

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y PETRÓLEOS

PLAN DE DESARROLLO DEL CAMPO TUMALI- PETROAMAZONAS

**PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO EN
PETRÓLEOS**

JUAN PABLO JÁTIVA MÉNDEZ
juanpy_barce@hotmail.com

DIRECTOR: ING. JOHNNY ZAMBRANO

johnnyzambrano@epn.edu.ec

Quito, Septiembre 2010

DECLARACIÓN

Yo, Juan Pablo Játiva Méndez, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedo mis 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.

JUAN PABLO JÁTIVA MÉNDEZ

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Juan Pablo Játiva Méndez, bajo mi supervisión.

ING. JOHNNY ZAMBRANO
DIRECTOR DEL PROYECTO

AGRADECIMIENTOS

Mi más sincero agradecimiento a todas aquellas personas que contribuyeron no solo con el proyecto sino también en mi formación personal, constituyéndose en ejemplos a seguir y la luz que guía mi camino.

A Dios por todas las bendiciones y favores recibidos.

A mi familia por el apoyo y comprensión durante todo este tiempo.

A todos los ingenieros que conforman la Facultad de ingeniería en Geología y Petróleos de la ESCUELA POLITECNICA NACIONAL, por todos los conocimientos impartidos.

Mi eterno agradecimiento a PETROAMAZONAS, en especial a los ingenieros: Roberto Almeida, Francisco Paz, Jhonny Lomas, Tatiana Revelo, José Rodas, Gisel Proaño, Xavier Mora, José David Burgos, Oscar Morales, Ernesto Hurtado, Diana Riofrio, por compartir su tiempo y conocimiento.

Mención especial merecen los ingenieros Christian Vega y Johnny Zambrano quienes supervisaron y contribuyeron con la realización de este proyecto.

A mis amigos que de alguna forma contribuyeron a la realización de este proyecto.

DEDICATORIA

Con la realización de este proyecto se finaliza una etapa muy importante en mi vida, por lo que este es más que un proyecto, es el resultado de años de sacrificio de muchas personas, es por ello que lo dedico a: A Dios por ser tan bueno y generoso conmigo y a mi familia que siempre me ha apoyado. A mi madre Adriana, a mi padre Jorge, a mis hermanos Jorge Luis, Sandra y Luis Enrique, por su aliento en los momentos difíciles.

Juan Pablo.

CONTENIDO

DECLARACIÓN	II
CERTIFICACIÓN	III
AGRADECIMIENTO.....	IV
DEDICATORIA.....	V
CONTENIDO.....	VI
RESUMEN	XVII
PRESENTACIÓN.....	XIX
CAPÍTULO 1: LOCALIZACIÓN Y DESCRIPCIÓN GENERAL DEL CAMPO.....	1
1.1. INTRODUCCIÓN	1
1.2. LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA	2
1.3. ANTECEDENTES	3
1.4. SITUACIÓN ACTUAL DEL CAMPO	4
1.4.1. SITUACIÓN ACTUAL DE POZOS.....	4
1.4.1.1. POZO TUMALI 1	4
1.4.1.1.1. ESTADO MECÁNICO ACTUAL	5
1.4.1.2. POZO TUMALI ESTE 1	7
1.4.1.2.1. ESTADO MECÁNICO ACTUAL	7
1.4.2. PRODUCCIÓN ACTUAL	9
1.4.3. FACILIDADES DE SUPERFICIE	9
CAPÍTULO 2: CARACTERIZACIÓN DE LAS UNIDADES PRODUCTORAS	11
2.1. INTRODUCCIÓN	11
2.2. GEOFÍSICA	11
2.2.1. HORIZONTES INTERPRETADOS	15
2.3. GEOLOGÍA	17
2.3.1. MARCO ESTRUCTURAL REGIONAL.....	17
2.3.2. ESTRUCTURA	20
2.3.3. ESTRATIGRAFÍA	23
2.3.3.1. FORMACIÓN HOLLÍN.....	23
2.3.3.2. FORMACIÓN NAPO.....	23
2.3.3.3. FORMACIÓN TENA	26

2.3.3.4. FORMACIÓN TIYUYACU.....	27
2.3.3.5. FORMACIÓN ORTEGUAZA	27
2.3.4. MODELO GEOLÓGICO DEL YACIMIENTO	27
2.3.4.1. YACIMIENTO M1	29
2.4. PROPIEDADES DE ROCA Y FLUIDOS	33
2.4.1. PROPIEDADES DEL MEDIO POROSO.....	33
2.4.1.1. VOLUMEN DE ARCILLA	33
2.4.1.2. POROSIDAD	34
2.4.1.3. SATURACIÓN DE FLUIDOS.....	35
2.4.1.4. DETERMINACIÓN DE ESPESORES.....	37
2.4.1.5. DETERMINACIÓN DEL CONTACTO AGUA.PETRÓLEO (CAP)	38
2.4.1.6. PERMEABILIDAD.....	41
2.4.2. PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS	42
2.4.2.1. DENSIDAD DEL PETRÓLEO.....	42
2.4.2.2. VISCOSIDAD DEL PETRÓLEO	42
2.4.2.3. RESISTIVIDAD DEL AGUA DE FORMACIÓN (Rs)	43
2.4.2.4. PRESIÓN DE BURBUJA.....	43
2.4.2.5. FACTOR VOLUMÉTRICO DE FORMACIÓN (Bo)	44
2.4.2.6. RELACIÓN GAS-PETRÓLEO EN SOLUCIÓN (Rs).....	46
2.5. MECANISMOS DE PRODUCCIÓN	47
2.5.1. EMPUJE HIDRÁULICO O ACUÍFERO.....	48
2.5.2. EMPUJE POR GAS EN SOLUCIÓN	49
2.5.3. FACTOR DE RECOBRO.....	50
2.5.3.1. CORRELACIONES API PARA CALCULAR EL FACTOR DE RECOBRO	51
CAPÍTULO 3: CÁLCULO DE RESERVAS DEL CAMPO	52
3.1. INTRODUCCIÓN.....	52
3.2. PETRÓLEO ORIGINAL EN SITIO (POES).....	52
3.3. RECURSOS PROSPECTIVOS.....	54
3.4. RESERVAS.....	55
3.4.1. RESERVAS PROBADAS.....	55
3.4.2. RESERVAS NO PROBADAS	55
3.4.2.1. RESERVAS NO PROBADAS PROBABLES	56

3.4.2.2. RESRVAS NO PROBADAS POSIBLES.....	56
3.4.3. RESERVAS REMANENTES.....	56
3.5. MÉTODOS PARA LA DETERMINACIÓN DE RESERVAS.....	57
3.5.1. MÉTODOS VOLUMÉTRICOS	57
3.5.2. BALANCE DE MATERIALES PARA YACIMIENTOS DE PETRÓLEO	58
3.5.3. CURVAS DE DECLINACIÓN.....	60
 CAPÍTULO 4: UBICACIÓN DE NUEVOS POZOS Y PERFILES DE PRODUCCIÓN.....	62
4.1. INTRODUCCIÓN	62
4.2. UBICACIÓN DE NUEVOS POZOS	63
4.2.1. ANÁLISIS ESTRUCTURAL	63
4.2.2. DESARROLLO DE ARENAS.....	63
4.2.3. POZOS VECINOS	64
4.3. RESERVAS ESTIMADAS POR POZO.....	71
4.3.1. TUMALI ESTE 1.....	72
4.3.2. TUMALI ESTE 2.....	74
4.3.3. TUMALI ESTE 3HM1	74
4.4. PREDICCIONES DE PRODUCCIÓN.....	77
4.4.1. CURVAS DE DECLINACIÓN.....	80
4.4.1.1. DECLINACIÓN EXPONENCIAL.....	80
4.4.1.2. DECLINACIÓN HIPERBÓLICA	81
4.4.1.3. DECLINACIÓN ARMÓNICA.....	83
4.4.2. TUMALI ESTE 1.....	83
4.4.3. TUMALI ESTE 2.....	84
4.4.4. TUMALI ESTE 3HM1	86
4.4.5. PERFIL DE PRODUCCIÓN CAMPO TUMALI.....	87
 CAPÍTULO 5: FACILIDADES DE SUPERFICIE.....	90
5.1. OBJETIVO DEL PLAN DE DESARROLLO	90
5.2. SISTEMA DE PRODUCCIÓN.....	93
5.3. INSTALACIONES DE SUPERFICIE.....	94
5.3.1. PLATAFORMAS	95
5.3.2. BOMBEO MULTIFÁSICO	99

5.3.2.1. BENEFICIOS DE USAR UN SISTEMA DE BOMBEO MULTIFÁSICO	99
5.3.2.2. INFORMACIÓN DE LA BOMBA	101
5.3.2.3. CONDICIONES DE OPERACIÓN	102
5.3.3. CENTRAL DE PROCESOS	104
5.3.3.1. ESTADO ACTUAL EPF	104
5.3.3.2. REFORMAS PLANTEADAS A EPF	105
5.3.4. LÍNEAS DE FLUJO Y OLEODUCTOS.....	107
5.3.5. SISTEMA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA	108
5.3.6. SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE DATOS Y COMUNICACIONES....	108
5.3.7. ACCESOS, PUERTOS Y CARRETERAS	108
5.3.8. CAMPAMENTOS.....	110
5.4. SALUD, SEGURIDAD INDUSTRIAL Y CONTROL AMBIENTAL	111
5.4.1. ANÁLISIS HAZOP DE LA FACILIDAD.....	111
5.4.2. SISTEMA CONTRA INCENDIOS	111
5.4.3. SEÑALÉTICA.....	111
5.4.4. DISPENSARIO MÉDICO	112
5.4.5. EQUIPO DE MANEJO DE CRÍISIS	112
5.4.6. PLAN DE EVACUACIÓN MÉDICA DE EMERGENCIA	112
5.4.7. PLAN DE RESPUESTA CONTRA INCENDIOS.....	114
5.4.8. SISTEMA DE RESPUESTA PARA DERRAMES.....	114
5.4.9. SEGURIDAD INDUSTRIAL Y SALUD OCUPACIONAL	114
5.4.10. CONTROL AMBIENTAL	116
5.5. PROGRAMA DE RELACIONES COMUNITARIAS (PRC).....	117
5.5.1. SALUD COMUNITARIA.....	118
5.5.2. EDUCACIÓN /REVALORIZACIÓN CULTURAL.....	118
5.5.3. AUTOGESTIÓN Y PROYECTOS PRODUCTIVOS.....	119
5.5.4. INFRAESTRUCTURA Y EQUIPAMIENTO	120
CAPÍTULO 6: ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD DEL PROYECTO	121
6.1. ANÁLISIS TÉCNICO.....	121
6.2. ANÁLISIS ECONÓMICO	121
6.2.1. CONSIDERACIONES.....	122

6.2.2. COSTOS DE PERFORACIÓN.....	123
6.2.3. COSTOS DE COMPLETACIÓN INICIAL.....	125
6.2.4. COSTOS DE REACONDICIONAMIENTO.....	128
6.2.5. COSTOS DE FACILIDADES DE SUPERFICIE	129
6.2.6. COSTOS DE PRODUCCIÓN	130
6.2.7. INGRESOS DEL PROYECTO	130
6.2.8. VALOR ACTUAL NETO.....	131
6.2.9. TASA INTERNA DE RETORNO	132
CAPÍTULO 7: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	141
7.1. CONCLUSIONES	141
7.2. RECOMENDACIONES.....	143
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	145

ÍNDICE DE CUADROS

CAPÍTULO I

CUADRO 1.1. COORDENADAS DE POZOS.....	5
CUADRO 1.2. TAPONES DE CEMENTO PARA TUMALI 1.....	7

CAPÍTULO II

CUADRO 2.1. SURVEY Y PARÁMETROS DE ADQUISICIÓN.....	12
CUADRO 2.2. VOLUMEN DE ARCILLA.....	34
CUADRO 2.3. POROSIDAD.....	35
CUADRO 2.4. SATURACIÓN DE AGUA.....	37
CUADRO 2.5. TOPES DE LAS FORMACIONES TUMALI 01.....	37
CUADRO 2.6. TOPES DE LAS FORMACIONES TUMALI ESTE 1.....	38
CUADRO 2.7. CONTACTO AGUA-PETRÓLEO.....	39
CUADRO 2.8. PERMEABILIDAD EFECTIVA AL PETRÓLEO CAMPO EDÉN-YUTURI.....	42
CUADRO 2.9. PRUEBAS DE PRODUCCIÓN ARENA M1 PRINCIPAL.....	44
CUADRO 2.10. PROPIEDADES PETROFÍSICAS CAMPO EDÉN-YUTURI.....	47
CUADRO 2.11. CARACTERÍSTICAS EMPUJE HIDRÁULICO.....	48
CUADRO 2.12. CARACTERÍSTICAS EMPUJE VOLUMÉTRICO.....	50

CAPÍTULO III

CUADRO 3.1. RESERVAS PROBADAS Y PROBALES.....	58
---	----

CAPÍTULO IV

CUADRO 4.1. UBICACIÓN DE NUEVOS POZOS.....	66
CUADRO 4.2. PLATAFORMA DE PARTIDA.....	66
CUADRO 4.3. ÁREAS DE DRENAJE Y RESERVAS ESTIMADAS POR POZO..	76
CUADRO 4.4. ESTIMACIÓN DE CAUDAL PARA POZOS VERTICALES.....	78
CUADRO 4.5. ESTIMACIÓN DE CAUDAL PARA POZO HORIZONTAL.....	79
CUADRO 4.6. PREDICCIÓN DE PRODUCCIÓN CAMPO TUMALI.....	89

CAPÍTULO V

CUADRO 5.1. PRINCIPALES LINEAMIENTOS PARA DESARROLLAR EL CAMPO.....	90
CUADRO 5.2. INFORMACIÓN DISPONIBLE CAMPO TUMALI.....	91
CUADRO 5.3. CRONOGRAMA DE ACTIVIDADES PROYECTO TUMALI.....	92

CAPÍTULO VI

CUADRO 6.1. COSTOS DE PERFORACIÓN.....	124
CUADRO 6.2. COSTOS DE COMPLETACIÓN INICIAL TUMALI ESTE 3HM1..	126
CUADRO 6.3. COSTOS DE COMPLETACIÓN INICIAL TUMALI ESTE 2.....	127
CUADRO 6.4. COSTOS DE REACONDICIONAMIENTO TML E1.....	128
CUADRO 6.5. COSTOS DE CONSTRUCCIÓN DE FACILIDADES DE SUPERFICIE.....	129
CUADRO 6.6. COSTOS DE PRODUCCIÓN.....	130
CUADRO 6.7. BALANCE ECONÓMICO PROYECTO TUMALI.....	134
CUADRO 6.8. BALANCE ECONÓMICO PROYECTO TUMALI- SENSIBILIDAD DE PRODUCCIÓN.....	140

ÍNDICE DE FIGURAS

CAPÍTULO I

FIGURA 1.1. TAPONAMIENTO Y ABANDONO TEMPORAL TUMALI 01.....	6
FIGURA 1.2. ABANDONO TEMPORAL TUMALI ESTE 1.....	8

CAPÍTULO II

FIGURA 2.1. SISMOGRAMA SINTÉTICO TUMALI 01.....	15
FIGURA 2.2. MAPEO DE AMPLITUDES- TUMALI (OESTE-ESTE).....	16
FIGURA 2.3. MAPEO DE AMPLITUDES- TUMALI ESTE (NORTE -SUR).....	17
FIGURA 2.4. DOMINIOS ESTRUCTURALES.....	19
FIGURA 2.5. SECCIÓN SÍSMICA ESTRUCTURAL- TUMALI ESTE.....	20
FIGURA 2.6. COLUMNA ESTRATIGRÁFICA CUENCA ORIENTE.....	25
FIGURA 2.7. REGISTROS ELÉCTRICOS TUMALI 1 ARENISCAS U y T.....	28
FIGURA 2.8. CONTACTO DISCORDANTE ARENISCA M1 PRINCIPAL CAMPO EDÉN YUTURI.....	30
FIGURA 2.9. REGISTRO ELÉCTRICO TUMALI 01- ARENISCA M1.....	39
FIGURA 2.10. REGISTRO ELÉCTRICO TUMALI ESTE 01- ARENISCA M1.....	40

CAPÍTULO III

FIGURA 3.1. CURVAS DE DECLINACIÓN.....	60
--	----

CAPÍTULO IV

FIGURA 4.1. UBICACIÓN DE POZOS PROPUESTOS.....	67
FIGURA 4.2. GEOMETRÍA DEL POZO TUMALI ESTE 2.....	68
FIGURA 4.3. PLAN DIRECCIONAL POZO TUMALI ESTE 2.....	69
FIGURA 4.4. GEOMETRÍA DEL POZO TUMALI ESTE 3HM1.....	70
FIGURA 4.5. PLAN DIRECCIONAL POZO TUMALI ESTE 3HM1.....	71
FIGURA 4.6. ÁREA DE DRENAJE TML E1.....	72
FIGURA 4.7. ÁREA DE DRENAJE TML E3HM1.....	75
FIGURA 4.8. RADIOS DE DRENAJE DE LOS POZOS DEL CAMPO TUMALI...	76

CAPÍTULO V

FIGURA 5.1. PLANO DE PLATAFORMA DE PRODUCCIÓN TIPO.....	97
FIGURA 5.2. SISTEMA CONVENCIONAL DE BOMBEO.....	99
FIGURA 5.3. SISTEMA MULTIFÁSICO DE BOMBEO.....	100
FIGURA 5.4. DIRECCIÓN DE FLUJO EN BOMBAS MULTIFÁSICAS DE DOS EJES.....	101
FIGURA 5.5. CORTE TRANSVERSAL DE LA BOMBA MULTIFÁSICA.....	103
FIGURA 5.6. DIAGRAMA DE AMPLIACIÓN DE LA PLANTA DE PROCESOS EPF.....	107
FIGURA 5.7. ORGANIGRAMA DEL EQUIPO DE MANEJO DE CRISIS EN PAM.....	113

CAPÍTULO VI

FIGURA 6.1. INGRESOS DEL PROYECTO.....	131
FIGURA 6.2. ANÁLISIS ECONÓMICO CASO 1.....	135
FIGURA 6.3. ANÁLISIS ECONÓMICO CASO 2.....	136
FIGURA 6.4. ANÁLISIS ECONÓMICO CASO 3.....	137
FIGURA 6.5. FLUJOS NETOS DE CAJA PARA LOS TRES CASOS.....	138

ÍNDICE DE GRÁFICOS

CAPÍTULO II

GRAFICO 2.1. VISCOSIDAD DEL PETRÓLEO.....	43
GRÁFICO 2.2. FACTOR VOLUMÉTRICO DE FORMACIÓN.....	45
GRÁFICO 2.3. RELACIÓN GAS-PETRÓLEO EN SOLUCIÓN.....	46

CAPÍTULO IV

GRAFICO 4.1. PREDICCIÓN DE PRODUCCIÓN TUMALI ESTE 1.....	84
GRAFICO 4.2: PREDICCIÓN DE PRODUCCIÓN TUMALI ESTE 2.....	85
GRAFICO 4.3, PREDICCIÓN DE PRODUCCIÓN TUMALI ESTE 3H.....	86
GRAFICO 4.4. PREDICCIÓN DE PRODUCCIÓN CAMPO TUMALI.....	88

ÍNDICE DE MAPAS

CAPÍTULO I

MAPA 1.1. UBICACIÓN DEL BLOQUE 15.....	1
MAPA 1.2. UBICACIÓN DEL CAMPO TUMALI	3
MAPA 1.3. UBICACIÓN DE LA PLATAFORMA "PAD 2A".....	10

CAPÍTULO II

MAPA 2.1. POSTPLOT DE PUNTOS DE DISPARO Y FOLD REAL.....	13
MAPA 2.2. UBICACIÓN DE LA CUENCA ORIENTE.....	18
MAPA 2.3. MAPA ESTRUCTURAL TUMALI ESTE-TOPE ARENISCA M1 PRINCIPAL.....	22
MAPA 2.4. MAPA DE AMPLITUDES ARENISCA M1 PRINCIPAL.....	32

CAPÍTULO V

MAPA 5.1. MAPA DE OLEODUCTOS Y CARRETERAS CAMPO TUMALI.....	109
---	-----

ÍNDICE DE ANEXOS

ANEXO 1

PLANO DE PLATAFORMA EXPLORATORIA TUMALI 2A.....148

ANEXO 2

PUNTOS DE PRESIÓN MDT TUMALI ESTE 1.....150

ANEXO 3

FOTOGRAFÍAS DE MUESTRAS DEL FLUIDO DEL CAMPO TUMALI.....152

ANEXO 4

ANÁLISIS DE FLUIDOS DE MUESTRAS DE FONDO TUMALI ESTE 1-
AREMISCA M1.....154

ANEXO 5

PERFILES DE PRODUCCIÓN CAMPO TUMALI.....180

ANEXO 6

CONDICIONES DE OPERACIÓN BOMBAS MULTIFÁSICAS.....184

ANEXO 7

CURVAS DE RENDIMIENTO BOMBAS MULTIFÁSICAS.....186

ANEXO 8

PLANO DE DETALLE BOMBAS MULTIFÁSICAS.....188

ANEXO 9

GLOSARIO DE TÉRMINOS.....190

RESUMEN

El Proyecto tiene como objetivo determinar en forma técnica el Plan de Desarrollo del Campo Tumali; es decir, definir, conocer y desarrollar las reservas de petróleo, para luego en forma óptima seleccionar la ubicación, número de pozos, el mecanismo de producción y facilidades de superficie que permitan una mejor y mayor recuperación de petróleo.

En el primer capítulo se presenta información general sobre el campo, tal como la ubicación geográfica, antecedentes, situación actual del campo en cuanto a número y estado actual de pozos, producción y facilidades de superficie al inicio del proyecto.

En el segundo capítulo se presenta información relacionada a la geofísica, geología regional y del campo, definición del yacimiento desde el punto de vista estratigráfico y estructural, estratigrafía encontrada, caracterización de la arenisca M1, determinación de las propiedades de la roca y fluidos; tales como: porosidad, permeabilidad, viscosidad, grado API, factor volumétrico, etc., así como determinación del sistema de producción y estimación del factor de recobro.

El tercer capítulo presenta conceptos generales de reservas, métodos para el cálculo de reservas y la estimación de reservas para el Campo Tumali; que ascienden a 3,9 millones de barriles.

En el cuarto capítulo se discute sobre la ubicación de nuevos pozos de producción, objetivos de perforación, geometría de pozos y plataformas de partida. Además, las reservas por pozo, áreas de drenaje, aporte inicial por pozo, modelamiento de perfiles de producción por pozo y del campo.

El quinto capítulo presenta los lineamientos generales sobre los cuales se basa el plan de desarrollo, cronograma de actividades, sistema de producción, instalaciones de superficie, plataformas, sistema de bombeo, central de procesos, líneas de flujo y oleoductos, sistemas de transmisión eléctrica, sistema de transmisión de datos, accesos, puertos y carreteras, campamentos, salud, seguridad industrial y control ambiental y programa de relaciones comunitarias.

En el sexto capítulo se presenta un análisis económico que permite determinar la factibilidad de realizar el proyecto para cuatro escenarios propuestos, empleando parámetros económicos básicos como son el valor actual neto y la tasa interna de retorno. Teniendo en cuenta los costos de perforación, completación, reacondicionamiento, construcción de facilidades de superficie, costos de producción e ingresos.

Finalmente, en el séptimo capítulo, se presentan las conclusiones obtenidas de la preparación del Plan de Desarrollo del campo Tumali, y las recomendaciones que deberían realizarse a fin de explotar en forma técnica las reservas existentes en el campo.

PRESENTACIÓN

El petróleo y el gas natural se consumen en grandes volúmenes en todo el mundo. Es por ello que, siendo el Ecuador un país petrolero, la industria hidrocarburífera es una de las más desarrolladas y la que mayores ingresos genera para el país.

Considerando que es un recurso no renovable y que las reservas probadas a la fecha se agotarán en un tiempo no muy lejano, es necesario realizar investigaciones a fin de determinar nuevos reservorios que permitan incrementar las reservas. De igual forma, tomando en cuenta la declinación natural de los campos antiguos, Petroamazonas ha emprendido una política agresiva para promover proyectos a fin de mantener la producción de los campos administrados por Petroamazonas. Consecuentemente se impulsa el estudio de nuevos campos entre los que se encuentra el Campo Tumali, un campo que no ha entrado en la etapa de producción.

El presente trabajo tiene por objeto determinar el Plan de Desarrollo del Campo Tumali basado en la definición de las estructuras, componentes estratigráficos, caracterización de los yacimientos, estimación de reservas, índices de productividad y producciones esperadas, a partir de la información de geofísica y geología, y tecnología existentes a febrero del 2010. El Plan de Desarrollo del Campo Tumali se ha preparado con el fin de explotar de una manera técnica las reservas de Tumali, poniendo énfasis en el cuidado del medio ambiente y una adecuada relación con las comunidades del sector.

Las reservas se obtienen mediante el método volumétrico, ya que es uno de los métodos más confiables y precisos. Además, la carencia de datos de producción, al momento para el campo Tumali, se constituye en el principal limitante en la determinación de reservas mediante curvas de declinación.

Se estudia la factibilidad de ubicar nuevos pozos productores, cálculo de reservas por pozo y los pronósticos de producción, para de esta forma definir las facilidades de

superficie necesarias para direccionar la producción del campo hacia la línea de Pañacocha. De esta manera se determinan las estrategias de producción del campo.

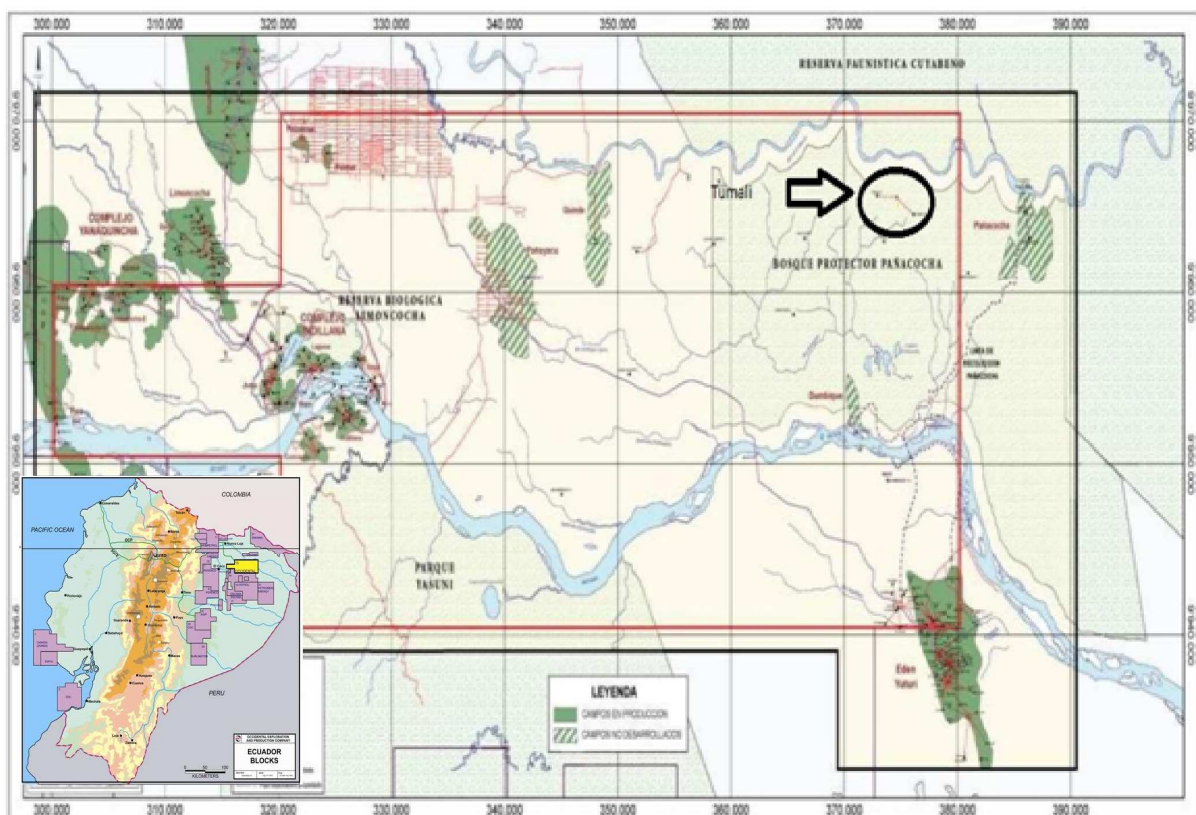
CAPÍTULO I

LOCALIZACIÓN Y DESCRIPCIÓN GENERAL DEL CAMPO

1.1. INTRODUCCIÓN

El campo Tumali se encuentra en la Región Oriental, en el Bloque 15, administrado por Petroamazonas. Este campo se encuentra a 30 Km de Edén-Yuturi dentro del bosque protegido Pañacocha; la falla Tangay-Tumali ayuda a diferenciar dos estructuras diferentes: Tumali Oeste y Tumali Este. Ver Mapa 1.1 con la ubicación del Bloque 15 y el campo Tumali.

MAPA 1.1. UBICACIÓN DEL BLOQUE 15



FUENTE: PETROAMAZONAS

Se inició la perforación del pozo exploratorio Tumali 1 el 20 de diciembre de 2004, alcanzando 10330 pies MD (profundidad medida) ó 8189 pies TVD (profundidad verdadera) en la formación Chapiza el 3 de enero de 2005. Los objetivos de la perforación exploratoria fueron: M-1 el objetivo principal; y, los objetivos secundarios M-2, U Superior, U Inferior y T Principal.

Posteriormente, el 13 de Enero de 2005 se perforó el pozo Tumali Este 1, llegando a la profundidad total el 29 de enero de 2005, a 9500 pies MD ó 6924 pies TVD (Napo Shale). Pruebas iniciales indican que se trata de un crudo pesado de entre 14,2-14,3 °API en M1.

1.2. LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA

El Bloque 15 contempla una extensión de 200.000 hectáreas, dentro de las cuales se encuentra el Campo Tumali, localizado al extremo Noreste del Bloque.

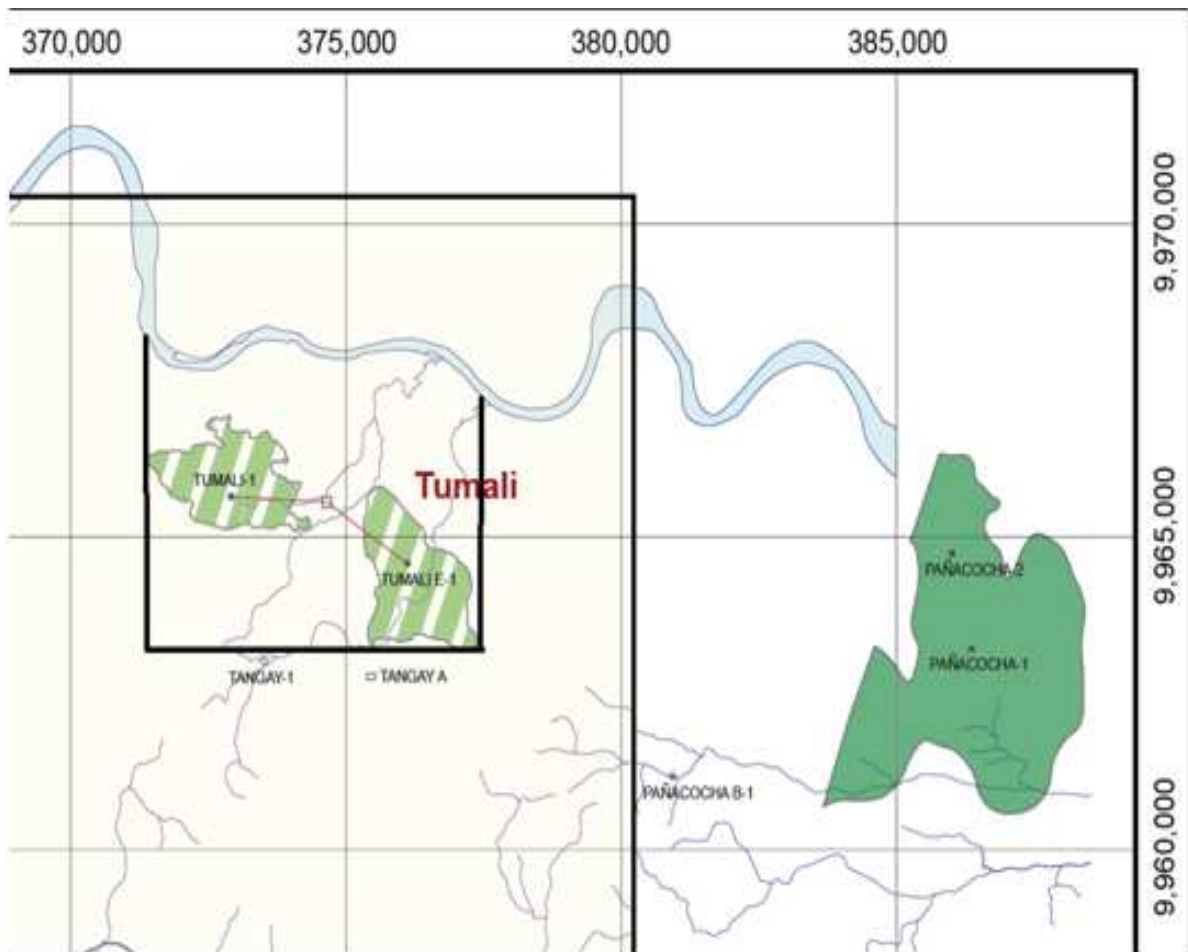
Tumali se encuentra en la provincia de Sucumbíos, al sur del río Aguarico, al norte de Edén-Yuturi y al oeste de Pañacocha, aproximadamente a 250 Km de Quito, en dirección sur-este. Ver mapa 1.2 con la ubicación del Campo.

Las coordenadas UTM, dentro de las cuales se localiza el campo, son:

Latitud: 9968039 – 9963196 N

Longitud: 371568 – 378000 E

MAPA 1.2. UBICACIÓN DEL CAPO TUMALI



FUENTE: PETROAMAZONAS

1.3. ANTECEDENTES

El campo Tumali fue descubierto con el levantamiento sísmico 3D denominado Pañacocha; adquirido por Grant Geophysical para Occidental en la campaña de 356 Km², entre el 14 de agosto del 2001 y el 14 de mayo del 2002.

Como parte de la fase de exploración se perforó el pozo Tangay 1, para probar una estructura anticlinal, ubicada hacia el oeste de la falla Tangay. Tangay 1 resultó un pozo seco. Posteriormente se decidió probar una estructura ubicada hacia el norte de Tangay 1, para lo cual se perforó el pozo Tumali 1.

El primer pozo perforado en el Campo Tumali fue el Tumali 1, en la parte baja de la falla Tangay, consistente en una combinación de trampa estructural y estratigráfica, alcanzando la formación Chapiza en enero de 2005.

Al encontrar presencia de hidrocarburos en un volumen no rentable económicamente, a la fecha de perforación, se abandonó el pozo.

Posteriormente se decidió probar al Este de la falla, en la parte alta de la misma. A finales de enero de 2005 se perforó el pozo Tumali Este 1, llegando a la lutita Napo Superior; se decidió correr liner de 7", sin embargo no entró en fase de producción.

Al momento, la formación M1 Principal es el mejor yacimiento del campo.

1.4. SITUACIÓN ACTUAL DEL CAMPO

1.4.1. SITUACIÓN ACTUAL DE POZOS

El campo cuenta con dos estructuras, el pozo Tumali 1 perforado en la estructura Oeste y el pozo Tumali Este 1 perforado en la estructura Este. En el cuadro 1.1 constan las coordenadas de los pozos.

1.4.1.1. Pozo Tumali 1

El pozo Tumali 1 se encuentra al Oeste de la falla Tangay. Los objetivos pre-perforación fueron: primario M1 y secundarios M2, U Superior, U Inferior y T Principal.

Con la perforación se encontró: la arenisca M1 expuesta en este pozo se presenta bien desarrollada, aproximadamente 85 pies de espesor con aparente buena

porosidad y permeabilidad. Hacia la parte inferior (15 pies sobre la base) se observa un probable cambio litológico tratándose posiblemente de una arena glauconítica o calcárea. Se presenta una zona de pago de aproximadamente 13 pies sobre el contacto agua petróleo a 8722 pies MD; zona que se encuentra saturada por un crudo pesado o residual.

La formación U inferior presenta una porosidad promedio de 0,19 y una zona de pago de aproximadamente 4 pies TVD. Muestras de MDT para T Superior y T Principal solo determinaron presencia de agua.

CUADRO 1.1. COORDENADAS DE POZOS

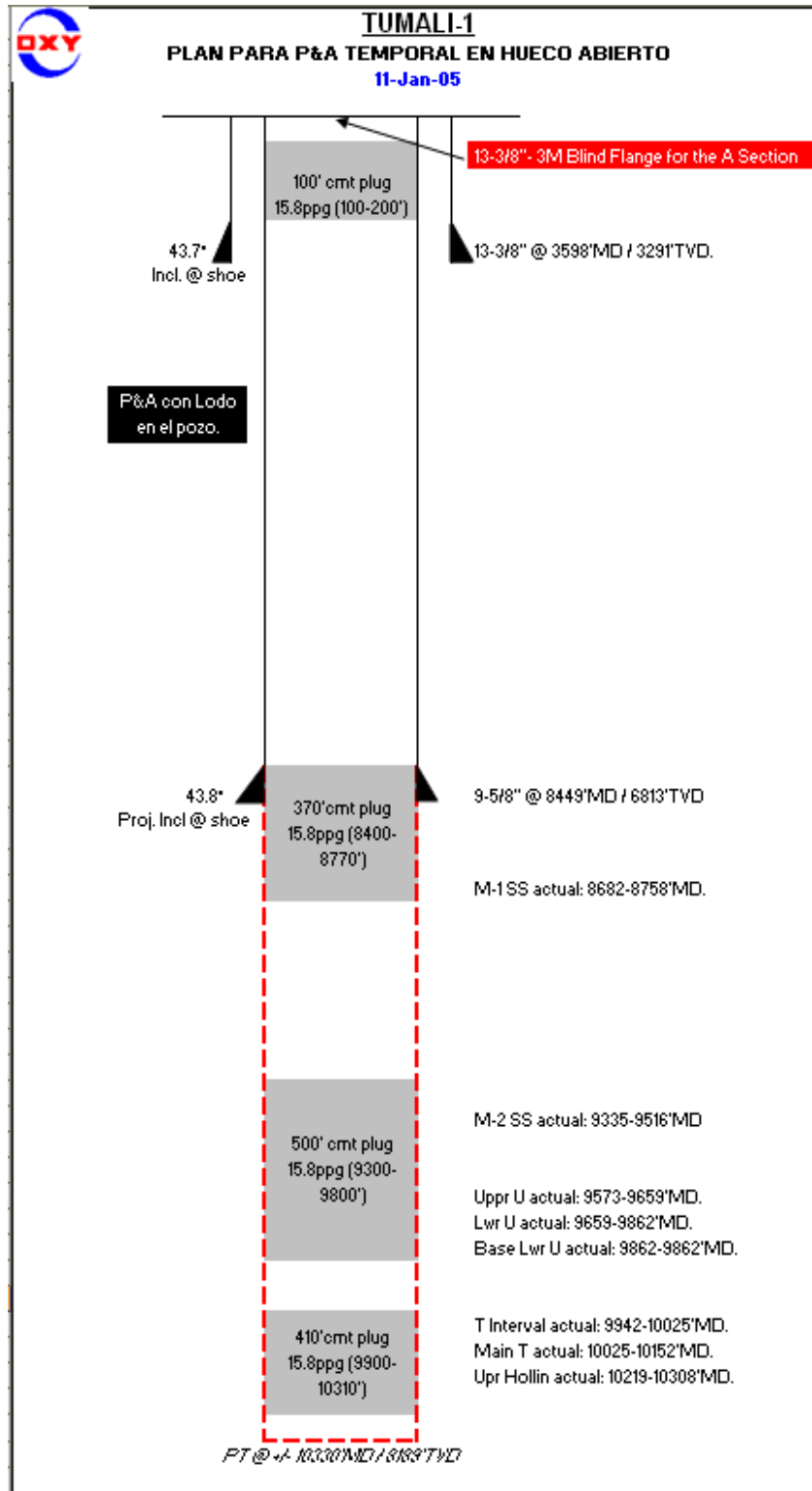
		LOCALIZACIÓN	
POZO		SUPERFICIE	FONDO
TUMALI TUMALI 01	NORTE	9,965,553.673 N	9,965,619.34 N
	ESTE	374,656.133 E	373,252.99 E
	LATITUD	0°18' 41.698" S	0°18' 39.554" S
	LONGITUD	76°7'34.798" W	76°8'20.183" W
TUMALI ESTE 01	NORTE	9,965,549.925 N	9,965,572.81 N
	ESTE	374,656.221 E	374,119.77 E
	LATITUD	0°18' 41.820" S	0°19' 13.643" S
	LONGITUD	76°7'34.795" W	76°6'47.460" W

ELABORADO POR: JUAN PABLO JÁTIVA
FUENTE: PETROAMAZONAS

1.4.1.1.1. Estado mecánico actual

Se decidió no correr el liner de 7" y temporalmente abandonar el pozo por considerarlo no rentable económicamente. En la Figura 1.1 se esquematiza el taponamiento del pozo Tumali 01.

FIGURA 1.1. TAPONAMIENTO Y ABANDONO TEMPORAL TUMALI 01



FUENTE: PETROAMAZONAS

El pozo se encuentra abandonado y taponado temporalmente con 4 tapones de cemento tipo G. El tapón más profundo aísla la formación Hollín Superior y el intervalo T, el segundo tapón aísla U Inferior, U Principal y M2, el tercer tapón corresponde a M1 y el tapón más superficial se encuentra a 100 pies de profundidad. Ver información en el Cuadro 1.2 y en la Figura 1.1 el esquema del pozo.

CUADRO 1.2. TAPONES DE CEMENTO PARA TUMALI 1

N	DE pies	HASTA pies	DIÁMETRO DEL POZO (pulg)	DENSIDAD	CLASE CEMENTO	Kg
1	100	200	8,681	15,8	G	50/sk
2	8400	8770	8,861x 8 1/2	15,8	G	50/sk
3	9300	9800	8 1/2	15,8	G	50/sk
4	9900	10310	8 1/2	15,8	G	50/sk

ELABORADO POR: JUAN PABLO JÁTIVA
FUENTE: PETROAMAZONAS

1.4.1.2. Pozo Tumali Este 1

Tumali Este 1, al igual que el pozo Tumali 1, se perforó desde el pad Tumali 2A en superficie. El principal objetivo pre-perforación fue M1; la perforación encontró 40 pies impregnados de hidrocarburos para M1 Principal. Este pozo únicamente se perforó hasta Napo Shale; es decir, no se atravesó las formaciones más profundas.

Se continuó con el programa DST planeado y se corrió liner de 7". Del programa DST se obtuvieron para M1 muestras de fondo de: 14,3° API para M1 Superior (laboratorio EPF) y 14,2° API para M1 Principal (laboratorio EPF).

1.4.1.2.1. Estado mecánico actual

El pozo se encuentra abandonado y taponado temporalmente con 3 tapones de cemento. El tapón más profundo aísla la formación M1 Superior, el tope del segundo tapón se encuentra 100 pies sobre el tope del Liner, y el tercer tapón se encuentra hasta superficie. Ver en Figura 1.2 el esquema del pozo.

No se dispone al momento de ningún pozo que esté produciendo, de igual forma se carece de pozos inyectores.

1.4.2. PRODUCCIÓN ACTUAL

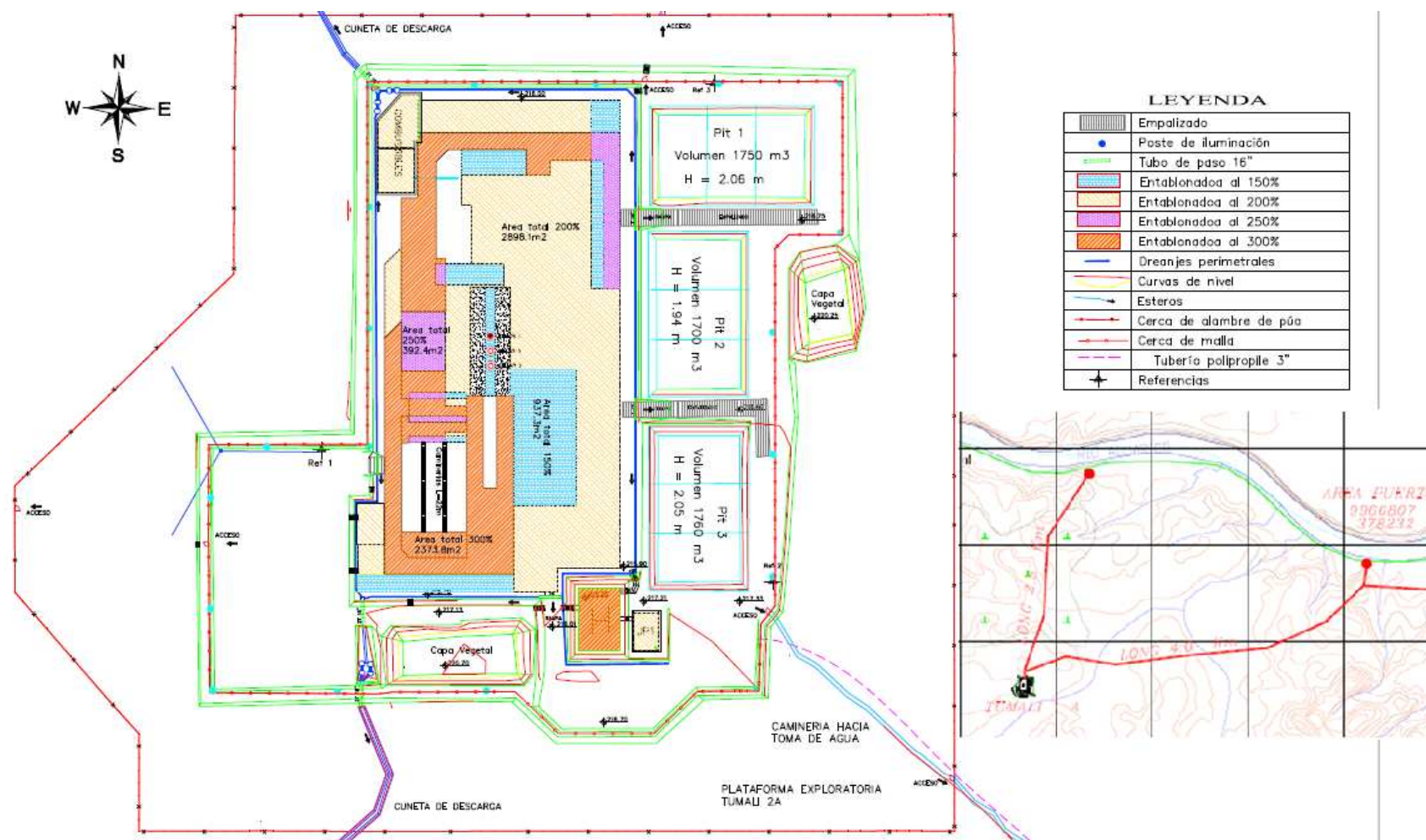
El campo actualmente no se encuentra produciendo. En el pozo Tumali Este 1 se desarrollaron dos pruebas de producción en la arena M1 cuyo objetivo fue determinar la calidad de petróleo; para lo cual se corrió la herramienta de Drill Steam Test (DST), confirmando los resultados con pruebas PVT.

1.4.3. FACILIDADES DE SUPERFICIE

Únicamente se dispone de una plataforma “Pad 2A” ubicada en las coordenadas geográficas: Latitud: 0°18'41.698" S y Longitud: 76°8'34.798 W; desde donde se perforaron los pozos existentes. Ver Mapa 1.3 y Anexo 1 con la ubicación del Pad 2A.

Al haberse superado únicamente la fase exploratoria y nunca entrar en fase productiva, el campo Tumali, en la actualidad no dispone de facilidad alguna instalada, ni de fiscalización, transporte, control o sistemas contra incendios, generación o comunicación, carece incluso de vías de acceso. Aspectos que serán establecidos en este Proyecto de Titulación.

MAPA 1.3.UBICACIÓN LA PLATAFORMA "PAD 2A"



ELABORADO POR: JUAN PABLO JÁTIVA
FUENTE: PETROAMAZONAS

CAPÍTULO II

CARACTERIZACIÓN DE LAS UNIDADES PRODUCTORAS

2.1. INTRODUCCIÓN

La sección cretácica de las formaciones Napo, Hollín y Basal Tena en la Cuenca Oriente ecuatoriana exhibe características bien definidas dentro de un modelo de estratigrafía secuencial. Cada secuencia depositacional incluye un límite erosivo a la base, que corresponde a la incisión de valles fluviales durante la correspondiente caída del nivel del mar. El relleno de estos valles durante el inicio de la transgresión está caracterizado por sistemas fluviales y estuarinos, seguidos de una sedimentación marina somera. La mayoría de los ciclos sugiere típicamente una transición de facies de este a oeste, de ambientes fluviales continentales y de estuario a plataforma marina somera.

2.2. GEOFÍSICA

El campo Tumali se descubrió con el levantamiento sísmico 3D denominado Pañacocha; adquirido por Grant Geophysical para OXY ECUADOR en la campaña de 356 Km², entre el 14 de agosto del 2001 y el 14 de mayo del 2002; ver Mapa 2.1 postplot de puntos de disparo y fold real.

En el cuadro 2.1 se condensa información relacionada al survey y parámetros de Adquisición de Datos para el programa Sísmico.

CUADRO 2.1. SURVEY Y PARÁMETROS DE ADQUISICIÓN

Orientación de líneas receptoras	90°
Distancia entre líneas receptoras	480 m
Distancia entre receptores	60 m
Número de líneas receptoras	52
Total de receptores	13.036
Número de receptores vivos	1.344
Número de líneas vivas	12
Número de swats	53
Orientación líneas fuente	45°
Distancia entre líneas fuente	420 m
Distancia entre puntos de tiro	84,85 m
Número de líneas fuente	91
Total de puntos de tiro	14.214
Tamaño de Bin	30 x 30 m
Cobertura	4800%

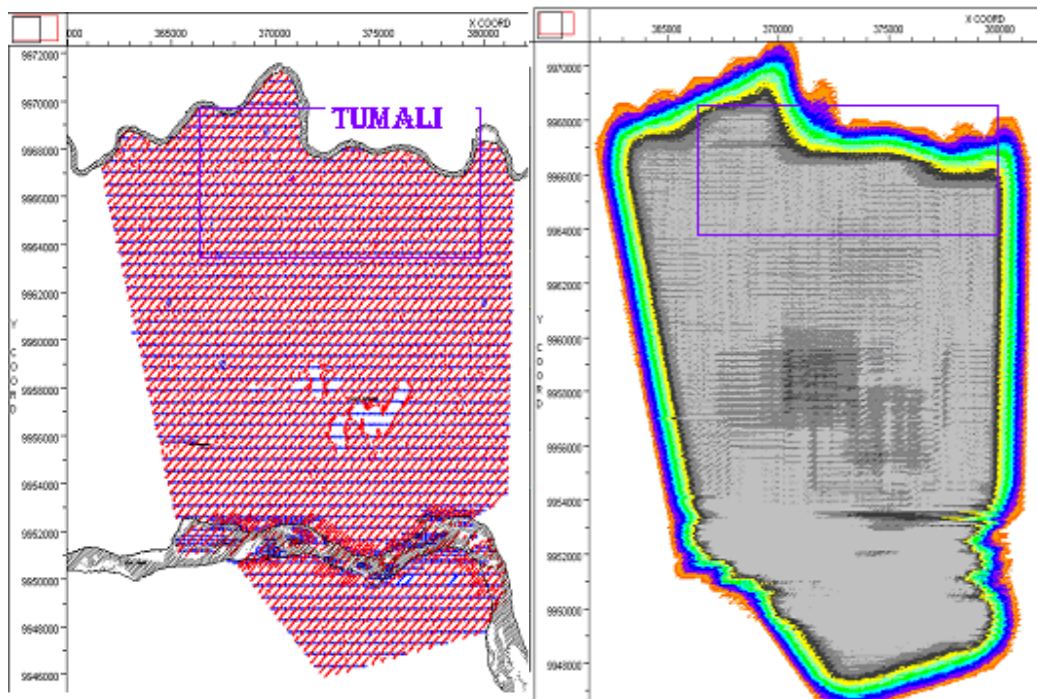
FUENTE: PETROAMAZONAS

Se registraron 14.214 puntos de tiro, con 1.344 canales activos con cada punto de tiro, en 12 líneas receptoras; el tamaño de la malla en el diseño da un Bin de

30x30 metros, con un tiempo de grabación de 5 segundos a una tasa de muestreo de 2 milisegundos, generando una cobertura nominal de 4800%.

La información sísmica obtenida fue procesada por OXY en la Compañía CGG, en Houston, en dos fases: Procesamiento de Migración Pre-Stack y Proceso de Migración Post-Stack en Tiempo (PSTM), generándose volúmenes en amplitud con proceso “stand alone” del survey, así como volúmenes “merge” con la información de Edén.

MAPA 2.1. POSTPLOT DE PUNTOS DE DISPARO Y FOLD REAL



FUENTE: PETROAMAZONAS

La secuencia emigración Pres-Stack y Post-Stack fueron:

Secuencia de Migración Pre-Stack

- Corrección de Amplitudes,
- 3D Kirchhoff DMO,

- Velocidades DMO,
- Regularización de Offsets,
- Análisis de Velocidades,
- Pre-Stack Migración,
- Pre-Stack en Tiempo Kirchhoff,
- Análisis de Velocidades Residual,
- NMO Mute & Stack,
- Post-Procesamiento,
- Atenuación de Ruido,
- Spectral Shaping,
- Filtro,
- Ecuación de Traza.

Secuencia de Migración Post-Stack

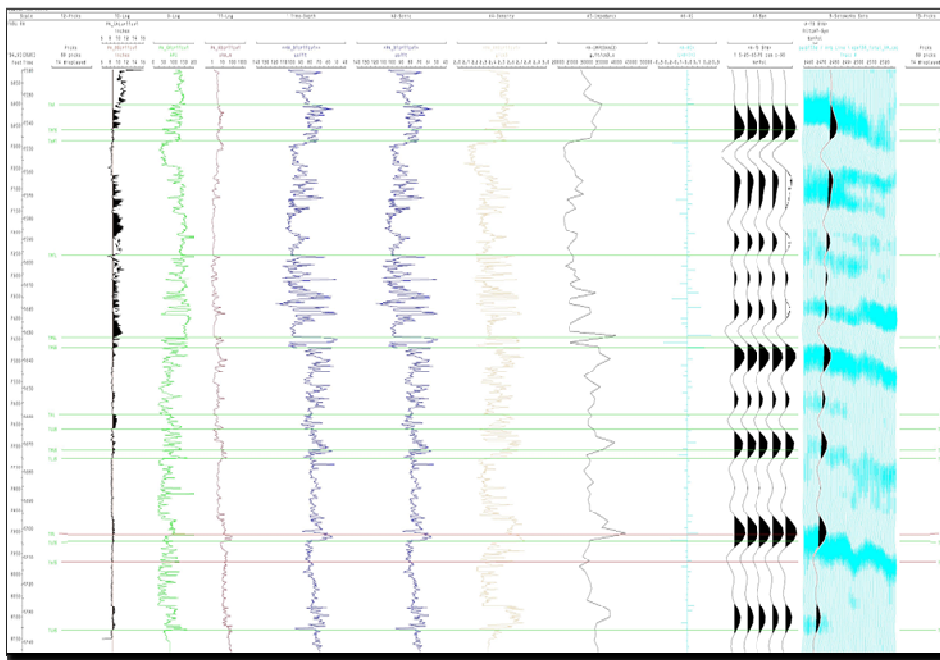
- Atenuación de Ruido en Alta Resolución,
- Corrección de Divergencia Esférica,
- Deconvolución,
- Estáticas de Refracción,
- Corrección de Estática Residuales,
- Atenuación de Ruidos Aleatorios,
- Ecuación de Trazas,
- 3D Kirchhoff DMO,
- Análisis de Velocidades DMO,
- NMO Mute & Stack,
- Migración Post-Stack De DMO Stack,
- Post-Procesamiento,
- Atenuación de Ruido,
- Special Shaping,
- Filtrado,

- Ecuación de Traza.

2.2.1 HORIZONTES INTERPRETADOS

Las actividades de interpretación sísmica se iniciaron generando un sismograma sintético del pozo Tumali 1 (Ver Figura 2.1), que sirvió para identificar y correlacionar los reflectores sísmicos con los eventos geológicamente relevantes, complementando con los marcadores sísmicos cercanos a cada uno de los yacimientos.

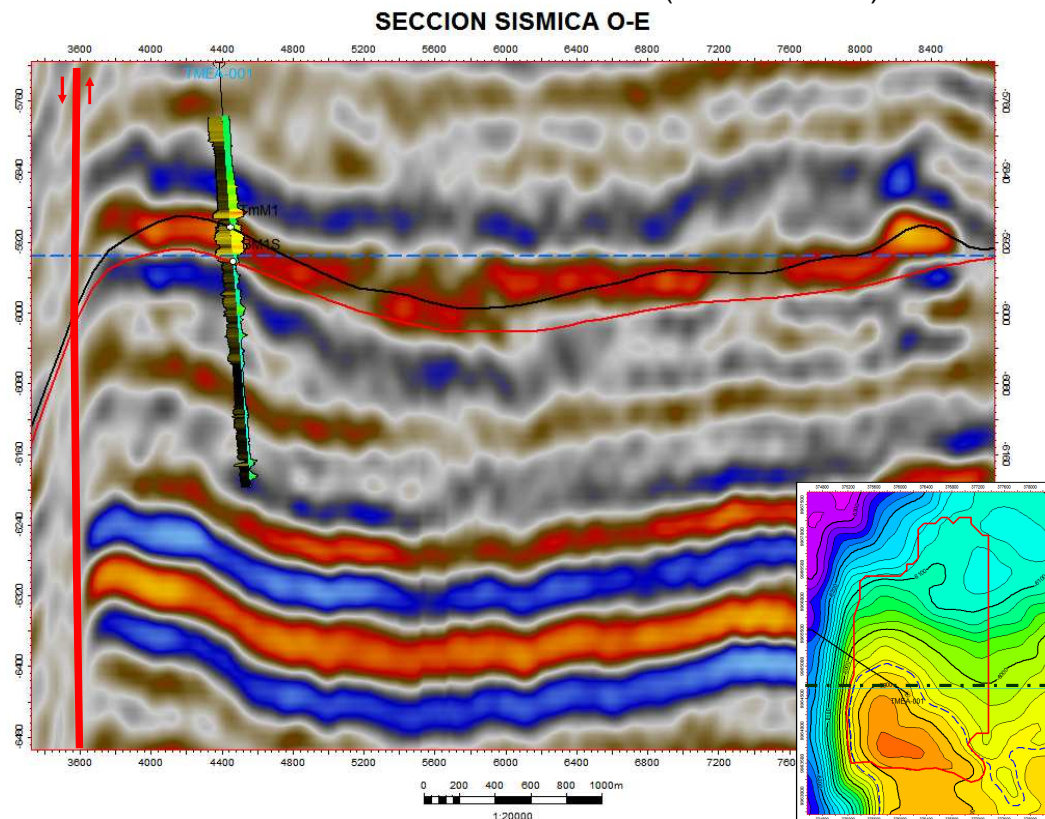
FIGURA 2.1. SISMOGRAMA SINTÉTICO TUMALI 01



FUENTE: PETROAMAZONAS

Los eventos geológicos identificados en la formación sísmica se mapearon en el tiempo "TWT" sobre un volumen de amplitud (ver Figura 2.2 ,2.3); y, con los horizontes en tiempo se generaron mapas geofísicos en tiempo y profundidad de los siguientes eventos geológicos: Arena M1, Napo Shale, Arena M2, Arena U, Caliza A, Caliza B, Arena T, Basal Napo y Tope de Hollín.

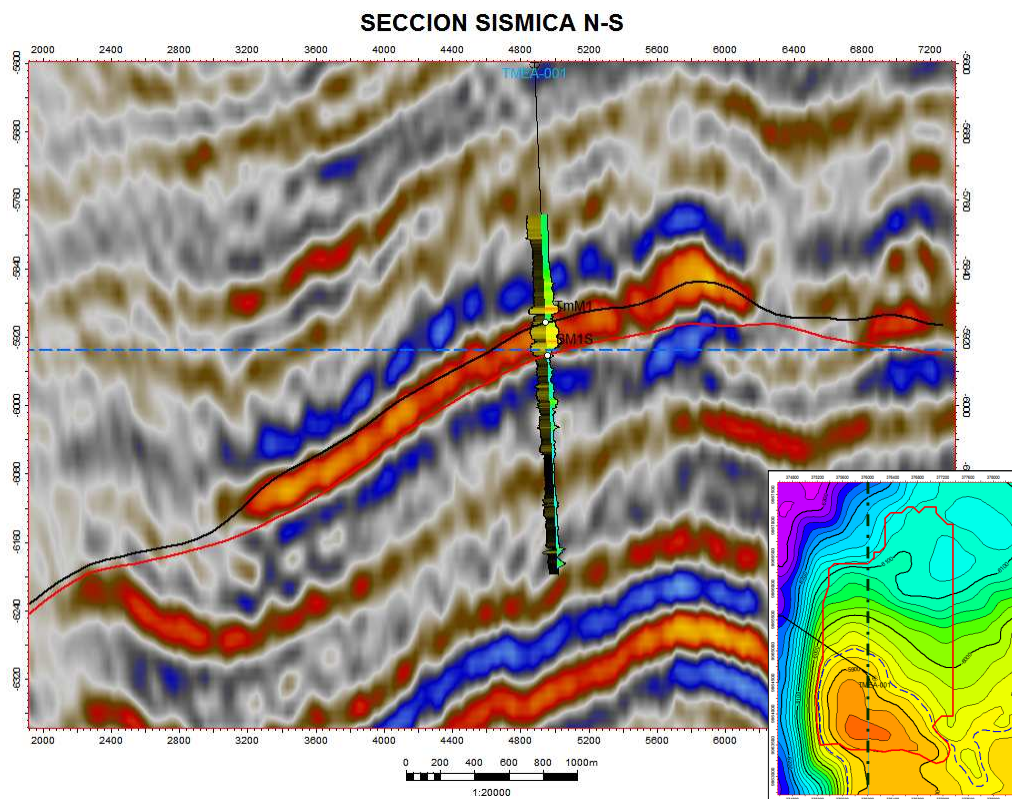
FIGURA 2.2. MAPEO DE AMPLITUDES- TUMALI (OESTE-ESTE)



FUENTE: PETROAMAZONAS

La conversión tiempo/profundidad se aplicó en volúmenes de velocidad, los que sirvieron para generar volúmenes en profundidad que relacionan la información del pozo Tumali 1 con un control estructural de los reflectores más confiables, apoyándose en las funciones tiempo/velocidad utilizadas en procesamiento de datos; los valores y ajuste están dentro de los valores aceptados en el método sísmico.

FIGURA 2.3. MAPEO DE AMPLITUDES- TUMALI ESTE (NORTE -SUR)



FUENTE: PETROAMAZONAS

2.3. GEOLOGÍA

2.3.1. MARCO ESTRUCTURAL REGIONAL

La Cuenca Oriental forma parte de la Gran Cuenca Amazónica, la que se encuentra desarrollada entre dos puntos: al Norte el Escudo Guyana y al Sur el Nudo Brasileño. Esta enorme cuenca se desarrolla desde las estribaciones de la Cordillera Oriental o zona Subandina en el Ecuador hacia el Este, estrechándose hasta formar una garganta a lo largo de la desembocadura del río Amazonas; río que se ha abierto cause a lo largo de una geofalla que dividiría a su vez los cauces Guayana, Guayanes, Brasileño y Matogrosense.

MAPA 2.2. UBICACIÓN DE LA CUENCA ORIENTE

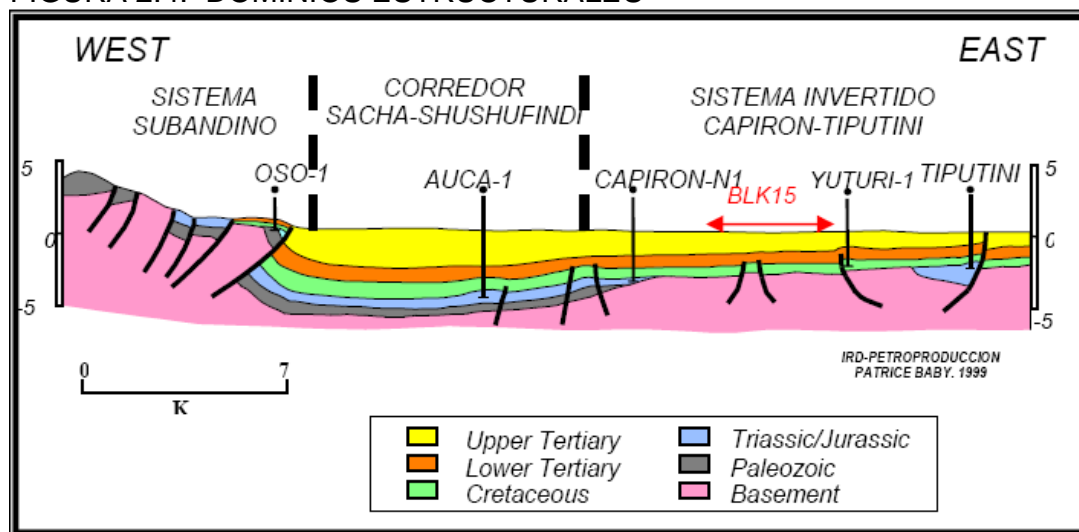


FUENTE: PETROAMAZONAS

A la parte Norte de la Cuenca Oriental del Ecuador el Escudo Guayana presenta una saliente, la cual estrecha la Cuenca Oriental en la parte Norte; esta saliente es conocida como la Saliente de Vaupes (ver Mapa 2.2). Esas condiciones geográficas y geológicas del país hacen que el Ecuador tenga en un pequeño espacio geográfico con los más variados pisos climáticos, desde la selva Ecuatorial hasta las nieves perpetuas en las elevaciones que sobrepasan los 3000 m de altura.

La estructuración de los campos petrolíferos se da por la inversión tectónica de antiguas fallas normales relacionadas a un sistema de ríff. Limitan tres corredores estructurales (ver Figura 2.4). Estas fallas que actualmente son inversas con fuerte buzamiento, orientadas N-S o NNE-SSO, limitan tres corredores regionales:

FIGURA 2.4. DOMINIOS ESTRUCTURALES



FUENTE: PATRICE BABY, IRD-PETROPRODUCCIÓN, 1997

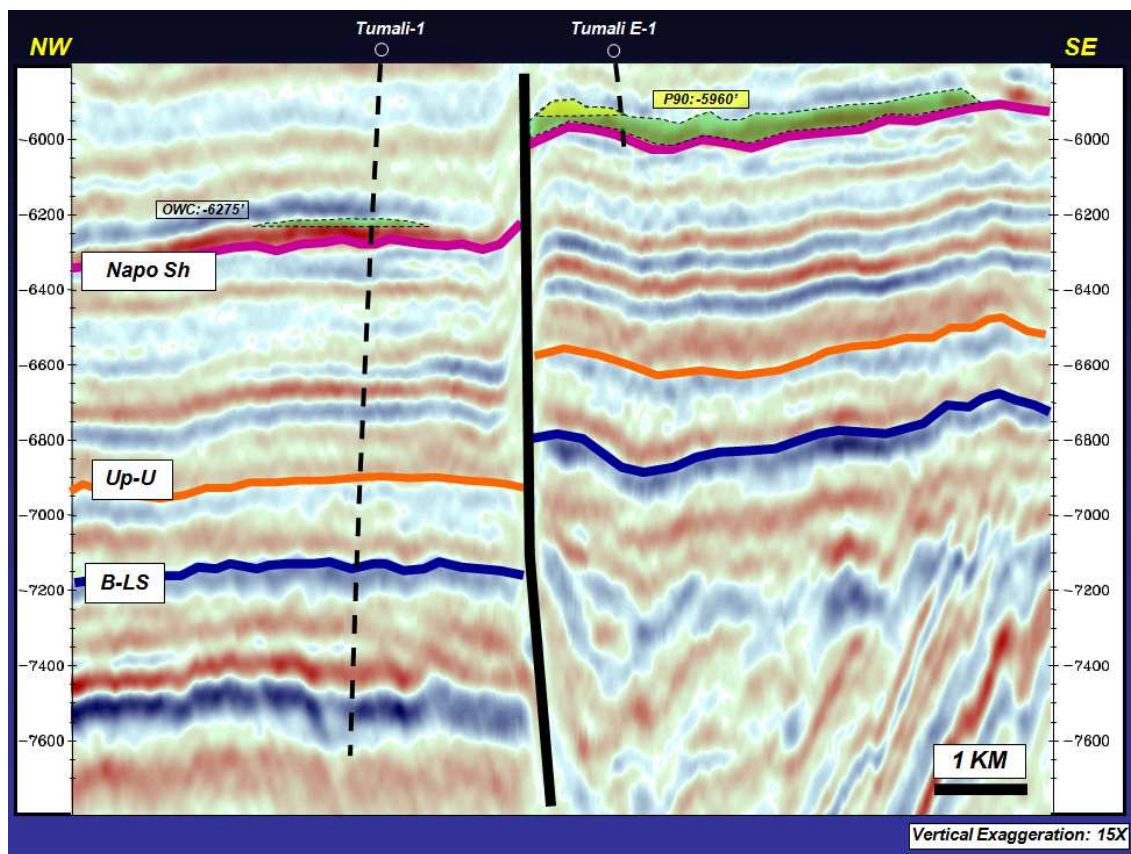
- El sistema Subandino con los levantamientos Napo y Cutucú, ubicados al Oeste de la Cuenca Oriente.
- El sistema Sacha-Shushufindi como resultado de la inversión de un sistema de grabens Triásico Sup-Jurásico Inferior.
- El sistema Capirón-Tiputini resulta de la inversión tectónica de semi-grabens limitados por fallas lístricas, probablemente permo-triásicas,

principalmente de convergencia Oeste. Sobre este sistema se ubica el Bloque 15.

2.3.2. ESTRUCTURA

La presencia de la falla Tangay- Tumali ayuda a diferenciar entre dos estructuras: Tumali y Tumali Este (ver Figura 2.5).

FIGURA 2.5 SECCIÓN SÍSMICA ESTRUCTURAL- TUMALI ESTE



FUENTE: PETROAMAZONAS

El prospecto Tumali Oeste consiste en una trampa combinada estratigráfico-estructural localizada en el lado bajo de la falla Tangay (ver Mapa 2.3). Las características indican que tiene la misma tendencia estructural del campo Miriann, 10 Km al noroeste, el cual produce de los reservorios M1, U y T. El

componente estructural está definido por la sísmica 3D al nivel del Cretácico, Caliza B.

El prospecto Tumali Este fue identificado mediante la interpretación estructural y de amplitudes sísmicas a nivel de la Arenisca M1, del programa de sísmica 3D registrado por OEPC durante los años 2002-2003.

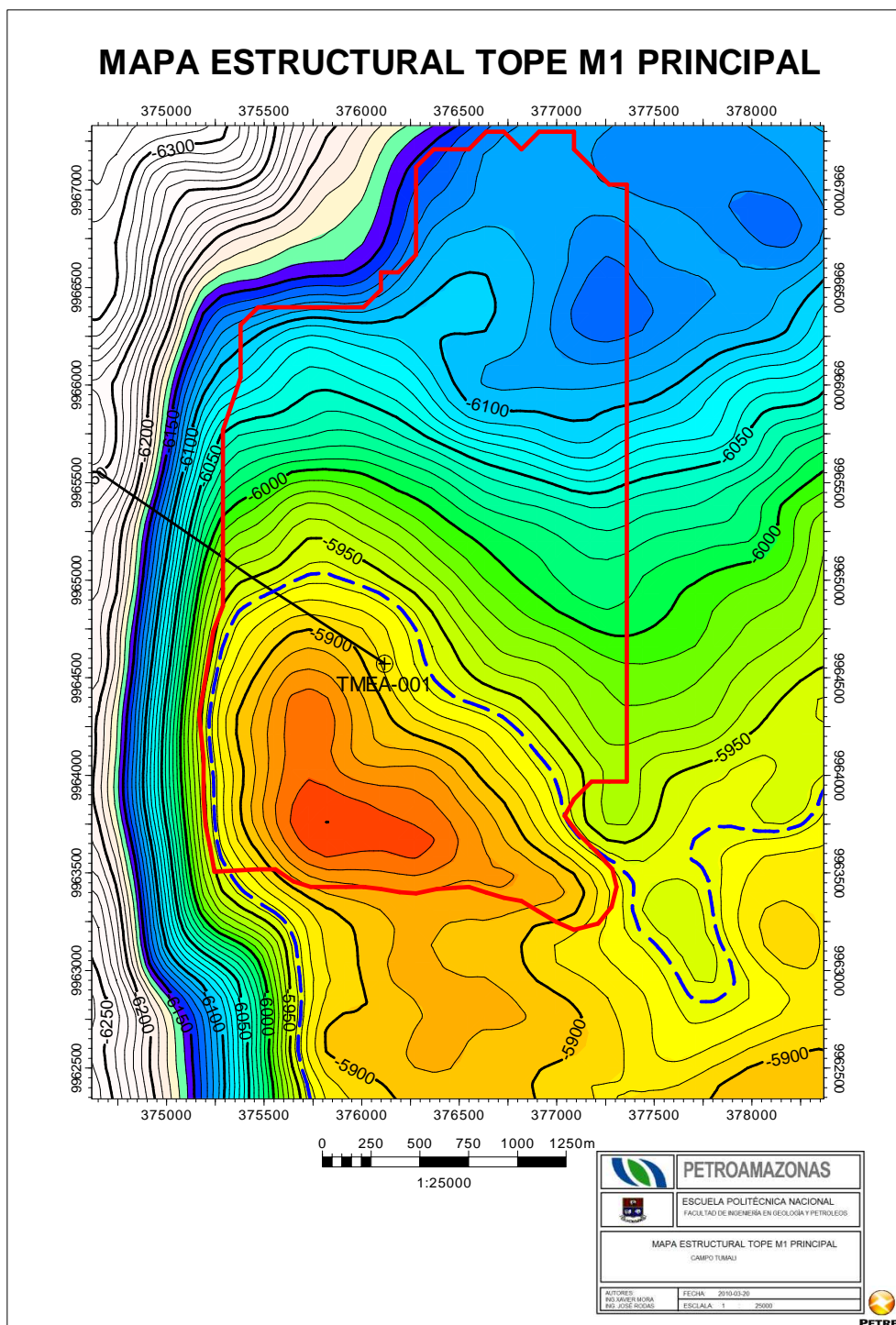
Para la caracterización de la trampa combinada Tumali Este, se realizaron dos tipos de interpretación; la primera utilizando el atributo de amplitudes promedio de los valles sísmicos y la segunda la interpretación estructural tradicional.

Primeramente, con los datos del pozo Tumali Este 1, se realizó la calibración con el programa de sísmica 3D registrado en la zona de Tumali con el fin de confirmar la identificación de los reflectores del tope y la base de la arenisca M1. Posteriormente se extrajeron las amplitudes del intervalo comprendido entre topes y base para la elaboración de mapas de dicho atributo (ver Mapa 2.3).

La extensión del componente estratigráfico de la trampa hacia el Sur y hacia el Este está marcada por los límites definidos por la distribución de las amplitudes sísmicas de la Arenisca M1. El campo tiene una longitud de 1,8 Km y un ancho de 1,5 Km; su punto más alto se encuentra a -5851 pies TVDSS.

El componente estructural de la trampa consiste en un anticlinal tenue de orientación NNO-SSE, paralelo a la falla Tangay. El pozo Tumali Este-1 fue localizado en el flanco este del anticlinal, fuera del cierre estructural.

MAPA 2.3. MAPA ESTRUCTURAL TUMALI ESTE-TOPE ARENISCA M1 PRINCIPAL



FUENTE: PETROAMAZONAS

2.3.3. ESTRATIGRAFÍA

La secuencia estratigráfica atravesada durante la perforación de los dos pozos Tumali 1 y Tumali Este 1, en general, corresponde a la zona Este del Bloque 15, la que consta de las formaciones: Pre-Hollín (Pumbuiza, Macuma, Santiago, Sacha, Chapiza), Hollín, Napo, Tena, Tiyuyacu, Orteguaza y Terceario no diferenciado (Chalcana, Arajuno, Curaray).

2.3.3.1. Formación Hollín

De edad Albiano-Cenomaniano y Paleoambiente Transicional Deltaico, compuesta predominantemente por arenisca y caolinita, con un espesor de 63 pies (Tumali 01) de 10152 a 10219 pies TMD. Una serie de lavas y piroclastos que comprenden esencialmente la parte inferior de la formación podrían ser del Cretácico.

La formación Hollín es de ambiente marino continental, yace en discordancia erosional sobre las rocas ígneas de Pre – Hollín; debido básicamente a la irregularidad de espesores. Consiste de areniscas de translucidas a transparente, tamaño del grano de medio a fino, cuazosa, de subangular a subredondeada, pobremente seleccionada, sin porosidad visible con intercalaciones de finas capas de caliza masiva color crema y lutitas negras fisibles.

2.3.3.2. Formación Napo

Su edad va del Albiano al Santoniano. Se deposita concordante y erosionalmente sobre Hollín, es de ambiente netamente marino y está constituida por una alternancia de lutitas, calizas y areniscas. Su base se encuentra a 10152 pies (Tumali 01).

La formación Napo se ha subdividido en 3 capas: Napo Inferior, Medio y Superior. En la Figura 2.6 se presenta la columna estratigráfica Generalizada en la Cuenca Oriente.

- **Napo Inferior.-** Una serie de transgresiones y regresiones posibilitaron la depositación de esta litología, la cual está constituida por areniscas y lutitas con calizas subordinadas.

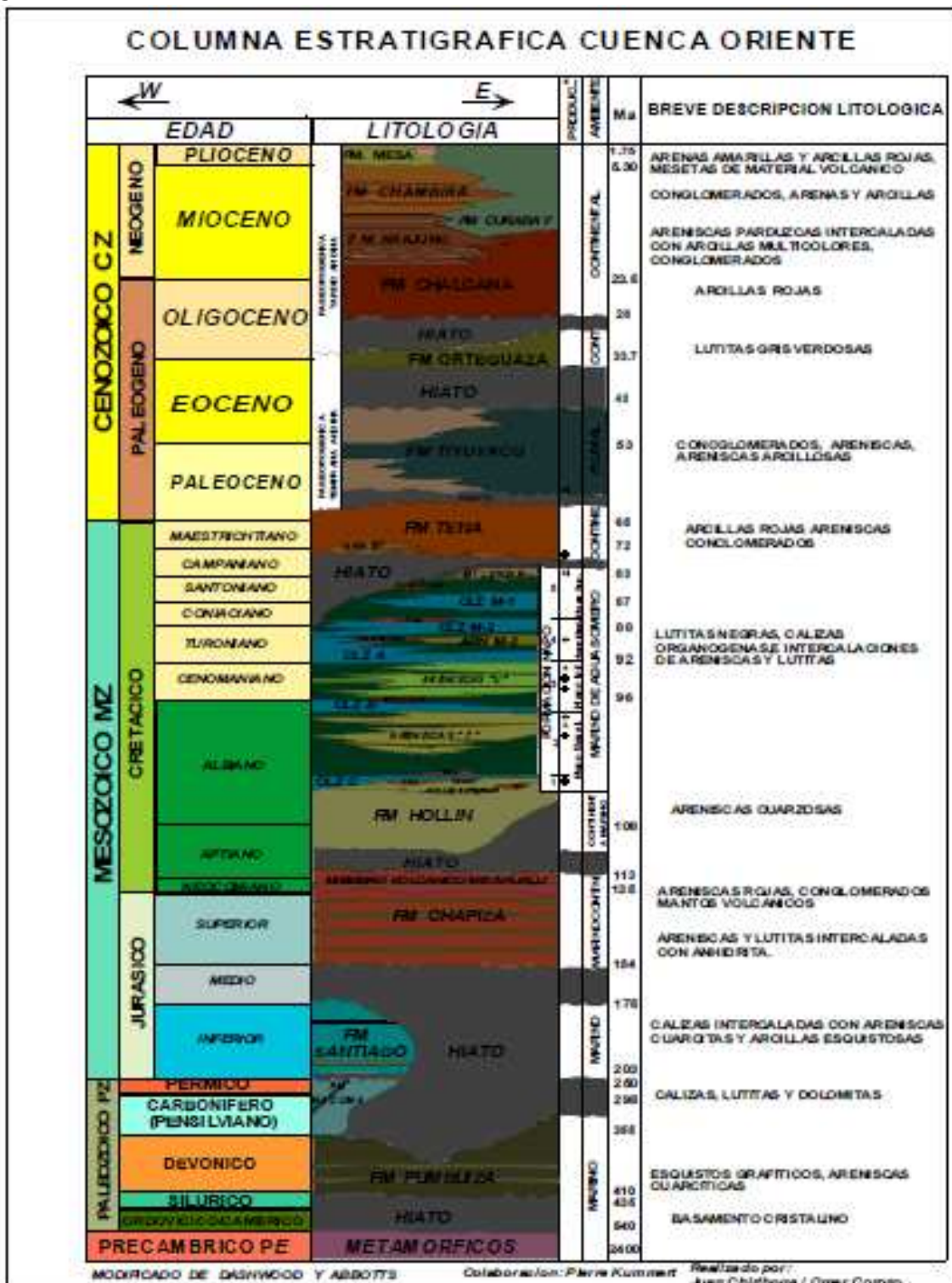
A la base de Napo Inferior se muestran calizas de color crema masivas y duras. Sobre éstas se deposita la **Arenisca “T” Inferior**, que se caracteriza por estar predominantemente compuesta por arenisca con estratificación cruzada e intercalaciones de lutitas y con un importante contenido de glauconita.

Posteriormente se encuentra la **Arenisca “T” Superior**, que es una arenisca cuarzo-glauconítica, masiva a ondulada, con bioturbaciones y una importante presencia de cemento calcáreo. Siguiendo a “T” se tiene la **Caliza B**, de color gris claro a oscuro, masiva compacta y semi-dura. Este miembro se compone principalmente de caliza y una delgada capa de lutitas. Su espesor aproximado es 47 pies (Tumali 01).

Sobre esta Caliza se depositó la **Arenisca “U” Inferior**, de 9659 a 9862 pies, con un espesor aproximado 149 pies (Tumali 01), que corresponde a una arenisca cuarzosa, en partes algo micácea, grano decreciente, limpia, masiva, con estratificación cruzada a la base, laminada al techo. Muestra pobre presencia de hidrocarburos.

Encima yace la **Arenisca “U” Media** que presenta lutitas negras grisáceas, fisibles y semiduras, muestra presencia de alquitrán; finalmente se encuentra la **Arenisca “U” Superior**, que describe areniscas cuarzosas con frecuentes bioturbaciones y la presencia de intercalaciones de lutita, a la base se desarrolla una secuencia grano-creciente y hacia arriba secuencias grano-decrecientes.

FIGURA 2.6. COLUMNA ESTRATIGRÁFICA CUENCA ORIENTE



ELABORADO POR: ING. JUAN CHIRIBOGA E ING. OMAR COROZO
FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

- **Napo Medio.-** Constituido por una **Caliza Principal** o **Caliza A**, se constituye en un indicador regional, la cual se depositó debido a una serie de transgresiones y regresiones, se muestra maciza, gris, fosilífera. En el campo Tumali se localiza su base a 6864 pies TVD (9516 pies MD) con un espesor aproximado de 42 pies.
Sobre ella se depositó la **Arena M-2**, arenisca de color gris verdoso, calcárea, de grano fino a medio, subangular, arcillosa y glauconítica; presenta algunos niveles intercalados de calizas y lutitas.
- **Napo Superior.-** Ocurre en un ambiente transgresivo y está constituido por lutitas verdes grises hasta negras interestratificadas con escasas calizas grises parcialmente fosilíferas, su espesor decrece desde los 230 m en el área Sur de Cutucú hasta cero. Empieza con la depositación de la **Caliza M-2**, caracterizada por ser de color gris claro y ligeramente arcilloso. Le siguen lutitas, que a la vez subyacen al **Calcáreo M-1** formado por calizas grises a cremas, con un contenido arenoso notable, duras y compactas. El último proceso es regresivo y lo constituye la **Arenisca M-1**. Esta arenisca se depositó en un ambiente marino somero con fluctuaciones del nivel del mar, lo cual es evidenciado por la presencia de lodolitas en la superior de las secuencias de areniscas.

2.3.3.3. Formación Tena

Fósiles generalmente escasos indican una edad Santoniana o Campaniana para las capas superiores. Se extiende a través de todo el Oriente, un conjunto de fauna y flora indica una sedimentación de agua dulce a salobre, con breves ingresos marinos, pero se puede decir que es una formación esencialmente continental.

En el campo en estudio se encuentra a una profundidad de 8017-8585 pies (Tumali 01), con un espesor de 413 pies. Está representada por arcillas con capas intercaladas de limolita y arenisca; no presenta interés hidrocarburífero.

El contacto Napo-Tena está marcado por un cambio litológico brusco y un cambio de facies abrupto; sin embargo, no se ha observado ninguna discordancia entre las dos formaciones.

2.3.3.4. Formación Tiyuyacu

Es de ambiente continental, su cemento es arcilloso y está formada por sedimentos clásticos, areniscas finas a gruesas de color gris verdosas y conglomerados con abundante chert, en algunos lugares es glauconítica con intercalaciones de lutitas. En el pozo Tumali 01 se la observó con un espesor de 1255 pies.

2.3.3.5. Formación Orteguaza

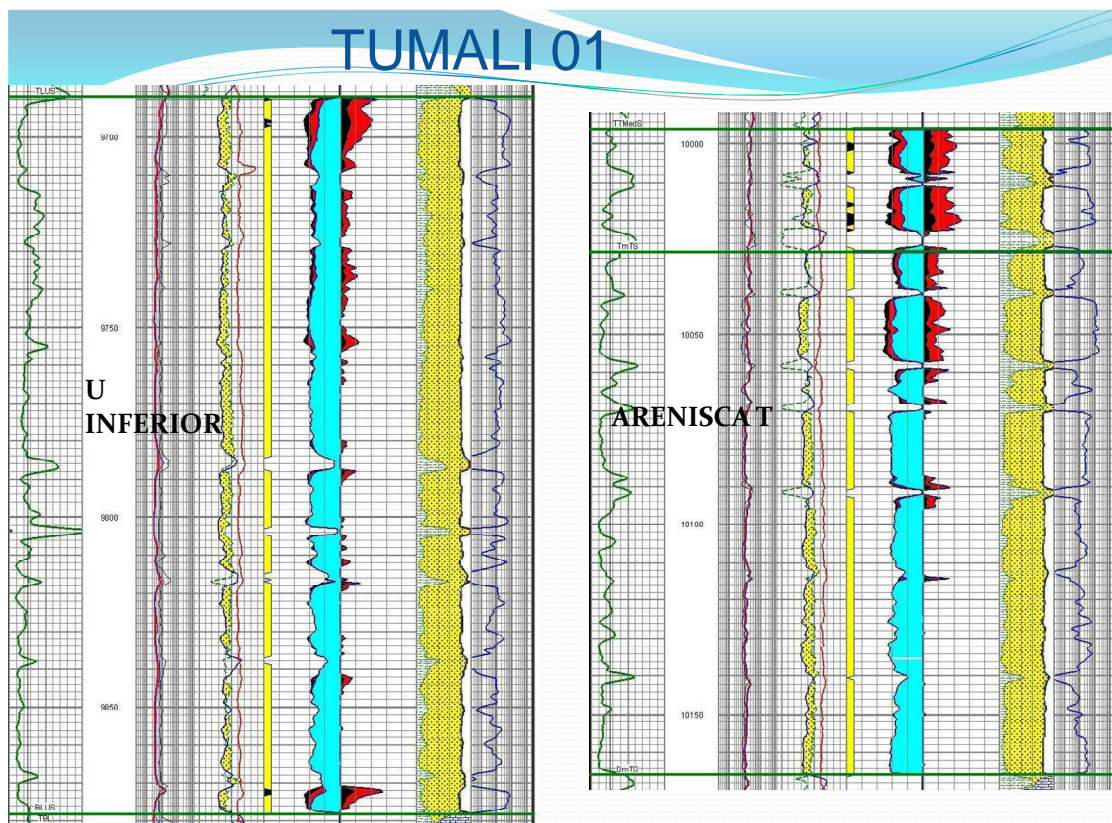
Su edad corresponde al Eoceno-Oligoceno. Concierno a la parte inferior de la formación Chalcana, es de ambiente continental, con ingresos temporales de agua marina y salobre, consiste de lutitas semi-fisibles de color gris y areniscas cuarzosas, gris verdosas, grano fino, con cemento calcáreo. Se encuentra a una profundidad de 5090 a 6294 pies (Tumali 01) con un espesor aproximado de 880 pies.

2.3.4. MODELO GEOLÓGICO DEL YACIMIENTO

Según los estudios basados en registros de pozo, muestras de fluidos y perforación, se ha determinado presencia de hidrocarburos, tanto al Este como al Oeste de la falla Tangay en la arena M1. En la parte baja de la falla (Tumali Oeste) se observa un espesor de arena, para M1, de 100 pies aproximadamente; sin embargo, está prácticamente inundada por agua, solo muestra 15 pies saturados de hidrocarburos. Por otro lado, en la parte alta de la falla (Tumali Este) se encuentran mejores condiciones con 40 pies de zona de pago, para la arena M1.

Además se determinó presencia de hidrocarburo en forma residual, en la parte baja de la falla Tangay, a una profundidad correspondiente a las arenas “U” Inferior y “T” Media. Ver Figura 2.7.

FIGURA 2.7 REGISTROS ELECTRICOS TUMALI 1 ARENISCAS U y T



ELABORADO POR: JUAN PABLO JÁTIVA
FUENTE: PETROAMAZONAS

Es importante mencionar que el pozo Tumali Este únicamente se perforó hasta Napo Shale, por lo que no se dispone de información de los yacimientos más profundos en la parte alta de la falla. Al existir presencia de hidrocarburos, en las arenas “U” Inferior y “T” Media, en la parte baja de la falla y debido a que uno de los medios principales a través del cual migran los hidrocarburos son las fallas, lleva a pensar que en la trampa estratigráfico estructural ubicada al este de la falla y en el bloque levantado existe la posibilidad de encontrar hidrocarburo. Del

mismo modo se encuentra presencia de hidrocarburo hacia la base de la formación Napo de campos Miriann, Pañacocha y Edén- Yuturi, cercanos a Tumali Este; lo cual, de alguna forma refuerza la hipótesis de que es “muy probable” encontrar hidrocarburos en especial en la arena T en la parte alta de la falla.

Se recomienda que el próximo pozo perforado al Este del campo llegue a una mayor profundidad, obteniendo información de los yacimientos U y T que permita descartar o confirmar la presencia de Hidrocarburos en dichas arenas; lo cual, de resultar positivo, tendría implicaciones en el volumen de reservas del campo.

Por lo expuesto, para este estudio, el prospecto Tumali Este arena M1 será el principal objetivo de evaluación. En adelante, cuando se hable del campo Tumali, se entenderá como Tumali Este; por tanto, las propiedades de fluidos y roca que posteriormente se mencionarán, corresponderán a las de los fluidos que saturan la Arenisca M1 Principal y las propiedades petrofísicas de la misma.

2.3.4.1 YACIMIENTO M1

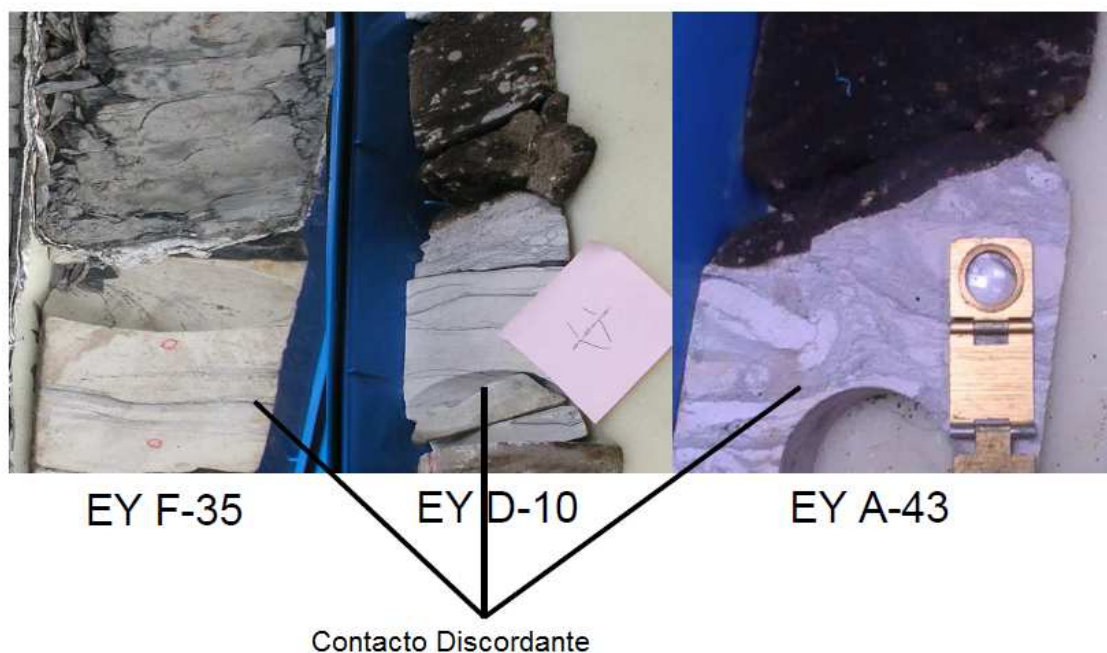
La Arenisca M1, de color gris oscuro a negro con un alto contenido de cuarzo, grano medio, subangular, levemente calcárea y saturada de petróleo pesado, es el principal yacimiento del Campo Tumali.

El ambiente de depositación es de tipo deltaico a la base, tidual a marino somero en el tope, determinado mediante la descripción de núcleos analizados en el Campo Edén Yuturi (EY F-35, EY D-10, EY A-43), en el cual se define una secuencia sedimentaria correspondiente a una barra depositada sobre un antiguo canal el que fue rellenado con material costero a marino somero. El desarrollo lateral de las arenas probablemente no es bueno como se puede observar en la sísmica, debido al tipo de depósitos y la cercanía a la fuente de depósitos.

El límite estratigráfico de la arenisca M1 está definido por el mapeo de amplitudes; ver Mapa 2.4. El cierre lateral de la arenisca M1 no está bien comprendido, pero puede ser debido a una combinación de cambio fluvial de fases y/o el relleno de los valles erosionados de Napo Shale Superior por los estuarios fluviales de arenisca. En este último caso, las paredes de las laderas de los valles estarían compuestas de mudstones (lodolitas) que conformarían el cierre lateral.

La arenisca M1, en el Pozo Tumali Este 1, se presenta de 8967.97' a 9028.28' MD. Con un espesor bruto de 60 pies y un espesor neto saturado de 40 pies TVD (52' MD). El límite inferior de petróleo se encuentra a 9020' MD.

FIGURA 2.8 CONTACTO DISCORDANTE ARENISCA M1 PRINCIPAL CAMPO EDÉN YUTURI



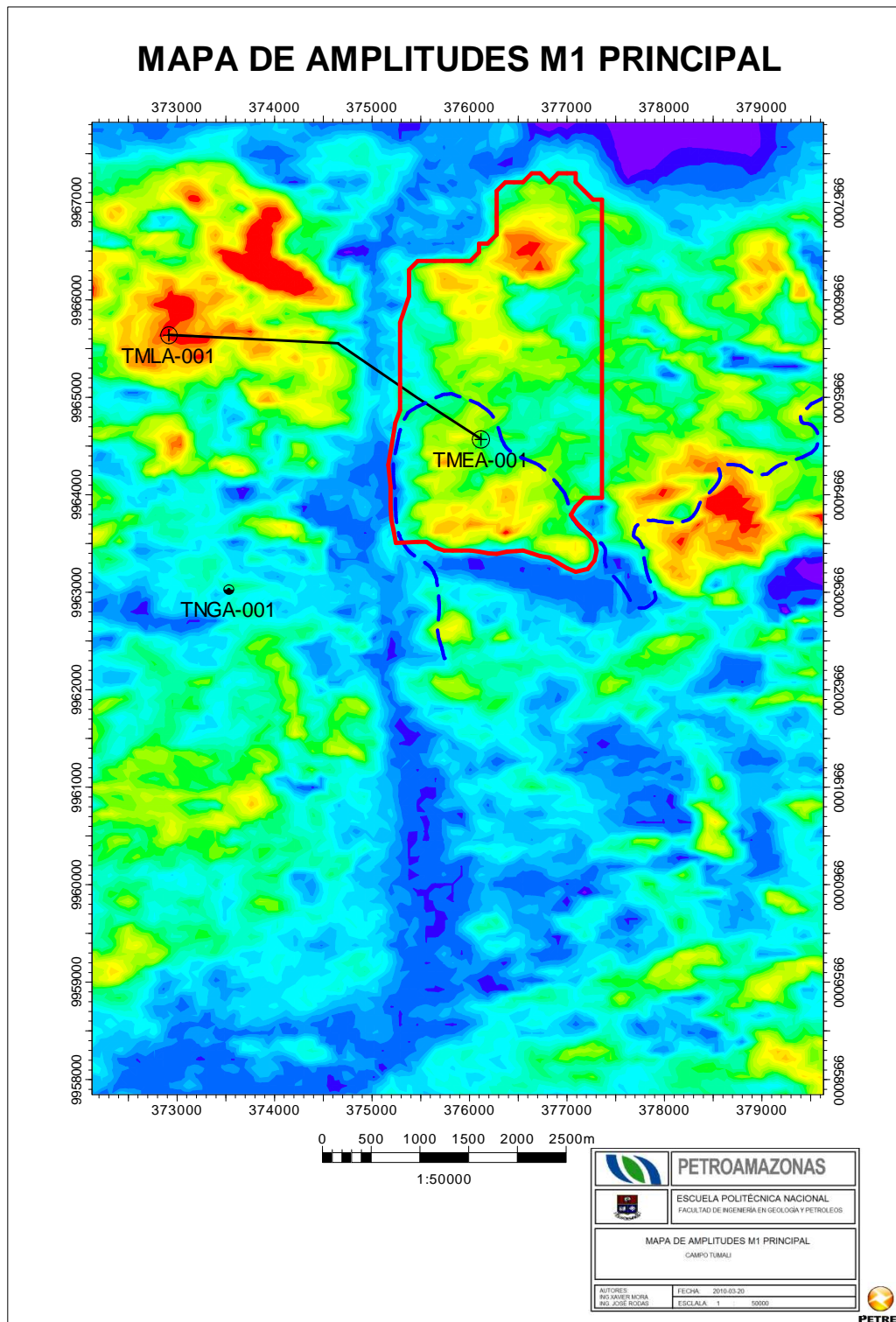
FUENTE: "ESTUDIO DEL POTENCIAL HIDROCARBURÍFERO DE LA ARENISCA M1 EN EL SECTOR ESTE DEL BLOQUE 15 DE LA CUENCA ORIENTE". RIOFRIO, KAROL.

Basado en los núcleos tomados de los pozos del campo Edén Yuturi (EY F-35, EY D-10, EY A-43), ver Figura 2.8, el cambio de resistividad, gamma ray y porosidad a la base de la arenisca M1 Principal, sería resultado de un cambio litológico, encontrando una arenisca de color blanquecina, de translúcida a transparente,

tamaño de grano fino a muy fino, de subangular a subredondeada, con abundante matriz arcillosa, pobremente seleccionada, con cemento calcáreo, sin porosidad visible. Se trataría de una arena compactada o apretada sin interés hidrocarburífero, con un espesor de 10' (de 9028.28' a 9038.61'MD).

No se conoce el origen de la caída de las curvas de resistividad (9020'MD), para definir el mismo se recomienda tomar un core o muestras de fluido a la profundidad de interés, lo que permitirá determinar si se trata de un Límite Inferior de Arena LIA o un Contacto Agua-Petróleo CAP; sin embargo, a pesar de no conocer el origen, el límite inferior de petróleo se tomará a 9020' MD.

MAPA 2.4. MAPA DE AMPLITUDES ARENISCA M1 PRINCIPAL



FUENTE: PETROAMAZONAS

2.4. PROPIEDADES DE ROCA Y FLUIDOS

2.4.1. PROPIEADES FÍSICAS DEL MEDIO POROSO

Para la determinación de parámetros petrofísicos promedio de la Arena M1, se utilizó la interpretación de registros eléctricos, análisis de mediciones MDT (Anexo 2), pruebas PVT (Anexo 4) y muestras de fluidos tomados en dicho reservorio (Anexo 3); en caso de carecer de datos del campo Tumali se utilizará correlaciones con los datos de campos cercanos, como el campo Edén-Yuturi; cuyas principales propiedades petrofísica se presentan en el cuadro 2.8. Análisis que fue realizado por el Departamento de Petrofísica de PAM, con ayuda del software Interactive Petrophysics IP de Schelumberger; este trabajo se sustenta en la información proporcionada por el referido Departamento.

2.4.1.1 VOLUMEN DE ARCILLA

Las formaciones del Oriente contienen arcillas; es decir, no son completamente limpias. Esto influye directamente sobre la porosidad, permeabilidad y saturación de agua. A pesar de ser un parámetro difícil de calcular exactamente, es crítico ya que afecta a los parámetros obtenidos de los registros eléctricos.

El material arcilloso se distribuye de tres maneras: laminar, estructural y dispersa.

- a. Tipo Laminar: consiste en series de lutitas o arcillas en forma de láminas depositadas entre capas de arenas.
- b. Tipo Estructural: la arcilla está presente como granos en la matriz de la formación, formando parte de ella.
- c. Tipo Disperso: puede estar adherida a los granos de arena o llenando parcialmente los canales porosos más pequeños.

El contenido de arcilla se lo determina mediante el Potencial Espontaneo (SP), Gamma Ray (GR) y Crossplots (combinaciones de los registros Sónico, Neutrón o Densidad).

En el cuadro 2.2 se presenta el volumen de arcilla determinado para el pozo Tumali Este 01.

CUADRO 2.2. VOLUMEN DE ARCILLA

Pozo	Reservorio	Vsh Res	Vsh Pay
Tumali Este 01	M1	20	19

ELABORADO POR: JUAN PABLO JÁTIVA
FUENTE: PETROAMAZONAS

2.4.1.2 POROSIDAD

La porosidad se define como la relación entre el volumen poroso y el volumen total de la roca. Matemáticamente es:

$$\phi = \frac{V_p}{V_t}$$

V_p = volumen poroso

V_t = volumen total

De acuerdo a la interconexión del volumen poroso, la porosidad se define en porosidades absoluta y efectiva.

Porosidad absoluta. Es aquella porosidad que considera el volumen poroso de la roca esté o no interconectado. Esta propiedad es la que normalmente miden los porosímetros comerciales. Una roca puede tener una porosidad absoluta considerable y no tener conductividad de fluidos debido a la carencia de interconexión poral.

$$\Phi_T = \sqrt{\frac{\Phi_N^2 + \Phi_d^2}{2}}$$

Φ_T = Porosidad Total, %

Φ_N = Porosidad neutrónica, %

Φ_d = Porosidad density, %

Porosidad efectiva. Es la relación del volumen poroso interconectado con el volumen bruto de roca. Esta porosidad es una indicación de la habilidad de la roca para conducir fluidos; sin embargo, esta porosidad no mide la capacidad de flujo de una roca. La porosidad efectiva es afectada por un número de factores litológicos como tipo, contenido e hidratación de arcillas presentes en la roca, entre otros.

$$\Phi_e = \Phi_T(1 - Vsh)$$

Φ_e = Porosidad efectiva, %

En el cuadro 2.3 se presenta el valor de la porosidad obtenido para el reservorio M1 respecto al pozo Tumali Este 01.

CUADRO 2.3. POROSIDAD

Pozo	Reservorio	Φ Res	Φ Pay
Tumali Este 01	M1	29%	22%

ELABORADO POR: JUAN PABLO JÁTIVA

FUENTE: PETROAMAZONAS

2.4.1.3 SATURACIÓN DE FLUIDOS

Es la relación que expresa la cantidad de fluido que satura el medio poroso. Conocida dicha cantidad y la extensión del volumen poroso, se puede, volumétricamente determinar cuánto fluido existe en una roca.

Debido a que en el campo Tumali no existe presencia de gas libre, solo se determinan las saturaciones de agua y petróleo.

Saturación de agua.- Es la fracción de volumen poroso que contiene agua de formación. Para calcular la saturación de agua existen muchos modelos desarrollados. Siendo estos:

ARCHIE

Es el más conocido para arenas consolidadas.

$$S_w = \left(\frac{a R_w}{\Phi_e^m R_t} \right)^{\frac{1}{n}}$$

Sw= saturación de agua %

Rt= resistividad de la roca a Sw

Rw= resistividad del agua

n= exponente de saturación

Φe= porosidad efectiva

m= exponente de cementación

a= factor de Formación para f=100%

Rsh= resistividad de la lutita vecina

INDONESIA

Se ha determinado que para las formaciones de la cuenca oriente, el modelo que mejor se ajusta es el Indonesia por la distribución laminar de las arcillas que afecta directamente a Rt y Sw. Por tanto, los valores de saturación para este estudio se calculan en base a este modelo.

$$S_w = \frac{V_{sh}}{1 - \frac{V_{sh}}{2} \sqrt{R_t R_{sh}}} + \frac{\Phi_e}{\sqrt{R_w}}$$

En el cuadro 2.4 se presentan los valores de saturación de agua para el reservorio M1 respecto al pozo Tumali Este 01.

CUADRO 2.4. SATURACIÓN DE AGUA

Pozo	Reservorio	Sw Res	Sw Pay
Tumali Este 01	M1	55	44

ELABORADO POR: JUAN PABLO JÁTIVA
FUENTE: PETROAMAZONAS

2.4.1.4 DETERMINACIÓN DE ESPESORES

En base a los registros eléctricos se determinaron los espesores netos, puntuales para cada pozo; ver los cuadros 2.5 y 2.6 con los topes de las formaciones para los pozos Tumali Este1 y Tumali 1, respectivamente.

CUADRO 2.5. TOPES DE LAS FORMACIONES TUMALI 01

POZO	TOPE	INTERPRETE	MD	TVD
Tumali 01	M1S-A	Ing. Marlon Díaz	8644,91	6953,67
	TM1S	Ing. Marlon Diaz	8653,20	6959,68
	M1S-C	Ing. Marlon Diaz	8665,22	6968,39
	TmM1	Ing. Marlon Diaz	8691,93	6987,76
	BM1S	Ing. Marlon Diaz	8769,36	7043,90
	BM1S-Ampl	Ing. Marlon Diaz	8769,36	7043,90
	M1S-G	Ing. Marlon Diaz	8801,14	7066,95
	M1S-H	Ing. Marlon Diaz	8818,93	7079,84
	TNPs	Ing. Marlon Diaz	8826,65	7085,44
	TNPs1	Ing. Marlon Diaz	8922,77	7155,63
	TNPs2	Ing. Marlon Diaz	8994,89	7209,15
	TM2S	Ing. Marlon Diaz	9368,60	7489,28
	TAL	Ing. Marlon Diaz	9551,84	7625,37
	TUUS	Ing. Marlon Diaz	9598,83	7659,92
	BUUpor	Ing. Marlon Diaz	9638,25	7689,10
	BUUS	Ing. Marlon Diaz	9654,64	7701,23
	TMUS	Ing. Marlon Diaz	9665,05	7708,94
	TBL	Ing. Marlon Diaz	9936,16	7906,72
TUTS	Ing. Marlon Diaz	9960,44	7924,18	

ELABORADO POR: JUAN PABLO JÁTIVA
FUENTE: PETROAMAZONAS

CUADRO 2.6. TOPES DE LAS FORMACIONES TUMALI ESTE 1

POZO	TOPE	INTERPRETE	MD	TVD
Tumali Este 1	TNP	Ing. Marlon Diaz	8891,77	6593,33
	M1S-A	Ing. Marlon Diaz	8935,73	6618,62
	TM1S	Ing. Marlon Diaz	8951,04	6627,38
	M1S-C	Ing. Marlon Diaz	8951,32	6627,55
	TmM1	Ing. Marlon Diaz	8967,97	6637,10
	BM1S	Ing. Marlon Diaz	9028,28	6671,20
	BM1S-Ampl	Ing. Marlon Diaz	9038,61	6676,93
	M1S-G	Ing. Marlon Diaz	9079,90	6699,58
	M1S-H	Ing. Marlon Diaz	9134,66	6729,36
	TNPs	Ing. Marlon Diaz	9148,66	6736,96
	TNPs1	Ing. Marlon Diaz	9247,76	6791,81
	TNPs2	Ing. Marlon Diaz	9355,63	6852,66
	TM1L	Ing. Marlon Diaz	9439,82	6900,13

ELABORADO POR: JUAN PABLO JÁTIVA

FUENTE: PETROAMAZONAS

2.4.1.5 DETERMINACIÓN DEL CONTACTO AGUA-PETRÓLEO (CAP)

El contacto agua-petróleo CAP se define como el nivel en el cual se obtiene producción 100% de agua. Por lo tanto, es el punto más bajo en el yacimiento en donde hay presencia de petróleo. Para determinar el CAP a partir de registros eléctricos se utilizan criterios muy básicos, como:

- Una deflexión brusca de la curva de resistividad total.
- La curva de resistividad total se mantiene en valores bajos mientras se encuentra en una zona de arena.

Sin embargo, un cambio geológico podría causar el mismo efecto. En la Figura 2.9 se esquematiza el registro Eléctrico corrido para el pozo Tumali 1, la zona correspondiente a la Arenisca M1.

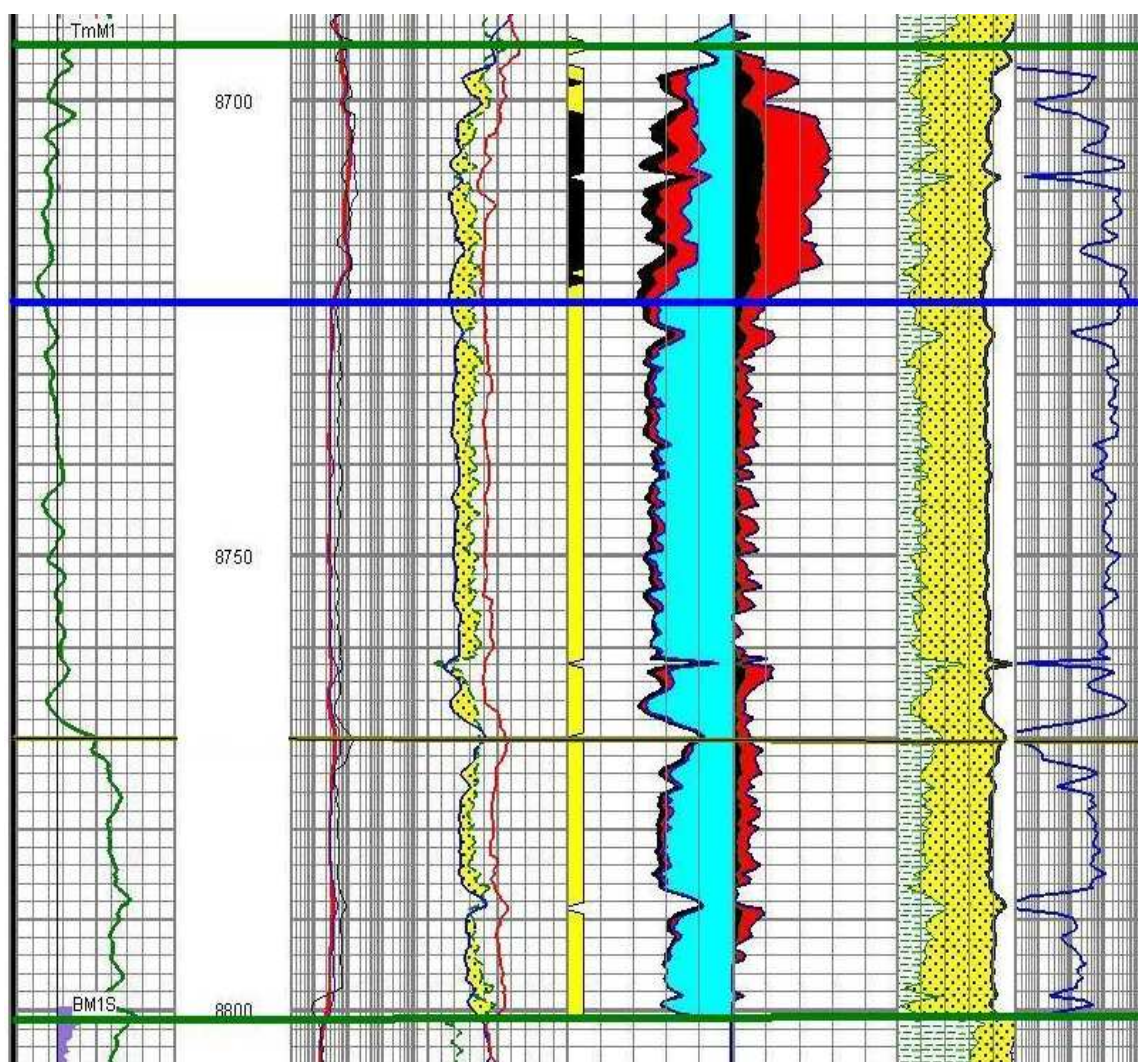
En el cuadro 2.7 se identifica la profundidad que se encuentra el CAP para los pozos Tumali 1 y Tumali Este 01.

CUADRO 2.7. CONTACTO AGUA-PETRÓLEO

Pozo	Reservorio	MD (ft)
Tumali 01	CAP	8722
Tumali Este 01	CAP	9024

ELABORADO POR: JUAN PABLO JÁTIVA
FUENTE: PETROAMAZONAS

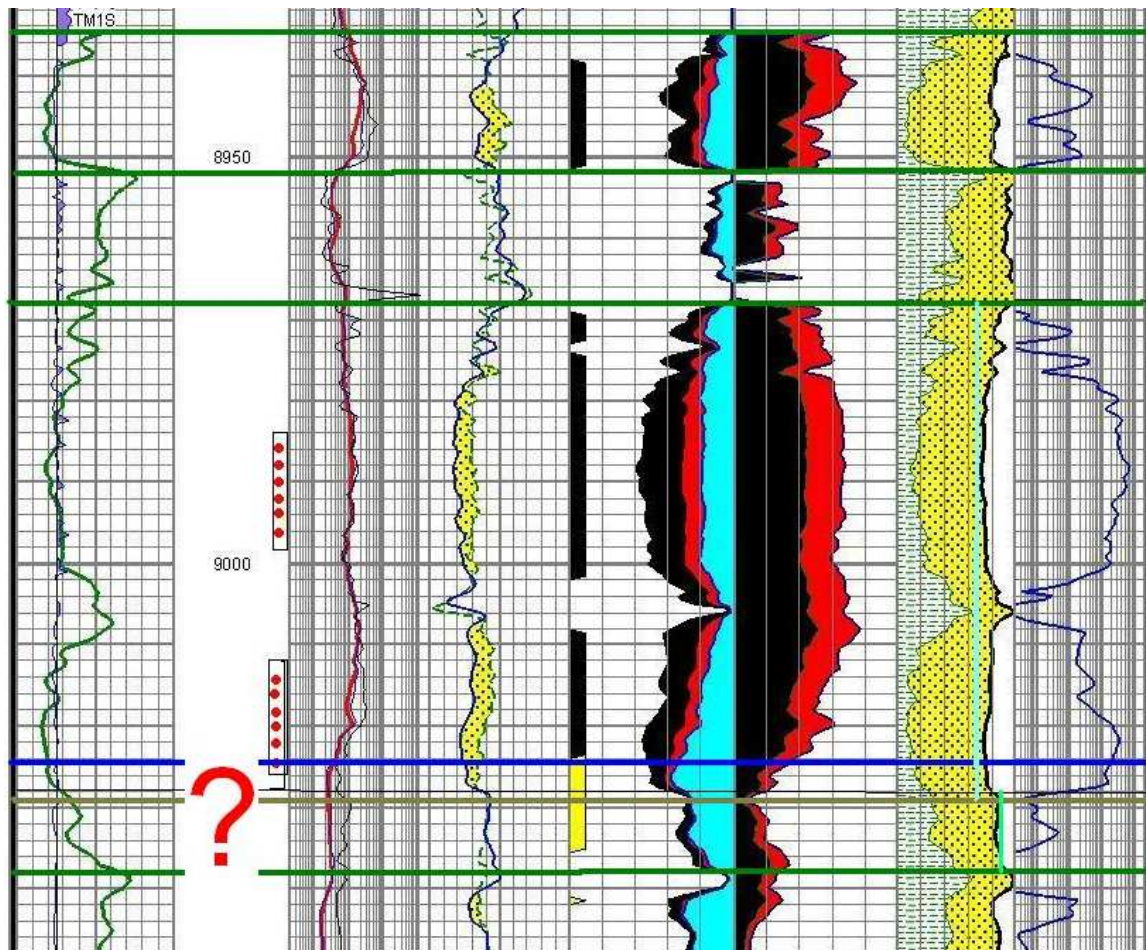
FIGURA 2.9 REGISTRO ELECTRICO TUMALI 01- ARENISCA M1



ELABORADO POR: JUAN PABLO JÁTIVA
FUENTE: PETROAMAZONAS

Analizando el registro eléctrico para Tumali 01 (ver Figura 2.9), mapa de amplitudes y mapa estructural, se observa una arena de condiciones adecuadas para el entrapamiento de hidrocarburo, bastante limpia con buena porosidad y permeabilidad. Sin embargo, esta arena está saturada en su mayor parte con agua. Es fácil determinar la presencia de un contacto agua petróleo, por la caída de brusca de la resistividad mientras el análisis se realiza dentro de la arena; se determina que el contacto agua-petróleo se ubica a 8722 pies MD (ver Cuadro 2.7), lo que indica que 85 pies de arena están saturados 100% agua y 15 pies con presencia de hidrocarburos pesados.

FIGURA 2.10 REGISTRO ELECTRICO TUMALI ESTE 01- ARENISCA M1



ELABORADO POR: JUAN PABLO JÁTIVA
FUENTE: PETROAMAZONAS

En el registro eléctrico correspondiente a Tumali Este 1, la determinación de contacto entre fluidos no es tan clara como en el caso de Tumali 01 (ver Anexo 2). En primer lugar se observa presencia de hidrocarburo que satura aproximadamente un 85% del cuerpo de arena. A 9020 pies MD se observa que las curvas de resistividad comienzan a decrecer, hasta 9024 pies, lo que correspondería a la zona de transición; por lo tanto, el Contacto Agua Petróleo (CAP) se encuentra a 9024 pies MD, ver Figura 2.10 y Cuadro 2.7. Desde el CAP hasta 9038.61 pies, las curvas mantienen la tendencia constante en valores bajos indicando posible presencia de agua. Sin embargo, a 9030 pies se observa una reducción considerable de la porosidad; el registro de rayos gamma toma valores altos indicando un cambio litológico.

2.4.1.6 PERMEABILIDAD

La permeabilidad es la capacidad que tiene el medio poroso para permitir el flujo de fluidos, esta puede ser: permeabilidad absoluta (K), permeabilidad efectiva ($K_{o/w}$) y permeabilidad relativa ($K_{ro/w}$).

Se dice que un medio poroso tiene la permeabilidad de un darcy, cuando un fluido de una sola fase con una viscosidad de un centipoise y que llena totalmente el medio poroso, fluye a través de él bajo condiciones de flujo viscoso a una tasa de un cm^3 por segundo, por un área transversal de un cm^2 , por centímetro de longitud y bajo una diferencia de presión de una atmósfera.

Para este estudio se necesita determinar la permeabilidad efectiva al petróleo, basado en correlaciones con campos cercanos al campo Tumali. Se han utilizado los cores tomados del campo Edén-Yuturi de los pozos A-43, D-10 y F-35, determinando que la permeabilidad de la arenisca M1 está entre 0,4 y 4,7 darcys, como se puede observar en el cuadro 2.8; por lo que, para los posteriores cálculos, se tomará una permeabilidad de 3,5 darcys.

CUADRO 2.8. PERMEABILIDAD EFECTIVA AL PETRÓLEO CAMPO EDÉN-YUTURI

PERMEABILIDAD EFECTIVA	
POZO	PROMEDIO
A43	4763,9 md
D10	4575,0 md
F35	461,1 md

ELABORADO POR: JUAN PABLO JÁTIVA
FUENTE: PETROAMAZONAS

2.4.2. PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS

2.4.2.1 DENSIDAD DEL PETRÓLEO

La densidad del petróleo se refiere a la masa del petróleo y del gas en solución por unidad de volumen. La gravedad en °API es equivalente a la densidad.

La gravedad API se basa en la comparación de la densidad del petróleo con la densidad del agua; es decir, determinar si el petróleo es más liviano que el agua. Obsérvese que petróleos más livianos que el agua tienen un °API mayor de 10 y más pesados que el agua tienen un °API menor de 10. Al agua le corresponde un °API de 10.

$$^{\circ}\text{API} = \frac{141,5}{\gamma_{60/60}} - 131,5$$

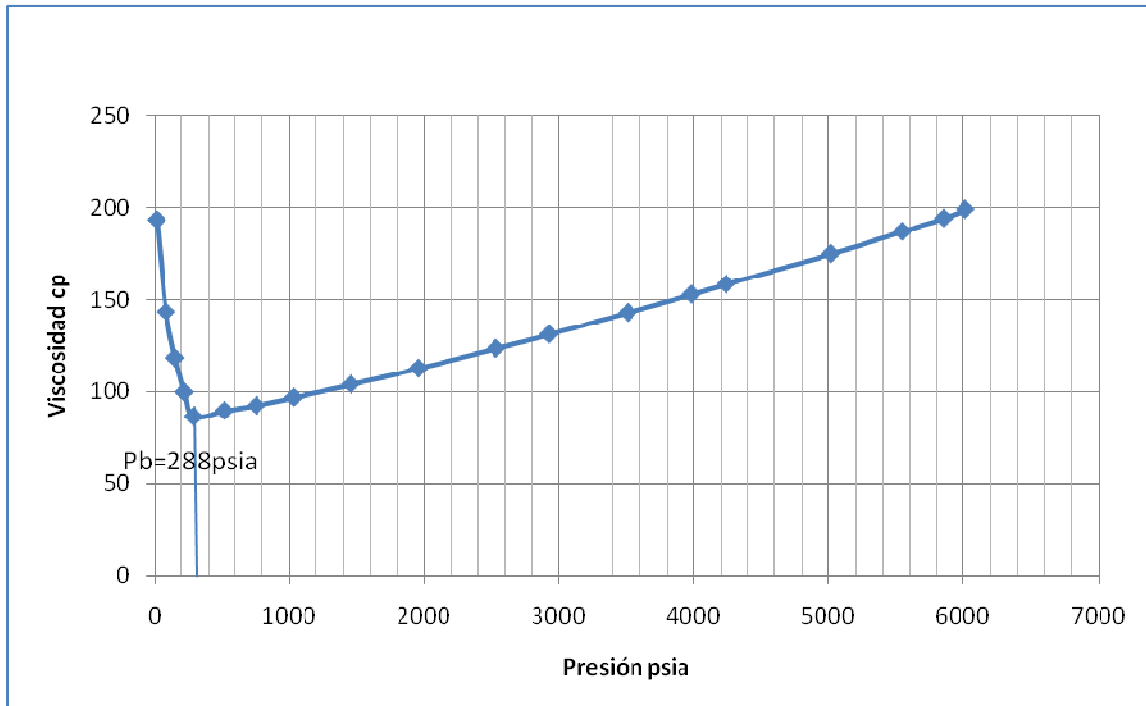
De acuerdo a las pruebas iniciales DST y MDT obtenidas a partir del pozo Tumali Este 1, se tiene un crudo pesado de entre 14.2°API y 14.3°API para M1 Principal y Superior, respectivamente (Schlumberger, febrero 2005).

2.4.2.2 VISCOSIDAD DEL PETRÓLEO

Se define como la medida de la resistencia del petróleo al flujo. Es usualmente medida en centipoises, **cp** (gr/cm*seg). La resistencia al flujo es causada por

fricción interna generada cuando las moléculas del fluido tratan de desplazarse unas sobre otras. Los valores de μ_o se requieren a diferentes presiones, ver gráfico 2.1. Para los cálculos posteriores se tomará $\mu_o=123,69$ cp @ presión inicial de yacimiento =2450 psia.

GRAFICO 2.1 VISCOSIDAD DEL PETRÓLEO



ELABORADO POR: JUAN PABLO JÁTIVA
FUENTE: FLUID ANALYSIS ON BOTTOM HOLE SAMPLE

2.4.2.3 RESISTIVIDAD DEL AGUA DE FORMACIÓN (R_w)

Se puede describir la resistividad del agua de formación en base a la curva de SP, catálogos de agua, muestras de agua producida o por la ecuación de Archie en una formación que contenga 100% de agua.

2.4.2.4 PRESIÓN DE BURBUJA

Es aquella presión en la cual se tiene la primera burbuja de gas. Sobre la presión de burbuja se tiene 100% de líquido, mientras que por debajo de ésta, el gas comienza a liberarse del petróleo. La presión de burbuja determinada es 288 psi.

En la Arenisca M1 Principal expuesta en el pozo Tumali Este 1 se tomó 8 puntos de presión en la zona de pago y 4 puntos en el acuífero. La gradiente de presión determinada es de 0.42 psi/pie, que sugiere la presencia de petróleo pesado de 14°API. Análisis de laboratorio de muestras de crudo arrojaron una densidad API de 14.2°, lo que confirmó la presencia de un crudo pesado.

En el pozo Tumali Este 1 se desarrollaron pruebas de producción en la arena M1. El intervalo perforado en la parte inferior de M1 corresponde a 8982`-8996` (14`) y los datos obtenidos se condensan en el cuadro 2.9.

CUADRO 2.9. PRUEBAS DE PRODUCCIÓN ARENA M1 PRINCIPAL

Arena M1 Principal		
Presión de yacimiento	2540	Psi
Temperatura de yacimiento	180	°F
Viscosidad del crudo @ 180°F	123,6	Cp
API@ 60°F	14.2	°API

ELABORADO POR: JUAN PABLO JÁTIVA
FUENTE: PETROAMAZONAS

2.4.2.5 FACTOR VOLUMÉTRICO DE FORMACIÓN (B_o)

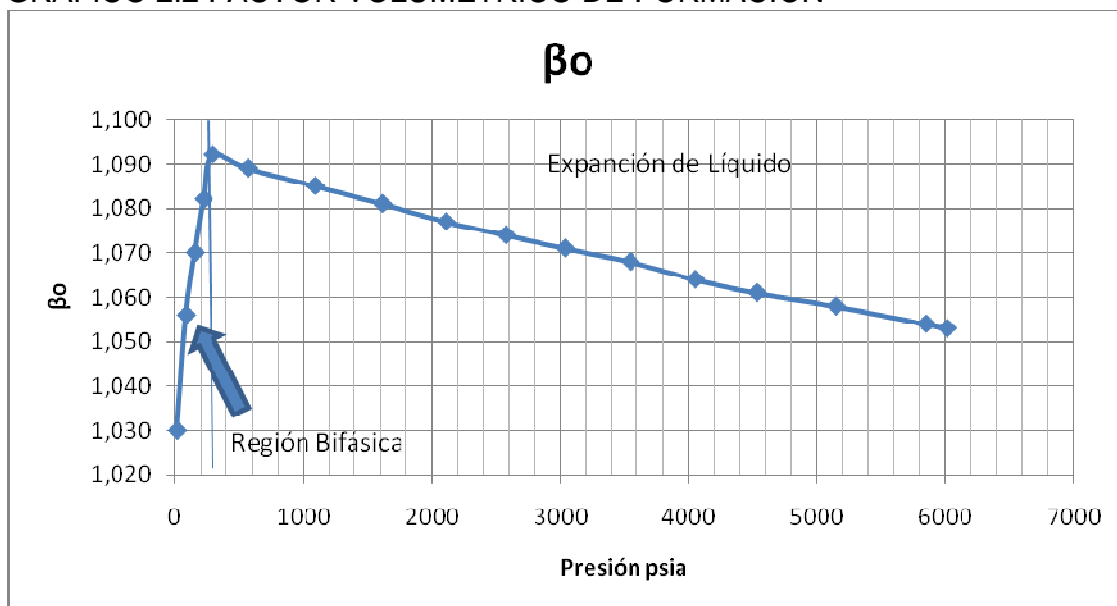
El factor volumétrico de formación del petróleo consiste en la relación que existe entre el volumen de petróleo a condiciones de presión y temperatura de yacimiento entre el volumen que existe a condiciones de presión y temperatura normales (condiciones de Tanque).

Se puede observar que inicialmente el petróleo va aumentando su volumen a medida que se disminuye la presión hasta la presión de burbuja. Durante esta disminución de presión, el volumen de petróleo aumenta debido a que el volumen de gas disuelto también aumenta y, por ende, el volumen de petróleo se expande.

Este proceso ocurre hasta que la presión llega a ser equivalente a la presión de burbuja; a partir de este punto el gas disuelto en el petróleo comienza a liberarse, este volumen de gas que se libera es mayor que el volumen de petróleo que se expande, por consecuencia el volumen de petróleo disminuye, además hay que tener en cuenta que el gas liberado por lo general hace que el volumen de petróleo líquido se comprima disminuyendo así más el volumen de petróleo con respecto al que se llegó con la disminución de presión inicial hasta la presión de burbuja. El factor volumétrico a la presión de burbuja que se utilizará en los cálculos posteriores será $\beta_{0i}=1,074 \text{ bbl/STB @ } P_i=2540 \text{ psia}$.

En el Gráfico 2.2 se presenta el factor Volumétrico de formación encontrado para el crudo del Campo Tumali.

GRÁFICO 2.2 FACTOR VOLUMÉTRICO DE FORMACIÓN



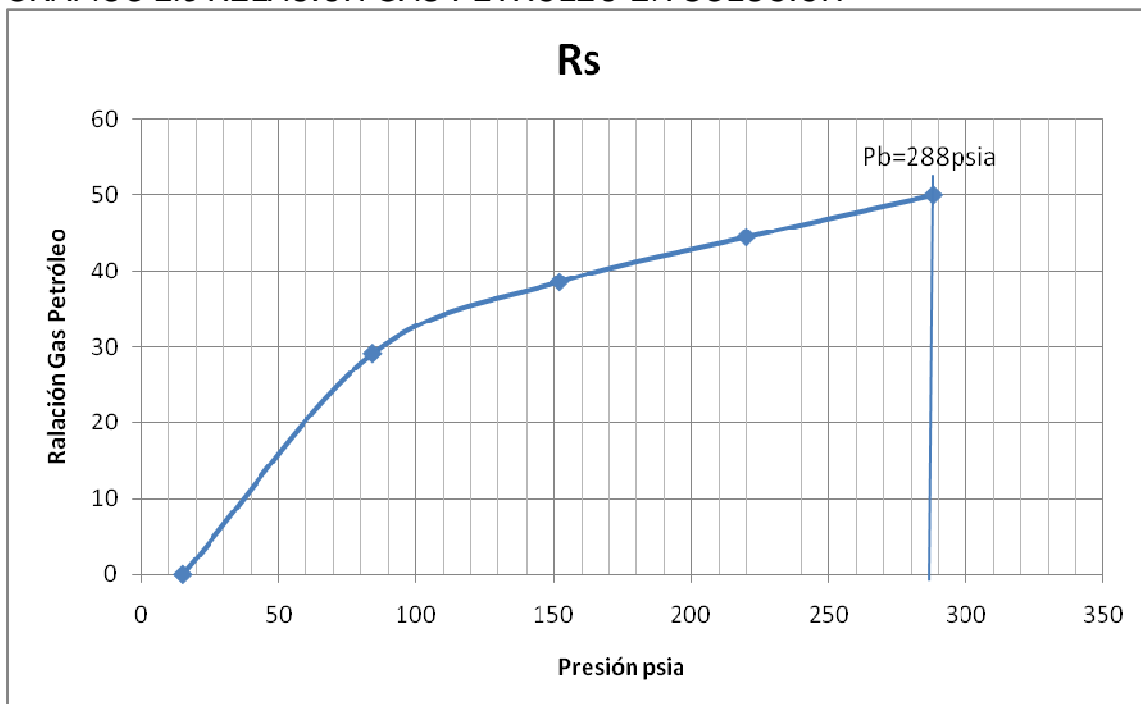
ELABORADO POR: JUAN PABLO JÁTIVA
FUENTE: FLUID ANALYSIS ON BOTTOM HOLE SAMPLE

2.4.2.6 RELACIÓN GAS-PETRÓLEO EN SOLUCIÓN (R_s)

La solubilidad de gas, R_s , es definida como el número de pies cúbicos estándar de gas que se disolverá en un barril normal de petróleo cuando ambos son llevados a las condiciones de presión y temperatura prevalecientes en el yacimiento.

En la presión de punto de burbuja, todo el gas disponible es disuelto en el petróleo y la solubilidad de gas alcanza su valor máximo. Como la presión es reducida de la presión inicial del yacimiento, por encima del punto de burbuja (P_b), ningún gas se desprende del petróleo y, por consiguiente, la solubilidad de gas permanece constante en su valor máximo de $R_{sb}=50$ SCF/STB, ver Gráfico 2.3. Debajo de la presión de punto de burbuja, el gas de solución es liberado y el valor de R_s disminuye con la presión. En el Gráfico 2.3 se esquematiza la Relación Gas Petróleo en solución para el crudo del Campo Tumali.

GRÁFICO 2.3 RELACIÓN GAS-PETRÓLEO EN SOLUCIÓN



ELABORADO POR: JUAN PABLO JÁTIVA
FUENTE: FLUID ANALYSIS ON BOTTOM HOLE SAMPLE

En el cuadro 2.10 se condensan las propiedades petrofísicas del Campo Edén-Yuturi.

CUADRO 2.10. PROPIEDADES PETROFÍSICAS CAMPO EDEN-YUTURI

Campo	Yac.	Φ	K	Sw	%API	Pi	Temp	β_{oi}	Área del Yac.	NP	POES
		%	md	%		psia	°F	By/Bn	acre-pie	pies	MMBls
Edén-Yuturi	M1-tidal	0,268	2500	0,178	19,2	2745	178	1,08	141625	20,1	224
	M1-delta	0,198		0,32	19,2	2745	178	1,08	38201	6,5	37

FUENTE: PETROAMAZONAS

2.5. MECANISMO DE PRODUCCIÓN

Se consideran tres tipos de recobro o mecanismos de producción en la etapa de vida de un yacimiento:

- Producción primaria: el pozo/yacimiento produce por energía propia (flujo natural) o levantamiento artificial.
- Producción secundaria: se introduce energía externa al sistema. Esta comprende básicamente la inyección de agua fría.
- Producción terciaria: además de energía, el fluido o la roca sufre un cambio en sus propiedades. En este grupo se consideran: la inyección de agua caliente, gas, químicos, combustión *in-situ*, etc.

Dentro de la producción primaria, los principales mecanismos de producción son:

- Por expansión de fluidos y la roca ($P_i > P_b$).
- Por expansión de gas disuelto liberado ($P_i < P_b$).
- Por expansión del gas libre.
- Por segregación gravitacional.
- Por empuje hidráulico o por acuífero.
- Por levantamiento artificial.
- Por empujes combinados.

La producción del Campo Tumali entraría en producción primaria asistida con un método de levantamiento artificial; por bombeo electro sumergible, principalmente.

2.5.1 EMPUJE HIDRÁULICO O ACUÍFERO

En este tipo de reservorio no existe capa de gas; por lo tanto, la presión inicial es mayor a la presión de burbuja. Cuando la presión se reduce debido a la producción de fluidos, se crea un diferencial de presión a través del contacto agua petróleo. De acuerdo con las leyes básicas de flujo de fluidos en medios porosos, el acuífero reacciona haciendo que el agua contenida en él, invada al reservorio de petróleo originando intrusión o influjo, lo cual no solo ayuda a mantener la presión sino que permite un desplazamiento inmisible del petróleo que se encuentra en la parte invadida.

En el cuadro 2.11 se presenta las características del Empuje Hidráulico.

CUADRO 2.11. CARACTERÍSTICAS EMPUJE HIDRÁULICO

CARACTERÍSTICAS	TENDENCIA
Presión del Reservorio	Rápida declinación de la presión inicialmente, pero esta declinación se hace cada vez menor con la producción.
GOR en Superficie	Permanece bajo y se mantiene constante, hasta que la presión del reservorio decline por debajo de la presión de burbuja.
Producción de agua	Inicia muy temprano (dependiendo de la distancia al acuífero) e incrementa en cantidades apreciables.
Comportamiento del pozo	La tasa de producción de petróleo disminuye lentamente pero en forma continua y a su vez la producción de agua aumenta, tal que resulte antieconómico continuar produciendo.
Recuperación esperada	10 al 70% del POES.

ELABORADO POR: JUAN PABLO JÁTIVA

Dependiendo de la forma como ingresa el agua al reservorio de petróleo, los reservorios por empuje de agua se denominan por empuje de fondo o por empuje lateral.

2.5.2 EMPUJE POR GAS EN SOLUCIÓN

El empuje por gas en solución es a veces llamado empuje por depletación, empuje volumétrico o por expansión de fluidos. Este es el principal mecanismo de empuje para aproximadamente un tercio de las reservorios de petróleo del mundo. Predomina cuando no hay otras fuentes naturales de energía como acuífero o capa de gas. Todo el gas disuelto en el petróleo y el petróleo mismo forman una sola fase, a presión y temperaturas originalmente altas en el yacimiento.

Al comenzar la etapa de producción, el diferencial de presión creado hace que el gas comience a expandirse y arrastre el petróleo del yacimiento hacia los pozos durante cierta parte de la vida productiva del yacimiento. Eventualmente, a medida que se extrae petróleo, la presión del yacimiento baja hasta alcanzar su presión de burbuja. Una vez que se alcanzado la presión de burbuja, la producción adicional causará que decline por debajo del punto de burbuja con la consiguiente liberación de gas del reservorio, comenzando a desarrollarse la capa o casquete de gas. Si la saturación de gas excede la saturación crítica, el gas se hace móvil.

El mecanismo principal se debe al empuje del gas y a la expansión del petróleo; el efecto de la expansión del agua y de la roca es pequeño en comparación con la energía del gas libre altamente expansible.

Los factores que tienden a favorecer una alta recuperación son alta gravedad API del crudo, alto GOR y homogeneidad de la formación; lo que no ocurre en el campo de este estudio, en donde se tiene un crudo pesado con bajo GOR. En el Cuadro 2.12 se presentan las características de un yacimiento con empuje Volumétrico.

CUADRO 2.12 CARACTERÍSTICAS EMPUJE VOLUMÉTRICO

CARACTERÍSTICAS	TENDENCIA
Presión del Reservorio	Declina rápida y continuamente.
Relación Gas-Petróleo RGP	Se eleva rápidamente por un cierto periodo y luego baja también rápidamente.
Producción de agua	Insignificante.
Comportamiento del pozo	Requiere bombeo desde la etapa inicial, por su baja presión.
Recuperación esperada	5 al 30% del POES.

ELABORADO POR: JUAN PABLO JÁTIVA

El resultado DST ($P_i > P_b$) y la interpretación petrofísica realizados, durante la evaluación de la Arena M1, demostraron la existencia de un yacimiento Subsaturado de crudo pesado (14.2-14.3°API) que produce por expansión de fluidos y la ayuda de un empuje acuífero lateral. A pesar de tener un empuje acuífero, se ha determinado que el mismo no es muy activo. Al tener un empuje combinado se espera que la presión inicial decline de forma moderada, no tan rápidamente como si se tratará únicamente de un yacimiento volumétrico, pero tampoco se mantendría como en el caso de un acuífero activo. Es decir, el mecanismo de producción predominante es el debido a la expansión de fluidos con un pequeño aporte por parte del acuífero, por lo que teóricamente el factor de recobro debería estar entre 25 a 35%.

2.5.3 FACTOR DE RECOBRO

El recobro de hidrocarburos en un yacimiento es función de muchas variables que influyen de manera significativa en la cantidad de hidrocarburo que se pueda recuperar; entre ellas, las propiedades petrofísicas de roca y fluido, la presión y los mecanismos de producción.

2.5.3.1. CORRELACIONES API PARA CALCULAR EL FACTOR DE RECOBRO

Con las propiedades petrofísicas ya definidas, se determina el factor de recobro con la siguiente ecuación, que depende del mecanismo de empuje.

PARA GAS EN SOLUCIÓN

$$FR = 41.85 \left\{ \phi \left[\frac{1 - Swl}{\beta_{ob}} \right] \right\}^{0.1611} \left(\frac{k}{\mu_{ob}} \right)^{0.0979} Swl^{0.3722} \left(\frac{Pb}{Pa} \right)^{0.1741}$$

$$FR = 28,96\%$$

Como ya se mencionó, el acuífero no es muy activo; el empuje predominante es por expansión de fluidos. El valor calculado con la ecuación para gas en solución es parecido a los factores de recobro evaluados para otros campos dentro del bloque. Por ejemplo, el factor de recobro para el Campo Eden-Yuturi arenisca M1, calculado en base a la producción, es 30%; por lo que se decidió trabajar con este valor para cálculos futuros.

CAPÍTULO III

CÁLCULO DE RESERVAS DEL CAMPO

3.1. INTRODUCCIÓN

El volumen de reservas de hidrocarburos de una nación es indicador del rumbo e intensidad del desarrollo de su industria petrolera. De ahí la necesidad de disponer de cifras precisas y confiables de reservas que normen en forma realista las acciones a ejecutarse.

La decisión de explorar y explotar una cuenca o un yacimiento de hidrocarburos depende fundamentalmente del cálculo de sus recursos y reservas.

Estimaciones de reservas tienen, por veces, grados de incertidumbres que están relacionadas al nivel de fiabilidad de los datos geológicos y de ingeniería que se analizan en el momento en el que se hace su estimación e interpretación.

3.2. PETRÓLEO ORIGINAL EN SITIO (POES)

El petróleo original en sitio es la cuantificación de todas las acumulaciones de hidrocarburos naturales que se estima existen.

$$POES = 7758 \frac{V_N * \theta_e * (1 - S_w)}{\beta_t}$$

POES= Petróleo original en sitio, en barriles est andar

V_N = volumen neto de roca en acre-pie

Φ_e = Porosidad efectiva.

β_i =Factor volumétrico inicial.

S_w = Saturación de agua.

Todas las cantidades del volumen de hidrocarburos total pueden ser recursos potencialmente recuperables, ya que la estimación de la parte que se espera recuperar depende de la incertidumbre asociada, y también de circunstancias comerciales, de la tecnología usada y de la disponibilidad de información.

Con los mapas estructurales en profundidad al tope y base de la arenisca M1, y considerando los límites de yacimiento, se determinó el volumen bruto de roca con la ayuda del programa Petrel de Schlumberger. Es oportuno señalar que los mapas de yacimientos son modificados constantemente, ya sea por la adición de nuevos datos o por su elevado grado de interpretación; por lo que se aclara que se utilizan los mapas generados por Petroamazonas (Ing. Xavier Mora) en Marzo 2010.

$$\text{Volumen}_{BRUTO} = V_B = 17794,25 \text{ acres} - \text{pie}$$

Sin embargo, como se explicó anteriormente, las formaciones del Oriente contienen arcilla y no son completamente limpias. Este volumen de arcilla lo considera la relación "Net to Gross", N/G, que relaciona porcentaje de arena limpia respecto al espesor total de la arena productiva. Para este estudio se consideran los siguientes cut offs: 10% de porosidad, 30% para el volumen de arcilla, 60% de saturación de agua; de tal forma que la razón Net to Gross es:

$$N/G = \frac{50}{60} = 83,33\%$$

Por lo que el volumen neto productivo es:

$$Volumen\ neto = V_B * N/G$$

$$V_N = 17794,25 * 0,8333$$

$$V_N = 14829\ acres - pie$$

Se obtiene el volumen neto del yacimiento, que al afectarlo por la porosidad y saturaciones promedio del yacimiento determinadas en el capítulo anterior, se determina el volumen original de hidrocarburos en sitio, POES.

$$POES = 7758 \frac{V_N * \theta_e * (1 - S_w)}{\beta_i}$$

$$POES = 7758 \frac{14829 * 0,22 * (1 - 0,44)}{1,074}$$

$$POES = 13196374,85\ BLS$$

$$POES = 13,19 * 10^6\ BLS$$

$$POES = 13,19\ MM\ BLS$$

3. 3. RECURSOS PROSPECTIVOS

Es la cantidad de hidrocarburos estimada, a una fecha dada, de acumulaciones que todavía no se descubren pero que han sido deducidas, y que se estiman potencialmente recuperables.

La cuantificación de los recursos prospectivos está basada en información geológica y geofísica del área en estudio, y en analogías con áreas donde el volumen original de hidrocarburos ha sido descubierto y, en ocasiones, hasta producido.

Bajo estas condiciones se consideran a las arenas U Inferior y T como recursos prospectivos, debido a que no se tiene información sobre estos yacimientos pero

se estima serán potencialmente recuperables, por estructura y presencia de hidrocarburos en campos cercanos a Tumali en dichas arenas.

3.4. RESERVAS

Se definen como aquellas cantidades de hidrocarburos que se prevé serán recuperadas comercialmente de acumulaciones conocidas a una fecha dada.

Todas las reservas estimadas involucran algún grado de incertidumbre. La incertidumbre depende principalmente de la cantidad y calidad de la información geológica, geofísica, petrofísica y de ingeniería, así como de su disponibilidad al tiempo de la estimación e interpretación de esta información. El nivel de incertidumbre puede ser usado para colocar reservas en una de dos clasificaciones principales, probadas o no probadas.

3.4.1 RESERVAS PROBADAS

Son volúmenes de hidrocarburos evaluados a condiciones atmosféricas, y bajo condiciones económicas y de operación existentes, a una fecha específica, que se estima serán comercialmente recuperables con “razonable certeza”. Las reservas probadas se pueden clasificar como desarrolladas o no desarrolladas.

El establecimiento de las condiciones económicas actuales incluye la consideración de los precios, de los costos de extracción, y de los costos históricos en un periodo consistente con el proyecto.

3.4.2 RESERVAS NO PROBADAS

Las reservas no probadas se basan en datos geológicos, de ingeniería y económicos similares a los usados para estimar las reservas probadas; pero las incertidumbres técnicas, contractuales, económicas o de regulación, evitan ser clasificadas como probadas.

Las reservas no probadas pueden estimarse asumiendo condiciones económicas futuras diferentes de aquéllas prevalecientes en el momento de la estimación. El efecto de posibles mejoras futuras en las condiciones económicas y los desarrollos tecnológicos puede ser expresado asignando cantidades apropiadas de reservas a las clasificaciones “probables” y “posibles”.

3.4.2.1 Reservas no probadas probables

Son aquellas reservas en donde el análisis de la información geológica y de ingeniería de estos yacimientos sugiere que son más factibles de ser comercialmente recuperables, que de no serlo.

Las reservas probables incluyen aquellas reservas más allá del volumen probado, y donde el conocimiento del horizonte productor es insuficiente para clasificar estas reservas como probadas.

3.4.2.2 Reservas no probadas posibles

Son aquellos volúmenes de hidrocarburos cuya información geológica y de ingeniería sugiere que es menos segura su recuperación comercial que las reservas probables.

3.4.3 RESERVAS REMANENTES

Son los volúmenes de petróleo recuperables, cuantificados a cualquier fecha posterior al inicio de la producción comercial que todavía permanece en el yacimiento.

3.5. MÉTODOS PARA LA DETERMINACIÓN DE RESERVAS

Para poder saber el valor del gas y el petróleo en un tiempo determinado, es importante predecir la producción de los mismos; es decir, calcular las reservas de hidrocarburos de un yacimiento.

Para el cálculo de reservas existen los métodos:

- Volumétrico
- Balance de Materiales
- Curvas de declinación de producción

Para el presente estudio se utilizó únicamente la información geológico-geofísica obtenida de la perforación del pozo Tumali Este 1, como son registros eléctricos de pozo, muestras de fluido, presiones de formación, topes estratigráficos. Es por ello que los cálculos de reservas únicamente se realizaron mediante el método volumétrico al carecer de información de producción.

3.5.1 MÉTODOS VOLUMÉTRICOS

Los métodos volumétricos permiten la determinación del volumen de la roca porosa que contiene hidrocarburos por medio del cálculo de volumen ocupado por la configuración geométrica de la formación.

3.3 El método volumétrico más simple consiste en obtener primero el volumen de roca (V_R) del yacimiento para afectarlo después por un valor promedio de porosidad (Φ) y de saturación de hidrocarburos ($1 - S_w$); es decir, obtener el POES, que se determinó al inicio de este capítulo, en la sección 3.2 PETRÓLEO ORIGINAL EN SITIO (POES).

Al multiplicar el POES por el factor de recobro, 30%, ya determinado en el Capítulo II, en la sección 2.5.3.1 CORRECCIONES API PARA CALCULAR EL FACTOR DE RECOBRO, se obtiene el volumen de reservas totales con las que cuenta el Campo Tumali para la Arenisca M1 principal, en la parte alta de la falla.

$$\text{Reservas Totales} = \text{POES} * Fr$$

$$\text{Reservas Totales} = 13,19 * 0,3$$

$$\text{Reservas Totales} = 3,958 * 10^6 \text{MM BLS}$$

La determinación del volumen de reservas probadas se realizó basándose en el criterio de amplitudes; las regiones que muestran el mejor desarrollo de arenas aledañas al pozo Tumali Este 1, se consideran como reservas probadas. Mientras que el área que presenta un menor desarrollo de arena, pero una estructura adecuada para el entrapamiento, se considera como reservas probables; cuadro 3.1.

CUADRO 3.1. RESERVAS PROBADAS Y PROBALES

RESERVAS TOTALES MM BLS	RESERVAS PROBADAS MM BLS	RESERVAS PROBABLES MM BLS
3,958	2,290	1,668

ELABORADO POR: JUAN PABLO JÁTIVA

En los siguientes capítulos se establecerá las estrategias más adecuadas para producir las reservas probadas.

3.5.2 BALANCE DE MATERIA PARA YACIMIENTOS DE PETRÓLEO

La ecuación de balance de materia puede escribirse como:

El volumen original de hidrocarburos = volumen remanente de hidrocarburos + el volumen de agua intruida desde un acuífero + la reducción del volumen poroso debido a la expansión de roca y fluido.

Involucrando todos los términos en mención, desarrollando la expresión y despejando N, se tiene la **Ecuación General de Balance de Materiales**:

$$N = \frac{N_p [\beta_o + \beta_g (R_p - R_s) - (W_e - W_p) \beta_w]}{\beta_o - \beta_{oi} + m \beta_{oi} \left(\frac{\beta_g}{\beta_{gi}} - 1 \right) + \beta_g (R_{si} - R_s) + \beta_{oi} (1 + m) \left[\frac{c_w * S_w + c_f}{1 - s_w} \right] \Delta p}$$

La ecuación de balance de materia se expresa en unidades de yacimiento.

N_p = Petróleo producido, BF

N = Petróleo original in-situ, BF

G = Gas inicial en el yacimiento

m = Tamaño inicial de la capa de gas o volumen inicial de la capa de gas/volumen de la zona de petróleo (N)

N_p = Petróleo producido acumulado, BF

G_p = Gas producido acumulado, pcn

W_p = Agua producido acumulado, BF

R_p = Relación gas-petróleo acumulada, G_p/N_p , pcn /BF

R_s = Relación gas-petróleo, pcn/BF

β_o, β_w = Factor volumétrico de formación del petróleo y del agua, bbl/BF

β_g = Factor volumétrico de formación del gas, bbl/pcn

W_e = Intrusión acumulada de agua, BF

S_w = Saturación de agua, fracción

c_w, c_o, c_g = Compresibilidad del agua, del petróleo y de gas, 1/psi

c_f = Compresibilidad del volumen poroso, 1/psi

P = Presión estática del yacimiento, psia

$P = P_i - P$

i = inicial

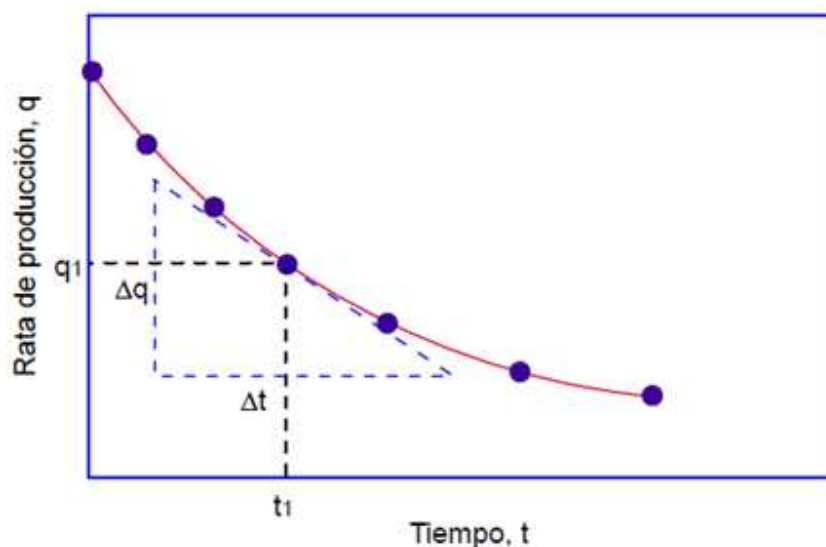
Como se observa, para la correcta aplicación de la expresión anterior, se requiere una gran cantidad de datos confiables de producción; lo que no sucede en el Campo Tumali, en donde no se dispone de historial de producción. Por lo que en este estudio no es posible aplicar este método, para determinar las reservas.

3.5.3 CURVAS DE DECLINACIÓN

Un método para poder saber la cantidad de hidrocarburo producido a través de una escala de tiempo determinado es el método de la curva de declinación; la que no es más que graficar datos de producción contra tiempo en papel semilog e intentar ajustar estos datos con una recta, la que se extrapola al futuro (ver figura 3.2).

Las reservas se calculan con base a una producción promedio anual para las tasas de producción extrapoladas. La declinación hiperbólica presenta mejores resultados. Sin embargo, puesto que es más difícil, se prefiere la armónica. Además, el sustento es que la diferencia entre una y otra curva, con el tiempo, no es muy significativa.

FIGURA 3.1. CURVAS DE DECLINACIÓN



FUENTE: FUNDAMENTOS DE INGENIERÍA DE YACIMIENTOS. ESCOBAR, FREDDY.

La tasa de declinación, a , es el cambio fraccional de la tasa con el tiempo, y viene expresada como:

$$a = -\left(\frac{\Delta q/q}{\Delta t}\right) \quad 3.1$$

La tasa de declinación convencional se define como:

$$D = (q_{t=0} - q_{t=1 \text{ año}})$$

Y se relacionan mutuamente como:

$$a = -\ln(1 - D)$$

A pesar que la falta de producción impide utilizar este método para el cálculo de reservas del Campo Tumali, se lo utilizará en el capítulo siguiente para determinar los perfiles de producción esperados para el campo. Por tanto, en el Capítulo IV se ampliará sobre este tema.

CAPÍTULO IV

UBICACIÓN DE NUEVOS POZOS Y PREDICCIONES DE PRODUCCIÓN

4.1. INTRODUCCIÓN

La ingeniería de producción es una parte de la ingeniería de petróleos que busca maximizar la producción optimizando costos. Puede involucrar la producción de uno o más pozos. La adecuada producción de petróleo es interdependiente con otras áreas de la ingeniería de petróleos, como la evaluación de formaciones, perforación e ingeniería de reservorios.

La evaluación de formaciones proporciona una descripción completa del reservorio mediante la sísmica 3D, correlaciones de registros entre pozos y registros de pozo, lo que permite identificar unidades geológicas; cada una con características propias, que en conjunto forman un reservorio.

La perforación permite obtener núcleos, muestras de fluidos y registros de pozo para un mejor entendimiento y caracterización de las zonas de interés. La ingeniería de reservorios involucra el adecuado entendimiento de los parámetros que controlan el comportamiento y caracterizan al sistema en sí.

Integrando la información del reservorio y entendiendo su comportamiento se puede determinar la forma de desarrollar el campo. En este capítulo se determinará el número de pozos, ubicación, la producción estimada de cada pozo; de tal manera que garantice un barrido eficiente del petróleo a superficie.

4.2. UBICACIÓN DE NUEVOS POZOS

Para proponer la ubicación de nuevos pozos de desarrollo, se han considerado los siguientes factores: estructura del campo, desarrollo lateral de arenas, espaciamiento entre pozos y parámetros petrofísicos.

Se recomienda la ubicación de pozos direccionales y horizontales ya que se minimizará la construcción de carreteras, problemas con la comunidad e impacto al ambiente.

4.2.1. ANÁLISIS ESTRUCTURAL

Se utilizó un mapa estructural para la Arenisca M1, a fin de localizar los altos estructurales que es donde se deberían ubicar los pozos. Además se identifica la posición de la falla existente para evitar su intercepción en el momento de la ubicación de los nuevos prospectos a perforar.

El componente estructural de la trampa consiste en un anticlinal tenue de orientación NNO-SSE, paralelo a la falla Tangay. El pozo Tumali Este-1 fue localizado en el flanco este del anticlinal, fuera del cierre estructural. Por lo que en la parte más alta de la estructura no se ha perforado pozo alguno; siendo esta zona la principal opción para ubicar los nuevos pozos.

4.2.2. DESARROLLO DE ARENAS

Al ser Tumali Este una combinación de trampa estratigráfico-estructural, el mapeo de amplitudes ayuda a definir los cierres estratigráficos de la arena, distinguiendo las zonas donde se tiene un buen desarrollo de arena, de las que no lo tienen. Es por ello que los pozos no deberán encontrarse ubicados en lugares donde la arena no se encuentre bien desarrollada. La parte alta del anticlinal presenta un buen desarrollo de arenas, mientras que en la parte baja y hacia el sur el desarrollo de arenas impide la perforación de nuevos pozos en esta zona.

4.2.3. POZOS VECINOS

Al ubicar los nuevos pozos, es indispensable determinar un espaciamiento mínimo entre pozos a fin de evitar interferencia en la producción. De la misma forma, se debe tratar de drenar la mayor área posible optimizando el número de pozos.

La fórmula empleada para determinar los radios de drenaje es:

$$V_o = \frac{\pi * r^2 * h_o * \theta_e}{5,615 * \beta_{oi}}$$

Donde:

V_o = Producción acumulada de petróleo (BF)

r = Radio de drenaje (pies)

h_o =Espesor neto saturado de petróleo (pies)

θ_e = porosidad efectiva %

β_{oi} = Factor volumétrico inicial (BL/BF)

Sin embargo, actualmente no se ha producido este campo; por lo tanto, no existen áreas drenadas. De allí que la distancia entre pozos será de 500 metros aproximadamente (equivalente aproximadamente a 2 radios de drenaje) basándose en la experiencia del Campo Edén-Yuturi, cercano al campo Tumali; en donde los radios de drenaje promedio para pozos verticales que producen de la arenisca M1 están entre 200 y 350 metros, dependiendo la variación areal de las propiedades petrofísicas y la producción acumulada. Para efecto de posteriores cálculos, considerando que es un campo nuevo del que no se dispone de información suficiente para su adecuado entendimiento, y en base a la experiencia de campos cercanos, se asume un radio de drenaje de 300 m (984 pies).

Si en las secciones anteriores se observa que la ubicación del pozo es correcta, al no existir complicación alguna para la perforación del mismo, se procederá a

determinar las coordenadas de ubicación del pozo y cuál será la plataforma de partida.

Sobre la base de la información anterior, para el Campo Tumali, se proponen los siguientes pozos: Tumali Este 02 (TML E2) y Tumali Este 03HM1 (TML E3HM1), cuyos resultados se presentan en los cuadros 4.1 y 4.2. En la Figura 4.1 se presenta la ubicación de los pozos propuestos.

Además se considera la construcción de la nueva plataforma Pad 2B, debido principalmente a la limitación de los taladros de lograr perforar el pozo Tumali Este 3HM1 desde la plataforma existente, Pad 2A. La distancia entre plataforma 2A y objetivo del pozo es mayor a 1.8 Km de desplazamiento lateral.

Considerando lo anterior, es necesario ubicar una nueva plataforma, para alcanzar el objetivo del pozo horizontal, pero además permita instalar el sistema de bombeo y oleoductos, de tal manera que cause el menor impacto ambiental, recordando que el campo se encuentra dentro del Bosque protegido Pañacocha; evitando al máximo atravesar el Bosque. Además, para la ubicación del nuevo pad, se ha considerado la presencia de un prospecto exploratorio, un anticlinal de bajo relieve, entre Pañacocha y Tumali; la nueva plataforma serviría de plataforma de partida para el pozo exploratorio que pruebe esta estructura.

CUADRO 4.1. UBICACIÓN DE NUEVOS POZOS

POZO	COORDENADAS X	COORDENADAS Y	ESTRUCTURA	ARENA	POZOS VECINOS	ESPEJOR TOTAL
TUMALI ESTE 2*	375667.57	9964242.24	Se encuentra en la parte alta de la estructura.	Buen desarrollo de M1 principal	500 m aprox. al sur oeste de Tumali Este 1	41 pies aprox.
TUMALI ESTE 3HM1	Entry 376377.94 Exit 375887.98	Entry 9963440.99 Exit 9963727.82	Se encuentra en la parte alta de la estructura, con 740 pies de sección horizontal	Buen desarrollo de M1 Principal	976 m al sur de Tumali Este 1 y 600 m al sur este de Tumali Este 2	48 pies aprox.

*Se perforará hasta la formación Hollin, con la finalidad de obtener información de roca y fluidos de los reservorios U y T.

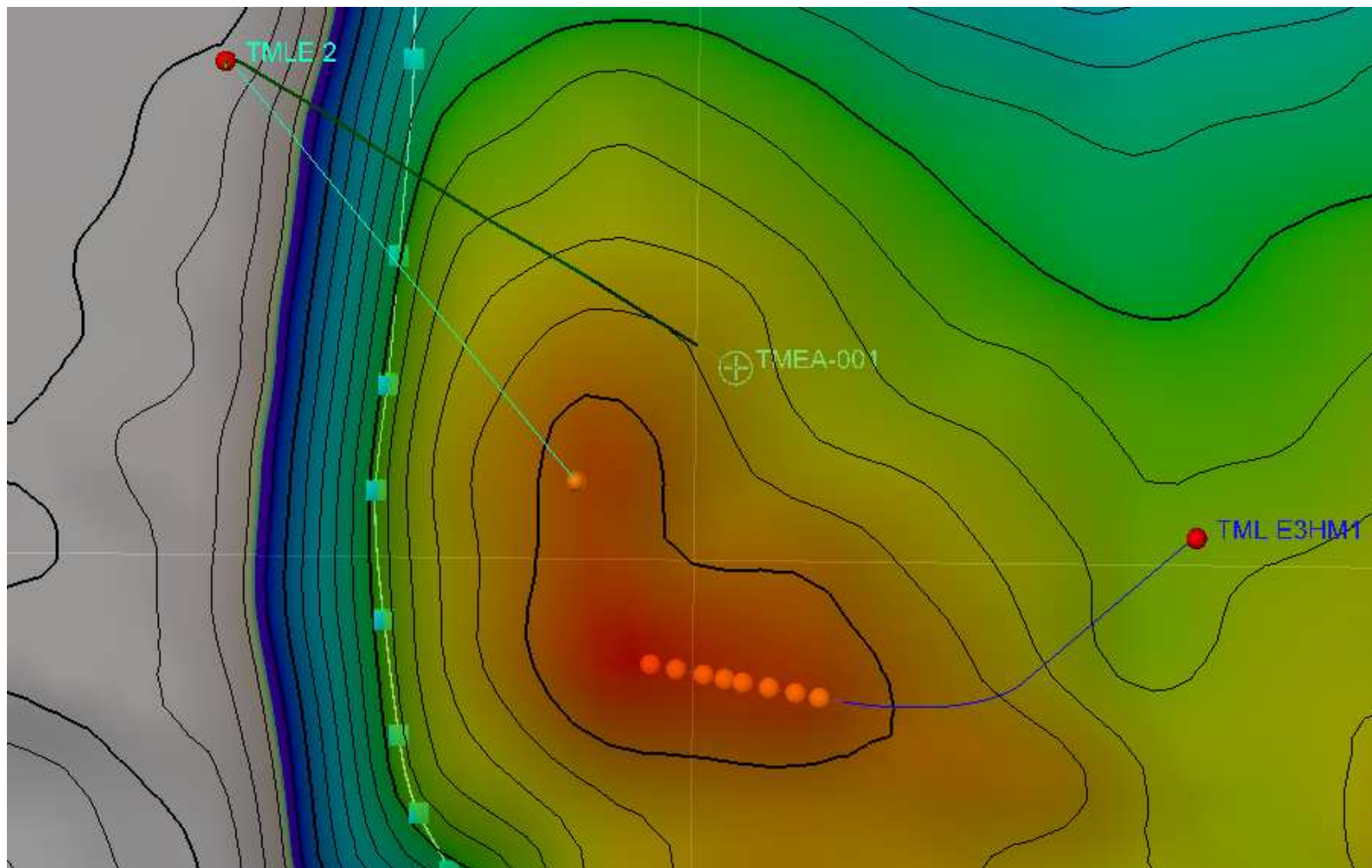
ELABORADO POR: JUAN PABLO JÁTIVA

CUADRO 4.2. PLATAFORMA DE PARTIDA

POZO	COORDENADAS SUPERFICIE	PLATAFORMA	OBSERVACIONES
TUMALI ESTE 2	Y 9965549,19 X 374663,65	PAD 2A	Es la misma plataforma de partida de los pozos Tumali 1 y Tumali Este 1
TUMALI ESTE 3HM1	Y 9964212,26 X 377454,47	PAD 2B	Nuevo pad de producción. Limitaciones operacionales impiden perforarlo desde el Pad 2A

ELABORADO POR: JUAN PABLO JÁTIVA

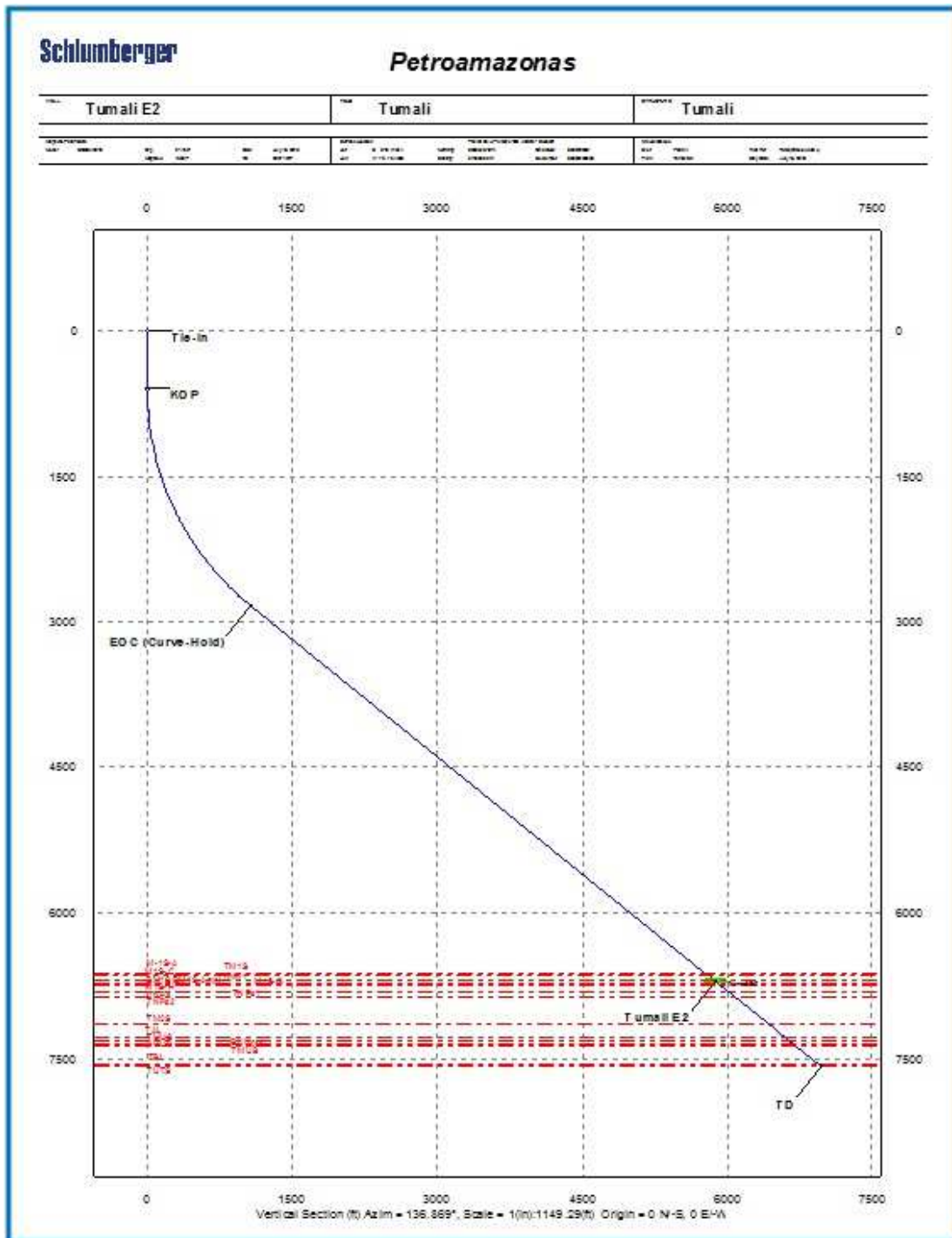
FIGURA 4.1 UBICACIÓN DE POZOS PROPUESTOS



ELABORADO POR: JUAN PABLO JÁTIVA

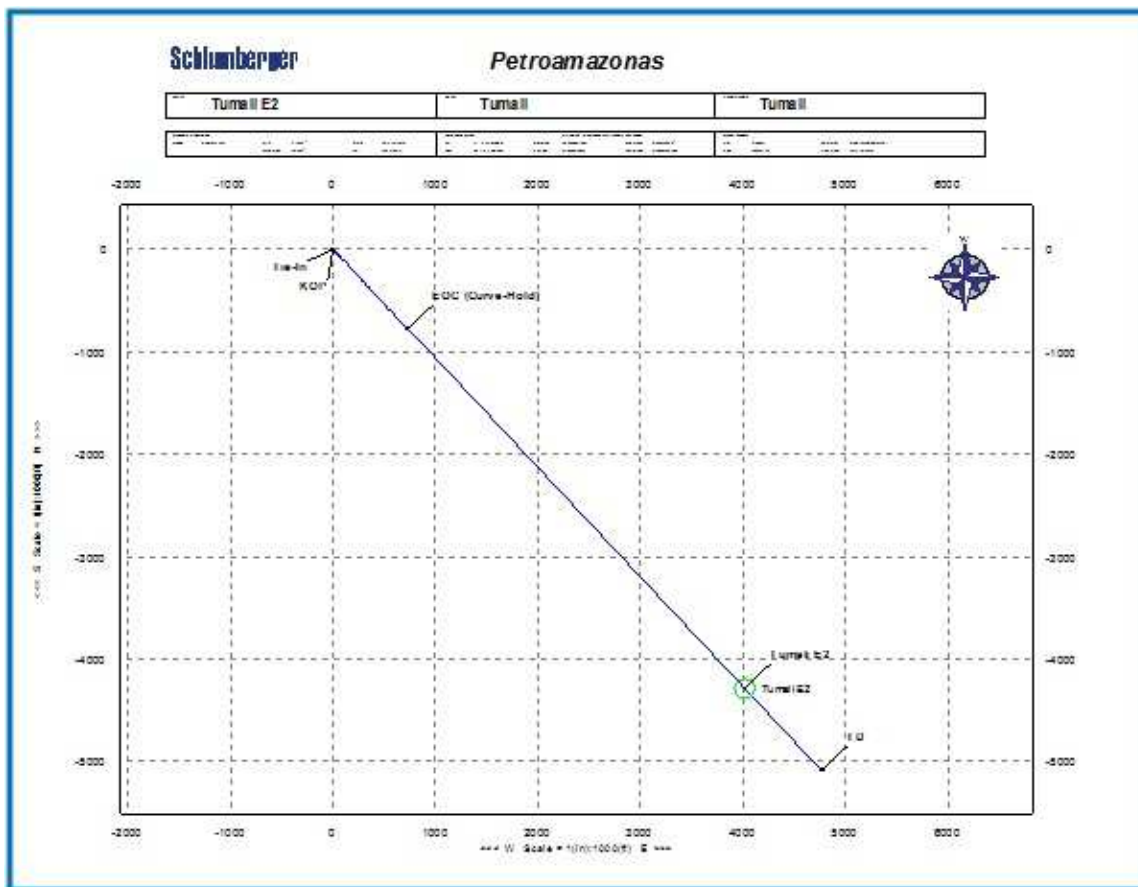
En las figuras 4.2 y 4.3 se presenta la geometría del pozo propuesto Tumali Este 2.

FIGURA 4.2 GEOMETRÍA DEL POZO TUMALI ESTE 2



FUENTE: PETROAMAZONAS

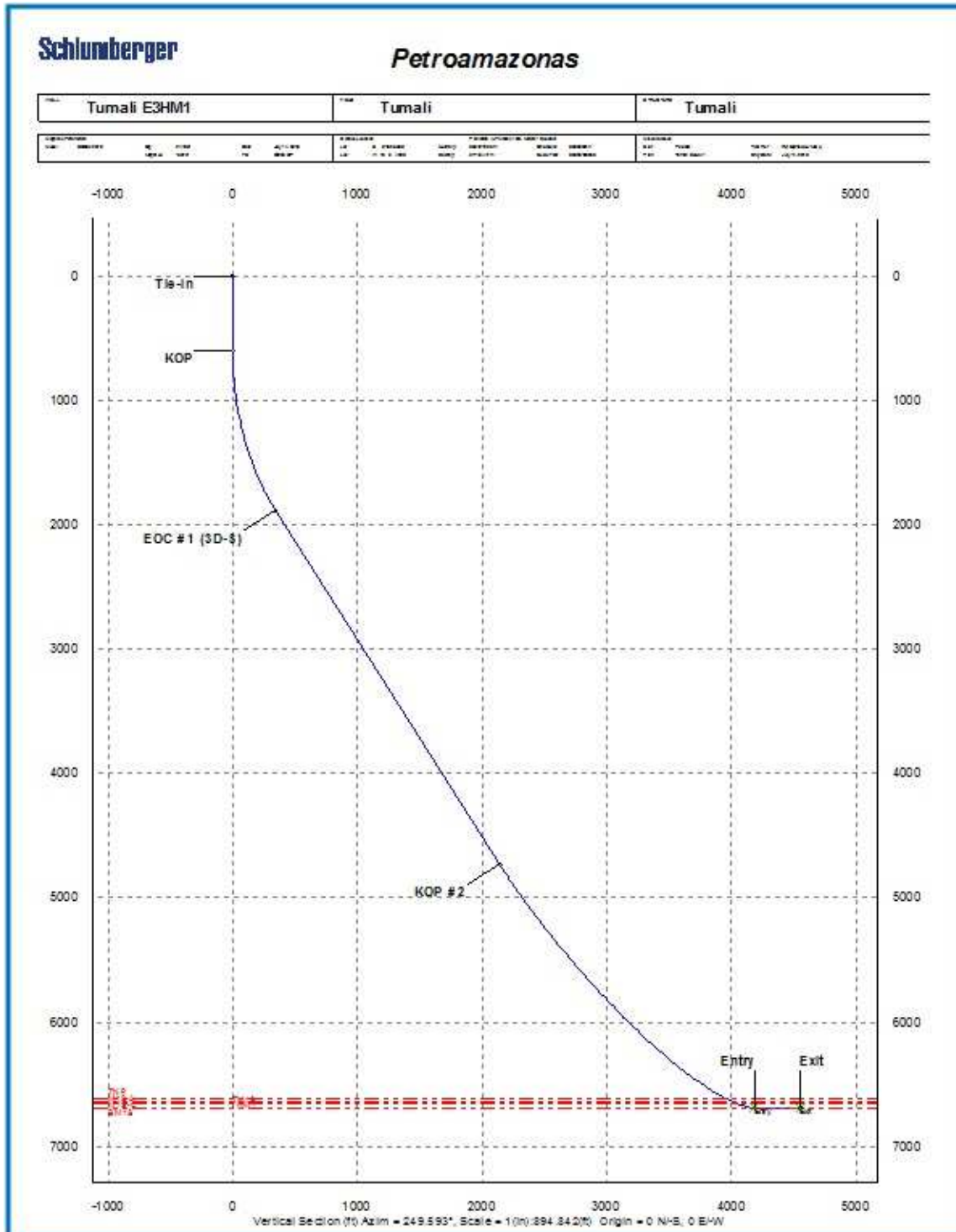
FIGURA 4.3 PLAN DIRECCIONAL POZO TUMALI ESTE 2



FUENTE: PETROAMAZONAS

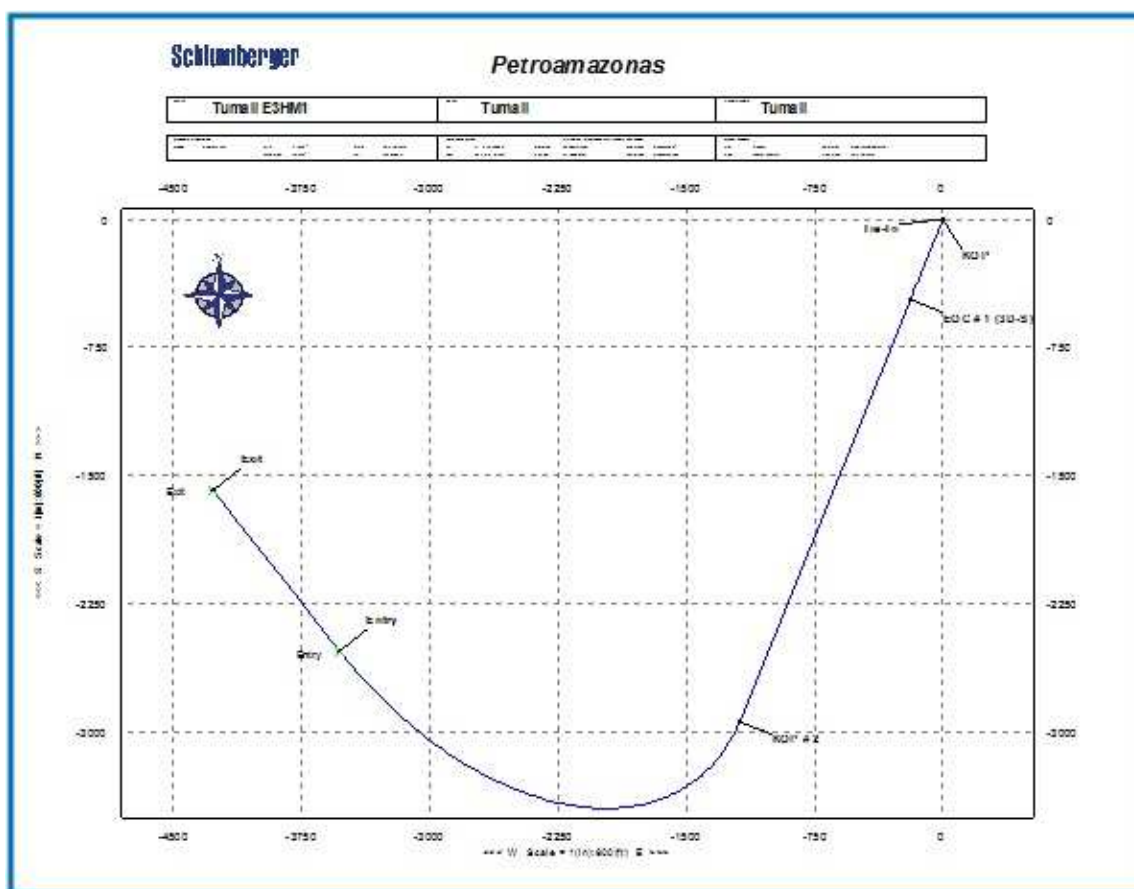
Previo a la perforación del pozo horizontal Tumali Este 3HM1, es necesario perforar un pozo piloto con el objetivo principal de evaluar la Arenisca M1 a partir de registros eléctricos, con los que se determinará el tope y base de la arena, además definir la presencia de contacto entre fluidos; lo que permitirá determinar la trayectoria del pozo horizontal garantizando navegar 100% en la Arenisca M1. Para la construcción del pozo horizontal se utilizará como plataforma de partida, la nueva plataforma Pad 2B. La trayectoria y geometría del pozo Tumali Este 3HM1 se presenta en las figuras 4.4 y 4.5.

FIGURA 4.4 GEOMETRÍA DEL POZO TUMALI ESTE 3HM1



FUENTE: PETROAMAZONAS

FIGURA 4.5 PLAN DIRECCIONAL POZO TUMALI ESTE 3HM1



FUENTE: PETROAMAZONAS

4.3. RESERVAS ESTIMADAS POR POZO

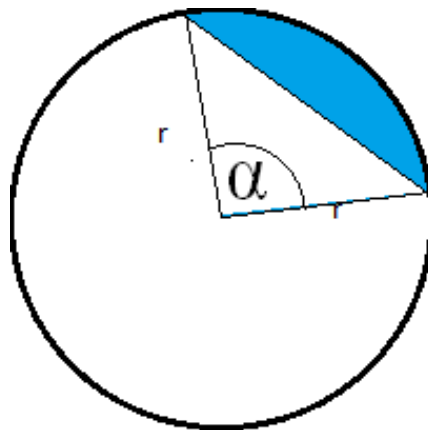
La estimación de reservas de los pozos de desarrollo se realiza mediante el método volumétrico con los datos petrofísicos determinados del pozo Tumali Este 1 hasta no disponer de datos reales luego de la perforación de los nuevos pozos y realizar el análisis petrofísico correspondiente.

Se estima que los pozos cercanos tendrían un comportamiento similar en cuanto a las propiedades petrofísica y producción.

4.3.1. TUMALI ESTE 1

Es un pozo vertical, localizado en la parte baja de la estructura, cerca del acuífero; el área a ser drenada es de forma circular. Sin embargo, con la ayuda de los mapas estructurales y las curvas de nivel, se observa que parte del área comprendida dentro de un radio de 300 m, se encuentra una profundidad mayor a la definida como contacto Agua-Petróleo. Ya que la región se encuentra saturada de agua, sería una sobrestimación de reservas considerarla en el volumen de reservas por pozo. Dicha zona se muestra en la Figura 4.6, resaltada con color azul; para una adecuada estimación de las reservas por pozo, no se debe considerar esta área.

FIGURA 4.6. AREA DE DRENAJE TML E1



ELABORADO POR: JUAN PABLO JÁTIVA

Teniéndose:

$$A = A_T - A_p$$

$$A = \pi r_d^2 - \left(\frac{\pi r_d^2 \alpha}{360^\circ} - \frac{b * h}{2} \right)$$

$$A = \pi(300)^2 - \left(\frac{\pi(300)^2 105^\circ}{360^\circ} - \frac{476 * 182,62}{2} \right)$$

$$A = 243740,09 \text{ m}^2$$

$$A = 60,1986 \text{ acres}$$

Donde

r_d = radio de drenaje en metros

α = ángulo en grados

b = base del triangulo inscrito

h = altura del triangulo inscrito

A = Área de influencia

A_t = Área total del circulo

A_p = Área pintada con color azul

Considerando los valores de saturación, porosidad, factor volumétrico, espesor neto, relación net to gross y factor de recobro establecidos en capítulos anteriores, se obtiene las reservas estimadas por pozo empleando el método volumétrico.

$$POES = 7758 \frac{A * h * NTG * \theta_s * (1 - S_w)}{\beta_t}$$

h = espesor promedio en pies

NTG = relación net to gross %

$$POES = 7758 \frac{60,1986 * 40 * 0,83 * 0,22 * (1 - 0,44)}{1,074}$$

$$POES = 1785681,36 \text{ BLS}$$

$$Reservas = POES * Fr$$

$$Reservas = 1785681,36 * 0,3$$

$$Reservas = 535704,41 \text{ BLS}$$

4.3.2. TUMALI ESTE 2

Es un pozo direccional, ubicado en la parte alta del anticlinal. El pozo se perforará hasta una profundidad correspondiente a la formación Hollín. A más de producir de la arenisca M1, su objetivo será probar la presencia de hidrocarburos en las arenas U y T del campo Tumali. El área a ser drenada en la Arenisca M1 es de forma circular.

$$A = \frac{\pi r_d^2}{43560}$$

$$A = \frac{\pi(300 * 3,28)^2}{43560} = 69,83$$

$$POES = 7758 \frac{A * h * NTG * \theta_e * (1 - S_w)}{\beta_i}$$

$$POES = 7758 \frac{69,83 * 41 * 0,83 * 0,22 * (1 - 0,44)}{1,074}$$

$$POES = 2123218,33 \text{ BLS}$$

$$Reservas = POES * Fr$$

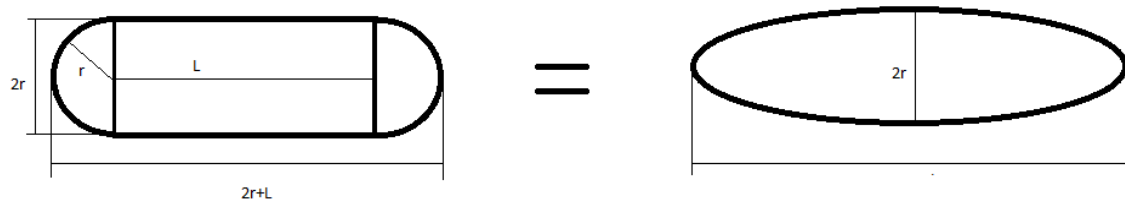
$$Reservas = 2123218,3 * 0,3$$

$$Reservas = 636965,5 \text{ BLS}$$

4.3.3. TUMALI ESTE 3HM1

Es un pozo horizontal, localizado en la parte más alta del anticlinal, orientado este-oeste prácticamente perpendicular al plano de falla, con una sección horizontal de 740 pies. El área a ser drenada es de forma elíptica; ver Figura 4.7.

FIGURA 4.7. AREA DE DRENAJE TML E3HM1



ELABORADO POR: JUAN PABLO JÁTIVA

$$A = \frac{\pi r_d^2 + 2r_d * L}{43560}$$

Donde

 r_d = radio de drenaje en pies

A= área de influencia en acres

L= longitud sección horizontal en pies

$$A = \frac{\pi(300 * 3,28)^2 + 2(300 * 3,28)(740)}{43560} = 103,26 \text{ acres}$$

$$POES = 7758 \frac{A * h * NTG * \theta_s * (1 - Sw)}{\beta_i}$$

$$POES = 7758 \frac{103,26 * 48 * 0,83 * 0,22 * (1 - 0,44)}{1,074}$$

$$POES = 3661066,79 \text{ BLS}$$

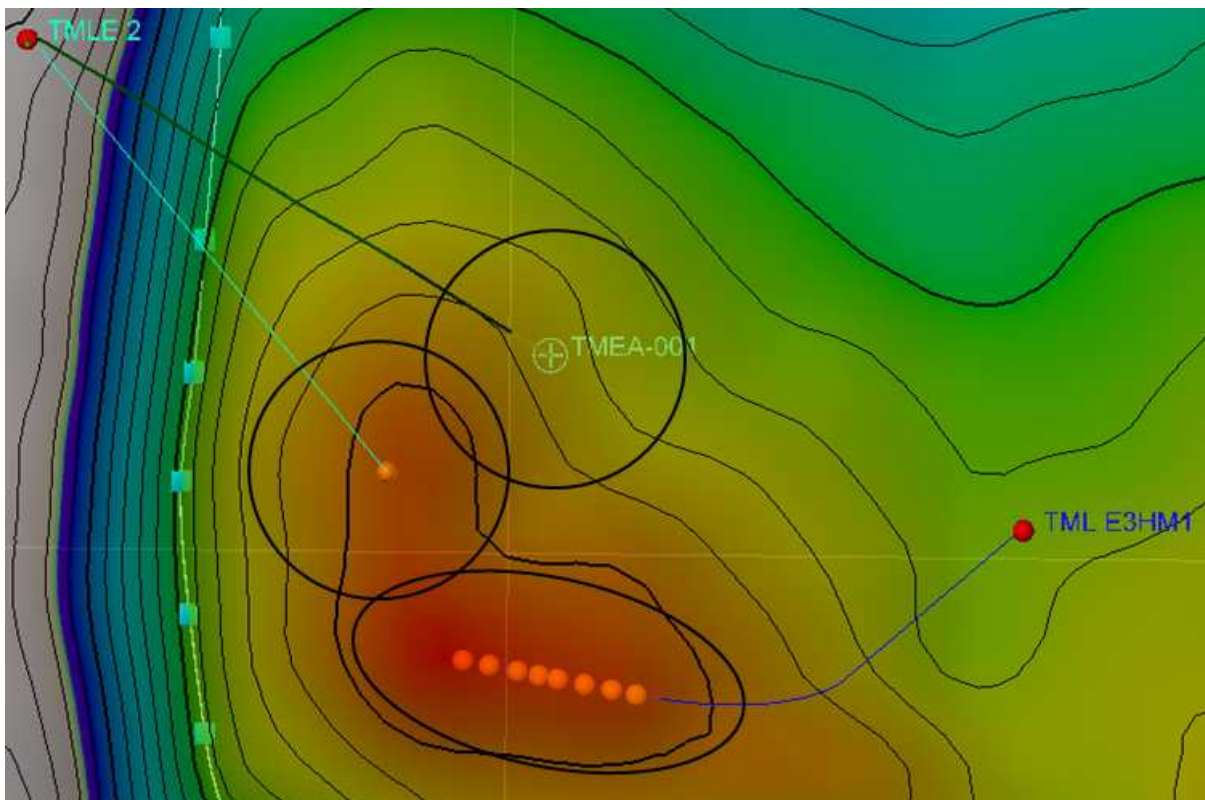
$$Reservas = POES * Fr$$

$$Reservas = 3661066,79 * 0,3$$

$$Reservas = 1098320 \text{ BLS}$$

Para un mejor entendimiento sobre el área que drenará cada pozo, en la figura 4.8, se presentan los radios de drenaje estimados para los pozos del Campo Tumali. Y en el cuadro 4.3 se condensan los valores de las áreas drenadas y reservas estimadas por pozo.

FIGURA 4.8. RADIOS DE DRENAJE DE LOS POZOS DEL CAMPO TUMALI



ELABORADO POR: JUAN PABLO JÁTIVA

CUADRO 4.3. AREAS DE DRENAJE Y RESERVAS ESTIMADAS POR POZO

POZO	ÁREA acres	POES Bls	RESERVAS Bls
TML E1	60,20	1785681,36	535704,4
TML E2	69,83	2123218,33	636965,5
TML E3H	103,26	3661066,79	1098320,0
TOTAL	233,29	7569966,48	2270989,9

ELABORADO POR: JUAN PABLO JÁTIVA

4.4. PREDICIONES DE PRODUCCIÓN

La predicción de producción se realiza con el programa Merak*Peep Economic Evaluation and Decline Analysis-Version 2007.1 de Schlumberger; empleado por el Departamento de Reservorios de PETROAMAZONAS. Con el programa se establece la declinación de producción en función del tiempo.

La tasa inicial de producción se determinará en función de las reservas estimadas por pozo, productividad de cada pozo para la arena M1 y estará limitada por la presión de fondo fluyente de 1000 psi (710 psi sobre la presión de burbuja). Para pozos direccionales se utiliza la ecuación de Darcy y para pozos horizontales el índice de productividad para pozos horizontales calculado por el método de Joshi.

Los pozos Tumali Este 1 y 2 son pozos direccionales; por lo tanto, para determinar el aporte inicial de cada pozo se utiliza la ecuación de Darcy:

$$Q = \frac{0,00708kh(Pr - Pwf)}{\mu_o * \beta_o \left(\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - 0,75 \right)}$$

Donde:

Q= caudal

K= permeabilidad

h= espesor

Pr= presión de reservorio

Pwf= presión de fondo fluyente

r_e =radio de drenaje

r_w= radio del pozo

β_o= factor volumétrico

μ_o= viscosidad del petróleo

En el cuadro 4.4 se condensan los resultados obtenidos para los pozos direccionales.

CUADRO 4.4. ESTIMACIÓN DE CAUDAL PARA POZOS VERTICALES

POZO	k mD	h pies	r _w pies	r _e pies	μ _o cp	β _o bbl/STB	Pr psi	Pwf psi	Q bbl
TML E1	3500	40	0,208	913	123,69	1,074	2540	1600	836
TML E 2	3500	41	0,208	984	123,69	1,074	2540	1400	1030

ELABORADO POR: JUAN PABLO JÁTIVA

Para determinar el aporte inicial del pozo Tumali Este 3HM1 se utiliza el índice de productividad para pozos horizontales.

Joshi (1998) desarrolló un modelo con flujo elíptico en el plano horizontal y flujo radial para el plano vertical, debido que los resultados obtenidos por este modelo se ajustan bastante bien a los pozos horizontales de Edén-Yuturi; se utilizó este modelo para el índice de productividad del pozo horizontal en el campo Tumali.

$$J = \frac{\Delta Q}{\Delta P} = \frac{0,00708kh}{\mu_o * \beta_o \left(\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) + s_m \right)}$$

Donde:

$$r_w^* = \frac{r_{eh}(L/2)}{\left[a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2} \right] \left(\frac{\beta h}{2r_w} \right)^{\beta h/L}}$$

Donde "a" es el semi-eje mayor del área de drenaje elíptica, dada por:

$$a = (L/2) \left\{ 0,5 + \sqrt{0,25 + \left(\frac{2r_{eh}}{L} \right)^4} \right\}^{0,5}$$

Y β es el factor de permeabilidad

$$\beta = \sqrt{\frac{k_h}{k_v}}$$

En el cuadro 4.5 se condensan los resultados obtenidos para el pozo horizontal.

CUADRO 4.5. ESTIMACIÓN DE CAUDAL PARA POZO HORIZONTAL

POZO	k_h mD	k_v/k_h	h pies	Φ %	L pies	Área acres	r_{eh} pies	μ_o cp	β_o bbl/STB	s_m	J Bpd/psi	Pr psi	Pwf psi	Q bbl
TML E3H	3500	1,00	48	0,22	740	103	1196	123	1,074	0	4.13	2540	2030	2106

ELABORADO POR: JUAN PABLO JÁTIVA

En donde:

k_h = permeabilidad horizontal

k_v = permeabilidad vertical

h= espesor del reservorio

Φ = porosidad

L= longitud horizontal

s_m = factor skin

β_o = Factor volumétrico

μ_o = viscosidad del petróleo

J= índice de productividad

r_w =radio del pozo

r_{eh} = radio de drenaje del pozo horizontal

Q= caudal

P_r = presión de reservorio

P_{wf} = presión de fondo fluyente

Calculadas las reservas por pozo y su aporte inicial, se establece el factor de abandono. Para este proyecto se ha determinado que el caudal de abandono de un pozo es 100 BPPD.

Definidos los anteriores parámetros, se predice la producción de cada pozo empleando las curvas de declinación hiperbólica para petróleo y aumento exponencial para agua; ya que son las que mejor se ajustan a la declinación observada para la Arenisca M1 del Campo Edén-Yuturi, cercano al Campo Tumali.

4.4.1. CURVAS DE DECLINACIÓN

Los argumentos matemático que sustentan el uso del método de curvas de declinación en general, son:

4.4.1.1 DECLINACIÓN EXPONENCIAL

Este tipo de curva de declinación parece ser la más usada por los ingenieros de yacimientos por su facilidad y, en el caso de estudio, se la utilizará para predecir el incremento de producción de agua en los pozos.

Es definida por una función exponencial. Arreglando la ecuación (3.1):

$$a\Delta t = -\frac{\Delta q}{q}$$

Aplicando a pequeños intervalos de tiempo y efectuando sumatoria:

$$a \sum_0^t \Delta t = - \sum_q^q \frac{\Delta q}{q}$$

Integrando:

$$at = \ln \frac{q_i}{q} = 2.303 \log \frac{q_i}{q}$$

$$q = q_i e^{-at}$$

No necesariamente al principio se observa un comportamiento recto; este tipo de tipo de declinación es buena para periodos cortos de tiempo. La producción acumulada se estima utilizando una tasa de declinación constante. Para un período de tiempo; se tiene:

$$\Delta N_p = \sum_{r1}^{r2} q \Delta t$$

Esto equivale a tener:

$$\Delta N_p = - \sum_{q1}^{q2} \frac{\Delta q}{a}$$

$$\Delta N_p = \frac{q1 - q2}{a}$$

4.4.1.2 DECLINACIÓN HIPERBÓLICA

Considera que la tasa de declinación varía con el tiempo. Es buena para yacimientos que producen por gas en solución; razón por la cual se utiliza éste tipo de declinación para predecir la declinación de la producción de crudo del Campo Tumali. La tasa de declinación varía así:

$$\frac{a}{a_i} = \left(\frac{q}{q_i} \right)^n$$

n es un número comprendido entre 0 y 1 (si n = 0, entonces a = ai, se tiene el caso de la declinación exponencial; si n = 1 a este tipo de declinación se le conoce como armónica).

Si $a = - \left(\frac{\Delta q}{q \Delta t} \right)$ entonces:

$$\frac{- \left(\frac{\Delta q}{q \Delta t} \right)}{a_i} = \left(\frac{q}{q_i} \right)^n$$

Separando variables:

$$\alpha_i \int_0^1 \partial t = -q_i^n \int_{q_i}^q q^{-(n+1)} \partial q$$

$$\alpha_i \partial t = -q_i^n \left(\frac{q^{-n}}{-n} - \frac{q_i^{-n}}{-n} \right)$$

$$n\alpha_i t = q_i^n q^{-n} - 1$$

$$n\alpha_i t = \frac{q_i^n}{q^n} - 1$$

$$q = q_i (n\alpha_i t + 1)^{\frac{1}{n}}$$

De igual forma:

$$\Delta Np = \int_{\tau_1}^{\tau_2} q \partial t$$

$$\Delta Np = - \int_{\tau_1}^{\tau_2} \frac{\Delta q}{\alpha}$$

$$\text{si } \alpha = \alpha_i \left(\frac{q}{q_i} \right)^n$$

Entonces;

$$\Delta Np = - \int_{q_1}^{q_2} \left(-\frac{q_i^n}{\alpha_i} \right) q^n \partial q$$

$$\Delta Np = \frac{q_i^n}{\alpha_i} \int_{q_1}^{q_2} q^{-n} \partial q$$

$$\Delta Np = \frac{q_i^n}{\alpha_i} \left(\frac{q_1^{1-n}}{1-n} - \frac{q_2^{1-n}}{1-n} \right)$$

$$H = \frac{q_i^n}{\alpha_i(1-n)}$$

$$\Delta Np = H(q_1^{1-n} - q_2^{1-n})$$

4.4.1.3 DECLINACIÓN ARMÓNICA

Este tipo de declinación es común en yacimientos que producen predominantemente por segregación gravitacional. La declinación armónica es una variante de la declinación hiperbólica, esto es cuando n es igual a 1.

$$q = q_i(na_i t + 1)^{-1}$$

Cuando $n = 1$, y la rata de declinación, a , es proporcional a la rata, q ; la rata de declinación, a , puede expresarse como una función de las ratas de flujo y de la declinación inicial, a_i , como $\left(\frac{q}{q_i}\right)a_i$. Puesto que:

$$a = a_i \left(\frac{q}{q_i}\right)^1$$

Entonces:

$$\Delta Np = - \sum_{q_1}^{q_2} \frac{-\Delta q}{\left(\frac{q}{q_i}\right)a_i}$$

$$\Delta Np = \frac{q_i}{a_i} \ln \frac{q_1}{q_2}$$

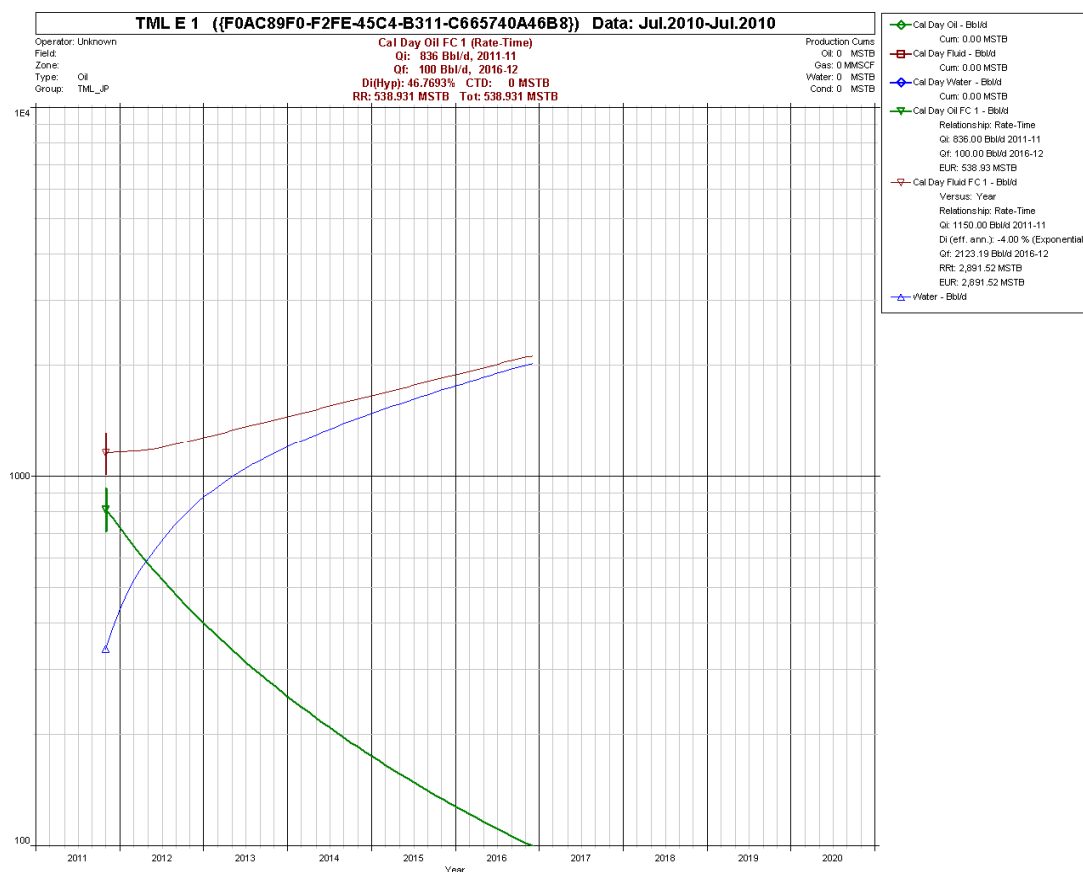
No existen curvas tipo para declinación armónica ya que ésta ocurre muy esporádicamente.

4.4.2. TUMALI ESTE 1

Su producción inicial será de alrededor 810 bls de crudo y 340 bls de agua, equivalente a un 30% del fluido total, a noviembre de 2011; a medida que avanza la producción y por su ubicación cercana al acuífero, se presentará un rápido incremento del porcentaje de agua y una disminución continua del volumen de crudo recuperado, la declinación hiperbólica utilizada para este pozo fue de 46%, tomando

como referencia la declinación calculada para el pozo EDY F33, del campo Edén-Yuruti. Sin embargo, por la alta viscosidad del crudo, el agua ayuda a producir por arrastre el crudo pesado que se tiene en el Campo Tumali; de lo contrario sería muy difícil producir este crudo. No obstante se alcanzará el límite económico en diciembre de 2016, con una producción de agua equivalente al 95% de la producción total. El en gráfico 4.1 se presenta lo producción esperada para el pozo Tumali Este 1.

GRAFICO 4.1. PREDICCIÓN DE PRODUCCIÓN TUMALI ESTE 1



ELABORADO POR: JUAN PABLO JÁTIVA.

4.4.3. TUMALI ESTE 2

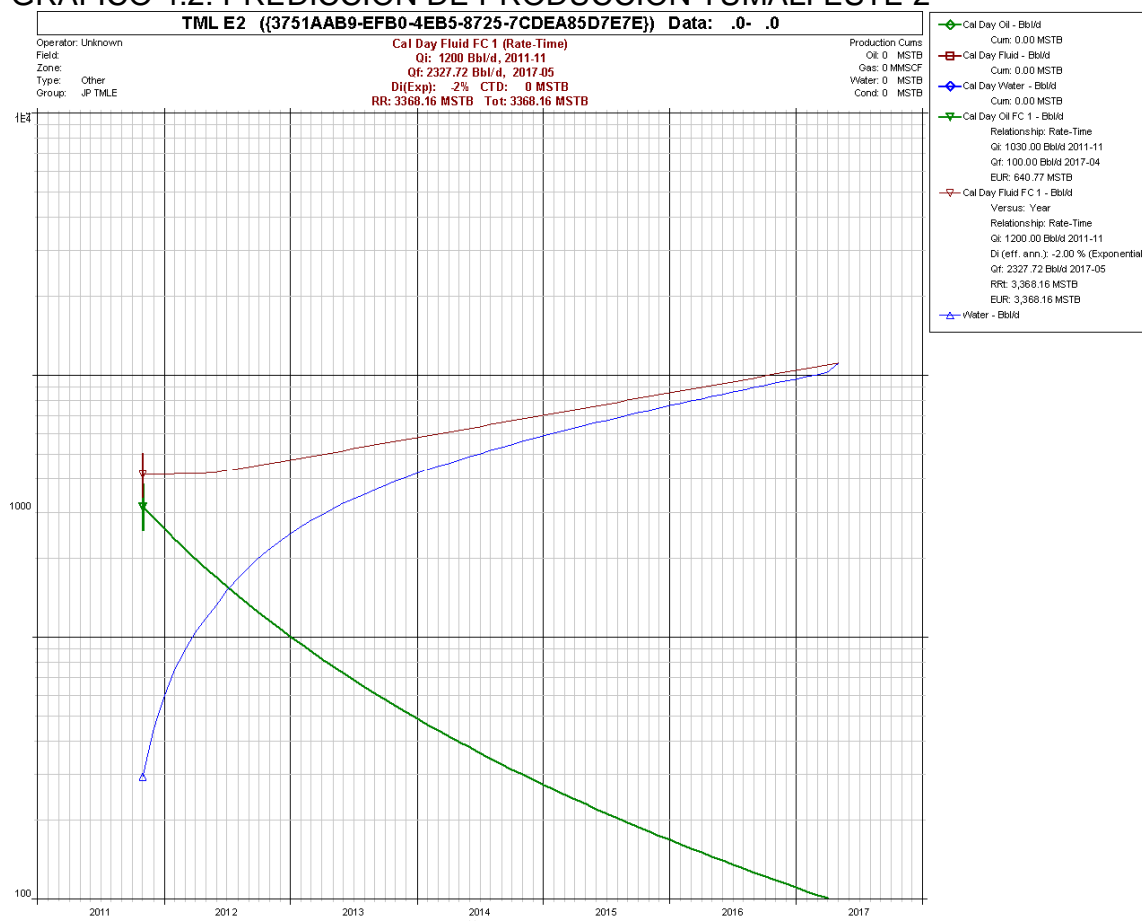
Su producción inicial será de alrededor 1200 bls de crudo con un bajo aporte de agua 17%, equivalente a 200 bls aproximadamente. Con el tiempo se presentará un rápido

incremento del porcentaje de agua y una disminución continua del volumen de crudo; principalmente por la diferencia de movilidades entre un crudo pesado y el agua.

Se ha calculado un porcentaje de declinación hiperbólica para el petróleo de 49.28%, valor que se ajusta bastante bien con los valores observados en la arenisca M1 del campo Edén-Yuturi, en el pozo EDY E19.

La producción de este pozo alcanzará su límite económico de 100 bls de crudo en abril de 2017, siendo el gran volumen de agua 2295 bls (96%); el costo de tratamiento será el principal factor para considerar abandonar el pozo. En el gráfico 4.2 se presenta lo producción esperada para el pozo Tumali Este 2.

GRAFICO 4.2: PREDICCIÓN DE PRODUCCIÓN TUMALI ESTE 2

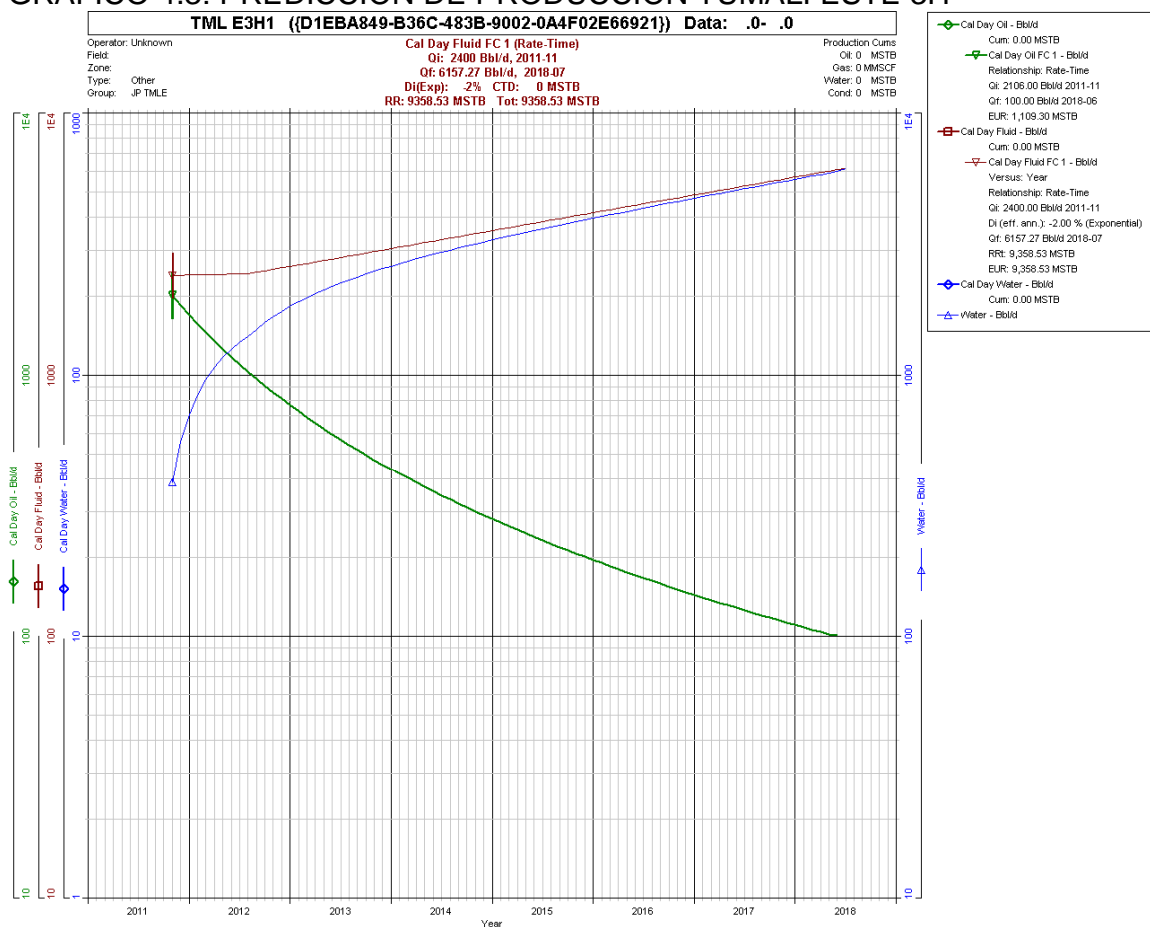


ELABORADO POR: JUAN PABLO JÁTIVA.

4.4.4. TUMALI ESTE 3HM1

Se trata de un pozo horizontal localizado en la parte más alta de la estructura con el objetivo de drenar el mayor volumen de crudo. Se constituye en el pozo de mayor importancia para la producción del campo; éste producirá más del 50% de la producción total del campo.

GRAFICO 4.3: PREDICCIÓN DE PRODUCCIÓN TUMALI ESTE 3H



ELABORADO POR: JUAN PABLO JÁTIVA.

Su producción inicial será de alrededor de 215 bls de crudo. Al igual que para los pozos verticales se espera una producción inicial cercana al 84% de crudo. Sin embargo, tempranamente se observará un aumento significativo de la producción de agua, alcanzando en junio del 2018 una producción total de 6085 bls de los cuales

apenas 100 serán de crudo; es decir, se presentará una alta producción de agua factor crucial para abandonar el pozo. La declinación hiperbólica utilizada para este pozo es 56,7% tomada como referencial del Pozo EDY D48H. En gráfico 4.3 se presenta la producción esperada para el pozo Tumali Este 3HM1.

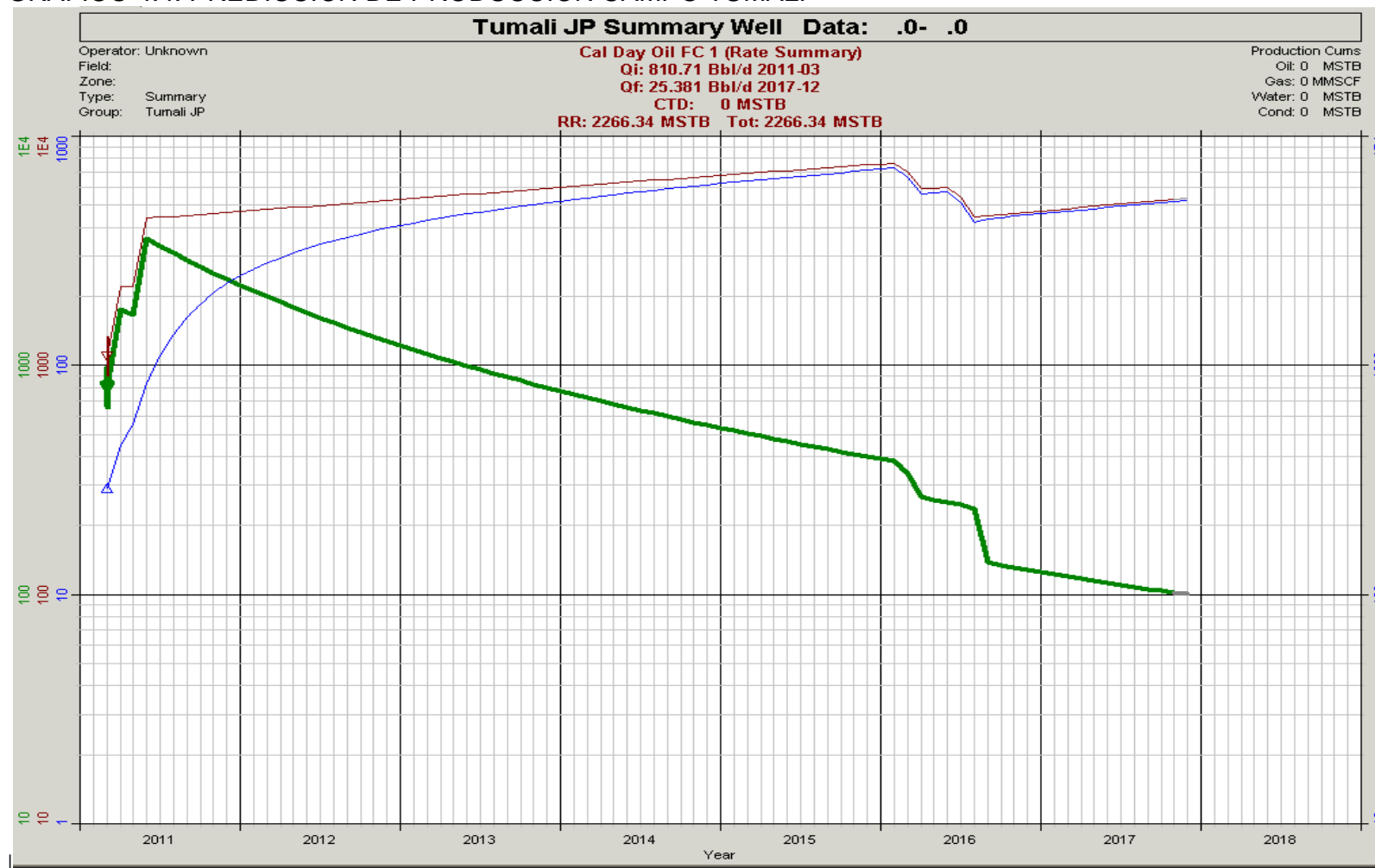
4.4.5. PERFIL DE PRODUCCIÓN CAMPO TUMALI

La producción inicial del campo, a noviembre de 2011, será del pozo Tumali Este 1; es decir, aproximadamente 1100 bls de fluido con un 26% de agua. Posteriormente, una vez superada la perforación del pozo Tumali Este 2, éste se incorporará a la producción aportando inicialmente 1100 bls de fluido con 9% de agua, alcanzando una producción total de 2200 bls y un 20% de agua aproximadamente. Con la información obtenida durante la perforación de este pozo, y con la perforación del pozo piloto, se refinarán los mapas estructurales para la arenisca M1 con el objetivo de reducir la incertidumbre geológica; lo que facilitará el diseño y la perforación del pozo horizontal Tumali Este 3HM1. Para noviembre del 2011 se tendrá el máximo caudal de petróleo para el campo con 3822 bls y 932 bls de agua.

En general, al inicio se tendrá un bajo aporte de agua: sin embargo, con la producción, el caudal de petróleo decaerá mientras el caudal de agua aumentará en forma sostenida. De allí que, para enero del 2016, se presentará el máximo caudal de fluido 9000 bls con un elevado corte de agua 8660 bls; equivalente a un 96% de agua. El elevado corte de agua determinará el abandono de los pozos Tumali Este 1 en noviembre de 2016 y Tumali Este 2 en marzo de 2017, respectivamente. Un año después se abandonará el pozo Tumali este 3HM1, en julio de 2018, por el mismo motivo (elevado corte de agua).

En el gráfico 4.4 se esquematiza el comportamiento de la producción del campo Tumali y en el cuadro 4.6 los resultados obtenidos por año.

GRAFICO 4.4. PREDICCIÓN DE PRODUCCIÓN CAMPO TUMALI



ELABORADO POR: Juan Pablo Játiva

CUADRO 4.6. PREDICCIÓN DE PRODUCCIÓN CAMPO TUMALI

Date	TML E 3HM1			TML E2			TML E1			TOTAL			
	Cal Day Oil	Cal Day Fluid	Water	Cal Day Oil	Cal Day Fluid	Water	Cal Day Oil	Cal Day Fluid	Water	Cal Day Oil	Cal Day Fluid	Water	BSW
	FC 1	FC 1		FC 1	FC 1		FC 1	FC 1		FC 1	FC 1		
Bbl/d	Bbl/d	Bbl/d	Bbl/d	Bbl/d	Bbl/d	Bbl/d	Bbl/d	Bbl/d	Bbl/d	Bbl/d	Bbl/d	Bbl/d	
2011/01	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
2011/07	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
2012/01	720,60	1.159,44	438,84	876,44	1.204,96	328,53	1.700,83	2.409,92	709,10	3.297,86	4.774,32	1.476,47	31%
2012/07	524,55	1.194,22	669,67	622,63	1.231,71	609,08	1.099,54	2.433,90	1.334,36	2.246,73	4.859,83	2.613,11	54%
2013/01	398,85	1.275,08	876,22	465,01	1.315,11	850,09	768,75	2.599,78	1.831,04	1.632,61	5.189,97	3.557,35	69%
2013/07	313,47	1.361,41	1.047,95	360,47	1.404,15	1.043,68	567,54	2.812,09	2.244,56	1.241,47	5.577,65	4.336,19	78%
2014/01	252,83	1.453,59	1.200,76	287,59	1.499,22	1.211,63	436,11	3.041,75	2.605,64	976,53	5.994,56	5.018,03	84%
2014/07	208,22	1.552,01	1.343,78	234,77	1.600,73	1.365,96	345,56	3.290,15	2.944,59	788,56	6.442,89	5.654,33	88%
2015/01	174,46	1.657,09	1.482,63	195,27	1.709,11	1.513,84	280,55	3.558,84	3.278,30	650,28	6.925,04	6.274,77	91%
2015/07	148,29	1.769,29	1.621,00	164,96	1.824,83	1.659,87	232,29	3.849,48	3.617,19	545,54	7.443,60	6.898,06	93%
2016/01	127,60	1.889,09	1.761,49	141,20	1.948,39	1.807,19	195,49	4.163,85	3.968,35	464,29	8.001,33	7.537,03	94%
2016/07	110,95	2.016,99	1.906,04	122,22	2.080,31	1.958,08	166,79	4.503,89	4.337,09	399,97	8.601,19	8.201,21	95%
2017/01	0	0	0	106,83	2.221,16	2.114,33	143,98	4.871,70	4.727,72	250,81	7.092,86	6.842,05	96%
2017/07	0	0	0	0	0	0	125,55	5.269,55	5.144,00	125,55	5.269,55	5.144,00	98%
2018/01							110,44	5.699,89	5.589,45	110,44	5.699,89	5.589,45	98%
2018/06							100,41	6.085,23	5.984,82	100,41	6.085,23	5.984,82	98%

ELABORADO POR: Juan Pablo Játiva

CAPÍTULO V

FACILIDADES DE SUPERFICIE

5.1. OBJETIVO DEL PLAN DE DESARROLLO

El objetivo general del Plan de Desarrollo del Campo Tumali es establecer las estrategias de producción del campo; es decir, definir, conocer y desarrollar las reservas de petróleo, para luego en forma óptima seleccionar el mecanismo de producción, que permita una mejor y mayor recuperación del mismo en base a los lineamientos presentados en el cuadro 5.1.

CUADRO 5.1. PRINCIPALES LINEAMIENTOS PARA DESARROLLAR EL CAMPO

Volumen de reservas totales	3,958 MM BLS
Grado API del crudo	14.3°API
Inicio del proyecto/producción	Agosto 2010/Noviembre 2011
Forma de producción	BES
Producción pico de crudo	3822 BPPD Noviembre 2011
Tasa máxima de agua	8769 BAPD Diciembre 2016
Tasa máxima de fluido	9126 BFPD Diciembre 2016
Pozos productores	3
Tipo de Perforación	2 direccionales y 1 horizontal
Islas de perforación/producción	Pad A y Pad B
Energía	Generador Centralizada EPF
Transmisión de energía	Líneas subterráneas
Medición	Medidor multifásico
Tendido de ductos	Líneas enterradas
Mecanismo de Bombeo en Superficie	Multifásico

ELABORADO POR: JUAN PABLO JÁTIVA

Para la elaboración del Plan de Desarrollo se empleó la información disponible a marzo del 2010; ver cuadro 5.2.

CUADRO 5.2. INFORMACION DISPONIBLE CAMPO TUMALI

INFORMACIÓN	TUMALI	TUMALI ESTE
REGISTROS A HUECO ABIERTO	SI	SI
CORES	SI	NO
PRESIONES MDT	M1 Principal	M1 Principal
PVT	NO	M1 Superior
PRUEBAS DE PRODUCCIÓN DST	NO	Pruebas cortas* M1 Principal y M1 Superior

*Solo permitió determinar Presión inicial, Temperatura de formación, %API y Viscosidad. No se logro de terminar el índice de productividad IP del pozo.

ELABORADO POR: JUAN PABLO JÁTIVA

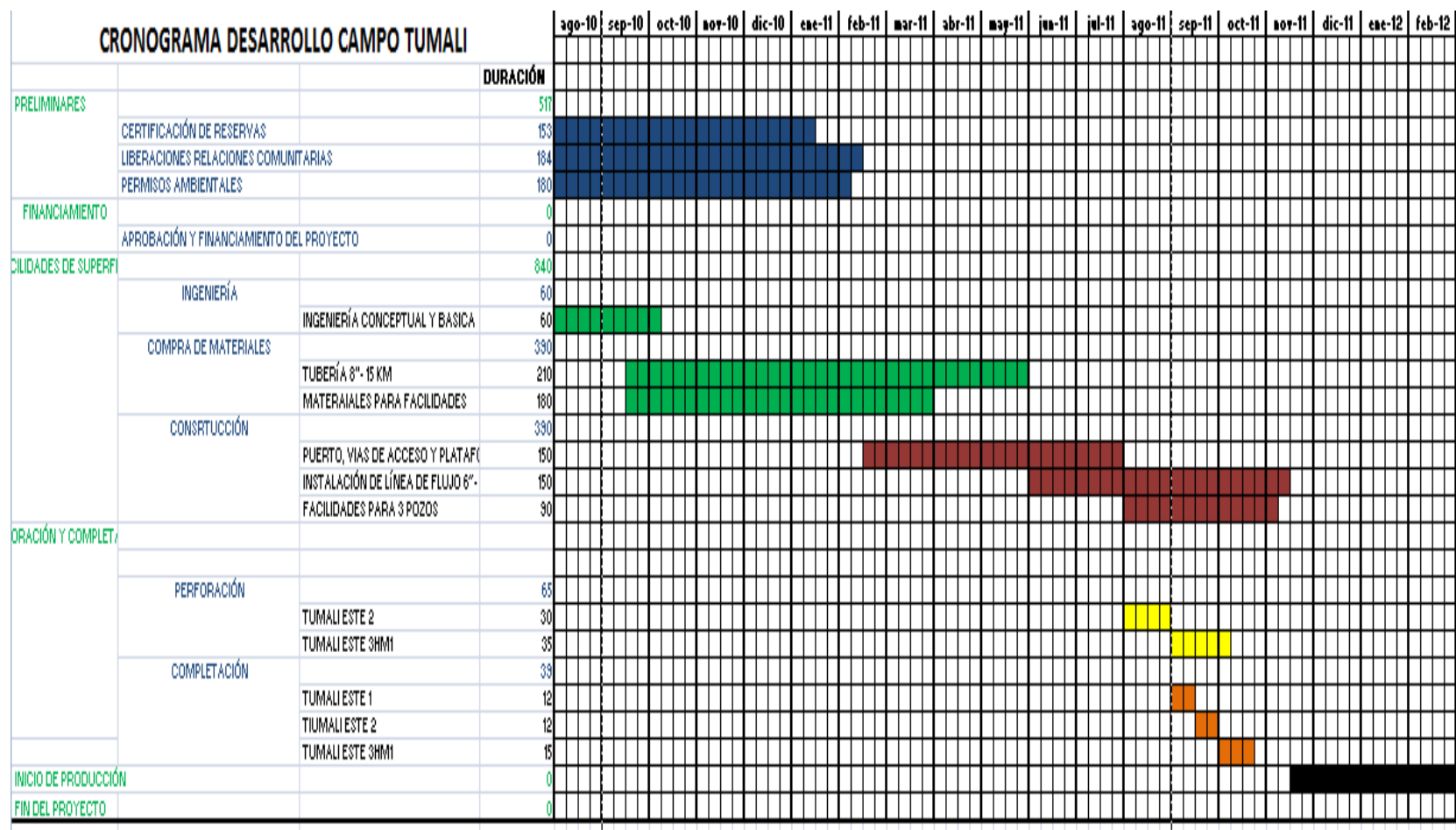
Se preparó el Plan de Desarrollo del Campo Tumali con el fin de explotar de manera técnica sus reservas, poniendo énfasis en el cuidado del medio ambiente y una adecuada relación con las comunidades del sector.

Para lograr los objetivos el desarrollo del proyecto, se lo debe planificar en forma lógica. En primer lugar preparar un estudio del impacto ambiental y obtener las licencias y permisos respectivos para operar en la zona. En forma paralela a los estudios ambientales y a los trabajos con las comunidades, se comenzará con la ingeniería conceptual y básica del proyecto.

Con la ingeniería básica, y teniendo una idea clara del costo estimado del proyecto, aproximadamente 40 millones de dólares de inversión; se procederá a realizar una ingeniería en detalle (lo cual está fuera del alcance de este Plan de Desarrollo).

La perforación iniciará una vez construidas las plataformas, facilidades suficientes para recibir la producción inicial, oleoducto secundario para evacuar la producción. Todas estas actividades se realizarán de acuerdo al cronograma que consta en el cuadro 5.3.

CUADRO 5.3 CRONOGRAMA DE ACTIVIDADE PROYECTO TUMALI



ELABORADO POR: JUAN PABLO JÁTIVA

5.2. SISTEMA DE PRODUCCIÓN

Los sistemas de levantamiento artificial son requeridos cuando la energía del yacimiento no es suficiente para producir el fluido hasta superficie a una tasa determinada. El proceso de levantamiento consiste en transferir energía en fondo o disminuir la densidad del fluido para reducir la carga hidrostática en fondo.

El fluido presente en la arenisca M1 del campo Tumali es un crudo pesado de alta viscosidad, por lo que se requiere implementar un sistema de levantamiento artificial que permita producir fluidos en superficie. Actualmente todos los pozos del Bloque 15 se encuentran produciendo mediante el sistema de Bombeo Electrosumergible, BES, por ser un método altamente eficiente y económico.

El Bombeo Electrosumergible tiene como principio levantar el fluido del reservorio hasta la superficie mediante la rotación centrífuga de una bomba electrosumergible. El requerimiento de potencia de la bomba es suministrado por un motor eléctrico de fondo. La corriente eléctrica, necesaria para accionar el motor, se lo suministra desde superficie mediante un cable de potencia que se conecta al motor.

Entre las principales ventajas que presenta este método de levantamiento artificial se puede mencionar la capacidad para manejar grandes volúmenes de fluidos, desde 150 hasta 100000 BPD, profundidades de hasta 15000 pies, puede utilizarse para producir fluidos de alta viscosidad, crudos con gas y pozos con alta temperatura, además permite controlar y programar la producción a través del variador de frecuencia.

De acuerdo con el programa de diseño, y considerando las condiciones iniciales, que serían las más severas por el grado API, la alta viscosidad del fluido y el bajo corte inicial de agua, para completar los pozos del Campo Tumali, se tienen los siguientes equipos de referencia:

- Tumali Este 1: bomba tipo DN1750 serie 400 con 291 etapas asentada a 7800' MD, frecuencia de operación 65Hz, para manejar un caudal inicial de 1150

BFPD con un motor de fondo serie 562, 270HP, con camisa de refrigeración o encapsulado, factor de carga del 65% y temperatura interna de 337°F.

- Tumali Este 2: bomba tipo SN2600 serie 538 con 97 etapas asentada a 8500' MD, frecuencia de operación 57Hz, para manejar un caudal inicial de 1200 BFPD con un motor de fondo serie 562, 330 HP, con camisa de refrigeración o encapsulado, factor de carga del 60% y temperatura interna de 341°F.
- Tumali Este 3HM1: bomba tipo SN3600 serie 538 con 105 etapas asentada a 5900' MD, frecuencia de operación 50Hz, para manejar un caudal inicial de 2400 BFPD con un motor de fondo serie 562, 450 HP, con camisa de refrigeración o encapsulado, factor de carga del 77% y temperatura interna de 337°F.

Es importante mencionar que para el transporte de los fluidos, en superficie, se requiere una presión de cabeza de 100 psi.

5.3. INSTALACIONES DE SUPERFICIE

Una instalación de superficie o estación de producción es el conjunto de equipos, instalaciones y elementos que permiten tomar los fluidos provenientes de pozos productores de crudo (petróleo, gas, agua y sólidos), separarlos en cada una de sus fases, analizarlos, tratarlos, medirlos y despacharlos hacia su destino previamente establecido.

En un pad todos los pozos llegan a un sitio común denominado manifold o múltiple y desde este punto, cada pozo es enviado a un sitio determinado de la facilidad, que puede ser un tanque, separador, calentador, etc. La principal operación de un manifold es direccionar el flujo de un pozo hacia un separador de prueba con el fin de determinar su producción. Otros equipos que integran una facilidad son: tanques de almacenamiento, intercambiadores de calor, bombas, válvulas, medidores de flujo, controladores, compresores, generadores e instalaciones complementarias.

Analizando el perfil de producción y los costos que implicarían implementar una estación de producción en el campo Tumali, se ha llegado a definir que la producción del campo Tumali se procesará llevando el fluido multifásico por una línea de transferencia que se conectará al oleoducto secundario de Pañacocha para su posterior tratamiento en Edén-Yuturi (EPF); por lo que se dispondrá de un sistema de bombeo multifásico en la plataforma 2B, así como la provisión de energía eléctrica mediante una línea de transmisión desde Pañacocha, la que se alimenta desde EPF.

Es pertinente establecer que el Plan de Desarrollo del Campo Tumali únicamente considera las reservas de crudo almacenadas en el reservorio M1; sin embargo, como se mencionó en el Capítulo II, sección 2.3.5 Modelo Geológico del Yacimiento, es “probable” encontrar hidrocarburos en volúmenes importantes en las areniscas U Inferior y T. Por lo tanto, para el diseño de tubería e instalaciones de superficie se considera una producción mayor a la esperada para la Arenisca M1. Siendo así que la ingeniería, diseño y construcción de las facilidades de superficie mantendrán los estándares de calidad alcanzados hasta la fecha por PAM, para garantizar la operación eficiente y segura del Campo.

La operación se desarrollará en forma óptima, empleando óptimamente los recursos tecnológicos y humanos, tratando que la operación sea lo más automática posible, para reducir al mínimo el requerimiento de personal en campo. Además se instalarán sistemas de monitoreo, seguridad y control con la finalidad de evitar derrames o incidente que pueda afectar el medio ambiente y las relaciones comunitarias.

5.3.1. PLATAFORMAS

Se construirá la plataforma de producción Pad 2B, localizada al sur este del Pad 2A; la ubicación del nuevo Pad corresponde a las coordenadas UTM: Y 9964212,26 m y X 377454,47 m.

La plataforma tendrá la extensión de 3.3 hectáreas, con la instalación y provisión de tres cellar, considerando la eventualidad de poder perforar el pozo Tumali Este 3HM1

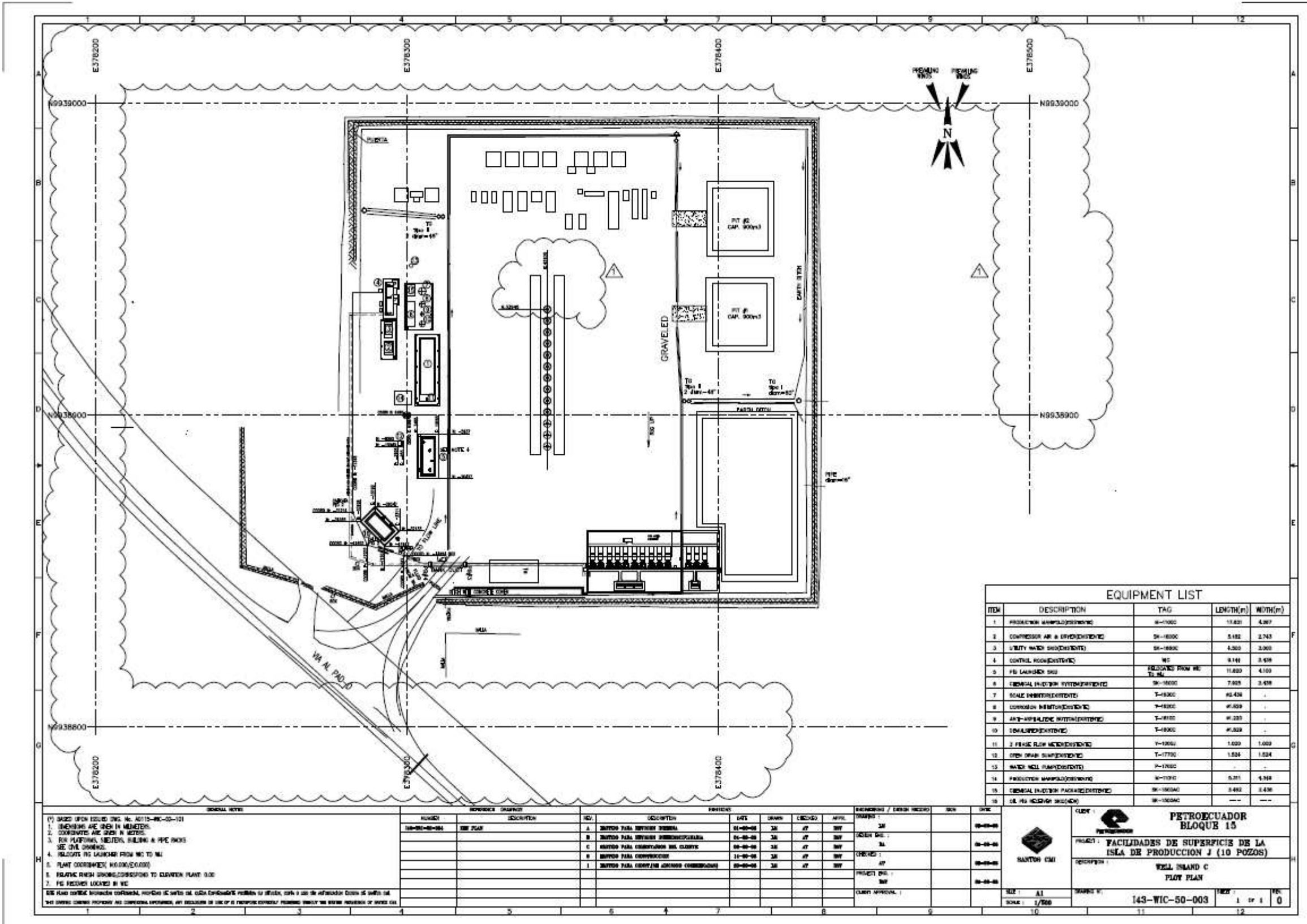
e instalar las facilidades de bombeo. En la figura 5.1 se presenta un plano de una plataforma tipo de producción para PAM.

Las plataformas contarán con diques perimetrales, sistemas de sumideros cerrados, trampas de grasa que impidan que cualquier fluido de la plataforma escape al exterior. Además, contarán con sistemas de seguridad, tales como:

- Sistema contra incendios
- Detectores de fuego
- Detectores de gases
- Sistemas de paradas de emergencia
- Sistemas de detección de fugas

La operación de la plataforma se podrá monitorear en forma remota mediante sistema SCADA; la transmisión de datos será mediante fibra óptica que podría interconectarse al sistema de fibra óptica a instalarse en Pañacocha y finalmente a EPF.

FIGURA 5.1 PLANO DE PLATAFORMA DE PRODUCCIÓN TIPO



FUENTE: PETROAMAZONAS

En cuanto a facilidades que permitan la operación de la plataforma, éstas deberán contar como mínimo con lo siguiente:

- Transformador Step Down, desde el voltaje de operación del cable de Potencia desde Pañacocha hasta el voltaje requerido por los variadores de velocidad (VSD)
- Transformador Step Up, desde el voltaje de operación del VSD hasta el voltaje requerido por la Bomba Electrosumergible (BES)
- Paneles de distribución de potencia hacia los pozos
- Variadores de velocidad (VSD)
- Sistema de bombeo multifásico
- Sistema SCADA para la operación y supervisión remota de los equipos de la plataforma de producción
- Sistema de Cierre/Paro de Emergencia
- Sistema de Detección de Fuego
- Sistema de aire comprimido para instrumentos, consistente en un compresor de aire libre de aceite, sistema de filtros y secadores de aire
- Sistema de agua de utilidades
- Manifold de producción y Manifold de Prueba para direccionar el flujo hacia el medidor multifásico o la línea de producción de salida de la plataforma
- Líneas de flujo desde los cabezales de pozo a los manifolds de producción y prueba
- Medidor multifásico para prueba de pozos
- Fibra óptica para el sistema SCADA y comunicaciones con el EPF
- Sistemas de drenaje perimetral y trampas API
- Trampas lanzadoras de chanchos
- MCC y Sala de Control
- Sistema de inyección de químicos con la capacidad de manejar las siguientes opciones:
 - Anti- Espumante; Punto de inyección: Capilar

- Anti-Escala; Punto de Inyección: Capilar
- Demulsificante; Punto de Inyección: Capilar
- Inhibidor de Corrosión; Punto de inyección: Cabeza de pozo y línea de flujo de producción
- Biocida; Punto de inyección: Cabeza de pozo y línea de flujo de producción
- Reductor de viscosidad; Punto de inyección: Capilar

En el país PETRAOMAZONAS es pionera en el bombeo y transporte Multifásico de fluidos en superficie; por lo que se realizará una mención especial respecto al sistema de bombeo superficial, en particular a la bomba a emplearse.

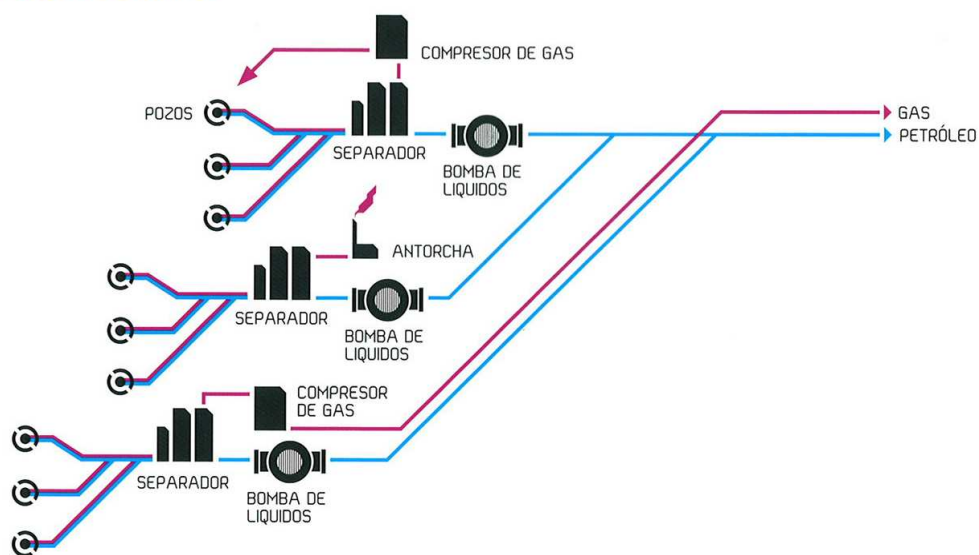
5.3.2. BOMBEO MULTIFÁSICO

5.3.2.1. BENEFICIOS DE USAR UN SISTEMA DE BOMBEO MULTIFÁSICO

En la figura 5.2 se esquematiza el sistema de bombeo convencional.

FIGURA 5.2 SISTEMA CONVENCIONAL DE BOMBEO

FLUJO CONVENCIONAL



FUENTE: BORNEMANN PUMPS

En los sistemas convencionales, se envía el crudo proveniente de los distintos pozos a una planta de tratamiento cercana o en la locación, donde se separa el crudo en sus distintas fases y luego se lo transporta a las unidades de fiscalización. Por lo tanto, era indispensable una alta presión de cabeza, proporcionada por las bombas de fondo, que permita que el fluido llegue a la planta de tratamiento con la presión de operación requerida. En la Figura 5.3 se esquematiza un sistema multifásico de bombeo.

FIGURA 5.3 SISTEMA MULTIFÁSICO DE BOMBEO

FLUJO NO TRATADO UTILIZANDO TECNOLOGÍA MULTIFÁSICA BORNEMANN



FUENTE BORNEMANN PUMPS

Por lo tanto, con la instalación de un sistema de bombeo multifásico en las islas de producción, no es necesario implementar una planta de procesamiento cercana a dichas islas. La planta central de procesos puede estar lejos de los pozos, obteniéndose los siguientes beneficios:

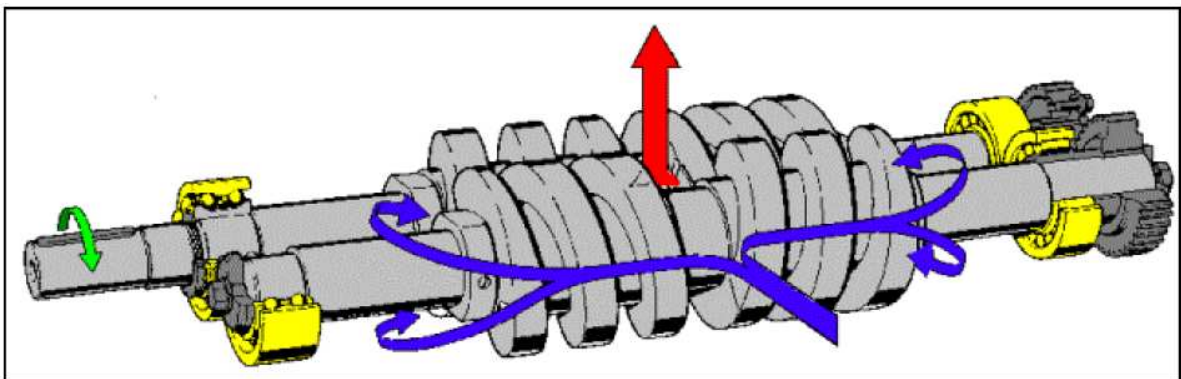
- Aumento de la producción debido a la disminución de presión requerida en la cabeza de los pozos.

- Transportar la mezcla completa de líquido y gas asociado por una sola tubería.
- Transportar todo tipo de fluidos. Los productos no tratados, variando desde gas húmedo hasta crudo pesado, son bombeados de manera confiable en cualquier situación (costa afuera, submarino, termal, convencional).
- Una opción automática y segura de la unidad de bombeo.
- La velocidad de la bomba puede ser manualmente ajustada o controlada automáticamente por la presión de entrada del sistema de bombeo.
- La quema a través de los mecheros puede ser evitada, permitiendo el uso rentable del gas.
- Bajos costos de mantenimiento y operación.

5.3.2.2. INFORMACIÓN DE LA BOMBA

El sistema de bombeo emplea una bomba de tornillo, que es una bomba hidráulica, considerada de desplazamiento positivo. BORNEMANN PUMPS utiliza bombas de dos ejes con tornillos excéntricos que se mueven dentro de una camisa y hacen fluir el líquido entre los tornillos y la camisa, tal como se muestra en las Figuras 5.4 y 5.5.

FIGURA 5.4 DIRECCIÓN DE FLUJO EN BOMBAS MULTIFÁSICAS DE DOS EJES



FUENTE: Bornemann Proposal Number: UN 21001084 Rev.00

Son bombas adecuadas para bombear fluidos viscosos, con altos contenidos de sólidos, que no necesiten removerse. Con la bomba de tornillo, el líquido se desplaza sin movimientos bruscos, permitiendo el bombeo multifásico.

Se ha considerado una bomba gemela MW7T.3zk-33, por las siguientes razones:

- La bomba es de un diseño probado.
- Permite manejar una variedad de capacidades en función de la variación de velocidades, entre 600 rpm y 2200 rpm.
- En caso de cambiar los escenarios de flujo, a más del rango de velocidades, se puede cambiar el tamaño del tornillo helicoidal. Este cambio de los componentes internos se lo puede realizar en el campo sin necesidad de desinstalar la bomba.

La bomba puede instalarse sobre una pequeña base de 4,5 m de largo por 2 m de ancho. El peso de todo el sistema de bombeo multifásico es 8943 Kg, aproximadamente. Tanto la succión como la descarga de la bomba tienen bridas de 4" ANSI 300 lbs RF; el drenaje una brida 1" ANSI 150 lbs RF y el venteo una 1" ANSI 300 lbs RF.

El requerimiento de potencia de la bomba es suministrado por un motor eléctrico de 400V, 3 fases, 60 HZ.

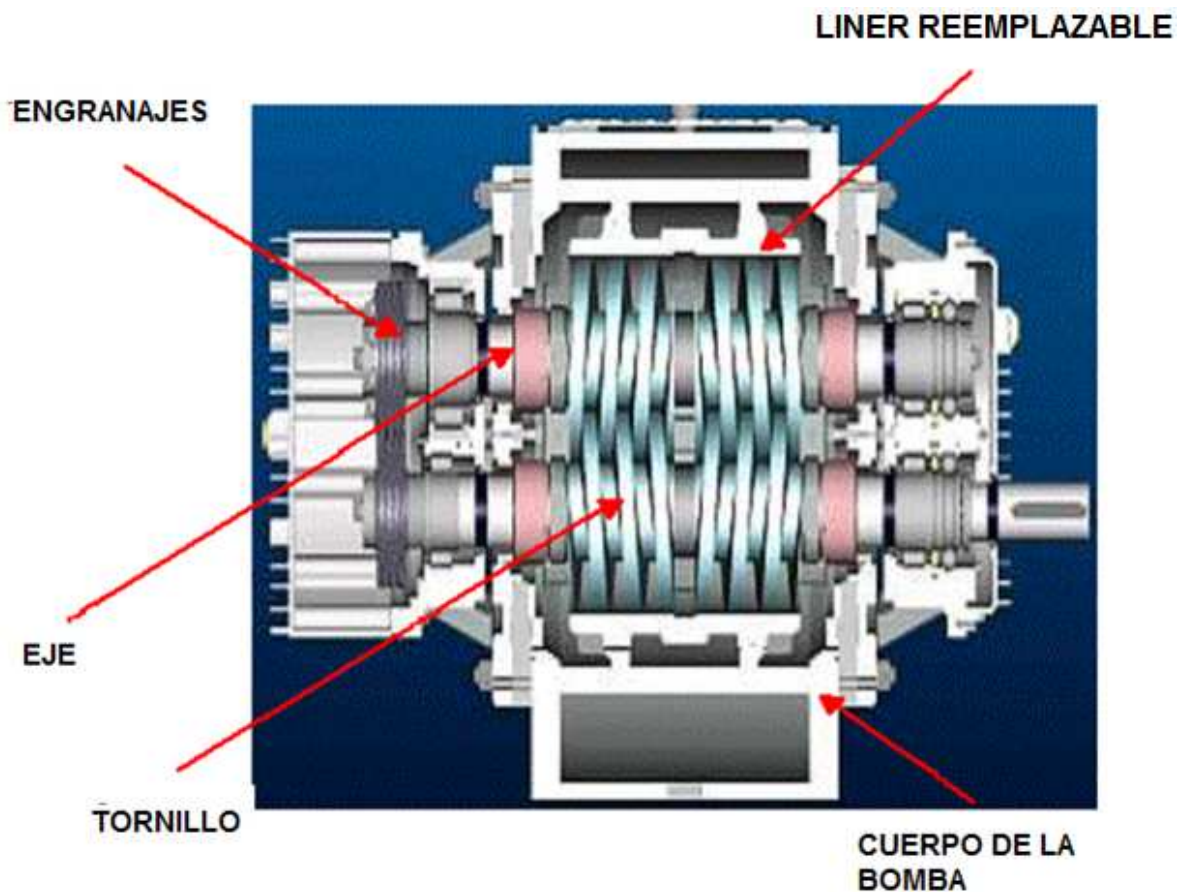
5.3.2.3. CONDICIONES DE OPERACIÓN

El sistema de bombeo será el encargado de proporcionar al fluido, la energía necesaria, para que llegue a Pañacocha B. Por lo tanto, la presión en la succión de la bomba es 100 psi, la bomba suministra un diferencial de presión de aproximadamente 600 psi. Por lo que la presión de descarga será de 700 psi, aproximadamente; suficiente para transportar los casi 9000 BFPD por una línea de 6 pulgadas hasta Pañacocha B, punto donde la presión de operación de la línea es de aproximadamente 350 psi. Por lo que la presión del fluido de Tumali en Pañacocha B será de aproximadamente 377 psi, permitiendo que efectivamente el aporte de

Tumali ingrese al oleoducto secundario Pañacocha y se mezcle con los fluidos de este campo.

Adicionalmente, debido a la flexibilidad en la velocidad de operación de la bomba, también se dispone de flexibilidad en los volúmenes de fluido transportados; factor importante considerando el posible aporte de otras arenas. Además se instalará una unidad de bombeo idéntica en paralelo, como Back up.

FIGURA 5.5 CORTE TRANSVERSAL DE LA BOMBA MULTIFÁSICA



FUENTE: Bornemann Proposal Number: UN 21001084 Rev.00

5.3.3 CENTRAL DE PROCESOS

El fluido multifásico se transportará desde Tumali Pad 2B hasta Pañacocha B, donde se mezclará con el fluido de Pañacocha, para finalmente transportarlo hasta Edén, donde se utilizarán las facilidades de producción de EPF (Facilidades de Producción de Edén) para el procesamiento de crudo. Al realizarlo de esta manera se tiene las siguientes ventajas:

- Costos de operación de proceso menores por emplear instalaciones existentes
- Aprovechamiento logístico de facilidades de campamento de Pañacocha
- Menor requerimiento de suministro de equipos / unidades para procesamiento de producción al complementarse con facilidades existentes en EPF
- Control de proceso centralizado en EPF
- Mínimo impacto ambiental por localización de facilidades de proceso en áreas con permisos ya aprobados
- Las facilidades establecidas en el EPF para el tratamiento de la producción Pañacocha-Tumali presentan flexibilidad en el tratamiento
- La tubería de producción Pañacocha-Edén estaría en capacidad de transportar hasta un 35% adicional del flujo de producción de Pañacocha, e incluir la producción de nuevos Campos como Dumbique Sur y Tumali; por lo que no se requiere realizar modificación adicional a las Facilidades consideradas para el proyecto Pañacocha

5.3.3.1. ESTADO ACTUAL EPF

Según la Reforma al Plan de Desarrollo del Campo Edén-Yuturi, las facilidades de producción existentes en EPF se componen de seis plataformas de producción, una plataforma de inyección de agua y una planta de procesamiento.

La plataforma de inyección de agua de producción cuenta con seis pozos inyectoros. La planta de procesamiento consiste en dos trenes de producción, cada uno integrado por:

- Dos separadores de primera etapa
- Un separados de segunda etapa
- Sistema de calentamiento
- Un deshidratador
- Una bota de gas

El sistema de almacenamiento y transporte de crudo está integrado por:

- Dos tanques de almacenamiento de crudo de 11000 barriles
- Tres bombas refuerzo
- Tres bombas de despacho

El sistema de almacenamiento e inyección de agua consiste en:

- Dos tanque de almacenamiento de crudo de 45000 barriles
- Cuatro bombas refuerzo
- Siete bombas de inyección

5.3.3.2. REFORMAS PLANTEADAS A EPF

Para poder recibir el crudo de los campos Tumali y Pañacocha se incrementará la capacidad de procesamiento en Edén realizando los siguientes trabajos, ya considerados en el proyecto Pañacocha (PLAN DE DESARROLLO DEL CAMPO PAÑACOCCHA, sección 4.5.2 Central de procesos):

La central de proceso tendrá como mínimo los siguientes componentes:

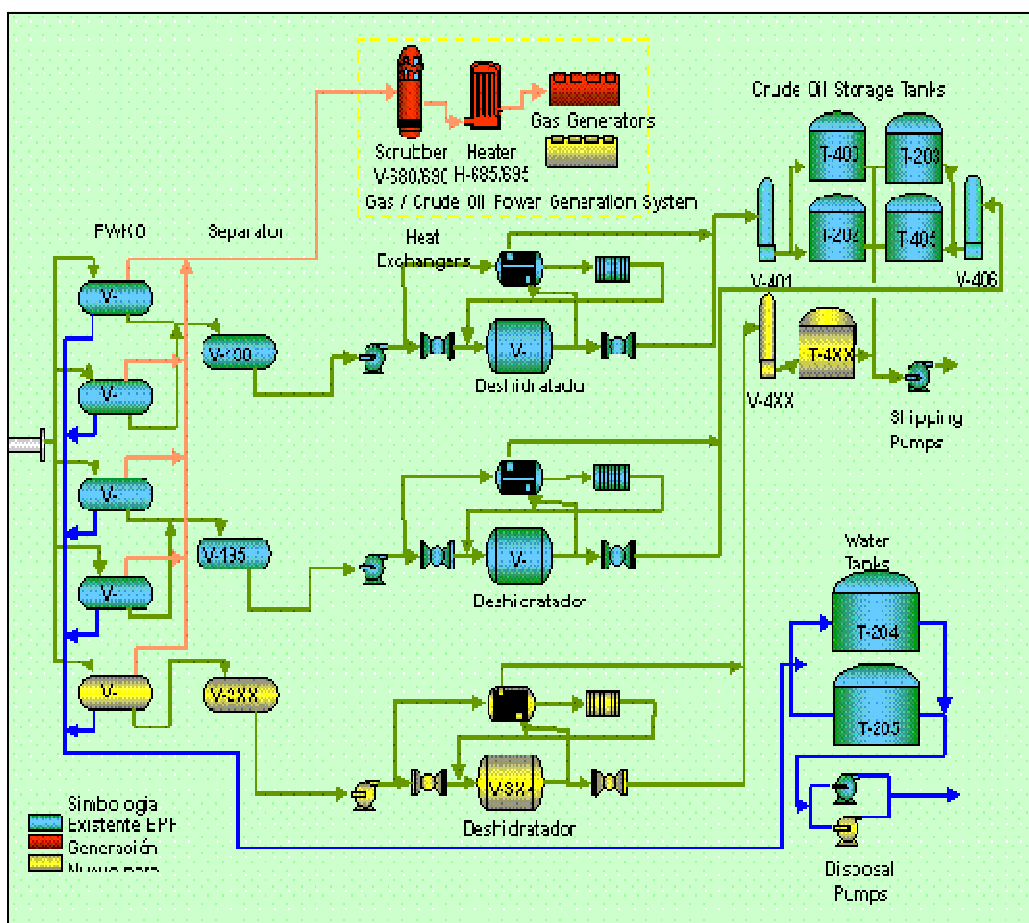
- Instalación de un nuevo tren para separación primaria y secundaria de petróleo.
- Equipos auxiliares de proceso: bombas, válvulas, instrumentos, etc.
- Sistema para re-inyección de agua: bombas y líneas de re-inyección.

- Perforación de dos pozos inyectoros en Edén-Yuturi.
- Sistema de tratamiento de gas.
- Sistema de mechero para gas.
- Sistemas utilitarios: aire para instrumentos, agua industrial, inyección de químicos.
- Sistemas de seguridad: protección contra incendios, detección de gases y fuego, sistemas de parada de emergencia, sistemas de alivio, etc.
- Sistema de control de proceso: instrumentos, cuarto de control, sistema SCADA, fibra óptica, etc.
- Instalación de nuevos generadores para aumentar la capacidad de generación eléctrica, transformadores, sistemas de transmisión y distribución.

En la Figura 5.6 se muestra un diagrama de flujo de la facilidad actual y futura. Está integrada por tres trenes de proceso con los siguientes equipos principales:

- Cinco separadores trifásicos de primera etapa (FWKO)
- Tres separadores trifásicos de segunda etapa
- Tres deshidratadores
- Dos tanques de almacenamiento de agua producida
- Tres intercambiadores de calor
- Tres calentadores de crudo con agua caliente como medio de calentamiento
- Tres calentadores de agua
- Cuatro tanques de almacenamiento de crudo de exportación
- Siete bombas de inyección de agua
- Tres bombas de oleoducto
- Generadores
- Tea para quemar el gas remanente

FIGURA 5.6. DIAGRAMA DE AMPLIACIÓN DE LA PLANTA DE PROCESOS EPF



FUENTE: PLAN DE DESARROLLO CAMPO PAÑACOAHA- PETROAMAZONAS

5.3.4. LÍNEAS DE FLUJO Y OLEODUCTOS

Todas las líneas de flujo serán enterradas, revestidas interior y exteriormente, con pintura epóxica diseñada para soportar la temperatura del fluido y prevenir problemas de corrosión de la tubería.

La línea de flujo desde Tumali hasta Pañacocha será enterrada en toda su extensión, con 15 Km y diámetro de 6", cedula 80, capaz de transportar la producción de M1;

además estará en capacidad de transportar hasta 80% adicional de producción proveniente del posible aporte de yacimientos profundos en el Campo Tumali.

En la línea de flujo se instalará un sistema de detección de fugas, el principio será la comparación del flujo de entrada y salida en la tubería, adicionalmente tendrá sensores para monitoreo de caídas de presión.

Una vez en Pañacocha, el aporte de Tumali se mezclará con el de Pañacocha para luego ser transportado a Edén. Esta línea de flujo Pañacocha-Edén tendrá una longitud de 35 Km y 16" de diámetro. Una vez procesado en el EPF, el crudo será transportado hasta Lago Agrio por el oleoducto secundario Edén- Lago Agrio.

5.3.5. SISTEMA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA

Las líneas de transmisión eléctrica serán enterradas y usarán la misma zanja de las líneas de flujo. Dentro de las facilidades para distribución eléctrica se usarán bandejas porta cables en las plataformas de producción y en las facilidades del EPF.

5.3.6. SISTEMAS PARA TRANSMISIÓN DE DATOS Y COMUNICACIONES

Todo el sistema de producción y tratamiento del campo estará intercomunicado, monitoreado y controlado en forma automática. Se usará fibra óptica para enlazarse con sistemas existentes como la red de Edén-Yuturi.

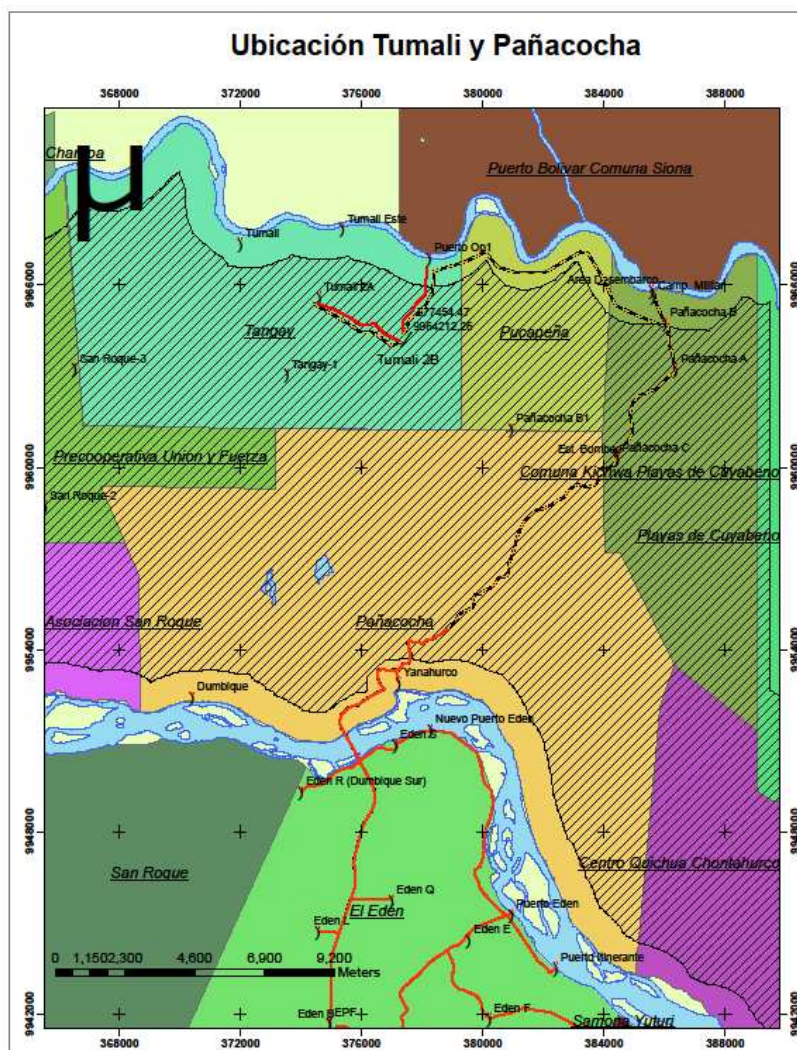
La fibra óptica usará la misma zanja de líneas de flujo. Adicionalmente, según sean los requerimientos, se emplearan sistemas de transmisión vía micro-onda o satelital.

5.3.7. ACCESOS, PUERTOS Y CARRETERAS

Tumali está ubicado en la rivera sur del Rio Aguarico, 12 Km al oeste de Pañacocha B. No existe ninguna vía carrozable para acceder a este sitio, siendo la única vía de

acceso el río Aguarico. Por lo tanto, todas las operaciones de transporte, de personal, suministros, etc. serán fluviales. Ver mapa 5.1.

MAPA 5.1 MAPA DE OLEODUCTOS Y CARRETERAS CAMPO TUMALI



FUENTE: PETROAMAZONAS

Se procederá a construir un puerto en el río Aguarico, en donde se utilizarán gabarras para el transporte de carga, equipos y suministros. Consistirá en una plataforma de aproximadamente 2 hectáreas que incluirá un área en donde se ubicará el sistema de combustible para embarcaciones, además un área cubierta

para el bodegaje de materiales y equipos. Igualmente se construirá un desembarcadero para personal.

Los accesos y carreteras tendrán un trazado adecuado minimizando el impacto ambiental y que afecten en lo mínimo posible a las comunidades de la zona. Se respetarán los anchos mínimos para carreteras y derechos de vía. Los diseños se ejecutarán evitando generar daños al entorno, que no se empleen materiales de la zona y, en lo posible, se tratará de emplear el mayor número de mano de obra local.

En el mapa 5.1 se muestra el posible trazado de la línea de transferencia Tumali-Pañacocha, así como de la carretera que une el puerto Tumali con los Pads A y B.

Se construirá aproximadamente un total de 5 Km de vías de acceso desde el puerto a las islas de producción; la vía tendrá 6 metros de ancho.

5.3.8. CAMPAMENTOS

Para el desarrollo del Campo se tendrá un campamento para el personal de operación en el sector de las plataformas de producción. En él habitará el personal mínimo necesario para la operación y mantenimiento del Campo; una o dos personas. El diseño será de tal forma que no afecte al entorno, se considerarán todos los factores necesarios que garanticen el bienestar de los ocupantes.

Se utilizará también el campamento Pañacocha para personal de la planta de proceso. El campamento de Pañacocha B está dotado con los servicios básicos y facilidades para 50 personas.

5.4. SALUD, SEGURIDAD INDUSTRIAL Y CONTROL AMBIENTAL

PAM tiene un sistema estructurado de Salud Ocupacional, Seguridad Industrial y Ambiente que permite cumplir los requerimientos de los estándares ISO 14001 y OHSAS 18001. Dichos requerimientos, así como la filosofía de operación segura, saludable y sustentable, deben ser implantados en la nueva operación, para lo cual se requiere:

5.4.1. ANÁLISIS HAZOP DE LA FACILIDAD

El Análisis Funcional de Operatividad (AFO) o Hazard and Operability (HAZOP), consiste en realizar un análisis de la nueva área de operación, identificando los peligros y riesgos presentes, eliminando aquellos que puedan ocurrir; identificando los factores de riesgo presentes y evaluando los riesgos asociados, para diseñar e implantar salvaguardas efectivas.

5.4.2. SISTEMA CONTRA INCENDIOS

La cobertura se realizará con la disposición de extintores de incendios, acorde con los requerimientos de la norma NFPA 10.

5.4.3. SEÑALÉTICA

Señalética, es una actividad que estudia y desarrollo un sistema de comunicación visual sintetizado en un conjunto de símbolos o señales que cumplen la función de guiar, orientar u organizar a una persona o a un conjunto de personas en aquellos puntos del espacio que plantee dilemas de comportamiento.

Por lo que es necesario determinar la señalética requerida (tipo y cantidad), en base al estándar definido para las plataformas de Campo, de acuerdo con el Manual de Señalética de PAM y lo especificado en la norma INEN 439. Adicionalmente, se deberá determinar el requerimiento de señalética vial (de ser requerida), en función de lo establecido por la Policía Nacional de Tránsito y/o la Armada Nacional.

5.4.4. DISPENSARIO MÉDICO

El dispensario médico existente en el Pañacocha brindará el soporte necesario en la operación de Tumali, de tal manera de proporcionar un tratamiento adecuado a las afectaciones a la salud que pudieren tener las personas que trabajarán en el área.

5.4.5. EQUIPO DE MANEJO DE CRISIS

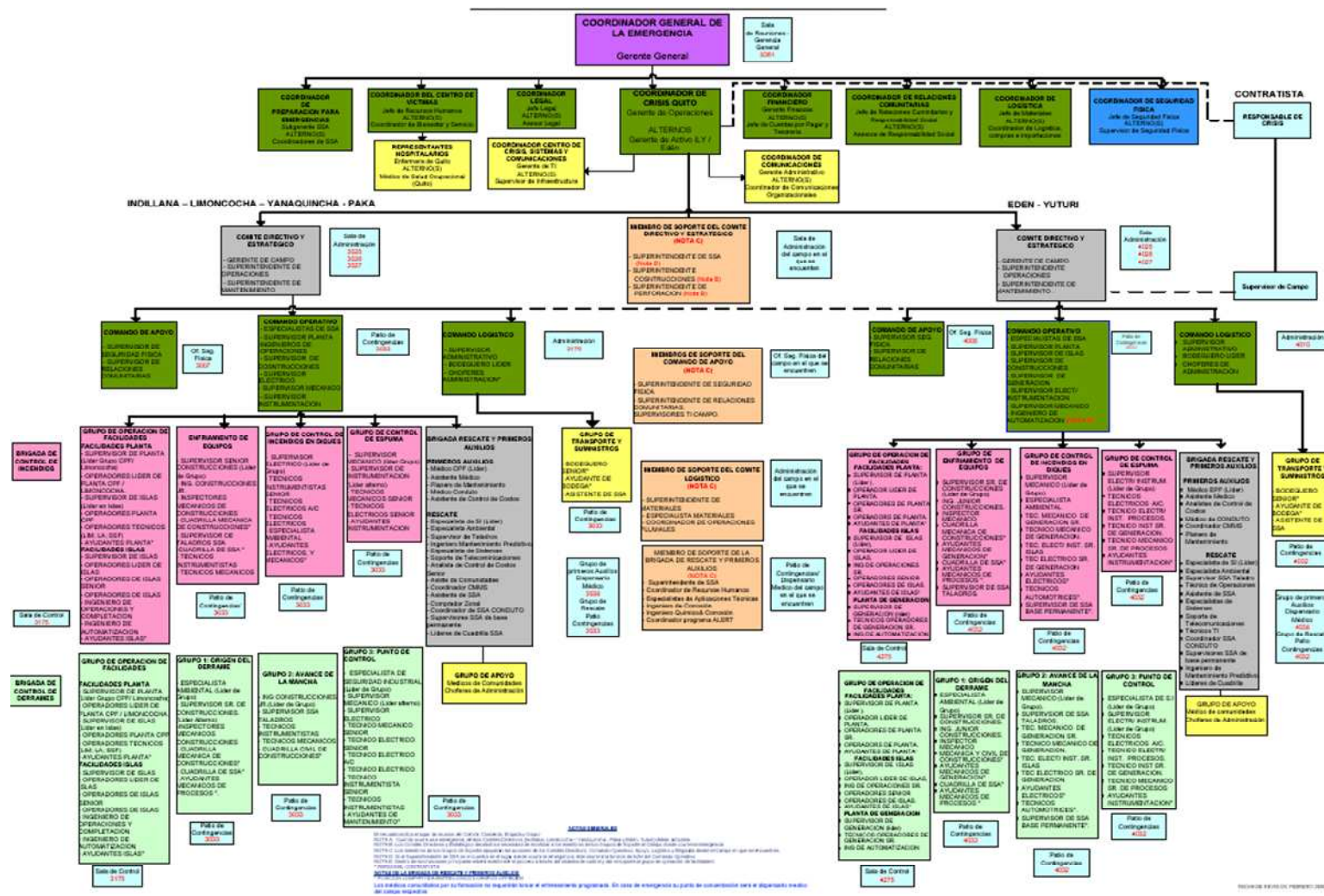
La respuesta a emergencias en la operación de Tumali se enmarcará dentro del Plan de Manejo de Crisis de PAM, en el tiene claramente definido el Equipo de Manejo de Crisis, sus responsabilidades y los procedimientos a seguirse de acuerdo al tipo de emergencia, que se muestra en la Figura 5.7.

5.4.6. PLAN DE EVACUACIÓN MÉDICA DE EMERGENCIA

El plan de evacuación médica de emergencia para Tumali será el que actualmente dispone PAM, para atender este tipo de eventos.

La conformación de grupos de trabajo dentro de una brigada de Rescate y Primeros Auxilios es fundamental para garantizar una respuesta efectiva en caso de una emergencia; este grupo de personas debe ser altamente capacitado tanto en Rescate (en la zona caliente de la emergencia) como en Primeros Auxilios (en la zona fría para estabilizar al lesionado).

FIGURA 5.7. ORGANIGRAMA DEL EQUIPO DE MANEJO DE CRISIS EN PAM



FUENTE PETROAMAZONAS

5.4.7. PLAN DE RESPUESTA CONTRA INCENDIOS

Definir los escenarios posibles de incendio que se podrían presentar en las instalaciones, para establecer las acciones a tomar para controlar la emergencia. Adicionalmente, diseñar una estrategia de control de incendios acorde a la filosofía de respuesta a emergencias de PAM.

La atención de una emergencia que involucre incendio estará a cargo de la Brigada de Control de Incendios de Pañacocha; este grupo es capacitado en el control de incendios utilizando agua, espuma, extintores y sistemas portátiles de extinción. Los Brigadistas realizan un entrenamiento intensivo anual en la Escuela Contra Incendios John Gallegos de PAM.

Adicionalmente, el personal que operativamente permanezca en Tumali será entrenado en el control de incendios utilizando extintores, de tal manera que ellos puedan proporcionar la primera atención en un evento de incendio.

5.4.8. PLAN DE RESPUESTA PARA DERRAMES

Se cuenta con una estrategia de control de derrames acorde a la filosofía de PAM, para actuar en el punto del problema, en el avance de la mancha y determinar puntos de control en los cuerpos de agua que circunden la facilidad. El plan de contingencia está conformado por tres brigadas, las que están ubicadas en el punto de generación, avance y control de la mancha.

Sin embargo, las plataformas dispondrán de salvaguardas como: diques perimetrales, trampas API, cellars y material de contingencia.

5.4.9. SEGURIDAD INDUSTRIAL Y SALUD OCUPACIONAL

La vida y el bienestar de los empleados de la operadora y sus contratistas son de vital importancia para PAM; por tal razón, es importante que todos los empleados asuman la responsabilidad sobre la seguridad en el trabajo, no solo por parte de los

niveles gerenciales, sino de todos los empleados de la empresa. Adicionalmente, deben aplicarse y cumplirse, como mínimo, los siguientes programas, procedimientos y requerimientos de seguridad industrial:

- Sistema Administrativo de Gestión en Seguridad Industrial y Salud Ocupacional OHSAS 18001.
- Manual de Seguridad Industrial de PAM.
- Manejo de Riesgos de Procesos.
- Sistemas de Permisos de Trabajo.
- Licencias para Operar.
- Manejo de Cambios (MOC).
- Equipos de Protección Personal.
- Protección Contra Incendios.
- Ingreso a Espacios Confinados.
- Planes de Respuesta a Emergencia.
- Investigación de Incidentes.
- Lecciones Aprendidas.
- Guías de SSA para los Contratistas.
- Programa de Observación Preventiva ALERT.
- Curso de Manejo Defensivo, etc.

Todos estos programas son impulsados mediante un plan de entrenamiento y supervisión, incluyendo dentro de él tanto a empleados de la operadora como a contratistas. Por su parte, las empresas contratistas deben vigilar y garantizar el cumplimiento de las normas establecidas, por parte de su personal, y proporcionar la capacitación, entrenamiento y control de los riesgos, necesarios y suficientes para garantizar un desempeño adecuado durante el desarrollo de sus actividades.

En cuanto a Salud Ocupacional, PAM establece las más altas normas y requerimientos para el cumplimiento de las leyes del Ecuador, obligando al estricto cumplimiento de las mismas tanto a sus empleados como al personal de las

compañías contratistas. La aplicación y cumplimiento, como mínimo, del Programa de Salud Ocupacional, regirá la gestión de este importante aspecto del trabajo. Se implementa la prestación de servicios de salud y medicina preventiva de acuerdo a dichas leyes.

5.4.10. CONTROL AMBIENTAL

Petroamazonas cuenta el Estudio de Impacto Ambiental -EIA- y Plan de Manejo Ambiental -PMA- aprobados, para un eficiente control ambiental en el área de influencia del proyecto. El PMA se subdivide en:

- *Plan de Prevención y Mitigación de Impactos:* conforme a lo indicado en el plan de respuesta para derrames (Sección 5.4.8), las plataformas cuentan con salvaguardas para prevenir eventos no deseados. Adicionalmente, todos los químicos en la locación estarán marcados con sus etiquetas de seguridad y estarán almacenados en cubetos con un 110% de su capacidad, al igual que los combustibles.
- *Plan de Contingencias:* en relación al plan de contingencias se efectuará un alcance del mismo y las respuestas a una emergencia se realizarán conforme al Plan de Manejo de Crisis de PAM, Figura 5.5.
- *Plan de Capacitación:* se capacitará al personal de operación en manejo de desechos y respuesta a emergencias por derrame.
- *Plan de Manejo de desechos:* se aplicará el Plan de Manejo de Desechos PMD de PAM. En síntesis, todos los desechos reciclables conforme el RAOH 1215 se llevarán al relleno sanitario para su clasificación y disposición en empresas recicladoras. Los desechos considerados peligrosos son incinerados en EPF en su incinerador de alta eficiencia. Su ceniza es dispuesta en vertederos de seguridad, ubicados en el relleno sanitario. Las aguas residuales del proceso, así como aguas grises y negras, serán tratadas e inyectadas en el pozo de desechos de EPF.

- *Plan de Monitoreo*: conforme a lo indicado en el RAOH 1215, se efectuará el monitoreo en las plantas de tratamiento de aguas residuales, aguas tratadas de perforación, y rípios de perforación.

5.5. PROGRAMA DE RELACIONES COMUNITARIAS (PRC)

El programa de relaciones comunitarias de Petroamazonas tiene como objetivo principal, establecer nexos de sana convivencia con las comunidades e instituciones de las Áreas de influencia Directa de sus operaciones e integrar aspectos de Responsabilidad Social a los contenidos de sus Programas y Planes de Gestión Social que se desarrollen como consecuencia de la aplicación de la política de Relaciones Comunitarias de Petroamazonas.

Una segunda instancia de aplicación de este programa, tiene que ver con aquellas actividades que Petroamazonas realiza en poblaciones y/o comunidades consideradas como Área de Influencia Indirecta y Regional, mediante el apoyo a su desarrollo integral, la mitigación de impactos negativos derivados de la operación, así como la potenciación de efectos positivos producto de la actividad de la operadora.

El alcance del Programa de Relaciones Comunitarias (PRC), guarda estricta relación con el Área de Influencia Directa de las Instalaciones e Infraestructura de Petroamazonas en la Región Amazónica. Las comunidades y actores en general de las Áreas de Influencia Indirecta y Regional, que pudieran verse afectados por las actividades de exploración y/o explotación de petróleo, serán susceptibles de incluirse dentro del PRC.

Las comunidades asentadas en el Área de Influencia del Proyecto Tumali son: Pucapeña, Yanahalpa y Tangay, con las cuales se mantiene constantes conversaciones, sin embargo a pesar de tener un gran avance en las negociaciones, todavía no se ha firmado ningún acuerdo o convenio, sin embargo, desde el punto de vista económico se dispone de un presupuesto de un millón de dólares para atender las demandas de las comunidades de las áreas de Influencia Directa. El PRC propone aplicar una estrategia integral de sus actividades con la comunidad con la

finalidad de entregar soporte a las áreas de Salud, Educación/Revalorización Cultural, Autogestión/Proyectos Productivos e Infraestructura/Equipamiento, para reforzarlas positivamente tomando en cuenta las consideraciones socio-culturales de la zona.

5.5.1. SALUD COMUNITARIA

Una de las más importantes variables socio-económicas identificadas en los distintos estudios realizados sobre las áreas de operación de Petroamazonas, determinan que las condiciones generales de la salud individual, familiar y colectiva del entorno social se encuentran en la franja de la pobreza. En función a lo anterior se definió la variable SALUD COMUNITARIA como el eje de inversión prioritario, para a partir de aquello, avanzar con acciones concretas sobre los demás componentes del PRC.

Las principales aéreas de acción en salud comunitaria son:

- Capacitación a colaboradores voluntarios de salud
- Información, educación y comunicación para la salud
- Atención médica
- Gestión en salud
- Investigación acción

5.5.2. EDUCACIÓN/ REVALORIZACIÓN CULTURAL

El eje Educación está definido como un aspecto clave de apoyo para el resto de componentes del PRC, pues solo en la afirmación de procesos educativos los demás aspectos de bienestar social pueden fundamentarse.

El principal objetivo de este eje es vincular a las instituciones y personas especializadas en temas educativos con la finalidad de elevar la cobertura educativa en las distintas comunidades de las áreas de influencia de operaciones de PAM. Generar destrezas en las comunidades que permitan en el mediano y largo plazo

contar con alternativas de empleo y producción no vinculadas a la operación de Petroamazonas.

Las principales áreas de acción que permitan cumplir con los objetivos son:

- Revalorización cultural
- Sistema de apoyo educativo escolar
- Sistema de apoyo educativo de formación Superior y Técnica
- Capacitación en áreas técnicas

5.5.3. AUTOGESTIÓN Y PROYECTOS PRODUCTIVOS

El concepto de desarrollo local es una tendencia de evolución socio-económica, caracterizado por la participación de los actores en la planificación del uso y administración de los recursos.

Petroamazonas, establecerá convenios de comodato con aquellas comunidades de las áreas directas de operación con la finalidad de instalar al menos dos granjas para capacitación y aplicación de metodologías productivas de carácter sostenible y replicable a las propiedades individuales de los beneficiarios de las distintas comunidades que conforman sus áreas de influencia.

Autogestión tiene como finalidad el otorgar a los espacios de intervención, un carácter de uso múltiple, constituirse en centros capacitación técnica y agropecuaria y es a la vez una herramienta de consolidación de la participación comunitaria.

Las principales áreas de acción en autogestión son:

- Seguridad alimentaria y huertos familiares
- Manejo de cultivos específicos
- Piscicultura/ peces nativos
- Avicultura de pequeña escala
- Agroforestería
- Desarrollo y gestión de proyectos

5.5.4. INFRAESTRUCTURA Y EQUIPAMIENTO

Gran parte de los indicadores de las variables socioeconómicas de las áreas que se han estudiado al interior de las Áreas de Influencia de las operaciones de Petroamazonas, reflejan una realidad compleja y con problemas graves de infraestructura básica, adicionalmente a las viviendas de tipo tradicional, el resto de infraestructura presente en la amazonia ecuatoriana, se ha construido sin planificación adecuada al entorno y a las necesidades reales de las poblaciones, las mismas que han generado una suerte de construcciones aisladas, subutilizadas o sin funcionamiento.

El principal objetivo de este lineamiento es desarrollar infraestructura de calidad en las comunidades y poblaciones, destinada a complementar las áreas de salud, educación y autogestión del PRC, con la finalidad de elevar los servicios de salubridad ambiental y de infraestructura básica.

Para lograr este objetivo las áreas de acción en infraestructura son:

- Infraestructura de salud
- Infraestructura educativa
- Infraestructura de servicios
- Infraestructura de proyectos productivos
- Infraestructura deportiva
- Equipamiento

CAPÍTULO VI

ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD DEL PROYECTO

6.1. ANÁLISIS TÉCNICO

Las estrategias de producción planteadas para el Campo Tumali consideran la perforación de los nuevos pozos TML E2 y TML E3HM1, el reacondicionamiento del pozo TML E1, la construcción de vías de acceso, plataforma de producción, campamento y puerto, instalación de oleoducto secundario, sistemas de monitoreo y control, y el sistema de bombeo en superficie; desde el punto de vista técnico, todo el proyecto resulta viable con el objetivo de producir la mayor parte de reservas existentes en el Campo Tumali. Las reservas aproximadas para los tres pozos planteados son 2'190.001 bls, para los que se realizaron los perfiles de producción por pozo.

El utilizar un sistema de bombeo multifásico presenta una enorme ventaja para la empresa considerando el relativo bajo aporte del campo Tumali, en comparación con otros campos del bloque. Por lo que no se justifica, desde el punto de vista económico, la instalación de un sistema de separación primario en las plataformas de producción según el esquema tradicional. La propuesta del sistema de bombeo multifásico reduce los costos finales del proyecto.

6.2. ANÁLISIS ECONÓMICO

El objetivo del análisis económico es determinar si el proyecto es viable o no, y cuál es el beneficio económico que éste generaría; el análisis permitirá determinar la factibilidad del proyecto en base a parámetros económicos básicos como: Valor Actual Neto (VAN) y Tasa Interna de Retorno (TIR).

6.2.1. CONSIDERACIONES

Las consideraciones o hipótesis en las que se sustenta la evaluación económica del proyecto son:

- La duración del proyecto es de 5 años (noviembre 2011 a julio 2016), tiempo durante el cual se espera producir 2,19 millones de barriles de crudo.
- Se considera una tasa de actualización anual para el proyecto de 12%.
- No se considera depreciación contable de los equipos por cuanto no intervienen en los impuestos fiscales. Al no pagar impuesto a la renta, la compañía no puede utilizar a la depreciación como escudo fiscal en sus balances.
- Dentro de los costos operativos está incluido el costo de workover de los pozos; un total de 7 trabajos de workover en todo el campo, dos por cada pozo y un evento imprevisto.
- No se consideró devaluación monetaria durante los años de duración del proyecto.
- Se considera una inversión de abandono de 350.000 USD por pozo; el que está sujeto a remediación al final de su vida útil.
- El análisis económico del proyecto plantea tres escenarios en función del precio del barril de petróleo. El precio de referencia para el barril de petróleo del campo Tumali es de 48,88 USD/bl (Ryder Scott, Junio 2010); este precio se considera para el presente estudio como el escenario más probable. Un escenario pesimista considera un crudo de 38,88 USD/bl, mientras el escenario optimista considera un crudo de 58,88 USD/bl.
- Se considera además un escenario de producción, tomando en cuenta que se trata de un campo nuevo, se carece de pruebas de producción y los aportes iniciales se determinaron de forma teórica, se analiza la factibilidad del proyecto si la producción de crudo se reduce en un 30%, manteniendo los volúmenes de agua producidos.

6.2.2. COSTOS DE PERFORACIÓN

Para el campo Tumali se planteó la perforación de dos nuevos pozos, TML E2 y TML E3HM1. Sin embargo, se considera además los costos de perforación del pozo Tumali Este 1 perforado en enero 2005. Este pozo exploratorio fue pagado por OXY-Ecuador en 2005; sin embargo, para el estudio económico es necesario considerar los 5'362.381 USD para analizar la factibilidad del proyecto en forma global.

Tumali Este 2 es un pozo direccional, con el objetivo principal de producir la Arenisca M1; sin embargo, busca además atravesar las Arenas U y T. Con este pozo se espera obtener la mayor cantidad de información que permita caracterizar los reservorios del Campo Tumali. TML E2 se construirá en tres secciones: la primera sección de 16" (open hole) revestida con un casing de 13 3/8" hasta 6200 pies MD. La sección intermedia de 12 ¼" revestida con casing de 9 5/8" hasta 9100' MD y la tercera sección de 8 ½" revestida con liner de 7" hasta TD 10737' MD.

Durante la perforación del pozo se tomarán 60 pies de núcleos o cores correspondiente a la Arenisca M1, se realizará mediciones MDT y toma de fluidos a las profundidades correspondientes a las Areniscas U y T. El tiempo estimado para la perforación de este pozo es 23 días; en base a lo anterior, se estima el costo de perforación del pozo en 6'536.505,16 USD, tal como se detalla en el cuadro 6.1.

El pozo Tumali Este 3HM1 es un pozo horizontal con el objetivo de producir de la Arenisca M1, con una sección horizontal de aproximadamente 740 pies. El pozo se construirá en cuatro secciones: la primera de 16" open hole, revestida con casing de 13 3/8" hasta 5500' MD; la segunda sección de 12 ¼" revestida con casing 9 5/8" hasta 7600' MD; la tercera sección de 8 ½" revestida por liner de 7" hasta 9400' MD; y, la sección horizontal, perforada con broca de 6 1/8" para ser revestida probablemente con mallas de 5" hasta TD 10720' MD.

CUADRO 6.1. COSTOS DE PERFORACIÓN

EVENTO	DESCRIPCION	TML E3HM1	TML E2
MOVILIZACIÓN	SERVICIO MOVILIZACION DE TALADRO	909.000,00	909.000,00
	SERVICIO TRANSPORTES TRASTEIO TALADRO	0,00	0,00
	SERVICIO EQUIPO PESADO MOVILIZACION	62.740,62	62.740,62
	SERVICIO DE CATERING MOVILIZACION	42.900,00	42.900,00
	SERVICIO DE GERENCIAMIENTO EN MOVILIZACION	23.700,00	23.700,00
	SERVICIO LODOS EN MOVILIZACION	28.650,00	28.650,00
	CONTROL DE SOLIDOS EN MOVILIZACION	143.250,00	143.250,00
	MUD LOGGING EN MOVILIZACION	23.850,00	23.850,00
	COMBUSTIBLES MOVILIZACION	16.560,00	16.560,00
	Subtotal	1.250.650,62	1.250.650,62
PERFORACIÓN	SERVICIO TALADRO PERFORACION	848.400,00	696.900,00
	SERVICIO DE GERENCIAMIENTO PERFORACION	74.200,00	60.950,00
	SERVICIO DE DIRECCIONAL	731.555,63	412.602,16
	SERVICIO LODOS PERFORACION	392.000,00	250.175,93
	SERVICIO DE CONTROL DE SOLIDOS PERFORACION	140.000,00	109.825,00
	SERVICIO DE MUD LOGGING PERFORACION	49.980,00	41.055,00
	SERVICIO DE GYRO	27.507,20	24.560,00
	SERVICIO DE CATERING PERFORACION	61.600,00	50.600,00
	SERVICIO INSPECCION DE TUBULARES PERFORACION	5.952,36	6.065,18
	SERVICIO DE CORRIDA DE TUBULARES PERFORACION	33.600,00	30.000,00
	SERVICIO CEMENTACION PERFORACION	246.400,00	204.840,17
	SERVICIO DE INSTALACION DE CABEZAL Y CORTE FRIO DE CASING	3.976,00	3.550,00
	SERVICIO DE REDUCTORES DE TORQUE	112.000,00	100.000,00
	SERVICIO DE REGISTROS ELECTRICOS A HOYO ABIERTO WIRELINE	140.000,00	280.000,00
	SERVICIO DE LINER HANGER	123.200,00	110.000,00
	SERVICIO LUMP SUM BROCAS PERFORACION	156.800,00	120.000,00
	SERVICIO EQUIPO PESADO PERFORACION	71.579,03	58.797,06
	RENTA DE EQUIPOS PERFORACION	17.920,00	14.720,00
	MATERIALES CABEZAL DE POZO PERFORACION	99.266,51	88.630,81
	COMBUSTIBLES PERFORACION	51.520,00	42.320,00
TUBERIA DE REVESTIMIENTO	1.016.597,95	1.031.659,26	
	ACEITES Y GRASAS PERFORACION	1.120,00	1.000,00
	Subtotal	4.405.174,68	3.738.250,57
GENERALES OPERACIÓN	SERVICIO DE TRANSPORTE DE PERSONAL	33.862,50	32.560,10
	SERVICIO DE CAMION VACCUM	26.172,00	25.092,00
	PERMISOS DNH	10.000,00	10.000,00
	SERVICIO DE ING GEOLOGIA	2.812,50	2.812,50
	SERVICIO TOMA DE NUCLEOS Y ANALISIS	0,00	850.000,00
	MANTENIMIENTO DE LOCACIONES Y CARRETERAS	15.320,12	15.320,12
	SERVICIO DE BASE PERMANENTE OBREROS Y GUARDIAS	7.895,16	7.591,50
	MATERIALES GENERALES DE LA OPERACION	10.000,00	10.000,00
	Subtotal	106.062,28	953.376,22
	Sub Total	5.761.887,58	5.942.277,41
	10 % Imprevistos	576.188,76	594.227,74
	12 % IVA	0,00	0,00
	TOTAL	6.338.076,34	6.536.505,16

ELABORADO POR: JUAN PABLO JÁTIVA
FUENTE: PETROAMAZONAS

Los costos de perforación del pozo horizontal incluyen la perforación del pozo piloto con la corrida de registros básicos que permitan determinar el tope y base de la arenisca M1 y garantizar navegar los 740 pies en su totalidad dentro del cuerpo de la arenisca M1. Además, en la sección horizontal se deberá correr registros de porosidad, resistividad y densidad; que permitan inferir los valores de permeabilidad en la sección horizontal. El costo de perforación del pozo Tumali Este 3HM1 asciende a 6'338.076,34 USD, como se detalla en el cuadro 6.1.

6.2.3. COSTOS DE COMPLETACIÓN INICIAL

Perforados los pozos, se requiere completarlos para producir. A continuación, en los cuadros 6.2 y 6.3 se presentan costos aproximados para pozos con completación simple, con bomba electro sumergible.

Para Tumali Este 2 se estima 10 días de operaciones, dentro de los cuales se considera la toma de registros de cemento, disparar 25 pies de la arenisca M1 a 10 disparos por pie y las pruebas de producción de las arenas U y T.

CUADRO 6.2 COSTOS DE COMPLETACIÓN INICIAL TUMALI ESTE 3HM1

COMPRAS Y/O MATERIALES DE BODEGA	US\$
Aceites y grasas	300,00
Combustibles	15.000,00
Tubería Perforación-Completación	259.988,00
Materiales equipo Slick line	633,81
Fluidos de Perforación y Químicos	13.374,00
Materiales equipo de fondo ESP	69.816,04
Material cabezales de pozo	58.765,07
Materiales equipo de superficie VSD	2.000,00
Materiales completación de fondo	2.000,00
Filtros Unidad de Filtración	5.764,80
Materiales misceláneos de perforación-completación	500,00
Materiales equipo de fondo - Completación Selectiva	224.587,99
SERVICIOS GENERALES	
Servicios miscelaneos	10.050,00
Servicios de Slick line	5.040,00
Locaciones, carreteras y sumideros	0,00
Movilización taladros y tiempo de espera	22.000,00
Servicio taladro de perforación	105.000,00
Pruebas producción PLT & Medidores presión y temperatura	0,00
Registros eléctricos (Wireline)	43.500,00
Disparos	0,00
Estimulación, ácidos y bombeo	50.000,00
Cementación	0,00
Inspección y reparación de tubería	0,00
Servicios misceláneos de Contratistas	14.000,00
Permisos DNH	3.000,00
Transporte de materiales y equipos	3.000,00
Transporte de personal - Marítimo	7.125,00
Servicio camiones vacuum	5.184,00
RENTAS	
Renta Herramientas y Equipos	51.000,00
Rentas otros	11.800,00
Sub Total	983.428,71
12 % IMPREVISTOS	118.011,45
TOTAL	1.101.440,16

ELABORADO POR: JUAN PABLO JÁTIVA
FUENTE: PETROAMAZONAS

El tiempo de operaciones estimado para Tumali Este 3HM1 es 15 días donde se incluye la corrida de mallas de 5" en la sección horizontal.

CUADRO 6.3 COSTOS DE COMPLETACIÓN INICIAL TUMALI ESTE 2

COMPRAS Y/O MATERIALES DE BODEGA	US\$
Aceites y grasas	200,00
Combustibles	10.000,00
Brocas	5.500,00
Tubería Perforación-Completación	217.800,00
Materiales equipo Slick line	633,81
Fluidos de Perforación y Químicos	13.374,00
Materiales equipo de fondo ESP	67.772,54
Material cabezales de pozo	58.765,07
Materiales equipo de superficie VSD	2.000,00
Materiales completación de fondo	10.315,09
Filtros Unidad de Filtración	5.764,80
Materiales misceláneos de perforación-completación	500,00
Materiales equipo de fondo - Completación Selectiva	45.100,00
SERVICIOS GENERALES	
Servicios miscelaneos	6.700,00
Pruebas de laboratorio	0,00
Servicios de Slick line	5.040,00
Movilización taladros y tiempo de espera	30.000,00
Servicio taladro de perforación	70.000,00
Pruebas producción PLT & Medidores presión y temperatura	0,00
Registros eléctricos (Wireline)	58.800,00
Disparos	103.270,00
Cementación	35.000,00
Servicios misceláneos de Contratistas	3.300,00
Permisos DNH	3.000,00
Transporte de materiales y equipos	6.000,00
Transporte de personal - Marítimo	4.750,00
Servicio camiones vacuum	2.592,00
RENTAS	
Renta Herramientas y Equipos	41.000,00
Rentas otros	54.060,00
Sub Total	861.237,31
12 % IMPREVISTOS	103.108,48
TOTAL	962.345,79

ELABORADO POR: JUAN PABLO JÁTIVA
FUENTE: PETROAMAZONAS

6.2.4. COSTOS DE REACONDICIONAMIENTO

Los costos de reacondicionamiento se condensan en el cuadro 6.4. Son costos estimados del trabajo de reacondicionamiento para el pozo Tumali Este 1.

CUADRO 6.4 COSTOS DE REACONDICIONAMIENTO TML E1

COMPRAS Y/O MATERIALES DE BODEGA		USD
7501	Aceites y grasas	2.400,00
7502	Combustibles	21.240,00
7503	Brocas	5.500,00
7505	Tubería Perforación-Completación	465.982,00
7506	Materiales equipo Slick line	7.402,00
7507	Fluidos de Perforación y Químicos	26.676,00
7508	Materiales equipo de fondo ESP	67.339,00
7509	Material cabezales de pozo	116.000,00
7511	Materiales completación de fondo	10.528,00
7512	Filtros Unidad de Filtración	5.765,00
7513	Partes de instrumentación y paneles de superficie	2.000,00
7514	Materiales misceláneos de perforación-completación	3.000,00
7515	Materiales equipo de fondo	130.000,00
7516	Materiales equipo de superficie	15.000,00
SERVICIOS GENERALES		
7606	Servicios miscelaneos	15.600,00
7609	Servicios de Slick line	3.600,00
7611	Movilización taladros y tiempo de espera	59.316,00
7612	Servicio taladro de perforación	355.896,00
7614	Registro de lodos	4.800,00
7615	Registros eléctricos (Wireline)	89.552,00
7616	Disparos	69.449,00
7618	Cementación	50.150,00
7620	Servicios misceláneos de Contratistas	54.021,00
7622	Permisos DNH	15.000,00
7623	Transporte de materiales y equipos	27.840,00
7628	Servicio camiones vacuum	19.488,00
RENTAS		
7701	Renta Herramientas y Equipos	72.380,00
7702	Rentas otros	39.456,00
SUB TOTAL		1.755.380,00
IMPREVISTOS 12%		210.645,60
TOTAL		1.966.025,60

ELABORADO POR: JUAN PABLO JÁTIVA
FUENTE: PETROAMAZONAS

El pozo Tumali Este 1 es un pozo que actualmente se encuentra temporalmente taponado, con tres tapones de cemento según se muestra en la Figura 1.2; por lo

que para su puesta en producción es necesario realizar trabajos de reacondicionamiento: moler los tapones de cemento, realizar pruebas de hidrostáticas, verificar aislamiento de la arenisca M1 superior, en caso de existir comunicación formación-pozo será necesario realizar una cementación forzada; además, debido a que el pozo se encuentra 5 años taponado y abandonado, se correrán registros de saturación, corrosión y cemento.

Posteriormente se dispararán 28 pies de la arenisca M1 Principal a 10 tiros por pie y se tomará una muestra de fluidos de fondo para realizar pruebas PVT. La completación será simple con bomba BES asentada a 7800 pies MD. Toda la operación se estima se realizará en 20 días. Los costos del reacondicionamiento y completación del pozo Tumali Este 1 se presentan en el cuadro 6.4.

6.2.5. COSTOS DE FACILIDADES DE SUPERFICIE

Como se menciona en el Capítulo I, el campo Tumali no dispone de facilidad de superficie alguna; por lo que se requieren realizar los trabajos que se detallan en el Capítulo V. En el cuadro 6.5 se presenta un resumen de los trabajos necesarios para la producción de fluidos del campo, con los respectivos costos estimados.

CUADRO 6.5. COSTOS DE CONSTRUCCIÓN DE FACILIDADES DE SUPERFICIE

DETALLE	CANTIDAD	TOTAL
Carreteras	5 Km	1.416.575
Tubería 6'	15km	1.987.067
Plataforma 2B	1	2.657.003
Plataforma 2A	1	1.560.000
Puerto	1	1.181.619
Facilidades electromecánicas	3 pozos	634.118
Campamento	1	1.585.266
Sistema de bombeo	2	3.260.000
TOTAL	-	14.281.648

ELABORADO POR: JUAN PABLO JÁTIVA
FUENTE: PETROAMAZONAS

La inversión inicial correspondiente a la perforación, completación, reacondicionamiento de los pozos, la construcción de carreteras, puertos, plataformas, sistema de bombeo y campamento asciende a 37'401.713 USD.

6.2.6. COSTOS DE PRODUCCIÓN

Los costos de producción se refieren a la cantidad que la empresa debe pagar por barril producido; estos incluyen fondo vial, tratamiento de agua, tratamiento de petróleo, levantamiento artificial, soporte, mantenimiento, ingeniería de operación, combustible y generales. Según la información presentada por Petroamazonas, los costos operativos se presentan en el cuadro 6.6.

CUADRO 6.6. COSTOS DE PRODUCCIÓN

DETALLE	USD	SOBRE bl
OVERHEAT	0,1792	Fluido
SOPORTE	0,1379	Fluido
FONDO VIAL	0,259	Crudo
REACONDICIONAMIENTO	0,1211	Fluido
LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL	0,1948	Fluido
TRATAMIENTO AGUA	0,735	Agua
TRATAMIENTO OIL	1,143	Crudo
MANTENIMIENTO	0,2365	Fluido
ING. OPERACIÓN	0,1519	Fluido
COMBUSTIBLE	0,06525	Fluido

ELABORADO POR: JUAN PABLO JÁTIVA
FUENTE: PETROAMAZONAS

Los costos de producción por barril se obtienen dividiendo los costos totales de producción del proyecto para el volumen de crudo producido, de tal forma que los costos de producción para el crudo del campo Tumali son 18,14 USD/bl.

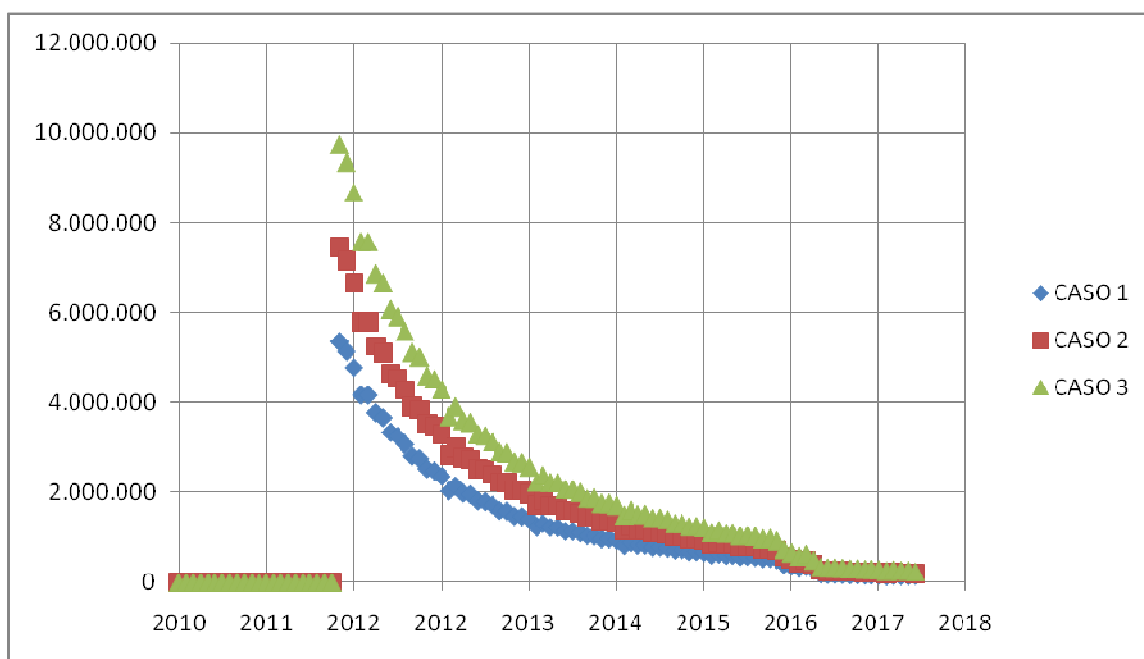
6.2.7. INGRESOS DEL PROYECTO

Los ingresos por mes se obtienen multiplicando el valor del barril de petróleo por el número de barriles de petróleo producido en cada mes; rubro estimado en el

Capítulo V. En la Figura 6.1 se presenta en forma gráfica los ingresos para los tres casos o escenarios planteados.

Determinados los ingresos y egresos del proyecto, se realiza el flujo neto de caja para calcular los indicadores económicos principales: TIR y VAN.

FIGURA 6.1 INGRESOS DEL PROYECTO



ELABORADO POR: JUAN PABLO JÁTIVA
FUENTE: PETROAMAZONAS

6.2.8. VALOR ACTUAL NETO (VAN)

El valor actual neto es un procedimiento que permite calcular el valor presente de un determinado número de flujos de caja futuros, originados por una inversión. Es la ganancia extraordinaria que genera el proyecto.

$$VAN = \sum_{K=0}^n \frac{FNC_K}{(1+i)^K}$$

Donde:

FNC_K = Flujo Neto de Caja del año K

i = Tasa de actualización de la empresa ($i=12\%$)

La interpretación del VAN permite determinar si un proyecto es económicamente rentable, a pesar de la implicaciones en considerar circunstancias imprevistas.

- Si $VAN > 0$; la inversión produciría ganancias por encima de la rentabilidad exigida, por lo que el proyecto es rentable.
- Si $VAN < 0$; la inversión produciría ganancias por debajo de la rentabilidad exigida, por lo que el proyecto es no rentable.
- Si $VAN = 0$; la inversión no produciría ganancias ni pérdidas. Ya que el proyecto no agrega valor monetario por encima de la rentabilidad exigida, la decisión debería basarse en otros criterios, como la obtención de un mejor posicionamiento en el mercado.

6.2.9. TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)

Cuando el VAN toma un valor igual a cero, i pasa a llamarse TIR. La TIR es la rentabilidad que proporciona el proyecto. La tasa interna de retorno es la tasa máxima a la que se puede remunerar el capital inicial del proyecto, sin ganancia ni pérdida. Es decir, es la tasa de actualización que anula el valor actual neto del flujo de caja.

$$0 = \sum_{K=0}^n \frac{FNC_K}{(1 + TIR)^K}$$

- Cuando $TIR > i$; el proyecto es rentable.
- Cuando $TIR < i$; el proyecto no es rentable.
- Cuando $TIR = i$; el proyecto no tiene pérdidas ni ganancias.

En el cuadro 6.7 se presenta en forma anual los ingresos, egresos, flujo neto de caja; y, los valores de VAN y TIR para los tres casos económicos planteados,

- Caso 1, pesimista para un precio de crudo de 38,88 USD/bl
- Caso 2, más probable para un crudo de 48,88 USD/bl
- Caso 3, optimista considerando 58,88 USD/bl como precio del barril de crudo

El campo Tumali, en breves rasgos, es un campo pequeño con un componente tanto estratigráfico como estructural. En el cual, el único reservorio estudiado es la Arenisca M1 saturada con un hidrocarburo pesado. Además, su localización, un tanto remota y la carencia de facilidades de superficie, determinan la necesidad de una fuerte inversión para lograr explotar sus reservas en forma técnica.

CUADRO 6.7. BALANCE ECONÓMICO PROYECTO TUMALI

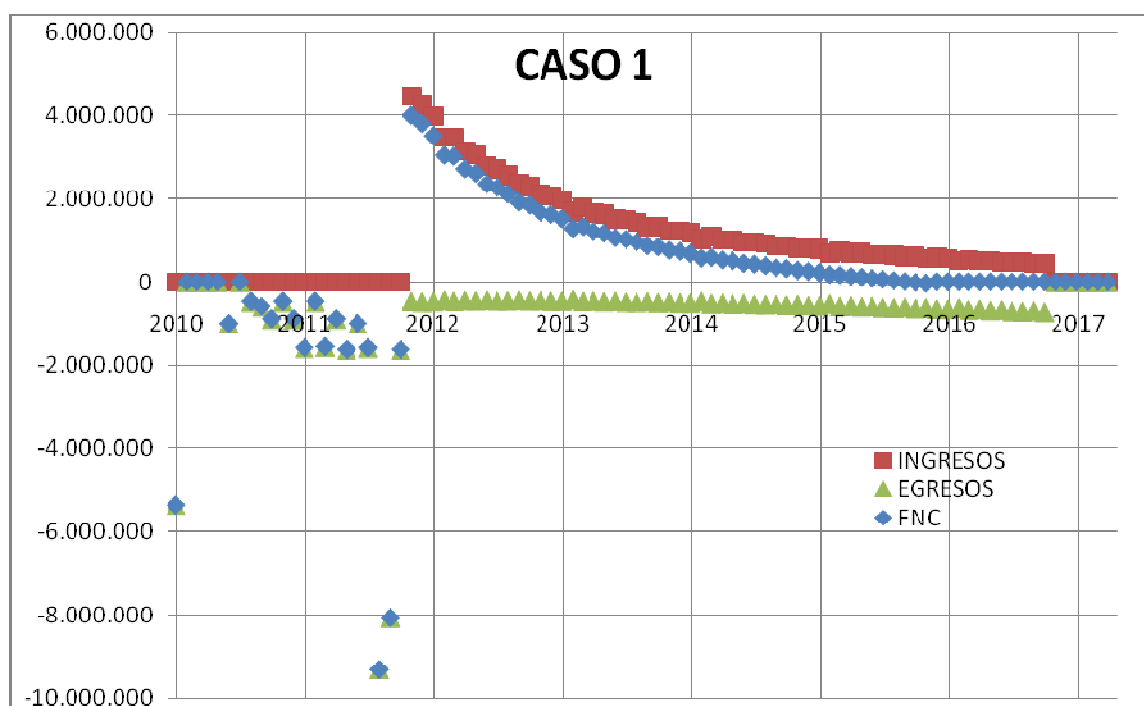
DATE	PRODUCCIÓN ANUAL			INGRESOS			EGRESOS						FNC			
Date	OIL	FLUIDO	AGUA	CASO 1	CASO 2	CASO 3	COST OPER	INVERSIÓN					TOTAL	CASO 1	CASO 2	CASO 3
	Bbl/d	Bbl/d		45	65	85		PERF	COMPL	REACOND	FACIL	ABANDONO				
2010	0	0	0	0	0	0	0	5.362.381	0	0	3.306.528	0	9.668.909	-9.668.909	-9.668.909	-9.668.909
2011	224.572	290.347	65.775	8.731.373	10.977.096	13.110.533	678.701	12.874.581	2.063.786	1.819.317	10.975.120	1.050.000	28.667.849	-19.936.476	-17.690.753	-15.557.316
2012	873.446	1.790.484	917.038	33.959.579	42.694.039	50.991.776	3.844.223	0	0	0	0	0	5.320.688	28.638.892	37.373.351	45.671.088
2013	470.267	2.026.038	1.555.771	18.283.990	22.986.663	27.454.201	4.004.400	0	0	0	0	0	5.569.415	12.714.575	17.417.248	21.884.786
2014	295.560	2.340.316	2.044.756	11.491.365	14.446.963	17.254.781	4.460.375	0	0	0	0	0	6.217.632	5.273.733	8.229.331	11.037.149
2015	203.240	2.703.801	2.500.560	7.901.986	9.934.390	11.865.174	5.060.941	0	0	0	0	0	7.062.927	901.733	2.871.463	4.802.247
2016	126.916	2.578.380	2.451.464	4.934.477	6.203.633	7.409.330	5.801.551	0	0	0	0	0	6.677.032	0	48.696	732.298
2017	0	0	0	0	0	0	4.016.818	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2018	0	0	0	0	0	0	1.955.234	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL	2.194.001	11.729.366	9.535.365	85.302.771	107.242.784	128.085.796	29.822.243	18.236.962	2.063.786	1.819.317	14.281.648	1.050.000	69.184.452	17.923.547	38.580.428	58.901.344

RESULTADOS			
	CASO 1	CASO 2	CASO 3
PRECIO USD/bl	38,88	48,88	58,88
FNC	17.923.547	38.580.428	58.901.344
VAN	\$ 7.388.052	\$ 21.081.018	\$ 34.407.802
TIR	29%	59%	84%
TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN (meses)	15	10	8
FACTIBILIDAD	FACTIBLE	FACTIBLE	FACTIBLE

ELABORADO POR: JUAN PABLO JÁTIVA
FUENTE: PETROAMAZONAS

Para el Caso 1, que considera el precio del barril de crudo de 38,88 USD, a pesar de los elevados costos de tratamiento del agua, el proyecto produce ganancias al finalizar el ejercicio de casi 18 USD millones, el VAN calculado es de \$ 7.388.052, la TIR es 29%, y la inversión inicial se recupera en enero de 2013; a quince meses del inicio de la producción. En la figura 6.2 se presenta en forma mensual los ingresos, egresos y el flujo neto de caja para el Caso 1.

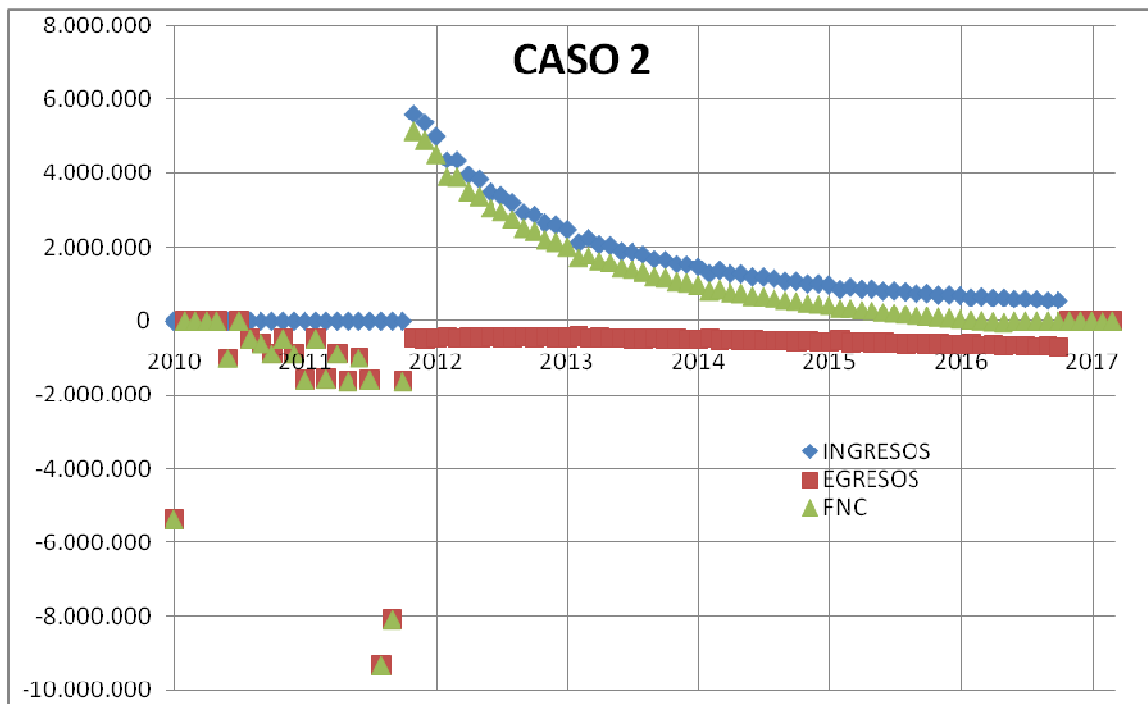
FIGURA 6.2 ANÁLISIS ECONÓMICO CASO 1



ELABORADO POR: JUAN PABLO JÁTIVA

Para el caso más probable, con un precio del barril de crudo de 48,88 USD, las ganancias del proyecto son mayores que para el Caso 1; alcanzando los 38 USD millones de ganancia al finalizar el proyecto. El VAN calculado es de \$ 21'081.018, la TIR 59%, la inversión inicial se recuperará en agosto de 2012; en diez meses de producción. En la figura 6.3 se presenta en forma mensual los ingresos, egresos y el flujo neto de caja para el Caso 2.

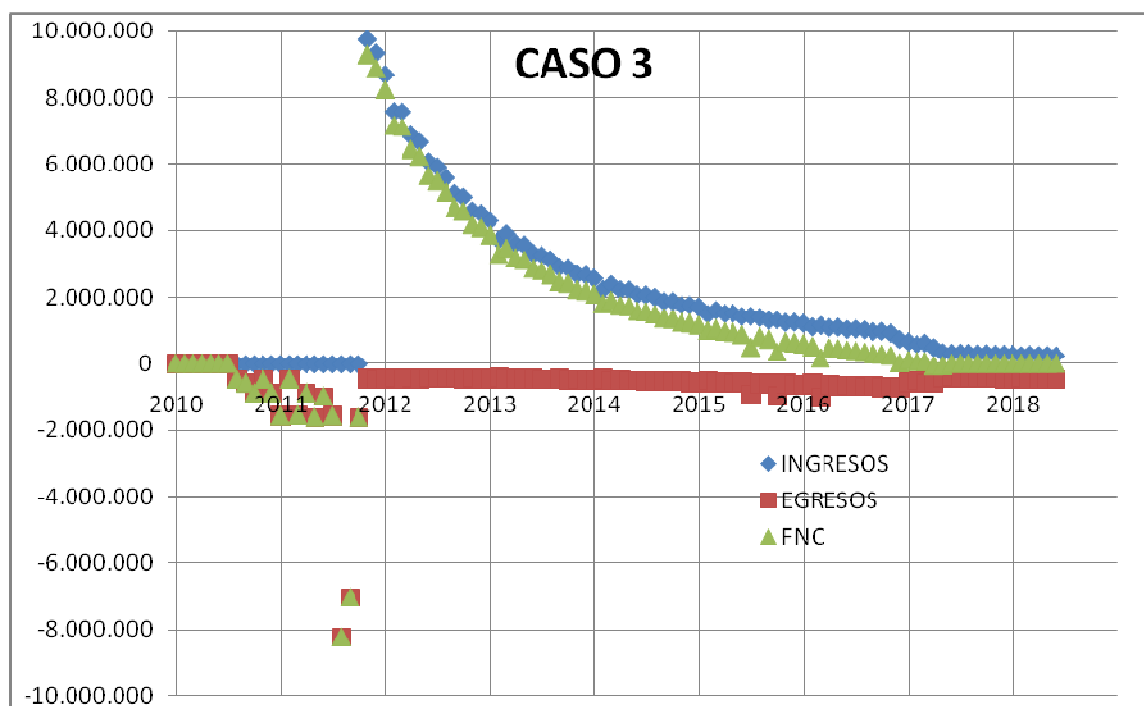
FIGURA 6.3 ANÁLISIS ECONÓMICO CASO 2



ELABORADO POR: JUAN PABLO JÁTIVA

Para el escenario optimista, que considera un precio de 58,88 USD/bl, las ganancias al finalizar el proyecto ascienden a 58,9 USD millones, el VAN calculado es de \$ 34.407.802, la TIR del proyecto 84%, el tiempo de recuperación de la inversión será ocho meses, para junio de 2012. En la figura 6.4 se presenta en forma mensual los ingresos, egresos y el flujo neto de caja para el Caso 3.

FIGURA 6.4 ANÁLISIS ECONÓMICO CASO 3

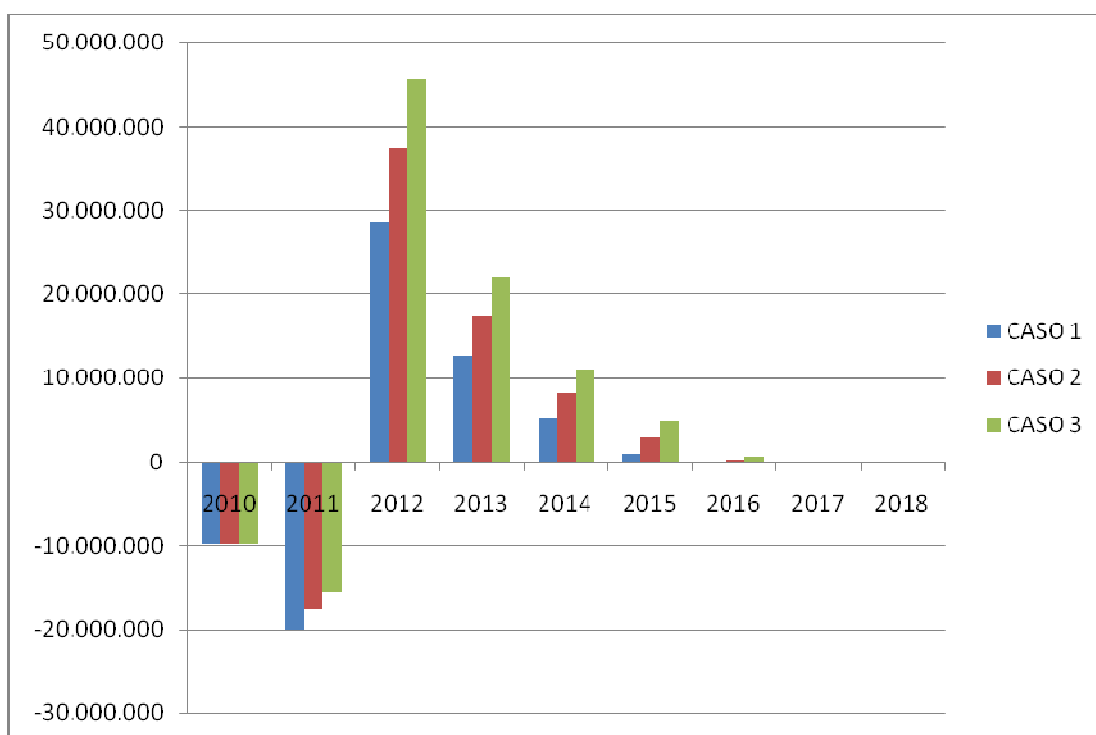


ELABORADO POR: JUAN PABLO JÁTIVA

Como se observa en el balance económico (ver Figura 6.5), a pesar de la fuerte inversión en los tres escenarios, el proyecto Tumali presenta ganancias; valores positivos de VAN y valores de TIR mayores a la tasa de actualización de la empresa; todo lo que indica que el proyecto, desde el punto de vista técnico y económico, es factible de realización.

Es necesario mencionar que las facilidades a instalar estarán en capacidad de soportar hasta un 80% de fluido adicional a la producción esperada de la Arenisca M1. Por lo que en el supuesto de encontrar reservas de petróleo en otras arenas, como la U o T, lo cual es “probable”, prácticamente toda la producción adicional se reflejaría directamente en las ganancias; haciendo aún más interesante el Proyecto Tumali.

FIGURA 6.5 FLUJOS NETOS DE CAJA PARA LOS TRES CASOS



ELABORADO POR: JUAN PABLO JÁTIVA

Adicionalmente se realizó un escenario en el cual se considera una reducción del 40% del caudal calculado de crudo. Este escenario pretende de alguna forma presentar una sensibilidad económica influenciada por la producción de crudo. Considerando la carencia de pruebas de producción, los aportes iniciales de cada pozo fueron determinados en forma teórica basados en la ecuación de Darcy para pozos direccionales y el modelo de Joshi para pozos horizontales.

Los resultados del ejercicio económico que se presentan en el cuadro 6.8 indican que el proyecto es inviable para el primer caso, que considera el precio del barril de 38,88 USD/bl, ya que no se logra recuperar la inversión inicial, generando pérdidas económicas reflejadas en valores negativos del VAN y TIR inferiores a la tasa de actualización de la empresa. Para el segundo escenario, con un precio de 48,88 USD/bl, a pesar de que las ganancias son bajas, 10 USD millones, el VAN

calculado es de \$ 2'539.027, la TIR del proyecto 18%, el proyecto es rentable con un tiempo de recuperación de la inversión de diez y nueve meses; para mayo 2013. Si el precio del barril es de 58,88 USD/bl, las ganancias del proyecto ascienden a 24 USD millones, el VAN calculado es de \$ 11'482.626, la TIR del proyecto 39%, lo cual es bueno para un proyecto de las características del Campo Tumali.

CUADRO 6.8. BALANCE ECONÓMICO PROYECTO TUMALI- SENSIBILIDAD DE PRODUCCIÓN

DATE	PRODUCCIÓN ANUAL			INGRESOS			EGRESOS						FNC			
Date	OIL	FLUIDO	AGUA	CASO 1	CASO 2	CASO 3	COST OPER	INVERSIÓN					TOTAL	CASO 1	CASO 2	CASO 3
	Bbl/d	Bbl/d		45	65	85		PERF	COMPL	REACOND	FACIL	ABANDONO				
2010	0	0	0	0	0	0	0	5.362.381	0	0	3.306.528	0	9.668.909	-9.668.909	-9.668.909	-9.668.909
2011	157.201	222.976	65.775	6.111.961	7.683.967	9.177.373	678.701	12.874.581	2.063.786	1.819.317	10.975.120	1.050.000	28.437.589	-22.325.628	-20.753.622	-19.260.216
2012	611.412	1.528.451	917.038	23.771.706	29.885.827	35.694.243	3.844.223	0	0	0	0	0	4.425.122	19.346.584	25.460.706	31.269.121
2013	329.187	1.884.958	1.555.771	12.798.793	16.090.664	19.217.941	4.004.400	0	0	0	0	0	5.087.238	7.711.555	11.003.425	14.130.703
2014	206.892	2.251.648	2.044.756	8.043.956	10.112.874	12.078.347	4.460.375	0	0	0	0	0	5.914.587	2.129.368	4.198.287	6.163.759
2015	142.268	2.642.829	2.500.560	5.531.390	6.954.073	8.305.622	5.060.941	0	0	0	0	0	6.854.539	-51.911	432.499	1.451.082
TOTAL	1.446.960	8.530.861	7.083.901	56.257.805	70.727.406	84.473.526	18.048.640	18.236.962	2.063.786	1.819.317	14.281.648	1.050.000	60.387.985	-2.858.941	10.672.386	24.085.541

RESULTADOS			
	CASO 1	CASO 2	CASO 3
PRECIO USD/bl	38,88	48,88	58,88
FNC	-2.858.941	10.672.386	24.085.541
VAN	(\$ 6.577.499)	\$ 2.539.027	\$ 11.482.626
TIR	-5%	18%	39%
TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE INVERSIÓN (meses)	NO	19 MESES	13 MESES
FACTIBILIDAD	NO FACTIBLE	FACTIBLE	FACTIBLE

ELABORADO POR: Juan Pablo Játiva

CAPÍTULO VII

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

7.1. CONCLUSIONES

- El campo Tumali es un pequeño campo localizado en el extremo Noreste del Bloque 15. Este campo se compone de dos estructuras: Tumali y Tumali Este.
- Según el registro petrofísico del pozo Tumali 1, la estructura oeste presenta a las arenas M1, U, y T saturadas en su mayor parte por agua; por lo que la estructura oeste no se considera de interés hidrocarburífero, bajo las condiciones actuales.
- La estructura Este del campo Tumali consistente en una trampa estratigráfico-estructural, se muestra prospectiva y sobre ésta se basa el estudio del presente proyecto.
- El mapa de amplitudes sísmicas permite determinar fácilmente las zonas de buena calidad de arena de las de mala calidad que se constituyen en los límites estratigráficos de la trampa.
- Hacia el este de la estructura Tumali Este, los mapas estructurales y de amplitudes sísmicas para la arenisca M1, sugieren la presencia de una trampa estratigráfico-estructural que podría estar saturada de hidrocarburos. Sin embargo, es necesario recordar que la existencia de un alto estructural y presencia de un cuerpo de arena no implica necesariamente la acumulación de hidrocarburo, tal como se observó en el pozo Pañacocha B1, pozo seco.

- Se tiene incertidumbre sobre el origen del cambio en las curvas de resistividad, porosidad y gamma ray hacia la base de la arenisca M1 principal; sin embargo, para el presente estudio se consideró la presencia combinada de un contacto agua petróleo y un cambio litológico como la causa de dicho cambio.
- El reservorio M1 principal presenta una porosidad de 22%, un volumen de arcilla 19% y una saturación promedio de agua 44%.
- La arenisca M1 se constituye de un yacimiento subsaturado que produce por expansión de fluidos y la ayuda de un empuje acuífero lateral.
- La arenisca M1 principal se encuentra saturada de un crudo pesado de entre 14,2-14,3°API.
- El reservorio más importante es M1 principal; es una arenisca de color gris oscuro a negro con un alto contenido de cuarzo, grano medio, subangular y levemente calcárea; se encuentra saturada de petróleo pesado.
- M1 principal almacena 13,19 millones de barriles de petróleo *in situ* aplicando un factor de recobro de 30%; las reservas totales ascienden a 3,96 millones de barriles y las reservas probadas 2,19 millones de barriles.
- Para el cálculo de POES y reservas se consideran los parámetros petrofísicos obtenidos del pozo Tumali Este 1 y del campo Edén-Yuturi, cercano al área de estudio.
- Se requiere reacondicionar el pozo Tumali Este 1, actualmente taponado y abandonado. Además, se requiere perforar dos pozos adicionales: Tumali Este 2 y Tumali Este 3H, que sumados al pozo Tumali Este 1, permitirán producir las reservas Probadas.
- Se requiere la readecuación de la plataforma 2A, la construcción de una nueva plataforma de perforación 2B, vías de acceso, campamento, instalación de tubería, sistema de bombeo, sistemas de monitoreo y control, para una adecuada producción.
- Se requiere una fuerte inversión desde el punto de vista de construcciones; la que asciende a 37 millones de dólares para hacer posible la explotación del crudo del campo Tumali.

- Con la implementación de un sistema multifásico de bombeo se logra reducir considerablemente los costos finales del proyecto.
- El campo iniciará su fase productiva en noviembre de 2011 con el aporte de tres pozos: Tumali Este 1, Tumali Este 2 y Tumali Este 3HM1, con un caudal inicial de 3822 BPPD.
- Los pozos del campo serán completados con Bombas Electro Sumergibles para ayudar a producir el crudo pesado hasta superficie.
- Para los tres escenarios que consideran como variable el precio del barril de crudo, el proyecto resulta factible desde el punto de vista económico.
- En el escenario pesimista con un crudo de 38,88 USD/bls las ganancias del proyecto son bajas; con una inversión de 37 millones de dólares se obtiene un beneficio neto de 17,9 USD millones.
- Para el escenario más probable con un crudo de 48,88 USD/bl las ganancias netas de 38,6 USD millones. Para la misma inversión inicial, indican que el proyecto es prometedor.
- El escenario optimista considera un crudo de 58,88 USD/Bl, para el cual las ganancias superan los 58 USD millones.
- Para un aporte de crudo menor en un 30% al esperado, el proyecto no genera pérdidas, considerando el precio más probable de 48,88 USD/bl. Incluso, si la producción estimada se reduce en un 34%, el proyecto será rentable; siempre y cuando el precio del petróleo sea superior a 48,88 USD/bl.

7.2. RECOMENDACIONES

- Se recomienda que el próximo pozo perforado al Este del campo, Tumali Este 2, llegue a una mayor profundidad para alcanzar el tope de Hollin; obteniéndose información de los yacimientos U y T para permitir descartar o confirmar la presencia de hidrocarburos. De resultar positivos, se incrementaría el volumen de reservas del campo.

- Se recomienda obtener núcleos de perforación del pozo Tumali Este 2 para realizar pruebas de laboratorio, tales como: porosidad y permeabilidad, principalmente, para una mejor caracterización de los reservorios.
- Se recomienda para cada pozo nuevo un análisis cuidadoso de los registros eléctricos de hueco abierto que permitan despejar la duda sobre el origen del cambio de las curvas de resistividad hacia la base de la arenisca M1 principal.
- Basado en los mapas estructural y de amplitudes sísmicas, se recomienda perforar un pozo exploratorio en la posible trampa estratigráfico-estructural presente al este de la estructura Tumali Este.
- Se recomienda la ubicación de pozos direccionales y horizontales ya que se evitará la construcción de carreteras, problemas con comunidad y el ambiente.
- Se recomienda realizar ajustes a los perfiles de producción para cada pozo una vez que se tenga la data real de producción de cada pozo.
- Se recomienda, a medida que se obtiene información a partir de la perforación, toma de núcleos y muestras de fluidos en forma adecuada con el objetivo de realizar una simulación matemática de yacimientos para permitir un mejor entendimiento del comportamiento dinámico del yacimiento.
- Basados en el análisis económico, se recomienda implementar Plan de Desarrollo para el Campo Tumali.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Aguirre S. Simulación matemática de yacimientos y determinación del mejor escenario de perforación de pozos para el campo Kupi.

Baby P., Rivadeneira M. y Roberto Barragán. La Cuenca Oriente Geología y Petróleo. Primera Edición, Octubre 2004. Editores Científicos.

Barragán R., Chrsitophoul F., White H., Baby P., Rivadeneira M., Ramirez F. y José Rodas. Estratigrafía Secuencial del Cretácico de la Cuenca Oriente del Ecuador

Bates R. y Julia Jackson. Glossary of Geology. Second Edition. American Geological Institue

Caraguay N. Actualización de reservas y predicción del comportamiento productivo del campo Yuca.

Carrillo L. (2010). Facultad de Ingeniería en Petróleo Universidad Nacional de Ingeniería. Perú. Definición de reservas petroleras. Oil production. http://www.oilproduction.net/cms/index.php?option=com_content&view=article&id=987:definicion-de-reservas-petroleras&catid=57:reservorios&Itemid=121

Carrillo L. (2010). Facultad de Ingeniería en Petróleo Universidad Nacional de Ingeniería. Perú. Mecanismos de producción. Oil production. <http://www.oilproduction.net/01reservorios-mecanismos.htm>

Carrillo S. Redimensionamiento de las facilidades de producción del campo VHR.

Craft B. y Hawkins M. F. Ingeniería Aplicada de Yacimientos Petrolíferos, editorial TECNOS, Madrid 1977

Duque P. Breve Léxico Estratigráfico del Ecuador. Primera Edición. Quito. Ajedrez Estudio Gráfico

Enríquez J. y Feijóo M. Actualización de las reservas en base a los nuevos factores de recobro del campo Shushufindi.

Escobar F.(2006). Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Primera edición. Neiva.Huila-Colombia. Editora Guadalupe Ltda.

Miranda E. Estudio para incorporar a la producción los crudos pesados del yacimiento X de un campo del oriente ecuatoriano

OEPC- Bloque 15 Tumali Este. Cálculo de petróleo "in situ" y reservas. (2005)

Petroamazonas. Plan de desarrollo del Campo Dumbique. (2009)

Petroamazonas. Plan de desarrollo del Campo Pañacocha. (2009)

Petroamazonas. Reforma al Plan de desarrollo del Campo Edén-Yuturi. (2005)

Petrobras Energía Ecuador. Reformas al plan de desarrollo del Campo Apaika-Nenke (2008)

Pirson S. J., Ingeniería de Yacimientos Petrolíferos

Revelo T. Actualización de las reservas y ubicación de pozos de desarrollo en el campo Tapi-Tetete.

Riofrio K Estudio del Potencial Hidrocarburífero de la Arenisca M1 en el Sector este del Bloque 15 de la Cuenca Oriente.

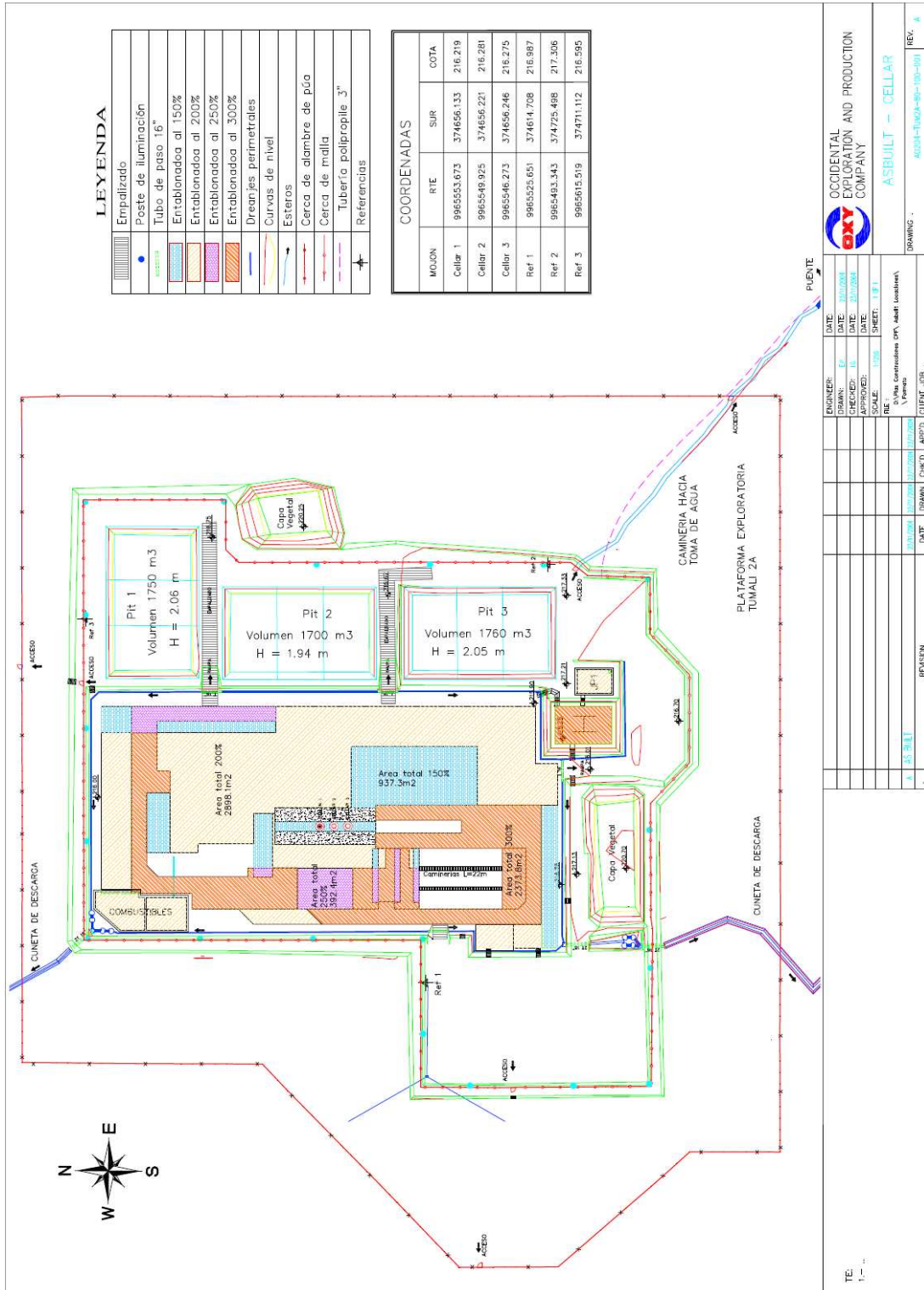
Segovia, Alberto. Fundamentos para el Cálculo de Reservas de Hidrocarburos.
CEPE

Unapanta H. Estudio técnico económico para incrementar la producción de petróleo en los campos Guanta y Dureno.

ANEXOS

ANEXO 1.

PLANO DE PLATAFORMA EXPLORATORIA TUMALI 2A



LEYENDA

	Empalizado
	Poste de iluminación
	Tubo de paso 16"
	Entablado al 150%
	Entablado al 200%
	Entablado al 250%
	Entablado al 300%
	Drenajes perimetrales
	Curvas de nivel
	Esteros
	Cerca de alambre de púa
	Cerca de malla
	Tubería polipropileno 3"
	Referencias

COORDENADAS

MOJON	RTE	SUR	COTA
Collar 1	995553.673	374656.133	216.219
Collar 2	995549.925	374656.221	216.281
Collar 3	995546.273	374656.246	216.275
Ref 1	995525.651	374614.708	216.987
Ref 2	995493.343	374725.498	217.306
Ref 3	995515.519	374711.112	216.595

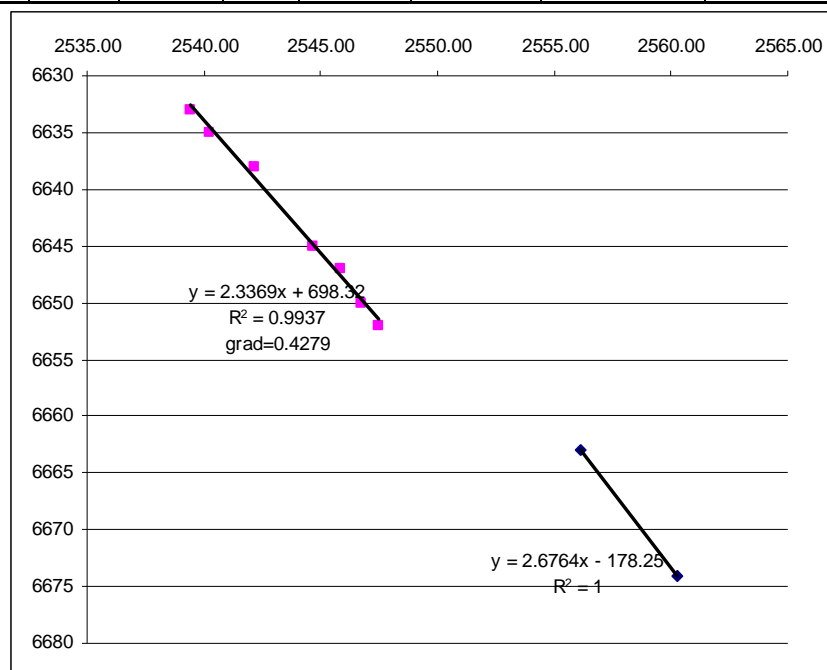


OCCIDENTAL EXPLORATION AND PRODUCTION COMPANY	
ASBUILT - CELLAR	
ENGINEER: <input type="checkbox"/>	DATE: <input type="checkbox"/>
CHECKED: <input type="checkbox"/>	DATE: <input type="checkbox"/>
APPROVED: <input type="checkbox"/>	DATE: <input type="checkbox"/>
SCALE: <input type="checkbox"/>	SHEET: <input type="checkbox"/>
FILE: <input type="checkbox"/>	
V. Puntos: <input type="checkbox"/>	
DATE: <input type="checkbox"/>	CLIENT: <input type="checkbox"/>
DRAWN: <input type="checkbox"/>	APP'D: <input type="checkbox"/>
REVISION:	REVISION:
A. ASBUILT	REVISION:
TE:	REV:
1:	A

ANEXO 2.

PUNTOS DE PRESIÓN MDT TUMALI ESTE 1

TUMALI ESTE 1 MDT Pressure Points									
Formation	Zone	Points			Hydro press before	Frm Press	Hydro press after	Temp Fm	Movility
		MD	TVD	TVDSS					
Upper M1	Oil	8930	6607	-5872	3443.61	2839.98	3447.40	182.50	199.30
Upper M1	Oil	8937	6611	-5876	3457.79	2841.43	3453.36	182.55	145.50
M1	Oil	8967	6628	-5893					
M1	Oil	8970.5	6630	-5895					
M1	Oil	8975.5	6633	-5898	3465.87	2539.43	3465.87	182.51	603.90
M1	Oil	8979	6635	-5900	3470.39	2540.24	3767.34	182.50	346.20
M1	Oil	8985.5	6638	-5903	3457.97	2542.16	3464.24	182.49	122.30
M1	Oil	8986.5	6639	-5904					
M1	Oil	8997.5	6645	-5910	3469.91	2544.69	3469.81	182.44	301.10
M1	Oil	9001.5	6647	-5912	3453.70	2545.84	3463.53	182.43	173.00
M1	Oil	9002.5	6648	-5913					
M1	Oil	9006	6650	-5915	3476.86	2546.75	3475.59	182.39	138.10
M1	Oil	9010	6652	-5917	3447.29	2547.48	3463.75	182.35	232.50
M1	Oil	9013.5	6654	-5919	3272.55	2549.30	3476.96	182.34	16.90
M1	Water	9030	6663	-5928	3476.48	2556.14	3481.75	182.24	1.90
M1	Water	9041.5	6669	-5934					
M1	Water	9050	6674	-5939	3463.75	2560.25	3506.70	184.31	0.30
M1	Water	9052	6675	-5940					
M1	Water	9059	6679	-5944					
M1	Water	9065	6682	-5947					
M1	Water	9105	6704	-5969	3496.38	2886.08	3506.66	180.90	0.40
M1	Water	9109	6706	-5971					



ANEXO 3.

**FOTOGRAFÍAS DE MUESTRAS DEL FLUIDO DEL CAMPO
TUMALI**



ANEXO 4.

ANALISIS DE FLUIDOS DE MUESTRAS DE FONDO TUMALI ESTE 1- AREMISCA M1

Client: OXY ECUADOR
Field: TUMALI
Perforations: 8942 ft – 8950 ft

Bottom Hole Sample
Well: TUMALI ESTE-1 / UPPER M-1



EXECUTIVE SUMMARY

Objective

To evaluate the composition, phase behavior and fluid properties for the bottom hole fluid sample from Well TUMALI ESTE-1 / UPPER M-1 of the TUMALI field.

Introduction

At the request of OXY ECUADOR, Oilphase-DBR have conducted a fluid analysis study on Bottom Hole fluid sample collected during the testing of Well TUMALI ESTE-1 / UPPER M-1 drilled in the TUMALI field.

Scope of Work

- Homogenize bottom hole hydrocarbon fluid samples at the reservoir conditions with rocking for five days.
- Conduct preliminary evaluation on bottom hole hydrocarbon sample that includes:
 - API gravity stock-tank oil (STO), Water Content, Salinity of free water.
- Conduct preliminary evaluation on bottom hole hydrocarbon sample on selected sample that includes:
 - Zero flash Gas-Oil Ratio (GOR), API gravity stock-tank oil (STO)
 - Bubble point pressure at the reservoir temperature
- Conduct a reservoir fluid composition, stock-tank oil (STO) and monophasic fluid properties on selected sample.
- Conduct a Constant Composition Expansion (CCE) test at the reservoir temperature.
- Conduct differential vaporization at the reservoir temperature.
- Conduct a single-stage separation test at the specified conditions.
- Also conduct viscosity measurements of the oil at the reservoir temperature.

Results

The following bullets summarize the PVT analysis conducted on the Bottom Hole hydrocarbon sample:

- One Bottom Hole hydrocarbon sample was taken for preliminary fluid analysis. The opening pressure for the sample was above the reservoir pressure at ambient temperature. However, the sample was homogenized at the reservoir temperature and 6015 psia.
- After reviewing the preliminary results for Sample 1.01, it was selected for further full PVT measurements. A summary of these measurements are presented below:
 - The bubble point pressure at the reservoir temperature of 180.0 °F was measured to be 288 psia. The compressibility of the fluid at 180.0 °F and at the bubble point pressure was measured to be 7.92×10^{-6} 1/psia.
 - The stock-tank oil (STO) viscosity at 180.0 °F was measured to be 193.21 cp. The reservoir fluid viscosity at 180.0 °F at the reservoir pressure of 5855 psia was measured to be 194.04 cp. The reservoir fluid viscosity at 180.0 °F at the bubble point pressure was measured to be 86.63 cp.
 - The following is a brief summary of the detailed PVT measurements:

	Gas-Oil Ratio (SCF/STB)	Oil Volume Factor (bbl at Pb/STB)	API Gravity
Zero Flash	47.8	1.099	14.2
Differential Vaporization	49.9	1.107	13.5
Single-Stage separation test(90 psia/100 °F)*	37.4	1.092	14.4

(* Optimum separation condition obtained by single stage series. Obtained from computer calculation.

Chain of Sample Custody

The sample collected from TUMALI field was shipped to the Oilphase-DBR Fluid Properties Laboratory in Anaco, Anzoátegui - Venezuela. The opening pressure for the chosen sample was checked and was restored to reservoir conditions. The required samples will be used and the remaining will be stored unless otherwise instructed. Please note that appropriate rental charges for the cylinder will be applicable.

Client: OXY ECUADOR
Field: TUMALI
Perforations: 8942 ft – 8950 ft

Bottom Hole Sample
Well: TUMALI ESTE-1 / UPPER M-1



RESULTS AND DISCUSSIONS

Fluids Preparation and Analysis

One Bottom Hole Sample was selected for preliminary measurements. The sample details and the well information are presented in Table 1. The sample history such as field transfers is presented in Table 2. The sample was shipped to the Oilphase-DBR laboratory in Anaco, Estado Anzoátegui.- Venezuela. Upon arrival, the opening pressure for the sample was measured in the laboratory. The results are presented in Table 2. The opening pressures in the laboratory was consistent with the closing pressures in the field; hence, the sample was validated for further measurements.

The sample was homogenized at the reservoir temperature and 6015 psia and rocked for five days. Subsequently, sub-samples from the cylinder was used for further measurements.

Sub-sample was used to conduct zero flash where the sample at 6015 psia and 180.0 °F was flashed to ambient conditions. During the process, the gas-oil ratio (GOR) and the stock-tank oil (STO) API gravity was measured. The results are tabulated in Table 3 and Table 4, respectively. Another sub-sample was used to measure the bubble point pressure at the reservoir temperature. The results are presented in Table 4.

Reservoir Fluid Analysis

The gas and liquid from zero flash were subjected to chromatography and their compositions were determined. These compositions were recombined mathematically according to zero flash Gas-Oil Ratio (GOR) to calculate the reservoir fluid composition. The reservoir fluid analysis is summarized in Table 5, The molecular weight of the stock-tank oil (STO) was measured. Other properties such as the plus fraction properties and heat content for the flash gas were calculated from the compositions and are listed in Table 6,

Client: OXY ECUADOR
 Field: TUMALI
 Perforations: 8942 ft – 8950 ft

Bottom Hole Sample
 Well: TUMALI ESTE-1 / UPPER M-1



Table 1: Well and Sample Identification

Well	TUMALI ESTE-1					
Zone	UPPER M-1					
Field	TUMALI					
Study Samples	Sample ID	Cylinder ID**	Sampling Date	Reservoir Conditions*		
				Pressure	Temperature	
				(psia)	(°F)	
	1.01	12562-QA	Feb 22 nd , 2005	5855	180.0	8946

(*) Static conditions confirmed by OXY ECUADOR

(**) Sample 1.01, it was selected by OXY ECUADOR for further full PVT measurements.

Table 2: Sampling and Transfer Summary

Sample ID	MDT ID	Type of Sample	Transfer Cylinder ID	Closing conditions in the field	Opening conditions in the Lab	Sediments and water (free)	Salinity as NaCl (1)	Sample Volume
1.01	SRS 269	Oil	12562-QA	(psia/°F) 5515 / 75	(psia /°C) 5517/ 21	(cc) 0	(ppm) N/A	(cc) 570

(1) Salinity equivalent as NaCl. Taken of graph of resistivity API for standard solutions NaCl.

Table 3: Stock-Tank Oil Properties

Sample ID	Cylinder ID	STO Properties		
		Density	API	Asphaltene Content⁽¹⁾ n-heptane insolubles
		(g/cc)		% (w/w)
1.01	SSB 12562-QA	0.9715	14.2	17.48

(1) IP-143 Method

(2) UOP-46 Method

Table 4: Reservoir Fluid Properties

Sample ID	Cylinder ID	Zero Flash GOR*	Saturation Pressure at Tres
		(SCF/STB)	(psia)
1.02	12562-QA	47.8	288

* Flashed gas volume (scf) per barrel of stock tank liquid @ 60 °F

Client: OXY ECUADOR
 Field: TUMALI
 Perforations: 8942 ft – 8950 ft

Bottom Hole Sample
 Well: TUMALI ESTE-1 / UPPER M-1



Table 5: Reservoir Fluid Analysis (Sample # 1.01)

(Sample # 1.01; SSB 12562-QA)

Components	Flashed Liquid		Flashed Gas		Monophasic Fluid	
	Mole %	Mass %	Mole %	Mass %	Mole %	Mass %
Nitrogen	0.00	0.00	3.77	3.38	0.50	0.04
Carbon Dioxide	0.00	0.00	2.68	3.78	0.36	0.04
Hydrogen Sulfide	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Methane	0.00	0.00	55.97	28.78	7.51	0.33
Ethane	0.02	0.00	6.18	5.96	0.85	0.07
Propane	0.47	0.05	12.47	17.62	2.08	0.25
I - Butane	0.45	0.06	2.88	5.36	0.78	0.12
N - Butane	0.46	0.06	7.71	14.36	1.43	0.23
I - Pentane	0.62	0.11	2.56	5.91	0.88	0.17
N - Pentane	0.72	0.12	2.60	6.01	0.97	0.19
pseudo C6H14	2.75	0.55	2.64	7.12	2.74	0.63
pseudo C7H16	3.07	0.70	0.44	1.34	2.72	0.71
pseudo C8H18	3.28	0.84	0.09	0.32	2.85	0.83
pseudo C9H20	3.83	1.11	0.01	0.05	3.32	1.10
pseudo C10H22	4.30	1.38	0.00	0.00	3.72	1.36
pseudo C11H24	3.85	1.35	0.00	0.00	3.33	1.34
pseudo C12H26	3.82	1.47	0.00	0.00	3.31	1.45
pseudo C13H28	3.54	1.48	0.00	0.00	3.07	1.46
pseudo C14H30	3.24	1.47	0.00	0.00	2.81	1.46
pseudo C15H32	2.99	1.47	0.00	0.00	2.59	1.46
pseudo C16H34	2.92	1.55			2.53	1.53
pseudo C17H36	2.78	1.58			2.41	1.56
pseudo C18H38	2.77	1.66			2.40	1.64
pseudo C19H40	2.52	1.58			2.18	1.57
pseudo C20H42	2.35	1.55			2.04	1.53
pseudo C21H44	2.22	1.54			1.92	1.53
pseudo C22H46	2.05	1.47			1.78	1.45
pseudo C23H48	1.95	1.45			1.69	1.44
pseudo C24H50	1.79	1.39			1.55	1.37
pseudo C25H52	1.60	1.29			1.39	1.27
pseudo C26H54	1.67	1.39			1.45	1.38
pseudo C27H56	1.54	1.33			1.33	1.31
pseudo C28H58	1.53	1.36			1.32	1.35
pseudo C29H60	1.43	1.31			1.24	1.29
C30+	33.47	67.31			28.98	66.54
Total	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
MW	418.17		31.20		366.31	
C30+ MW	841.02				841.02	
MOLE RATIO	0.8660		0.1340			

Client: OXY ECUADOR
 Field: TUMALI
 Perforations: 8942 ft – 8950 ft

Bottom Hole Sample
 Well: TUMALI ESTE-1 / UPPER M-1



Table 6: Reservoir Fluid Calculated Properties (Sample # 1.01)

(Sample # 1.01; SSB 12562-QA)

Properties	Flashed Liquid	Flashed Gas	Monophasic Fluid
Mole %			
C7+	94.51	0.54	81.91
C12+	76.18	0.00	65.97
C20+	51.60	-	44.68
Mass %			
C7+	99.04	1.71	97.93
C12+	93.66	0.00	92.59
C20+	81.38	-	80.46
Molar Mass			
C7+	438.23	98.46	437.93
C12+	514.13		514.13
C20+	659.61	-	659.61
Density			
C7+	0.977	-	-
C12+	0.993	-	0.993
C20+	1.021	-	1.021
C30+	1.055		1.055
Fluid at 60°F	0.972	-	-
Gas Relative Density (Air = 1)			
	-	1.077	-
Dry Gross Heat Content (BTU/scf)			
	-	1,697	-
Wet Gross Heat Content (BTU/scf)			
	-	1,667	-

Client: OXY ECUADOR
 Field: TUMALI
 Perforations: 8942 ft – 8950 ft

Bottom Hole Sample
 Well: TUMALI ESTE-1 / UPPER M-1



PVT Analysis on Sample # 1.01; SSB 12562-QA

After reviewing the preliminary measurements, Sample # 1.01 was selected for further fluid property measurements. Subsequently, constant composition expansion measurement was conducted.

Constant Composition Expansion

The CCE study was initiated by charging a sub-sample of live reservoir fluid into the PVT cell at a reservoir temperature of 180.0 °F and at a pressure of 6015 psia. Sequential pressure decrease in steps and the corresponding volume changes are presented in Table 7. The pressure-volume (P-V) plots of the CCE data are presented in Figure 1. The intersection of the single-phase and two-phase lines in the P-V plot and the visual observation was used to define the bubble point. For the subject fluid, the bubble point was determined to be 767 psia at the reservoir temperature of 180.0 °F. Also, calculated relative volume and oil compressibility is presented in Table 7. As seen in the table, the compressibility of this oil is 7.92×10^{-6} 1/psia at the saturation pressure.

Constant Composition Expansion of Reservoir Fluid at 180.0 °F

(Sample # 1.01; SSB 12562-QA)

Table 7: Constant Composition Expansion Results

	<i>Pressure (psia)</i>	<i>Relative Volume</i>	<i>Oil Compressibility *10⁶ (1/psia)</i>
	6015	0.9642	5.36
Pi	5855	0.9650	5.39
	5152	0.9687	5.56
	4532	0.9721	5.74
	4054	0.9748	5.89
	3545	0.9778	6.06
	3038	0.9809	6.26
	2578	0.9838	6.47
	2109	0.9868	6.70
	1612	0.9901	6.97
	1092	0.9937	7.31
	563	0.9977	7.70
Pb	288	1.0000	7.92
	265	1.0095	
	223	1.0325	
	176	1.0728	
	134	1.1344	
	89	1.2671	
	67	1.3974	
	51	1.5661	
	37	1.8340	
	30	2.0605	

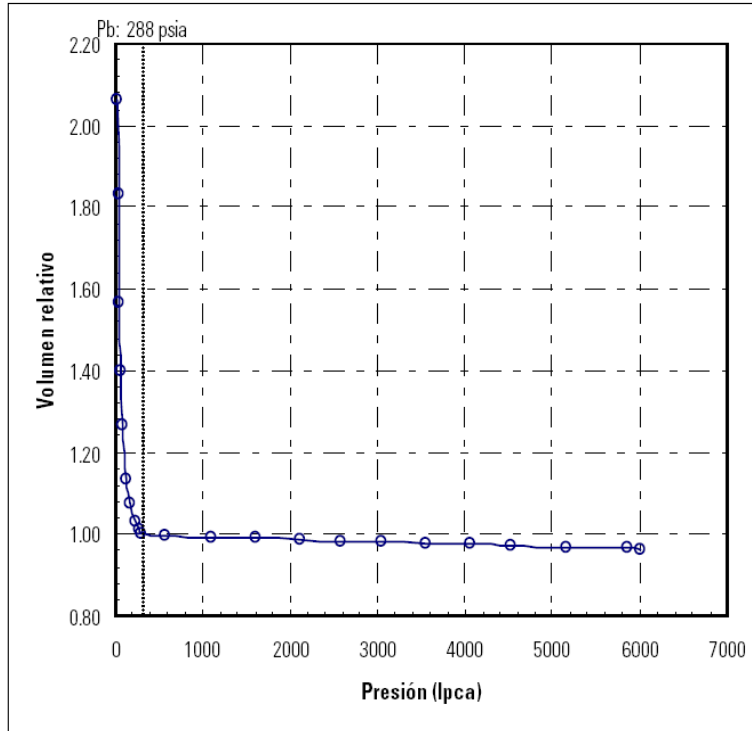
Client: OXY ECUADOR
 Field: TUMALI
 Perforations: 8942 ft – 8950 ft

Bottom Hole Sample
 Well: TUMALI ESTE-1 / UPPER M-1



Constant Composition Expansion of Reservoir Fluid at 180.0 °F

(Sample # 1.01; SSB 12562-QA)



Client: OXY ECUADOR
 Field: TUMALI
 Perforations: 8942 ft – 8950 ft

Bottom Hole Sample
 Well: TUMALI ESTE-1 / UPPER M-1



Differential Vaporization

Results of the differential vaporization test are presented in Table 8 through Table 10 and graphically presented in Figure 2 through Figure 8.

Oil Phase Properties

The oil properties such as oil formation volume factor, oil density and solution Gas-Oil-ratios are summarized in Table 8. The oil formation volume factor is presented as a function of differential pressures in Figure 2. As expected, the oil formation volume factor increases with decreasing pressure until the bubble point, and subsequently, decreases with decreasing pressure. Solution GOR shows a decreasing trend with decreasing pressures (Figure 3). Oil densities were measured at the initial and the saturation pressure conditions and the intermediate values are calculated based on known mass and measured volume. The liquid density is measured to be 0894 g/cc at the bubble point pressure (Table 8). The liquid density decreases with decreasing pressure until the bubble point, and increases with further decrease in pressure (Figure 4).

Differential Vaporization of Reservoir Fluid at 180.0 °F

(Sample # 1.01; SSB 12562-QA)

Table 8: DV Oil Phase Properties

	Pressure	Oil Volume Factor (Bo)	Gas-Oil Ratio	Liquid Density
	(psia)	(bbl/STB)	(SCF/STB)	(g/cc)
	6015	1.067		0.927
Pi	5855	1.068		0.926
	5152	1.072		0.923
	4532	1.076		0.919
	4054	1.079		0.917
	3545	1.082		0.914
	3038	1.086		0.911
	2578	1.089		0.909
	2109	1.092		0.906
	1612	1.096		0.903
	1092	1.100		0.899
	563	1.105		0.896
Pb	288	1.107	49.9	0.894
	220	1.097	44.4	0.901
	152	1.085	38.5	0.910
	84	1.071	29.1	0.920
	15	1.045	0.0	0.934

Residual oil density at 15.56°C (g/cc): 0.9757
 API Gravity : 13.5

Client: OXY ECUADOR
 Field: TUMALI
 Perforations: 8942 ft – 8950 ft

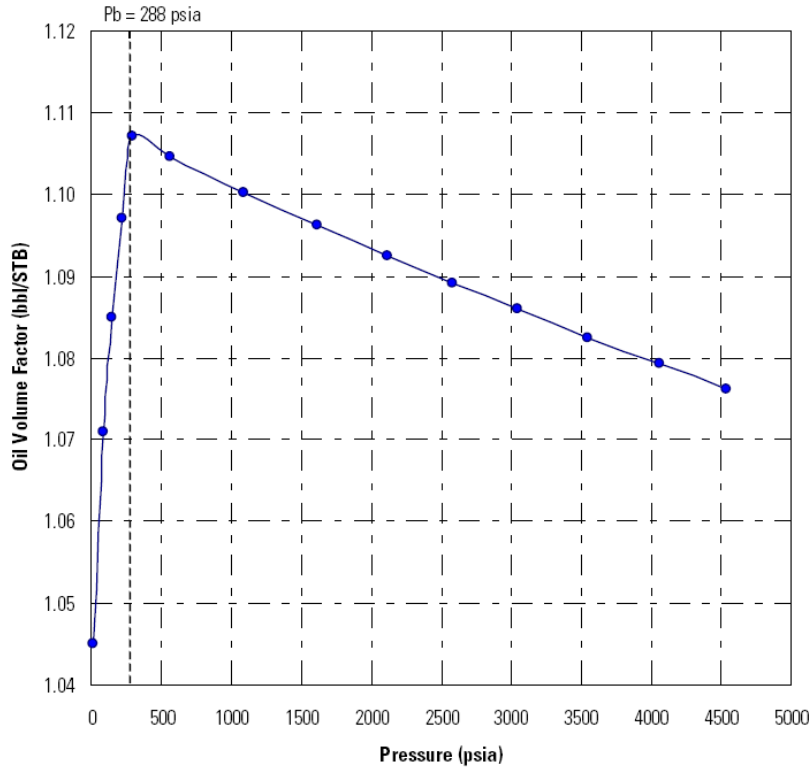
Bottom Hole Sample
 Well: TUMALI ESTE-1 / UPPER M-1



Differential Vaporization of Reservoir Fluid at 180.0 °F

(Sample # 1.01; SSB 12562-QA)

Figure 2: DV Oil Volume Factor (Bo)



Client: OXY ECUADOR
 Field: TUMALI
 Perforations: 8942 ft – 8950 ft

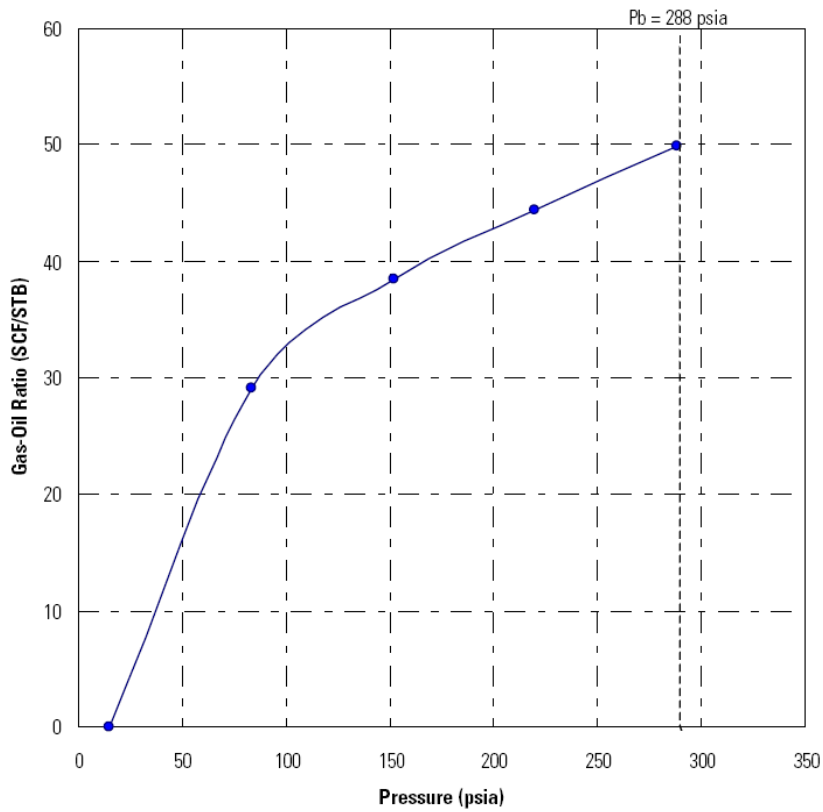
Bottom Hole Sample
 Well: TUMALI ESTE-1 / UPPER M-1



Differential Vaporization of Reservoir Fluid at 180.0 °F

(Sample # 1.01; SSB 12562-QA)

Figure 3: DV Gas-Oil Ratio (Rs)



Client: OXY ECUADOR
 Field: TUMALI
 Perforations: 8942 ft – 8950 ft

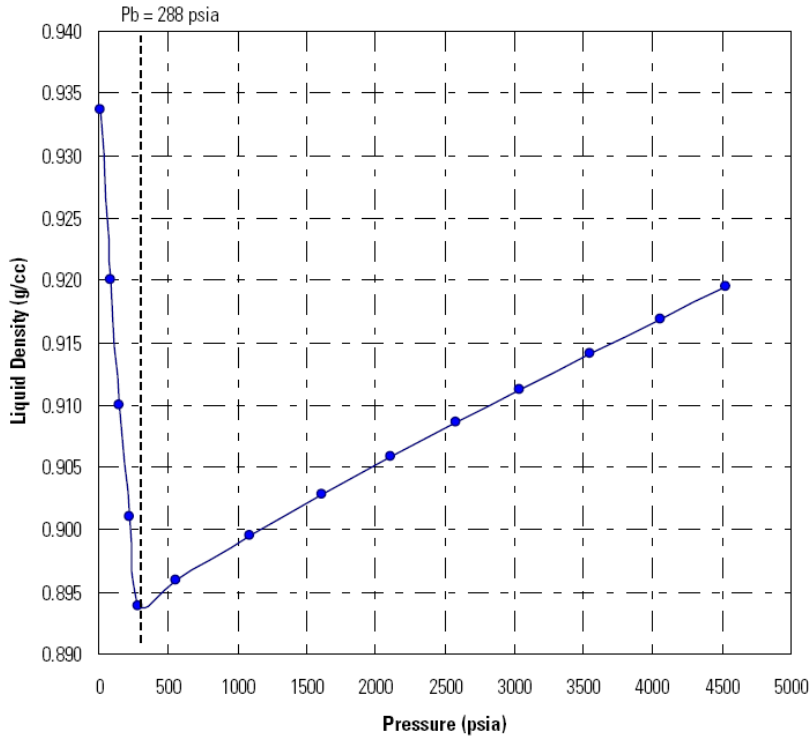
Bottom Hole Sample
 Well: TUMALI ESTE-1 / UPPER M-1



Differential Vaporization of Reservoir Fluid at 180.0 °F

(Sample # 1.01; SSB 12562-QA)

Figure 4: DV Liquid Density (g/cc)



Client: OXY ECUADOR
Field: TUMALI
Perforations: 8942 ft – 8950 ft

Bottom Hole Sample
Well: TUMALI ESTE-1 / UPPER M-1



Gas Phase Properties

The calculated differentially vaporized gas properties are summarized in Table 9 and graphically presented in Figure 5 through Figure 8. As seen in the table and figures, gas volume factor shows an increasing trend with a decrease in pressure. The Gas deviation factor and gas relative density values of the liberated gas tend to decrease slightly and then increase with a decreasing function of pressure. However, the gas viscosity that is calculated at the differential pressure steps from gas composition decrease with decrease in pressure as seen in Figure 8.

Differential Vaporization of Reservoir Fluid at 180.0 °F

(Sample # 1.01; SSB 12562-QA)

Table 9: DV Gas Phase Properties

Pressure	Gas Volume Factor (Bg)	Gas Deviation Factor (Z)	Gas Viscosity	Gas Relative Density
(psia)			(cp)	(Air = 1)
288				
220	0.0792	0.962	0.0107	0.997
152	0.1158	0.971	0.0102	1.030
84	0.2120	0.981	0.0094	1.129
15	1.2237	0.994	0.0077	1.419

Client: OXY ECUADOR
 Field: TUMALI
 Perforations: 8942 ft – 8950 ft

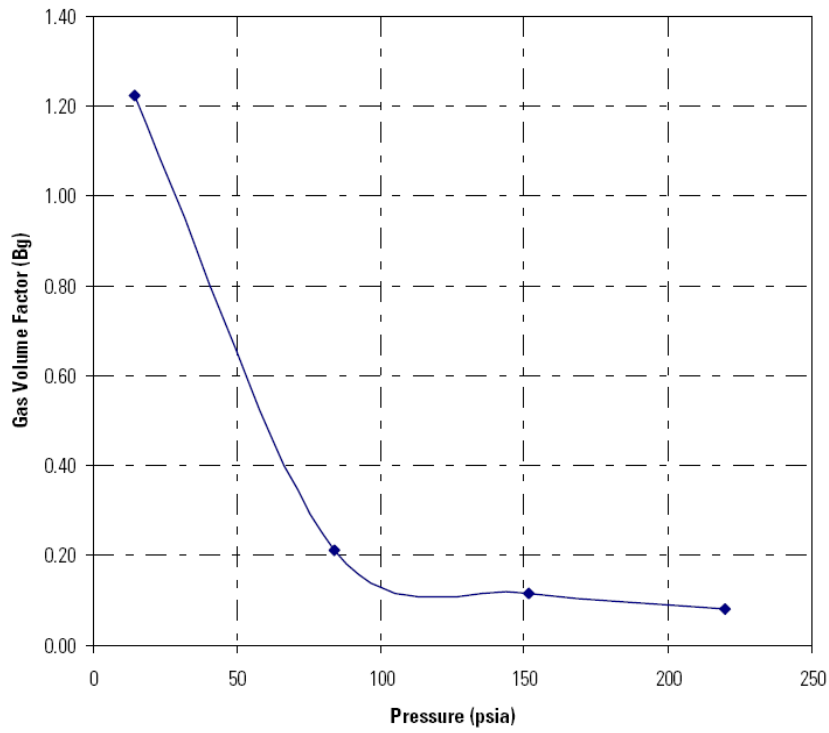
Bottom Hole Sample
 Well: TUMALI ESTE-1 / UPPER M-1



Differential Vaporization of Reservoir Fluid at 180.0 °F

(Sample # 1.01; SSB 12562-QA)

Figure 5: DV Gas Volume Factor (B_g)



Client: OXY ECUADOR
 Field: TUMALI
 Perforations: 8942 ft – 8950 ft

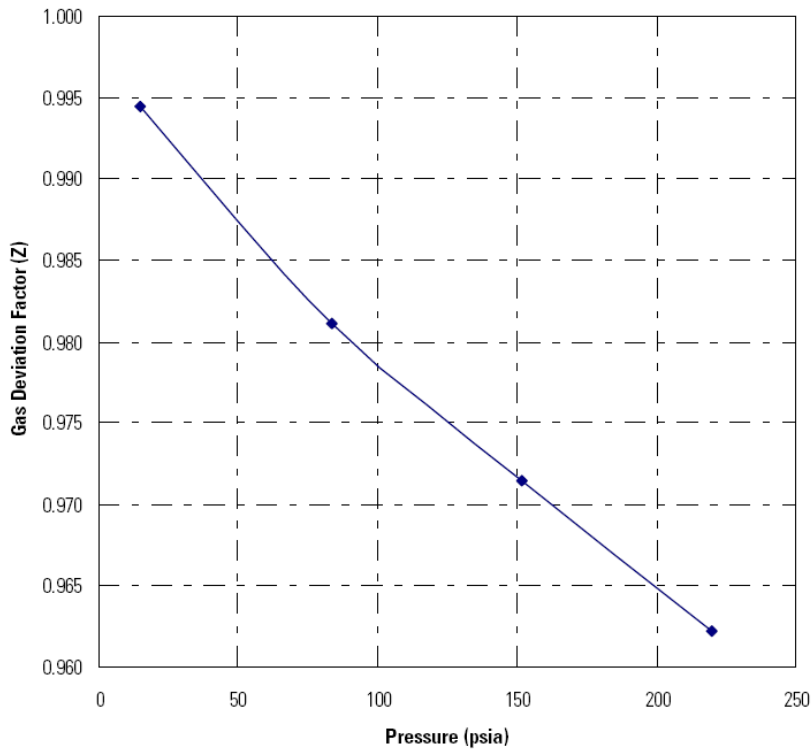
Bottom Hole Sample
 Well: TUMALI ESTE-1 / UPPER M-1



Differential Vaporization of Reservoir Fluid at 180.0 °F

(Sample # 1.01; SSB 12562-QA)

Figure 6: DV Gas Deviation Factor (Z)



Client: OXY ECUADOR
 Field: TUMALI
 Perforations: 8942 ft – 8950 ft

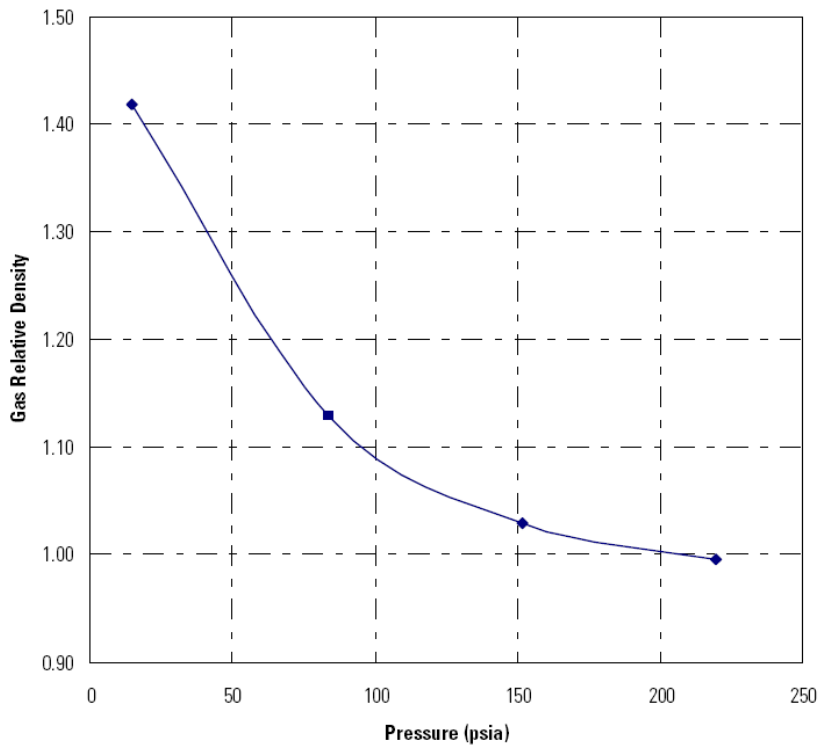
Bottom Hole Sample
 Well: TUMALI ESTE-1 / UPPER M-1



Differential Vaporization of Reservoir Fluid at 180.0 °F

(Sample # 1.01; SSB 12562-QA)

Figure 7: DV Gas Relative Density (Air = 1)



Client: OXY ECUADOR
 Field: TUMALI
 Perforations: 8942 ft – 8950 ft

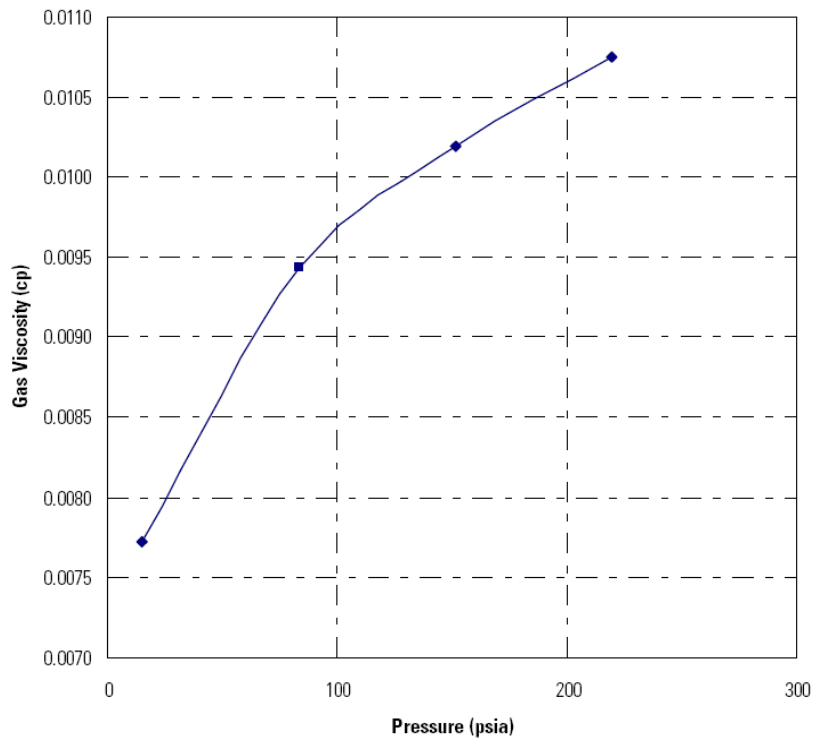
Bottom Hole Sample
 Well: TUMALI ESTE-1 / UPPER M-1



Differential Vaporization of Reservoir Fluid at 180.0 °F

(Sample # 1.01; SSB 12562-QA)

Figure 8: DV Gas Viscosity (cp)



Client: OXY ECUADOR
 Field: TUMALI
 Perforations: 8942 ft – 8950 ft

Bottom Hole Sample
 Well: TUMALI ESTE-1 / UPPER M-1



Compositions

Compositions of the differentially liberated gas at each differential pressure step are presented in Table 10 along with calculated molecular weights. As seen in the Table 10, and as expected, the concentrations of the heavier components in the liberated gas decreases with a decrease in pressure due to the inability of the gas to supercritically extract heavy ends at lower pressures. However, below 220 psia, the concentration of intermediate/heavy components ($>C_5$) of the liberated gas increases as their partial pressures become significant. The API Gravity of the residual oil is measured to be 13.5

Differential Vaporization of Reservoir Fluid at 180.0 °F

(Sample # 1.01; SSB 12562-QA)

Table 10: DV Gas Compositions (mole %)

Pressure Step (psia)	220	152	84	15
Components				
Nitrogen	6.37	5.08	4.58	2.22
Carbon Dioxide	2.36	2.52	2.70	2.18
Hydrogen Sulfide	0.00	0.00	0.00	0.00
Methane	67.95	66.19	60.98	46.56
Ethane	3.94	4.63	5.24	5.78
Propane	5.97	6.99	8.35	13.66
i - Butane	1.59	1.87	2.48	4.35
n - Butane	2.58	2.96	3.54	6.61
i - Pentane	1.13	1.21	1.50	2.45
n - Pentane	1.17	1.26	1.60	2.56
Pseudo - Hexanes	2.24	2.24	2.72	4.06
Pseudo - Heptanes	1.51	1.63	2.04	3.10
Pseudo - Octanes	1.15	1.25	1.61	2.36
Pseudo - Nonanes	0.87	0.96	1.21	1.87
Pseudo - Decanes	0.70	0.71	0.85	1.36
Pseudo - Undecanes	0.47	0.49	0.60	0.90
Dodecanes Plus	0.00	0.00	0.00	0.00
Total	100	100	100	100
MW	28.86	29.83	32.70	41.10
Relative Density (air = 1)	0.997	1.030	1.129	1.419
Wet Gross Heat Content (BTU/scf)	1484	1552	1701	2182
Dry Gross Heat Content (BTU/scf)	1510	1579	1732	2220

Client: OXY ECUADOR
Field: TUMALI
Perforations: 8942 ft – 8950 ft

Bottom Hole Sample
Well: TUMALI ESTE-1 / UPPER M-1



Reservoir Oil Viscosity

The liquid phase viscosity was measured at the reservoir temperature of 180.0 °F. These values as a function of selected pressure steps are summarized in Table 11. The liquid phase viscosity values are graphically presented in Figure 9. As seen in the figures and as expected, the viscosity values decrease with decreasing pressure up to the bubble point and increase with further reduction in pressure below the bubble point.

Viscosity of Reservoir Oil at 180.0 °F

(Sample # 1.01; SSB 12562-QA)

Table 11: Reservoir Oil Viscosity

	Pressure	Oil Viscosity
	(psia)	(cp)
	6015	198.87
Pi	5855	194.04
	5546	186.89
	5020	174.81
	4240	158.41
	3986	152.97
	3511	143.06
	2930	131.30
	2533	123.69
	1959	112.79
	1456	104.19
	1031	97.09
	754	92.69
	521	89.85
Pb	288	86.63
	220	99.98
	152	118.50
	84	143.44
	15	193.21

Client: OXY ECUADOR
 Field: TUMALI
 Perforations: 8942 ft – 8950 ft

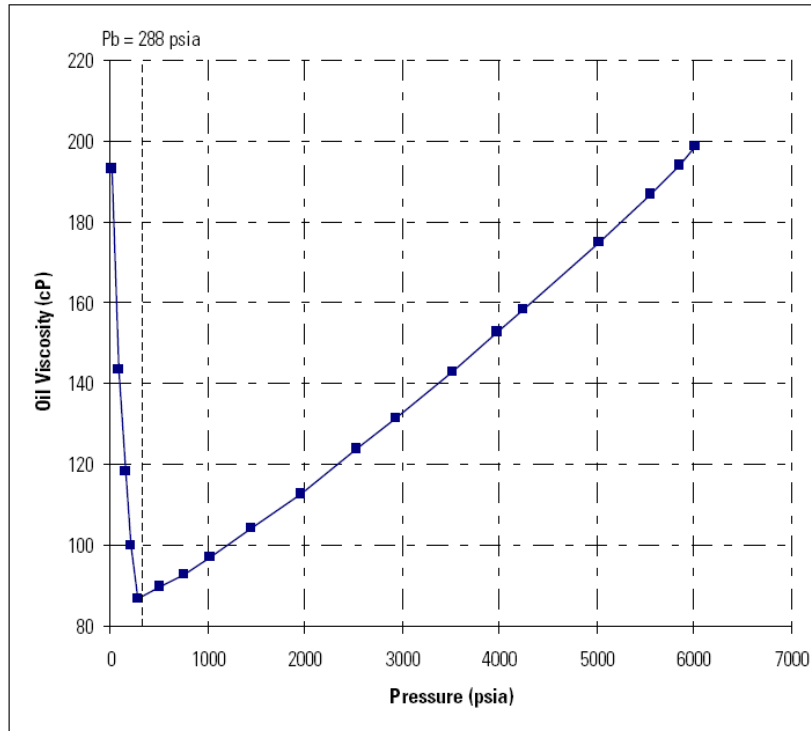
Bottom Hole Sample
 Well: TUMALI ESTE-1 / UPPER M-1



Viscosity of Reservoir Oil at 180.0 °F

(Sample # 1.01; SSB 12562-QA)

Figure 9: Reservoir Oil Viscosity



Client: OXY ECUADOR
Field: TUMALI
Perforations: 8942 ft – 8950 ft

Bottom Hole Sample
Well: TUMALI ESTE-1 / UPPER M-1



Single-Stage Separation Test

Two Single-stage separation test results are presented in Table 12 to Table 15. The fluid properties (i.e., GOR, density and oil formation volume factor) are presented in Table 12 and Table 14. Single-stage separation test conditions were 65 psia/100 °F and 14.696 psia/60°F and 115 psia/100 °F and 14.696 psia/60°F. Single-stage separation test conditions are 90 psia/100 °F and 14.696 psia/60°F was optimum separator condition and obtained from computer calculation. The GOR value obtained from the single-stage separation test (Optimum) is 37.4 SCF/STB and the formation volume factor is 1.092. The compositional analyses of separator gas and tank gas are summarized in Table 13 and Table 15.

With reference to the assumption made in “The Properties of Petroleum Fluids” (McCain, 1990), the assumption made in generating reservoir fluid properties from a PVT study is that at pressures below the bubble point, the process in the reservoir can be mimicked by differential vaporization, while the process in the wellbore is simulated by the separator test. Hence, fluid properties at pressures below saturation pressure can be calculated by combining the data from the differential vaporization and a separator test.

The differential vaporization flashes that occur in the reservoir at the reservoir temperature (180.0 °F) would liberate more gas than flashes that occur during multi-stage separation test conducted at variable temperatures lower than the reservoir temperature. This expectation held true in this study and the overall solution GOR and B_o did see a significant decrease when the liberated data were combined with results of the separation test. Results are summarized in Table 14 and graphically presented in Figure 10 and Figure 11.. As seen in these figures, GOR and B_o values are decreased as the liberated reservoir oil is produced at the surface.

Separation Test On Reservoir Fluid (65 psia & 100 °F)

(Sample # 1.01; SSB 12562-QA)

Table 12: Separation Test Oil Phase Properties (65 psia & 100 °F)

Pressure	Temperature	GOR*		Liquid Density		Shrinkage Factor**	Oil Volume Factor***
		Separator	Total	Separator	Tank		
(psia)	(°F)	(SCF/STB)	(SCF/STB)	(g/cc)	(g/cc)		
288	180		38.2	0.894			1.092
65	100	31.9			0.9638	0.9901	
15	60	6.2			0.9700	1.0000	

Client: OXY ECUADOR
 Field: TUMALI
 Perforations: 8942 ft – 8950 ft

Bottom Hole Sample
 Well: TUMALI ESTE-1 / UPPER M-1



Separation Test On Reservoir Fluid (65 psia & 100 °F)

(Sample # 1.01; SSB 12562-QA)

Table 13: Separation Test Gas Compositions (65 psia & 100 °F)

Mole %	Separator Gas	Tank Gas
Pressure Step (psia)	65	15
Temperature (°F)	100	60
Nitrogen	4.98	2.89
Carbon Dioxide	3.24	2.88
Hydrogen Sulfide	0.00	0.00
Methane	71.14	60.01
Ethane	5.99	9.59
Propane	8.00	16.20
i - Butane	1.55	2.46
n - Butane	2.35	3.56
i - Pentane	0.72	0.85
n - Pentane	0.64	0.71
Pseudo - Hexanes	0.77	0.59
Pseudo - Heptanes	0.33	0.20
Pseudo - Octanes	0.14	0.05
Pseudo - Nonanes	0.07	0.02
Pseudo - Decanes	0.04	0.01
Pseudo - Undecanes	0.02	0.00
Dodecanes Plus	0.00	0.00
Total	100.00	100.00
MW	24.09	27.13
Relative Density (air = 1)	0.832	0.937
Wet Gross Heat Content (BTU/scf)	1256.8	1460.0
Dry Gross Heat Content (BTU/scf)	1279.2	1485.9

Client: OXY ECUADOR
 Field: TUMALI
 Perforations: 8942 ft – 8950 ft

Bottom Hole Sample
 Well: TUMALI ESTE-1 / UPPER M-1



Separation Test On Reservoir Fluid (115 psia & 100 °F)

(Sample # 1.01; SSB 12562-QA)

Table 14: Separation Test Oil Phase Properties (115 psia & 100 °F)

Pressure	Temperature	GOR*		Liquid Density		Shrinkage Factor**	Oil Volume Factor***
		Separator	Total	Separator	Tank		
(psia)	(°F)	(SCF/STB)	(SCF/STB)	(g/cc)	(g/cc)		
288	180		37.5	0.894			1.093
115	100	24.5			0.9627	0.9894	
15	60	12.9			0.9702	1.0000	

Table 15: Separation Test Gas Compositions (115 psia & 100 °F)

Mole %	Separator Gas	Tank Gas
Pressure Step (psia)	115	15
Temperature (°F)	100	60
Nitrogen	5.96	2.39
Carbon Dioxide	2.86	3.36
Hydrogen Sulfide	0.00	0.00
Methane	76.87	59.45
Ethane	4.81	9.67
Propane	5.45	15.95
i - Butane	0.96	2.86
n - Butane	1.44	3.66
i - Pentane	0.44	0.85
n - Pentane	0.39	0.74
Pseudo - Hexanes	0.47	0.71
Pseudo - Heptanes	0.20	0.23
Pseudo - Octanes	0.08	0.07
Pseudo - Nonanes	0.05	0.04
Pseudo - Decanes	0.02	0.02
Pseudo - Undecanes	0.01	0.01
Dodecanes Plus	0.00	0.00
Total	100.00	100.00
MW	21.87	27.54
Relative Density (air = 1)	0.755	0.951
Wet Gross Heat Content (BTU/scf)	1133.1	1477.8
Dry Gross Heat Content (BTU/scf)	1153.2	1504.1

Client: OXY ECUADOR
 Field: TUMALI
 Perforations: 8942 ft – 8950 ft

Bottom Hole Sample
 Well: TUMALI ESTE-1 / UPPER M-1



Separation Correction for Differential Vaporization

(Sample # 1.01; SSB 12562-QA)

Table 16: Separation Test Correction for Differential Vaporization

	Pressure	Separator Corrected	
	(psia)	Solution GOR (Rs)	FVF (Bo)
	6015		1.053
Pi	5855		1.054
	5152		1.058
	4532		1.061
	4054		1.064
	3545		1.068
	3038		1.071
	2578		1.074
	2109		1.077
	1612		1.081
	1092		1.085
	563		1.089
Pb	288	37.4	1.092
	220	32.0	1.082
	152	26.1	1.070
	84	16.9	1.056
	15		1.031

Client: OXY ECUADOR
 Field: TUMALI
 Perforations: 8942 ft – 8950 ft

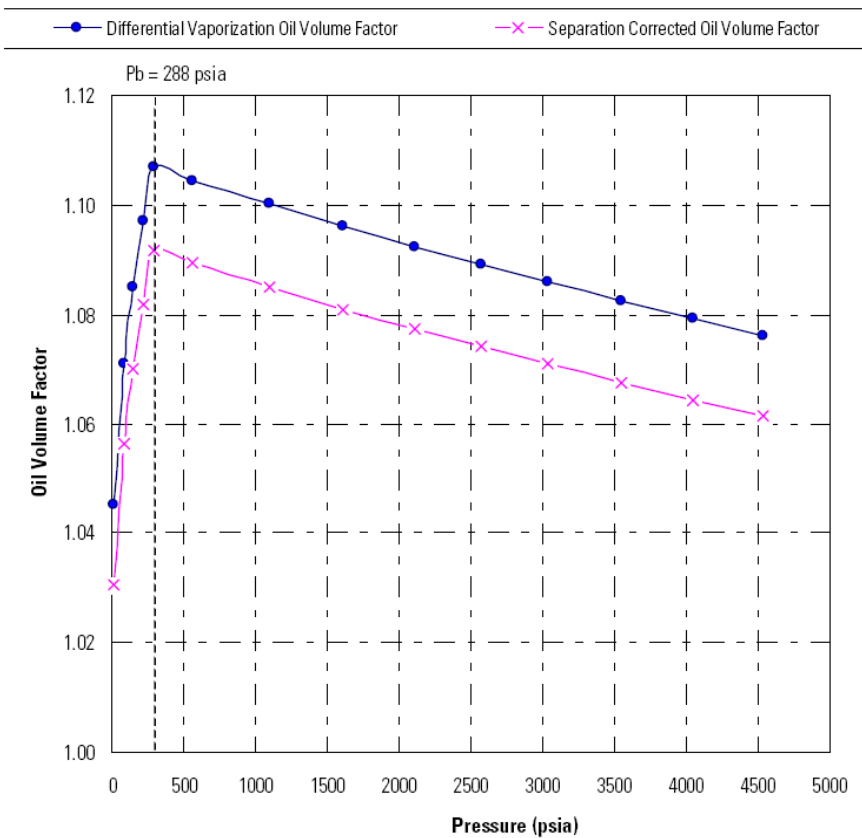
Bottom Hole Sample
 Well: TUMALI ESTE-1 / UPPER M-1



Separation Correction for Differential Vaporization

(Sample # 1.01; SSB 12562-QA)

Figure 10: Separation Corrected Oil Volume Factor (B_o)



Client: OXY ECUADOR
 Field: TUMALI
 Perforations: 8942 ft – 8950 ft

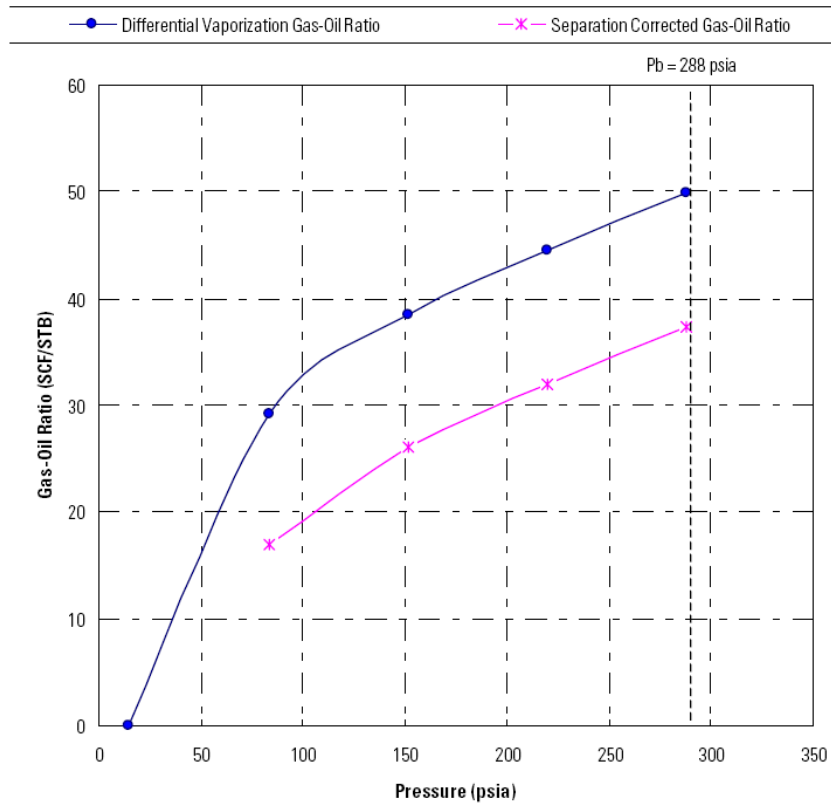
Bottom Hole Sample
 Well: TUMALI ESTE-1 / UPPER M-1



Separation Correction for Differential Vaporization

(Sample # 1.01; SSB 12562-QA)

Figure 11: Separation Corrected Gas-Oil Ratio (Rs)



ANEXO 5.

PERFILES DE PRODUCCIÓN CAMPO TUMALI

Well: TML E 1 Well Time Graph Report				Well: TML E2 Well Time Graph Report			Well: TML E3H1 Well Time Graph Report			TUMALI FIELD Well Time Graph Report			
Date	Cal	Cal Day	Water	Cal	Cal Day	Water	Cal	Cal Day	Water	Cal	Cal Day	Water	BSW
	Day Oil	Fluid		Day Oil	Fluid		Day Oil	Fluid		Day Oil	Fluid		
	FC 1	FC 1		FC 1	FC 1		FC 1	FC 1		FC 1	FC 1		%
	Bbl/d	Bbl/d	Bbl/d	Bbl/d	Bbl/d	Bbl/d	Bbl/d	Bbl/d	Bbl/d	Bbl/d	Bbl/d	Bbl/d	
2011/09	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
2011/10	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
2011/11	810.95	1,151.88	340.93	996.44	1,200.99	204.55	2,014.94	2,401.98	387.04	3,822.33	4,754.85	932.52	20%
2011/12	763.77	1,155.65	391.88	933.55	1,202.97	269.42	1,847.91	2,405.95	558.04	3,545.24	4,764.57	1,219.34	26%
2012/01	720.60	1,159.44	438.84	876.44	1,204.96	328.53	1,700.83	2,409.92	709.10	3,297.86	4,774.32	1,476.47	31%
2012/02	680.98	1,163.23	482.25	824.41	1,206.95	382.54	1,570.63	2,413.90	843.27	3,076.01	4,784.08	1,708.06	36%
2012/03	644.54	1,167.04	522.50	776.88	1,208.94	432.07	1,454.83	2,417.89	963.06	2,876.25	4,793.87	1,917.63	40%
2012/04	610.95	1,170.86	559.91	733.34	1,210.94	477.60	1,351.38	2,421.88	1,070.50	2,695.68	4,803.68	2,108.01	44%
2012/05	579.92	1,174.69	594.77	693.37	1,212.94	519.57	1,258.59	2,425.88	1,167.29	2,531.88	4,813.51	2,281.63	47%
2012/06	551.20	1,181.43	630.24	656.57	1,218.56	561.99	1,175.04	2,429.89	1,254.85	2,382.81	4,829.88	2,447.08	51%
2012/07	524.55	1,194.22	669.67	622.63	1,231.71	609.08	1,099.54	2,433.90	1,334.36	2,246.73	4,859.83	2,613.11	54%
2012/08	499.80	1,207.33	707.53	591.26	1,245.23	653.97	1,031.09	2,440.16	1,409.07	2,122.15	4,892.72	2,770.57	57%
2012/09	476.75	1,220.59	743.83	562.20	1,258.90	696.71	968.84	2,467.22	1,498.38	2,007.79	4,946.71	2,938.92	59%
2012/10	455.27	1,233.99	778.72	535.23	1,272.72	737.50	912.06	2,499.72	1,587.65	1,902.56	5,006.43	3,103.87	62%
2012/11	435.20	1,247.54	812.33	510.15	1,286.70	776.55	860.13	2,532.64	1,672.50	1,805.49	5,066.88	3,261.38	64%
2012/12	416.43	1,261.23	844.80	486.80	1,300.82	814.03	812.52	2,565.99	1,753.47	1,715.75	5,128.04	3,412.30	67%
2013/01	398.85	1,275.08	876.22	465.01	1,315.11	850.09	768.75	2,599.78	1,831.04	1,632.61	5,189.97	3,557.35	69%
2013/02	382.37	1,289.08	906.71	444.66	1,329.54	884.89	728.42	2,634.02	1,905.60	1,555.44	5,252.64	3,697.20	70%
2013/03	366.88	1,303.23	936.35	425.61	1,344.14	918.53	691.19	2,668.71	1,977.52	1,483.68	5,316.08	3,832.40	72%
2013/04	352.31	1,317.54	965.23	407.76	1,358.90	951.14	656.74	2,703.86	2,047.12	1,416.81	5,380.30	3,963.49	74%
2013/05	338.60	1,332.00	993.41	391.01	1,373.82	982.81	624.80	2,739.46	2,114.66	1,354.41	5,445.28	4,090.88	75%
2013/06	325.67	1,346.63	1,020.96	375.27	1,388.90	1,013.63	595.14	2,775.54	2,180.40	1,296.08	5,511.07	4,214.99	76%
2013/07	313.47	1,361.41	1,047.95	360.47	1,404.15	1,043.68	567.54	2,812.09	2,244.56	1,241.47	5,577.65	4,336.19	78%
2013/08	301.94	1,376.36	1,074.42	346.52	1,419.56	1,073.05	541.82	2,849.13	2,307.31	1,190.27	5,645.05	4,454.78	79%

CONTINUACIÓN PERFILES DE PRODUCCIÓN CAMPO TUMALI

2013/09	291.03	1,391.47	1,100.44	333.37	1,435.15	1,101.78	517.80	2,886.65	2,368.85	1,142.20	5,713.27	4,571.07	80%
2013/10	280.71	1,406.75	1,126.04	320.95	1,450.91	1,129.96	495.35	2,924.67	2,429.32	1,097.01	5,782.33	4,685.32	81%
2013/11	270.92	1,422.19	1,151.27	309.21	1,466.84	1,157.62	474.33	2,963.18	2,488.85	1,054.46	5,852.21	4,797.74	82%
2013/12	261.64	1,437.80	1,176.16	298.11	1,482.94	1,184.83	454.62	3,002.21	2,547.59	1,014.37	5,922.95	4,908.58	83%
2014/01	252.83	1,453.59	1,200.76	287.59	1,499.22	1,211.63	436.11	3,041.75	2,605.64	976.53	5,994.56	5,018.03	84%
2014/02	244.45	1,469.55	1,225.09	277.62	1,515.68	1,238.06	418.71	3,081.80	2,663.09	940.78	6,067.03	5,126.24	84%
2014/03	236.49	1,485.68	1,249.19	268.16	1,532.32	1,264.16	402.33	3,122.39	2,720.06	906.98	6,140.39	5,233.41	85%
2014/04	228.91	1,501.99	1,273.09	259.17	1,549.14	1,289.97	386.89	3,163.51	2,776.62	874.97	6,214.64	5,339.68	86%
2014/05	221.68	1,518.48	1,296.80	250.63	1,566.15	1,315.52	372.33	3,205.17	2,832.84	844.64	6,289.80	5,445.16	87%
2014/06	214.80	1,535.16	1,320.36	242.51	1,583.35	1,340.84	358.57	3,247.38	2,888.81	815.87	6,365.89	5,550.01	87%
2014/07	208.22	1,552.01	1,343.78	234.77	1,600.73	1,365.96	345.56	3,290.15	2,944.59	788.56	6,442.89	5,654.33	88%
2014/08	201.95	1,569.05	1,367.10	227.40	1,618.30	1,390.91	333.25	3,333.48	3,000.23	762.60	6,520.83	5,758.24	88%
2014/09	195.96	1,586.28	1,390.32	220.37	1,636.07	1,415.70	321.58	3,377.38	3,055.80	737.91	6,599.73	5,861.82	89%
2014/10	190.22	1,603.69	1,413.47	213.66	1,654.03	1,440.37	310.52	3,421.86	3,111.34	714.40	6,679.58	5,965.18	89%
2014/11	184.74	1,621.30	1,436.56	207.25	1,672.19	1,464.94	300.01	3,466.93	3,166.91	692.01	6,760.42	6,068.41	90%
2014/12	179.49	1,639.10	1,459.61	201.13	1,690.55	1,489.42	290.04	3,512.58	3,222.55	670.65	6,842.23	6,171.58	90%
2015/01	174.46	1,657.09	1,482.63	195.27	1,709.11	1,513.84	280.55	3,558.84	3,278.30	650.28	6,925.04	6,274.77	91%
2015/02	169.64	1,675.29	1,505.64	189.67	1,727.88	1,538.21	271.51	3,605.71	3,334.20	630.82	7,008.88	6,378.05	91%
2015/03	165.02	1,693.68	1,528.66	184.30	1,746.85	1,562.54	262.91	3,653.20	3,390.28	612.23	7,093.73	6,481.48	91%
2015/04	160.58	1,712.27	1,551.69	179.16	1,766.02	1,586.86	254.71	3,701.31	3,446.60	594.45	7,179.60	6,585.15	92%
2015/05	156.32	1,731.07	1,574.75	174.23	1,785.41	1,611.18	246.89	3,750.05	3,503.16	577.44	7,266.53	6,689.09	92%
2015/06	152.23	1,750.08	1,597.85	169.50	1,805.01	1,635.51	239.42	3,799.44	3,560.02	561.15	7,354.53	6,793.38	92%
2015/07	148.29	1,769.29	1,621.00	164.96	1,824.83	1,659.87	232.29	3,849.48	3,617.19	545.54	7,443.60	6,898.06	93%
2015/08	144.51	1,788.72	1,644.21	160.60	1,844.87	1,684.26	225.47	3,900.17	3,674.70	530.58	7,533.76	7,003.17	93%
2015/09	140.87	1,808.35	1,667.49	156.41	1,865.12	1,708.71	218.95	3,951.54	3,732.59	516.23	7,625.01	7,108.79	93%
2015/10	137.36	1,828.21	1,690.85	152.39	1,885.60	1,733.21	212.70	4,003.58	3,790.87	502.45	7,717.39	7,214.93	93%
2015/11	133.99	1,848.28	1,714.29	148.52	1,906.30	1,757.78	206.72	4,056.30	3,849.58	489.22	7,810.88	7,321.65	94%
2015/12	130.73	1,868.57	1,737.84	144.79	1,927.23	1,782.44	200.99	4,109.72	3,908.73	476.51	7,905.52	7,429.01	94%
2016/01	127.60	1,889.09	1,761.49	141.20	1,948.39	1,807.19	195.49	4,163.85	3,968.35	464.29	8,001.33	7,537.03	94%
2016/02	124.57	1,909.83	1,785.25	137.74	1,969.78	1,832.04	190.22	4,218.68	4,028.46	452.53	8,098.29	7,645.75	94%
2016/03	121.65	1,930.79	1,809.14	134.41	1,991.40	1,856.99	185.15	4,274.24	4,089.09	441.22	8,196.43	7,755.22	95%

CONTINUACIÓN PERFILES DE PRODUCCIÓN CAMPO TUMALI

2016/04	118.84	1,951.99	1,833.15	131.20	2,013.27	1,882.07	180.29	4,330.53	4,150.24	430.33	8,295.79	7,865.46	95%
2016/05	116.12	1,973.42	1,857.31	128.10	2,035.37	1,907.27	175.61	4,387.56	4,211.95	419.83	8,396.35	7,976.53	95%
2016/06	113.49	1,995.09	1,881.60	125.11	2,057.72	1,932.61	171.12	4,445.34	4,274.23	409.72	8,498.15	8,088.44	95%
2016/07	110.95	2,016.99	1,906.04	122.22	2,080.31	1,958.08	166.79	4,503.89	4,337.09	399.97	8,601.19	8,201.21	95%
2016/08	108.49	2,039.14	1,930.64	119.44	2,103.15	1,983.71	162.63	4,563.20	4,400.57	390.56	8,705.49	8,314.92	96%
2016/09	106.12	2,061.52	1,955.40	116.74	2,126.24	2,009.49	158.62	4,623.30	4,464.68	381.48	8,811.06	8,429.57	96%
2016/10	103.82	2,084.16	1,980.33	114.14	2,149.58	2,035.44	154.76	4,684.18	4,529.43	372.72	8,917.92	8,545.20	96%
2016/11	101.60	2,107.04	2,005.44	111.62	2,173.18	2,061.56	151.04	4,745.87	4,594.84	364.26	9,026.09	8,661.84	96%
2016/12	100.25	2,120.88	2,020.62	109.19	2,197.04	2,087.85	147.44	4,808.37	4,660.93	280.50	9,126.29	8,769.40	96%
2017/01	0	0	0	106.83	2,221.16	2,114.33	143.98	4,871.70	4,727.72	250.81	7,092.86	6,842.05	96%
2017/02	0	0	0	104.55	2,245.55	2,141.00	140.64	4,935.86	4,795.22	245.19	7,181.41	6,936.22	97%
2017/03	0	0	0	102.34	2,270.20	2,167.86	137.41	5,000.86	4,863.45	239.75	7,271.06	7,031.31	97%
2017/04	0	0	0	100.63	2,295.12	2,194.50	134.29	5,066.72	4,932.43	194.23	7,361.84	7,126.93	97%
2017/05	0	0	0	0	0	0	131.28	5,133.45	5,002.17	131.28	5,133.45	5,002.17	97%
2017/06	0	0	0	0	0	0	128.36	5,201.05	5,072.69	128.36	5,201.05	5,072.69	98%
2017/07	0	0	0	0	0	0	125.55	5,269.55	5,144.00	125.55	5,269.55	5,144.00	98%
2017/08	0	0	0	0	0	0	122.82	5,338.95	5,216.13	122.82	5,338.95	5,216.13	98%
2017/09	0	0	0	0	0	0	120.18	5,409.26	5,289.08	120.18	5,409.26	5,289.08	98%
2017/10	0	0	0	0	0	0	117.63	5,480.50	5,362.87	117.63	5,480.50	5,362.87	98%
2017/11	0	0	0	0	0	0	115.16	5,552.67	5,437.52	115.16	5,552.67	5,437.52	98%
2017/12	0	0	0	0	0	0	112.76	5,625.80	5,513.04	112.76	5,625.80	5,513.04	98%
2018/01							110.44	5,699.89	5,589.45	110.44	5,699.89	5,589.45	98%
2018/02							108.19	5,774.95	5,666.77	108.19	5,774.95	5,666.77	98%
2018/03							106.00	5,851.01	5,745.00	106.00	5,851.01	5,745.00	98%
2018/04							103.89	5,928.06	5,824.18	103.89	5,928.06	5,824.18	98%
2018/05							101.83	6,006.13	5,904.30	101.83	6,006.13	5,904.30	98%
2018/06							100.41	6,085.23	5,984.82	100.41	6,085.23	5,984.82	98%

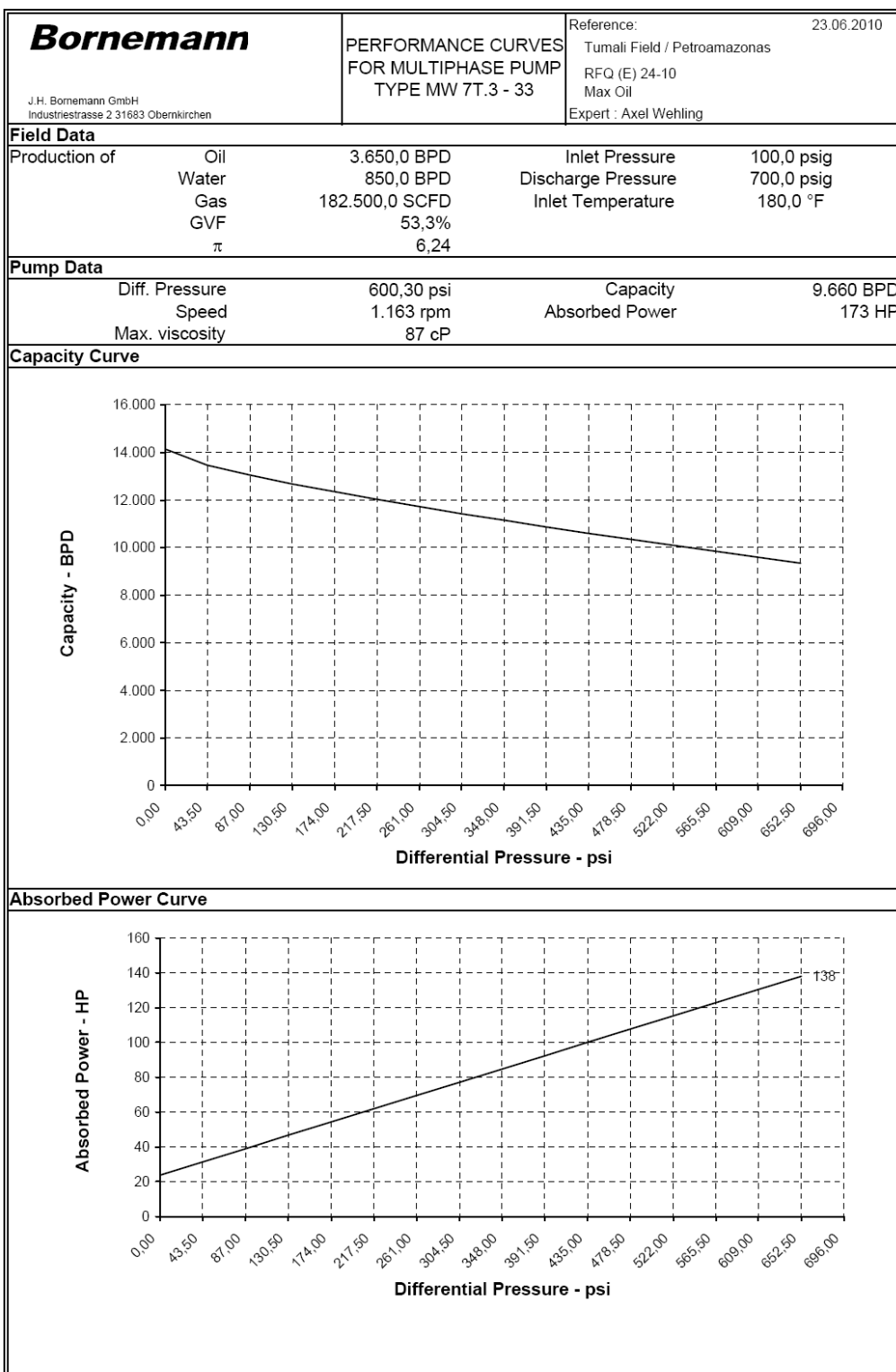
ANEXO 6.

CONDICIONES DE OPERACIÓN BOMBAS MULTIFÁSICAS

Bornemann		MULTIPHASE PUMP DATASHEET		Reference:				
J.H. Bornemann GmbH - Industriestrasse 2 31683 Oberrkirchen - Germany Tel.: ++49 5724 390 0 Fax: ++49 5724 390290		MW 7T.3 - 33		Tumali Field / Petroamazonas				
Unit Code : 1500		Expert : Axel Wehling		Quantity pump(s) : 1				
				Date : 23-06-10				
Well data			Calculated values					
2	Oil	: 3.650,0 BPD						
3	Capacity	: Water : 850,0 BPD	Δp	:	600,30 psig			
4		: Gas : 182.500,0 SCFD	Pressure ratio π	:	6,24			
5	Liquid density	: ,90 kg/dm ³	GVF	:	53,3%			
6	Inlet pressure	: 100,0 psig	Gasvolume @ inlet	:	5.143 BPD			
7	Discharge pressure	: 700,0 psig	Volume of mix	:	9.643 BPD			
8	Viscosity	: 86,6 cP						
9	Inlet temperature	: 180,0 °F	GLR	:	40,56 SCFD/BLPD			
10	Water Content	: 18,9% of total liquid	GOR	:	50,0 SCFD/BLPD			
Variable Speed Operation								
12	Diff. pressure	: 600,30 psi						
13	Speed	: 1.163 rpm						
14	Viscosity	: 87 cP						
15	Capacity(equivalent)	: 9.660 BPD						
16	Abs. power	: 173 HP						
17	Drawdown	: 100 psig						
18	Discharge Temp.	: 180 °F						
19	Req. Cooler Power	: --						
20								
21								
22								
23	Differential Pressure Too High							
24	Note(s)							
Flange connections			Forces and moments					
26		Size - Location	Fx [lbs]	Fy [lbs]	Fz [lbs]	Mx [lbs ft]	My [lbs ft]	Mz [lbs ft]
27	Suction flange	: 10" ANSI 300 lbs RF - Left / Right	827	827	1.102	1.475	1.475	1.844
28	Discharge flange	: 10" ANSI 300 lbs RF - Top	827	827	1.102	1.475	1.475	1.844
29	Drains	: 1" ANSI 300 lbs RF	Minimum Discharge Piping Diameter 4"					
Mechanical properties								
31	Direction of rotation	: C.W.	Location of drive shaft (viewed from motor)			: Left		
32	Integral bypass valve	: Included	Opening pressure (Dp + 10%)			: 660 psig		
Mechanical seals								
34	Make / Type	: Burgmann or Similar	HSHJ 42/080 G179	Configuration	: Single Acting Mechanical Seals			
35	API Plan	: No API Plan applicable	API Code	: BSAFN				
36	Buffer fluid system	: Pressureless Buffer Fluid System Integrated in Pump Casing			Buffer fluid	: Hydraulic Oil with viscosity 32 cSt		
Materials of construction (Standard)								
38	Pumpcasing	: H11 similar ASTM A516 Gr. 60			Shafts	: 1.4542 similar ASTM A564 Gr. 630		
39	Replaceable liner	: NiResist D2 similar ASTM A 439 D2			Screws	: 1.4057 similar ASTM A 276 Gr. 431		
40	Bearing housing	: Cast Iron (GG25)			Gaskets	: Asbestos Free		
41	Timing gears	: 1.7139 Nitrided Steel			O-rings & Radial Shaft Seal Rings	: Viton (FPM)		
Pump lubrication			Bearing type(s)					
43	D.E.	: Oil	3314 C4 and -			No Special Features or Options		
44	N.D.E.	: Oil	NJ 2314 C3					
Base plate assembly								
46	Material	: Fabricated welded carbon steel			Coupling guard	: Sparkproof		
47	Design	: Lifting lugs			Coupling	: Flexible Coupling with 10 inch spacer		
48		: Oil pan						
49		: Vertical leveling screws			: Alignment screws for pump driver			
Preliminary motor data (For Variable speed 4-pole motor)								
51	Frame size	: 355 MA	Variable speed	: 1163 rpm	Enclosure	: IP 55		
52	Shaft power	: 214,6 HP	Mounting form	: Horizontal	Classification	: Sparkproof, suitable for class 1, div. 2 area's		
53	Voltage		Isolation class	: F / B				
Pump weight (approx.)			Dimensions (approx.)					
55	Pump	: 3.084 lbs	Length	: 10,7 ft				
56	Baseplate	: 1.982 lbs	Height	: 5, ft				
57	Motor	: 3.304 lbs	Width	: 3,9 ft				
58	Total weight	: 8.370 lbs	Volume	: 208,5 ft ³				
59	Checked	: (Engineering)			Date			

ANEXO 7.

CURVAS DE RENDIMIENTO BOMBAS MULTIFÁSICAS



ANEXO 8.

PLANO DE DETALLE BOMBAS MULTIFÁSICAS

For Information only

REVISED LIST	1	1800mm 90° - A402 B NLS	001	Flange drain section	1"	200 SIL M107 - A402 B NLS
1800mm 90° - A402 B NLS	1	1800mm 90° - A402 B NLS	002	Flange drain section	1"	200 SIL M107 - A402 B NLS
1800mm 90° - A402 B NLS	1	1800mm 90° - A402 B NLS	003	Flange drain section	1"	200 SIL M107 - A402 B NLS
1800mm 90° - A402 B NLS	1	1800mm 90° - A402 B NLS	004	Flange drain section	1"	200 SIL M107 - A402 B NLS
1800mm 90° - A402 B NLS	1	1800mm 90° - A402 B NLS	005	Flange drain section	1"	200 SIL M107 - A402 B NLS
1800mm 90° - A402 B NLS	1	1800mm 90° - A402 B NLS	006	Flange drain section	1"	200 SIL M107 - A402 B NLS

Rev. 01	1800mm 90° - A402 B NLS	001	Flange drain section	1"	200 SIL M107 - A402 B NLS
Rev. 02	1800mm 90° - A402 B NLS	002	Flange drain section	1"	200 SIL M107 - A402 B NLS
Rev. 03	1800mm 90° - A402 B NLS	003	Flange drain section	1"	200 SIL M107 - A402 B NLS
Rev. 04	1800mm 90° - A402 B NLS	004	Flange drain section	1"	200 SIL M107 - A402 B NLS
Rev. 05	1800mm 90° - A402 B NLS	005	Flange drain section	1"	200 SIL M107 - A402 B NLS
Rev. 06	1800mm 90° - A402 B NLS	006	Flange drain section	1"	200 SIL M107 - A402 B NLS

Star Energy UK Onshore Ltd	Scale	1:30	0
Humby Grove Oilfield	Part No.	8084.70-A-DR-000-00	0
	Item	screw pump	0
	Item	PM113.05	0
	Item	1500 920 04	000
	Item		000
	Item		000
	Item		000
	Item		000
	Item		000

ANEXO 9.

GLOSARIO DE TÉRMINOS

ABANDONO Trabajos efectuados para dejar fuera de servicio total o parcialmente y en condiciones seguras, y de ser el caso, en concordancia con la normativa ambiental, una Instalación de Hidrocarburos.

ACCESO En el caso del Transporte de Hidrocarburos por Ductos, son las Vías carrozables utilizadas para acceder al derecho de vía y a las Estaciones.

ACTIVIDAD DE HIDROCARBUROS Es la operación relacionada con la Exploración, Explotación, Procesamiento o Refinación, Almacenamiento, Transporte, Comercialización y Distribución de Hidrocarburos.

ACTIVIDAD RELACIONADA Actividad vinculada con Petróleo, Gas Natural y Condensados, y cualquier actividad energética conexas a la de Hidrocarburos.

AGUA DE PRODUCCION Es el agua procedente de los reservorios y que se produce conjuntamente con los Hidrocarburos; la misma que es separada y tratada antes de su disposición en superficie o para reinyección al subsuelo a través de Pozos.

AMBIENTE Es el conjunto de elementos bióticos y abióticos que interactúan en un espacio y tiempo determinados.

ANALISIS DE RIESGO El estudio para evaluar los peligros potenciales y sus posibles consecuencias en una instalación existente o en un proyecto, con el objeto de establecer medidas de prevención y protección.

AREA PELIGROSA En el caso del Almacenamiento, es el área donde existe o puede existir una atmósfera peligrosa.

BARRIL (bl) Es la unidad de medida de capacidad de los Hidrocarburos Líquidos, que consiste en cuarenta y dos (42) galones de los Estados Unidos de América, corregidos a una temperatura de 15,55° C (60°F), a presión del nivel del mar, sin agua, barro u otros sedimentos.

BPPD Barril de petróleo por día.

BAPD Barril de agua por día.

BFPD Barril de fluido por día.

BES En la actividad de Explotación es la unidad de bombeo artificial electrosumergible.

BOMBEO ARTIFICIAL En las Actividades de Exploración y Explotación, es la técnica aplicada a los pozos para que continúen produciendo económicamente, cuando ya no tienen energía suficiente para hacerlo por urgencia natural.

BS&W En las actividades de Exploración y Explotación, son los sedimentos de fondo y agua, no libres, contenidos en los Hidrocarburos Líquidos.

CABEZAL DE POZO Unidad de acero con un conjunto de válvulas y conexiones que soporta las tuberías de un Pozo del subsuelo, permite controlar sus presiones y ponerlo en producción o inyección desde la superficie.

CAPACIDAD DE AGUA Término usado en el Almacenamiento, generalmente en recipientes para GLP, cuando la capacidad del recipiente está en función de las dimensiones interiores del mismo y no de la capacidad del líquido con el que se llena.

CAPACIDAD DE TRANSPORTE Máxima cantidad de Hidrocarburos que el

Concesionario está en condiciones de transportar por unidad de tiempo a través del Sistema de Transporte.

CAPACIDAD DISPONIBLE En el Transporte de Hidrocarburos por Ductos, es la diferencia entre la Capacidad de Transporte y la Capacidad Contratada total.

CEMENTACION En la Exploración y Explotación, es la técnica por la cual se prepara, bombea y ubica una mezcla de cemento y aditivos dentro del Pozo, con fines de fijar la tubería, crear un aislamiento, o reparar o abandonar zonas o el Pozo.

COMPLETACIÓN En Exploración y Explotación de Hidrocarburos, son los trabajos posteriores a la perforación que tiene por objeto poner el Pozo perforado en condiciones de producir.

DATA Información general sobre hechos y estadísticas o muestras que no han sido analizadas o procesadas.

DEPLETACION En la Explotación de un Yacimiento o Reservorio, es la condición de menor presión a la que llega un Reservorio debido a su producción.

DERECHO DE VIA En el Transporte de Hidrocarburos por Ductos, es la franja por donde discurre la Línea del Sistema de Transporte.

DESARROLLO En la Explotación de Hidrocarburos, es la ejecución de cualesquiera o de todas las actividades necesarias para la Producción de Hidrocarburos tales como: Perforación, Profundización, Reacondicionamiento y Completación de Pozos, así como el diseño, construcción e instalación de equipos, tuberías, Tanques de Almacenamiento, incluyendo la utilización de sistemas de recuperación primaria y mejorada.

DST Drill Steam Test.

ESTIMULACION En la Explotación o Exploración de Hidrocarburos son los trabajos que se realizan con el objeto de incrementar la Productividad de un Pozo.

ESTRATO Capa de Roca sedimentaria que corresponde a un ciclo de depositación.

ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL – EIA Aquel estudio que debe efectuarse previamente al inicio de cualquier actividad de hidrocarburos o ampliación de la misma, el cual abarcará aspectos físicos, naturales, biológicos, socioeconómicos y culturales, en su área de influencia, con la finalidad de determinar las condiciones existentes y las capacidades del medio; así como, prever los efectos y consecuencias de la realización de dicha actividad, indicando medidas y controles a aplicar para lograr un desarrollo armónico entre la actividad y el ambiente. El EIA, debe contener el Plan de Manejo Ambiental (PMA), tanto para la etapa de instalación, como para la operación, así como también el respectivo Plan de Abandono.

ESTUDIO DE RIESGOS Aquél que cubre aspectos de seguridad en instalaciones relacionadas con las Actividades de Hidrocarburos, y en su área de influencia, con el propósito de determinar las condiciones existentes en el medio, así como prever los efectos y consecuencias de la instalación y su operación, indicando los procedimientos, medidas y controles que deberán aplicarse con el objeto de eliminar condiciones y actos inseguros que podrían suscitarse. El Estudio de Riesgos deberá analizar detalladamente todas las variables técnicas y naturales, que puedan afectar las instalaciones y su área de influencia, a fin de definir los métodos de control que eviten o minimicen situaciones de inseguridad, incluyendo el dimensionamiento de los sistemas y equipos contra incendios.

ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL PRELIMINAR (EIAP) Es aquel desarrollado con información bibliográfica disponible, que reemplaza al EIA en aquellos casos en que las actividades no involucran un uso intensivo ni extensivo del terreno, tales como la aerofotografía, aeromagnetometría, geología de superficie, o se trate de actividades de reconocido poco impacto en ecosistemas no frágiles.

ESTUDIO SISMICO Técnica para determinar la configuración de las capas geológicas en el subsuelo, por medio de ondas sísmicas producidas artificialmente.

EXPLORACION El planeamiento, ejecución y evaluación de estudios geológicos, geofísicos, geoquímicos y otros; así como la perforación de Pozos Exploratorios y actividades conexas necesarias para el descubrimiento de Hidrocarburos; incluyendo la perforación de Pozos Confirmatorios para la evaluación de los reservorios descubiertos.

EXPLOTACION Desarrollo y Producción.

FALLA Fractura de la corteza terrestre o de parte de ella, con desplazamiento.

FISCALIZACION Función que realiza el OSINERG, según la cual debe fiscalizar el cumplimiento de las disposiciones legales y técnicas relacionadas con las Actividades de Hidrocarburos, así como el cumplimiento de las normas legales y técnicas referidas a la conservación y protección del ambiente en el desarrollo de dichas actividades.

GALON (GL) Unidad de medida de volumen para líquidos que equivale a 3,78533 litros. Se le conoce como Galón de los Estados Unidos de América.

GAS LICUADO DE PETROLEO, (GLP) Hidrocarburo que, a condición normal

de presión y temperatura, se encuentra en estado gaseoso, pero a temperatura normal y moderadamente alta presión es licuable. Usualmente está compuesto de propano, butano, polipropileno y butileno o mezcla de los mismos. En determinados porcentajes forman una mezcla explosiva. Se le almacena en estado líquido, en recipientes a presión.

GAS NATURAL Mezcla de Hidrocarburos en estado gaseoso, puede presentarse en su estado natural como Gas Natural Asociado y Gas Natural no Asociado. Puede ser húmedo si tiene Condensado, o ser seco si no lo contiene.

GAS NATURAL NO ASOCIADO Aquel cuya ocurrencia tiene lugar en un Reservorio natural, en el cual a condiciones iniciales, no hay presencia de Hidrocarburos Líquidos.

GEOFISICA Estudio de la estructura del globo terráqueo en su conjunto y de los movimientos que lo afectan.

GEOFONOS Detectores usados en Estudios Sísmicos en tierra para captar las ondas reflejadas de los Estratos bajo la superficie.

GEOQUIMICA Estudio de la distribución de los elementos químicos de la tierra y las reglas que gobiernan su distribución.

HIDROCARBURO Compuesto orgánico, gaseoso, líquido o sólido, que consiste principalmente de carbono e hidrógeno.

HIDROCARBURO FISCALIZADO El Hidrocarburo de un área de Contrato, medido en un Punto de Fiscalización de la Producción.

IMPACTO AMBIENTAL Es el efecto que las acciones del hombre o de la naturaleza causan en el ambiente natural y social. Pueden ser positivos o

negativos.

INSTALACION DE HIDROCARBUROS Planta, local, estructura, equipo o embarcación utilizados para buscar, producir, procesar, almacenar, transportar, distribuir y comercializar Hidrocarburos. Dentro de las Instalaciones de Hidrocarburos se comprende a los emplazamientos en superficie y en subsuelo, en el zócalo continental o mar afuera.

INSUMO QUIMICO Producto utilizado como materia prima en la industria, como son: nafta virgen, Hidrocarburos aromáticos, etc.

LINEA En el transporte de Hidrocarburos por Ductos, es la tubería principal del Sistema de Transporte.

LINEA DE CARGA En el Almacenamiento de Hidrocarburos, es la tubería que conduce la producción de un proceso a Tanque o Tanques de Almacenamiento.

LINEA DE DESCARGA En el Almacenamiento de Hidrocarburos, es la tubería instalada para la salida o descarga de los fluidos almacenados.

LINEA SISMICA Trayecto o trocha para la ejecución de un levantamiento Sísmico.

LIQUIDO Para propósitos del Almacenamiento de Hidrocarburos es todo Hidrocarburo con fluidez mayor a una penetración de 300 medido por el ASTM D-5. En caso de no estar identificado, el término líquido se refiere a Líquidos inflamables y a Combustibles Líquidos.

MD Profundidad Medida.

METRO CUBICO (M3) Unidad de medida de volumen del Sistema Métrico

Decimal, equivalente a 6,289 bl y 264,170 gl de Estados Unidos de América.

METRO CUBICO ESTANDAR (m3(ST)) Cantidad de Gas Natural que ocupa un metro cúbico (m³) a una temperatura de quince grados centígrados (15° C) y a una presión absoluta de un mil trece (1 013 mbar).

NUEVA INSTALACION En el Transporte de Hidrocarburos por Ductos, es cualquier Ampliación o Extensión del Sistema de Transporte, de conformidad con las Condiciones de Acceso.

OPERACIÓN En el Almacenamiento de Hidrocarburos es el término general que incluye pero que no se limita al uso, transferencia, almacenamiento y procesamiento de líquidos.

PERFILAJE DE POZOS Técnica que permite la medición, a lo largo del Pozo, de las características petrofísicas de las formaciones geológicas y de los fluidos contenidos en ellas, pudiendo permitir su interpretación un pronóstico sobre el potencial hidrocarburífero. Es controlada desde la superficie, y su información ayuda en la toma de decisiones en las operaciones de Completación y Reacondicionamiento. El producto a obtenerse es un Perfil o Registro del Pozo.

PERMEABILIDAD Capacidad de una Roca para dejarse atravesar por un fluido.

PETROLEO Mezcla de Hidrocarburos que se encuentran en estado líquido a las condiciones iniciales de presión y temperatura del Reservorio y que mayormente se mantiene en estado líquido a condiciones atmosféricas. No incluye condensados, líquidos del Gas Natural o Gas Natural Licuado.

PETROLEO CRUDO Mezcla de Hidrocarburos que tiene un punto de inflamación menor 65,6°C y que no ha sido procesado en Refinerías.

PLAN DE ABANDONO Es el conjunto de acciones para abandonar un área o instalación, corregir cualquier condición adversa ambiental e implementar el reacondicionamiento que fuera necesario para volver el área a su estado natural o dejarla en condiciones apropiadas para un nuevo uso. Este Plan incluye medidas a adoptarse para evitar efectos adversos al ambiente por acción de residuos sólidos, líquidos o gaseosos que puedan existir o que puedan aflorar con posterioridad.

PLAN DE CONTINGENCIAS Aquel que detalla las acciones a llevarse a cabo en caso de emergencias, como resultado de derrames, fugas, incendios, desastres naturales, etc

PLAN DE MANEJO AMBIENTAL (PMA) Es el plan operativo que contempla la ejecución de prácticas ambientales, elaboración de medidas de mitigación, prevención de riesgos, contingencias y la implementación de sistemas de información ambiental para el desarrollo de las unidades operativas o proyectos a fin de cumplir con la legislación ambiental y garantizar que se alcancen los estándares que se establezcan.

PLANTA DE PROCESAMIENTO Instalación donde se cambian las características de los hidrocarburos que se encuentran en la naturaleza, al descomponerlos en los diferentes compuestos que los forman; así como también las posteriores transformaciones para convertirlos en los combustibles requeridos por la industria y su adecuación para facilitar su transporte. Incluye instalaciones donde al Gas Natural se le extrae las impurezas, el sulfuro de hidrógeno, el dióxido de carbono, el agua y componentes nocivos.

POROSIDAD En el caso de las Rocas sedimentarias, es el espacio vacío entre los granos, incluyendo la cementación de ser el caso. Puede presentarse en Rocas ígneas como consecuencia de su génesis o de fracturas.

POES Petróleo original en sitio.

POZO Cavidad en la corteza terrestre como resultado de la perforación efectuada para descubrir o producir Hidrocarburos, inyectar agua o gas u otros objetivos.

POZO ABANDONADO Un Pozo que no será o volverá a ser activo por haber resultado seco, por haber dejado de producir o por que por alguna otra razón no puede ser operativo. Requiere ser sellado convenientemente con tapones para prevenir la fuga de los fluidos que contiene, de un reservorio a otro, o a la superficie.

PRODUCCION Actividad cuya finalidad es el flujo y manipuleo de Hidrocarburos. Incluye la operación de Pozos, equipos, tuberías, tratamiento y medición de Hidrocarburos y todo tipo de operaciones de recuperación primaria y mejorada, hasta el Punto de Fiscalización.

PROTECCION AMBIENTAL Es el conjunto de acciones de orden humano, social, técnico, legal y económico, que tiene por objeto proteger las áreas de influencia por acción de la realización de Actividades de Hidrocarburos, evitando su degradación a niveles perjudiciales que afecten el ecosistema, la salud y atenten contra el bienestar humano.

PRUEBA DE INTEGRIDAD MECANICA Evaluación de los diferentes componentes de un Pozo, tales como la cementación, las tuberías de revestimiento, las tuberías de inyección y los tapones, para verificar que el sistema garantiza que el agua inyectada no está fluyendo a formaciones no previstas.

PSIA Libras por pulgada cuadrada absoluta, siendo el punto de referencia cero

(0) libras de presión absoluta o vacío total (0,0 psig = 14,7psia).

PUNTO DE ENTREGA En el Transporte de Hidrocarburos por Ductos es el punto en el cual el Concesionario entrega los Hidrocarburos transportados al Usuario.

PUNTO DE RECEPCION En el Transporte de Hidrocarburos por Ductos, es el punto en el cual el Concesionario recibe los Hidrocarburos para su Transporte.

PUNTOS DE CARGA En la Comercialización de Hidrocarburos, son los Puntos de Despacho.

RESERVAS POSIBLES Son las Reservas de Hidrocarburos con menor grado de certeza de ser recuperadas que las Probadas y las Probables.

RESERVAS PROBABLES Son las Reservas de Hidrocarburos estimadas con un bajo grado de probabilidad, insuficiente para definir si pueden ser recuperadas.

RESERVAS PROBADAS Cantidades de Hidrocarburos estimadas a una fecha determinada, cuya existencia está demostrada con una certeza razonable por información geológica y de ingeniería, y que pueden ser recuperadas bajo las condiciones económicas, métodos de operación y regulaciones gubernamentales vigentes.

RESERVAS PROBADAS DESARROLLADAS Hidrocarburos que pueden ser razonablemente recuperados de los Pozos existentes con adecuados métodos de operación y condiciones económicas existentes. Las Reservas a obtenerse por Recuperación Mejorada pueden considerarse Desarrolladas sólo después que se ha instalado un proyecto de Recuperación Mejorada.

RESERVAS PROBADAS NO DESARROLLADAS Son las Reservas de Hidrocarburos adicionales que se espera sean recuperadas por la perforación futura de Pozos, profundización de Pozos existentes a un Reservorio diferente, o por la instalación de un Proyecto de Recuperación Mejorada.

RESERVORIO Estrato o estratos en el subsuelo, que estén produciendo o que se haya probado que sean capaces de producir Hidrocarburos, que tienen un sistema común de presión en toda su extensión, y que pueden formar parte de un Yacimiento.

REVESTIMIENTO En el Transporte de Hidrocarburos por Ductos y la Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, es el sistema de protección de superficies metálicas contra la corrosión mediante sellado de superficies.

ROCA Mineral o compuesto de minerales que forma parte esencial de la corteza terrestre.

TAPON En la Exploración y Explotación es el obturador (de cemento o mecánico, permanente, perforable o recuperable) que se usa para aislar una sección del Pozo.

TD Profundidad Total.

TRANSPORTE El Transporte de Hidrocarburos por Ductos.

TVD Profundidad vertical verdadera.

UBICACION REMOTA En el Almacenamiento de Hidrocarburos, es la ubicación en zona distante 1 200 m. o más, de áreas pobladas o industriales.

UNIDADES DE PROCESO Instalaciones donde se realiza una secuencia integrada de operaciones físicas o químicas de separación, purificación o conversión de Hidrocarburos o derivados, que forman una sección integrada de una Refinería o Planta de Procesamiento de Hidrocarburos. Por ejemplo, unidades de destilación, reformación, craqueo catalítico, alquilación, polimerización, etc.

WOR Relación agua Petróleo. Utilizada en la Exploración y Explotación de Hidrocarburos.

YACIMIENTO Área de superficie bajo el cual existe uno o más Reservorios que estén produciendo o que se haya probado que son capaces de producir Hidrocarburos.