CAPITULO 2

2. GAS NATURAL DE ANCON

De la misma manera que el petróleo, el gas natural se origina por la descomposición de materias orgánicas y puede ocurrir como tal ya sea asociado con yacimientos de petróleo, en yacimientos de gas condesado o, en yacimientos de gas libre; siendo esta ultima la forma más común de encontrarlo en el mundo. Dependiendo de estos modos de ocurrencia y de la posición geográfica del país de procedencia, los elementos que lo conforman y el porcentaje en que intervienen varían muy ampliamente, lo cual ha hecho que se lo pueda clasificar como gas dulce o agrio, gas rico o pobre, según sea el caso.

Hablando del Campo Ancón, el gas natural es producido conjuntamente con el petróleo (por estar disuelto en el) y sus componentes químicos, propiedades y características más importantes tales como peso especifico (molecular), poder calórico, porcentajes molares de los compuestos que lo conforman, entre otras, serán determinadas en el presente capitulo con el objeto de analizar su calidad como combustible y además para disponer de los parámetros básicos que se requieren en el diseño del sistema de captación.

También se analizara la producción en conjunto de petróleo y de gas natural para su respectiva determinación de GOR de producción; y se estimara la declinación de la producción del gas natural en las secciones del Campo Ancón donde se llevo a cabo la captación. Usando la caracterización realizada se establecerá el contenido líquido del gas y en conjunto con los factores de recobro de los componentes líquidos presentes en el gas, que se establecen por el proceso de absorción se estimara la producción de gasolina natural. Finalmente la disponibilidad del gas natural que puede entrar al proceso de captación a futuro se establecerá.

2.1. Tipo de Yacimiento

UBICACIÓN GEOGRAFICA: El conjunto de yacimientos denominado Campos Petroleros de la Península de Santa Elena "Ing. Gustavo G. Velasco "se encuentra en la península de Santa Elena ubicado en el sudeste de la Provincia de Guayas, Ecuador, distante

120 km de la ciudad de Guayaquil. El bloque comprende 1200 km^2 de las cuales el 40% son costa afuera.

En él se han perforado aproximadamente 2900 pozos. El principal yacimiento es el campo Ancón, que produce de reservorios de edad Terciaria, habiendo acumulado hasta el presente 114.6 MM bls (95% de la producción acumulada total de la Península). El 5% restante (6.25 MM bls) proviene de un conjunto de pequeños yacimientos cuya producción proviene de reservorios de edad Cretácica (Santa Paula, Achallan, Petropolis, Carolina, San Raymundo, Cautivo).

ESTRATIGRAFIA: En la secuencia Terciaria atravesada en la Península presenta varios reservorios, siendo el más importante las Atlanta Sandstones, equivalente en el subsuelo de Ancón de la Formación Azúcar. En la siguiente secuencia cretácica en orden de importancia de acuerdo a la producción los niveles arenosos son las Formaciones Passage Beds, C.P.B (Clay Pebble Beds), y Socorro.

Las columnas litológicas de las áreas de estudio se las presenta en la **figura II-1** y **figura II-2**:

FIGURA II-1 COLUMNA LITOLOGICA SECCIONES 67 Y TIGRE

EDAD	FORMACION		PROF.	ESP.	LITOLOGIA	DESCRIPCION
EOCENO MED.	SOCORRO		0 350'	350'		Lutita gris con intercalciones de arenisca de grano fino
	C.P.B.	UPPER	350' 500'	150'		Arcilla con clastos redondea-dos a subredondeados de arcilla suave
		BED.S.	800'	300'		Arenisca muy fina intercalada con lutita gris
		LOWER	1600'	800'		Arcilla con clastos redondea-dos a subredondeados de arcilla suave
EOCENO INF.	PASSAGE BEDS		1600' 2100'	500'		Intercalaciones de areniscas de grano fino a medio con lutita gris
			2250'	150'		Arenisca fina. Clastos de cuartiza subangulosa. Lutita gris.
			2800'	550'		Intercalaciones de areniscas de grano fino a medio con lutita gris.
PALEOCENO	ATLANTA		2800' 5800'	3000'		Areniscas de grano medio a fino con particulas de lutita. Ocasionalmente cuarzo anguloso.

FIGURA II-2 COLUMNA LITOLOGICA AREA NAVARRA

EDAD	FORMACION		PROF.	ESP.	LITOLOGIA	DESCRIPCION
EOCENO MED.	C.P.B.		0' 1600'	1600'		Arenisca muy fina intercalada con lutita gris. Arcilla con clastos redondeados a subredondeados de arcilla suave.
EOCENO INF.	PASSAGE BEDS		1600' 4000'	2400'		Intercalaciones de areniscas de grano fino a medio con lutita gris. Intercalaciones de areniscas de grano fino a medio con lutita gris, con lignito y pirita.
PALEOCENO	ATLANTA	SEC. 11.1	4000' 4600'	600'		Areniscas de grano medio a fino con particulas de lutita. Ocasionalmente con cuarzo anguloso.
		SEC. 11.2	4750'	150'		
		SEC. 10	5000'	250'		

CARACTERIZACIÓN DE LOS RESERVORIOS: La evolución de la relación gas-petróleo a lo largo de la vida de los pozos perforados a Atlanta sugiere un mecanismo de producción por expansión de gas disuelto. Si bien no se tienen mediciones precisas del gas producido, se consigna en los informes de A.E.O. que la relación gas-petróleo aumentaba rápidamente al poner los pozos en producción, estabilizándose en un alto GOR en zonas de desarrollo maduro (1350 cu.ft./bbl), para declinar en pozos viejos o zonas depletadas.

La temperatura promedio para los reservorios de Atlanta en el campo Ancón es de 50°C (120 °F) y se estima un gradiente de 2.4°C cada 100 metros (corregido).

Los datos consignados por los A.E.O presentan una gran dispersión, estimándose que la presión inicial de reservorio era de 1400 a 1850 psi dependiendo de la zona del campo y la posición estructural de los reservorios.

Las rocas reservorio en todo el campo Ancón son areniscas. En el caso de la formación Atlanta son areniscas turbidíticas de grano fino a grueso, de baja permeabilidad y porosidad. Presenta tanto porosidad primaria como secundaria. En las formaciones Passage Beds y Socorro las areniscas turbidíticas presentan mejores propiedades petrofísicas que la Atlanta pero menor espesor de arena neta.

En perfiles eléctricos las areniscas presentan una resistividad variable entre 3.5 a 30 ohm-m para las formaciones Socorro y Passage Beds, y de 20 a 140 ohm-m para la Fm. Atlanta y la arenisca Santo Tomas.

Existen dos tipos de yacimientos: uno de gas asociado en las secciones 67 y Tigre y otro de gas libre en el área Navarra y al este de Tigre. En el caso del gas asociado estos yacimientos actualmente se encuentran por debajo del punto de burbuja.

Las perforaciones realizadas en el área de Navarra confirman la existencia de un casquete de gas con una delgada columna de aceite y agua; las correlaciones estratigráficas y las pruebas de producción demuestran que en la parte sur del anticlinal es gasífera, y en la parte norte de la estructura es productora de petróleo y gas.

2.2 Propiedades Físico – Químicas de los componentes del Gas Natural

Los gases naturales que se encuentran en el subsuelo se forman en diferentes espacios porosos – permeables bajo determinadas condiciones de presión y temperatura y están constituidos por una mezcla de varias substancias gaseosas cuya composición química resultante es de carácter compleja, por lo que no es posible especificarla mediante una fórmula química ordinaria.

Para comprender en debida forma el comportamiento del gas, es necesario determinar los componentes que lo conforman y en qué proporción (porcentajes molares) se encuentran. Por consiguiente se determinan las propiedades físicas – químicas tales como peso molecular, gravedad especifica, factor de compresibilidad y el poder calórico del gas natural. Para esto partiremos de varias composiciones del gas natural de las distintas secciones donde se captaron las muestras, **tabla II-1, tabla II-2 y tabla II-3**:

TABLA II-1

CROMATOGRAFIAS DE GASES DE DOS MUESTRAS DE LA SECCION 67

Muestra	ANC-0584	ANC-0604
Presión (psi)	5	7
T(°F)	90	85
Fecha de muestreo	14/8/2008	14/8/2008

Las muestras se analizaron a 50°C. Se obtuvieron los siguientes resultados:

	ANC-0584		ANC-0604	
COMPONENTE	% Moles		% Moles	
Nitrógeno (N_2)	0.08	% Gasolina Natural: 14.8 % Propanos y Butanos: 9.43 % Pentanos y Pesados: 5.37	0.31	% Gasolina Natural: 8.2 % Propanos y Butanos: 5.55 % Pentanos y Pesados: 2.65
Metano (CH_4)	78.87		85.72	
Dióxido de Carbono (CO_2)	0.06		0.00	
Etano (C_2H_6)	6.20		5.77	
Propano (C_3H_8)	4.58		3.30	
Isobutano (iC_4H_{10})	2.21		1.19	
n-Butano (nC_4H_{10})	2.64		1.06	
Isopentano (iC_5H_{12})	1.40		0.61	
n-Pentano (nC_5H_{12})	0.68		0.26	
Hexano Plus (C_{6+})	3.29		1.78	

ARENISCA PRODUCTORA	SANTO TOMAS/PASSAGE BEDS/ATLANTA	SOCORRO/SANTO TOMAS/PASSAGE BEDS/ATLANTA

TABLA II-2

CROMATOGRAFIAS DE GASES DE TRES MUESTRAS DE LA SECCION TIGRE

Muestra	TIG-0051	TIG-0035	TIG-0050
Presión (psi)	5	8	3.5
T(°F)	88	84	88
Fecha de muestreo	19/7/2008	11/8/2008	11/8/2008

Las muestras se analizaron a 50°C. Se obtuvieron los siguientes resultados:

	TIG-0051		TIG-0035		TIG-0050	
COMPONENTE	% Moles		% Moles		% Moles	
Nitrógeno (N_2)	0.11	% Gasolina Natural: 15.14 % Propanos y Butanos: 10.27 % Pentanos y Pesados: 4.87	0.39	% Gasolina Natural: 3.92 % Propanos y Butanos: 2.69 % Pentanos y Pesados: 1.23	0.00	% Gasolina Natural: 19.31 % Propanos y Butanos: 12.16 % Pentanos y Pesados: 7.15
Metano (CH_4)	78.34		91.58		69.84	
Dióxido de Carbono (CO_2)	1.75		0.00		3.02	
Etano (C_2H_6)	4.65		4.10		7.83	
Propano (C_3H_8)	5.21		1.82		6.58	
Isobutano (iC_4H_{10})	2.32		0.47		2.60	
n-Butano (nC_4H_{10})	2.74		0.40		2.98	
Isopentano (iC_5H_{12})	1.18		0.07		1.61	
n-Pentano (nC_5H_{12})	0.32		0.00		0.78	
Hexano Plus (C_6+)	3.37		1.16		4.76	

ARENISCA PRODUCTORA	PASSAGE BEDS/ATLANTA	SOCORRO/PASSAGE BEDS/ATLANTA	PASSAGE BEDS/ATLANTA

TABLA II-3

CROMATOGRAFIAS DE GASES DE TRES MUESTRAS DEL AREA NAVARRA

Muestra	ANC-1648	ANC-0701	ANC-1985
Presión (psi)	10	30	18
T(°F)	80	80	75

Fecha de muestreo	6/8/2008	6/8/2008	9/8/2008

Las muestras se analizaron a 50°C. Se obtuvieron los siguientes resultados:

	ANC-1648		ANC-0701		ANC-1985	
COMPONENTE	% Moles		% Moles		% Moles	
Nitrógeno (N_2)	0.19	% Gasolina Natural: 3.05 % Propanos y Butanos: 2.16 % Pentanos y Pesados: 0.89	0.17	% Gasolina Natural: 2.09 % Propanos y Butanos: 1.69 % Pentanos y Pesados: 0.4	0.14	% Gasolina Natural: 1.92 % Propanos y Butanos: 1.46 % Pentanos y Pesados: 0.46
Metano (CH_4)	92.90		94.27		94.63	
Dióxido de Carbono (CO_2)	0.00		0.00		0.00	
Etano (C_2H_6)	3.86		3.47		3.31	
Propano (C_3H_8)	1.55		1.24		1.14	
Isobutano (iC_4H_{10})	0.32		0.25		0.18	
n-Butano (nC_4H_{10})	0.29		0.20		0.14	
Isopentano (iC_5H_{12})	0.01		0.00		0.00	
n-Pentano (nC_5H_{12})	0.00		0.00		0.00	
Hexano Plus (C_6+)	0.88		0.40		0.46	

ARENISCA PRODUCTORA	PASSAGE BEDS/ATLANTA	ATLANTA	ATLANTA

Para la estimación de los parámetros básicos para el diseño del sistema de captación se usaron las composiciones del gas natural que se manejan en cada una de las plantas compresoras (la planta compresora de la sección Tigre acogerá el gas producido del área Navarra). Estas composiciones fueron establecidas por varias cromatografías a muestras que se tomaron en periodo de operación de las plantas, y con sus fracciones molares de cada componente y total; siendo las siguientes, **tabla II-4, tabla II-5**:

TABLA II-4

COMPOSICION DEL GAS EN LA PLANTA COMPRESORA DE LA SECCION 67

COMPONENTE	Flujo Molar (lbm/hr)	Fracción Molar (Yi)
Nitrógeno	18.47	0.0852
Metano	165.08	0.7615
CO2	0.99	0.0046
Etano	11.28	0.0520
Propano	7.56	0.0349
Iso-Butano	2.78	0.0128
n-Butano	3.17	0.0146
Iso-Pentano	1.63	0.0075
n-Pentano	0.70	0.0032
C6+	5.12	0.0236
TOTAL	216.78	1.0000

TABLA II-5

COMPOSICION DEL GAS EN LA PLANTA COMPRESORA DE LA SECCION TIGRE

COMPONENTE	Flujo Molar (lbm/hr)	Fracción Molar (Yi)
Nitrógeno	17.91	0.0957
Metano	147.41	0.7874
CO2	0.65	0.0034
Etano	8.56	0.0457
Propano	4.66	0.0249
Iso-Butano	1.62	0.0087
n-Butano	1.79	0.0096
Iso-Pentano	0.79	0.0042

n-Pentano	0.34	0.0018
C6+	3.48	0.0186
TOTAL	187.20	1.0000

PESO MOLECULAR APARENTE DEL GAS NATURAL: El peso molecular aparente de un gas natural, formado por 'n' componentes, puede calcularse a partir de la fracción molar y pesos moleculares individuales de cada componente, mediante la siguiente ecuación matemática:

$$Ma = \sum_{i=1}^{n} (Yi)\,(Mwi) \qquad \text{EC 2.1}$$

Donde:

Ma : Peso molecular aparente de la mezcla de gas, lbm/lbm-mol.

Mwi: Peso molecular del componente 'i' de la mezcla de gas.

Yi : Fracción molar del componente 'i' de la mezcla de gas.

n : Numero de componentes en la mezcla de gas.

GRAVEDAD ESPECÍFICA DEL GAS NATURAL: La gravedad especifica de un gas o de una mezcla de gases en general, Gg, es definida como la razón de la densidad del gas a la densidad del aire seco, cuando son medidas a las mismas condiciones de presión y temperatura; es decir:

$$G = \frac{\rho_g}{\rho_{aire}} \qquad \text{EC. 2.2}$$

Donde:

G : Gravedad especifica del gas natural.

ρ_g : Densidad del gas natural, lbm/ft^3.

ρ_{aire}: Densidad del aire, lbm/ft^3.

Modelando el comportamiento del gas y del aire como gases ideales a condiciones estándar (14.65 psia y 60 ^{o}F), la ecuación (2.2) puede ser expresada como:

$$G = \frac{M_a}{M_{aire}} \qquad \text{EC. 2.3}$$

Donde:

Ma: Peso molecular aparente del gas natural, lbm/lbm-mol.

Maire: Peso molecular del aire, 28.9625 lbm/lbm-mol.

FACTOR DE COMPRESIBILIDAD DEL GAS NATURAL: El factor de compresibilidad, Z, es una cantidad adimensional que se usa en la industria del gas natural para corregir el comportamiento ideal de los gases (Z = 1) a su comportamiento real, por medio de la ecuación de estado PV = nZRT. La compresibilidad del gas o el factor Z está en función de la presión y temperatura seudoreducidas. Los valores seudoreducidos se definen como:

$$Psr = \frac{P}{P_{sc}}$$

EC. 2.4

$$Tsr = \frac{T}{T_{sc}}$$

Donde:

P : Presión a la cual se desea determinar ‘Z’; psia.

T : Temperatura a la cual se desea determinar ‘Z’; ^{o}R.

Psr : Presión seudoreducida.

Tsr : Temperatura seudoreducida.

Psc : Presión seudocrítica.

Tsc : Temperatura seudocrítica.

Si la composición del gas es conocida, los valores seudocríticos son calculados por medio de:

$$Psc = \sum_{i=1}^{n}(Yi)(Pci)$$

EC. 2.5

$$Tsc = \sum_{i=1}^{n}(Yi)(Tci)$$

Donde:

Yi : Fracción molar del componente 'i' de la mezcla de gas.

Pci : Presión crítica de componente 'i' de la mezcla de gas.

Tci : Temperatura crítica de componente 'i' de la mezcla de gas.

n : Numero de componentes en la mezcla de gas.

Muchas ecuaciones o algoritmos hay disponibles para reproducir la correlación de Standing – Katz presentada en **Apéndice A,** y los más precisos son los iterativos o de prueba y error. Uno de los más simples, que determina valores suficientemente precisos para cálculos de un flujo de dos fases, fue publicado por Brill and Beggs y modificado por Standing. La ecuación es:

$$Z = A + (1 - A)\ EXP\ (-B) + C(Psr)^{D}$$ EC. 2.6

Donde:

$$A = 1.39(Tsr - 0.92)^{0.5} - 0.36(Tsr) - 0.101$$

$$B = Psr(0.62 - 0.23Tsr) + Psr^2 \left[\frac{0.066}{Tsr} - 0.86 - 0.037\right] + 0.32\frac{Psr^6}{EXP\lfloor 20.723(Tsr-1)\rfloor}$$

$$C = 0.132 - 0.32\ logTsr$$

$$D = EXP(0.715 - 1.128\,Tsr + 0.42\,(Tsr)^2$$

No se realizara ninguna corrección porque el contenido de contaminantes es despreciable con respecto al CO_2 y no esta presente H_2S.

PODER CALORIFICO DEL GAS NATURAL: El poder calórico, denominado también valor o potencia calorífica, es una característica importante del gas natural y su precio como combustible depende de dicha propiedad. Se lo define como el calor liberado al quemarse completamente un volumen unitario del gas bajo determinadas condiciones de presión y temperatura. El poder calorífico bruto se puede calcular de la siguiente manera:

$$PC = \sum_{i=1}^{n} (Yi)\,(PCi) \qquad \text{EC. 2.7}$$

Donde:

PC : Poder calorífico del gas natural; BTU / SCF.

Yi : Fracción molar del componente ‘i’ de la mezcla de gas.

PCi : Poder calorífico del componente ‘i’ del gas; BTU / SCF.

A continuación se determinan las propiedades físico – químicas que fueron descritas, de cada una las secciones; **tabla II-6, tabla II-7**:

TABLA II-6

PROPIEDADES FISICO – QUIMICAS DE LA SECCION TIGRE

PRESION (psia):	14.7
TEMP. (°R) =	537

COMPONENTE	Yi	Tci (°R)	Tsc (°R)	Pci (psia)	Psc (psia)	Mwi	Ma	PCi (BTU/SCF)	PC BRUTO (BTU/SCF)
Nitrógeno	0.10	227.51	21.77	492.80	47.15	28.01	2.68	0.00	0.00
Metano	0.79	343.34	270.36	667.00	525.21	16.04	12.63	1010.00	795.30
CO2	0.00	550.07	1.90	1069.50	3.69	44.01	0.15	0.00	0.00
Etano	0.05	547.73	25.04	707.80	32.36	30.07	1.37	1769.60	80.91
Propano	0.02	665.92	16.57	615.00	15.30	44.10	1.10	2516.10	62.62
Iso-Butano	0.01	734.41	6.36	527.90	4.57	58.12	0.50	3251.90	28.17
n-Butano	0.01	765.60	7.31	548.80	5.24	58.12	0.56	3262.30	31.16
Iso-Pentano	0.00	828.96	3.51	490.40	2.08	72.15	0.31	4000.90	16.94
n-Pentano	0.00	845.70	1.52	488.10	0.88	72.15	0.13	4008.90	7.19
C6+	0.02	911.80	16.95	439.50	8.17	86.18	1.60	4755.90	88.38
TOTAL	**1.00**		**371.28**		**644.66**	**MWt =**	**21.03**		**1110.67**

VALORES SEUDOREDUCIDOS Y SEUDOCRITICOS

Tsc (°R)	371.28
Psc (psia)	644.66
Tsr	1.45
Psr	0.02

RESULTADOS 'GRAVEDAD ESPECIFICA Y FACTOR DE COMPRESIBILIDAD Z'

G	0.73
Z	1.00

RESULTADOS 'PESO MOLECULAR APARENTE Y PODER CALORIFICO'

Ma	21.03
PC BRUTO	1110.67

TABLA II-7

PROPIEDADES FISICO – QUIMICAS DE LA SECCION 67

PRESION (psia):	14.7
TEMP. (°R) =	542

COMPONENTE	Yi	Tci (°R)	Tsc (°R)	Pci (psia)	Psc (psia)	Mwi	Ma	PCi (BTU/SCF)	PC BRUTO (BTU/SCF)
Nitrógeno	0.09	227.51	19.39	492.80	41.99	28.01	2.39	0.00	0.00
Metano	0.76	343.34	261.47	667.00	507.95	16.04	12.22	1010.00	769.16
CO2	0.00	550.07	2.51	1069.50	4.88	44.01	0.20	0.00	0.00
Etano	0.05	547.73	28.50	707.80	36.82	30.07	1.56	1769.60	92.07
Propano	0.03	665.92	23.24	615.00	21.46	44.10	1.54	2516.10	87.79
Iso-Butano	0.01	734.41	9.40	527.90	6.76	58.12	0.74	3251.90	41.63
n-Butano	0.01	765.60	11.18	548.80	8.02	58.12	0.85	3262.30	47.65
Iso-Pentano	0.01	828.96	6.23	490.40	3.69	72.15	0.54	4000.90	30.08
n-Pentano	0.00	845.70	2.74	488.10	1.58	72.15	0.23	4008.90	13.00
C6+	0.02	911.80	21.52	439.50	10.37	86.18	2.03	4755.90	112.23
TOTAL	1.00		386.17		643.52	MWt =	22.31		1119.61

VALORES SEUDOREDUCIDOS Y SEUDOCRITICOS

Tsc (°R)	386.17
Psc (psia)	643.52
Tsr	1.40
Psr	0.02

RESULTADOS 'GRAVEDAD ESPECIFICA Y FACTOR DE COMPRESIBILIDAD Z'

G	0.77
Z	1.00

RESULTADOS 'PESO MOLECULAR APARENTE Y PODER CALORIFICO'

Ma	22.31
PC BRUTO	1193.61

2.3. Producción de Petróleo y Gas

El petróleo y gas natural ya sea que se encuentren asociados o libres en el yacimiento son producidos en cada una de las secciones por medio de sistemas de levantamiento artificial. Esto se debe principalmente por el agotamiento de la energía disponible (presión) en el yacimiento para poder levantar estos fluidos hasta la superficie.

Una vez que el petróleo, el gas natural y el agua emergen a la superficie es necesario establecer qué cantidad de los recursos no renovables se maneja. En lo que respecta al Campo Ancón la estimación de los caudales de petróleo es realizada de forma diaria y continúa en el campo y en las facilidades de superficie. Mientras que la medición de los caudales de gas fue realizada de forma puntual entre diciembre del 2006 y mayo del 2007, con el uso de un medidor rotatorio de desplazamiento positivo diseñado para manejar el tipo de gases que se produce y con la flexibilidad de manejar caudales ya sean constantes y variables, y con un rango de operación de hasta 72000 SCFD y presión máxima de operación de 175 psig. A continuación se presentan las 78 mediciones de caudales de gas, con lo cual se determino el GOR de producción y la declinación de la producción del gas en las secciones 67, Tigre y Navarra, **tabla II-8:**

TABLA II-8

CAUDALES MEDIDOS DE GAS EN LAS SECCIONES 67, TIGRE Y NAVARRA

No.	POZO	SECCION	SISTEMA DE LEV. ART.	FORMACION PRODUCTORA	CAUDAL DE GAS (SCFD)
1	ANC0551	TIGRE	BM	CPB/ST/PB/AT	6913
2	ANC0580	TIGRE	SW	CPB/ST/AT	12594
3	ANC0584	67	BM	ST/PB/AT	14456
4	ANC0588	67	BM	ST/PB	7271
5	ANC0600	67	SW	PB/AT	9733
6	ANC0602	67	BM	PB/AT	6356
7	ANC0603	67	BM	SO/ST/PB/AT	5859
8	ANC0604	67	BM	SO/CPB/PB/AT	34114
9	ANC0609	67	SW	SO/CPB/ST/PB	6339
10	ANC0661	67	BM	ST/PB/AT	13100
11	ANC0663	67	HL	CPB/ST/PB/AT	4507
12	ANC0668	67	BM	SO/CPB/ST/PB/AT	8823
13	ANC0701	NAVARRA	AB	AT	70000
14	ANC0702	67	BM	SO/CPB/ST/PB/AT	13895
15	ANC0703	67	BM	CPB/ST/PB/AT	6746
16	ANC0706	67	BM	SO/CPB/PB/AT	16227
17	ANC0708	67	BM	ST/PB	1979
18	ANC0770	TIGRE	SW	AT	9206
19	ANC0772	67	SW	ST/PB	16443
20	ANC0796	TIGRE	SW	CPB/ST/AT	1904
21	ANC1232	67	BM	SO/CPB/ST/PB	20764
22	ANC1236	67	BM	SO/CPB/ST/PB/AT	24861
23	ANC1242	67	BM	SO/CPB/ST/PB/AT	16230
24	ANC1253	67	BM	SO/CPB/ST/PB/AT	26746
25	ANC1254	67	SW	AT	14163
26	ANC1262	67	SW	SO/CPB/ST/PB	6793
27	ANC1266	67	SW	ST/PB/AT	8482
28	ANC1273	67	SW	ST/AT	5103
29	ANC1288	67	SW	CPB/ST/PB/AT	10809
30	ANC1552	TIGRE	SW	CPB/PB/AT	4053
31	ANC1648	NAVARRA	SW	PB/AT	45000
32	ANC1884	67	SW	ST/AT	6310
33	ANC1894	67	BM	SO/CPB/ST	5193
34	ANC1905	67	BM	SO/CPB/ST	11944
35	ANC1912	TIGRE	BM	ST/AT	6673
36	ANC1913	TIGRE	BM	ST/AT	12501
37	ANC1915	67	BM	SO/CPB/ST	37642
38	ANC1928	67	AB	SO/CPB/ST	4587
39	ANC1934	67	BM	SO/CPB/ST/PB/AT	13392
40	ANC1946	TIGRE	BM	AT	12523
41	ANC1949	67	BM	ST/PB/AT	4383
42	ANC1952	67	AB	AT	5864
43	ANC1962	TIGRE	BM	ST/AT	1730
44	ANC1985	NAVARRA	AB	AT	100000
45	ANC2004	71	AB	ST	29915
46	TIG0011	TIGRE	BM	CPB/PB/AT	6435
47	TIG0012S	TIGRE	BM	SO/CPB	7404
48	TIG0013	TIGRE	BM	ST/PB/AT	10239
49	TIG0014	TIGRE	BM	ST/PB/AT	14169

50	TIG0018	TIGRE	SW	SO/CPB/ST/PB/AT	11426
51	TIG0019	TIGRE	BM	SO/CPB/ST/PB/AT	12647
52	TIG0020	TIGRE	BM	CPB/PB/AT	8899
53	TIG0021	TIGRE	BM	PB/AT	7489
54	TIG0022	TIGRE	BM	CPB/PB/AT	7071
55	TIG0025	TIGRE	SW	PB	5915
56	TIG0027	TIGRE	BM	CPB/PB/AT	7814
57	TIG0028	TIGRE	BM	CPB/PB/AT	18262
58	TIG0030	TIGRE	SW	SO/CPB/PB/AT	2820
59	TIG0035	TIGRE	SW	SO/PB/AT	33050
60	TIG0037S	TIGRE	BM	CPB/ST	2605
61	TIG0039	TIGRE	BM	CPB/PB/AT	15801
62	TIG0040	TIGRE	BM	ST/PB/AT	12381
63	TIG0040S	TIGRE	BM	PB	2025
64	TIG0042	TIGRE	BM	ST/PB	2979
65	TIG0043	TIGRE	BM	CPB/ST/PB/AT	5924
66	TIG0045	TIGRE	HL	CPB/PB/AT	4946
67	TIG0045S	TIGRE	BM	ST	1082
68	TIG0046	TIGRE	BM	CPB/PB/AT	5521
69	TIG0050	TIGRE	BM	PB/AT	18788
70	TIG0051	TIGRE	BM	PB/AT	22821
71	TIG0055	TIGRE	BM	ST/PB/AT	15724
72	TIG0056	TIGRE	SW	CPB/ST/AT	5567
73	TIG0057	TIGRE	BM	CPB/ST	8342
74	TIG0059	TIGRE	BM	CPB/ST/PB/AT	11078
75	TIG0059S	TIGRE	BM	PB	3361
76	TIG0060	TIGRE	SW	CPB/ST/PB/AT	6093
77	TIG0062	TIGRE	SW	CPB/ST/PB/AT	3840
78	TIG0064	TIGRE	BM	PB/AT	6186

RELACION GAS – PETRÓLEO DE PRODUCCION (GOR): Se define como la razón de los pies cúbicos estándar, SCF, de gas que están siendo producidos a ese tiempo con respecto a los barriles de petróleo que están siendo producidos a ese mismo tiempo en el tanque de almacenamiento, STB.

Los SCF de gas que se están produciendo pueden provenir no solo del gas que está en solución, o del gas libre mas el gas de solución, de allí que, el valor del GOR es constante e igual a la solubilidad del gas (Rs) siempre y cuando la presión de yacimiento se encuentre por arriba de la presión de burbujeo o saturación, lo cual sucede al inicio de la producción de un pozo en yacimientos de petróleo subsaturado. Por debajo de la presión de burbujeo el GOR aumenta debido a que el gas libre en el yacimiento se mueve más rápido que el petróleo, para finalmente, al final de la vida de los yacimientos, decrecer el GOR de producción.

El GOR es medido en superficie y su valor depende principalmente de la presión y temperatura a la cual está operando el separador, por eso, la selección optima de estos dos últimos parámetros es importante si se quiere obtener la máxima recuperación de petróleo y la mínima producción de gas (valores de relación gas – petróleo bajos). La ecuación que se utiliza para determinar el GOR de producción es:

$$GOR = \frac{Q_g}{Q_o} \qquad \text{EC. 2.8}$$

Donde:

GOR: Relación gas - petróleo de producción; SCF/STB.

Qg : Tasa de producción de gas; SCF/día.

Qo : Tasa de producción de petróleo; STB/día.

El cálculo del GOR se lo hará utilizando los caudales de gas de los pozos que están conectados al sistema de captación, y la producción diaria de petróleo durante el 2007, **tabla II-9 y tabla II-10:**

TABLA II-9

RELACION GAS – PETRÓLEO DE PRODUCCION (GOR) DE LA SECCION 67

No.	POZO	PRODUCCION		
		STB/AÑO	STBD	SCFD
1	ANC0584	3923	10.748	14433
2	ANC0588	2459	6.738	7271
3	ANC0600	1598	4.379	9733
4	ANC0602	829	2.272	6356
5	ANC0603	829	2.271	5859
6	ANC0604	2888	7.913	34114
7	ANC0609	1019	2.792	6339
8	ANC0661	1975	5.410	13100
9	ANC0668	1516	4.152	8823
10	ANC0702	3932	10.772	13895
11	ANC0703	1917	5.251	7325
12	ANC0706	4374	11.983	16227
13	ANC0708	1690	4.631	1979
14	ANC0772	543	1.488	16443
15	ANC1232	5323	14.584	20764
16	ANC1236	2009	5.503	24151
17	ANC1242	1044	2.861	16230
18	ANC1253	2389	6.545	26746
19	ANC1254	1694	4.640	14163
20	ANC1262	1526	4.182	6793
21	ANC1266	462	1.266	8482

22	ANC1273	402	1.102	4391
23	ANC1288	632	1.731	10809
24	ANC1884	390	1.068	6310
25	ANC1894	2350	6.438	5193
26	ANC1905	4659	12.765	11944
27	ANC1915	730	2.001	37642
28	ANC1949	673	1.844	4383
CAUDAL PROMEDIO DIARIO			**5.26**	**12853**
GOR (SCF/STB)			**2443**	

TABLA II-10

RELACION GAS – PETRÓLEO DE PRODUCCION (GOR) DE LA SECCION TIGRE

No.	POZO	PRODUCCION		
		STB/AÑO	STBD	SCFD
1	ANC0551	504	1.382	6913
2	ANC0580	516	1.414	12594
3	ANC0770	322	0.883	9206
4	ANC0796	1494	4.094	1904
5	ANC1912	447	1.224	6673
6	ANC1913	1474	4.039	12501
7	ANC1946	391	1.070	12523
8	ANC1962	521	1.426	1730
9	TIG0011	1043	2.857	6435
10	TIG0013	2261	6.196	10239
11	TIG0014	4324	11.846	14169
12	TIG0019	1588	4.351	12647
13	TIG0020	458	1.256	8899
14	TIG0021	1288	3.530	7489
15	TIG0022	953	2.610	7071
16	TIG0028	2166	5.935	18262
17	TIG0035	438	1.201	33050
18	TIG0037S	403	1.104	2605
19	TIG0039	1442	3.952	15801
20	TIG0040	629	1.724	12381
21	TIG0040S	447	1.224	2025
22	TIG0042	506	1.388	2979
23	TIG0043	593	1.624	5924
24	TIG0045	465	1.273	4946

25	TIG0045S	455	1.247	1082
26	TIG0046	806	2.208	5521
27	TIG0050	4482	12.279	18788
28	TIG0051	508	1.392	22821
29	TIG0057	386	1.058	8342
30	TIG0059	1099	3.010	11078
31	TIG0059S	346	0.948	3361
32	TIG0062	469	1.284	3840
CAUDAL PROMEDIO DIARIO			**2.84**	**9494**
GOR (SCF/STB)			**3337**	

PERFIL DE PRODUCCION DE GAS: En los campos de petróleo y gas natural debido a la continua extracción de los recursos, la producción de crudo y de gas natural disminuye conforme va pasando el tiempo. Para realizar la correspondiente declinación del gas que se produce, se estimara cual es el potencial total del gas que existe en cada una de las secciones, **tabla II-11, tabla II-12, y tabla II-13**:

TABLA II-11

CAPTACION DE POZOS EN SECCION TIGRE

No.	POZO	SISTEMA DE LEV. ART.	PRODUCCION (SCFD)
1	ANC0551	BM	6913
2	ANC-552	BM	-
3	ANC0580	SW	12594
4	ANC0770	SW	9206
5	ANC0796	SW	1904

6	ANC1912	BM	6673
7	ANC1913	BM	12501
8	ANC1946	BM	12523
9	ANC1962	BM	1730
10	TIG0011	BM	6435
11	TIG0013	BM	10239
12	TIG0014	BM	14169
13	TIG0019	BM	12647
14	TIG0020	BM	8899
15	TIG0021	BM	7489
16	TIG0022	BM	7071
17	TIG0023	BM	-
18	TIG0028	BM	18262
19	TIG0035	SW	33050
20	TIG0037S	BM	2605
21	TIG0039	BM	15801
22	TIG0040	BM	12381
23	TIG0040S	BM	2025
24	TIG0042	BM	2979
25	TIG0043	BM	5924
26	TIG0045	HL	4946
27	TIG0045S	BM	1082
28	TIG0046	BM	5521
29	TIG0048S	BM	-
30	TIG0050	BM	18788
31	TIG0051	BM	22821
32	TIG0057	BM	8342
33	TIG0059	BM	11078
34	TIG0059S	BM	3361
35	TIG0062	SW	3840
36	TIG1002	BM	-
PROMEDIO POZOS CAPTADOS			**9494**
CAUDAL TOTAL DE POZOS CAPTADOS			**341772**

TABLA II-12

CAPTACION DE POZOS EN SECCION 67

No.	POZO	SISTEMA DE LEV. ART.	PRODUCCION (SCFD)
1	ANC0584	BM	14433
2	ANC0588	BM	7271
3	ANC0600	SW	9733
4	ANC0602	BM	6356
5	ANC0603	BM	5859
6	ANC0604	BM	34114
7	ANC0609	SW	6339
8	ANC0661	BM	13100
9	ANC0668	BM	8823
10	ANC0702	BM	13895
11	ANC0703	BM	7325
12	ANC0706	BM	16227
13	ANC0708	BM	1979
14	ANC0772	SW	16443
15	ANC1232	BM	20764
16	ANC1236	BM	24151
17	ANC1242	BM	16230
18	ANC1253	BM	26746
19	ANC1254	SW	14163
20	ANC1262	SW	6793
21	ANC1266	SW	8482
22	ANC1273	SW	4391
23	ANC1288	SW	10809
24	ANC1884	SW	6310
25	ANC1890	BM	-
26	ANC1894	BM	5193
27	ANC1895	AB	-
28	ANC1896	BM	-
29	ANC1898	SW	-
30	ANC1905	BM	11944
31	ANC1915	BM	37642
32	ANC1928	HL	4587
33	ANC1949	BM	4383
34	ANC2004	AB	29915
PROMEDIO POZOS CAPTADOS			**13147**
CAUDAL TOTAL DE POZOS CAPTADOS			**446985**

TABLA II-13

CAPTACION DE POZOS EN AREA NAVARRA

No.	POZO	SISTEMA DE LEV. ART.	PRODUCCION (SCFD)
1	NAV0701	AB	70000
2	NAV1648	SW	45000
3	NAV1985	AB	100000
PROMEDIO POZOS CAPTADOS			**71667**
CAUDAL TOTAL DE POZOS CAPTADOS			**215000**

Por lo tanto de acuerdo a los caudales totales de las secciones se establece que la captación total será de 1004 MSCFD. Debido al no contar con un historial de producción de gas natural en las secciones, la declinación anual utilizada es del 4% que es la declinación histórica del pozo productor de gas ANC0701. Las producciones de gas anuales y diarias serian, **tabla II-14**:

TABLA II-14

PRODUCCIONES ANUALES Y DIARIAS DE GAS

AÑO	PRODUCCION DIARIA (MSCFD)	PRODUCCION ANUAL (MMSCF)
2007	1004	366
2008	964	352

2009	925	338
2010	888	324
2011	853	311
2012	818	299
2013	786	287
2014	754	275
2015	724	264
2016	695	254

El perfil de producción en una grafica en coordenadas cartesianas es el siguiente, **figura II-3:**

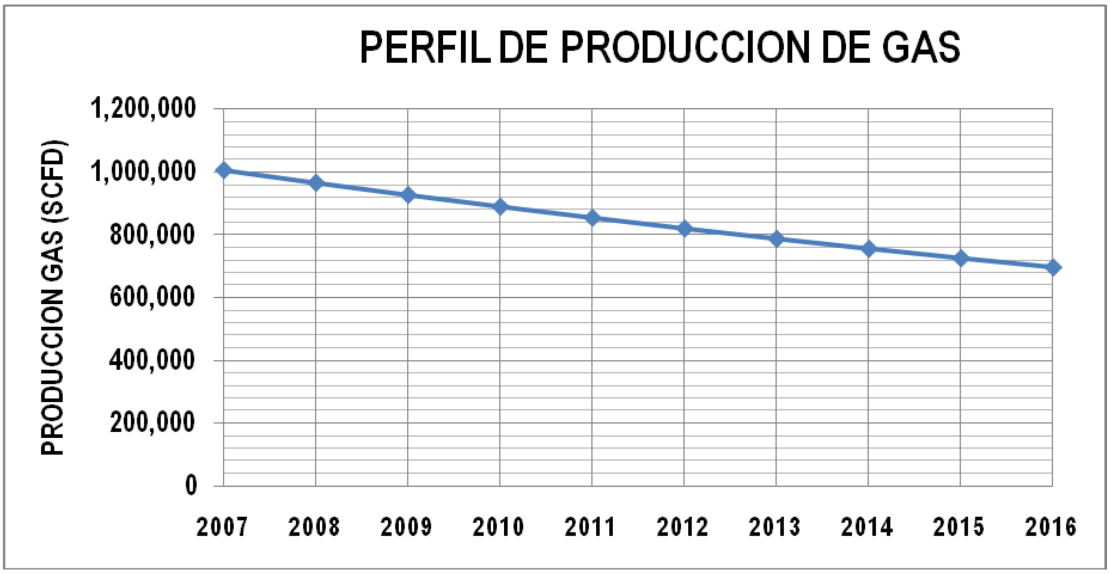

FIGURA II-3 PERFIL DE PRODUCCION DIARIA EN LOS PROXIMOS 9 AÑOS DE GAS NATURAL

2.4. Contenido Liquido del Gas Natural

El contenido líquido del gas natural, también conocido con el nombre de 'Riqueza del gas', se define como el número de galones de hidrocarburos recuperables con líquidos por cada 1000 pies cúbicos estándar de gas. Se expresa generalmente por el símbolo GPM y es un factor importante que debe ser conocido principalmente en sistemas de captación y transporte de gas (para el control del punto de roció) así como en plantas de gasolina natural (para su extracción). En nuestro caso, en el cálculo de GPM se incluye C_3^+ debido a que el proceso que se aplica en la Planta de Gasolina recupera fracciones de C_3 y más pesados.

Para extraer los componentes hidrocarburos pesados del gas natural se diseñan las plantas de extracción de gasolina natural en las cuales los componentes pesados se separan como líquidos del metano y del etano. El proceso de recuperación de los componentes pesados que es aplicado en la planta de extracción de gasolina natural en el Campo Ancón se detalla a continuación.

RECUPERACION DE HIDROCARBUROS MEDIANTE ABSORCION: Unas de las más antiguas tecnologías, conocida también como Plantas de Aceite Pobre (en componentes livianos).

Consta de una torre absorbedora que puede ser de platos o tener empaquetamiento. Las torres que existen en el campo Ancón son con platos y en ellos interactúan el Aceite Absorbedor o Aceite Pobre que entra por la parte superior de la torre, desciende plato por plato y absorbe en flujo contracorriente los componentes hidrocarburos mas pesados de una corriente de gas que entra por la parte del fondo, como se muestra en la **figura II-4:**

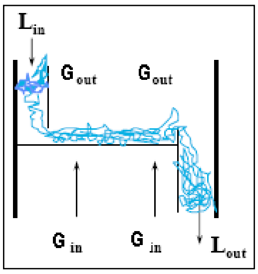

FIGURA II-4: SIMULACION DEL PROCESO DE ABSORCION EN UN PLATO DE LA TORRE ABSORBEDORA

El Aceite Rico en componentes livianos proveniente del Absorbedor, es luego enviado a una torre de fraccionamiento para separar o recuperar dichos componentes. Para ello el Aceite Rico debe ser calentado lo suficiente para desprender sus hidrocarburos livianos como propano, butanos, pentanos, hexanos y otros componentes de la gasolina natural.

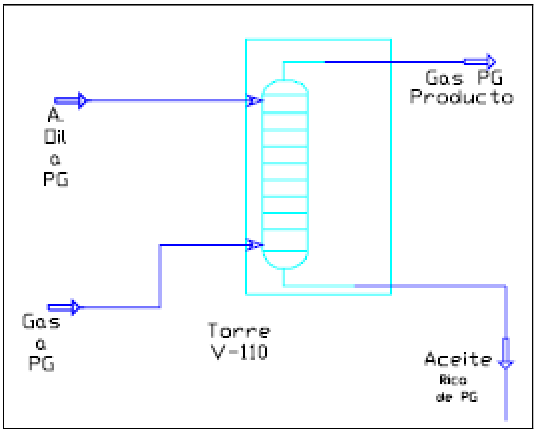

FIGURA II-5 DIAGRAMA DEL PROCESO EN LA TORRE ABSORBEDORA

Como se indicó anteriormente el gas natural que ingresa a la torre absorbedora entregará por medio de un proceso de absorción del aceite pobre los componentes hidrocarburos que a la presión y temperatura que se encuentran sometidos en la torre se convierten en hidrocarburos líquidos, pero a un respectivo porcentaje de recobro.

Con los análisis cromatográficos efectuados al gas natural que entra y sale de la planta de extracción de gasolina natural se obtuvieron los siguientes factores de eficiencias de recobro de líquidos del gas natural, **tabla II-15:**

TABLA II-15

FACTORES DE EFICIENCIA DE RECOBRO DE HIDROCARBUROS LÍQUIDOS PRESENTES EN EL GAS NATURAL QUE ENTRA A LA PLANTA

COMPONENTE	% Recobro
Propano	94%
Iso-Butano	97%
n-Butano	98%
Iso-Pentano	99%
n-Pentano	99%
C6+	94%

Se estimará los GPM usando la composición del gas natural a la entrada de la planta de extracción de gasolina natural, ella fue establecida por varias cromatografías que se tomaron en periodo de operación. Los GPM pueden calcularse con la siguiente ecuación:

$$GPM = \sum_{i=1}^{n} \frac{1000 * Yi * \left(\frac{GAL}{MOLE}\right)i}{379{,}49\ scf/mole} \qquad \text{EC. 2.9}$$

Donde:

GPM : Galones de liquido por cada 1000 SCF de gas natural.

Yi : Fracción molar del componente 'i' de la mezcla de gas.

$\left(\frac{GAL}{MOLE}\right)_i$: Galones de líquido por mol del componente 'i' de la mezcla de gas.

El contenido líquido del gas natural que es producido, tratado y entregado a la planta de gasolina es, **tabla II-16:**

TABLA II-15

GPM DEL GAS NATURAL A LA ENTRADA DE LA PLANTA DE GASOLINA - ANCON

COMPONENTE	Flujo Molar (lbm/hr)	Fracción Molar (Yi)	Mwi	gal/lb mole	GPM
Nitrógeno	41.11	0.10	28.01	4.15	-
Metano	300.60	0.76	16.04	6.42	-
CO2	1.61	0.00	44.01	6.45	-
Etano	21.69	0.05	30.07	10.13	-
Propano	12.81	0.03	44.10	10.43	0.89
Iso-Butano	4.51	0.01	58.12	12.39	0.37
n-Butano	5.04	0.01	58.12	11.94	0.40
Iso-Pentano	2.41	0.01	72.15	13.86	0.22
n-Pentano	1.09	0.00	72.15	13.71	0.10
C6+	5.83	0.01	86.18	15.57	0.60
TOTAL	**396.70**	**1.00**			**2.58**

Luego de haber establecido los porcentajes de recobro de los hidrocarburos líquidos y los GPM se puede estimar cual sería la producción diaria (asumiendo un 75% de eficiencia en los procesos en planta de gasolina) de gasolina natural, y considerando que el caudal diario que ingresaría a la planta de gasolina sea el establecido en la captación total. Por lo tanto la producción seria, **tabla II-16:**

TABLA II-16

PRODUCCION DIARIA DE GASOLINA NATURAL

COMPONENTE	Flujo Molar (lbm/hr)	Fracción Molar (Yi)	gal/lb mole	GPM	gal/día	% Recobro	corregido gal/día
Nitrógeno	41.11	0.10	4.15				
Metano	300.60	0.76	6.42				
CO2	1.61	0.00	6.45				
Etano	21.69	0.05	10.13	1.46	1464.65		
Propano	12.81	0.03	10.43	0.89	891.26	0.94	839.70
Iso-Butano	4.51	0.01	12.39	0.37	372.08	0.97	362.34
n-Butano	5.04	0.01	11.94	0.40	401.40	0.98	393.48
Iso-Pentano	2.41	0.01	13.86	0.22	223.10	0.99	220.22
n-Pentano	1.09	0.00	13.71	0.10	99.33	0.99	98.19
C6+	5.83	0.01	15.57	0.60	605.05	0.94	571.42
TOTAL	**396.70**	**1.00**		**2.58**	**2592.22**		**1913.93**

VOLUMEN (MSCFD)	1004	PRODUCCION DIARIA GASOLINA NATURAL	34.19	BARRILES

2.5. Disponibilidad del Gas Natural para el proyecto

SECCION TIGRE

Para la disponibilidad de gas natural en la sección de Tigre se analizaron 32 de los 51 pozos que podrían entrar al sistema de captación. Los datos que registro el medidor de gas para los 32 pozos dieron un caudal total real 303798 SCFD con esto el promedio real por pozo es de 9494 SCFD.

Si proyectamos este valor para los 51 pozos de la sección Tigre la disponibilidad en esta sección seria de 484194 SCFD.

SECCION 67

En la sección 67 el gas natural que podría entrar al sistema de captación se lo obtendría de 44 pozos y la disponibilidad se analizo en 28 pozos. En los 28 pozos se obtuvo un promedio real por pozo de 12853 SCFD. Proyectando este valor para todos los pozos de la sección 67 la disponibilidad seria de 565532 SCFD.

AREA NAVARRA

La disponibilidad se obtiene directamente de los tres pozos que fueron registrados por el medidor de gas. Se obtuvo un caudal total de 215000 SCFD con un promedio por pozo de 71667 SCFD.

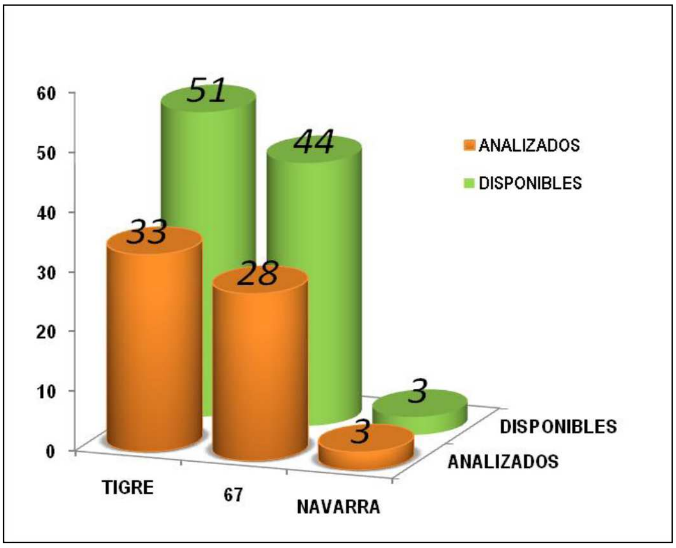

FIGURA II-6 DISPONIBILIDAD POR NUMERO DE POZOS

Con lo cual queda establecido que la disponibilidad total de gas para el proyecto es de 1264726 SCFD.