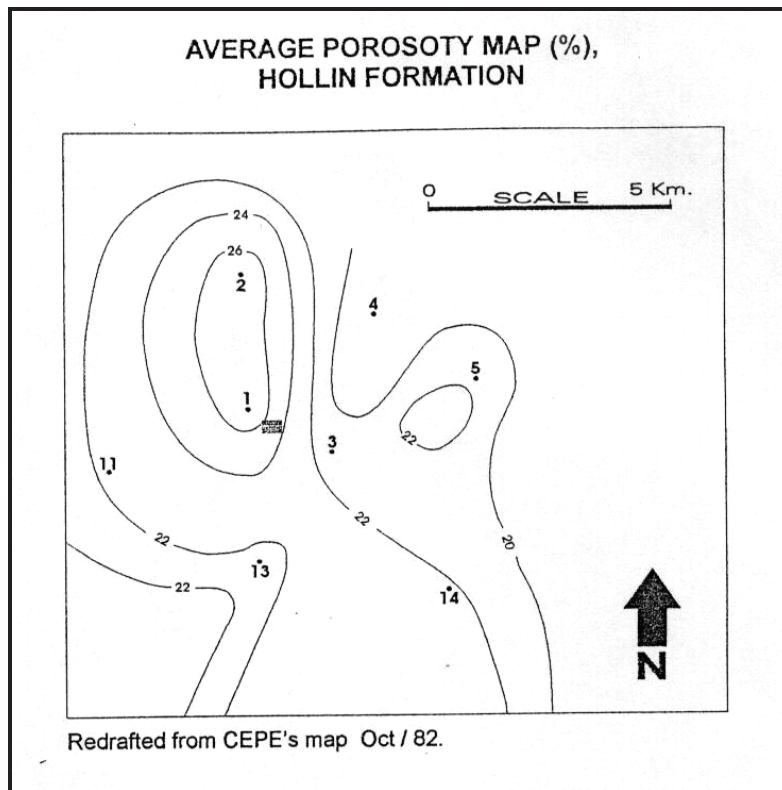
ANEXO 1.3



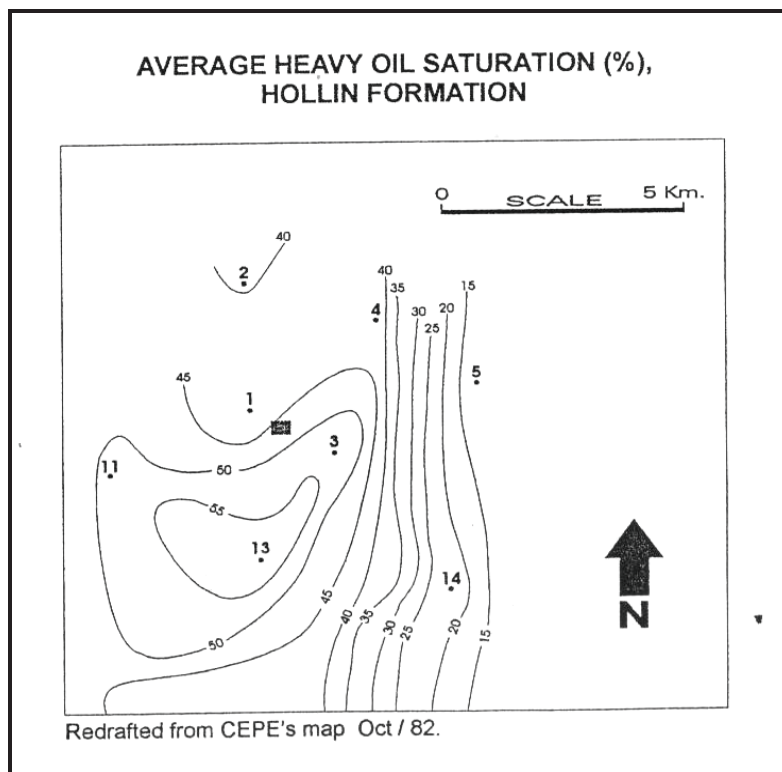
ANEXO 1.4



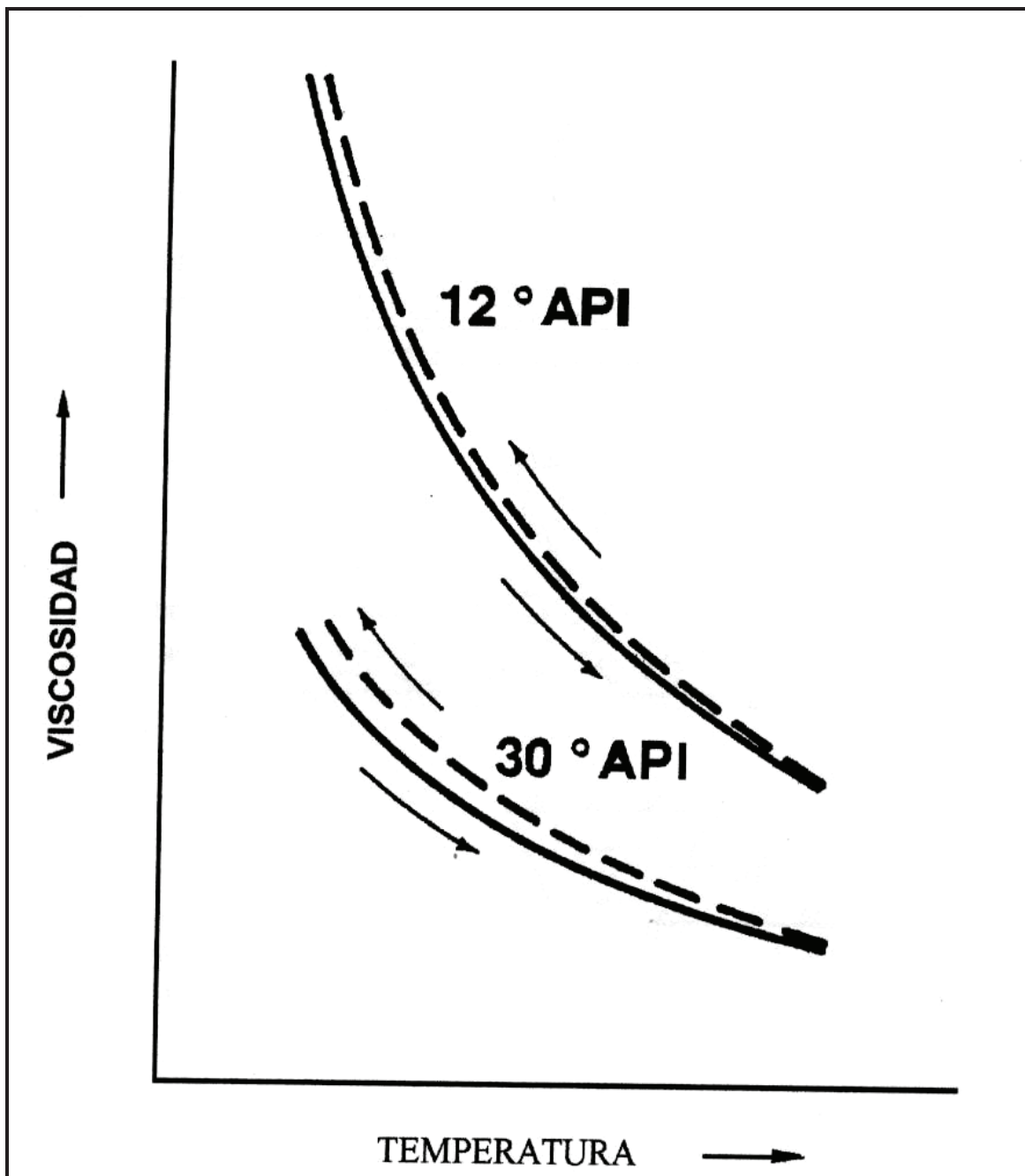
ANEXO 1.5



ANEXO 1.6



ANEXO 2.1 VARIACIÓN DE LA VISCOSIDAD EN FUNCIÓN DEL CAMBIO DE TEMPERATURA



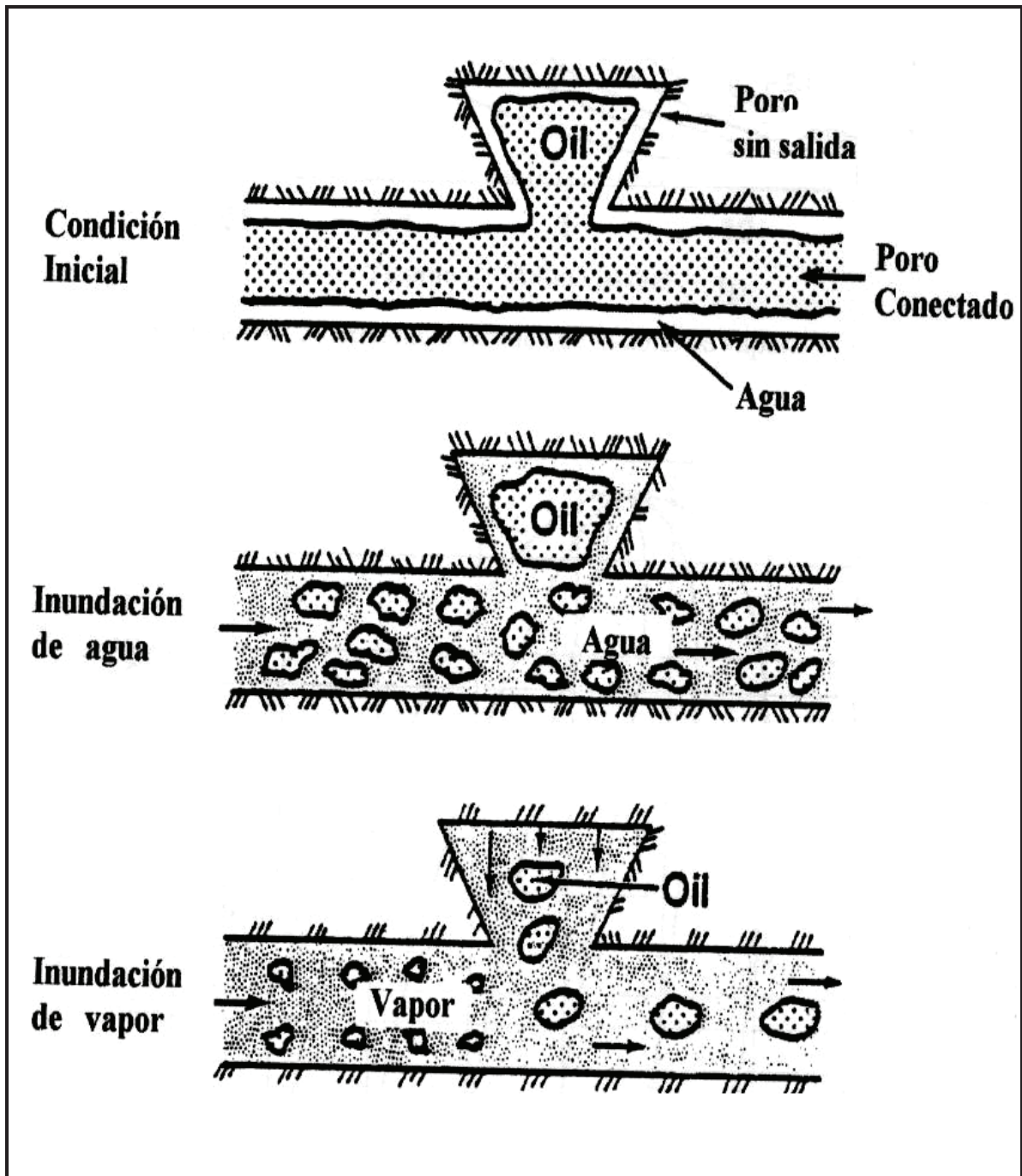
ELABORADO POR: CRISTINA ANDRANGO Y DAVID CASTRO
FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

ANEXO 2.2 FUNCION AUXILIAR DE MARX – LANGENHEIM

tD	Eh	G	$e^{tD} \operatorname{erf} \sqrt{tD}$	$\operatorname{erf} * tD$
0.0000	1.0000	0.0000	1.0000	1.0000
0.0100	0.9290	0.0093	0.8965	0.9887
0.0144	0.9167	0.0132	0.8778	0.9837
0.0225	0.8959	0.0202	0.8509	0.9746
0.0400	0.8765	0.0347	0.8090	0.9549
0.0625	0.8399	0.0524	0.7704	0.9295
0.09	0.8123	0.0731	0.7346	0.8987
0.16	0.7634	0.1221	0.6708	0.8210
0.25	0.7195	0.1799	0.6157	0.7237
0.36	0.6801	0.2488	0.5678	0.6107
0.49	0.6445	0.3158	0.5259	0.4883
0.64	0.6122	0.3918	0.4891	0.3654
0.81	0.5828	0.4721	0.4565	0.2520
1.00	0.5560	0.5560	0.4275	0.1573
1.44	0.5087	0.7326	0.3785	0.0417
2.25	0.4507	0.7783	0.3216	0.0015
4.00	0.3780	1.5122	0.2554	0.0000
6.25	0.3251	2.0318	0.2108	
9.00	0.2849	2.5641	0.1790	
16.00	0.2282	3.6505	0.1370	
25.00	0.1901	4.7526	0.1107	
36.00	0.1629	5.8630	0.0928	
49.00	0.1424	6.9784	0.0798	
64.00	0.1265	8.9070	0.0700	
81.00	0.1138	9.2177	0.0623	
100.00	0.1034	10.3399	0.0561	

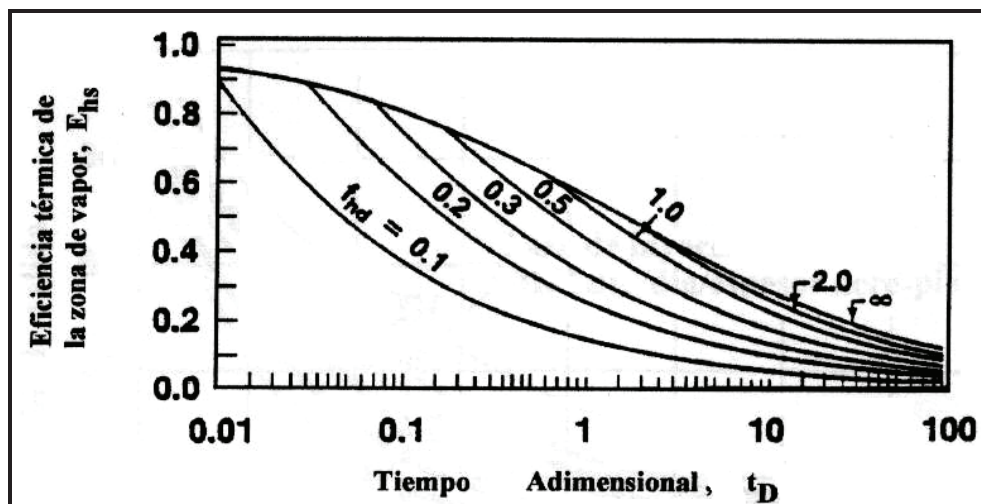
ELABORADO POR: CRISTINA ANDRANGO Y DAVID CASTRO
FUENTE: STEAMFLOOD RESERVOIR MANAGEMENT

ANEXO 2.3 EFECTO DE LA INUNDACIÓN DE VAPOR.



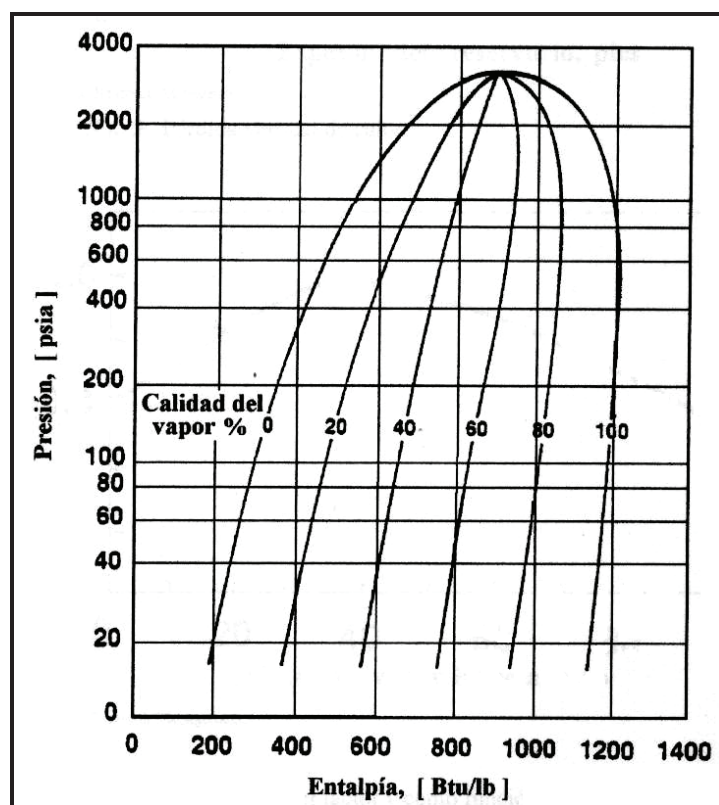
ELABORADO POR: CRISTINA ANDRANGO Y DAVID CASTRO
FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

ANEXO 2.4 EFICIENCIA TÉRMICA DE LA ZONA DE VAPOR.



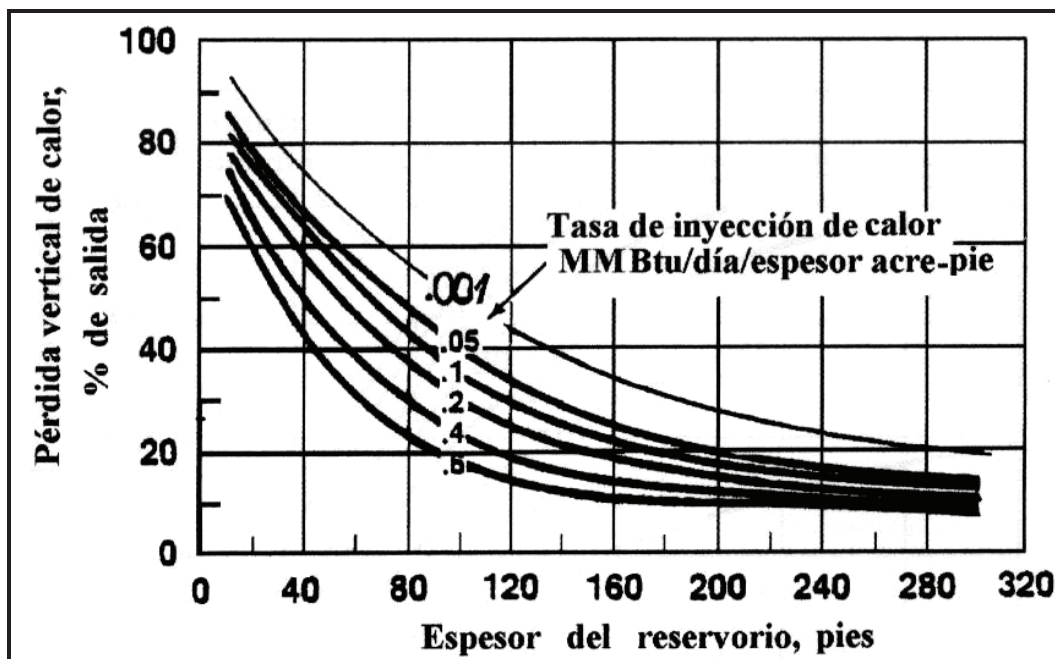
ELABORADO POR: CRISTINA ANDRANGO Y DAVID CASTRO
FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

ANEXO 2.5 ENTALPÍA DEL VAPOR COMO FUNCIÓN DE LA CALIDAD Y DE LA PRESIÓN.



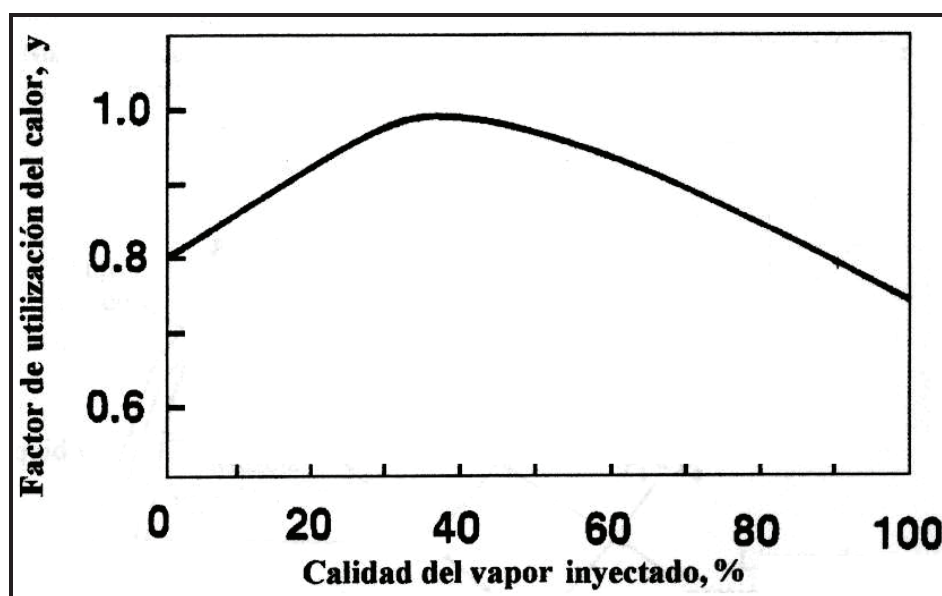
ELABORADO POR: CRISTINA ANDRANGO Y DAVID CASTRO
FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

ANEXO 2.6 PÉRDIDA VERTICAL DE CALOR.



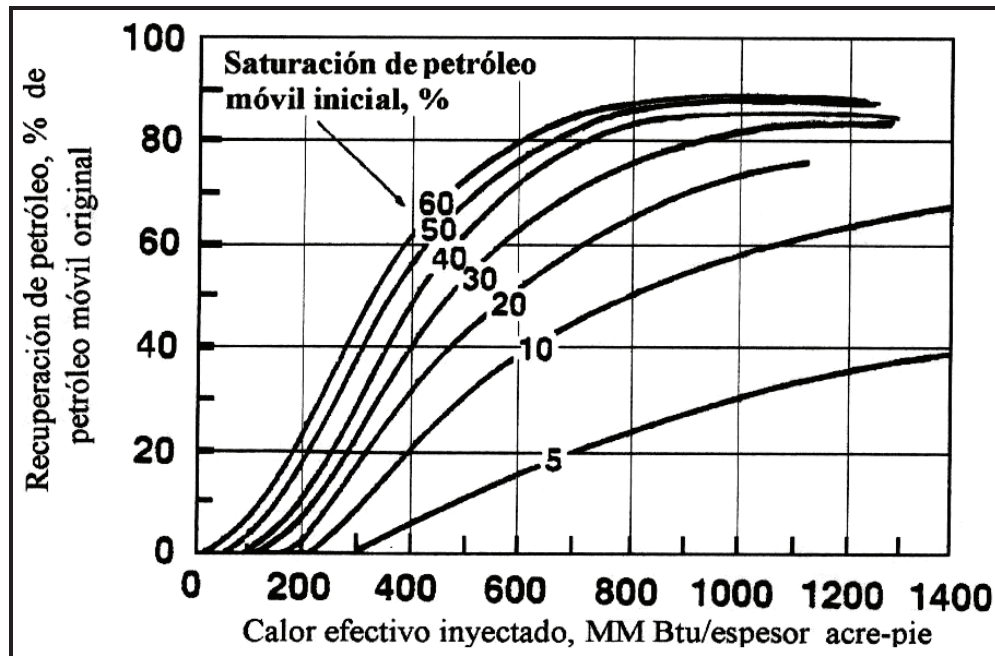
ELABORADO POR: CRISTINA ANDRANGO Y DAVID CASTRO
FUENTE: STEAMFLOOD RESERVOIR MANAGEMENT

ANEXO 2.7 DETERMINACIÓN DEL FACTOR Y COMO FUNCIÓN DE LA CALIDAD DEL VAPOR.



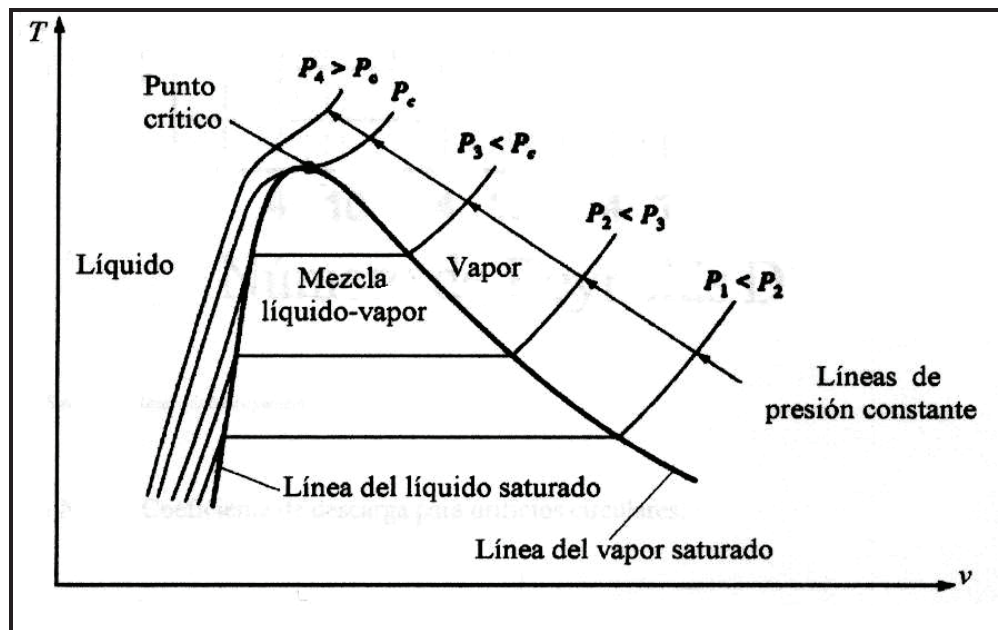
ELABORADO POR: CRISTINA ANDRANGO Y DAVID CASTRO
FUENTE: STEAMFLOOD RESERVOIR MANAGEMENT

ANEXO 2.8 RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO POR INUNDACIÓN COMO FUNCIÓN DEL CALOR EFECTIVO INYECTADO Y LA SATURACIÓN DEL PETRÓLEO MÓVIL.



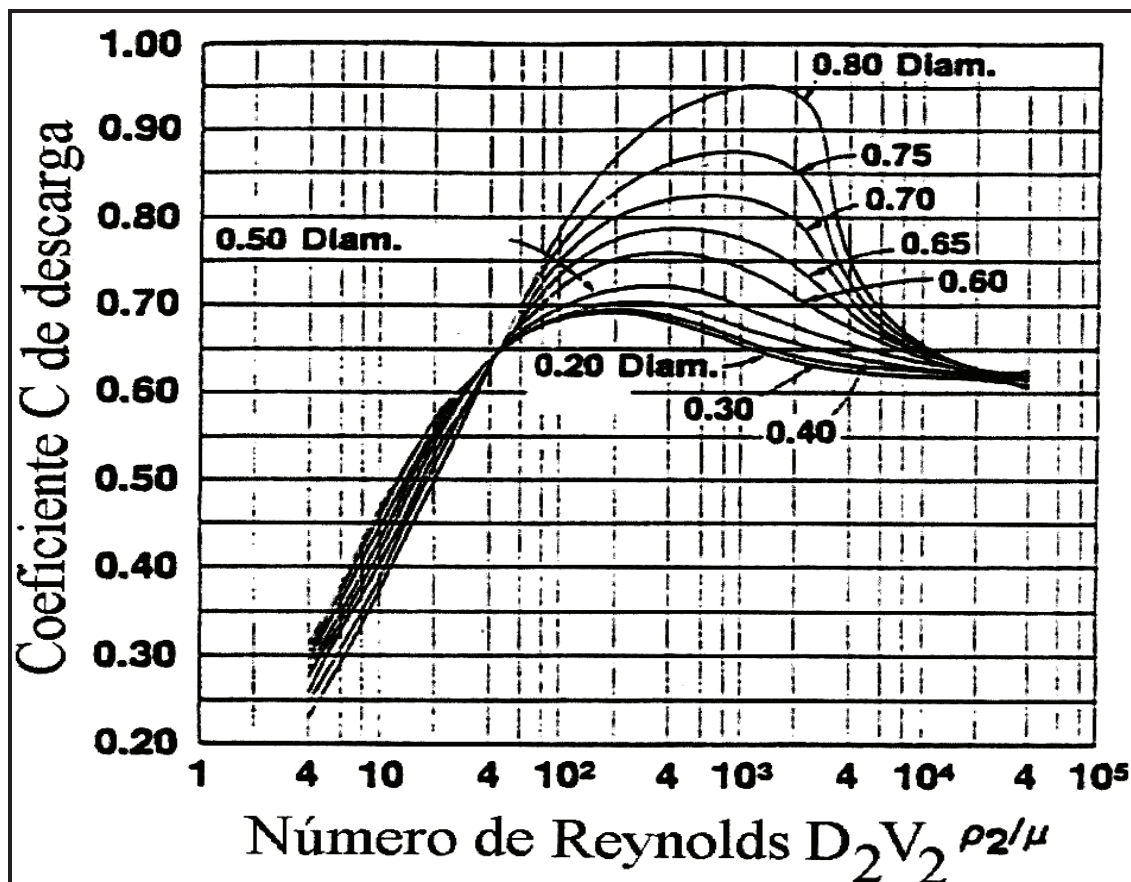
ELABORADO POR: CRISTINA ANDRANGO Y DAVID CASTRO
FUENTE: STEAMFLOOD RESERVOIR MANAGEMENT

ANEXO 2.9 DOMO DEL VAPOR EN UN DIAGRAMA T - V.



ELABORADO POR: CRISTINA ANDRANGO Y DAVID CASTRO
FUENTE: STEAMFLOOD RESERVOIR MANAGEMENT

ANEXO 2.10 COEFICIENTE DE DESCARGA PARA ORIFICIOS CIRCULARES.



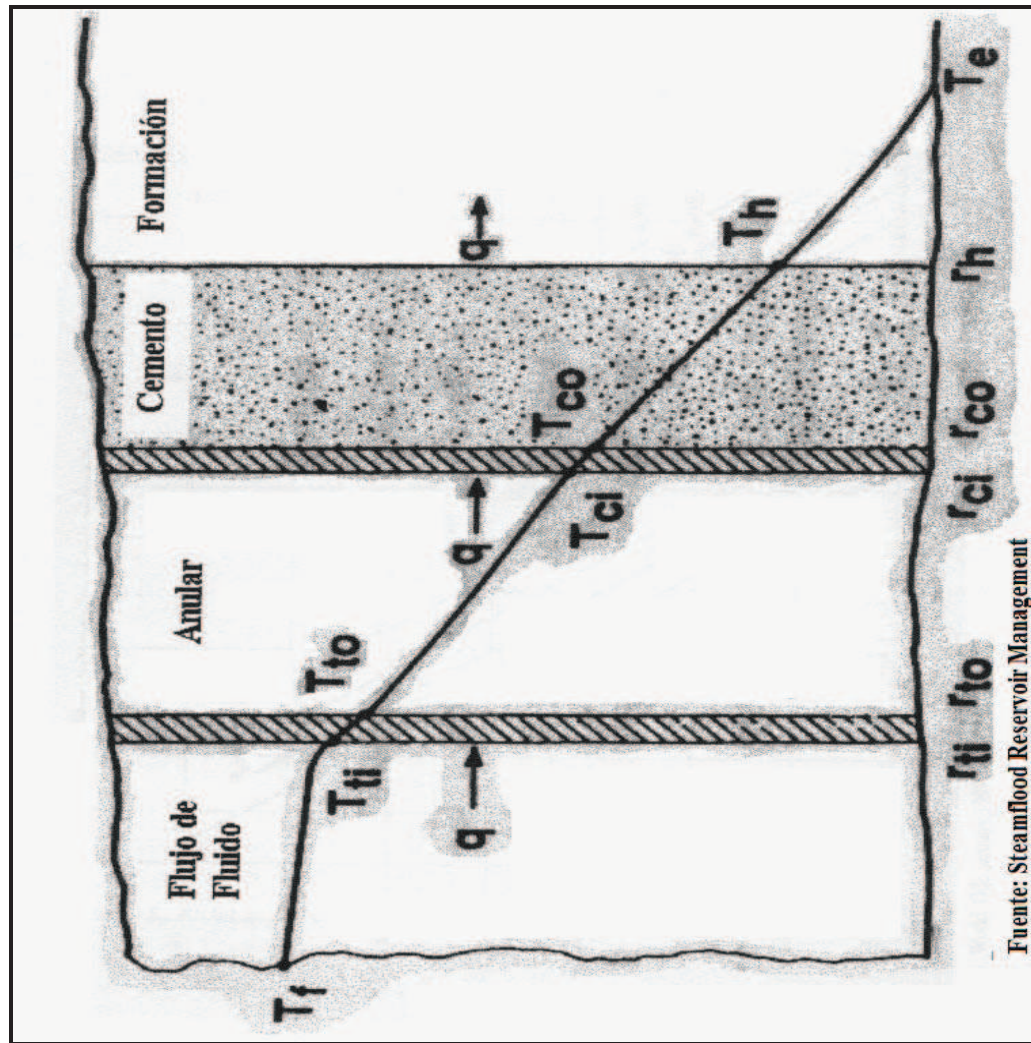
ELABORADO POR: CRISTINA ANDRANGO Y DAVID CASTRO
FUENTE: STEAMFLOOD RESERVOIR MANAGEMENT

ANEXO 2.11 VALORES APROXIMADOS DE COEFICIENTES DE TRANSMISIÓN DE CALOR

<i>Modo de convección y fluido</i>	<i>h_c [Btu/hr-pie²-°F]</i>
<i>Convección libre, aire</i>	<i>2.68 → 14.28</i>
<i>Convección libre, agua</i>	<i>11.42 → 57.11</i>
<i>Convección forzada, aire</i>	<i>5.71 → 114.2</i>
<i>Convección forzada, agua</i>	<i>28.55 → 5710</i>
<i>Agua en ebullición</i>	<i>1713 → 5710</i>
<i>Vapor de agua en condensación</i>	<i>2855 → 57100</i>

Fuente : Thermal Recovery, SPE Monograph series 1982

ANEXO 2.12 PERFIL DE TEMPERATURA



ANEXO 2.13 DETERMINACIÓN DE LA FUNCIÓN TIEMPO

t_D	$2 \pi * R_h' * \lambda_E$													
	100	50	20	10	5	2	1	0.5	0.2	0.1	0.05	0.02	0.01	0
0.10	0.313	0.313	0.314	0.316	0.318	0.323	0.330	0.345	0.373	0.396	0.417	0.433	0.438	0.445
0.20	0.423	0.423	0.424	0.427	0.430	0.439	0.452	0.473	0.511	0.538	0.568	0.572	0.578	0.588
0.60	0.616	0.617	0.619	0.623	0.629	0.644	0.666	0.698	0.745	0.772	0.798	0.80	0.806	0.811
1.00	0.802	0.803	0.806	0.811	0.820	0.842	0.872	0.910	0.958	0.984	1.00	1.01	1.01	1.02
2.00	1.02	1.02	1.03	1.04	1.05	1.08	1.11	1.15	1.20	1.22	1.24	1.24	1.25	1.25
5.00	1.36	1.37	1.37	1.38	1.40	1.44	1.48	1.52	1.56	1.57	1.58	1.59	1.59	1.59
10.00	1.65	1.66	1.66	1.67	1.69	1.73	1.77	1.81	1.84	1.86	1.86	1.87	1.87	1.88
20.00	1.96	1.97	1.97	1.99	2.00	2.05	2.09	2.12	2.15	2.16	2.16	2.17	2.17	2.17
50.00	2.39	2.39	2.40	2.42	2.44	2.48	2.51	2.54	2.56	2.57	2.57	2.57	2.58	2.58
100.0	2.73	2.73	2.74	2.75	2.77	2.81	2.84	2.86	2.88	2.89	2.89	2.89	2.89	2.90

Fuente : Thermal Recovery, SPE Monograph 1982

ANEXO 3.1 MÉTODO DE MINERÍA A CIELO ABIERTO

El método original de recuperación de petróleo pesado en frío es la minería. Gran parte de la explotación de petróleo pesado por el método de minería tiene lugar en las minas a cielo abierto de Canadá, pero también se ha recuperado petróleo pesado por minería subterránea en Rusia. El método a cielo abierto es útil sólo en Canadá, donde el acceso desde la superficie y el volumen de los depósitos de arenas petrolíferas someras estimado en 28,000 millones de m³ (176,000 millones de barriles) lo vuelven económico.

Las arenas petrolíferas canadienses se recuperan mediante operaciones con camiones y excavadoras y luego son transportadas a las plantas de procesamiento, donde el agua caliente separa el bitumen de la arena. El bitumen se diluye con los hidrocarburos más livianos y se mejora para formar crudo sintético. Después de la aplicación del método de minería, la tierra se rellena y se sana. Una de las ventajas del método es que recupera alrededor de un 80% del hidrocarburo. No obstante, desde la superficie sólo se puede acceder a un 20% de las reservas aproximadamente, o a aquellas que se encuentran a una profundidad de unos 75 m (246 pies). En el año 2005, la producción de bitumen de Canadá alcanzó 175,000 m³/d (1.1 millón de bbl/d) y se espera que aumente a 472,000 m³/d (3 millones de bbl/d) para el año 2015.





Recuperación de bitumen a partir de arenas Petrolíferas. Cuando la sobrecubierta es de menos de 50 m, el bitumen puede explotarse desde la superficie. El proceso, que se muestra en las fotografías orientadas desde arriba hacia abajo, se inicia con la recuperación de las arenas petrolíferas mediante operaciones que emplean camiones y excavadoras.

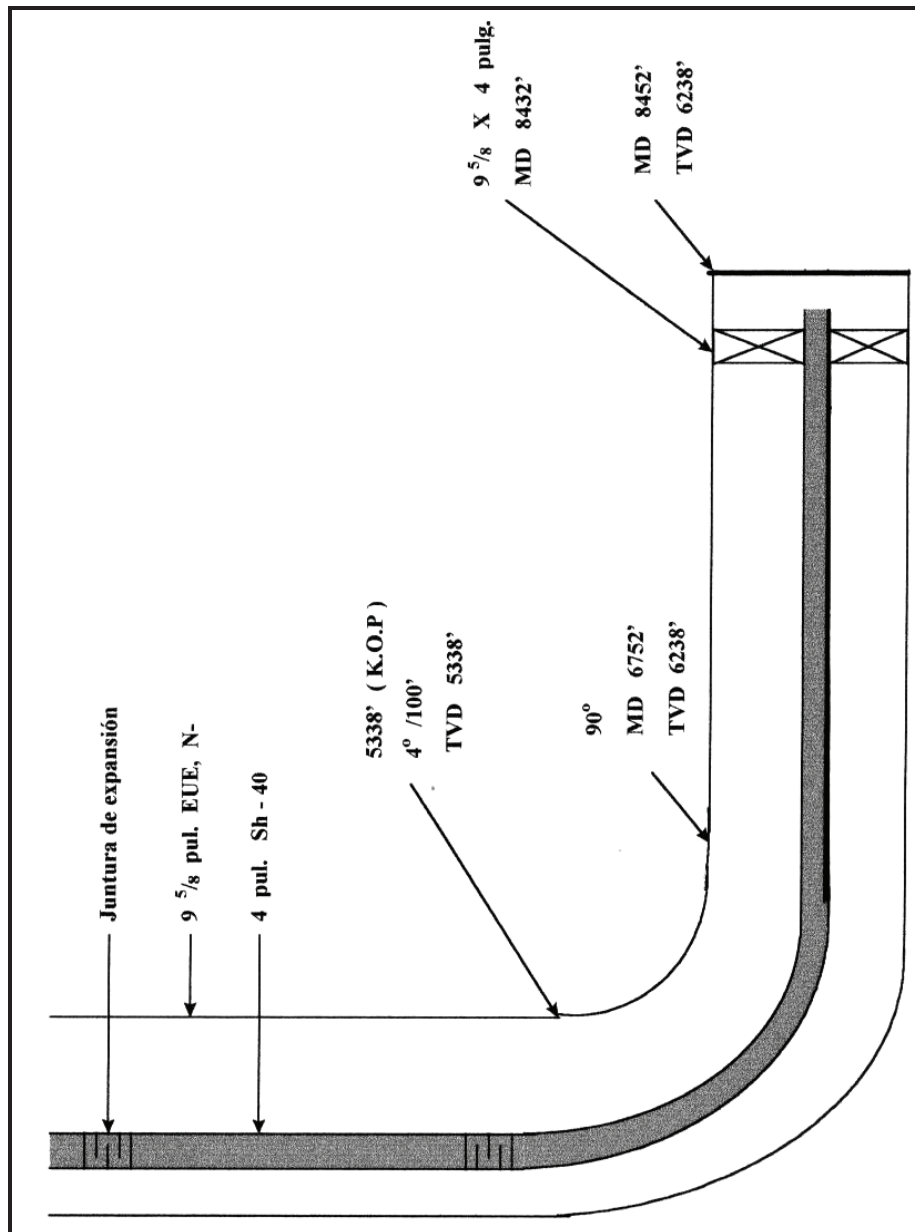
Las arenas son transportadas hasta las plantas de procesamiento donde el agua caliente separa el bitumen de la arena. El bitumen se diluye con los hidrocarburos más livianos y se mejora para formar crudo sintético. Finalmente, se procede a rellenar y sanear la tierra. (Imágenes, cortesía de Syncrude Canada Ltd.).



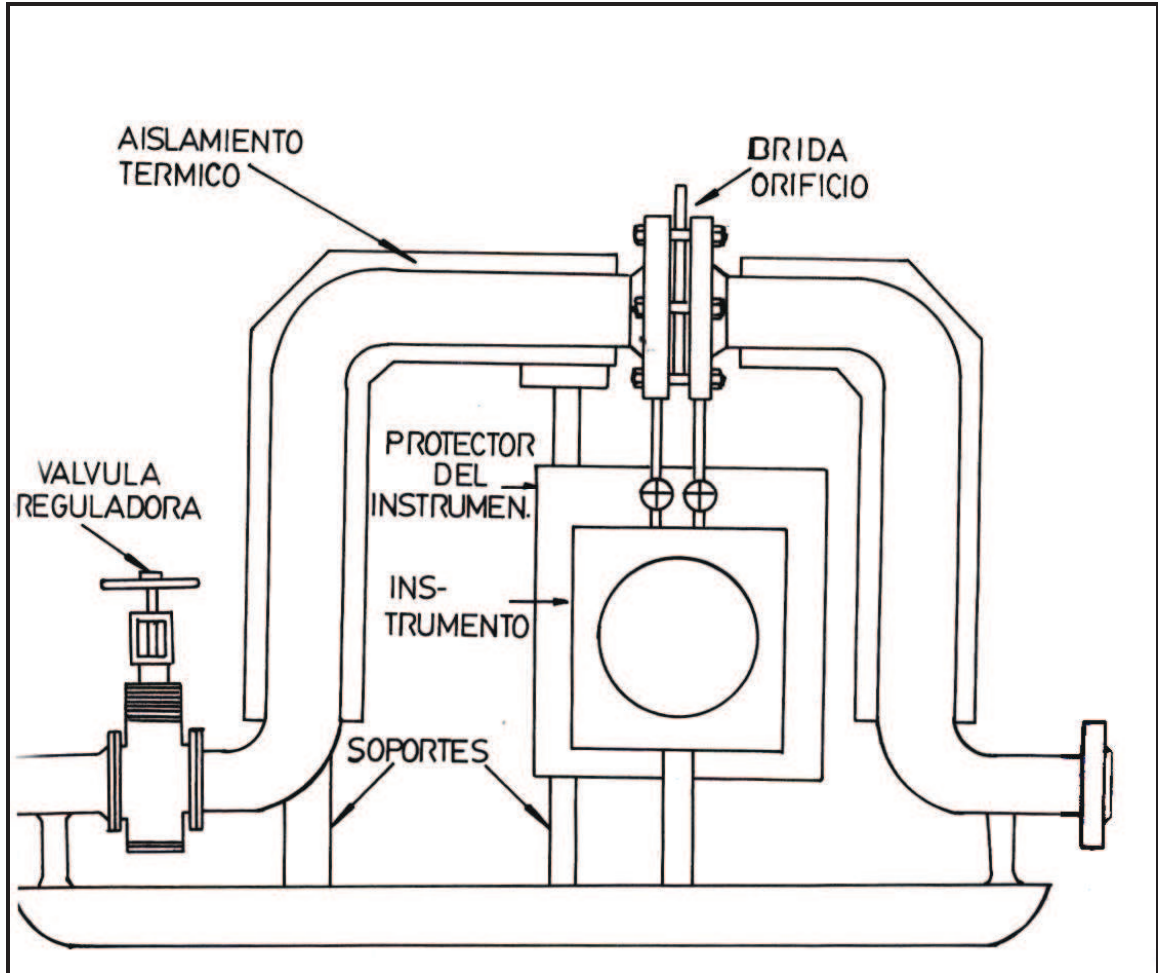
Algunos petróleos pesados pueden ser producidos a partir de pozos, por producción primaria en frío. Gran parte del petróleo de la faja de petróleo pesado del Orinoco, en Venezuela, está siendo recuperado actualmente mediante producción en frío, tal es el caso de los yacimientos de las áreas marinas de Brasil. Se perforan pozos horizontales y multilaterales para contactar la mayor parte del yacimiento posible. Se inyectan diluyentes, tales como la nafta, para reducir la viscosidad del fluido y, mediante el empleo de tecnología de levantamiento artificial, tal como los sistemas de bombeo electrosumergibles (ESP) y los sistemas de bombeo de cavidad progresiva (PCP), se llevan los hidrocarburos a la superficie para ser transportados hasta una unidad de mejoramiento. Una de las ventajas del método es su menor inversión de capital

con respecto a las técnicas asistidas termalmente, pero el factor de recuperación también es bajo; entre 6 y 12%. Otra de sus ventajas es el incremento de la viscosidad del fluido que surge con la formación de emulsiones de petróleo-agua, causadas por el proceso de mezcla y cizalladura que tiene lugar en los sistemas de bombeo y en los tubulares.

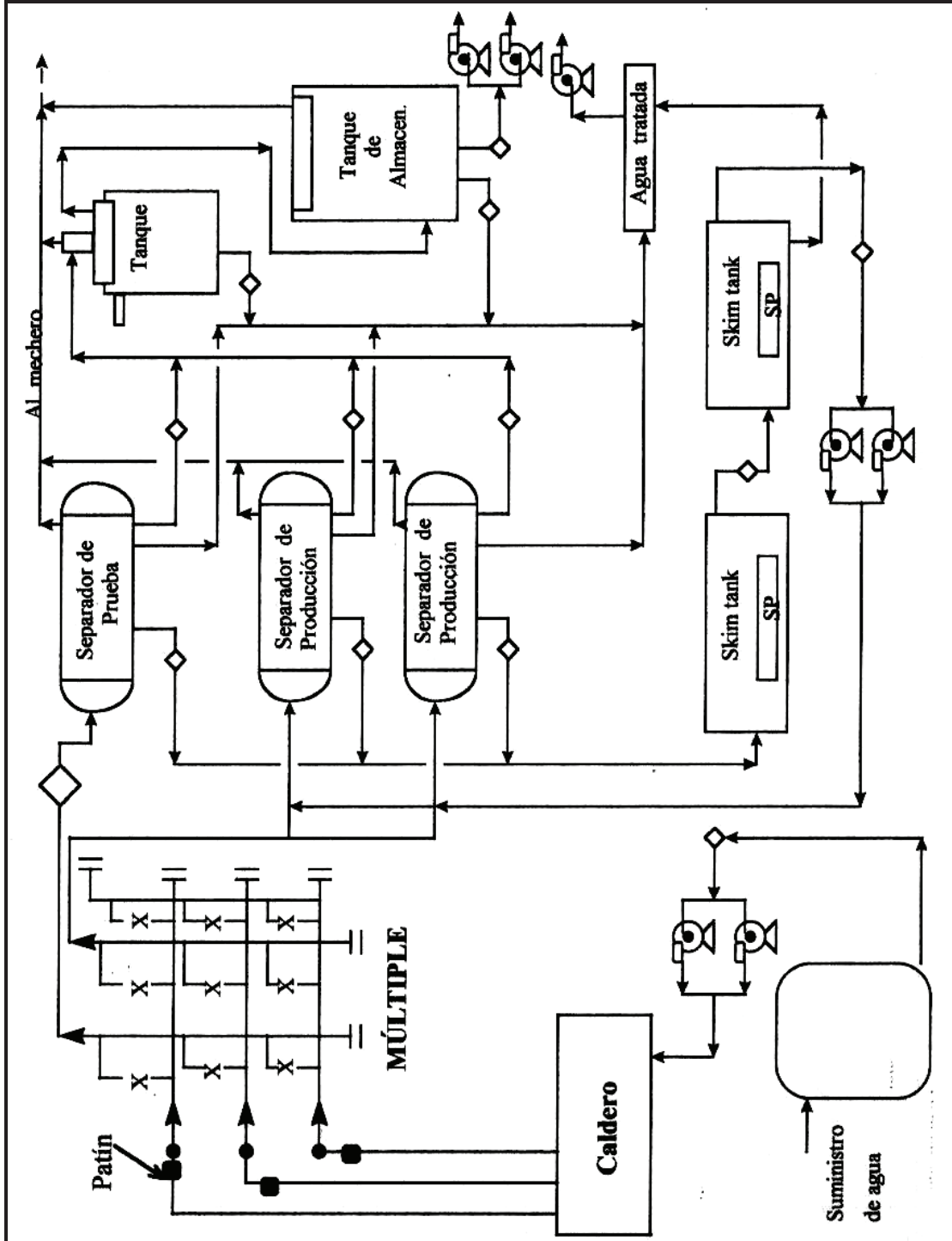
ANEXO 3.2 Completación para un pozo Horizontal



ANEXO 3.3 Equipo del Vapor Inyectado



ANEXO 3.4 Instalaciones de Superficie



ANEXO 3.5 COMERCIALIZACIÓN DE LA TRANSFORMACIÓN DE CRUDO PESADO EN CRUDO LIVIANO

Desde 1998, Ensyn ha estado desarrollando la tecnología con un plan piloto para la transformación de crudo pesado en un volumen nominal de 20 BPPD (5 BPPD, residuos al vacío), y las facilidades de búsqueda en Ottawa, Canadá.

Ensyn operaba la unidad desde 1998 a 2002, probando una variedad de suministros de crudo pesado y bitumen, con unos 90 planes pilotos corridos. Durante este tiempo, el esquema del proceso desarrollado tomo lugar, el cual forma parte de la unidad de demostración base de las Facilidades Comerciales de

Demostración (CDF) y de las unidades comerciales diseñadas. Un número de patentes han sido publicadas y otras pendientes del uso del proceso de transformación de crudos pesados.

ANEXO 3.6 FACILIDAD COMERCIAL DE DEMOSTRACIÓN (CDF)

Durante el 2003 y el 2004, 300 BPPD al vacío alimentan a la Facilidad Comercial de Demostración, lo cual demuestra una capacidad de procesamiento total 300 BPPD del VTBs o un equivalente de 1000 BPPD de crudo pesado que tiene una cantidad residual de aproximadamente 33% de volumen, fue diseñada y construida en Aera Energy's (poseídos por los afiliados de Exxon Mobil y Shell) Campo Belridge, cerca de Bakersfield, California. Ver figura 3.1

FACILIDAD DE DEMOSTRACIÓN COMERCIAL (CDF)



El CDF fue designado a finales del 2005, comenzando así las operaciones con suministro de crudo pesado. Pruebas hechas con petróleo bruto y residuos de torres de almacenamiento de un solo paso y el desempeño de planes piloto de operaciones de reciclaje utilizando crudos similares y esquemas del proceso. Otras operaciones están en camino utilizando crudo pesado de California residuos de la Torres de Almacenamiento de Athabasca y los suministros ATB (residuos de las torres atmosféricas).

ANEXO 3.7 DISEÑO DE INSTALACIONES COMERCIALES

Estudios de ingeniería de tres partes han sido ejecutados para establecer un diseño de instalaciones comerciales, junto con el capital estimado y los costos

operacionales. En el 2000, la empresa SNC Lavalin desarrollo un concepto de diseño para una planta comercial de transformación de crudo pesado a crudo liviano de 30000 BPPD. El diseño consistía en un cierto número de secciones de reacción y de recalentamiento.

En el 2005, se mejora los datos de desempeño del plan piloto, se mejoran los parámetros de diseño y el funcionamiento del objetivo del proceso. La empresa Colt Energy de Calgary Alberta fue contratada por Ivanhoe Energy para preparar un paquete preliminar del diseño del proceso (PDP) para un solo suministro de alimentación de residuo de 5000 BPPD en la planta Termoquímica. Este sería la unidad central de procesamiento para un tamaño integrado de la planta de 15000 BPPD de un suministro de crudo pesado de California.

Como parte de su paquete, Colt preparó una estimación preliminar del capital necesario y un horario completo para el desarrollo del proyecto. Esto mejora los diseños base y el desempeño de los objetivos del proceso y forma la base de los diseños de instalaciones actuales de la planta.

El Grupo AMEC Ltd. ha completado un Paquete de Diseño Preliminar (PDP) construido y basado en el trabajo del Paquete de Diseño Preliminar de Colt, expandiendo el alcance para incluir todos los sistemas y las facilidades requeridas para habilitar el total de operaciones, fuera de la unidad de proceso definida y estimada por Colt.

En particular, este trabajo incluye el fraccionador de suministro y los equipos asociados al proceso, todos los sitios exteriores y las utilidades, incluyendo los calentadores de agua de alimentación, nitrógeno, mecheros, combustibles, indicadores de nivel de suministro y producción, sistemas de control, los civiles en el lugar y la protección contra el fuego. Este trabajo fue completado en Junio del 2006. La ingeniería primaria ha sido completada y será la base para la ingeniería primordial y el diseño (FEED).

GLOSARIO

- **Calor Específico**

El calor específico de una sustancia es la medida de su capacidad para absorber calor, y se define como la cantidad de calor necesaria para aumentar en una unidad la temperatura de una unidad de masa de dicha sustancia. Generalmente no es constante, sino que depende de la temperatura a la cual se mide.

- **Calor Latente de Vaporización**

El calor latente de vaporización (L_v) es el calor agregado a una unidad másica de agua a temperatura de saturación para vaporizarla completamente y producir vapor saturado seco. Numéricamente es igual al calor latente de condensación.

El calor latente de vaporización en mezclas va a depender de la temperatura, presión y de la composición; para monocomponentes dependerá únicamente de la temperatura o bien de la presión. Para el caso del agua el calor latente de vaporización es de 970 Btu/lb-°F a presión atmosférica.

Para obtener las entalpías del agua y del vapor respectivamente a presión y temperatura de saturación, y para calcular el calor latente de vaporización utilizar la Figura No.20 del anexo.

- **Conductividad Térmica**

Es la cantidad de calor transmitida por unidad de tiempo a través de una unidad de área por unidad de espesor y por unidad de cambio de temperatura, siendo:

$$k \left[\frac{\text{Btu} - \text{pu lg}}{\text{pie}^2 - \text{hr} - ^\circ \text{F}} \right]$$

La conductividad térmica de algunos materiales sólidos se debe en mayor grado a la actividad térmica de las moléculas y de los átomos. En forma general, la conductividad aumenta con la densidad y la elasticidad; para materiales aislantes, en general aumenta con la temperatura, aumenta substancialmente cuando el material poroso aislante absorbe humedad. Adicionalmente la conductividad térmica varía con la presión y temperatura, como por ejemplo para los líquidos orgánicos (Acetona, Tolueno, Benceno, etc.) decrece con el incremento en la temperatura.

- **Difusividad Térmica**

A la difusividad térmica se le puede definir como la razón entre dos propiedades térmicas como son la conductividad térmica y la capacidad calorífica volumétrica (ecuación 2 del formulario).

A consecuencia de la gran dificultad que se origina en las técnicas de su medición, los valores calculados pueden ser mejores que los medidos directamente.

La difusividad térmica de una muestra saturada de petróleo pesado disminuye con el incremento en la temperatura.

- **Entalpía**

La entalpía designada por la letra h no es más que el calor contenido por un material, también es la cantidad de energía térmica en una masa dada de ese material por encima de una temperatura y presión de referencia.

Por lo tanto, matemáticamente la entalpía específica¹⁷ es igual a su energía interna más un término que considera el flujo de energía y un equivalente mecánico de calor. Todas las formas de energía están referidas a un estado

¹⁷ Considerada a la entalpía por unidad de masa del material.

arbitrario, por lo que las condiciones de referencias generalmente no son consideradas en una expresión de energía, (ecuación 3 del formulario).

- **Sobrellevar**

Cuando se inyecta vapor en un yacimiento este tiene la tendencia a moverse más rápidamente, por la parte superior del yacimiento. Así se produce una interfase entre el vapor y los líquidos del yacimiento que tiende a estar inclinado y este efecto disminuye la contornidad vertical del yacimiento.

- **Temperatura de Saturación**

El término temperatura de saturación designa la temperatura a la cual tiene lugar la evaporación a una presión dada y tal presión se llama presión de saturación.

- **Vapor**

El vapor de agua es el término usualmente aplicado cuando el agua ha alcanzado su punto de burbujeo y para cualquier sustancia en estado gaseoso bajo condiciones críticas.

El vapor o vapor de agua es invisible, solamente a través de una condensación parcial aparece como una neblina. Adicionalmente puede existir en forma saturada mientras está en contacto con el agua, o como vapor supercalentado después de la separación del agua de la cual fue generada y lo que es más calentado.

- **Viscosidad**

La viscosidad de un fluido es una medida de la dificultad que el fluido tiene para moverse. Entendiéndose a la viscosidad como la conductividad o movilidad de un fluido, es decir se hace más dúctil un fluido. Pero esta viscosidad puede ser

alterada por las condiciones del yacimiento como son: presión y temperatura, por ejemplo:

Al aumentar la temperatura → disminuye la viscosidad

La **viscosidad dinámica** (μ) en la unidad cgs es el "poise", pero en la práctica la unidad comúnmente usada es el "centipoise".

La **viscosidad cinemática** (ν) es la relación viscosidad dinámica dividida para la densidad del fluido en g/cm^3 , quedando de la siguiente manera:

$$\nu = \frac{\mu}{\rho}$$

Se expresa en (stokes) = (cm^2/sg) . La viscosidad cinemática de los gases varía mucho con la presión y temperatura, mientras que la viscosidad cinemática de los líquidos prácticamente varía sólo con la temperatura.

FORMULARIO

- CALOR LATENTE DE VAPORIZACIÓN

$$L_v = h_s - h_w \quad (1)$$

Donde:

L_v = calor latente de vaporización, (Btu/lbm)

h_s = entalpía del vapor de agua, (Btu/lbm)

h_w = entalpía del agua¹⁸, (Btu/lbm)

- DIFUSIVIDAD TÉRMICA

$$\alpha = \frac{k}{M} \quad (2)$$

Donde:

a = difusividad térmica, (pie²/día)

k = conductividad térmica, (Btu/pie-día-°F)

M = capacidad calorífica, (Btu/pie³-°F)

Los resultados obtenidos en la aplicación de esta fórmula son de una aproximación confiable para cálculos ingenieriles.

- ENTALPIA

¹⁸ El agua y el vapor de agua se encuentran a la presión y temperatura de saturación.

$$h = e + \frac{p}{(\rho J)} - \left| e_r + \frac{P_r}{(\rho_r J)} \right| \quad (3)$$

Donde:

h = entalpía, (Btu/lbm)

e = energía interna, (Btu/ lbm)

P = presión, (psi)

ρ = densidad, (lbm/pie³)

J = equivalente mecánico, (778 pie-lbf/Btu)

Subíndice (r) = cantidades evaluadas a las condiciones del estado de referencia.

En función de la capacidad calorífica la entalpía específica y la energía interna se expresa de la siguiente manera:

$$\begin{aligned} h &= M(T - T_r) \\ e &= M_v(T - T_r) \end{aligned} \quad (4)$$

Donde:

M = capacidad calorífica a presión constante, (Btu/pie³-°F)

T = temperatura, (°F)

M_v = capacidad calorífica a volumen constante, (Btu/pie³-°F)

- VISCOSIDAD

Viscosidad del Petróleo

$$\mu_{OD} = 10^x - 1 \quad (5)$$

$$x = yT^{-1.163}$$

$$y = 10^Z$$

$$Z = 3.0324 - 0.02023\gamma_o$$

$$\mu = A\mu_{OD}B$$

$$A = 10.715(R_s + 100)^{-0.515}$$

$$B = 5.44(R_s + 150)^{-0.338}$$

Viscosidad del agua :

$$\mu_w = \frac{2.185}{0.04012T + 5.1547 \times 10^{-6}T^2 - 1} \quad (6)$$

Donde:

μ_w = viscosidad del agua, (cp)

μ_{OD} = viscosidad del petróleo muerto (libre de gas) a una temperatura T, (cp)

μ = viscosidad del petróleo con gas, (cp)

R_s = razón gas-petróleo, (Pcs/Bl).

γ_o = gravedad API del petróleo

T = temperatura, (°F)

- VOLUMEN ESPECÍFICO

Volumen Específico del Vapor Seco Saturado

$$V_s = 363.9P^{-0.9588} \quad (7)$$

Donde:

P = presión a la entrada de la tubería, (psi)

Volumen Específico del Vapor Húmedo

$$V_h = XV_s + (1 - X)V_w \quad (8)$$

Donde:

X = calidad del vapor, (fracción)

V_w = volumen específico del agua saturada, (pie³/lbm)

Volumen Específico del Agua Saturada

$$V_w = 1602 \times 10^{-3} + 23 \times 10^{-6} (-6.6 + 325 \times 10^{-4} T_s + 657 \times 10^{-6} T_s^2) \quad (9)$$

Donde:

T_s = temperatura de saturación del agua = $115.1 \times P^{(0.225)}$

- MOVILIDAD

$$M_{ow} = \frac{B_o \mu_o k_{rwm}}{B_w \mu_w k_{rom}} \quad (10)$$

Donde:

M_{ow} = relación de movilidad, (fracción)

$B_{o,w}$ = factor volumétrico del petróleo y del agua, (BY/BN)

$k_{rw,om}$ = permeabilidades relativas del petróleo y del agua (mínimo valor que el usual), (fracción)

- FUNCIÓN FRACCIÓN DEL FLUIDO¹⁹

$$F_o = \frac{1 - E_1}{E_2(h_o / h_{cap}) - (1 - E_1)} \quad (11)$$

$$E_1 = \exp(-h_o / h_{cap})$$

$$E_2 = \exp(-z_c / h_{cap})$$

$$z_c = h_c + h_p - h$$

Donde:

h_o = altura de la perforación, (pies)

h_{cap} = alturas capilares, (pies)

h_c = altura del cono, (pies)

h_p = distancia del tope del yacimiento al pozo, (pies)

h = espesor de la zona de pago, (pies).

- PESO ESPECÍCO DEL VAPOR

$$\rho_s = 5.06 \times e^{0.000359 \times P_s} - 5.0 \quad (12)$$

Donde:

ρ_s = peso específico, (lbf/pie)

P_s = presión del vapor, (psi)

- NUMERO DE REYNOLDS EN FUNCIÓN DE LA VISCOSIDAD DEL AIRE

$$NRe = \left(\frac{1}{2} (4364) \right) \times \frac{2r_c \times v_w \times \rho_{a,sc}}{\mu_a} \quad (13)$$

¹⁹ Función presentada por Pietraru y Consentino del I:F:P; valida para cuando $z_c \leq 0$

Donde:

V_w = velocidad del viento, (millas/hora)

r_e = radio externo del aislante, (pies)

$\rho_{a,sc}$ = densidad del aire a condiciones estándar, alrededor de la tubería (gr/cc)

μ_a = viscosidad del aire, (cp)

- COEFICIENTE DE TRANSMISIÓN DE CALOR POR RADIACIÓN, COMO FUNCIÓN DEL NÚMERO DE REYNOLDS.

$$h_{fc} = \frac{0.12 \times \lambda_a}{r_e} (N_{Re})^{0.6} \quad (14)$$

Donde:

r_e = radio externo del aislante, (pies)

N_{Re} = número de Reynolds, (adimensional)

λ_a = conductividad térmica del aire, (Btu/ pie-d-°F)

- RESISTENCIA TÉRMICA GLOBAL PARA TUBERÍAS EN SUPERFICIE.

$$R_h = \frac{1}{2\pi} \times \left[\frac{1}{h_f \times r_i} + \frac{1}{h_{pi} \times r_i} + \frac{1}{\lambda_p} \ln\left(\frac{r_o}{r_i}\right) + \frac{1}{h_{po} \times r_o} + \frac{1}{\lambda_{ais}} \ln\left(\frac{r_{ais}}{r_o}\right) + \frac{1}{h_{fc} \times r_{ais}} \right] \quad (15)$$

Donde:

λ_{ais} = conductividad térmica del aislante, (Btu/pie-d-°F)

λ_p = conductividad térmica de la tubería, (Btu/pie-d-°F)

r_i = radio interno de la tubería, (pies)

r_o = radio externo de la tubería, (pies)

r_{ais} = radio externo del aislante, (pies)

h_f = coeficiente de transmisión de calor del fluido, (Btu/pie²-d-°F)

h_{pi} = coeficiente de transmisión de calor de la tubería (Btu/pie²-d-°F)

h_{po} = coeficiente de transmisión de calor a través del contacto tubería aislante (Btu/pie²-d-°F)

h_{fc} = coeficiente de transmisión de calor por radiación, (Btu/pie²-d-°F)

- PORCENTAJE DE GANANCIA

$$\%Gan = \left[\frac{q_o \times \mu \times N}{C} \times \psi(x) - 1 \right] \times 100 \quad (16)$$

$$\exp(-b) = 1 - d$$

$$\exp(j) = 1 + r$$

$$x = (b + j) \times N$$

$$\psi(x) = (1 - \exp(-x)) / x$$

Donde:

u = valor neto del aceite, (USD/bbl)

r = tasa de descuento, (fracción)

q_o = producción, (bbl/año)

d = declinación anual, (fracción)

N = vida del proyecto, (años)

C = capital invertido al inicio del proyecto, (USD)

- PERÍODO DE RECUPERACIÓN

$$t_p = -\frac{1}{(b + j)} \times \ln \left[1 - \frac{C(b + j)}{q_o \times u} \right] \quad (17)$$

Las variables tienen el mismo significado que en porcentaje de ganancia

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. ALMEIDA, Juan Pablo Ing. Campo Pungarayacu - Manual de Descripción de Columnas Geológicas de Campo. CEPE, Quito -Ecuador.
2. ALVARADO, Guillermo Ing. RIVADENEIRA, Marco Ing. SÁNCHEZ, Hernán Ing. Informe de la Comisión Geológica: Zonas de la Carretera Hollín - Loreto - Coca y Río Oyacachi. CEPE. Quito -Ecuador, Octubre 1987.
3. CAMPAÑA, R., ALMEIDA, R., DÁVILA, C., “ Campo Oglan Estudio de Prefactibilidad, Proyecto de Crudos Pesados”, Petroproducción, Quito, marzo 1997.
4. CORE LAB. Evaluación de Arenas Impregnadas - Campo Pungarayacu, Dallas - USA, 1983.
5. CRUTCHER, T., HOULTON, G. A. and SARNA, M. E., Synthetic Crude Oil Analysis For the California Refining Market, internal Ivanhoe Energy report prepared by Purvin & Gertz Inc., October 2003.
6. GREY, M.R., LE, T., MCCAFFREY, W. C., BERUTTI, F., SOUNDARARAJAN, S., CHAN, E., HUG, I., and THORNE, C., Coupling of Mass Transfer and Reaction in Coking of Thin Films of an Athabasca Vacuum Residue, Ind. Eng. Chem. Res. Vol. 40, No. 15, 2001, pp3317-3324.
7. FREEL, B. and GRAHAM, R.G., Internal Reports, Ensyn Group Ltd., October 2002 – April 2005.
8. LUHNING, R. W., BLACKMORE, T., and LAWSON, D. S. of Enbridge Inc., Pipeline Transportation of Emerging Partially Upgraded Bitumen, presented at the Petroleum Society's Canadian International Petroleum Conference 2002, Calgary, Alberta, Canada, June 11-13, 2002.

9. LLUMIQUINGA, Rodrigo. PINO, Iván. Tesis de Grado - Proyecto de Exploración - Explotación de las Areniscas Hollín y Evaluación Ambiental del Área La Merced de Jondachi - Río Chontayacu. UCE - FIGEMPA. Quito - Ecuador, Junio de 1996.
10. MIDEROS, Jorge Ing. *Crudos Pesados- Campo Pungarayacu*. CEPE. Quito - Ecuador, Septiembre 1992.
11. MIRANDA, Bolívar Ing. *Resumen Técnico de los Trabajos de Exploración en el Campo Pungarayacu*. PETROPRODUCCION. Quito - Ecuador, Septiembre 1992.
12. MORALES, Wilson. *Tesis de Grado - Determinación del Contenido Total de Bitumen, Porcentaje de Asfáltenos y Petrolenos y su Correlación en las Arenas Bituminosas de Pungarayacu*. UCE -Facultad de Ingeniería Química. Quito - Ecuador, 1986.
13. WEI, E. AND SARNA, M. E., Technical Review Update: Ivanhoe/Ensyn RTP™ Upgrading Process, internal Ivanhoe Energy report prepared by Purvin & Gertz Inc., July 2005.