

EVALUACIÓN TÉCNICO–FINANCIERA DEL POTENCIAL DE LOS PROYECTOS
DE PRODUCCIÓN OFFSHORE EN LA CUENCA SINÚ-OFFSHORE DEL CARIBE
COLOMBIANO Y EL DIMENSIONAMIENTO DE VOLÚMENES DE
HIDROCARBUROS MÍNIMOS ECONÓMICOS

IVÁN ADOLFO RODRÍGUEZ SALAS
JUAN SEBASTIÁN SEVERICHE ORTEGÓN

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ
2017

EVALUACIÓN TÉCNICO–FINANCIERA DEL POTENCIAL DE LOS PROYECTOS
DE PRODUCCIÓN OFFSHORE EN LA CUENCA SINÚ-OFFSHORE DEL CARIBE
COLOMBIANO Y EL DIMENSIONAMIENTO DE VOLÚMENES DE
HIDROCARBUROS MÍNIMOS ECONÓMICOS.

IVÁN ADOLFO RODRÍGUEZ SALAS
JUAN SEBASTIÁN SEVERICHE ORTEGÓN

Proyecto integral de grado para optar por el título de
INGENIERO DE PETRÓLEOS

Director
JEISSON JIMÉNEZ
Ingeniero De Petróleos

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ
2017

Nota de Aceptación

Presidente del Jurado

Jurado

Jurado

Bogotá D.C. Mayo de 2017

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

Dr. JAIME POSADA DÍAZ

Vicerrector de Desarrollo y Recursos Humanos

Dr. LUIS JAIME POSADA GARCIA-PEÑA

Vicerrectora Académica y de Posgrados

Dra. ANA JOSEFA HERRERA VARGAS

Secretario General

Dr. JUAN CARLOS POSADA GARCÍA PEÑA

Decano Facultad de Ingenierías

Dr. JULIO CESAR FUENTES ARISMENDI

Director Ingeniería de Petróleos

Dr. EDGAR DAVID CEDEÑO LIGARRETO

Las directivas de la Universidad de América, los jurados calificadores y el cuerpo docente no son responsables por los criterios e ideas expuestas en el presente documento. Estos corresponden únicamente a los autores

Dedicamos esto a nuestras
familias y amigos.

AGRADECIMIENTOS

Deseamos agradecer profundamente a todas esas personas que nos apoyaron a lo largo del desarrollo de este trabajo de grado. A nuestro director Jeisson Jiménez por servir como un guía y mentor durante este año. Al Ingeniero Nelson García, por enseñarnos a utilizar los simuladores, por sus consejos, correcciones e ideas que ayudaron a complementar este trabajo. A Mauricio Pulido por ayudarnos con la realización del capítulo geológico. A Juan Camilo Araque por su apoyo en la determinación de los volúmenes mínimos económicos y paciencia explicándonos cómo funcionaba el macro de Ecopetrol. Finalmente, agradecemos a Dios y a nuestras familias por su apoyo incondicional sin el cual nunca habiéramos llegado tan lejos.

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	31
OBJETIVOS	32
1. CAPÍTULO DE GENERALIDADES	33
1.1 HISTORIA DE LA CUENCA SINÚ OFFSHORE	33
1.2 LOCALIZACIÓN DE LA CUENCA SINÚ OFFSHORE	34
1.3 MARCO GEOLÓGICO	36
1.3.1 Columna estratigráfica	36
1.3.2 Estratigrafía	37
1.4 GEOLOGÍA ESTRUCTURAL	40
1.5 GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO CUENCA SINÚ OFFSHORE	41
1.5.1 Elementos Y Procesos Del Sistema Petrolífero	41
1.6 HISTORIA DE PRODUCCIÓN	43
2. AMBIENTES SEDIMENTARIOS CUENCA SINÚ OFFSHORE	45
2.1 AMBIENTES SEDIMENTARIOS DE AGUAS PROFUNDAS	45
2.2 AMBIENTES SEDIMENTARIOS PARA LA CUENCA DEL SINÚ OFFSHORE	49
2.3 SECUENCIAS DEL NEÓGENO EN LA CUENCA DEL SINÚ OFFSHORE	50
2.4 DEFINICIÓN DE LAS PROPIEDADES PARA AMBIENTES TURBIDÍTICOS	53
2.5 ANÁLOGOS	54
2.5.1 Uso de Análogos	55
2.5.2 Análogos de la Cuenca Sinú Offshore	55
3. CAPÍTULO DE INGENIERÍA	69
3.1 ANÁLISIS NODAL	69
3.1.1 Ficha técnica del yacimiento	71
3.2 RESULTADOS DE LAS SIMULACIONES EN WELLFLO	75

3.3	DESARROLLO CONCEPTUAL DE PRODUCCIÓN PARA ESCENARIOS DE GAS CON PRESIÓN NORMAL Y SOBREPRESIONADO	82
3.3.1	Cronograma para yacimiento de gas con presión normal	82
3.3.2	Acumulados de producción de los proyectos de gas con presión normal a nivel mundial.	85
3.3.3	Plateau de producción para 5,3 Tcf de gas Sobrepresionado	88
3.3.4	Acumulados de producción de los proyectos de gas Sobrepresionados a nivel mundial.	90
3.3.5	Plateau de producción para petróleo	93
3.4	SISTEMAS DE DESARROLLO PARA AGUAS PROFUNDAS	94
3.4.1	Desarrollo Offshore	94
3.4.2	Evaluación de los sistemas de aguas profundas para la Cuenca Sinú Offshore	94
3.4.3	Esquemas de los escenarios volumétricos	97
4.	ANÁLISIS FINANCIERO	104
4.1	ANÁLISIS DE COSTOS DE INVERSIÓN (CAPEX)	105
4.1.1	Campaña de perforación	105
4.1.2	Costos facilidades de producción	107
4.1.3	Costos de infraestructura	108
4.1.4	Costos totales de inversión	109
4.2	ANÁLISIS COSTOS DE OPERACIÓN (OPEX)	110
4.2.1	Costos de producción	110
4.2.2	Análisis de gas Colombia	112
4.2.3	Costos de Mantenimiento	113
4.2.4	Costos Operativos Totales	114
4.3	ANÁLISIS DE INGRESOS	116
4.3.1	Regalías	116
4.3.2	Ingresos Netos después de regalías	117
4.4	ANÁLISIS DE IMPUESTOS	119
4.5	EVALUACIÓN FINANCIERA	120
4.5.1	Flujo de caja	121
4.6	CONCLUSIÓN FINANCIERA	128
4.7	MÍNIMOS VOLÚMENES DEL PROYECTO	128

5. CONCLUSIONES	132
6. RECOMENDACIONES	133
BIBLIOGRAFÍA	134
ANEXOS	139

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1 Pozos perforados en la Cuenca Sinú Offshore	44
Tabla 2 Análogos de gas y proyectos de referencia de petróleo	56
Tabla 3 Propiedades de los pozos perforados en la zona	66
Tabla 4 Propiedades de los análogos de gas a nivel mundial	67
Tabla 5 Propiedades de los yacimientos de petróleo a nivel mundial	68
Tabla 6 Ficha técnica de los proyectos de gas de 5.3 Tcf de presión normal y Sobrepresionado.	72
Tabla 7 Ficha Técnica del proyecto de petróleo	73
Tabla 8 Resumen de la simulación para un pozo de gas seco Sobrepresionado	78
Tabla 9 Resumen de la simulación de un pozo de gas seco con presión normal	80
Tabla 10 Resumen de la simulación para el escenario de petróleo	82
Tabla 11 Tabla de eventos para el escenario de gas con presión normal	84
Tabla 12 Acumulados proyectos offshore para el escenario de gas con presión normal .	85
Tabla 13 Tabla de eventos para el escenario de gas Sobrepresionado	89
Tabla 14 Acumulados proyectos offshore para el escenario de gas Sobrepresionado	90
Tabla 15 Propiedades plataformas Offshore	97
Tabla 16 Datos específicos del contrato	104
Tabla 17: Escenario1: Campañas de perforación con presión normal	105
Tabla 18 Escenario 1: Costos de perforación para los volúmenes de presión normal	106
Tabla 19 Escenario 2: Campañas de perforación con Sobrepresionado	106
Tabla 20 Escenario 2: Costos de perforación para los volúmenes de Sobrepresión	107
Tabla 21 Escenario 1: Costo de las facilidades volúmenes con presión normal	107
Tabla 22 Escenario 2: Costo de las facilidades de los volúmenes con Sobrepresión	108
Tabla 23 Escenario 1: Costos de la infraestructura en los proyectos de presión normal	108
Tabla 24 Escenario 2: Costos de la infraestructura en los proyectos de sobrepresión	109
Tabla 25 Escenario 1: Costos totales de inversión para los volúmenes de presión normal	109
Tabla 26 Escenario 2: Costos totales de inversión para los volúmenes Sobrepresionados.	110
Tabla 27 Escenario asumido como pronóstico del país	113
Tabla 28 Ajuste de Regalías para proyectos offshore en la Cuenca Sinú Offshore	117
Tabla 29 Mínimo volumen económico para el escenario de gas con presión normal	131
Tabla 30 Mínimo volumen económico para el escenario de gas con sobrepresión	131
Tabla 31 Resumen Simulación Yacimiento Gas Seco Sobrepresionado.	152
Tabla 32 Resumen Simulación Yacimiento Gas Seco Presión Normal.	160
Tabla 33 Resumen Simulación Yacimiento Petróleo.	169
Tabla 34 Plan de desarrollo conceptual del proyecto de presión normal con 5,3 Tcf	171
Tabla 35 Plan de desarrollo conceptual del proyecto de sobrepresión con 5,3 Tcf	172

Tabla 36	Plan de desarrollo conceptual del proyecto de presión normal con 3,5 Tcf	173
Tabla 37	Plan de desarrollo conceptual del proyecto de sobrepresión con 3,5 Tcf	174
Tabla 38	Plan de desarrollo conceptual del proyecto de presión normal con 2 Tcf	175
Tabla 39	Plan de desarrollo conceptual del proyecto de presión normal con 2 Tcf	176
Tabla 40	Escenario 1: Costos de Producción volúmenes de presión normal.	183
Tabla 41	Escenario 2: Costos de Producción volúmenes de sobrepresión.	184
Tabla 42	Escenario 1: Costos de Mantenimiento para los diferentes volúmenes de presión normal	185
Tabla 43	Escenario 2: Costos de Mantenimiento para los diferentes volúmenes de sobrepresión	186
Tabla 44	Escenario 1: Costos Operativos totales escenario de presión normal	187
Tabla 45	Escenario 2: Costos Operativos totales escenario de sobrepresión	188
Tabla 46	Escenario 1: Ingresos Netos para los volúmenes con presión normal	189
Tabla 47	Escenario 2: Ingresos Netos para los volúmenes con sobrepresión	190
Tabla 48	Flujo de Caja del proyecto de 5,3 Tcf de presión normal.	191
Tabla 49	Flujo de Caja del proyecto de 5,3 Tcf de sobrepresión.	192
Tabla 50	Flujo de Caja del proyecto de 3,5 Tcf de presión normal	193
Tabla 51	Flujo de Caja del proyecto de 3,5 Tcf de sobrepresión	194
Tabla 52	Flujo de Caja del proyecto de 2 Tcf de presión normal	195
Tabla 53	Flujo de Caja del proyecto de 2 Tcf de sobrepresión	196
Tabla 54	Escenario 1: Impuestos volúmenes presión normal	197
Tabla 55	Escenario 2: Impuestos volúmenes sobrepresión	198
Tabla 56	TIR de los volúmenes para los dos escenarios.	200
Tabla 57	Valor Unitario por MMBtu para los escenarios de presión normal.	200
Tabla 58	Valor Unitario por MMBtu para los escenarios de sobrepresión.	201

LISTA DE GRÁFICAS

	pág.
Gráfica 1 Sensibilidades con tuberías 4,5"; 4,0" y 3,5" para el escenario de gas Sobrepresionado	77
Gráfica 2 Sensibilidades con tuberías de 4,5"; 4,0" y 3,5" para el escenario de gas con presión normal	79
Gráfica 3 Sensibilidades con tuberías de 4,5"; 4,0" y 3,5" para un pozo de petróleo	81
Gráfica 4 Plateau para 5,3 Tcf de gas con presión normal	86
Gráfica 5 Comportamiento de un pozo tipo de gas con presión normal	87
Gráfica 6 Acumulados de pozos en Bcf Gas Presión Normal	87
Gráfica 7 Plateau para 5,3 Tcf de gas Sobrepresionado	91
Gráfica 8 Comportamiento de un pozo tipo de gas sobrepresionado	92
Gráfica 9 Acumulados de pozos en Bcf Gas Sobrepresionado	92
Gráfica 10 Perfil de producción de un pozo de petróleo	93
Gráfica 11 Costos de Producción para los volúmenes con presión normal	111
Gráfica 12 Costos de Producción para los volúmenes con Sobrepresión	111
Gráfica 13 Escenarios pronóstico del balance de gas en el país	112
Gráfica 14 Costos de mantenimiento para los proyectos de presión normal	114
Gráfica 15 Costos de mantenimiento para los proyectos Sobrepresionados	114
Gráfica 16 Escenario 1: Costos Operativos Totales diferentes volúmenes con presión normal.	115
Gráfica 17 Escenario 2: Costos Operativos Totales diferentes volúmenes con sobrepresión.	115
Gráfica 18 Ingresos netos para los volúmenes de presión normal	117
Gráfica 19 Ingresos netos para los volúmenes Sobrepresionados	118
Gráfica 20 Valor del MMBTU proveniente del gas de la Planta de Cartagena	119
Gráfica 21 Escenario 1: Flujo de caja de un volumen de 2 Tcf con presión normal y Flujo de Caja Neto	122
Gráfica 22 Escenario 1: Flujo de caja de un volumen de 3,5 Tcf con presión normal y Flujo Neto de Caja.	123
Gráfica 23 Escenario 1: Flujo de caja de un volumen de 5,3 Tcf con presión normal y Flujo de Caja Neto	124
Gráfica 24 Escenario 2: Flujo de caja de un volumen de 2 Tcf con sobrepresión y Flujo de Caja Neto	125
Gráfica 25 Escenario 2: Flujo de caja de un volumen de 3,5 Tcf con sobrepresión y Flujo de Caja Neto	126
Gráfica 26 Escenario 2: Flujo de caja de un volumen de 5,3 Tcf con sobrepresión y Flujo de Caja Neto	127
Gráfica 27 Escenario 1: Flujo de caja para el escenario de 5,3 Tcf con presión normal	128
Gráfica 28 Escenario 2: Flujo de caja para el escenario de 5,3 Tcf Sobrepresionado	129

Gráfica 29	Tendencia Mínimos Volúmenes Económicos presión normal (0,43 Psia/ft) .	130
Gráfica 30	Tendencia Mínimos Volúmenes Económicos sobrepresión (0,54 Psia/ft)	130
Gráfica 31	Curva IPR	146
Gráfica 32	Punto Operacional con Tubería 4,5"	150
Gráfica 33	Sensibilidades con tuberías 4,5" 4,0" y 3,5".	151
Gráfica 34	Curva IPR para Yacimiento Gas Presión Normal.	156
Gráfica 35	Punto Operacional con Tubería 4,5"	158
Gráfica 36	Sensibilidades con tuberías 4,5" 4,0" y 3,5" Gas Presión Normal	159
Gráfica 37	Curva IPR Yacimiento Petróleo	165
Gráfica 38	Punto Operacional con Tubería 4,5".	167
Gráfica 39	Sensibilidades con tuberías 4,5" 4,0" y 3,5".	168

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1 Localización de los proyectos desarrollables de producción offshore en la Cuenca Sinú Offshore. Estos prospectos se asumen dentro del Prisma Acrecional del Sinú, donde se han realizado los avances más importantes de exploración en la zona	35
Figura 2. Columna Estratigráfica Generalizada del Sinú Offshore.....	36
Figura 3.	40
Figura 4. Esquema básico de la estructura de un canal.....	46
Figura 5 Estructura conceptual de un complejo de un canal combinado con las estructuras que se forman en los flancos y las posibles formas de deposición.....	47
Figura 5 Arenisca laminar perteneciente a la pendiente marina en Nigeria.....	48
Figura 6 Sistema complejo de aguas profundas.....	49
Figura 7 Área de estudio de los ambientes sedimentarios en la sección del Neógeno Superior.....	50
Figura 8 Secuencia de deposición para la cuenca del Sinú Offshore en el Mioceno Tardío	51
Figura 9 Secuencias de deposición en la Cuenca Sinú Offshore para el Plioceno al Holoceno	52
Figura 10 Interpretación de las amplitudes de un mapa RMS en la secuencia superior del Mioceno en el Campo Cocuite en México.....	54
Figura 11 Localización de la Bahía de Bengal	56
Figura 12 Perfil de la Bahía de Bengal. Bangladesh	58
Figura 13 Ubicación del Bloque Gwadar en el prisma acrecional de Pakistán	59
Figura 14 Frente de deformación del prisma acrecional de Makram en Pakistán.....	60
Figura 15 Perfil Offshore Pakistán	61
Figura 16 Ubicación Delta de Nigeria.....	62
Figura 17 Perfil Offshore Nigeria.....	63
Figura 18 <i>Localización del Abanico del Mississippi. Golfo de México.</i>	63
Figura 19 Localización Campo Forties. Mar del Norte.....	64
Figura 20 Localización de la Cuenca de Santos. Brasil.....	65
Figura 21 Curvas de representación gráfica para análisis nodal	69
Figura 22 Nodos utilizados para el análisis nodal.....	70
Figura 23 Prospectos y leads según Anadarko para los bloques de la Cuenca Sinú Offshore.....	71
Figura 24 Tipos de sistemas de producción para aguas profundas.....	95
Figura 25 Plataformas offshore disponibles para los proyectos de la Cuenca Sinú Offshore.....	96
Figura 26 Esquema conceptual de equipos para 5,3 Tcf en un escenario de presión normal (0,43 Psia/ft).	98

Figura 27 Esquema conceptual de equipos para 5,3 Tcf en un escenario de sobrepresión (0,54 Psia/ft).	99
Figura 28 Esquema conceptual de equipos para 3,5 Tcf en un escenario de presión normal (0,43 Psia/ft).	100
Figura 29 Esquema conceptual de equipos para 3,5 Tcf en un escenario de sobrepresión (0,54 Psia/ft).	101
Figura 30 Esquema conceptual de equipos para 2 Tcf en un escenario de presión normal (0,43 Psia/ft).	102
Figura 31 Esquema conceptual de equipos para 2 Tcf en un escenario de sobrepresión (0,54 Psia/ft).	102
Figura 32 Porcentaje de Regalías después del 2002	116
Figura 33 Pozo y Tipo de Flujo.	141
Figura 34 Correlaciones de Flujo	142
Figura 35 Profundidad de Referencia.....	143
Figura 36 Parámetros de los Fluidos.....	144
Figura 37 Pestaña General de la Sección Datos de las Capas del Reservorio.	145
Figura 38 Geometría del Área de Drenaje.....	145
Figura 39 Tubería de Producción.....	147
Figura 40 Revestimiento	148
Figura 41 Modelo de Temperatura.....	148
Figura 42 Esquema Wellflo Gas Sobrepresionado.....	149
Figura 43 Profundidad de Referencia Yacimiento Gas con Presión Normal.....	153
Figura 44 Parámetros de los Fluidos para Yacimiento Gas con Presión Normal.....	154
Figura 45 Capa del Reservorio para Yacimiento Gas con Presión Normal.....	155
Figura 46 Esquema Wellflo Gas Presión Normal	157
Figura 47 Tipo de Pozo y Tipo de Flujo.....	161
Figura 48 Correlaciones de Flujo.	162
Figura 49 Tabla de Agua.....	163
Figura 50 Parámetros de los Fluidos.....	164
Figura 51 Datos del Yacimiento.	164
Figura 52 Esquema Wellflo Yacimiento Petróleo.....	166
Figura 53 Propiedades del Proyecto Gas Presión Normal 5.3 Tcf.....	177
Figura 54 Datos del Campo	178
Figura 55 Propiedades Fluidos y Características del Perfil	179
Figura 56 Distancia de la Facilidad a Tierra.	180
Figura 57 Perfil de Producción	180
Figura 58 Número de Pozos	181

LISTA DE ECUACIONES

	pág.
Ecuación 1. Petróleo Original en Sitio	74
Ecuación 2. Gas Original en Sitio	74
Ecuación 3. Valor Presente Neto (VPN)	120
Ecuación 4. Calculo de la TIR	199

LISTA DE ANEXOS

	pág.
ANEXO A.	140
ANEXO B.	170
ANEXO C.	177
ANEXO D.	182
ANEXO E.	199

GLOSARIO

ABANICOS: acumulación de materiales, que presentan una vista en planta aproximadamente triangular, con la forma de una sección de cono. Los abanicos aluviales se originan sobre todo cuando los ríos o corrientes de alta velocidad reducen repentinamente la misma al penetrar en una región llana.

ACTIVO: conjunto de bienes económicos, derechos a cobrar que posee un comerciante o una empresa.

ANTICLINAL: pliegue con forma de arco, en el que las capas de roca son convexas hacia arriba. Las rocas más antiguas forman el núcleo, y, a partir del núcleo, se disponen rocas cada vez más modernas.

ARCILLOLITAS: roca sedimentaria compuesta principalmente de sedimentos de grano fino, cuyo tamaño es menor que 0,0039mm formada después de un proceso de compactación y cementación.

ARENA: fragmentos de rocas sedimentarias de dimensiones comprendidas entre 1/16 y 2mm. Están compuestas mayormente de cuarzo y feldespatos, conteniendo además otros minerales, tomando el nombre del mineral de predominio o de importancia económica. Las arenas son depositadas en las playas, en las depresiones y en los desiertos, después de haber sido transportadas desde lugares muy alejados por el mar, ríos, y esencialmente por el viento.

ARENISCAS: rocas sedimentarias clásticas cuyos granos son generalmente del tamaño de la arena (1/16 y 2mm). El término se utiliza comúnmente para hacer alusión a la arena consolidada o a una roca compuesta principalmente por arena cuarzosa, si bien a menudo las areniscas pueden contener feldespatos, fragmentos de rocas, mica y muchos otros granos minerales adicionales unidos entre sí con sílice u otro tipo de cemento. El grado relativamente alto de porosidad y permeabilidad de las areniscas las convierte en buenas rocas yacimiento.

BATIAL: ambiente de deposición del océano a profundidades oscilantes entre 200m [656 pies], el borde de la plataforma continental, y 2000m [6560ft]. El ambiente batial es intermedio entre el ambiente nerítico y el abismo.

BATIMETRÍA: conjunto de técnicas para la medición de las profundidades del mar, los ríos, etc., y el estudio de la distribución de las plantas y animales en sus diversas capas o zonas.

CABALGAMIENTO: rotura en la corteza de la Tierra a través de la cual se ha producido un desplazamiento relativo, en el que las rocas de posición estratigráfica

inferior son empujadas hacia arriba, por encima de los estratos más recientes. El cabalgamiento es resultado de fuerzas de compresión.

CALIZA: roca sedimentaria formada por la precipitación del carbonato de calcio, en las regiones batiales y abisales de los fondos marinos. Su tamaño de grano es menor a 2mm, compuesta esencialmente de carbonato de calcio - calcita (CaCO_3).

CAPA: división de una formación geológica en planos bien delimitados.

CHERT: roca sedimentaria silíceas, constituida principalmente de agregados cristalinos finos de cuarzo y sílice fibrosa, Se le denomina también silex, horstein, pedernal. Presenta una textura no clástica.

CHOKER: herramienta instalada en las tuberías para ajustar y controlar la cantidad de petróleo o gas que fluye de un pozo.

COLUMNA ESTRATIGRAFICA: es una representación gráfica de la historia de la tierra. También se denomina Escala geológica, o geograma o columna crono estratigráfica.

CONCORDANCIA: secuencia de rocas sedimentarias que muestran una continuidad en la sedimentación.

CONGLOMERADOS: roca sedimentaria de tipo detrítico, que se forma mediante fragmentos redondeados de distintas rocas o sustancias minerales que se unen por un cemento. Su tamaño de grano puede ir desde los 2mm hasta más de 256mm de diámetro.

CUENCA: depresión de la corteza terrestre, formada por la actividad tectónica de las placas, en la que se acumulan sedimentos. La persistencia de la deposición puede producir un grado adicional de depresión o subsidencia. Las cuencas sedimentarias, o simplemente cuencas, pueden tener forma de cubeta o de fosa alargada. Si las rocas generadoras de hidrocarburos se combinan con condiciones adecuadas de profundidad y duración de sepultamiento, pueden generarse hidrocarburos.

DIABASA: roca subvolcánica holocristalina, de color oscuro. Su textura se denomina ofítica.

DIAPIRISMO: fenómeno generado por el contraste de densidades que existe entre los materiales que constituyen la corteza terrestre, mediante el cual se produce la extrusión de materiales (de menor densidad) que dan lugar a la formación de un diapiro.

DIQUE: intrusión del magma en forma alargada a través de las rocas estratificadas, perpendicular u oblicuamente a éstas.

DISCORDANCIA: una superficie geológica que separa las rocas más antiguas de las rocas más modernas y que representa un hiato en el registro geológico.

EROSIÓN: proceso de denudación de las rocas, incluida la degradación física, química y biológica y el transporte.

ESTRATIGRAFÍA: estudio de la historia, la composición, las edades relativas y la distribución de los estratos, y la interpretación de los estratos para elucidar la historia de la Tierra. La comparación, o correlación, de estratos separados puede incluir el estudio de su litología, contenido fósil, y edades relativas y absolutas, o litoestratigrafía, bioestratigrafía y cronoestratigrafía.

ESTRATO: es la roca formada por la sedimentación de fragmentos o partículas provenientes de la desintegración de las rocas pre-existentes o de la precipitación de las soluciones químicas acuosas. El estrato es de origen sedimentario y puede encontrarse tanto en rocas sedimentarias como metamórficas.

EUSTÁTICA: variación global del nivel del mar respecto a los continentes.

FACIES: características generales de una unidad de roca, que reflejan su origen y la diferencian de otras unidades adyacentes.

FACTOR DE RECOBRO: es el porcentaje de petróleo o gas en sitio en un yacimiento que en última instancia puede ser retirado mediante técnicas primarias o secundarias.

FALLA: desplazamiento de un bloque rocoso con respecto a otro colindante a éste o de ambos bloques, a través de un plano denominado "plano de falla". Las fallas son producto de esfuerzos tectónicos, producto de la epirogenesis, orogenia, diastrofismo, tectónica de placas o cualquier otro tipo de desplazamiento de parte de la corteza.

FALLAMIENTO: proceso geológico que ocurre cuando las rocas tienen escasa plasticidad y al verse afectada por las fuerzas de los movimientos de la tierra, en vez de presentar plegamientos se fracturan.

FORMACION: es una secuencia de rocas, generalmente de características semejantes, en cuanto a litología, fósiles y edad.

GEOQUÍMICA: Ciencia que estudia las leyes que gobiernan la distribución de los elementos químicos en los diversos materiales que componen el interior y la superficie de la Tierra: magmas, rocas, minerales, agua, etc.

GRADACIÓN: disposición u orden de una cosa en grados sucesivos, ya sea ascendentes o descendientes.

HIDROCARBURO: un compuesto orgánico natural, que comprende el hidrógeno y el carbono. Los hidrocarburos pueden ser tan simples como el metano [CH₄], pero en muchos casos corresponden a moléculas altamente complejas y pueden presentarse como gases, líquidos o sólidos.

INFRAYACENTE: material que reposa por debajo de otro material.

KERÓGENO: es la materia precursora del petróleo la cual posee alrededor de un 80% y 90% de materia orgánica, dentro de ella se encuentra una materia en menor cantidad soluble en solventes orgánicos denominada betumen.

LIMOLITA: es una roca sedimentaria clástica compuesta por fragmentos de limo, consolidados y diagenizados. El tamaño de su granulometría varía desde 0,002mm hasta 0,063mm.

LODOLITA: roca sedimentaria formada por la consolidación de partículas finas, arcillas de color gris oscuro, a veces verdoso. Su granulometría está por debajo de los 0,002mm de diámetro.

MANIFOLD / MÚLTIPLE: sistema de recibo al cual llegan las corrientes de cada uno de los pozos productores asignados a esta estación.

MARCO GEOLOGICO: es una síntesis de la geología de una zona de estudio, en el cual se incluyen la estratigrafía, las rocas presentes en el área (roca generadora, sello, trampa, reservorio), la geología estructural y demás datos geológicos de relevancia para el proyecto.

MARGA: roca sedimentaria calcárea compuesta por minerales de calcita, CaCO₃ y arcilla en un porcentaje de aproximadamente 78% de calcita y 22% de arcilla. Su granulometría está por debajo de los 0,002mm de diámetro. Los ambientes de formación de las margas son los mares intermedios o de profundidad intermedia o nerítica.

METEORIZACION: conjunto de factores externos (procesos geodinámicos exógenos) que intervienen sobre una roca produciendo alteraciones mecánicas y químicas.

NODO: punto de división en el sistema de un pozo para hacer análisis nodal.

PELÁGICO: depósito marino formado en las grandes profundidades oceánicas y consecuentemente a grandes distancias de los bordes litorales. Los depósitos pelágicos están constituidos por material muy fino, arcillas que contienen fragmentos orgánicos (radiolarios, foraminíferos) transportados por las corrientes marinas a los fondos oceánicos.

PLATAFORMA CONTINENTAL: área en los márgenes de un continente que se extiende desde la línea de costa hasta una profundidad de 200m [660ft], donde comienza la pendiente continental. La plataforma continental es usualmente un área llana y vasta con una leve pendiente hacia el mar.

PLATAFORMA DE TENSIÓN (TENSION LEG PLATFORM): está compuesta por una estructura flotadora la cual se mantiene quieta por la tensión generada de unos tendones conectados al lecho marino. Estos tendones limitan el movimiento vertical de las TLP's. La máxima profundidad que se ha reportado en la cual se utilizó una TLP fue de 4000ft.

PLATAFORMA DE TENSIÓN MÍNIMA (MINI-TENSION LEG PLATFORM): es una plataforma de tensión de menor tamaño de costo relativamente bajo, fabricada para el desarrollo de reservas de menor volumen en aguas ultra profundas. También puede ser usada como una plataforma de producción temporal para yacimientos de grandes volúmenes en aguas ultra profundas. Es muy parecido a los TLP normales.

PLATAFORMAS FIJAS (FIXED PLATFORM): consiste en una sección tubular vertical de gran altura hecha de acero ancladas al lecho marino, cuenta con una cubierta en su parte superior, la cual provee espacio para los cuarteles en donde trabajara el personal, consta de un taladro y facilidades de producción. Las plataformas fijas son económicamente viables para ser instaladas en aguas menores a 1500ft.

PLATAFORMA SPAR (SPAR PLATFORM): se compone de un cilindro vertical de gran altura el cual soporta una cubierta. Posee equipos de perforación y de producción en la cubierta. Es normalmente usada en profundidades de 3000ft hasta 7500ft.

PLATEAU DE PRODUCCIÓN: lapso de tiempo durante el cual se produce una cantidad específica de hidrocarburos.

PLIEGUES: deformación de las rocas estratificadas, debido a los esfuerzos de compresión, a las propiedades plásticas de éstas y a las condiciones de elevada presión reinantes, tomando formas onduladas.

POZO: agujero perforado, incluyendo el tramo descubierto o no entubado. El término pozo puede referirse al diámetro interno de la pared del pozo, la pared de roca que limita el pozo perforado.

PRISMA ACRECIONAL: es una estructura formada por un régimen compresional regional donde una de las dos placas tectónicas en contacto subduce a la otra creando un arco de sedimentos fracturados y plegados.

PROSPECTO: es un destino de exploración, un intervalo estratigráfico en específico, el cual aún no ha sido probado por la perforación (cuando se prueba y los resultados son positivos, se denomina yacimiento).

QUESTOR: es un software para determinar proyecciones de costos en todo el ciclo de vida del proyecto a partir de la información y experiencia de gerentes offshore y una base de datos de los proyectos en cuencas ya desarrolladas. Esto incluye: modelo de gastos y producción de petróleo/gas, desarrollo de cronogramas, datos preliminares para estudios de factibilidad y FEED, desarrollo conceptual, gerencia de costos para proyectos offshore, comparación con más de 60.000 proyectos y sus costos actualizados bi-anualmente, entre otros.

REGRESIÓN MARINA: la retirada del mar de una gran zona de terreno en un período relativamente corto de tiempo (geológicamente hablando).

RISER: tubería vertical submarina que establece conexión entre los equipos del lecho marino y la plataforma flotante. Se usa para el transporte de fluidos (Petróleo, gas, agua, lodo), como también para las conexiones eléctricas.

ROCA ÍGNEA: roca formada a partir de la consolidación del magma.

ROCA VOLCÁNICA: roca ígnea consolidada sobre la superficie terrestre o muy cerca de ella, de textura afanítica o micro granular.

SEDIMENTO: a nivel geológico, es el material sólido que se acumula en la superficie terrestre y que surge por la acción de diversos fenómenos naturales que actúan en la atmósfera, la hidrosfera y la biosfera. Los vientos, las precipitaciones y los cambios de temperatura son algunos de los factores vinculados al desarrollo de sedimentos.

SEDIMENTOS HEMIPELÁGICOS: sedimentos típicos de los taludes continentales. Los conforman mezclas de material terrígeno (limo fundamentalmente) con material pelágico (plancton) y hasta béntico; sin embargo, la fracción terrígena mayor de 5micras debe ser superior al 25%; debido a su ubicación, se encuentran propensos al transporte lateral por las corrientes oceánicas que bordean los continentes.

SEDIMENTOS PELÁGICOS: materiales sólidos que proceden principalmente de partículas que se encuentran en suspensión en los mares. Estas partículas pueden proceder del plancton marino (calcáreo o silíceo) e incluso ser de arcillas, en cuyo caso se generan las “arcillas abisales” de algunos fondos oceánicos profundos.

SISTEMA FLOTADOR DE PRODUCCIÓN, ALMACENAMIENTO Y DESCARGA (FPSO): es un barco anclado al lecho marino diseñado para producir y almacenar los hidrocarburos provenientes de varios pozos y eventualmente descargarlos en alguna facilidad en tierra.

SISTEMA DE PRODUCCIÓN FLOTANTE (FLOATING PRODUCTION SYSTEM): unidad semi-sumergible la cual cuenta con sistemas de perforación y de producción. Se posiciona utilizando un ancla o un sistema de posicionamiento satelital el cual activa unas turbinas.

SISTEMA PETROLÍFERO: son los componentes geológicos y los procesos necesarios para generar y almacenar hidrocarburos; esto incluye una roca generadora madura, un trayecto de migración, una roca yacimiento, una trampa y un sello.

SISTEMA SUBMARINO (SUBSEA SYSTEM): varían desde sistemas para un solo pozo o varios pozos que producen a través de un manifold hacia alguna facilidad de producción. Normalmente se utilizan en profundidades mayores a 5000ft.

SPAR: una plataforma offshore que consiste en un cilindro vertical de gran diámetro que soporta una cubierta. El cilindro consiste en una cámara que se encuentra llena de un material más denso que el agua para bajar el centro de gravedad de la plataforma y proporcionar estabilidad. La plataforma se encuentra permanentemente anclada al lecho marino por medio de un sistema de amarre extendido compuesto por una serie de cadenas.

SUPRAYACENTE: material que reposa sobre otro material.

TALUD CONTINENTAL: parte de la morfología submarina ubicada entre los 200 a 4000m bajo el nivel del mar. Esta zona tiene un fuerte declive, en el que se encuentran profundos valles submarinos, grandes montañas y gigantescos cañones submarinos. En los taludes continentales se producen grandes deslizamientos ya que el origen de los mismos está en la acumulación sucesiva de sedimentos procedentes, a veces desde distancias considerables, desde los continentes más cercanos.

Las condiciones de vida oceánica se hacen muy difíciles por lo que el volumen de la biomasa disminuye. A esta región también se le llama zona batial. Esta unidad morfológica se extiende a partir del borde de la plataforma continental hasta una profundidad de 1000m a 4500m. Su pendiente media es de 5°C a 7°C, aunque a

veces alcanza 25°C y en ocasiones rebasa los 50°C. En amplitud varía de 8 a 10km hasta 250-270km.

TEA: contrato otorgado por la ANH para la evaluación del potencial hidrocarburífero de un área.

TRANSGRESIÓN MARINA: invasión de una gran zona de tierra por el mar en un espacio relativamente corto de tiempo (geológicamente hablando). Generalmente se considera que el mar avanza sobre una superficie más o menos planizada. Aunque el resultado observable de una transgresión marina puede hacer pensar en un proceso casi instantáneo, es probable que el tiempo que ha tardado deba de medirse en millones de años. El plano de una transgresión marina es una superficie de discordancia.

TRASPRESIÓN: la existencia simultánea de un proceso de formación de fallas de desplazamiento de rumbo y la compresión, o convergencia, de la corteza terrestre.

TORRE COMPATIBLE (COMPLIANT TOWER): consiste de una torre flexible que puede soportar una cubierta convencional para trabajos de perforación y producción. A diferencia de las plataformas fijas, estas torres están hechas para soportar grandes esfuerzos laterales y son usadas en profundidades de 1000 a 2000ft

TURBIDITAS: sedimentos fangosos en fase discontinua, cuando se vierten en agua dulce o marina. Generalmente se acepta que tales fangos pueden generarse, en grandes cantidades, en diferentes tipos de cuencas y que fluirán ladera abajo a velocidades considerablemente altas, cubriendo distancias de decenas de kilómetros. Los movimientos de estas masas de fango se denominan corrientes de turbiedad, o corrientes de densidad y el sedimento depositado que resulta de estas corrientes se llaman turbiditas.

WELFLO: es un software que modela y mejora la eficiencia de pozos de petróleo y gas, como también de redes de producción. Esto se realiza a través de análisis nodal, diseño de pozos, análisis de pozos de una fase o de múltiples fases y la evaluación del comportamiento de las propiedades del fluido y las propiedades PVT.

YESO: sulfato de calcio hidratado.

ABREVIACIONES

>	Mayor que.
<	Menor que.
%	Tanto por ciento.
API	<i>American Petroleum Institute</i> (Instituto Americano del Petróleo).
ANH	Agencia Nacional de Hidrocarburos.
BCF	<i>Billion Cubic Feet</i> (Miles de Millones de Pies Cúbicos) 10 ⁹
BHP	<i>Bottom Hole Pressure</i> (Presión de fondo de pozo).
CAPEX	<i>Capital Expenditure</i> (Costos de Inversión).
COL	Colombia.
E	Este.
EUR	<i>Estimated Ultimate Recovery</i> (Recobro ultimo estimado).
Ft	<i>Feet</i> (Pie).
ft³	<i>Cubic feet</i> (Pie cubico).
GOES	Gas Original en Sitio.
GOR	<i>Gas Oil Relationship</i> (Relación Gas Petróleo).
GSCF	<i>Giga Standard Cubic Feet</i> (Giga pies cúbicos estándar),10 ⁹ .
H	Espesor neto.
Ha	Hectáreas.
INGEOMINAS	Instituto Geológico y de Minas.
IPR	<i>Inflow Performance Relationship</i> (Relación del Comportamiento del Flujo).
K	Permeabilidad.

Kg	Kilogramo.
Km	Kilómetro.
Km²	Kilómetro cuadrado.
Md	Milidarcy.
MBPE	Miles de Barriles de Petróleo Equivalente.
MMSCF	<i>Million Standard Cubic Feet</i> (Millones de pies cúbicos), 10 ⁶
MMSCF/D	<i>Million Standard Cubic Feet per Day</i> (Millones de pies cúbicos por día)
MSCF	<i>Thousand Standard Cubic Feet</i> (Miles de pies cúbicos), 10 ³
MSCF/D	<i>Thousand Standard Cubic Feet per Day</i> (Miles de pies cúbicos por día)
MSTB/D	<i>Thousand Stock Tank Barrels per Day</i> (Miles de barriles de tanque por día)
N	Norte.
NE	Noreste.
NO	Noroeste.
O	Oeste.
OPEX	<i>Operational Expenditure</i> (Costos de Operación).
Pc	Presión crítica.
Psi	<i>Pounds Square Inch</i> (Libras por pulgada cuadrada).
Pwf	<i>Bottom Hole Flowing Pressure</i> (Presión de fondo fluyente).
Pyac	Presión de yacimiento.
Re	<i>External Boundary Radius</i> (Radio de drenaje).
Rw	<i>Wellbore Radius</i> (Radio del pozo).

S	<i>Skin</i> (Daño de formación).
SE	Sureste.
SCF	<i>Standard Cubic Feet</i> (Pie cubico estándar).
Sg	Saturación de gas.
Swi	Saturación de agua inicial.
STB	<i>Stock Tank Barrel</i> (Barril en tanque).
Tc	Temperatura crítica.
TIO	Tasa interna de oportunidad.
Tmáx	Temperatura máxima.
TOC	<i>Total Organic Carbon</i> (Carbón orgánico total).
TCF	<i>Tera Cubic Feet</i> (Tera pies cúbicos), 10^{12}
TVD	True Vertical Depth (Profundidad vertical real).
Tyac	Temperatura de yacimiento.
UPME	Unidad de Planeación Minero Energética.
URA	Urabá.
USD	<i>United States Dollar</i> (Dólar de los Estados Unidos).
VLP	<i>Vertical Lift Performance</i> (Comportamiento del levantamiento vertical).
VPN	Valor Presente Neto.
Wp	Producción acumulada de agua.
Z	Factor de compresibilidad.

RESUMEN

El principal objetivo de este trabajo es la Evaluación técnico financiera del potencial de los proyectos de producción offshore y el dimensionamiento de volúmenes de hidrocarburos mínimos económicos.

Este trabajo comprende un desarrollo progresivo de diferentes etapas que inicia desde la recopilación bibliográfica y selección de análogos geológicos, pasando por el procesamiento de los datos petrofísicos obtenidos en los simuladores, sensibilidades de diámetros de tuberías, elaboración de diferentes plateaus de producción para diferentes volúmenes de hidrocarburos, selección de las facilidades de producción offshore, hasta un análisis de los resultados que permiten determinar los volúmenes de hidrocarburos mínimos económicos.

La primera etapa consistió en la realización de una selección de Cuencas análogas a la Cuenca Sinú Offshore, teniendo en cuenta el tipo de cuenca, régimen tectónico, setting estructural, mecanismos de entrapamiento, sistemas de deposición de los sedimentos y la litología. A partir de esto se determinaron las propiedades petrofísicas de los análogos para simular los dos escenarios de gas, un yacimiento de sobrepresionado y otro con una presión normal. También se desarrolló un escenario de petróleo.

En la segunda etapa se utilizó el simulador Wellflo para análisis nodal, en el cual se hicieron sensibilidades de los caudales variando el diámetro de la tubería. Posteriormente se generaron alternativas para los planes de desarrollo, dependiendo de la cantidad de reservas recuperables (recursos), utilizando el software de facilidades de producción Que\$tor. Este software permite tener un costo estimado de los CAPEX, OPEX y costos de abandono de los proyectos.

En la tercera etapa se desarrolló un análisis financiero con el indicador VPN (Valor Presente Neto), para los escenarios de gas en un yacimiento sobrepresionado y un yacimiento con presión normal. Para estos escenarios se plantearon 3 diferentes proyectos cambiando los recursos de gas presentes. De los valores resultantes se determinaron los mínimos volúmenes económicos a través de una tendencia de los VPN resultantes de cada volumetría. Este estudio contribuye como un análisis adicional, que permita a Ecopetrol plantear posibles desarrollos offshore con base en los resultados obtenidos en este trabajo de grado. Estos resultados son volúmenes mínimos económicos de 1,38Tcf de gas en un yacimiento con presión normal y 1,28Tcf de gas para un yacimiento sobrepresionado.

Palabras claves: Offshore, Análogos, Que\$tor, Wellflo, Volúmenes.

INTRODUCCIÓN

Según el Ministerio de Minas, el panorama actual de Colombia en términos de reservas probables es de 2002 MBPE de crudo y 4,3Tcf de gas. Con esto se tiene una proyección de 5,5 años para petróleo y 10,3 años para gas teniendo en cuenta los valores de producción promedio del 2015. Cerca de un millón de barriles de petróleo por día y 1000 millones de ft³ de gas por día.

Con esta realidad, Ecopetrol bajo el liderazgo de la Vicepresidencia de Exploración, ha enfocado parte de su estrategia y esfuerzos en explorar áreas fronterizas como el Offshore del Caribe Colombiano donde probablemente existe una alta prospectividad y posibilidad de encontrar volúmenes significativos de hidrocarburos que permitan aumentar las reservas nacionales y extender su autosuficiencia.

Como ejemplo de ello, en el año 2015, el consorcio Anadarko-Ecopetrol perforó el Pozo Kronos-1 ubicado en el Bloque Fuerte Sur, el cual, confirmó la presencia de hidrocarburos dando así buenas señales de la existencia de sistemas petrolíferos activos en el Caribe Colombiano.

Este proyecto realiza una evaluación técnico-financiera para dimensionar los recursos mínimos en proyectos offshore en la Cuenca del Sinú-Offshore del Caribe Colombiano, realizando estimaciones volumétricas de yacimientos de hidrocarburos mediante el uso de análogos y seleccionando el tipo de plataformas de producción que serán necesarias para el desarrollo de estos mismos, concluyendo la viabilidad financiera de tres escenarios de producción.

Lo que se espera de este proyecto, es que sirva como referente, y brinde a Ecopetrol un análisis adicional proporcionando herramientas de juicio para visualizar diferentes escenarios de desarrollo que puedan aplicar en caso de encontrar volumetrías de interés para la empresa.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Dimensionar el potencial de los proyectos de producción offshore en la Cuenca del Sinú-Offshore del Caribe Colombiano y los volúmenes de hidrocarburos mínimos económicos.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Describir las generalidades de la Cuenca de Sinú-Offshore.
2. Analizar los ambientes de depósito de la Cuenca de Sinú-Offshore, haciendo énfasis en la composición del sistema petrolífero de la zona.
3. Realizar una selección de los análogos que presenten la mejor correlación con el área de la Cuenca de Sinú-Offshore.
4. Identificar propiedades petrofísicas y geoquímicas de la zona con el uso de información disponible de pozos perforados y de los análogos mundiales seleccionados.
5. Simular el análisis nodal para tres escenarios probables mediante un software.
6. Realizar un plan conceptual de desarrollo de producción para los tres escenarios planteados, junto con el CAPEX, el OPEX y los costos de abandono haciendo uso de un software.
7. Evaluar la viabilidad financiera de los escenarios propuestos mediante el uso del indicador financiero Valor Presente Neto (VPN).

1. GENERALIDADES

En este capítulo, a fin de dar cumplimiento al primer objetivo, se mencionan aspectos de la Cuenca Sinú-Offshore, asociados con sus antecedentes, localización, marco geológico y la historia de producción.

1.1 HISTORIA DE LA CUENCA SINÚ OFFSHORE

La exploración de la Cuenca del Sinú Offshore se remite a las primeras perforaciones realizadas en 1969 por Phillip Petroleum y continuaron hasta 1981 con la perforación de 16 pozos, con participación de: Phillip Petroleum, Colombian Gulf Oil Co., Texas Petroleum Co., Province Petroleum y Kooch Colombia.

En el año 2006 el consorcio Ecopetrol S.A-BHP Billiton suscribe los contratos de exploración y producción Fuerte sur y Fuerte norte, teniendo a BHP Billiton como operador con un 75% de participación y a Ecopetrol S.A. con el 25% restante en calidad de socio no operador.

En el 2007 Petrobras perforó sin éxito, en la zona norte de la cuenca, el Pozo Araza-1, cuyas pruebas dieron producción de agua.

En el año 2009 se suscribe un acuerdo de entendimiento entre las partes (i.e BHP Billiton y Ecopetrol S.A) donde se hace la cesión total de los derechos, intereses y obligaciones a Ecopetrol S.A.

En el 2012 Equión perforó el Pozo Mapale-1, cuyo resultado fue el hallazgo no comercial de hidrocarburos gaseosos.

En el año 2012, Ecopetrol S.A: mediante un proceso de Farm-out cede la operación y un 50% de la participación de los Bloques Fuerte Sur y Fuerte Norte a Anadarko Petroleum Company. Adicionalmente, en este mismo año, el consorcio Anadarko – Ecopetrol gana en ronda pública de la ANH, los bloques URA-4, COL-5 (TEA) y la asignación del Bloque Purple Angel.

En el año 2013 se adquirió, para ese entonces, el cubo sísmico 3D más grande en Colombia con aproximadamente 5300 Km². En este cubo sísmico se definieron algunos prospectos que deberían ser perforados en el futuro cercano, entre ellos el descubrimiento Kronos.

La campaña de perforación, empezó a principios del 2015, siendo Kronos-1 el primer pozo perforado en aguas ultra profundas en la cuenca. Este pozo se encuentra en la parte suroeste del Bloque Fuerte Sur y probó acumulaciones gasíferas en areniscas ubicadas en una amplia estructura en la zona frontal del frente de deformación del Sinú.

Durante el año 2015 y después de terminar la perforación de Kronos-1, se empezó la perforación del segundo pozo, Calasu-1, el cual tuvo como resultado una acumulación de hidrocarburos no comercial.

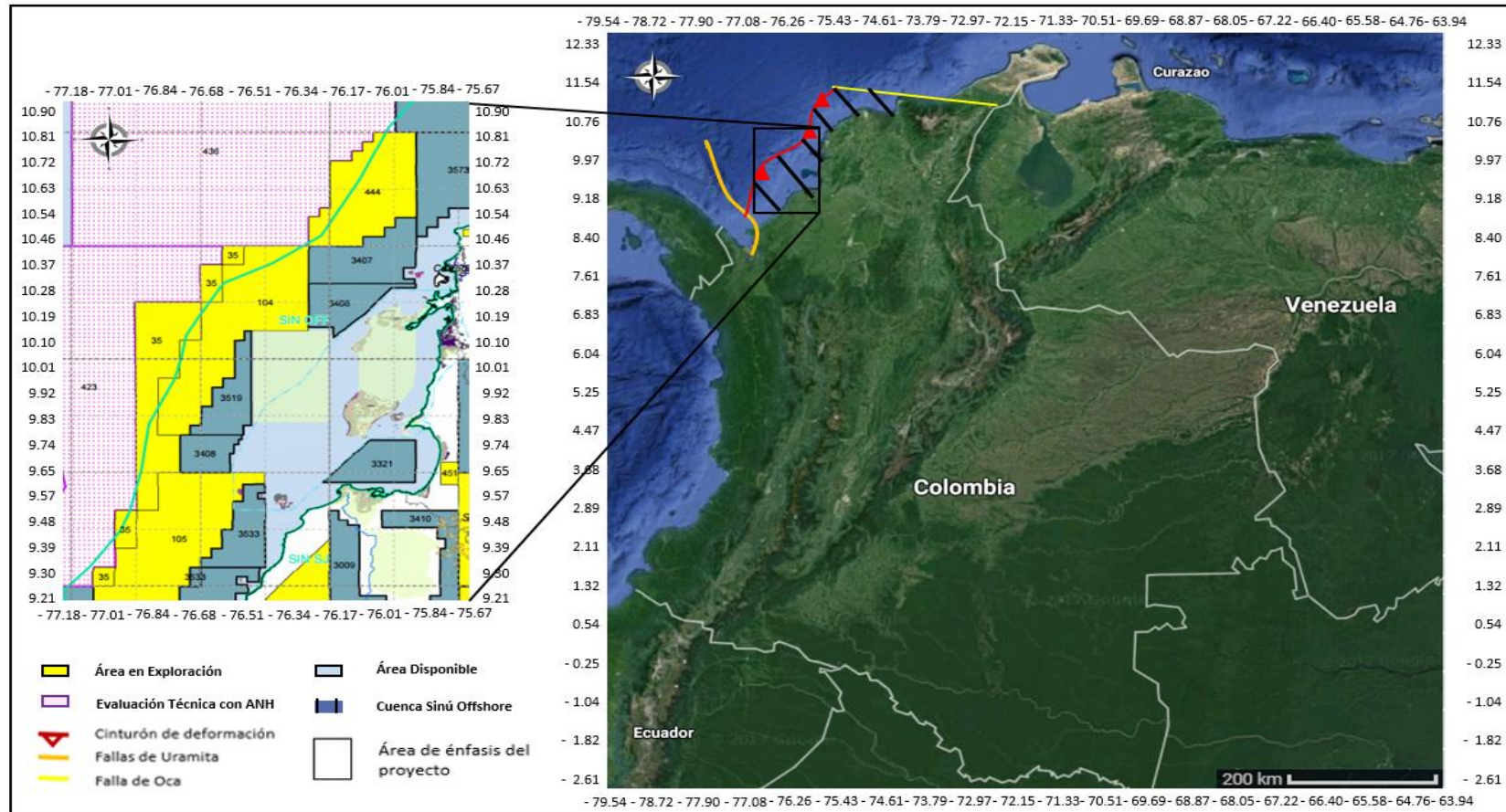
A Septiembre del 2016, en la Cuenca Sinú Offshore hay seis bloques operados por Anadarko, Shell y Ecopetrol. La actividad más importante durante 2017 será la perforación del Pozo Purple Angel-1 y el Pozo Gorgón-1.

1.2 LOCALIZACIÓN DE LA CUENCA SINÚ OFFSHORE

La Cuenca Sinú-Offshore se encuentra localizada en toda su extensión bajo el mar Caribe Colombiano, cuenta con un área aproximada de 2.952.648 Ha. Sus límites son: al noreste con la Falla de Oca, al Noroeste con el Frente de deformación del cinturón Sur, al suroeste colinda con el sistema de fallas de Uramita y al sureste con los límites costeros de los departamentos de Antioquia, Córdoba y Sucre¹. La **Figura 1** muestra la localización del proyecto.

¹ Barrero, D., Pardo, A., Vargas, C., & Martínez, J. (2007). Colombian Sedimentary Basins: Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology, A New Proposal. Bogotá D.C.: ANH and B&M Exploration Ltda.

Figura 1. Localización de los proyectos desarrollables de producción offshore en la Cuenca Sinú Offshore. Estos prospectos se asumen dentro del Prisma Acrecional del Sinú, donde se han realizado los avances más importantes de exploración en la zona



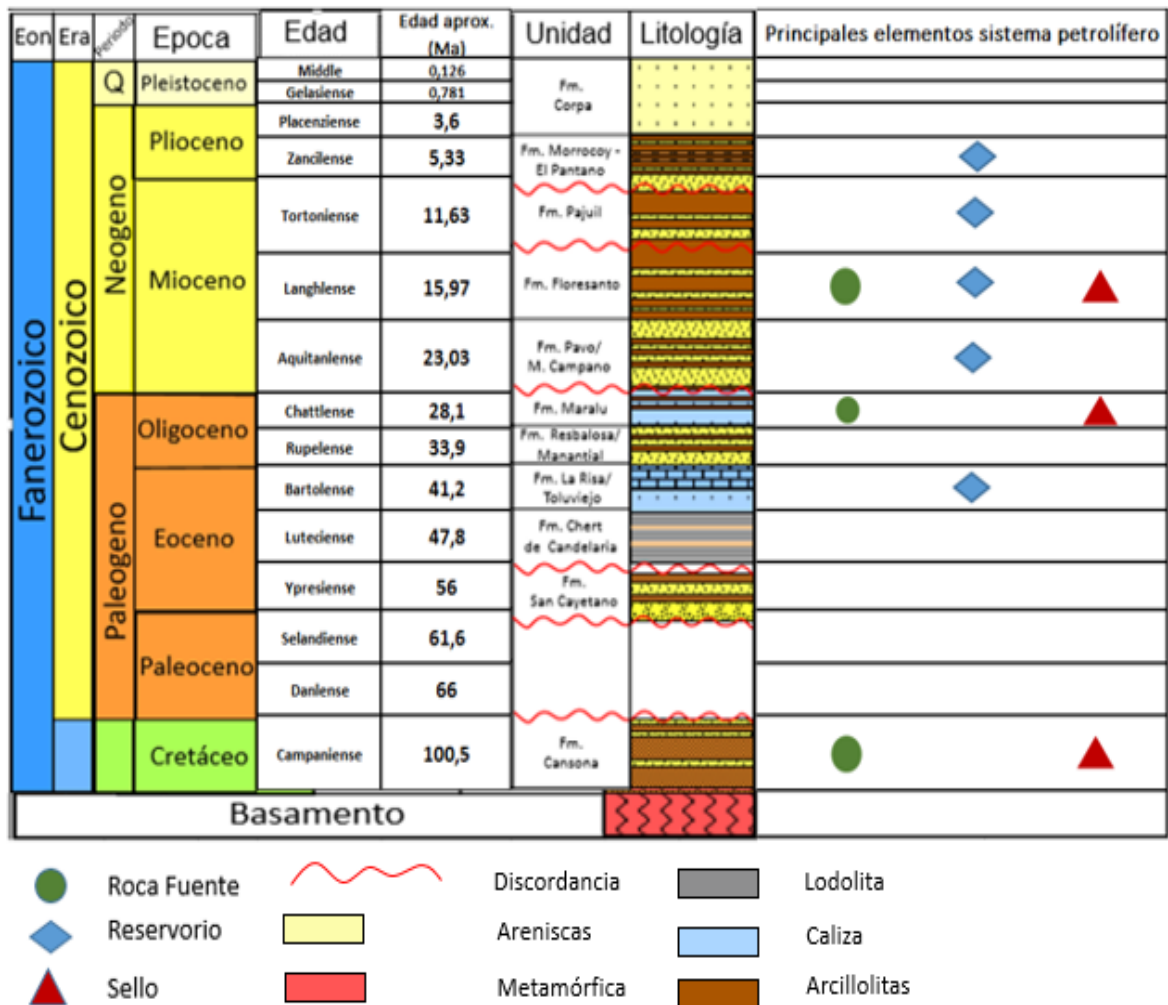
Fuente: Geovisor de la Agencia Nacional de Hidrocarburos. [en línea] recuperado de: <https://geovisor.anh.gov.co> . Modificado por los autores

1.3 MARCO GEOLÓGICO

Para la Cuenca Sinú Offshore, se trabaja con unidades cronoestratigráficas debido a que no es correcto usar la litoestratigrafía descrita en continente que pertenece a ambientes mucho más someros.

1.3.1 Columna estratigráfica. La **Figura 2** presenta la columna estratigráfica generalizada de la zona. En ella se puede identificar los principales elementos del sistema petrolífero de la Cuenca del Sinú Offshore.

Figura 2. Columna Estratigráfica Generalizada del Sinú Offshore



Fuente: Ecopetrol GOF 2016. Modificada por los Autores.

1.3.2 Estratigrafía. A continuación se presenta la descripción de las formaciones y las unidades identificadas para la Cuenca del Sinú- Offshore y la descripción que se tiene de estas según INGEOMINAS².

- **Formación Cansona.** Esta formación está datada como Cretácico superior. En la cartografía del INGEOMINAS, se menciona que la Formación Cansona está constituida por chert tipo, capas delgadas con intercalaciones de limolitas, ocasionalmente aparecen capas de calizas, arcillolitas y arenitas de grano fino, conglomerados con fragmentos de rocas volcánicas e intrusiones de silos de matriz muy fina. En la cartografía de GEOTEC, la Formación Cansona está constituida hacia la base por cherts afectados por silos y diques de una roca ígnea muy meteorizada, con intercalaciones aparentes de diabasas, chert negros, limolitas y arcillolitas. Se puede establecer un espesor promedio de 100 m. A esta formación le asignan un ambiente deposicional batial profundo a pelágico. Geotec sugiere un ambiente marino tranquilo que incluye posiblemente un medio nerítico medio a batial. No se tiene información de la Formación que infrayace. Mientras tanto, debido a la falta de información de las edades siguientes, se supone que a la Formación Cansona la suprayace discordantemente la Formación San Cayetano.
- **Formación San Cayetano.** Esta unidad se encuentra en el Eoceno Inferior. En la cartografía del INGEOMINAS se reporta que la Formación San Cayetano, corresponde a secuencias grano decrecientes, arenitas desde conglomeráticas hasta grano fino, cemento silíceo, localmente calcáreo, mal seleccionadas. Intercalaciones menores de lodolitas interestratificadas con arenitas de grano fino, cemento calcáreo, bioturbadas, en capas gruesas, con abundante yeso y azufre secundario. Hacia el tope de la secuencia afloran niveles de chert gris oscuro en capas finas a muy finas. En la cartografía de GEOTEC, también se pueden apreciar fragmentos de cuarzo, volcanitas y metamorfitas. El espesor medido promedio para la Formación San Cayetano es de 240 m. Geotec sugiere que la Formación San Cayetano se sedimentó en un medio tectónicamente inestable donde ocurrían corrientes torrentosas y persistente turbidez. Las secuencias más gruesas se sedimentaron en un régimen de flujo alto, probablemente se presenta un sub-ambiente de abanico proximal interior a medio. A la Formación San Cayetano la infrayace discordantemente la Formación Cansona, esto es una suposición hecha con la poca información que se tiene. Mientras tanto, la suprayace discordantemente la Formación Chert de la Candelaria.

² Guzmán, G., Gomez, E., Serrano, B. (2004). Geología de los cinturones del Sinú, San Jacinto y Borde Occidental del Valle Inferior del Magdalena Caribe Colombiano (págs. 134).

- **Formación Chert de la Candelaria.** La formación Chert de la candelaria está presente en el Eoceno Medio. Esta unidad está constituida por una serie de porcelanitas color blanco con fragmentos de chert, que varían a limolitas y arcillolitas. Se presentan Interestratificaciones de lutitas. En algunos sitios estas litologías poseen baja densidad y en su composición presentan vidrio volcánico por lo que se ha considerado como una mezcla de material silíceo con sedimentos pelágicos. Se reporta un espesor entre 30 m y 50 m. indica que las características deposicionales y texturales sugieren que la Formación Chert de Candelaria se acumuló en un ámbito relativamente quieto, de profundidades batiales a neríticas externas, con aporte de cenizas volcánicas silíceas suministradas por el vulcanismo regional. A la formación Chert de la Candelaria la infrayace discordantemente la Formación San Cayetano y la suprayace concordantemente la Formación La Risa/ Toluviejo.
- **Formación La Risa/Toluviejo.** La Formación La Risa/Toluviejo se encuentra en el Eoceno Superior. La unidad La Risa consta hacia la base de margas con intercalaciones menores de calizas y lutitas. Hacia el techo afloran calizas. Puede correlacionarse con la Formación Toluviejo. Oppenheim indica un espesor medido de 300m. Esta formación se depositó en un ámbito de plataforma lodosa-calcárea muy somera, donde la energía del medio era muy baja. A esta unidad la infrayace concordantemente la Formación Chert de Candelaria y la suprayace concordantemente la Formación Resbalosa/Manantial.
- **Formación Resbalosa/Manantial.** Esta unidad se encuentra en el Oligoceno Inferior. La formación Resbalosa está constituida por una secuencia grano decreciente, que incluye hacia la base conglomerados ; areniscas finas a gruesas, hasta lutitas con abundante bioturbación. El espesor medido se encuentra entre 90 m y 200 m. propone un ambiente cercano a la línea de costa para las rocas de la Formación Resbalosa. A esta unidad la infrayace concordantemente la Formación La Risa/Toluviejo y la infrayace concordantemente la Formación Maralú.
- **Formación Maralú.** Esta formación fue depositada en el Oligoceno Superior. La Formación Maralú está constituida por una serie de margas intercaladas con lutitas. Intercalaciones locales de arenitas de grano fino. Se presenta un fuerte olor a hidrocarburos. Se midieron 52,4 m de espesor, pero no se tiene conocimiento de su espesor total. Las características observadas de la Formación Maralú sugieren que se depositó en un medio marino tranquilo y relativamente somero de plataforma, localmente con aporte volcánico. A la Formación Maralú la infrayace concordantemente la Formación La

Resbalosa/Manantial y la infrayace discordantemente la Formación Pavo/Campano.

- **Formación Campano/Pavo.** La edad de esta formación es del Mioceno Inferior. La Formación Campano está constituida por una serie de secuencias grano decrecientes de arenitas de grano medio, que en sectores hacia la base, decrecen hasta lutitas. Es importante destacar que la unidad Campano podría correlacionarse con parte del miembro inferior de la Unidad Pavo. Se reporta un espesor medido de 70 m, pero Geotec estima que la Formación Campano puede alcanzar un espesor superior a los 300 m. Se observa un ambiente continental fluvial con depósitos de barras de canal para la Formación Campano y ambiente transicional deltáico para la unidad Pavo. A esta formación la infrayace discordantemente la formación Maralú y la suprayace concordantemente la Formación Floresanto.
- **Formación Floresanto.** La Formación Floresanto se encuentra en el Mioceno Medio. Esta presenta hacia la base una serie de arenitas de grano medio, grano decrecientes tanto en tamaño de grano como en el espesor de las capas. Hacia el techo capas delgadas a muy gruesas de lutitas intercaladas con limolitas calcáreas y arenitas líticas. El espesor de la formación puede alcanzar valores de 1200 – 1680 m. La unidad refleja un ambiente marino con profundidades batiales superiores a neríticas. A la Formación Floresanto la infrayace concordantemente la Formación Pavo/Formación Campano y la suprayace discordantemente la formación Pajuil.
- **Formación Pajuil.** Para esta formación la edad es en el Mioceno Superior. Esta formación consta de arenitas calcáreas intercaladas con lutitas y limolitas grises. La Formación Pajuil superior es una secuencia predominantemente lutítica con presencia ocasional de areniscas. El espesor promedio medido de la unidad es de 137 m, pero puede alcanzar los 2000 m en algunas zonas. Se plantea un ambiente marino de profundidades batiales superior a neríticas en una zona de plataforma. A la Formación Pajuil la infrayace discordantemente la Formación Floresanto y la suprayace discordantemente la Formación Morrocoy-El Pantano.
- **Formación Morrocoy-El Pantano.** Esta formación se encuentra en el Plioceno Inferior. Según Geotec, la formación se divide en cuatro subunidades de la “a” a la “d”. La subunidad “a” está constituida hacia la base de capas gruesas de arenitas con intercalaciones de limolitas, lodolitas y arcillolitas en láminas. La subunidad “b” consta de capas delgadas a muy gruesas de arenitas que se intercalan a lutitas. La subunidad “c” consta de capas gruesas a muy gruesas de

conglomerados arenosos bioclásticos que varían de arenitas con capas de limolitas y a lutitas. La subunidad “d” consta de una intercalación de capas de lutitas y capas de arenitas. En la zona continental su espesor varía desde 380 m a 2900 m.

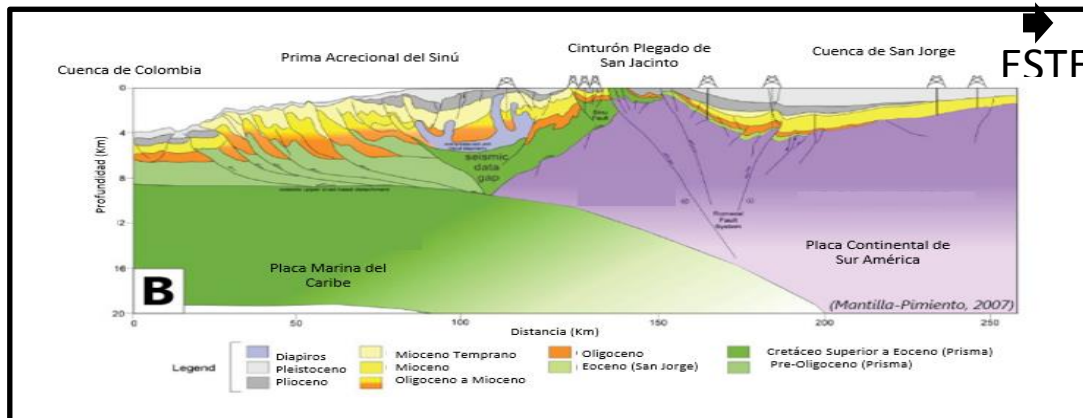
Esta formación se caracteriza por ser depositada inicialmente en un ambiente de poca profundidad, de baja energía, con condiciones favorables de vida donde se instalaron canales fluviales. A la Formación Morrocoy- El Pantano la infrayace discordantemente a la Formación Pajuil y suprayace concordantemente a la Formación Corpa.

- **Formación Corpa.** Esta formación está presente en la cuenca desde el Plioceno Inferior hasta el Pleistoceno Superior “Está constituida principalmente de lutitas grises y limolitas, intercaladas de areniscas y conglomerados. El espesor varía de 2000 a 4000 m. Las facies que representan esta unidad corresponden a facies fluviodeltáicas en el Oeste y a facies fluvioaluviales en el Este de la cuenca del Sinú.”³. A esta formación la infrayace concordantemente la Formación Morrocoy-El pantano.

1.4 GEOLOGÍA ESTRUCTURAL

La geología estructural regional de la Cuenca del Sinú Offshore ha sido determinada por la subducción que presenta la Placa del Caribe por debajo de la parte continental de la placa de Suramérica, dando como resultado la formación de un Prisma Acrecional el cual generó pliegues y fallas de cabalgamiento en el Offshore del Sinú. Esta serie de pliegues y fracturas se pueden apreciar en La **Figura 3**.

Figura 3. Sección esquemática de la Cuenca Sinú- Offshore



Fuente: Libro de Cuencas ANH. Volumen 12 Sinú- San Jacinto (2011). Modificada por los autores

³ Rey, A., & Rubiano, J. (2009). Estratigrafía Secuencial para el Neógeno Superior en el Suroeste Offshore del Caribe Colombiano. AAPG.

Dentro de este sistema estructural regional, la cuenca presenta dos diferentes tipos de geología estructural. En la parte Sur de la Cuenca podemos observar un sistema acrecional y un diapirismo de lodo en un régimen menos compresivo, mientras que las estructuras que se observan en el norte son el resultado de una combinación de pliegues compresionales y fallamiento oblicuo de rumbo. El área Sur se extiende desde el Golfo de Urabá hasta la latitud de la Ciudad de Cartagena (esta es conocida como la zona de acreción). Mientras que la Zona Norte se extiende desde esta unión hasta la Ciudad de Santa Marta (esta zona corresponde a la zona de transpresión).

1.5 GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO CUENCA SINÚ OFFSHORE

En la siguiente sección se describen los elementos y procesos del sistema petrolífero para la Cuenca Sinú-Offshore.

1.5.1 Elementos Y Procesos Del Sistema Petrolífero de la Cuenca Sinú Offshore. El sistema petrolífero, o conjunto de parámetros geológicos y procesos necesarios para generar y almacenar hidrocarburos; incluye a grandes rasgos una roca generadora, un trayecto de migración, una roca yacimiento, una trampa y un sello, como se puede apreciar en la **Figura 1**; Por otro lado los procesos corresponden a la generación, migración y acumulación de hidrocarburos. Para la cuenca del Sinú Offshore se describen brevemente dichos parámetros.

- **Roca generadora.** La roca fuente principal que corresponde a la generación de hidrocarburos termogénicos en la Cuenca Sinú-Offshore, corresponde a secciones condensadas marinas del Cenozoico y shales pro delta. Según estudios de Halliburton⁴, se presentan secuencias gruesas de lutitas marinas de las Formaciones Maralú y Floresanto que pueden actuar como rocas generadoras. Por otro lado, infrayaciendo toda la secuencia se presume la existencia de la Formación Cansona del Cretácico superior, compuesta principalmente por lutitas marinas, que también serían potenciales rocas generadoras.

Según el Atlas Geoquímico, del análisis de los pozos perforados en la zona (i.e. Uvero-1aX, Fuerte-1, San Bernardo-2X, Cartagena-1, Cartagena-2, Cartagena-3, San Diego-1, Barranquilla-1 y Ciénaga-1) se obtuvieron los siguientes resultados.

El contenido orgánico (% TOC) y los valores del pico S2 indican que en la cuenca se tiene pocas probabilidades de generación de aceite en las posibles rocas generadoras de petróleo (% TOC <2) y se puede tomar como valor referencia uno.

⁴ Marín, J., Bermúdez, H., Aguilera, R., Jaramillo, J., Rodríguez, J., Ruiz, E., & Cerón, M. (2010). Boletín de Geología: Evaluación Geológica y Prospectividad Sector Sinú-Urabá. En J. Marín, H. Bermúdez, R. Aguilera, J. Jaramillo, J. Rodríguez, E. Ruiz, & M. Cerón, *Boletín de Geología: Evaluación Geológica y Prospectividad Sector Sinú-Urabá* (págs. 145-153).

La reflectancia a la vitrinita (% Ro) se encuentra en el rango de 0,3 y 1,1 con una tendencia sobre el 0,6 %. Con esto se puede ver que la secuencia sedimentaria es inmadura en la mayoría de los pozos de la cuenca, con algunas excepciones de muestras hacia principios de la ventana de generación.

Los datos obtenidos de la evaluación de muestras de roca en la cuenca por pirolisis y el diagrama de Van Krevelen, dan como resultado kerógeno de tipo III (gas) y kerógeno IV (Carbón).

El Índice de hidrógeno y los valores del pico S2, indican que las rocas en la cuenca tienen escaso potencial de generación (HI <HC 200 mg / g de TOC y S2 <5 mg HC / g de roca).

- **Roca reservorio.** La Cuenca presenta areniscas con alto potencial de acumulación en una secuencia turbidítica que ha sido documentada por los pozos perforados en el área. En costa afuera, las areniscas con mayor potencial como reservorio son aquellas localizadas en los intervalos del Pleistoceno al Mioceno, determinado por Halliburton⁵ quienes identificaron estas condiciones en los pozos Cartagena-1, Barranquilla-1, San Diego-1 y Ciénaga -1. Resultando como las principales rocas reservorio, las areniscas terciarias correlacionables cronoestratigráficamente con las Formaciones Pajuil, Floresanto, Pavo y La Risa. Los datos obtenidos de algunas arenas en el área presentan la siguiente información:
- **Porosidad.** Desde 7 % a 33 % con valores cercanos a 14 % en la profundidad de interés.
- **Permeabilidad.** Se han encontrado rangos entre 20 a 30 md.
- **Espesores.** A partir de los datos encontrados se tiene un promedio de 55 ft.

Según Osorno⁶, los objetivos registrados en los pozos Cartagena-2, Fuerte-1 y Barranquilla-1 han sido: Tubará, Floresanto e Hibacharo.

- **Sello.** Se presentan posibles unidades que sirven como sellos a lo largo de la Cuenca y consisten en lutitas depositados en ambientes pro delta. Las fallas generadas por el ambiente compresional también pueden funcionar como buenos sellos laterales. De manera similar, en la zona del abanico del

⁵ Marín, J., Bermúdez, H., Aguilera, R., Jaramillo, J., Rodríguez, J., Ruiz, E., & Cerón, M. (2010). Boletín de Geología: Evaluación Geológica y Prospectividad Sector Sinú-Urabá. En J. Marín, H. Bermúdez, R. Aguilera, J. Jaramillo, J. Rodríguez, E. Ruiz, & M. Cerón, Boletín de Geología: Evaluación Geológica y Prospectividad Sector Sinú-Urabá (págs. 145-153).

⁶Osorno, J., & Rangel, A. (2015). Geochemical Assesment and Petroleum Systems in the Sinú-San Jacinto Basin. Marine and Petroleum Geology, 217-231.

Magdalena fue identificada una capa gruesa de arcillolitas en los pozos de Cartagena, lo que es asimilable a los depósitos de sedimentos de corrientes turbidíticas”.⁷ Las principales rocas sello son secuencias gruesas de lutitas marinas correlacionables con las Formaciones Maralú y Floresanto.

- **Trampa.** Se tienen de tipo estructural asociadas a fallas de cabalgamiento, pertenecientes al prisma acrecional. Se observa una amplia combinación de trampas estructurales de régimen transpresional en las areniscas del Mioceno debido a la superposición dada por el Tectonismo. También hay algunas trampas estratigráficas y subcuencas de Piggy Back.
- **Generación y migración Cuenca Sinú Offshore.** Estudios realizados por la ANH, sugieren que la generación y migración de hidrocarburos en la Cuenca, está basado en evidencia encontrada en diferentes muestras de gas presentes en los pozos perforados, trazas de petróleo encontradas en el Pozo San Bernardo IX y la evidencia de hidrocarburos termogénicos en muestras de núcleos. Debido a la poca información que se ha obtenido en la zona, la teoría de migración más importante habla del movimiento del petróleo a través de las fracturas del prisma acrecional.

1.6 HISTORIA DE PRODUCCIÓN

En la cuenca del Sinú Offshore se han perforado 19 pozos, de los cuales tres pozos presentaron resultados de pruebas de producción, pero ninguno con cantidades comerciales de gas. En el año 2017 se comenzará con la campaña de delimitación del descubrimiento Kronos-1 para poder estimar el potencial hidrocarburífero de dicha estructura. La información de los pozos desde 1969 se observa en la **Tabla 1**.

⁷ AGUILERA, R. Geology and Hydrocarbon Potential Sinú and San Jacinto Basin. En: ANH. 2011. 1 p.

Tabla 1. Pozos perforados en la Cuenca Sinú Offshore

Pozo	Empresa	Tipo de Fluido	Año de Perforación	Profundidad del Reservorio (ft)	Estado del Pozo	Reservorio
1629-1X	Phillip Petroleum	Gas	1969	6935	Manifestaciones de Gas	
1638-1X	Phillip Petroleum	Seco	1969	8689	Abandonado	
El Bobito-1X	Phillip Petroleum	Seco	1969	6325	Abandonado	
Uvero-1AX	Phillip Petroleum	Seco	1969	10637	Abandonado	
San Bernardo-1X	Colombian Gulf Oil Co.	Aceite	1970	4700	Abandonado	
San Bernardo-2X	Colombian Gulf Oil Co.	Seco	1971	14000	Abandonado	
Cartagena-1	Texas Petroleum Co.	Seco	1976	-	No alcanzó profundidad por Problemas Mecánicos	
Cartagena-2	Texas Petroleum Co.	Gas	1977	10454	Pruebas de Producción: 9 MMSCF/D	Tubará
Morrosquillo-1	Province	Seco	1978	-	Abandonado	
Casrtagena-3ST	Texas Petroleum Co.	Gas	1979	11800	Pruebas de Producción: 3,7 MMSCF/D	
Darien-1	Texas Petroleum Co.	Seco	1979	4425	Abandonado	
Fuerte-1	Texas Petroleum Co.	Seco	1979	7000	Problemas de Pega al siguiente objetivo	Floresanto
San Diego-1	Texas Petroleum Co.	Gas	1979	10315	Manifestaciones de Gas	
Cartagena-4	Texas Petroleum Co.	Seco	1980	14000	Abandonado	
Barranquilla-1	Kooch Colombia	Gas	1980	10800	Pruebas de Producción: 1,8 MMSCF/D	Hibacharo
Ciénaga-1	Kooch Colombia	Seco	1981	12046	Abandonado	
Arazá-1	Petrobras	Agua	2007	9089	Abandonado	
Mapalé-1	Equión	Gas	2012	10845	Manifestaciones de Gas	
Kronos-1	Anadarko & Ecopetrol	Gas	2015	12205	Manifestaciones de Gas	

Fuente: ACERO,J. y CARO,C. Universidad Industrial de Santander, 2004. p. 115; AGUILERA, R. ANH. 2011. 1 p.; OSORNO, J. y RANGEL,A.MARINE AND PETROLEUM GEOLOGY. 12 de marzo de 2015.vol. 65, p. 217-231

2. AMBIENTES SEDIMENTARIOS CUENCA SINÚ OFFSHORE

En este capítulo se llevó a cabo un análisis de los tipos de ambientes sedimentarios presentes en la cuenca y de sus características geológicas, insumo importante para luego seleccionar análogos o proyectos de referencia de los cuales se utilizaron sus propiedades petrofísicas en el simulador Wellflo para los escenarios de gas y aceite con los que se determina la viabilidad económica de los proyectos en la Cuenca del Sinú Offshore.

2.1 AMBIENTES SEDIMENTARIOS DE AGUAS PROFUNDAS

Según el libro DW deposits de Ecopetrol. El término "aguas profundas" se utiliza de dos maneras diferentes dentro de la industria. En primer lugar, las secuencias de aguas profundas hacen referencia a los sedimentos depositados por procesos gravitacionales que se presentan en algún lugar de la pendiente media del talud hasta el piso de la cuenca. En segundo lugar, la definición de ingeniería de aguas profundas se refiere a profundidades de agua mayores de 500 m y menores de 2000 m.

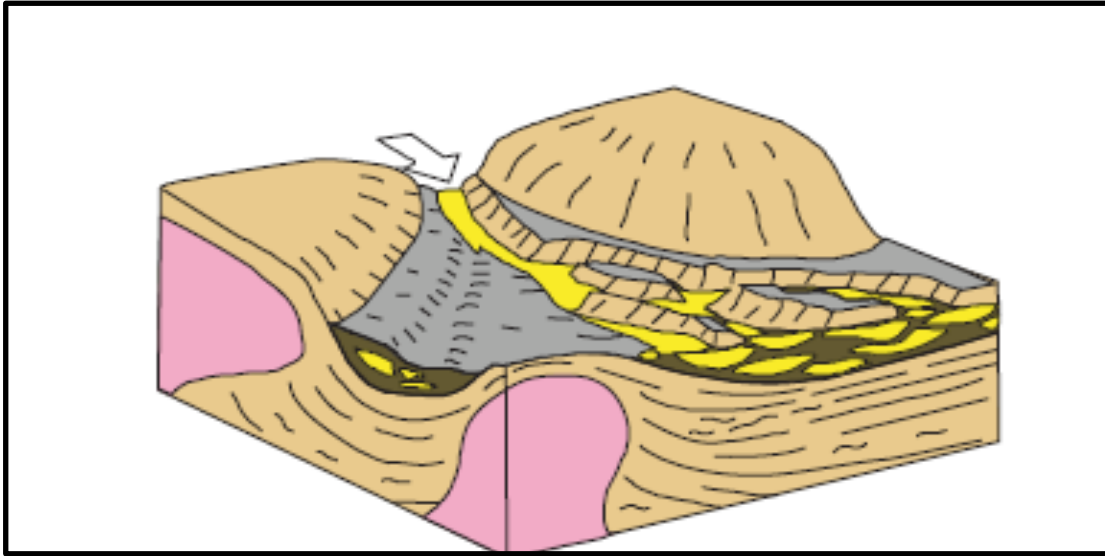
La Cuenca del Sinú Offshore es comprendida en su mayoría por aguas profundas (500-2000m), Es importante entender los ambientes presentes en estas regiones submarinas. Los ambientes de estudio para aguas profundas son conocidos como sistemas turbidíticos.

Los elementos más importantes dentro de los sistemas de aguas profundas o turbidíticos son:

- **El Canal:** Mutti⁸ define estas estructuras como caminos elongados por los cuales son transportados los sedimentos y con estructuras soportadas por el flujo de corriente turbidítica. Los canales pueden ser procesos dominados de forma erosional o deposicional. La **Figura 4** muestra un ejemplo de un canal.

⁸ MUTTI, E. y NORMARK, R. An Integrated Approach to the Study of Turbidite Systems. En: WEIMER, P. y LINK, M. 1991. 75-106 p.

Figura 4. Esquema básico de la estructura de un canal.



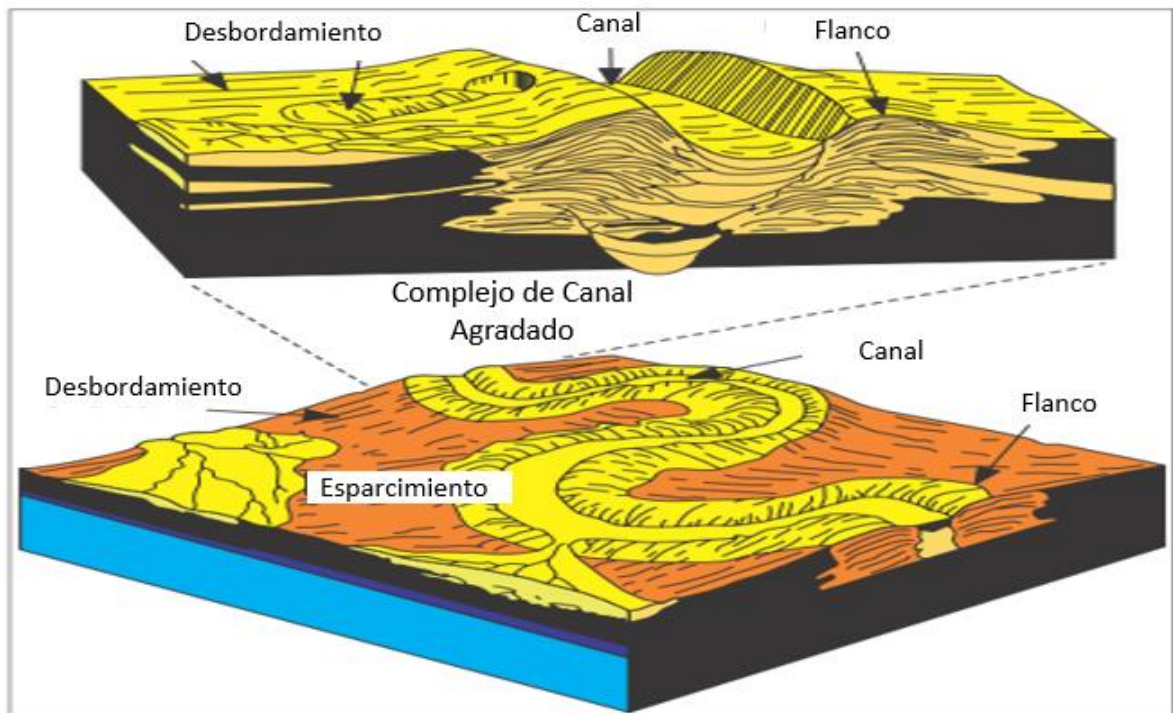
Fuente: Paul Weimer et. all. AAPG Studies in Geology Volume 57. 2006

Para un canal se esperan porcentajes de espesor neto de 50-70%, en los márgenes se espera menor espesor neto y en los flancos generalmente se presentan tamaños de granos pequeños como arcillolitas. La porosidad de las areniscas presentes en los canales puede tener valores cercanos al 20% según análogos alrededor del mundo. Se tienen datos de Permeabilidad entre 100 y 300 mD.

- **Flancos:** Para Mutti⁹, estas estructuras son formadas por depósitos que se presentan como capas delgadas y de grano muy fino, que ocupan grandes extensiones y se observan en la continuidad lateral de los canales. Hay dos tipos; los que aparecen cuando se genera un alivio en los diques y los que no. En la **Figura 5** se puede apreciar un diseño conceptual de las estructuras de Flancos dentro de la complejidad de un canal.

⁹ MUTTI, E. y NORMARK, R. An Integrated Approach to the Study of Turbidite Systems. En: WEIMER, P. y LINK, M. 1991. 75-106 p.

Figura 5. Estructura conceptual de un complejo de un canal combinado con las estructuras que se forman en los flancos y las posibles formas de deposición.

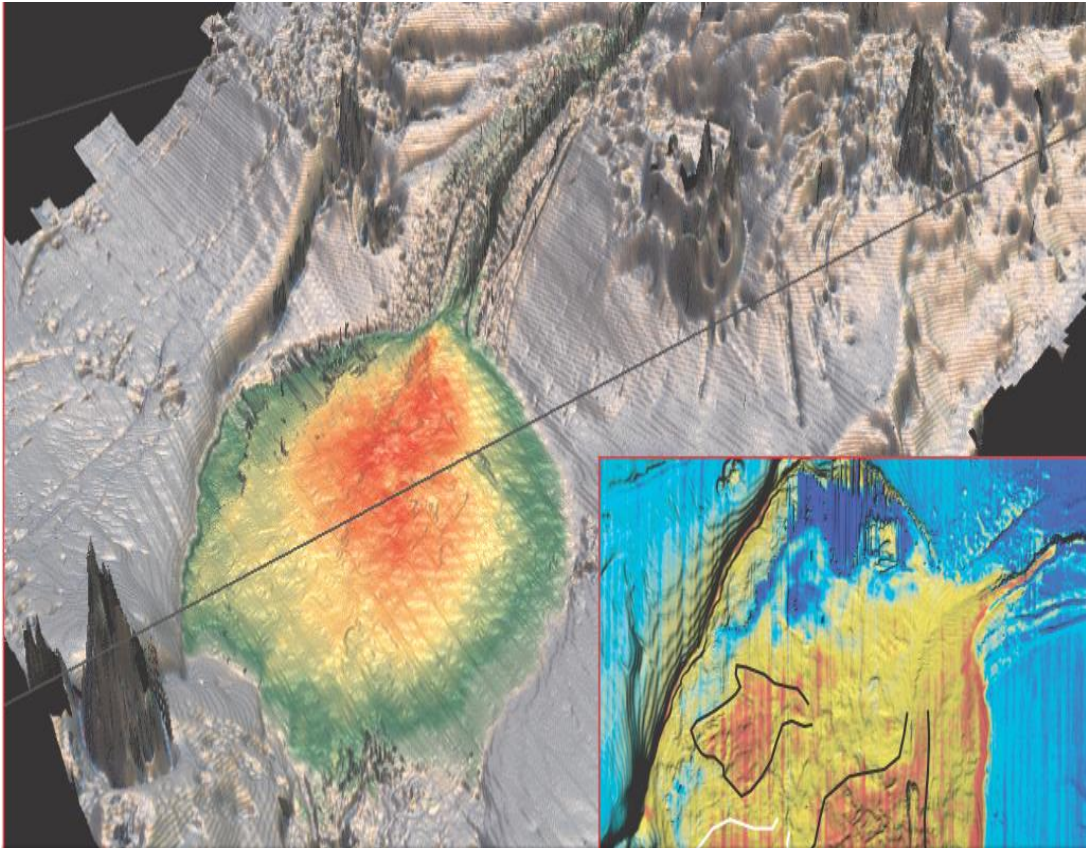


Fuente: Paul Weimer et. all. AAPG Studies in Geology Volume 57. 2006. Modificada por los autores

Las condiciones encontradas en estos ambientes son, un espesor neto de arena en las proximidades del canal entre un 60 y 70% y hasta un 20 y 30% en las lejanías del Flanco. También se han apreciado valores de porosidades cercanos a 28%. Las Permeabilidades pueden ser del orden de 300 mD. A pesar de estas buenas condiciones el problema de estas estructuras es que tienen más contenido arcilloso, lo que conlleva a que se compriman más, reduciendo las condiciones óptimas para el almacenamiento de hidrocarburos.

- **Areniscas Laminares:** Son depósitos complejos, parecidos a unos abanicos lobulares con una buena continuidad lateral. En la **Figura 6** se puede apreciar una arenisca laminar perteneciente a la pendiente marina del continente Africano en Nigeria.

Figura 6. Arenisca laminar perteneciente a la pendiente marina en Nigeria

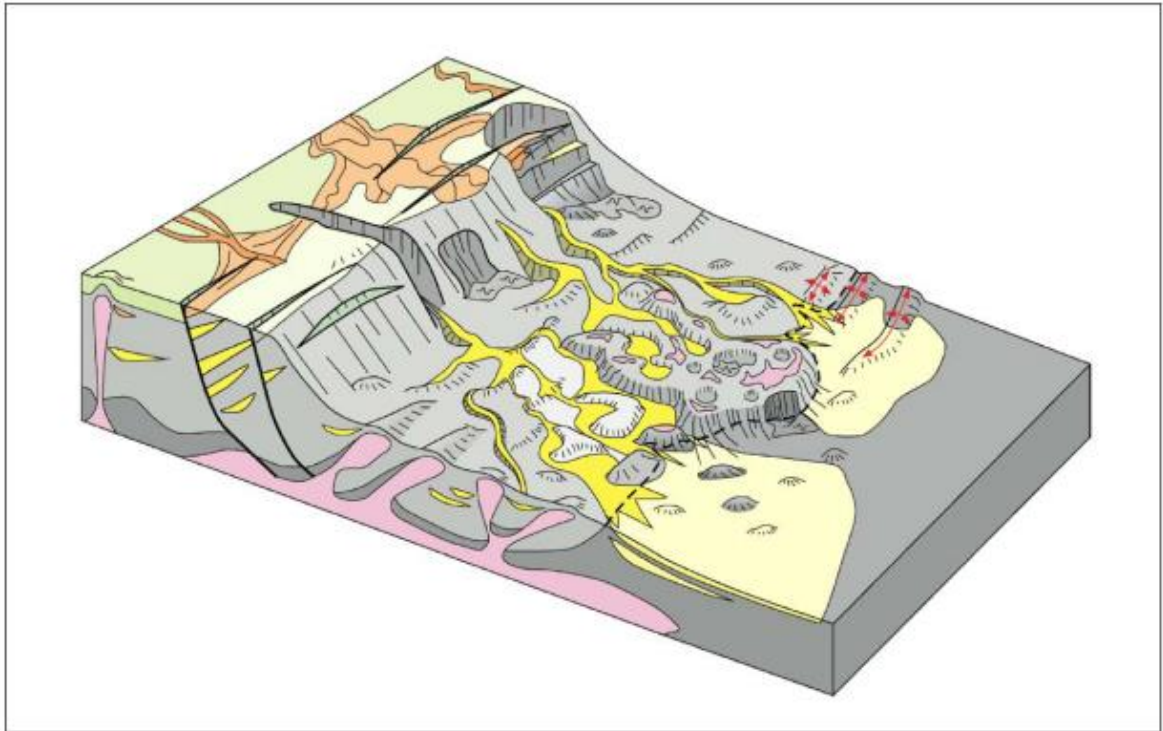


Fuente: Paul Weimer et. all. AAPG Studies in Geology Volume 57. 2006

Las propiedades principales de estos ambientes son, porosidades entre 25-28% y Permeabilidades mayores a 500 mD. Normalmente estas estructuras productivas se encuentran en las edades del Plioceno, Mioceno y algunas veces en el Jurásico.

El ambiente deposicional para aguas profundas se compone para este caso de estudio por sistemas de canales complejos y areniscas laminares. En la **Figura 7** se puede apreciar un sistema con un acercamiento más real que los ejemplos básicos de las definiciones.

Figura 7. Sistema complejo de aguas profundas.



Fuente: LACH, J. IOR for Deep Water Gulf of Mexico 2010. 143-239

2.2 AMBIENTES SEDIMENTARIOS PARA LA CUENCA DEL SINÚ OFFSHORE

Para la definición de los ambientes sedimentarios, se seleccionó el área de estudio de la investigación de Rey (2009)¹⁰ sobre la estratigrafía secuencial para el Neógeno Superior en el suroeste costa afuera del Caribe Colombiano. En la **Figura 8** se presenta el área de estudio donde se ha podido apreciar los ambientes sedimentarios de esta cuenca.

¹⁰ REY, A. y RUBIANO, J. Estratigrafía Secuencial para el Neógeno Superior en el Suroeste Offshore del Caribe Colombiano. En: AAPG SEARCH AND DISCOVERY. 1 de Julio de 2009.vol. 1, no. 10, p. 1-5

Figura 8. Área de estudio de los ambientes sedimentarios en la sección del Neógeno Superior



Fuente: Rey, A. Y Rubiano, J. AAPG Search And Discovery. 2009. Vol. 1, No. 10, P. 1-5

2.3 SECUENCIAS DEL NEÓGENO EN LA CUENCA DEL SINÚ OFFSHORE

Como Prince¹¹ afirma, el Suroeste offshore del Caribe Colombiano, presenta secuencias interesantes del Neógeno Superior para el almacenamiento de hidrocarburos. La evolución estratigráfica de estas secuencias ha sido controlada principalmente por los cambios eustáticos y por la influencia en menor proporción de ríos como por ejemplo el río Sinú y el río Magdalena. En el estudio de Rey¹², se pudieron determinar 4 principales secuencias de sedimentación en esta área:

La secuencia I (Mioceno Tardío): Esta secuencia, se caracteriza por espesores relativamente constantes a lo largo del área de estudio. Fue depositada en un ambiente de muy baja energía, de sedimentación tranquila y deposición principalmente de arcillolitas y lutitas, de ambientes de aguas profundas con

¹¹ PRINCE, J., et al. Tertiary Depositional Environments and Reservoir Properties in the Sinú Accretionary Prism (Offshore Colombia). En: ACGGP. 21 de Septiembre de 2003. vol. 1, no. 1, p. 1

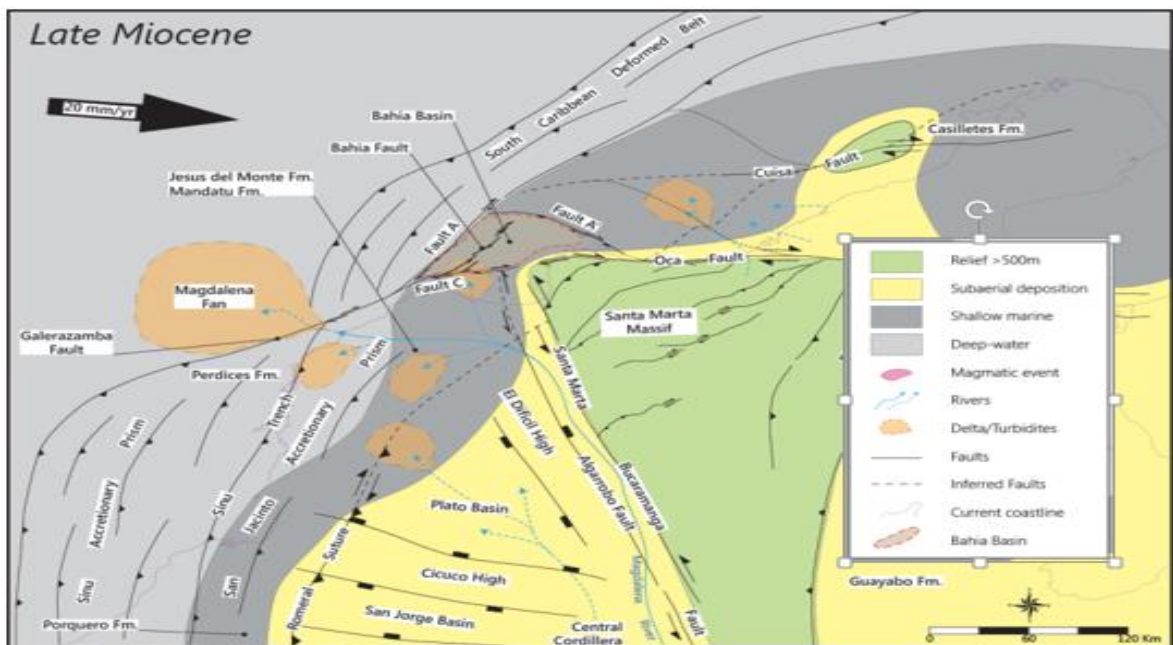
¹² REY, A. y RUBIANO, J. Estratigrafía Secuencial para el Neógeno Superior en el Suroeste Offshore del Caribe Colombiano. En: AAPG SEARCH AND DISCOVERY. 1 de Julio de 2009. vol. 1, no. 10, p. 1-5

presencia de algunos flujos turbidíticos que pueden llegar a ser potenciales yacimientos.

La secuencia II (Mioceno Tardío): Presenta tres ambientes. Uno ubicado al sur de la secuencia cuya interpretación ambiental sugiere que son depósitos marinos posiblemente de plataforma externa a batial superior, existe un segundo sector ubicado al centro y sur de la Secuencia II, el cual muestra que esta parte de la secuencia fue depositada en un ambiente marino profundo con presencia de canales submarinos que traían clastos a esta parte de la cuenca y un tercer sector en el extremo Noreste de la Secuencia II, el cual muestra un ambiente marino marginal con deposición de clastos no marinos traídos por ríos cercanos.

Las dos anteriores secuencias se pueden comprobar con el estudio de Galindo¹³, mostrados en la **Figura 9**, los ambientes presentes en el Mioceno en esta zona de la cuenca.

Figura 9. Secuencia de deposición para la cuenca del Sinú Offshore en el Mioceno Tardío



Fuente: GALINDO, P. Transtension an Transpression in an Oblique Subduction Setting: Evolution of the Bahia Basin, Colombia Caribbean Margin. London.: Imperial College London, 2016. p. 1 de febrero de 2016.

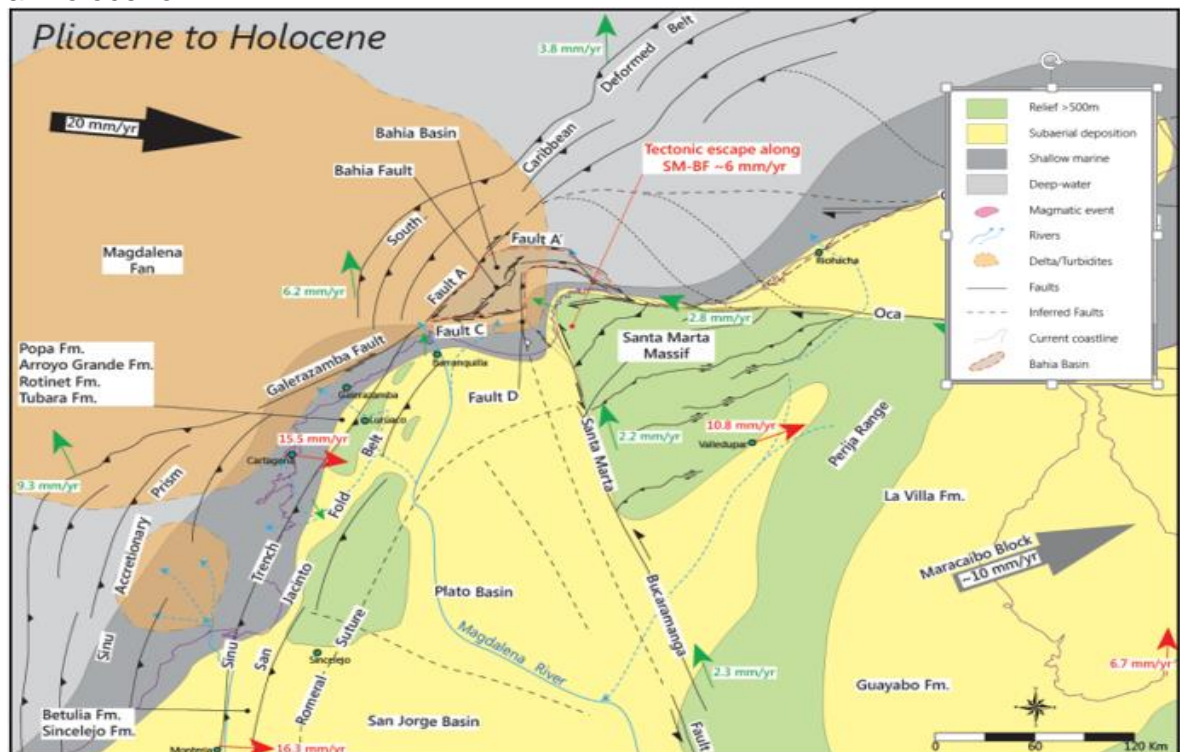
¹³ GALINDO, P. Transtension an Transpression in an Oblique Subduction Setting: Evolution of the Bahia Basin, Colombia Caribbean Margin. London.: Imperial College London, 2016. p. 1 de febrero de 2016.

La secuencia III (Plioceno): Presenta una compleja sedimentación, el extremo sur de la zona presenta depósitos marinos someros posiblemente de plataforma media a externa. La parte central sur del área en la secuencia se caracteriza por depósitos marinos clásticos someros depositados por corrientes de turbidez de baja energía posiblemente en un ambiente de plataforma interna. Mientras tanto, el sector Norte de la secuencia corresponde a depósitos marinos someros depositados por corrientes de turbidez de baja energía depositada en un ambiente de plataforma interna.

La secuencia IV (Pleistoceno – Holoceno): Esta secuencia presenta dos zonas de acuerdo a sus reflexiones sísmicas. Un sector oriental el cual se caracteriza por presentar depósitos clásticos marinos someros y depósitos parálicos depositados en un ambiente de plataforma interna y un sector occidental caracterizado por un ambiente de deposición de plataforma media.

La secuencia III y IV también se pueden correlacionar en el estudio de Galindo, presente en la **Figura 10**.

Figura 10. Secuencias de deposición en la Cuenca Sinú Offshore para el Plioceno al Holoceno



Fuente: GALINDO, P. Transtension an Transpression in an Oblique Subduction Setting: Evolution of the Bahia Basin, Colombia Caribbean Margin. London.: Imperial College London, 2016. p. 1 de febrero de 2016.

Como se puede apreciar, estas secuencias principales presentan tres sistemas arenosos, 1) Areniscas Laminares no confinadas, presentes en las secuencias I, y II: 2) Areniscas Laminares semi-confinadas, localizadas en las secuencias III, y IV y 3) Complejos de Canales, restringidos a la secuencia III. Todas estas unidades cuentan con características para ser almacenadores de hidrocarburos. Los mejores sistemas estarían asociados a las Areniscas Laminares no confinadas, y los Complejos de Canales. La mayor posibilidad de encontrarlos sería en las secuencias I, II y III.

Arenas Laminares no confinadas (SSNC): Las SSNC (Areniscas Laminares no confinadas) son consideradas como las mejores rocas reservorio en aguas profundas. Este tipo de reservorio se encuentra bien desarrollado en las secuencias I, y II. En el área de estudio estos sistemas de Areniscas Laminares no confinadas poseen una característica típica tabular en perfil como lo proponen Weimer y Slatt¹⁴.

En cuanto a sus propiedades petrofísicas, se realizó una aproximación tomando en cuenta como modelo análogo la cuenca de Bengal, la cual tiene características geológicas muy similares al área de estudio, donde se logró encontrar que este tipo de reservorio posee porosidades alrededor del 24% y saturaciones de agua alrededor de 28%. Esto sugiere excelentes calidades de roca reservorio para SSNC.

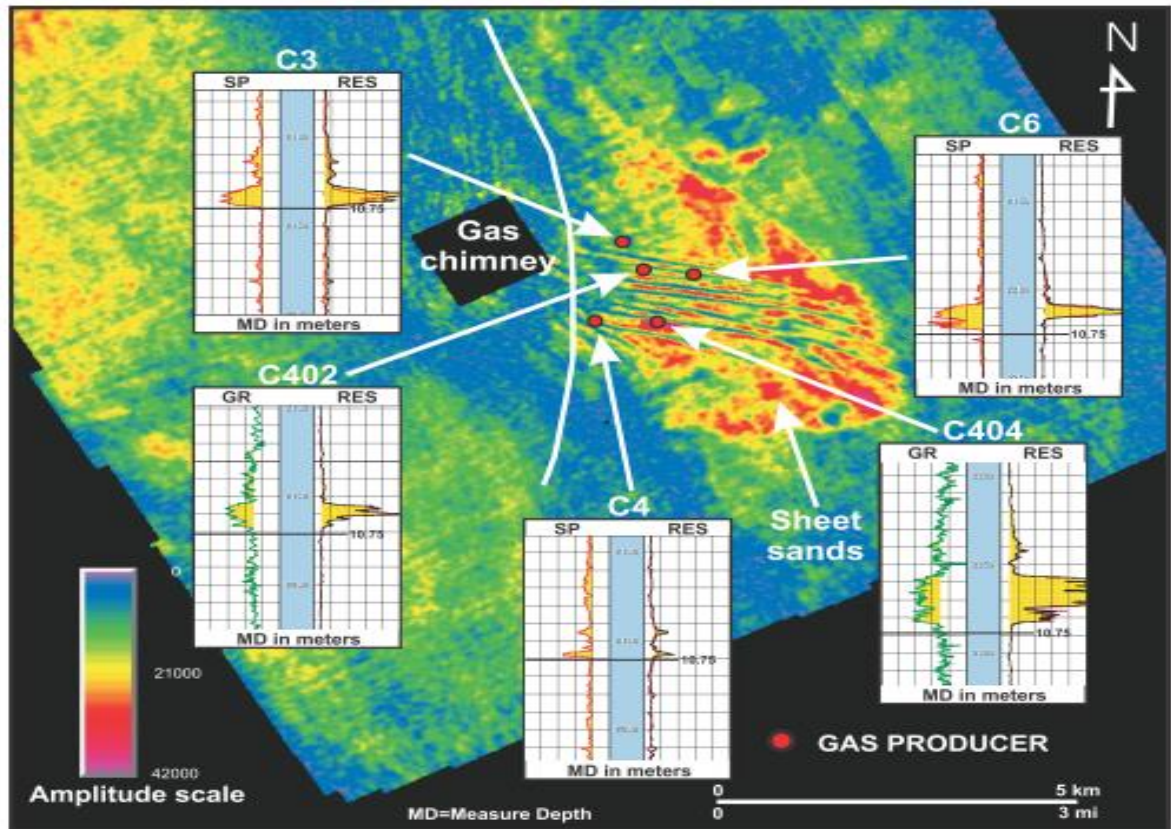
Complejo del Canal-Flanco: Como se mencionó anteriormente, los Complejos de Canal-Flanco presentan condiciones favorables para la acumulación de hidrocarburos principalmente en su eje medio bajo. En el área de estudio se lograron reconocer reflexiones sísmicas típicas de canal con posiciones muy restringidas dentro la secuencia III.

2.4 DEFINICIÓN DE LAS PROPIEDADES PARA LOS AMBIENTES TURBIDÍTICOS

Los ambientes turbidíticos, presentan diferentes estructuras, lo que genera un cambio en sus propiedades dependiendo el lugar de la perforación. En la **Figura 11** se observan los cambios en los Registros de Resistividad, SP y Gamma Ray en pozos perforados en zonas cercanas, pero en estructuras diferentes del ambiente de aguas profundas.

¹⁴ WEIMER, P. y SLATT, R. Petroleum Geology of Deepwater Settings. En: AAPG SEARCH AND DISCOVERY. vol. 57,

Figura 11. Interpretación de las amplitudes de un mapa RMS en la secuencia superior del Mioceno en el Campo Cocuite en México



Fuente: Paul Weimer et. all. AAPG Studies in Geology Volume 57. 2006

2.5 ANÁLOGOS

En la actualidad, uno de los mayores desafíos al que se ven enfrentados los ingenieros de Exploración y Producción en la industria del petróleo, es recopilar de manera óptima, toda la experiencia y conocimientos que poseen para la selección correcta de futuros proyectos exitosos. Esta sección, explica la importancia del uso de análogos para minimizar la incertidumbre y aumentar la probabilidad de éxito, en las perforaciones. Igualmente sirve como justificación del porque se eligieron análogos para este proyecto.

De acuerdo con GeoexPro¹⁵, a la hora de tomar decisiones de exploración y producción, es necesario que un grupo de evaluadores técnicos, examine toda la data disponible; ya sea de análisis sísmicos, registros de pozos, la historia de producción de pozos, muestras de núcleos entre otros. Lastimosamente, en

¹⁵ JENKINS, D. Applying Analogues for Success. [Electronic(1)]. 12 de Diciembre de 2012. [Consultado el 14 de Marzo de 2016]. Disponible en: <http://www.geoexpro.com/articles/2013/12/applying-analogues-for-success>

ocasiones, no se cuenta con todos los análisis y la falta de tiempo no permite la adquisición de más datos. Una forma sistemática de minimizar el riesgo y de aproximarse a un mejor entendimiento de las oportunidades de exploración es con el uso de campos análogos y reservorios análogos.

2.5.1 Uso de Análogos. GeoexPro es claro al explicar que un campo de gas o petróleo existente, sirve como análogo permitiendo una comparación directa entre una oportunidad de inversión y los resultados positivos que se puedan obtener. Lastimosamente, el uso de análogos es utilizado de manera arbitraria y sin rigor. Normalmente se usa un solo análogo por que la data sísmica es similar o porque con suerte se encuentra en la misma cuenca y por ende en la misma área geográfica de estudio del proyecto. Es importante recalcar, que el uso de un único análogo, lleva un riesgo inherente y no es suficiente para comparar o caracterizar una oportunidad. Usar este método de selección, por lo general conlleva a una inapropiada selección de los análogos y por ende una comparación errónea. Para una correcta selección de análogos, es necesario contar mínimo con la siguiente información: Tipo de Cuenca, Régimen Tectónico, Setting Estructural, Mecanismo de Entrampamiento, Sistema de Deposición de los sedimentos, Litología de los Reservorios, Ambiente del Reservorio, Propiedades del Reservorio, Espesores, Litología del Sello y su Configuración.

Teniendo en cuenta las recomendaciones hechas por GeoexPro, se utilizó análogos mundiales.

2.5.2 Análogos de la Cuenca Sinú Offshore: Para seleccionar los análogos que podían representar las condiciones presentes en la Cuenca Sinú offshore se realizó una búsqueda intensiva alrededor de varias cuencas mundiales. Esta búsqueda se realizó de acuerdo a las recomendaciones de GeoexPro para la selección de análogos. De este análisis se concluyeron tres análogos para posibles yacimientos de gas y tres para yacimientos de petróleo. La Bahía de Bengal en Bangladesh, El bloque Gwadar en Pakistán y el Delta de Nigeria fueron escogidos como análogos para los escenarios de gas; Mientras que el Abanico del Golfo de México, el Campo Barracuda en La Cuenca de Santos y el Campo Forties en el Mar del Norte fueron escogidos para los escenarios de petróleo. El petróleo es un caso de estudio hipotético, ya que, con el análisis realizado en este estudio, no es el escenario más probable.

Estos últimos tres fueron escogidas como análogos ya que son lugares donde se han realizados descubrimientos de petróleo en aguas profundas, presentan condiciones de sedimentación turbidíticos, sin embargo, las estructuras no son exactamente las mismas debido al régimen tectónico. Pero como no se han encontrado análogos estructurales que presenten producción de petróleo, se usan estos campos como referencia para los posibles desarrollos de producción que

puede aportar un ambiente de aguas profundas. Estos campos dan un precedente de las plataformas y facilidades que se pueden usar.

Todos los análogos escogidos presentan ambientes turbidíticos como sistema de deposición, este escenario sirvió como punto de partida para continuar con la búsqueda y selección de análogos para la Cuenca Sinú Offshore.

El siguiente punto que se tuvo en cuenta para la determinación de Cuencas análogas fue la geología estructural. Para el caso de estudio es un área de Prisma Acrecional con fracturas de cabalgamiento asociadas a una cadena de pliegues. En la **Figura 3** de la **Sección 1.4** se puede apreciar una sección de la Cuenca del Sinú Offshore que fue usada para comparar las estructuras y régimen de esfuerzos de la zona.

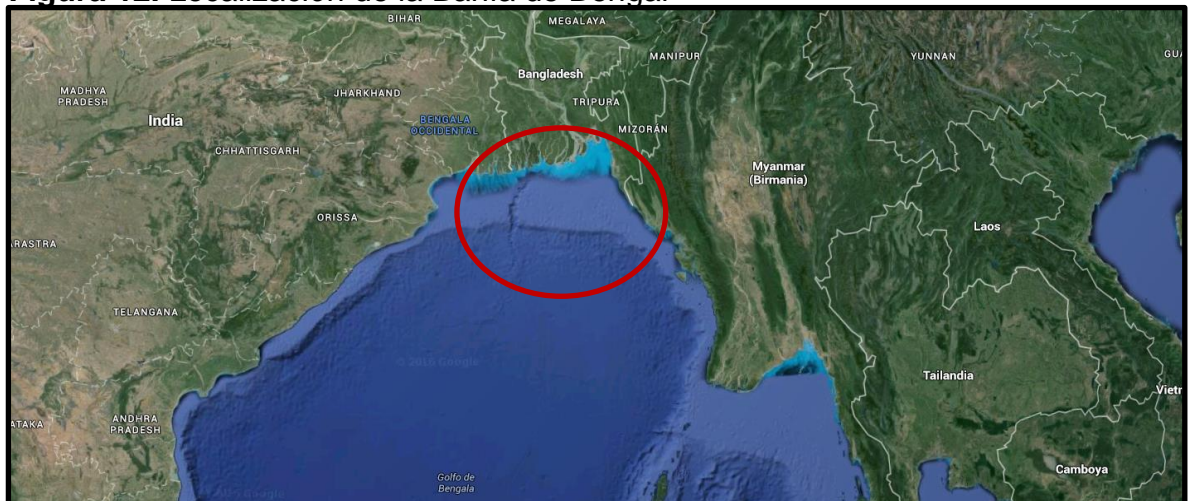
En la **Tabla 2** continuación se observan los análogos seleccionados de la cuenca y algunos proyectos de referencia para el desarrollo hipotético de petróleo.

Tabla 2 Análogos de gas y proyectos de referencia de petróleo

Análogos de Gas	Bahía de Bengal, Bangladesh	Bloque Gwadar, Pakistán	Campo Apko, Nigeria
Proyectos de Referencia de Petróleo	Abanico de Mississippi, Golfo de México	Campo Forties, Mar del Norte	Cuenca de Santos, Brasil

- **Bahía de Bengal.** Esta zona exploratoria fronteriza, se ubica en las costas de Bangladesh, cubriendo toda el área de mar de ese país. En la **Figura 12** se puede ver la localización de esta bahía.

Figura 12. Localización de la Bahía de Bengal

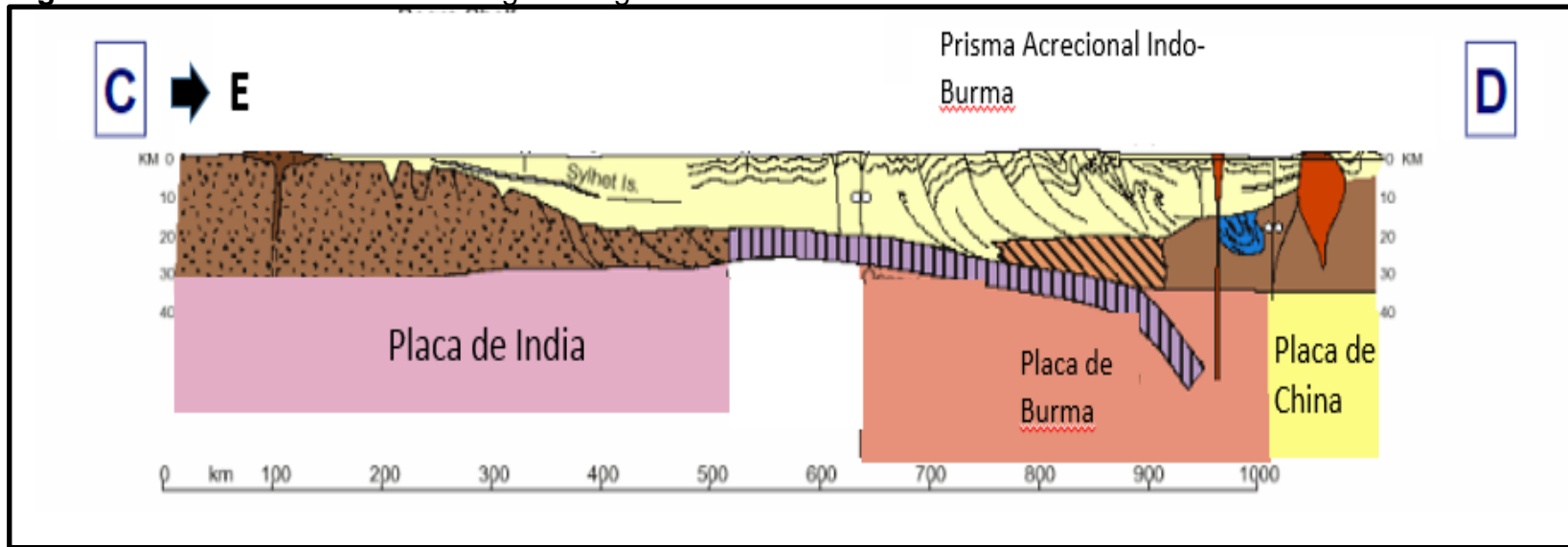


Fuente: Google Earth. Bahía de Bengal. 2016

Presenta una subducción que está presente desde el Oligoceno temprano, mostrando una geología estructural muy parecida a la presente en la Cuenca del Sinú Offshore. Gracias al Río Ganges y su gran sedimentación hay presencia de sistemas turbidíticos asociados a grandes cañones.

En la **Figura 13** se puede apreciar el sistema estructural y el prisma acrecional que se presenta en la zona.

Figura 13. Perfil de la Bahía de Bengal. Bangladesh



Fuente: ISLAM, A. Petrophysical Evaluation of subsurface Reservoir Sandstones of Bengal Basin, Bangladesh. En: GEOLOGY SOCIETY OF INDIA. 1 de diciembre de 2010.vol. 1, no. 10.1007/s12594-010-0122-9, p. 621-631 Modificada por los autores

- **Bloque Gwadar; Pakistán.** Esta zona está en exploración desde hace muy poco tiempo. Se encuentra en el mar de Pakistán, donde se divisa el prisma Acrecional de Makram. En la **Figura 14** se puede ver la localización del Bloque Gwadar.

Figura 14. Ubicación del Bloque Gwadar en el prisma acrecional de Pakistán



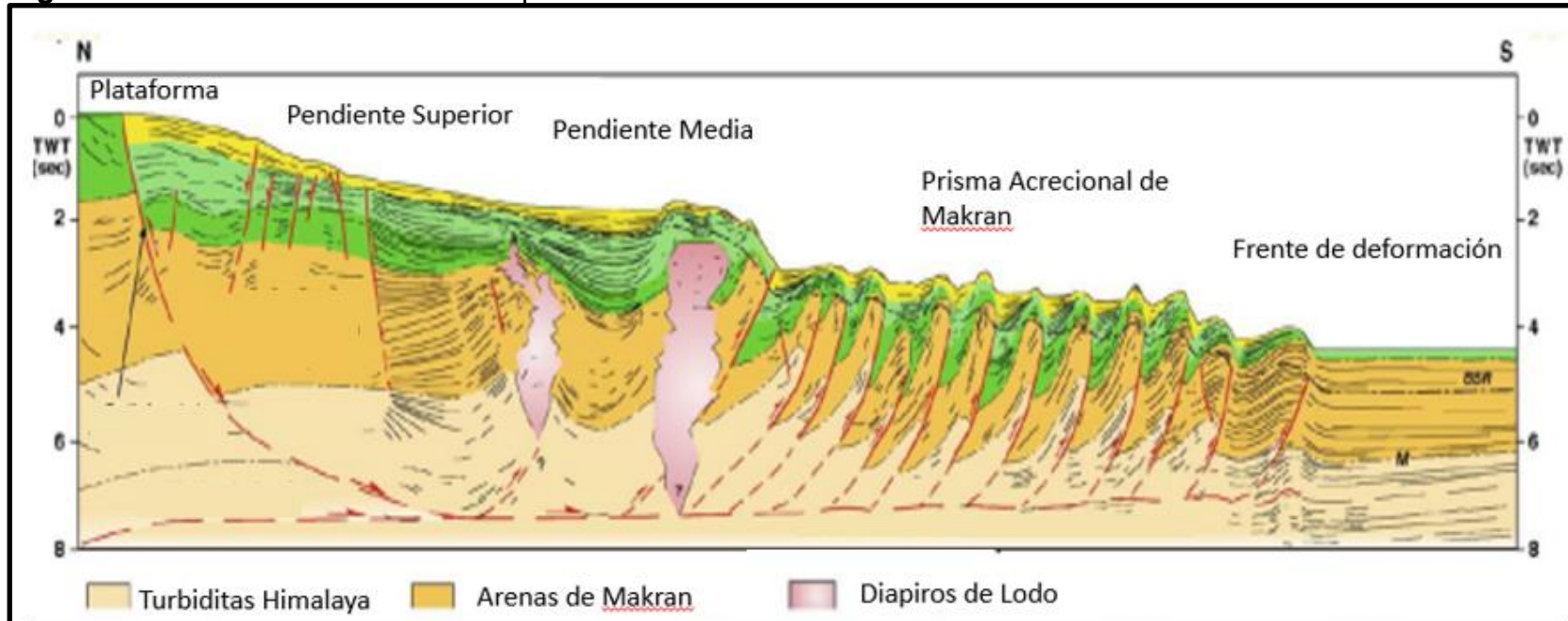
Fuente: Google Earth. Offshore Pakistan.2016

Esta zona presenta una gran actividad de volcanes de lodo y también se han encontrado reservorios turbidíticos con condiciones muy parecidas a las que están presentes en la Cuenca del Sinú Offshore. Se presentan turbiditas en el periodo del paleógeno intercalados dentro de una serie de pliegues.

No obstante, la mayoría de las perforaciones han sido fallidas debido a problemas mecánicos, sobrepresiones en las formaciones o a que el reservorio no fue encontrado.

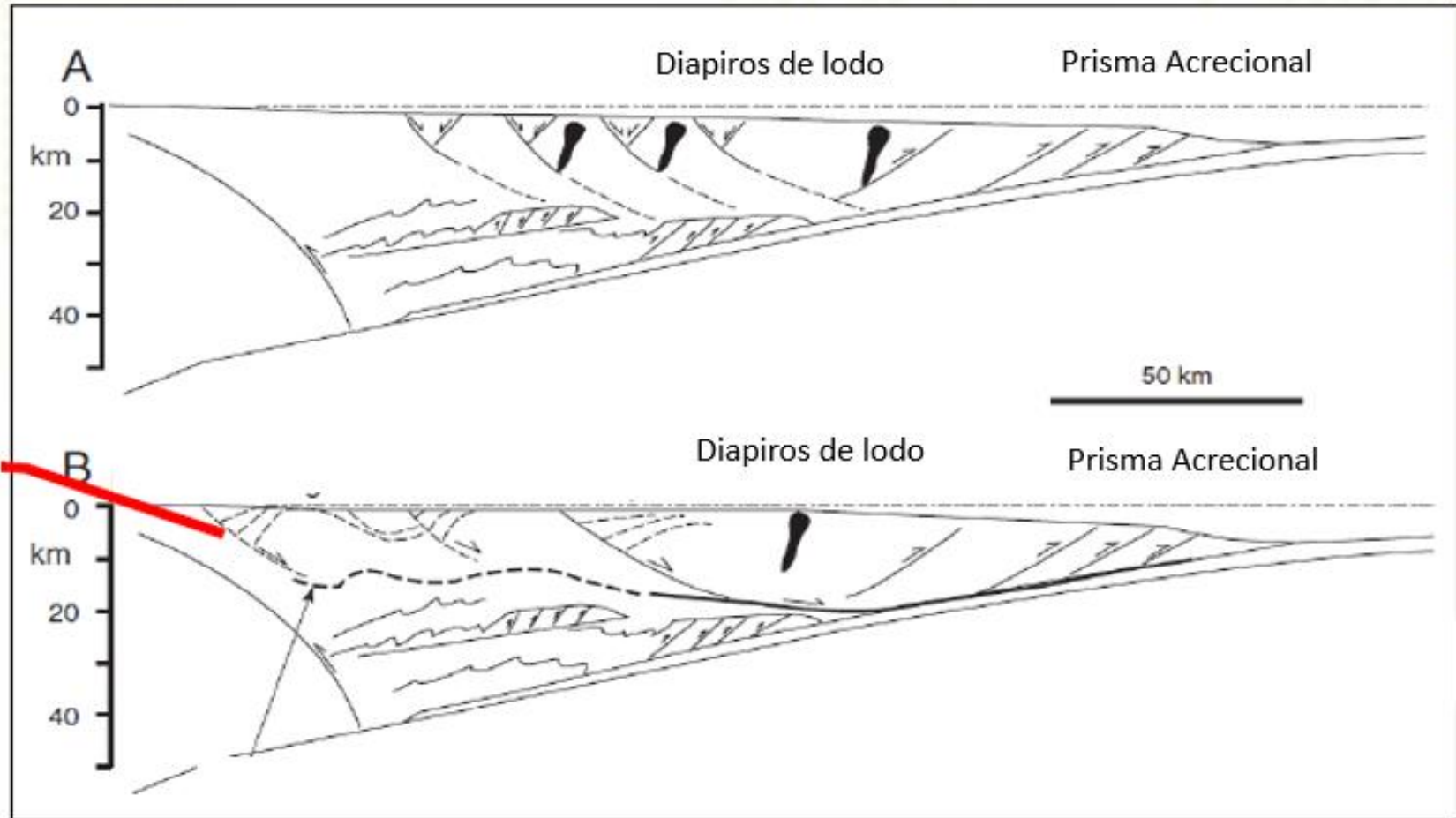
En la **Figura 15** y en la **Figura 16** se puede apreciar la geología estructural presente en esta zona y su similitud con la Cuenca del Sinú Offshore.

Figura 15. Frente de deformación del prisma acrecional de Makram en Pakistán



Fuente: KHAN, M., et al. Mud Diapirism Induced Structuration and Implications for the Definition and Mapping of Hydrocarbons Traps in Makram Accretionary Prism. En: SEARCH AND DISCOVERY. 1 de febrero de 2016.vol. 1, no. 51216, p. 6-23

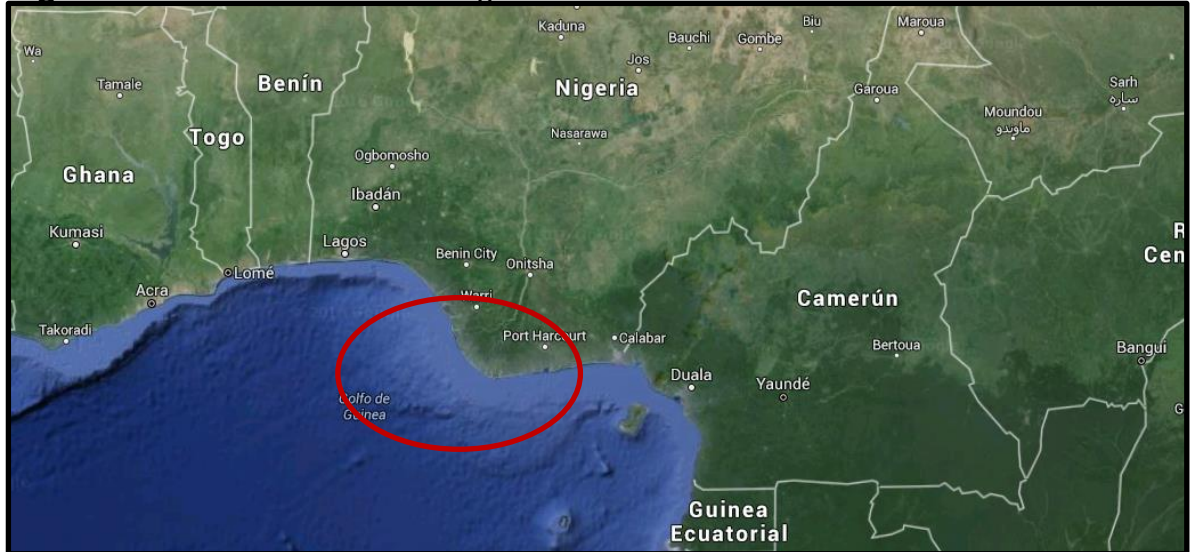
Figura 16. Perfil Offshore Pakistán



Fuente: KHAN, M., et al. Mud Diapirism Induced Structuration and Implications for the Definition and Mapping of Hydrocarbons Traps in Makram Accretionary Prism. En: SEARCH AND DISCOVERY. 1 de febrero de 2016.vol. 1, no. 51216, p. 6-23

- **Delta de Nigeria, Campo Apko:** Una de las zonas con grandes descubrimientos en operaciones en el mar, es el Delta de Nigeria. En la **Figura 17** se puede divisar la ubicación del Delta de Nigeria.

Figura 17. Ubicación Delta de Nigeria



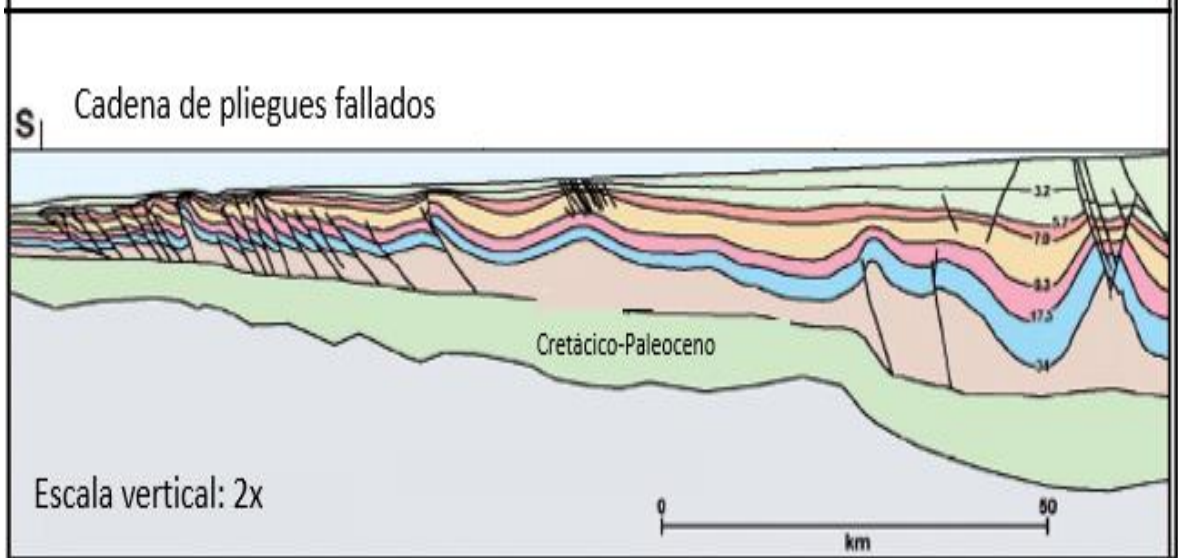
Fuente: Google Earth. Offshore Nigeria.2016.

A pesar que en el offshore de Nigeria se presenta una tectónica de margen pasivo, se generan estructuras por gravitación parecidas a las de un Prisma Acrecional¹⁹. Gracias a este proceso el offshore de Nigeria se puede utilizar como análogo para la cuenca de Sinú Offshore. También presenta condiciones de sedimentación de turbiditas.

En la **Figura 18** se puede apreciar un corte estructural del Delta de Nigeria y como se pueden formar estas estructuras parecidas a las de la Cuenca del Sinú Offshore.

¹⁹ Moreno, O., Guerrero, C., Rey, A., Gómez, P., Audemar, F., & Fiume, G. (2009). Modelo Alternativo para el Desarrollo del Frente Deformado Costa Fuera del Caribe Colombiano. *X Simposio Bolivariano Exploración Petrolera en Cuenclas Subandinas*, (pág. 6). Cartagena - Colombia.

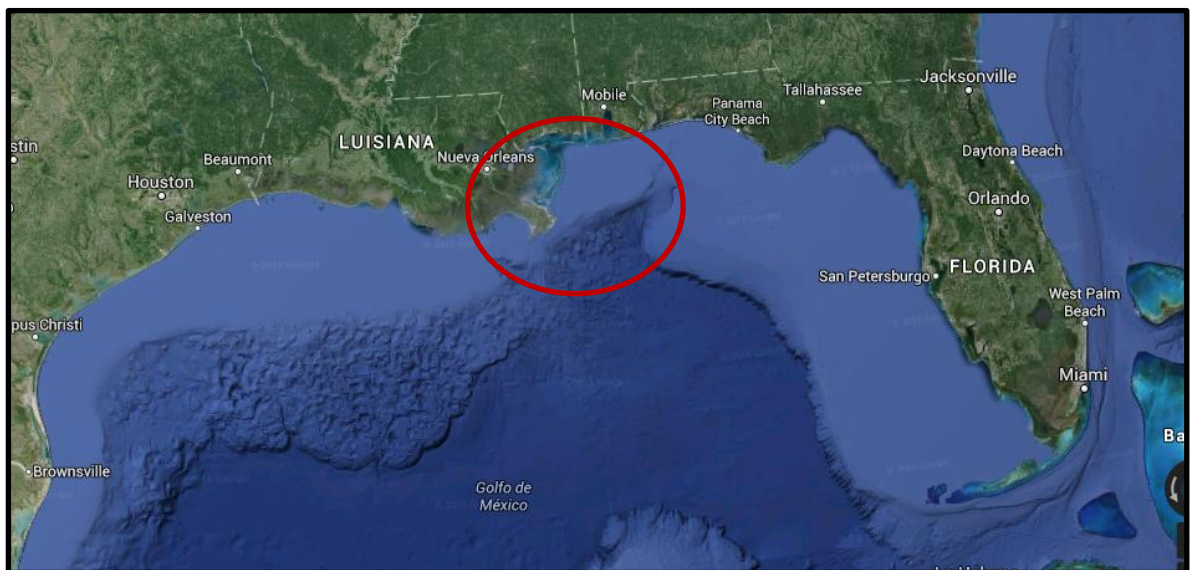
Figura 18. Perfil Offshore Nigeria



Fuente: AGUILERA, R. Geology and Hydrocarbon Potential Sinú and San Jacinto Basin. En: ANH. 2011. 1 p.

- **Golfo de México.** Esta es considerada una de las zonas más importantes de la producción de petróleo costa fuera. En la **Figura 19** se puede observar la ubicación del Golfo de México, en especial el abanico del Mississippi.

Figura 19. Localización del Abanico del Mississippi. Golfo de México.



Fuente: Google Earth. Offshore Golfo de Mexico.2016

En el Golfo de México, los domos salinos cambian los esfuerzos en el subsuelo. Por esta razón a pesar de ser una cuenca de un régimen pasivo, los esfuerzos ejercidos por estas incrustaciones de sal generaron trampas con características parecidas a los encontrados en la Cuenca Sinú Offshore. Los análogos de petróleo como este y los dos siguientes no son tan semejantes a la cuenca ya que después de esta investigación se concluye que las posibilidades de encontrar hidrocarburos líquidos son muy bajas para este tipo de Cuenca.

- **Campo Forties, Mar del Norte.** El Mar del Norte ha sido una de las áreas con mayor desarrollo en la producción de hidrocarburos costa fuera. En la **Figura 20** se puede ver la ubicación del Campo Forties

Figura 20. Localización Campo Forties. Mar del Norte.



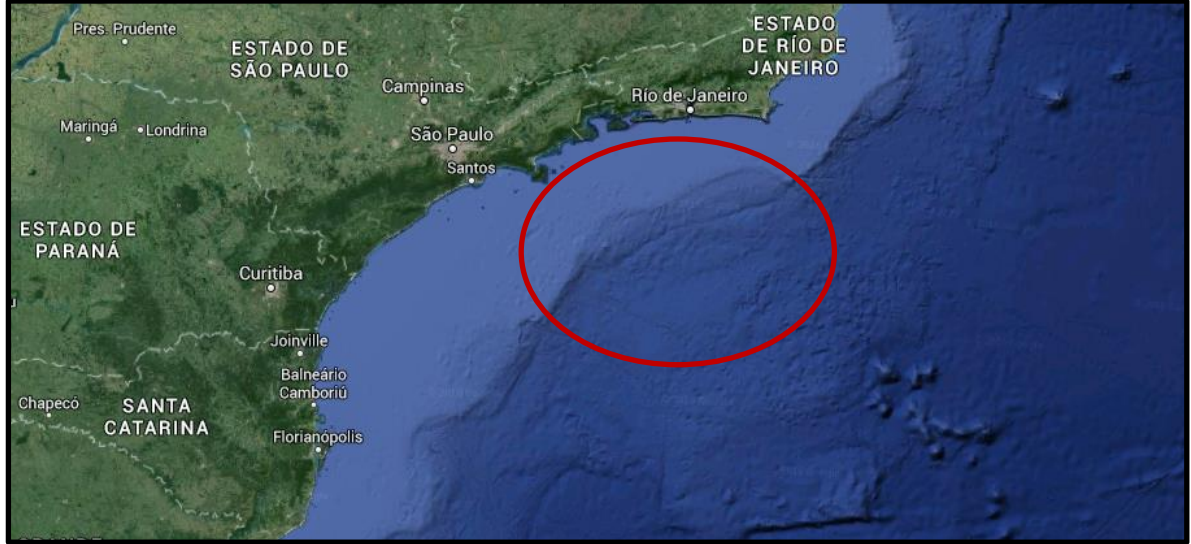
Fuente: Google Earth. Mar del Norte. 2016

El Campo Forties, en el Mar del Norte, no se presenta estructuras con similitudes tan buenas, debido a su régimen extensional. Son utilizado en este estudio como análogo debido a su relación en el ambiente de deposición y la profundidad del reservorio.

El tiempo de producción que tiene este campo y los sistemas que han sido implementados para optimizar las operaciones es lo que más relevancia que se tiene de una zona de producción como el Mar del Norte.

- **Cuenca de Santos en Brasil.** En esta cuenca se han desarrollado varios descubrimientos importantes, que han hecho avanzar a Brasil en las perforaciones costa afuera. En la **Figura 21** se puede apreciar la ubicación de esta cuenca.

Figura 21. Localización de la Cuenca de Santos. Brasil.



Fuente: Google Earth. Offshore Brasil. 2016

La Cuenca de Santos tiene un régimen extensional. Pero a pesar de esto se puede usar como analogía debido a las profundidades, tablas de agua, y sedimentación de la zona.

A continuación, se encuentran las propiedades de cada uno de los análogos antes mencionados y las propiedades petrofísicas de los pozos perforados en la Cuenca Sinú Offshore. La **Tabla 3** Muestra los valores de las propiedades petrofísicas que se han encontrado en la Cuenca Sinú Offshore. La **Tabla 4** muestra las propiedades de los Análogos de gas seleccionados. La **Tabla 5** muestra las propiedades de los análogos de petróleo seleccionados.

Tabla 3. Propiedades de los pozos perforados en la zona

Propiedad	Valores de Referencia de los Pozos Perforado en la zona
Porosidad (%)	14
Permeabilidad (md)	25
Espesor ft	55
Tipo de Hidrocarburo	Gas (El pozo San Bernardo presento trazas de petróleo, pero pudo ser por el lodo base aceite)
Tipo de Trampa	Estructurales, Estratigráficos
Tipo de Turbiditas	Complejo de Canales y Areniscas Laminares
Profundidad del Reservorio ft	10000
Gradiente de Temperatura (°F/100ft)	1,5977
Gradiente de Presión (psia/ft)	0,57

Fuente: ECOPEPETROL. Observaciones Registros Pozos Del Área Caribe-Cartagena:2015. 1-50

Tabla 4. Propiedades de los análogos de gas a nivel mundial

Propiedad	Cuenca de Bengal (Bangladesh)	Cuenca de Indu Offshore (Pakistán)	Cuenca Offshore de Nigeria(Campo Apko)
Porosidad promedio (%)	20	11	27
Permeabilidad promedio(md)	110 ²¹	32 ²²	700
Espesor promedio (ft)	124.6704	-	328.08
Saturación de Agua	26	48	
Tipo de Hidrocarburo	Gas	Gas	Gas/Condesados
Tipo de Trampa	Estructural ²³	Anticlinales Estructural	Anticlinales fallados,
Tipo de Turbiditas	Canales	Canal - Flanco	Canales y Arenas Laminares
Profundidad del Reservorio ft	9857	9852	9842
Temperatura (°F)	387 ²⁴	235	214 ²⁵
Presión (Psia)	3689 ²⁶	-	5366
Tabla de Agua (ft)	361	0	4593
Net to Gross (%)	80	-	35
Gradiente de Presión (psia/ft)	0,374251		0,545214

Fuente: Sociedad Geológica de India.2012, Exploración de cuencas fronterizas en sur Asia, 2007, Ingeniería Geotécnica 2014. Modificado por los autores

²¹ ISLAM, A. Petrophysical Evaluation of subsurface Reservoir Sandstones of Bengal Basin, Bangladesh. En: GEOLOGY SOCIETY OF INDIA. 1 de diciembre de 2010.vol. 1, no. 10.1007/s12594-010-0122-9, p. 621-631

²² KHAN, M., et al. Mud Diapirism Induced Structuration and Implications for the Definition and Mapping of Hydrocarbons Traps in Makram Accretionary Prism. En: SEARCH AND DISCOVERY. 1 de febrero de 20116.vol. 1, no. 51216, p. 6-23

²³ PLC,C. E. Frontier Oil & Gas Exploration in South Asia. 2007. p. 43

²⁴ THADATHIL,P., et al. Surface Layer Temperature Inversion in the Bay of Bengal. India. En: GEOPHYSICAL RESEARCH. 11 de agosto de 2016.vol. 1, no. 1,

²⁵ EMUJAKPORUE, G. y EKINE, S. Determination of Geothermal Gradient in the Eastern Niger Delta Sedimentary Basins from Bottom Hole Temperatures. Earth Science and Geotechnical Engineering. En: EARTH SCIENCES AND GEOTECHNICAL ENGINEERING. Noviembre 3 de 2014.vol. 3, no. 1792-9660, p. 109-114

²⁶ JAMALUDDIN, M., et al. Gas Hydrates Resource Potential of South Asia.:2010.

Tabla 5. Propiedades de los yacimientos de petróleo a nivel mundial

Propiedad	Golfo de México (Abanico del Mississippi)	Cuenca Campos (Campo Barracuda)	Cuenca Mar del Norte (Campo Forties)
Porosidad promedio (%)	24	29	27 ²⁷
Permeabilidad promedio (md)	500 ²⁸	66	31
Espesor promedio (ft)	1000.6	820	613
Saturación de Agua	36	40	23
Tipo de Hidrocarburo	Petróleo	Petróleo	Petróleo
Tipo de Trampa	Cuerpos de Sal	Canales	Anticlinales
Tipo de Turbiditas	Canales ²⁹	Canales	Canales, Arenas Laminares
Profundidad del Reservoirio ft	13999	12007	6906
Temperatura (°F)	466	329	401
Presión (Psia)	12000	4980	3230
Tabla de Agua (ft)	2999	3045	249
Net to Gross (%)	83	-	-
Factor de Recobro	30	32	65
Gradiente de Presión (psia/ft)	0,857204	0,414758	0,467709328

Fuente: IOR Golfo de México.2010, AAPG.1990. Modificado por los autores

²⁷ ALEXANDER, A. y LUCIA, C. Geological Modeling of a Turbidite Reservoir, Forties Field, North Sea. En: Shell. 1990. 489-507 p.

²⁸ LACH, J. IOR for Deep Water Gulf of Mexico. [Print(0)]:2010. 143-239

²⁹ WEIMER,P. Sequences Stratigraphy, Facies Geometries and Depositional History of the Mississippi Fan, Deep Gulf of Mexico. En: AAPG SEARCH AND DISCOVERY. 1 de enero de 1990.vol. 74, no. 4, p. 425-453

3. CAPÍTULO DE INGENIERÍA

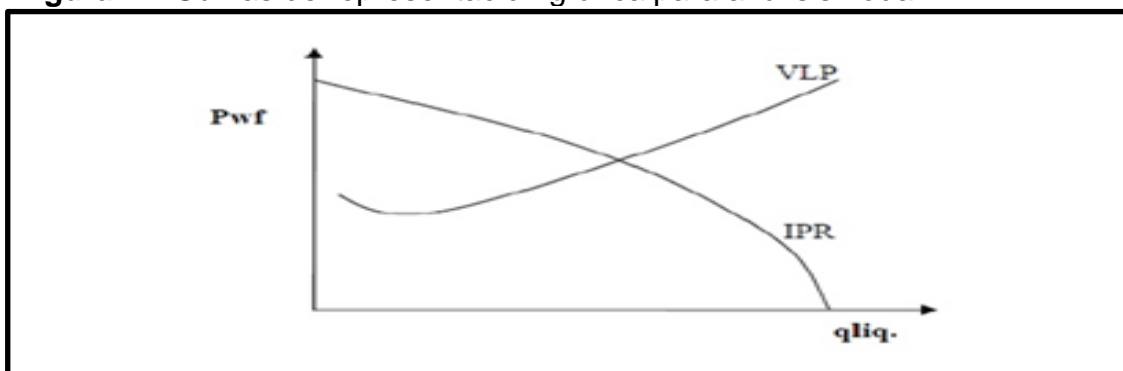
En el siguiente capítulo, se pretende utilizar la información petrofísica y geológica recopilada en el capítulo anterior para plantear posibles escenarios de producción en la Cuenca del Sinú Offshore. Con los simuladores Wellflo y Que\$tor se hace un desarrollo conceptual, partiendo de la información recuperada de los análogos y la disponible en esta zona frontera.

3.1 ANÁLISIS NODAL

La técnica más utilizada para optimizar sistemas productivos, dada su efectividad y confiabilidad a nivel mundial, es el Análisis Nodal; con la aplicación de esta técnica se adecua la infraestructura tanto de superficie como de subsuelo, para reflejar el verdadero potencial de producción de los pozos asociados a los yacimientos del sistema total de producción. El análisis nodal logra minimizar la brecha existente entre la producción real de los pozos y la producción que deberían exhibir de acuerdo a su potencial real de producción. El Análisis Nodal consiste en detectar restricciones al flujo a lo largo del sistema y gracias a esto, cuantificar su impacto sobre la capacidad de producción total del sistema.

Algunos métodos de producción que se analizan con el uso del análisis nodal son los siguientes: Flujo natural, Levantamiento artificial por gas, Bombeo Mecánico, Bombeo Electro Sumergible, Bombeo de Cavidades Progresivas, Bombeo Hidráulico. Se dice que un pozo produce por flujo natural, cuando la energía que aporta el yacimiento es suficientemente fuerte para llevar los hidrocarburos desde el yacimiento hasta el separador ubicado en las facilidades de producción en la superficie. La **Figura 22** muestra las curvas de inflow (IPR) y outflow (VLP) que se resulta de un análisis nodal.

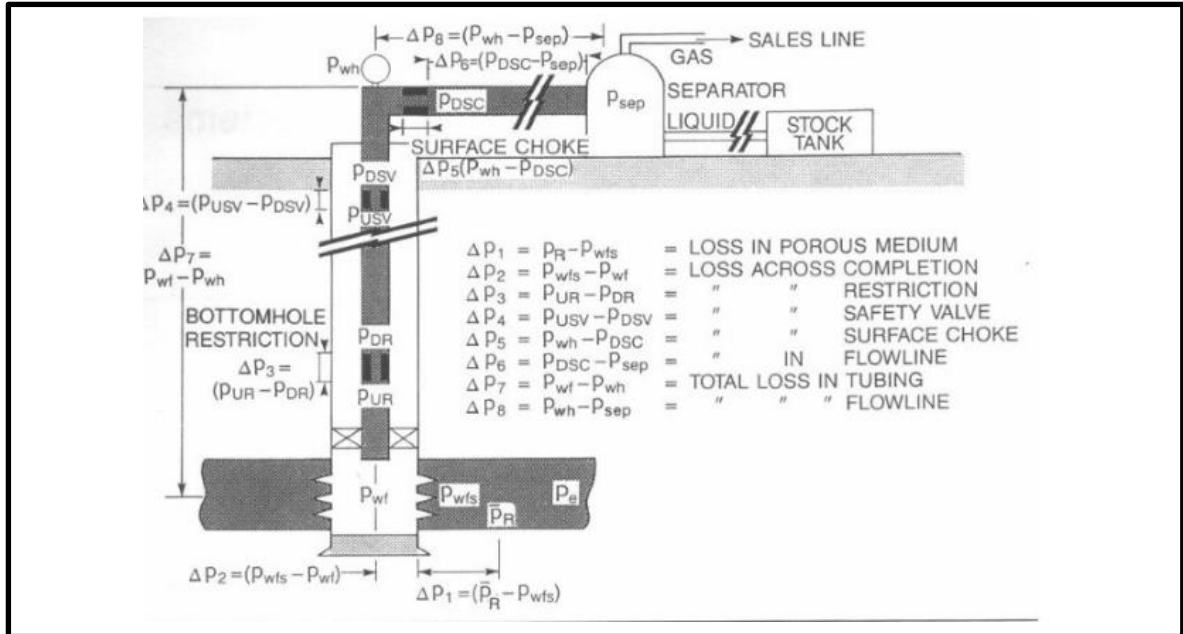
Figura 22. Curvas de representación gráfica para análisis nodal



Fuente: HOSSAIN, M. Production Optimization and Forecasting:2008. 43

Por otro lado, en la **Figura 23** se observan los diferentes puntos donde se realiza el análisis nodal.

Figura 23. Nodos utilizados para el análisis nodal



Fuente: HOSSAIN, M. Production Optimization and Forecasting:2008. 43

Es importante mencionar, que un nodo puede posicionarse en cualquier parte del sistema de producción: En el separador, en el choke de superficie, en el cabezal de pozo, en la válvula de seguridad, en la restricción, en la cara de la formación (P_{wf}), en la cara de la arena (P_{wfs}) y en el reservorio. Según Hossain³¹, normalmente el nodo que más se evalúa es el de la cara de la formación, gracias a esto se puede dividir el sistema en lo que es el reservorio y los componentes de la tubería.

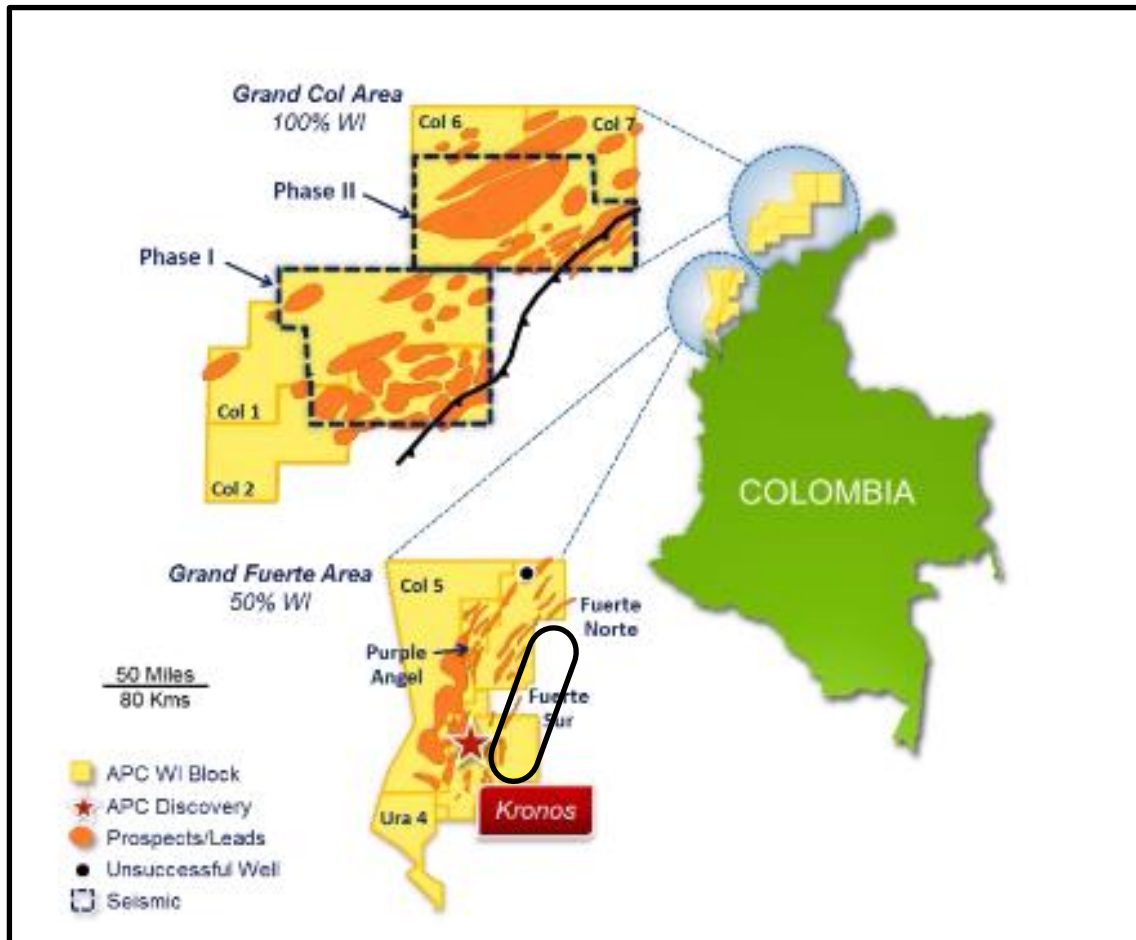
Para efectos de este trabajo de grado, el análisis nodal es utilizado como una herramienta que facilita el cálculo de presiones y caudales de entrega obtenidos de los escenarios planteados por medio del uso del software Wellflo, con la finalidad de ser usados posteriormente en el software Que\$tor para la selección de las facilidades offshore.

Este análisis nodal sirve para determinar la producción de los pozos y poder establecer el plateau del campo. Con esto, se evaluará el alcance económico de los diferentes escenarios planteados.

³¹ HOSSAIN, M. Production Optimization and Forecasting:2008. 43

3.1.1 Ficha técnica del yacimiento. Los escenarios planteados corresponden a dos de gas y uno de petróleo. La forma del proyecto se aproxima a los Prospectos/Leads identificados por Anadarko en su reporte operacional. En la **Figura 24** se puede apreciar esta distribución en los bloques Fuerte Sur, Fuerte Norte y Purple Angel.

Figura 24. Prospectos y leads según Anadarko para los bloques de la Cuenca Sinú Offshore



Fuente: Anadarko. Operational Report.2016. 12 . Modificado por los autores

De esta imagen se pueden analizar los posibles prospectos y Leads de la Cuenca y asumir de estos una forma hipotética para el desarrollo de este proyecto. En la **Tabla 6** y la **Tabla 7** se observan las fichas técnicas de los escenarios de gas y aceite generados a partir de los análogos seleccionados en el capítulo de ambientes sedimentarios, donde se pueden evidenciar las propiedades de los proyectos que se utilizaron en esta zona del Caribe Colombiano.

Tabla 6. Ficha técnica de los proyectos de gas de 5.3 Tcf de presión normal y Sobrepresionado.

Propiedades	Gas Presión Normal	Gas Sobre presionado
Volumen del yacimiento (Acres.ft)	3981968	3539528
Espesor neto (ft)	50	50
Longitud (km)	32	30
Ancho (km)	10	9,4
Porosidad (%)	11	11
Permeabilidad	32	32
Tipo de Yacimiento	Arenas Laminares – Canales Marinos	Arenas Laminares- Canales Marinos
Recursos (Tcf)	5,3	5,3
Presión (Psia)	5285	6654
Temperatura (F)	195	195
Profundidad (ft)	12205	12205
Tabla de Agua (ft)	5197	5197
Salinidad (ppm)	35000	35000

Fuente: KHAN, M., et al. Mud Diapirism Induced Structuration and Implications for the Definition and Mapping of Hydrocarbons Traps in Makram Accretionary Prism. En: SEARCH AND DISCOVERY. 1 de febrero de 2016.vol. 1, no. 51216, p. 6-23

Tabla 7. Ficha Técnica del proyecto de petróleo

Propiedades	Petróleo
Volumen (Acres.ft)	216262
Espesor neto petrolífero (ft)	50
Longitud (Km)	7,6
Ancho (Km)	2,4
Porosidad (%)	27
Permeabilidad md	31
Área (ft2)	344000000
Tipo de Yacimiento	Arenas Laminares – Canales Marinos
Recursos (MMbd)	337
Presión psia	10542
Temperatura F	195
Profundidad ft	12205
Tabla de Agua (ft)	5197
Salinidad (ppm)	35000

Fuente: LACH, J. IOR for Deep Water Gulf of Mexico.2010. 143-239. Modificada por los autores

Los valores de los Recursos mostrados en las tablas anteriores fueron calculados por Vargas³³ usando el método Monte Carlo. A continuación se presenta el procedimiento utilizado para la determinación de los recursos de hidrocarburos en la Cuenca Sinú Offshore. La **Ecuación 1** y la **Ecuación 2** son usadas para estimar los recursos in situ de Colombia:

³³ VARGAS, C. Evaluation Total Yet-to-find Hydrocarbon Volume in Colombia. En: EARTH SCIENCES RESEARCH. 1 de abril de 2012.vol. 16, no. Especial, p. 1-562

Ecuación 1. Petróleo Original en Sitio

$$OOIP = \frac{7758 * A * h * \varphi * (1 - S_w)}{B_o}$$

Fuente: VARGAS, C. Evaluation Total Yet-to-find Hydrocarbon Volume in Colombia. En: EARTH SCIENCES RESEARCH. 1 de abril de 2012.vol. 16, no. Especial, p. 1-562

16

Ecuación 2. Gas Original en Sitio

$$GIIP = \frac{43560 * A * h * \varphi * (1 - S_w)}{B_g}$$

Fuente: VARGAS, C. Evaluation Total Yet-to-find Hydrocarbon Volume in Colombia. En: EARTH SCIENCES RESEARCH. 1 de abril de 2012.vol. 16, no. Especial, p. 1-562

OOIP : Petróleo Original en sitio (Bbl.)

GIIP : Gas Original en sitio (Bbl)

A : Área de producción (acres)

h : Espesor total del depósito (ft)

φ : Porosidad del depósito (v/v)

S_w : Saturación de Agua (v/v)

B_o : Factor Volumétrico del Petróleo (BblY / BblN)

B_g : Factor Volumétrico del Gas (ft³Y/ft³N)

Las constantes de 7758 y 43560 se utilizaron para la obtención de resultados en barriles (bbl y pies cúbicos cf, respectivamente).

El método probabilístico Monte Carlo se utilizó para las estimaciones en las ecuaciones del petróleo original in situ y gas original in situ. Las variables aleatorias fueron espesor neto de gas y petróleo, porosidad, saturación de agua y el factor volumétrico. La zona de producción fue tomada como constante.

Dicha estimación incluye los siguientes pasos

Primero la información de formaciones, unidades, áreas, espesor, porosidad, saturación de agua, gravedad API, la relación gas-petróleo (GOR), factores volumétricos y la producción acumulada por campo, en cada cuenca, fue compilado: Se discriminó el tipo de fluido producido (gas o aceite).

A continuación se hace un análisis estadístico que determinó la distribución de información de mejor ajuste con respecto al espesor, porosidad, saturación de agua, el factor volumétrico, el RGA (Relación Gas Aceite). Con respecto al gas inicial in situ, la cantidad de datos era insuficiente, lo que significa que sólo una única distribución se usara por variable, incorporándola en todas las cuencas. Para las Cuencas restantes, de las que se carece de información sobre petróleo y gas, una función de distribución común se asoció para cada variable (petróleo y gas).

Luego Vargas³⁴ aplicó la siguiente metodología para las cuencas que carecen de áreas de producción:

- Las tasas de (La zona de producción / La cuenca y la zona de producción / MMbbl) se calcularon a partir de la producción total de petróleo, zonas de producción y de cada cuenca.
- La zona de producción / La cuenca y la zona de producción / MMbbl) producen parejas de resultados que se proyectaron en un gráfico log-log de abscisas y la ordenadas.
- La ecuación que mejor se ajuste a la curva fue identificada.
- El así obtenido se proyecta hasta que corte el eje de la abscisa en un valor definido para la ordenada "1-8 Ha / MMbbl". Este valor da un límite superior "razonable" que se ha detectado en la serie de producción; Asumiendo áreas de las cuencas que tienen eficacia de hasta el 1-8 Ha de cada MMbbl, fracción del área afectada por el resto de las cuencas que carecen de información con respecto a las áreas de producción de petróleo y gas;

Por último, las áreas de producción estimadas para cada zona y tipo de líquido, espesor, porosidad, saturación de agua, GOR y distribución de los factores volumétricos, fueron usadas para ejecutar simulaciones de Monte Carlo para la estimación original en aceite situ e inicial en el gas in situ

Los resultados así obtenidos se vieron afectados por factores geológicos de riesgo, recuperación (petróleo o gas) y la fracción de área asociada con las reservas naturales.

3.2 RESULTADOS DE LAS SIMULACIONES EN WELLFLO

Este simulador se utilizó con el fin de determinar los valores de caudales que se podían obtener con las condiciones descritas en las fichas técnicas de los campos. El procedimiento realizado en el simulador se encuentra explicado y descrito en el Anexo A.

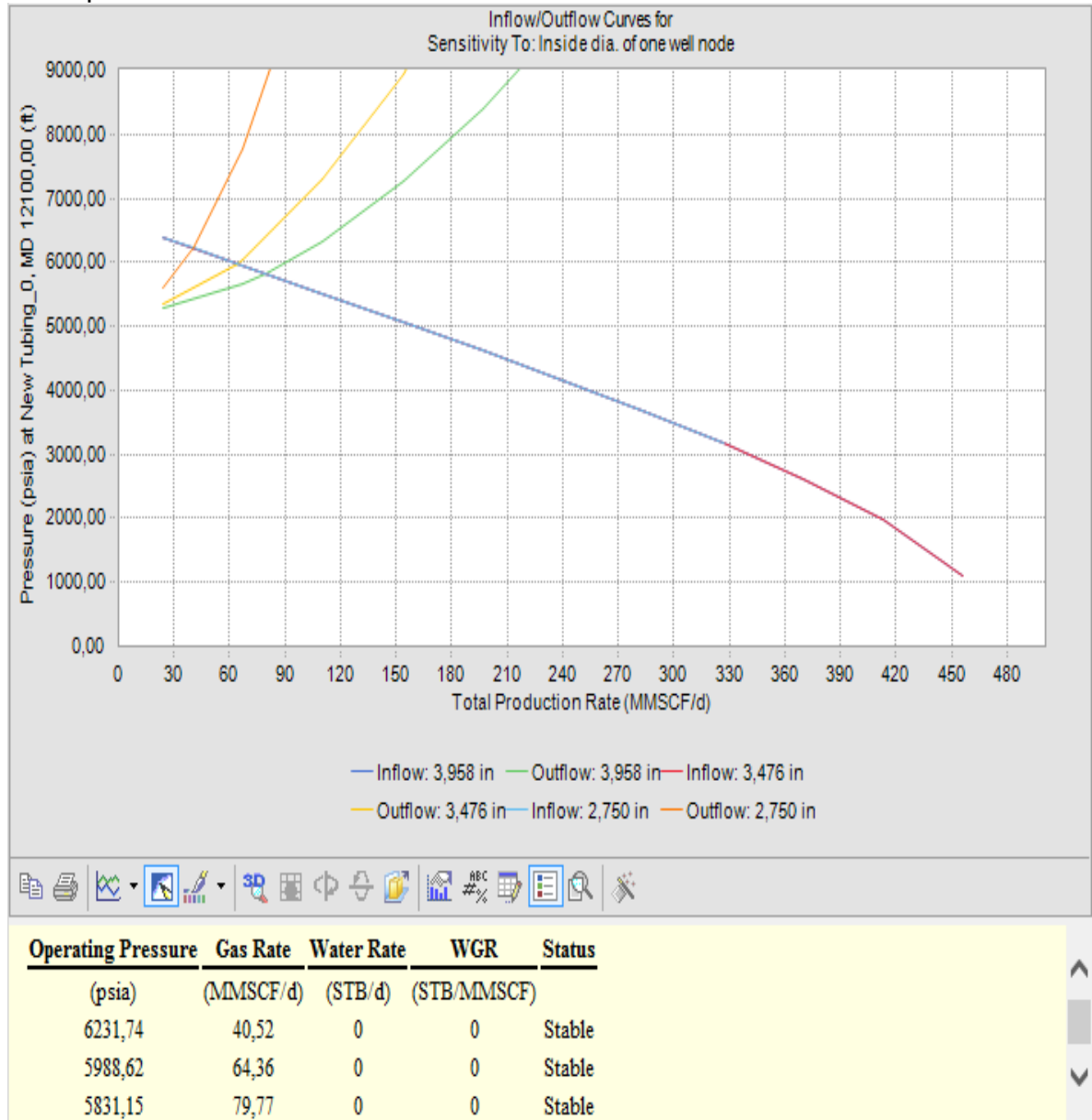
³⁴ VARGAS, C. Evaluation Total Yet-to-find Hydrocarbon Volume in Colombia. En: EARTH SCIENCES RESEARCH. 1 de abril de 2012.vol. 16, no. Especial, p. 1-562

Los resultados obtenidos de las simulaciones realizadas son los siguientes:

- **Gas Sobrepresionado.** La productividad de un reservorio es definida por la capacidad de entrega del mismo a cierta presión de fondo fluyente, la productividad de un reservorio se ve afectada normalmente por: la presión del reservorio, el espesor de la capa, la permeabilidad, el radio del pozo, las propiedades de los fluidos y los límites del reservorio entre otros. La generación de la curva IPR para este pozo, demuestra que esta gráfica es una relación entre caudales de flujo y las presiones de fondo fluyente. A medida que la presión de fondo fluyente sea menor, los caudales de flujo serán mayores.

El AOF (Absolute Open Flow) el cual representa la máxima productividad que puede generar el reservorio, para este caso, es de 480 MMSCF/d. En la **Gráfica 1** se observa la curva IPR generada en este caso. Para esta simulación, se realizó un análisis nodal haciendo sensibilidades modificando los diámetros de la tubería de producción, para dimensionar los diferentes caudales de entrega que puede dar la formación. El nodo solución fue ubicado a 12100 ft, el nodo superior se ubicó en el cabezal del pozo a 5197 ft y el nodo inferior en el yacimiento a 12205 ft. Los resultados obtenidos de esta simulación se observan en la **Gráfica 1** y en la **Tabla 8**.

Gráfica 1. Sensibilidades con tuberías 4,5”; 4,0” y 3,5” para el escenario de gas Sobrepresionado



En la **Gráfica 1** se aprecian las curvas IPR (azul con rojo) y las distintas curvas TPR (naranja, amarillo y verde) obtenidas de las sensibilidades con distintos diámetros de tuberías. También se muestran los distintos puntos operacionales que se obtuvieron al variar los diámetros de las tuberías en la parte inferior de la gráfica.

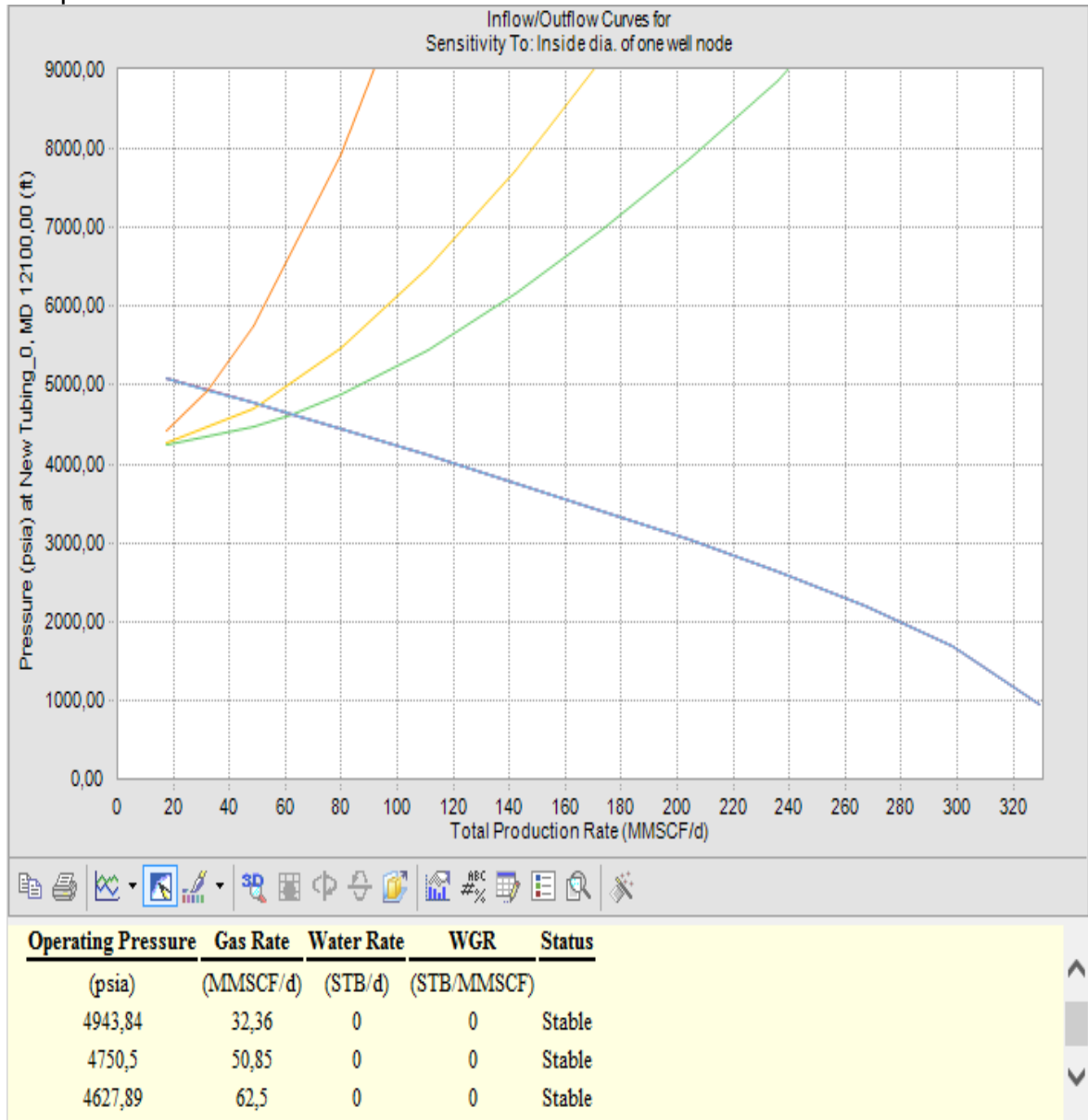
Tabla 8. Resumen de la simulación para un pozo de gas seco Sobrepresionado

TABLA DE AGUA	5197 ft	(AOF)	480 MMSCF/d
PRESIÓN DEL YACIMIENTO	6654 Psia	PWF CON SARTA DE PRODUCCION DE 4,5"	5831 psia
TEMPERATURA DEL YACIMIENTO	195 F	CAUDAL DE GAS CON SARTA DE PRODUCCIÓN DE 4,5"	80 MMSCF/d
PROFUNDIDAD DEL CAÑONEO	12205 ft	PWF CON SARTA DE PRODUCCION DE 4,0"	5988 psia
ESPESOR CAÑONEADO	50 ft	CAUDAL DE GAS CON SARTA DE PRODUCCIÓN DE 4,0"	64 MMSCF/d
PERMEABILIDAD DEL RESERVORIO	32 md	PWF CON SARTA DE PRODUCCION DE 3,5"	6232 psia
RADIO DEL POZO	0.79 ft	CAUDAL DE GAS CON SARTA DE PRODUCCIÓN DE 3,5"	41 MMSCF/d

- **Gas Presión Normal.** La **Gráfica 2** muestra la curva IPR generada a partir de los datos suministrados al simulador para un yacimiento de gas seco con presión normal en la zona.

El AOF (Absolute Open Flow) el cual representa la máxima productividad que puede generar el reservorio, para este caso, es de 346,7211 MMSCF/d. Este valor cambio con respecto al yacimiento sobrepresionado por el cambio de presión que existe en el yacimiento. Este es el único factor que afecta el AOF ya que los otros parámetros como el espesor de la capa, la permeabilidad, el radio del pozo, etc.; No fueron modificados. Para esta simulación, también se realizó un análisis nodal haciendo sensibilidades modificando los diámetros de la tubería de producción, para visualizar diferentes caudales de entrega. El nodo solución nuevamente fue ubicado a 12100 ft, el nodo superior se ubicó en el cabezal del pozo a 5197 ft y el nodo inferior en el yacimiento a 12205 ft. Los resultados obtenidos de esta simulación se observan en la **Gráfica 2** y en la **Tabla 9**.

Gráfica 2. Sensibilidades con tuberías de 4,5"; 4,0" y 3,5" para el escenario de gas con presión normal



En la **Gráfica 2** se aprecian las curvas IPR (azul) y las distintas curvas TPR (naranja, amarillo y verde) obtenidas de las sensibilidades con distintos diámetros de tuberías. También se muestran los distintos puntos operacionales que se obtuvieron al variar los diámetros de las tuberías en la sección inferior de la gráfica.

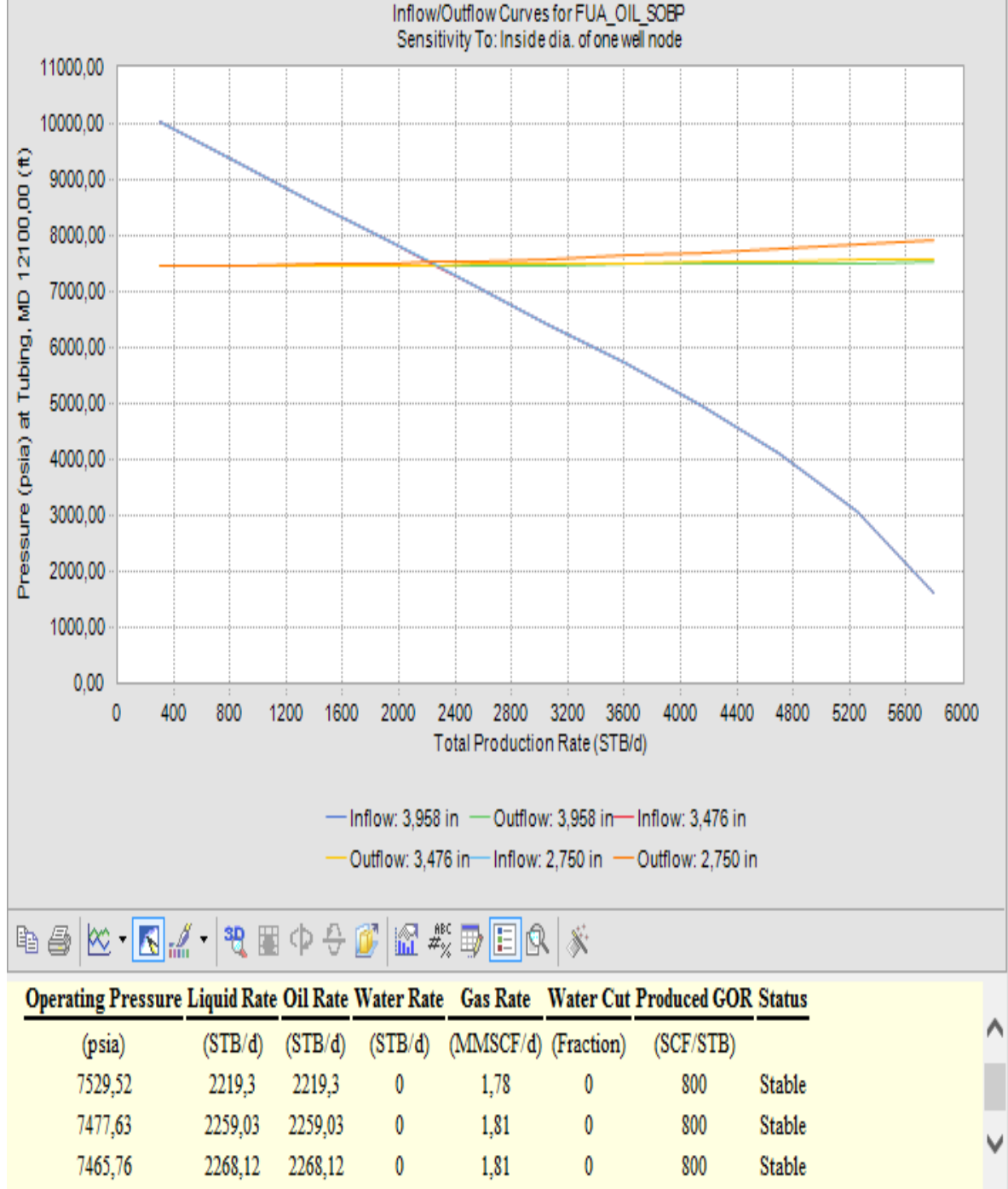
Tabla 9. Resumen de la simulación de un pozo de gas seco con presión normal

TABLA DE AGUA	5197 ft	(AOF)	347MMSCF/d
PRESIÓN DEL YACIMIENTO	5288 Psia	PWF CON SARTA DE PRODUCCION DE 4,5"	4628 psia
TEMPERATURA DEL YACIMIENTO	195 F	CAUDAL DE GAS CON SARTA DE PRODUCCIÓN DE 4,5"	63 MMSCF/d
PROFUNDIDAD DEL CAÑONEO	12205 ft	PWF CON SARTA DE PRODUCCION DE 4,0"	4751 psia
ESPESOR CAÑONEADO	50 ft	CAUDAL DE GAS CON SARTA DE PRODUCCIÓN DE 4,0"	51 MMSCF/d
PERMEABILIDAD DEL RESERVORIO	32 md	PWF CON SARTA DE PRODUCCION DE 3,5"	4944 psia
RADIO DEL POZO	0.79 ft	CAUDAL DE GAS CON SARTA DE PRODUCCIÓN DE 3,5"	32 MMSCF/d

- **Petróleo.** Para el escenario Teórico de Petróleo, se obtuvieron las siguientes gráficas. La Gráfica 3 corresponde a la curva IPR en la cual se puede apreciar claramente que el punto de burbuja se encuentra por debajo de los 6000 psia y el AOF para este escenario de aceite corresponde a un valor de 6106 STB/d.

Los resultados con variaciones en los diámetros de tuberías también se muestran en la **Gráfica 3** y en la **Tabla 10** se muestran resumidos los resultados obtenidos de esta simulación. Cabe mencionar que este escenario no es representativo para la cuenca, debido a la poca probabilidad de encontrar hidrocarburos líquidos.

Gráfica 3. Sensibilidades con tuberías de 4,5"; 4,0" y 3,5" para un pozo de petróleo



En la **Gráfica 3** se aprecian las curvas IPR (azul) y las distintas curvas TPR (naranja, amarillo y verde) obtenidas de las sensibilidades con distintos diámetros de tuberías. También se muestran los distintos puntos operacionales que se obtuvieron al variar los diámetros de las tuberías en la parte inferior de la gráfica

Tabla 10. Resumen de la simulación para el escenario de petróleo

TABLA DE AGUA	5197 ft	(AOF)	6106 STB/d
PRESIÓN DEL YACIMIENTO	10462 Psia	PWF CON SARTA DE PRODUCCION DE 4,5"	7466 psia
TEMPERATURA DEL YACIMIENTO	195 F	CAUDAL DE ACEITE CON SARTA DE PRODUCCIÓN DE 4,5"	2268 STB/d
PROFUNDIDAD DEL CAÑONEO	12205 ft	PWF CON SARTA DE PRODUCCION DE 4,0"	7478 psia
ESPEJOR CAÑONEADO	50 ft	CAUDAL DE ACEITE CON SARTA DE PRODUCCIÓN DE 4,0"	2259 STB/d
PERMEABILIDAD DEL RESERVORIO	31 md	PWF CON SARTA DE PRODUCCION DE 3,5"	7530 psia
RADIO DEL POZO	0.79 ft	CAUDAL DE GAS CON SARTA DE PRODUCCIÓN DE 3,5"	2219 STB/d

3.3 DESARROLLO CONCEPTUAL DE PRODUCCIÓN PARA ESCENARIOS DE GAS CON PRESIÓN NORMAL Y SOBREPRESIONADO

Después de obtener los resultados del potencial de cada pozo se desarrolló un plan para los proyectos a encontrar en la zona. Se va a desarrollar el proceso paso a paso para el caso base de 5,3 Tcf (valor asumido de acuerdo al estudio de Carlos Vargas), para después analizar con la misma metodología otras posibles volumetrías.

3.3.1 Cronograma para yacimiento de gas con presión normal. Con información obtenida de la API (American Petroleum Institute) se realizó un plan de desarrollo de 37 años para un proyecto de gas con presión normal (5285 psia). La API es clara al definir que desde el momento en que un gobierno y una compañía petrolera firmen un contrato de arrendamiento o lease, hasta la primera producción de un pozo pueden transcurrir entre 7 y 10 años. En base a lo anterior la línea de tiempo para proyectos de exploración y producción offshore incluyen:

- De seis meses a un año para la administración y ejecución de contratos de arrendamiento en áreas sin arrendar.
- Un año para investigaciones geológicas preliminares y selección de áreas de interés para adquisición de data sísmica.
- Uno o dos años para la adquisición, procesamiento de la data sísmica 3D adquirida y la identificación de prospectos de perforación.
- Un año para la contratación del taladro.
- De seis a diez meses para la perforación y el completamiento de un pozo exploratorio.
- Entre seis y doce meses para la evaluación de los resultados de la perforación.
- Otros dos o tres años adicionales para la creación de un plan de desarrollo del yacimiento. Durante este tiempo también la compañía trabaja en los estudios pertinentes para el diseño y la contratación de las facilidades de producción a utilizar.
- Un año más para las instalaciones de las facilidades junto a otros dos años de perforación de pozos. Durante este tiempo la compañía también diseña e instala todos los sistemas de tuberías necesarias para llevar la producción generada a un mercado.

Al realizar el Schedule (cronograma del proyecto de presión normal) se asumió que los contratos de arrendamiento en el área ya fueron realizados, así como las investigaciones geológicas y la adquisición y procesamiento de sísmica 3D. Por lo que el cronograma inicia en el año 2014. En la **Tabla 11** se muestran los eventos y los años en los que se prevé su realización.

Tabla 11. Tabla de eventos para el escenario de gas con presión normal

Cronograma Escenario 1 Gas 5,3 Tcf	2014				2015				2016				2017				2018				2019				2020				2021				2022				2023			
	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4				
Exploración																																								
Geología preliminar	■	■																																						
Selección zonas de Interés			■	■																																				
Adquisición & Procesamiento Sísmica					■	■	■	■																																
Identificación prospectos									■	■																														
Perforación Exploratoria																																								
Pozo Exploratorio											■	■																												
Pozos de Delimitación													■	■	■	■																								
Plan de Desarrollo																																								
Plan Conceptual																	■	■	■	■																				
Diseño y Contratación Facilidades																					■	■	■	■																
Instalación de Facilidades																									■	■	■	■												
Diseño e Instalación líneas de tubería																													■	■	■	■	■	■	■	■				
Perforación Pozos de Desarrollo																													■	■	■	■	■	■	■	■				
Producción																																								
Producción																																								

Fuente: American Petroleum Institute. Explaining Exploration and Production Timelines (Offshore). [Print(0)]:201. Modificada por los autores

3.3.2 Acumulados de producción de los proyectos de gas con presión normal a nivel mundial. Para el desarrollo del Plateau de producción de un proyecto de gas con presión normal, fue necesario tener en cuenta proyectos de producción de gas, que tuvieran unas condiciones similares a las presentes en la Cuenca Sinú Offshore. Después de una búsqueda exhaustiva y la revisión de más de 200 proyectos offshore de gas, se seleccionaron los proyectos Liwan y Akpo. Se determinó los acumulados de producción promedio de dichos proyectos.

Finalmente se promediaron estos acumulados para obtener un valor de referencia que los pozos puedan acumular para el escenario de presión normal. En la **Tabla 12** se muestran los datos utilizados.

Tabla 12. Acumulados proyectos offshore para el escenario de gas con presión normal

Proyecto	Tabla de Agua (ft)	Compañía	Reservas	Producción ScF/d	Producción por Pozos Scf/D	Pozos	Acumulado por Pozo
Liwan	4290	China	5.000.000.000.000	400.000.000	25.000.000	16	182.500.000.000
Akpo	5366	Nigeria	1.000.000.000.000	300.000.000	27.272.727	11	199.090.909.091
Escenario 1 Gas	5197	Colombia	5.300.000.000.000	726.027.397	26.136.364	28	190.795.454.545

Fuente: Subsea IQ. Offshore Field Development. [Electronic(1)]. 27 de mayo de 2016. [Consultado el Mayo/27/2016]. Disponible en: <http://www.subseaiq.com/>. Modificada por los autores

El siguiente paso que se realizó fue el desarrollo del Plateau para el que se hizo un plan de desarrolló en un Excel en el cual se colocaron los 28 pozos que hay que perforar en la zona con la finalidad de producir un 95.51 % de los 5,3 Tcf con los que cuenta la Cuenca Sinú Offshore.

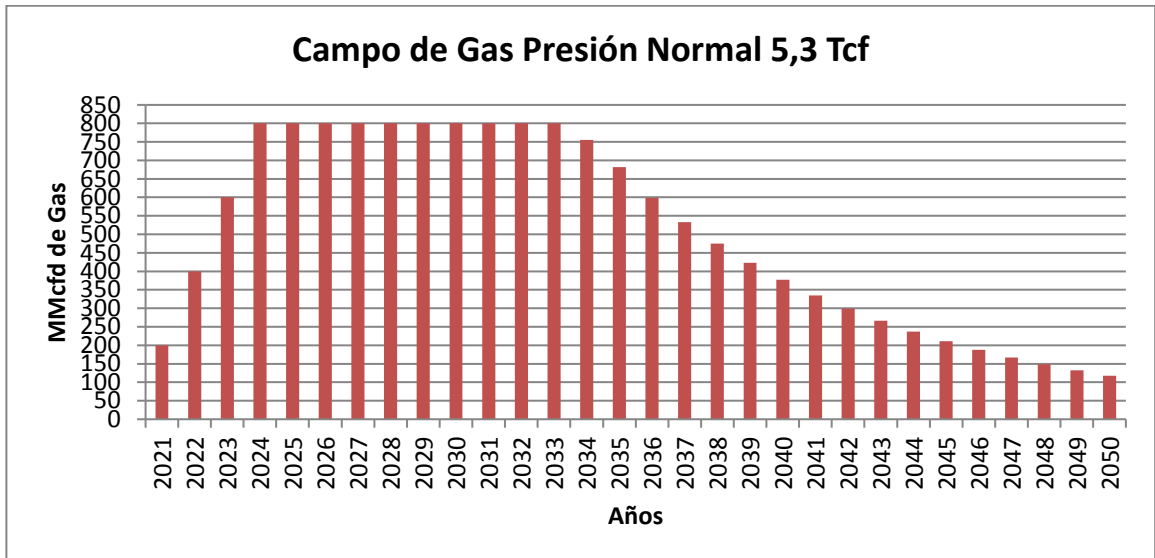
Para los pozos se asumieron las siguientes condiciones:

- Los pozos tendrán una vida útil correspondiente a 20 años.
- En el 2020 se trajeron dos taladros para la perforación de los ocho primeros pozos con los que empieza la producción del proyecto, en el 2022 y 2023 también se tienen en cuenta dos barcos para la perforación de otros 16 pozos.
- Se perforaron un máximo de cuatro pozos por año, de acuerdo con el tiempo promedio que se demora un barco de perforación en perforar un pozo dadas por SHELL.
- Los pozos pueden producir de acuerdo con la simulación realizada en Wellflo un caudal máximo de 63 MMscf/d, para el desarrollo de este escenario se decidió que los pozos produjeran a una tasa de 30 MMscf/d.

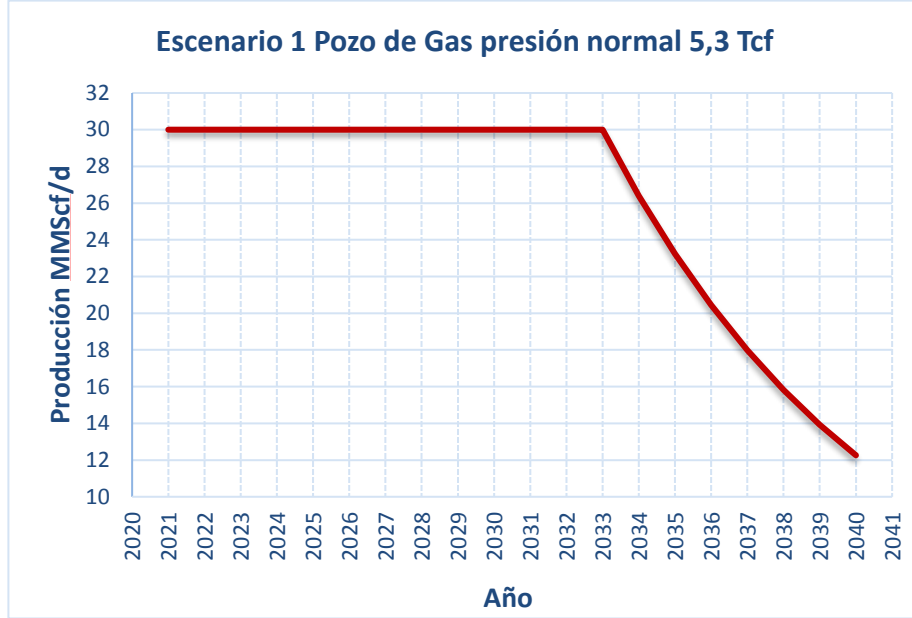
- Se asume una declinación de producción del 12%, dato tomado según Goldman Sachs, para pozos de gas después de 13 años de producir chocados.
- El valor mínimo que se utilizó como referencia para el abandono de los pozos es de 10 MMscf/d por ya no ser económicamente rentable.

En el 2024 se alcanza un Plateau de producción de 800 MMscf/d el cual se mantiene durante 10 años y en el cual se drenan el 60% aproximadamente de los recursos. En la **Gráfica 4** se muestran respectivamente el plateau generado, para observar el comportamiento de los pozos en el Plateau ver **Anexo B**. A su vez en la **Gráfica 5** y **Gráfica 6** se observan el comportamiento de un pozo tipo de gas con presión normal a lo largo de sus años productivos y los acumulados de pozos en Bcf que se alcanzan a lo largo de la vida productiva del proyecto.

Gráfica 4. Plateau para 5,3 Tcf de gas con presión normal

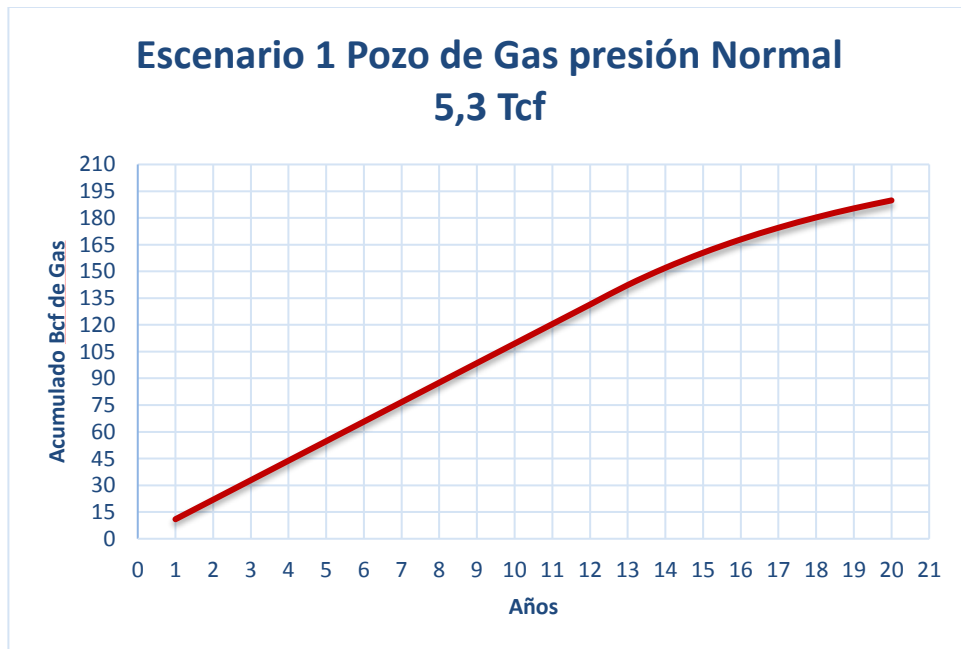


Gráfica 5. Comportamiento de un pozo tipo de gas con presión normal



La gráfica anterior muestra el comportamiento tipo que tendrán los pozos perforados en la zona, en el cual se observa que serán producidos chocados por un periodo de 13 años a una tasa de 30 MMSCF/d antes de empezar a declinar.

Gráfica 6. Acumulados de pozos en Bcf Gas Presión Normal



En la **Gráfica 6** se muestra el acumulado de producción de un pozo con respecto al tiempo.

El objetivo principal de realizar este desarrollo en Excel, es el de poder comparar más adelante con el simulador Que\$tor, que los acumulados, el número de pozos, los tiempos de producción y el cronograma tengan coherencia con los resultados dados por la simulación.

3.3.3 Plateau de producción para 5,3 Tcf de gas Sobrepresionado. Para el escenario de gas sobrepresionado se realizó un plan de desarrollo de 37 años, teniendo en cuenta los tiempos que maneja la API descritos anteriormente en el escenario de gas con presión normal.

Nuevamente al realizar el cronograma para este escenario, se asumió que los contratos de arrendamiento en el área ya fueron realizados, así como las investigaciones geológicas y la adquisición y procesamiento de sísmica 3D. El cronograma inicia en el año 2014. En la **Tabla 13** se muestran los eventos y los años en los que se prevé su realización.

Tabla 13. Tabla de eventos para el escenario de gas Sobrepresionado

Cronograma Escenario 2 Gas 5,3 Tcf	2014				2015				2016				2017				2018				2019				2020				2021				2022				2023			
	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4				
Exploración																																								
Geología preliminar	■																																							
Selección zonas de Interés			■																																					
Adquisición & Procesamiento Sísmica					■	■	■	■																																
Identificación prospectos									■	■																														
Perforación Exploratoria																																								
Pozo Exploratorio											■	■																												
Pozos de Delimitación													■	■	■	■																								
Plan de Desarrollo																																								
Plan Conceptual																	■	■	■	■																				
Diseño y Contratación Facilidades																					■	■	■	■																
Instalación de Facilidades																									■	■	■	■												
Diseño e Instalación líneas de tubería																													■	■	■	■								
Perforación Pozos de Desarrollo																													■	■	■	■	■	■	■	■				
Producción																																								
Producción																																								

Fuente: American Petroleum Institute. Explaining Exploration and Production Timelines (Offshore). [Print(0)]:201. Modificada por los autores

3.3.4 Acumulados de producción de los proyectos de gas Sobrepresionados a nivel mundial. Para el desarrollo del Plateau de producción de un proyecto de gas Sobrepresionado, se seleccionaron los proyectos Snohvit, Pluto y West Deep Marine, se determinó los acumulados de producción promedio de dichos proyectos. Después se promediaron estos acumulados para obtener un valor de referencia que los pozos puedan acumular para el escenario de presión normal. En la **Tabla 14** se muestran los datos utilizados.

Tabla 14. Acumulados proyectos offshore para el escenario de gas Sobrepresionado

Proyecto	Tabla de Agua (ft)	Compañía	Reservas	Producción ScF/d	Producción por Pozos Scf/D	Pozos	Acumulado por Pozo
Snohvit	4.290	Statoil	6.800.000.000.000	512.788.311	25.639.416	20	187.167.733.624
Pluto	3.221	Woodside Petroleum	4.400.000.000.000	117.600	23.520.000	5	171.696.000.000
West Deep Marine	5.366	Shell	7.800.000.000.000	700.000.000	43.750.000	16	319.375.000.000
Escenario 2 Gas	5.197	Colombia	5.300.000.000.000	813.350.560	34.694.708	23	226.079.577.875

Fuente: SubseaIQ.2017 Modificada por los autores **Fuente:** Subsea IQ. Offshore Field Development. [Electronic(1)]. 27 de mayo de 2016. [Consultado el Mayo/27/2016]. Disponible en: <http://www.subseaig.com/>. Modificada por los autores

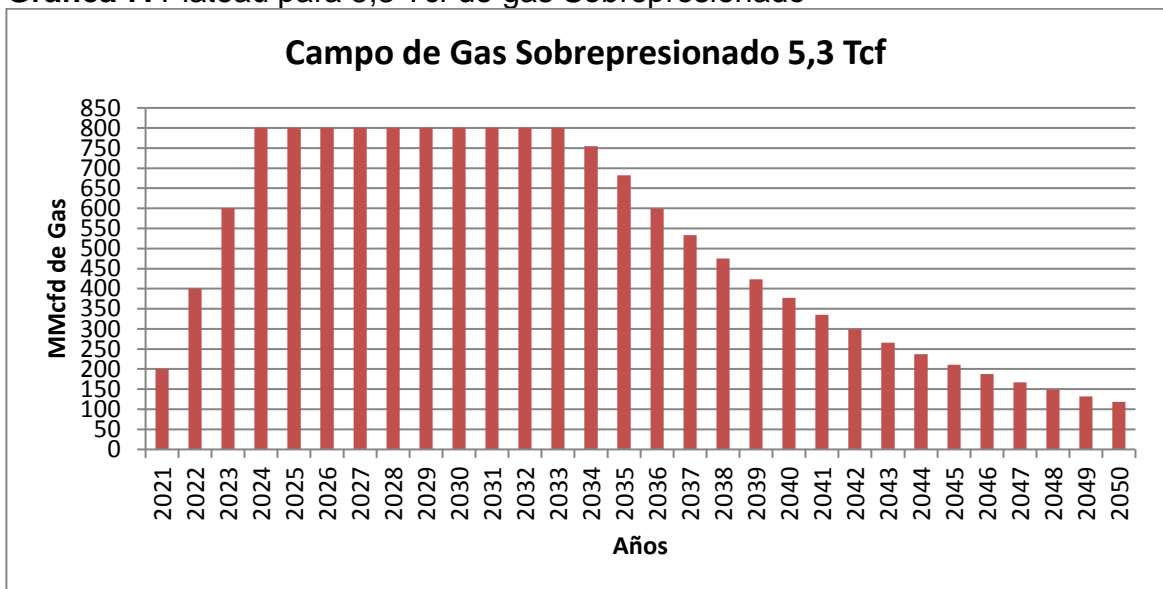
El siguiente paso que se realizó fue el desarrollo del Plateau para el que se hizo un plan de desarrolló en un Excel en el cual se colocaron 23 pozos que se perforarán en la zona con la finalidad de producir un 99.37 % de los 5,3 Tcf con los que cuenta la Cuenca Sinú Offshore. Para los pozos se asumieron las siguientes condiciones:

- Los pozos tendrán una vida útil correspondiente a 20 años.
- En el 2020 se trajeron dos taladros para la perforación de los ocho primeros pozos con los que empieza la producción del proyecto, en el 2023 se traen nuevamente dos taladros para la perforación de los últimos siete pozos del proyecto.
- Se perforaron un máximo de cuatro pozos por año, de acuerdo con el tiempo promedio que se demora un barco de perforación en perforar un pozo dadas por SHELL.
- Los pozos pueden producir de acuerdo con la simulación realizada en Wellflo un caudal máximo de 80 MMscf/d, para el desarrollo de este escenario se decidió que los pozos produjeran a una tasa menor 40 MMscf/d el primer año.
- Se asume una declinación de producción del 12% para pozos de gas después de 13 años de producir chocados.

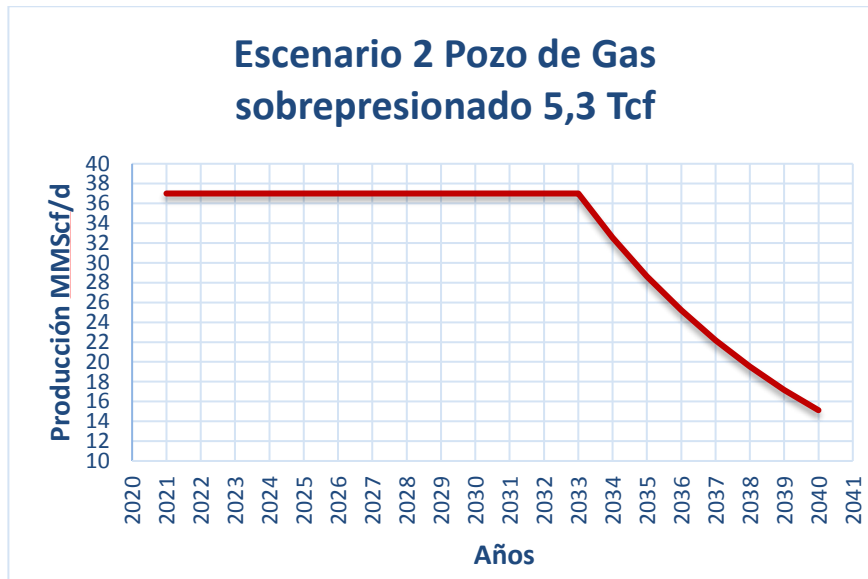
- El valor mínimo que se utilizó como referencia para el abandono de los pozos es de 10 MMscf/d por ya no ser económicamente rentable.

En el 2024 se alcanza un Plateau de producción de 800 MMscf/d el cual se mantiene durante 10 años y en el cual se encuentran aproximadamente el 60 % de los recursos. En la **Gráfica 7** se muestran respectivamente el plateau generado, para observar el comportamiento de los pozos en el Plateau ver **Anexo B**. A su vez en la **Gráfica 8** y **Gráfica 9** se observan el comportamiento de un pozo tipo de gas con sobrepresión a lo largo de sus años productivos y los acumulados de pozos en Bcf que se alcanzan a lo largo de la vida productiva del proyecto.

Gráfica 7. Plateau para 5,3 Tcf de gas Sobrepresionado

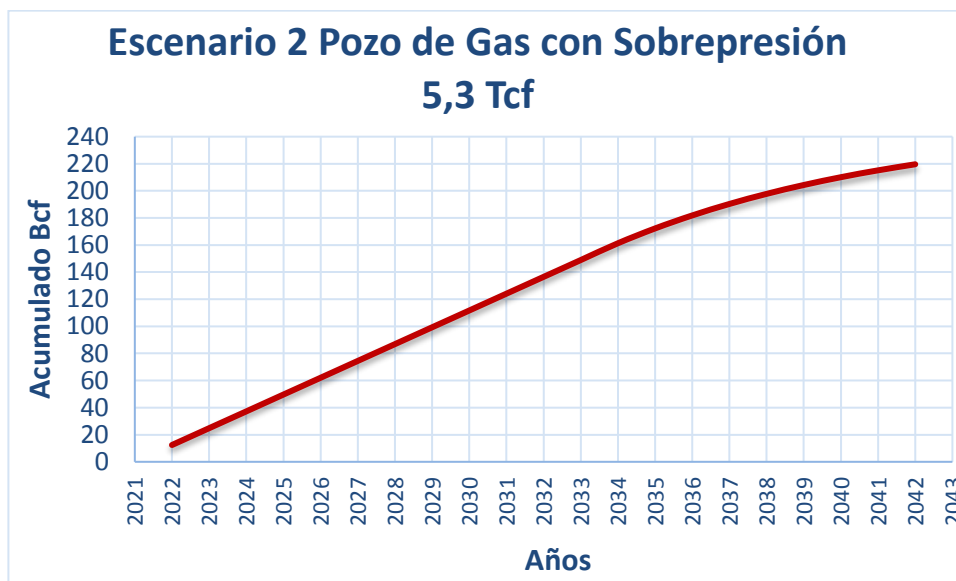


Gráfica 8. Comportamiento de un pozo tipo de gas sobrepresionado



La gráfica anterior muestra el comportamiento tipo que mostrarán los pozos perforados en la zona, en el cual se observa que serán producidos chocados por un periodo de 13 años a una tasa de 37 MMSCF/d antes de empezar a declinar.

Gráfica 9. Acumulados de pozos en Bcf Gas Sobrepresionado



En la **Gráfica 9** se muestra el acumulado de producción de un pozo con respecto al tiempo.

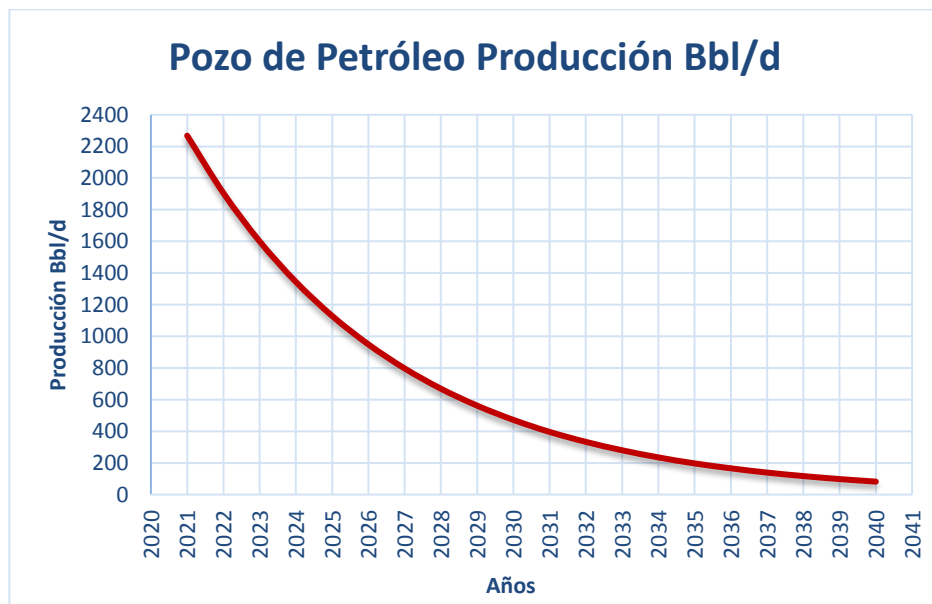
La diferencia de este plateau de producción, es que al tener mayor potencial en la formación los acumulados y la producción van a ser mayores para los pozos, a pesar de que el plateau se mantenga igual durante el mismo periodo.

3.3.5 Plateau de producción para petróleo. Teniendo en cuenta las condiciones planteadas para el escenario de petróleo en la simulación de Wellflo, se observó que un pozo tenía una capacidad de entrega de 2268 Bbl/d de aceite a través de una tubería de 4,5 ". Estos datos fueron obtenidos al utilizar una permeabilidad de 31 mD, espesor de 50 ft y una relación gas petróleo de 800 Scf/Bbl.

Al realizar el plateau de producción con escenario de petróleo. Se observó que el perfil de declinación de un pozo teniendo en cuenta una declinación anual en la producción del 16% de acuerdo a Goldman Sachs. No permite que se acumulen más de 5.5 MMboe durante 20 años de producción; Por lo que para drenar los 337 MMboe de la cuenca se necesitaría perforar más de 64 pozos, lo cual no es económicamente viable para proyectos offshore y si se decide desarrollarlo, perforar 64 pozos toma mucho tiempo.

En la **Gráfica 10** se muestra el perfil de producción de un pozo durante 19 años con las condiciones descritas anteriormente.

Gráfica 10. Perfil de producción de un pozo de petróleo



Se observa la declinación de un pozo de petróleo simulado con las condiciones petrofísicas que pueden ser encontradas en la Cuenca Sinú Offshore.

En base a lo anterior, se concluye que no es posible plantear un desarrollo offshore para el escenario de aceite con los parámetros petrofísicos encontrados para esta cuenca a lo largo de este trabajo investigativo.

3.4 SISTEMAS DE DESARROLLO PARA AGUAS PROFUNDAS

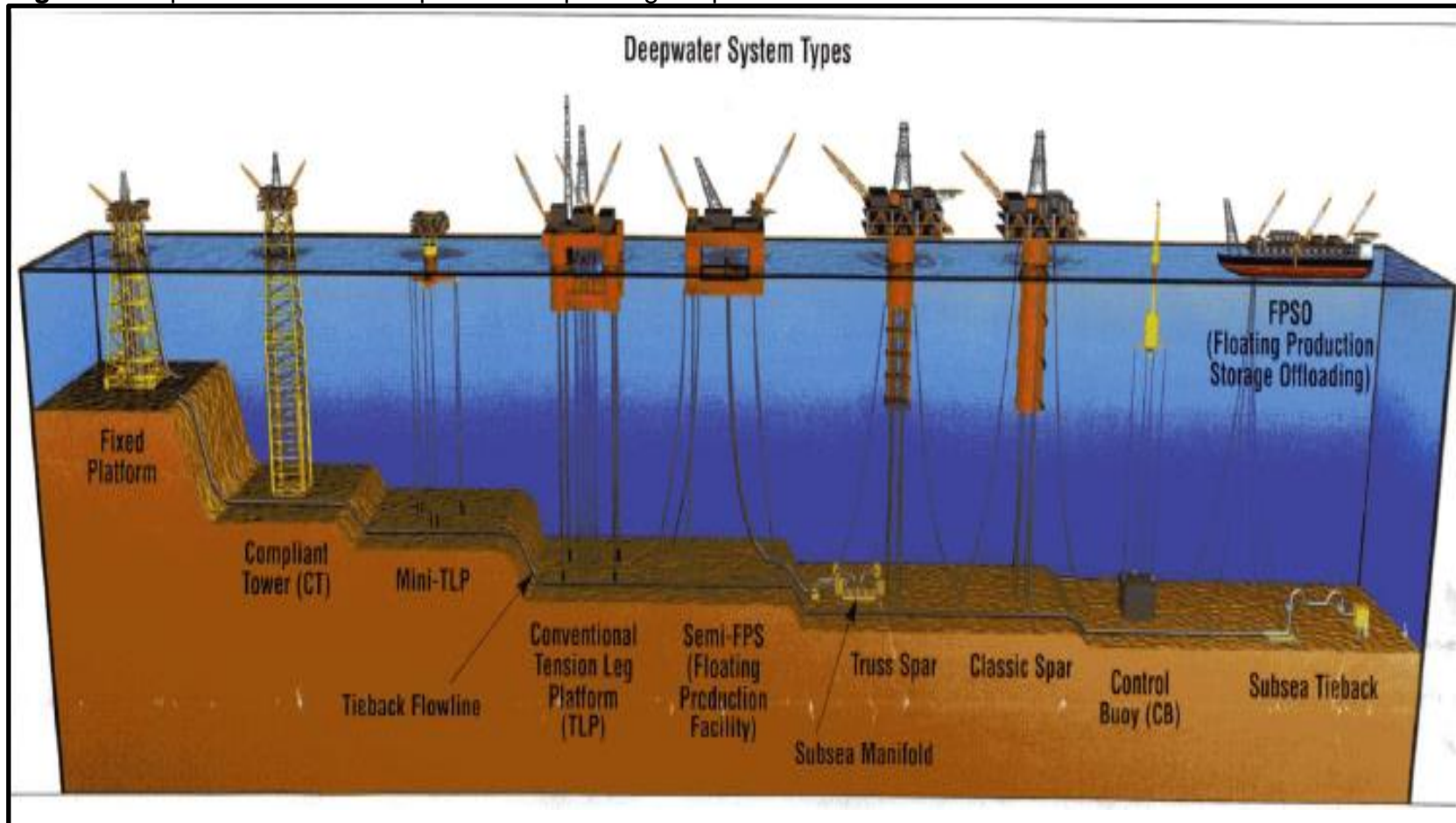
A manera de introducción se da una breve descripción de los tipos de sistemas de producción costa fuera que se usan a nivel mundial y algunos de sus componentes principales. Esto con la finalidad de introducir al lector a los tipos de sistemas que maneja y con los que se puede simular usando el Software Que\$tor.

3.4.1 Desarrollo Offshore. El desarrollo offshore hace referencia a los diferentes tipos de facilidades de producción y estrategias que existen para poder explorar y explotar reservas de hidrocarburos en el mar. Hoy en día, en conjunto con el desarrollo de tecnologías para la exploración y producción de gas natural y petróleo, se han desarrollado nuevos conceptos para que el desarrollo en aguas ultra profundas sea una realidad. Los pozos perforados a 10,000 pies en plataformas fijas tradicionales, han sido remplazados por nuevos sistemas de producción para aguas ultra profundas como, por ejemplo: Spars, sistemas submarinos, FPSO, FPS, etc (véase el glosario para una definición de estos sistemas). En la **Figura 25** se pueden observar los equipos para estas operaciones.

3.4.2 Evaluación de los sistemas de aguas profundas para la Cuenca Sinú Offshore. En este punto se desarrollaron algunas evaluaciones de los costos y de las capacidades de cada tipo de plataforma offshore para poder determinar el más adecuado para los proyectos presentes en la Cuenca Sinú Offshore. El análisis se hizo a través del software Que\$tor, donde se hicieron comparaciones económicas y técnicas entre diferentes plataformas offshore como la SPAR, TLP y SEMISUB.

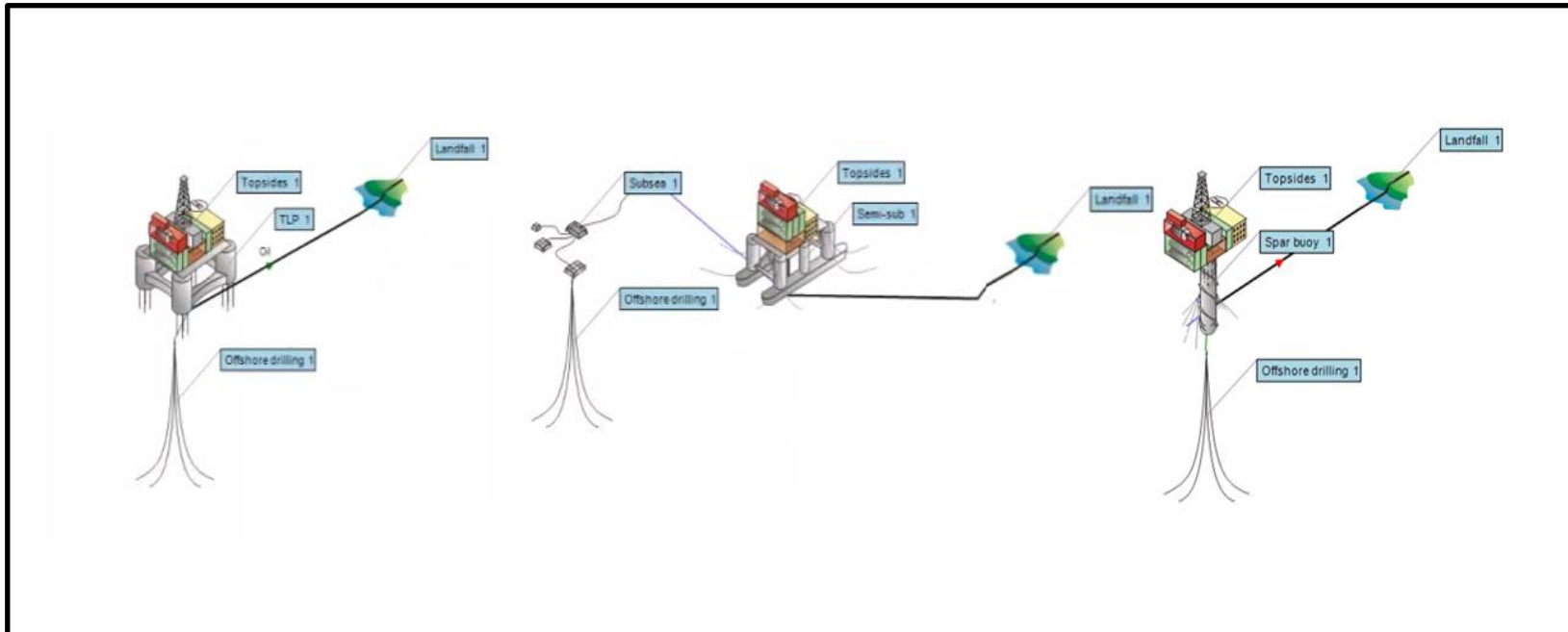
En la **Figura 26** se pueden ver los diferentes esquemas desarrollados.

Figura 25. Tipos de sistemas de producción para aguas profundas



Fuente: American Petroleum Institute. Offshore Production Facilities. [Print(0)]. Estados Unidos. 27 de mayo de 2016. [Consultado el Mayo/272016]. Disponible en: <http://www.api.org/oil-and-natural-gas/wells-to-consumer/exploration-and-production/offshore/offshore-production-facilities>

Figura 26. Plataformas offshore disponibles para los proyectos de la Cuenca Sinú Offshore



Fuente: Que\$tor

De izquierda a derecha se observan esquemas básicos de los tipos de facilidades offshore que se pueden implementar en la Cuenca Sinú Offshore. El primer desarrollo corresponde al uso de una TLP, el segundo a un SEMISUMERGIBLE y el tercero a una SPAR.

El simulador dio como resultado, que el uso de plataformas tipo SPAR para los escenarios de gas es lo más conveniente. Este análisis económico se complementó con el análisis de las capacidades y propiedades de cada una de las plataformas. Esta información se puede ver resumida en la **Tabla 15** a continuación.

Tabla 15. Propiedades plataformas Offshore

Tipo de Estructura	Profundidad	Árbol	Riser	Almacenamiento	Costo MMUSD
TLP	500-4700	Superficie	Rígido	No	592
SPAR	1900-5600	Superficie	Rígido/Flexible	Si	539
SEMI SUMERGIBLE	300-7900	Sumergio	Flexible	No	544

Fuente: Universidad de los Andes. Facilidades Offshore.2016. Modificada por los autores

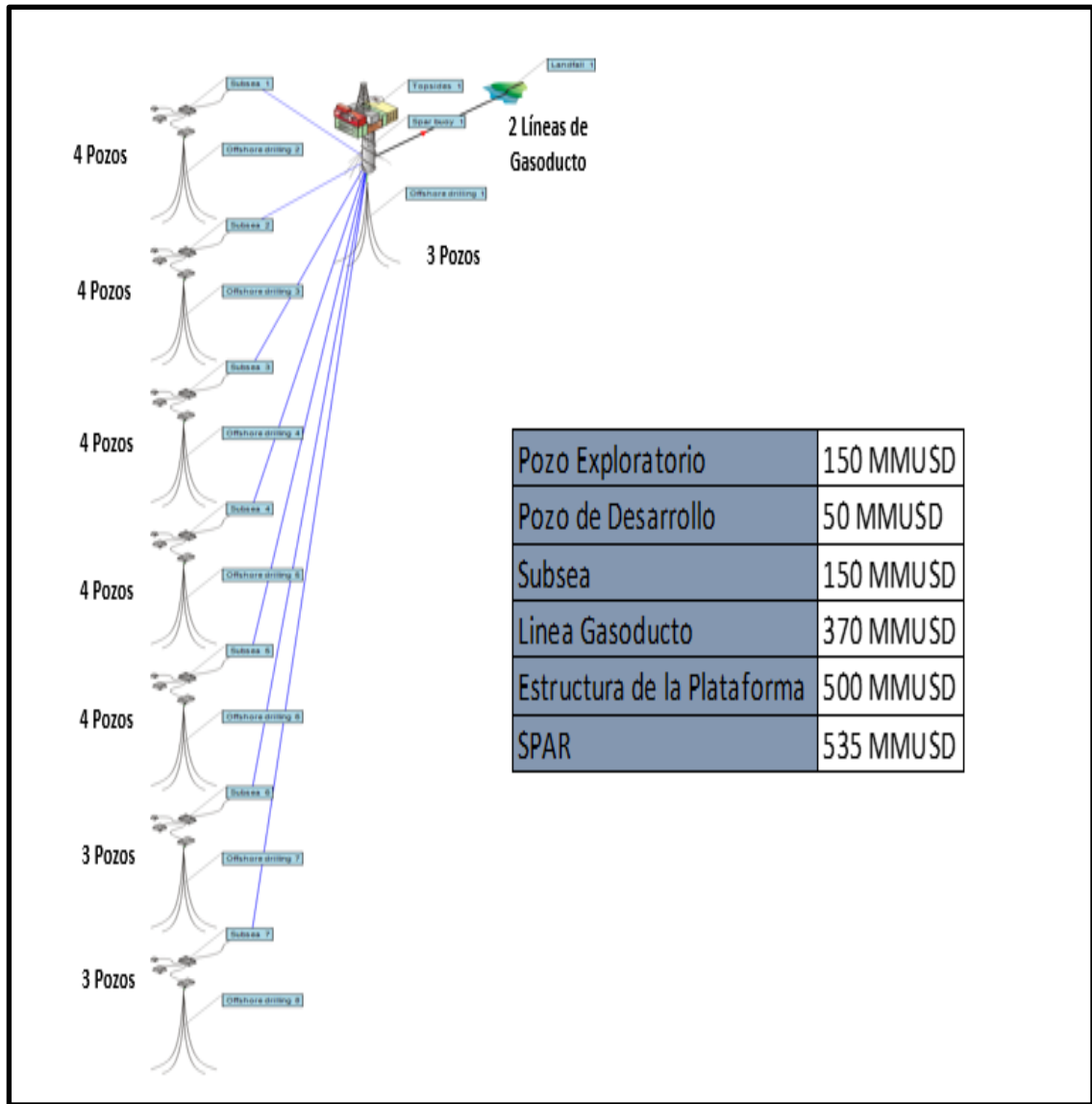
Se concluyó que las plataformas tipo SPAR son la mejor opción para los proyectos de la cuenca, debido a que los costos eran menores a comparación de la semi-sumergible y la TLP, además que la SPAR proporciona la oportunidad de perforar desde la plataforma, esto normalmente se hace para reservorios profundos como es el caso de los reservorios en el Sinú Offshore. También presenta ventajas como el almacenamiento en la plataforma y la oportunidad de usar Riser Flexibles para casos especiales.

3.4.3 Esquemas de los escenarios volumétricos. Después de la selección de la plataforma de producción a utilizar, se empezaron a desarrollar varios escenarios de volumetrías para analizar los volúmenes mínimos económicos para que un proyecto fuera rentable en la Cuenca. Las otras volumetrías (recursos) que se utilizaron en este proyecto corresponden a 3,5 Tcf de gas y 2 Tcf de gas.

El procedimiento realizado en el simulador Que\$tor se puede observar en el Anexo C del documento. Los resultados de estas simulaciones son los siguientes.

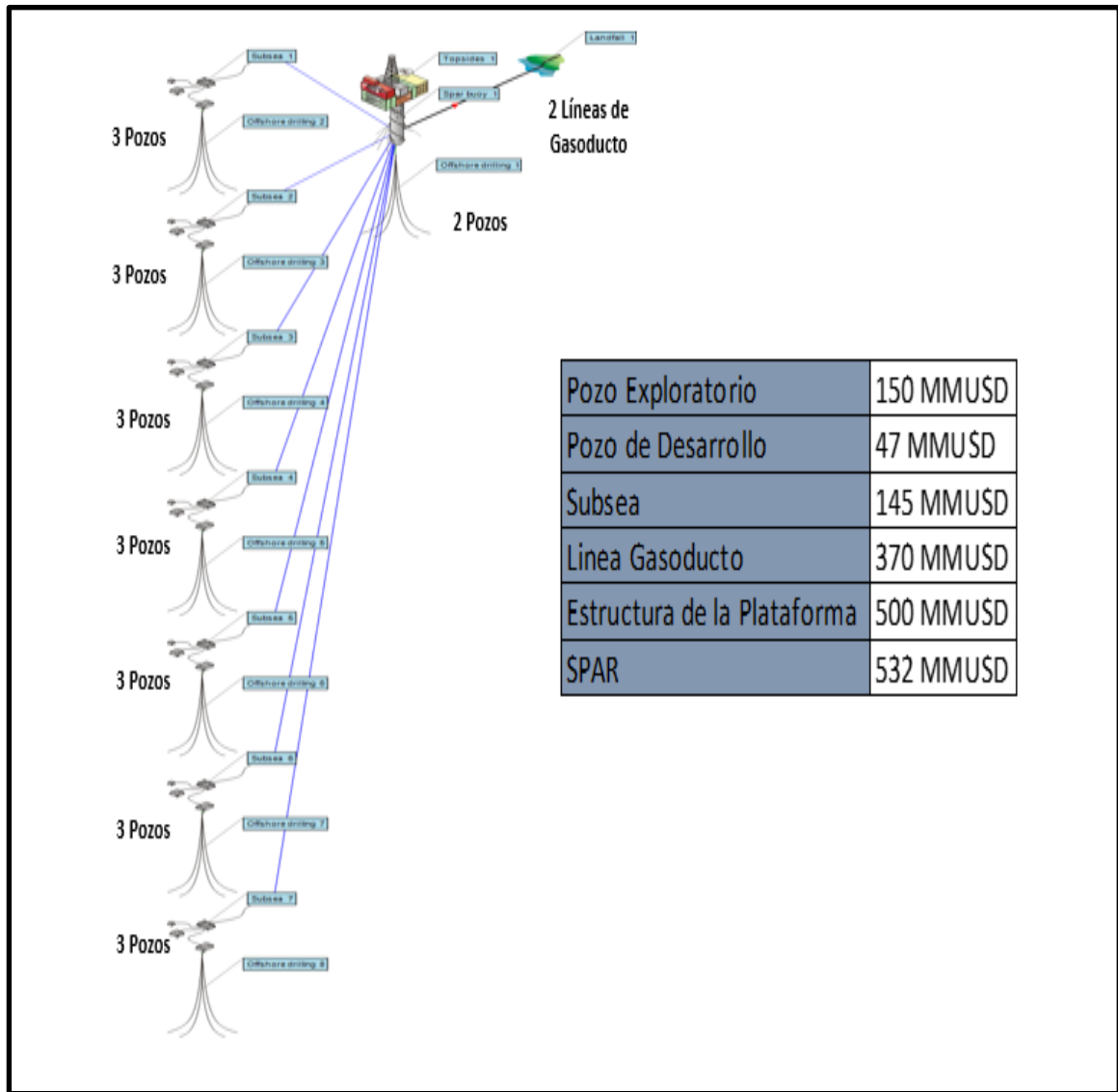
- Gas 5,3 Tcf. Los escenarios de presión normal y Sobrepresionado de 5,3 Tcf fueron los primeros simulados. El producto a desarrollar es gas y la región corresponde a Latinoamérica, país Colombia. El resultado fue un esquema de 8 clústeres y 7 sistemas de producción submarinos. En la **Figura 27** se puede observar más detalladamente el esquema del escenario de presión normal (0,43 Psia/ft) y en la **Figura 28** se observa el del escenario sobrepresionado (0,54 Psia/ft). Se agregaron los datos de costos de pozo exploratorio, pozo de desarrollo promedio, costo del Subsea, costo del gasoducto, costo de la estructura de la plataforma y costo de la SPAR para poder observar las condiciones de los escenarios de mejor forma.

Figura 27. Esquema conceptual de equipos para 5,3 Tcf en un escenario de presión normal (0,43 Psia/ft).



Fuente: Que\$tor. Modificado por los autores

Figura 28. Esquema conceptual de equipos para 5,3 Tcf en un escenario de sobrepresión (0,54 Psia/ft).

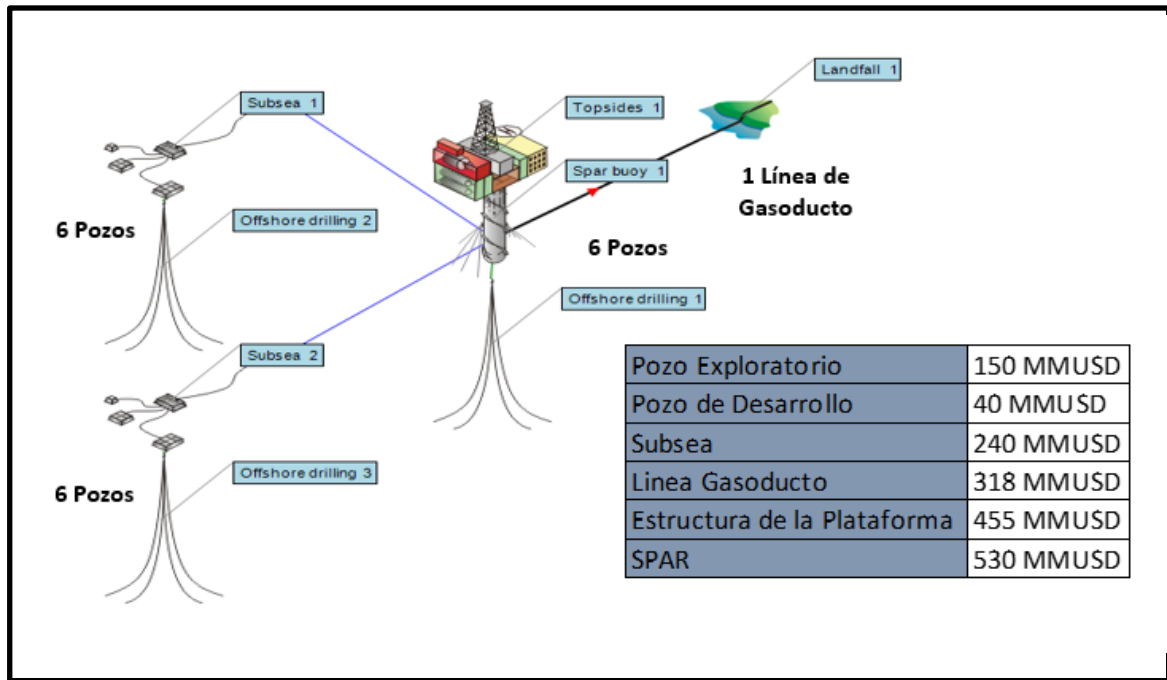


Fuente: Que\$tor. Modificado por los autores

La gran cantidad de clústeres es debido a que el proyecto comprende una longitud mucho mayor que el ancho, por su forma estructural y distribución de los objetivos en la zona. En la imagen anterior se observa un esquema de desarrollo, utilizando una plataforma tipo SPAR ubicada a 123 km de distancia de Cartagena.

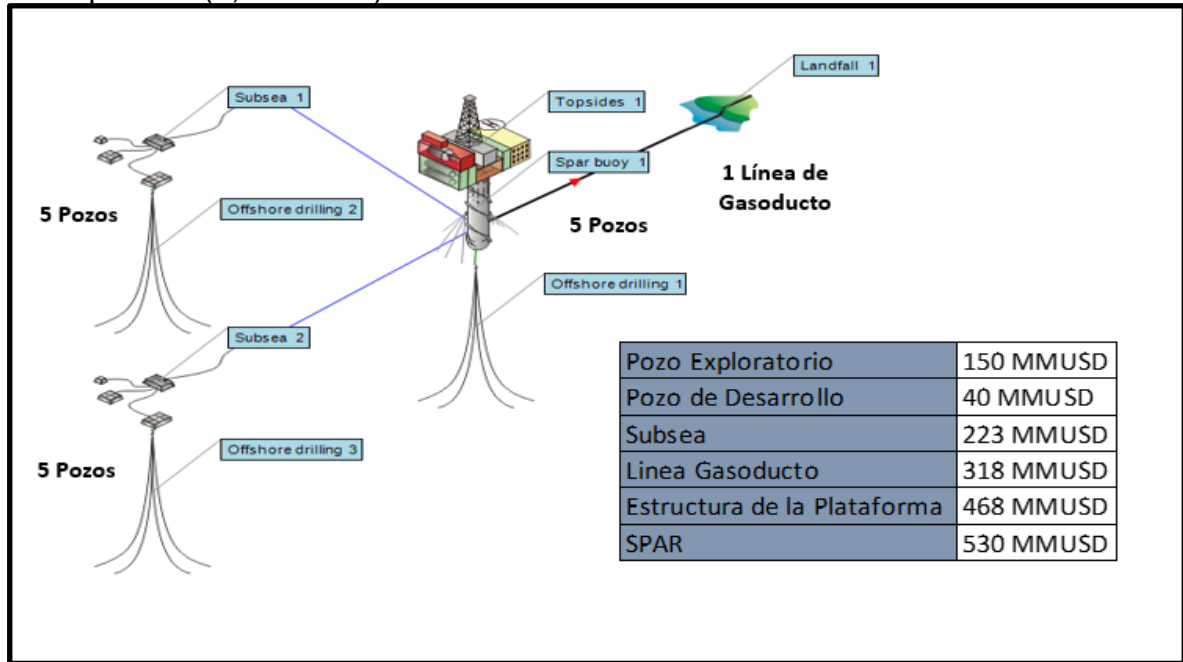
- **Gas 3,5 Tcf** . Los siguientes esquemas representan los escenarios de presión normal (0,43 Psia/ft) y sobrepresionado (0,54 Psia/ft) de 3,5 Tcf. En la **Figura 29** se puede observar detalladamente el esquema de presión normal y en la **Figura 30** se observa el esquema de sobrepresión.

Figura 29. Esquema conceptual de equipos para 3,5 Tcf en un escenario de presión normal (0,43 Psia/ft).



Fuente: Que\$tor. Modificado por los autores

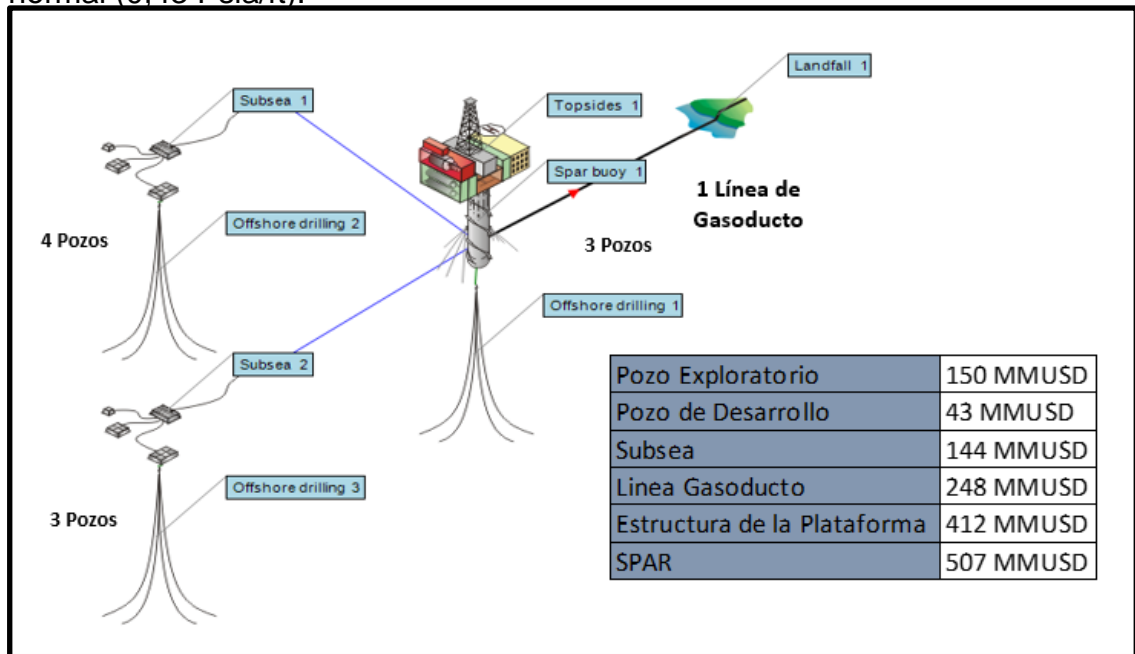
Figura 30. Esquema conceptual de equipos para 3,5 Tcf en un escenario de sobrepresión (0,54 Psia/ft).



Fuente: Que\$tor. Modificado por los autores

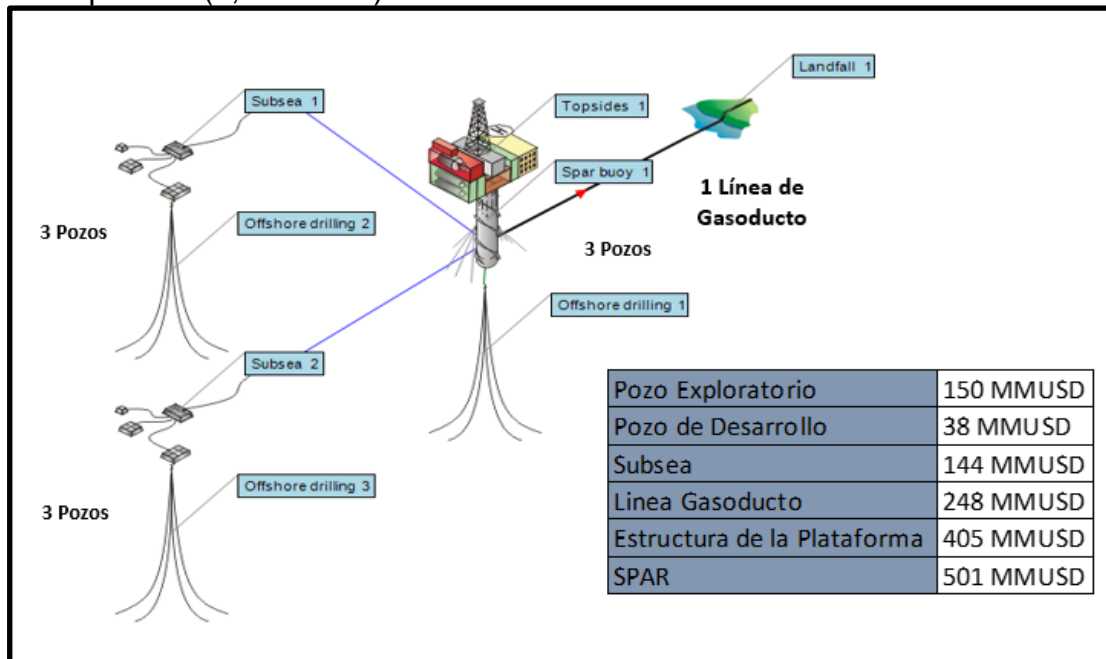
- **Gas 2 Tcf.** Los siguientes esquemas representan los escenarios de presión normal (0,43 Psia/ft) y sobrepresionado (0,54 Psia/ft) de 2 Tcf. En la **Figura 31** se puede observar más detalladamente el esquema de presión normal y en la **Figura 32** se observa el esquema de sobrepresión (0,54 Psia/ft).

Figura 31. Esquema conceptual de equipos para 2 Tcf en un escenario de presión normal (0,43 Psia/ft).



Fuente: Que\$tor. Modificado por los autores

Figura 32. Esquema conceptual de equipos para 2 Tcf en un escenario de sobrepresión (0,54 Psia/ft).



Fuente: Que\$tor. Modificado por los autores

Estos esquemas muestran el arreglo conceptual de los escenarios simulados. La descomposición detallada de los componentes en cada uno de estos esquemas se verá asociado al **Anexo F**.

En el siguiente capítulo se puede ver detalladamente el contenido de cada uno de los desarrollos conceptuales y el costo de cada uno de los equipos o servicios que se implementan durante este desarrollo.

4. ANÁLISIS FINANCIERO

Este proyecto pretende evaluar seis proyectos de gas diferentes que pueden ser encontrados en el área de la Cuenca del Sinú Offshore. Los tres primeros se hacen con reservas de 2 Tcf, 3,5 Tcf y 5,3 Tcf, con un escenario de presión normal. Los otros tres evalúan las mismas volumetrías pero con el segundo escenario de sobrepresión. Esta evaluación se realizó a través de un análisis de las condiciones geológicas para establecer las propiedades con análogos. Después se utilizaron dos softwares para simular las condiciones de estos proyectos y establecer los costos de los equipos y servicios que serían necesarios para el desarrollo de cada uno de los proyectos.

Para el análisis de los ingresos primero hay que establecer los datos específicos del contrato. En la **Tabla 16** se aprecia detalladamente todos los parámetros necesarios para el análisis de los proyectos. En este caso se describen los datos específicos del contrato, del proyecto y del fluido específico utilizado.

Tabla 16. Datos específicos del contrato

GENERALES	
Tasa de Descuento de Woodmackenzie	10.0%
Porcentaje de Participación	100%
Fecha de Inicio	2016
Factor de Conversión (MMBTU/BOE)	5.7
Poder Calorifico Gas	1000
ESPECIFICOS CONTRATO	
Renta por Producción Gas (US\$)	0.01399
% X Adicional	1%
Tipo de Hidrocarburo (GAS/ACEITE)	GAS
Profundidad Tabla de Agua (pies)	5197
Gas para Consumo Mercado Interno	SI
Año declaración de comercialidad	2019
Años del periodo de explotación	30
PBC (Programa de Beneficio a Comunidades)	1%
Precio Gas en campo (US\$/mmbtu)	\$ 8.00

Fuente: Base de datos Ecopetrol

Para la evaluación financiera se tiene en cuenta un punto de vista de una empresa operadora, se usó como unidad monetaria de valor constante el dólar estadounidense, la tasa de interés de oportunidad se asume como el 10 % anual como lo sugiere Wood Mackenzie para estos proyectos, se tiene un horizonte de tiempo de 36 años en los cuales se analizan los costos de inversión, costos de operación, costos de abandono e ingresos. Esta evaluación se realizará con el indicador financiero de Valor Presente Neto (VPN).

4.1. ANÁLISIS DE COSTOS DE INVERSIÓN (CAPEX)

El CAPEX es la cantidad que se gasta de efectivo para adquirir o mejorar los activos productivos, con el fin de aumentar la capacidad o eficiencia de una empresa. En este caso específico se habla de los gastos que se hacen en la infraestructura, los pozos y las facilidades para cada proyecto.

Dentro de los costos de inversión se tienen que tener en cuenta los costos de la campaña de perforación, el costo de las facilidades de producción y los costos asociados a la infraestructura. Al realizar una suma de estos se obtendrán los costos de inversión total.

4.1.1 Campaña de perforación. Para la primera parte del análisis de los costos de inversión necesitamos ver cómo va a ser la campaña de perforación para cada escenario. Se incluyen los pozos secos, los cuales se calcularon según la probabilidad de un 10 % de pozos secos usada por Ecopetrol.

El escenario Sobrepresionado tiene campañas de menor número de pozos debido a que estos pozos tienen una capacidad de producción mayor.

En la **Tabla 17** se puede observar detalladamente la cantidad de pozos perforados por año para las tres volumetrías del escenario de presión normal (Escenario 1).

Tabla 17. Escenario1: Campañas de perforación con presión normal

Periodos (Años)	Campaña de perforación Presión normal		
	2 Tcf	3 Tcf	5,3 Tcf
1	2	2	2
2	1	1	1
6	4	8	8
7	4	4	6
8	3	7	8
9			8
Total	14	22	33

Fuente: Base de datos Ecopetrol

Los pozos de los primeros periodos son de exploración, por eso son perforados con bastante anticipación que los demás.

En la **Tabla 18** se observa cómo fueron definidos estos costos de perforación para los volúmenes del escenario de presión normal.

Tabla 18. Escenario 1: Costos de perforación para los volúmenes de presión normal

Periodos (Años)	Perforación 2 Tcf			Perforación 3,5 Tcf			Perforación 5,3 Tcf		
	MMUSD por pozo	# de pozos	MMUSD	MMUSD por pozo	# de pozos	MMUSD	MMUSD por pozo	# de pozos	MMUSD
1	150	2	300	150	2	300	150	2	300
2	140	1	140	140	1	140	140	1	140
6	48	4	192	40	8	320	55	8	440
7	45	4	180	45	4	180	50	6	300
8	35	3	105	35	7	245	50	8	400
9							40	8	320

Fuente: Base de datos Golfo de México Que\$tor

El costo de los pozos es diferente para cada volumetría y para cada periodo debido a las diferentes condiciones que tienen estos proyectos. Se asumen curvas de aprendizaje, donde a medida que se van perforando más pozos los costos se van disminuyendo ya que se tienen mejor conocimiento de cómo hacerlo en esta zona específica. Los costos de los pozos de perforación se toman de acuerdo a recomendaciones de expertos de Ecopetrol en el área del Sinú Offshore, quienes proponen un precio promedio de 150 MMUSD por pozo, mientras que los costos de los pozos de desarrollo se determinaron con la base de datos del golfo de México y utilizando un factor multiplicador que se aplica para el mar Caribe. Mientras tanto, para el escenario Sobrepresionado las campañas de perforación se pueden observar en la **Tabla 19**.

Tabla 19. Escenario 2: Campañas de perforación con Sobrepresionado

Periodos (Años)	Campaña de perforación Presión normal		
	2 Tcf	3 Tcf	5,3 Tcf
1	2	2	2
2	1	1	1
6	6	8	8
7	4	4	6
8		4	4
9			7
Total	13	19	28

Fuente: Base de datos Ecopetrol

En la **Tabla 20** se observa cómo fueron definidos estos costos de perforación para los volúmenes del escenario de sobrepresión.

Tabla 20. Escenario 2: Costos de perforación para los volúmenes de Sobrepresión

Periodos (Años)	Perforación 2 Tcf			Perforación 3,5 Tcf			Perforación 5,3 Tcf		
	MMUSD por pozo	# de pozos	MMU SD	MMU SD por pozo	# de pozos	MMU SD	MMU SD por pozo	# de pozos	MMUSD
1	150	2	300	150	2	300	150	2	300
2	140	1	140	140	1	140	140	1	140
6	40	6	240	40	8	320	50	8	400
7	35	4	140	42	4	168	50	6	300
8				35	4	140	50	4	200
9							40	7	280

Fuente: Base de datos Golfo de México Que\$tor

Los costos de los volúmenes del escenario de sobrepresión son menores debido a que no hay que perforar tantos pozos por fuera de la plataforma, como es en el caso de los volúmenes del escenario de presión normal.

4.1.2 Costos facilidades de producción. En esta parte del análisis de los costos de inversión se encuentra en los costos de las facilidades. En la **Tabla 21** y la **Tabla 22** se puede observar los costos asociados a cada uno de los sistemas de las facilidades para los volúmenes de los escenarios de presión normal y Sobrepresionado respectivamente. El costo de las facilidades a más detalle se encuentra en el **Anexo D**. Por otro lado, hay que tener en cuenta que el análisis está hecho con una plataforma Spar, esto se determinó en la **Sección 3.4.2**, debido a factores financieros y técnicos. Los datos de los valores de las facilidades se han determinado según los estándares de precios de Wood Group.

Tabla 21. Escenario 1: Costo de las facilidades volúmenes con presión normal

Periodos (Años)	MMUSD Facilidades 2 Tcf	MMUSD Facilidades 3,5 Tcf	MMUSD Facilidades 5,3 Tcf
4	59	10	68
5	343	421	552
6	807	997	1465
7		40	

Fuente: Que\$tor. Base Golfo de México y un factor de multiplicación para la zona.

En el proyecto de 3,5 Tcf se alarga el periodo de inversión debido a que las últimas perforaciones se tienen que realizar en un clúster nuevo. Los costos para los volúmenes del escenario Sobrepresionado se pueden apreciar en la **Tabla 22**.

Tabla 22. Escenario 2: Costo de las facilidades de los volúmenes con Sobrepresión

Periodos (Años)	MMUSD Facilidades 2 Tcf	MMUSD Facilidades 3,5 Tcf	MMUSD Facilidades 5,3 Tcf
4	59	14	68
5	340	437	539
6	803	994	1411

Fuente: Que\$tor. Base Golfo de México y un factor de multiplicación para la zona.

A pesar de la reducción sustancial en el número de pozos entre los dos escenarios, los costos de las facilidades no cambian demasiado. La razón principal es que los sistemas de las facilidades submarinas continúan igual en número debido a las dimensiones geométricas, la gran extensión de las estructuras exige las casi las mismas facilidades pero con menor cantidad de pozos.

4.1.3 Costos de infraestructura. A parte de las facilidades que se presentan en el proyecto, un factor importante para la valoración de un proyecto para una nueva zona, son los costos asociados al transporte de la producción. En este caso se analizaron los costos de las líneas de gasoductos desde las plataformas hasta Cartagena, ciudad que se encuentra a 123 Km de distancia. La cantidad de líneas va a variar dependiendo de la producción. Los datos de los costos de los gasoductos, fueron comparados con los propuestos por la Agencia para la cooperación de la regulación energética de Inglaterra. La diferencia entre los escenarios en 3,5 Tcf de gas, se debe a que en el proyecto de presión normal se necesita un clúster de más.

Para los volúmenes del escenario de presión normal se pueden ver los costos asociados a los gasoductos en la **Tabla 23**.

Tabla 23. Escenario 1: Costos de la infraestructura en los proyectos de presión normal

Periodos (Años)	MMUSD Gasoductos 2 Tcf	MMUSD Gasoductos 3,5 Tcf	MMUSD Gasoductos 5,3 Tcf
5	38	52	1
6	210	266	129
7			612

Fuente: Base de Datos del Golfo de México Que\$tor y Agencia para la cooperación de la regulación energética de Inglaterra.

En el proyecto de 5,3 Tcf de gas los costos se incrementan en una proporción bastante alta debido a que se necesita una línea extra y con mayor diámetro para

transportar la producción de ese proyecto, descrita en el capítulo técnico. La diferencia entre los volúmenes de 2 Tcf y 3,5 Tcf se debe al cambio de diámetro de la tubería.

Los costos de los gasoductos para los proyectos de sobrepresión se pueden observar en la **Tabla 24**.

Tabla 24. Escenario 2: Costos de la infraestructura en los proyectos de sobrepresión

Periodos (Años)	MMUSD Gasoductos 2 Tcf	MMUSD Gasoductos 3,5 Tcf	MMUSD Gasoductos 5,3 Tcf
5	38	48	1
6	210	246	129
7			612

Fuente: Base de Datos del Golfo de México Que\$tor y Agencia para la cooperación de la regulación energética de Inglaterra.

4.1.4 Costos totales de inversión. Estos costos totales fueron determinados con la suma de los costos de perforación, los costos de las facilidades de producción y los costos de infraestructura. En la **Tabla 25** se puede observar el total de inversión para los volúmenes del escenario de presión normal.

Tabla 25. Escenario 1: Costos totales de inversión para los volúmenes de presión normal

Periodos (Años)	Volumen 2 Tcf				Volumen 3,5 Tcf				Volumen 5,3 Tcf			
	MMUSD Perforación	MMUSD Facilidades	MMUSD Gasoductos	Costos Inversión	MMUSD Perforación	MMUSD Facilidades	MMUSD Gasoductos	Costos Inversión	MMUSD Perforación	MMUSD Facilidades	MMUSD Gasoductos	Costos Inversión
1	300			300	300			300	300			300
2	140			140	140			140	140			140
4		59		59		10		10		68		68
5		343	38	381		421	52	473		552	1	553
6	192	807	210	1209	320	997	266	1583	440	1465	129	2034
7	180			180	180	40		220	300		612	912
8	105			105	245			245	400			400
9				0				0	320			320

En la **Tabla 26** se detallan todos los costos de inversión para el escenario Sobrepresionado.

Tabla 26. Escenario 2: Costos totales de inversión para los volúmenes Sobrepresionados.

Periodos (Años)	Volumen 2 Tcf				Volumen 3,5 Tcf				Volumen 5,3 Tcf			
	MMUSD Perforación	MMUSD Facilidades	MMUSD Gasoductos	Costos Inversión	MMUSD Perforación	MMUSD Facilidades	MMUSD Gasoductos	Costos Inversión	MMUSD Perforación	MMUSD Facilidades	MMUSD Gasoductos	Costos Inversión
1	300			300	300			300	300			300
2	140			140	140			140	140			140
4		59		59		14		14		68		68
5		340	38	378		437	48	485		539	1	540
6	240	803	210	1253	320	994	246	1560	400	1411	129	1940
7	140			140	168			168	300		612	912
8				0	140			140	200			200
9				0				0	280			280

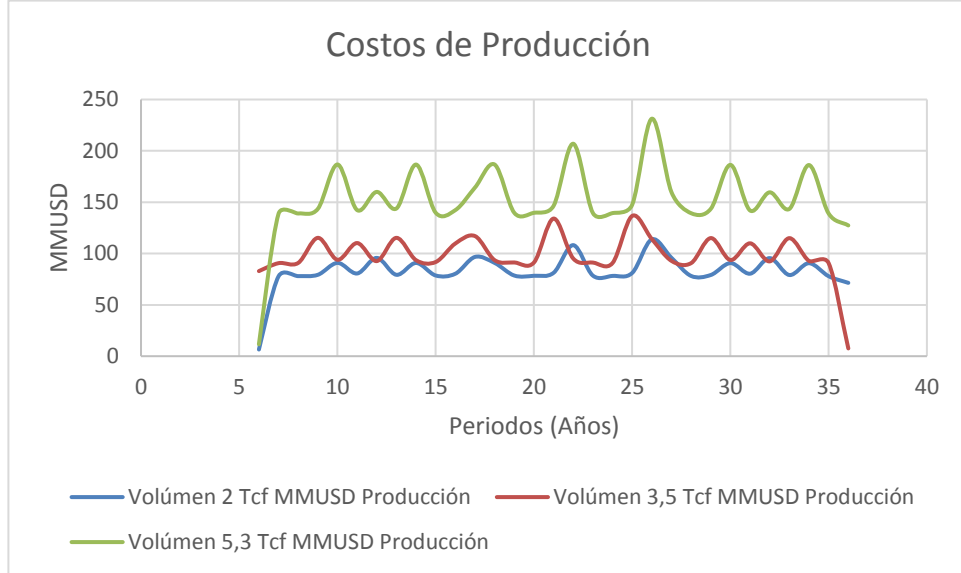
4.2. ANÁLISIS COSTOS DE OPERACIÓN (OPEX)

Son los costos asociados al funcionamiento de un producto, negocio o sistema. Para este caso puede traducirse como los costos de producción y los costos de mantenimiento.

Para los costos operativos se utilizará la misma metodología que en los costos de inversión. Esto con el fin de desglosar los escenarios representativos para demostrar los valores que se han obtenido con este estudio. El resto de los escenarios serán presentados como resultados del mismo proceso.

4.2.1 Costos de producción. Los costos de producción son los asociados a la operación regular que se tiene en las instalaciones del proyecto. Personal de trabajo, servicios de energía necesaria, entre otros. La variación de estos costos en los diferentes años se debe a que la producción debe mantenerse constante sin importar los mantenimientos requeridos. También es necesario realizar pruebas operativas y estudios de cómo se está comportando la formación. Aunque las variaciones no son muy importantes se deben tener en cuenta. En la **Gráfica 11** se pueden observar los costos de producción de los volúmenes con presión normal. Mientras en la **Gráfica 12** se pueden observar los costos de producción de los volúmenes del escenario Sobrepresionado.

Gráfica 11. Costos de Producción para los volúmenes con presión normal

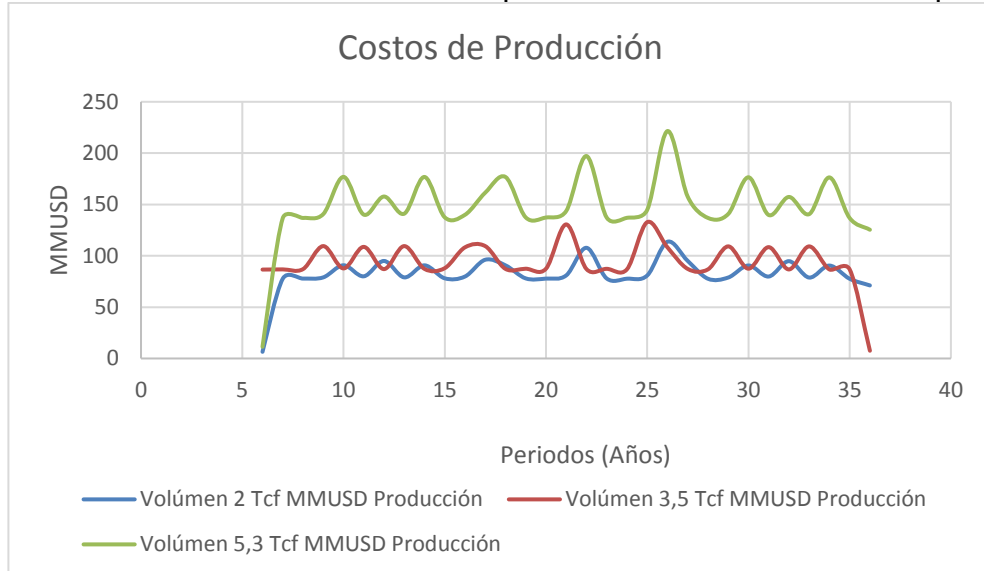


Fuente: Base de Datos de Que\$tor del Golfo de México con Factor para Colombia

Se puede apreciar una regularidad en el valor del costo de producción, los cambios regulares dependen de acciones como la toma de registros, evaluaciones de las formaciones, entre otras actividades que hay que realizar periódicamente. Para ver la tabla detallada de estos costos, revisar el **Anexo D**.

En la **Gráfica 12** se ven los costos respectivos para los proyectos Sobrepresionados.

Gráfica 12. Costos de Producción para los volúmenes con Sobrepresión



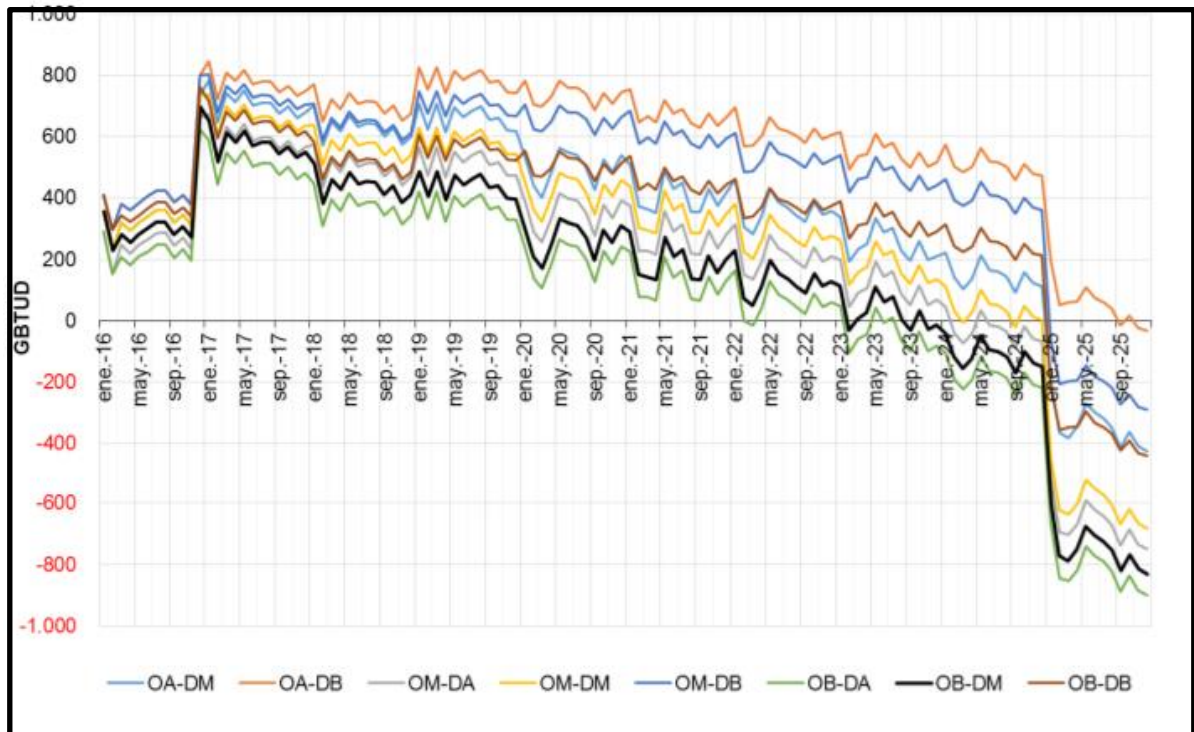
Fuente: Base de Datos de Que\$tor del Golfo de México con Factor para Colombia

Para ver la tabla detallada de estos costos, revisar el **Anexo D**.

4.2.2 Análisis de gas en Colombia. El gas siendo un recurso importante para el país es uno de los enfoques principales para la industria y se vuelve un activo estratégico para las compañías. Según la UPME³⁵ el balance de gas en el país está muy cerca de empezar a entrar en periodo de déficit. En la **Gráfica 13** podemos apreciar como bajo la situación más probable de demanda y oferta, se entrará en un periodo negativo para finales del 2023.

Esta información esta detallada en un estudio que realiza la UPME de Balance de Gas en el País desde el 2016 hasta el 2025 con la intención de prever las posibles complicaciones que vienen por el déficit de este recurso. En la **Gráfica 13** se puede apreciar el déficit de Btu que va a tener el país.

Gráfica 13. Escenarios pronóstico del balance de gas en el país



Fuente: UPME y Ministerio de Minas. Balance De Gas Natural En Colombia 2016-2024. 2016. 1

³⁵ UPME y Ministerio de Minas. Balance De Gas Natural En Colombia 2016-2024.2016. 1

En base a los escenarios estos serían los casos de déficit y la cantidad en la que se necesitaría el gas dependiendo de la demanda y la oferta. En la **Tabla 27** se aprecia el escenario que se asume para el país.

Tabla 27. Escenario asumido como pronóstico del país

Oferta	Demanda	Fecha Déficit	Volumen (Gbtud)	Volumen (MMcfd)
Baja	Media	Noviembre 2023	120	120

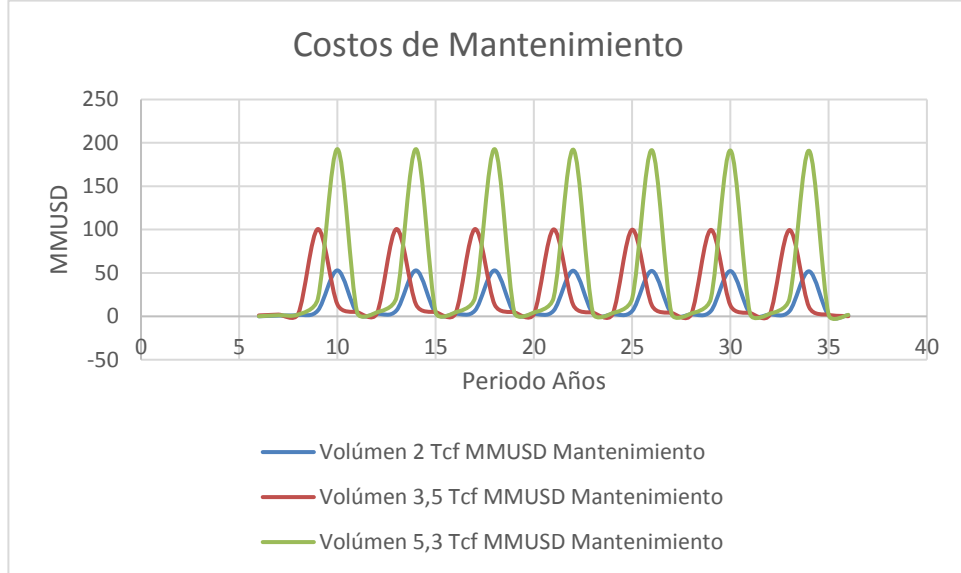
A través de un análisis de los datos se estimó que el escenario en que se presenta un déficit de 120 Millones de pies cúbicos por día para noviembre de 2023 es el más adecuado para la situación actual del país. Con el decrecimiento constante de la producción, para inicios de 2025 se va a tener un déficit cercano a los 800 MMcfd (Estos valores de pies cúbicos se determinaron con un poder calorífico de 1000 BTU/scf, valor utilizado por Ecopetrol). Con estos perfiles de producción de los proyectos se suplirá el déficit del país de la mejor forma con cada uno de los diferentes escenarios volumétricos planteados.

Por otro lado, gracias a las nuevas normativas ambientales que se están instaurando y al ser el gas, un recurso menos contaminante, se decidió tomar un escenario de oferta baja, como el que se está presentando y un escenario de demanda medio por la presión que ejercen estas regulaciones y los aumentos en la duración y fuerza del fenómeno del niño. Este escenario también es usado por la UPME para definir el caso más probable.

4.2.3 Costos de Mantenimiento. Se tienen que tener en cuenta los costos asociados a las actividades que hay que realizar normalmente en las instalaciones del proyecto pero que no son realizadas de forma rutinaria, los costos de mantenimiento. Principalmente podemos incluir el costo de los workover, los registros, entre otras actividades. La realización de los workovers se asume para proyectos offshore en tiempos de 5 años, para este proyecto se asumen los costos de intervenciones como costos operativos. Así añadiendo los costos de producción se obtienen los costos operativos totales.

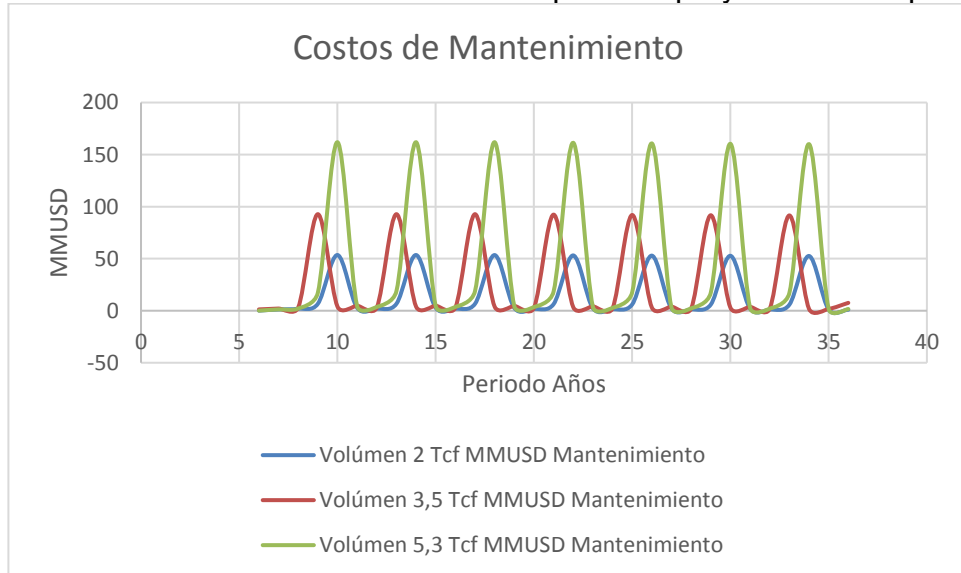
En la **Gráfica 14** se observa el valor de estos costos operativos totales para los proyectos con presión normal. Mientras tanto, en la **Gráfica 15** se observan los costos para los proyectos Sobrepresionados. Para ver la tabla detallada de estos costos, revisar el **Anexo D**.

Gráfica 14. Costos de mantenimiento para los proyectos de presión normal



Fuente: Base de Datos de Que\$tor del Golfo de México con Factor para Colombia

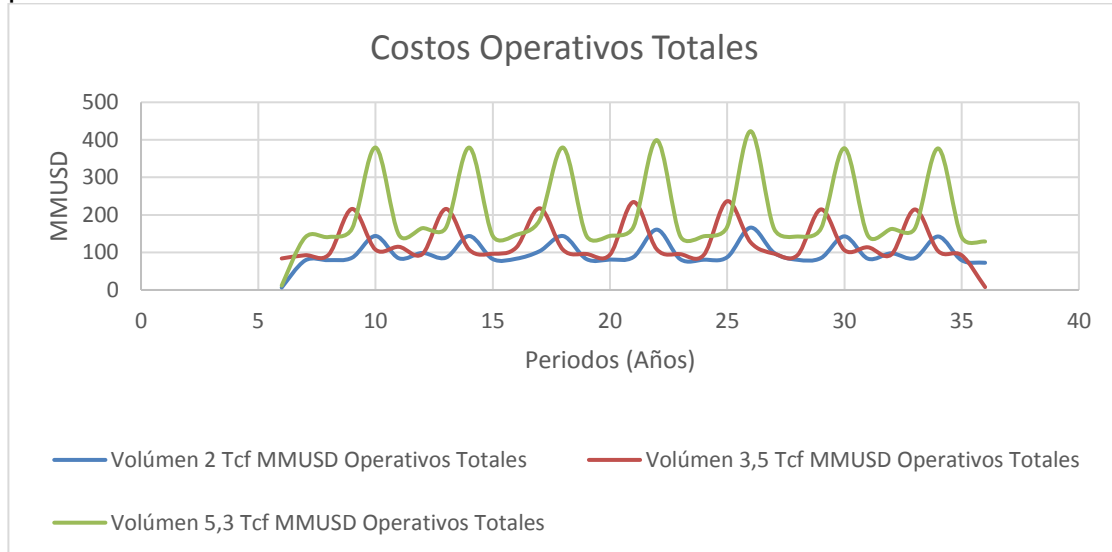
Gráfica 15. Costos de mantenimiento para los proyectos Sobrepresionados



Fuente: Base de Datos de Que\$tor del Golfo de México con Factor para Colombia

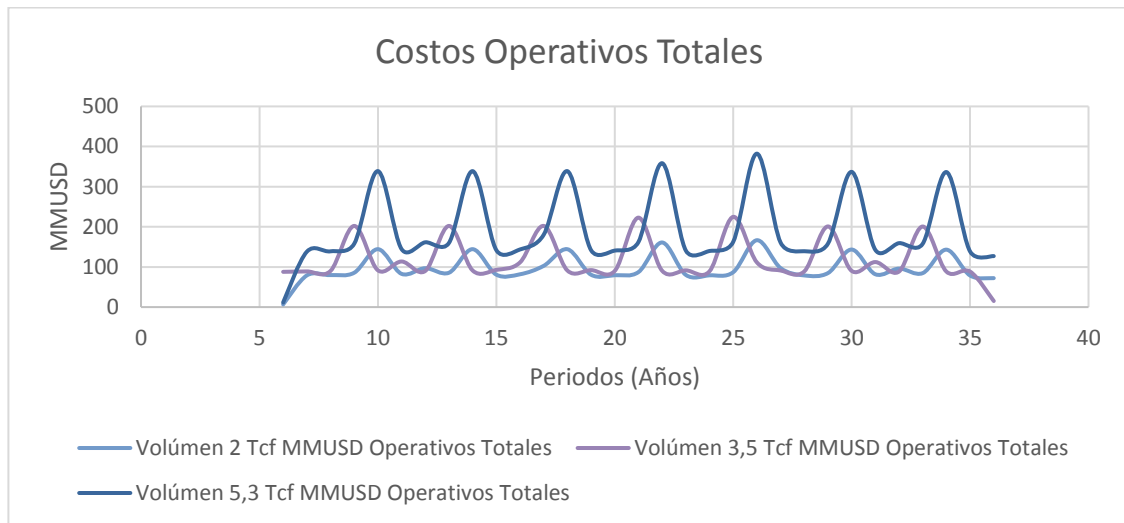
4.2.4 Costos Operativos Totales. En esta parte se observa el comportamiento de los costos operativos totales para los diferentes escenarios. En la **Gráfica 16** se observa el comportamiento de las diferentes volumetrías en el escenario de presión normal. Los datos específicos de estos costos, se puede ver detallados en el **Anexo D**.

Gráfica 16. Escenario 1: Costos Operativos Totales diferentes volúmenes con presión normal.



Mientras tanto en la **Gráfica 17** se muestra el comportamiento de los costos operativos totales para las diferentes volumetrías con sobrepresión. Los datos específicos de estos costos se pueden ver detallados en el **Anexo D**.

Gráfica 17. Escenario 2: Costos Operativos Totales diferentes volúmenes con sobrepresión.



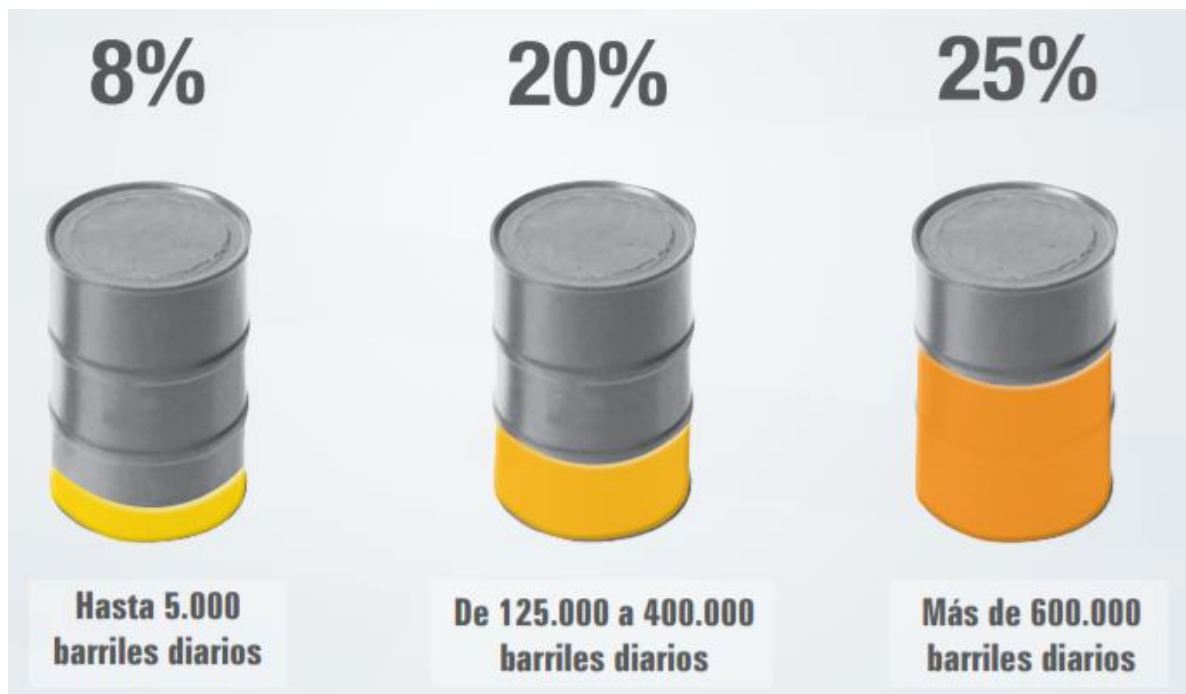
4.3. ANÁLISIS DE INGRESOS

El análisis de ingresos viene dado por las ventas de gas, a esto hay que descontarle las regalías que se determinan para este proyecto.

4.3.1 Regalías. La Constitución Política de Colombia en el artículo 360 define la regalía como “...una contraprestación económica de propiedad del Estado que se causa por la explotación de un recurso natural no renovable...”

Después de la Ley 756 del 2002 las regalías quedaron escalonadas, el porcentaje que hay que entregarle al estado cambian según la curva de producción. La **Figura 33** muestra como quedaron los porcentajes de producción después de la ley impuesta en el 2002, esto solo aplica para nuevos descubrimientos.

Figura 33 Porcentaje de Regalías después del 2002



Fuente: MARTINEZ, H. et al. Las Regalías en el sector de los Hidrocarburos. 2008. p. 11

Para campos de gas offshore con una profundidad de tabla de agua mayor a 1000 m, aplica el 60 % de lo descrito en la **Tabla 16**. La conversión de barriles a pies cúbicos es 5700 Scf/Bbl.

Para el caso específico de este contrato se usan estas condiciones de regalías adicionales que se pueden apreciar en la **Tabla 28**.

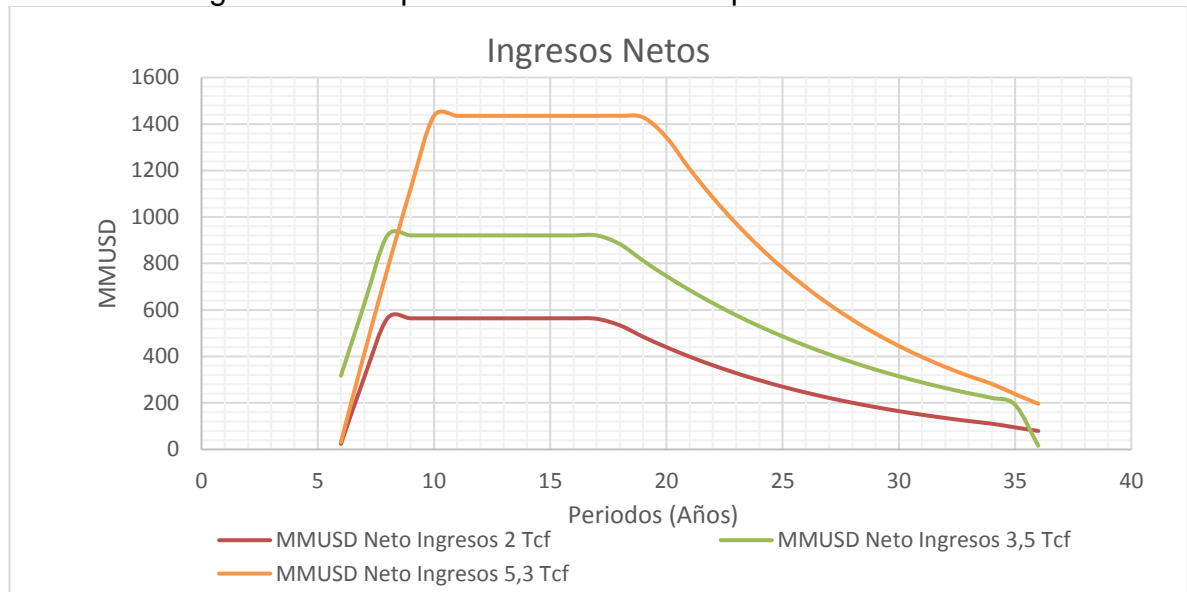
Tabla 28. Ajuste de Regalías para proyectos offshore en la Cuenca Sinú Offshore

AJUSTE DE REGALIAS	
Gas	
Profundidad Limite Tabla Agua Descuento Regalías Gas (pies)	1,000
Costa Afuera Profundidad Mayor 1000 pies	60%
Regalía adicional al finalizar periodo de explotación para gas	5%

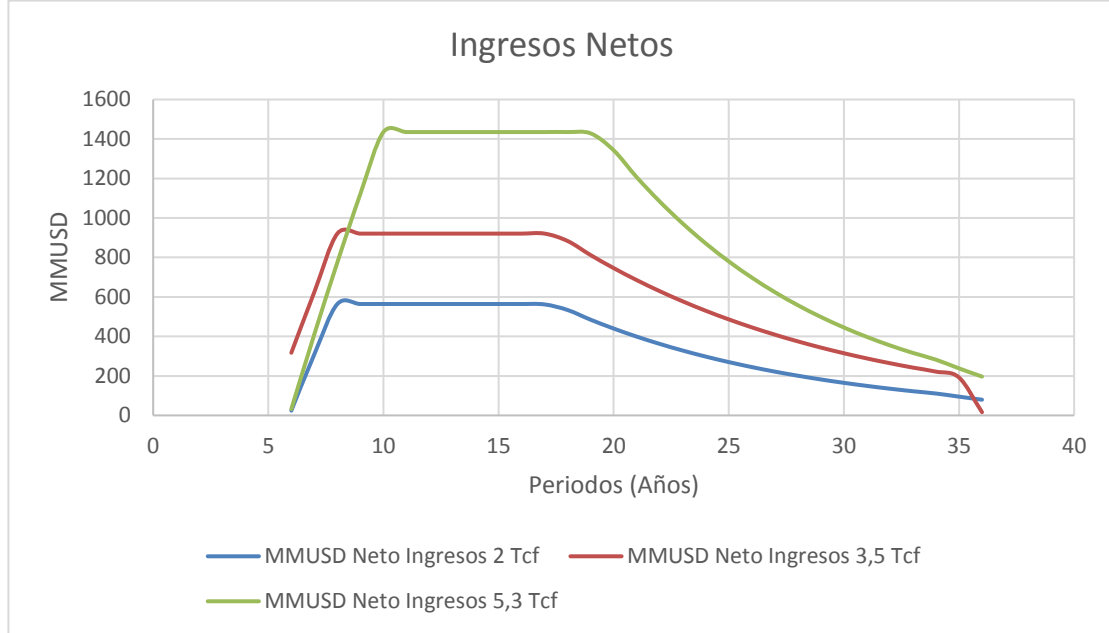
Existe un ajuste de regalías adicionales del 1 % debido a ser un proyecto costa afuera.

4.3.2 Ingresos Netos después de regalías. Después de analizar las regalías, se busca determinar la producción neta que se obtiene después de entregar las regalías correspondientes al estado. A continuación, se muestra en la **Gráfica 18** los ingresos netos para los volúmenes de presión normal. Mientras tanto, en la **Gráfica 19** se observan los ingresos netos para los volúmenes Sobrepresionados. Por presentación se aproximan de 0,49 hacia abajo y de 0,51 hacia arriba los valores de ingresos netos.

Gráfica 18. Ingresos netos para los volúmenes de presión normal



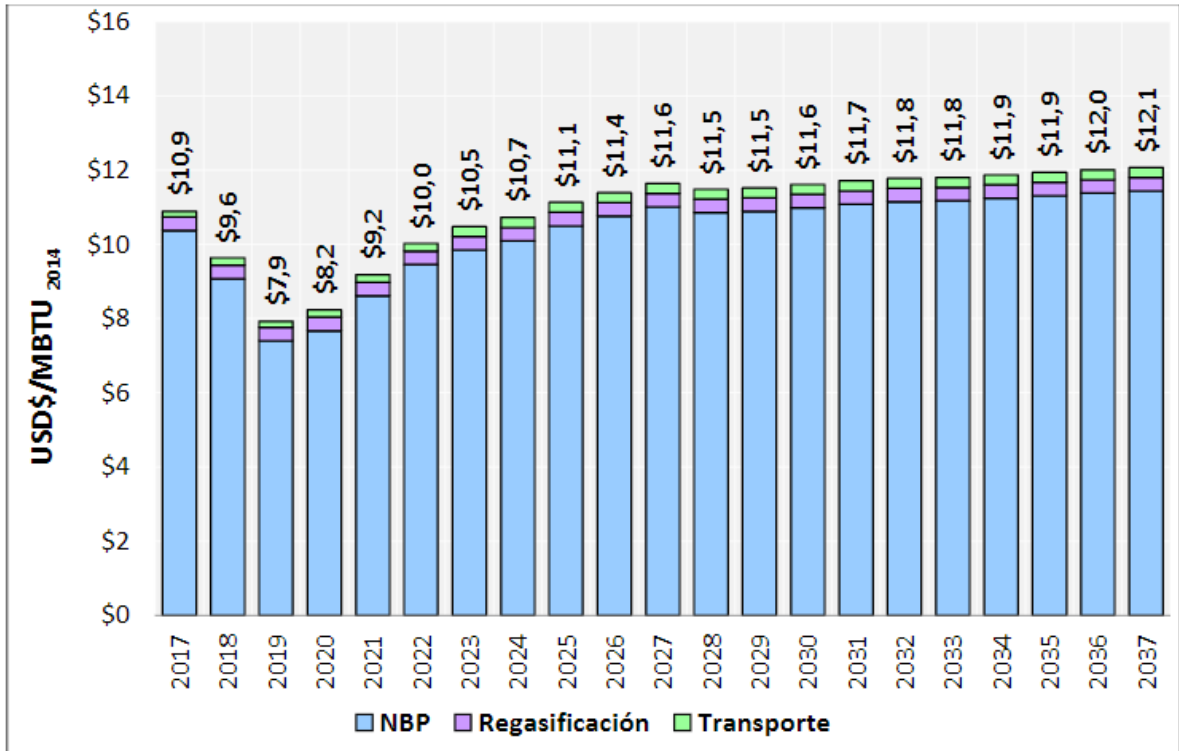
Gráfica 19. Ingresos netos para los volúmenes Sobrepresionados



Los datos específicos de estas gráficas se encuentran en el **Anexo D**.

Es importante analizar el precio al cual se pretende vender este recurso, tomando como referente el valor del MMBTU de la **Gráfica 20**. Como la planta de regasificación de gas de Cartagena es la competencia directa para suplir el déficit, la mejor estrategia es vender el gas a \$ 8 USD/MMBTU. Esto debido a que los costos del gas proveniente de la Planta de Cartagena siempre van a estar por encima de \$ 8USD/MMBTU. Para facilitar la proyección se pusieron los datos aproximados en MMUSD.

Gráfica 20. Valor del MMBTU proveniente del gas de la Planta de Cartagena



Fuente: UPME y Ministerio de Minas. Balance De Gas Natural En Colombia 2016-2024. 2016. 1

4.4 ANÁLISIS DE IMPUESTOS

Ecopetrol como empresa nacional, se ve obligada a declarar renta. El macro utilizado por Ecopetrol para la determinación de la viabilidad financiera de proyectos de inversión, utiliza dos impuestos principalmente. El impuesto de renta, y el impuesto sobre la renta para la equidad (CREE). A continuación, se definirán brevemente cada uno de estos de manera que se entienda él porque se tomaron en cuenta para la realización de este proyecto.

- **Impuesto sobre la Renta.** Es un impuesto que se declara y se paga cada año el cual recae sobre los ingresos de las personas o de las empresas. Para poder calcular este impuesto se requiere conocer la renta líquida del contribuyente y para poder conocer la renta líquida es necesario conocer la renta bruta. La renta bruta hace referencia a la cantidad que se obtiene de la sumatoria de los ingresos percibidos en un año menos los costos necesarios de la empresa o actividad. La renta líquida es el resultado de la resta entre la renta bruta con los gastos requeridos. Finalmente, sobre la renta líquida es que se aplica la tarifa del impuesto que para estos proyectos corresponde a un valor del 15%. Los

impuestos que calculamos son el impuesto a la renta del 15% porque se asume que incluye el beneficio de zona franca costa afuera.

- **Impuesto sobre la renta para la equidad (CREE).** De acuerdo al decreto 1828 del 27 de agosto del 2013 por medio del cual se reglamenta la ley 1607 del 2012. Se creó el impuesto sobre la renta para la equidad el cual puede definirse como un aporte con el cual contribuyen las sociedades y personas jurídicas y asimiladas contribuyentes declarantes de impuestos sobre la renta, nacionales y extranjeras, en beneficio de los trabajadores, la generación de empleo y la inversión social. Para efectos del cálculo de este impuesto, se trabajó en el macro de Ecopetrol con un valor correspondiente al 9%.
- No se tienen en cuenta el Impuesto a la Riqueza ni las sobretasas a los anteriores impuestos mencionados, porque se asumió que los proyectos entran en producción en el año 2021.
- Adicionalmente se asume un 1 % como PBC (Programa de Beneficio a Comunidades).

El desglose de estos impuestos se encuentra en el **Anexo D**.

4.5 EVALUACIÓN FINANCIERA

Para realizar la evaluación financiera de este proyecto, se va a usar el indicador de Valor Presente Neto (VPN). Este indicador se define como “El equivalente en pesos actuales de todos los ingresos y egresos, presentes y futuros, que constituyen el proyecto”³⁷.

La **Ecuación 3**, ilustra el método indicado para el cálculo del Valor Presente Neto (VPN) para este proyecto.

Ecuación 3. Valor Presente Neto (VPN)

$$VPN(i) = \sum -A + (F/(1+i)^n)$$

Fuente: CATAORA, José. Valor Presente Neto, Finanzas para la construcción. 2011. p.7. Modificado por el autor.

³⁷ VILLAREAL. Arturo. Evaluación financiera de proyectos de inversión.2001. p.67.

Dónde:

VPN: corresponde al Valor Presente Neto a determinar.

A: corresponde a la inversión realizada.

F: corresponde al valor del flujo de caja neto.

i: corresponde a la Tasa de Descuento.

n: corresponde al número de periodos que existen para la evaluación del proyecto.

A continuación, se describe el significado del VPN cuando es mayor a cero, menor que cero e igual a cero.

VPN > 0, indica que genera una ganancia extraordinaria y el proyecto es atractivo.

VPN < 0, indica que el proyecto no es atractivo porque no cumple las expectativas para la compañía.

VPN = 0, indica que el proyecto es indiferente financieramente para el inversionista.

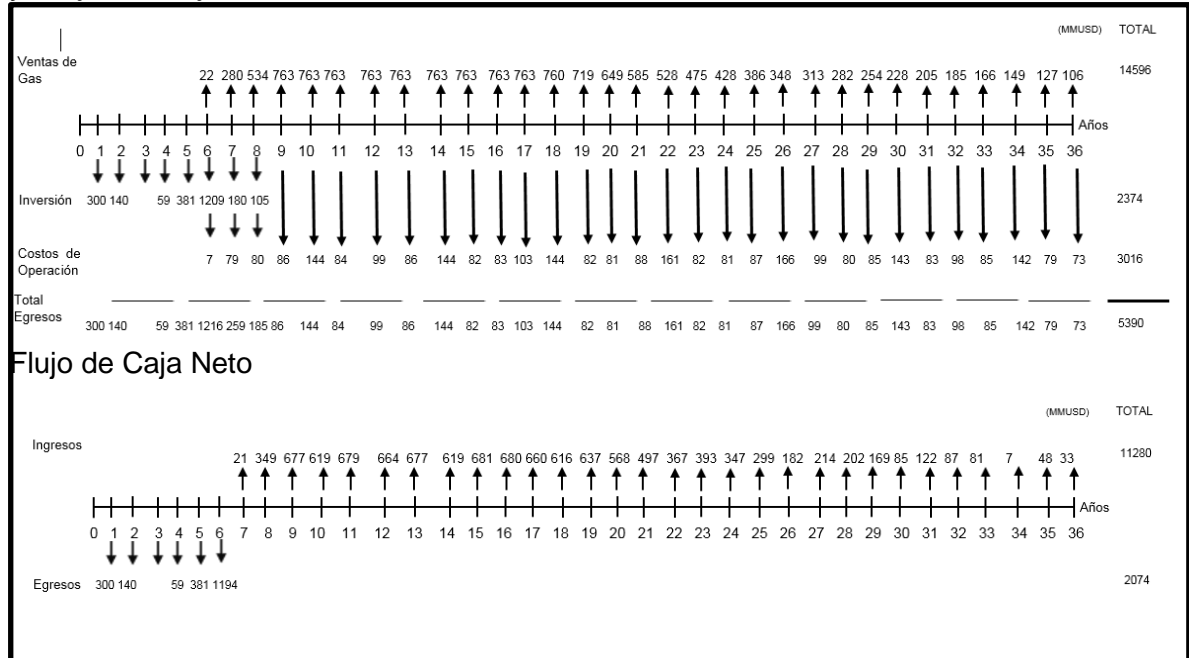
La TIO corresponde al valor ya mencionado de 10% anual que establece Wood Mackenzie.

4.5.1 Flujo de caja. “El Flujo de caja es un informe financiero que presenta detalladamente los flujos de ingresos y egresos de dinero que tiene una empresa en un periodo de tiempo” ³⁸

Después de desglosar todos los costos en los anteriores capítulos, si realizaran los flujos de caja respectivos para mostrar los ingresos y egresos netos en la convención universal. Los volúmenes de 2 Tcf, 3,5 Tcf y 5,3 Tcf con presión normal se presentan en la **Gráfica 21**, **Gráfica 22** y **Gráfica 23** respectivamente.

³⁸ El mundo. Valor Presente neto. [Consultado el Mayo/272016]. [en línea] Disponible en www.elmundo.com. 3 de marzo de 2017

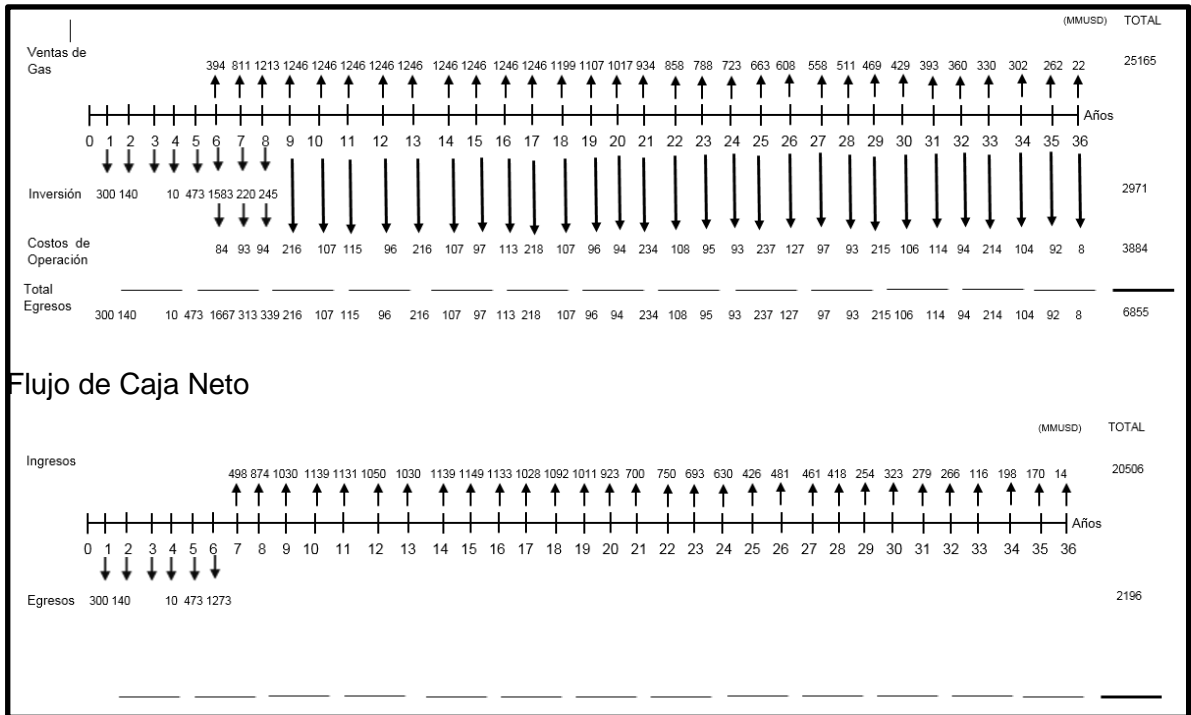
Gráfica 21. Escenario 1: Flujo de caja de un volumen de 2 Tcf con presión normal y Flujo de Caja Neto



VPN de 2 TCF con presión Normal

$$\begin{aligned}
 VPN = & 0 + \frac{-300}{1.10^1} + \frac{-140}{1.10^2} + \frac{0}{1.10^3} + \frac{-59}{1.10^4} + \frac{-381}{1.10^5} + \frac{-1194}{1.10^6} + \frac{21}{1.10^7} + \frac{349}{1.10^8} + \frac{677}{1.10^9} + \frac{619}{1.10^{10}} + \frac{679}{1.10^{11}} + \\
 & \frac{664}{1.10^{12}} + \frac{677}{1.10^{13}} + \frac{619}{1.10^{14}} + \frac{681}{1.10^{15}} + \frac{680}{1.10^{16}} + \frac{660}{1.10^{17}} + \frac{616}{1.10^{18}} + \frac{637}{1.10^{19}} + \frac{568}{1.10^{20}} + \frac{497}{1.10^{21}} + \frac{367}{1.10^{22}} + \\
 & \frac{393}{1.10^{23}} + \frac{347}{1.10^{24}} + \frac{299}{1.10^{25}} + \frac{182}{1.10^{26}} + \frac{214}{1.10^{27}} + \frac{202}{1.10^{28}} + \frac{169}{1.10^{29}} + \frac{85}{1.10^{30}} + \frac{122}{1.10^{31}} + \frac{87}{1.10^{32}} + \frac{81}{1.10^{33}} + \\
 & \frac{7}{1.10^{34}} + \frac{48}{1.10^{35}} + \frac{33}{1.10^{36}} = 1.206,802
 \end{aligned}$$

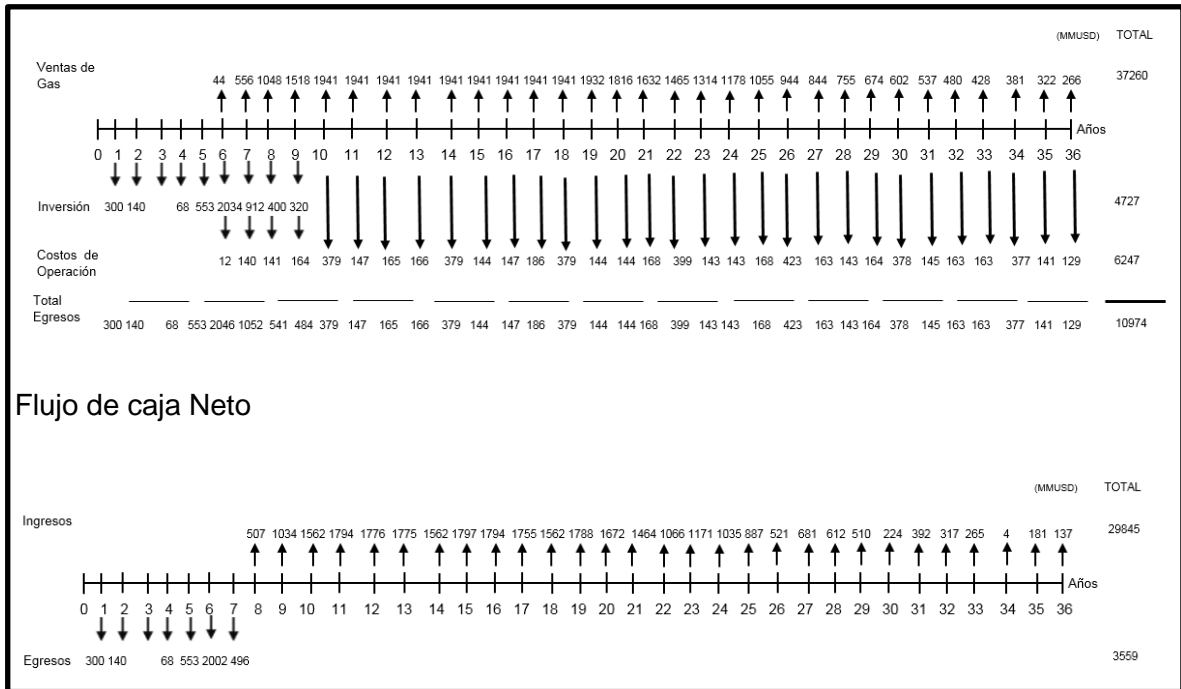
Gráfica 22. Escenario 1: Flujo de caja de un volumen de 3,5 Tcf con presión normal y Flujo Neto de Caja.



VPN de 3,5 TCF con presión Normal

$$\begin{aligned}
 VPN = & 0 + \frac{-300}{1.10^1} + \frac{-140}{1.10^2} + \frac{0}{1.10^3} + \frac{-10}{1.10^4} + \frac{-473}{1.10^5} + \frac{-1273}{1.10^6} + \frac{498}{1.10^7} + \frac{874}{1.10^8} + \frac{1030}{1.10^9} + \frac{1139}{1.10^{10}} + \frac{1131}{1.10^{11}} + \\
 & \frac{1150}{1.10^{12}} + \frac{1030}{1.10^{13}} + \frac{1139}{1.10^{14}} + \frac{1149}{1.10^{15}} + \frac{1133}{1.10^{16}} + \frac{1028}{1.10^{17}} + \frac{1092}{1.10^{18}} + \frac{1011}{1.10^{19}} + \frac{923}{1.10^{20}} + \frac{700}{1.10^{21}} + \frac{750}{1.10^{22}} + \\
 & \frac{693}{1.10^{23}} + \frac{630}{1.10^{24}} + \frac{426}{1.10^{25}} + \frac{481}{1.10^{26}} + \frac{461}{1.10^{27}} + \frac{418}{1.10^{28}} + \frac{254}{1.10^{29}} + \frac{323}{1.10^{30}} + \frac{279}{1.10^{31}} + \frac{266}{1.10^{32}} + \frac{116}{1.10^{33}} + \\
 & \frac{198}{1.10^{34}} + \frac{170}{1.10^{35}} + \frac{14}{1.10^{36}} = 3.269,566
 \end{aligned}$$

Gráfica 23. Escenario 1: Flujo de caja de un volumen de 5,3 Tcf con presión normal y Flujo de Caja Neto

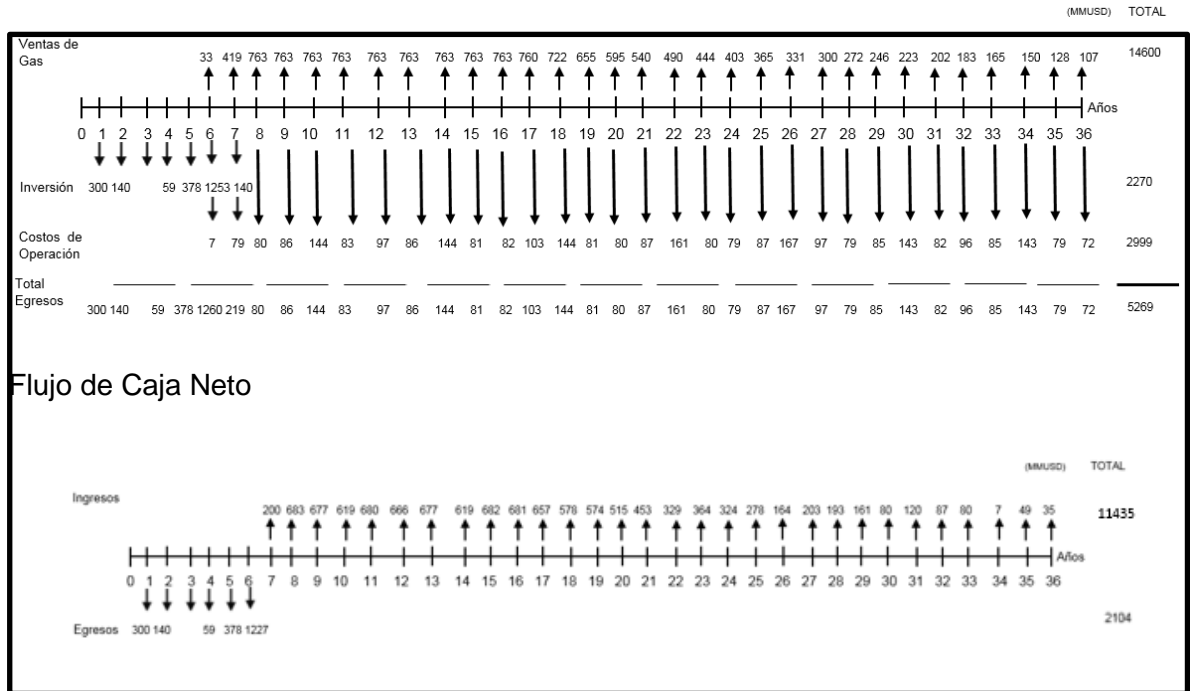


VPN de 5,3 TCF con presión Normal

$$\begin{aligned}
 VPN = & 0 + \frac{-300}{1.10^1} + \frac{-140}{1.10^2} + \frac{0}{1.10^3} + \frac{-68}{1.10^4} + \frac{-553}{1.10^5} + \frac{-2002}{1.10^6} + \frac{-496}{1.10^7} + \frac{507}{1.10^8} + \frac{1034}{1.10^9} + \frac{1562}{1.10^{10}} + \frac{1794}{1.10^{11}} + \\
 & \frac{1776}{1.10^{12}} + \frac{1775}{1.10^{13}} + \frac{1562}{1.10^{14}} + \frac{1797}{1.10^{15}} + \frac{1794}{1.10^{16}} + \frac{1755}{1.10^{17}} + \frac{1562}{1.10^{18}} + \frac{1788}{1.10^{19}} + \frac{1672}{1.10^{20}} + \frac{1464}{1.10^{21}} + \frac{1066}{1.10^{22}} + \\
 & \frac{1171}{1.10^{23}} + \frac{1035}{1.10^{24}} + \frac{887}{1.10^{25}} + \frac{521}{1.10^{26}} + \frac{681}{1.10^{27}} + \frac{612}{1.10^{28}} + \frac{510}{1.10^{29}} + \frac{224}{1.10^{30}} + \frac{392}{1.10^{31}} + \frac{317}{1.10^{32}} + \frac{265}{1.10^{33}} + \\
 & \frac{4}{1.10^{34}} + \frac{181}{1.10^{35}} + \frac{137}{1.10^{36}} = 4.111,681
 \end{aligned}$$

También se realizó la misma operación para los volúmenes de 2 Tcf, 3,5 Tcf y 5,3 Tcf Sobrepresionados. Estos se ven representados en la **Gráfica 24**, **Gráfica 25** y **Gráfica 26** respectivamente.

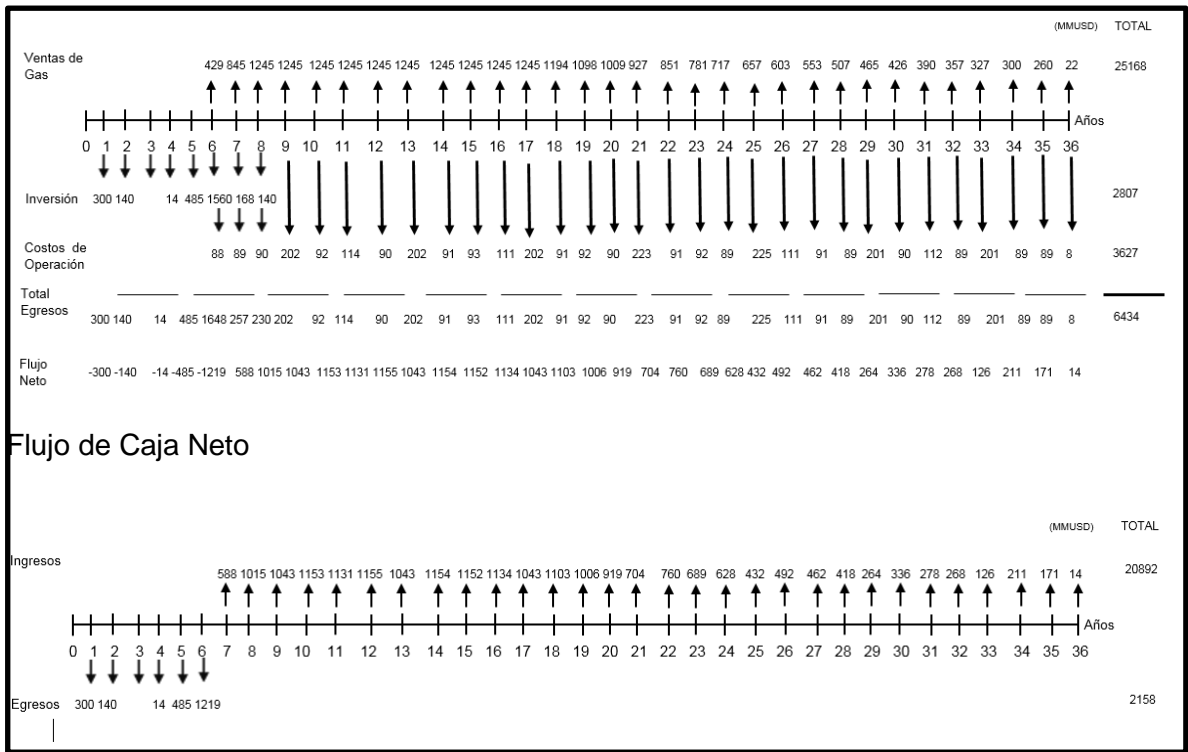
Gráfica 24. Escenario 2: Flujo de caja de un volumen de 2 Tcf con sobrepresión y Flujo de Caja Neto



VPN de 2 TCF con Sobrepresión

$$\begin{aligned}
 VPN = & 0 + \frac{-300}{1.10^1} + \frac{-140}{1.10^2} + \frac{0}{1.10^3} + \frac{-59}{1.10^4} + \frac{-378}{1.10^5} + \frac{-1227}{1.10^6} + \frac{200}{1.10^7} + \frac{683}{1.10^8} + \frac{677}{1.10^9} + \frac{619}{1.10^{10}} + \frac{680}{1.10^{11}} + \\
 & \frac{666}{1.10^{12}} + \frac{677}{1.10^{13}} + \frac{619}{1.10^{14}} + \frac{682}{1.10^{15}} + \frac{681}{1.10^{16}} + \frac{657}{1.10^{17}} + \frac{578}{1.10^{18}} + \frac{574}{1.10^{19}} + \frac{515}{1.10^{20}} + \frac{453}{1.10^{21}} + \frac{329}{1.10^{22}} + \\
 & \frac{278}{1.10^{23}} + \frac{164}{1.10^{24}} + \frac{203}{1.10^{25}} + \frac{193}{1.10^{26}} + \frac{161}{1.10^{27}} + \frac{80}{1.10^{28}} + \frac{120}{1.10^{29}} + \frac{87}{1.10^{30}} + \frac{80}{1.10^{31}} + \frac{7}{1.10^{32}} + \frac{49}{1.10^{33}} + \\
 & \frac{35}{1.10^{34}} + \frac{35}{1.10^{35}} + \frac{35}{1.10^{36}} = 1.391,606
 \end{aligned}$$

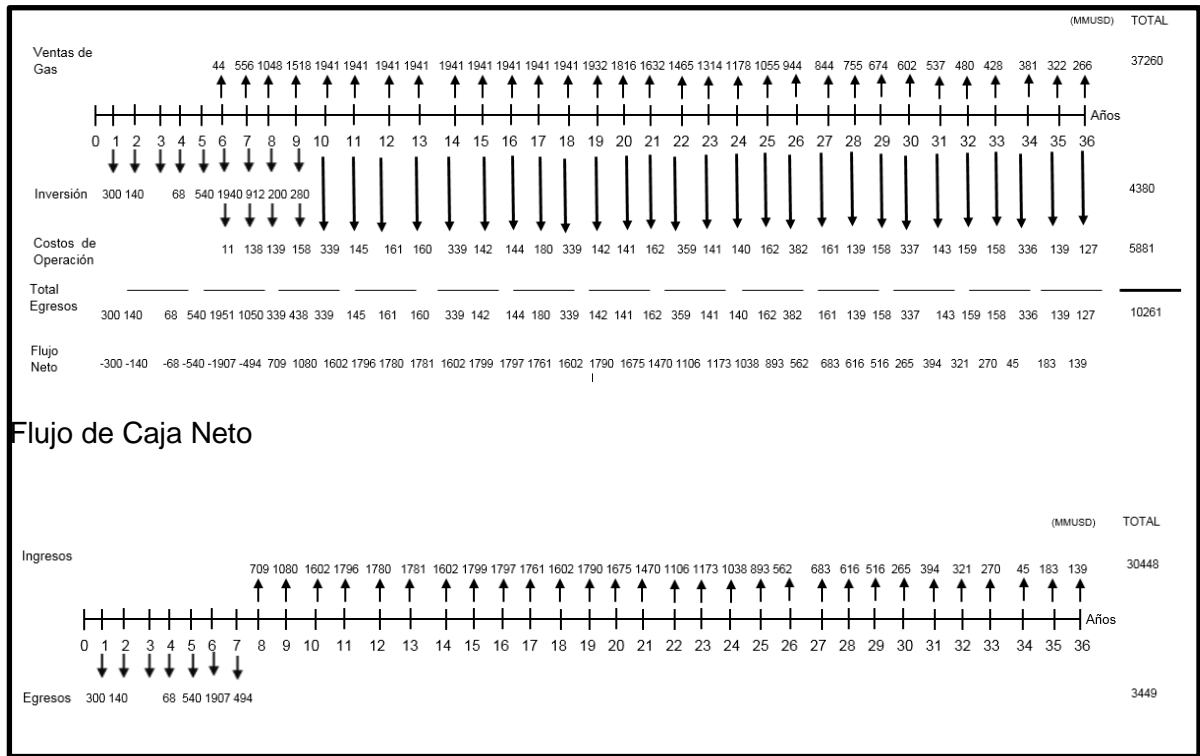
Gráfica 25. Escenario 2: Flujo de caja de un volumen de 3,5 Tcf con sobrepresión y Flujo de Caja Neto



VPN de 3,5 TCF con Sobrepresión

$$\begin{aligned}
 VPN = & 0 + \frac{-300}{1.10^1} + \frac{-140}{1.10^2} + \frac{0}{1.10^3} + \frac{-14}{1.10^4} + \frac{-485}{1.10^5} + \frac{-1219}{1.10^6} + \frac{588}{1.10^7} + \frac{1015}{1.10^8} + \frac{1043}{1.10^9} + \frac{1153}{1.10^{10}} + \frac{1131}{1.10^{11}} + \\
 & \frac{1155}{1.10^{12}} + \frac{1043}{1.10^{13}} + \frac{1154}{1.10^{14}} + \frac{1152}{1.10^{15}} + \frac{1134}{1.10^{16}} + \frac{1043}{1.10^{17}} + \frac{1103}{1.10^{18}} + \frac{1006}{1.10^{19}} + \frac{919}{1.10^{20}} + \frac{704}{1.10^{21}} + \frac{760}{1.10^{22}} + \\
 & \frac{689}{1.10^{23}} + \frac{628}{1.10^{24}} + \frac{432}{1.10^{25}} + \frac{492}{1.10^{26}} + \frac{462}{1.10^{27}} + \frac{418}{1.10^{28}} + \frac{264}{1.10^{29}} + \frac{336}{1.10^{30}} + \frac{278}{1.10^{31}} + \frac{268}{1.10^{32}} + \frac{211}{1.10^{33}} + \\
 & \frac{171}{1.10^{34}} + \frac{14}{1.10^{35}} = 3.431,581
 \end{aligned}$$

Gráfica 26. Escenario 2: Flujo de caja de un volumen de 5,3 Tcf con sobrepresión y Flujo de Caja Neto



VPN de 5,3 TCF con Sobrepresión

$$\begin{aligned}
 VPN = & 0 + \frac{-300}{1.10^1} + \frac{-140}{1.10^2} + \frac{0}{1.10^3} + \frac{-68}{1.10^4} + \frac{-540}{1.10^5} + \frac{-1907}{1.10^6} + \frac{-494}{1.10^7} + \frac{709}{1.10^8} + \frac{1080}{1.10^9} + \frac{1602}{1.10^{10}} + \frac{1796}{1.10^{11}} + \\
 & \frac{1780}{1.10^{12}} + \frac{1781}{1.10^{13}} + \frac{1602}{1.10^{14}} + \frac{1799}{1.10^{15}} + \frac{1797}{1.10^{16}} + \frac{1761}{1.10^{17}} + \frac{1602}{1.10^{18}} + \frac{1799}{1.10^{19}} + \frac{1675}{1.10^{20}} + \frac{1470}{1.10^{21}} + \frac{1106}{1.10^{22}} + \\
 & \frac{1173}{1.10^{23}} + \frac{1038}{1.10^{24}} + \frac{893}{1.10^{25}} + \frac{562}{1.10^{26}} + \frac{683}{1.10^{27}} + \frac{616}{1.10^{28}} + \frac{516}{1.10^{29}} + \frac{265}{1.10^{30}} + \frac{394}{1.10^{31}} + \frac{321}{1.10^{32}} + \frac{270}{1.10^{33}} + \\
 & \frac{45}{1.10^{34}} + \frac{183}{1.10^{35}} + \frac{139}{1.10^{36}} = 4.343,756
 \end{aligned}$$

A continuación, se presentan los resultados de los VPN para cada proyecto, para poder ver cuál de los escenarios planteados presenta las mejores condiciones financieras para la empresa.

Para un volumen 2 Tcf se obtienen VPN de 1.206 MMUSD y 1392 MMUSD para presión normal y sobrepresión respectivamente. Mientras tanto, para un volumen de 3,5 Tcf se obtienen VPN de 3270 MMUSD y 3432 MMUSD respectivamente. Por último, para un volumen de 5,3 Tcf se obtienen VPN de 4112 MMUSD y 4344 MMUSD respectivamente.

4.6 CONCLUSIÓN FINANCIERA

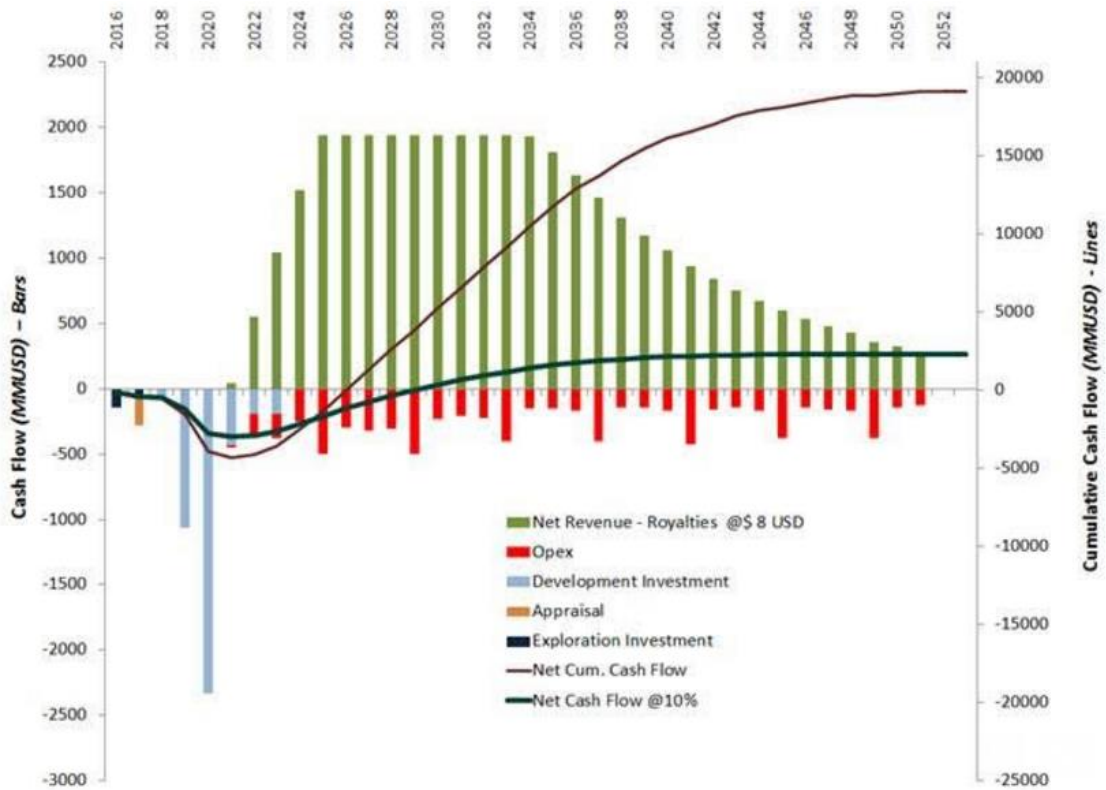
Desde el punto de vista financiero para la empresa Ecopetrol, la mejor opción para desarrollar la cuenca es utilizar el escenario 5,3 TCF con sobrepresión. Esto debido a que les representa la mayor ganancia extraordinaria frente a las demás opciones.

4.7 MÍNIMOS VOLÚMENES ECONÓMICOS DEL PROYECTO

El flujo de caja para los volúmenes de 5,3 Tcf de presión normal y sobrepresión son representados en la **Gráfica 27** y la **Gráfica 28** para mostrar como se ve la evolución de estos ingresos y egresos con respecto al tiempo del proyecto.

A partir de los VPN obtenidos para los 6 diferentes proyectos, se hace una tendencia polinómica de los 3 puntos diferentes para cada escenario volumétrico (2 Tcf, 3,5 Tcf y 5,3 Tcf) como se puede observar en la **Gráfica 29** para el escenario de presión normal (0,43 Psia/ft) y la **Gráfica 30** para el escenario de sobrepresión (0,54 Psia/ft).

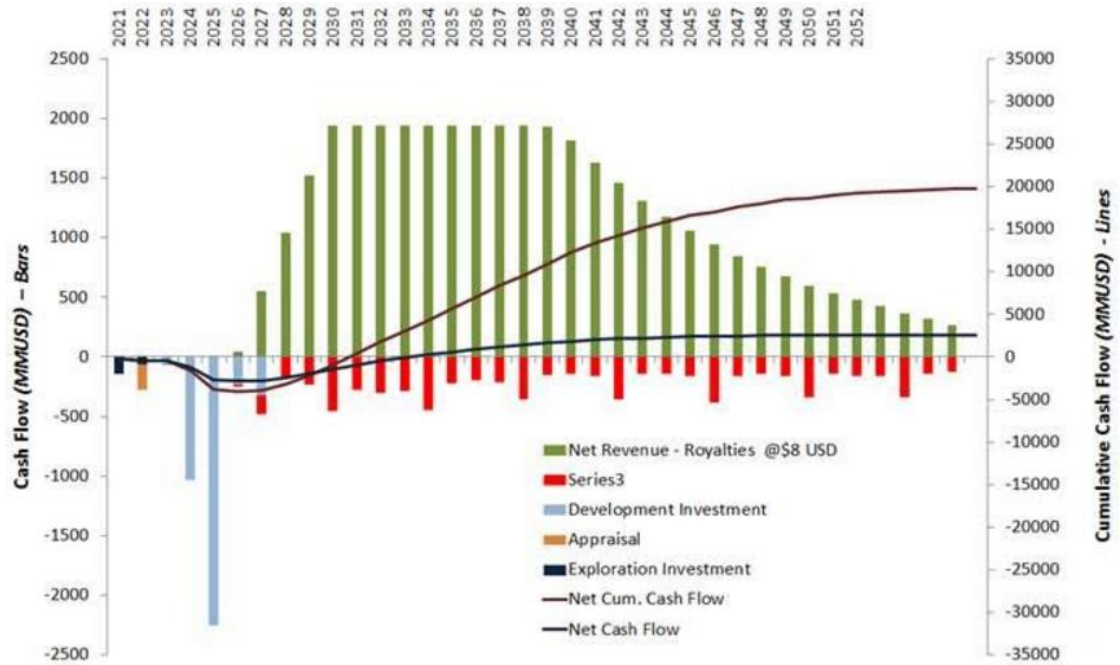
Gráfica 27. Escenario 1: Flujo de caja para el escenario de 5,3 Tcf con presión normal



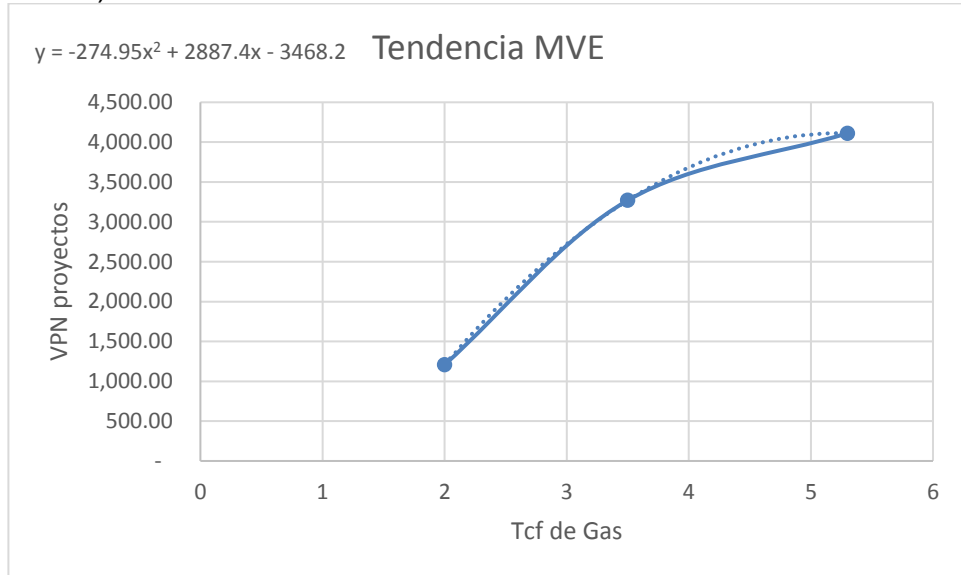
Se puede apreciar que 5,3 Tcf es un volumen bastante grande y que sería económicamente viable encontrar un proyecto de esta envergadura.

Para el caso de Sobrepresión, se puede ver el flujo de caja en la **Gráfica 28**.

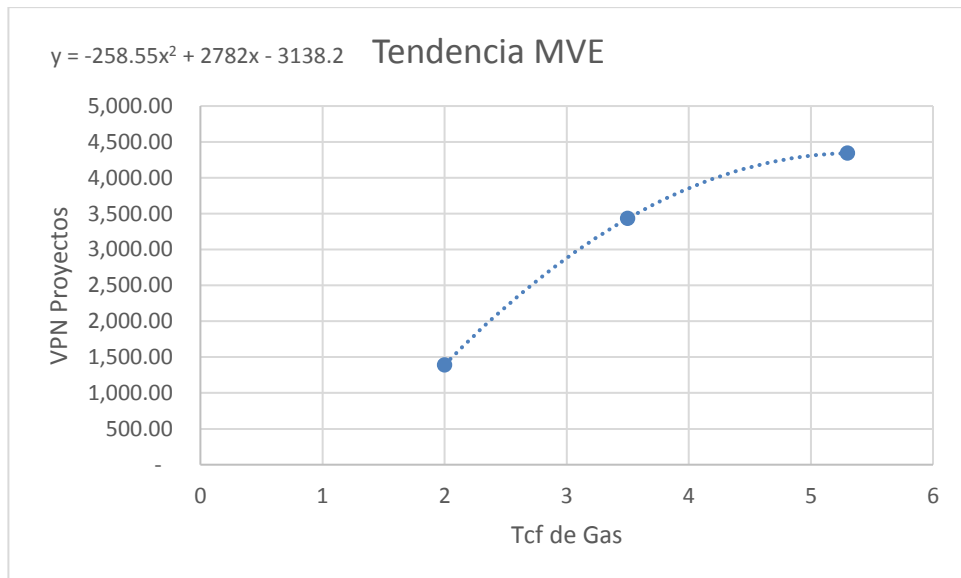
Gráfica 28. Escenario 2: Flujo de caja para el escenario de 5,3 Tcf Sobrepresionado



Gráfica 29. Tendencia Mínimos Volúmenes Económicos presión normal (0,43 Psia/ft)



Gráfica 30. Tendencia Mínimos Volúmenes Económicos sobrepresión (0,54 Psia/ft)



Después de desarrollar el mismo procedimiento anterior para las diferentes volumetrías planteadas. Se realiza la comparación de los resultados de los VPN para poder crear una tendencia que conlleve al resultado del mínimo volumen que sería rentable con estas condiciones. En la **Tabla 29** se observan los tres resultados para el escenario de presión normal y en la **Tabla 30** se pueden ver los tres resultados para el escenario de sobrepresión. Debajo de cada una de estas tablas se puede observar el mínimo volumen económico para cada escenario.

Tabla 29. Mínimo volumen económico para el escenario de gas con presión normal

Volumen	VPN MMUSD Presión Normal
2	1.206,80
3,5	3.269,57
5,3	4.111,68
Mínimo Volumen EconómicoVE TCF	1,38

Esto se realizó llevando el VPN a 0 y llegando al valor de volumen mínimo económico de 1,38.

Tabla 30. Mínimo volumen económico para el escenario de gas con sobrepresión

Volumen	VPN MMUSD Sobrepresión
2	1.391,61
3,5	3.431,58
5,3	4.343,76
Mínimo Volumen EconómicoVE TCF	1,28

El escenario de sobrepresión necesita menores volúmenes menores debido al potencial de reservorio.

Adicionalmente se evaluaron otros indicadores económicos que se pueden encontrar en el **Anexo E**.

5. CONCLUSIONES

- Los ambientes sedimentarios presentes en la Cuenca Sinú Offshore son ambientes turbidíticos de aguas profundas. El Neógeno superior, en esta zona presenta varias secuencias de canales y areniscas laminares, estructuras que presentan buenas condiciones para el entrapamiento de los hidrocarburos.
- De acuerdo con las condiciones y parámetros presentes en la zona se determinó que las cuencas análogas eran de producción de gas. Los análogos que presentaban las condiciones son: La Bahía de Bengal en Bangladesh, El bloque Gwadar en Pakistán y el Delta de Nigeria.
- Las principales propiedades petrofísicas (porosidad: 25%, espesor: 50 ft, permeabilidad: 21 mD) y geoquímicas (Kerógeno tipo III) muestran que el potencial de la cuenca Sinú Offshore es predominantemente gasífero y con menores probabilidades de encontrar hidrocarburos líquidos.
- Basado en el análisis nodal realizado en el software Wellflo para los escenarios de yacimientos de gas sobrepresionado y presión normal, resultaron potenciales de producción del escenario de presión normal de 63 MMSCF/d para una tubería de 4,5", de 51 MMSCF/d para una tubería de 4" y de 32 MMSCF/d para una tubería de 3,5". Mientras tanto para el escenario de sobrepresión los resultados fueron: 80 MMSCF/d para una tubería de 4,5", de 64 MMSCF/d para una tubería de 4" y de 41 MMSCF/d para una tubería de 3,5".
- La simulación y selección de las facilidades de producción offshore usando el programa Que\$tor permitió determinar que las facilidades offshore que más se ajustan a las necesidades productivas del campo sin comprometer la economía de los proyectos es la SPAR. Principalmente las ventajas son: perforar desde la plataforma, árbol de producción en la plataforma, riser flexible o rígido y el rango de profundidades.
- El análisis financiero basado en los resultados de los costos de los proyectos simulados en Que\$tor, se determinó que los mínimos volúmenes económicos en la Cuenca Sinú Offshore son: Para un escenario de presión normal es de 1,38 Tcf de gas y para un escenario sobrepresionado es de 1,28 Tcf de gas.

6. RECOMENDACIONES

- Conseguir un análisis más detallado de las propiedades petrofísicas de la Cuenca Sinú Offshore para reducir la incertidumbre de los datos usados en esta investigación.
- Realizar simulaciones de proyectos similares variando las tablas de agua a vencer, ya que el desarrollo offshore (facilidades a utilizar) variarían considerablemente.
- Hacer un análisis financiero de estos proyectos usando un FLNG (Floating Liquefied Natural Gas) debido a que es un nuevo sistema que se encuentra actualmente en desarrollo.

BIBLIOGRAFÍA

ABREU, A., et al. Reconstrucción De La Historia Termal En Los Sectores Luruaco y Cerro Cansona-Cuenca Sinú San Jacinto y En El Piedemonte Occidental De La Serranía Del Perijá Entre Codazzi y La Jagua De Ibiríco-Cuenca Cesar Ranchería. Bogotá.: Universidad Nacional de Colombia-ANH, 2009. p. 23-66.

American Petroleum Institute. Offshore Production Facilities. [Print(0)]. Estados Unidos. 27 de mayo de 2016. [Consultado el Mayo/272016]. Disponible en: <http://www.api.org/oil-and-natural-gas/wells-to-consumer/exploration-and-production/offshore/offshore-production-facilities>

ACERO, J. y CARO, C. Análisis De La Posible Unidad De Perforación a Emplearse En El Prospecto Bahía En El Caribe Costa Afuera. Bucaramanga.: Universidad Industrial de Santander, 2004. p. 115.

Agency for the Cooperation of Energy Regulators. Gas Infrastructure. [Electronic(1)]:2015. 2-47

AGUILERA, R. Geology and Hydrocarbon Potential Sinú and San Jacinto Basin. En: ANH. 2011. 1 p.

AGUILERA, R., et al. Organic Geochemistry Atlas of Colombia. En: EARTH SCIENCES RESEARCH. vol. 2, p. 1-182

ALEXANDER, A. y LUCIA, C. Geological Modeling of a Turbidite Reservoir, Forties Field, North Sea. En: Shell. 1990. 489-507 p.

American Petroleum Institute. Explaining Exploration and Production Timelines (Offshore). [Print(0)]:2011.

American Petroleum Institute. Offshore Production Facilities. [Print(0)]. Estados Unidos. 27 de mayo de 2016. [Consultado el Mayo/272016]. Disponible en: <http://www.api.org/oil-and-natural-gas/wells-to-consumer/exploration-and-production/offshore/offshore-production-facilities>

Anadarko. Operational Report. [Print(0)]:2016. 12

BARRERO, D., et al. Colombian Sedimentary Basins: Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology, A New Proposal. 1st ed. Bogotá: ANH, 2007. 91 p. ISBN 9789589823705

BEICIP Y FRANLAB. Análisis Estructural Integrado Bloque Noreste Colombiano Oeste Venezolano. [Print(0)]:2001.

CATACORA, José. Valor Presente Neto, Finanzas para la construcción. 2011. p.7

ECOPETROL. Observaciones Registros Pozos Del Área Caribe- Cartagena. [Print(0)]:2015. 1-50

ECOPETROL GOF. Columna Estratigráfica de referencia de la Zona. [Print(0)]:2016

El mundo. Valor Presente neto. [Consultado el Mayo/272016]. [en línea]Disponible en www.elmundo.com. 3 de marzo de 2017

EMUJAKPORUE, G. y EKINE, S. Determination of Geothermal Gradient in the Eastern Niger Delta Sedimentary Basins from Bottom Hole Temperatures. Earth Science and Geotechnical Engineering. En: EARTH SCIENCES AND GEOTECHNICAL ENGINEERING. Noviembre 3 de 2014.vol. 3, no. 1792-9660, p. 109-114

ESPINOSA, C. y MATEUS, L. Identificación De Potenciales Problemas Operacionales y Alternativas De Control Durante La Perforación De Pozos Costa Fuera En El Mar Caribe Colombiano. Bucaramanga.: Universidad Industrial de Santander, 2010. p. 251-257.

FLINCH, J., et al. Onshore Offshore Structures of the Northern Colombia Accretionary Complex. En: AAPG SEARCH AND DISCOVERY. 21 de septiembre del 2003.vol. 1, no. 90017, p. 1-5

GALINDO, P. Transtension an Transpression in an Oblique Subduction Setting: Evolution of the Bahia Basin, Colombia Caribbean Margin. London.: Imperial College London, 2016. p. 1 de febrero de 2016.

GEOVISOR DE LA AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. [en línea] recuperado de: <https://geovisor.anh.gov.co> . Modificado por los autores

GOLDMAN SACHS. Ecopetrol Financial Model. [Print(0)]:2014. 1-16

Guzmán, G., Gomez, E., Serrano, B. (2004). Geología de los cinturones del Sinú, San Jacinto y Borde Occidental del Valle Inferior del Magdalena Caribe Colombiano (págs. 134).

HOSSAIN, M. Production Optimization and Forecasting. [Print(0)]:2008. 43

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS. Presentación de tesis, trabajos de grado y otros trabajos de investigación Norma NTC 1486. Bogota. El Instituto. 2008

----- Presentación de tesis, trabajos de grado y otros trabajos de investigación Norma Norma NTC 4490. Bogota. El Instituto. 2008

----- Presentación de tesis, trabajos de grado y otros trabajos de investigación Norma NTC 5613. Bogota. El Instituto. 2008

ISLAM, A. Petrophysical Evaluation of subsurface Reservoir Sandstones of Bengal Basin, Bangladesh. En: GEOLOGY SOCIETY OF INDIA. 1 de diciembre de 2010.vol. 1, no. 10.1007/s12594-010-0122-9, p. 621-631

JACKSON, J. Glossary of Geology Fourth Edition. 4th ed. Estados Unidos: American Geological Institute, 1997. ISBN 978-0922152346

JAMALUDDIN, M., *et al.* Gas Hydrates Resource Potential of South Asia. [Print(0)]:2010.

JENKINS, D. Applying Analogues for Success. [Electronic(1)]. 12 de Diciembre de 2012. [Consultado el 14 de Marzo de 2016]. Disponible en: <http://www.geoexpo.com/articles/2013/12/applying-analogues-for-success>

KHAN, M., *et al.* Mud Diapirism Induced Structuration and Implications for the Definition and Mapping of Hydrocarbons Traps in Makram Accretionary Prism. En: SEARCH AND DISCOVERY. 1 de febrero de 20116.vol. 1, no. 51216, p. 6-23

KUENEN, D. y MIGLIORINI, C. Turbidity Currents as a Cause of Graded Bedding. En: GEOLOGY. 1 de Marzo de 1950.vol. 58, p. 91-127

LACH, J. IOR for Deep Water Gulf of Mexico. [Print(0)]:2010. 143-239

LINDBERG, A.; ELLIS, J. y DEKKER,L. Regional Frontier Exploration in the Sinu Basin, Northwest Colombia. En: SOCIETY OF EXPLORATION GEOPHYSICIST. 29 de Octubre de 1989.vol. 1, no. SEG-1989-0300, p. 1-3

LOTIT, T., *et al.* Condensed Sections: The Key to Age Determination and Correlation of Continental Margin Sequences. En: SOCIETY OF ECONOMIC PALEONTOLOGIST AND MINERALOGISTS. 1 de Enero de 2012.vol. 1, p. 1

MAHAFFIE, M. Reservoir Classification for Turbidite Intervals at the Mars Discovery. En: HOUSTON GEOLOGICAL SOCIETY. 1 de marzo de 1995.vol. 37, no. 7, p. 1-10

MARÍN, J., et al. Evaluación Geológica y Prospectividad Sector Sinú-Urabá. En: BOLETÍN DE GEOLOGÍA. 20 de mayo de 2010. vol. 32, no. 1, p. 2-7

MARÍN, O. Flujo Natural- Análisis Nodal. [Electronic(1)]:2012. 1-55

MARTINEZ, H. et al. Las Regalías en el sector de los Hidrocarburos. 2008. p. 11

MORENO, O., et al. Modelo Alternativo Para El Desarrollo Del Frente Deformado Costa Fuera Del Caribe Colombiano. (29 de Septiembre de 2009). 2009. p. 6

MUTTI, E. y NORMARK, R. An Integrated Approach to the Study of Turbidite Systems. En: WEIMER, P. y LINK, M. 1991. 75-106 p.

OSORNO, J. y RANGEL, A. Geochemical Assesment and Petroleum Systems in the Sinú-San Jacinto Basin. Marine and Petroleum Geology. En: MARINE AND PETROLEUM GEOLOGY. 12 de marzo de 2015. vol. 65, p. 217-231

PARIS DE FERRER, M. Fundamentos De Ingeniería De Yacimientos. Astro Data ed. Maracaibo: 2010. 588 p. ISBN 978-980-12

PAUL WEIMER et. all. AAPG Studies in Geology Volume 57. 2006

Petrofed. Offshore Oil and Production. [Electronic(1)]. 1 de Junio de 2016. [Consultado el Junio/12016]. Disponible en: petrofed.winwinhosting.net: chrome-extension://oemmnadbldboiebfnladdacbdm/adm/<http://petrofed.winwinhosting.net/upload/IAI/17-20mar10/OffshoreoilandProd.pdf>

PLC, C. E. Frontier Oil & Gas Exploration in South Asia. 2007. p. 43

PRINCE, J., et al. Tertiary Depositional Enviroments and Reservoir Properties in the Sinú Accretionary Prism (Offshore Colombia). En: ACGGP. 21 de Septiembre de 2003. vol. 1, no. 1, p. 1

REY, A. y RUBIANO, J. Estratigrafía Secuencial para el Neógeno Superior en el Suroeste Offshore del Caribe Colombiano. En: AAPG SEARCH AND DISCOVERY. 1 de Julio de 2009. vol. 1, no. 10, p. 1-5

RICHARDS, M. y BOWMAN, M. Submarine fans and Related Depositional Systems II: Variability in Reservoir Architecture and Wireline Log Character. En: MARINE AND PETROLEUM GEOLOGY. 15 de Diciembre de 1998. vol. 15, no. 8, p. 821-839

RICHARDS, M.; BOWMAN, M. y READING, H. Submarine-fan Systems I: Characterization and Stratigraphic Prediction. En: MARINE AND PETROLEUM GEOLOGY. 15 de noviembre de 1998. vol. 15, no. 7, p. 689-717

Schlumberger. Schlumberger Glossary. [Electronic(1)]. 8 de noviembre del 2016. [Consultado el Abril/26/2016]. Disponible en: <http://www.glossary.oilfield.slb.com>

Subsea IQ. Offshore Field Development. [Electronic(1)]. 27 de mayo de 2016. [Consultado el Mayo/27/2016]. Disponible en: <http://www.subseaiq.com/>

THADATHIL,P., et al. Surface Layer Temperature Inversion in the Bay of Bengal. India. En: GEOPHYSICAL RESEARCH. 11 de agosto de 2016.vol. 1, no. 1,

UPME y Ministerio de Minas. Balance De Gas Natural En Colombia 2016-2024. [Print(0)]:2016. 1

VAN HOORN, B. Structural Settings of Turbidite Systems: A Global Comparison. En: SEARCH AND DISCOVERY. 14 de Septiembre de 2014.vol. 1, p. 1-42

VARGAS, C. Evaluation Total Yet-to-find Hydrocarbon Volume in Colombia. En: EARTH SCIENCES RESEARCH. 1 de abril de 2012.vol. 16, no. Especial, p. 1-562

VINNELS, J., et al. Depositional Processes Across the Sinú Accretionary Prism. En: MARINE AND PETROLEUM GEOLOGY. 1 abril de 2010.vol. 27, no. 4, p. 794-809

WEIMER,P. Sequences Stratigraphy, Facies Geometries and Depositional History of the Mississippi Fan, Deep Gulf of Mexico. En: AAPG SEARCH AND DISCOVERY. 1 de enero de 1990.vol. 74, no. 4, p. 425-453

WEIMER, P. y LINK, M. Seismic Facies and Sedimentary Processes of Submarine Fans and Turbidite Systems. Weimer, P. ed. Springer Science, 1991. 447 p. ISBN 9781468482768

WEIMER, P. y SLATT, R. Petroleum Geology of Deepwater Settings. En: AAPG SEARCH AND DISCOVERY. vol. 57,

WILGUS, B., *et al.* Sea- Level Changes: An Integrated Approach. Society of Economic Paleontologists ed. Estados Unidos: 1989. 400 p. ISBN 0918985749

WOOD, M. y GCA. East Africa- Major Gas Projects Development Plans and Costs. 2014. p. 2-19

ANEXOS

ANEXO A.

PROCEDIMIENTO Y EXPLICACIÓN DE WELLFLO

A continuación, se mostrará y explicara el procedimiento realizado con el software Wellflo de manera que se entienda claramente los datos que se utilizaron y los resultados obtenidos.

El uso de Wellflo fue necesario para determinar posibles caudales de operación para diferentes escenarios. Los escenarios o casos que se plantean para este trabajo son los siguientes: Producción de un yacimiento de gas sobrepresionado, Producción de un yacimiento de gas con presión normal y Producción de un yacimiento de petróleo.

Simulación para Yacimiento de Gas Seco Sobrepresionado

En la **Figura 34** se muestra la sección de pozo y tipo de flujo del simulador en la cual para efectos de la simulación se escogió un tipo de pozo productor, no se selecciona ningún método de levantamiento artificial por lo que se asume que se producirá el hidrocarburo por flujo natural. El hidrocarburo fluirá por la tubería de producción, para este primer escenario de simulación, se tomó como tipo de fluido gas seco sobrepresionado y para el modelo de la IPR se escogió la opción de pozo vertical.

Figura 34 Pozo y Tipo de Flujo.

Well and Flow Type

Well Type
 Producer Injector Pipeline

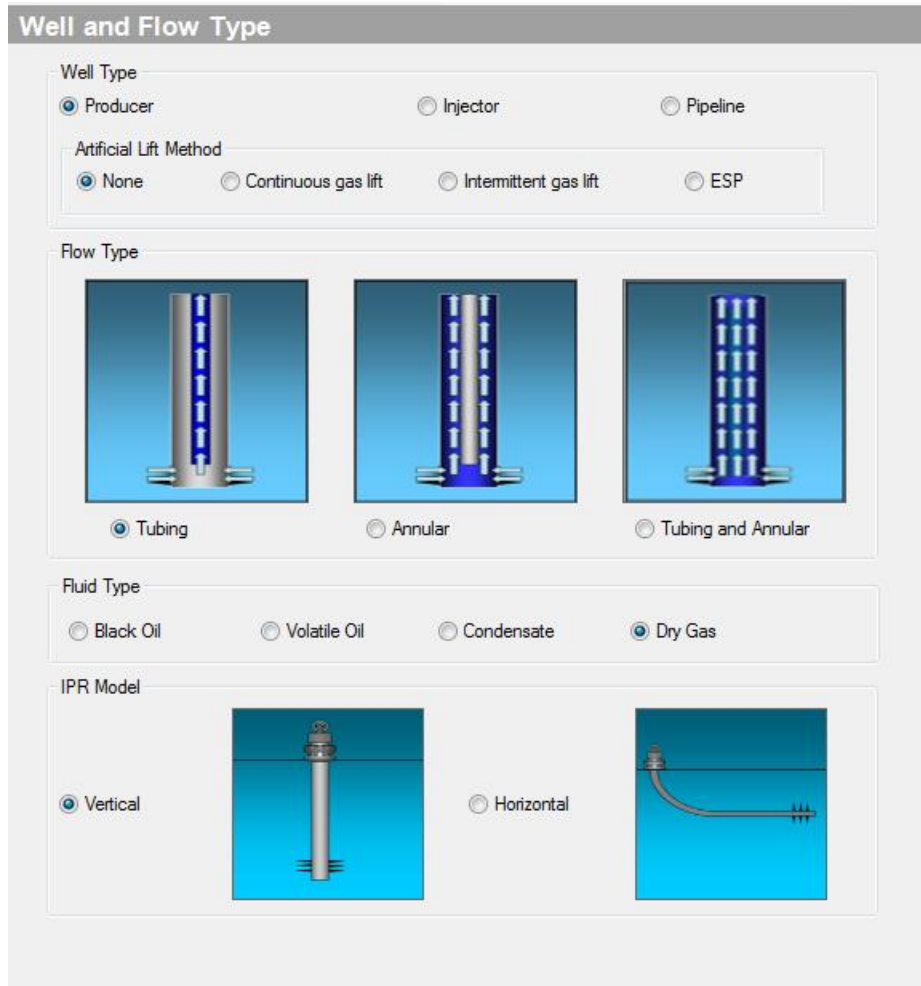
Artificial Lift Method
 None Continuous gas lift Intermittent gas lift ESP

Flow Type

Tubing Annular Tubing and Annular

Fluid Type
 Black Oil Volatile Oil Condensate Dry Gas

IPR Model
 Vertical Horizontal



Fuente: Wellflo

El siguiente paso se muestra en la **Figura 35** en la cual se especifican las correlaciones de flujo a utilizar. Para este caso de simulación, la correlación que se modificó fue en la sección de pozo, ya que esta es utilizada para los componentes por debajo del cabezal de producción. La correlación de Gray se seleccionó debido a que esta es la que mejor se adapta para el caso de un yacimiento de gas.

Figura 35 Correlaciones de Flujo

Flow Correlations

Well and Riser
Correlation: Gray

Change correlation at MD: 0 ft

Deep Well Flow Correlation: Hagedorn and Brown (Modified)

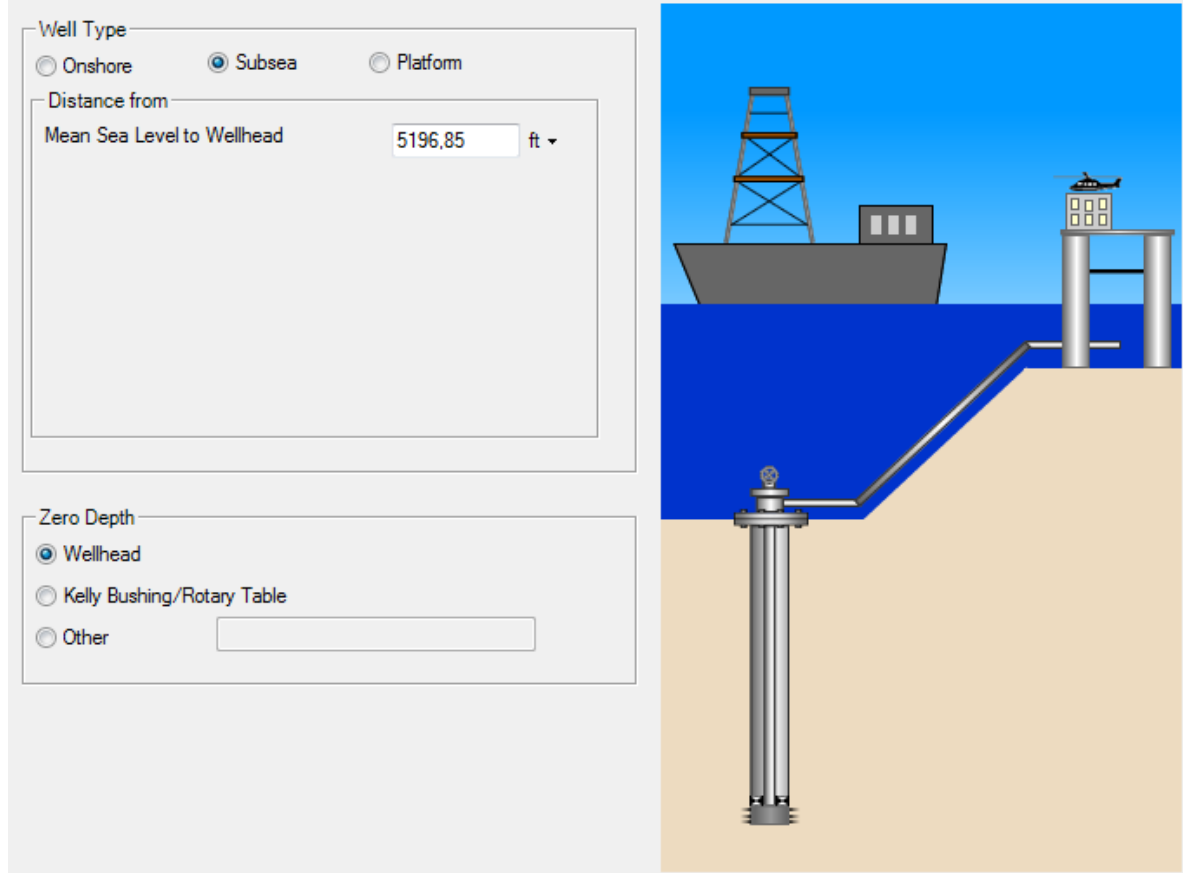
Well and Riser L Factor: 1.0000

Critical flow for liquid loading: Turner 1.0000

Fuente: Wellflo

En la siguiente sección fue necesario especificar la profundidad de referencia como se muestra en la **Figura 36** en la que se seleccionó la opción de tipo de pozo submarino y la tabla de agua que se utilizó (5197 ft) fue tomada como referencia del pozo KRONOS-1 perforado en la Cuenca Sinú-Offshore en el Bloque Fuerte Sur. La profundidad de referencia (cero) es tomada desde el cabezal del pozo.

Figura 36 Profundidad de Referencia



Fuente: Wellflo

En la siguiente sección la cual corresponde a los parámetros de los fluidos observada en la **Figura 37**, el modelo PVT seleccionado fue Black Oil, la gravedad específica del gas fue tomada como 0.5560 por ser un valor común para campos productores de gas, la salinidad del agua se tomó como 35000 ppm³⁹, valor seleccionado como referencia por los pozos análogos de la Guajira. La presión y la temperatura son de 6654 psia y 195 F respectivamente, estos valores son el resultado del uso de los datos obtenidos de los análogos de Nigeria en los cuales se seleccionó un gradiente de presión igual a 0.5452 el cual multiplicado por la TVD del pozo KRONOS-1 (3720 m) dio ese valor. El gradiente de temperatura fue seleccionado de datos promedio otorgados por la ANH para la zona. Los factores volumétricos, viscosidades y demás propiedades son calculados por el simulador. La permeabilidad se tomó como 32 md ya que este es un valor esperado por el ambiente de deposición de la zona.

³⁹ Rosa, M., Castellanos, O., Montenegro, G., Sanchez, C., Mora, C., Reyes, J., & Martinez, A. (2009). Oportunidades Exploratorias en la Cuenca Guajira Costa Adentro. (pág. 46). ANH-Universidad de Pamplona.

Figura 37 Parámetros de los Fluidos

PVT Type

Black Oil Compositional

Processed Fluid Data

Gas Specific Gravity: 0,5560 sp grav ▾

Water Salinity: 35000,0000 ppm ▾

Water Gravity: 1,0234 sp grav ▾

Ug: Carr ▾

Surface Tension: Advanced ▾

Use tuned correlations

Tune correlations to PVT data ...

Inorganics

H2S: 0 Fraction ▾

CO2: 0 Fraction ▾

N2: 0 Fraction ▾

Check Charts

Properties In

Pressure: 6654,000 psia ▾

Temperature: 195,0 deg F ▾

Calculate

Properties Out

Bg: 0,0032 ft³/SCF ▾ Bw: 1,0276 bbl/STB ▾

Ug: 0,0269 cp ▾ Uw: 0,3070 cp ▾

Rho g: 13,4472 lb/ft³ ▾ Rho w: 62,1719 lb/ft³ ▾

Sigma w: 42,885 dyne/cm ▾

Fuente: Wellflo

La siguiente sección del simulador, corresponde a la parte de Datos de las Capas del Reservorio. En la **Figura 38**, se observa la pestaña General de dicha sección en la cual se especificó la presión del reservorio, su temperatura, su MD que por ser un pozo vertical es la misma TVD, la permeabilidad fue tomada a partir de los análogos seleccionados, el espesor de la capa se tomó como 50 ft por ser una valor promedio para arenas laminares a nivel mundial. El radio del pozo es de 0,79 ft, este radio se seleccionó por permitir diferentes combinaciones de revestimientos, los cuales a su vez permitirán el uso de diferentes tuberías de producción. Esto se realizó con la finalidad de hacer sensibilidades en la curva TPR (tubing performance relationship) con diferentes diámetros de tuberías de producción, para verificar cual sería la más adecuada. El simulador Wellflo para los escenarios de gas, maneja un modelo de IPR (Inflow Performance Relationship) conocido como pseudo presión normalizada. Al hacer una comparación entre este método contra el método de Fetkovich's el cual es el más recomendado para yacimientos de gas, se generó una IPR con valores cercanos a los obtenidos por el simulador. Se asume que no hay daño por lo que las casillas de daño no se activan.

Figura 38 Pestaña General de la Sección Datos de las Capas del Reservorio.

Reservoir Layers Data

Layer 1 General

Active Name: Layer 1

Pressure	6654,000	psia	IPR Model	NormalisedPseudoPressure	<input type="button" value="Export"/>
Temperature	195,0	deg F	IPR Data		
Midperf Depth (MD)	12205,00	ft	<input type="checkbox"/> Include non-Darcy effects		
Permeability	32,0000	md	<input type="checkbox"/> Use calculated skin		
Thickness (TVD)	50,00	ft	Total Darcy Skin	1,0000	
Wellbore Radius	0,79	ft	Total Non-Darcy Skin	0	1/(MMSCF/d)
Relative Injectivity	0	Fraction	<input type="checkbox"/> Fractured		
Water Gas Ratio	0	STB/MMSCF			

Fuente: Wellflo

La **Figura 39** muestra la sección de la geometría del área de drenaje, la opción seleccionada fue un área circular, para la determinación del radio externo de drenaje se utilizó un pozo análogo de la cuenca de Nigeria del cual se tomó su volumen total de gas producido y mediante el uso de la fórmula de gas original en sitio (OGIP) se despejó el radio.

Figura 39 Geometría del Área de Drenaje.

Drainage shape

Circular
 Rectangular
 Wedge-shaped

External radius: 1275,00 ft

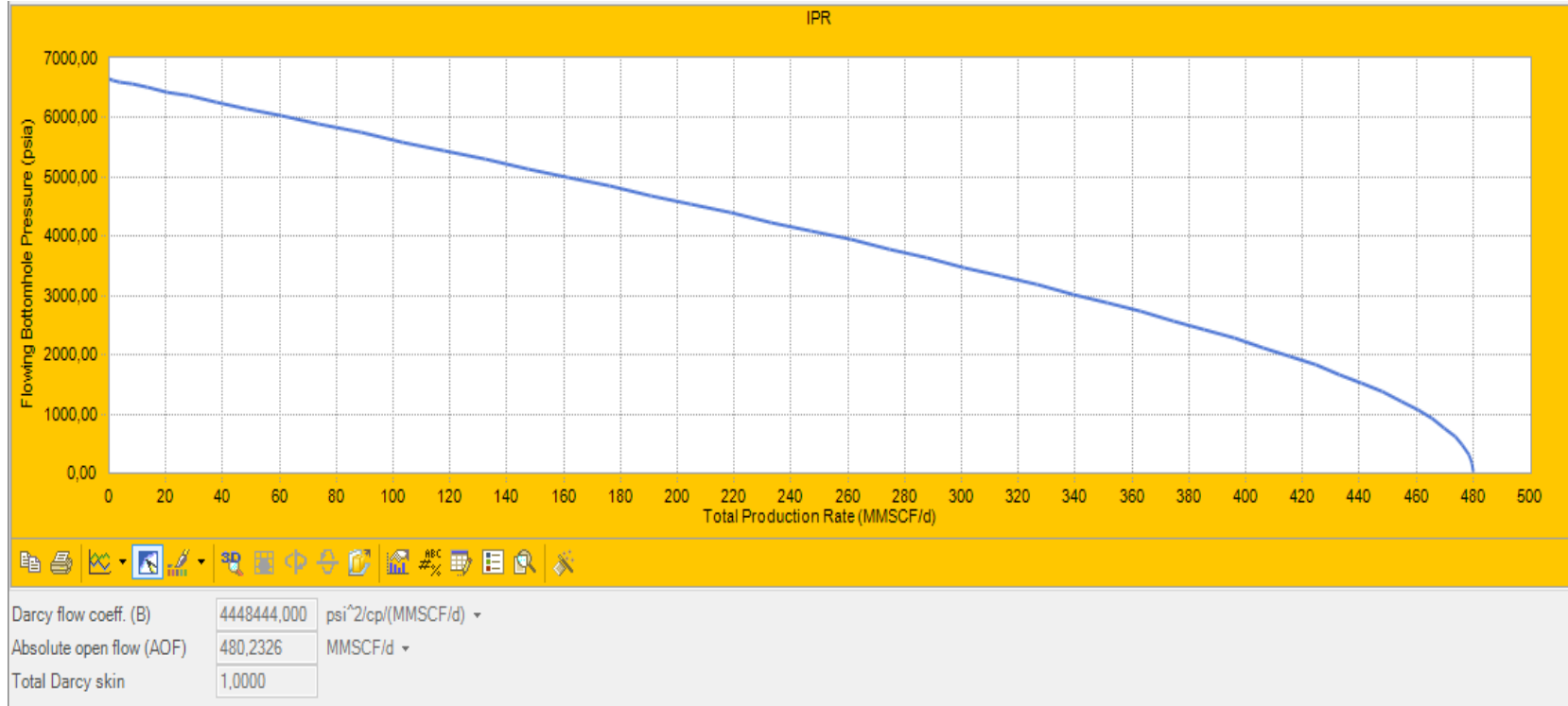
Drainage area: 5107051,5 ft²

Dietz shape factor: 31,62000

Fuente: Wellflo

La **Gráfica 31** corresponde a la sección IPR y en este se observa la IPR generada por el simulador para el primer caso de un yacimiento de gas sobrepresionado

Gráfica 31 Curva IPR



Fuente: Wellflo

La productividad de un reservorio es definida por la capacidad de entrega del mismo a cierta presión de fondo fluente, la productividad de un reservorio se ve afectada normalmente por: la presión del reservorio, el espesor de la capa, la permeabilidad, el radio del pozo, las propiedades de los fluidos y los límites del reservorio entre otros. La generación de la curva IPR para este pozo, demuestra que esta gráfica es una relación entre caudales de flujo y las presiones de fondo fluente. A medida que la presión de fondo fluente sea menor, los caudales de flujo serán mayores. El AOF (Absolute Open Flow) el cual representa la máxima productividad que puede generar el reservorio, para este caso, es de 480 MMSCF/d.

La **Figura 40** y la **Figura 41** corresponden a las secciones de Tubería de producción y Revestimiento respectivamente. Los valores de diámetros fueron seleccionados a partir de las tablas de la API para Tuberías de Producción y Revestimiento respectivamente. Para este caso se usó una tubería de producción de 4,5 pulgadas.

Figura 40 Tubería de Producción

Wellbore Equipment									
Tubing Casing Restrictions Trace Points									
Enter Data For									
<input type="radio"/> Length <input checked="" type="radio"/> Depth Depths are measured from Wellhead.									
<div style="display: flex; justify-content: space-between; align-items: center;"> + + + + + + + </div>									
	Name	Start Point Measured Depth	End Point Measure Depth	Segment Length	External Diameter	Internal Diameter	Absolute Roughness	Flow Configuration	
		ft	ft	ft	in	in	in		
1	sarta de produccion	5197,00	12100,00	6903,00	4,500	3,958	0,0012	Tubing	

Fuente: Wellflo

Figura 41 Revestimiento

Wellbore Equipment							
Tubing Casing Restrictions Trace Points							
Enter Data For							
<input type="radio"/> Length <input checked="" type="radio"/> Depth Depths are measured from Wellhead.							
	Name	Start Point Measured Depth	End Point Measure Depth	Segment Length	External Diameter	Internal Diameter	Absolute Roughness
		ft	ft	ft	in	in	in
1	Casing	5197,00	12400,00	7203,00	7,625	7,125	0,0012

Fuente: Wellflo

En la siguiente sección la cual se observa en la **Figura 42** es la del modelo de temperatura, los datos son agregados manualmente a partir de la temperatura en el lecho marino hasta la profundidad del reservorio.

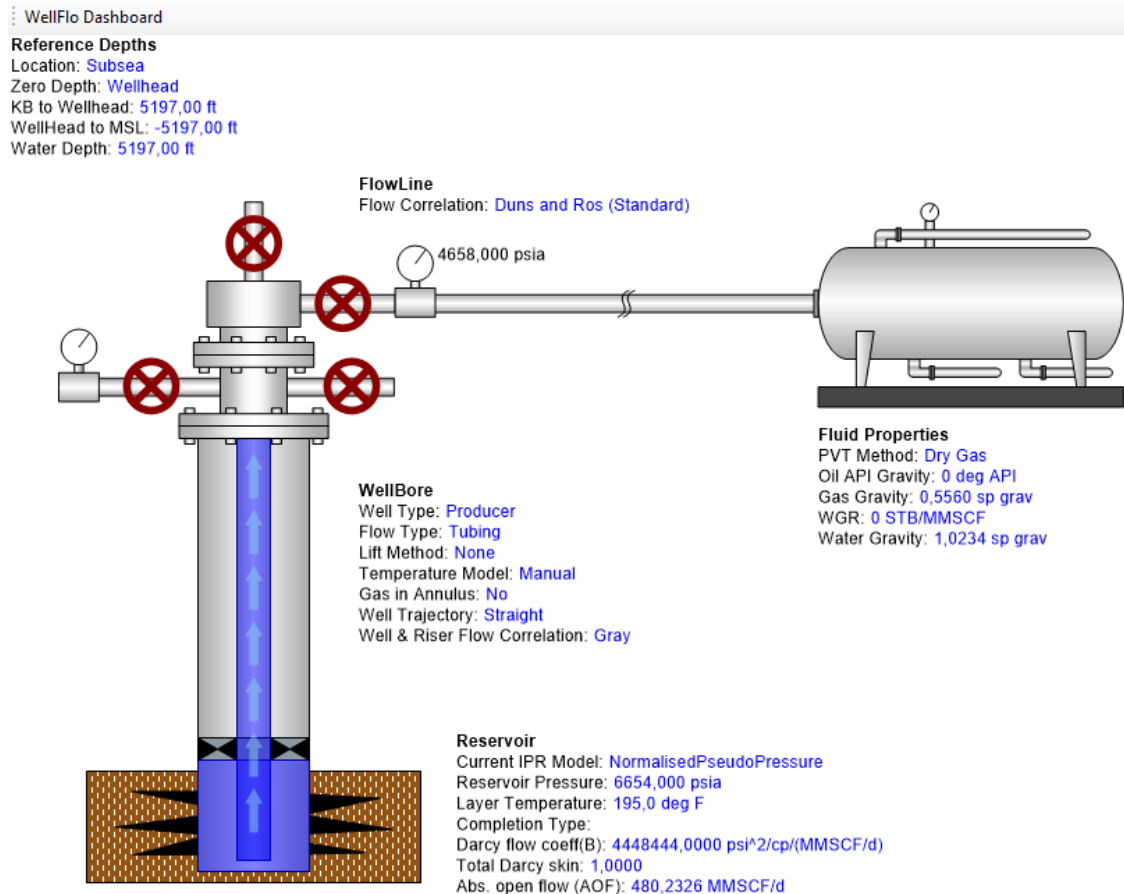
Figura 42 Modelo de Temperatura

Temperature Model		
Model		
<input checked="" type="radio"/> Manual <input type="radio"/> Calculated <input type="radio"/> Coupled <input type="radio"/> Calibrated		
Wellbore Flowline		
	Measured Depth	Temperature
	ft	deg F
1	5196,00	106,6
2	12100,00	193,7
3	12205,00	195,0
4	12400,00	195,0

Fuente: Wellflo

La **Figura 43** muestra el esquema de la simulación para este escenario Sobrepresionado.

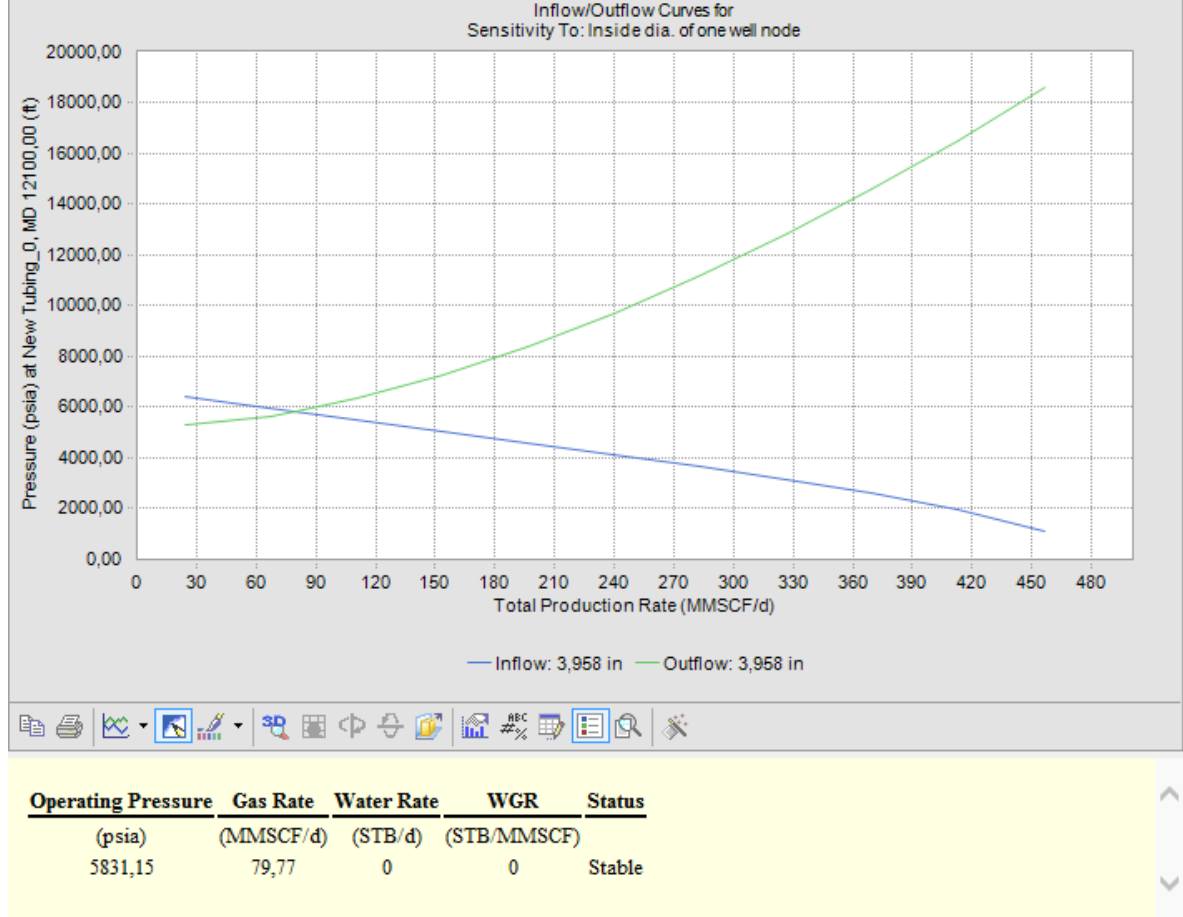
Figura 43 Esquema Wellflo Gas Sobrepresionado



Fuente: Wellflo

La siguiente sección, corresponde a la parte de Análisis, en esta sección se especificó un modelo de análisis nodal para determinar el punto operacional, el formato de profundidad se selecciona como MD (por no haber un ángulo de inclinación, es el mismo TVD). Se asumen pérdidas de presión del 30% desde el yacimiento hasta el cabezal del pozo y pérdidas correspondientes al 20% desde el cabezal hasta la facilidad de producción. El nodo superior es el cabezal del pozo ubicado a 5197 ft con una presión de 4658 psia (valor correspondiente al 30% de pérdidas de presión). El nodo inferior es el yacimiento ubicado a 12205 ft con una presión de 6654 psia. El nodo solución se ubica en la sarta de producción ubicada a 12100 ft. Al correr el simulador, se obtienen los siguientes resultados: Presión de Operación de 5831 con un Caudal de 80 MMSCF/d. Dichos resultados se muestran en la **Gráfica 32**.

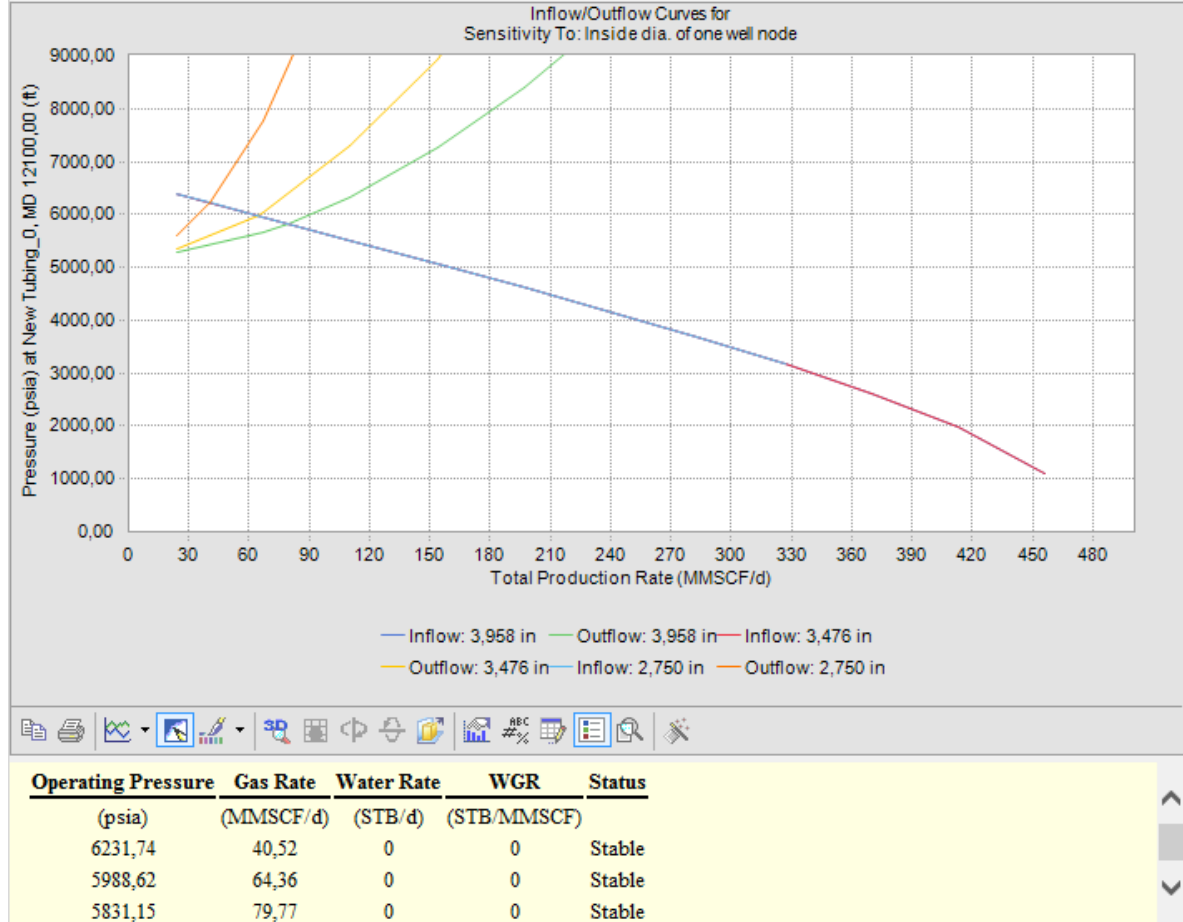
Gráfica 32 Punto Operacional con Tubería 4,5”



Fuente: Wellflo

Las otras sensibilidades que se realizaron para el yacimiento de gas sobrepresionado consistieron en modificar el tamaño de la sarta de producción para ver y analizar el cambio en la TPR. Esto se hizo para seleccionar la tubería que mejor se adecue para la producción del yacimiento. La sensibilidad se realizó modificando los tamaños de las tuberías de producción porque estos pozos producirán sin el uso de métodos de levantamiento artificial. Los tamaños de tuberías de producción utilizados fueron respectivamente de: 4 pulgadas y 3,5 pulgadas. Los resultados obtenidos de ambas simulaciones se aprecian en la **Gráfica 33**.

Gráfica 33 Sensibilidades con tuberías 4,5" 4,0" y 3,5".



Fuente: Wellflo

En la **Tabla 31** se muestra en resumen, los datos utilizados para el primer caso de simulación de un yacimiento de gas seco sobrepresionado y los resultados obtenidos.

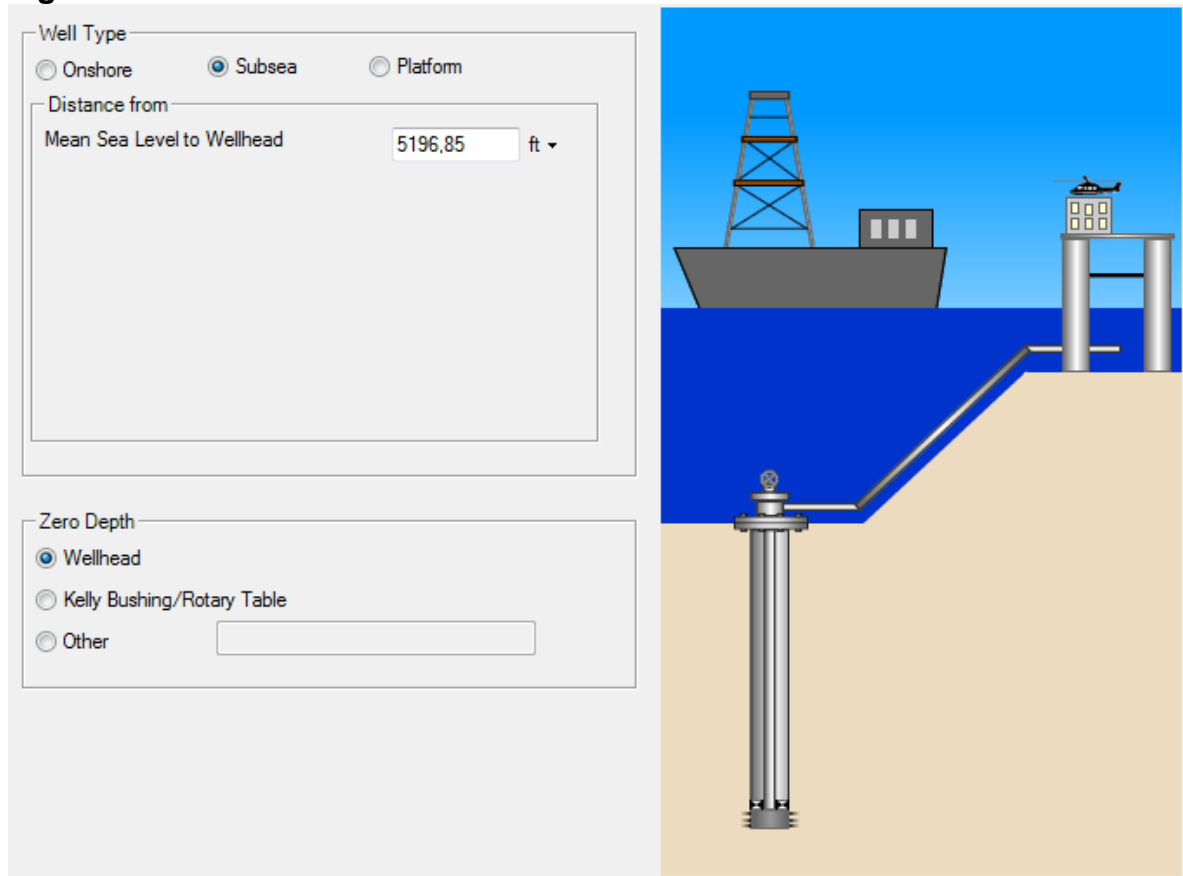
Tabla 31 Resumen Simulación Yacimiento Gas Seco Sobrepresionado.

TABLA DE AGUA	5197 ft	(AOF)	480 MMSCF/d
PRESIÓN DEL YACIMIENTO	6654 Psia	PWF CON SARTA DE PRODUCCION DE 4,5"	5831 psia
TEMPERATURA DEL YACIMIENTO	195 F	CAUDAL DE GAS CON SARTA DE PRODUCCIÓN DE 4,5"	80 MMSCF/d
PROFUNDIDAD DEL CAÑONEO	12205 ft	PWF CON SARTA DE PRODUCCION DE 4,0"	5988 psia
ESPEJOR CAÑONEADO	50 ft	CAUDAL DE GAS CON SARTA DE PRODUCCIÓN DE 4,0"	64 MMSCF/d
PERMEABILIDAD DEL RESERVORIO	32 md	PWF CON SARTA DE PRODUCCION DE 3,5"	6232 psia
RADIO DEL POZO	0.79 ft	CAUDAL DE GAS CON SARTA DE PRODUCCIÓN DE 3,5"	41 MMSCF/d

Simulación para Yacimiento de Gas Seco con Presión Normal.

La segunda simulación que se realizó fue para el caso de un yacimiento de gas con presión normal. La **Figura 44** muestra que la tabla de agua a vencer para este caso también será de 5197 pies.

Figura 44 Profundidad de Referencia Yacimiento Gas con Presión Normal.



Fuente: Wellflo

En la sección Parámetros de los fluidos fue seleccionado un modelo PVT tipo Black Oil, y la presión que se utilizó fue de 5288 psia, dato generado a partir del gradiente de presión del análogo de Bangladesh el cual corresponde a 0.433 psia/ft. La **Figura 45** muestra la modificación de los datos.

Figura 45 Parámetros de los Fluidos para Yacimiento Gas con Presión Normal.

Fluid Parameters

PVT Type

Black Oil
 Compositional

Processed Fluid Data

Gas Specific Gravity sp grav ▾

Water Salinity ppm ▾

Water Gravity sp grav ▾

Ug ▾

Surface Tension ▾

Use tuned correlations

Inorganics

H2S Fraction ▾

CO2 Fraction ▾

N2 Fraction ▾

Check Charts

Properties In

Pressure psia ▾

Temperature deg F ▾

Properties Out

Bg:	<input type="text" value="0.0036"/>	ft ³ /SCF ▾	Bw:	<input type="text" value="1.0292"/>	bbl/STB ▾
Ug:	<input type="text" value="0.0236"/>	cp ▾	Uw:	<input type="text" value="0.3070"/>	cp ▾
Rho g:	<input type="text" value="11.6550"/>	lb/ft ³ ▾	Rho w:	<input type="text" value="62.0723"/>	lb/ft ³ ▾
			Sigma w:	<input type="text" value="44.290"/>	dyne/cm ▾

Fuente: Wellflo

En la sección de datos sobre la capa del reservorio el valor modificado fue el de la presión como se podrá apreciar en la **Figura 46**.

Figura 46 Capa del Reservorio para Yacimiento Gas con Presión Normal.

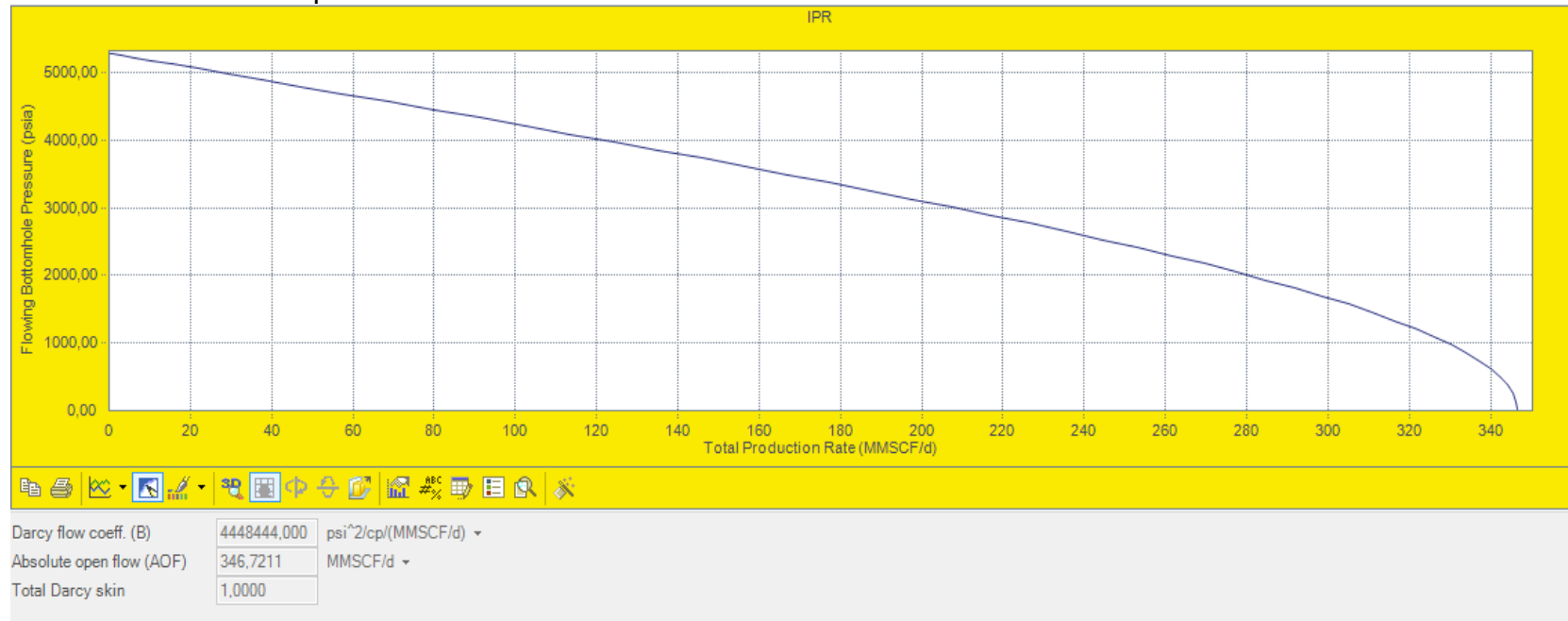
The screenshot displays the 'Reservoir Layers Data' application window. The 'Layer 1 General' tab is active, showing various input fields for reservoir parameters. The 'Pressure' field is highlighted with a red box and contains the value 5288 psia. Other fields include Temperature (195.0 deg F), Midperf Depth (MD) (12205.00 ft), Permeability (32.0000 md), Thickness (TVD) (50.00 ft), Wellbore Radius (0.79 ft), Relative Injectivity (0 Fraction), and Water Gas Ratio (0 STB/MMSCF). The IPR Model is set to 'NormalisedPseudoPressure'. The 'Include non-Darcy effects' checkbox is unchecked. The 'Use calculated skin' checkbox is also unchecked, and the 'Total Darcy Skin' field is set to 1.0000. The 'Total Non-Darcy Skin' field is set to 0 1/(MMSCF/d). The 'Fractured' checkbox is unchecked.

Parameter	Value	Unit
Pressure	5288	psia
Temperature	195.0	deg F
Midperf Depth (MD)	12205.00	ft
Permeability	32.0000	md
Thickness (TVD)	50.00	ft
Wellbore Radius	0.79	ft
Relative Injectivity	0	Fraction
Water Gas Ratio	0	STB/MMSCF

Fuente: Wellflo

La **Gráfica 34** muestra la curva IPR generada a partir de los datos suministrados al simulador para un yacimiento de gas seco con presión normal en la zona. El AOF (Absolute Open Flow) el cual representa la máxima productividad que puede generar el reservorio, para este caso, es de 346,7211 MMSCF/d. Este valor cambio con respecto al yacimiento sobrepresionado por el cambio de presión que existe en el yacimiento. Este es el único factor que afecta el AOF ya que los otros parámetros como el espesor de la capa, la permeabilidad, el radio del pozo, etc.; No fueron modificados.

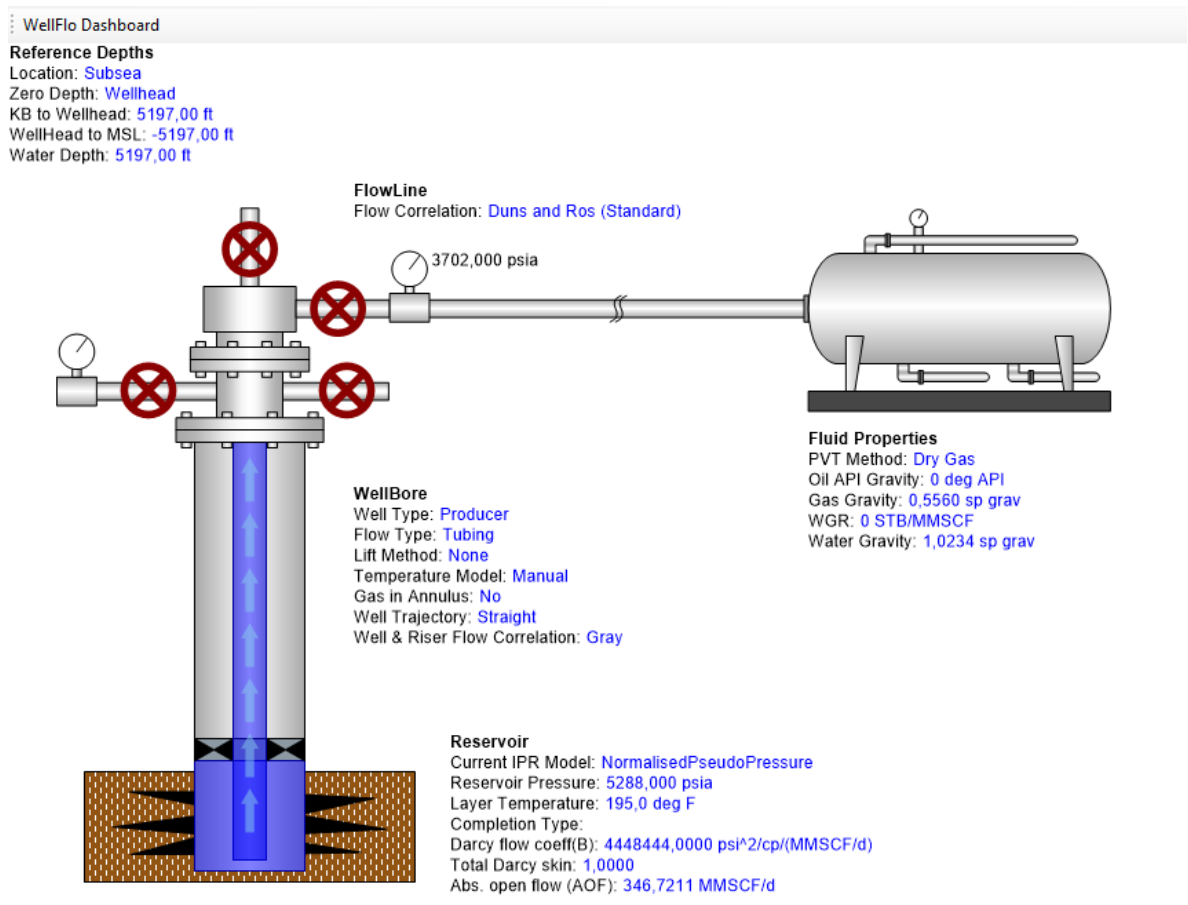
Gráfica 34 Curva IPR para Yacimiento Gas Presión Normal.



Fuente: Wellflo

La **Figura 47** muestra el esquema de la simulación para el caso de gas presión normal.

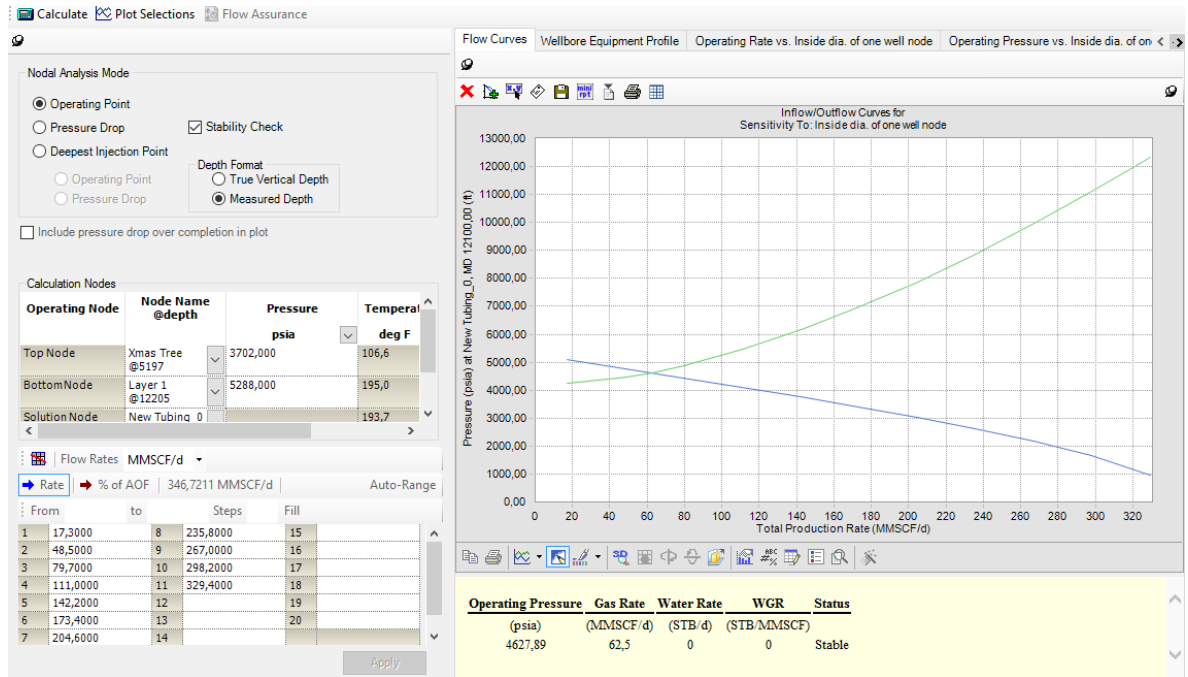
Figura 47 Esquema Wellflo Gas Presión Normal



Fuente: Wellflo

La siguiente sección, corresponde a la parte de Análisis, en esta sección se especificó un modelo de análisis nodal para determinar el punto operacional, el formato de profundidad se selecciona como MD (por no haber un ángulo de inclinación, es el mismo TVD). Se vuelven a asumir pérdidas de presión del 30% desde el yacimiento hasta el cabezal del pozo. El nodo superior es el cabezal del pozo ubicado a 5197 ft con una presión de 3702 psia (valor correspondiente al 30% de pérdidas de presión). El nodo inferior es el yacimiento ubicado a 12205 ft con una presión de 5288 psia. El nodo solución se ubica en la sarta de producción ubicada a 12100 ft. Al correr el simulador, se obtienen los siguientes resultados: Presión de Operación de 4628 con un Caudal de 63 MMSCF/d. Dichos resultados se muestran en la **Gráfica 35**.

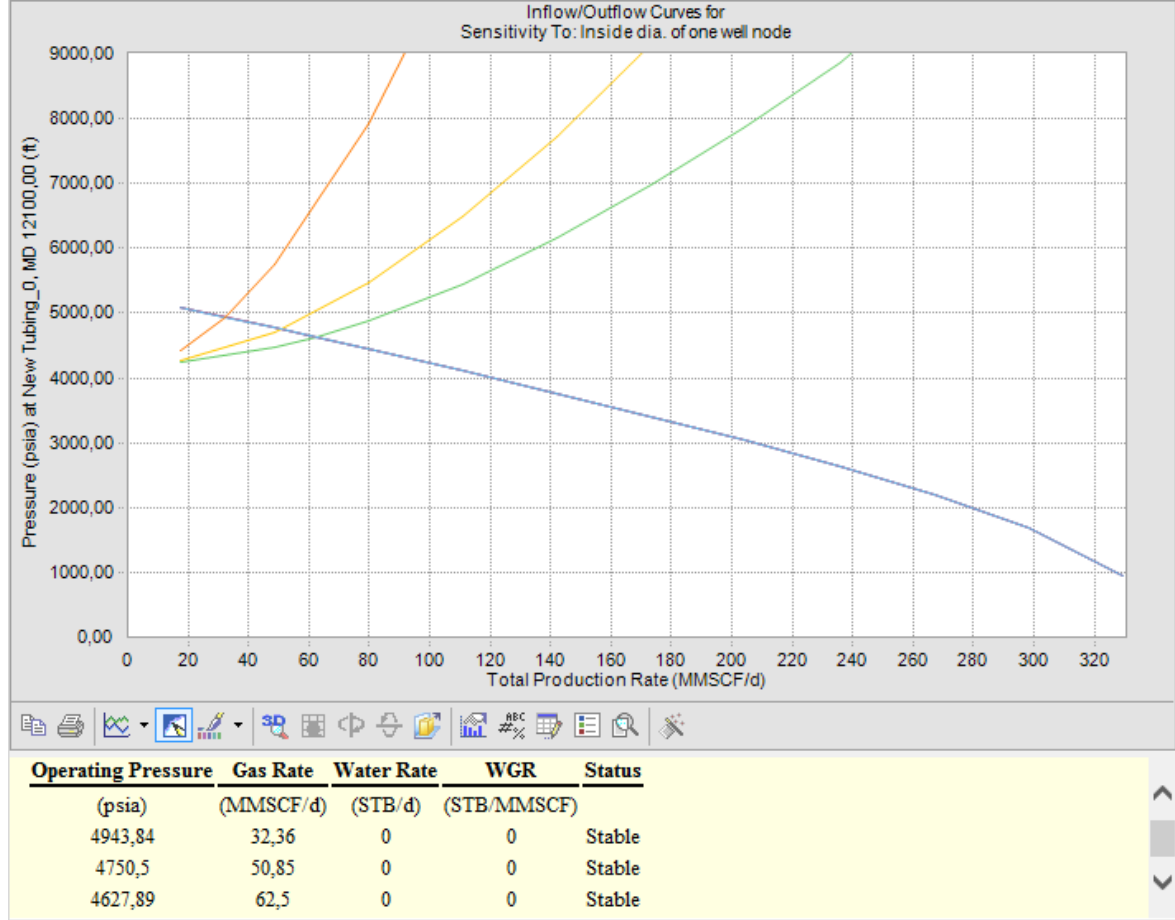
Gráfica 35 Punto Operacional con Tubería 4,5”



Fuente: Wellflo

Las otras sensibilidades que se realizaron para el yacimiento de gas presión normal también consistieron en modificar el tamaño de la sarta de producción para ver y analizar el cambio en la TPR. Los tamaños de tuberías de producción utilizados fueron respectivamente de: 4 pulgadas y 3,5 pulgadas. Los resultados obtenidos de la sensibilidad se muestran en la **Gráfica 36**.

Gráfica 36 Sensibilidades con tuberías 4,5" 4,0" y 3,5" Gas Presión Normal



Fuente: Wellflo

En la **Tabla 32** se muestra en resumen, los datos utilizados para el segundo caso de simulación de un yacimiento de gas seco con presión normal y los resultados obtenidos.

Tabla 32 Resumen Simulación Yacimiento Gas Seco Presión Normal.

TABLA DE AGUA	5197 ft	(AOF)	347MMSCF/d
PRESIÓN DEL YACIMIENTO	5288 Psia	PWF CON SARTA DE PRODUCCION DE 4,5"	4628 psia
TEMPERATURA DEL YACIMIENTO	195 F	CAUDAL DE GAS CON SARTA DE PRODUCCIÓN DE 4,5"	63 MMSCF/d
PROFUNDIDAD DEL CAÑONEO	12205 ft	PWF CON SARTA DE PRODUCCION DE 4,0"	4751 psia
ESPESOR CAÑONEADO	50 ft	CAUDAL DE GAS CON SARTA DE PRODUCCIÓN DE 4,0"	51 MMSCF/d
PERMEABILIDAD DEL RESERVORIO	32 md	PWF CON SARTA DE PRODUCCION DE 3,5"	4944 psia
RADIO DEL POZO	0.79 ft	CAUDAL DE GAS CON SARTA DE PRODUCCIÓN DE 3,5"	32 MMSCF/d

Simulación para Yacimiento de Petróleo.

El último escenario que se analizó usando el simulador Wellflo corresponde a un yacimiento de petróleo. En la **Figura 48** se observa que para este análisis se planteó un tipo de pozo productor, vertical y un tipo de flujo a través de la sarta de producción.

Figura 48 Tipo de Pozo y Tipo de Flujo.

Well and Flow Type

Well Type
 Producer Injector Pipeline

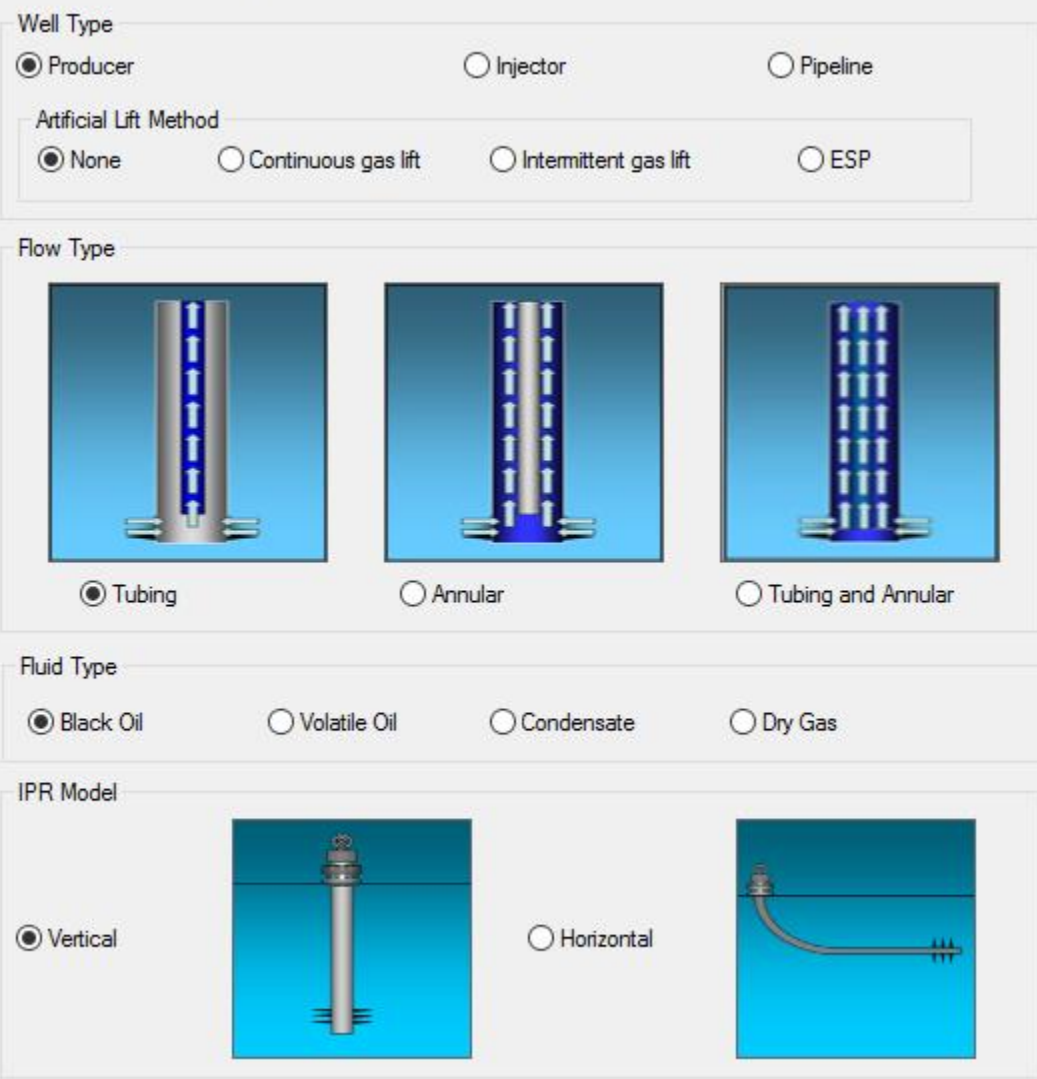
Artificial Lift Method
 None Continuous gas lift Intermittent gas lift ESP

Flow Type

Tubing Annular Tubing and Annular

Fluid Type
 Black Oil Volatile Oil Condensate Dry Gas

IPR Model
 Vertical Horizontal



Fuente: Wellflo

En la sección de las correlaciones a utilizar, se seleccionó la correlación Duns and Ros en la sección Well and Riser. Esto se hizo porque se asume que se producirá aceite y gas a través de la tubería. La correlación de Duns and Ros es aplicable a

este escenario ya que los parámetros de GOR, gravedad API y corte de agua que se manejan están dentro de los rangos de aplicabilidad en la **Figura 49** se aprecia esta correlación.

Figura 49 Correlaciones de Flujo.

The image shows a software interface titled "Flow Correlations". It contains several settings for well flow correlations:

- Well and Riser Correlation:** A dropdown menu set to "Duns and Ros (Standard)".
- Change correlation at MD:** An unchecked checkbox followed by a text input field containing "0" and a unit dropdown set to "ft".
- Deep Well Flow Correlation:** A dropdown menu set to "Hagedorn and Brown (Modific)".
- Well and Riser L Factor:** A text input field containing "1,0000".
- Critical flow for liquid loading:** A dropdown menu set to "Turner" and a text input field containing "1,0000".

Fuente: Wellflo

Nuevamente la tabla de agua de referencia corresponde a 5197 ft dato correspondiente a la tabla de agua del pozo Kronos-1 perforado en el Bloque Fuerte Sur. En la **Figura 50** se puede apreciar este valor.

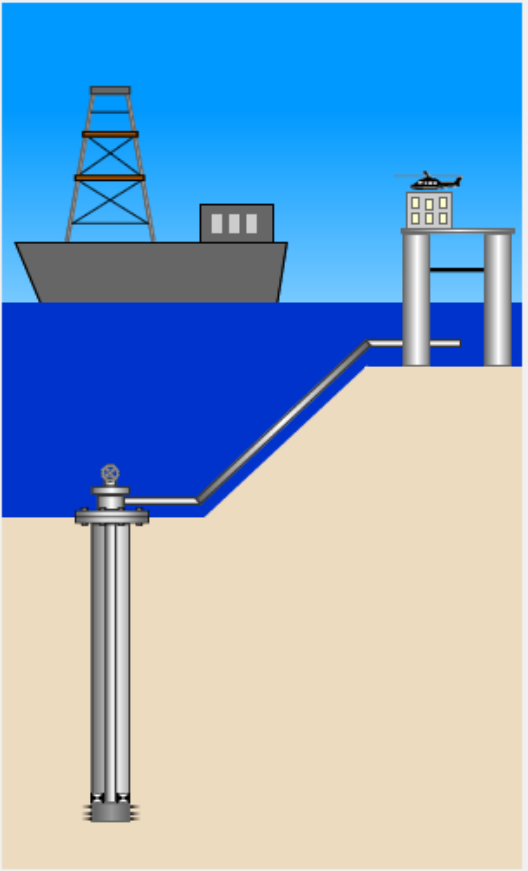
Figura 50 Tabla de Agua.

Reference Depths

Well Type
 Onshore Subsea Platform

Distance from
Mean Sea Level to Wellhead ft ▾

Zero Depth
 Wellhead
 Kelly Bushing/Rotary Table
 Other



The diagram illustrates a subsea well system. On the left, a wellhead is shown on the seabed, connected to a riser pipe that extends to the surface. On the right, a platform is shown on the surface, consisting of a derrick and a building. The seabed is depicted as a light brown surface, and the water column is blue. The sky is also blue.

Fuente: Wellflo

En la siguiente sección correspondiente a los parámetros de los fluidos, se seleccionó un análisis pvt tipo black oil, los valores de gravedad API para el aceite, gravedad específica del gas y salinidad del agua provienen de las tablas de análogos generadas en el capítulo de ambientes sedimentarios. El rango de aplicabilidad para la correlación de acuerdo Carlos Banzer (PVT) permitió la selección de la correlación de Lasater para el cálculo de propiedades como la presión de burbuja, factor volumétrico etc. La **Figura 51** muestra dichos valores.

Figura 51 Parámetros de los Fluidos.

Fluid Parameters			
PVT Type			
<input checked="" type="radio"/> Black Oil		<input type="radio"/> Compositional	
Processed Fluid Data			
Oil API Gravity	23,9996	deg API ▾	Pb, Rs,Bo Lasater ▾
Oil Specific Gravity	0,9100	sp grav ▾	Uo * Beal ▾
Gas Specific Gravity	0,5560	sp grav ▾	Ug * Carr ▾
Water Salinity	35000,0000	ppm ▾	Surface Tension Basic ▾
Water Gravity	1,0234	sp grav ▾	

Fuente: Wellflo

La siguiente sección corresponde al Reservorio. En esta sección se especificó la presión del yacimiento, valor correspondiente a 10462 psia (dato obtenido del gradiente de presión de la tabla de análogos del golfo de México). La temperatura del yacimiento se obtiene de multiplicar el gradiente geotérmico de la zona por la profundidad del yacimiento. Los datos de permeabilidad y espesor corresponden a los análogos del capítulo de ambientes sedimentarios. El modelo de IPR seleccionado es Vogel. En la **Figura 52** se observan los parámetros descritos anteriormente.

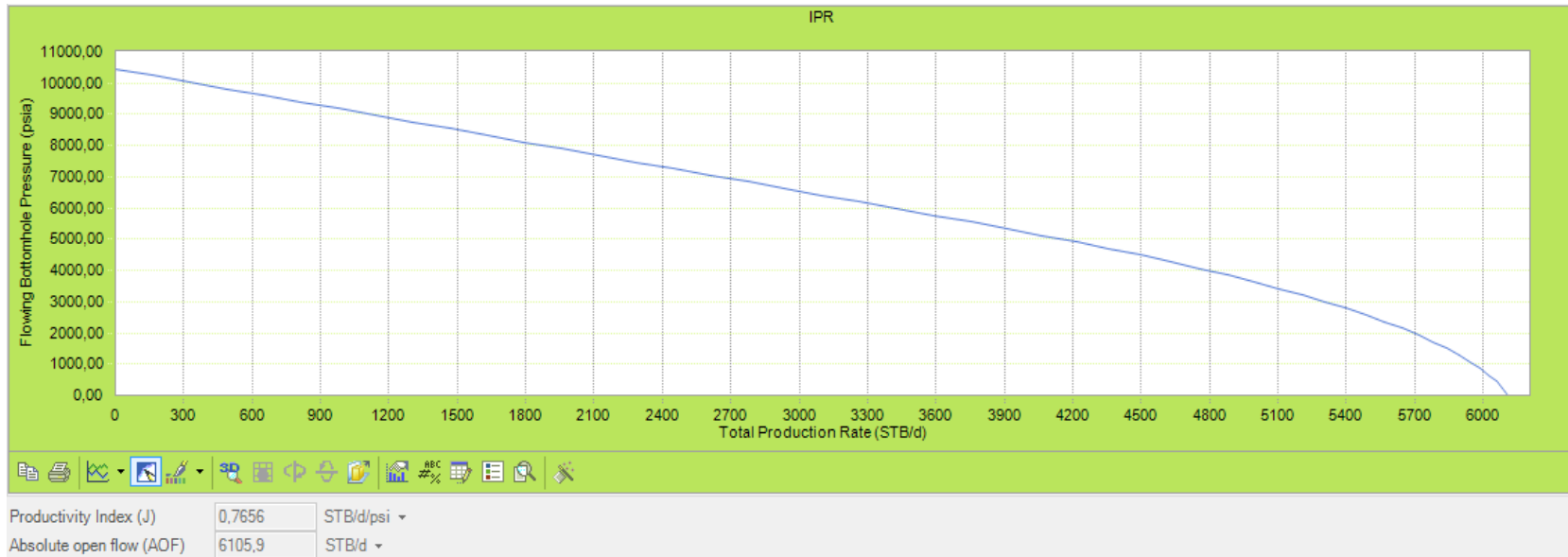
Figura 52 Datos del Yacimiento.

Reservoir Layers Data			
<input type="button" value="+ Add Layer"/> <input type="button" value="Delete Current Layer"/> <input type="button" value="Show Composite IPR"/> <input checked="" type="button" value="Layer Parameters"/> <input type="button" value="Manual"/> <input type="button" value="Test data"/> <input type="button" value="Segmented"/>			
General Drainage Area Geometry IPR Rel. Perm.			
Layer 1 General			
<input checked="" type="checkbox"/> Active	Name	Layer 1	
Pressure	10462,000	psia ▾	IPR Model: Vogel ▾
Temperature	195,0	deg F ▾	IPR Data
Midperf Depth (MD)	12205,00	ft ▾	
Permeability	31,0000	md ▾	<input type="checkbox"/> Include non-Darcy effects
Thickness (TVD)	50,00	ft ▾	<input type="checkbox"/> Use calculated skin
Wellbore Radius	0,79	ft ▾	
Relative Injectivity	0	Fraction ▾	Total Non-Darcy Skin: 0 1/(STB/d) ▾
Water Cut	0	Fraction ▾	<input type="checkbox"/> Fractured
Gas-Oil Ratio	800,0000	SCF/STB ▾	

Fuente: Wellflo

En la **Gráfica 37** se muestra la IPR generada para este escenario. En la cual se puede apreciar claramente que el punto de burbuja se encuentra por debajo de los 6000 psia y el AOF para este escenario de aceite corresponde a un valor de 6106 STB/d

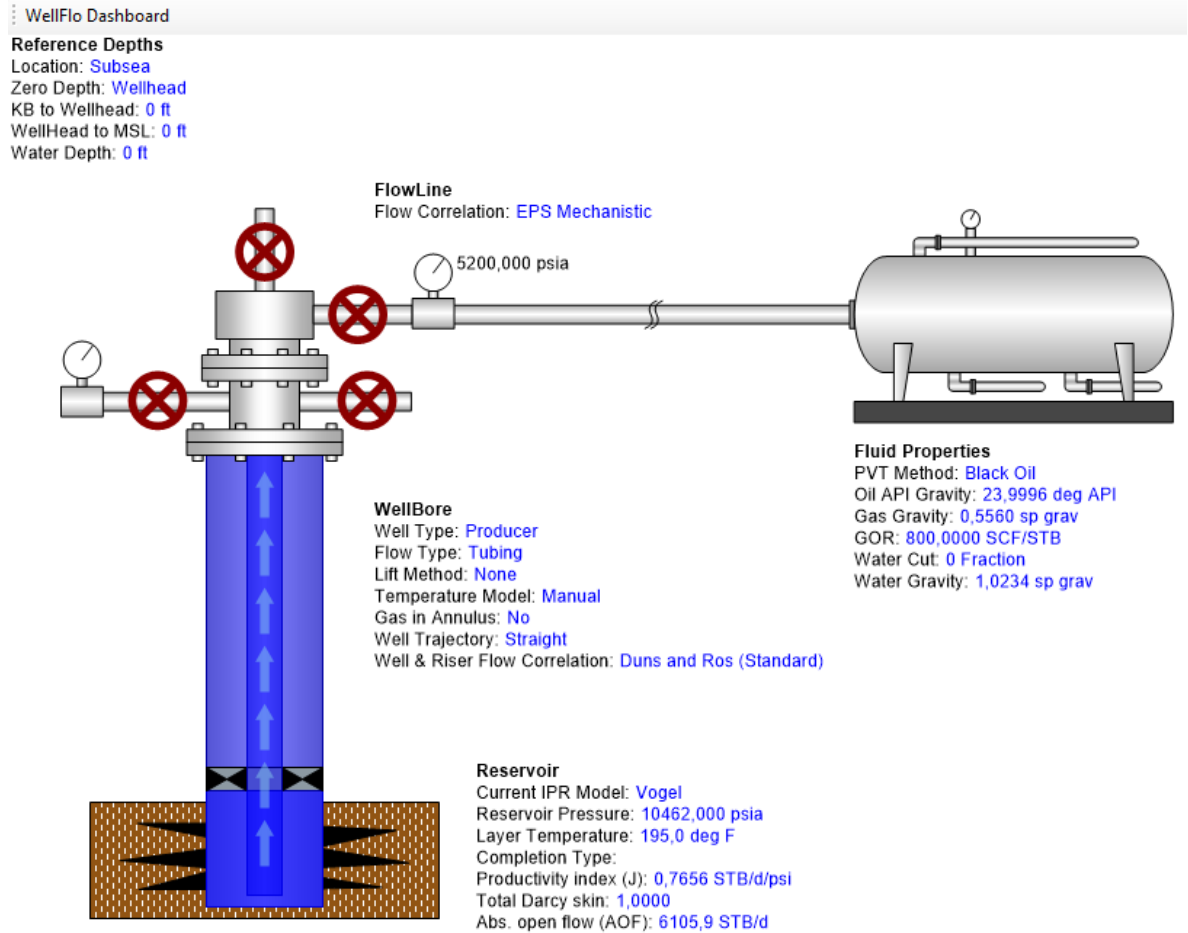
Gráfica 37 Curva IPR Yacimiento Petróleo



Fuente: Wellflo

En la **Figura 53** se observa cómo queda el esquema de este escenario.

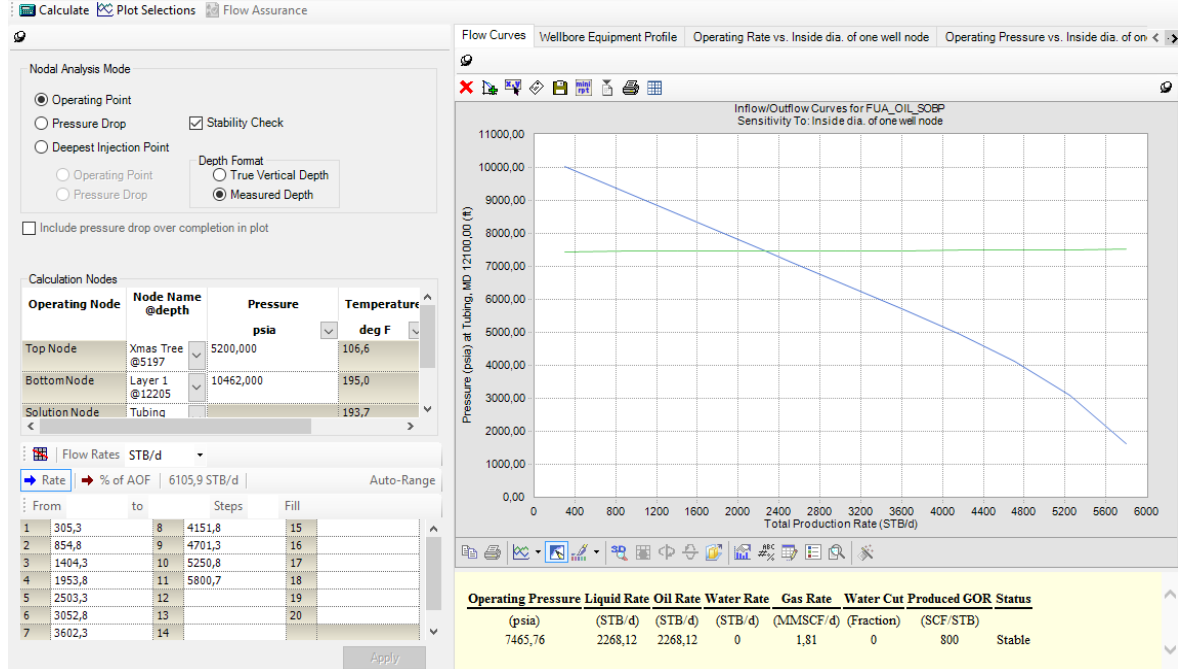
Figura 53 Esquema Wellflo Yacimiento Petróleo



Fuente: Wellflo

En la sección análisis para este escenario, se tomó como nodo de fondo el yacimiento ubicado a 12205 ft, el nodo superior es el cabezal del pozo ubicado a 5197 ft. La presión del yacimiento corresponde a 10462 psia y la presión en el cabezal asumiendo una pérdida del 28,63% de drawdown. El nodo solución se ubicó en la tubería de producción ubicada hasta los 12100 ft. Al calcular el punto operacional para el escenario de aceite con una tubería de 4,5 “se obtuvieron los siguientes resultados: Presión de Operación o Pwf de: 7465,76 psia, Caudal de Aceite: 2268 STB/d y Caudal de Gas: 1,81 MMscf/d En la **Gráfica 38** se muestran los resultados de la simulación.

Gráfica 38 Punto Operacional con Tubería 4,5”.



Fuente: Wellflo

Finalmente, para este escenario también se realizó una sensibilidad con diferentes tamaños de tuberías de producción. Dicha sensibilidad se hizo con tuberías de 4” y 3.5” de OD respectivamente. En la **Gráfica 39** se pueden apreciar los puntos operacionales obtenidos.

Gráfica 39 Sensibilidades con tuberías 4,5" 4,0" y 3,5".



Fuente: Wellflo

En la **Tabla 33** se muestra en resumen, los datos utilizados para el tercer y último caso de simulación de un yacimiento de petróleo y los resultados obtenidos.

Tabla 33 Resumen Simulación Yacimiento Petróleo.

TABLA DE AGUA	5197 ft	(AOF)	6106 STB/d
PRESIÓN DEL YACIMIENTO	10462 Psia	PWF CON SARTA DE PRODUCCION DE 4,5"	7466 psia
TEMPERATURA DEL YACIMIENTO	195 F	CAUDAL DE ACEITE CON SARTA DE PRODUCCIÓN DE 4,5"	2268 STB/d
PROFUNDIDAD DEL CAÑONEO	12205 ft	PWF CON SARTA DE PRODUCCION DE 4,0"	7478 psia
ESPEJOR CAÑONEADO	50 ft	CAUDAL DE ACEITE CON SARTA DE PRODUCCIÓN DE 4,0"	2259 STB/d
PERMEABILIDAD DEL RESERVORIO	31 md	PWF CON SARTA DE PRODUCCION DE 3,5"	7530 psia
RADIO DEL POZO	0.79 ft	CAUDAL DE GAS CON SARTA DE PRODUCCIÓN DE 3,5"	2219 STB/d

ANEXO B

**POZOS PERFORADOS Y DESARROLLO DE LOS CAMPOS EN LOS
PLATEAU.**

En este anexo se encuentra el desarrollo de todos los diferentes volúmenes para los dos escenarios propuestos. En la **Tabla 34**, en la **Tabla 35** y en la **Tabla 36** se pueden ver los tres comportamientos de los pozos en los diferentes volúmenes para el escenario de presión normal (2 Tcf, 3,5 Tcf y 5,3 Tcf respectivamente). Mientras tanto en la **Tabla 37**, la **Tabla 38** y la **Tabla 39** se pueden ver los tres comportamientos de los pozos en los diferentes volúmenes para el escenario de sobrepresión.

Tabla 35 Plan de desarrollo conceptual del proyecto de sobrepresión con 5,3 Tcf

	Well 1	Well 2	Well 3	Well 4	Well 5	Well 6	Well 7	Well 8	Well 9	Well 10	Well 11	Well 12	Well 13	Well 14	Well 15	Well 16	Well 17	Well 18	Well 19	Well 20	Well 21	Well 22	Well 23	Total Gas	Total Cond	Total Gas	No Active Prod Wells	No. Active New Wells	
BCF=	244	244	244	244	244	244	244	244	230	230	230	230	224	224	224	224	217	217	217	217	211	211	211			5267,07			
Year	mmcf	mmcf	mmcf	mmcf	mmcf	mmcf	mmcf	mmcf	mmcf	mmcf	mmcf	mmcf	mmcf	mmcf	mmcf	mmcf	mmcf	mmcf	mmcf	mmcf	mmcf	mmcf	mmcf	mmcf	mmcf	Bcf/a			
2010																													
2011																													
2012																													
2013																													
2014																													
2015																													
2016																													
2017																													
2018																													
2019																													
2020																													
2021	37,0	37,0	37,0	37,0	37,0	37,0	37,0	37,0	37,0																296	0	112	8	8
2022	37,0	37,0	37,0	37,0	37,0	37,0	37,0	37,0	37,0	35,0	35,0	35,0	35,0	34,0	34,0	34,0	34,0	33,0	33,0	33,0	33,0	32,0	32,0	32,0	572	0	217	16	3
2023	37,0	37,0	37,0	37,0	37,0	37,0	37,0	37,0	37,0	35,0	35,0	35,0	35,0	34,0	34,0	34,0	34,0	33,0	33,0	33,0	33,0	32,0	32,0	32,0	800	0	304	23	2
2024	37,0	37,0	37,0	37,0	37,0	37,0	37,0	37,0	37,0	35,0	35,0	35,0	35,0	34,0	34,0	34,0	34,0	33,0	33,0	33,0	33,0	32,0	32,0	32,0	800	0	304	23	1
2025	37,0	37,0	37,0	37,0	37,0	37,0	37,0	37,0	37,0	35,0	35,0	35,0	35,0	34,0	34,0	34,0	34,0	33,0	33,0	33,0	33,0	32,0	32,0	32,0	800	0	304	23	1
2026	37,0	37,0	37,0	37,0	37,0	37,0	37,0	37,0	37,0	35,0	35,0	35,0	35,0	34,0	34,0	34,0	34,0	33,0	33,0	33,0	33,0	32,0	32,0	32,0	800	0	304	23	1
2027	37,0	37,0	37,0	37,0	37,0	37,0	37,0	37,0	37,0	35,0	35,0	35,0	35,0	34,0	34,0	34,0	34,0	33,0	33,0	33,0	33,0	32,0	32,0	32,0	800	0	304	23	0
2028	37,0	37,0	37,0	37,0	37,0	37,0	37,0	37,0	37,0	35,0	35,0	35,0	35,0	34,0	34,0	34,0	34,0	33,0	33,0	33,0	33,0	32,0	32,0	32,0	800	0	304	23	2
2029	37,0	37,0	37,0	37,0	37,0	37,0	37,0	37,0	37,0	35,0	35,0	35,0	35,0	34,0	34,0	34,0	34,0	33,0	33,0	33,0	33,0	32,0	32,0	32,0	800	0	304	23	0
2030	37,0	37,0	37,0	37,0	37,0	37,0	37,0	37,0	37,0	35,0	35,0	35,0	35,0	34,0	34,0	34,0	34,0	33,0	33,0	33,0	33,0	32,0	32,0	32,0	800	0	304	23	1
2031	37,0	37,0	37,0	37,0	37,0	37,0	37,0	37,0	37,0	35,0	35,0	35,0	35,0	34,0	34,0	34,0	34,0	33,0	33,0	33,0	33,0	32,0	32,0	32,0	800	0	304	23	1
2032	37,0	37,0	37,0	37,0	37,0	37,0	37,0	37,0	37,0	35,0	35,0	35,0	35,0	34,0	34,0	34,0	34,0	33,0	33,0	33,0	33,0	32,0	32,0	32,0	800	0	304	23	1
2033	37,0	37,0	37,0	37,0	37,0	37,0	37,0	37,0	37,0	35,0	35,0	35,0	35,0	34,0	34,0	34,0	34,0	33,0	33,0	33,0	33,0	32,0	32,0	32,0	800	0	304	23	1
2034	32,6	32,6	32,6	32,6	32,6	32,6	32,6	32,6	32,6	35,0	35,0	35,0	35,0	34,0	34,0	34,0	34,0	33,0	33,0	33,0	33,0	32,0	32,0	32,0	764	0	290	23	1
2035	28,7	28,7	28,7	28,7	28,7	28,7	28,7	28,7	28,7	30,8	30,8	30,8	30,8	29,9	29,9	29,9	29,9	33,0	33,0	33,0	33,0	32,0	32,0	32,0	700	0	266	23	1
2036	25,2	25,2	25,2	25,2	25,2	25,2	25,2	25,2	27,1	27,1	27,1	27,1	26,3	26,3	26,3	26,3	29,0	29,0	29,0	29,0	29,0	28,2	28,2	28,2	616	0	234	23	1
2037	22,2	22,2	22,2	22,2	22,2	22,2	22,2	22,2	23,9	23,9	23,9	23,9	23,2	23,2	23,2	23,2	25,6	25,6	25,6	25,6	24,8	24,8	24,8	542	0	206	23	1	
2038	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5	21,0	21,0	21,0	21,0	20,4	20,4	20,4	20,4	22,5	22,5	22,5	22,5	21,8	21,8	21,8	477	0	181	23	0	
2039	17,2	17,2	17,2	17,2	17,2	17,2	17,2	17,2	18,5	18,5	18,5	18,5	17,9	17,9	17,9	17,9	19,8	19,8	19,8	19,8	19,2	19,2	19,2	420	0	159	23	1	
2040	15,1	15,1	15,1	15,1	15,1	15,1	15,1	15,1	16,3	16,3	16,3	16,3	15,8	15,8	15,8	15,8	17,4	17,4	17,4	17,4	16,9	16,9	16,9	369	0	140	23	0	
2041									14,3	14,3	14,3	14,3	13,9	13,9	13,9	13,9	15,3	15,3	15,3	15,3	14,9	14,9	14,9	219	0	83	15	0	
2042																	13,5	13,5	13,5	13,5	13,1	13,1	13,1	93	0	35	7	0	
2043																								0	0	0	0	0	0
2044																								0	0	0	0	0	0
2045																								0	0	0	0	0	0
2046																								0	0	0	0	0	0
2047																								0	0	0	0	0	0
2048																								0	0	0	0	0	0
2049																								0	0	0	0	0	0
2050																								0	0	0	0	0	0
2051																								0	0	0	0	0	0
2052																													
2053																													
2054																													
2055																													

Tabla 36 Plan de desarrollo conceptual del proyecto de presión normal con 3,5 Tcf

	Well 1	Well 2	Well 3	Well 4	Well 5	Well 6	Well 7	Well 8	Well 9	Well 10	Well 11	Well 12	Well 13	Well 14	Well 15	Well 16	Well 17	Well 18	Total Gas Rate	Total Gas Prod	No Active Prod Wells	No. Active New Wells
BCF=	188	188	188	188	188	190	190	190	192	194	194	194	175	174	175	175	175	175		3335,57		
Year	mmcfd	mmcfd	mmcfd	mmcfd	mmcfd	mmcfd	mmcfd	mmcfd	mmcfd	mmcfd	mmcfd	mmcfd	mmcfd	mmcfd	mmcfd	mmcfd	mmcfd	mmcfd	mmcfd	Bcf/y		
2010																			0	0,00		
2011																			0	0,00		
2012																			0	0,00		
2013																			0	0,00	0	0
2014																			0	0,00	0	0
2015																			0	0,00	0	0
2016																			0	0,00	0	0
2017																			0	0,00	0	0
2018																			0	0,00	0	0
2019																			0	0,00	0	0
2020																			0	0,00	0	0
2021	29,00	29,00	29,00	29,00	29,00	29,00	29,00	29,00	28,00	28,00	28,00	28,00	26,00	26,00	26,00	26,00	26,00	26,00	232	84,68	8	8
2022	29,00	29,00	29,00	29,00	29,00	29,00	29,00	29,00	28,00	28,00	28,00	28,00	26,00	26,00	26,00	26,00	26,00	26,00	344	125,56	12	12
2023	29,00	29,00	29,00	29,00	29,00	29,00	29,00	29,00	28,00	28,00	28,00	28,00	26,00	26,00	26,00	26,00	26,00	26,00	500	182,50	18	18
2024	29,00	29,00	29,00	29,00	29,00	29,00	29,00	29,00	28,00	28,00	28,00	28,00	26,00	26,00	26,00	26,00	26,00	26,00	500	182,50	18	18
2025	29,00	29,00	29,00	29,00	29,00	29,00	29,00	29,00	28,00	28,00	28,00	28,00	26,00	26,00	26,00	26,00	26,00	26,00	500	182,50	18	18
2026	29,00	29,00	29,00	29,00	29,00	29,00	29,00	29,00	28,00	28,00	28,00	28,00	26,00	26,00	26,00	26,00	26,00	26,00	500	182,50	18	18
2027	29,00	29,00	29,00	29,00	29,00	29,00	29,00	29,00	28,00	28,00	28,00	28,00	26,00	26,00	26,00	26,00	26,00	26,00	500	182,50	18	18
2028	29,00	29,00	29,00	29,00	29,00	29,00	29,00	29,00	28,00	28,00	28,00	28,00	26,00	26,00	26,00	26,00	26,00	26,00	500	182,50	18	18
2029	29,00	29,00	29,00	29,00	29,00	29,00	29,00	29,00	28,00	28,00	28,00	28,00	26,00	26,00	26,00	26,00	26,00	26,00	500	182,50	18	18
2030	29,00	29,00	29,00	29,00	29,00	29,00	29,00	29,00	28,00	28,00	28,00	28,00	26,00	26,00	26,00	26,00	26,00	26,00	500	182,50	18	18
2031	29,00	29,00	29,00	29,00	29,00	29,00	29,00	29,00	28,00	28,00	28,00	28,00	26,00	26,00	26,00	26,00	26,00	26,00	500	182,50	18	18
2032	29,00	29,00	29,00	29,00	29,00	29,00	29,00	29,00	28,00	28,00	28,00	28,00	26,00	26,00	26,00	26,00	26,00	26,00	500	182,50	18	18
2033	29,00	29,00	29,00	29,00	29,00	29,00	29,00	29,00	27,00	28,00	28,00	28,00	26,00	25,00	26,00	26,00	26,00	26,00	498	181,77	18	18
2034	29,00	29,00	29,00	29,00	29,00	29,00	29,00	29,00	26,00	28,00	28,00	28,00	26,00	24,00	26,00	26,00	26,00	26,00	496	181,04	18	18
2035	25,52	25,52	25,52	25,52	25,52	25,52	25,52	25,52	28,00	28,00	28,00	28,00	26,00	26,00	26,00	26,00	26,00	26,00	472	172,34	18	18
2036	22,46	22,46	22,46	22,46	22,46	22,46	22,46	22,46	28,00	28,00	28,00	28,00	26,00	26,00	26,00	26,00	26,00	26,00	448	163,40	18	18
2037	19,76	19,76	19,76	19,76	19,76	19,76	19,76	19,76	28,00	28,00	28,00	28,00	26,00	26,00	26,00	26,00	26,00	26,00	426	155,53	18	18
2038	17,39	17,39	17,39	17,39	17,39	17,39	17,39	17,39	24,64	24,64	24,64	24,64	22,88	22,88	22,88	22,88	22,88	22,88	375	136,86	18	18
2039	15,30	15,30	15,30	15,30	15,30	15,30	15,30	15,30	21,68	21,68	21,68	21,68	20,13	20,13	20,13	20,13	20,13	20,13	330	120,44	18	18
2040	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	14,00	14,00	14,00	19,08	19,08	19,08	19,08	17,72	17,72	17,72	17,72	17,72	17,72	275	100,24	18	18
2041									16,79	16,79	16,79	16,79	15,59	15,59	15,59	15,59	15,59	15,59	161	58,66	10	10
2042													13,72	13,72	13,72	13,72	13,72	13,72	82	30,05	6	6
2043																			0	0,00	0	0
2044																			0	0,00	0	0
2045																			0	0,00	0	0
2046																			0	0,00	0	0
2047																			0	0,00	0	0
2048																			0	0,00	0	0
2049																			0	0,00	0	0
2050																			0	0,00	0	0
2051																			0	0,00	0	0
2052																			0	0,00	0	0
2053																			0	0,00	0	0
2054.0																			0	0,00	0	0

Tabla 37 Plan de desarrollo conceptual del proyecto de sobrepresión con 3,5 Tcf

	Well 1	Well 2	Well 3	Well 4	Well 5	Well 6	Well 7	Well 8	Well 9	Well 10	Well 11	Well 12	Well 13	Well 14	Well 15	Total Gas	Total Cond	Total Gas	No Active Prod Wells	No. Active New Wells
BCF=	224	224	224	224	224	224	224	224	237	237	237	237	230	230	230			3427.73		
Year	mmcf	mmcf	mmcf	mmcf	mmcf	mmcf	mmcf	mmcf	mmcf	mmcf	mmcf	mmcf	mmcf	mmcf	mmcf	mmcf	mmcf	Bcf/a		
2010																				
2011																				
2012																				
2013																				
2014																				
2015																				
2016																				
2017																				
2018																				
2019																				
2020																				
2021	34,0	34,0	34,0	34,0	34,0	34,0	34,0	34,0	34,0							272	0	103	8	8
2022	34,0	34,0	34,0	34,0	34,0	34,0	34,0	34,0	34,0	33,0	33,0	33,0	33,0			404	0	153	12	3
2023	34,0	34,0	34,0	34,0	34,0	34,0	34,0	34,0	34,0	33,0	33,0	33,0	33,0	32,0	32,0	500	0	190	15	2
2024	34,0	34,0	34,0	34,0	34,0	34,0	34,0	34,0	34,0	33,0	33,0	33,0	33,0	32,0	32,0	500	0	190	15	1
2025	34,0	34,0	34,0	34,0	34,0	34,0	34,0	34,0	34,0	33,0	33,0	33,0	33,0	32,0	32,0	500	0	190	15	1
2026	34,0	34,0	34,0	34,0	34,0	34,0	34,0	34,0	34,0	33,0	33,0	33,0	33,0	32,0	32,0	500	0	190	15	1
2027	34,0	34,0	34,0	34,0	34,0	34,0	34,0	34,0	34,0	33,0	33,0	33,0	33,0	32,0	32,0	500	0	190	15	0
2028	34,0	34,0	34,0	34,0	34,0	34,0	34,0	34,0	34,0	33,0	33,0	33,0	33,0	32,0	32,0	500	0	190	15	2
2029	34,0	34,0	34,0	34,0	34,0	34,0	34,0	34,0	34,0	33,0	33,0	33,0	33,0	32,0	32,0	500	0	190	15	0
2030	34,0	34,0	34,0	34,0	34,0	34,0	34,0	34,0	34,0	33,0	33,0	33,0	33,0	32,0	32,0	500	0	190	15	1
2031	34,0	34,0	34,0	34,0	34,0	34,0	34,0	34,0	34,0	33,0	33,0	33,0	33,0	32,0	32,0	500	0	190	15	1
2032	34,0	34,0	34,0	34,0	34,0	34,0	34,0	34,0	34,0	33,0	33,0	33,0	33,0	32,0	32,0	500	0	190	15	1
2033	34,0	34,0	34,0	34,0	34,0	34,0	34,0	34,0	34,0	32,0	32,0	32,0	32,0	31,0	31,0	493	0	187	15	1
2034	29,9	29,9	29,9	29,9	29,9	29,9	29,9	29,9	29,9	33,0	33,0	33,0	33,0	32,0	32,0	467	0	177	15	1
2035	26,3	26,3	26,3	26,3	26,3	26,3	26,3	26,3	26,3	33,0	33,0	33,0	33,0	32,0	32,0	439	0	167	15	1
2036	23,2	23,2	23,2	23,2	23,2	23,2	23,2	23,2	23,2	33,0	33,0	33,0	33,0	32,0	32,0	413	0	157	15	1
2037	20,4	20,4	20,4	20,4	20,4	20,4	20,4	20,4	20,4	33,0	33,0	33,0	33,0	32,0	32,0	391	0	149	15	1
2038	17,9	17,9	17,9	17,9	17,9	17,9	17,9	17,9	17,9	29,0	29,0	29,0	29,0	32,0	32,0	356	0	135	15	0
2039	15,8	15,8	15,8	15,8	15,8	15,8	15,8	15,8	15,8	25,6	25,6	25,6	25,6	28,2	28,2	313	0	119	15	1
2040	13,9	13,9	13,9	13,9	13,9	13,9	13,9	13,9	13,9	22,5	22,5	22,5	22,5	24,8	24,8	275	0	105	15	0
2041										19,8	19,8	19,8	19,8	21,8	21,8	145	0	55	7	0
2042														19,2	19,2	58	0	22	3	0
2043																0	0	0	0	0
2044																0	0	0	0	0
2045																0	0	0	0	0
2046																0	0	0	0	0
2047																0	0	0	0	0
2048																0	0	0	0	0
2049																0	0	0	0	0
2050																0	0	0	0	0
2051																0	0	0	0	0
2052																				
2053																				
2054																				
2055																				

Tabla 38 Plan de desarrollo conceptual del proyecto de presión normal con 2 Tcf

	Well 1	Well 2	Well 3	Well 4	Well 5	Well 6	Well 7	Well 8	Well 9	Well 10	Total Gas Rate	Total Gas Prod	No Active Prod Wells	No. Active New Wells
BCF=	210	210	210	223	212	212	211	211	206	206		2113,98		
Year	mmcf/d	mmcf/d	mmcf/d	mmcf/d	mmcf/d	mmcf/d	mmcf/d	mmcf/d	mmcf/d	mmcf/d	mmcf/d	Bcf/y		
2010											0	0,00		
2011											0	0,00		
2012											0	0,00		
2013											0	0,00	0	0
2014											0	0,00	0	0
2015											0	0,00	0	0
2016											0	0,00	0	0
2017											0	0,00	0	0
2018											0	0,00	0	0
2019											0	0,00	0	0
2020											0	0,00	0	0
2021	31,00	31,00	31,00	31,00							124	45,26	4	4
2022	31,00	31,00	31,00	31,00	30,00	30,00	30,00	30,00			244	89,06	8	8
2023	31,00	31,00	31,00	31,00	30,00	30,00	30,00	30,00	28,00	28,00	300	109,50	10	10
2024	31,00	31,00	31,00	31,00	30,00	30,00	30,00	30,00	28,00	28,00	300	109,50	10	10
2025	31,00	31,00	31,00	31,00	30,00	30,00	30,00	30,00	28,00	28,00	300	109,50	10	10
2026	31,00	31,00	31,00	31,00	30,00	30,00	30,00	30,00	28,00	28,00	300	109,50	10	10
2027	31,00	31,00	31,00	31,00	30,00	30,00	30,00	30,00	28,00	28,00	300	109,50	10	10
2028	31,00	31,00	31,00	31,00	30,00	30,00	30,00	30,00	28,00	28,00	300	109,50	10	10
2029	31,00	31,00	31,00	31,00	30,00	30,00	30,00	30,00	28,00	28,00	300	109,50	10	10
2030	31,00	31,00	31,00	31,00	30,00	30,00	30,00	30,00	28,00	28,00	300	109,50	10	10
2031	31,00	31,00	31,00	31,00	30,00	30,00	30,00	30,00	28,00	28,00	300	109,50	10	10
2032	31,00	31,00	31,00	31,00	30,00	30,00	30,00	30,00	28,00	28,00	300	109,50	10	10
2033	27,28	27,28	27,28	31,00	30,00	30,00	30,00	30,00	28,00	28,00	289	105,43	10	10
2034	24,01	24,01	24,01	28,00	30,00	30,00	30,00	30,00	28,00	28,00	276	100,75	10	10
2035	21,13	21,13	21,13	24,64	26,40	26,40	26,40	26,40	28,00	28,00	250	91,11	10	10
2036	18,59	18,59	18,59	21,68	23,23	23,23	23,23	23,23	28,00	28,00	226	82,63	10	10
2037	16,36	16,36	16,36	19,08	20,44	20,44	20,44	20,44	24,64	24,64	199	72,71	10	10
2038	14,40	14,40	14,40	16,79	17,99	17,99	17,99	17,99	21,68	21,68	175	63,99	10	10
2039	12,67	12,67	12,67	14,78	15,83	15,83	15,83	15,83	19,08	19,08	154	56,31	10	10
2040	11,15	11,15	11,15	13,00	13,93	13,93	13,93	13,93	16,79	16,79	136	49,55	10	10
2041	9,81	9,81	9,81	11,44	12,26	12,26	12,26	12,26	14,78	14,78	119	43,61	10	10
2042	8,63	8,63	8,63	10,07	10,79	10,79	10,79	10,79	13,00	13,00	105	38,37	10	10
2043	7,60	7,60	7,60	8,86	9,49	9,49	9,49	9,49	11,44	11,44	93	33,77	10	10
2044	6,69	6,69	6,69	7,80	8,36	8,36	8,36	8,36	10,07	10,07	81	29,72	10	10
2045	5,88	5,88	5,88	6,86	7,35	7,35	7,35	7,35	8,86	8,86	72	26,15	10	10
2046	5,18	5,18	5,18	6,04	6,47	6,47	6,47	6,47	7,80	7,80	63	23,01	10	10
2047	4,56	4,56	4,56	5,31	5,69	5,69	5,69	5,69	6,86	6,86	55	20,25	10	10
2048	4,01	4,01	4,01	4,68	5,01	5,01	5,01	5,01	6,04	6,04	49	17,82	10	10
2049	3,53	3,53	3,53	4,12	4,41	4,41	4,41	4,41	5,31	5,31	43	15,68	10	10
2050	3,10	3,10	3,10	3,62	3,88	3,88	3,88	3,88	4,68	4,68	38	13,80	10	10
2051											0	0,00	0	0
2052											0	0,00	0	0
2053											0	0,00	0	0
2054,0											0	0,00	0	0

Tabla 39 Plan de desarrollo conceptual del proyecto de presión normal con 2 Tcf

	Well 1	Well 2	Well 3	Well 4	Well 5	Well 6	Well 7	Well 8	Well 9	Total Gas	Total Cond	Total Gas	No Active Prod Wells	No. Active New Wells
BCF=	220	220	220	220	220	211	211	204	198	Tasa	Rate	Prod		
Year	mmcf/d	mmcf/d	mmcf/d	mmcf/d	mmcf/d	mmcf/d	mmcf/d	mmcf/d	mmcf/d	mmcf/d	mmcf/d	Bcf/a		
2010														
2011														
2012														
2013														
2014														
2015														
2016														
2017														
2018														
2019														
2020														
2021	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0					175	0	66	5	5
2022	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	32,0	32,0	31,0	30,0	300	0	114	9	3
2023	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	32,0	32,0	31,0	30,0	300	0	114	9	2
2024	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	32,0	32,0	31,0	30,0	300	0	114	9	1
2025	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	32,0	32,0	31,0	30,0	300	0	114	9	1
2026	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	32,0	32,0	31,0	30,0	300	0	114	9	1
2027	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	32,0	32,0	31,0	30,0	300	0	114	9	0
2028	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	32,0	32,0	31,0	30,0	300	0	114	9	2
2029	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	32,0	32,0	31,0	30,0	300	0	114	9	0
2030	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	32,0	32,0	31,0	30,0	300	0	114	9	1
2031	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	32,0	32,0	31,0	30,0	300	0	114	9	1
2032	34,0	34,0	34,0	34,0	34,0	32,0	32,0	31,0	30,0	295	0	112	9	1
2033	29,9	29,9	29,9	29,9	29,9	32,0	32,0	31,0	30,0	275	0	104	9	1
2034	26,3	26,3	26,3	26,3	26,3	32,0	32,0	31,0	30,0	257	0	97	9	1
2035	23,2	23,2	23,2	23,2	23,2	28,2	28,2	27,3	26,4	226	0	86	9	1
2036	20,4	20,4	20,4	20,4	20,4	24,8	24,8	24,0	23,2	199	0	75	9	1
2037	17,9	17,9	17,9	17,9	17,9	21,8	21,8	21,1	20,4	175	0	66	9	1
2038	15,8	15,8	15,8	15,8	15,8	19,2	19,2	18,6	18,0	154	0	58	9	0
2039	13,9	13,9	13,9	13,9	13,9	16,9	16,9	16,4	15,8	135	0	51	9	1
2040	12,2	12,2	12,2	12,2	12,2	14,9	14,9	14,4	13,9	119	0	45	9	0
2041						13,1	13,1	12,7	12,3	51	0	19	4	0
2042										0	0	0	0	0
2043										0	0	0	0	0
2044										0	0	0	0	0
2045										0	0	0	0	0
2046										0	0	0	0	0
2047										0	0	0	0	0
2048										0	0	0	0	0
2049										0	0	0	0	0
2050										0	0	0	0	0
2051										0	0	0	0	0
2052														
2053														
2054														
2055														

ANEXO C

PROCEDIMIENTO Y EXPLICACIÓN QUE\$TOR

A continuación, se mostrará el procedimiento realizado en el simulador Que\$tor de manera que se comprenda los resultados obtenidos y los datos suministrados.

Gas Presión Normal 5,3 Tcf

El primer escenario que se simula fue el de gas presión normal. En la **Figura 54** se observan la ventana correspondiente a las propiedades del proyecto. En esta sección se especificó que se trabajará un campo de petróleo. El producto a desarrollar es gas. La región corresponde a Latinoamérica, país Colombia.

Figura 54 Propiedades del Proyecto Gas Presión Normal 5.3 Tcf

Project properties

Name: tesis normal 5.3

Units of measure

Use built-in unit set: Oilfield

Use custom unit set: <None> Browse...

Main product

Oil Gas

Location

Region: Latin America

Country: Colombia

Basin / play: Colombia Average

Procurement strategy

C:\Users\ve0902395\Documents\NHS\QUE\$TOR\Procurement Strategies Browse...

Name	Last modified by	Last modified	Version
Colombia	E0902395	2016-09-20 15:57	15.1

New View Delete

Technical database

Name: S. America Browse...

Proceed directly to field schematic OK Cancel

Fuente: Que\$tor

La siguiente sección corresponde a los datos del campo offshore. En esta parte se especificaron los recursos (5,3 Tcf), la cantidad de condensado generado, la profundidad del reservorio, la presión y temperatura del reservorio, el largo y el

ancho del reservorio (estos valores se encuentran en la ficha técnica del yacimiento) y la tabla de agua a vencer. En la **Figura 55** se muestran las propiedades mencionadas anteriormente.

Figura 55 Datos del Campo

Field data	Value	Unit
Recoverable reserves	5.3	Tscf
Condensate gas ratio	0.0001	bbl/MMscf
Reservoir depth from LAT	12205	ft
Reservoir pressure	5290	psia
Reservoir temperature	195	°F
Reservoir length	32	km
Reservoir width	10	km
Water depth	5197	ft

Fuente: Que\$tor

En la **Figura 56** se especificaron las características de los fluidos y el perfil los datos que se modificaron respectivamente corresponden a la productividad de los pozos. El valor de 190 Bcf corresponde al acumulado que puede generar cada pozo en base a los acumulados análogos, de la misma forma, el valor de flujo máximo correspondiente a 30 MMscf/d basados en los pozos perforados en la zona.

Figura 56 Propiedades Fluidos y Características del Perfil

The image shows a software dialog box titled "Field level data (offshore)". It has three tabs: "Field characteristics", "Fluid / profile characteristics" (which is selected), and "Miscellaneous". The dialog is divided into three sections: "Liquid data", "Gas data @ STP", and "Well data".

- Liquid data:**
 - Oil density @ STP: 50 °API
 - Initial water cut: 1 %
- Gas data @ STP:**
 - Gas molecular weight: 19
 - CO2 content: 0 % (locked)
 - H2S content: 0 ppm
- Well data:**
 - Productivity: Medium (dropdown), 190 Bscf/well (locked)
 - Peak well flow: Medium (dropdown), 30 MMscf/day

At the bottom left is a yellow lightning bolt icon. At the bottom right are "OK" and "Cancel" buttons.

Fuente: Que\$tor

En la siguiente pestaña se coloca la distancia desde la facilidad hasta el punto de entrega. Este valor corresponde a 123 km. En la **Figura 57** se aprecia este valor.

Figura 57 Distancia de la Facilidad a Tierra.

The screenshot shows a software window with three tabs: 'Field characteristics', 'Fluid / profile characteristics', and 'Miscellaneous'. The 'Miscellaneous' tab is active and contains two sections: 'Miscellaneous items' and 'Temperature'. In the 'Miscellaneous items' section, there are three input fields: 'Distance to operations base' with a value of 123 km, 'Distance to delivery point' with a value of 123 km, and 'Maximum drilling stepout' with a value of 3 km. In the 'Temperature' section, there are two input fields: 'Maximum ambient temperature' with a value of 27 °C and 'Average seawater temperature' with a value of 10 °C. Each input field has a small lock icon to its left.

Fuente: Que\$tor

La siguiente sección corresponde la edición del perfil de producción, en el que se especifican la cantidad de pozos que se perforaran por año, el tiempo de funcionamiento anual de la facilidad, el plateau de producción, los años que se necesitan para alcanzar el plateau y el tiempo de vida del proyecto. La **Figura 58** muestra lo descrito anteriormente.

Figura 58 Perfil de Producción

The screenshot shows a dialog box titled 'Production profile edit'. It contains several input fields with values: 'Onstream days' (350 day), 'Concurrent drilling operations' (2), 'Wells per year per operation' (8), 'Plateau rate (daily equivalent)' (800 MMscf/day), 'Years to plateau' (3 year), 'Plateau duration' (10 year), and 'Field life' (24 year). Each field has a lock icon to its left. At the bottom of the dialog, there is a small icon of a pencil and eraser, and two buttons labeled 'OK' and 'Cancel'.

Fuente: Que\$tor

A continuación, el simulador genera un Plateau de Producción en base a los datos suministrados anteriormente. En la **Gráfica 4** se aprecia el plateau generado.

En la **Figura 59** se observa la sección de número de pozos, en la cual se seleccionaron los 28 pozos definidos anteriormente para este escenario.

Figura 59 Número de Pozos

The image shows a software dialog box titled "Number of development wells". Inside the dialog, there is a section labeled "Development wells" containing four input fields: "Production" with the value "28", "Water injection" (empty), "Gas injection" (empty), and "Total" with the value "28". Below these fields, there is a note: "Production well count is the higher of the two numbers from: (a) A well productivity of 190 Bscf/well (b) A peak well flow of 30 MMscf/day". At the bottom of the dialog are three buttons: a back arrow, "OK", and "Cancel".

Fuente: Que\$tor

Para finalizar el simulador muestra el esquema conceptual que se puede apreciar en la **Figura 27**. A partir de este punto se realizan correcciones en cada uno de los equipos e ítems del esquema. Esto se hace haciendo click en cada uno de ellos y cambiando las propiedades y costos para ajustarlos al proyecto que se quiere realizar. Esto se hace para poder adecuar estos costos a los que se podría dar en un país como Colombia, a los avances tecnológicos, a la disponibilidad de presupuesto, entre otros.

ANEXO D

COSTOS DESGLOSADOS PARA CADA PROYECTO

En este anexo se consignan cada uno de los valores que se usan para el análisis financiero. Los costos se encuentran desglosados y muestran más detalladamente de donde salen cada uno de los valores referentes para cada equipo o servicio. Las primeras tablas incluyen los datos agrupados y después se presentan las tablas resultantes del informe de Que\$tor.

Tabla 40 Escenario 1: Costos de Producción volúmenes de presión normal.

Periodos (Años)	Volumen 2 Tcf			Volumen 3,5 Tcf			Volumen 5,3 Tcf		
	Producción Bcf	Costo de★ Levantamiento	MMUSD Producción	Producción Bcf	Costo de Levantamiento	MMUSD Producción	Producción Bcf	Costo de Levantamiento	MMUSD Producción
1									
2									
3									
4									
5									
6	3	2,25	6	53	1,58	83	6	2,00	12
7	37	2,08	78	111	0,82	91	75	1,84	139
8	72	1,08	78	169	0,54	91	145	0,96	139
9	104	0,78	79	174	0,68	115	215	0,67	143
10	104	0,87	91	174	0,54	94	279	0,67	187
11	104	0,77	81	174	0,63	110	279	0,51	142
12	104	0,92	96	174	0,53	93	279	0,57	180
13	104	0,78	79	174	0,68	115	279	0,52	144
14	104	0,87	91	174	0,54	93	279	0,67	187
15	104	0,75	79	174	0,53	92	279	0,50	140
16	104	0,77	80	174	0,63	110	279	0,51	142
17	104	0,93	97	174	0,67	117	279	0,59	184
18	104	0,88	91	167	0,58	93	279	0,67	187
19	98	0,80	79	154	0,59	91	278	0,50	140
20	88	0,89	78	141	0,65	91	281	0,54	140
21	79	1,02	81	129	1,04	134	232	0,63	146
22	71	1,52	108	118	0,81	95	207	1,00	207
23	64	1,22	78	108	0,85	91	184	0,76	139
24	58	1,38	78	99	0,92	91	164	0,85	139
25	52	1,56	81	90	1,52	137	146	1,01	148
26	47	2,44	114	83	1,38	114	130	1,78	231
27	42	2,28	96	78	1,23	93	116	1,38	180
28	38	2,07	78	69	1,31	91	103	1,35	139
29	34	2,33	79	63	1,82	115	92	1,56	144
30	30	2,97	91	58	1,62	94	82	2,28	188
31	27	2,93	80	53	2,08	110	73	1,95	142
32	25	3,88	96	48	1,91	92	65	2,47	180
33	22	3,57	79	44	2,60	115	58	2,49	143
34	20	4,56	91	41	2,29	93	51	3,63	186
35	18	4,38	78	37	2,45	91	46	3,05	139
36	15	4,81	71	3	2,47	8	38	3,39	127

★ Fuente: Base de Datos del Golfo de México y Corrección Que\$tor Colombia

Tabla 41 Escenario 2: Costos de Producción volúmenes de sobrepresión.

Periodos (Años)	Volúmen 2 Tcf			Volúmen 3,5 Tcf			Volúmen 5,3 Tcf		
	Producción Bcf	Costo de★ Levantamiento	MMU SD Producción	Producción Bcf	Costo de Levantamiento	MMU SD Producción	Producción Bcf	Costo de Levantamiento	MMU SD Producción
1									
2									
3									
4									
5									
6	4	1,49	6	58	1,50	87	6	1,97	11
7	56	1,38	78	116	0,75	87	75	1,82	137
8	104	0,75	78	174	0,50	87	145	0,94	137
9	104	0,78	79	174	0,63	109	215	0,65	141
10	104	0,87	91	174	0,50	88	279	0,63	177
11	104	0,77	80	174	0,63	109	279	0,50	140
12	104	0,91	95	174	0,50	87	279	0,57	158
13	104	0,78	79	174	0,63	109	279	0,51	141
14	104	0,87	91	174	0,50	87	279	0,63	177
15	104	0,75	78	174	0,51	88	279	0,49	138
16	104	0,77	80	174	0,62	108	279	0,50	140
17	104	0,93	96	174	0,63	109	279	0,58	162
18	98	0,92	91	166	0,52	87	279	0,63	177
19	89	0,88	78	152	0,57	87	278	0,50	137
20	81	0,96	78	139	0,63	87	261	0,53	137
21	73	1,11	81	128	1,02	131	232	0,62	144
22	66	1,63	108	117	0,75	87	207	0,95	197
23	60	1,30	78	107	0,82	87	184	0,75	137
24	54	1,43	78	98	0,89	87	164	0,84	137
25	49	1,65	81	89	1,49	133	146	0,99	145
26	44	2,56	114	82	1,32	108	130	1,70	222
27	40	2,37	95	75	1,17	87	116	1,36	158
28	38	2,14	78	68	1,27	87	103	1,33	137
29	33	2,40	79	63	1,74	109	92	1,53	141
30	30	3,04	91	57	1,53	87	82	2,16	177
31	27	2,97	80	52	2,07	108	73	1,92	140
32	24	3,89	95	48	1,81	87	65	2,43	157
33	22	3,58	79	44	2,49	109	58	2,44	141
34	20	4,54	91	40	2,16	87	51	3,44	176
35	18	4,31	78	37	2,36	87	46	3,00	137
36	15	4,72	71	3	2,47	8	38	3,34	125

★
Fuente: Base de Datos del Golfo de México y Corrección Que\$tor Colombia

Tabla 42 Escenario 1: Costos de Mantenimiento para los diferentes volúmenes de presión normal

Periodos (Años)	Volúmen 2 Tcf	Volúmen 3,5 Tcf	Volúmen 5,3 Tcf
	MMUSD Mantenimiento	MMUSD Mantenimiento	MMUSD Mantenimiento
1			
2			
3			
4			
5			
6	0	83	12
7	1	91	139
8	2	91	139
9	7	115	143
10	53	94	187
11	4	110	142
12	3	93	160
13	7	115	144
14	53	93	187
15	4	92	140
16	3	110	142
17	7	117	164
18	53	93	187
19	4	91	140
20	3	91	140
21	6	134	146
22	53	95	207
23	3	91	139
24	2	91	139
25	6	137	148
26	52	114	231
27	3	93	160
28	2	91	139
29	6	115	144
30	52	94	186
31	3	110	142
32	2	92	160
33	6	115	143
34	52	93	186
35	1	91	139
36	1	8	127

Fuente: Base de Datos del Golfo de México y Corrección Que\$tor Colombia

Tabla 43 Escenario 2: Costos de Mantenimiento para los diferentes volúmenes de sobrepresión

Periodos (Años)	Volúmen 2 Tcf	Volúmen 3,5 Tcf	Volúmen 5,3 Tcf
	MMUSD Mantenimiento	MMUSD Mantenimiento	MMUSD Mantenimiento
1			
2			
3			
4			
5			
6	0	1	0
7	1	2	1
8	2	3	2
9	7	93	17
10	54	4	162
11	3	5	4
12	2	3	4
13	7	93	19
14	54	4	162
15	3	5	4
16	2	3	4
17	7	93	19
18	53	4	162
19	3	5	4
20	2	3	4
21	6	92	18
22	53	3	161
23	2	4	4
24	1	2	3
25	6	92	18
26	53	3	161
27	2	4	3
28	1	2	2
29	6	92	17
30	53	3	160
31	2	4	3
32	1	2	2
33	6	92	17
34	53	2	160
35	1	2	2
36	1	8	2

Fuente: Base de Datos del Golfo de México y Corrección Que\$tor Colombia

Tabla 44 Escenario 1: Costos Operativos totales escenario de presión normal

Periodo s (Años)	Volumen 2 Tcf			Volumen 3,5 Tcf			Volumen 5,3 Tcf		
	MMUSD Costos de Producción	MMUSD Costos de Mantenimiento	MMUSD Operativos Totales	MMUSD Costos de Producción	MMUSD Costos de Mantenimiento	MMUSD Operativos Totales	MMUSD Costos de Producción	MMUSD Costos de Mantenimiento	MMUSD Operativos Totales
1									
2									
3									
4									
5									
6	6	0	7	83	1	84	12	0	12
7	78	1	79	91	2	93	139	1	140
8	78	2	80	91	3	94	139	2	141
9	79	7	86	115	101	216	143	20	164
10	91	53	144	94	14	107	187	193	379
11	81	4	84	110	5	115	142	5	147
12	96	3	99	93	3	96	160	5	165
13	79	7	86	115	101	216	144	22	166
14	91	53	144	93	14	107	187	193	379
15	79	4	82	92	5	97	140	5	144
16	80	3	83	110	3	113	142	5	147
17	97	7	103	117	101	218	164	22	186
18	91	53	144	93	14	107	187	193	379
19	79	4	82	91	5	96	140	5	144
20	78	3	81	91	3	94	140	4	144
21	81	6	88	134	100	234	146	21	168
22	108	53	161	95	13	108	207	192	399
23	78	3	82	91	4	95	139	4	143
24	78	2	81	91	3	93	139	4	143
25	81	6	87	137	100	237	148	21	168
26	114	52	166	114	13	127	231	192	423
27	96	3	99	93	4	97	160	3	163
28	78	2	80	91	2	93	139	3	143
29	79	6	85	115	100	215	144	20	164
30	91	52	143	94	13	106	186	191	378
31	80	3	83	110	4	114	142	3	145
32	96	2	98	92	2	94	160	3	163
33	79	6	85	115	100	214	143	20	163
34	91	52	142	93	11	104	186	191	377
35	78	1	79	91	2	92	139	2	141
36	71	1	73	8	0	8	127	2	129

Tabla 45 Escenario 2: Costos Operativos totales escenario de sobrepresión

Periodo s (Años)	Volumen 2 Tcf			Volumen 3,5 Tcf			Volumen 5,3 Tcf		
	MMUSD Costos de Producción	MMUSD Costos de Mantenimiento	MMUSD Operativos Totales	MMUSD Costos de Producción	MMUSD Costos de Mantenimiento	MMUSD Operativos Totales	MMUSD Costos de Producción	MMUSD Costos de Mantenimiento	MMUSD Operativos Totales
1									
2									
3									
4									
5									
6	6	0	7	87	1	88	11	0	11
7	78	1	79	87	2	89	137	1	138
8	78	2	80	87	3	90	137	2	139
9	79	7	86	109	93	202	141	17	158
10	91	54	144	88	4	92	177	162	339
11	80	3	83	109	5	114	140	4	145
12	95	2	97	87	3	90	158	4	161
13	79	7	86	109	93	202	141	19	160
14	91	54	144	87	4	91	177	162	339
15	78	3	81	88	5	93	138	4	142
16	80	2	82	108	3	111	140	4	144
17	96	7	103	109	93	202	162	19	180
18	91	53	144	87	4	91	177	162	339
19	78	3	81	87	5	92	137	4	142
20	78	2	80	87	3	90	137	4	141
21	81	6	87	131	92	223	144	18	162
22	108	53	161	87	3	91	197	161	359
23	78	2	80	87	4	92	137	4	141
24	78	1	79	87	2	89	137	3	140
25	81	6	87	133	92	225	145	18	162
26	114	53	167	108	3	111	222	161	382
27	95	2	97	87	4	91	158	3	161
28	78	1	79	87	2	89	137	2	139
29	79	6	85	109	92	201	141	17	158
30	91	53	143	87	3	90	177	160	337
31	80	2	82	108	4	112	140	3	143
32	95	1	96	87	2	89	157	2	159
33	79	6	85	109	92	201	141	17	158
34	91	53	143	87	2	89	176	160	336
35	78	1	79	87	2	89	137	2	139
36	71	1	72	8	0	8	125	2	127

Tabla 46 Escenario 1: Ingresos Netos para los volúmenes con presión normal

Periodos (Años)	Producción BCF	Regalías Adicionales %	Producción Nea BCF	Producción Nea MMBTU	MMUSD Ingresos 2 Tcf	Producción BCF	Regalías Adicionales %	Producción Nea BCF	Producción Nea MMBTU	\$US/MMBTU	MMUSD Ingresos 3.5 Tcf	Producción BCF	Regalías Adicionales %	Producción Nea BCF	Producción Nea MMBTU	\$US/MMBTU	MMUSD Ingresos 5.3 Tcf	
1																		
2																		
3																		
4																		
5																		
6	3	5	1	3	2712.960	8	22	53	49	49.284.051	8	394	6	5	5.454.180	8	44	
7	37	6	1	35	35.013.481	8	280	111	101	101.429.814	8	811	75	1	69.478.211	8	556	
8	72	7	1	67	66.808.957	8	534	169	152	151.654.671	8	1.273	145	9	131.004.621	8	1.048	
9	104	8	1	95	95.337.741	8	763	174	156	155.749.315	8	1.246	215	11	189.712.704	8	1.518	
10	104	8	1	95	95.337.741	8	763	174	156	155.749.315	8	1.246	279	12	243.242.573.400	8	1.941	
11	104	8	1	95	95.337.741	8	763	174	156	155.749.315	8	1.246	279	12	243.242.573.400	8	1.941	
12	104	8	1	95	95.337.741	8	763	174	156	155.749.315	8	1.246	279	12	243.242.573.400	8	1.941	
13	104	8	1	95	95.337.741	8	763	174	156	155.749.315	8	1.246	279	12	243.242.573.400	8	1.941	
14	104	8	1	95	95.337.741	8	763	174	156	155.749.315	8	1.246	279	12	243.242.573.400	8	1.941	
15	104	8	1	95	95.337.741	8	763	174	156	155.749.315	8	1.246	279	12	243.242.573.400	8	1.941	
16	104	8	1	95	95.337.741	8	763	174	156	155.749.315	8	1.246	279	12	243.242.573.400	8	1.941	
17	104	8	1	95	95.337.741	8	763	174	156	155.749.315	8	1.246	279	12	243.242.573.400	8	1.941	
18	104	7	1	95	94.948.330	8	760	167	150	149.933.288	8	1.189	279	12	243.242.573.400	8	1.941	
19	88	7	1	90	88.875.820	8	719	154	138	138.556.538	8	1.107	278	12	241.241.42.400	8	1.932	
20	88	7	1	81	81.087.645	8	649	141	127	127.400.942	8	1.017	261	12	227.226.938.500	8	1.816	
21	79	7	1	73	73.133.941	8	585	129	117	116.783.706	8	934	232	11	204.203.932.797	8	1.632	
22	71	7	1	66	65.939.519	8	528	118	107	107.400.090	8	868	207	10	183.183.125.578	8	1.465	
23	64	6	1	59	59.494.622	8	475	108	98	98.401.184	8	788	194	10	164.164.287.181	8	1.314	
24	58	6	1	54	53.557.241	8	428	99	90	90.337.737	8	723	164	9	147.147.223.403	8	1.178	
25	52	6	1	48	48.241.232	8	386	90	83	82.883.700	8	663	146	9	132.133.838.947	8	1.055	
26	47	6	1	43	43.456.644	8	348	83	76	76.017.579	8	608	130	8	118.117.983.572	8	944	
27	42	6	1	39	39.126.029	8	313	76	70	69.712.607	8	568	116	8	106.105.528.635	8	844	
28	38	6	1	35	35.225.844	8	282	69	64	63.913.431	8	511	103	7	94.94.328.591	8	755	
29	34	5	1	32	31.704.077	8	254	63	59	58.881.178	8	469	92	7	84.84.276.046	8	674	
30	30	5	1	29	28.535.675	8	228	58	54	53.684.877	8	429	82	7	75.75.254.577	8	602	
31	27	5	1	26	25.687.195	8	205	53	49	49.183.460	8	383	73	7	67.67.177.264	8	537	
32	25	5	1	23	23.091.093	8	185	48	45	45.062.424	8	360	65	6	60.59.943.341	8	480	
33	22	5	1	21	20.771.614	8	166	44	41	41.289.949	8	330	58	6	53.53.475.184	8	428	
34	20	5	1	19	18.672.623	8	149	41	38	37.994.465	8	302	51	6	47.47.692.924	8	381	
35	18	5	6	16	15.892.709	8	127	37	33	32.155.137	8	262	46	6	40.221.016	8	322	
36	15	5	6	13	13.218.289	8	106	3	3	2.749.320	8	22	38	6	33.200.616	8	266	

Tabla 47 Escenario 2: Ingresos Netos para los volúmenes con sobrepresión

Periodos (Años)	Producción BCF	Regalías % Adicionales	Producción Neta BCF	Producción Neta MMBTU	MMUSD Ingresos 2 Tcf	Producción BCF	Regalías % Adicionales	Producción Neta BCF	Producción Neta MMBTU	MMUSD Ingresos 3.5 Tcf	Producción BCF	Regalías % Adicionales	Producción Neta BCF	Producción Neta MMBTU	MMUSD Ingresos 5.3 Tcf				
1																			
2																			
3																			
4																			
5																			
6	4	5	4	4,078,680	8	33	58	6	1	54	53,621,061	8	429	6	5	5,454,180	8	44	
7	56	6	52	52,335,012	8	419	116	8	1	106	105,598,882	8	845	75	1	69	69,487,227	8	556
8	104	8	95	95,384,288	8	763	174	10	1	156	153,639,311	8	1,245	145	9	131	131,004,621	8	1,048
9	104	8	95	95,384,288	8	763	174	10	1	156	153,639,311	8	1,245	215	11	190	189,712,704	8	1,518
10	104	8	95	95,384,288	8	763	174	10	1	156	153,639,311	8	1,245	279	12	243	242,573,400	8	1,941
11	104	8	95	95,384,288	8	763	174	10	1	156	153,639,311	8	1,245	279	12	243	242,573,400	8	1,941
12	104	8	95	95,384,288	8	763	174	10	1	156	153,639,311	8	1,245	279	12	243	242,573,400	8	1,941
13	104	8	95	95,384,288	8	763	174	10	1	156	153,639,311	8	1,245	279	12	243	242,573,400	8	1,941
14	104	8	95	95,384,288	8	763	174	10	1	156	153,639,311	8	1,245	279	12	243	242,573,400	8	1,941
15	104	8	95	95,384,288	8	763	174	10	1	156	153,639,311	8	1,245	279	12	243	242,573,400	8	1,941
16	104	8	95	95,384,288	8	763	174	10	1	156	153,639,311	8	1,245	279	12	243	242,573,400	8	1,941
17	104	7	95	94,902,587	8	760	174	10	1	156	153,639,311	8	1,245	279	12	243	242,573,400	8	1,941
18	98	7	90	90,222,272	8	722	166	9	1	149	149,236,680	8	1,194	279	12	243	242,573,400	8	1,941
19	89	7	82	81,918,945	8	655	152	9	1	137	137,242,731	8	1,098	278	12	241	241,451,100	8	1,932
20	81	7	74	74,356,395	8	595	139	9	1	126	126,111,587	8	1,009	261	12	227	228,946,200	8	1,816
21	73	7	67	67,466,216	8	540	128	8	1	116	115,834,182	8	927	232	11	204	203,952,797	8	1,632
22	66	6	61	61,204,454	8	490	117	8	1	106	106,362,865	8	851	207	10	183	183,133,835	8	1,465
23	60	6	56	55,516,118	8	444	107	8	1	98	97,627,865	8	781	184	10	164	164,275,568	8	1,314
24	54	6	50	50,335,258	8	403	98	7	1	90	89,582,899	8	717	164	9	147	147,223,403	8	1,178
25	49	6	46	45,630,905	8	366	89	7	1	82	82,187,000	8	657	146	9	132	131,848,455	8	1,055
26	44	6	41	41,381,893	8	331	82	7	1	75	75,390,277	8	603	130	8	118	117,993,572	8	944
27	40	6	37	37,468,074	8	300	75	7	1	69	69,117,526	8	553	116	8	106	105,528,635	8	844
28	36	6	34	33,960,451	8	272	68	6	1	63	63,361,182	8	507	103	7	94	94,328,581	8	755
29	33	5	31	30,769,081	8	246	63	6	1	58	58,072,304	8	465	92	7	84	84,276,046	8	674
30	30	5	28	27,867,783	8	223	57	6	1	53	53,210,744	8	426	82	7	75	75,263,556	8	602
31	27	5	25	25,200,406	8	202	52	6	1	49	48,753,587	8	390	73	7	67	67,166,294	8	537
32	24	5	23	22,849,065	8	183	48	6	1	45	44,658,851	8	357	65	6	60	59,952,418	8	490
33	22	5	21	20,678,387	8	165	44	6	1	41	40,942,117	8	327	58	6	53	53,475,184	8	428
34	20	5	19	18,719,299	8	150	40	6	1	37	37,458,418	8	300	51	6	48	47,682,924	8	381
35	18	5	16	16,043,099	8	128	37	6	6	32	32,458,067	8	260	46	6	40	40,229,703	8	322
36	15	5	13	13,413,292	8	107	3	5	6	3	27,820	8	22	38	6	33	33,200,616	8	266

Tabla 48 Flujo de Caja del proyecto de 5,3 Tcf de presión normal.

Year	PROJECT COSTS	EXPLORATION & APPRAISAL			PROD. DRILLING		FACILITIES COSTS						OPERATING COSTS					DECOMM.	CO2 emitted		PRODUCTION		
		Expl.	Seismic	Apprsl.	Tangible	Intangible	Subsea	Pipelines	Topsides	Structures	Floater	Other facilities	Fixed OPEX	Variable OPEX	Tariffs	Leases	CO2 tax		000s t/yr	Oil MMbbl/yr	Cond. MMbbl/yr	Gas Bscf/yr	
TOTAL	0,00	0,00	0,00	0,00	124,22	1.235,03	1.052,38	741,76	497,14	0,00	535,06	0,00	4.701,36	1.545,29	0,00	0,00	0,00	1.045,05	1.555,59	0,00	0,00	5.273,70	
1					7,07	7,17		1,24	40,68		27,38												
2					62,50	2,04	233,05	128,76	120,86		198,38												
3					53,05	923,51	819,33	611,76	335,60		309,90												
4					1,60	302,31							11,56	0,10									
5													138,75	1,27									
6													138,96	2,11									
7													143,46	20,13									
8													186,70	192,77									
9													142,29	4,63									
10													160,01	4,63									
11													143,86	21,73									
12													186,62	192,77									
13													139,66	4,63									
14													142,29	4,63									
15													164,29	21,73									
16													186,62	192,77									
17													139,58	4,62									
18													139,63	4,49									
19													146,47	21,37									
20													206,91	192,22									
21													139,40	3,89									
22													139,37	3,74									
23													147,53	20,70									
24													231,31	191,62									
25													159,70	3,36									
26													139,25	3,27									
27													143,50	20,28									
28													186,32	191,25									
29													141,89	3,03									
30													159,60	2,97									
31													143,43	20,09									
32													186,16	190,93									
33													138,91	1,91									
34													127,33	1,72									
35																			58,06				
36																			696,70				
																			290,29				

Tabla 49 Flujo de Caja del proyecto de 5,3 Tcf de sobrepresión.

Year	PROJECT COSTS	EXPLORATION & APPRAISAL			PROD. DRILLING		FACILITIES COSTS						OPERATING COSTS					DECOMM.	CO2 emitted		PRODUCTION				
		Expl.	Seismic	Apprsl.	Tangible	Intangible	Subsea	Pipelines	Topsides	Structures	Floater	Other facilities	Fixed OPEX	Variable OPEX	Tariffs	Leases	CO2 tax		000s t/yr	Oil MMbbl/yr	Cond. MMbbl/yr	Gas Bscf/yr			
TOTAL	0,00	0,00	0,00	0,00	97,84	970,17	985,51	741,76	499,18	0,00	532,92	0,00	4.577,86	1.301,44	0,00	0,00	0,00	963,10	1.548,91	0,00	0,00	0	0	5273,8	
1					6,14	6,38		1,24	40,87		27,01														
2					52,14	1,92	219,52	128,76	121,57		198,05		11,39	0,10						2,73		0,00		5,79	
3					39,96	830,98	765,99	611,76	336,74		307,86		136,65	1,28						33,84		0,00		75,26	
4						130,89							136,86	2,12						46,19		0,00		145,05	
5													140,63	17,22						58,54		0,00		214,84	
6													176,88	161,90						69,86		0,00		278,82	
7													140,14	4,42						69,86		0,00		278,82	
8													157,73	3,66						69,86		0,00		278,82	
9													141,03	18,80						69,86		0,00		278,82	
10													176,80	161,90						69,86		0,00		278,82	
11													137,51	4,42						69,86		0,00		278,82	
12													139,95	3,66						69,86		0,00		278,82	
13													161,51	18,80						69,86		0,00		278,82	
14													176,80	161,90						69,86		0,00		278,82	
15													137,43	4,41						69,63		0,00		277,53	
16													137,29	3,52						66,68		0,00		260,86	
17													143,64	18,44						61,63		0,00		232,29	
18													197,15	161,35						57,12		0,00		206,85	
19													137,25	3,69						53,12		0,00		184,19	
20													137,02	2,77						49,54		0,00		164,00	
21													144,69	17,77						46,36		0,00		146,03	
22													221,50	160,75						43,53		0,00		130,02	
23													157,60	3,16						41,01		0,00		115,76	
24													136,90	2,30						38,76		0,00		103,06	
25													140,67	17,36						36,76		0,00		91,75	
26													176,50	160,38						34,98		0,00		81,68	
27													139,74	2,82						33,39		0,00		72,71	
28													157,31	2,00						31,98		0,00		64,72	
29													140,60	17,09						30,72		0,00		57,60	
30													176,35	160,07						29,60		0,00		51,26	
31													136,77	1,78						28,60		0,00		45,62	
32													125,37	1,60						25,46		0,00		37,55	
33																			53,51		0,00				
34																			642,06		0,00				
35																			267,53		0,00				
36																									

Tabla 50 Flujo de Caja del proyecto de 3,5 Tcf de presión normal

Year	PROJECT COSTS	EXPLORATION & APPRAISAL			PROD. DRILLING		FACILITIES COSTS						OPERATING COSTS					DECOMM.	CO2 emitted		PRODUCTION				
		Expl.	Seismic	Apprsl.	Tangible	Intangible	Subsea	Pipelines	Topsides	Structures	Floater	Other facilities	Fixed OPEX	Variable OPEX	Tariffs	Leases	CO2 tax		000s t/yr	Oil MMbbl/yr	Cond. MMbbl/yr	Gas Bscf/yr			
TOTAL	0,00	0,00	0,00	0,00	93,99	680,84	481,84	318,12	455,32	0,00	530,61	0,00	3.041,62	841,54	0,00	0,00	0,00	563,79	1.275,21	0,00	0,00	0	0	3478,37	
1					2,77	3,14			7,15		2,38														
2					34,01	1,22	108,55	52,25	124,65		188,26														
3					39,46	257,56	355,00	265,87	301,59		339,97														
4					17,75	418,92	18,29		21,93																
5												82,87	1,10						26,97		0,00		53,01		
6												90,61	2,03						41,42		0,00		111,10		
7												90,84	2,94						54,50		0,00		169,22		
8												115,26	100,63						55,59		0,00		174,06		
9												93,91	13,56						55,59		0,00		174,06		
10												110,19	4,84						55,59		0,00		174,06		
11												92,61	3,17						55,59		0,00		174,06		
12												115,26	100,63						55,59		0,00		174,06		
13												93,49	13,56						55,59		0,00		174,06		
14												91,73	4,84						55,59		0,00		174,06		
15												109,77	3,17						55,59		0,00		174,06		
16												116,97	100,63						55,59		0,00		174,06		
17												93,48	13,50						54,04		0,00		167,19		
18												91,27	4,66						50,99		0,00		153,61		
19												91,25	2,88						48,05		0,00		140,57		
20												134,04	100,24						45,36		0,00		128,63		
21												95,09	13,07						42,90		0,00		117,71		
22												91,17	4,27						40,65		0,00		107,71		
23												90,74	2,52						38,59		0,00		98,56		
24												136,64	99,91						36,71		0,00		90,19		
25												114,10	12,77						34,98		0,00		82,52		
26												92,81	3,98						33,40		0,00		75,51		
27												90,67	2,27						31,96		0,00		69,09		
28												115,02	99,67						30,64		0,00		63,21		
29												93,67	12,56						29,42		0,00		57,83		
30												109,93	3,78						28,32		0,00		52,90		
31												92,34	2,09						27,30		0,00		48,40		
32												114,98	99,51						26,37		0,00		44,27		
33												92,79	10,75						25,52		0,00		40,50		
34												90,57	1,84						24,75		0,00		37,04		
35												7,55	0,15						2,06		0,00		3,06		
36																		344,54							
																		219,25							

Tabla 51 Flujo de Caja del proyecto de 3,5 Tcf de sobrepresión

Year	PROJECT COSTS	EXPLORATION & APPRAISAL			PROD. DRILLING		FACILITIES COSTS						OPERATING COSTS					DECOMM.	CO2 emitted		PRODUCTION		
		Expl.	Seismic	Apprst.	Tangible	Intangible	Subsea	Pipelines	Topsides	Structures	Floater	Other facilities	Fixed OPEX	Variable OPEX	Tariffs	Leases	CO2 tax		000s te/yr	Oil MMbbl/yr	Cond. MMbbl/yr	Gas Bscf/yr	
TOTAL	0,00	0,00	0,00	0,00	75,50	533,66	446,03	289,32	468,93	0,00	530,17	0,00	2.899,19	718,45	0,00	0,00	0,00	519,80	1.460,72	0,00	0,00	3475,38	
1					3,16	2,99			11,12		3,17												
2					32,28	1,09	99,98	47,80	133,76		203,39												
3					33,75	278,45	346,05	245,52	324,05		323,61												
4					6,31	251,13																	
5												86,59	1,28						33,49		0,00	57,76	
6												86,79	2,08						48,36		0,00	115,84	
7												87,03	3,04						63,22		0,00	173,93	
8												109,46	92,75						63,22		0,00	173,93	
9												87,71	3,94						63,22		0,00	173,93	
10												108,71	4,85						63,22		0,00	173,93	
11												87,03	3,04						63,22		0,00	173,93	
12												109,46	92,75						63,22		0,00	173,93	
13												87,26	3,94						63,22		0,00	173,93	
14												87,94	4,85						63,22		0,00	173,93	
15												108,25	3,04						63,22		0,00	173,93	
16												109,46	92,75						63,22		0,00	173,93	
17												87,24	3,88						61,30		0,00	166,44	
18												87,43	4,66						57,69		0,00	152,31	
19												87,41	2,72						54,38		0,00	139,38	
20												130,57	92,33						51,35		0,00	127,54	
21												87,13	3,42						48,58		0,00	116,71	
22												87,33	4,24						46,04		0,00	106,79	
23												86,86	2,34						43,72		0,00	97,71	
24												132,79	91,98						41,59		0,00	89,41	
25												108,27	3,10						39,65		0,00	81,81	
26												87,26	3,95						37,87		0,00	74,85	
27												86,79	2,08						36,24		0,00	68,48	
28												109,20	91,74						34,74		0,00	62,65	
29												87,45	2,88						33,38		0,00	57,31	
30												108,43	3,74						32,13		0,00	52,43	
31												86,74	1,89						30,99		0,00	47,96	
32												109,16	91,57						29,94		0,00	43,87	
33												86,72	1,82						28,98		0,00	40,13	
34												86,72	1,79						28,10		0,00	36,70	
35																			346,53				
36																			173,27				

Tabla 52 Flujo de Caja del proyecto de 2 Tcf de presión normal

Year	PROJECT COSTS	EXPLORATION & APPRAISAL			PROD. DRILLING		FACILITIES COSTS						OPERATING COSTS					DECOMM.	CO2 emitted		PRODUCTION		
		Expl.	Seismic	Apprsl.	Tangible	Intangible	Subsea	Pipelines	Topsides	Structures	Floater	Other facilities	Fixed OPEX	Variable OPEX	Tariffs	Leases	CO2 tax		000s telyr	Oil MMbbl/yr	Cond. MMbbl/yr	Gas Bscf/yr	
TOTAL	0,00	0,00	0,00	0,00	47,86	294,41	289,78	248,15	412,98	0,00	507,65	0,00	2.561,33	453,93	0,00	0,00	0,00	403,95	1.045,90	0,00	0,00	1.982,18	
1					2.83	2.47			33.63		26.50												
2					24.38	0.89	64.87	38.36	93.94		184.44												
3					19.88	277.44	224.91	209.79	285.41		296.71		6.48	0.07						2.07		0.00	2.88
4					0.77	13.61							77.81	0.89						25.81		0.00	37.48
5													77.98	1.58						36.83		0.00	72.29
6													79.26	6.71						46.94		0.00	104.20
7													90.85	52.93						46.94		0.00	104.20
8													80.55	3.84						46.94		0.00	104.20
9													95.73	2.93						46.94		0.00	104.20
10													79.26	6.71						46.94		0.00	104.20
11													90.82	52.93						46.94		0.00	104.20
12													78.58	3.84						46.94		0.00	104.20
13													80.32	2.93						46.94		0.00	104.20
14													96.67	6.71						46.94		0.00	104.20
15													90.82	52.92						46.79		0.00	103.76
16													78.53	3.78						44.98		0.00	98.04
17													78.32	2.77						41.86		0.00	88.18
18													81.20	6.46						39.05		0.00	79.31
19													108.14	52.58						36.53		0.00	71.33
20													78.44	3.43						34.25		0.00	64.15
21													78.20	2.46						32.21		0.00	57.69
22													81.09	6.18						30.37		0.00	51.87
23													113.81	52.34						28.71		0.00	46.65
24													95.80	3.21						27.22		0.00	41.94
25													78.15	2.26						25.88		0.00	37.71
26													79.08	5.99						24.67		0.00	33.90
27													90.67	52.18						23.59		0.00	30.48
28													80.35	3.06						22.61		0.00	27.39
29													95.52	2.12						21.74		0.00	24.62
30													79.05	5.87						20.95		0.00	22.13
31													90.56	51.92						20.24		0.00	19.88
32													77.89	1.22						19.60		0.00	17.86
33													71.40	1.10						17.48		0.00	14.84
34																			22.44				
35																			269.30				
36																			112.21				

Tabla 53 Flujo de Caja del proyecto de 2 Tcf de sobrepresión

Year	PROJECT COSTS	EXPLORATION & APPRAISAL			PROD. DRILLING		FACILITIES COSTS						OPERATING COSTS					DECOMM.	CO2 emitted		PRODUCTION		
		Expl.	Seismic	Apprsl.	Tangible	Intangible	Subsea	Pipelines	Topsides	Structures	Floater	Other facilities	Fixed OPEX	Variable OPEX	Tariffs	Leases	CO2 tax		000s t/yr	Oil MMbbl/yr	Cond. MMbbl/yr	Gas Bscf/yr	
TOTAL	0,00	0,00	0,00	0,00	42,40	284,89	284,70	248,15	405,02	0,00	501,58	0,00	2.550,63	445,28	0,00	0,00	0,00	401,84	1.015,16	0,00	0,00	1.982,76	
1					2,69	2,37			32,96		26,02												
2					22,41	0,84	66,03	38,36	91,31		182,46												
3					17,30	282,36	228,67	209,79	280,75		293,10		6,47	0,10						2,46		0,00	4,33
4												77,66	1,24							30,85		0,00	56,35
5												77,83	1,94							45,56		0,00	104,23
6												79,00	6,62							45,56		0,00	104,23
7												90,77	53,52							45,56		0,00	104,23
8												80,02	2,77							45,56		0,00	104,23
9												94,98	1,94							45,56		0,00	104,23
10												79,00	6,62							45,56		0,00	104,23
11												90,73	53,52							45,56		0,00	104,23
12												78,08	2,77							45,56		0,00	104,23
13												79,81	1,94							45,56		0,00	104,23
14												96,15	6,62							45,43		0,00	103,81
15												90,71	53,47							43,78		0,00	98,43
16												78,00	2,62							40,92		0,00	89,11
17												77,81	1,71							38,32		0,00	80,67
18												80,90	6,31							35,97		0,00	73,02
19												107,78	53,14							33,84		0,00	66,10
20												77,93	2,33							31,92		0,00	59,84
21												77,71	1,44							30,17		0,00	54,16
22												80,82	6,07							28,59		0,00	49,02
23												113,70	52,92							27,16		0,00	44,37
24												95,03	2,13							25,87		0,00	40,16
25												77,66	1,26							24,69		0,00	36,34
26												78,82	5,91							23,63		0,00	32,89
27												90,58	52,78							22,67		0,00	29,76
28												79,83	2,00							21,80		0,00	26,92
29												94,78	1,14							21,01		0,00	24,36
30												78,80	5,80							20,30		0,00	22,03
31												90,50	52,60							19,65		0,00	19,93
32												77,62	1,08							19,06		0,00	18,03
33												71,15	0,97							17,03		0,00	15,06
34																			22,33				
35																			267,96				
36																			111,65				

Tabla 54 Escenario 1: Impuestos volúmenes presión normal

Períodos (Años)	MMU 8D Ingresos 2 Tof	Impuestos %	MMU 8D Despues de Impuestos	Renta Especial Gas	Renta Especial Total	MMU 8D Neto Ingresos 2 Tof	MMU 8D Ingresos 3,6 Tof	Impuestos %	MMU 8D Despues de Impuestos	Renta Especial Gas	Renta Especial Total	MMU 8D Neto Ingresos 3,6 Tof	MMU 8D Ingresos 6,3 Tof	Impuestos %	MMU 8D Despues de Impuestos	Renta Especial Gas	Renta Especial Total	MMU 8D Neto Ingresos 6,3 Tof	
1																			
2																			
3																			
4																			
5																			
6	22	25	16	0,01399	0	16	394	25	296	0,01399	4	292	44	25	33	0,01399	0	32	
7	280	25	210	0,01399	3	207	811	25	609	0,01399	9	600	586	25	417	0,01399	6	411	
8	834	25	401	0,01399	6	396	1.213	25	910	0,01399	13	897	1.048	25	786	0,01399	11	776	
9	763	25	572	0,01399	8	564	1.246	25	934	0,01399	13	921	1.518	25	1.138	0,01399	16	1.122	
10	763	25	572	0,01399	8	564	1.246	25	934	0,01399	13	921	1.941	25	1.465	0,01399	20	1.436	
11	763	25	572	0,01399	8	564	1.246	25	934	0,01399	13	921	1.941	25	1.465	0,01399	20	1.436	
12	763	25	572	0,01399	8	564	1.246	25	934	0,01399	13	921	1.941	25	1.465	0,01399	20	1.436	
13	763	25	572	0,01399	8	564	1.246	25	934	0,01399	13	921	1.941	25	1.465	0,01399	20	1.436	
14	763	25	572	0,01399	8	564	1.246	25	934	0,01399	13	921	1.941	25	1.465	0,01399	20	1.436	
15	763	25	572	0,01399	8	564	1.246	25	934	0,01399	13	921	1.941	25	1.465	0,01399	20	1.436	
16	763	25	572	0,01399	8	564	1.246	25	934	0,01399	13	921	1.941	25	1.465	0,01399	20	1.436	
17	763	25	572	0,01399	8	564	1.246	25	934	0,01399	13	921	1.941	25	1.465	0,01399	20	1.436	
18	760	25	570	0,01399	8	562	1.199	25	900	0,01399	13	887	1.941	25	1.465	0,01399	20	1.436	
19	719	25	539	0,01399	8	532	1.107	25	830	0,01399	12	819	1.932	25	1.449	0,01399	20	1.428	
20	649	25	487	0,01399	7	480	1.017	25	763	0,01399	11	752	1.516	25	1.362	0,01399	19	1.343	
21	585	25	439	0,01399	6	433	934	25	701	0,01399	10	691	1.632	25	1.224	0,01399	17	1.207	
22	528	25	396	0,01399	6	390	858	25	643	0,01399	9	634	1.465	25	1.099	0,01399	15	1.082	
23	475	25	367	0,01399	5	362	788	25	591	0,01399	8	582	1.314	25	986	0,01399	14	972	
24	428	25	321	0,01399	4	317	723	25	542	0,01399	8	534	1.178	25	883	0,01399	12	871	
25	386	25	289	0,01399	4	286	663	25	497	0,01399	7	490	1.086	25	791	0,01399	11	780	
26	348	25	261	0,01399	4	257	608	25	456	0,01399	6	450	944	25	708	0,01399	10	698	
27	313	25	235	0,01399	3	231	558	25	418	0,01399	6	412	844	25	633	0,01399	9	624	
28	282	25	211	0,01399	3	208	511	25	383	0,01399	5	378	755	25	566	0,01399	8	558	
29	264	25	190	0,01399	3	188	469	25	361	0,01399	5	347	674	25	506	0,01399	7	499	
30	228	25	171	0,01399	2	169	429	25	322	0,01399	5	318	602	25	462	0,01399	6	445	
31	205	25	154	0,01399	2	152	393	25	295	0,01399	4	291	537	25	403	0,01399	6	397	
32	185	25	139	0,01399	2	137	360	25	270	0,01399	4	267	480	25	360	0,01399	5	355	
33	166	25	125	0,01399	2	123	330	25	248	0,01399	3	244	428	25	321	0,01399	4	316	
34	148	25	112	0,01399	2	110	302	25	229	0,01399	3	224	381	25	288	0,01399	4	282	
35	127	25	95	0,01399	1	94	262	25	197	0,01399	3	194	322	25	241	0,01399	3	238	
36	106	25	79	0,01399	1	78	22	25	16	0,01399	0	16	266	25	199	0,01399	3	196	

Tabla 55 Escenario 2: Impuestos volúmenes sobrepresión

Periodo s (Años)	MM USD Ingresos 2 Tof	Impuestos %	MM USD Despues de Impuestos	Renta Especial Gas	Renta Especial Total	MM USD Neto Ingresos 2 T of	MM USD Ingresos 3,6 T of	Impuestos %	MM USD Despues de Impue stos	Renta Especial Gas	Renta Especial Total	MM USD Neto Ingresos 3,6 T of	MM USD Ingresos 6,0 Tof	Impuestos %	MM USD Despues de Impuestos	Renta Especial Gas	Renta Especial Total	MM USD Neto Ingresos 6,0 T of	
1																			
2																			
3																			
4																			
5																			
6	33	25	24	0,01399	0	24	429	25	322	0,01399	8	317	44	25	33	0,01399	0	32	
7	419	25	314	0,01399	4	310	845	25	634	0,01399	9	625	556	25	417	0,01399	6	411	
8	763	25	572	0,01399	8	564	1.245	25	934	0,01399	13	921	1.043	25	726	0,01399	11	776	
9	763	25	572	0,01399	8	564	1.245	25	934	0,01399	13	921	1.518	25	1.138	0,01399	16	1.122	
10	763	25	572	0,01399	8	564	1.245	25	934	0,01399	13	921	1.941	25	1.455	0,01399	20	1.435	
11	763	25	572	0,01399	8	564	1.245	25	934	0,01399	13	921	1.941	25	1.455	0,01399	20	1.435	
12	763	25	572	0,01399	8	564	1.245	25	934	0,01399	13	921	1.941	25	1.455	0,01399	20	1.435	
13	763	25	572	0,01399	8	564	1.245	25	934	0,01399	13	921	1.941	25	1.455	0,01399	20	1.435	
14	763	25	572	0,01399	8	564	1.245	25	934	0,01399	13	921	1.941	25	1.455	0,01399	20	1.435	
15	763	25	572	0,01399	8	564	1.245	25	934	0,01399	13	921	1.941	25	1.455	0,01399	20	1.435	
16	763	25	572	0,01399	8	564	1.245	25	934	0,01399	13	921	1.941	25	1.455	0,01399	20	1.435	
17	760	25	570	0,01399	8	562	1.245	25	934	0,01399	13	921	1.941	25	1.455	0,01399	20	1.435	
18	722	25	541	0,01399	8	534	1.194	25	896	0,01399	13	883	1.941	25	1.455	0,01399	20	1.435	
19	666	25	492	0,01399	7	485	1.098	25	823	0,01399	12	812	1.932	25	1.449	0,01399	20	1.428	
20	595	25	446	0,01399	6	440	1.009	25	757	0,01399	11	746	1.916	25	1.362	0,01399	19	1.343	
21	840	25	606	0,01399	6	599	927	25	698	0,01399	10	688	1.632	25	1.224	0,01399	17	1.207	
22	490	25	367	0,01399	5	362	851	25	636	0,01399	9	629	1.455	25	1.099	0,01399	15	1.083	
23	444	25	333	0,01399	5	328	781	25	606	0,01399	8	598	1.314	25	966	0,01399	14	972	
24	403	25	302	0,01399	4	298	717	25	537	0,01399	8	530	1.178	25	883	0,01399	12	871	
25	366	25	274	0,01399	4	270	657	25	493	0,01399	7	486	1.066	25	791	0,01399	11	780	
26	331	25	248	0,01399	3	245	603	25	452	0,01399	6	446	944	25	708	0,01399	10	698	
27	300	25	225	0,01399	3	222	553	25	415	0,01399	6	409	844	25	633	0,01399	9	624	
28	274	25	204	0,01399	3	201	507	25	380	0,01399	5	375	755	25	566	0,01399	8	558	
29	246	25	185	0,01399	3	182	465	25	348	0,01399	5	344	674	25	506	0,01399	7	499	
30	223	25	167	0,01399	2	165	426	25	319	0,01399	4	315	602	25	452	0,01399	6	445	
31	202	25	151	0,01399	2	149	390	25	293	0,01399	4	288	537	25	403	0,01399	6	397	
32	183	25	137	0,01399	2	135	357	25	268	0,01399	4	264	480	25	360	0,01399	5	355	
33	165	25	124	0,01399	2	122	327	25	245	0,01399	3	242	428	25	321	0,01399	4	316	
34	180	25	112	0,01399	2	111	300	25	225	0,01399	3	222	381	25	296	0,01399	4	292	
35	128	25	96	0,01399	1	95	260	25	195	0,01399	3	192	322	25	241	0,01399	3	238	
36	107	25	80	0,01399	1	79	22	25	16	0,01399	0	16	266	25	199	0,01399	3	196	

Anexo E

Evaluación De Los Proyectos Con Otros Indicadores Financieros

Los indicadores Financieros, son instrumentos de análisis matemático que sirven para la toma de decisiones económicas con respecto a proyectos de inversión. A continuación, se presentaran y definirán de manera general dos indicadores financieros que también fueron utilizados dentro del macro de Excel de Ecopetrol para la determinación de los mínimos volúmenes de hidrocarburos económicos para los proyectos de producción offshore en la Cuenca Sinú Offshore. Cabe mencionar que todos y cada uno de estos indicadores de análisis deben conducir a la toma de decisiones económicas iguales, la diferencia radica en la metodología que aplica cada indicador para llegar al valor final.

Indicador Financiero Tasa Interna de Retorno (TIR)

El método para calcular la TIR consiste en encontrar una tasa de interés que cumpla con las condiciones buscadas o establecidas en el momento de aceptar un proyecto de inversión. Esta metodología tiene como ventaja frente a otros indicadores financieros como la del Valor Presente Neto (VPN), porque para el cálculo de la TIR no es necesario el uso de la Tasa de Interés de Oportunidad (TIO), esto genera una característica favorable en su utilización por parte de los administradores financieros.

La Tasa Interna de Retorno es definida en otros términos como aquella tasa que está ganando un interés sobre el saldo no recuperado de la inversión en cualquier momento de la duración del proyecto. La Ecuación 4 se utiliza para el cálculo de la TIR está a continuación.

Ecuación 4 Calculo de la TIR

$$VPN = \frac{\sum R_t}{(1+i)^t} = 0$$

Donde:

t = Corresponde al tiempo del flujo de caja.

i = Es la tasa de descuento (tasa de rendimiento que se podría ganar en una inversión en los mercados financieros con un riesgo similar).

R_t – Es el flujo neto de efectivo (la cantidad de dinero en efectivo, entradas menos salidas) en el tiempo t.

La tasa Interna de Retorno para los volúmenes de los dos diferentes escenarios se pueden apreciar en la **Tabla 56**.

Tabla 56 TIR de los volúmenes para los dos escenarios.

TIR		
CASO	CASO PRESION NORMAL	CASO SOBREPRESIONADO
2 Tcf	16%	17%
3,5 Tcf	24%	25%
5,3 Tcf	17%	18%

Con este indicador se observa que la tasa Interna de Retorno es mayor que la Tasa de descuento, con lo que se podría establecer la rentabilidad de todos los proyectos analizados y soportar la conclusión de unos mínimos volúmenes económicos cercanos a 1 Tcf.

Por otro lado, se ha realizado el análisis de costo por MMBtu. Con esto se pretende ver la comparación con el precio al que se va a vender unitariamente el gas. En la **Tabla 57** y la **Tabla 58** se puede observar el resultado para el escenario de presión normal y sus volumetrías correspondientes. Así como también el resultado para el escenario de sobrepresión y sus volumetrías correspondientes.


Tabla 57 Valor Unitario por MMBtu para los escenarios de presión normal.

Escenario de Gas con Presión Normal				
Costos	Unidades	Precio 2 TCF	Precio 3,5 TCF	Precio 5,3 TCF
Costo E & A	\$USD/MMBtu	0,23	0,13	0,08
Costo de Perforación	\$USD/MMBtu	0,17	0,22	0,26
Costo de las Facilidades	\$USD/MMBtu	0,66	0,51	0,54
Costo de Capital	\$USD/MMBtu	1,06	0,86	0,88
Costo de Operación	\$USD/MMBtu	1,75	1,12	1,18
Costo de Abandono	\$USD/MMBtu	0,19	0,16	0,20
Costo de Obtención	\$USD/MMBtu	1,00	1,00	1,00
Costo del Ciclo del Proyecto	\$USD/MMBtu	3,00	2,14	2,26
Costo del Proyecto	\$USD/MMBtu	4,00	3,14	3,26

Tabla 58 Valor Unitario por MMBtu para los escenarios de sobrepresión.

Escenario de Gas con Sobrepresión				
Costos	Unidades	Precio 2 TCF	Precio 3,5 TCF	Precio 5,3 TCF
Costo E & A	\$USD/MMBtu	0,22	0,13	0,08
Costo de Perforación	\$USD/MMBtu	0,17	0,18	0,20
Costo de las Facilidades	\$USD/MMBtu	0,73	0,50	0,52
Costo de Capital	\$USD/MMBtu	1,12	0,80	0,81
Costo de Operación	\$USD/MMBtu	1,51	1,04	1,11
Costo de Abandono	\$USD/MMBtu	0,20	0,15	0,18
Costo de Obtención	\$USD/MMBtu	1,00	1,00	1,00
Costo del Ciclo del Proyecto	\$USD/MMBtu	2,84	1,99	2,11
Costo del Proyecto	\$USD/MMBtu	3,84	2,99	3,11

El costo del ciclo del proyecto está por debajo del precio de venta, el cual es de 8 \$USD/MMBtu. Hay que tener en cuenta que dentro de estos valores no se tiene en cuenta las regalías, lo cual indicaría un aumento en ese valor unitario.

 Fundación Universidad de América	FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA	Código:
	PROCESO: GESTIÓN DE BIBLIOTECA	Versión 0
	Autorización para Publicación en el Repositorio Digital Institucional – Lumieres	Julio - 2016


AUTORIZACIÓN PARA PUBLICACIÓN EN EL REPOSITORIO DIGITAL INSTITUCIONAL LUMIERES



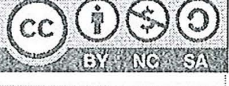
Nosotros Iván Adolfo Rodríguez y Juan Sebastián Severiche en calidad de titulares de la obra Evaluación técnico financiera del potencial de los proyectos de producción offshore en la Cuenca Sinú Offshore del Caribe Colombiano y el dimensionamiento de los volúmenes de hidrocarburos mínimos económicos, elaborada en el año 2016, autorizamos al **Sistema de Bibliotecas de la Fundación Universidad América** para que incluya una copia, indexe y divulgue en el Repositorio Digital Institucional – Lumieres, la obra mencionada con el fin de facilitar los procesos de visibilidad e impacto de la misma, conforme a los derechos patrimoniales que nos corresponden y que incluyen: la reproducción, comunicación pública, distribución al público, transformación, en conformidad con la normatividad vigente sobre derechos de autor y derechos conexos (Ley 23 de 1982, Ley 44 de 1993, Decisión Andina 351 de 1993, entre otras).

Al respecto como Autores manifestamos conocer que:

- La autorización es de carácter no exclusiva y limitada, esto implica que la licencia tiene una vigencia, que no es perpetua y que el autor puede publicar o difundir su obra en cualquier otro medio, así como llevar a cabo cualquier tipo de acción sobre el documento.
- La autorización tendrá una vigencia de cinco años a partir del momento de la inclusión de la obra en el repositorio, prorrogable indefinidamente por el tiempo de duración de los derechos patrimoniales del autor y podrá darse por terminada una vez el autor lo manifieste por escrito a la institución, con la salvedad de que la obra es difundida globalmente y cosechada por diferentes buscadores y/o repositorios en Internet, lo que no garantiza que la obra pueda ser retirada de manera inmediata de otros sistemas de información en los que se haya indexado, diferentes al Repositorio Digital Institucional – Lumieres de la Fundación Universidad América.
- La autorización de publicación comprende el formato original de la obra y todos los demás que se requiera, para su publicación en el repositorio. Igualmente, la autorización permite a la institución el cambio de soporte de la obra con fines de preservación (impreso, electrónico, digital, Internet, intranet, o cualquier otro formato conocido o por conocer).
- La autorización es gratuita y se renuncia a recibir cualquier remuneración por los usos de la obra, de acuerdo con la licencia establecida en esta autorización.
- Al firmar esta autorización, se manifiesta que la obra es original y no existe en ella ninguna violación a los derechos de autor de terceros. En caso de que el trabajo haya sido financiado por terceros, el o los autores asumen la responsabilidad del cumplimiento de los acuerdos establecidos sobre los derechos patrimoniales de la obra.
- Frente a cualquier reclamación por terceros, el o los autores serán los responsables. En ningún caso la responsabilidad será asumida por la Fundación Universidad de América.
- Con la autorización, la Universidad puede difundir la obra en índices, buscadores y otros sistemas de información que favorezcan su visibilidad.

Conforme a las condiciones anteriormente expuestas, como autores establecemos las siguientes condiciones de uso de nuestra obra de acuerdo con la *licencia Creative Commons* que se señala a continuación:

	FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA	Código:
	PROCESO: GESTIÓN DE BIBLIOTECA	Versión 0
	Autorización para Publicación en el Repositorio Digital Institucional – Lumieres	Julio - 2016

	Atribución- no comercial- sin derivar: permite distribuir, sin fines comerciales, sin obras derivadas, con reconocimiento del autor.	<input type="checkbox"/>
	Atribución – no comercial: permite distribuir, crear obras derivadas, sin fines comerciales con reconocimiento del autor.	<input checked="" type="checkbox"/>
	Atribución – no comercial – compartir igual: permite distribuir, modificar, crear obras derivadas, sin fines económicos, siempre y cuando las obras derivadas estén licenciadas de la misma forma.	<input type="checkbox"/>

Licencias completas: http://co.creativecommons.org/?page_id=13

Siempre y cuando se haga alusión de alguna parte o nota del trabajo, se debe tener en cuenta la correspondiente citación bibliográfica para darle crédito al trabajo y a sus autores.

De igual forma como autores autorizamos la consulta de los medios físicos del presente trabajo de grado así:

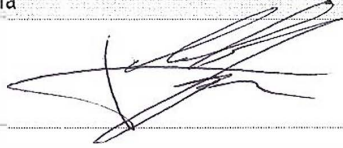
AUTORIZAMOS	SI	NO
La consulta física (sólo en las instalaciones de la Biblioteca) del CD-ROM y/o Impreso	X	
La reproducción por cualquier formato conocido o por conocer para efectos de preservación	x	

Información Confidencial: este Trabajo de Grado contiene información privilegiada, estratégica o secreta o se ha pedido su confidencialidad por parte del tercero, sobre quien se desarrolló la investigación. En caso afirmativo expresamente indicará (indicaremos), en carta adjunta, tal situación con el fin de que se respete la restricción de acceso.	SI	NO
		x

Para constancia se firma el presente documento en Bogotá, a los 14 días del mes de Agosto del año 2017.

LOS AUTORES:

Autor 1

Nombres	Apellidos
Iván Adolfo	Rodriguez Salas
Documento de identificación No	Firma
1027402702	

Nombres	Apellidos
Juan Sebastián	Severiche Ortegón
Documento de identificación No	Firma
1020788999	

Nota: Incluya un apartado (copie y pegue el cuadro anterior), para los datos y la firma de cada uno de los autores de la obra.