

UNIVERSIDAD MAYOR DE SAN ANDRÉS
FACULTAD DE INGENIERÍA
CARRERA DE INGENIERÍA PETROLERA



**EVALUACIÓN DE LA INCIDENCIA DE TUBERÍA FLEXIBLE EN LA
PRODUCCIÓN DEL CAMPO LOS MONOS**

**Proyecto De Grado presentado para optar al título de Licenciado en
Ingeniería Petrolera**

POSTULANTE: UNIV. LEINY RODRIGO HUANCA QUISPE

TUTOR: MSc.ING.SERGIO EDDY VISCARRA ORTUÑO

LA PAZ – BOLIVIA

2024



**UNIVERSIDAD MAYOR DE SAN ANDRÉS
FACULTAD DE INGENIERIA**



LA FACULTAD DE INGENIERIA DE LA UNIVERSIDAD MAYOR DE SAN ANDRÉS AUTORIZA EL USO DE LA INFORMACIÓN CONTENIDA EN ESTE DOCUMENTO SI LOS PROPÓSITOS SON ESTRICTAMENTE ACADÉMICOS.

LICENCIA DE USO

El usuario está autorizado a:

- a) Visualizar el documento mediante el uso de un ordenador o dispositivo móvil.
- b) Copiar, almacenar o imprimir si ha de ser de uso exclusivamente personal y privado.
- c) Copiar textualmente parte(s) de su contenido mencionando la fuente y/o haciendo la cita o referencia correspondiente en apego a las normas de redacción e investigación.

El usuario no puede publicar, distribuir o realizar emisión o exhibición alguna de este material, sin la autorización correspondiente.

TODOS LOS DERECHOS RESERVADOS. EL USO NO AUTORIZADO DE LOS CONTENIDOS PUBLICADOS EN ESTE SITIO DERIVARA EN EL INICIO DE ACCIONES LEGALES CONTEMPLADAS EN LA LEY DE DERECHOS DE AUTOR.

DEDICATORIA

Mi proyecto de grado está dedicado a mi amado Dios, a quien nunca se alejó de mí, me guió en cada paso que daba; brindándome la fortaleza para seguir adelante y nunca rendirme.

Mando un abrazo muy cordial y afectivo a mis queridos padres que fueron una fuente de inspiración:

CALIXTO HUANCA CONDORI

GREGORIA QUISPE CALLE

Que sin ellos no lo hubiera logrado, mis padres estuvieron desde el inicio de esta bonita aventura conmigo, me apoyaron en cada momento y hoy me ven cumpliendo mi objetivo como persona.

A mis apreciados hermanos y sobrinos por su gran respaldo e inspiración.

A mis queridos familiares que estuvieron allí brindándome su apoyo para que pueda cumplir mi objetivo y llegar a la meta.

AGRADECIMIENTOS

En primera instancia a mi amado Dios por guiarme y brindarme el conocimiento en esta etapa de mi vida universitaria.

A mis queridos padres por el apoyo constante y por sus palabras de motivación.

A mis queridos hermanos y sobrinos: **SILVIA, DANIEL, JUAN, LIZETH, KATHIA, JOSUE, JHON ANTONY, MATEO, VALENTINA, THIAGO**, que estuvieron allí cuando más lo necesitaba y me dieron palabras de aliento para que nunca me rindiera.

A todos mis docentes que me brindaron su conocimiento para que pueda ser una persona de bien y llevar en alto a mi querida:

UNIVERSIDAD MAYOR DE SAN ANDRÉS

CARRERA: INGENIERÍA PETROLERA

Un agradecimiento de antemano a mi tutor, **MSC.ING.SERGIO EDDY VISCARRA ORTUÑO** por guiarme en la elaboración de este presente proyecto de grado.

Como no agradecer a mis queridos amigos que me acompañaron en esta bonita etapa de mi vida universitaria.

Y a todas las personas que estuvieron presentes en esta etapa, estoy muy agradecido y conmovido a la vez, los guardo un gran respeto por brindarme su apoyo y amistad.

ÍNDICE DE CONTENIDO

CAPÍTULO I	1
CONSIDERACIONES GENERALES	1
1.1 INTRODUCCIÓN	1
1.2 ANTECEDENTES	1
1.3 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	3
1.3.1 Identificación del problema	3
1.3.2 Formulación del problema.....	3
1.4 OBJETIVOS.....	3
1.4.1 Objetivo general.....	3
1.4.2 Objetivos específicos	3
1.5 JUSTIFICACIÓN.....	4
1.5.1 Justificación técnica	4
1.5.2 Justificación económica	4
1.5.3 Justificación social	5
1.5.4 Justificación ambiental.....	5
1.6 ALCANCES	5
1.6.1 Alcance temático	5
1.6.2 Alcance geográfico	6
CAPÍTULO II	7
FUNDAMENTOS DE RESERVORIOS Y COMPLETACIÓN	7
2.1 Reservorio	7

2.2	Reservorios según el diagrama de fases	9
2.2.1	Clasificación de los reservorios.....	10
2.2.2	Reservorio de petróleo.....	10
2.2.3	Tipos de petróleo	12
2.2.4	Reservorio de gas.....	17
2.3	Características petrofísicas del reservorio	22
2.3.1	Permeabilidad	22
2.3.2	Porosidad	25
2.3.3	Clasificación geológica de la porosidad	28
2.3.4	Relación de porosidad y permeabilidad	28
2.4	Tensión superficial	28
2.5	Mojabilidad	29
2.6	Presión capilar	30
2.7	Saturación	30
2.8	Propiedades fisicoquímicas del crudo	33
2.8.1	Densidad API.....	33
2.8.2	Densidad	35
2.8.3	Gravedad específica.....	35
2.8.4	Presión de reservorio.....	35
2.8.5	Viscosidad	36
2.9	Proceso de producción de un pozo.....	36

2.9.1	Yacimiento.....	37
2.9.2	Completacion.....	37
2.9.3	Pozo	38
2.9.4	Línea de flujo superficial	39
2.10	Flujo multifásico	39
2.10.1	Flujo con burbujas	40
2.10.2	Flujo estratificado.....	40
2.10.3	Flujo anular.....	41
2.10.4	Flujo intermitente hidrodinámico	41
2.11	Flujo de fluidos en tuberías	42
CAPÍTULO III		43
TUBERÍA FLEXIBLE “COILED TUBING”		43
3.1	Introducción	43
3.2	Aplicaciones.....	43
3.2.1	Intervención de pozos.....	43
3.3	Descripción de la unidad de tubería flexible	44
3.3.1	Inyector de tubería.....	45
3.3.2	Cabina de control.....	46
3.3.3	Carrete de servicio.....	47
3.3.4	Planta de potencia motriz (Power pack).....	48
3.4	Ventajas y desventajas operacionales	48

3.4.1	Ventajas.....	48
3.4.2	Desventajas.....	49
3.5	Dimensiones y especificaciones	49
3.6	Equipos de fondo de pozo BHA.....	49
3.6.1	Conectores	50
3.6.2	Junta de liberación.....	51
3.6.3	Centralizadores.....	52
3.6.4	Boquillas	52
3.6.5	Bajo escariador.....	53
3.6.6	Herramientas de recuperación.....	53
3.6.7	Válvulas.....	53
3.6.8	Empacadores.....	54
CAPÍTULO IV.....		55
DESCRIPCIÓN DEL SIMULADOR PROSPER V11.5		55
4.1	PROSPER V11.5 (Modelado de Pozos)	55
4.2	Modelado Integrado de Producción-IPM V7.50.....	55
4.3	Características.....	55
4.4	Interfaz del usuario PROSPER V11.5.....	56
4.5	Características PROSPER V11.5	57
4.5.1	Option Summary (Resumen de opciones)	57
4.5.2	PVT Data (Datos PVT).....	59

4.5.3	IPR Data (Datos de IPR).....	60
4.5.4	Equipment Data (Datos del equipo BHA).....	61
4.5.5	Analysis Summary (Resumen de análisis).....	63
4.5.6	PROSPER V11.5.....	64
CAPÍTULO V		66
APLICACIÓN PRÁCTICA AL CAMPO LMS-X13D		66
5.1	Descripción del campo los monos.....	66
5.1.1	Edad geológica	66
5.1.2	Características LMS-X13D.....	68
5.2	Caso de estudio al campo LMS-X13D	70
5.2.1	Cálculos con tubería de producción 3 1/2"	70
5.2.2	Caídas de presión con tubería rígida	83
5.2.3	Cálculos con tubería flexible de 2 7/8"	89
5.2.4	Caídas de presión con tubería flexible	96
CAPÍTULO VI.....		102
ANÁLISIS FINANCIERO		102
6.1	Análisis de rentabilidad	102
6.2	Producción con tubería rígida y tubería flexible.....	102
6.3	Taza de producción	102
6.4	Costos para una terminación con tubería rígida.....	103
6.5	Costos para una terminación con tubería flexible.....	104

6.6	Tipos de gastos	105
6.6.1	CAPEX	105
6.6.2	OPEX	105
6.7	VAN	105
6.8	TIR.....	107
CAPÍTULO VII		109
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....		109
7.1	Conclusiones	109
7.2	Recomendaciones	110
Bibliografía		111
Glosario de términos		115
ANEXOS		118
ANEXO A: Corte estructural del campo LMS-X13D.....		118
ANEXO B: Diagrama del campo LMS-X13D.....		119
ANEXO C: Curva del tiempo vs profundidad		120
ANEXO D: Presión de poro/Gradiente de fractura		121
ANEXO E: Gradiente geotérmico del campo LMS-X13D		122
ANEXO F: Encuesta de desviación del campo LMS-X13D.....		123
ANEXO G: Curva de peso de lodo		124
ANEXO H: Características técnicas de la tubería flexible		125
ANEXO I: Equipo de fondo de pozo con tubería rígida		126

ANEXO J: Equipo de fondo de pozo con tubería flexible127

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1: Ubicación geográfica del campo LMS-X13D	6
Figura 2.1: Representación de un reservorio	7
Figura 2.2: Muestra de roca del subsuelo	8
Figura 2.3: Recipientes de alta presión para la conservación de muestras	8
Figura 2.4: Sistema multicomponente	9
Figura 2.5: Reservorio de petróleo saturado	10
Figura 2.6: Reservorio de petróleo subsaturado.....	11
Figura 2.7: Reservorio de petróleo con capa de gas	12
Figura 2.8: Petróleo negro	13
Figura 2.9: Curva del rendimiento líquido de un petróleo negro	13
Figura 2.10: Petróleo volátil.....	14
Figura 2.11: Petróleo de bajo encogimiento	15
Figura 2.12: Curva de rendimiento para bajo encogimiento	15
Figura 2.13: Petróleo cerca al punto crítico	16
Figura 2.14: Curva de rendimiento de líquido para petróleo cerca al punto crítico	17
Figura 2.15: Diagrama presión vs temperatura para un yacimiento húmedo	18
Figura 2.16: Diagrama presión vs temperatura para un yacimiento de gas seco.....	19
Figura 2.17: Diagrama presión vs temperatura para un yacimiento de gas condensado	20
Figura 2.18: Reservorio de gas condensado cerca al punto crítico	21
Figura 2.19: Flujo de agua en un filtro de arena vertical, saturado y homogéneo	23
Figura 2.20: Medio poroso con una permeabilidad de un Darcy.....	24
Figura 2.21: Porosidad de granos cementados y no cementados	26
Figura 2.22: Tensión superficial de algunos hidrocarburos parafínicos	29
Figura 2.23: Mojabilidad	30

Figura 2.24: Clasificación del petróleo según su calidad	34
Figura 2.25: Proceso de producción de un pozo	37
Figura 2.26: Flujo de burbujas.....	40
Figura 2.27: Flujo estratificado	40
Figura 2.28: Flujo anular	41
Figura 2.29: Flujo intermitente hidrodinámico.....	41
Figura 3.1: Componentes básicos de la tubería flexible	44
Figura 3.2: Inyector de tubería	45
Figura 3.3: Cabina de control y taller de herramientas	46
Figura 3.4: Carrete de servicio	47
Figura 3.5: Planta motriz	48
Figura 3.6: Conectores.....	50
Figura 3.7: Junta de liberación	51
Figura 3.8: Centralizadores	52
Figura 3.9: Conjunto de válvula de retención	53
Figura 4.1: Interfaz del usuario PROSPER V11.5	56
Figura 4.2: Ventana Options Summary	57
Figura 4.3: Datos generales	58
Figura 4.4: Ventana PVT Data	59
Figura 4.5: Sub ventana Input Data.....	60
Figura 4.6: Ventana IPR DATA	60
Figura 4.7: Relación de rendimiento de entrada IPR.....	61
Figura 4.8: Ventana Equipment Data	62
Figura 4.9: Sub ventana Equipment Data.....	63
Figura 4.10: Ventana Analysis Summary	64
Figura 4.11: Características del simulador	65

Figura 5.1: Columna estratigráfica del sub andino sur.....	66
Figura 5.2: Columna estratigráfica simplificada del Devónico y Silúrico	67
Figura 5.3: Características de nuestro campo de estudio LMS-X13D	70
Figura 5.4: Llenado de las características del campo LMS-X13D.....	71
Figura 5.5: Llenado de PVT DATA LMS-X13D.....	72
Figura 5.6: Llenado de datos y elección del método a emplear	73
Figura 5.7: Relación de desempeño de nuestro campo LMS-X13D	74
Figura 5.8: Llenado del valor de Skin	75
Figura 5.9: Curva IPR con tubería rígida	76
Figura 5.10: Sub ventana Equipment Data con tubería rígida	77
Figura 5.11: Llenado de la tabla Deviation Survey del campo LMS-X13D.....	78
Figura 5.12: Desviación del campo LMS-X13D	79
Figura 5.13: Llenado del equipo de fondo de pozo con tubería rígida LMS-X13D	80
Figura 5.14: Llenado del MD y TF del campo LMS-X13D	81
Figura 5.15: Gráfica del gradiente geotérmico del campo LMS-X13D	82
Figura 5.16: Capacidades caloríficas de entrada	83
Figura 5.17: Curva IPR para una tubería rígida.....	83
Figura 5.18: Ventana Analysis Summary para el campo LMS-X13D.....	85
Figura 5.19: Llenado del valor de la presión del nodo superior	86
Figura 5.20: Cálculo del caudal real del campo LMS-X13D con tubería rígida	87
Figura 5.21: Curva IPR vs VLP con tubería rígida	88
Figura 5.22: Intersección de los valores de presión de fondo de pozo y el caudal real del pozo con tubería rígida	88
Figura 5.23: Sub ventana para el llenado del skin de la tubería flexible	92
Figura 5.24: Curva IPR con tubería flexible.....	93
Figura 5.25: Sub ventana Equipment Data para trabajar con tubería flexible	94

Figura 5.26: Llenado del equipo de fondo de pozo con tubería flexible LMS-X13D	95
Figura 5.27: Curva IPR para una tubería flexible.....	96
Figura 5.28: Llenado del valor de la presión del nodo superior para una tubería flexible.....	98
Figura 5.29: Cálculo del caudal real del campo LMS-X13D con tubería flexible	99
Figura 5.30: Curva IPR vs VLP con tubería flexible.....	100
Figura 5.31: Intersección de los valores de presión de fondo de pozo y el caudal real del pozo utilizando tubería flexible.....	101
Figura 6.1: Taza de producción.....	103

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1: Clasificación de la porosidad según su valor	27
Tabla 2.2: Clasificación del petróleo	34
Tabla 5.1: Características de la formación los monos.....	67
Tabla 5.2: Características del campo LMS-X13D	68
Tabla 5.3: Datos del gradiente geotérmico del campo LMS-X13D.....	68
Tabla 5.4: Datos PVT del campo LMS-X13D.....	69
Tabla 5.5: Datos del yacimiento del campo LMS-X13D	69
Tabla 5.6: Caídas de presión para una tubería rígida	84
Tabla 5.7: Especificaciones técnicas de la tubería flexible	89
Tabla 5.8: Elección del diámetro de la tubería flexible	90
Tabla 5.9: Características de la tubería flexible	91
Tabla 5.10: Caídas de presión para una tubería flexible	97
Tabla 6.1: Comparación de la producción con tubería rígida y tubería flexible	102
Tabla 6.2: Costos para una terminación con tubería rígida.....	103
Tabla 6.3: Costos para una terminación con tubería flexible.....	104

ÍNDICE DE ECUACIONES

Ecuación 2.1: Ecuación de Darcy	22
Ecuación 2.2: Permeabilidad relativa del agua	24
Ecuación 2.3: Permeabilidad relativa del petróleo	25
Ecuación 2.4: Ecuación de la porosidad	25
Ecuación 2.5: Porosidad absoluta.....	26
Ecuación 2.6: Volumen total del poro	26
Ecuación 2.7: Porosidad efectiva.....	27
Ecuación 2.8: Saturación de agua	31
Ecuación 2.9: Saturación de fluidos multifásicos	31
Ecuación 2.10: Saturación de fluidos bifásicos	32
Ecuación 2.11: Saturación de petróleo	32
Ecuación 2.12: Saturación de gas	33
Ecuación 2.13: Grados API.....	33
Ecuación 2.14: Densidad	35
Ecuación 2.15: Gravedad específica	35
Ecuación 5.1: Presión de reservorio	72
Ecuación 5.2 Caída de presión para una tubería rígida	84
Ecuación 5.3: Caída de presión para una tubería flexible	97
Ecuación 6.1: Valor Actual Neto	105
Ecuación 6.2: Flujo de efectivo neto anual.....	106
Ecuación 6.3: Tasa Interna de Retorno	107
Ecuación 6.4: Beneficio Neto.....	108
Ecuación 6.5: TIR en función del beneficio neto y el costo inicial	108

SIMBOLOGÍA

- ❖ **AOF:** Flujo abierto absoluto
- ❖ **API:** Grados API del petróleo
- ❖ **bbl:** Barril
- ❖ **BHA:** Conjunto de fondo de pozo
- ❖ **C:** Punto critico
- ❖ **cp:** Centipoise
- ❖ **CT:** Coiled tubing
- ❖ **Days:** Días
- ❖ **feet:** Pies
- ❖ **ID:** Diámetro interno
- ❖ **in:** Pulgadas
- ❖ **IP:** Índice de productividad
- ❖ **IPM:** Modelado Integrado de Producción
- ❖ **IPR:** Relación de rendimiento de entrada
- ❖ **IVA:** Impuesto sobre el valor agregado
- ❖ **LMS:** Los Monos
- ❖ **m:** Metros
- ❖ **md:** Milidarcys
- ❖ **MD:** Profundidad total medida
- ❖ **MMPCF:** Millones de pies cúbicos
- ❖ **MMscf:** Millones de pies cúbicos estándar
- ❖ **OD:** Diámetro externo
- ❖ **Ppm:** Partes por millón
- ❖ **Psia:** Libras por pulgada cuadrada absoluta

- ❖ **Psig**: Libras por pulgada cuadrada de calibre
- ❖ **S.A**: Sociedad Anónima
- ❖ **S**: Daño
- ❖ **STB**: Barril de tanque almacenado
- ❖ **T**: Temperatura del sistema
- ❖ **TIR**: Tasa interna de retorno
- ❖ **TVD**: Profundidad vertical verdadera
- ❖ **VAN**: Valor actual neto
- ❖ **VLP**: Parámetro de Longitud Variable
- ❖ **YPFB**: Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos
- ❖ **k**: Permeabilidad absoluta
- ❖ **v**: Volumen que ocupa la sustancia
- ❖ **SG**: Gravedad específica
- ❖ **m**: Masa de la sustancia
- ❖ **ρ** : Densidad de la sustancia
- ❖ **ϕ_a** : Porosidad absoluta
- ❖ **ϕ_e** : Porosidad efectiva
- ❖ **P_c**: Punto crítico
- ❖ **P_{cb}**: Presión cricondenbarica
- ❖ **P_{sep}**: Presión del separador
- ❖ **P_{sep}**: Presión del separador
- ❖ **P_{wf}**: Presión de fondo de pozo(fluyendo)
- ❖ **P_{ws}**: Presión de fondo de pozo (estático)
- ❖ **S_g**: Saturación del gas
- ❖ **S_w**: Saturación del agua

- ❖ T_{ct} : Temperatura cricondenterma
- ❖ T_y : Temperatura del yacimiento
- ❖ V_g : Volumen neto ocupado por los sólidos/volumen de los granos
- ❖ V_p : Volumen total del poro
- ❖ V_{pi} : Volumen del poro interconectado
- ❖ V_t : Volumen total
- ❖ V_t : Volumen total
- ❖ k_i : Permeabilidad efectiva
- ❖ k_{ri} : Permeabilidad relativa
- ❖ S_o : Saturación del petróleo
- ❖ ρ_{H_2O} : Densidad del agua
- ❖ ρ_{crudo} : Densidad del crudo
- ❖ °F: Temperatura en Fahrenheit

RESUMEN EJECUTIVO

El presente proyecto de grado titulado “**EVALUACIÓN DE LA INCIDENCIA DE TUBERÍA FLEXIBLE EN LA PRODUCCIÓN DEL CAMPO LOS MONOS**” está orientado principalmente al impacto de la implementación de tubería flexible en la producción; esto precisamente para aminorar los costos de producción que se ven al utilizar una tubería rígida ,es así que se ha propuesto como una alternativa a la tubería rígida tradicional debido a sus grandes ventajas que esta presenta como ser; la instalación, mantenimiento y la fácil adaptabilidad a diferentes condiciones cambiantes del yacimiento.

Es así que se realizaron investigaciones, para poder ver la utilización de tubería flexible en la producción, ya que estas como tal son reutilizables y tienen una larga duración de vida en comparación con una tubería rígida.

Para la parte aplicativa al caso de estudio **LMS-X13D** ubicado:

País: Bolivia

Departamento: Tarija

Provincia: Gran Chaco

Se llevó a cabo un análisis comparativo entre una tubería rígida con respecto a una tubería flexible, se realizaron pruebas de flujo para ambas y se logró hallar las diferentes caídas de presión, los distintos AOF en función del factor de daño que estos presentan, también se logró ver los distintos caudales ideales y los caudales reales a las condiciones dadas. Un análisis de presión para evaluar el desempeño de la tubería flexible en diferentes condiciones operativas, esto con el fin de ver el comportamiento futuro del campo.

Al querer implementar el uso de la tubería flexible en el campo **LMS-X13D** resulta beneficioso tanto operativo como económico. Por lo tanto, la capacidad de adaptación de la tubería flexible a diversos escenarios cambiantes en el yacimiento y su efecto positivo en la producción respaldan su continuo uso y expansión en el mundo.

Es así que se destaca la importancia y el éxito de poder implementar la tubería flexible en el campo **LMS-X13D**, enfatizando su capacidad para mejorar la eficiencia operativa y económica en la producción de petróleo y gas en Bolivia.

CAPÍTULO I

CONSIDERACIONES GENERALES

1.1 INTRODUCCIÓN

El presente proyecto de grado comprende un estudio de la producción del campo LMS-X13D, esto con el fin de poder utilizar la tecnología de tubería flexible, reduciendo de esta manera los costos de operación y mantenimiento.

La evaluación de la incidencia de tubería flexible en la producción de un pozo de gas natural podría requerir la revisión de procesos de producción y la identificación de posibles cambios en el flujo del gas natural debido a la implementación de tubería flexible. También podría ser necesario evaluar los efectos de la tubería flexible en la disminución de la presión en la producción del pozo de gas natural.

Sería necesario hacer mediciones de presión en diferentes puntos del pozo y comparar los valores antes y después de la implementación de la tubería flexible para evaluar su efectividad y eficiencia en la producción del pozo de gas natural.

Las tuberías flexibles que son utilizadas en la industria del Petróleo y Gas, como una alternativa de reemplazo a la tubería metálica que hoy en día se utiliza, esto con el fin de minimizar los costos causados por la corrosión y el mantenimiento, están comercialmente disponibles para diferentes servicios de fluidos, transporte de mezclas crudas multifásicas (agua-gas), para el suministro de gas combustible y líneas de distribución, y para inyección de agua en pozos de producción o tuberías de disposición (Luz Amparo, 2015).

1.2 ANTECEDENTES

En los últimos años se han registrado avances significativos en lo que respecta a materiales y fabricación de unidades de tubería flexible, la disponibilidad de aceros virtualmente libre de defectos con límites elásticos cada vez más altos y aleaciones resistentes a la corrosión y las mejoras introducidas en el fresado de los tubos, tales como secciones plana más largas soldaduras en diagonal y diámetros de tubería más grandes actuaron como factores esenciales

en la expansión de la utilización de la tecnología de la tubería flexible (G.Blount, Revolución de la tubería flexible, 2004).

Se trata de un sistema enrollable de tuberías recuperables y reutilizables, usadas para sistemas de petróleo y gas, eliminación de agua, caños de inyección de CO₂, y donde se requiere un conducto de alta presión resistente a la corrosión, fabricado por Flexpipe Systems, una división de Shawcor Limited. La tubería Flexpipe puede ser rápidamente instalada por medio de un sistema de arado, en zanja convencional o instalada dentro de las tuberías de acero como encamisado, requiriendo menos equipo y menos mano de obra (Hughes, 2003).

La American Petroleum Institute estudio a las tuberías flexibles como un sistema de transporte de fluidos en el que el tubo flexible es el componente principal, el cual incluye componentes auxiliares unidos directa o indirectamente a la tubería. Adicionalmente, afirma que la gran facilidad de flexión permite que esta tubería sea colocada en trabajos de remediación de tubería de diámetro relativamente pequeño. Por lo tanto, este tipo de tecnología puede ser fácilmente almacenada, transportada e instalada (Nieto, 2017).

La formación los monos comprende una parte superior proveniente de la formación Huamampampa en la región Central y Sudoeste de la Sección Sub andina, esta formación es una transición hacia la Formación Iquiri y llega a estar compuesta por materia orgánica del periodo devónico medio debido a su abundante materia orgánica y a su roca generadora.

Esta formación solamente se presenta en el Sub andino, tanto al Norte como al Sud, en las partes Norte y Centro del Sub andino, los afloramientos rocosos se hallan constituido por paquetes potentes de lutitas micáceas y argilíticas, bien estratificadas que son pegajosas al tacto, negruzcas a pardo verduzcas; bastante meteorizadas, intercaladas con bancos delgados de limolitas también con una similitud al de las lutitas y areniscas argilíticas bastante meteorizadas

que están estratificadas en bancos delgados, gris blanquecinas a gris verdosas; hacia la parte superior de la secuencia, las lutitas tornan a ser más arenosas y su coloración tiende a oscurecerse, mientras que las capas intercaladas de areniscas, son de grano más grueso, llegando a ser conglomerados.

En el tope la secuencia litológica es mayormente lutitas gris verdosas a pardo rojizas, bien estratificadas y laminadas. La Formación Los Monos alcanza aproximadamente 700 a 1000 m de espesor y se encuentra constituida mayormente por capas delgadas intercaladas de areniscas muy finas (Asebey Morales, 1994).

1.3 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

1.3.1 Identificación del problema

Los problemas que existen cuando se trabaja con una tubería rígida de un pozo productor, es que suelen haber incrustaciones que afectan negativamente la porosidad y la permeabilidad de la formación, entre ellas también se tiene a la corrosión que afecta a la tubería, la turbulencia que puede causar inestabilidades en la tubería y la obstrucción de la misma, arrastre de líquidos por el flujo de gas en cantidades que pueden afectar la eficiencia en la producción. También se halla la dificultad en la instalación y mantenimiento que estas tuberías rígidas requieren.

1.3.2 Formulación del problema

¿Será posible que con la implementación de la tecnología de tubería flexible aplicado al campo LMS-X13D se logre tener un impacto en la producción?

1.4 OBJETIVOS

1.4.1 Objetivo general

- ❖ Evaluar el efecto de la tubería flexible en la producción del campo LMS-X13D y determinar su viabilidad como tecnología para mejorar la eficiencia y la rentabilidad operativa.

1.4.2 Objetivos específicos

- ❖ Realizar el diagnóstico del campo LMS-X13D.

- ❖ Comparar el desempeño de la tubería flexible con respecto a una tubería rígida.
- ❖ Determinar el caudal real e ideal para el campo LMS-X13D.
- ❖ Determinar las caídas de presión para el campo LMS-X13D.
- ❖ Analizar los costos asociados con la instalación y mantenimiento de la tubería flexible.
- ❖ Proponer la implementación de tubería flexible al campo LMS-X13D.

1.5 JUSTIFICACIÓN

1.5.1 Justificación técnica

Es importante el uso la tubería flexible ya que se la puede retirar para uso en otro proyecto, a diferencia de una tubería de acero enterrada que generalmente no se la vuelve a utilizar. Una tubería flexible se puede utilizar en la producción de gas natural porque permite una mayor movilidad y flexibilidad para poder ser maniobrado en terrenos difíciles y es más fácil de instalar que una tubería de acero, se puede utilizar para la intervención de pozos de gas y petróleo donde se requiere una tubería altamente flexible, además las tuberías flexibles tienen menos conexiones y soldaduras que las tuberías de acero, lo que reduce el riesgo de fugas.

Con esta implementación serán viables para la producción de gas natural debido a su capacidad para adaptarse a diferentes condiciones geológicas y a su facilidad de instalación, presenta un menor impacto ambiental y menor riesgo operativo, logrando tener un costo con mayor flexibilidad de trabajo. Estos son resistentes a la corrosión, lo que puede ser un problema en las tuberías de acero tradicionales, son capaces de soportar presiones más altas y se pueden usar en un rango más amplio de temperaturas que las tuberías de acero.

1.5.2 Justificación económica

Radica en su durabilidad, facilidad de instalación y resistencia a la corrosión, lo que reduce significativamente los costos de mantenimiento y reemplazo a largo plazo. Además, el uso de esta tubería permite ahorrar costos por la reutilización, ya que su flexibilidad permite su instalación en espacios reducidos sin requerir costosas excavaciones o modificaciones.

Al estar comercialmente disponibles para diferentes servicios de fluidos, transporte de mezclas crudas multifásicas y teniendo las diferentes ventajas que presenta con respecto a una tubería de acero, entonces desde este punto es muy beneficioso.

1.5.3 Justificación social

Si hay un menor costo, se tendrá una mayor utilidad entonces se lo puede redistribuir ese ingreso en otros proyectos llegando a tener un beneficio por la producción alta y por las mismas condiciones, esto se reflejará en mayor dinero en el tiempo y en menores costos, obteniendo de esta manera una mayor rentabilidad tanto en nuestro IDH y en nuestras regalías llegando a invertir a nivel nacional, regional y para la zona que beneficien al área de incidencia.

También se basará en la reducción del impacto ambiental y al aumento de la seguridad en la instalación, el uso de tubería flexible reduce el riesgo de fugas de gas debido a su resistencia a la corrosión, lo que disminuye el riesgo de explosiones y otros accidentes.

Además, la instalación de tubería flexible produce menos impacto en el medio ambiente, ya que reduce la necesidad de construir nuevas instalaciones o realizar excavaciones costosas en el suelo. Esto beneficia a las personas y comunidades cercanas al lugar de producción de gas natural al reducir el impacto ambiental y aumentar la seguridad en la zona.

1.5.4 Justificación ambiental

Radica que en la actualidad al realizar la perforación de pozos se invierte; ya que en cada tramo de perforación se utiliza tuberías de perforación lo que llega a costar mucho, también se llega a observar la contaminación de residuos, es en ese entendido que se tiene la idea de utilizar la tecnología de la tubería flexible en la producción de un pozo.

1.6 ALCANCES

1.6.1 Alcance temático

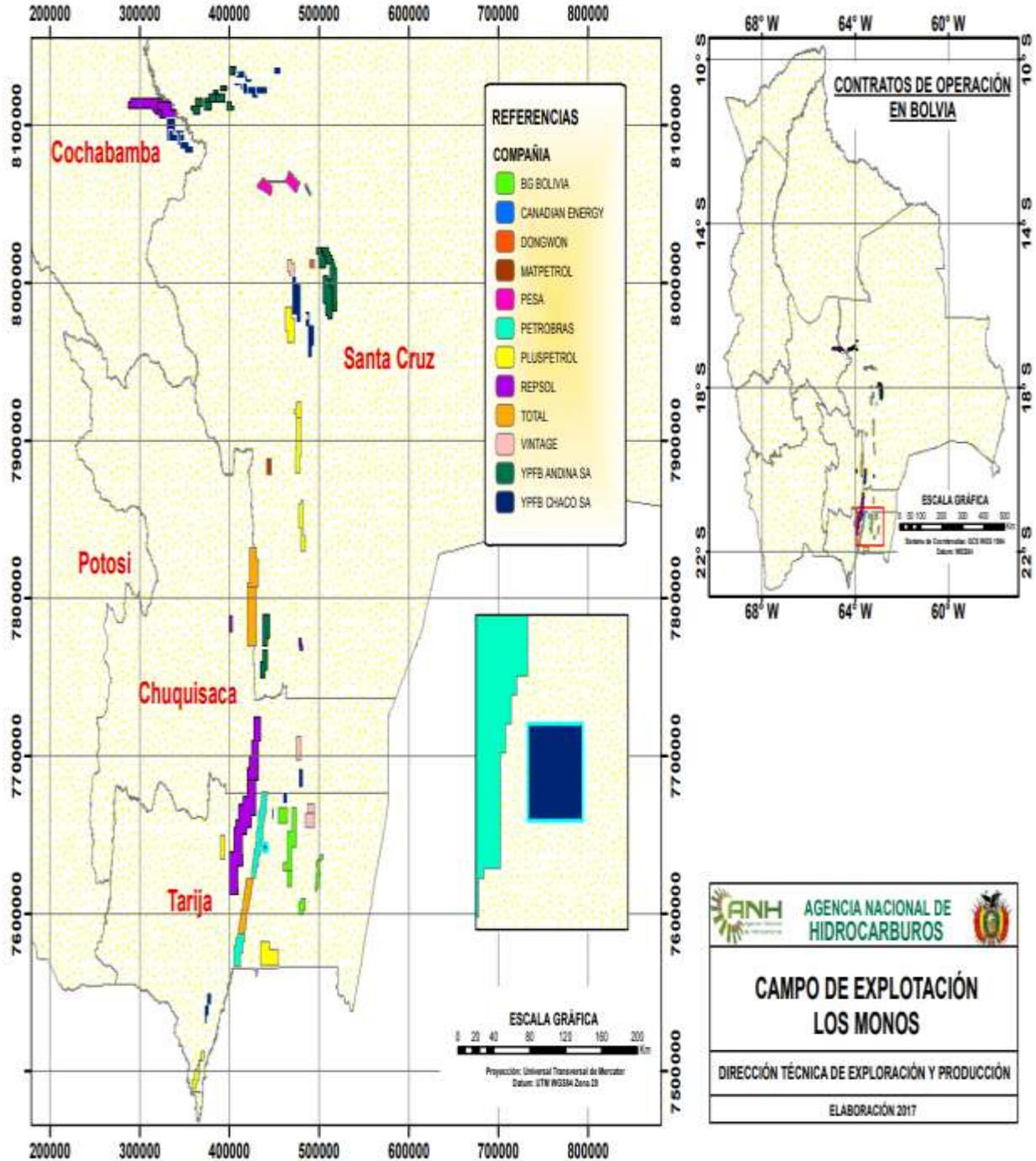
El presente proyecto abarcara un amplio estudio en las áreas de:

- Ingeniería de Reservorios
- Producción Petrolera

1.6.2 Alcance geográfico

El presente proyecto se llevará a cabo en el campo LMS-X13D, ubicado en la provincia Gran Chaco del departamento de Tarija específicamente a 16 km de Villa Montes.

Figura 1.1: Ubicación geográfica del campo LMS-X13D



Fuente: Dirección de exploración y explotación, ANH, 2017

CAPÍTULO II

FUNDAMENTOS DE RESERVORIOS Y COMPLETACIÓN

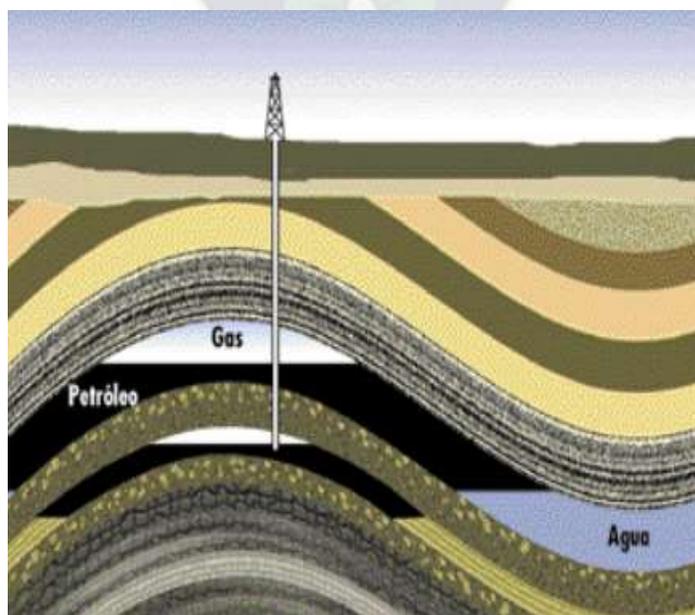
2.1 Reservorio

Son aquellas rocas que tienen una propiedad muy importante como ser los poros, que están llegan a estar representados por espacios vacíos que pueden contener petróleo o gas, de la misma manera que una esponja puede contener agua.

Cuando se habla de un “reservorio” de hidrocarburos se incluyen a todos los elementos del subsuelo que contribuyen al almacenamiento de los hidrocarburos en la roca. Desde el punto de vista comercial, las propiedades principales de un reservorio son las que describen su capacidad de almacenamiento, producción de hidrocarburos.

De este modo, la correcta caracterización de un reservorio involucra la medición de las propiedades de la roca, los fluidos retenidos en ella y de las interacciones entre la roca y los fluidos. Muchas de estas propiedades se pueden medir mediante la extracción de muestras de rocas y fluidos del subsuelo (Kaindl, 2011, pág. 140).

Figura 2.1: *Representación de un reservorio*



Fuente: *Instituto Argentino del Petróleo y del Gas, Carlos Albano, 2000*

Figura 2.2: *Muestra de roca del subsuelo*



Fuente: *Exploración y producción de hidrocarburos*, Martín Kaindl, 2011

La siguiente imagen muestra los recipientes de alta presión que son utilizados para almacenar muestras de fluidos presurizados que se obtienen directamente del fondo del pozo.

Figura 2.3: *Recipientes de alta presión para la conservación de muestras*



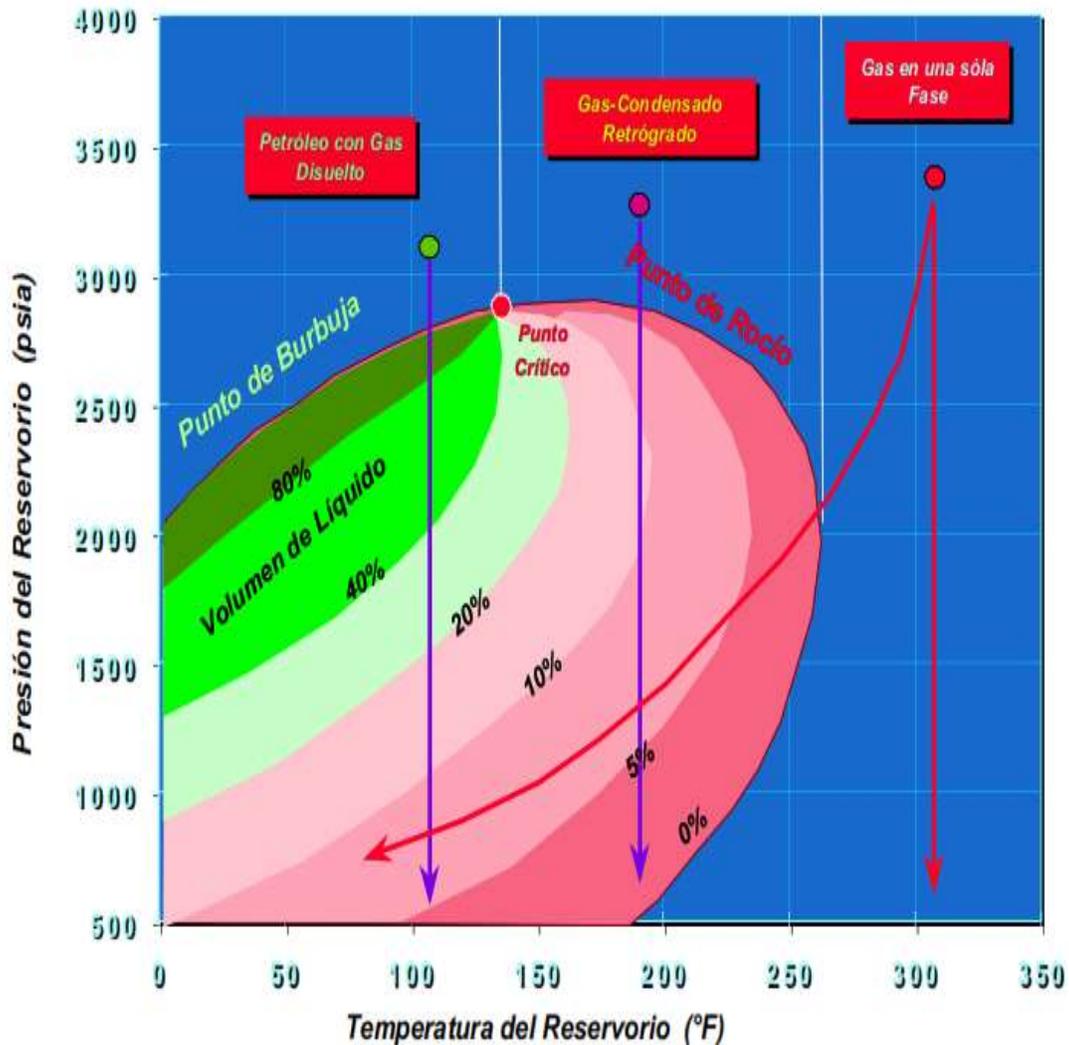
Fuente: *Exploración y producción de hidrocarburos*, Martín Kaindl, 2011

2.2 Reservorios según el diagrama de fases

En un diagrama de fases de un sistema multicomponente, se tienen tres regiones como ser:

- ❖ La primera entre cero y la temperatura crítica, correspondiente a reservorios de petróleo y gas disuelto o con presión de burbuja.
- ❖ La segunda entre la temperatura crítica y la cricondenterma correspondiente a reservorios de gas y condensado o con punto de rocío.
- ❖ La tercera a una temperatura mayor que la cricondenterma es la zona de reservorio de gas de una sola fase.

Figura 2.4: Sistema multicomponente



Fuente: Caracterización de ingeniería de reservorios, Hugo Edwin Chambi Challa, 2019

2.2.1 Clasificación de los reservorios

Debido a que la temperatura es prácticamente constante, el estado físico de un fluido de yacimiento suele cambiar con la presión. De esta manera, los yacimientos se pueden categorizar según las características de los hidrocarburos que se producen y las condiciones en las que se acumulan en el subsuelo.

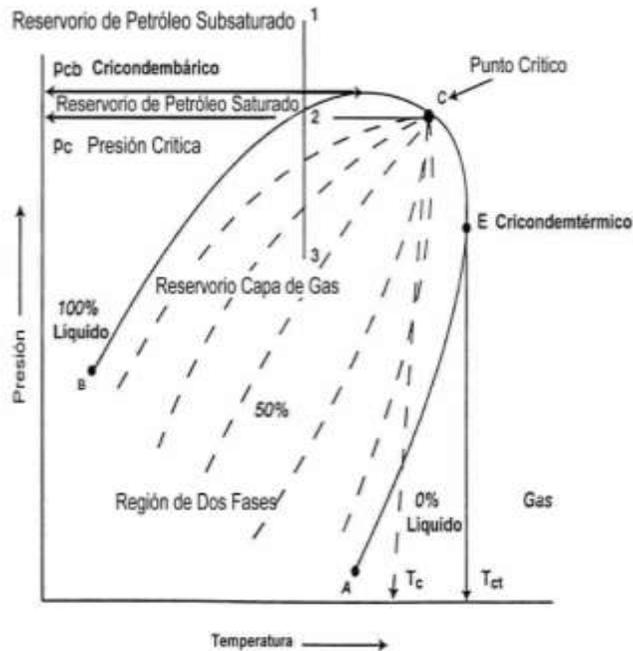
2.2.2 Reservorio de petróleo

Si la temperatura del reservorio T es menor que la temperatura crítica T_c , entonces será un reservorio de petróleo. Dependiendo de la presión inicial del reservorio P_1 , estos pueden ser clasificados de la siguiente manera.

2.2.2.1 Reservorio de petróleo saturado

Es un líquido en equilibrio con su vapor a una presión y temperatura específica. La presión de saturación es la presión a la que el líquido y el vapor están en equilibrio, independientemente de la cantidad de líquido y vapor (Rivero Sandoval, 2004, pág. 32).

Figura 2.5: *Reservorio de petróleo saturado*

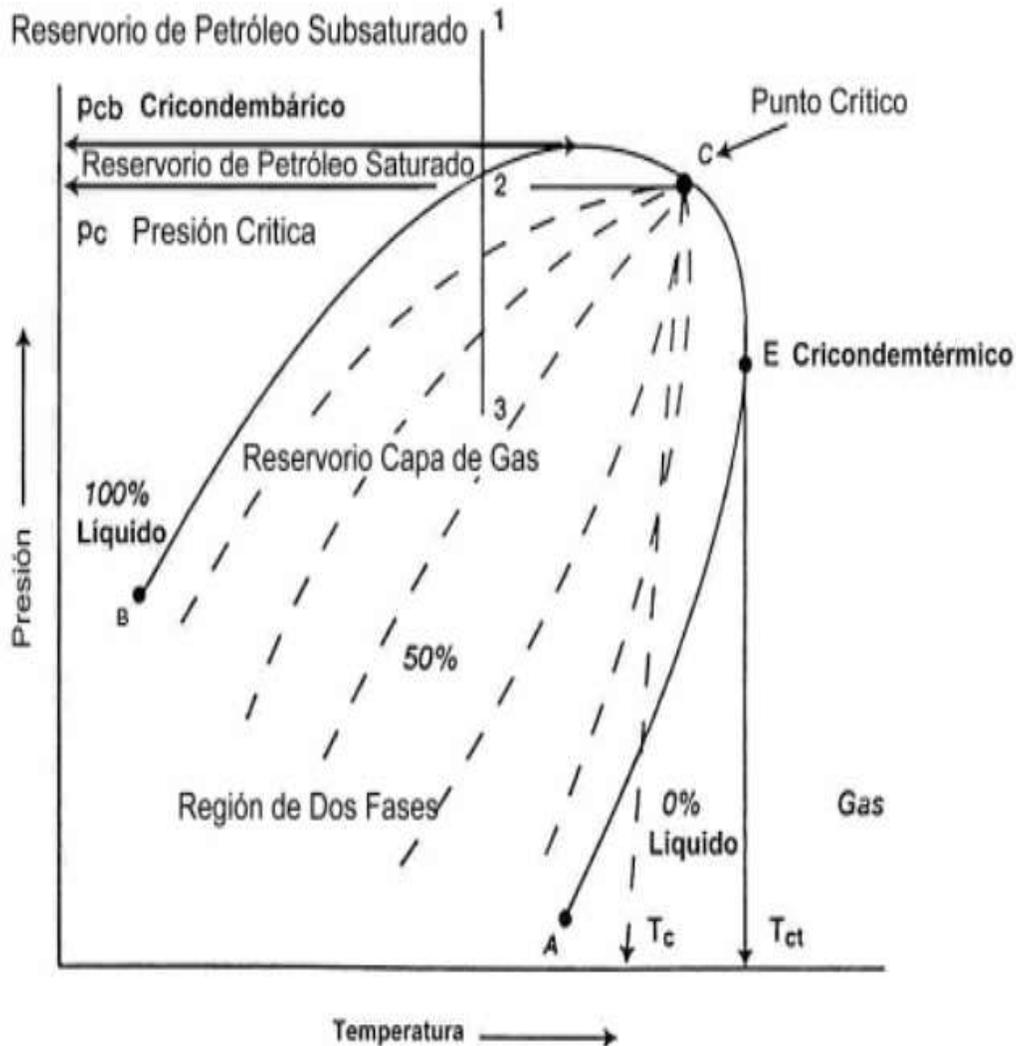


Fuente: *Explotación del gas y optimización de la producción*, José Luis Rivero Sandoval, 2004

2.2.2.2 Reservorio de petróleo subsaturado

El punto 1 representa la presión inicial del reservorio P_i , que es igual y mayor que la presión del punto de burbuja P_b . En este caso, la temperatura está por debajo de la temperatura crítica del fluido del reservorio (Rivero Sandoval, 2004, pág. 33).

Figura 2.6: Reservorio de petróleo subsaturado



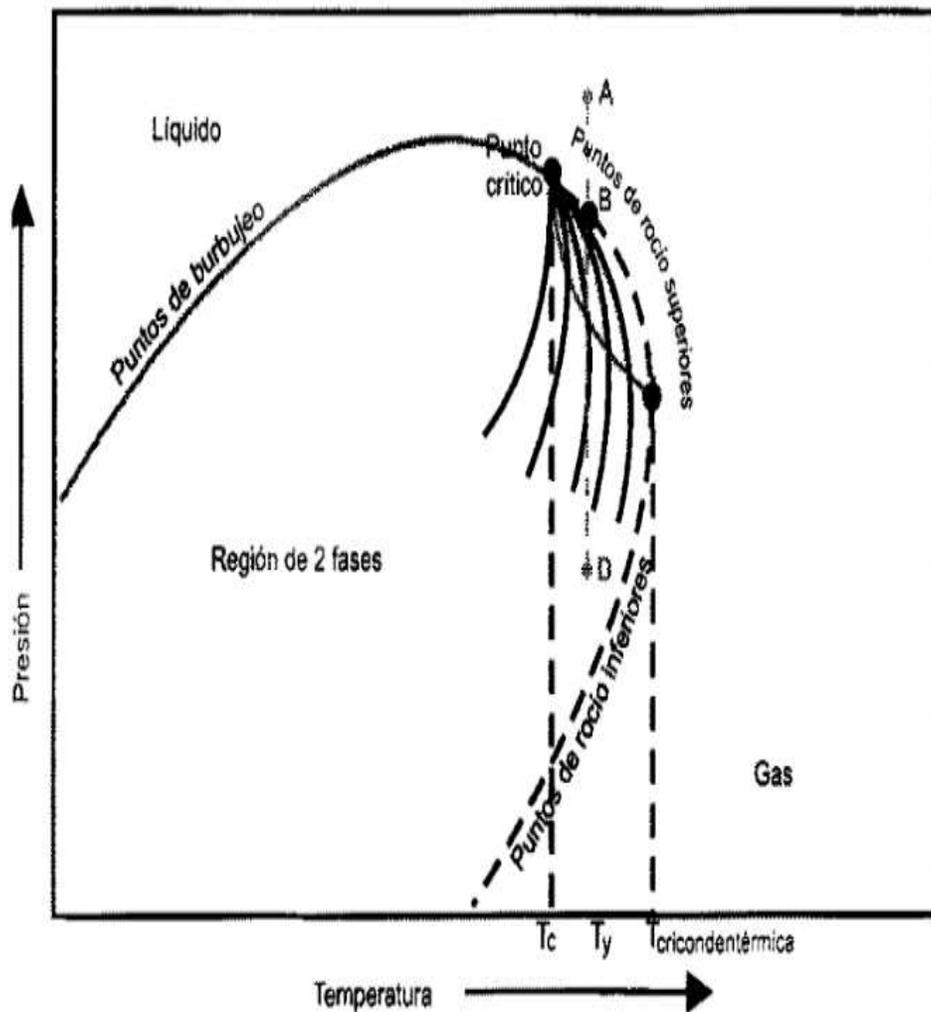
Fuente: *Explotación del gas y optimización de la producción*, José Luis Rivero Sandoval, 2004

2.2.2.3 Reservorio de petróleo con capa de gas

Si la misma mezcla de hidrocarburos se encuentra inicialmente a 2500 lpc y 150°F, punto dentro de la envolvente de los puntos de rocío y de burbujeo, se trata de un yacimiento de dos fases que contiene una zona de líquido o de petróleo con una capa de gas en la parte superior.

Cuando la presión disminuye esto debido al efecto de la producción, la razón de líquido aumenta (Paris de Ferrer, 2009, pág. 63).

Figura 2.7: Reservorio de petróleo con capa de gas



Fuente: *Fundamentos de ingeniería de yacimientos*, Magdalena Paris de Ferrer, 2009

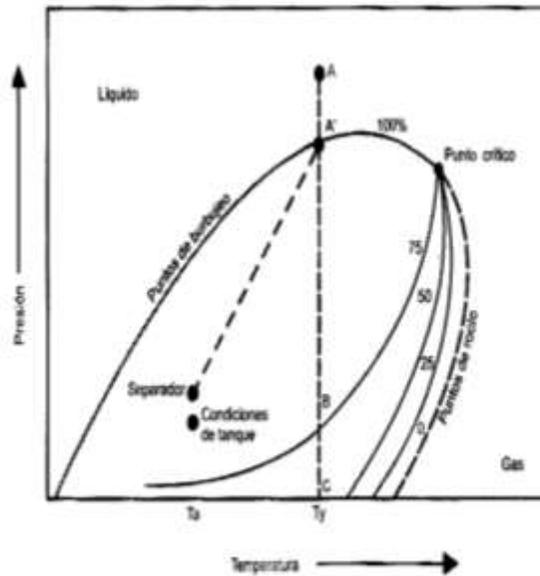
2.2.3 Tipos de petróleo

2.2.3.1 Petróleo negro

Se caracterizan por tener cantidades variables de gas disuelto, cuyo carácter suele ser menor al de los petróleos volátiles. Al caer la presión, los componentes livianos se van liberando paulatinamente durante las diferentes etapas que llevan al fluido, desde las condiciones de fondo hasta las instalaciones de superficie (Kaindl, 2011, pág. 145).

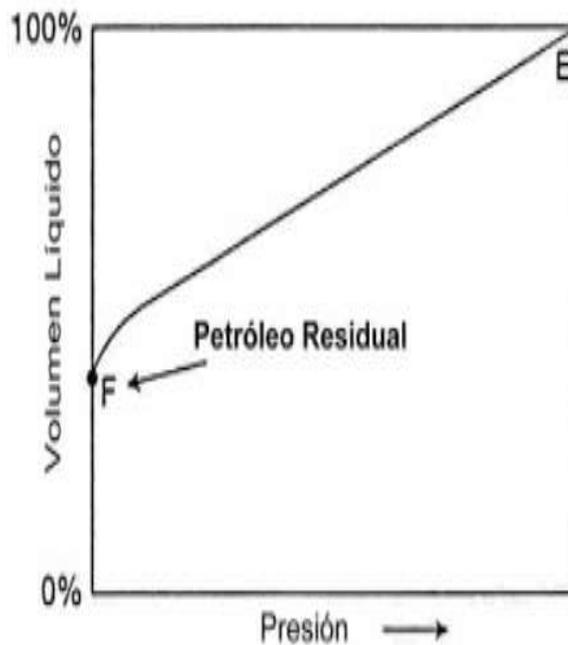
En la superficie se produce un reservorio de petróleo negro; el término "negro" puede no ser adecuado debido a que el petróleo producido no siempre es negro, sino que varía entre negro, gris y parduzco con una gravedad menor de 45°API (Paris de Ferrer, 2009, pág. 64).

Figura 2.8: *Petróleo negro*



Fuente: *Fundamentos de ingeniería de yacimientos*, Magdalena Paris de Ferrer, 2009

Figura 2.9: *Curva del rendimiento líquido de un petróleo negro*



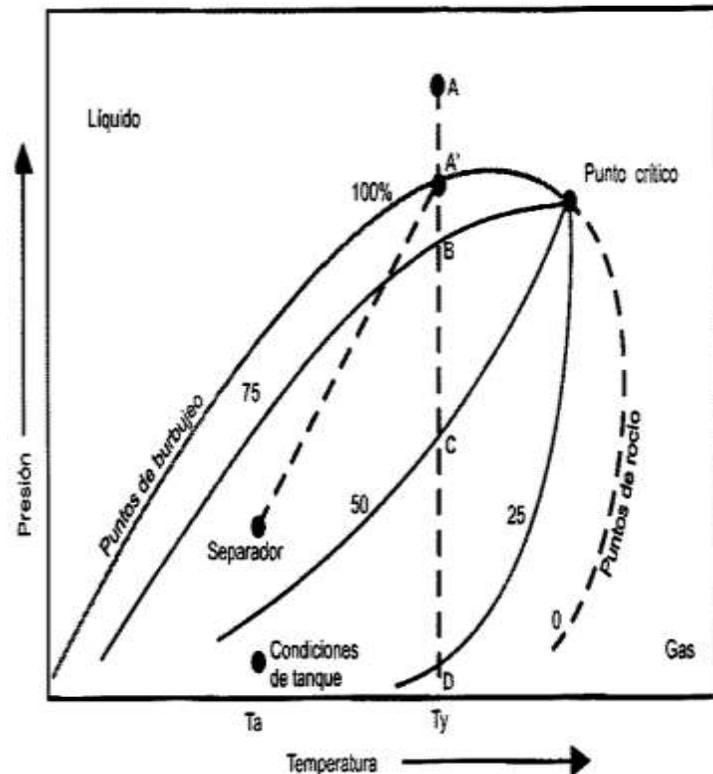
Fuente: *Exploración del gas y optimización de la producción*, José Luis Rivero Snadoval, 2004

2.2.3.2 Petróleo volátil

Son fluidos que presentan una importante cantidad de gas disuelto, pero la característica que mejor define a este grupo de fluidos es el hecho de que una parte significativa del líquido que producen no proviene del líquido presente en el reservorio, sino del gas que condensa fracciones líquidas en superficie. Adicionalmente la contribución de estos condensados a la producción de líquidos suele incrementarse a medida que avanza la explotación. Esto ocurre porque el líquido de reservorio comienza a quedarse retenido en el medio poroso como petróleo residual (Kaindl, 2011, pág. 146).

Debido a que la temperatura del yacimiento es muy cercana a la temperatura crítica del fluido, estos fluidos se presentan en forma líquida. La presión de saturación de estos petróleos es similar a la del punto de burbujeo y suelen alcanzar un 40% del espacio poroso (Paris de Ferrer, 2009, pág. 65).

Figura 2.10: Petróleo volátil

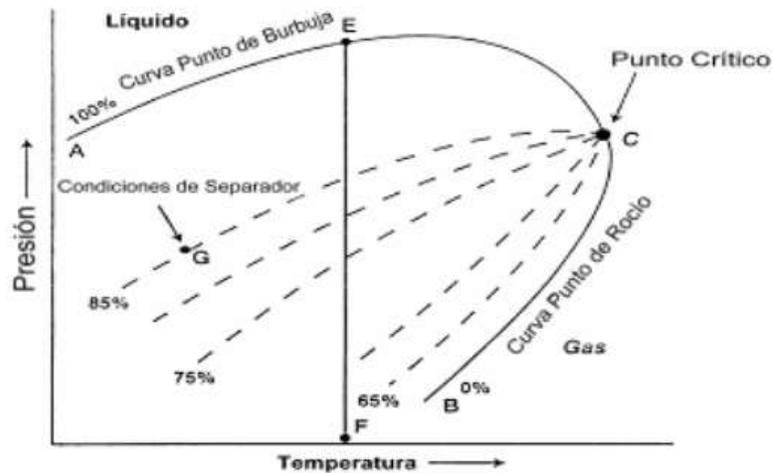


Fuente: *Fundamentos de ingeniería de yacimientos*, Magdalena Paris de Ferrer, 2009

2.2.3.3 Petróleo de bajo encogimiento

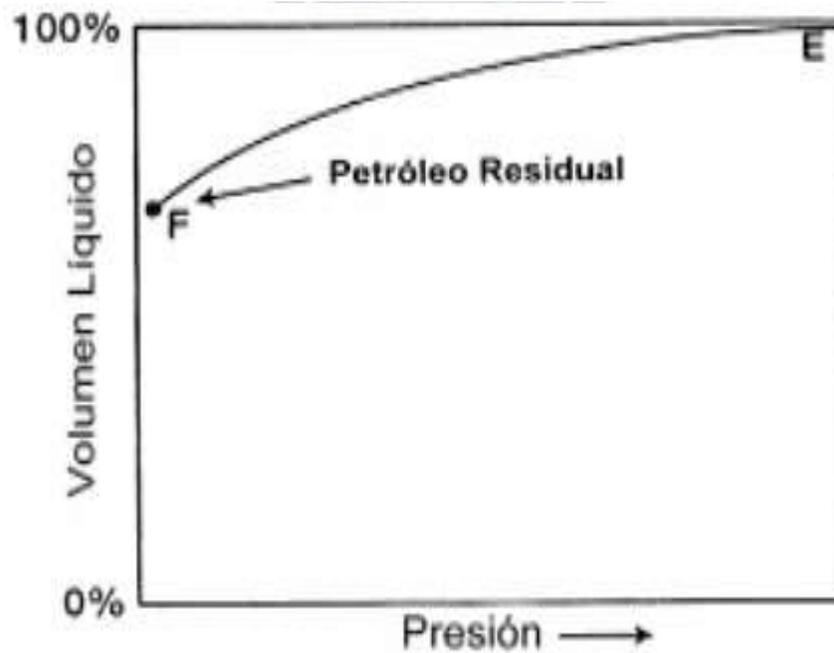
Es caracterizado por las líneas de calidad que llegan a estar espaciadas cerca de la curva de rocío. Las características de esta categoría de petróleo se muestran en la curva del rendimiento del líquido (Rivero Sandoval, 2004, pág. 36).

Figura 2.11: *Petróleo de bajo encogimiento*



Fuente: *Exploración del gas y optimización de la producción*, José Luis Rivero Snadoval, 2004

Figura 2.12: *Curva de rendimiento para bajo encogimiento*

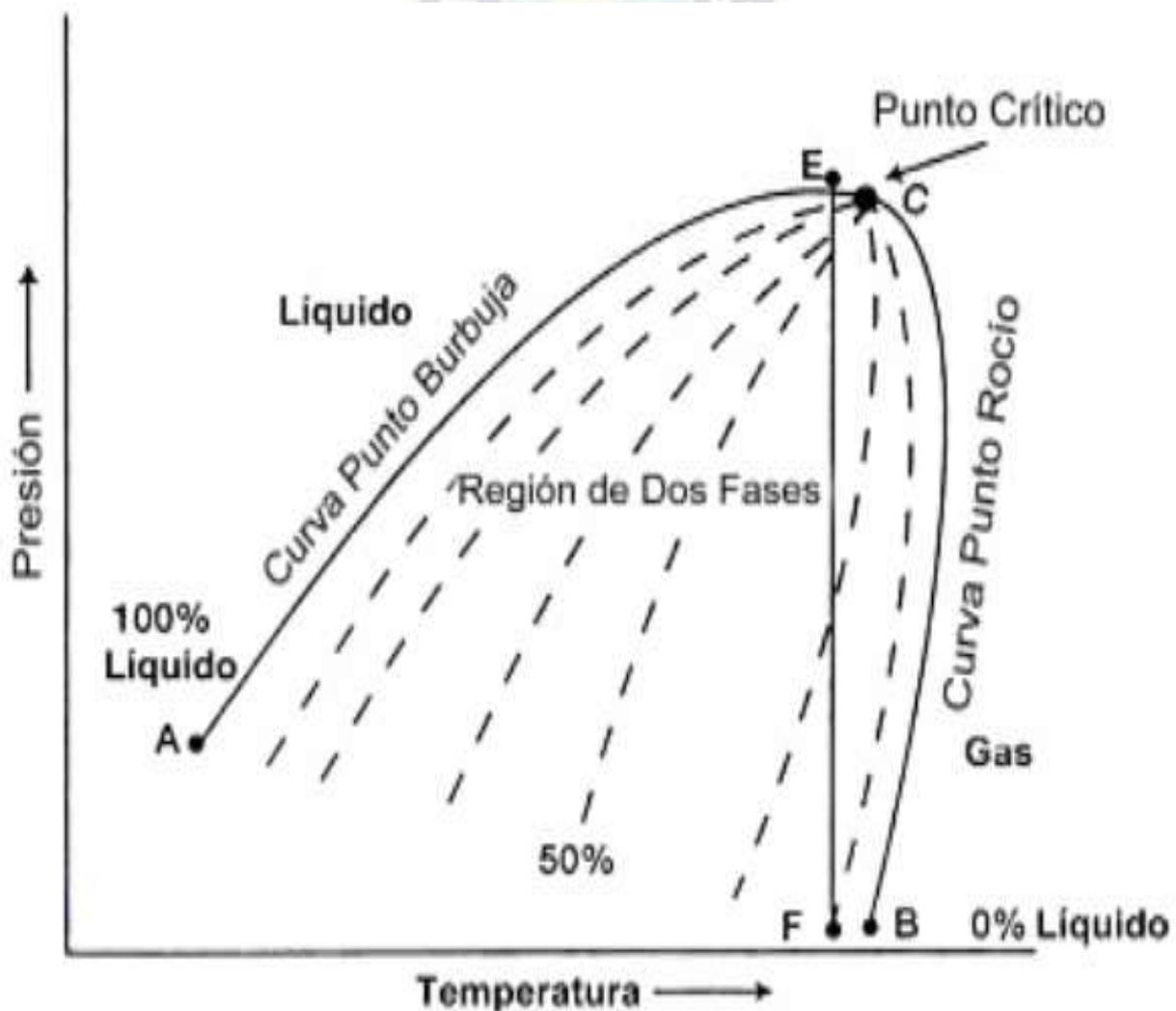


Fuente: *Exploración del gas y optimización de la producción*, José Luis Rivero Snadoval, 2004

2.2.3.4 Petróleo cerca al punto crítico

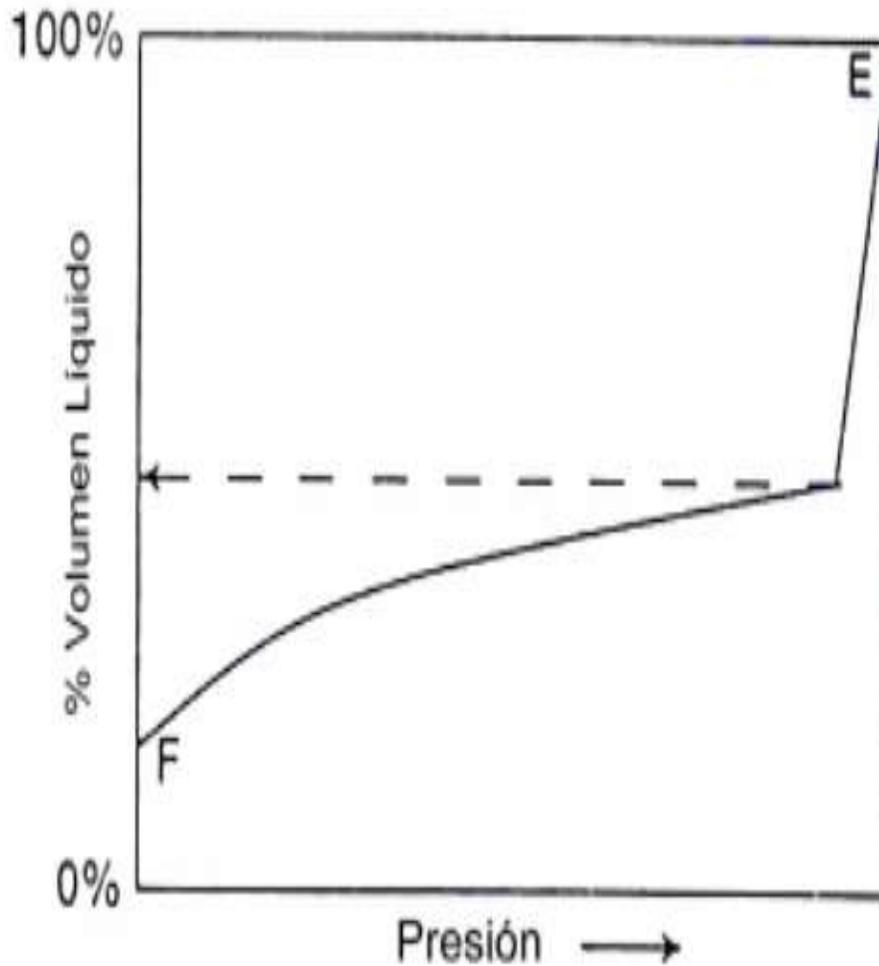
Si la temperatura de reservorio T_r está cerca de la temperatura T_c del sistema de hidrocarburo mostrado en la figura, la mezcla de hidrocarburos es identificada como petróleo cerca al punto crítico. Porque todas las líneas de calidad convergen al punto crítico, una caída de presión isotérmica (como se ve en la línea vertical EF), puede llevar del 100% de petróleo del volumen poral de hidrocarburo a condiciones iniciales al 55% de petróleo al punto de burbuja si decae la presión en un valor de 10 a 50 psi por debajo del punto de burbuja (Rivero Sandoval, 2004, pág. 38).

Figura 2.13: Petróleo cerca al punto crítico



Fuente: *Exploración del gas y optimización de la producción*, José Luis Rivero Sandoval, 2004

Figura 2.14: Curva de rendimiento de líquido para petróleo cerca al punto crítico



Fuente: *Exploración del gas y optimización de la producción*, José Luis Rivero Snadoval, 2004

2.2.4 Reservorio de gas

Estos reservorios están compuestos principalmente de metano, son encontrados en cantidades considerables de hidrocarburos pesados. Una de las características es si su temperatura de reservorio es mayor que la temperatura crítica del fluido. Entonces el reservorio es considerado como reservorio de gas (Rivero Sandoval, 2004, pág. 39).

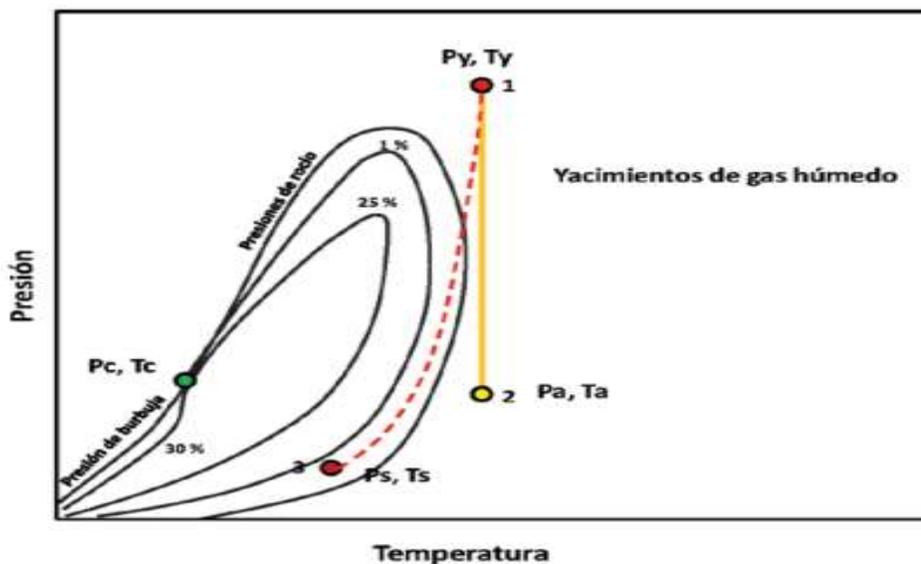
2.2.4.1 Reservorio de gas húmedo

Es aquel que contiene al metano como principal componente. La temperatura es lo suficientemente alta como para mantener a todos los componentes en la fase gaseosa, por lo que no se condensa en el reservorio a medida que disminuye la presión. La presión disminuye

durante la producción del yacimiento, lo que permite que el gas se condense en petróleo líquido. Este petróleo líquido se pega en forma de película a las paredes de los poros y no puede extraerse. Para poder mantener la presión del yacimiento, se puede inyectar gas (Rodríguez, 2007, pág. 11).

El diagrama de fase de un yacimiento de gas húmedo se presenta en la siguiente figura, en esta se puede observar que a las condiciones de presión inicial y temperatura del yacimiento el fluido se encuentra en la región de gas y a la derecha de la Cricondenterma, como se muestra en el punto 1. Conforme declina la presión del yacimiento a una temperatura constante, se pasaría del punto 1 al punto 2 y en el yacimiento nunca se tendría líquido, sin embargo, como se puede observar en el punto 3, a condiciones de presión y temperatura de separación se tendría líquido en la superficie, esto es causado por el decremento de la energía cinética de las moléculas más pesadas de la mezcla lo cual ocasiona un cambio de gas a líquido debido al incremento de las fuerzas de atracción entre estas moléculas (García, Galván Serralde, & Samaniego Verduzco, 2019, pág. 6).

Figura 2.15: Diagrama presión vs temperatura para un yacimiento húmedo



Fuente: Comportamiento termodinámico de los yacimientos de gas seco, gas húmedo, y gas condensado, Alfredo León García, 2019

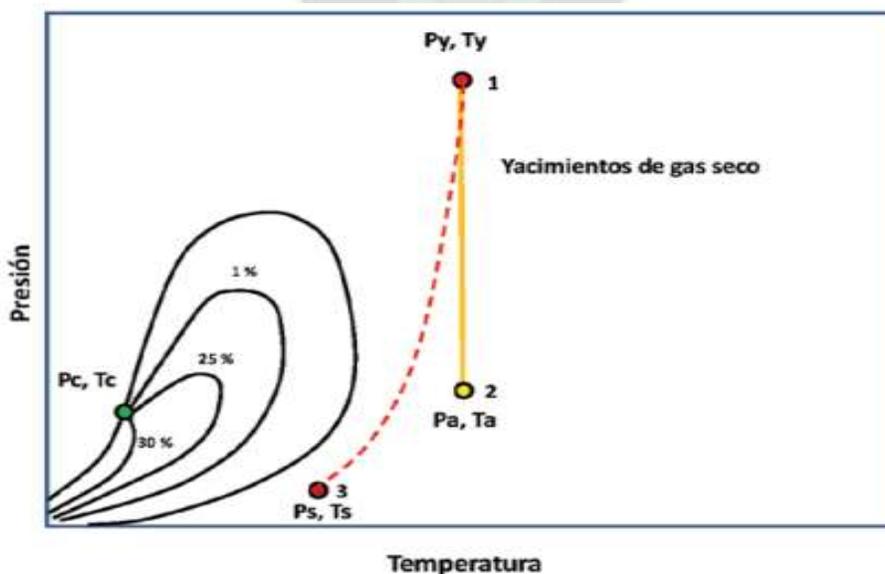
2.2.4.2 Reservorio de gas seco

Está compuesto principalmente por metano, con cantidades menores de etano, propano y butano. Contiene solo una pequeña parte de proporción de hidrocarburos más pesados.

Son yacimientos que contienen hidrocarburos en una fase gaseosa, pero al producirlos no se forman líquidos por los cambios de presión y temperatura. El gas se genera gracias a un proceso de expansión (Rodríguez, 2007, pág. 11).

Se caracterizan por tener un predominio de moléculas ligeras principalmente de C1 y C2, por la cual, a condiciones tanto de yacimiento como de superficie, se tendrá solamente una fase gaseosa, en la siguiente figura se presenta un diagrama de fase; a condiciones de yacimiento se tendrá una fase gaseosa al pasar desde el punto 1, a condiciones de presión inicial y temperatura del yacimiento, hasta el punto 2 que refleja la presión de abandono y temperatura del yacimiento. Al pasar de la presión inicial del yacimiento hasta el punto 3, a las condiciones de presión y temperatura de separación, se tendrá una sola fase en el yacimiento y en superficie (García, Galván Serralde, & Samaniego Verduzco, 2019, pág. 7).

Figura 2.16: Diagrama presión vs temperatura para un yacimiento de gas

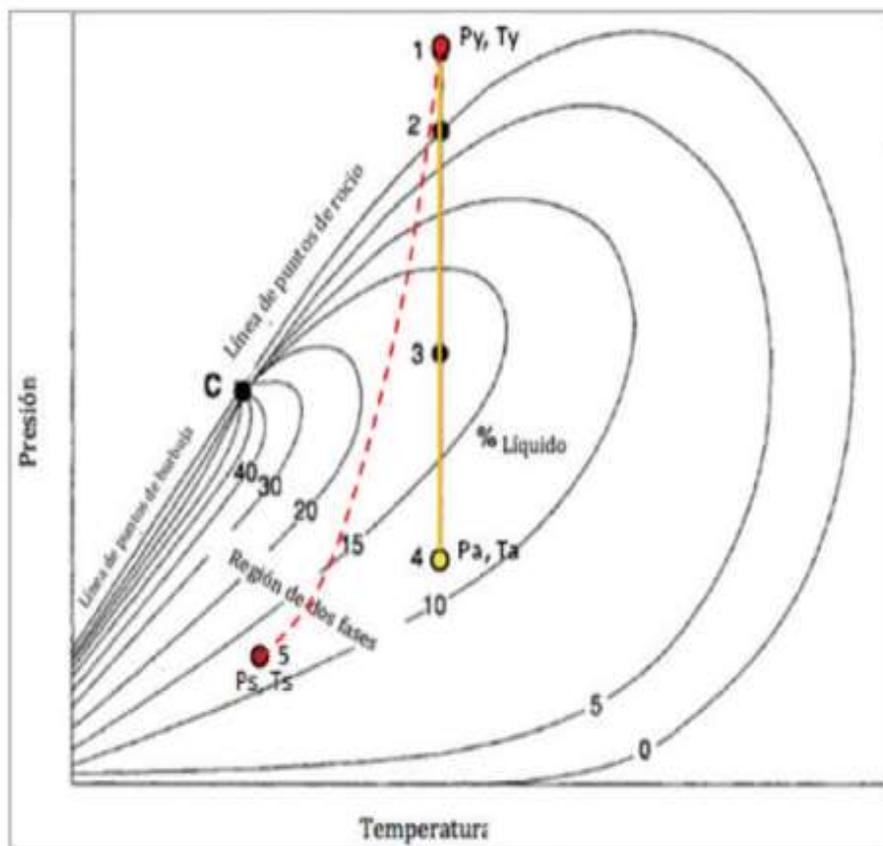


Fuente: Comportamiento termodinámico de los yacimientos de gas seco, gas húmedo, y gas condensado, Alfredo León García, 2019

2.2.4.3 Reservorio de gas condensado retrograda

La siguiente figura muestra un diagrama de fase Presión-Temperatura de un yacimiento de gas condensado; en donde la temperatura del yacimiento T_y , se encuentra entre la temperatura crítica T_c y la cricondenberma de la mezcla de hidrocarburos. Si los fluidos se encuentran a una presión y temperatura inicial del yacimiento y si la presión del yacimiento es mayor que la presión de rocío, la composición inicial de los fluidos estará en una fase gaseosa.

Figura 2.17: Diagrama presión vs temperatura para un yacimiento de gas condensado



Fuente: *Comportamiento termodinámico de los yacimientos de gas seco, gas húmedo, y gas condensado*, Alfredo León García, 2019

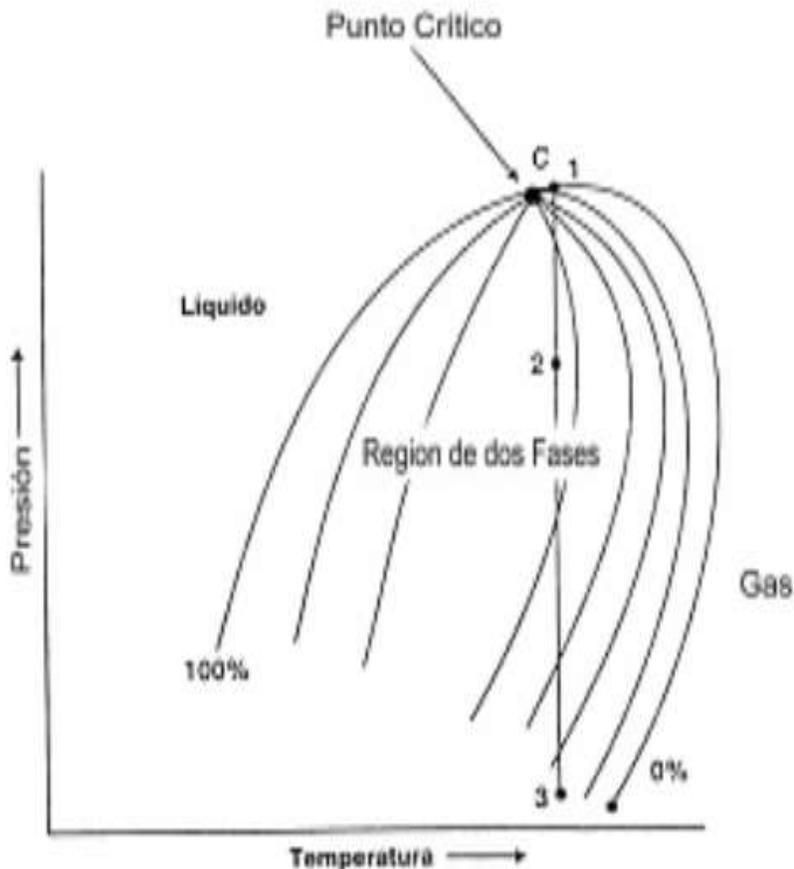
El punto crítico se encuentra a la izquierda de la cricondenbera y las líneas de calidad debajo de la presión crítica se inclinan predominantemente hacia la línea de presiones de burbuja. A la presión inicial del yacimiento y considerando que la temperatura es constante, se estaría en el punto 1 del diagrama de fase.

Puesto que la presión del yacimiento está arriba de la presión de rocío, el sistema de hidrocarburos se encuentra en forma gaseosa en el yacimiento. Al declinar la presión isotérmicamente debido a la producción del yacimiento, se pasaría del punto 1 al punto 2, y la composición sería constante hasta alcanzar la presión de rocío, la cual es señalada como el punto 2 (García, Galván Serralde, & Samaniego Verduzco, 2019, pág. 5).

2.2.4.4 Reservorio de gas condensado cerca al punto crítico

Si la temperatura de reservorio está cerca de la temperatura crítica, como se muestra en la figura, la mezcla de hidrocarburo es clasificado como reservorio de gas condensado cerca del punto crítico. El comportamiento volumétrico de esta categoría de gas natural es descrito a través de la declinación isotérmica de la presión como se muestra en la línea vertical 1-3 (Rivero Sandoval, 2004, pág. 40).

Figura 2.18: Reservorio de gas condensado cerca al punto crítico



Fuente: *Explotación del gas y optimización de la producción*, José Luis Rivero Sandoval, 2004

2.3 Características petrofísicas del reservorio

2.3.1 Permeabilidad

Es una propiedad de la roca que determina la capacidad que contiene un medio poroso para permitir el flujo a través del mismo.

La permeabilidad es la medida de la habilidad que tiene una roca para transmitir fluidos, medida típicamente en milidarcies, la cual es la milésima parte de un Darcy. Un Darcy describe la permeabilidad de un medio poroso a través del cual se produce el paso de un centímetro cúbico de fluido que tiene un centipoise de viscosidad y fluye en un segundo bajo una presión diferencial de una atmósfera, donde el medio poroso expone un área en sección transversal de un centímetro cuadrado y una longitud de un centímetro (Carlos & José, 2020, pág. 42).

Determina la capacidad de los espacios porosos que están interconectados para soportar el flujo de fluidos y es una propiedad fundamental de la roca-reservorio, que facilita la planificación de la producción de pozos al identificar cambios verticales y laterales en la calidad de los yacimientos de petróleo y gas (Rossello & Bigott, 2023, pág. 4).

2.3.1.1 Ley de Darcy

La ley de Darcy es un principio fundamental en los pozos de la hidrogeología y la dinámica de fluidos que describe el flujo de fluidos a través de medios porosos. Proporciona una relación matemática entre caudales de fluidos, propiedades de medios porosos y gradientes hidráulicos (Rossello & Bigott, 2023, pág. 4).

La ecuación generalizada de Darcy, mostrada y expresada es la siguiente:

$$k = \frac{q\mu L}{A\Delta P}$$

Ecuación 2.1: Ecuación de Darcy

Donde:

k = Es la permeabilidad absoluta

q = Es el caudal

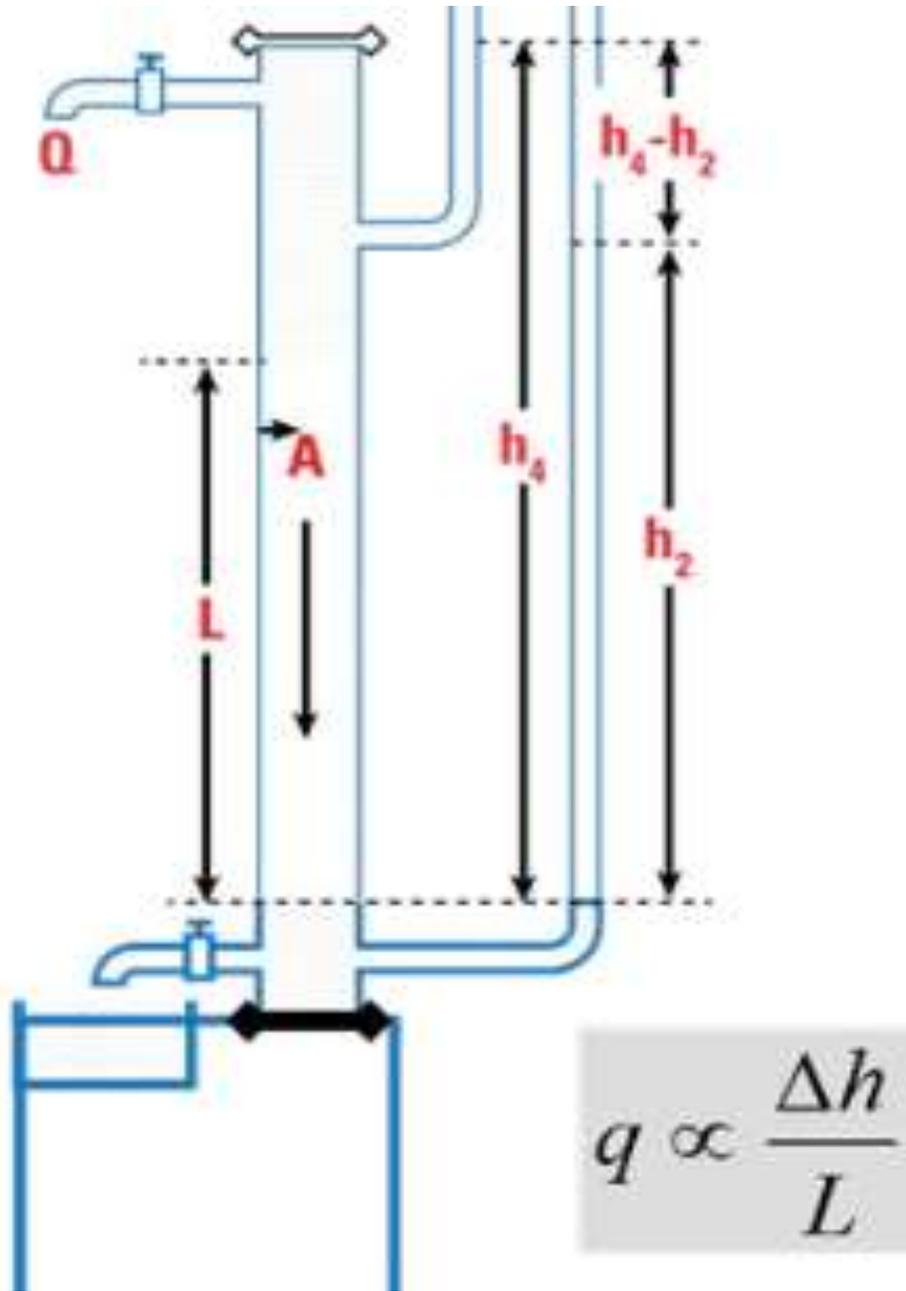
μ = Es la viscosidad

L = Es la longitud del núcleo

A = Es el área transversal del núcleo

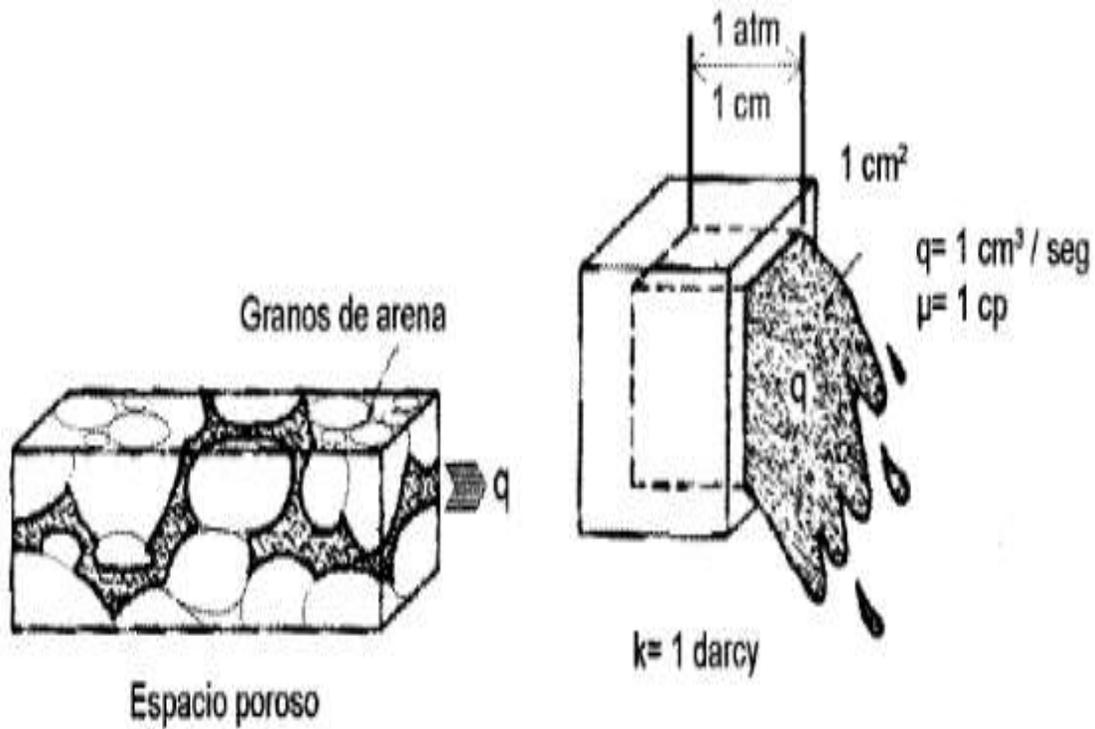
ΔP = Es el diferencial de presión

Figura 2.19: Flujo de agua en un filtro de arena vertical, saturado y homogéneo



Fuente: *Geología Aplicada a la Ingeniería y al Ambiente*, Eduardo Antonio Rossello, 2023

Figura 2.20: Medio poroso con una permeabilidad de un Darcy



Fuente: *Fundamentos de ingeniería de yacimientos*, Magdalena Paris de Ferrer, 2009

2.3.1.2 Permeabilidad absoluta (k)

Es una propiedad intrínseca de la roca cuando está saturada al 100% por un fluido de una sola fase.

2.3.1.3 Permeabilidad efectiva (k_i)

Es cuando existe más de una fase en el medio poroso, las cuales fluyen simultáneamente (i = petróleo, gas o agua); está en función de la saturación del fluido considerado.

2.3.1.4 Permeabilidad relativa (k_{ri})

Es la relación entre la permeabilidad efectiva y la permeabilidad absoluta (Sullivan Beliveau, 2008).

$$K_{r\omega} = \frac{K_{\omega}}{K}$$

Ecuación 2.2: Permeabilidad relativa del agua

$$K_{ro} = \frac{K_o}{K}$$

Ecuación 2.3: Permeabilidad relativa del petróleo

2.3.2 Porosidad

La porosidad es una fracción o porcentaje del volumen total de la roca y se conoce como espacio poral o espacio vacío, también conocido como espacio del reservorio.

El espacio poral se refiere a la parte de la roca contenida en el reservorio que está disponible para la migración, acumulación y almacenamiento del petróleo.

La porosidad de una roca es una propiedad intensiva que se define como el volumen que pueden ocupar los fluidos por unidad de volumen de la roca. La porosidad es adimensional y su valor oscila entre 0 y 1, aunque suele expresarse en porcentajes (R., 2023, pág. 8).

Se define como el volumen de espacios vacíos (V_p) en relación al volumen total de la roca (V_t) y se estima en %. La roca – reservorio (V_t) esta conformada por espacios porosos encerrados por un marco rocoso, el cual consiste en granos de roca (V_{grain}) y materiales de cementación que conforman la matriz (Rossello & Bigott, 2023, pág. 4).

A continuación, se presenta la siguiente ecuación.

$$\emptyset = \frac{V_p}{V_t} = \frac{V_t - V_{grain}}{V_t}$$

Ecuación 2.4: Ecuación de la porosidad

Donde:

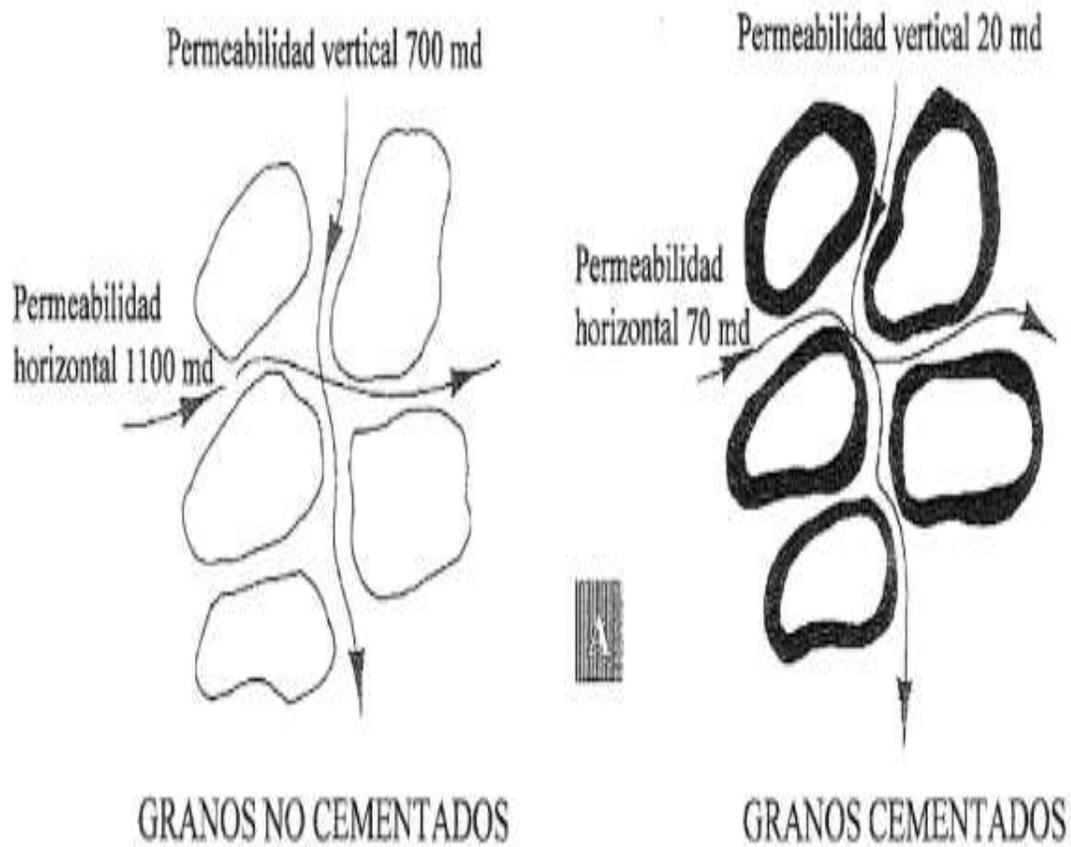
\emptyset = Porosidad del reservorio en %

V_p = Volumen poral de la roca

V_t = Volumen total de la roca considerado

V_{grain} = Volumen de granos de la roca

Figura 2.21: Porosidad de granos cementados y no cementados



Fuente: *Ingeniería de la perforación de pozos de petróleo y gas*, Juan Herrera Herbert, 2020

2.3.2.1 Porosidad absoluta

Se define como la razón entre el espacio poroso en la roca y el volumen bruto, a continuación, se presenta la siguiente ecuación.

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

Ecuación 2.5: Porosidad absoluta

$$V_p = V_t - V_g$$

Ecuación 2.6: Volumen total del poro

Donde:

ϕ_a = Porosidad absoluta

V_p = Volumen total del poro

V_t = Volumen total

V_g = Volumen neto ocupado por los sólidos/volumen de los granos

2.3.2.2 Porosidad efectiva

Se define como el porcentaje del espacio poroso que se encuentra interconectado con respecto al volumen total de la roca, a continuación, se presenta la siguiente ecuación.

$$\phi_e = \frac{V_{pi}}{V_t}$$

Ecuación 2.7: Porosidad efectiva

Donde:

ϕ_e = Porosidad efectiva

V_{pi} = Volumen del poro interconectado

V_t = Volumen total

La porosidad efectiva es la que se mide en la mayoría de los porosímetros y es en realidad la que interesa para las estimaciones de petróleo y gas en sitio, ya que solo los volúmenes de hidrocarburos almacenados en los poros interconectados pueden ser extraídos parcialmente del yacimiento. Esta porosidad normalmente representa un 90 a 95 % de a porosidad total (Paris de Ferrer, 2009, pág. 223).

Tabla 2.1: Clasificación de la porosidad según su valor

CALIDAD	POROSIDAD
	%
Despreciable	< 5%
Pobre	5% – 10%
Regular	10% – 15%

Buena	15% – 20%
Muy buena	> 20%

Fuente: *Fundamentos de ingeniería de yacimientos*, Magdalena Paris de Ferrer, 2009

2.3.3 Clasificación geológica de la porosidad

A medida que los sedimentos se depositaron en los mares antiguos, el agua fue el primer fluido que lleno el espacio poroso, esta agua se la denomina agua connata.

2.3.3.1 Porosidad intergranular

Conocida también como porosidades originales la que surge al mismo tiempo que se depositan los sedimentos y está formada por los espacios vacíos que quedan entre los granos y los fragmentos minerales después de acumularse como sedimentos (Paris de Ferrer, 2009, pág. 224).

2.3.3.2 Porosidad inducida

Es la que se formó por un proceso geológico posterior a cuando se depositó el material (Paris de Ferrer, 2009, pág. 224).

2.3.4 Relación de porosidad y permeabilidad

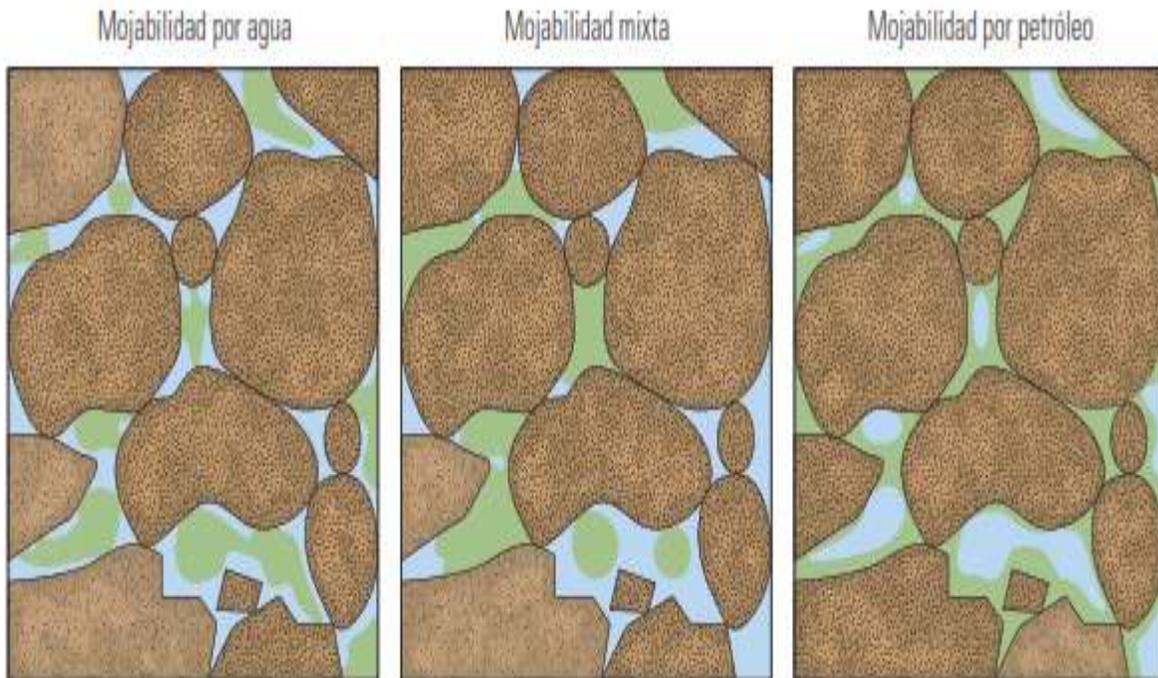
El predictor de permeabilidad más comúnmente utilizado es la relación entre porosidad y permeabilidad. Se reconoce que la mayoría de las rocas reservorio muestran una relación bastante lineal entre estas dos propiedades en una escala semilogarítmica entonces eso permite estimar la permeabilidad cuando los perfiles de porosidad están disponibles (Castillo Ayala & Ortega Hernández, 2016, pág. 79).

2.4 Tensión superficial

Se define como la fuerza por unidad de longitud ejercida en las regiones limítrofes entre una fase líquida y una fase vapor, causada por la diferencia entre las fuerzas moleculares de ambas fases, y también por su desbalance en la interfase. Esta tensión depende fundamentalmente de la presión, temperatura y composición de las fases (Paris de Ferrer, 2009, pág. 144).

entre la superficie líquido-sólido, y es una medida de sus características humectantes hacia el sólido (Paris de Ferrer, 2009, pág. 268).

Figura 2.23: Mojabilidad



Fuente: *Fundamentos de mojabilidad*, Wael Abdallah, 2007

2.6 Presión capilar

Las fuerzas en un yacimiento de petróleo son el resultado de las tensiones superficiales entre la roca y los fluidos que coexisten en el medio poroso. Además, depende de la geometría, el tamaño y las características humectantes del sistema.

Por lo tanto, en sistemas compuestos por petróleo, gas y agua se podrá tener dos fluidos inmiscibles en contacto existirá la discontinuidad en la presión entre ellos que dependerá de la curvatura de la interfase que los separa (Paris de Ferrer, 2009, pág. 271).

2.7 Saturación

La saturación es un factor importante a tener en cuenta al medir el contenido de petróleo en un yacimiento porque es la medida de la cantidad de fluido presente en los espacios porosos de una roca yacimiento.

2.7.1.1 Saturación de agua

La saturación de agua en la roca yacimiento es la fracción del volumen poroso ocupado por agua, ya que son los volúmenes relativos de agua e hidrocarburos en el espacio poroso de la roca yacimiento.

$$S_{wi} = \frac{V_{wi}}{V_p}$$

Ecuación 2.8: Saturación de agua

Donde:

S_{wi} = Saturación de agua

V_{wi} = Volumen de agua

V_p = Volumen poroso

Es aquella 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 (Escobar Macualo, 2015, pág. 57).

Se denomina saturación de agua de una roca al cociente que resulta de dividir el volumen poroso ocupado por el agua, entre el volumen total de poros (Garduza Rueda, 2019, pág. 51).

En los reservorios de petróleo y gas, generalmente se cree que la combinación de agua, petróleo y gas llena completamente el espacio poral.

$$S_w + S_o + S_g = 1$$

Ecuación 2.9: Saturación de fluidos multifásicos

Donde:

S_w = Saturación del agua(fracción)

S_o = Saturación del petróleo(fracción)

S_g = Saturación del gas(fracción)

En un reservorio bifásico con un sistema de fluido compuesto únicamente por agua y petróleo se tiene la siguiente ecuación.

$$S_w + S_o = 1$$

Ecuación 2.10: Saturación de fluidos bifásicos

Donde:

S_w = Saturación del agua(fracción)

S_o = Saturación del petróleo(fracción)

Existen dos valores de saturación mínima para cada fluido.

2.7.1.1.1 Saturación de agua irreducible S_{wi}

Se refiere al volumen poral ocupado por este fluido a la máxima saturación de hidrocarburos, que no pudo ser desplazado debido a las fuerzas capilares al momento de la migración (Martin R, Transporte de hidrocarburos en nanocanales y su relación con la permeabilidad de reservorios no convencionales, 2023, pág. 12).

2.7.1.1.2 Saturación de petróleo residual S_{or}

Se refiere a la cantidad de petróleo residual que queda almacenado en el medio poroso después de un proceso de desplazamiento y que se mantiene inmóvil por fuerzas capilares adversas se conoce como "remanente" (Martin R, Transporte de hidrocarburos en nanocanales y su relación con la permeabilidad de reservorios no convencionales, 2023, pág. 12).

2.7.1.2 Saturación de petróleo

Es la medida de la cantidad de petróleo presente en los espacios porosos de una roca yacimiento. La saturación de petróleo alta indica que la roca del yacimiento contiene una gran cantidad de petróleo que puede extraerse y refinarse para su uso.

$$S_o = \frac{V_o}{V_p}$$

Ecuación 2.11: Saturación de petróleo

Donde:

S_o = Saturación de petróleo

V_o = Volumen de petróleo

V_p = Volumen poroso

2.7.1.3 Saturación de gas

Es la medida de la cantidad de gas presente en los espacios porosos de una roca yacimiento, es importante considerar este tipo de saturación porque el gas se puede desplazar al petróleo y reducir la cantidad de petróleo que se puede extraer de la roca yacimiento.

$$S_g = \frac{V_g}{V_p}$$

Ecuación 2.12: Saturación de gas

Donde:

S_g = Saturación de gas

V_g = Volumen de gas

V_p = Volumen poroso

2.7.1.4 Saturación total

Es la medida de la cantidad de fluido presente en los espacios porosos de una roca yacimiento, incluidos petróleo, gas y agua. Es de mucha importancia conocer este tipo de saturación porque nos brindará una información completa del contenido de fluido de la roca yacimiento.

2.8 Propiedades fisicoquímicas del crudo

2.8.1 Densidad API

Las densidades API del hidrocarburo líquido varían desde los 4° para el bitumen rico y 70° para los condensados (Carl Curtis & Huggins, 2003).

A continuación, será representada en la siguiente ecuación.

$$^{\circ}API = \frac{141.5}{GE} - 131.5$$

Ecuación 2.13: Grados API

Donde:

$^{\circ}API$ =Gravedad API de una muestra o producto refinado [adimensional]

GE = Gravedad especifica de una muestra o producto refinado a 60°F [adimensional]

A continuación, se presenta la siguiente tabla.

Tabla 2.2: Clasificación del petróleo

PETRÓLEO CRUDO	DENSIDAD (gr/cm^3)	DENSIDAD GRADOS API
Extrapesado	> 1.0	< 10.0
Pesado	1.01 – 0.92	10.1 – 22.3
Mediano	0.92 – 0.87	22.3 – 31.1
Ligero	0.87 – 0.83	31.1 – 39
Superligero	< 0.83	> 39

Fuente: Creación personal en base a datos proporcionados por el tutor

Figura 2.24: Clasificación del petróleo según su calidad



Fuente: Ecopetrol S.A, Machado & Asociados,2014

2.8.2 Densidad

La densidad (ρ) es la relación entre la masa y el volumen de la muestra, midiéndose en unidades de masa/unidades de volumen.

$$\rho = \frac{m}{v}$$

Ecuación 2.14: Densidad

Donde:

ρ = Densidad de la sustancia $\left[\frac{gr}{cm^3}, \frac{kg}{m^3}, \frac{oz}{gal}, etc.\right]$

m = Masa de la sustancia $[gr, kg, oz, etc.]$

v = Volumen que ocupa la sustancia $[cm^3, m^3, gal, etc.]$

2.8.3 Gravedad específica

Es aquella relación que existe entre la densidad del crudo con respecto al agua.

$$SG = \frac{\rho_{crudo}}{\rho_{H_2O}}$$

Ecuación 2.15: Gravedad específica

Donde:

SG = Gravedad específica $[adimensional]$

ρ_{crudo} = Densidad del crudo $\left[\frac{gr}{cm^3}, \frac{kg}{m^3}, \frac{oz}{gal}, etc.\right]$

ρ_{H_2O} = Densidad del agua $\left[\frac{gr}{cm^3}, \frac{kg}{m^3}, \frac{oz}{gal}, etc.\right]$

2.8.4 Presión de reservorio

Es una medida de la fuerza la cual es ejercida por los fluidos contenidos dentro de las formaciones geológicas que contienen petróleo o gas natural. Esta presión es una característica importante del yacimiento porque afecta la capacidad de producir petróleo o gas natural de manera eficiente y económica. Esta presión puede variar con el tiempo debido a factores como:

- ❖ Producción de petróleo o gas.

- ❖ Inyección de agua o gas.
- ❖ Compresión de gas en el reservorio

2.8.5 Viscosidad

Una gran parte de los fluidos presentan una resistencia al movimiento denominado a esta "Viscosidad", en donde esta propiedad del reservorio es originada a causa de un movimiento relativo entre las capas del fluido, en otras palabras, determina la resistencia al flujo que surge debido a la fricción interna entre las capas del fluido.

La viscosidad es una de las propiedades básicas de un fluido a la hora de calcular la caída de presión del flujo a través de una tubería o medio poroso; también es de gran importancia a la hora de interpretar los resultados de las pruebas de producción y transporte de hidrocarburos y analizar los problemas que puedan surgir en el pozo (Mauricio Pertuz Parra, 2014, pág. 24).

Es aquella propiedad del crudo en donde esta tiende a escurrirse en función de la densidad y la composición química; los crudos que son relativamente ligeros pero ricos en parafinas de C_{30} en adelante muestran viscosidades elevadas.

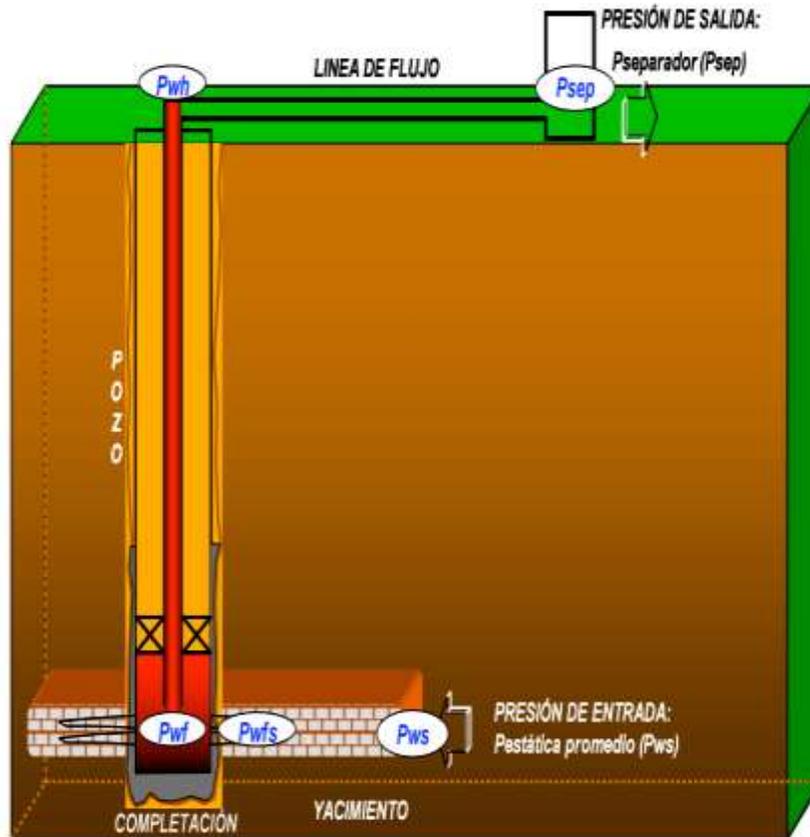
Cabe recalcar que la viscosidad disminuye con el aumento de la temperatura y del gas disuelto y es expresada en centipoise (Navarrete Cuesta, 2017, pág. 36).

2.9 Proceso de producción de un pozo

El proceso de producción en un pozo de petróleo o gas comienza desde el radio externo de drenaje en el yacimiento hasta el separador de producción en la estación de flujo. En la figura se muestra el sistema completo con cuatro componentes claramente identificados: Yacimiento, Completación, Pozo y Línea de Flujo Superficial. Existe una presión de partida de los fluidos en dicho proceso, que es la presión estática del yacimiento, P_{ws} , y una presión final o de entrega, que es la presión del separador en la estación de flujo, P_{sep} (Camargo, Aguilar, & Ríos, 2009, pág. 25)

A continuación, se presenta un esquema que nos muestra los tipos de presiones que existen en un fondo de un pozo productor.

Figura 2.25: *Proceso de producción de un pozo*



Fuente: *Productividad de pozos petroleros*, Jetzabeth Ramírez Sabag, 2021

2.9.1 Yacimiento

Es una acumulación de crudo o gas en una roca porosa del subsuelo, formado por plegamientos o deslizamientos, como resultado de fenómenos físicos y químicos que ocurrieron en la corteza terrestre hace miles de millones de años.

2.9.2 Completacion

Es el proceso de iniciar la producción de un pozo una vez que se ha perforado hasta la profundidad a la que se estima encontrar petróleo o gas, se tendrá que colocar la tubería de revestimiento y así mismo se hará la limpieza del oleoducto para eliminar el agua y el sedimento; para así permitir el flujo de producción.

Se extraerán muestras de hasta 50 cm de longitud utilizando barrenas saca testigos especiales durante la perforación para analizarlas y poder determinar cuándo se debe realizar la

penetración. Primero se extraen la tubería de perforación y la barrena, se cementa el tramo final de revestimiento y se introducen en el pozo, una pistola de perforación que es un tubo metálico con casquillos que contienen cargas explosivas huecas. Las cargas se detonan por medio de impulsos eléctricos para que atraviesen la entubación y penetren en el yacimiento, creando así aberturas para que el petróleo y el gas fluyan al pozo y a través de este, lleguen a la superficie. Una vez que se ha concluido con la perforación de un pozo, se lo debe acondicionar para que produzca hidrocarburos.

Es materia de opiniones cuándo concluye la etapa de perforación y cuándo comienza la de completación. Se sostiene que, en realidad esta se inicia cuando se toca la capa productiva durante la perforación, ya que de ahí deben tenerse en cuenta todos los recaudos necesarios para una óptima explotación de los hidrocarburos.

Esta posición tiene cierta razonabilidad, puesto que hasta que no se llega a la zona productiva, lo importante será la rapidez de avance para reducir costos y a partir de ese punto, la prioridad será la preservación del potencial productivo de las formaciones que contienen los hidrocarburos. Sin embargo desde un punto de vista práctico, las operaciones del equipo perforador concluyen con la entubación y cementación de la última cañería de revestimiento y a partir de ese momento en la mayoría de los casos, se retira el equipo perforador y para las tareas siguientes se monta un equipo más pequeño y económico (Kaindl, 2011, pág. 126).

2.9.3 Pozo

Es un trabajo de ingeniería que tiene como objetivo buscar hidrocarburos en el subsuelo o producirlos una vez se encuentren. A diferencia de otras obras de ingeniería, esta obra posee dos características muy importantes.

- ❖ Se pueden lograr longitudes de 5 o 6 kilómetros con una relación de profundidad vs diámetro excesiva, con diámetros de no más de 20 o 30 centímetros.
- ❖ La perforación se lleva a cabo sin que los que la realizan lo vean. De alguna manera, la información que han transmitido a la superficie les permite conocer el avance de su obra

(Kaindl, 2011, pág. 78).

2.9.4 Línea de flujo superficial

Bien, una vez que se haya localizado el gas, petróleo y a su vez el pozo fue perforado por completo y exitosamente, el producto debe ser transportado a un lugar donde pueda ser producido, tratado, almacenado, procesado, refinado o transferido para su venta. Las líneas de flujo del pozo es el primer sistema de tubería conectado a la cabeza del pozo, ya que está ligado desde el primer equipo de producción que generalmente es un separador.

Los fluidos múltiples son transportados en forma bifásica, desde los pozos hasta un punto de convergencia denominado múltiple, cada múltiple está conformado por secciones tubulares, cuya capacidad y tamaño dependen del número de secciones tubulares.

Es aquel desplazamiento que presenta un fluido cuándo se inicia la producción de un pozo. Estas líneas se pueden mapear para crear un diagrama que muestre cómo se desplazan los fluidos.

2.9.4.1 Funciones

- ❖ Almacenar la producción de varios pozos en un área específica.
- ❖ Separar la fase líquida y gaseosa del líquido multifásico proveniente de los pozos productores.
- ❖ Evaluar la producción de petróleo, gas y agua en cada pozo productor.

2.10 Flujo multifásico

Es el movimiento simultáneo de más de un fluido dentro de una tubería esto en el caso de la producción de petróleo y gas, siendo comúnmente gas, aceite y agua. Entonces se tiene una compleja problemática de producción de petróleo y gas, desarrollándose técnicas y modelos para optimizar la extracción de hidrocarburos de los pozos petrolíferos, estudiando el flujo de fluidos en la superficie y en el subsuelo, y utilizando tecnologías avanzadas para la simulación del flujo multifásico en materiales porosos. Es aquel desplazamiento de un fluido simultaneo de un gas y un líquido, en medio de una tubería, su complejidad se basa tanto en la deformidad y en la compresibilidad de fases originando de esta manera una amplia probabilidad en los patrones de

flujo. Su particularidad es muy esencial en cuanto al modelado, diseño, y su operación en muchos procesos. Lo complicado radica en los patrones de flujo intermitente, tal es el caso del flujo tapón que puede contribuir a la inestabilidad e irracionalidad del sistema (Cabarcas Simancas, 2015, pág. 70).

2.10.1 Flujo con burbujas

Se trata de un sistema de dos fases en el que se forman burbujas de aire suspendidas en un líquido. En este régimen de flujo se puede observar la formación de interfases en los desplazamientos, lo que provoca su deformación con el tiempo (Aziz, 2015, pág. 31).

Figura 2.26: *Flujo de burbujas*



Fuente: *Simulación de flujos multifásicos*, Ivar Brandt & Dayal Gunasekera, 2015

2.10.2 Flujo estratificado

Consiste en dos corrientes de fluidos independientes y continuas; una corriente líquida que fluye en la parte inferior de la tubería y la otra corriente gaseosa (normalmente con pequeñas gotitas de líquido arrastradas) que fluye por encima de la corriente inferior (Aziz, 2015, pág. 31).

Figura 2.27: *Flujo estratificado*

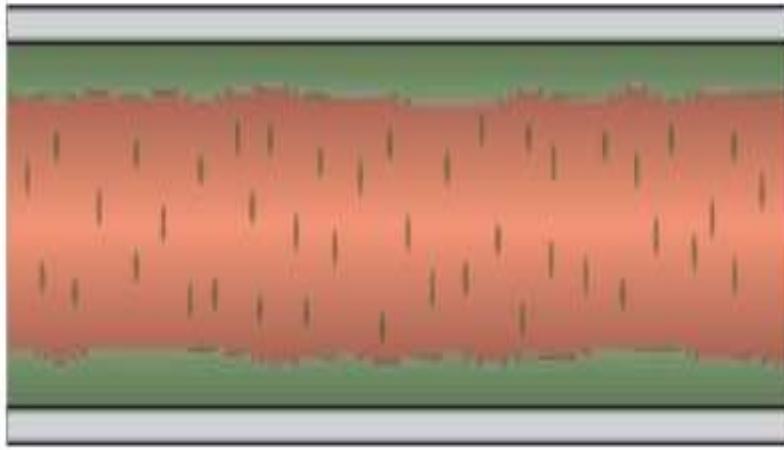


Fuente: *Simulación de flujos multifásicos*, Ivar Brandt & Dayal Gunasekera, 2015

2.10.3 Flujo anular

Consiste en un régimen en el que una película delgada de líquido se adhiere a la pared de la tubería y una corriente gaseosa que contiene pequeñas gotitas de líquido arrastradas fluyen en la parte interna de esta película (Aziz, 2015, pág. 31).

Figura 2.28: *Flujo anular*

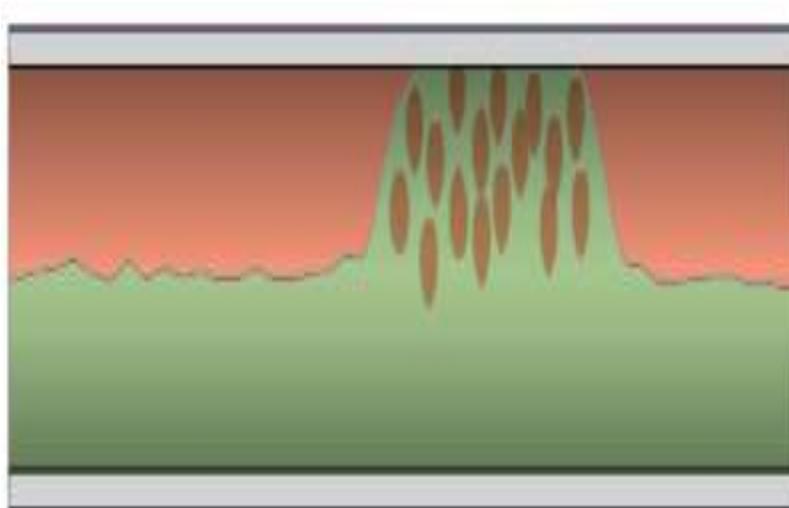


Fuente: *Simulación de flujos multifásicos*, Ivar Brandt & Dayal Gunasekera, 2015

2.10.4 Flujo intermitente hidrodinámico

Consiste en un flujo estratificado interrumpido por tapones intermitentes de líquido altamente turbulento (Aziz, 2015, pág. 31).

Figura 2.29: *Flujo intermitente hidrodinámico*



Fuente: *Simulación de flujos multifásicos*, Ivar Brandt & Dayal Gunasekera, 2015

2.11 Flujo de fluidos en tuberías

El método más común para transportar fluidos de un punto a otro es impulsarlo a través de un sistema de tuberías. Estas son las más utilizadas, ya que de esta manera nos ofrecen una resistencia estructural, como también un área mayor transversal para el mismo perímetro exterior que cualquier otra forma.



CAPÍTULO III

TUBERÍA FLEXIBLE “COILED TUBING”

3.1 Introducción

Es una unidad de reparación workover hidráulica autónoma que inyecta y recupera una tubería flexible y continua dentro de una línea de tubería o casquillo más grande. Esta tecnología de tubería flexible se puede utilizar en pozos vivos y permite la inyección continua de fluidos o nitrógeno mientras se mueve la tubería flexible. Este sistema no requiere un equipo de workover adicional.

La tecnología de tubería flexible es una herramienta poderosa que brinda muchos beneficios a la industria del petróleo y el gas. Su tamaño compacto y flexibilidad lo convierten en una solución ideal para una variedad de aplicaciones, desde perforación y terminación hasta operaciones en aguas profundas sin plataformas. Esta versatilidad se ve reforzada aún más por la amplia gama de dimensiones y especificaciones disponibles para la tubería flexible, lo que permite personalizarla para satisfacer las necesidades específicas de diferentes proyectos (Alagoz & Tali, 2023, pág. 17).

3.2 Aplicaciones

3.2.1 Intervención de pozos

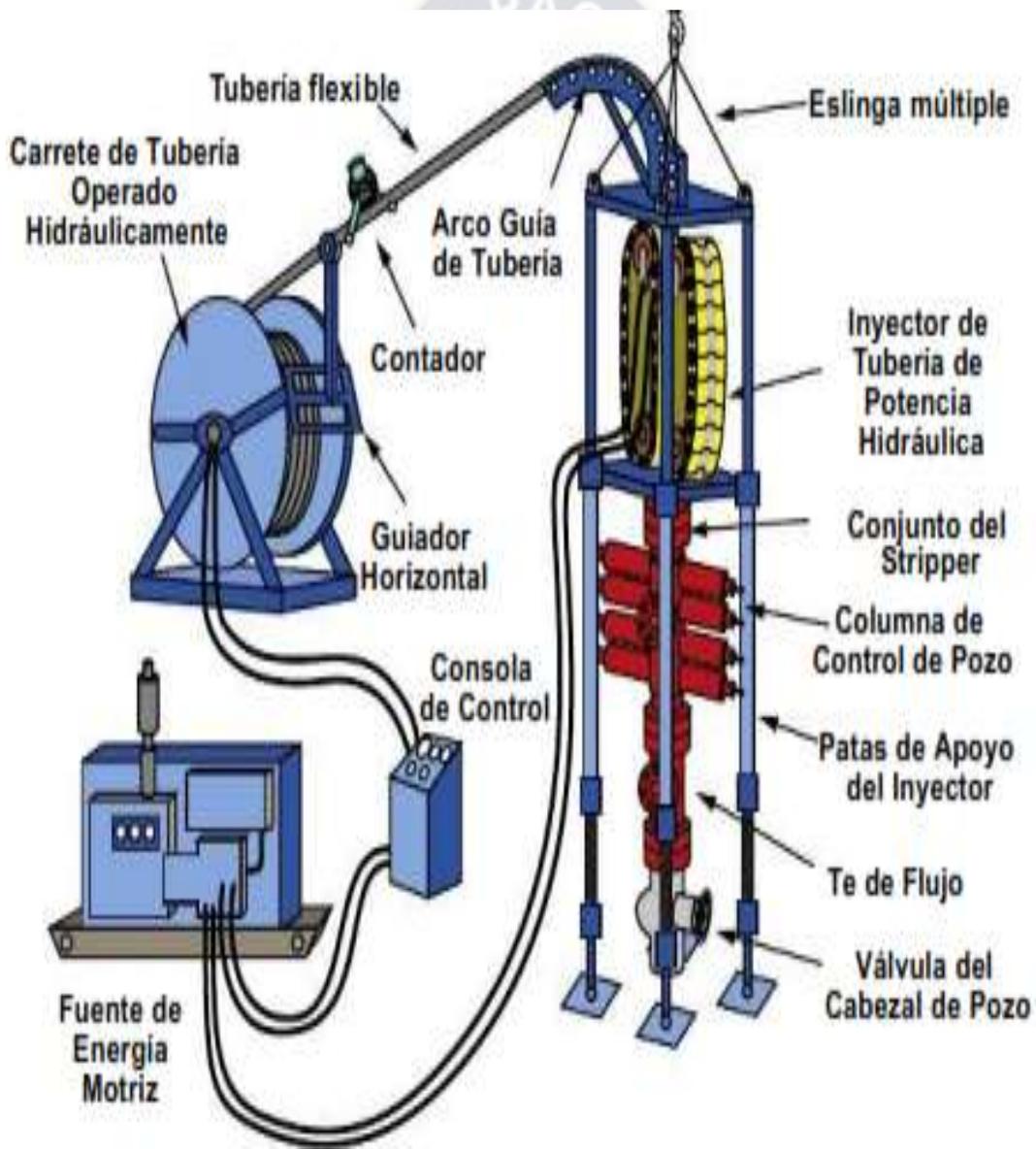
- ❖ Reparación.
- ❖ Limpieza química de pozos.
- ❖ Cambio de instalaciones de producción.
- ❖ Punzado.
- ❖ Fractura hidráulica.
- ❖ Cementación remedial.
- ❖ Colocación de tapones de arena y/o cemento.
- ❖ Pozos de radio corto, medio y extendido.
- ❖ Perforación direccional.

- ❖ Pérdida de lodos espumados en pozos someros.
- ❖ Pesca de herramienta.
- ❖ Registro y cañoneo (Blanco Ybáñez, 2019, pág. 4).

3.3 Descripción de la unidad de tubería flexible

Es una tubería electrosoldada que se fabrica con una costura longitudinal única y se produce mediante soldadura de inducción de alta frecuencia sin agregar metal de relleno.

Figura 3.1: Componentes básicos de la tubería flexible



Fuente: *Manual coiled tubing*

3.3.1 Inyector de tubería

Es aquel componente que agarra la tubería de longitud continua y proporciona las fuerzas necesarias para desplegar y recuperar la tubería tanto dentro como fuera del orificio del pozo.

Está diseñado para realizar tres tareas muy importantes como ser:

- ❖ Debe proporcionar el empuje necesario para que la tubería se inserte en el pozo bajo presión. La tubería puede insertarse mientras se corre a extremo abierto, o puede usarse para llevar herramientas y dispositivos sujetos en el extremo de la tubería flexible al interior del pozo.
- ❖ Controlar la velocidad de descenso de la tubería dentro del pozo en diferentes condiciones.
- ❖ Cuando se requiera extraer la tubería del pozo, ésta deberá de soportar todo su peso y acelerar a la velocidad de operación.

Figura 3.2: *Inyector de tubería*

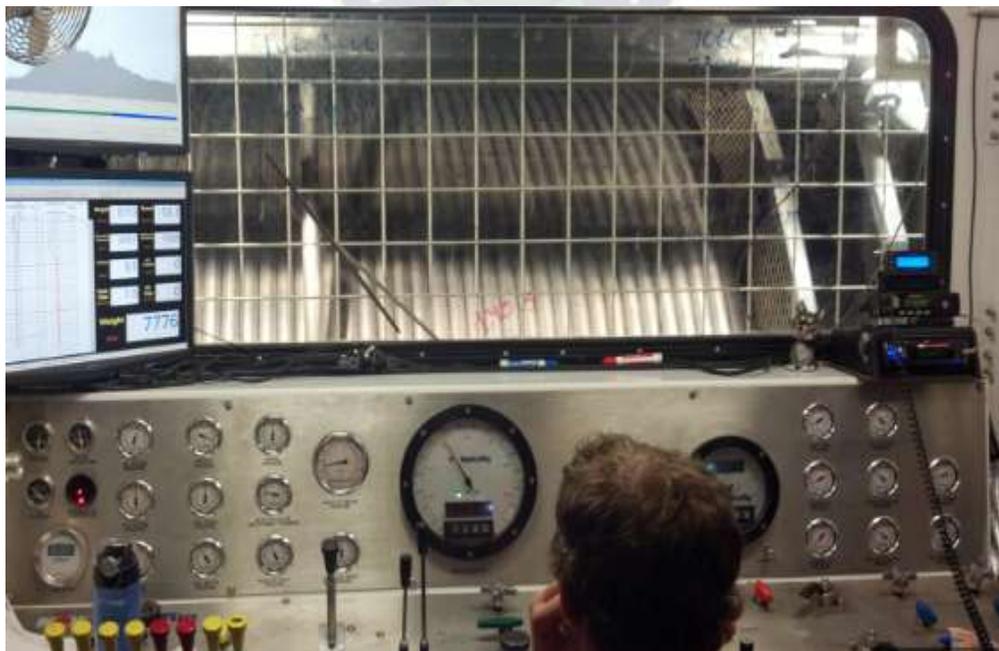


Fuente: *Oilfield Review*, Schlumberger, 2004

3.3.2 Cabina de control

Una cabina de operador elevable y transportable para uso en conexión con el control de equipos de inyección de tubería flexible comprende una cabina que incluye elementos de control; un elemento flexible alargado de longitud fija que se extiende debajo de la cabina, entre dos puntos elevados en estructuras adyacentes ubicadas en lados opuestos de la cabina y un mecanismo de recogida para acortar la longitud del elemento flexible entre los dos puntos elevados. El mecanismo de recogida está montado en una posición fija con respecto a la cabina de modo que el funcionamiento del mecanismo de recogida da como resultado la elevación de la cabina con respecto a las estructuras adyacentes. La cabina se puede elevar a una distancia aproximadamente igual a la altura de la cabina mientras se mantiene un diseño compacto no mucho más grande que la propia cabina que es adecuado para el transporte, y la disposición evita la complejidad mecánica y los costos asociados con el uso de otros tipos de mecanismos de elevación (W.Mcculloch, 2004).

Figura 3.3: *Cabina de control y taller de herramientas*



Fuente: *Oilfield Review*, Schlumberger, 2004

3.3.3 Carrete de servicio

Las TF se han definido como cualquier producto tubular fresado continuamente fabricado en longitudes que requieren ser enrollados en un carrete receptor, durante el proceso de fresado primario o de fabricación. El tubo se endereza nominalmente antes de insertarlo en el pozo y se enrolla para volver a enrollarlo en el carrete. El diámetro de la TF normalmente varia de 0.75 a 4 pulgadas y se han fabricado comercialmente longitudes de más de 30000pies.

Estos carretes están diseñados para el almacenamiento y transporte de la TF llegando a optimizar la capacidad de la tubería en las dimensiones más pequeñas posibles. Con las demandas actuales de tubos más largos, pesados y de mayor diámetro, se suministra y construye una gama completa de carretes (Alagoz & Tali, 2023, pág. 16).

Figura 3.4: Carrete de servicio



Fuente: *Aplicaciones y limitaciones de la tecnología de tubería flexible*, Ekrem Alagoz, 2023

3.3.4 Planta de potencia motriz (Power pack)

Es comúnmente un motor a diésel que proporciona la energía hidráulica necesaria para operar la unidad de CT. El fluido hidráulico fluye a lo largo de líneas y las válvulas proporcionan la presión hidráulica necesaria para dirigir y mover los diversos componentes de la CT (Blanco Ybáñez, 2019, pág. 12).

Figura 3.5: *Planta motriz*



Fuente: *Manual de operación y mantenimiento preventivo de Unidades de Coiled Tubing,*

Alberto Julio Blanco Ybáñez, 2019

3.4 Ventajas y desventajas operacionales

3.4.1 Ventajas

- ❖ Rapidez de movilización y montaje.
- ❖ Reducir la cantidad de tiempo que lleva bajar y sacar las tuberías del pozo.
- ❖ Circulación continua del fluido evitando de esta manera que el pozo se ahogue y reduzca el daño a la formación.

- ❖ Bajo costo de operación.
- ❖ Se puede bombear fluidos en cualquier momento dentro del pozo.
- ❖ Una menor cantidad de personal, ya que los costos son menores.
- ❖ Reduce el impacto ambiental.

3.4.2 Desventajas

- ❖ La tubería flexible puede llegar a torcerse, lo que obliga a reemplazarla.
- ❖ Tiene un espesor reducido llegando a ocasionar una tensión de carga.
- ❖ Los tamaños disponibles son limitados, pero los de 2 3/8" y 2 7/8" son los más utilizados.
- ❖ Cuando se bombean fluidos a través de las tuberías flexibles, las pérdidas de presión son típicamente muy altas, lo que resulta que los caudales de circulación sean bajos.

3.5 Dimensiones y especificaciones

Es una tubería larga y delgada que se enrolla en un carrete grande, por lo general está hecho de acero o aluminio y puede variar en diámetro de 1/8 de pulgada a 2 pulgadas. La longitud puede variar entre 5000 y 15000 pies. La tubería flexible generalmente se fabrica según estándares de la industria como API 5CT (8) y API 5B (9).

Estas normas especifican el material, el espesor de la pared y la resistencia a la tracción de la tubería. En cuanto al peso típico de la tubería flexible es de alrededor de 1.5 a 2.5 libras/pie (Alagoz & Tali, 2023, pág. 14).

3.6 Equipos de fondo de pozo BHA

Las operaciones con tubería flexible pueden tener herramientas simples o complejas para el conjunto de fondo de pozo (BHA), estas herramientas varían en función a la operación que se realizara como ser:

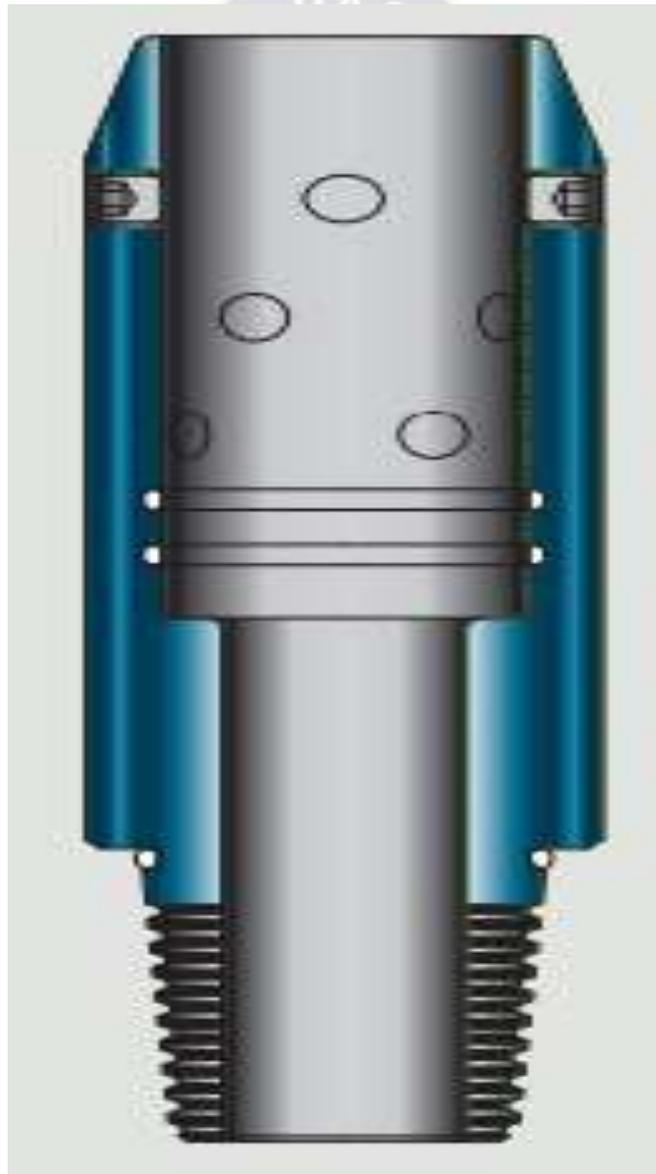
- Perforación
- Registro
- Terminación
- Pesca

- Producción

3.6.1 Conectores

Debido a que tienen roscas en sus extremos, éstos llegan a conectarse a varias herramientas llegando a soportar tensión y torsión, se utilizan principalmente en aplicaciones de alta vibración, la conexión se vuelve más fuerte a medida que se tira del tubo flexible, provocando de esta manera la fuerza de mordida (Alagoz & Tali, 2023, pág. 14).

Figura 3.6: Conectores

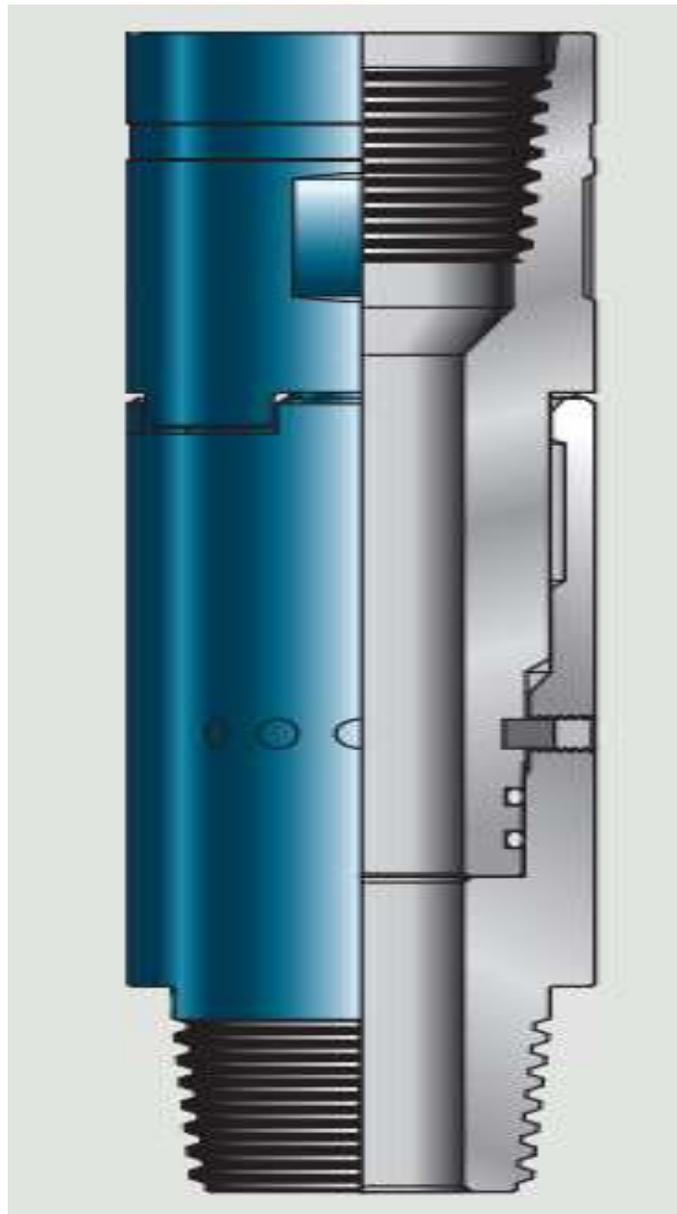


Fuente: *Aplicaciones y limitaciones de la tecnología de tubería flexible*, Ekrem Alagoz, 2023

3.6.2 Junta de liberación

Son herramientas que sirven para separar fácilmente la tubería flexible del resto de la sarta de herramientas, estas juntas facilitan la conexión y desconexión de la tubería flexible. Las juntas de liberación están disponibles como juntas de liberación activadas por presión y juntas de liberación activadas por tensión o una combinación de ambas (Alagoz & Tali, 2023, pág. 15).

Figura 3.7: *Junta de liberación*



Fuente: *Aplicaciones y limitaciones de la tecnología de tubería flexible*, Ekrem Alagoz, 2023

3.6.3 Centralizadores

Son utilizadas cuando existe problemas de centralización en el pozo, estas herramientas nos proporcionan estabilidad mientras se va realizando las operaciones (Alagoz & Tali, 2023, pág. 15).

Figura 3.8: *Centralizadores*



Fuente: *Aplicaciones y limitaciones de la tecnología de tubería flexible*, Ekrem Alagoz, 2023

3.6.4 Boquillas

Son herramientas que se colocan en el extremo del fondo de pozo, en cuanto a los tamaños y las posiciones del puerto varían dependiendo de la acción de chorro deseada.

3.6.5 Bajo escariador

Estas herramientas están diseñadas para atravesar restricciones en el fondo del pozo o para abrir y limpiar la restricción hasta alcanzar el tamaño completo del pozo. Estas restricciones son aquellas herramientas sobrantes de producción, accesorios de terminación y principalmente cuando se realiza la cementación de un pozo perforado (Alagoz & Tali, 2023, pág. 15).

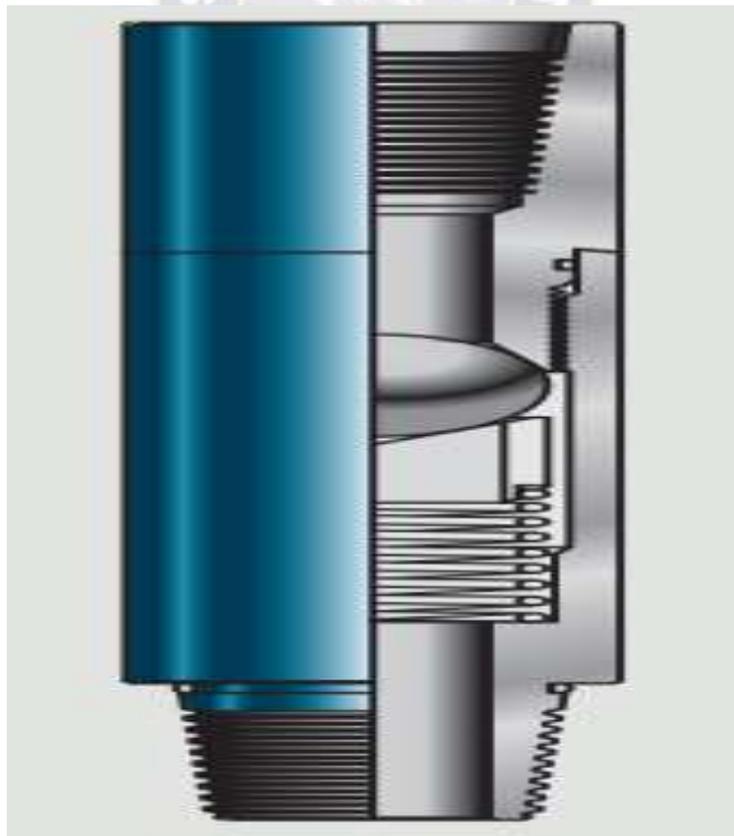
3.6.6 Herramientas de recuperación

Son aquellas que se utilizan para pescar herramientas dentro el pozo.

3.6.7 Válvulas

Estas nos ayudan a controlar el flujo, llegando a estar conectados a la tubería flexible para que de esta manera se prevea el reflujo de los fluidos de la formación y así mantener un pozo seguro y estable (Alagoz & Tali, 2023, pág. 15).

Figura 3.9: *Conjunto de válvula de retención*



Fuente: *Aplicaciones y limitaciones de la tecnología de tubería flexible*, Ekrem Alagoz, 2023

3.6.8 Empacadores

Son fáciles de operar y pueden ser herramientas de ajuste permanente(perforables), estos son liberados fácilmente mediante un mecanismo accionado desde la superficie. Estas herramientas son cortas y compactas llegando a contener una opción de liberación de emergencia ajustable (Alagoz & Tali, 2023, pág. 16).



CAPÍTULO IV

DESCRIPCIÓN DEL SIMULADOR PROSPER V11.5

4.1 PROSPER V11.5 (Modelado de Pozos)

PROSPER es un programa de rendimiento, diseño y de optimización de pozos para poder modelar la gran mayoría de configuraciones de pozos de petróleo, gas seco, gas húmedo, y condensación retrógrada, que existen actualmente en la industria mundial del petróleo y gas.

Fue diseñado para la construcción de los distintos modelos de pozos fiables y consistentes, con la finalidad de abordar cada modelo de pozos como ser:

- ❖ **PVT** la caracterización de los fluidos.
- ❖ **VLP** correlaciones para el cálculo de la línea de flujo y la pérdida de presión de la tubería.
- ❖ **IPR** flujo de entrada.

4.2 Modelado Integrado de Producción-IPM V7.50

Actualmente en el mercado existen una serie de simuladores que nos permiten modelar el yacimiento, esto a través del uso de la metodología de análisis nodal computarizada, pero son pocos los simuladores que nos ayudan a poder integrar el sistema de producción-yacimiento en un solo modelo.

El software IPM nos permite trabajar con una variedad de herramientas que modelan el sistema de producción más utilizado en el campo de la industria del petróleo y gas.

4.3 Características

- ❖ Optimización y la predicción de la producción del campo de estudio.
- ❖ Modelado de pozos verticales, horizontales, multilaterales; tomando en cuenta las caídas de presión en las distintas ramificaciones.
- ❖ Diagnóstico del levantamiento artificial, incluyendo bombeo electro sumergible, bombeo hidráulico y gas lift.
- ❖ Modelado de las facilidades de superficie, incluyendo líneas de flujo, bombas, compresoras, entre otros.

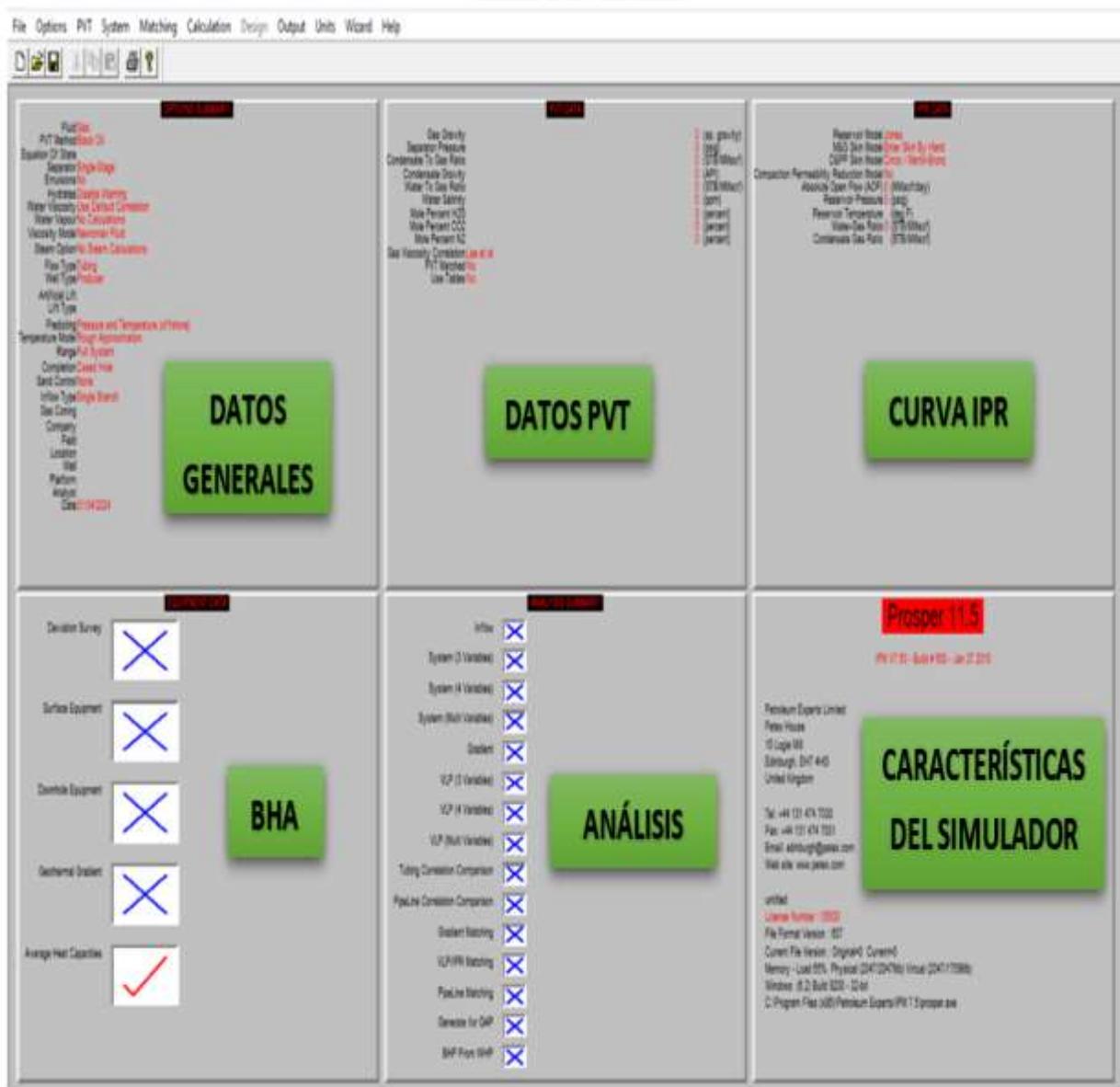
- ❖ Correlaciones propias de la empresa **PETROLEUM EXPERTS**, llegándose a convertir en estándares para la industria del petróleo y gas, brindándonos excelentes resultados.

4.4 Interfaz del usuario PROSPER V11.5

Presenta las características distintivas que nos permiten mostrar la gráfica IPR, las correlaciones de flujo multifásico y poder ajustar los datos PVT.

La interfaz del usuario mostrada en la figura 4.1 nos presenta 6 ventanas.

Figura 4.1: Interfaz del usuario PROSPER V11.5



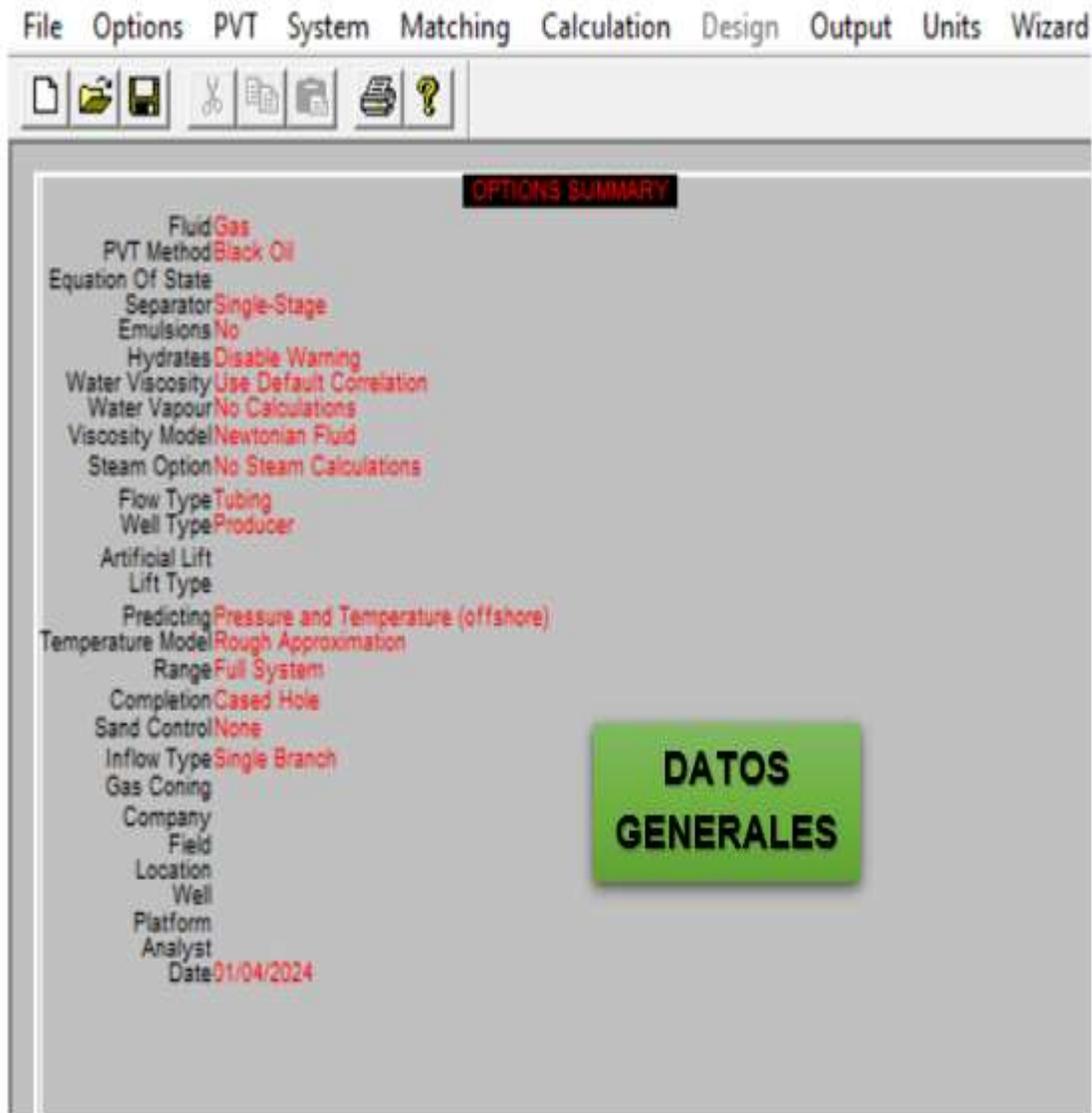
Fuente: Creación personal

4.5 Características PROSPER V11.5

4.5.1 Option Summary (Resumen de opciones)

En esta ventana se dan a conocer las principales características y opciones activadas en el diseño del pozo.

Figura 4.2: Ventana Options Summary



Fuente: Creación personal

Paso 1: Clic en la ventana **OPTIONS SUMMARY**.

Nos aparecerá esta sub ventana en ella se dará a conocer sobre estas características.

- ❖ Tipo de fluido (petróleo, gas o condensación retrograda).

- ❖ Tipo de pozo (productor o inyector).
- ❖ Tipo de completacion
 - Hoyo abierto o entubado.
 - Pozo simple o multilateral.
 - Producción por la tubería o en espacio anular.
- ❖ Presencia de empaques de grava.

Figura 4.3: Datos generales

System Summary (untitled)

Done Cancel Report Export Help Datestamp

Fluid Description Fluid Dry and Wet Gas Method Black Oil Separator Single-Stage Separator Hydrates Disable Warning Water Viscosity Use Default Correlation Water Vapour No Calculations		Calculation Type Predict Pressure and Temperature (offshore) Model Rough Approximation Range Full System Output Show calculating data	
Well Flow Type Tubing Flow Well Type Producer		Well Completion Type Cased Hole Sand Control None	
Artificial Lift		Reservoir Inflow Type Single Branch	
User information Company Field Location Well Platform Analyst Date lunes , 1 de abril de 2024		Comments (Ctrl-Enter for new line)	

Fuente: Creación personal

4.5.2 PVT Data (Datos PVT)

Nos da a conocer los datos PVT del fluido producido, así como la presión y temperatura del yacimiento.

Figura 4.4: Ventana PVT Data

The image shows a software window titled "PVT DATA" with a list of input fields on the left and their corresponding units on the right. The units are represented by a red circle icon. At the bottom center of the window is a green button labeled "DATOS PVT".

Field Name	Unit
Gas Gravity	(sp. gravity)
Separator Pressure	(psig)
Condensate To Gas Ratio	(STB/MMscf)
Condensate Gravity	(API)
Water To Gas Ratio	(STB/MMscf)
Water Salinity	(ppm)
Mole Percent H2S	(percent)
Mole Percent CO2	(percent)
Mole Percent N2	(percent)
Gas Viscosity Correlation	Lee et al
PVT Matched	No
Use Tables	No

Fuente: Creación personal

Paso 2: Clic en la ventana **PVT DATA**.

Nos aparecerá esta sub ventana, en ella se colocarán los datos requeridos.

Figura 4.5: Sub ventana Input Data

PVT - INPUT DATA (untitled) (Gas - Black Oil)

Done Cancel Tables Match Data Regression Correlations Calculate Save Open Composition Help

Use Tables Export

Input Parameters:

Gas Gravity	1	sp. gravity
Separator Pressure	0	psig
Condensate to Gas Ratio	0	STB/MMscf
Condensate Gravity	0	API
Water to Gas Ratio	0	STB/MMscf
Water Salinity	0	ppm

Impurities:

Mole Percent H2S	0	percent
Mole Percent CO2	0	percent
Mole Percent N2	0	percent

Correlations:

Gas Viscosity Lee et al

Fuente: Creación personal

4.5.3 IPR Data (Datos de IPR)

Ingresando a la ventana **IPR DATA**, en ella se presenta la curva **IPR** del comportamiento del flujo de yacimiento

Figura 4.6: Ventana IPR DATA

IPR DATA

Reservoir Model Jones
M&G Skin Model Enter Skin By Hand
D&PP Skin Model Cinco / Martin-Bronz
Compaction Permeability Reduction Model No
Absolute Open Flow (AOF) 0 (MMscf/day)
Reservoir Pressure 0 (psig)
Reservoir Temperature 0 (deg F)
Water-Gas Ratio 0 (STB/MMscf)
Condensate Gas Ratio (STB/MMscf)

VENTANA IPR

Fuente: Creación personal

Paso 3: Clic en la ventana **IPR DATA**.

Nos aparecerá esta sub ventana, en ella se colocarán los datos de entrada necesarios para poder realizar la respectiva gráfica.

Figura 4.7: Relación de rendimiento de entrada IPR

Inflow Performance Relation (IPR) - Select Model

Done Validate Calculate Report Transfer Data Sand Failure
Cancel Reset Plot Export
Help Test Data Sensitivity

Select Model
Input Data

Model and Global Variable Selection

Reservoir Model

- Jones
- Forchheimer
- Back Pressure
- C and n
- MultiRate C and n
- MultiRate Jones
- External Entry
- Petroleum Experts**
- Hydraulically Fractured Well
- Horizontal Well - No Flow Boundaries
- MultiLayer Reservoir
- Horizontal Well - dP Friction Loss In WellBore
- SkinAide (ELF)
- Dual Porosity
- Horizontal Well - Transverse Vertical Fractures
- MultiLayer - dP Loss In WellBore
- Modified Isochronal
- Forchheimer With Pseudo Pressure
- MultiRate Forchheimer With Pseudo Pressure
- SPOT

Mechanical / Geometrical Skin

- Enter Skin By Hand**
- Locke
- MacLeod
- Karakas+Tariq

Deviation and Partial Penetration Skin

Reservoir Pressure	7800.52	psig
Reservoir Temperature	250	deg F
Water Gas Ratio	0	STB/MMscf
Condensate Gas Ratio	5	STB/MMscf
Compaction Permeability Reduction Model	No	

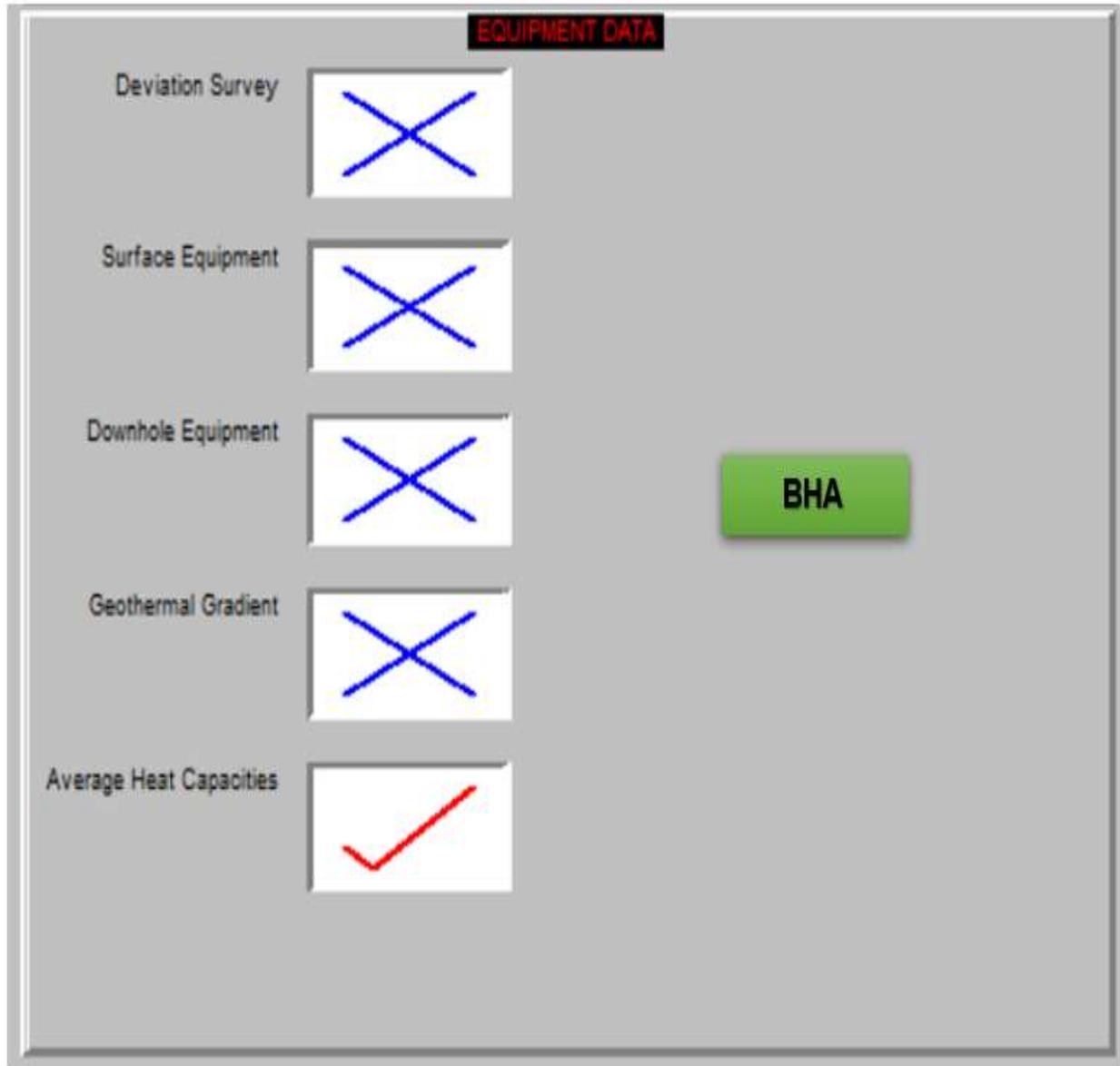
Fuente: Creación personal

4.5.4 Equipment Data (Datos del equipo BHA)

Ingresando a la ventana **EQUIPMENT DATA**, en ella se colocarán las características mecánicas del pozo.

Nota: En este presente proyecto solo se va realizar la evaluación del análisis nodal en el pozo.

Figura 4.8: *Ventana Equipment Data*



Fuente: *Creación personal*

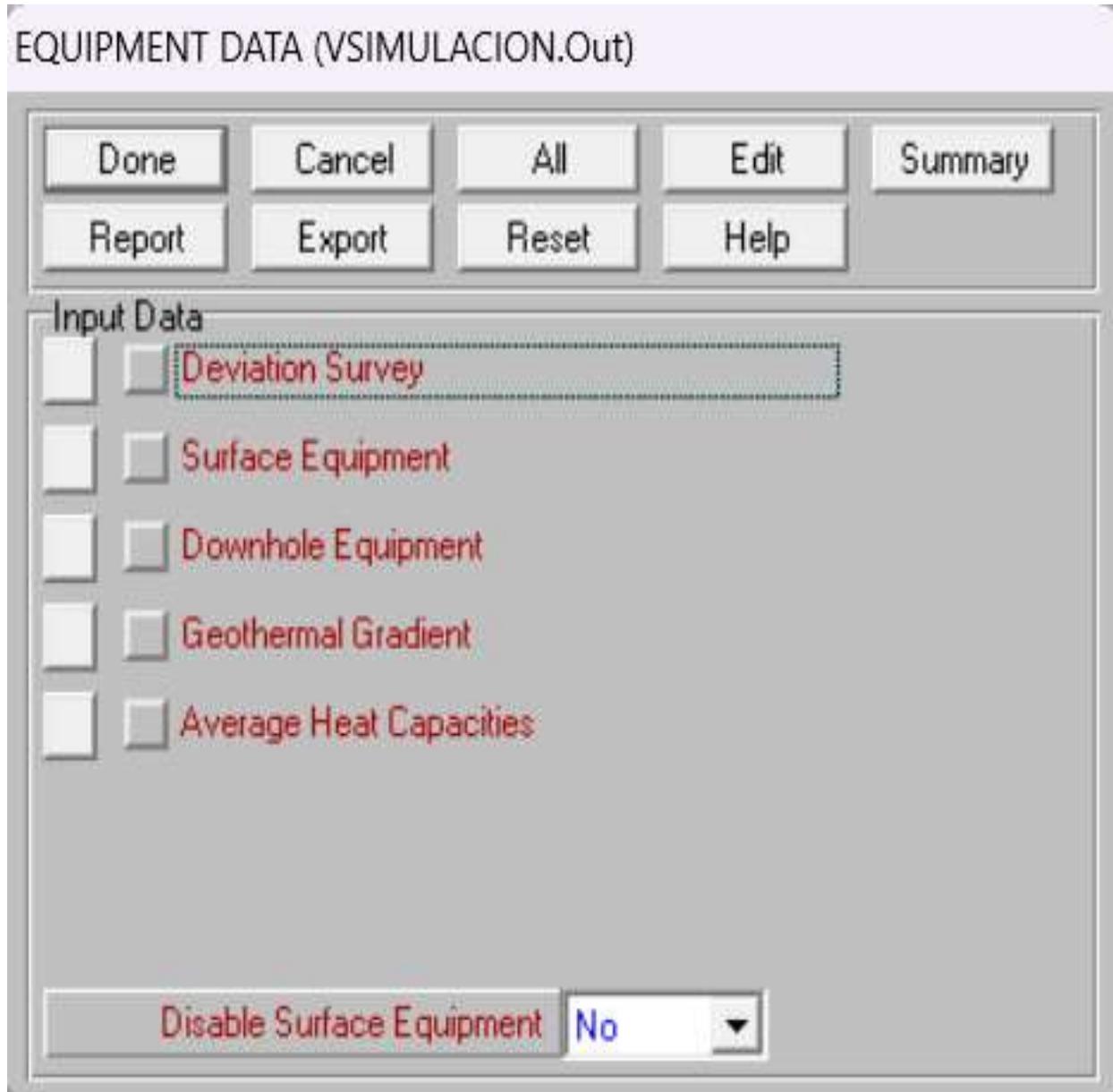
Paso 4: Clic en la ventana **EQUIPMENT DATA**.

Nos aparecerá esta sub ventana en ella nos detalla las características como ser:

- ❖ Características mecánicas del pozo.
- ❖ Desviación de la vertical.
- ❖ Equipos colocados en superficie.
- ❖ Diseño de completacion mecánica.

- ❖ El gradiente geotérmico de la formación
- ❖ Capacidades caloríficas de los fluidos.

Figura 4.9: *Sub ventana Equipment Data*



Fuente: *Creación personal*

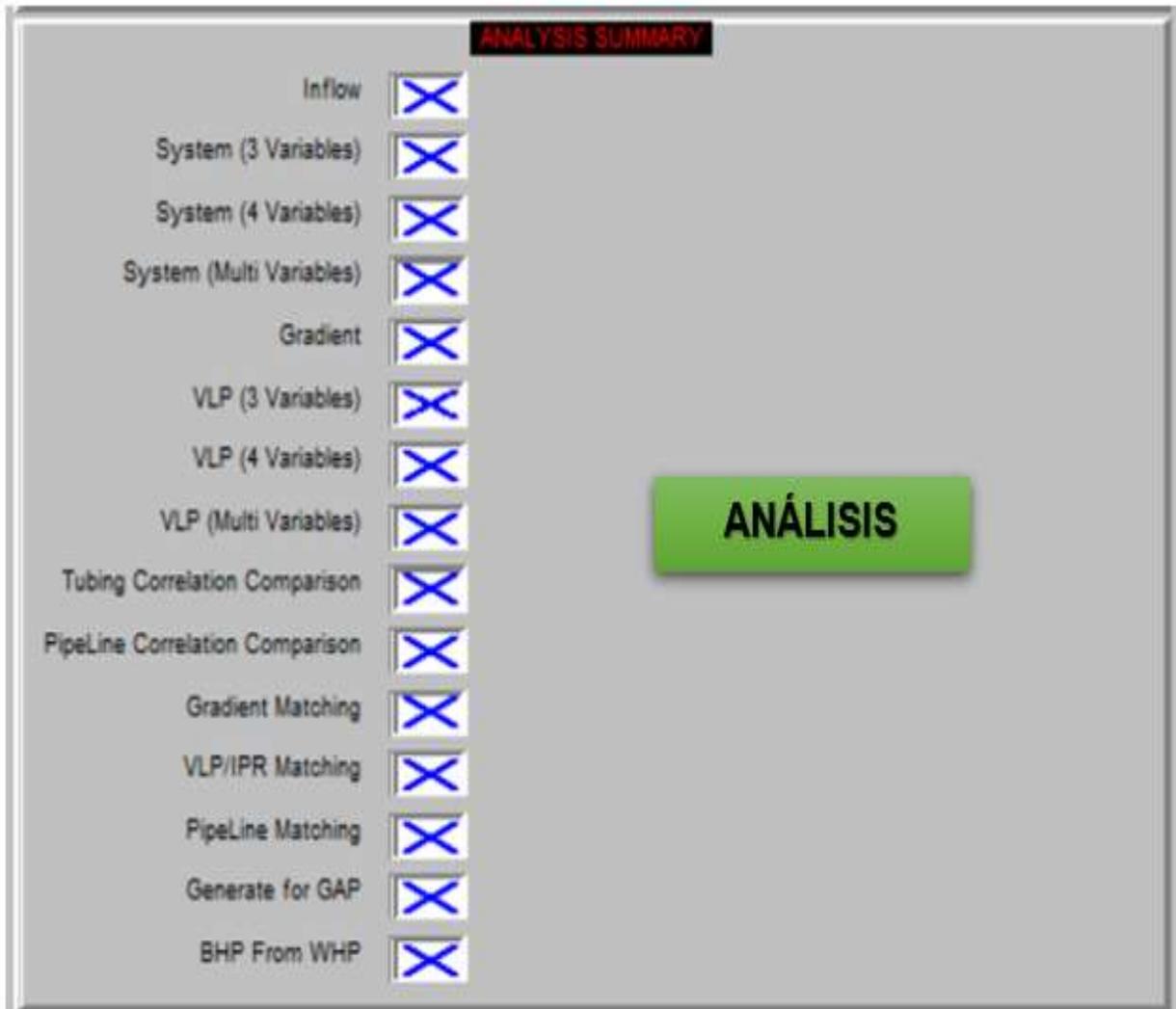
4.5.5 Analysis Summary (Resumen de análisis)

Es una ventana en donde se puede realizar los siguientes cálculos.

- ❖ Correlaciones de flujo vertical, con pruebas de pozos reales.

- ❖ Cálculo de la presión de fondo a partir de la presión del cabezal.
- ❖ Creación de curvas VLP.

Figura 4.10: *Ventana Analysis Summary*



Fuente: *Creación personal*

4.5.6 PROSPER V11.5

En esta ventana nos muestra la información del programa como ser:

- ❖ La versión: IPM V7.50
- ❖ Fecha de creación: 27 de enero de 2010
- ❖ Número de licencia: 05000
- ❖ Datos de la casa del **SOFTWARE PETROLEUM EXPERTS**

- Dirección: Edinburgh, EH7 - 4GH, REINO UNIDO
- Teléfono: +441314747030
- Correo electrónico: edinburgh@petex.com
- Página web: www.petex.com
- Memoria: 2047 Mb
- Sistema: 32 bits

Figura 4.11: *Características del simulador*



Fuente: *Creación personal*

CAPÍTULO V

APLICACIÓN PRÁCTICA AL CAMPO LMS-X13D

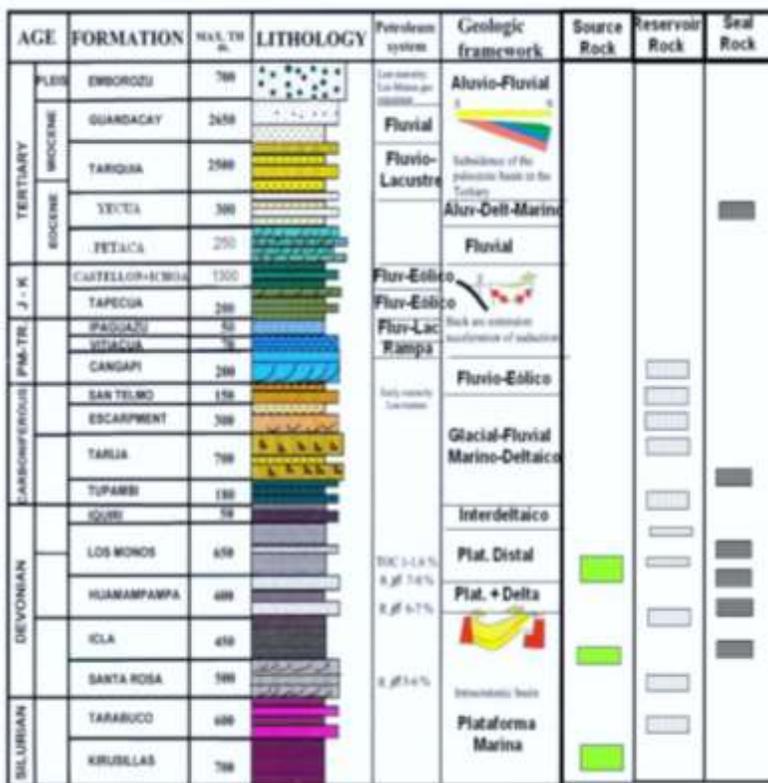
5.1 Descripción del campo los monos

5.1.1 Edad geológica

La formación superior proviene de la formación Huamampampa en la región Central y Sudoeste de la Sección Sub andina, esta formación es una transición hacia la Formación Iquiri y llega a estar compuesta por materia orgánica del periodo devónico medio debido a su abundante materia orgánica y a su roca generadora.

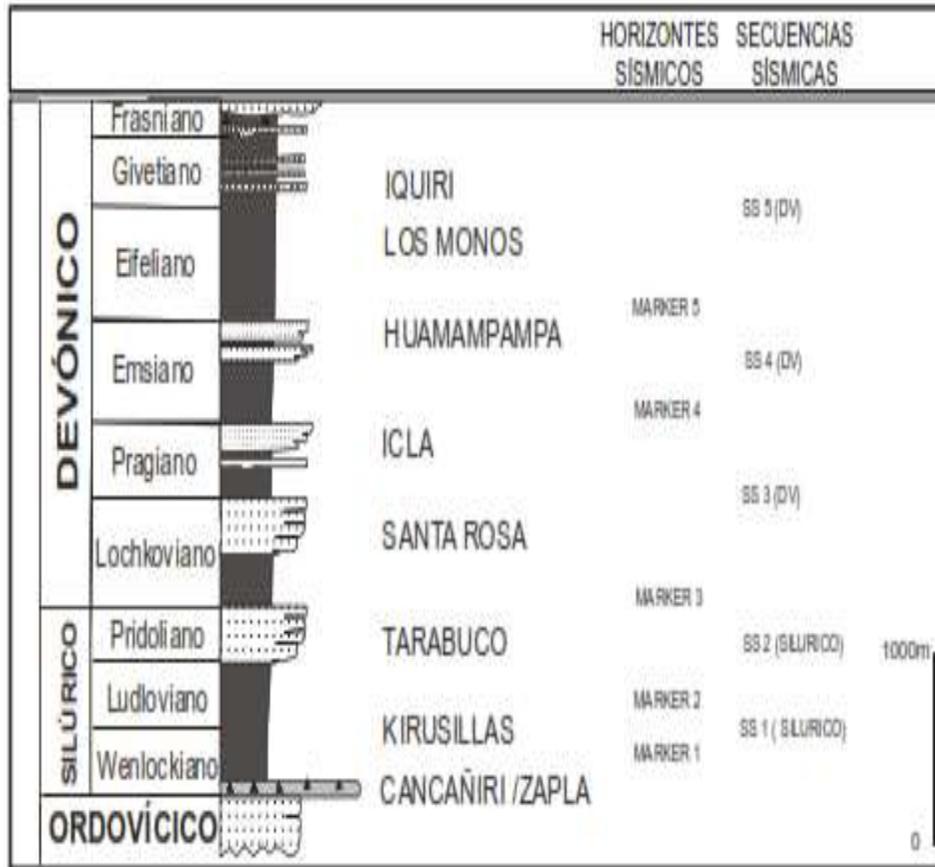
En el tope la secuencia litológica es mayormente lutitas gris verdosas a pardo rojizas, bien estratificadas y laminadas. La Formación Los Monos alcanza aproximadamente 700 a 1000 m de espesor y se encuentra. Constituida mayormente por capas delgadas intercaladas de areniscas muy finas (Asebey Morales, 1994, pág. 22).

Figura 5.1: Columna estratigráfica del sub andino sur



Fuente: Área morfológica sub andino sur, YPFB, 2012

Figura 5.2: Columna estratigráfica simplificada del Devónico y Silúrico



Fuente: Las secuencias sedimentarias del Devónico en el sub andino sur y el chaco Bolivia y Argentina, Luis Albariño

Tabla 5.1: Características de la formación los monos

CARACTERÍSTICAS	
Litología	Lutitas
Edad	Devónico medio
Limites	Superior con la formación Iquiri
	Inferior con la formación Huamampampa

Fuente: Creación personal

5.1.2 Características LMS-X13D

Tabla 5.2: Características del campo LMS-X13D

INFORMACIÓN GENERAL	
Ubicación	Provincia Gran Chaco
Departamento	Tarija
País	Bolivia
Nombre	Los Monos X13D
Bloque	Los Monos
Operadora	YPFB Chaco S.A.
Categoría de Pozo	Exploratorio
Objetivos	Icla, Santa Rosa

Fuente: Creación personal en base a datos proporcionados por el tutor

Tabla 5.3: Datos del gradiente geotérmico del campo LMS-X13D

GRADIENTE GEOTÉRMICO			
PROFUNDIDAD MD	UNIDADES	TEMPERATURA	UNIDADES
0	[m]	80	[°F]
968	[m]	131	[°F]
1539	[m]	147	[°F]
2094	[m]	174	[°F]
3051	[m]	223.7	[°F]
3500	[m]	250.9	[°F]

Fuente: Creación personal en base a datos proporcionados por el tutor

Tabla 5.4: Datos PVT del campo LMS-X13D

DATOS PVT		
PROPIEDADES	VALOR	UNIDADES
Gravedad específica del gas	0.65	[Adimensional]
Presión del separador	1500	[Psig]
Relación condensado-gas	5	[STB/MMscf]
Salinidad del agua	1000	[ppm]
Gravedad API condensado	50	[bbl/MMPCF]

Fuente: Creación personal en base a datos proporcionados por el tutor

Tabla 5.5: Datos del yacimiento del campo LMS-X13D

DATOS DE YACIMIENTO		
PROPIEDADES	VALOR	UNIDADES
Presión de reservorio	?	[Psig]
Temperatura	250.9	[°F]
Relación agua/gas	0	[bbl/MMPCD]
Permeabilidad	0.25	[md]
Espesor	600	[m]
Factor Dietz	31.6	[Adimensional]
Radio del pozo	0.354	[feet]
Daño mecánico	5	[Adimensional]
Área de drenaje	285	[Acres]

Intervalo cañoneado	300	[m]
Tiempo de producción	0.1	[dias]
Porosidad	0.2	[%]

Fuente: Creación personal en base a datos proporcionados por el tutor

5.2 Caso de estudio al campo LMS-X13D

Para esta parte se trabajará con dos tuberías como ser:

- ❖ **Tubería rígida:** TUBING
- ❖ **Tubería flexible:** COILED TUBING

5.2.1 Cálculos con tubería de producción 3 1/2"

Paso 1: Para ello ingresaremos a la primera ventana, **OPTIONS SUMMARY**.

Figura 5.3: Características de nuestro campo de estudio LMS-X13D



Fuente: Creación personal

Paso 2: Al hacer doble clic en la ventana **OPTIONS SUMMARY**, nos aparecerá esta sub ventana y empezamos a elegir el tipo de fluido, el método, tipo de pozo y la información adicional que se tiene de nuestro pozo LMS-X13D.

Figura 5.4: Llenado de las características del campo LMS-X13D

System Summary (Parte Aplicativa del pozo LMS-X13D.Sin)

Section	Parameter	Value
Fluid Description	Fluid	Dry and Wet Gas
	Method	Black Oil
	Separator	Single-Stage Separator
	Hydrates	Disable Warning
	Water Viscosity	Use Default Correlation
	Water Vapour	No Calculations
	Well	Flow Type
Well	Well Type	Producer
Well Completion	Type	Cased Hole
	Sand Control	None
Reservoir	Inflow Type	Single Branch
	Artificial Lift	
User information	Company	YPFB CHACO S.A.
	Field	Campo Los Monos
	Location	Tarija-Provincia Gran Chaco
	Well	LMS-X13D
	Platform	SNP-164
	Analyst	Leiny Rodrigo Huanca Quispe
	Date	lunes , 1 de abril de 2024
Comments (Cntl-Enter for new line)		

Fuente: Creación personal

Una vez terminado con el llenado de datos y los métodos a emplear, hacemos clic en **DONE** para guardar los cambios.

Paso 3: Trabajamos con la ventana **PVT DATA** en ella hacemos doble clic, nos aparecerá esta sub ventana y empezamos con el llenado correspondiente.

Figura 5.5: Llenado de PVT DATA LMS-X13D

PVT - INPUT DATA (Parte Aplicativa del pozo LMS-X13D.Sin) (Gas - Black Oil)

Done Cancel Tables Match Data Regression Correlations Calculate Save Open Composition Help

Use Tables Export

Input Parameters			Impurities		
Gas Gravity	0.65	sp. gravity	Mole Percent H2S	0	percent
Separator Pressure	1500	psig	Mole Percent CO2	0	percent
Condensate to Gas Ratio	5	STB/MMscf	Mole Percent N2	0	percent
Condensate Gravity	50	API			
Water to Gas Ratio	0	STB/MMscf			
Water Salinity	1000	ppm			

Correlations

Gas Viscosity Lee et al

Fuente: Creación personal

Una vez terminado con el llenado de datos, hacemos clic en **DONE** para guardar los cambios.

Paso 4: Ahora trabajamos con la ventana **IPR DATA**, pero antes a ello necesitaremos el cálculo de la presión de reservorio.

$$P_{reservorio} = 0.052 * \text{peso del lodo} * TVD * 3.281$$

Ecuación 5.1: Presión de reservorio

Donde:

Peso del lodo: 13.4 ppg

Profundidad vertical verdadera **TVD**: 3412 m

Trabajando con la ecuación **3.1** y reemplazando datos se tiene.

$$P_{reservorio} = 0.052 * 13.4 * 3412 * 3.281$$

$$P_{reservorio} = 7800.52 [Psig]$$

Con el valor de la presión de reservorio ya calculado, el dato de la temperatura de reservorio y la relación de gas condensado proseguimos a llenar dicha sub ventana.

Figura 5.6: Llenado de datos y elección del método a emplear

Inflow Performance Relation (IPR) - Select Model

Done Validate Calculate Report Transfer Data Sand Failure
Cancel Reset Plot Export
Help Test Data Sensitivity Select Model Input Data

Model and Global Variable Selection

Reservoir Model	Mechanical / Geometrical Skin	Deviation and Partial Penetration Skin
Jones Forchheimer Back Pressure C and n MultiRate C and n MultiRate Jones External Entry Petroleum Experts Hydraulically Fractured Well Horizontal Well - No Flow Boundaries MultiLayer Reservoir Horizontal Well - dP Friction Loss In WellBore SkinAide (ELF) Dual Porosity Horizontal Well - Transverse Vertical Fractures MultiLayer - dP Loss In WellBore Modified Isochronal Forchheimer With Pseudo Pressure MultiRate Forchheimer With Pseudo Pressure SPOT	Enter Skin By Hand Locke MacLeod Karakas+Tariq	

Reservoir Pressure 7800.52 psig
Reservoir Temperature 250.9 deg F
Water Gas Ratio 0 STB/MMscf
Condensate Gas Ratio 5 STB/MMscf
Compaction Permeability Reduction Model No

Fuente: Creación personal

Una vez terminado con el llenado de datos y la elección del método, hacemos clic en **VALIDATE**.

Paso 5: Haciendo clic en el botón **INPUT DATA** se tendrá esta otra ventana.

Figura 5.7: Relación de desempeño de nuestro campo LMS-X13D

Inflow Performance Relation (IPR) - Input Data

Petroleum Experts Reservoir Model

Reservoir Permeability	0.25	md
Reservoir Thickness	600	m
Drainage Area	285	acres
Dietz Shape Factor	31.6	
Wellbore Radius	0.354	feet
Perforation Interval	300	m
Time Since Production Started	0.1	days
Reservoir Porosity	0.2	percent
Connate Water Saturation	0.2	fraction
Non-Darcy Flow Factor (D)	1.1872e-5	1/(Mscf/day)
Non-Darcy Flow Factor (D)	Calculated	
Permeability Entered	Total Permeability	

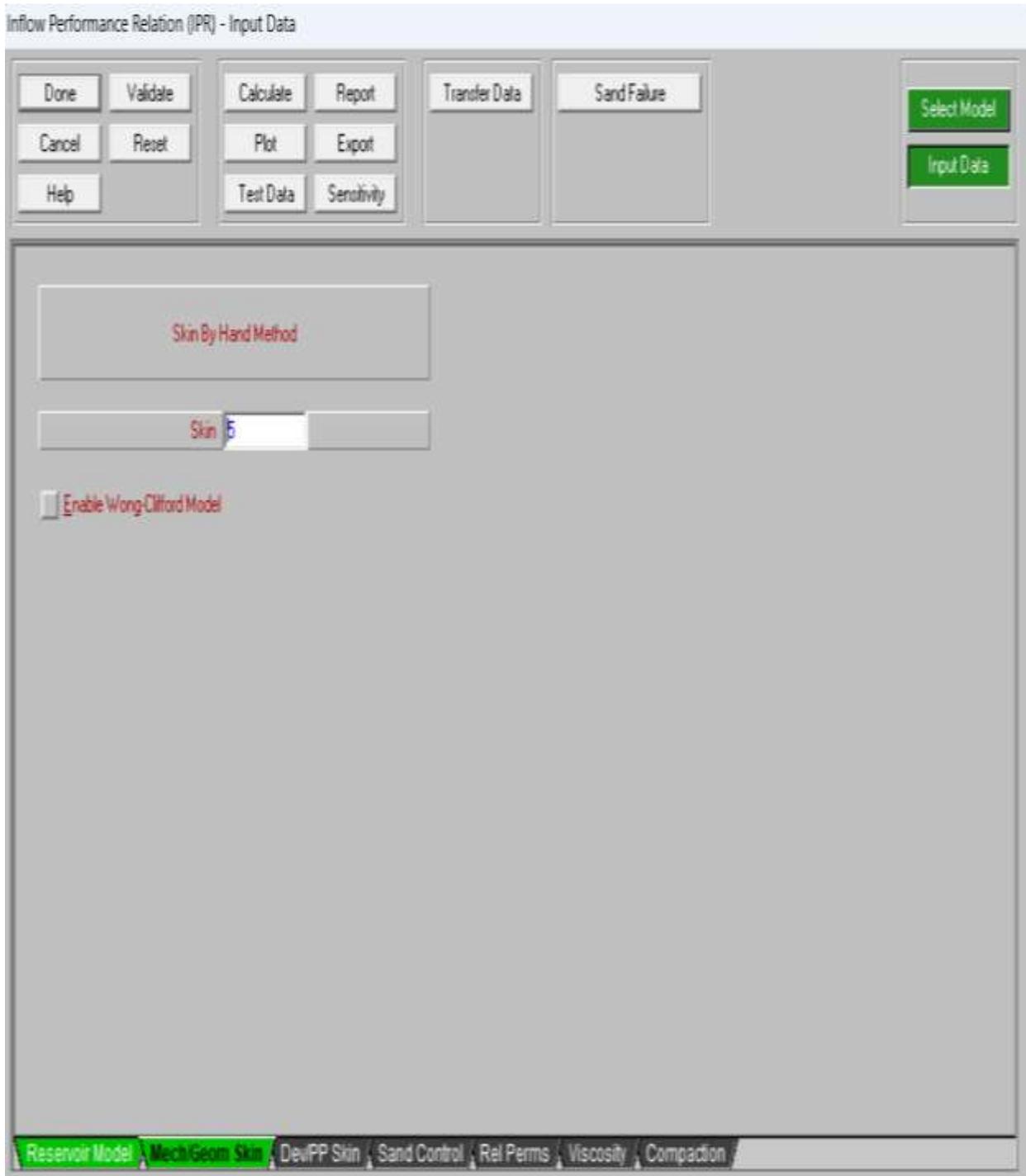
Calculate Dietz

Reservoir Model Mech/Geom Skin Dev/PP Skin Sand Control Rel Perms Viscosity Compaction

Fuente: Creación personal

Una vez terminado con el llenado de datos, hacemos clic en **VALIDATE**. Seguidamente damos clic en el botón **MECH/GEOM SKIN**, nos presentara esta otra ventana.

Figura 5.8: Llenado del valor de Skin

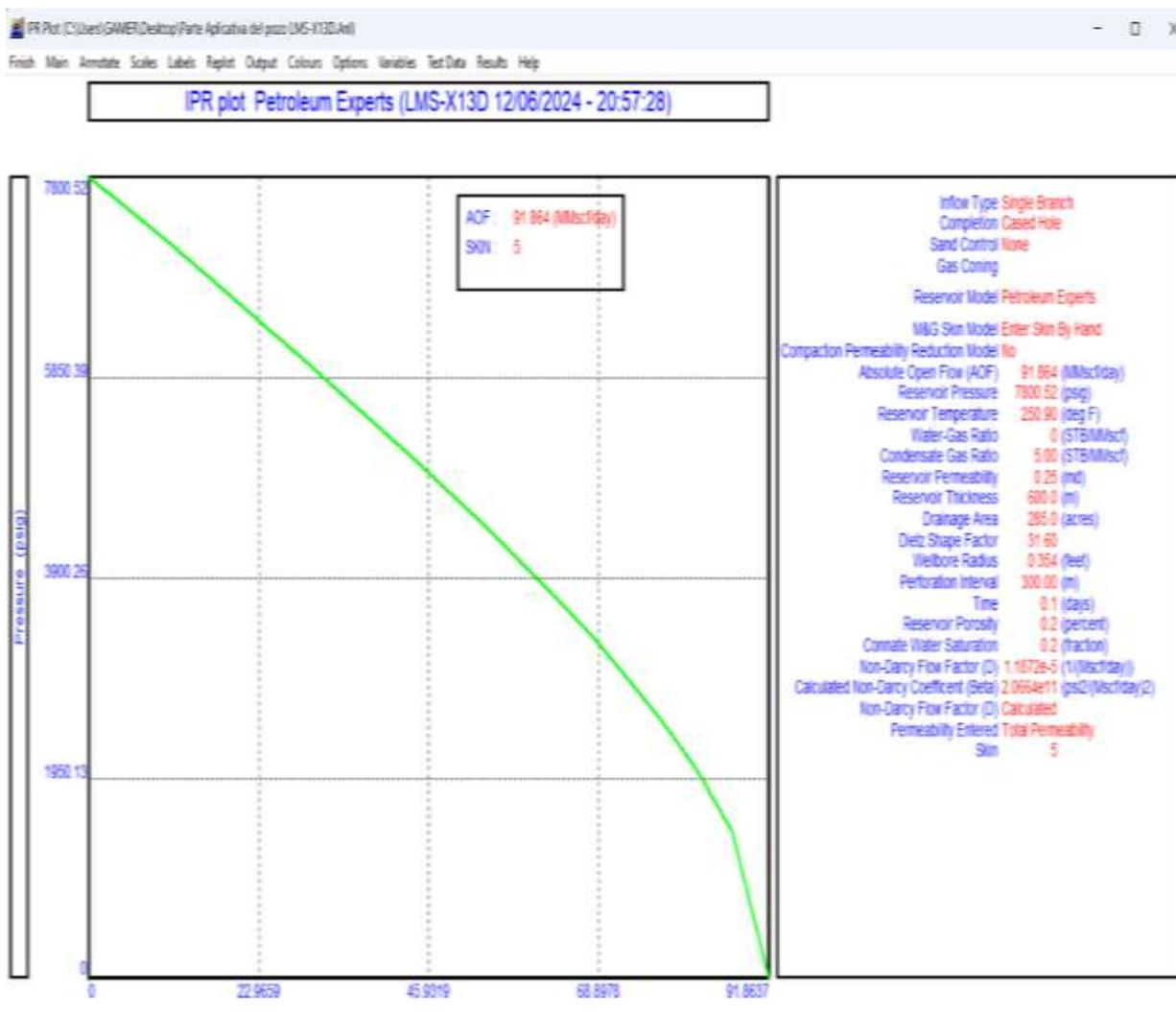


Fuente: Creación personal

Hacemos clic en **VALIDATE**.

Paso 6: Haciendo clic en el botón **CALCULATE** se tendrá esta otra ventana.

Figura 5.9: Curva IPR con tubería rígida



Fuente: Creación personal

En esta gráfica se podrá observar “**FLUJO ABIERTO ABSOLUTO**”

AOF: 91.864 [MMscf/day]

En este caso sería nuestro caudal ideal a condiciones ideales, con este grafico podemos observar que existen dos ejes tanto vertical como horizontal, en el eje vertical se observan las distintas presiones, mientras que en el eje horizontal se observan los distintos caudales, cabe recalcar que esta curva nos permite ver cuánto de producción nos ofrece el yacimiento antes de que exista una caída de presión.

Paso 7: Ahora trabajamos con la ventana **EQUIPMENT DATA**, haciendo doble clic llegamos a tener la siguiente ventana.

Figura 5.10: Sub ventana *Equipment Data* con tubería rígida

EQUIPMENT DATA (Parte Aplicativa del pozo LMS-X13D.Out)

Done Cancel All Edit Summary
Report Export Reset Help

Input Data

Deviation Survey

Surface Equipment

Downhole Equipment

Geothermal Gradient

Average Heat Capacities

Disable Surface Equipment No

Fuente: Creación personal

Como se podrá observar se tiene 5 datos de entrada que a continuación serán descritas cada una de ellas.

Paso 8: Clic en **DEVIATION SURVEY** nos presenta esta sub ventana y se la empieza a llenar.

Figura 5.11: Llenado de la tabla Deviation Survey del campo LMS-X13D

DEVIATION SURVEY (Parte Aplicativa del pozo LMS-X13D.Out)

Done Cancel Main Help Filter

Input Data

	Measured Depth (m)	True Vertical Depth (m)	Cumulative Displacement (m)	Angle (degrees)
1		0	0	0
2	10.7	10.7	0	0
3	454.89	454.89	0	0
4	950.79	949.47	36.1585	4.18142
5	1122.31	1115.43	79.4758	14.6284
6	1472.31	1453.5	170.077	15.0025
7	1567.31	1545.27	194.639	14.9836
8	2132.3	2091.01	340.863	14.9994
9	3062.3	2989.32	581.569	15.0002
10	3132.31	3056.94	599.705	15.0141
11	3500	3412.11	694.838	14.9947
12				
13				
14				
15				
16				
17				
18				
19				
20				

Copy Cut Paste Insert Delete All Invert Plot Import Export

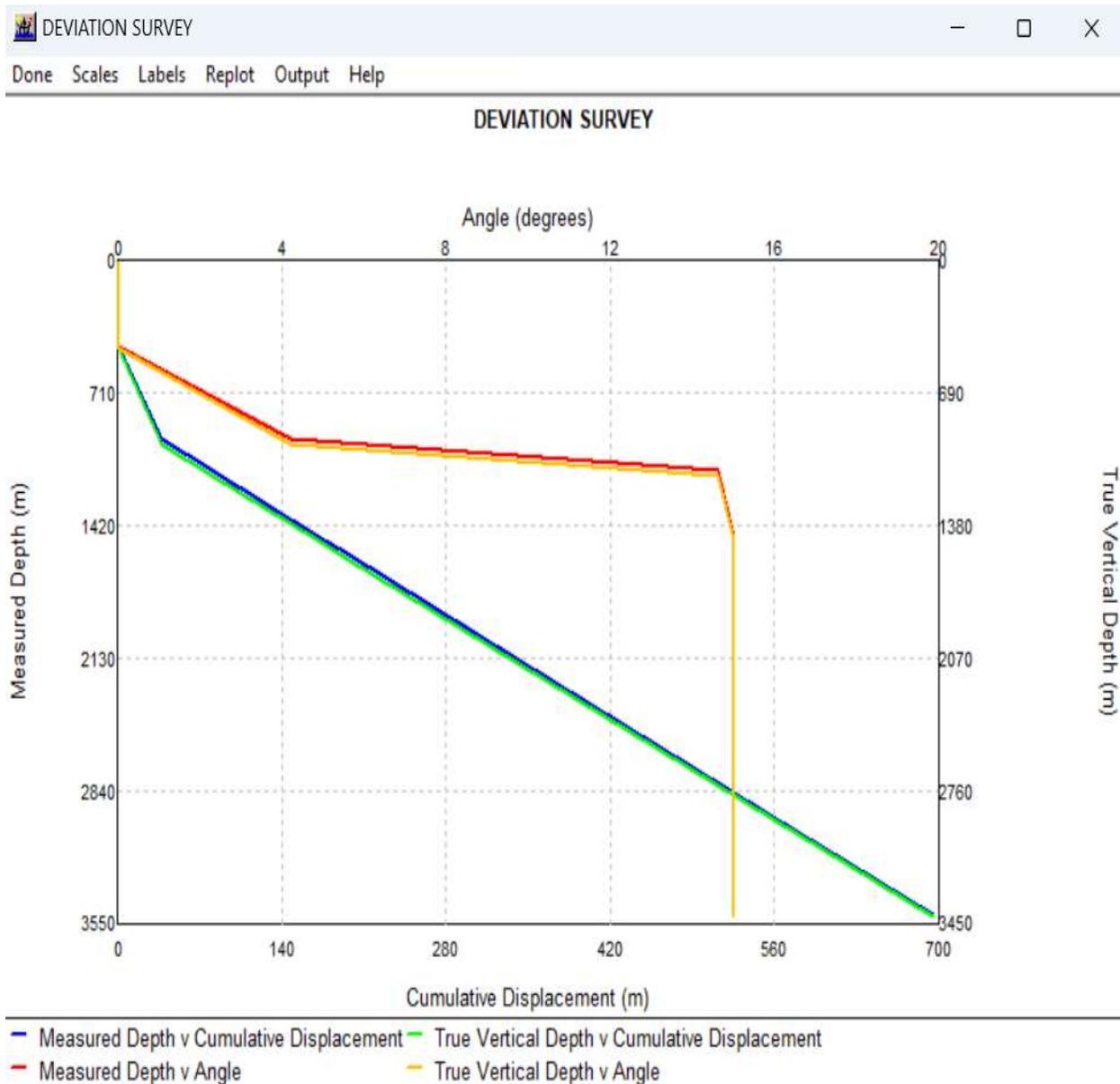
MD <-> TVD

Calculate

Fuente: Creación personal

Una vez terminado con el llenado de datos, hacemos clic en **PLOT**.

Figura 5.12: Desviación del campo LMS-X13D



Fuente: Creación personal

Como se puede observar nos muestra la gráfica de la desviación de nuestro campo LMS-X13D.

Paso 9: Para la parte de **SURFACE EQUIPMENT**, no se tiene información de ello.

Paso 10: Clic en **DOWNHOLE EQUIPMENT**, nos presenta esta ventana y se la empieza a llenar con los datos respectivos.

Figura 5.13: Llenado del equipo de fondo de pozo con tubería rígida LMS-X13D

DOWNHOLE EQUIPMENT (Parte Aplicativa del pozo LMS-X13D.An1)

Done Cancel Main Help Insert Delete Copy Cut Paste All Import Export Report Equipment

Input Data

	Label	Type	Measured Depth (m)	Tubing Inside Diameter (inches)	Tubing Inside Roughness (inches)	Tubing Outside Diameter (inches)	Tubing Outside Roughness (inches)	Casing Inside Diameter (inches)	Casing Inside Roughness (inches)	Rate Multiplier
1	Cabeza	Xmas Tree	0							
2	Casing 18 5/8	Casing	200					17.755	0.0018	1
3	Casing 13 3/8	Casing	1000					12.347	0.0018	1
4	Casing 9 5/8	Casing	2200					8.681	0.0018	1
5	Liner 7	Casing	3200					6.184	0.0018	1
6	Liner 5	Casing	3412					4.276	0.0018	1
7	Tubing 3 1/2	Tubing	3500	2.992	0.0018					1
8										
9										
10										
11										
12										
13										
14										
15										
16										
17										
18										

Fuente: Creación personal

Una vez terminado con el llenado de datos, hacemos clic en **DONE**.

Paso 11: Clic en **GEOTHERMAL GRADIENT** en ella nos presenta esta sub ventana y se la empieza a llenar con los datos respectivos.

Figura 5.14: Llenado del MD y TF del campo LMS-X13D

GEOHERMAL GRADIENT (Parte Aplicativa del pozo LMS-X13D.Anl)

Done	Cancel	Main	Help	Import	Plot
Insert	Delete	Copy	Cut	Paste	All

Input Data

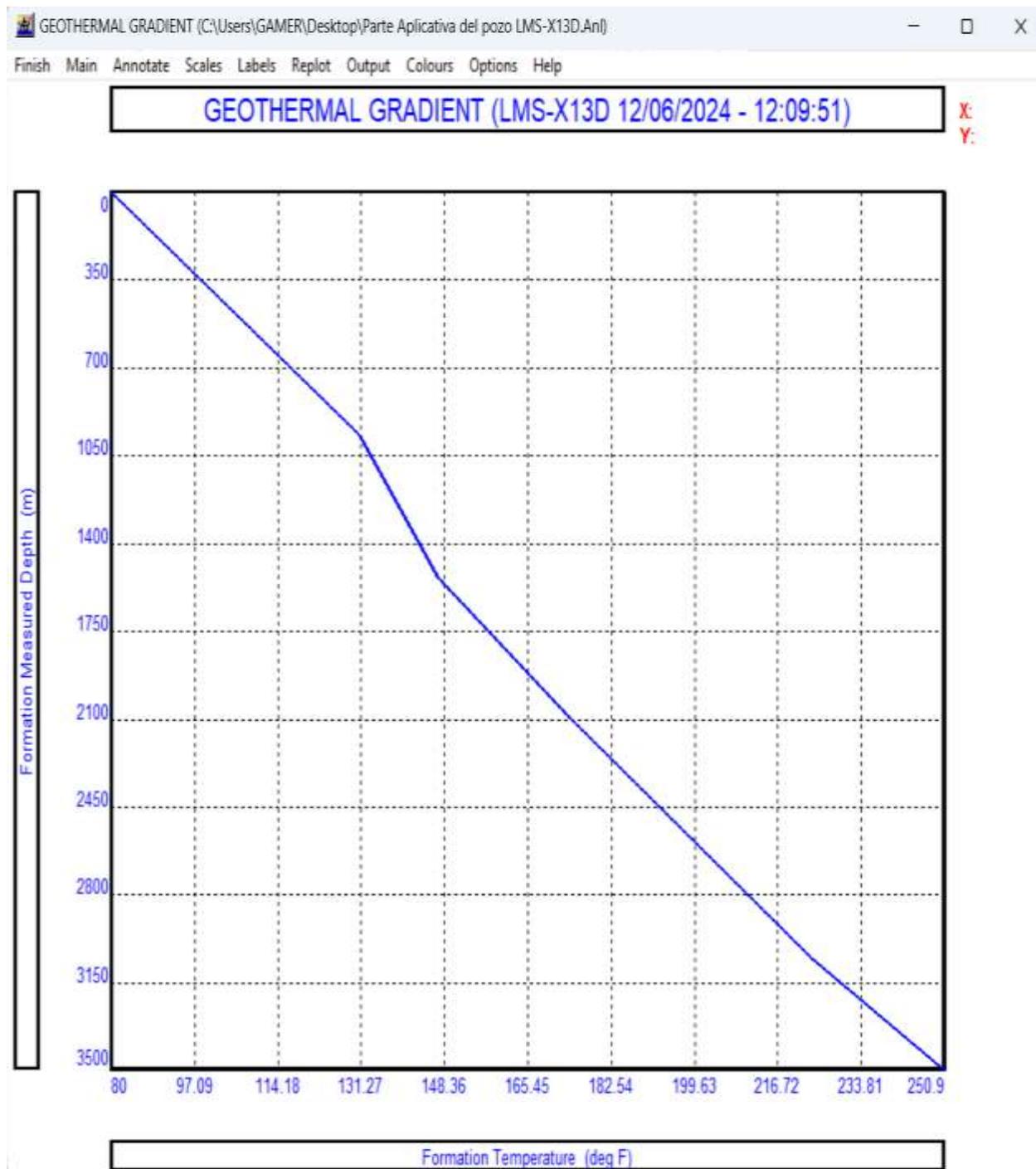
	Formation Measured Depth (m)	Formation Temperature (deg F)
1	0	80
2	968	131
3	1539	147
4	2094	174
5	3051	223.7
6	3500	250.9
7		
8		
9		
10		
11		
12		
13		
14		
15		
16		
17		
18		

Overall Heat Transfer Coefficient
BTU/h/ft²/F
3

Fuente: Creación personal

Una vez terminado con el llenado de datos, hacemos clic en **PLOT**, brindándonos esta gráfica del gradiente geotérmico.

Figura 5.15: Gráfica del gradiente geotérmico del campo LMS-X13D



Fuente: Creación personal

Paso 12: Clic en **AVERAGE HEAT CAPACITIES** en ella nos presenta esta sub ventana, llegando a darnos los parámetros de las capacidades caloríficas del petróleo, gas y agua.

Figura 5.16: Capacidades caloríficas de entrada

Average Heat Capacities (Parte Aplicativa del pozo L...)

Done Cancel Main Help Default

Input Parameters

Cp Oil	0.53	BTU/lb/F
Cp Gas	0.51	BTU/lb/F
Cp Water	1	BTU/lb/F

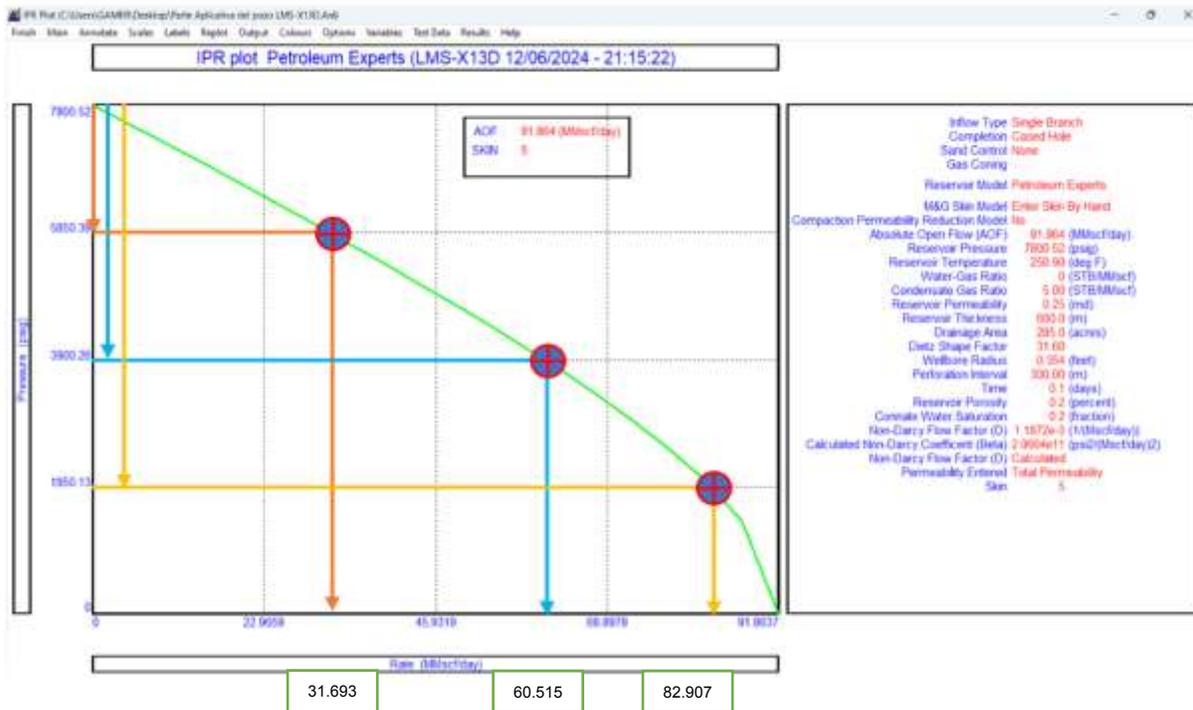
Fuente: Creación personal

Una vez terminado con el llenado de datos, hacemos clic en **DONE**.

5.2.2 Caídas de presión con tubería rígida

Para poder visualizar las caídas de presión trabajaremos con el grafico **IPR**.

Figura 5.17: Curva IPR para una tubería rígida



Fuente: Creación personal en base a la curva IPR

Para poder hallar las caídas de presión trabajaremos con la siguiente ecuación.

$$\Delta P_{\text{caída de presión}} = P_2 - P_1$$

Ecuación 5.2 Caída de presión para una tubería rígida

Según la gráfica 5.17 y utilizando la ecuación 10.2 se tendrá lo siguiente.

$$\Delta P_{\text{caída de presión}} = 7800.52 - 5850.39$$

$$\Delta P_{\text{caída de presión}} = \mathbf{1950.13 [psig]}$$

$$\Delta P_{\text{caída de presión}} = 7800.52 - 3900.26$$

$$\Delta P_{\text{caída de presión}} = \mathbf{3900.26 [psig]}$$

$$\Delta P_{\text{caída de presión}} = 7800.52 - 1950.13$$

$$\Delta P_{\text{caída de presión}} = \mathbf{5850.39 [psig]}$$

Ahora estos valores de caídas de presión y los caudales leídos en la gráfica, lo representamos en una tabla.

Tabla 5.6: Caídas de presión para una tubería rígida

CAÍDAS DE PRESIÓN	
$\Delta P_{\text{Presión [psig]}$	$Q_{\text{Caudal [MMscf/day]}$
1950.13	31.693
3900.26	60.515
5850.39	82.907

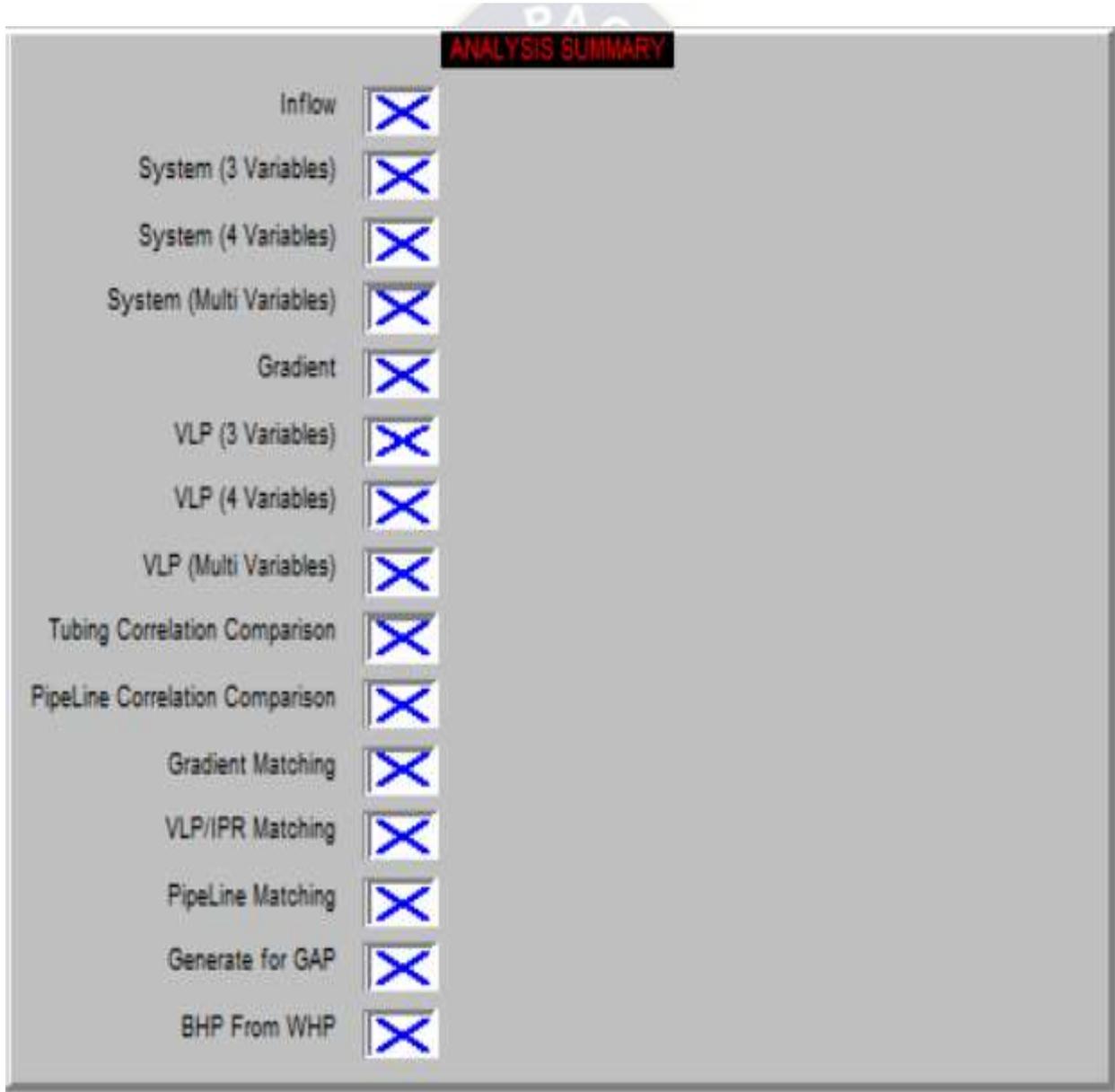
Fuente: Creación personal

Se logró determinar los valores de las caídas de presión y conjuntamente los caudales esto para una tubería rígida.

¿Ahora debemos preguntarnos cuál es el caudal inicial del gas si la presión del cabezal fuese de 1950.13[psig]?

Paso 1: Para ello trabajamos con esta ventana **ANALYSIS SUMMARY**, en donde hacemos doble clic en **System (3 Variables)**.

Figura 5.18: Ventana Analysis Summary para el campo LMS-X13D



Fuente: Creación personal

Paso 2: Nos aparecerá esta sub ventana, en la parte de **TOP NODE PRESSURE**(Presión más alta del nodo)se colocara el valor de 1950.13[psig].

Figura 5.19: Llenado del valor de la presión del nodo superior

SYSTEM 3 VARIABLES (Parte Aplicativa del pozo LMS-X13D.Out)

Continue Cancel Report Export Help

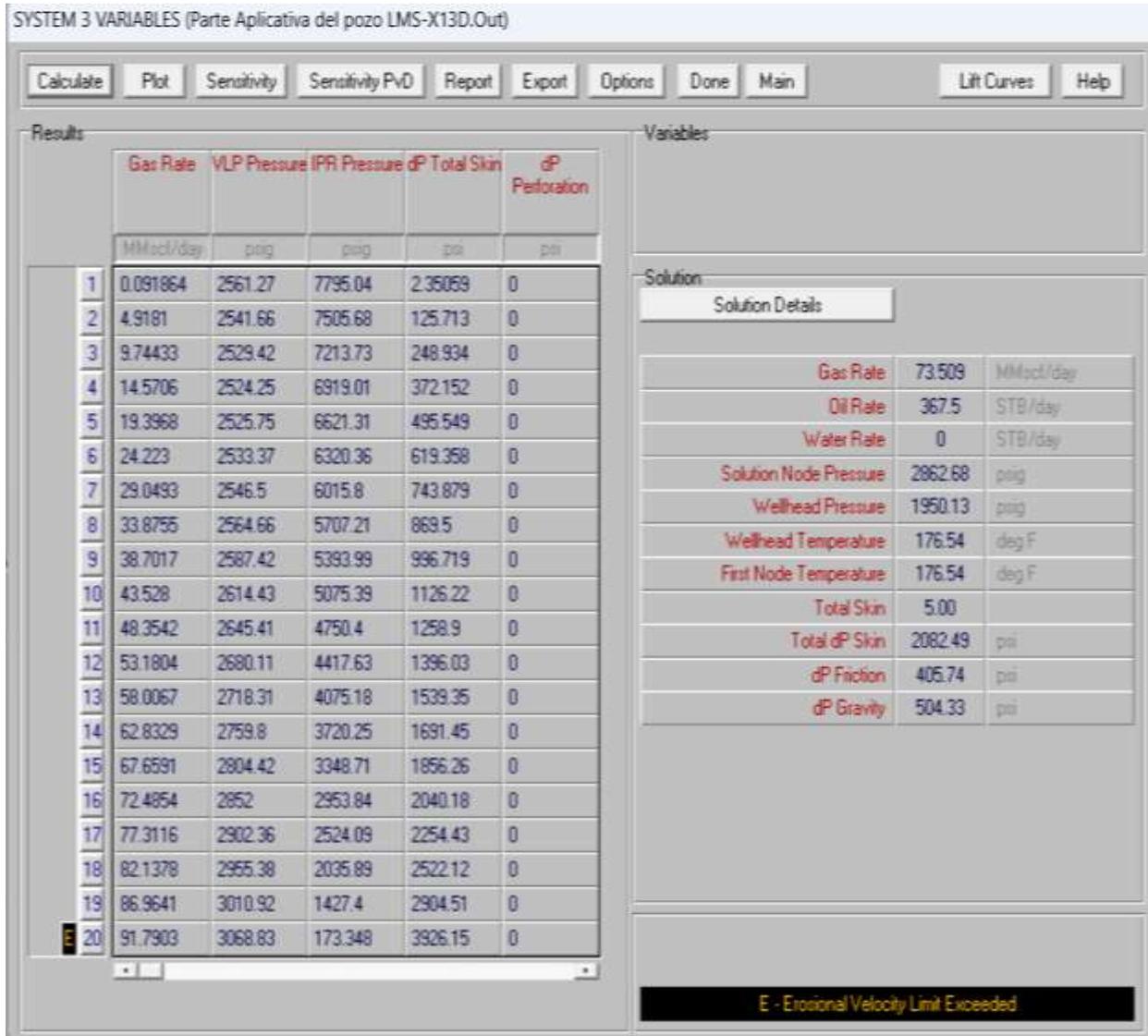
Input Data

Top Node Pressure	1950.13	psig
Water Gas Ratio	0	STB/MMscf
Condensate Gas Ratio	5	STB/MMscf
Surface Equipment Correlation	Beggs and Brill	▼
Vertical Lift Correlation	Petroleum Experts 2	▼
Solution Node	Bottom Node	▼
Rate Method	Automatic - Linear	▼
Left-Hand Intersection	DisAllow	▼

Fuente: Creación personal

Paso 3: Ahora damos clic en el botón **CONTINUE** y nos brindará los datos de la presión y el caudal de gas real que producirá el campo LMS-X13D.

Figura 5.20: Cálculo del caudal real del campo LMS-X13D con tubería rígida



Fuente: Creación personal

Se observa que el pozo produce:

$$Q_{real\ del\ pozo} = 73.509 \ [MMscf/day]$$

Con una presión de fondo:

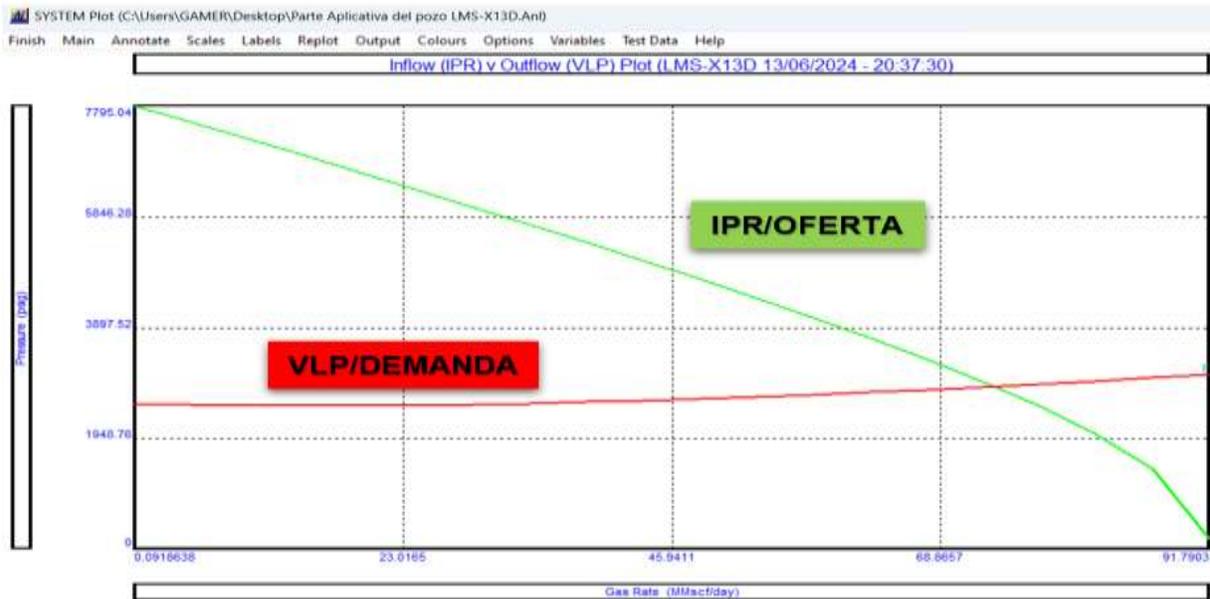
$$P_{fondo\ de\ pozo} = 2862.68 \ [psig]$$

Con una presión de cabezal:

$$P_{boca\ de\ pozo} = 1950.13 \ [psig]$$

Paso 4: Seguidamente damos clic en el botón **PLOT**, y nos muestra esta gráfica.

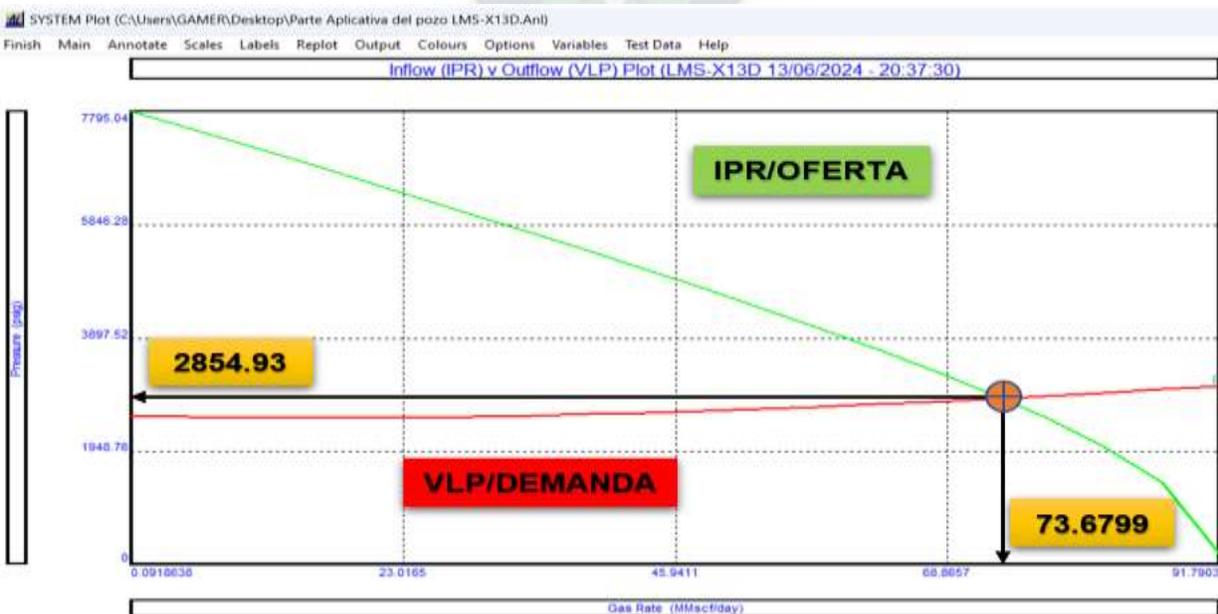
Figura 5.21: Curva IPR vs VLP con tubería rígida



Fuente: Creación personal

Paso 5: Ahora en la gráfica interceptamos una línea vertical y otra horizontal.

Figura 5.22: Intersección de los valores de presión de fondo de pozo y el caudal real del pozo con tubería rígida



Fuente: Creación personal

Como se puede observar en la gráfica se puede observar lo siguiente.

$$P_{\text{fondo de pozo}} = 2854.93[\text{psig}]$$

$$Q_{\text{real del pozo}} = 73.6799[\text{MMscf/day}]$$

5.2.3 Cálculos con tubería flexible de 2 7/8"

5.2.3.1 Diámetro interno de la tubería flexible

Para ello haremos uso de algunas tablas que son de vital importancia.

Tabla 5.7: Especificaciones técnicas de la tubería flexible

ESPECIFICACIONES		
MODELO	OD-CT	CAPACIDAD DE TUBERIA
1.75-17-70	1.75 [in]	17060.367[ft] –5200[m]
2-18-70	2.00 [in]	18044.619[ft] –5500[m]
2-21-100	2.00 [in]	20997.375[ft] –6400[m]
2.375-11-100	2.375 [in]	10826.772[ft] –3300[m]
2.375-16-110	2.375 [in]	16404.199[ft] –5000[m]
2.875-13-110	2.875 [in]	13123.360[ft] –4000[m]

Fuente: Especificaciones técnicas de la tubería flexible, Serva,2018

Para poder elegir la tubería flexible de acuerdo a nuestro pozo, debemos tener en cuenta lo siguiente:

- ❖ La tubería deberá de soportar las altas presiones ocasionadas por el fluido y el pozo.
- ❖ La profundidad total del pozo perforado.
- ❖ Así también como el tiempo de duración.

Cálculos:

Al tener esas consideraciones se trabajará con lo siguiente.

Datos:

Profundidad del pozo MD: 3500[m]

- Con el valor de la profundidad trabajamos con la tabla 5.8, y se buscará la longitud que sea conveniente para nosotros.
- Se puede observar que el diámetro externo será de: **OD=2.875[in]**

Con el dato obtenido, se trabajará con la **tabla 5.10** y en ella se buscará el diámetro interno.

Nota: Si se desea tener una tubería flexible que dure años, entonces es necesario que el espesor sea mayor.

Tabla 5.8: Elección del diámetro de la tubería flexible

ESPECIFICACIONES		
MODELO	OD-CT	CAPACIDAD DE TUBERIA
1.75-17-70	1.75 [in]	17060.367[ft] –5200[m]
2-18-70	2.00 [in]	18044.619[ft] –5500[m]
2-21-100	2.00 [in]	20997.375[ft] –6400[m]
2.375-11-100	2.375 [in]	10826.772[ft] –3300[m]
2.375-16-110	2.375 [in]	16404.199[ft] –5000[m]
2.875-13-110	2.875 [in]	13123.360[ft] –4000[m]

Fuente: Especificaciones técnicas de la tubería flexible, Serva,2018

Tabla 5.9: Características de la tubería flexible

DIMENSIONES TUBERIA FLEXIBLE 2 7/8"	
ESPESOR[in]	ID[in]
0.145	2.585
0.156	2.563
0.165	2.545
0.175	2.525
0.190	2.495
0.204	2.467
0.224	2.427
0.250	2.375
0.280	2.315
0.300	2.275

Buscar el espesor mayor → ID=2.275 [in]

Fuente: *Tubería flexible para aplicación de pozo*, Tenaris,2018

Bien entonces el diámetro interno a utilizar será de:

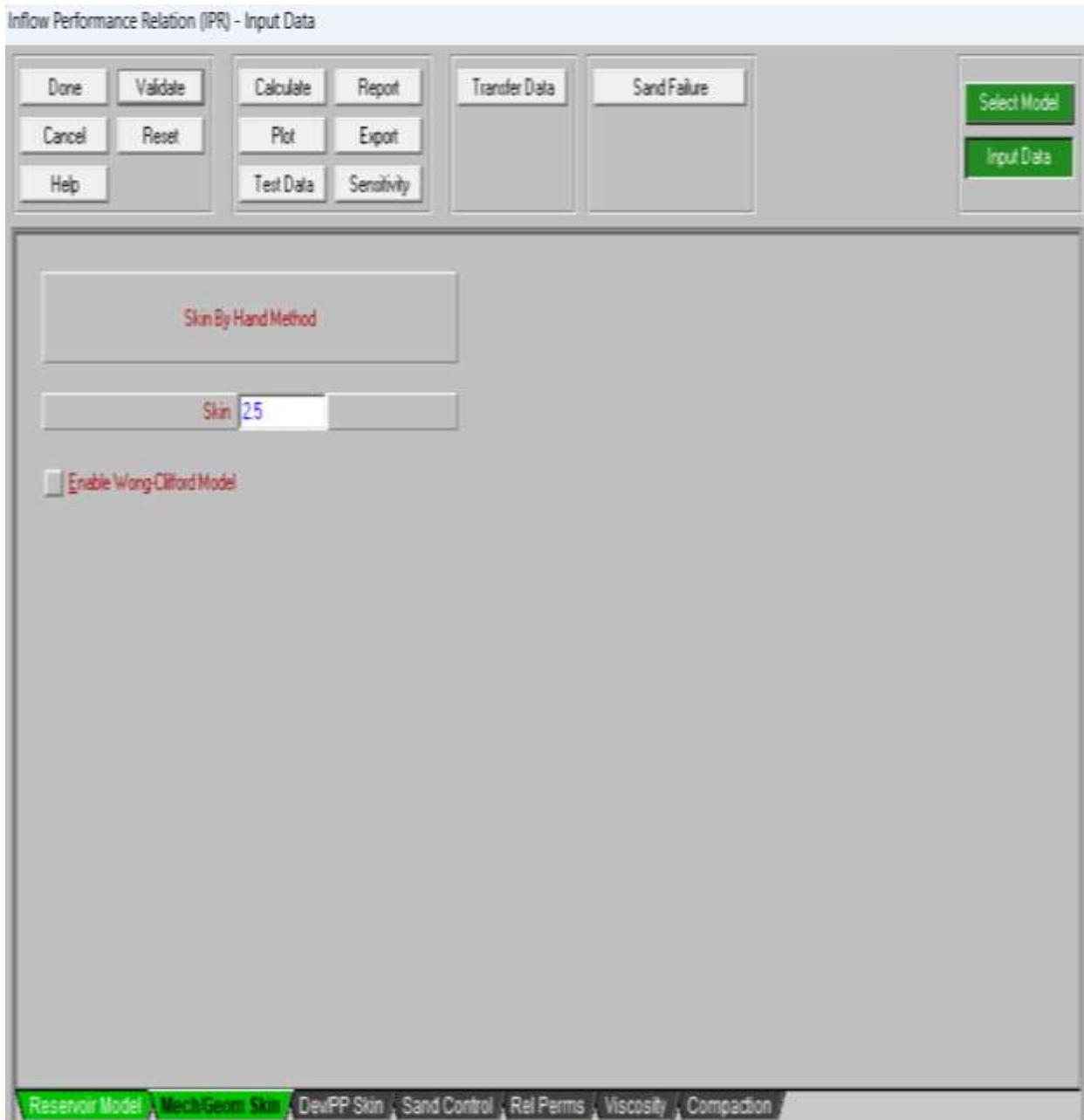
$$ID = 2.275[in]$$

Una vez obtenido el valor del diámetro interno de la tubería flexible y considerando el daño causado por esta será mínimo, para lo cual utilizaremos un valor de 2.5.

Aclarado ello trabajamos con lo siguiente.

Paso 1: Trabajamos con la ventana **IPR DATA**, damos doble clic y seleccionamos el botón **INPUT DATA**, seguidamente clic en **MECH/GEOM SKIN**.

Figura 5.23: Sub ventana para el llenado del skin de la tubería flexible

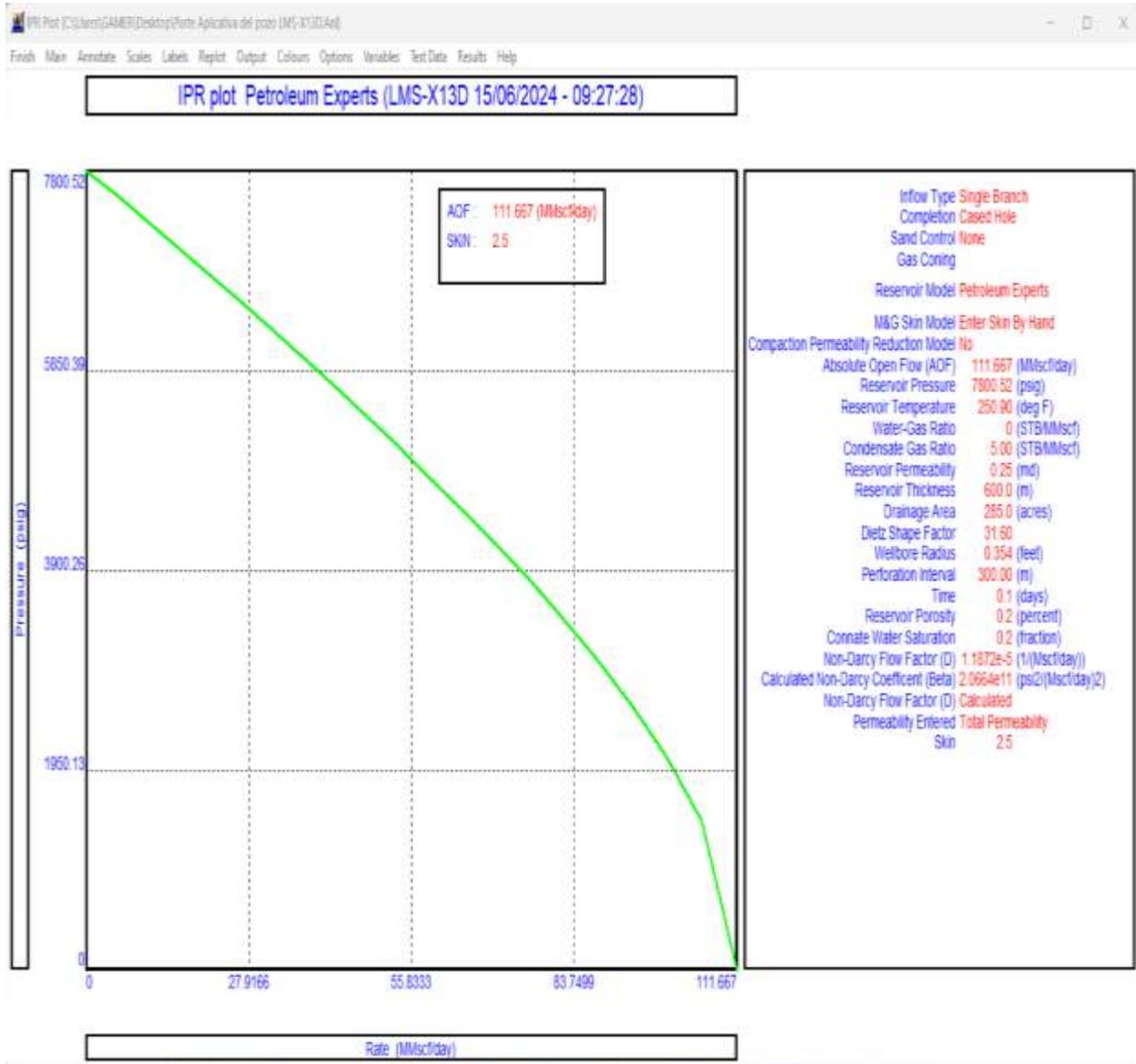


Fuente: Creación personal

Seguidamente damos clic en el botón **VALIDATE**.

Paso 2: Ahora para la parte del gráfico IPR damos clic en PLOT.

Figura 5.24: Curva IPR con tubería flexible



Fuente: Creación personal

En esta gráfica se podrá observar “**FLUJO ABIERTO ABSOLUTO**”

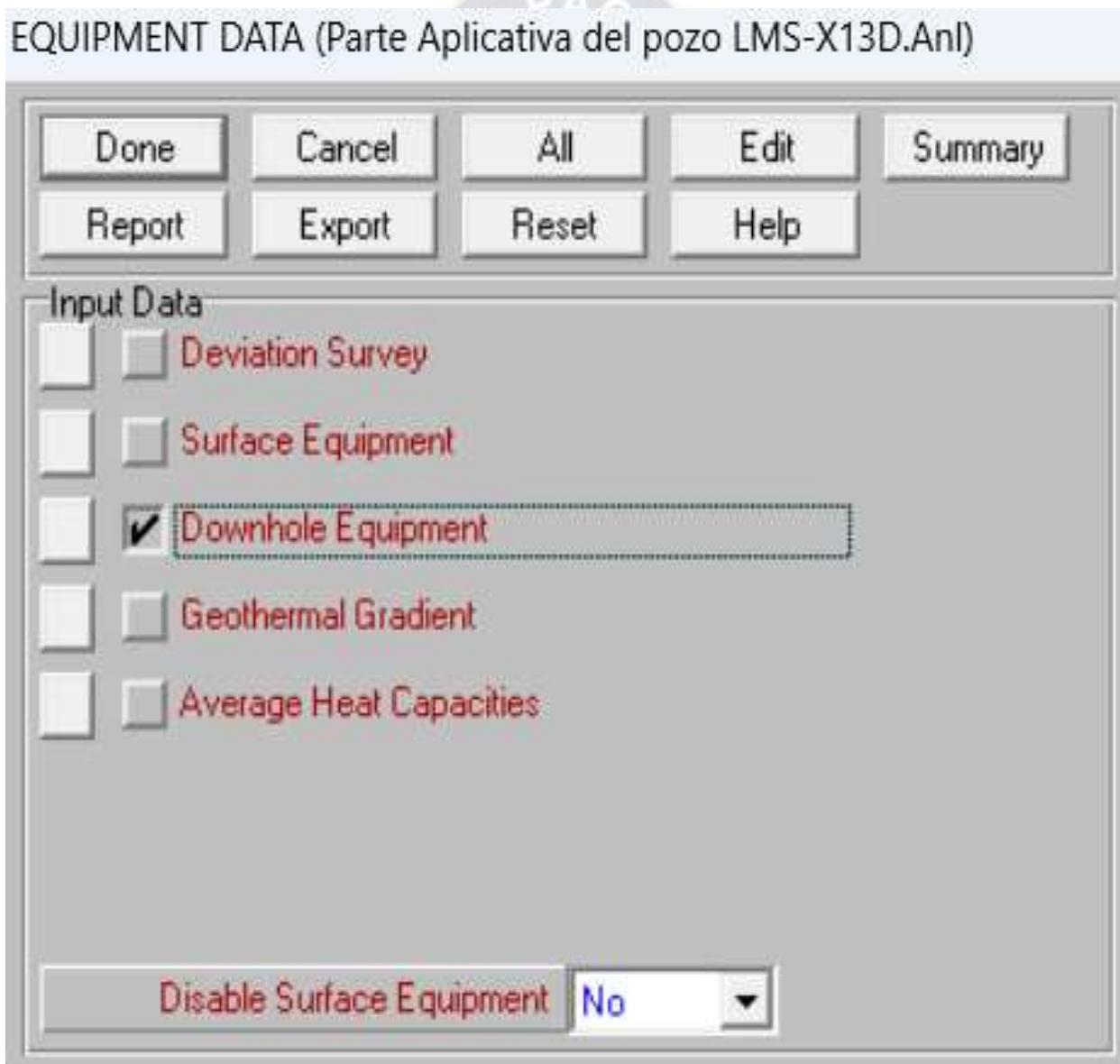
AOF: 111.667 [MMscf/day]

En este caso sería nuestro caudal ideal a condiciones ideales, con este grafico podemos observar que existen dos ejes tanto vertical como horizontal, en el eje vertical se observan las

distintas presiones, mientras que en el eje horizontal se observan los distintos caudales, cabe recalcar que esta curva nos permite ver cuánto de producción nos ofrece el yacimiento antes de que exista una caída de presión.

Paso 3: Ahora trabajamos con la ventana **EQUIPMENT DATA**, haciendo doble clic llegamos a tener la siguiente sub ventana en ella elegimos la opción **DOWNHOLE EQUIPMENT**.

Figura 5.25: Sub ventana Equipment Data para trabajar con tubería flexible



Fuente: Creación personal

Paso 4: Seguidamente nos presenta esta sub ventana en ella solo se lo cambiara a la tubería de producción de 3 1/2” por una tubería flexible de 2 7/8”.

Figura 5.26: Llenado del equipo de fondo de pozo con tubería flexible LMS-X13D

DOWNHOLE EQUIPMENT (Parte Aplicativa del pozo LMS-X13D.Anl)

DOWNHOLE EQUIPMENT (Parte Aplicativa del pozo LMS-X13D.Anl)										
Done Cancel Main Help Insert Delete Copy Cut Paste All Import Export Report Equipment										
Input Data										
	Label	Type	Measured Depth	Tubing Inside Diameter	Tubing Inside Roughness	Tubing Outside Diameter	Tubing Outside Roughness	Casing Inside Diameter	Casing Inside Roughness	Rate Multiplier
			(m)	(inches)	(inches)	(inches)	(inches)	(inches)	(inches)	
1	Cabezal	Xmas Tree	0							
2	Casing 18 5/8	Casing	200					17.755	0.0018	1
3	Casing 13 3/8	Casing	1000					12.347	0.0018	1
4	Casing 9 5/8	Casing	2200					8.681	0.0018	1
5	Liner 7	Casing	3200					6.184	0.0018	1
6	Liner 5	Casing	3412					4.276	0.0018	1
7	C Tubing 2 7/8	Tubing	3500	2.275	0.0006					1
8										
9										
10										
11										
12										
13										
14										
15										
16										
17										
18										

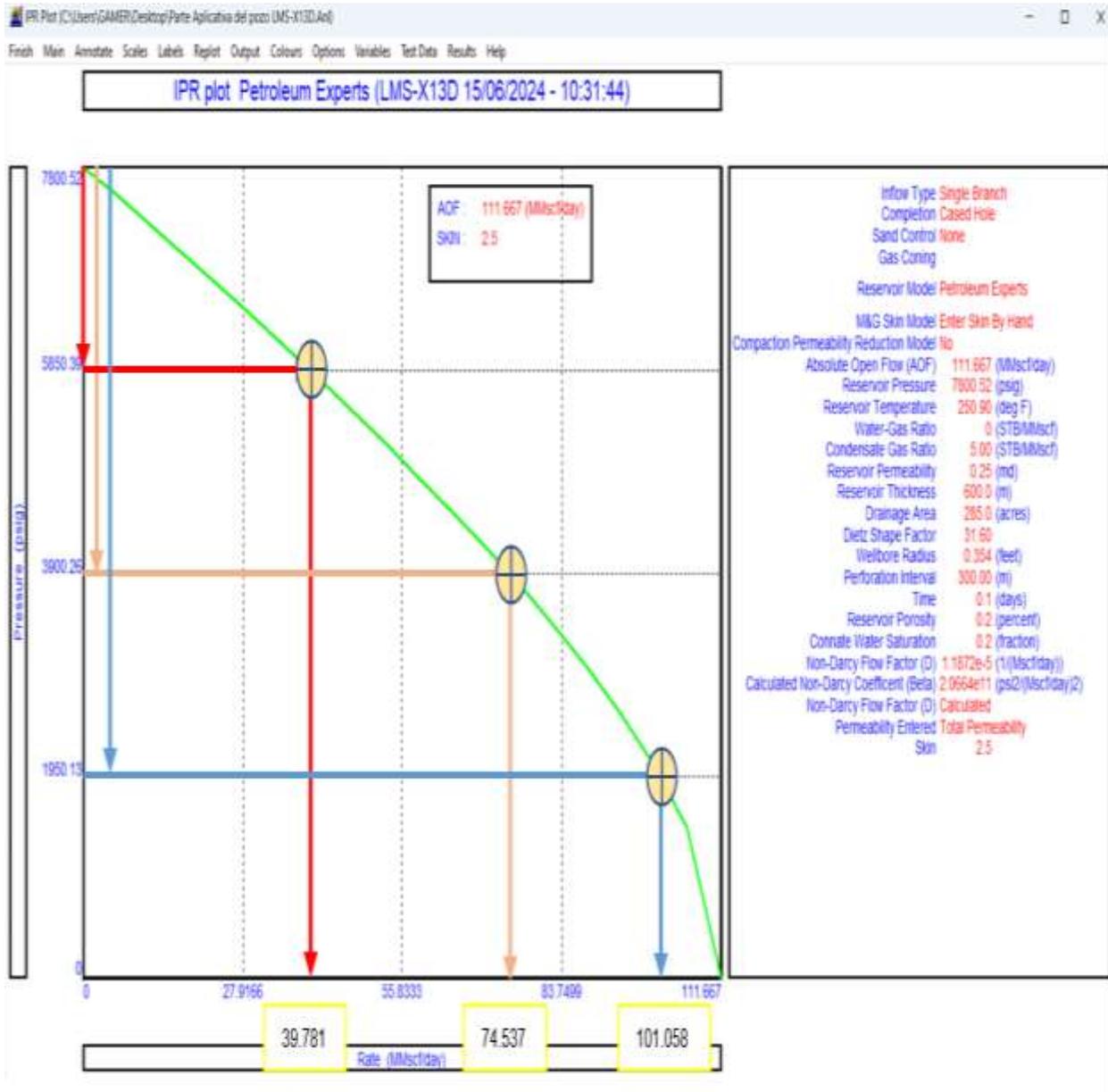
Fuente: Creación personal

A continuación, damos clic en **DONE**.

5.2.4 Caídas de presión con tubería flexible

Para poder visualizar las caídas de presión trabajaremos con el gráfico **IPR**.

Figura 5.27: Curva IPR para una tubería flexible



Fuente: Creación personal

Para poder hallar las caídas de presión trabajaremos con la siguiente ecuación.

$$\Delta P_{\text{caída de presión}} = P_2 - P_1$$

Ecuación 5.3: Caída de presión para una tubería flexible

Según la gráfica 5.27 y utilizando la ecuación 5.3 se tendrá lo siguiente.

$$\Delta P_{\text{caída de presión}} = 7800.52 - 5850.39$$

$$\Delta P_{\text{caída de presión}} = 1950.13 \text{ [psig]}$$

$$\Delta P_{\text{caída de presión}} = 7800.52 - 3900.26$$

$$\Delta P_{\text{caída de presión}} = 3900.26 \text{ [psig]}$$

$$\Delta P_{\text{caída de presión}} = 7800.52 - 1950.13$$

$$\Delta P_{\text{caída de presión}} = 5850.39 \text{ [psig]}$$

Ahora estos valores de caídas de presión y los caudales leídos en la gráfica, lo representamos en una tabla.

Tabla 5.10: Caídas de presión para una tubería flexible

CAÍDAS DE PRESIÓN	
$\Delta P_{\text{presión}} \text{ [psig]}$	$Q_{\text{Caudal}} \text{ [MMscf/day]}$
1950.13	39.781
3900.26	74.537
5850.39	101.058

Fuente: Creación personal

Se logró determinar los valores de las caídas de presión y conjuntamente los caudales esto para una tubería flexible.

¿Ahora debemos preguntarnos cuál es el caudal inicial del gas si la presión del cabezal fuese de 3200[psig]?

Paso 1: Hacemos doble clic en la ventana **ANALYSIS SUMMARY**, y luego clic en **System (3 Variables)**, en la cual nos aparecerá esta sub ventana.

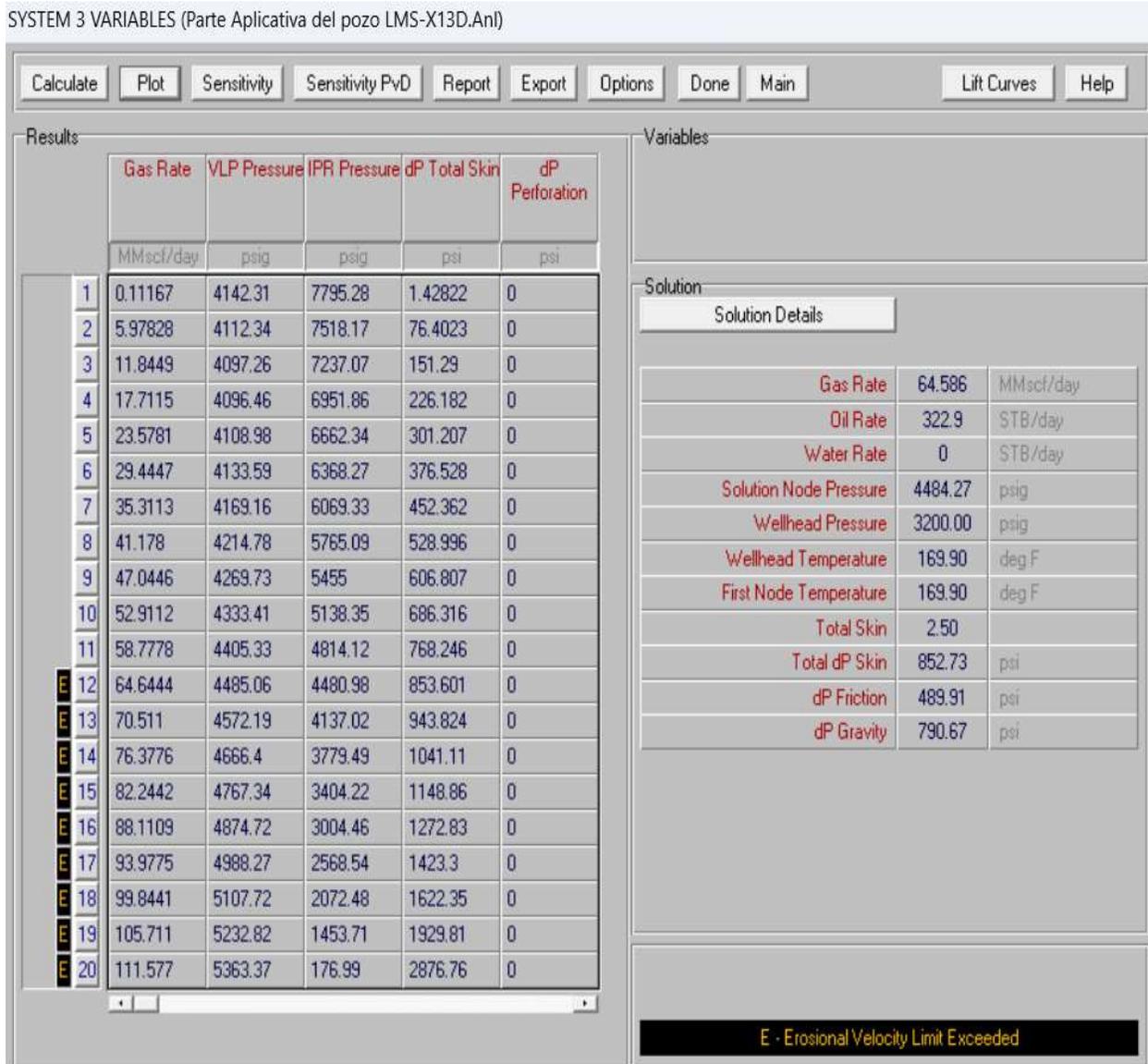
Figura 5.28: Llenado del valor de la presión del nodo superior para una tubería flexible

SYSTEM 3 VARIABLES (Parte Aplicativa del pozo LMS-X13D.An1)		
Continue	Cancel	Report
Export	Help	
Input Data		
Top Node Pressure	3200	psig
Water Gas Ratio	0	STB/MMscf
Condensate Gas Ratio	5	STB/MMscf
Surface Equipment Correlation	Beggs and Brill	
Vertical Lift Correlation	Petroleum Experts 2	
Solution Node	Bottom Node	
Rate Method	Automatic - Linear	
Left-Hand Intersection	DisAllow	

Fuente: Creación personal

Paso 2: Ahora damos clic en el botón **CONTINUE** y nos brindará los datos de la presión y el caudal de gas real que producirá el campo LMS-X13D.

Figura 5.29: Cálculo del caudal real del campo LMS-X13D con tubería flexible



Fuente: Creación personal

Se observa que el pozo produce:

$$Q_{\text{real del pozo}} = 64.586 \text{ [MMscf/day]}$$

Con una presión de fondo:

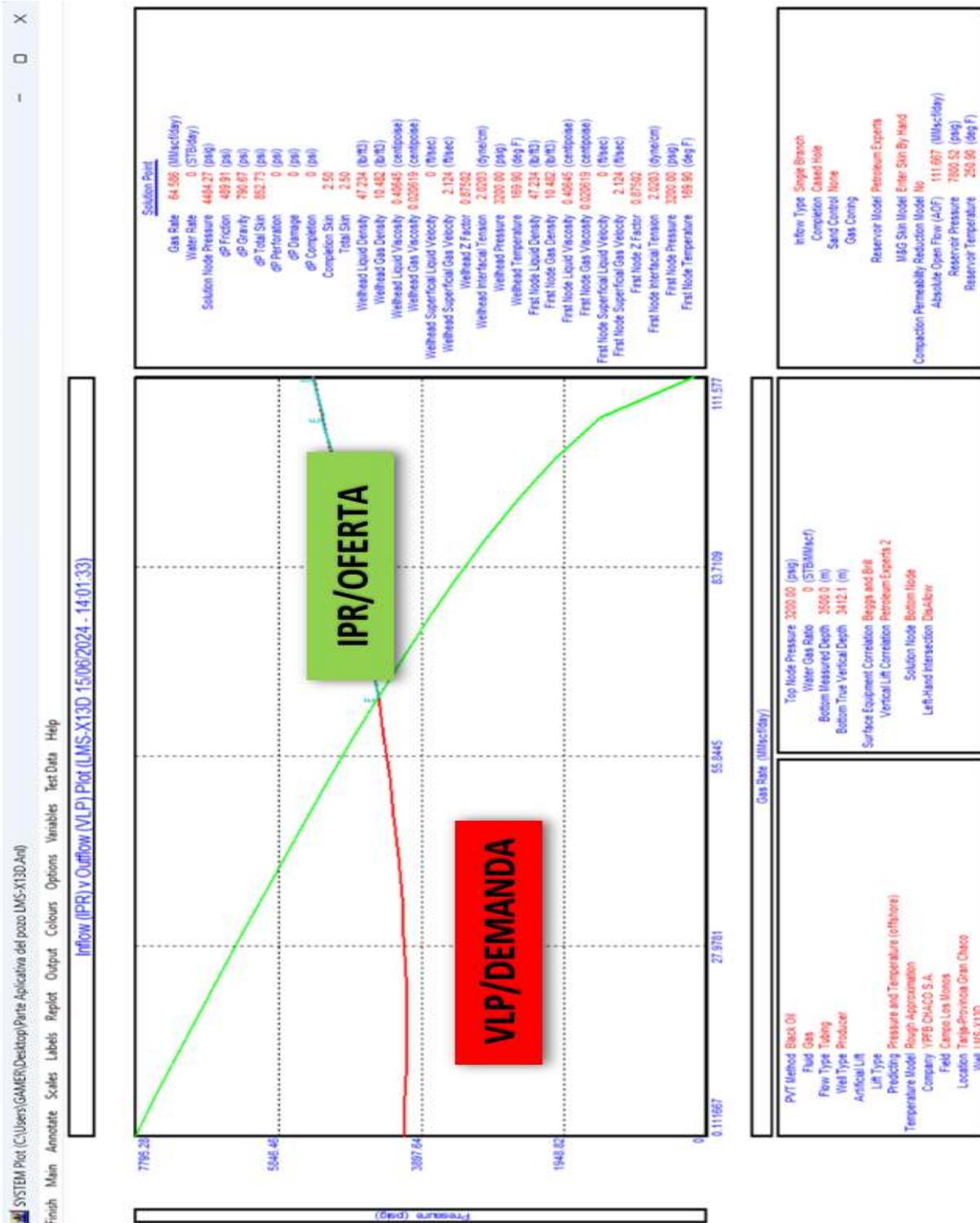
$$P_{\text{fondo de pozo}} = 4484.27 \text{ [psig]}$$

Con una presión de cabezal:

$$P_{\text{boca de pozo}} = 3200 \text{ [psig]}$$

Paso 3: Seguidamente damos clic en el botón **PLOT**, y nos muestra esta gráfica.

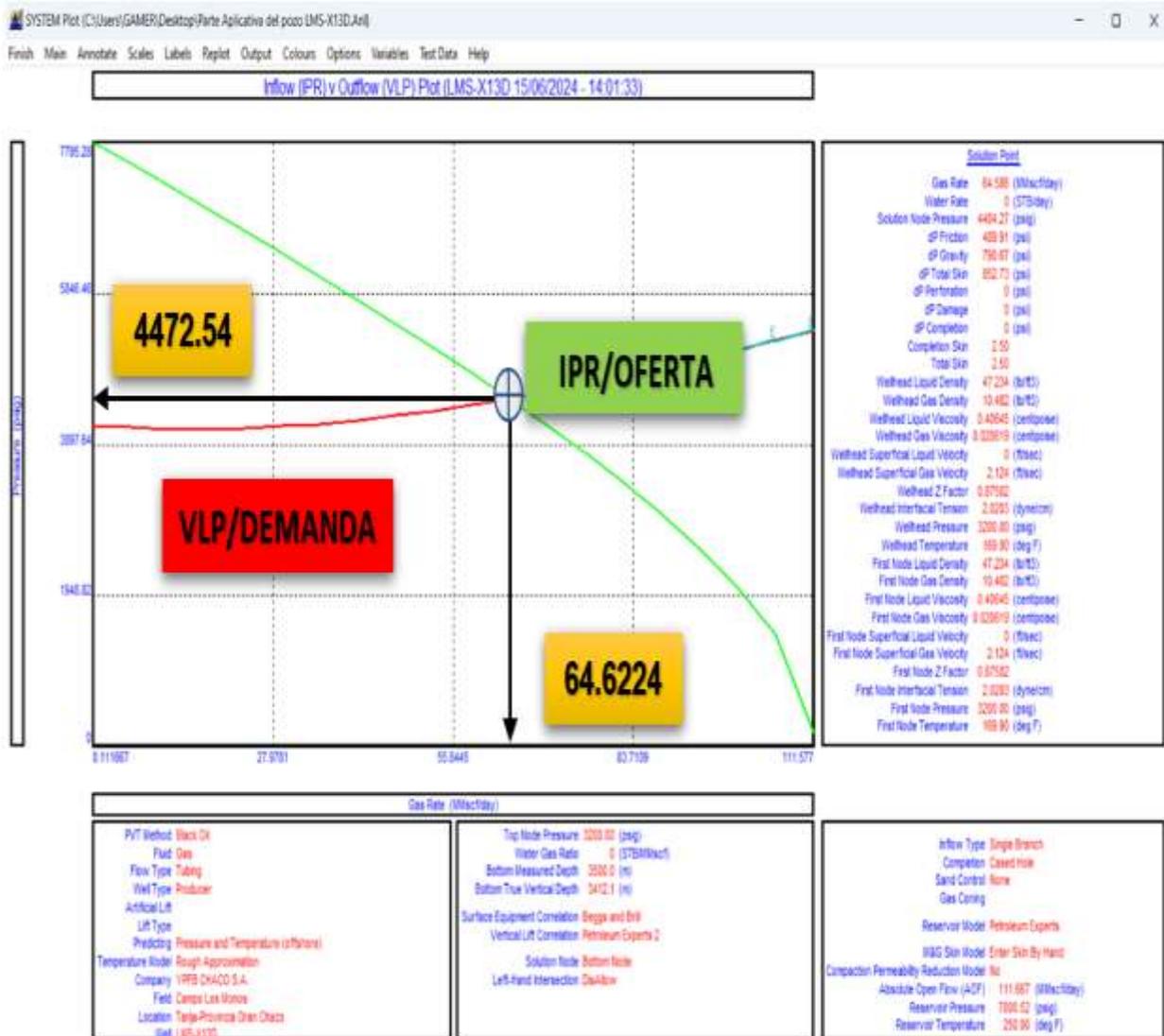
Figura 5.30: Curva IPR vs VLP con tubería flexible



Fuente: Creación personal

Paso 4: Ahora en la gráfica interceptamos una línea vertical y otra horizontal.

Figura 5.31: Intersección de los valores de presión de fondo de pozo y el caudal real del pozo utilizando tubería flexible



Fuente: Creación personal

Como se puede observar en la gráfica se puede observar lo siguiente.

$$P_{\text{fondo de pozo}} = 4472.54[\text{psig}]$$

$$Q_{\text{real del pozo}} = 64.6224[\text{MMscf/day}]$$

CAPÍTULO VI

ANÁLISIS FINANCIERO

6.1 Análisis de rentabilidad

Para evaluar la viabilidad y rentabilidad de esta tecnología a emplear en campos de gas, es necesario realizar un análisis económico del uso de tuberías enrolladas en operaciones de producción. Con esta tecnología de tubería flexible se ha demostrado que es una herramienta muy útil y versátil para una amplia gama de intervenciones en pozos, como ser:

Limpieza, estimulación, perforación y reparación.

Esto implica tener en cuenta los costos operativos directos como los beneficios de la mejora en la producción, la reducción de tiempos de inactividad y la optimización de recursos.

Los ingresos en una empresa productora de hidrocarburos dependen directamente de su volumen de producción.

Algunos pozos están en producción durante días, lo que llegaría a brindar un mayor ingreso para el país.

6.2 Producción con tubería rígida y tubería flexible

Tabla 6.1: Comparación de la producción con tubería rígida y tubería flexible

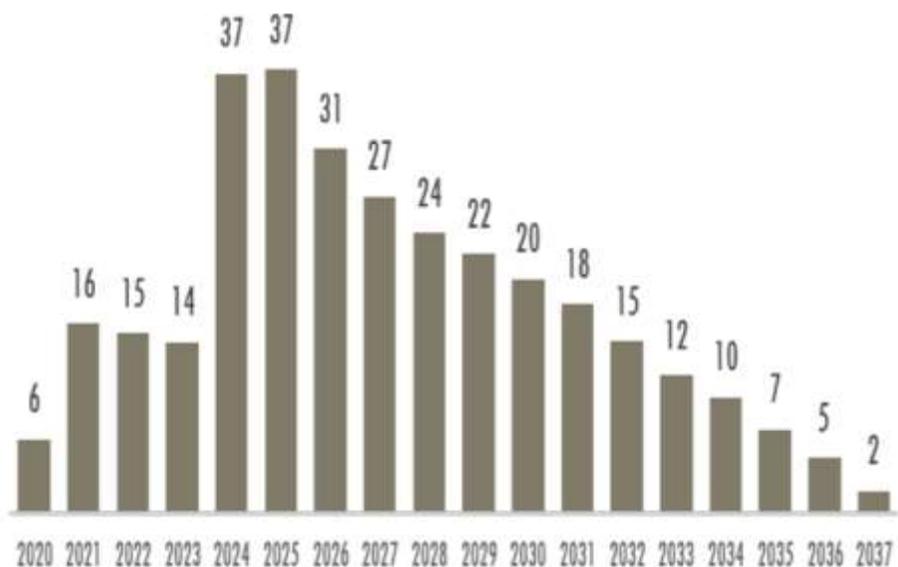
TIPO DE TUBERIA A UTILIZAR EN LA PRODUCCIÓN DEL CAMPO LMS-X13D	AOF-ideal[MMscf/ day]	Qreal[MMscf/day]
RÍGIDA	91.864	73.679
COILED TUBING	111.667	64.622

Fuente: Creación personal

6.3 Taza de producción

A continuación, se presenta en la gráfica 6.1 un historial de la producción que se tiene en el campo LMS-X13D.

Figura 6.1: Taza de producción



Fuente: *Propuesta geológica, Exploración YPFB Chaco, 2020*

6.4 Costos para una terminación con tubería rígida

Para ello se trabajará con una tabla que a continuación se detalla.

Tabla 6.2: Costos para una terminación con tubería rígida

DESCRIPCIÓN	UNIDAD	PRECIO TOTAL
Servicio de seguridad, salud y vigilancia	[\$]	106365
Alimentación	[\$]	72819
Servicio profesional	[\$]	28710
Contrato de equipo	[\$]	876395
Alquiler de herramientas	[\$]	38903
Agua	[\$]	20597
Instalación de cabezal y arbolito	[\$]	29289

Servicio de terminación	[\$]	103269
Mano de obra	[\$]	81000
Tubería de producción	[\$]	483225
TOTAL		1840572

Fuente: Creación personal en base a datos proporcionados por el tutor

6.5 Costos para una terminación con tubería flexible

Para ello se trabajará con una tabla que a continuación se detalla.

Tabla 6.3: Costos para una terminación con tubería flexible

DESCRIPCIÓN	UNIDAD	PRECIO TOTAL
Servicio de seguridad, salud y vigilancia	[\$]	106365
Alimentación	[\$]	40352
Servicio profesional	[\$]	30550
Contrato de equipo	[\$]	28200
Alquiler del equipo CT	[\$]	650710
Camión de agua	[\$]	20597
Servicio de terminación	[\$]	100230
Mano de obra	[\$]	30210
TOTAL		1007214

Fuente: Creación personal en base a datos proporcionados por el tutor

6.6 Tipos de gastos

6.6.1 CAPEX

Son los gastos de capital, hacen referencia a la inversión previa entre estos tenemos:

- ❖ Equipos
- ❖ Maquinaria
- ❖ Instalación de equipos
- ❖ Mantenimiento

6.6.2 OPEX

Son los gastos operativos, es decir el dinero que se invierte en servicios o productos de operación como ser:

- ❖ Renta de equipos
- ❖ Pago de servicios
- ❖ Gastos administrativos

Nota: Para el caso de estudio al campo LMS-X13D sería optable por comprar el equipo de coiled tubing ya que alquilarlo nos saldría un costo **54225.83** [\$/mes].

Entonces en ese sentido nuestro campo LMS-X13D, tendría una duración de 14 años, según la tasa de producción.

6.7 VAN

El valor actual neto (VAN) es un criterio de inversión que consiste en actualizar los cobros y pagos de un proyecto o inversión para poder determinar cuánto se va a ganar o perder con la inversión.

$$VAN = -I_o + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+r)^t}$$

Ecuación 6.1: Valor Actual Neto

Donde:

VAN = Valor Actual Neto

$-I_0$ = Inversión inicial [\\$]

F_t = Flujo de caja neto en el instante

n = Periodo de flujo de caja

r = Tasa de descuento

El VAN adopta 3 rangos de los cuales son:

- ❖ Si $VAN > 0$ ES RENTABLE, **genera beneficios.**
- ❖ Si $VAN = 0$ ES INDIFERENTE, no generará ni **gastos ni beneficios.**
- ❖ Si $VAN < 0$ NO ES RENTABLE, el proyecto **generará pérdidas**

Cálculo del flujo efectivo neto anual con tubería rígida.

Para ello se lo realizara de la siguiente manera:

$$F_{\text{flujo efectivo neto anual}} = \text{Total anual} - \text{Costos anuales}(\text{sin incluir la tubería})$$

Ecuación 6.2: Flujo de efectivo neto anual

Haciendo uso de la ecuación 6.2 se tiene.

$$F_{\text{flujo efectivo neto anual}} = 1840572 - 1357347$$

$$F_{\text{flujo efectivo neto anual}} = \mathbf{483225[\$]}$$

Con la tasa de descuento anual = 10%

Bien ahora se hará dicho calculo haciendo uso de la ecuación 6.1.

$$VAN = -1840572 + \frac{483225}{(1 + 0.10)^1} + \frac{483225}{(1 + 0.10)^2} + \frac{483225}{(1 + 0.10)^3} + \frac{483225}{(1 + 0.10)^4} + \frac{483225}{(1 + 0.10)^5}$$

$$VAN_{\text{tubería rígida}} = \mathbf{-8769.06[\$]}$$

Cálculo del flujo efectivo neto anual con tubería flexible.

Utilizando la ecuación 6.2 se tiene:

$$F_{\text{flujo efectivo neto anual}} = \text{Total anual} - \text{Costos anuales}(\text{sin incluir el alquiler de CT})$$

Reemplazando datos:

$$F_{\text{flujo efectivo neto anual}} = 1007214 - 356504$$

$$F_{\text{flujo efectivo neto anual}} = \mathbf{650710[\$]}$$

Con la tasa de descuento anual = 10%

Bien ahora se hará dicho calculo haciendo uso de la ecuación 6.1.

$$VAN = -1007214 + \frac{650710}{(1 + 0.10)^1} + \frac{650710}{(1 + 0.10)^2} + \frac{650710}{(1 + 0.10)^3} + \frac{650710}{(1 + 0.10)^4} + \frac{650710}{(1 + 0.10)^5}$$

$$VAN_{\text{tubería flexible}} = \mathbf{1459488.86[\$]}$$

Realizando una comparación entre ambos valores de VAN, tanto para una tubería rígida como para una tubería flexible podemos ver que el proyecto con tubería flexible tiene un VAN superior positivo considerando los flujos de efectivo a 5 años, es así que la opción de tubería flexible a implementar al campo LMS-X13D es factible y rentable.

6.8 TIR

Es la tasa interna de retorno, se usa con frecuencia para evaluar la viabilidad de un proyecto y calcular la tasa de beneficio o rentabilidad que se puede obtener de la inversión. Está estrechamente relacionado con el VAN.

$$TIR = \sum_{n=1}^N \frac{FC}{(1 + i)^n}$$

Ecuación 6.3: Tasa Interna de Retorno

Donde:

TIR = Tasa Interna de Retorno

FC = Flujo de caja

N = Número total de periodos

n = Entero no negativo

i = Es la tasa de oportunidad

Dado que no se tiene la información detallada sobre los ingresos generados por cada opción de tubería, vamos a proceder con el cálculo basado en el beneficio neto.

Para ello se tiene:

$$\text{Beneficio neto} = \text{Costo total}_{(\text{tubería rígida})} - \text{Costo total}_{(\text{tubería flexible})}$$

Ecuación 6.4: Beneficio Neto

Utilizando la ecuación 6.4 se tiene:

$$\text{Beneficio neto} = 1840572 - 1007214$$

$$\text{Beneficio neto} = 833358[\$]$$

$$TIR = \frac{\text{Beneficio neto}}{\text{Costo Inicial}} * 100$$

Ecuación 6.5: TIR en función del beneficio neto y el costo inicial

Reemplazando en la ecuación 6.5 para una tubería rígida se tiene:

$$TIR = \frac{833358}{1840572} * 100$$

$$TIR_{\text{tubería rígida}} = 45.28 \%$$

Reemplazando en la ecuación 6.5 para una tubería flexible se tiene:

$$TIR = \frac{833358}{1007214} * 100$$

$$TIR_{\text{tubería flexible}} = 82.74 \%$$

Es de esta manera que implementando la tubería flexible en el campo LMS-X13D se tendrá una mayor rentabilidad y podría aplicarse a otros campos.

CAPÍTULO VII

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

7.1 Conclusiones

Se hizo el estudio del campo LMS-X13D, tomando en cuenta las características que dicho campo presenta, además de ver y analizar los datos PVT que serán en las mismas condiciones para ambos materiales.

Se logro realizar la comparación entre una tubería rígida y una tubería flexible, tomando en cuenta que al elegir una tubería flexible debemos de considerar el espesor para que de esta forma se tenga una larga duración ya que eso es lo que se quiere.

Bien para la parte de las caídas de presión tanto para una tubería rígida, como para una tubería flexible, se pudo evidenciar que existe una diferencia esto en AOF, cabe destacar que el factor de daño causado por una tubería rígida será mayor; esto debido a que la tubería rígida presenta algunas anomalías como ser la oxidación, atascamiento, rugosidad.

También se llega a la conclusión de que utilizando una tubería flexible en la producción de dicho campo LMS-X13D se obtiene un caudal real (tubería flexible) que no se aleja mucho con el caudal real (tubería rígida).

Para la parte económica, se demostró que implementado la tubería flexible se reduce los costos, es así que, dependiendo de los costos operativos específicos en el campo, el uso de tuberías flexibles puede proporcionar ahorros significativos en comparación con técnicas convencionales.

La tubería flexible presenta una mayor rentabilidad en términos financieros, lo cual sugiere que podría ser la opción más favorable, es de esta manera que utilizando la tubería flexible se reducen los costos tanto operativos como de mantenimiento en comparación con una tubería rígida, como lo demuestra la notable diferencia en las tasas de retorno.

La tubería flexible puede ser introducida en diferentes pozos como ser; horizontales, verticales o desviados. Esto llegaría a facilitar su uso en una gran variedad de escenarios de producción de gas sin la necesidad de retirar completamente el equipo del pozo.

7.2 Recomendaciones

Se recomienda comprender el uso de la tecnología de tubería flexible en las operaciones de pozos mediante prácticas simuladas para resolver situaciones típicas de intervención en pozos hidrocarburíferos de manera segura y eficiente.

Es necesario ver la parte de la tubería de producción, como ser el diámetro interno, rugosidad entre las características más importantes, ya que mediante estos parámetros veremos la opción de que tubería flexible utilizaremos, por lo general si se quiere tener una tubería flexible que sea durable, lo ideal es que se deba utilizar aquella que tenga un espesor mayor, esto con el fin de no tener problemas en la producción de un pozo.

Antes de implementar el coiled tubing se debe realizar una planificación integral que incluya la evaluación detallada de los pozos seleccionados, identificando las operaciones específicas que se pueden beneficiar como ser la limpieza, estimulación, perforación, producción.

Es recomendable también implementar un programa de monitoreo y mantenimiento preventivo riguroso para el equipo de tubería flexible. Esto con el objetivo de mejorar el rendimiento y la vida útil reduciendo así los tiempos de inactividad imprevistos.

Es muy necesario e importante que exista un entrenamiento exhaustivo y rutinario para el personal que operará la coiled tubing, incluyendo prácticas seguras de manipulación de los equipos, procedimientos de emergencia y conocimientos técnicos que son de vital importancia cuando se trabaja con esta tecnología.

Bibliografía

- ❖ Alagoz, E., & Tali, B. (2023). Aplicaciones y limitaciones de la tecnología de tubería flexible. *Revista científica de ingeniería energética*, 14.
- ❖ Asebey Morales, J. (1994). Estudio integrado de los recursos naturales del departamento de chuquisaca. Sucre, Bolivia.
- ❖ Aziz, I. A. (2015). Simulación de flujos multifásicos: Optimización de la productividad de los campos petroleros. *Oilfield Review*, 31.
- ❖ Benjamin Valdez Salas, M. S. (2013). Materiales y corrosión en la industria de gas natural. En M. S. Benjamin Valdez Salas, *Corrosión y preservación de la infraestructura industrial* (pág. 98). España: OmniaScience.
- ❖ Blanco Ybáñez, A. J. (2019). Manual de operación y mantenimiento preventivo de Unidades de Coiled Tubing. Córdoba, Argentina: Científica Universitaria.
- ❖ Cabarcas Simancas, M. (2015). Caracterización y mitigación del flujo intermitente en sistemas de recolección multifásicos bajo condiciones dinámicas. *Reventón Energético*.
- ❖ Camargo, E., Aguilar, J., & Ríos, A. (2009). Modelado de producción de pozos por levantamiento artificial utilizando análisis nodal. *Ciencia e Ingeniería*.
- ❖ Carl Curtis, E. D. (2003). Yacimientos de petróleo pesado. *Oilfield Review*, 33.
- ❖ Carlos, G., & José, F. (2020). Impacto de los Métodos Aplicados para la Determinación de la Permeabilidad y su Influencia en el Gerenciamiento del Reservorio en el Campo Shushufindi. *Revista Politécnica*, 42.

- ❖ Castillo Ayala, O. A., & Ortega Hernández, A. (2016). Análisis, interpretación y aplicación en un pozo petrolero al noreste de la república mexicana. Tesis. Universidad Nacional Autónoma de México, México.
- ❖ Escobar Macualo, F. H. (2015). Fundamentos de ingeniería de yacimientos. Colombia: Universidad Surcolombiana.
- ❖ G.Blount, C. (2004). Revolucion de la tubería flexible. Oilfield Review, 1.
- ❖ Garcia, A. L., Galván Serralde, E. E., & Samaniego Verduzco, F. (2019). Comportamiento termodinámico de los yacimientos de gas seco, gas húmedo y gas condensado. Ingeniería Petrolera.
- ❖ Garduza Rueda, V. M. (2019). Manual de registros geofísicos de pozo y algunas aplicaciones. Asociación mexicana de geólogos petroleros, A.C.
- ❖ Hernandez, J. T. (2017). Evaluación de un sistema de protección catódica de un gasoducto enterrado. Revista Latinoamericana de Metalurgia y Materiales.
- ❖ Hughes, B. (2003). Integridad de ductos e instalaciones.
- ❖ Kaindl, M. (2011). Exploración y producción de hidrocarburos. Buenos aires, Argentina: Talleres trama.
- ❖ Lema Aguaiza, K. A. (2020). Estudio del efecto de la protección catódica en la corrosión de placas. Escuela Superior Politécnica de Chimborazo.
- ❖ Luz Amparo, J. R. (2015). Efecto en las propiedades mecánicas de daños superficiales generados en tubería compuesta flexible para transporte de hidrocarburos. Revista de ingeniería.

- ❖ Martín R, M. E. (2023). Transporte de hidrocarburos en nanocanales y su relación con la permeabilidad de reservorios no convencionales. Tesis de Doctorado. Universidad Nacional de La Plata.
- ❖ Mauricio Pertuz Parra, G. P. (2014). Nuevos modelos para el cálculo de la viscosidad de crudos extrapesados en campos colombianos. *Ciencia Tecnología y Futuro*, 24.
- ❖ Navarrete Cuesta, E. (2017). *Apuntes de geología del petróleo*. Ecuador.
- ❖ Nieto, D. F. (2017). Propuesta de manejo y aprovechamiento de residuos Generados a partir de la tubería flexible. Bogotá.
- ❖ Paris de Ferrer, M. (2009). *Fundamentos de ingeniería de yacimientos*. Maracaibo, Venezuela: Astro Data S.A.
- ❖ Proaño, V. F. (2016). Uso de registros de pozo para la obtención de parámetros petrofísicos. *PGE Petróleo & Gas*, 24.
- ❖ R., M. E. (2023). Transporte de hidrocarburos en nanocanales y su relación con la permeabilidad de reservorios no convencionales.
- ❖ Rivero Sandoval, J. L. (2004). *Explotación del gas y optimización de la producción*. Bolivia.
- ❖ Rodríguez, J. R. (2007). *Ingeniería Básica de Yacimientos*.
- ❖ Rossello, E. A., & Bigott, M. L. (2023). Efecto de la fracturación en el muestreo petrofísico de núcleos para la estimación de porosidad y permeabilidad. *Geología Aplicada a la Ingeniería y al Ambiente*, 4.
- ❖ Rueda, V. M. (2019). *Manual de Registros Geofísicos de Pozo y algunas Aplicaciones*. México: Sharon Carolina Carrillo Zoto.

- ❖ Sullivan Beliveau, K. (2008). Mediciones de permeabilidad del campo Mangala: comparación de datos de pruebas de núcleos, cables y pozos. Documento presentado en la Conferencia y Exposición Técnica de Petróleo y Gas de la India de la SPE, Mumbai.
- ❖ W.Mcculloch, D. (2004). Cabina de operador elevable para inyector de tubería flexible.

Glosario de términos

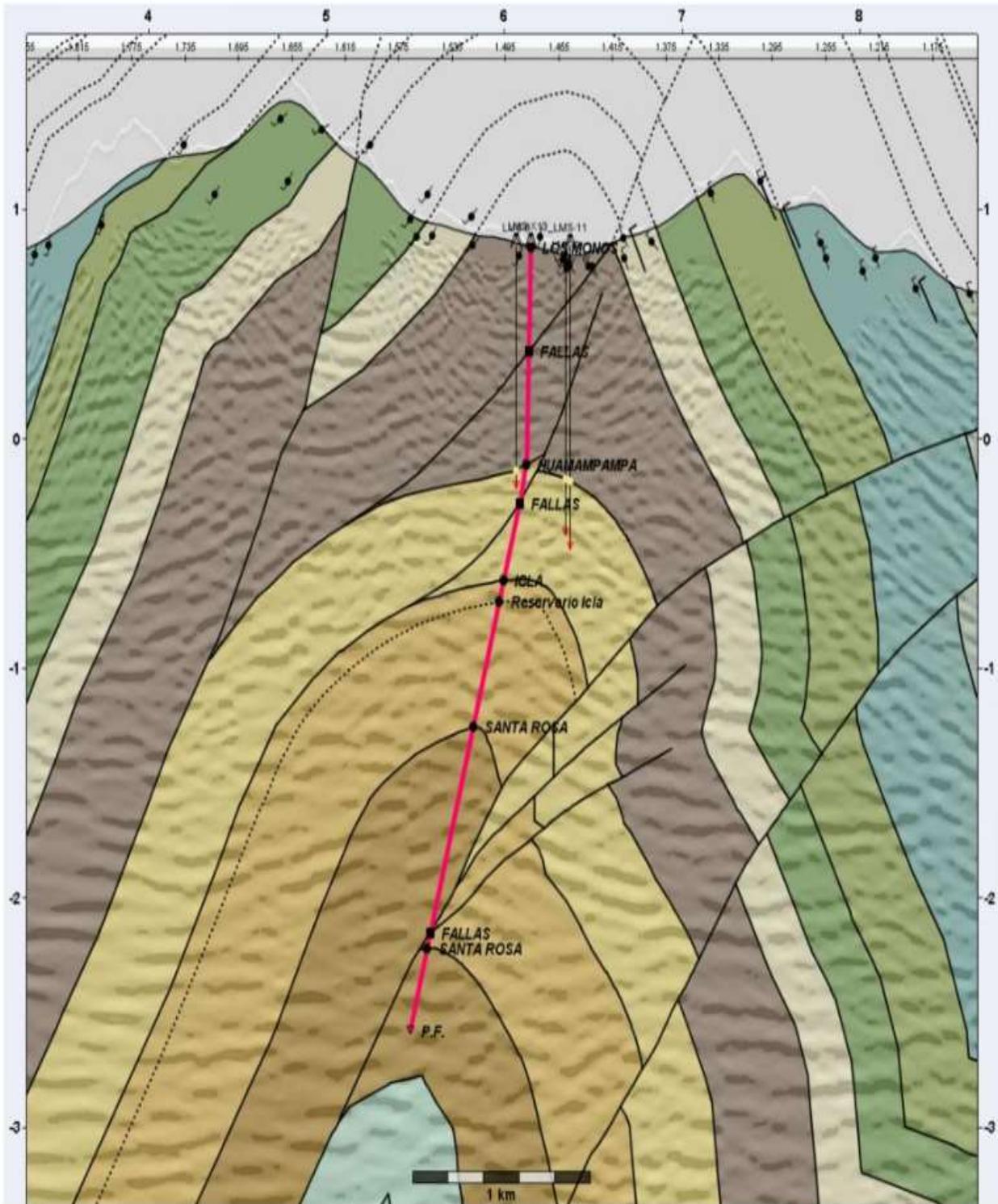
- ❖ **Fase:** Es cualquier parte homogénea de un sistema que es físicamente distinta a las otras.
- ❖ **Componente:** La cantidad de elementos independientes que constituyen un sistema.
- ❖ **Propiedad intensiva:** Son aquellas propiedades que no dependen de la cantidad de materia.
- ❖ **Propiedad extensiva:** Son aquellas propiedades que dependen de la cantidad de materia.
- ❖ **Punto crítico de un sistema multifásico:** Es el valor de la presión y la temperatura en el que las propiedades intensivas del gas y del líquido son idénticas.
- ❖ **Temperatura crítica:** Es la temperatura en la que los hidrocarburos permanecen como gas y no se condensan en líquidos.
- ❖ **Presión crítica:** Es la presión por encima de la cual los hidrocarburos presentes en un reservorio de petróleo se encuentran completamente en estado líquido.
- ❖ **Punto de burbujeo:** Es el punto donde a una determinada presión y temperatura se forma la primera burbuja de gas del líquido en una región de dos fases.
- ❖ **Punto de rocío:** Es el punto donde el líquido del gas se forma en una región de dos fases a una presión y temperatura específicas.
- ❖ **Región de dos fases:** Es la región limitada por el punto de burbujeo y el punto de rocío.
- ❖ **Cricondentermico:** Es la temperatura más alta a la cual el líquido y el vapor pueden coexistir en equilibrio.
- ❖ **Cricondenbarico:** Es la mayor presión a la cual el líquido y el vapor pueden coexistir en equilibrio.
- ❖ **Condensación retrograda:** Es cuando el líquido se condensa, bien sea disminuyendo la presión a temperatura constante o incrementando la temperatura a presión constante.

- ❖ **Argilíticas:** Es aquella roca compacta de grano fino, formado esencialmente de cuarzo, feldespato y algunos minerales del grupo de las arcillas.
- ❖ **Psig:** Son las libras por calibre cuadrado, que es una medida de presión medida en relación con la presión atmosférica ambiental.
- ❖ **Barril:** Es una medida estándar para el petróleo y para los productos derivados.
- ❖ **Cabezal de pozo:** Son equipos de control instalado en la parte superior del pozo.
- ❖ **Gravedad específica:** Es la relación entre la densidad de una sustancia a una temperatura dada y la densidad del agua a 4 grados centígrados.
- ❖ **Gravedad API:** Es el factor utilizado por el American Petroleum Institute (API) para expresar la gravedad específica del crudo, o cuán pesado o ligero es comparado con el agua.
- ❖ **Darcy:** Es aquella que describe la permeabilidad de un medio poroso a través del cual un centímetro cúbico de fluido con una viscosidad de un centipoise pasa y fluye en un segundo bajo una presión diferencial de la atmósfera. El medio poroso tiene un área en sección transversal de un centímetro cuadrado y una longitud de un centímetro.
- ❖ **P_{ws} :** Se refiere a la presión que ejerce un fluido (como ser el petróleo, gas o agua) en reposo, sin que haya movimiento.
- ❖ **P_{wf} :** Es la presión que se mide en la profundidad de un pozo, particularmente en la parte inferior, donde el fluido (normalmente petróleo, gas o agua) sale del yacimiento hacia el pozo.
- ❖ **P_{sep} :** Es la presión con la que se separan los fluidos producidos (como petróleo, gas y agua) en las instalaciones de producción.
- ❖ **Petroleum experts:** Es aquella herramienta especializada, utilizada en la industria del petróleo y en el área del gas para una variedad de aplicaciones relacionadas con la evaluación, simulación y optimización de yacimientos y operaciones de producción.

- ❖ **VLP:** Es aquel Parámetro de Longitud Variable, que se utiliza para simular la variación de la presión de fondo en un yacimiento de petróleo o gas debido a la distancia y otras condiciones del reservorio.
- ❖ **IPR:** Es la Relación de Rendimiento de Ingreso, llegando hacer una herramienta fundamental para comprender y modelar cómo varía la tasa de producción de un yacimiento hacia un pozo en función de la presión de fondo del pozo (P_{wf}).
- ❖ **CAPEX:** Son los costes de capital o gastos de inversión en capital.
- ❖ **OPEX:** Son los costes operativos debido al mantenimiento de los equipos instalados.

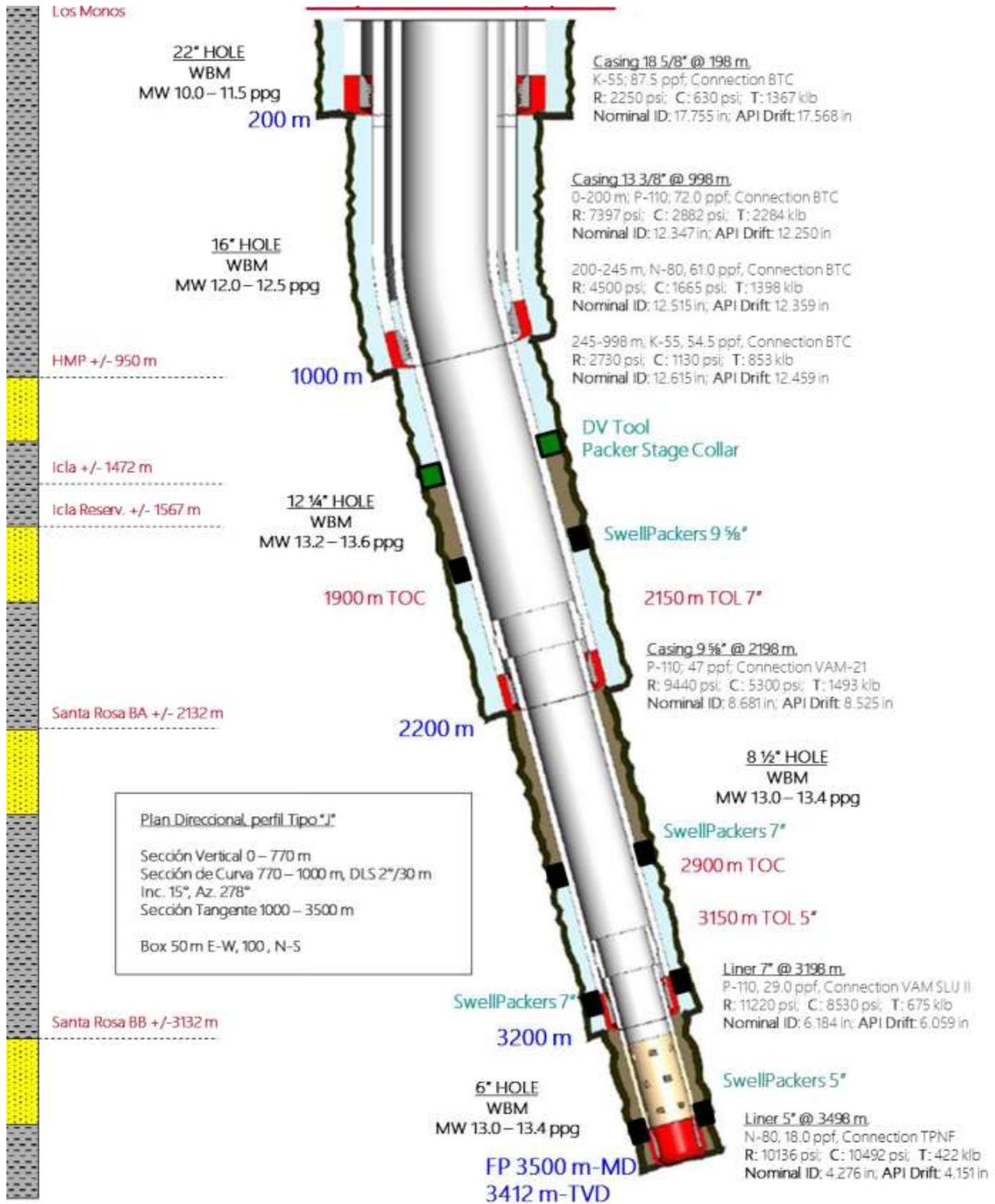
ANEXOS

ANEXO A: Corte estructural del campo LMS-X13D



Fuente: *Propuesta geológica, Exploración YPFB Chaco, 2020*

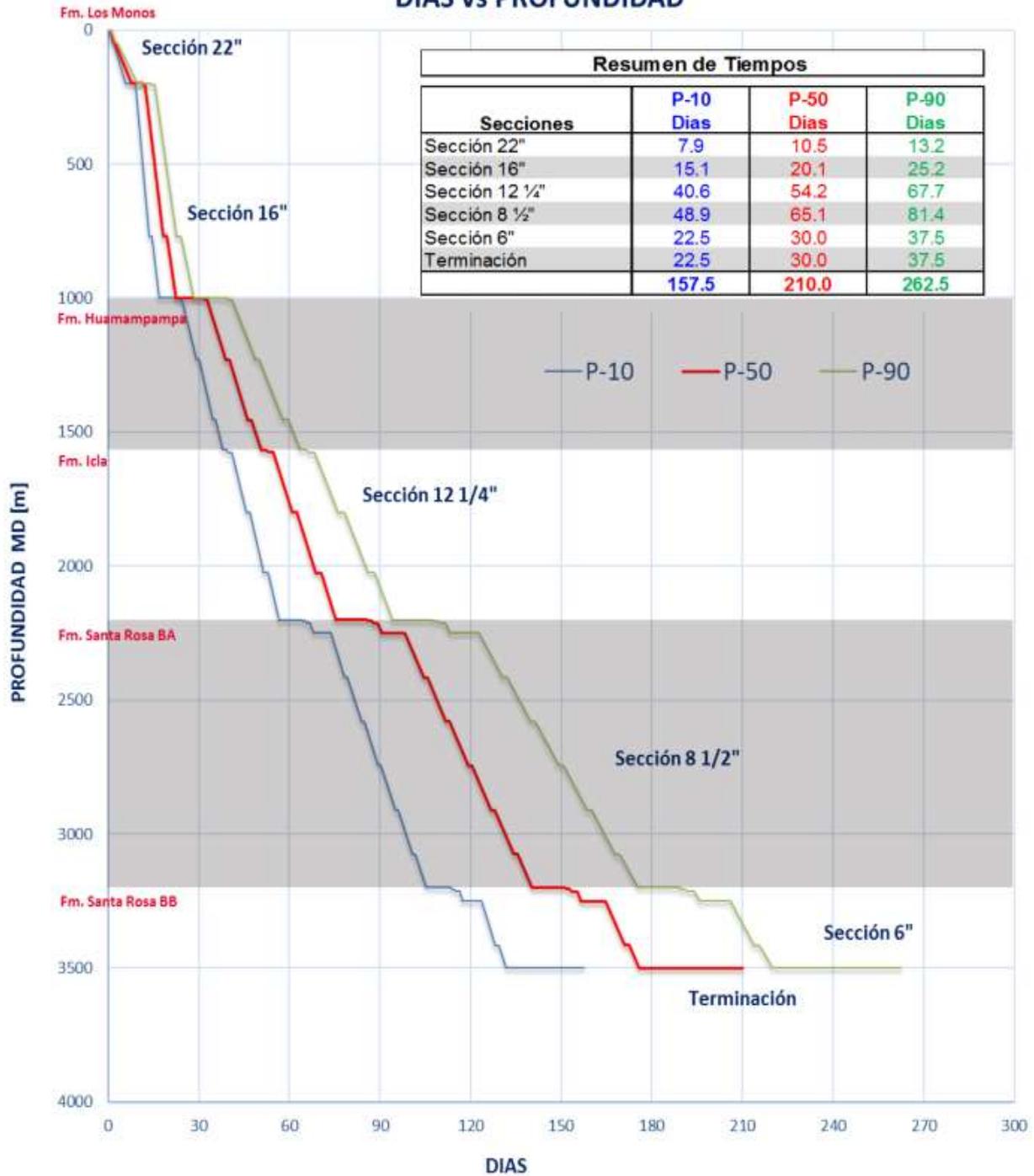
ANEXO B: Diagrama del campo LMS-X13D



Fuente: Exploración YPFB Chaco, 2020

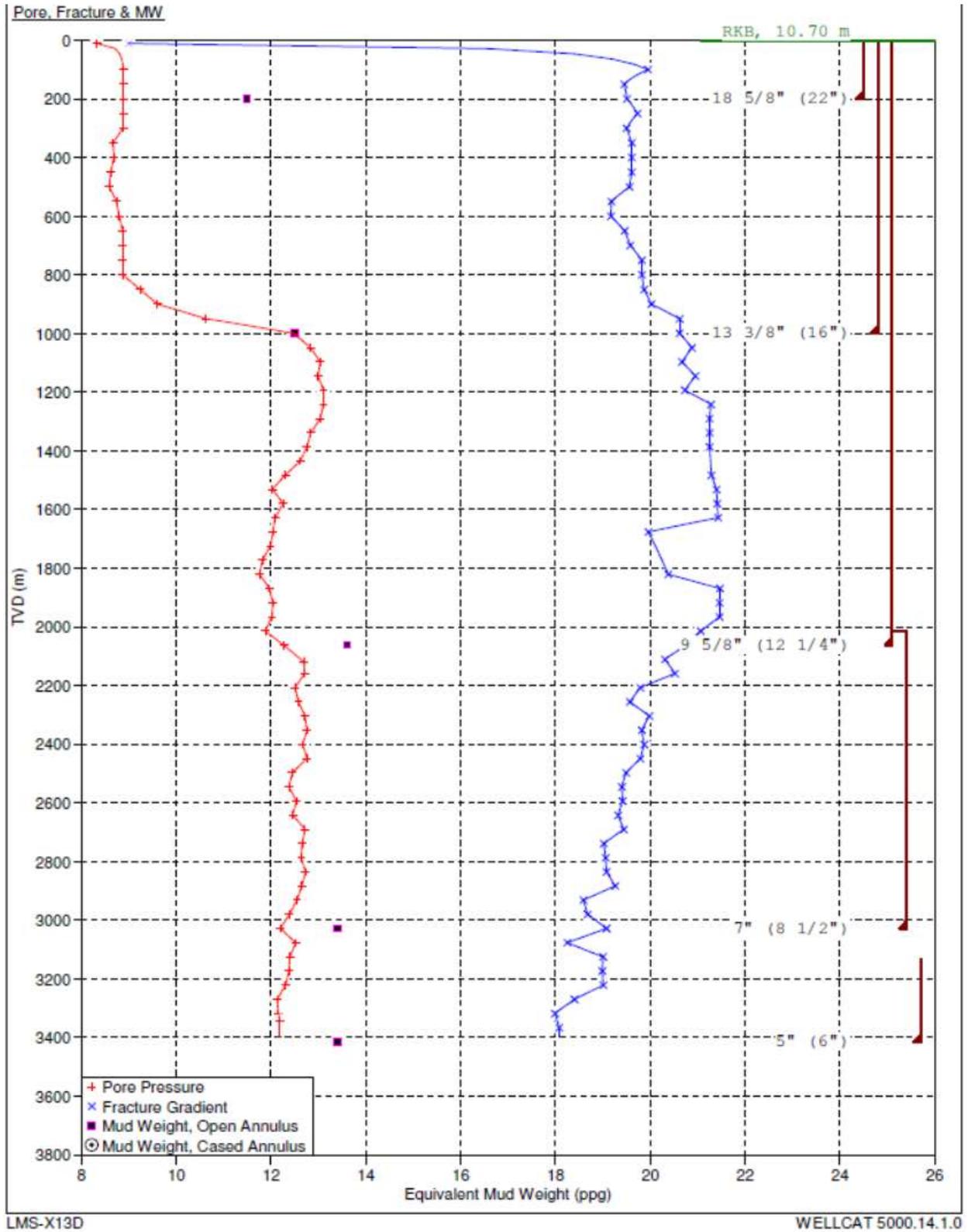
ANEXO C: Curva del tiempo vs profundidad

POZO LMS-X13D
DÍAS vs PROFUNDIDAD



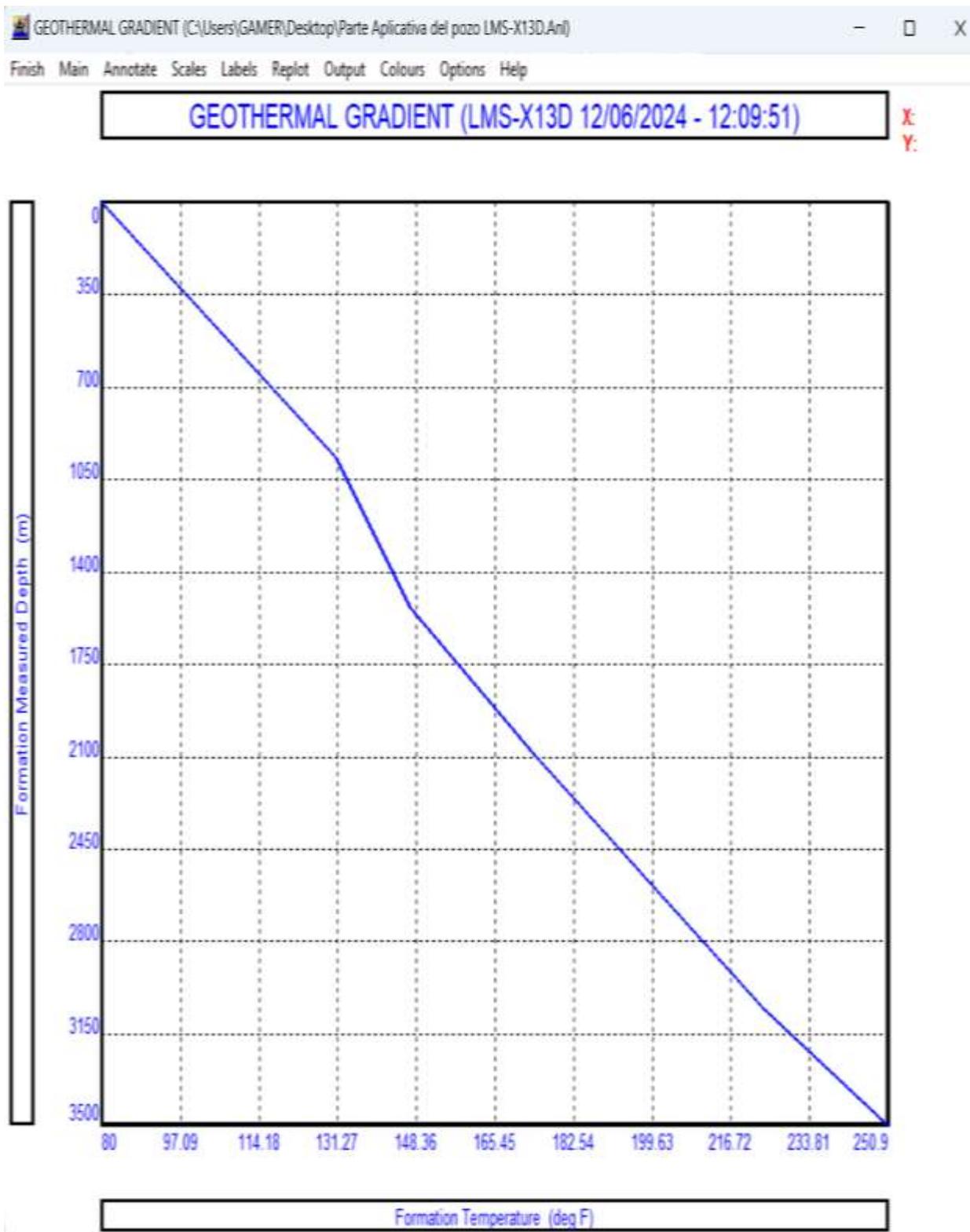
Fuente: Exploración YPFB Chaco, 2020

ANEXO D: Presión de poro/Gradiente de fractura



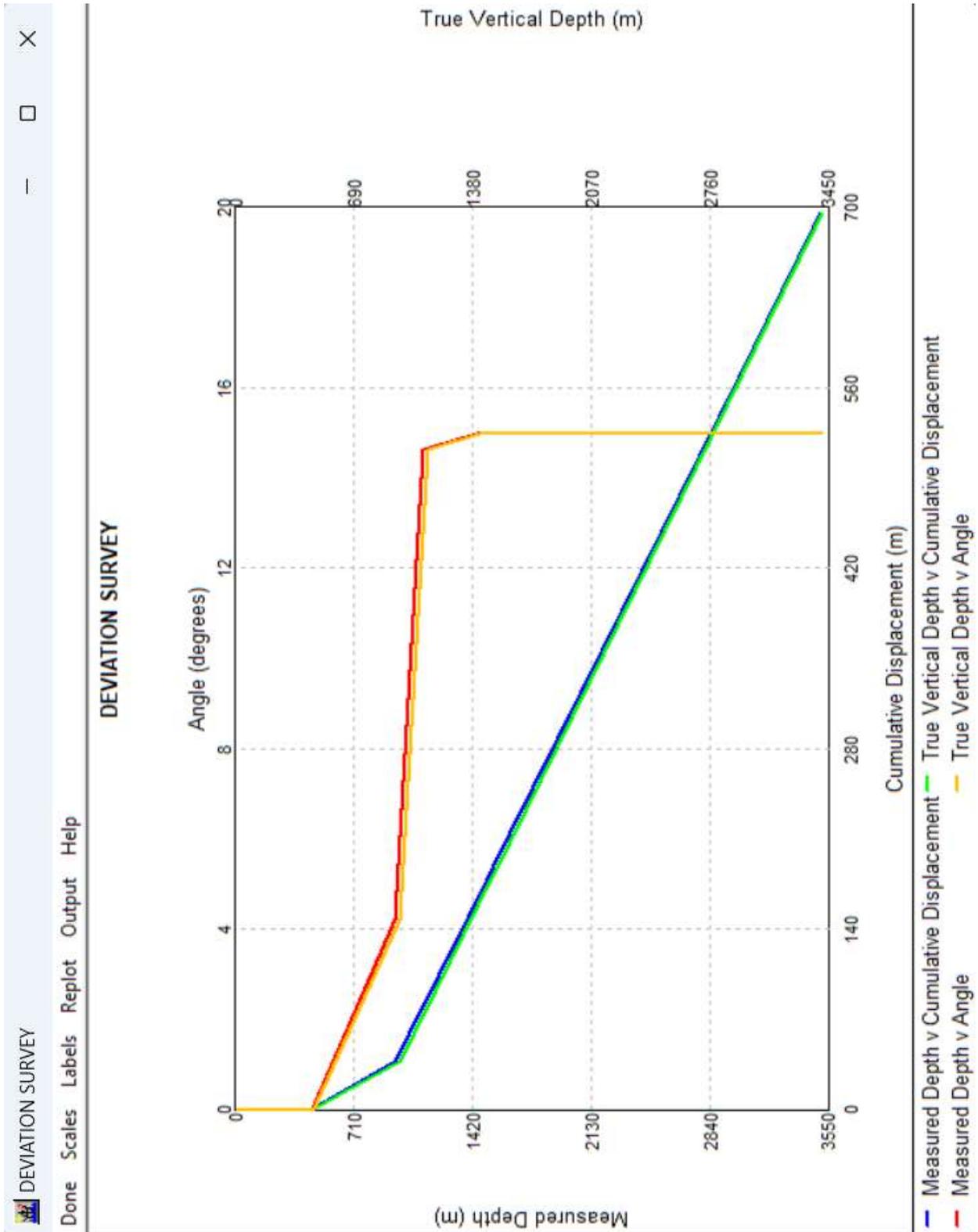
Fuente: Exploración YPFB Chaco, 2020

ANEXO E: Gradiente geotérmico del campo LMS-X13D



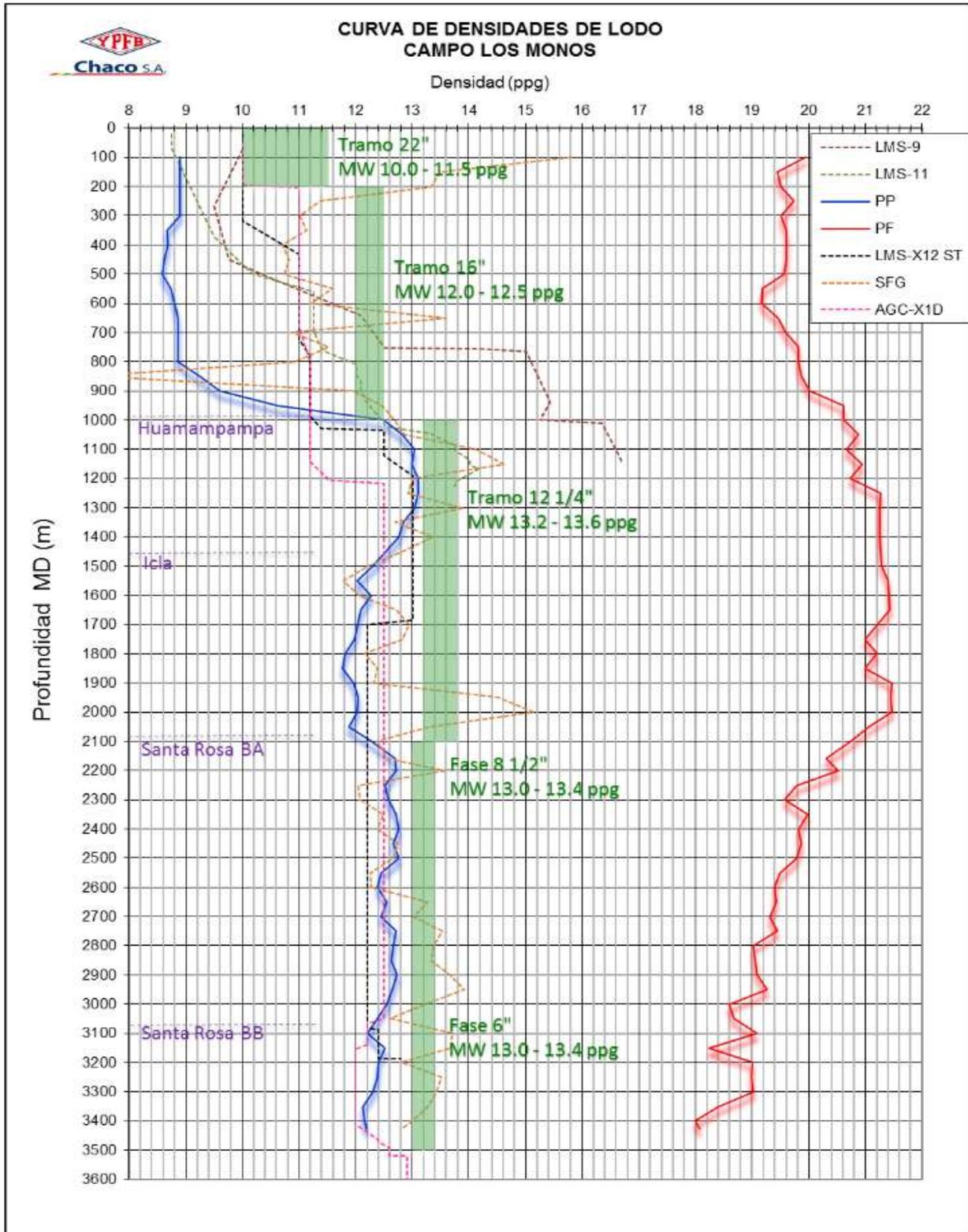
Fuente: Creación personal

ANEXO F: Encuesta de desviación del campo LMS-X13D



Fuente: Creación personal

ANEXO G: Curva de peso de lodo



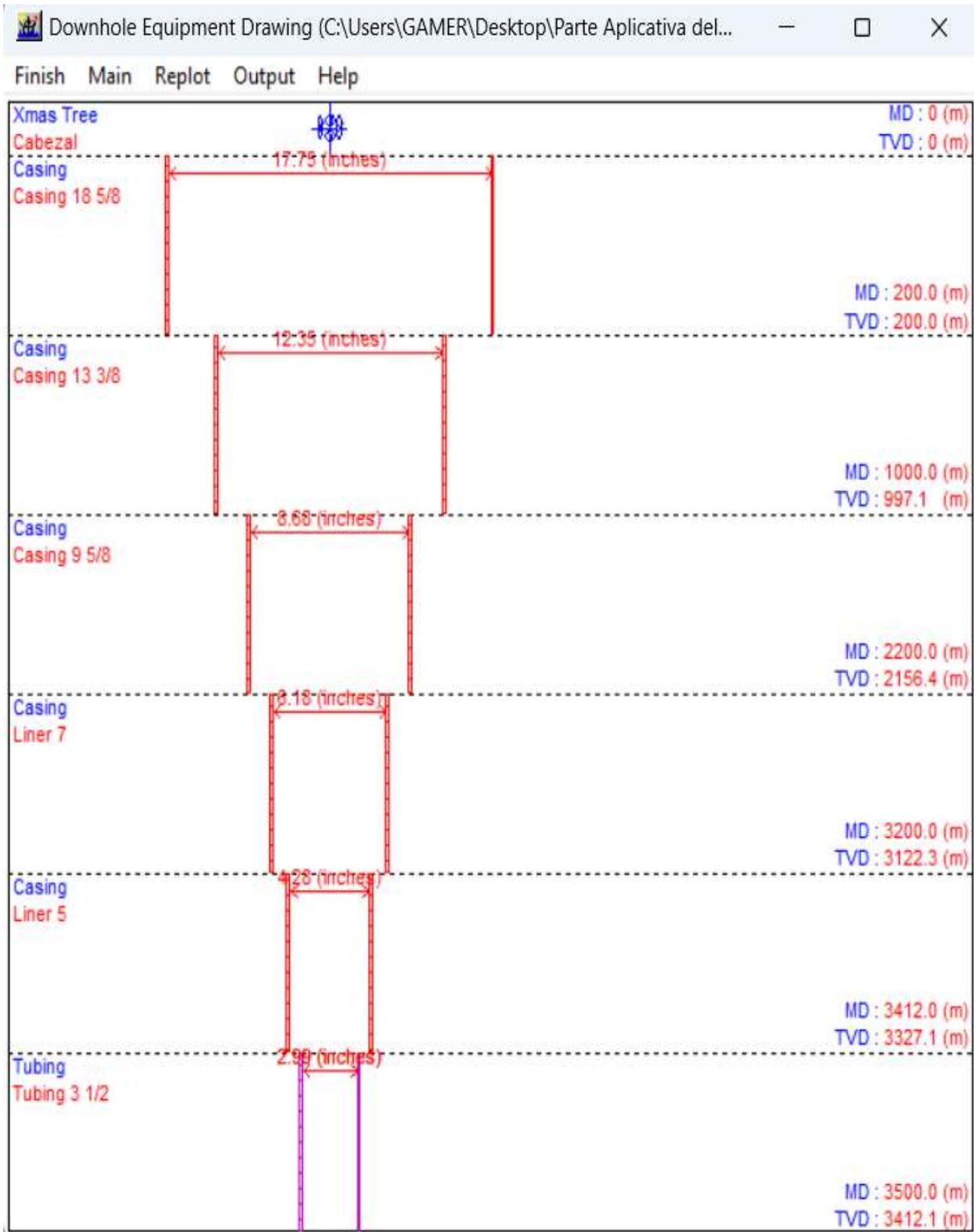
Fuente: Exploración YPFB Chaco, 2020

ANEXO H: Características técnicas de la tubería flexible

DIMENSIONES				PESO NOMINAL	FUERZA APLICADA AL CUERPO DEL TUBO		PRESIÓN INTERNA		
OD especificado	Espesor especificado	Espesor mínimo	ID calculado		Fluencia Mínima	Resistencia mínima	Presión de Prueba Hidrostática	Fluencia Mínima	
pulgadas	pulgadas	pulgadas	pulgadas	libras/pies	libras	libras	psi	psi	
2.000	0.102	0.097	1.796	2.073	42,600	48,700	6,000	6,700	
	0.109	0.104	1.782	2.207	45,300	51,800	6,500	7,200	
	0.116	0.108	1.768	2.340	48,100	54,900	6,800	7,500	
	0.125	0.117	1.750	2.509	51,500	58,900	7,300	8,100	
	0.134	0.126	1.732	2.677	55,000	62,800	7,800	8,700	
	0.145	0.137	1.710	2.880	59,200	67,600	8,600	9,500	
	0.156	0.148	1.688	3.080	63,300	72,300	9,200	10,200	
	0.165	0.157	1.670	3.242	66,600	76,100	9,700	10,800	
	0.175	0.167	1.650	3.419	70,200	80,300	10,400	11,500	
	0.190	0.178	1.620	3.682	75,600	86,400	11,000	12,200	
	0.204	0.192	1.592	3.923	80,600	92,100	11,800	13,100	
	0.224	0.212	1.552	4.259	87,500	100,000	13,000	14,400	
	0.250	0.238	1.500	4.684	96,200	110,000	14,500	16,100	
0.280	0.265	1.440	5.156	105,900	121,000	15,900	17,700		
2.375	0.125	0.117	2.125	3.011	61,900	70,700	6,200	6,900	
	0.134	0.126	2.107	3.215	66,000	75,500	6,700	7,400	
	0.145	0.137	2.085	3.462	71,100	81,300	7,200	8,000	
	0.156	0.148	2.063	3.706	76,100	87,000	7,700	8,600	
	0.165	0.157	2.045	3.904	80,200	91,600	8,300	9,200	
	0.175	0.167	2.025	4.122	84,700	96,800	8,700	9,700	
	0.190	0.178	1.995	4.445	91,300	104,300	9,300	10,300	
	0.204	0.192	1.967	4.742	97,400	111,300	10,000	11,100	
	0.224	0.212	1.927	5.159	106,000	121,100	11,000	12,200	
	0.250	0.238	1.875	5.688	116,800	133,500	12,300	13,700	
	0.280	0.265	1.815	6.280	129,000	147,400	13,600	15,100	
	0.300	0.285	1.775	6.665	136,900	156,500	14,600	16,200	
	2.625	0.134	0.126	2.357	3.574	73,400	83,900	6,000	6,700
0.145		0.137	2.335	3.850	79,100	90,400	6,600	7,300	
0.156		0.148	2.313	4.124	84,700	96,800	7,000	7,800	
0.165		0.157	2.295	4.346	89,300	102,000	7,500	8,300	
0.175		0.167	2.275	4.590	94,300	107,800	7,900	8,800	
0.190		0.178	2.245	4.953	101,700	116,300	8,500	9,400	
0.204		0.192	2.217	5.288	108,600	124,100	9,100	10,100	
0.224		0.212	2.177	5.758	118,300	135,200	10,000	11,100	
0.250		0.238	2.125	6.357	130,600	149,200	11,200	12,400	
0.280		0.265	2.065	7.030	144,400	165,000	12,400	13,800	
0.300		0.285	2.025	7.468	153,400	175,300	13,200	14,700	
2.875		0.145	0.137	2.585	4.238	87,100	99,500	5,900	6,600
		0.156	0.148	2.563	4.541	93,300	106,600	6,500	7,200
	0.165	0.157	2.545	4.787	98,300	112,400	6,800	7,600	
	0.175	0.167	2.525	5.059	103,900	118,800	7,300	8,100	
	0.190	0.178	2.495	5.462	112,200	128,200	7,700	8,600	
	0.204	0.192	2.467	5.834	119,800	136,900	8,300	9,200	
	0.224	0.212	2.427	6.358	130,600	149,200	9,200	10,200	
	0.250	0.238	2.375	7.026	144,300	164,900	10,300	11,400	
	0.280	0.265	2.315	7.779	159,800	182,600	11,300	12,600	
	0.300	0.285	2.275	8.271	169,900	194,200	12,200	13,500	
	3.500	0.175	0.167	3.150	6.230	128,000	146,200	5,900	6,600
		0.190	0.178	3.120	6.733	138,300	158,100	6,400	7,100
		0.204	0.192	3.092	7.199	147,900	169,000	6,800	7,600
0.224		0.212	3.052	7.857	161,400	184,400	7,600	8,400	
0.250		0.238	3.000	8.699	178,700	204,200	8,500	9,400	
0.280		0.265	2.940	9.653	198,300	226,600	9,400	10,400	
0.300		0.285	2.900	10.278	211,100	241,300	10,100	11,200	
4.500	0.224	0.212	4.052	10.255	210,600	240,700	5,900	6,600	
	0.250	0.238	4.000	11.376	233,700	267,000	6,700	7,400	
	0.280	0.265	3.940	12.651	259,800	297,000	7,400	8,200	
	0.300	0.285	3.900	13.490	277,100	316,700	7,900	8,800	

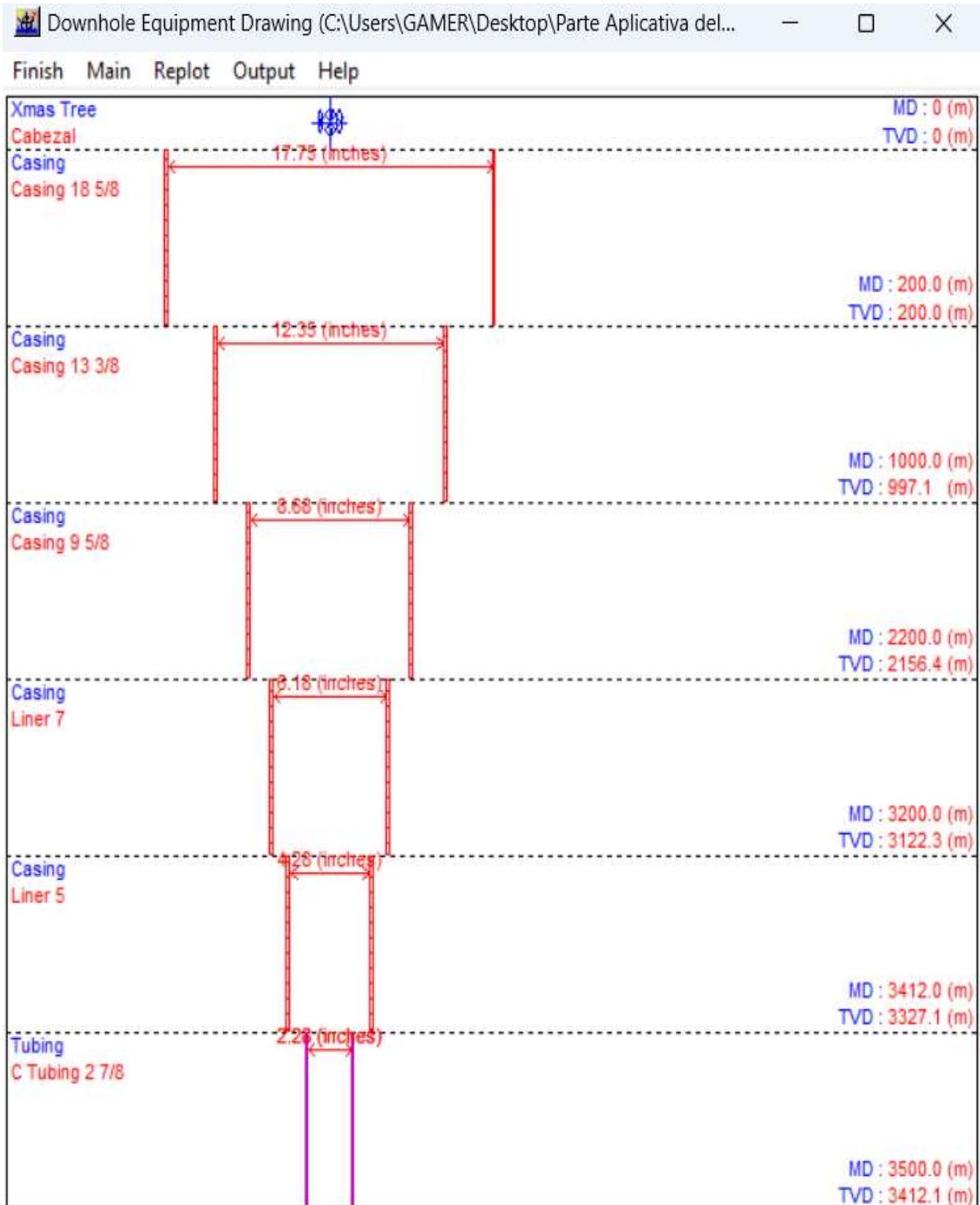
Fuente: Tubería flexible para aplicación de pozo, Tenaris, 2018

ANEXO I: Equipo de fondo de pozo con tubería rígida



Fuente: Creación personal

ANEXO J: Equipo de fondo de pozo con tubería flexible



Fuente: Creación personal

NOMBRE: LEINY RODRIGO HUANCA QUISPE

CELULAR: 69941645

CORREO ELECTRÓNICO: leinyrodrix100@gmail.com



**DIRECCIÓN DE DERECHO DE AUTOR
Y DERECHOS CONEXOS
RESOLUCIÓN ADMINISTRATIVA NRO. 1-2129/2024
La Paz, 08 de julio de 2024**

VISTOS:

La solicitud de Inscripción de Derecho de Autor presentada en fecha **01 de julio de 2024**, por **LEINY RODRIGO HUANCA QUISPE** con C.I. N° **7089348 LP**, con número de trámite **DA 1231/2024**, señala la pretensión de inscripción del Proyecto de Grado titulado: **"EVALUACIÓN DE LA INCIDENCIA DE TUBERÍA FLEXIBLE EN LA PRODUCCIÓN DEL CAMPO LOS MONOS"**, cuyos datos y antecedentes se encuentran adjuntos y expresados en el Formulario de Declaración Jurada.

CONSIDERANDO:

Que, en observación al Artículo 4º del Decreto Supremo N° 27938 modificado parcialmente por el Decreto Supremo N° 28152 el "Servicio Nacional de Propiedad Intelectual SENAPI, administra en forma desconcentrada e integral el régimen de la Propiedad Intelectual en todos sus componentes, mediante una estricta observancia de los regímenes legales de la Propiedad Intelectual, de la vigilancia de su cumplimiento y de una efectiva protección de los derechos de exclusiva referidos a la propiedad industrial, al derecho de autor y derechos conexos; constituyéndose en la oficina nacional competente respecto de los tratados internacionales y acuerdos regionales suscritos y adheridos por el país, así como de las normas y regímenes comunes que en materia de Propiedad Intelectual se han adoptado en el marco del proceso andino de integración".

Que, el Artículo 16º del Decreto Supremo N° 27938 establece "Como núcleo técnico y operativo del SENAPI funcionan las Direcciones Técnicas que son las encargadas de la evaluación y procesamiento de las solicitudes de derechos de propiedad intelectual, de conformidad a los distintos regímenes legales aplicables a cada área de gestión". En ese marco, la Dirección de Derecho de Autor y Derechos Conexos otorga registros con carácter declarativo sobre las obras del ingenio cualquiera que sea el género o forma de expresión, sin importar el mérito literario o artístico a través de la inscripción y la difusión, en cumplimiento a la Decisión 351 Régimen Común sobre Derecho de Autor y Derechos Conexos de la Comunidad Andina, Ley de Derecho de Autor N° 1322, Decreto Reglamentario N° 23907 y demás normativa vigente sobre la materia.

Que, la solicitud presentada cumple con: el Artículo 6º de la Ley N° 1322 de Derecho de Autor, el Artículo 26º inciso a) del Decreto Supremo N° 23907 Reglamento de la Ley de Derecho de Autor, y con el Artículo 4º de la Decisión 351 Régimen Común sobre Derecho de Autor y Derechos Conexos de la Comunidad Andina.

Que, de conformidad al Artículo 18º de la Ley N° 1322 de Derecho de Autor en concordancia con el Artículo 18º de la Decisión 351 Régimen Común sobre Derecho de Autor y Derechos Conexos de la Comunidad Andina, referentes a la duración de los Derechos Patrimoniales, los mismos establecen que: "la duración de la protección concedida por la presente ley será para toda la vida del autor y por 50 años después de su muerte, a favor de sus herederos, legatarios y cesionarios"

Que, se deja establecido en conformidad al Artículo 4º de la Ley N° 1322 de Derecho de Autor, y Artículo 7º de la Decisión 351 Régimen Común sobre Derecho de Autor y Derechos Conexos de la Comunidad Andina que: "...No son objeto de protección las ideas contenidas en las obras literarias, artísticas, o el contenido ideológico o técnico de las obras científicas ni su aprovechamiento industrial o comercial"

Que, el artículo 4, inciso e) de la ley N° 2341 de Procedimiento Administrativo, instituye que: "... en la relación de los particulares con la Administración Pública, se presume el principio de buena fe. La confianza, la cooperación y la lealtad en la actuación de los servidores públicos y de los



ciudadanos...", por lo que se presume la buena fe de los administrados respecto a las solicitudes de registro y la declaración jurada respecto a la originalidad de la obra.

POR TANTO:

El Director de Derecho de Autor y Derechos Conexos sin ingresar en mayores consideraciones de orden legal, en ejercicio de las atribuciones conferidas.

RESUELVE:

INSCRIBIR en el Registro de Tesis, Proyectos de Grado, Monografías y Otras Similares de la Dirección de Derecho de Autor y Derechos Conexos, el Proyecto de Grado titulado: **"EVALUACIÓN DE LA INCIDENCIA DE TUBERÍA FLEXIBLE EN LA PRODUCCIÓN DEL CAMPO LOS MONOS"** a favor del autor y titular: **LEINY RODRIGO HUANCA QUISPE** con C.I. N° **7089348 LP** bajo el seudónimo **RODRI**, quedando amparado su derecho conforme a Ley, salvando el mejor derecho que terceras personas pudieren demostrar.

Regístrese, Comuníquese y Archívese.

CASA/Im

Firmado Digitalmente por:
Servicio Nacional de Propiedad Intelectual - SENAPI
CARLOS ALBERTO SORUCO ARROYO
DIRECTOR DE DERECHO DE AUTOR Y DERECHOS CONEXOS
LA PAZ - BOLIVIA



Firma:



zHjob8Bi9Xb28L

PARA LA VALIDACIÓN DEL PRESENTE DOCUMENTO INGRESAR A LA PÁGINA WEB www.senapi.gob.bo/verificacion Y COLOCAR CÓDIGO DE VERIFICACIÓN O ESCANEAR CÓDIGO QR.



Oficina Central - La Paz
Av. Monjos, N° 915,
entre Esq. Uruguay y
C. Batallón Illimani.
Telfs.: 2115700
2119276 - 2119251

Oficina - Santa Cruz
Av. Uruguay, Calle
prolongación Quijano,
N° 29, Edif. Bicentenario.
Telfs.: 3121752 - 72042906

Oficina - Cochabamba
Calle Bolívar, N° 737,
entre 16 de Julio y Antezana.
Telfs.: 4149403 - 72042957

Oficina - El Alto
Av. Juan Pablo II, N° 2560
Edif. Multicentro El Ceibo
Llta. Pto 2, Of. 5B,
Zona 16 de Julio.
Telfs.: 2141001 - 72040029

Oficina - Chiguitaca
Calle Kilómetro 7, N° 366
casi esq. Urmolagalla,
Zona Parque Bolívar.
Tel: 72005873

Oficina - Tarija
Av. La Paz, entre
Calles Cho Trigo y Avenida
Edif. Santa Clara, N° 243.
Tel: 72015286

Oficina - Oruro
Calle 6 de Octubre, N° 5837,
entre Ayacucho
y Junín, Galería Central,
Of. 14.
Tel: 67201288

Oficina - Potosí
Av. Villazón entre calles
Wenceslao Alba y San Alberto,
Edif. AM. Salinas N° 240,
Primer Piso, Of. 11.
Tel: 72018160

