



**NATIONAL
UNIVERSITY OF
ENGINEERING**

**COLLEGE OF PETROLEUM AND
PETROCHEMICAL ENGINEERING**



CAPSTONE PROJECT

**EXPLORATION AND EXPLOITATION PROJECT OF
JIBARO - JIBARITO EXTENSION OIL FIELD, MARAÑON
BASIN IN THE PERUVIAN JUNGLE**

2020-1

Team members :

- Bances Santamaria, Lois Elyin.
- Carmona Casimiro, Jhony Deyvi.
- Herrera Cardozo, Humberto.
- Huerta Trujillo, Emerson Alberto.
- Sanchez Coronel, Jose.

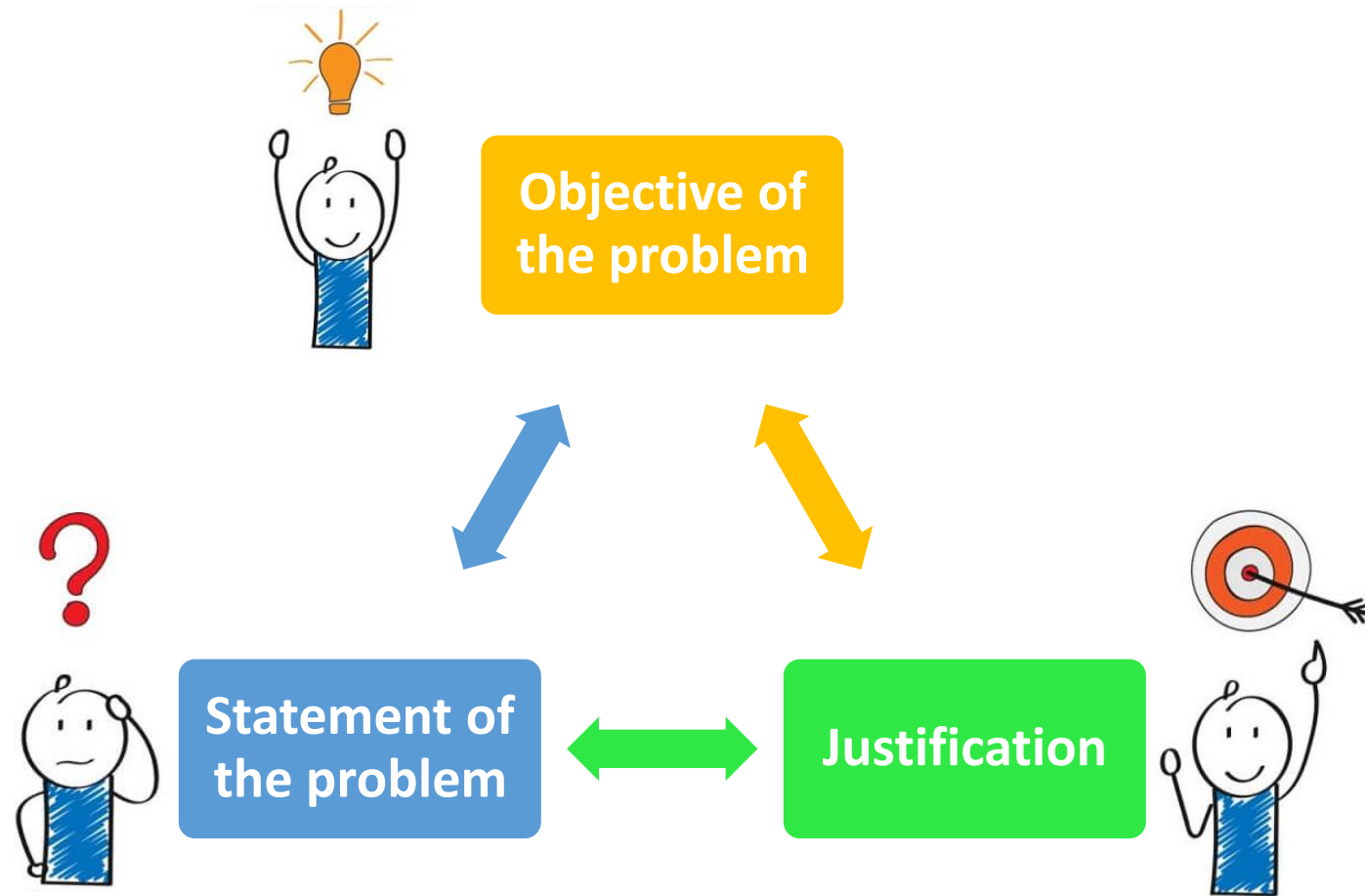
Advisory teachers:
Victor Cataño
Maritza Meza

Program: PETROLEUM AND AND NATURAL GAS ENGINEERING

Points to discuss:

- Introduction
- Strategic analysis
- Geological study
- Reservoir Engineering Study
- Drilling Engineering Study
- Production Engineering Study
- Legal Study and Management
- Economic study
- Conclusions
- Recommendations



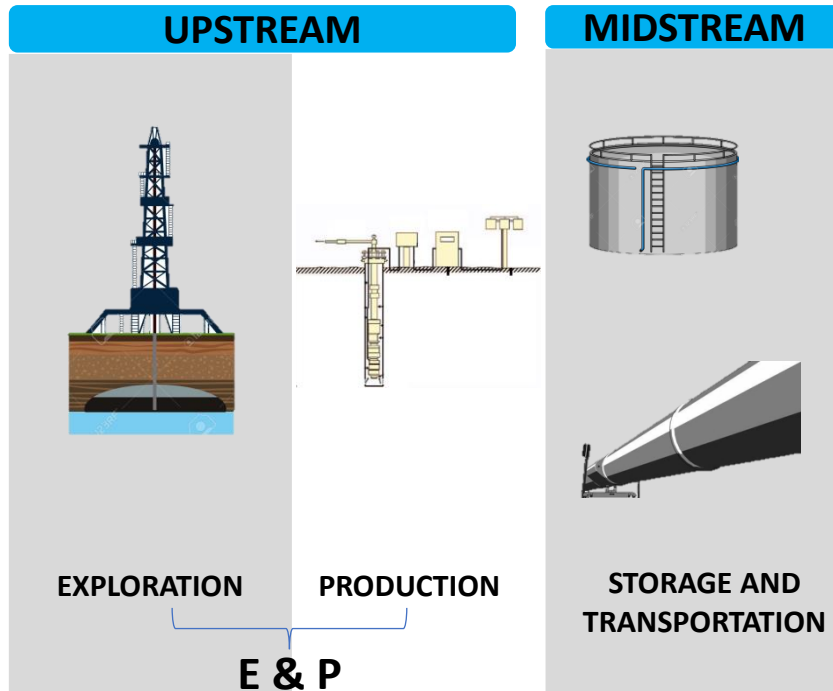




PERÚ

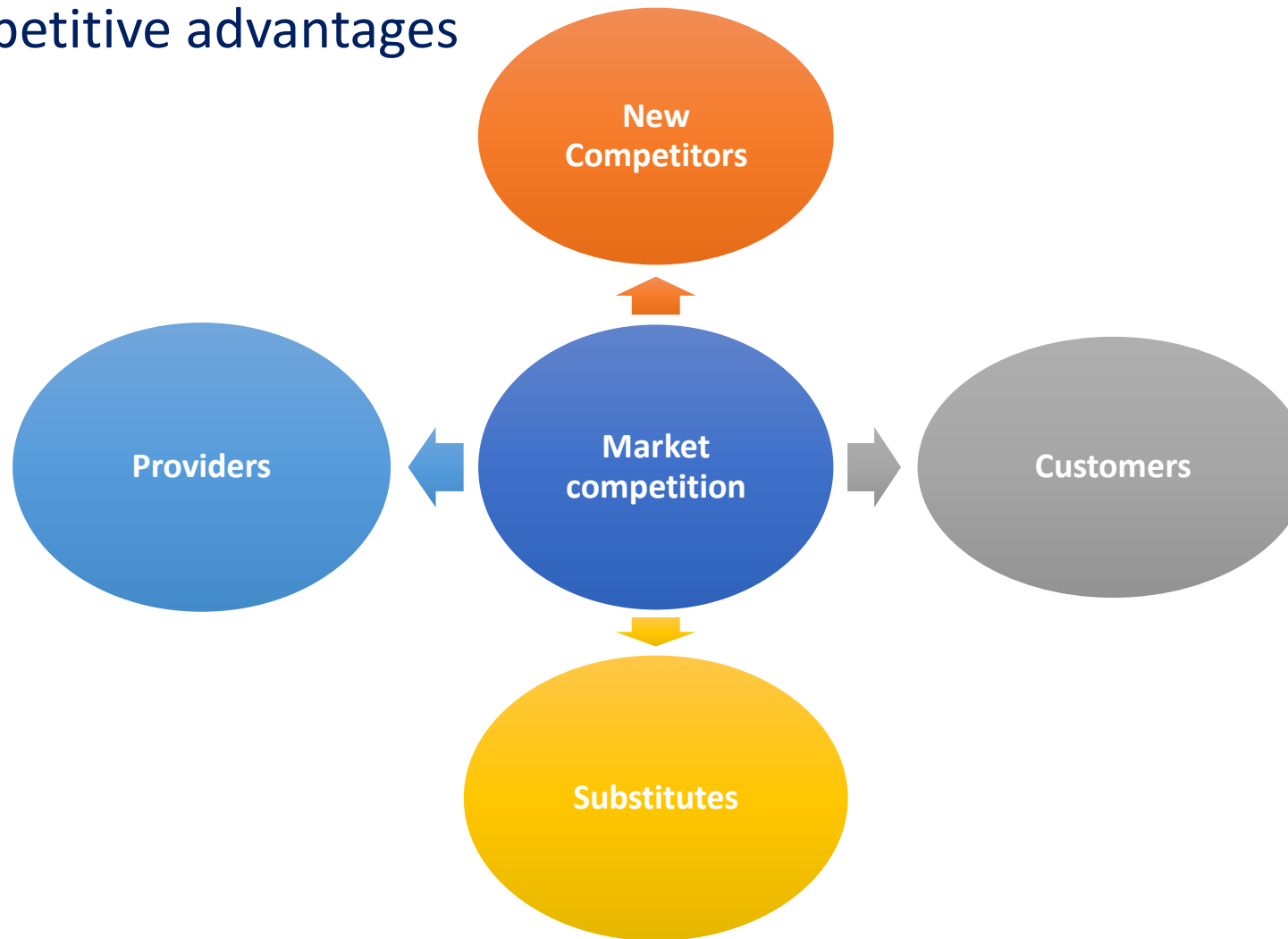
Ministerio
de Energía y Minas





Primary activities	Internal logistics Storage of materials, Reception of data: - Drilling, cementing, storage equipment. - Seismic and PVT data	Operations - Recognition of the field for the elaboration of the EIA. - Production and exploration activities. - Maintenance and control.	External logistics - Transportation of the well fluid to the batteries and then to the Gathering Station (point of sale and inspection) in Andoas.	Sale - Agreements and negotiations with the client (PETROPERU)	Added value
Auxiliary / support activities	Company infrastructure - Financing and planning of the project. - Administration and finance. - Legal basis, quality control.				
	Human resources management - Raise public awareness about hydrocarbon activities. - Recruitment, selection of personnel, training of the work team. - Creation of jobs.				
	Information system and technology - Reservoir modeling using software and correlations. - Market research.				
	Purchases - Purchase of equipment for exploration and exploitation of the field, services.				

Competitive advantages



EXTERNAL ANALYSIS

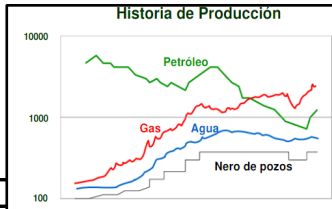
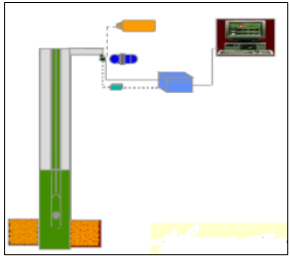
Global External: PESTEL

PESTEL ANALYSIS

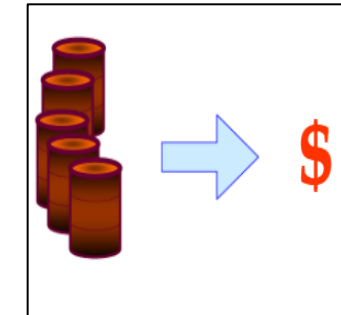
ASPECT	OPPORTUNITY	THREAT
POLITIC	Continuous fight against corruption of public officials	Political instability
ECONOMIC	GDP growth	Crude price volatility
SOCIAL	Developing country	Protests to private companies for functions poorly performed by the government
TECHNOLOGICAL	Technological advances in the oil industry	Development and use of renewable energies in the energy matrix
ECOLOGICAL	Possibility of using an air or water system to enter the work point	Oil spill and felling of trees
LEGAL	Modification of Law No. 26221	Laws not updated

STRATEGIC ANALYSIS

SWOT analysis



SWOT Analysis Diagram



The strategies will be in accordance with the support of GoldPetro with management of the latest technology in the market, great financial capacity, human resources and various environmental and social strategies.

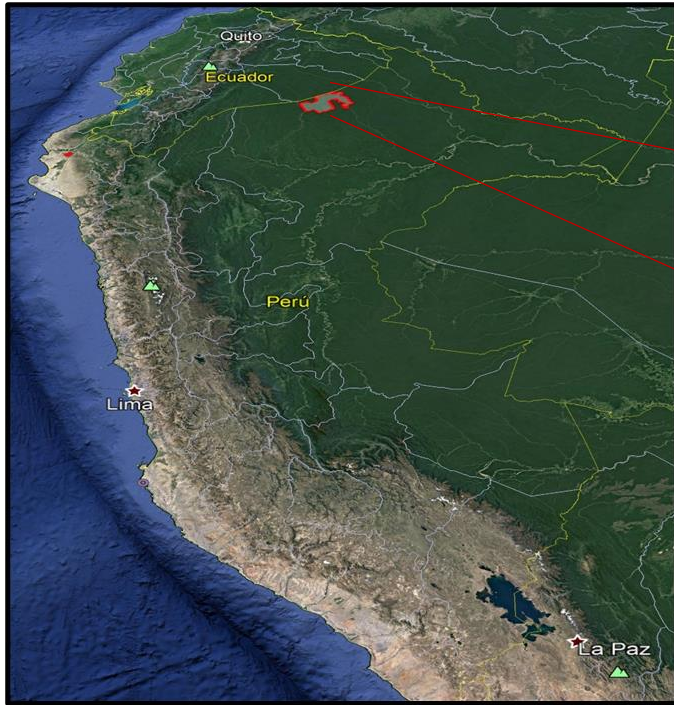
- New information files of studies carried out must be generated and thus have a higher percentage of certainty for the location of the first exploratory wells.
- Take advantage of the resource of the technical staff of GOLDPETRO that, accompanied by their extensive experience, resources and quality information, will reduce the existing risk.
- With highly trained personnel and the use of technology within reach, processes will be optimized, and operating costs will be reduced.
- Prepare contingency plans and alternatives to the eventual stops of the North Peruvian Pipeline (NPP).
- Sustainable development as a pillar strategy in carrying out activities



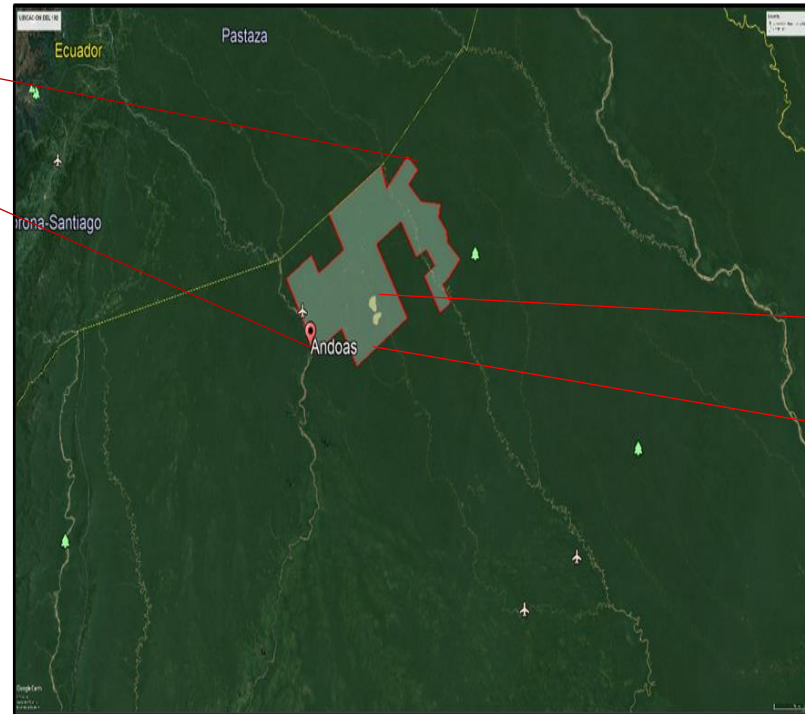
- GEOLOGY
- RESERVOIR ENGINEERING
- DRILLING ENGINEERING
- PRODUCTION, TRANSPORTATION AND STORAGE ENGINEERING



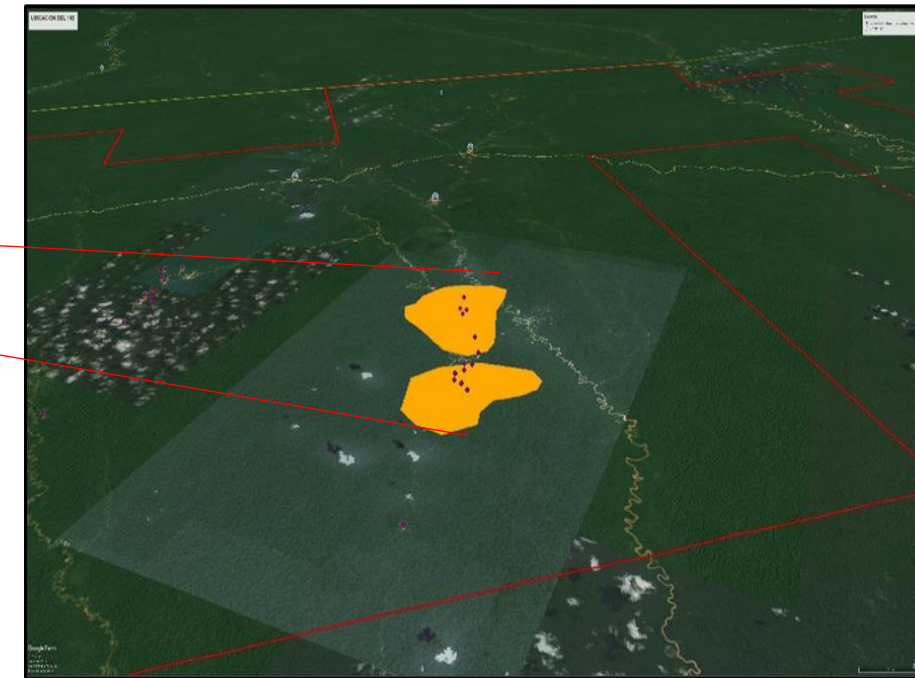




General Panoramic View of oil block 192.



Panoramic view of oil block 192-Jibaro-Jibarito.



Panoramic View of the Jibaro-Jibarito Fields.

Location

Geology

Petroleum System

Structural and Net Sand Map

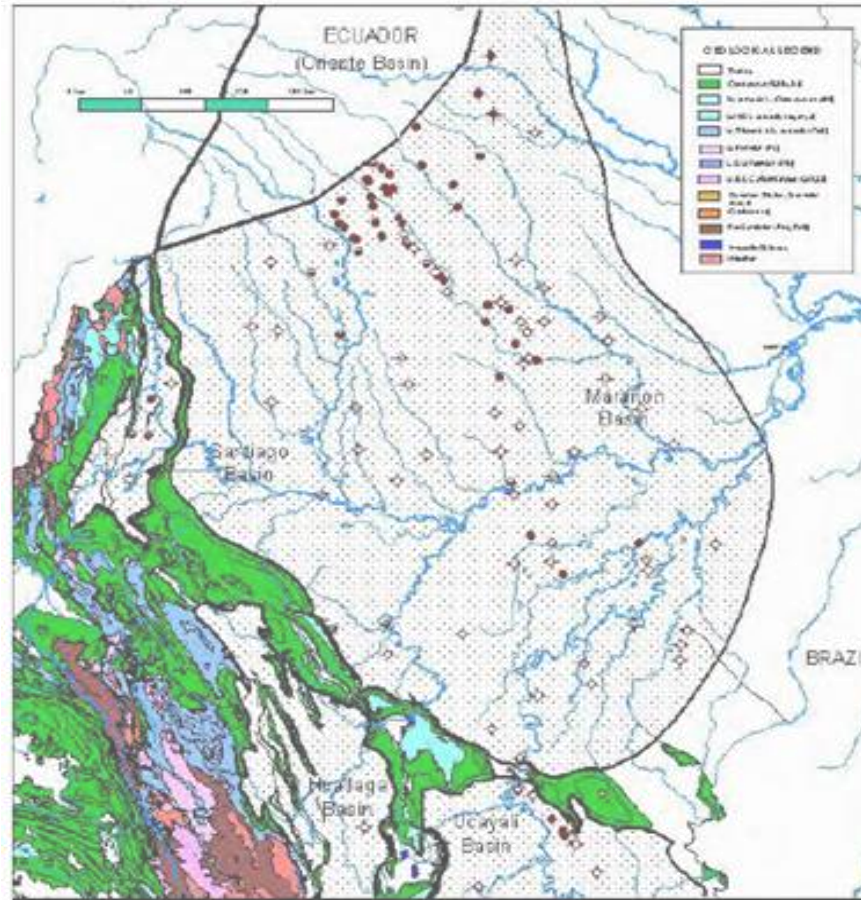
Structural Model

Basin stratigraphy

Sedimentological model

GEOLOGY

General geology of the basin



Perú: Marañón

Ecuador: Oriente

Colombia: Putumayo

Late Permian to early Triassic

Current Configuration:
Sequence of Tectonic Events

Location

Geology

Petroleum System

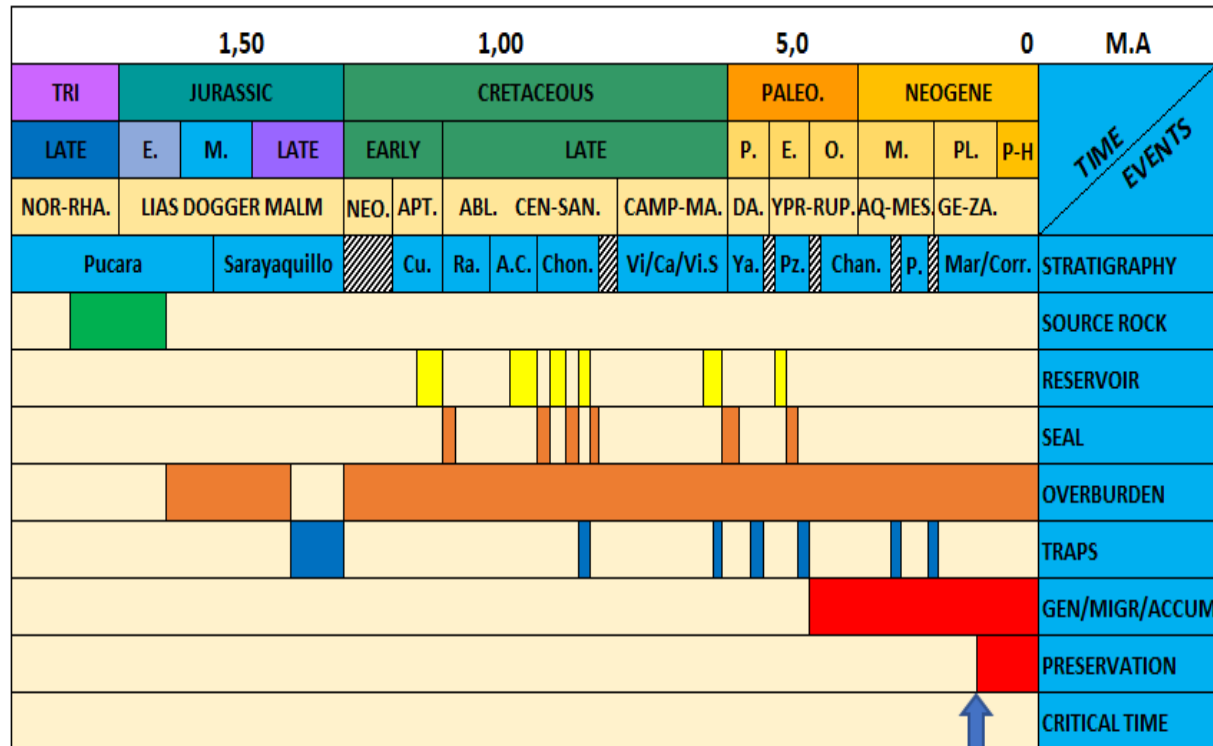
Structural and Net
Sand Map

Structural Model

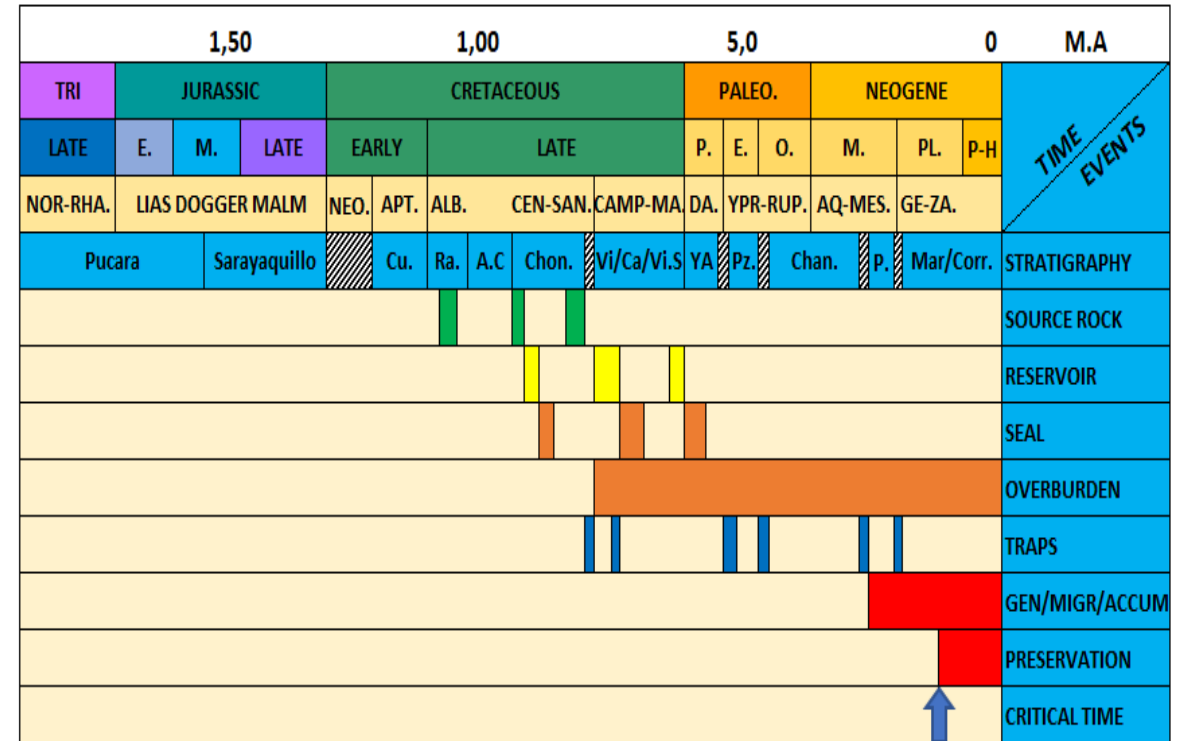
Basin stratigraphy

Sedimentological
model

Pucara - Cetico



Chonta - Vivian



Source: Petroleum Systems Of The Marañón Basin — Alejandro Chalco

Location

Geology

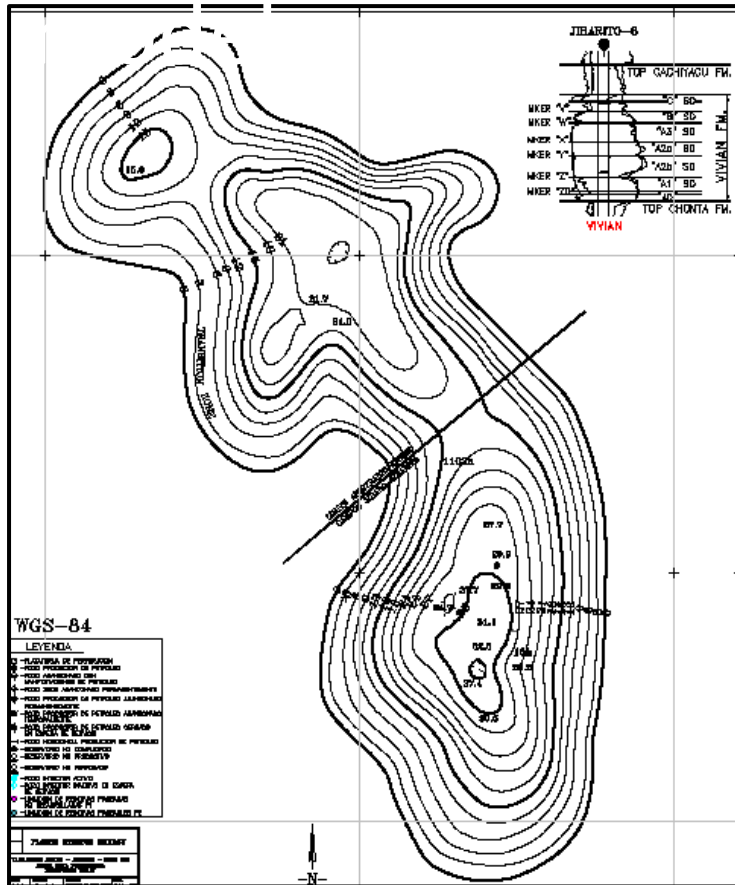
Petroleum System

Structural and Net
Sand Map

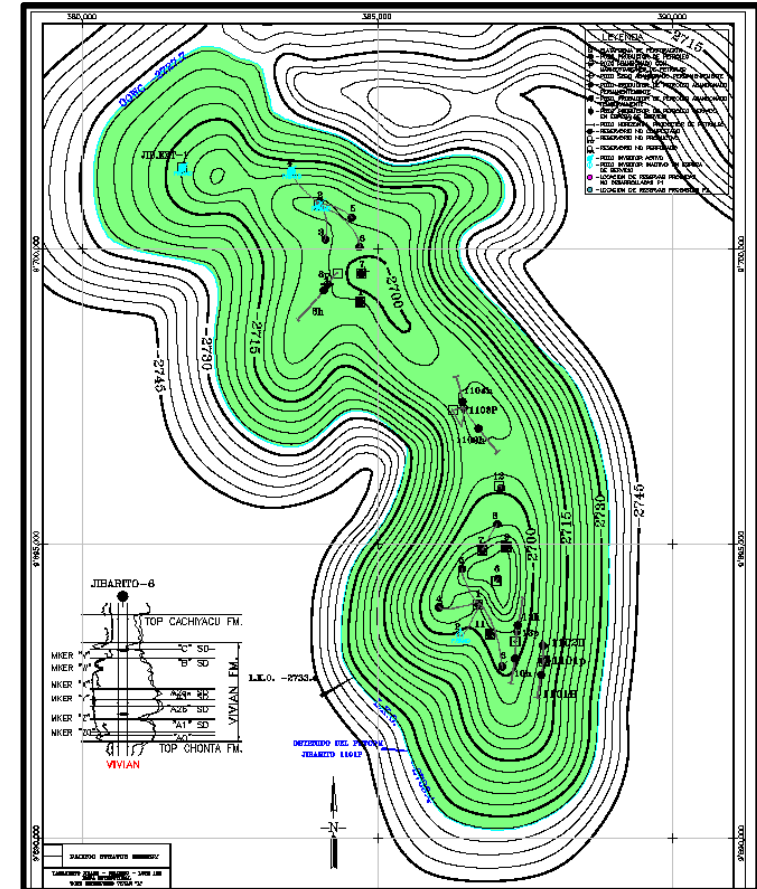
Structural
Model

Basin stratigraphy

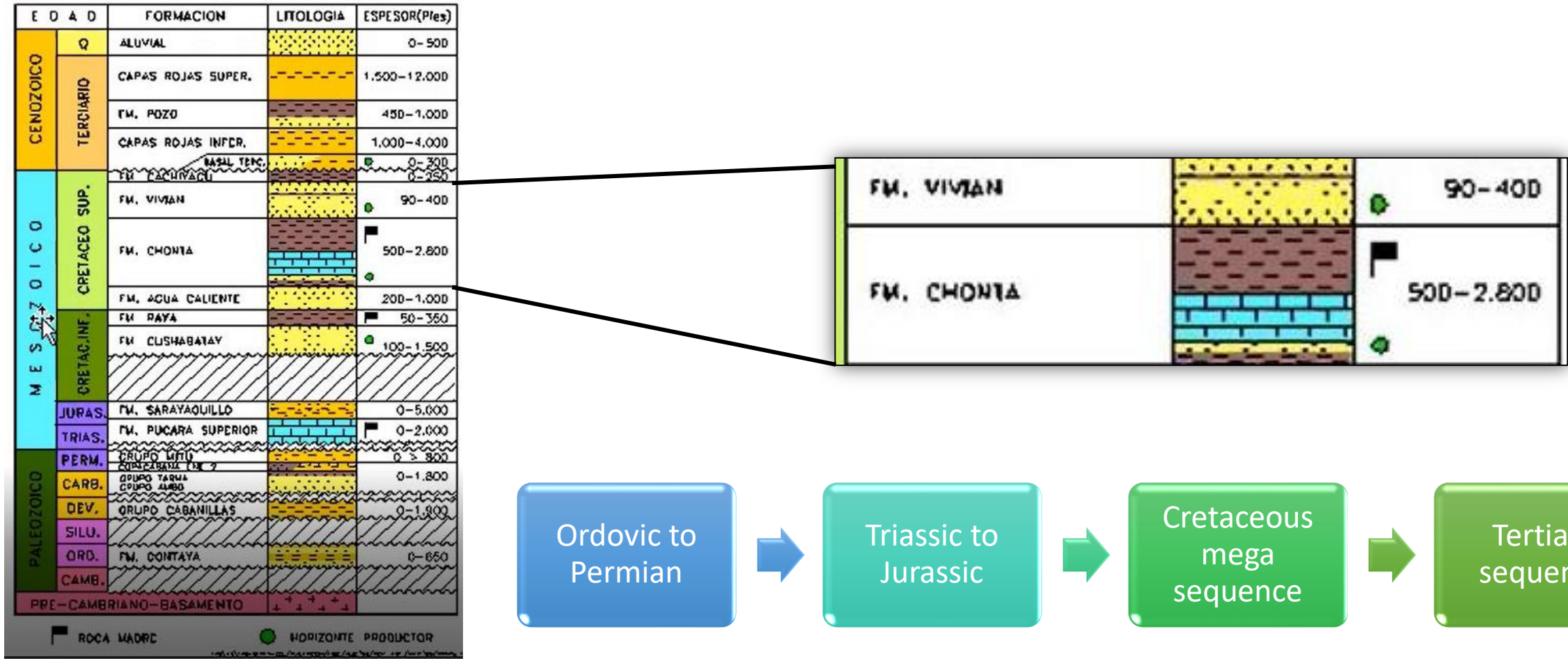
Sedimentological
model



NET SAND MAP



STRUCTURAL MAP

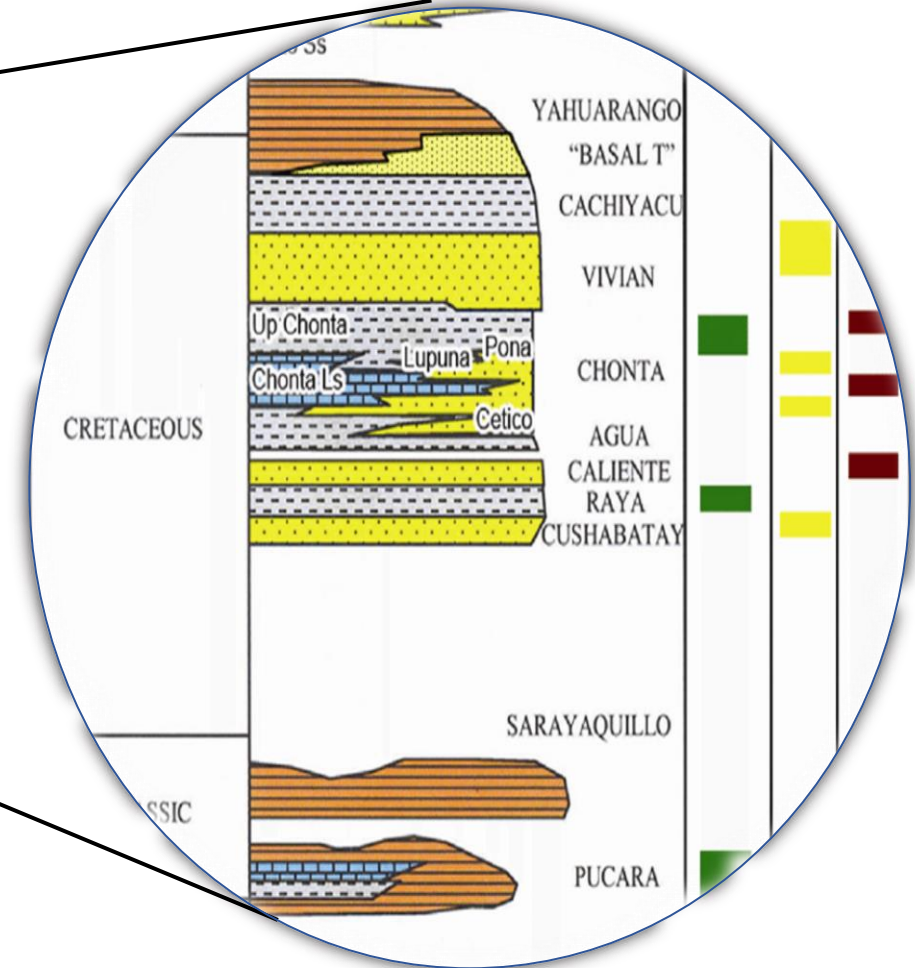


GEOLOGY

Sedimentological model

7 sedimentary cycles

EPOCH	LITHOLOGY	FORMATION	SOURCE	RES.	SEAL
PLEISTOCENE		IPURURO			
NEOGENE		PEBAS CHAMBIRA			
PALEOGENE	Pozo Sh Pozo Ss	POZO		■	■
CRETACEOUS		YAHUARANGO "BASAL T"			■
		CACHIYACU		■	■
		VIVIAN		■	
	Up Chonta Chonta Ls	CHONTA	■	■	■
	Lupuna Pona Cetico	AGUA CALIENTE RAYA CUSHABATAY	■	■	■
		SARAYAQUILLO			
		PUCARA	■		
JURASSIC					
TRIASSIC					
PERMIAN					
CARBONIFEROUS		TARMA COPACABANA AMBO CABANILLAS			
DEVONIAN					
SILURIAN					
ORDOVICIAN		CONTAYA			
CAMBRIAN					



Location

Geology

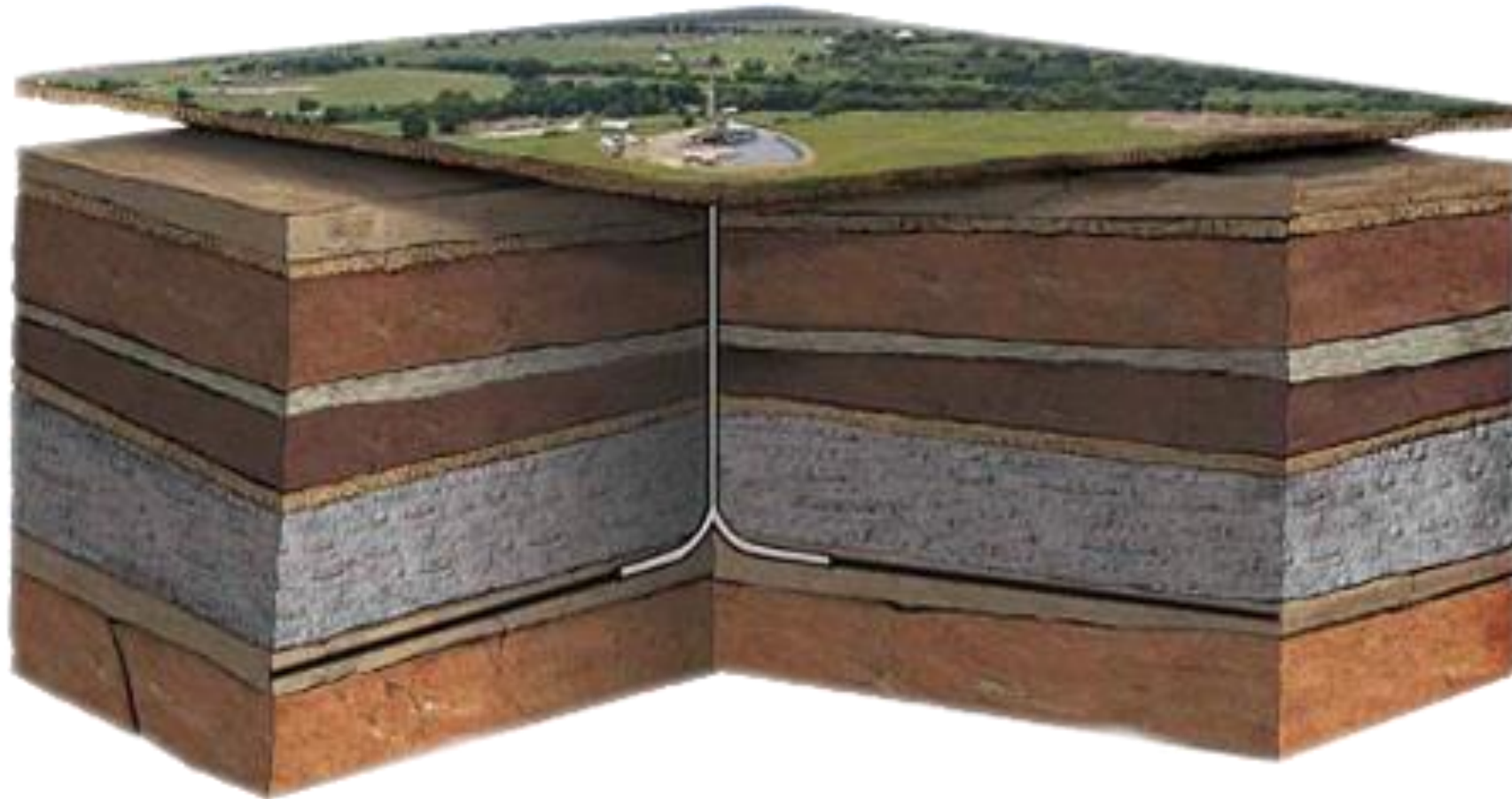
Petroleum
System

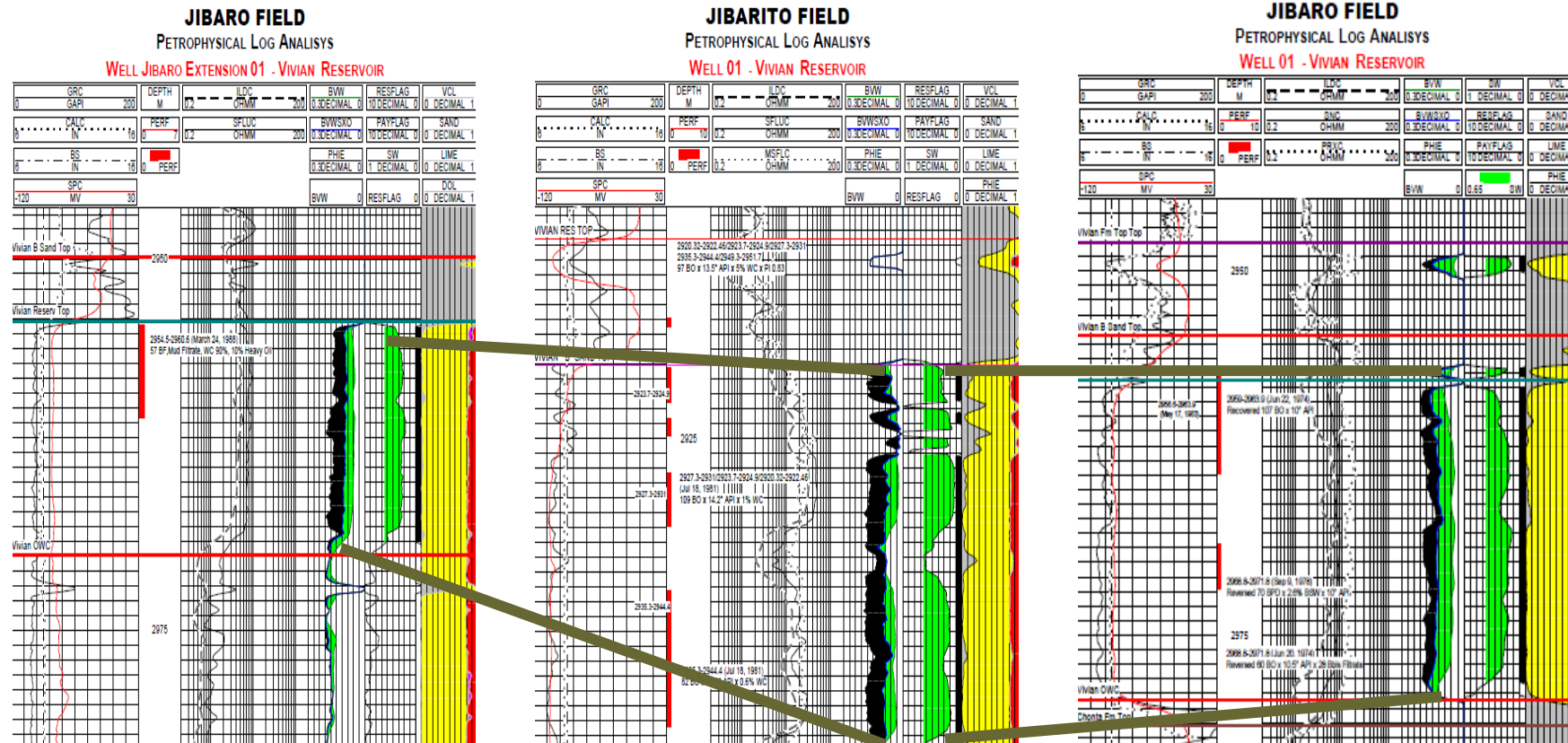
Structural and Net Sand
Map

Structural Model

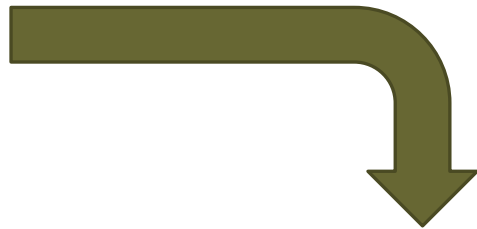
Basin
stratigraphy

Sedimentological model





CORRELATIONS



Petrophysical Evaluation

Porosity	18%
Sw	34%
Permeability	2624 mD

Petrophysical Evaluation

Fluid properties

Reserves estimation

Reservoir Simulation

PORAL PRESSURE GRADIENT

$$\nabla_{\text{poral}} = 0.435 \text{ psi/ft}$$

REFERENCE DEPTH: 9710 FT

$$\begin{aligned} \text{Pres} &= 0.435 \times 9710 + 14.7 \\ \text{Pres} &= 4238 \text{ psi} \end{aligned}$$

TEMPERATURE GRADIENT

$$\nabla_{\text{temperature}} = 1.5 \text{ }^{\circ}\text{F}/100\text{ft}$$

$$\begin{aligned} \text{Tres} &= (1.5/100) \times 9710 + 80 \\ \text{Tres} &= 226 \text{ }^{\circ}\text{F} \end{aligned}$$

CONDITIONS OF RESERVOIR:
Pres = 4238 psi
Tres = 226 °F

Petrophysical Evaluation

Fluid properties

Reserves estimation

Reservoir Simulation

PVT ANALYSIS

- Laboratory data.
- Correlations.

IMPORTANCE

- Evaluate reservations.
- Develop an optimal recovery plan.
- Production plan.
- Surface facilities design.

<i>Data</i>	<i>Average Data</i>	
API	10.5	
Gas solubility (R_s)	22.41	SCF/STB
Bubble pressure	300	psia
Oil volumetric factor (β_o)	1.03	bbl/STB
Oil density (ρ)	62.18	lb/ft ³
Oil viscosity (μ_o)	69.46	cp
PVT results.		

RESERVOIR ENGINEERING

Reserves estimation

Deterministic method

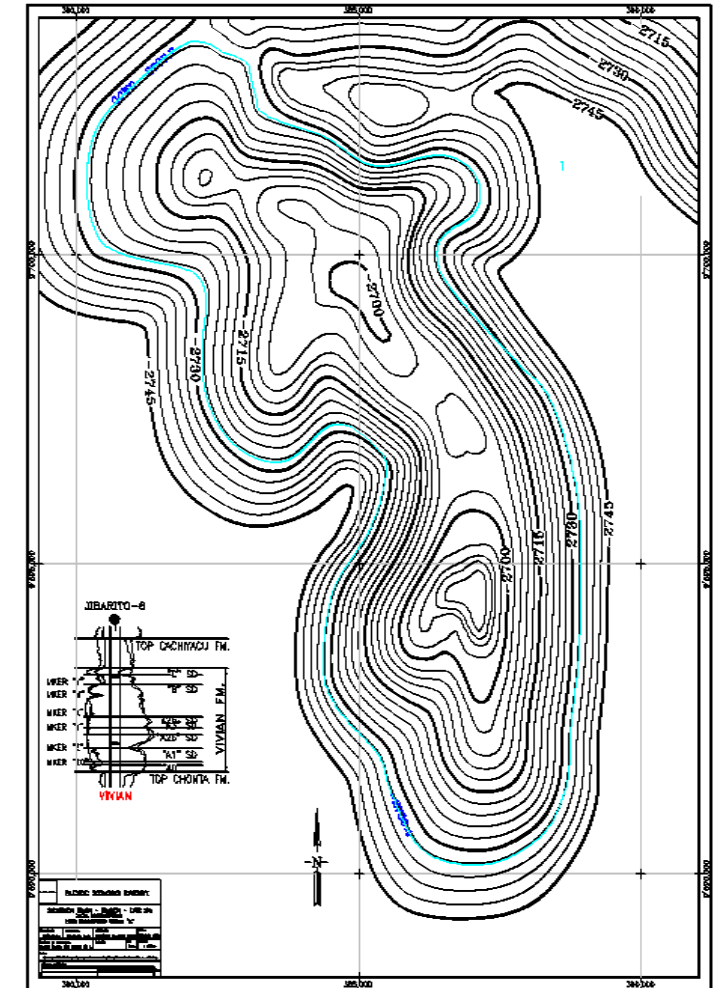
	DEPTH (m)	H	AREA (M2)	AREA (ACRES)	A*H (ACRE-ft)
WOC NIVEL	2727	2.3	56151513	13875	30151
AREA NIVEL 1	2727	9.8	50135850	12388	114547
AREA NIVEL 2	2724	9.8	44082871	10893	100474
AREA NIVEL 3	2721	9.8	38560959	9528	87476
AREA NIVEL 4	2718	9.8	33391694	8251	75454
AREA NIVEL 5	2715	9.8	28672076	7085	64228
AREA NIVEL 6	2712	9.8	24158208	5969	53699
AREA NIVEL 7	2709	9.8	20011611	4944	42827
AREA NIVEL 8	2706		15215177	3759	

ROCK VOLUME (ACRE-FT)

- 568860 ACRE – ft

OOIP

- 515 MMSTB

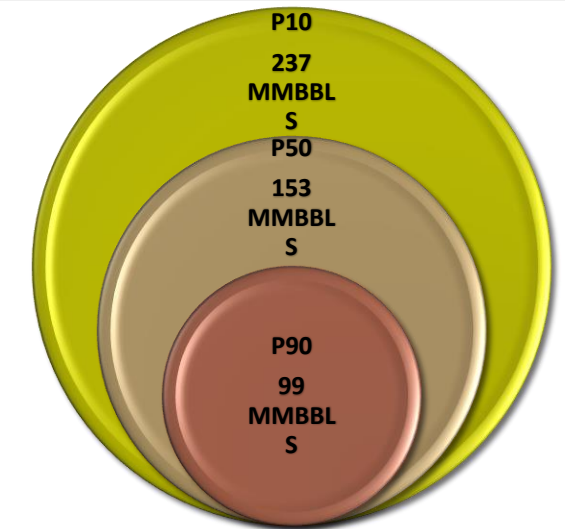
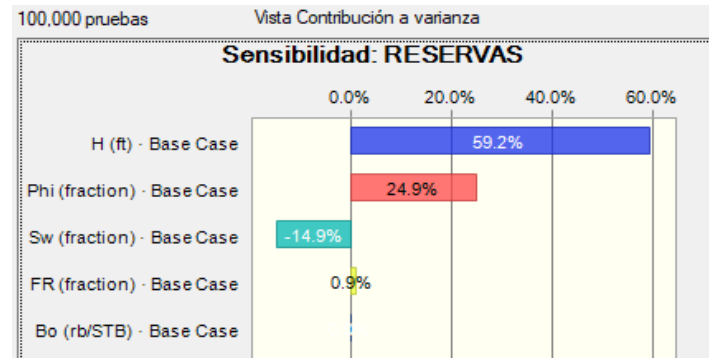
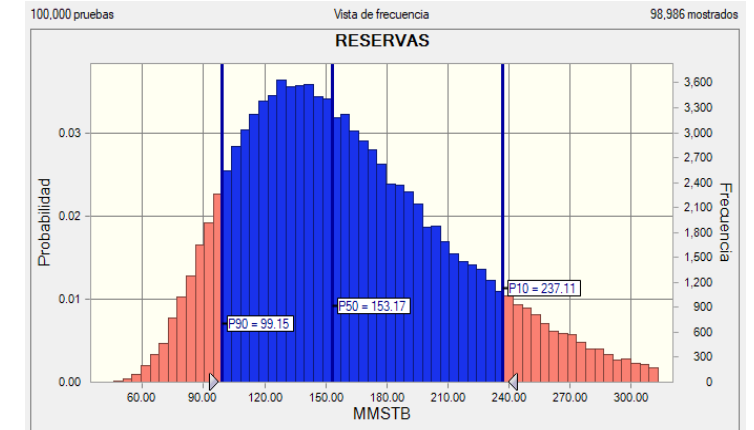
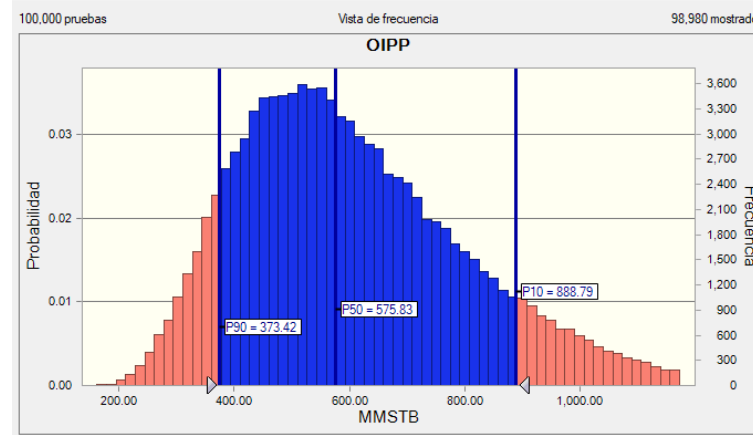


RESERVOIR ENGINEERING

Reserves estimation

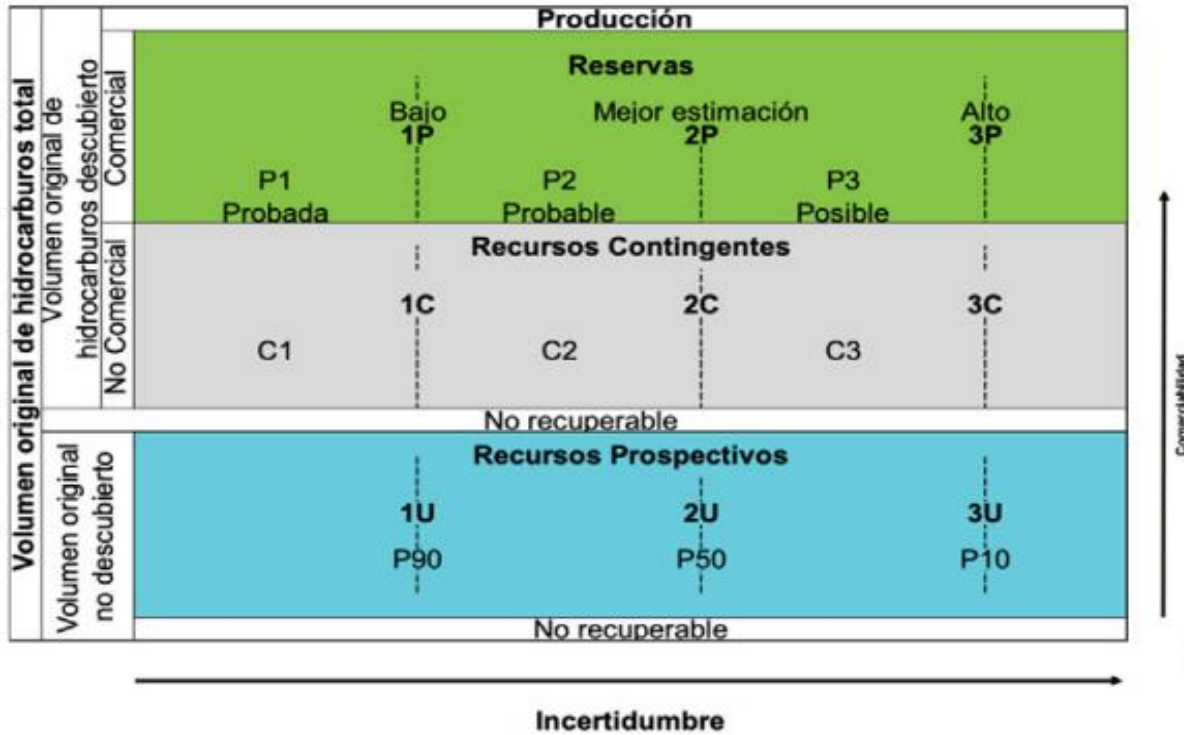
Probabilistic method

	Low Case	Base Case	High Case
Area (acres)		9275	
H (ft)	45	61.3	140
Phi (fraction)	0.1	0.18	0.24
Sw (fraction)	0.23	0.34	0.6
Bo (rb/STB)	1.025	1.03	1.047
FR (fraction)	0.25	0.26	0.29
Range analysis			

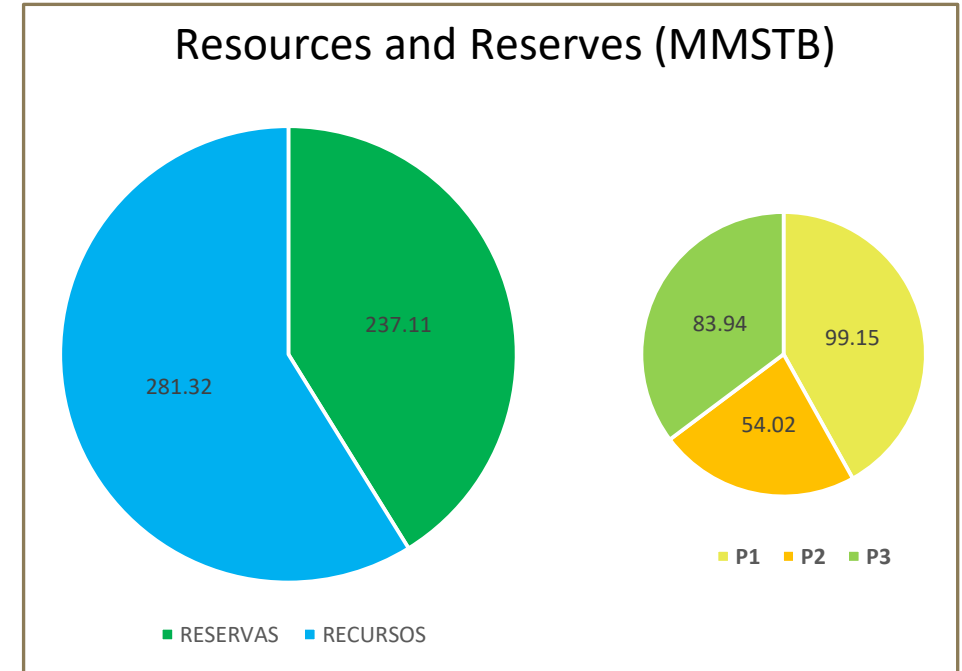


RESERVOIR ENGINEERING

Reserves estimation

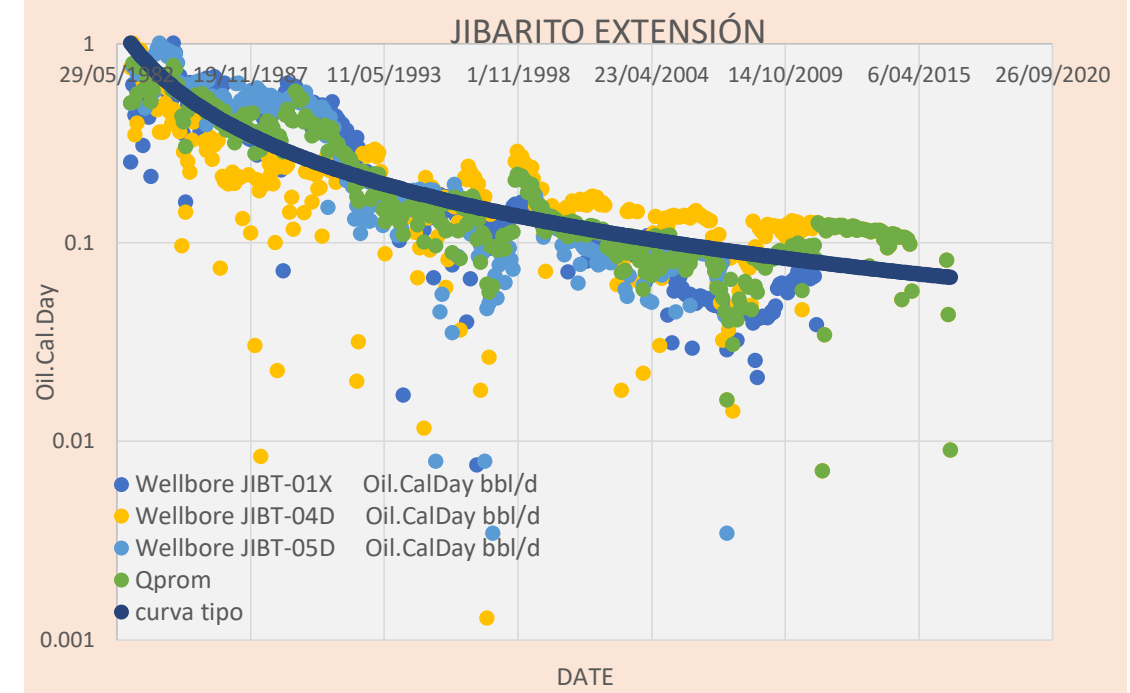
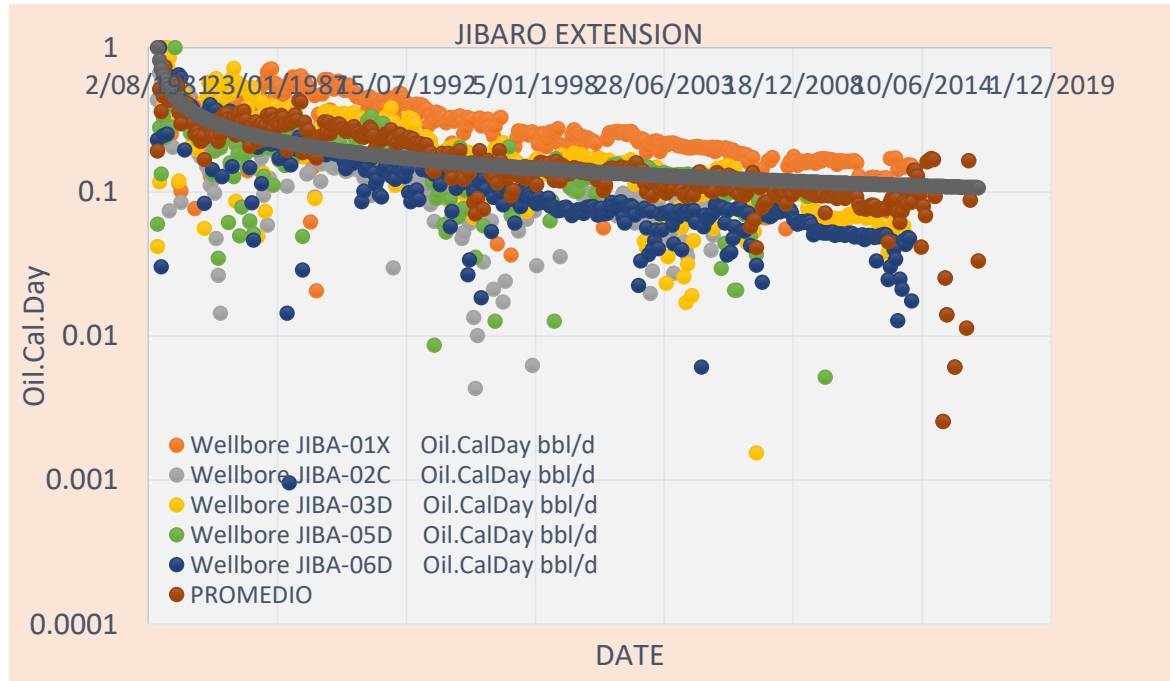


Fuente: Petroleum Resources Management System (PRMS)



RESERVES (MMSTB)	
P1	99
P2	54
P3	84

Normalized Production and Standard Curve



Qi=	1
Di=	0.26901394
b=	2.51775733

Arps curve fit values

$$q(t) = \frac{qi}{(b * Di * t)^{1/b}}$$

Arps Equation

Qi	1
b	0.938116362
Di	0.031075963

Arps curve fit values

$$q(t) = \frac{qi}{(b * Di * t)^{1/b}}$$

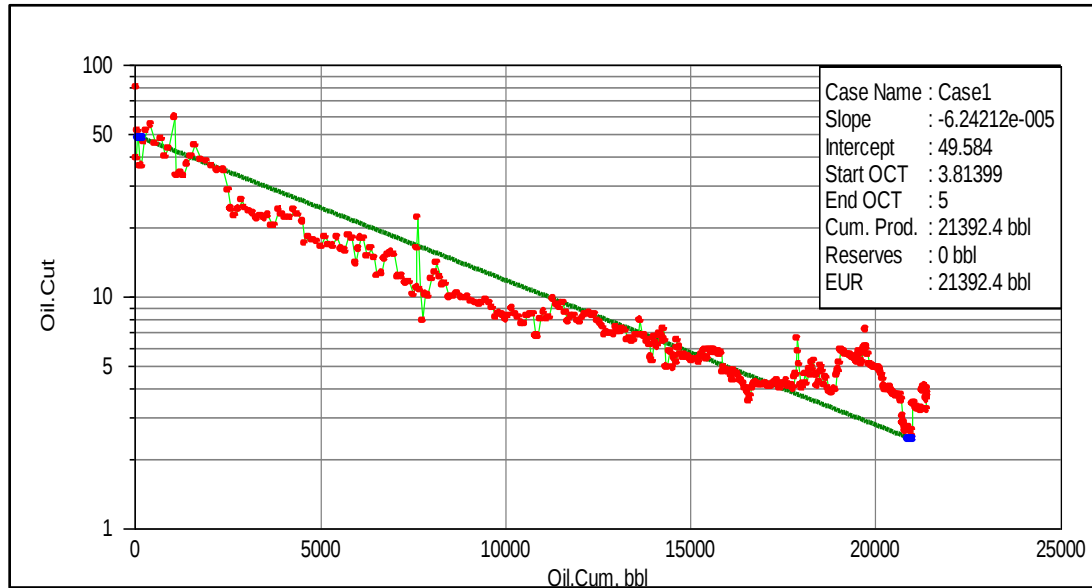
Arps Equation

Petrophysical Evaluation

Fluid properties

Reserves estimation

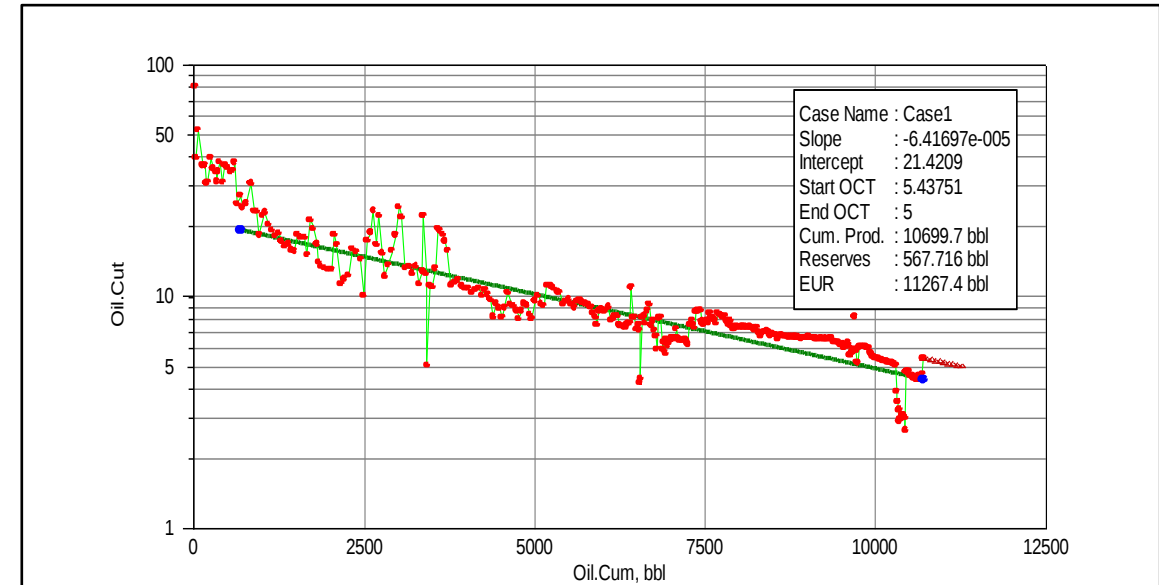
Reservoir Simulation



Oil cut forecast vs. accumulated oil in the north field

$$\log(\text{Oil.Cut}) = -6.24212\text{e-}005 * \text{Oil.Cum} + 1.69534$$

Equation of the Forecast of water cut vs Accumulated oil



Oil cut forecast vs. accumulated oil in the southern field.

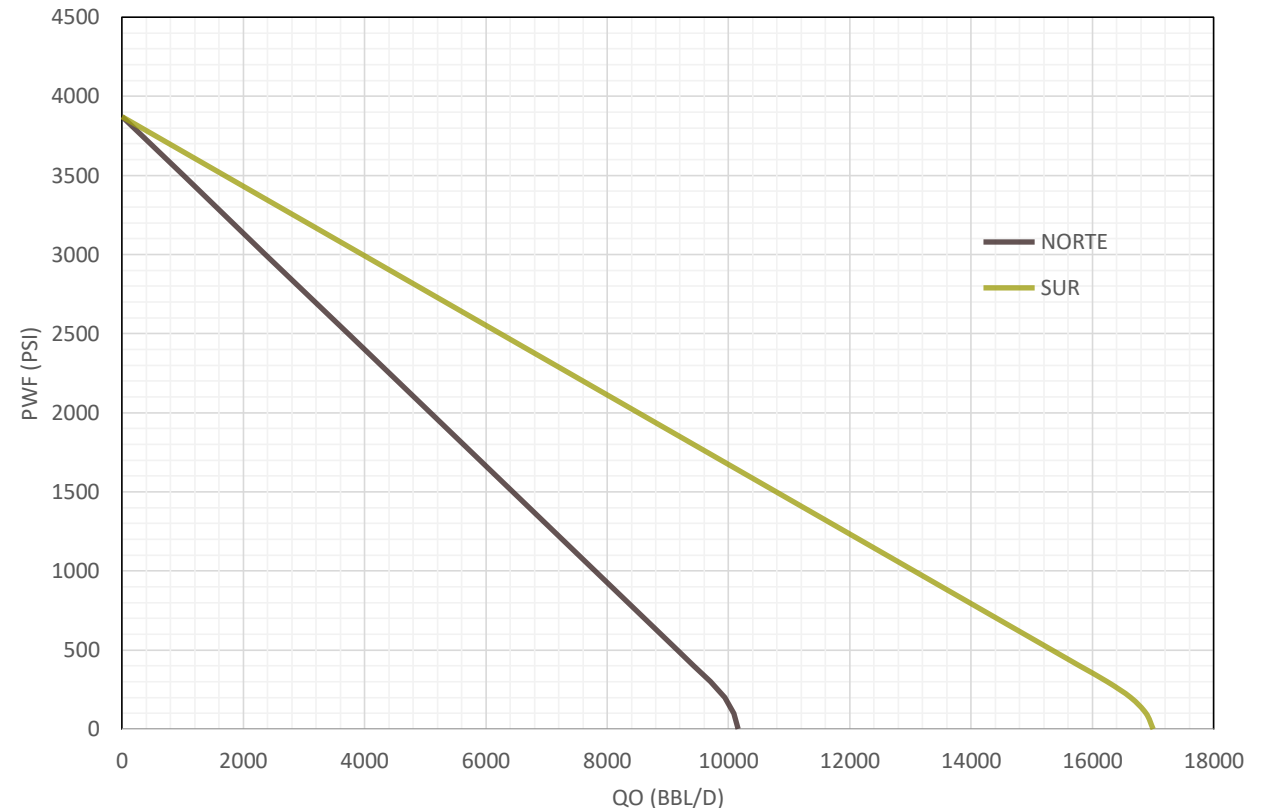
$$\log(\text{Oil.Cut}) = -6.41697\text{e-}005 * \text{Oil.Cum} + 1.33084$$

Equation of the Forecast of water cut vs Accumulated oil

Determination and evaluation of the IPR

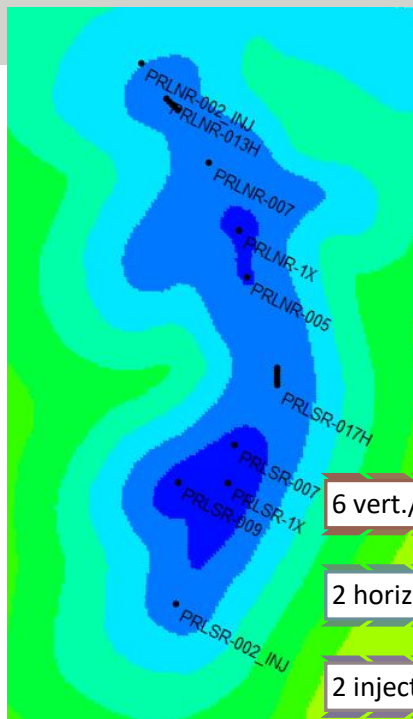
JIBARO EXTENSION		JIBARITO EXTENSION	
Pwf (psi)	qo (bbl/d)	Pwf (psi)	qo (bbl/d)
4238	0	4238	0
3500	1009	3500	1690
3000	2368	3000	3964
2500	3726	2500	6238
2000	5085	2000	8512
1500	6443	1500	10786
1000	7802	1000	13060
500	9160	500	15334
400	9432	400	15789
300	9703	300	16243
200	9935	200	16631
100	10086	100	16883
0	10156	0	17001

JIBARO EXTENSION		JIBARITO EXTENSION	
J	2.717	J	4.548
qb	9703	qb	16243
AOF	10155	AOF	17001
Qoptimo	3047	Qoptimo	5100
Pwf	2750	Pwf	2750



Selection of the number of wells and their location

MODEL: 10 WELLS

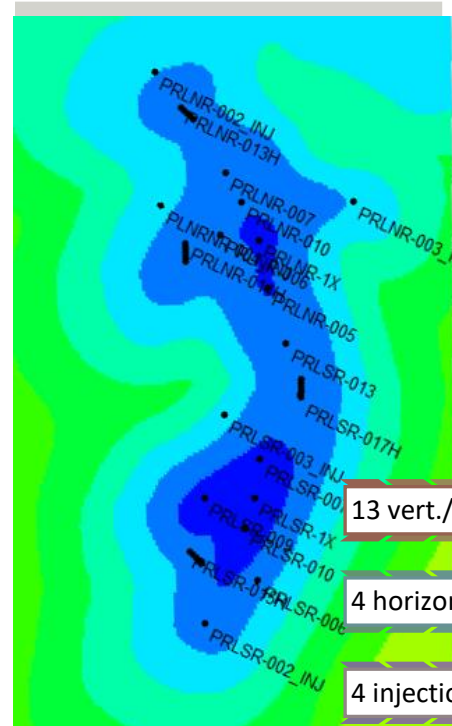


6 vert./direc. wells

2 horizontal wells

2 injection wells

MODEL: 20 WELLS

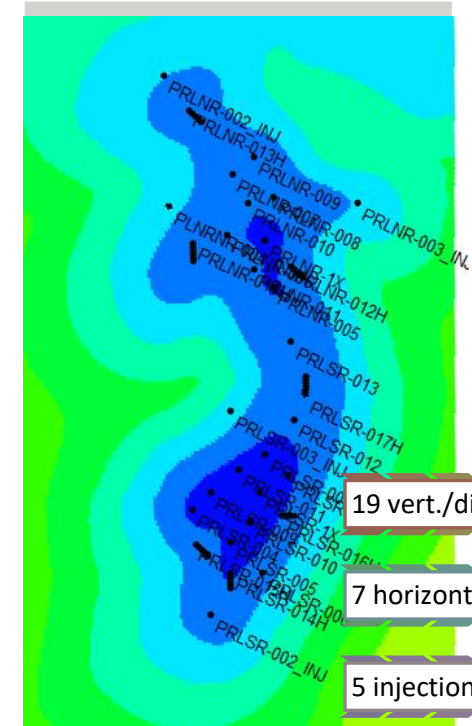


13 vert./direc. wells

4 horizontal wells

4 injection wells

MODEL: 31 WELLS

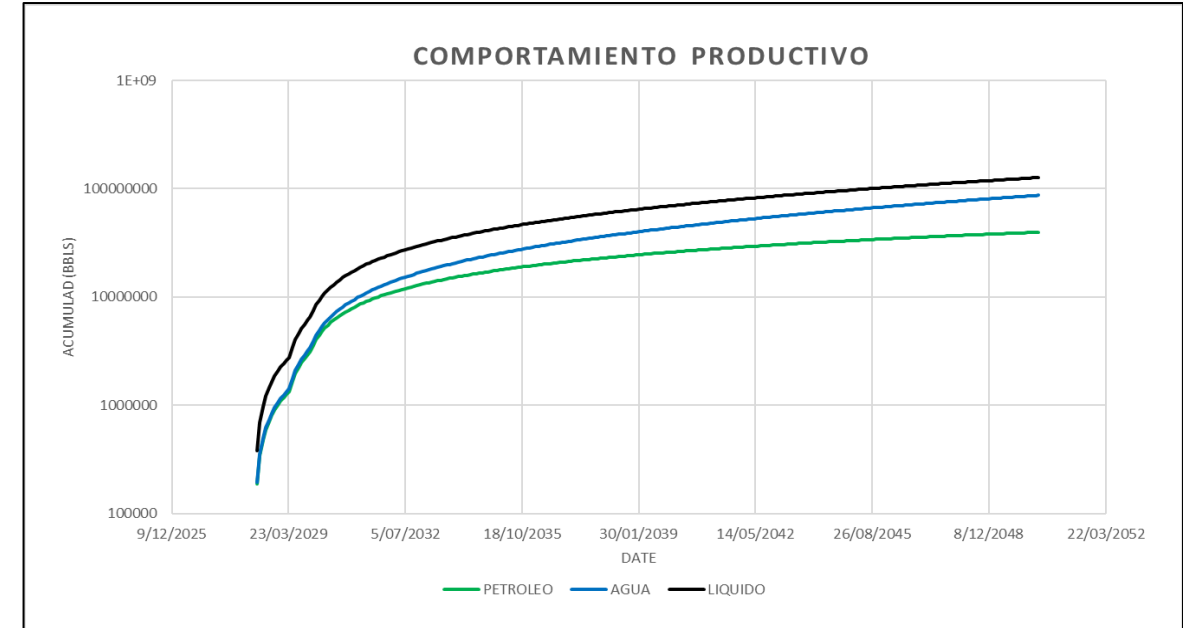
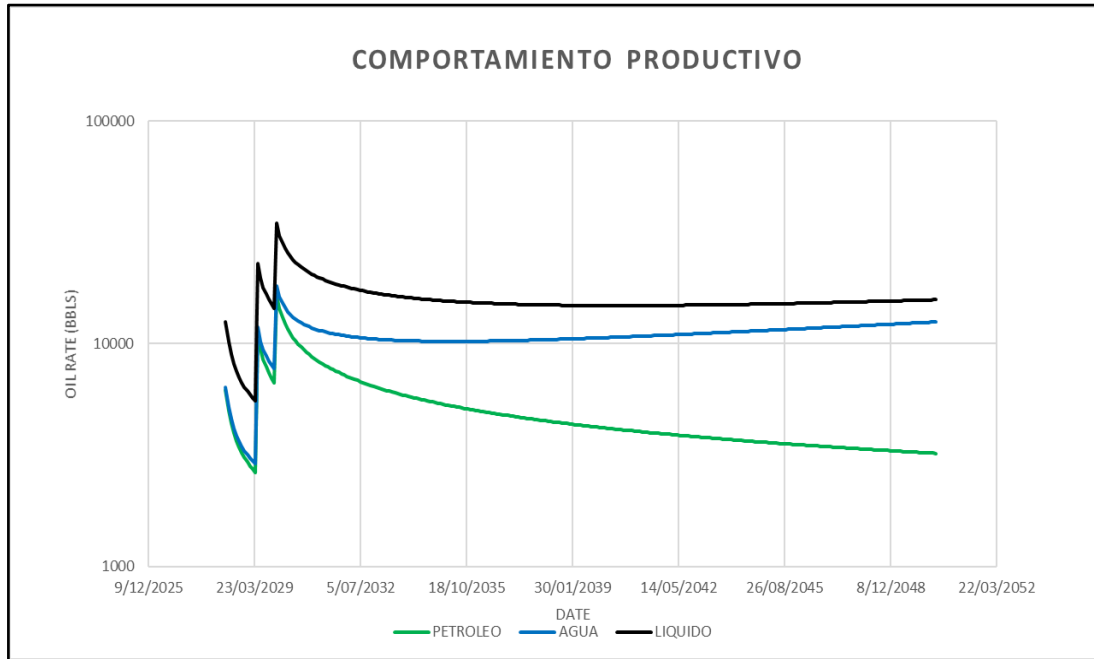


19 vert./direc. wells.

7 horizontal wells

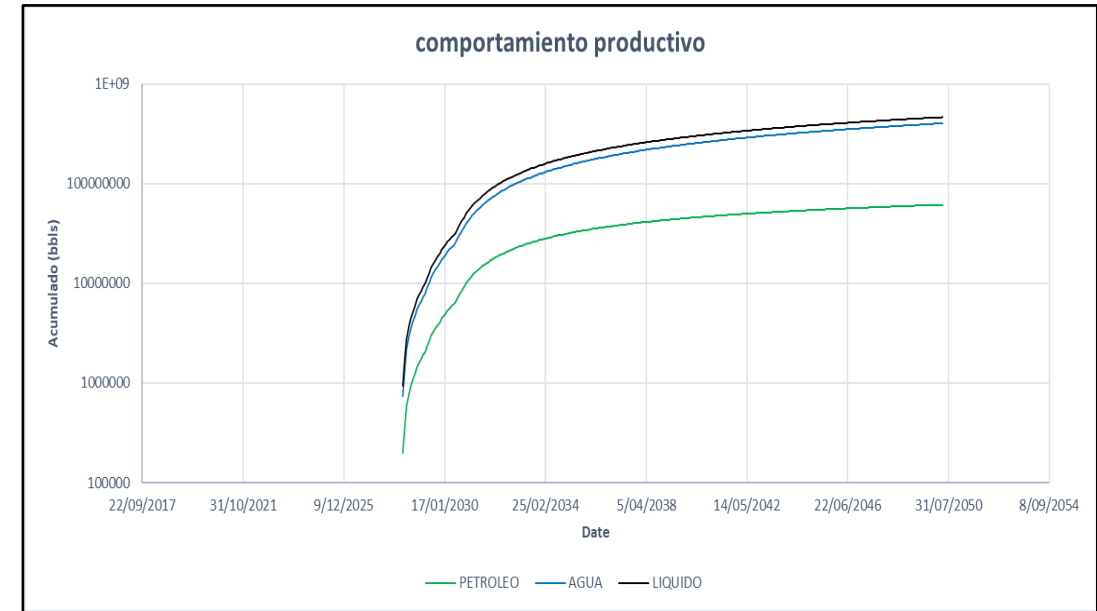
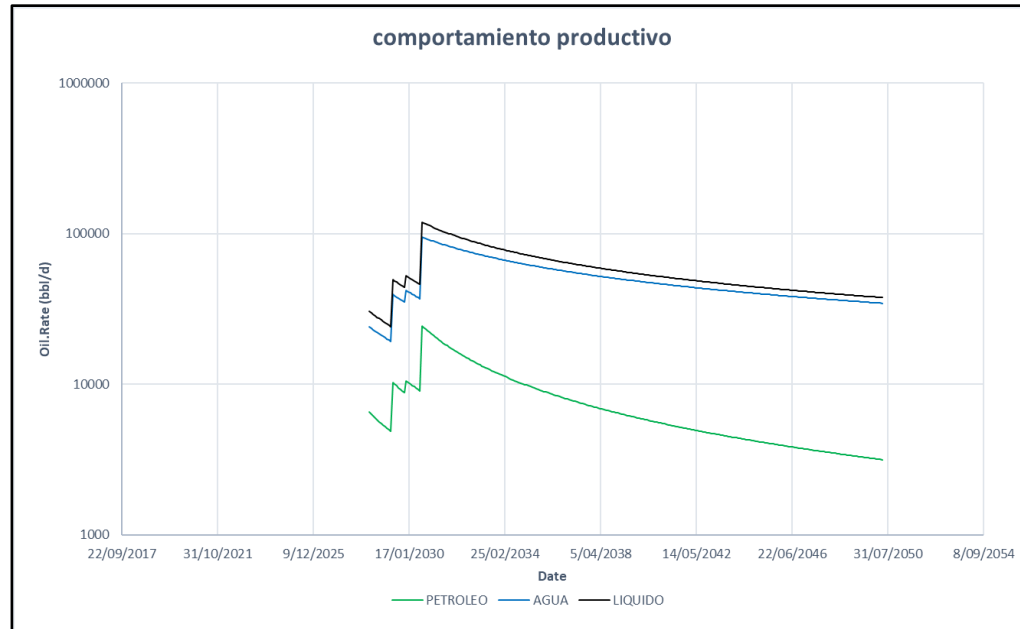
5 injection wells

Production forecast - Jibaro Extension

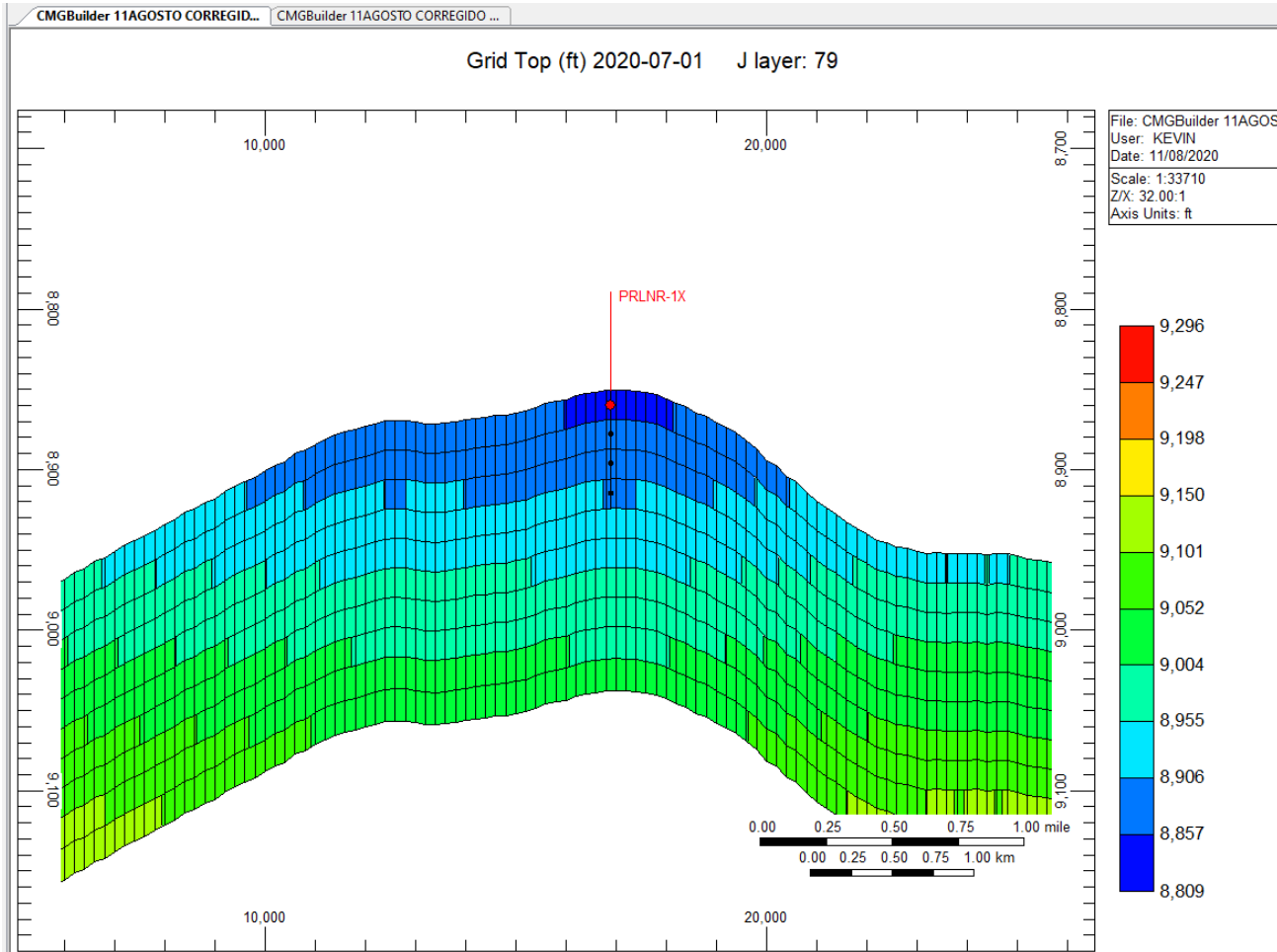


Date	Oil.Acum(Mbls)	Water.Acum(Mlbs)	Liquid.Acum(Mlbs)
1/05/2020	188.4	193.6	382.0
1/07/2050	39625.8	87015.3	126641.2
ACUM.PROD	39.6258584	MM	

Production forecast - Jibarito Extension



Date	Oi.Acum (Mbbls)	Water.Acum (Mbbls)	Liquid.Acum(Mbbls)
1/05/2028	198.30	733.4	931.71
1/05/2050	61179.1	401266.7	462445.8
ACUM.PROD	61.17915436	MM	



10 WELLS

20 WELLS

31 WELLS

SURFACE LIQUID RATE (SLT)

VERTICAL / DIRECTIONAL
WELL

HORIZONTAL WELL

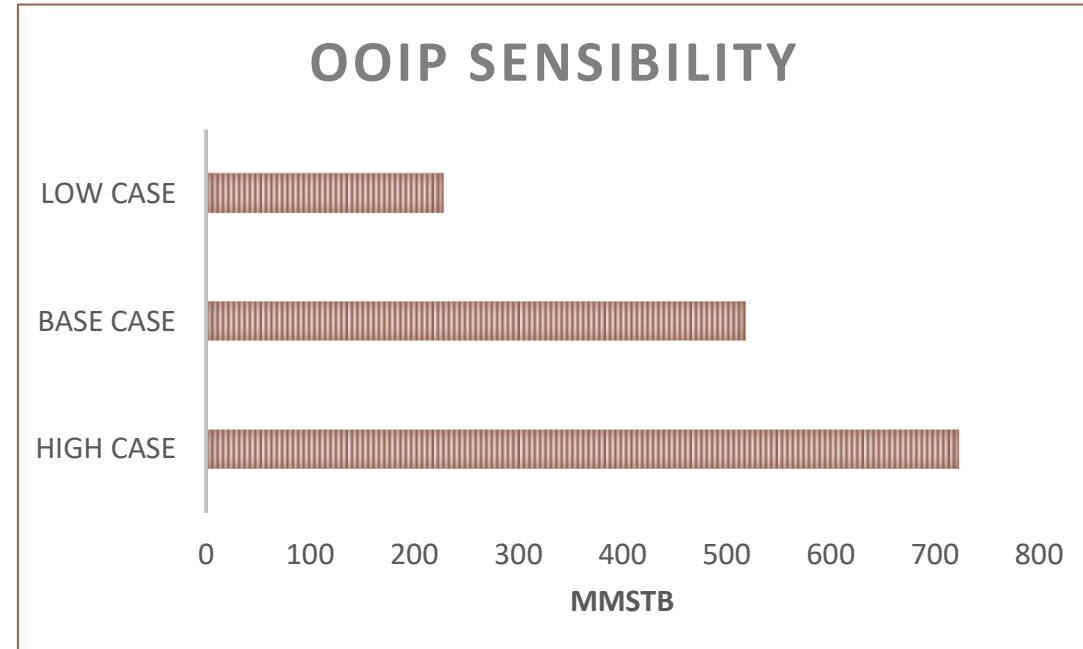
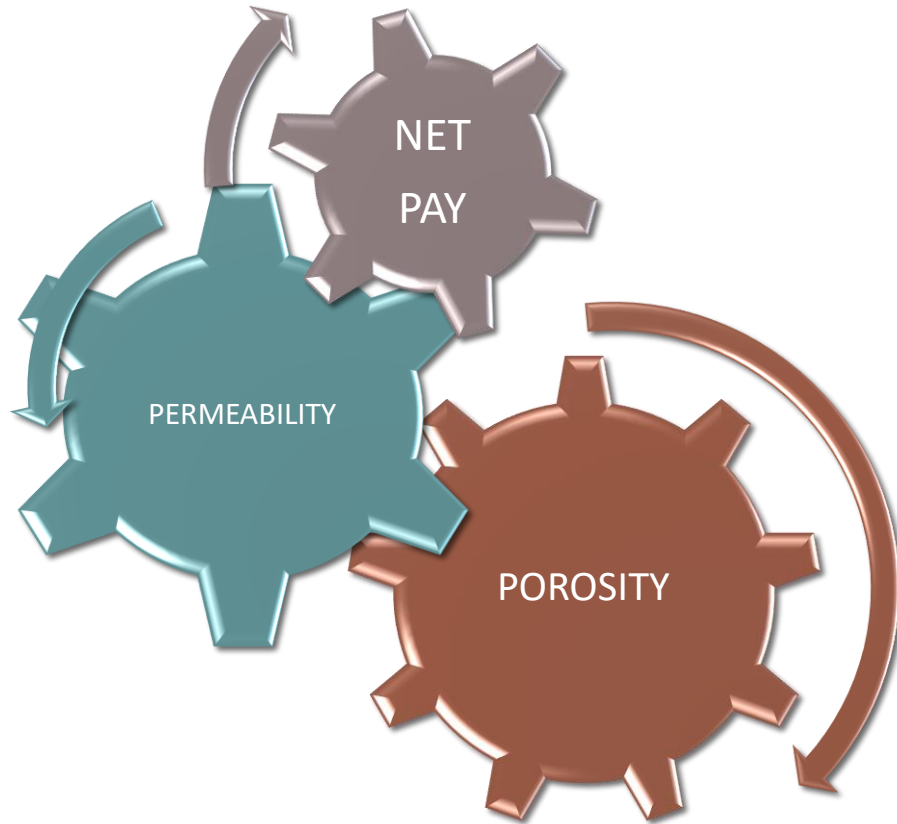
Petrophysical Evaluation

Fluid properties

Reserves estimation

Reservoir Simulation

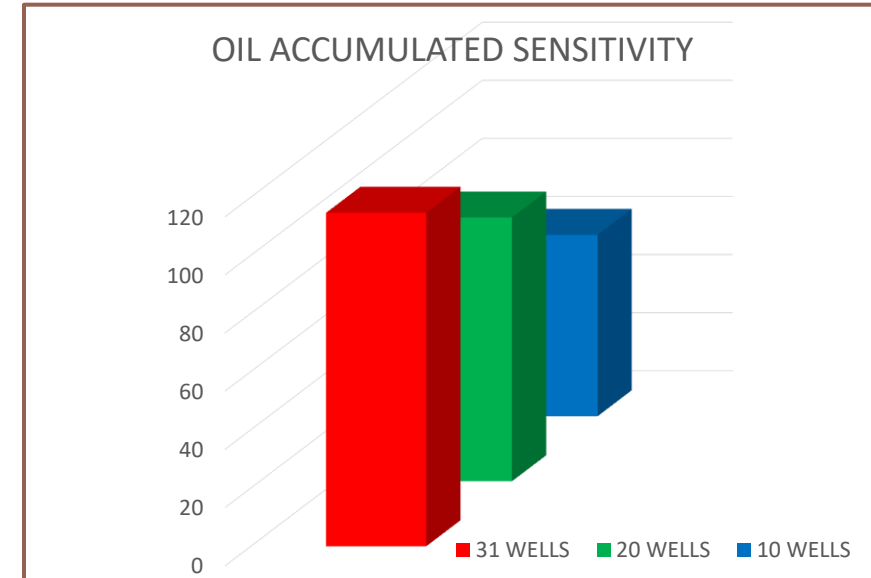
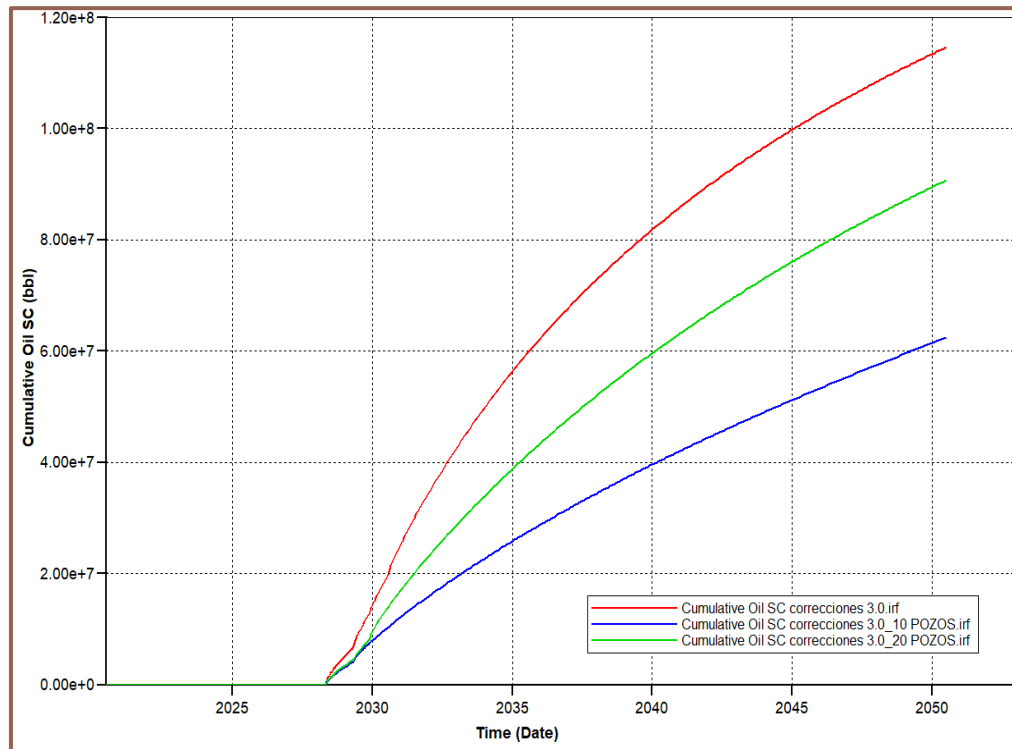
OOIP SENSIBILITIES



OOIP CASE	MMSTB
HIGH CASE	723
BASE CASE	518
LOW CASE	228

SENSITIVES TO NUMBER AND LOCATION OF WELLS

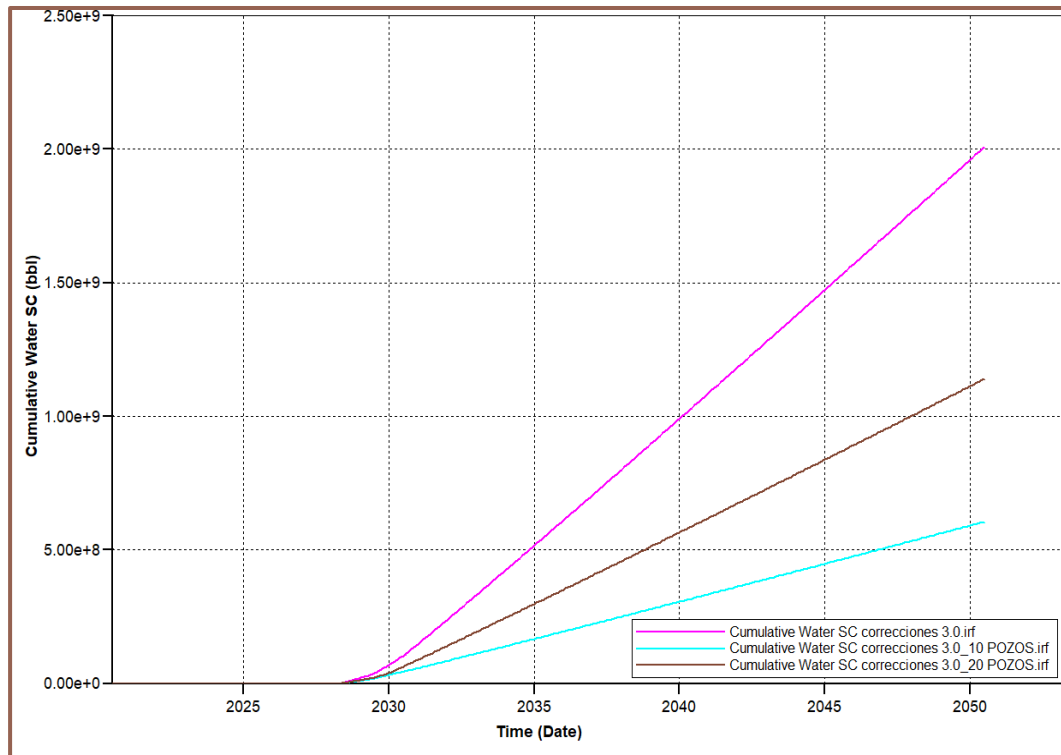
OIL ACCUMULATION



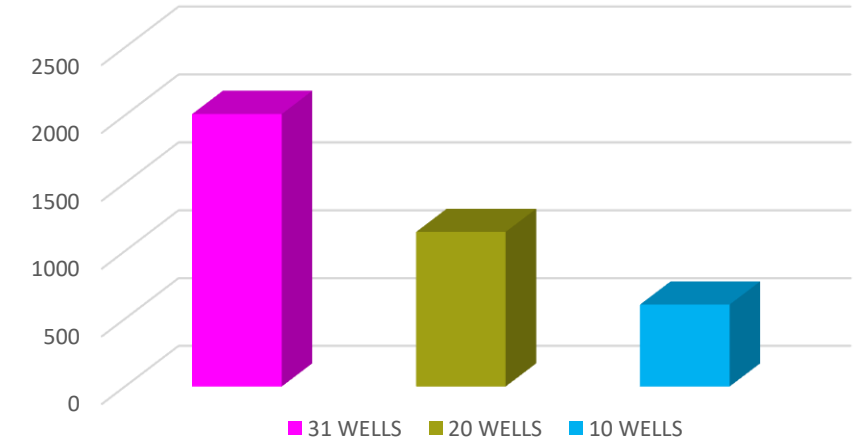
CASE: SENSIBILITY	OIL ACCUMULATION (MMSTB)
31 WELLS	114
20 WELLS	90
10 WELLS	62

SENSITIVES TO NUMBER AND LOCATION OF WELLS

WATER ACCUMULATION



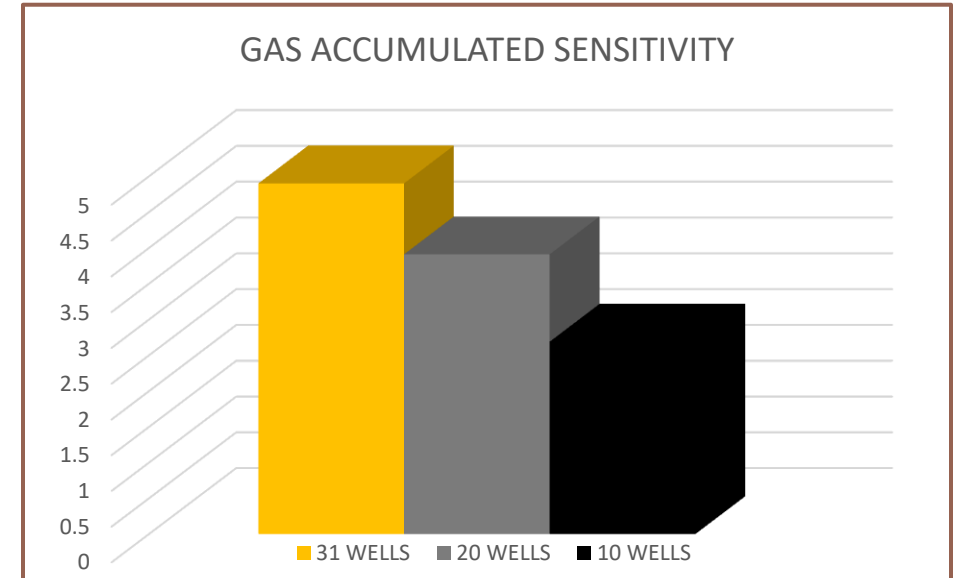
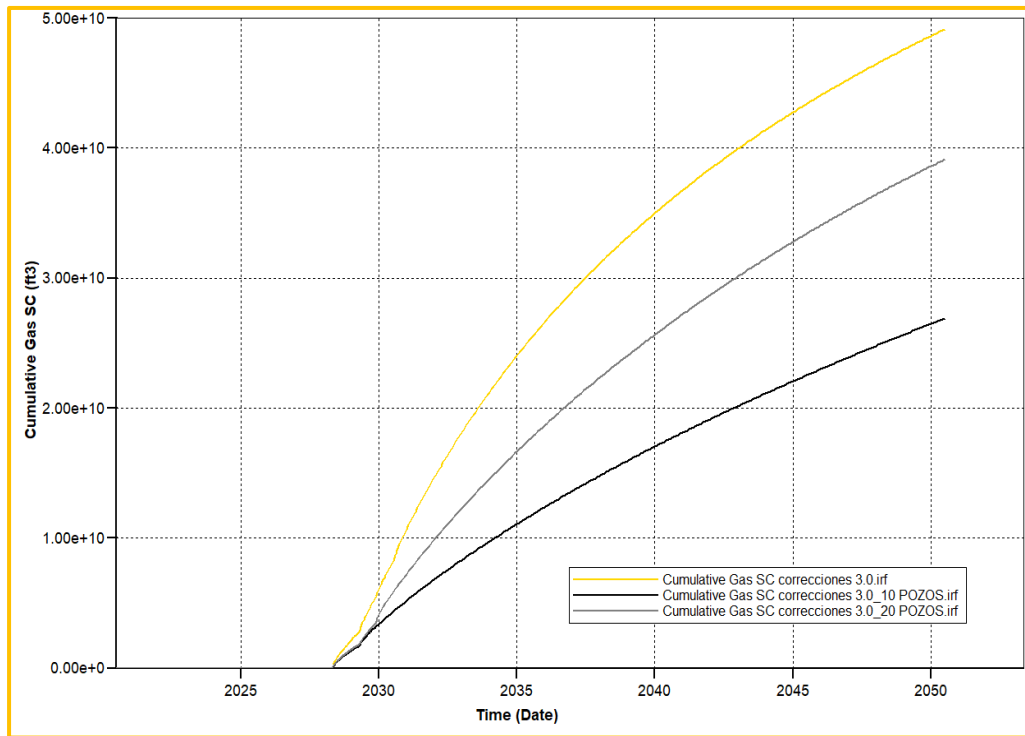
ACCUMULATED WATER SENSIBILITY



CASE: SENSIBILITY	WATER ACCUMULATION (MMBBLs)
31 WELLS	2008
20 WELLS	1140
10 WELLS	605

SENSITIVES TO NUMBER AND LOCATION OF WELLS

GAS ACCUMULATION



CASE: SENSIBILITY	GAS ACCUMULATION (10 ⁹ SCF)
31 WELLS	49
20 WELLS	39
10 WELLS	27

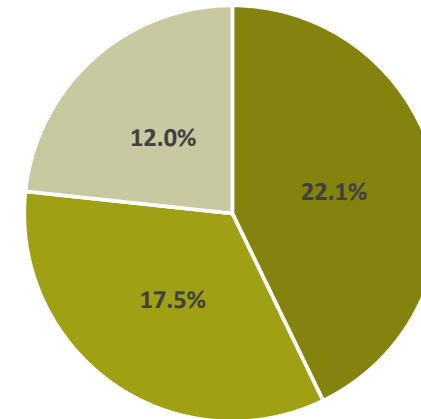
SENSITIVES TO NUMBER AND LOCATION OF WELLS

RECOVERY FACTOR

Total Pore Volume.	M rbbl	5740e3
HC. Pore Volume	M rbbl	650627
Fluids in Place		
Stock Tank Oil	M STB	518426
Mobile STO	M STB	243876
Total Gas	MM SCF	229719
Free Gas	MM SCF	460e-9
Water	M STB	4941e3

$$R.F. = \frac{N_p}{N_i}$$

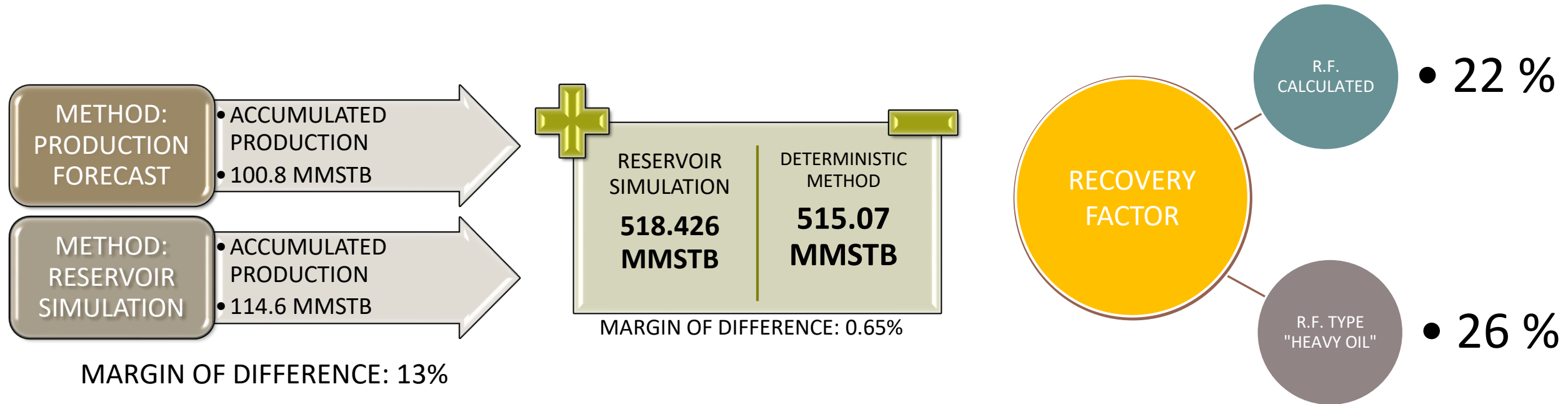
RECOVERY FACTOR (%)



■ 31 WELLS ■ 20 WELLS ■ 10 WELLS

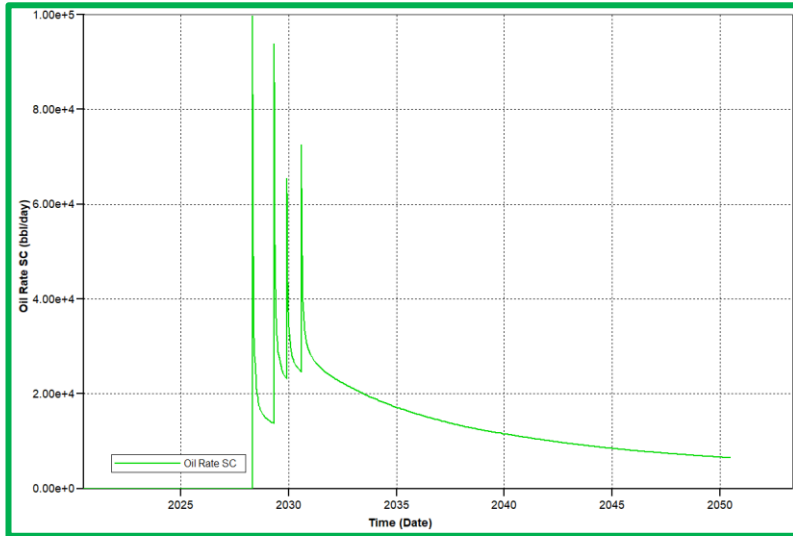
CASE: SENSIBILITY	RECOVERY FACTOR
31 WELLS	22%
20 WELLS	17%
10 WELLS	12%

FIELD 31 WELLS

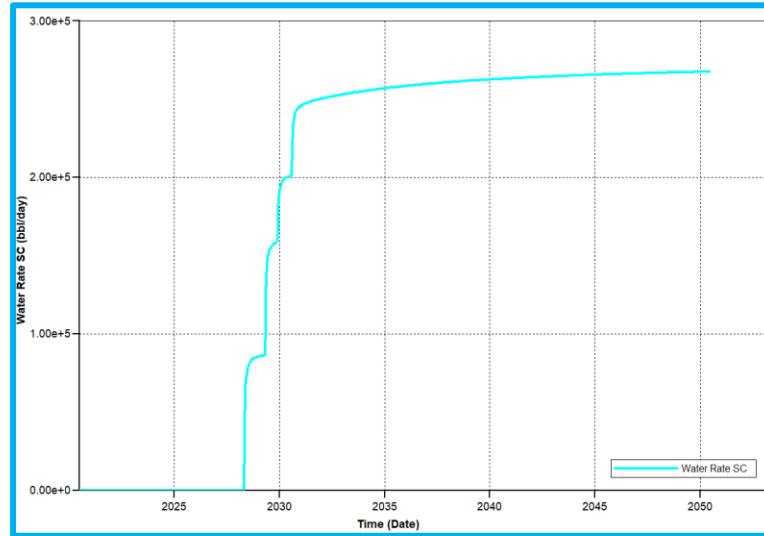


Fuente: Navarro, W. "How to Manage the Production With 96% Water Cut?"

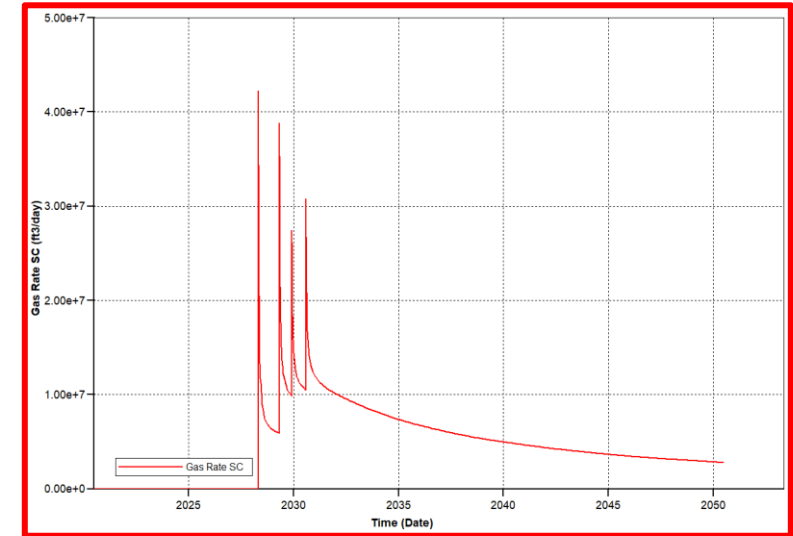
PRODUCTION FORECAST



DATE	OIL RATE (MSTB/D)
1/05/2028	99
2/05/2029	93
2/12/2029	65
2/08/2030	72
1/07/2050	6



DATE	WATER RATE (MBBLS/D)
2/05/2029	88
2/12/2029	160
2/08/2030	201
1/12/2030	244
1/07/2050	267



DATE	GAS RATE (MMSCF/D)
1/05/2028	42
2/05/2029	38
2/12/2029	27
2/08/2030	30
1/07/2050	2

DRILLING ENGINEERING



Gradiente de presión poral y de fractura

Vivian	
Pi	4238 psi
Gradiente poral	0.435 ft/psi

Hubbert & Willis

$$F_{min} = \frac{1}{3} \left(1 + 2 \frac{P}{D} \right)$$

$$F_{max} = \frac{1}{2} \left(1 + \frac{P}{D} \right)$$

$$F_{min} = 0.62 \text{ psi/ft}$$

$$F_{max} = 0.72 \text{ psi ft}$$

$$\nabla \text{Fractura} = 0.68 \text{ psi/ft}$$

F = Gradiente de fractura, psi/ft

$\frac{P}{D}$ = Gradiente de presión poral, psi/ft

Objetivo del Programa de perforación

Gradiente de presión poral

Gradiente de fractura

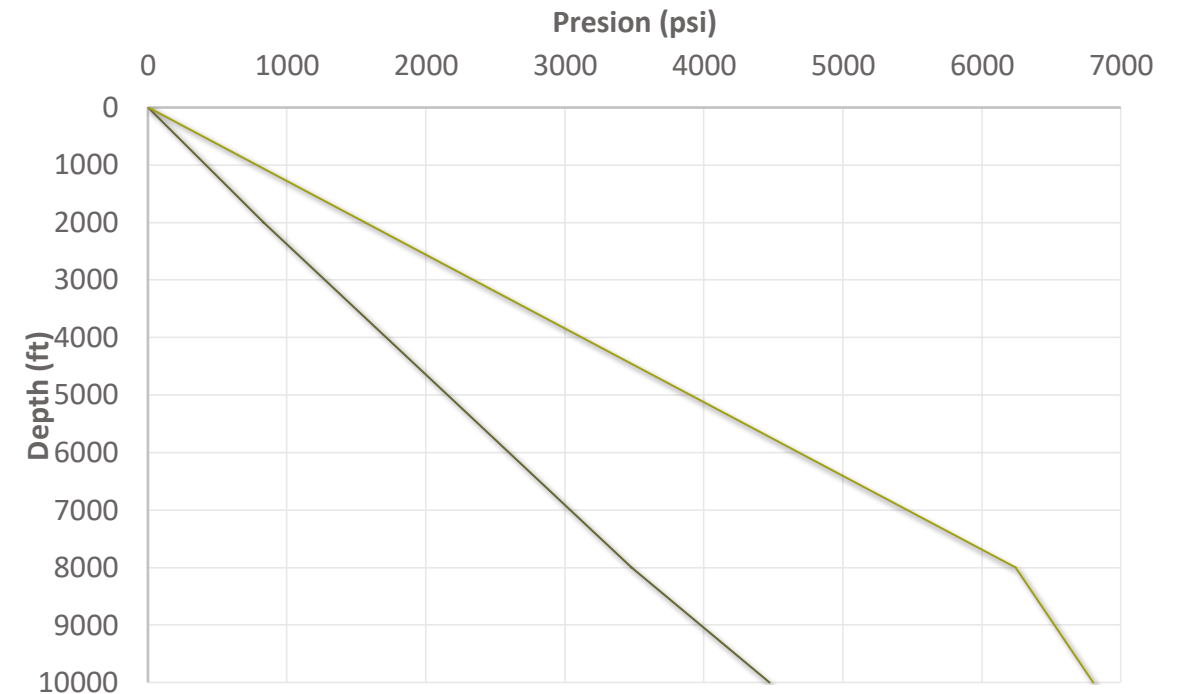
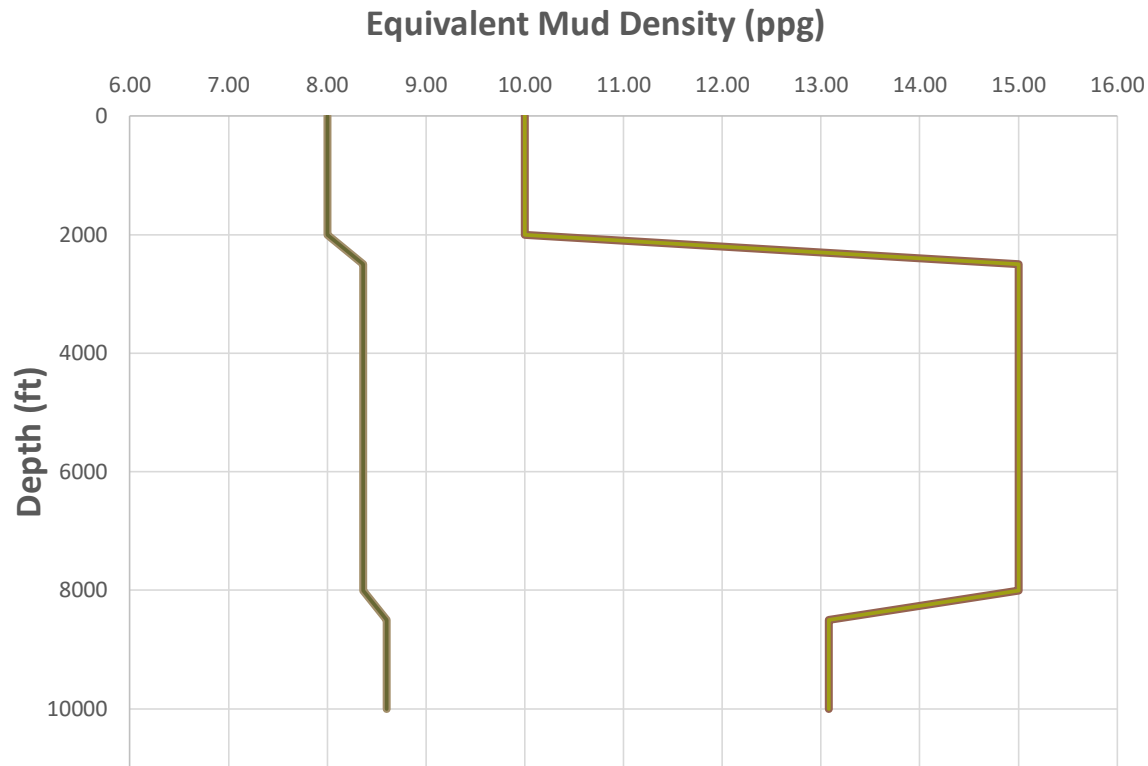
Ventana de operación

Programa de perforación

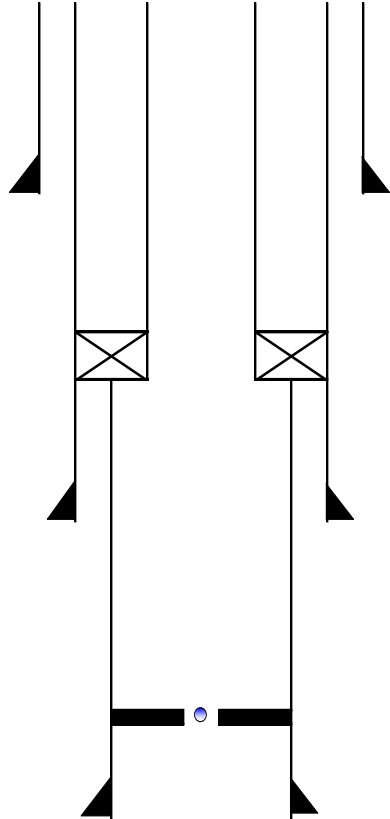
Equipo de Perforación

Tiempos de perforación

Ventana de operación



Profundidad de asentamiento de casing



SECCION	Hoyo / Casing	Profundidad ZG - Pozo exploratorio	Profundidad ZG - pozos de desarrollo	Problemas potenciales
1	Hoyo 17 1/2" CSG SUPERFICIAL 13 3/8"	1503 ft	2050 ft	- Mala limpieza del hoyo. - Lavado del Cellar. - Perdida de fluido - Vibraciones. - Torque y Arrastre debido a Dog Leg severos. - Hinchamiento de arcillas por reactividad con el fluido de perforación. - Embolamiento de BHA.
2	Hoyo 12 1/4" CSG INTERMEDIO 9 5/8"	8802 ft	8261 ft	- Mala limpieza del hoyo - Hinchamiento de arcillas por reactividad con el fluido de perforación. - Inestabilidad del hoyo y colapso de formación.
3	Hoyo 8 1/2" - LINER PRODUCCION 7" *	12800 ft	10279 ft	- Pérdida de circulación y pega de tubería. - Inestabilidad de hoyo y colapso formación por lutitas presurizadas. - Influjo de Gas. - Hoyo apretado

Objetivo del Programa de perforación

Gradiente de presión poral

Gradiente de fractura

Programa de perforación

Equipo de Perforación

Tiempos de perforación

Diseño de casing

	Tramo (m)		Longitud	Hueco	OD	ID	Drift	Peso	Grado
	Desde	Hasta							
	FT		FT	In	In	In	In	PPF	
Superficie	0	2050	2050	17,5	13-3/8"	12,515	12,36	61	K55
Intermedio	0	2050	2050	12.25	9-5/8"	8,535	8,5	53,5	N80
Liner producción	8500	10280	1780	8,5	7"	6,184	6,059	29	N80

Objetivo del Programa de perforación

Gradiente de presión poral

Gradiente de fractura

Programa de perforación

Equipo de Perforación

Tiempos de perforación

Diseño de casing

Artículo 176 del DS N° 032-2004-EM

Al colapso	1.125
A la tensión (conexión)	2.0
A la tensión (cuerpo)	1.125
A la presión interna	1.0

Tubería	Propiedades Mecánicas				Factores de Seguridad			
	Interna Psi	Colapso Psi	Tensión 1000 lb	Torque Ajuste lb-ft	Interna	Colapso	Tensión	Triaxial
13-3/8	3700	2230	1142	Posición	4,03	2,78	4,29	3,18
9-5/8"	7930	6620	1244	Posición	4,46	4,13	3,31	3,25
	6870	4750	1086	Posición	3,86	1,63	3,66	2,89
	7930	6620	1244	Posición	4,46	1,62	5,63	2,37
7"	8160	7020	676	Minimo 8460 Optimo 9400 Maximo 10340	12,20	1,22	5,36	1,46

Objetivo del Programa de perforación

Gradiente de presión poral

Gradiente de fractura

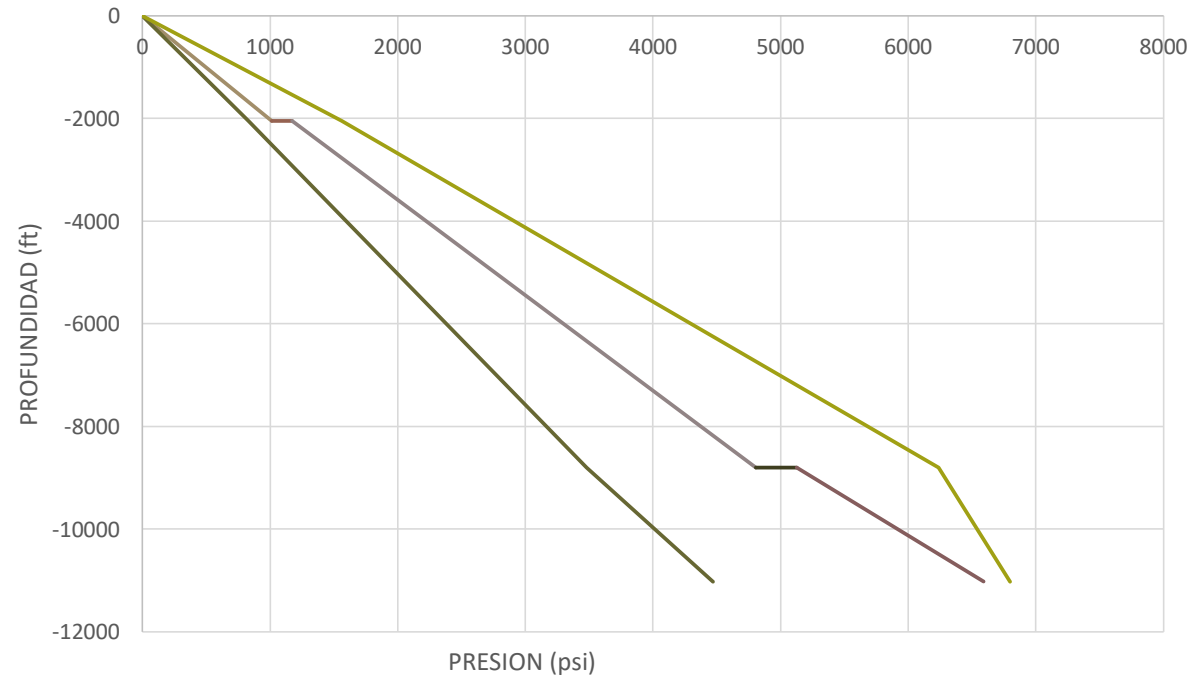
Programa de perforación

Equipo de Perforación

Tiempos de perforación

Programa de lodo

PROGRAMA DE LODO



Sección	Densidad de lodo (ppg)	PV (cp)	YP (lb/100ft)
1 - 17 ½"	9.5	15	15
2 - 12 ¼"	10.5	20	25
3 - 8 ½"	11.5	20	30

Objetivo del Programa de perforación

Gradiente de presión poral

Gradiente de fractura

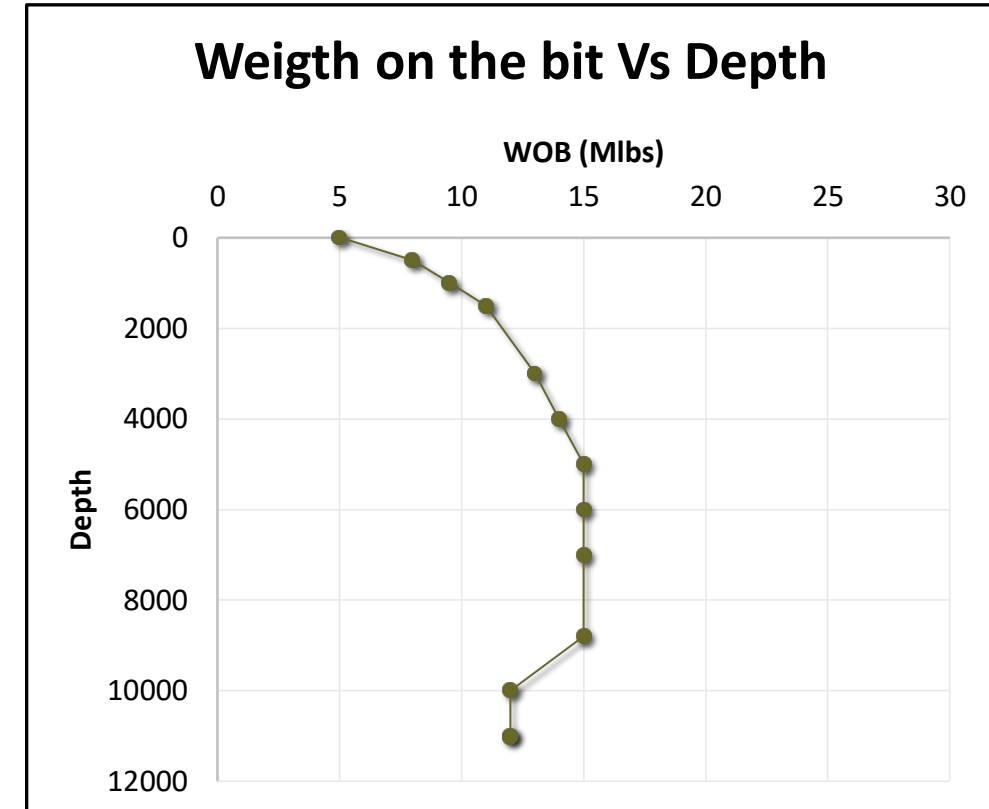
Programa de perforación

Equipo de Perforación

Tiempos de perforación

Diseño de sarta de perforación

SECCION	DEPTH(ft)	WOB (Mlbs MAX)
1ERA SECCIÓN	0	5
	500	8
	1000	9.5
	1504	11
2DA SECCIÓN	3000	13
	4000	14
	5000	15
	6000	15
	7000	15
	8802	15
3ERA SECCIÓN	10000	12
	11000	12
	11020	12



Diseño de sarta de perforación – sección 1 – Broca 17 ½”

PRIMERA SECCIÓN							
BOTTON HOLE ASSEMBLE-DRILL PIPE					peso de lodo	9.5	
SARTA	descripción	cantidad	OD(in)	ID(in)	longitud parcial (m)	long (ft)	acumulado(ft)
	Drill Pipe	42	5.875	5.045	9.45	1302.16535	1302.165354
	SHWDPX5.5”	2	5 1/2	3.5	9.36	61.4173228	1363.582677
	XO	1	6 5/8	3	1.01	3.31364829	1366.896325
	DCX8	3	8 1/16	3	9.48	93.3070866	1460.203412
	FLOAT SUB	1	8	3 1/16	0.72	2.36220472	1462.565617
	BIT PDC TYPE SDI 519	1	17 1/2	NA	0.35	1.14829396	1463.713911
LONGITUD TOTAL						161.548556	longitud BHA



BROCAS 17 1/2								
N°	TIPO	ENTRADA (ft)	SALE(ft)	WOB(Mlbs)	densidad(pp g)	BOUYANCY FACTOR	BHA (real wight)	BHA (Length)
1	Y11C	0	1504	5 a 12	9.5	0.8575	14752.1866	163.913184
Peso máximo sobre la broca=							11000	

Objetivo del Programa de perforación

Gradiente de presión poral

Gradiente de fractura

Programa de perforación

Equipo de Perforación

Tiempos de perforación

Diseño de sarta de perforación – sección 2 – Broca 14 1/4"

SEGUNDA SECCIÓN							
BOTTON HOLE ASSEMBLE-DRILL PIPE					peso de lodo	10.5	
SARTA	descripción	cantidad	OD(in)	ID(in)	longitud parcial (m)	long (ft)	acumulado(ft)
	Drill Pipe	277	5.875	5.045	9.45	8588.09055	8588.09055
	HWDP 5"	3	6 2/3	3	9.36	92.1259843	8680.21654
	HYDRA JAR 6 1/2	1	6 7/16	2 3/4	9.92	32.5459318	8712.76247
	DRILL COLLAR	3	6 13/16	2 13/16	9.49	93.4055118	8806.16798
	STBX12 12 1/8"	1	8	2 13/16	1.92	6.2992126	8812.46719
	XO	1	8 3/16X6 7/16	2. 4/5	0.74	2.42782152	8814.89501
	FLOAT SUB	1	8	3 1/16	0.72	2.36220472	8817.25722
	NEAR BIT CON FLOAT VALVE	1	8	..	1.67	5.47900262	8822.73622
	BIT PDC TYPE SDI 519	1	17 1/2	NA	0.35	1.14829396	8823.88451
LONGITUD TOTAL						235.793963	longitud BHA



BROCAS 14 1/4								
N°	TIPO	ENTRADA (ft)	SALE(ft)	WOB(Mlb s)	densidad(ppg)	BOUYANCY FACTOR	BHA (real wight)	BHA (Length)
1	DSX519S-D2	1504	8802	10 a 20	10.5	0.8425	20474.7	227.497
Peso máximo sobre la broca=							15000	

Objetivo del Programa de perforación

Gradiente de presión poral

Gradiente de fractura

Programa de perforación

Equipo de Perforación

Tiempos de perforación

Diseño de sarta de perforación – sección 3 – Broca 8 ½”

TERCERA SECCIÓN							
BOTTON HOLE ASSEMBLE-DRILL PIPE					peso de lodo	11.5	
SARTA	descripción	cantidad	OD(in)	ID(in)	longitud parcial (m)	long (ft)	acumulado(ft)
	Drill Pipe	340	5.875	5.045	9.45	10541.3386	10541.33858
	HWDP	3	6 3/4	3	9.36	92.1259843	10633.46457
	HYDRA JAR 6 1/2	1	6 11/16	3	9.92	32.5459318	10666.0105
	DRILL COLLAR 6 3/4	2	6 11/16	2 13/16	9.62	63.1233596	10729.13386
	ESTABILIZADOR 8 1/8”	1	6 4/5	2 1/4	1.98	6.49606299	10735.62992
	NEAR BIT 8 3/8”	1	6 13/16	NO	1.47	4.82283465	10740.45276
	BIT PDC TYPE SDI 519	1	17 1/2	NA	0.35	1.14829396	10741.60105
LONGITUD TOTAL						184.20	longitud BHA

BROCAS 8-1/2								
N°	TIPO	ENTRADA (ft)	SALE(ft)	WOB(Mlbs)	densidad(pp g)	BOUYANCY FACTOR	BHA (real wight)	BHA (Length)
1	HC505Z	8802	11020	5 a 20	11.5	0.8275	16676.7372	185.29708
Peso máximo sobre la broca=							12000	



Objetivo del Programa de perforación

Gradiente de presión poral

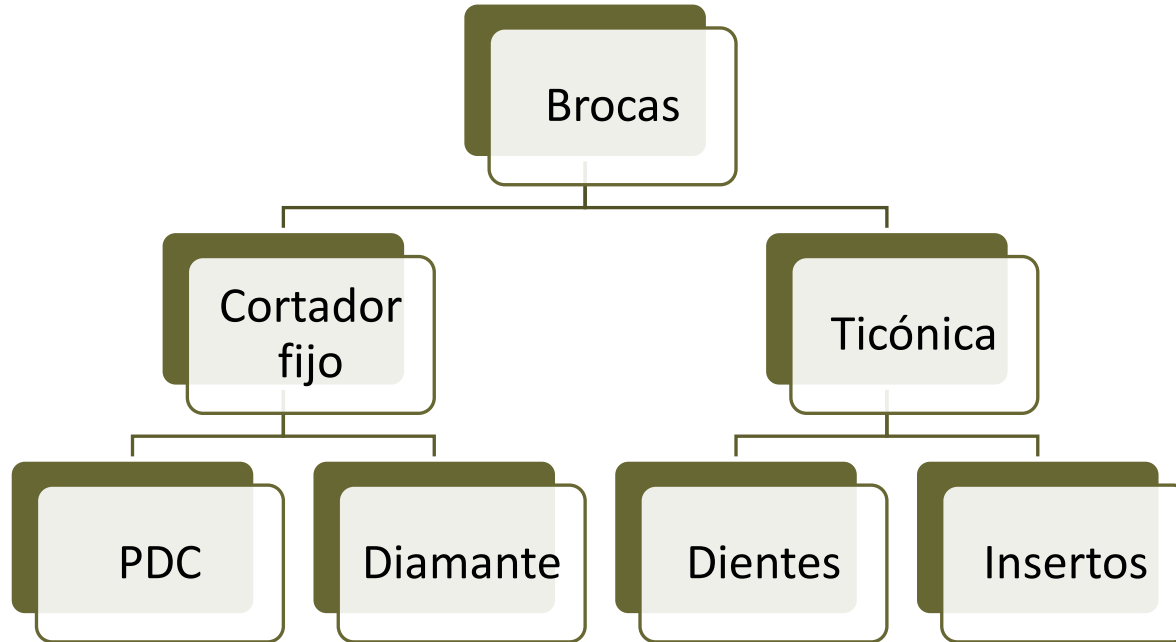
Gradiente de fractura

Programa de perforación

Equipo de Perforación

Tiempos de perforación

Selección de broca e hidráulica de perforación



SECCION	HOYO	BROCA
1	INTERVALO 17 ½".	Broca triconica 17 1/2" Triconica Y11C. Broca de 17 ½" PDC ", S519HPX (Smith)
2	INTERVALO 12 ¼".	Broca 12 ¼" PDC-DSX519S.
3	INTERVALO 8 ½".	Broca PDC de 8 ½" HC505Z. Broca coreadora Christensen 8 ½".

BROCA	JETS (en 32 avos)	TFA (in2)	Presión Max (psi)	Caída de presión (psi)	Qmax (gpm)
Broca PDC 17 ½".	2x9 + 10x10	0.894	3700	960	1000
Broca PDC 12 ¼".	6x15 + 1X16	1.232	3600	507	800
Broca PDC 8 ½".	6x11 + 1x12	0.667	2500	532	500

Objetivo del Programa de perforación

Gradiente de presión poral

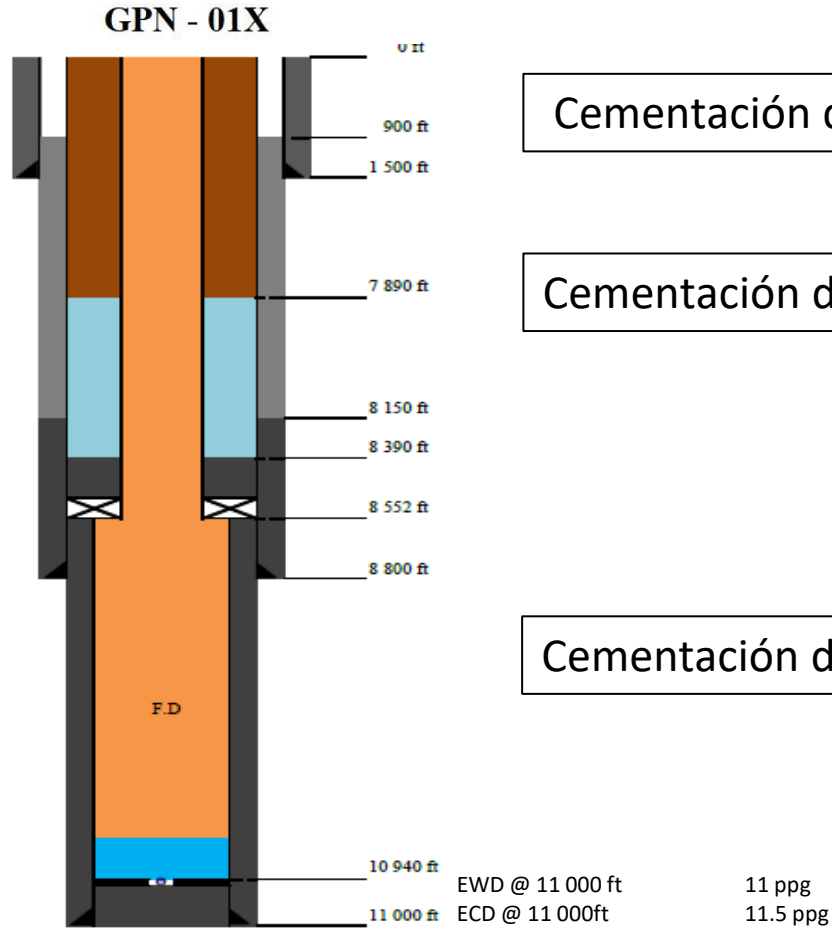
Gradiente de fractura

Programa de perforación

Equipo de Perforación

Tiempos de perforación

DIAGRAMA DE POZO



Cementación de casing 13 3/8"

Hasta superficie

Cementación de casing 8 5/8"

Tail Slurry de 200 m

Lead Slurry 200 m encima del zapato

Cementación de liner 7"

FLUIDOS	ρ (ppg)	Vol (bbl)	
LODO DE BAJA VISCOSIDAD	9.5	-	
MUD CLEAN	8.4	65	
FLUIDO DE DESPLAZAMIENTO	10.2	220	
LECHADA DE RELLENO	12.6	-	
LECHADA PRINCIPAL	15.8	116	566 Sx

Objetivo del Programa de perforación

Gradiente de presión poral

Gradiente de fractura

Programa de perforación

Equipo de Perforación

Tiempos de perforación

COMPLETACION DE POZO HORIZONTAL

Dispositivos de control de influjo autónomos (AICD)

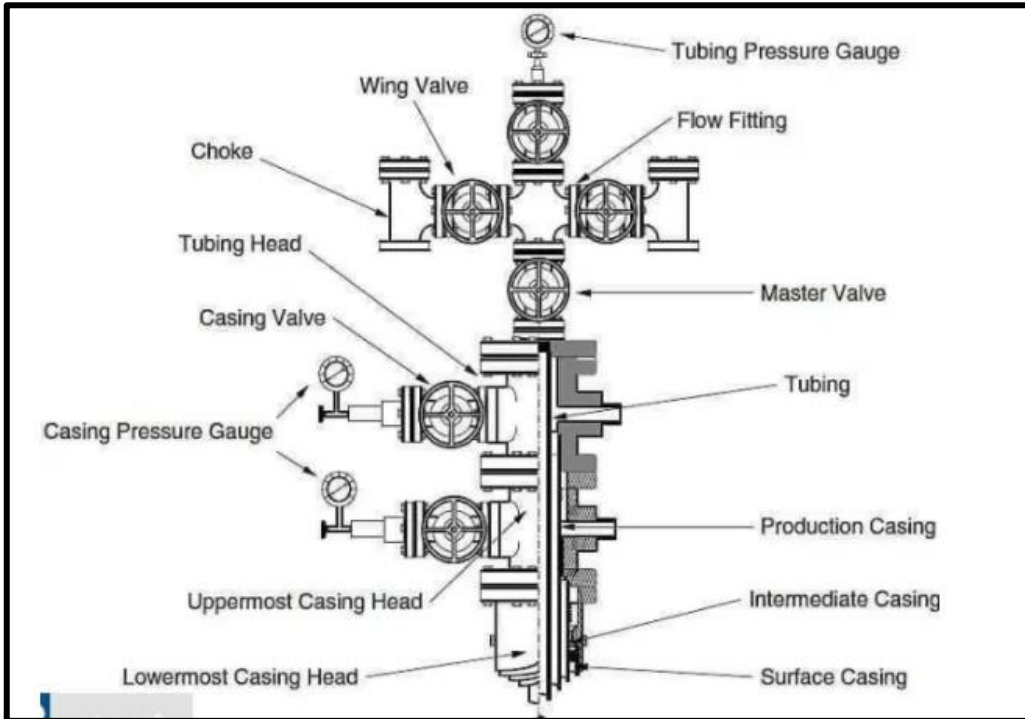


CARACTERISTICAS	• No contiene partes móviles. • No hay líneas de control. • No requiere orientación en el fondo del pozo. • Se empalma con todas las configuraciones de mallas comunes. • En gran medida restringe el agua o gas. • Funciona como un dispositivo de control de influjo (ICD) pasivo tradicional durante la producción de petróleo.
BENEFICIOS	• Facilita la tasa de recuperación acelerada • Maximiza la recuperación de hidrocarburos • Aumenta la fiabilidad por la simplicidad del diseño • Minimiza la producción de fluidos no deseados • Ayuda a reducir el costo y el riesgo asociados con la producción de fluidos no deseados • Demora la producción no deseada de agua o gas

Fuente: EquiFlow Autonomous Inflow Control Device (Halliburton, 2017)



Cabezal de pozo



"A" Y "B"	13-3/8 CSG X 13-5/8, 5000psi. Multibowl

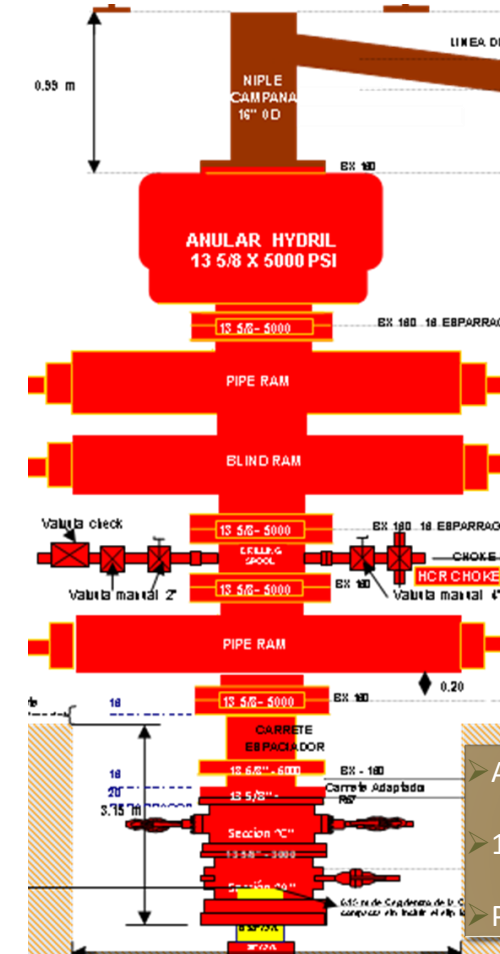
"c" Brida Adaptadora Giratoria	-Brida adaptadora "11"x4-1/16, 5000psi -Válvula maestra 4-1/16, 5000psi

INGENIERIA DE PERFORACION

Dimensionamiento del equipo de perforación



DIMENSIONAMIENTO DEL EQUIPO DE PERFORACIÓN	
Tipo de Taladro	Electrico/2000 HP
Mástil	147 ft
Malacate-Potencia	National 1320 UE 2000 HP
Capacidad de la Torre	1.100.000 lbs
Tipo de Corona	Lee C Moore
Bloque Viajero	1.100.000
Cable de Perforación	1 3/8" – 5000 ft
Subestructura	Lee C Moore
Top Drive	800 HP, 37,500 lb-ft, TDS11SA AC/Hidráulico-VARCO
Swivel/Tope Drive	1.100.000 lbs
Mesa Rotaria	37 1/2", 1.400.000 lbs, 1000 HP.
Tipo de Bombas	3 x 1600 HP (LEWCO) Triplex WH1612
Capacidad de Tanques de Lodo	1.540 Bls
Capacidad de Tanques de Agua	25.000 Gl / 595 Bls
Sistema BOP	Cameron 13 5/8": Anular 5M, Doble 10M, Simple 10M
Choke Manifold	Máx. Presión de trabajo 10M psi; 4 1/16" 10M



- Artículo
- 139 del DS-032-2004.
- Pruebas de presión

Objetivo del Programa
de perforación

Gradiente de
presión poral

Gradiente de
fractura

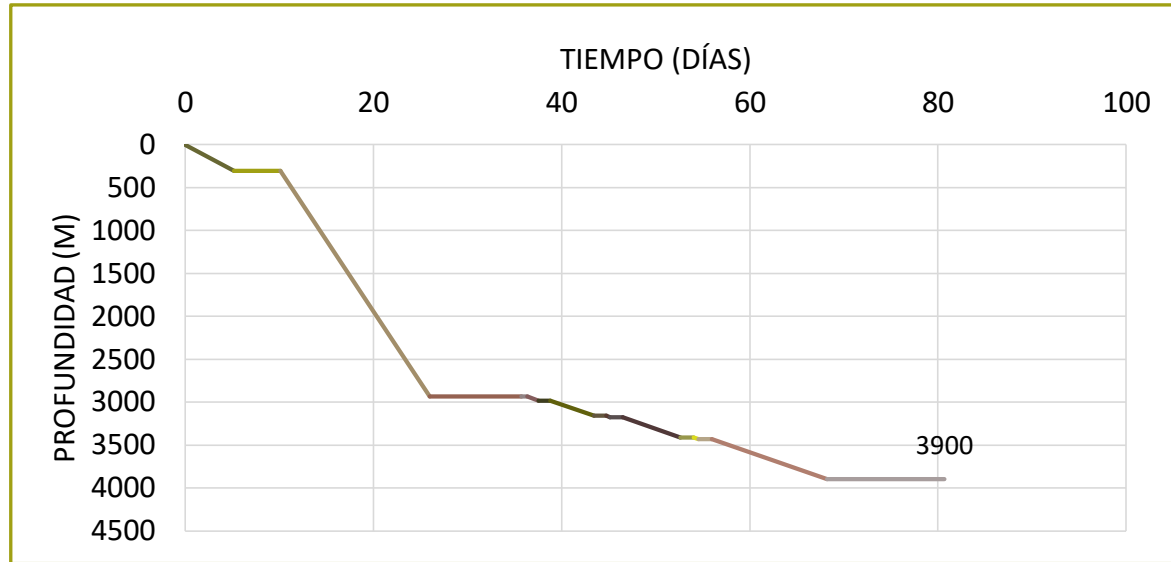
Ventana de
operación

Programa de
perforación

Equipo de Perforación

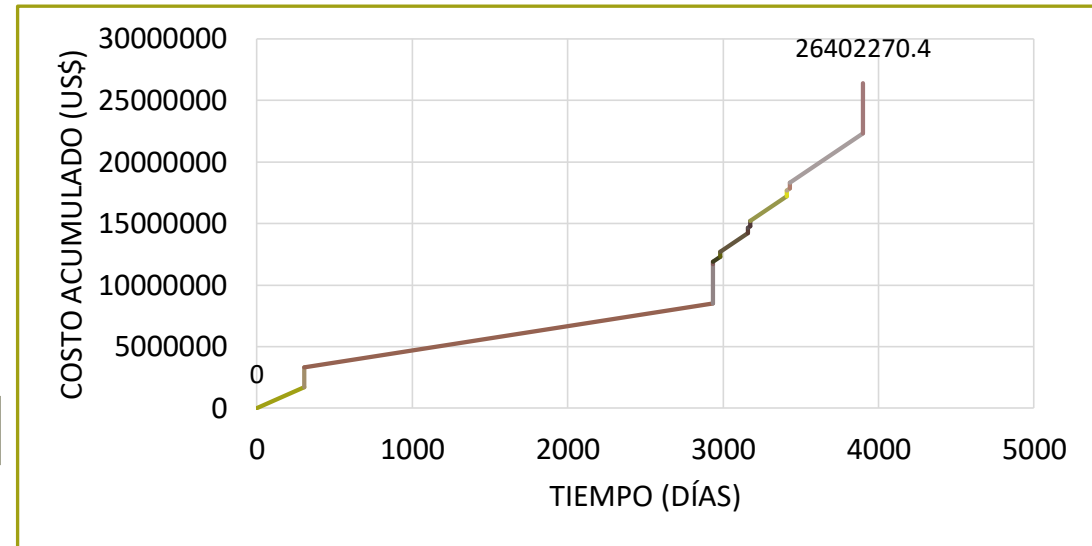
Tiempos de
perforación

POZO EXPLORATORIO GOLD PETRO NORTE 1 X – Curva tiempo y costos vs profundidad



Tiempo	Profundidad
81 días	12 700 ft

Tiempo	Costo
81 días	26.4 MMUS\$



Objetivo del Programa de perforación

Gradiente de presión poral

Gradiente de fractura

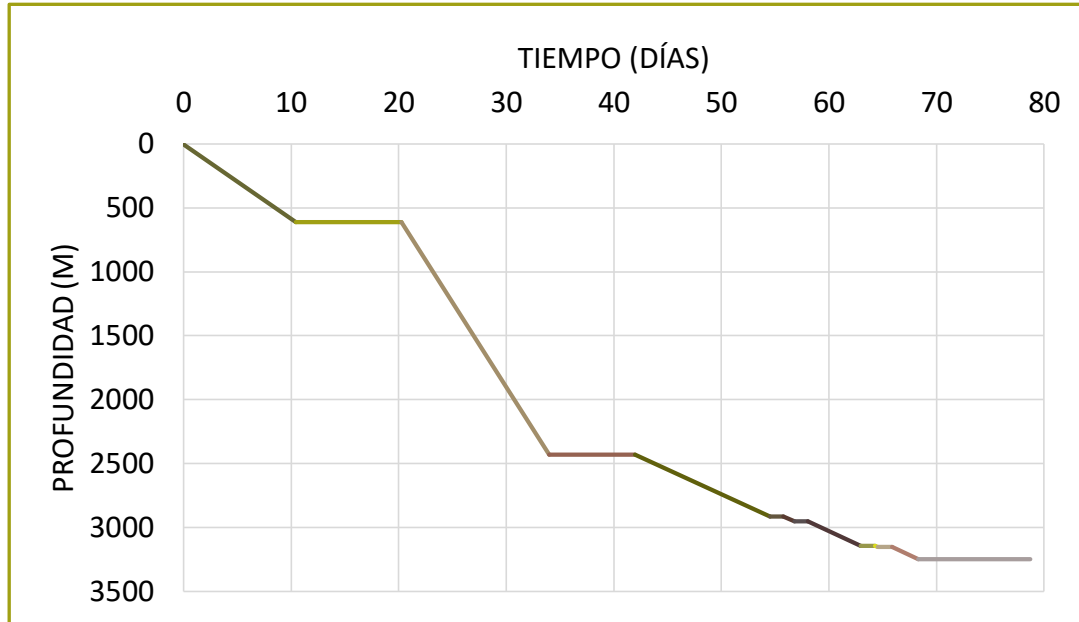
Ventana de operación

Programa de perforación

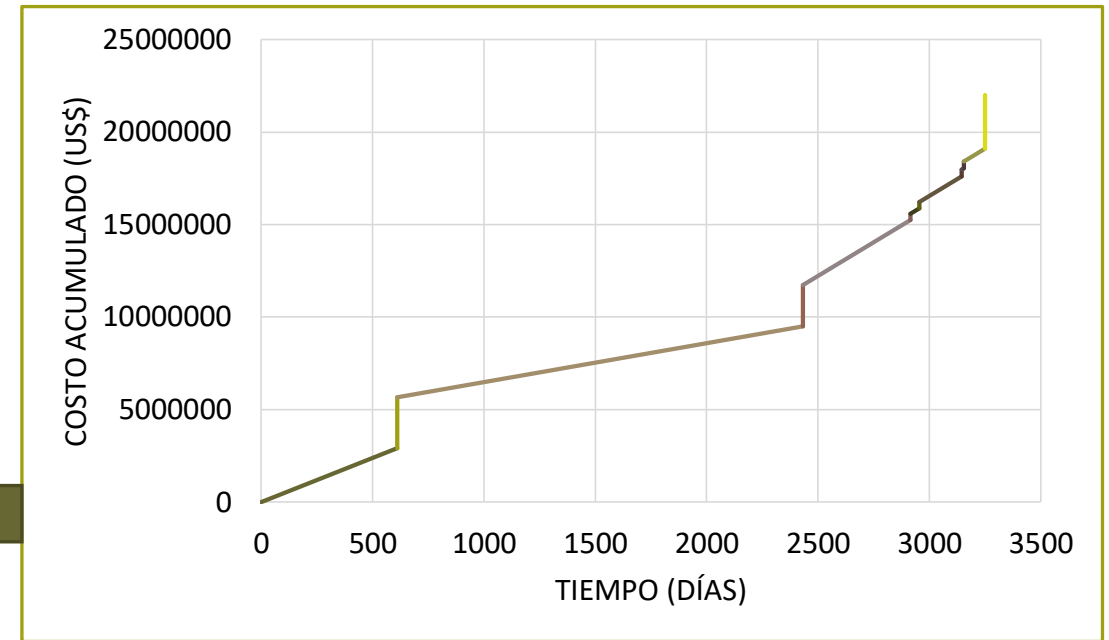
Equipo de Perforación

Tiempos de perforación

POZO EXPLORATORIO GOLD PETRO SUR 1 X – Curva tiempo y costos vs profundidad



Tiempo	Profundidad
79 días	10660 ft



Tiempo	Costo
79 días	22 MMUS\$

Objetivo del Programa de perforación

Gradiente de presión poral

Gradiente de fractura

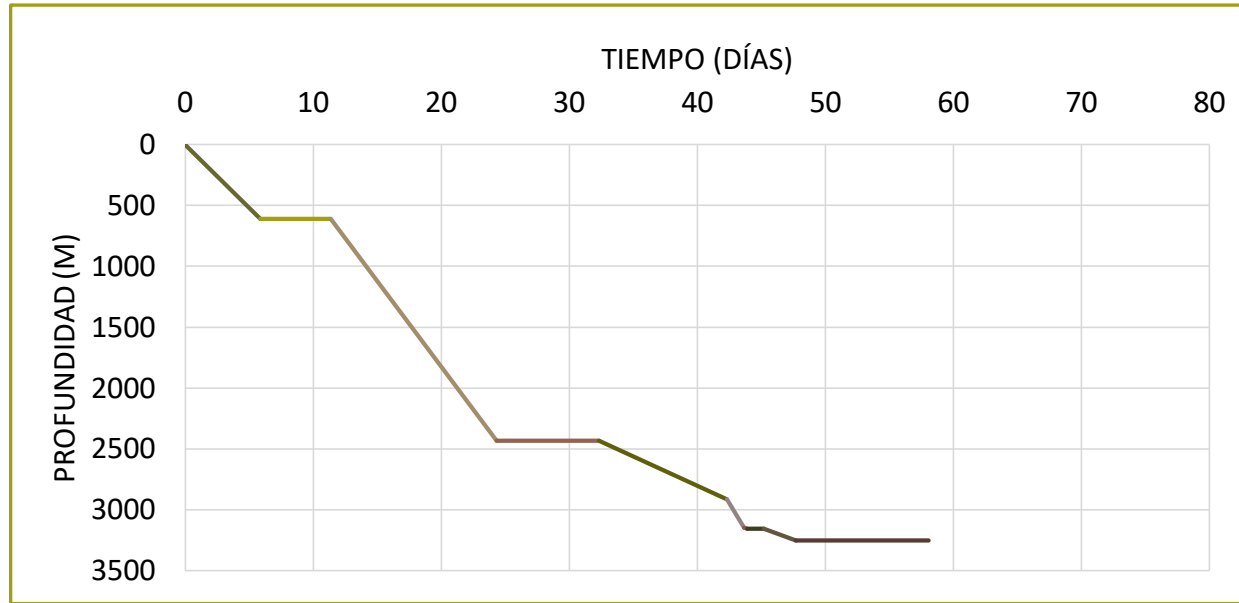
Ventana de operación

Programa de perforación

Equipo de Perforación

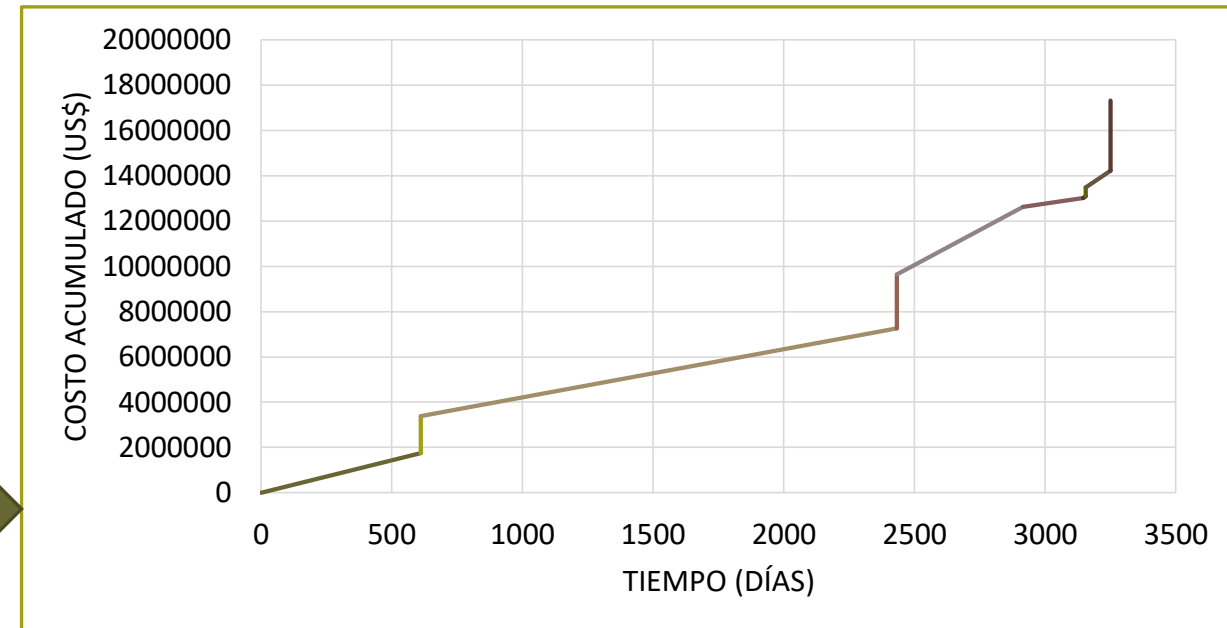
Tiempos de perforación

POZO CONFIRMATORIO – Curva tiempo y costos vs profundidad

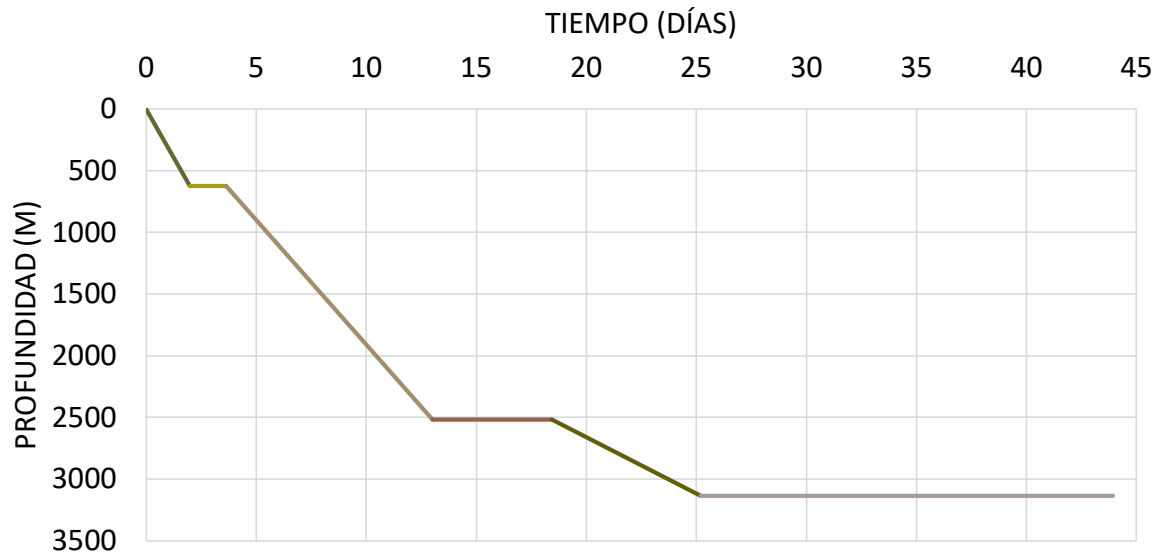


Tiempo	Profundidad
58 días	10 660 ft

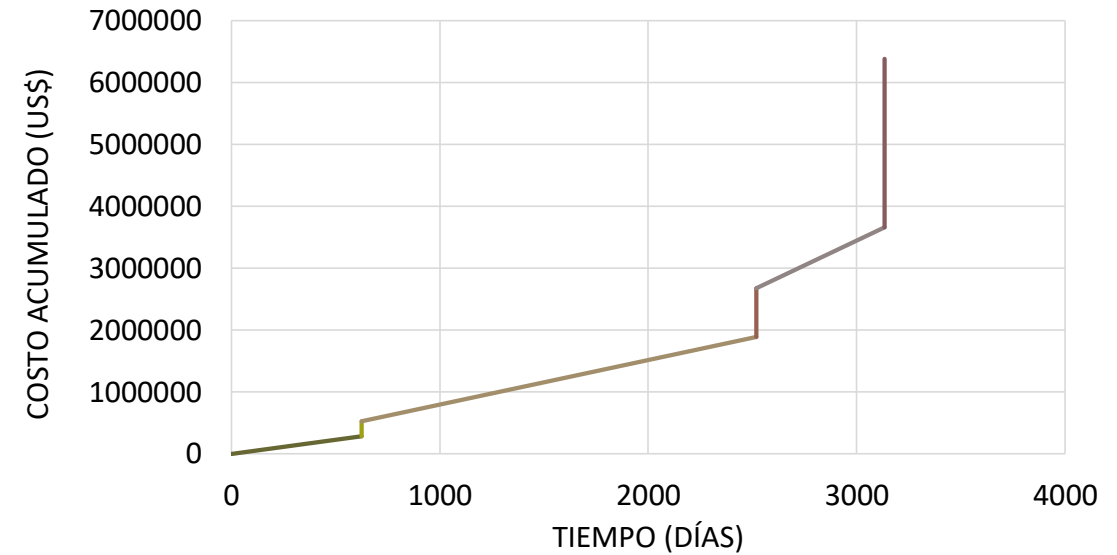
Tiempo	Costo
58 días	17.3 MMUS\$



POZOS DE DESARROLLO – Curva tiempo y costos vs profundidad



Tiempo	Profundidad
44 días	10 300 ft



Tiempo	Costo
44 días	6.4 MMUS\$

Objetivo del Programa de perforación

Gradiente de presión poral

Gradiente de fractura

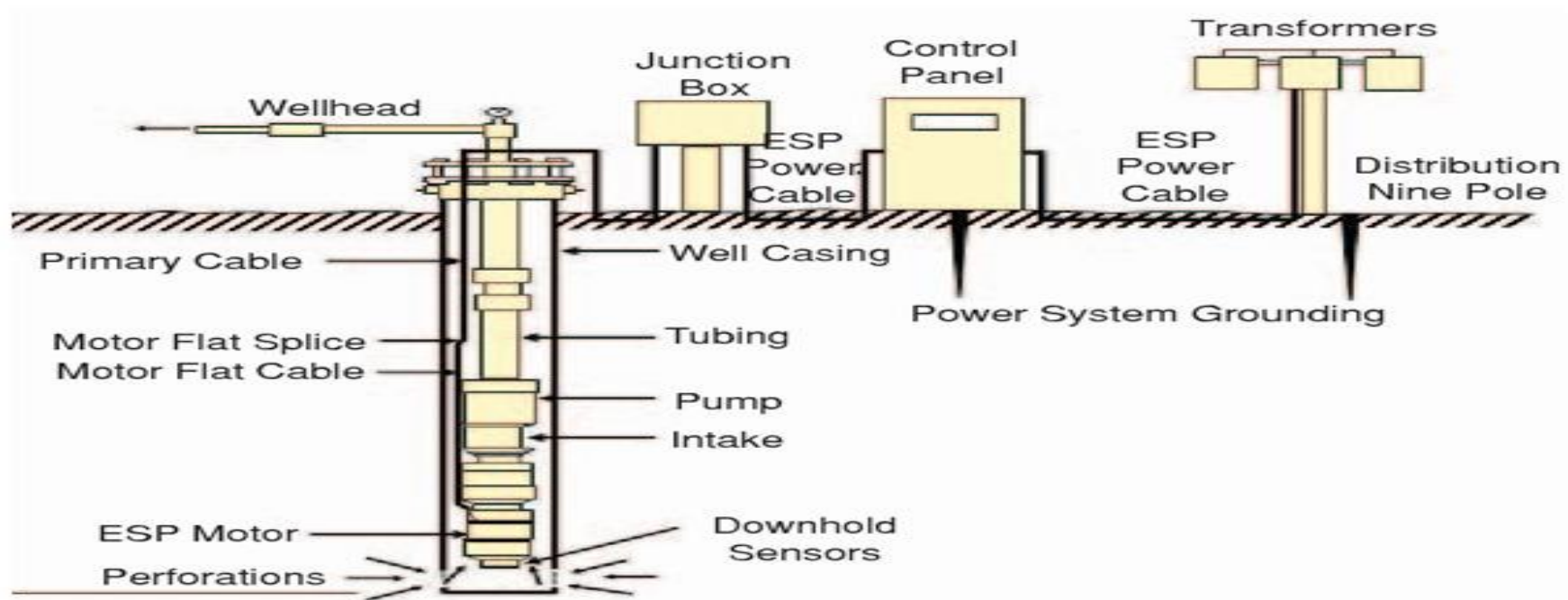
Ventana de operación

Programa de perforación

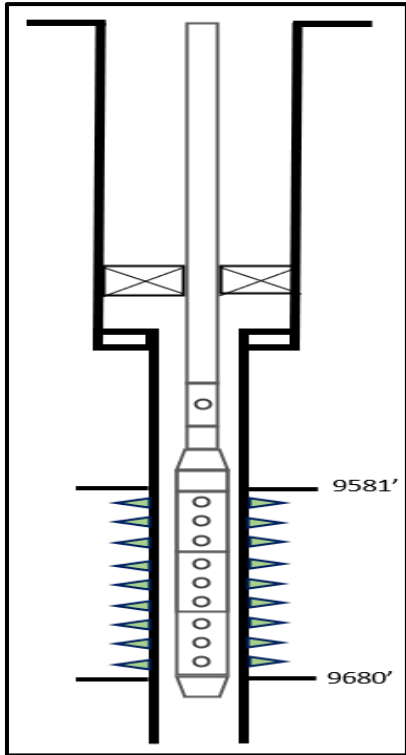
Equipo de Perforación

Tiempos de perforación

INGENIERIA DE PRODUCCION



Diseño de punzonamiento



Programa de Punzonamiento GPN- 01X	
Paralelo Norte - Paralelo Sur	
Gun Sketch	
Pozo	PN-01X
Formación	Vivian
Disparos	Tiros
Densidad de disparos	5 spf
Diametro del casing	7"

Comentarios
Tiempo de operación por etapa: Aproximadamente 1 hora
Características técnicas de los explosivos
Tipo de explosivo: HMX
Penetración: 44.2"
Peso del explosivo: 28.5 gr.
Hueco de entrada promedio: 0.44"
Características técnicas de la escopeta
Tipo de escopeta: HSD
Gun diameter: 4"
Shot density: 5 spf
Phase: 72°

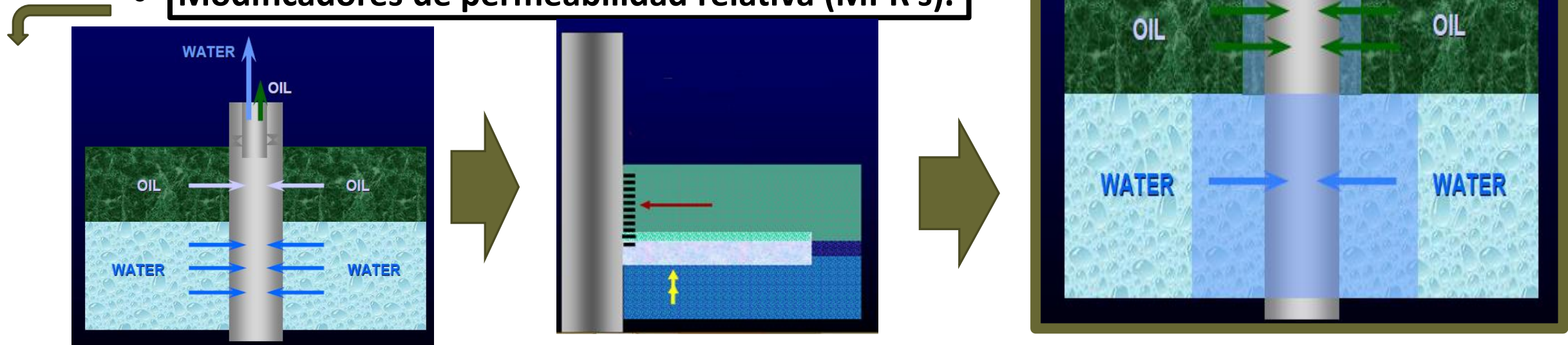
1ERA BAJADA		2DA BAJADA		3RA BAJADA		4TA BAJADA	
Profundidad	Disparos	Profundidad	Disparos	Profundidad	Disparos	Profundidad	Disparos
9581	5	9604	5	9632	5	9676	5
9582	5	9605	5	9633	5	9677	5
9583	5	9606	5	9634	5	9678	5
9584	5	9607	5	9635	5	9679	5
9585	5	9608	5	9636	5	9680	5
9586	5	9609	5	9637	5	9681	5
9587	5	9610	5	9638	5	9682	5
9588	5	9611	5	9639	5	9683	5
		9612	5	9640	5	9684	5
9592	5	9613	5	9641	5	TOTAL	45
9593	5	9614	5	9642	5		
9594	5	9615	5	9643	5		
9595	5	9616	5	9644	5		
9596	5	TOTAL	65	9645	5		
TOTAL	65			9646	5		
				9647	5		
				9648	5		
				9649	5		
				9650	5		
				9651	5		
				9652	5		
				9653	5		
				9654	5		
				9655	5		
				9656	5		
				9657	5		
				9658	5		
				TOTAL	135		

Se realizarán cuatro (04) bajadas

Diseño de estimulación del Yacimiento

METODOS MAS UTILIZADOS

- Métodos mecánicos: tapones.
- Cementos de poca penetración.
- Geles inorgánicos con penetración somera.
- Geles poliméricos con penetración poco uniforme.
- **Modificadores de permeabilidad relativa (MPR's).**



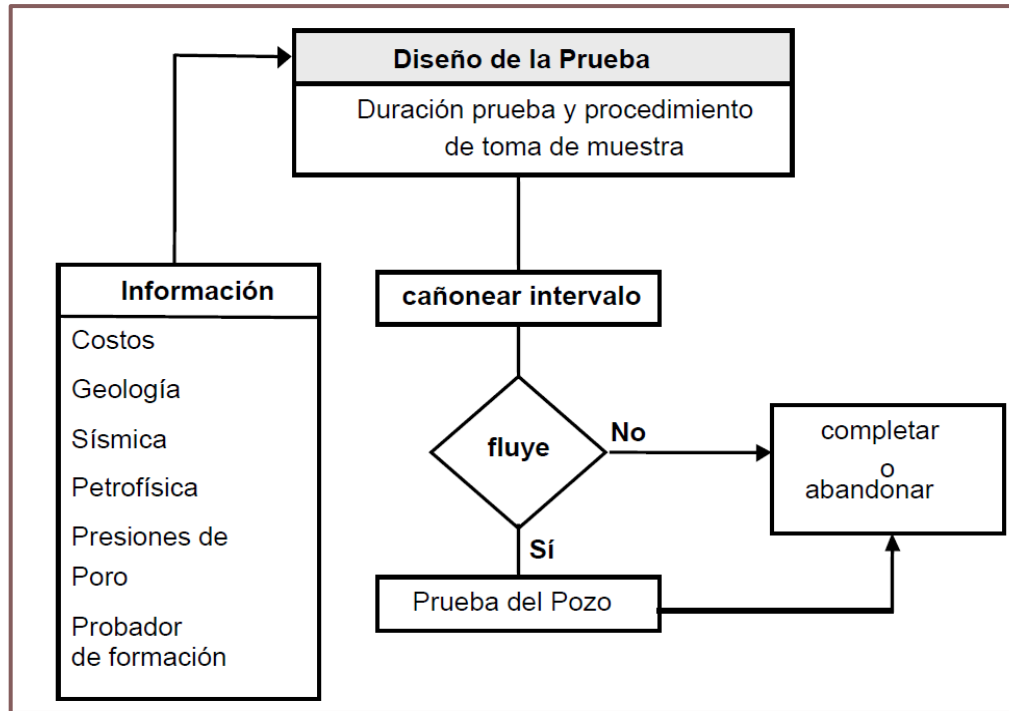
Estimulación y diseño de Punzonamiento

Well Testing

Diseño de levantamiento superficial

Facilidades de superficie

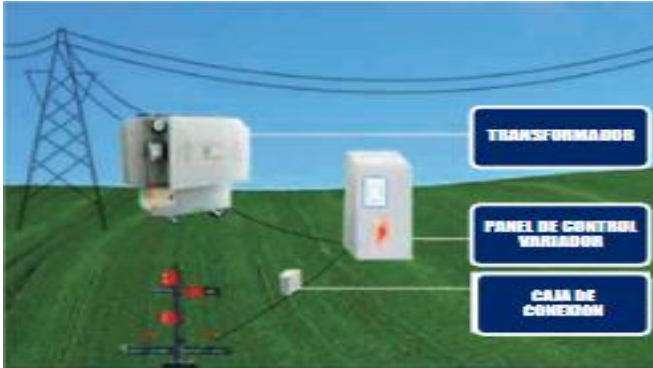
Diseño y evaluación de una prueba de presión



Fuente: Da Prat, 2007.

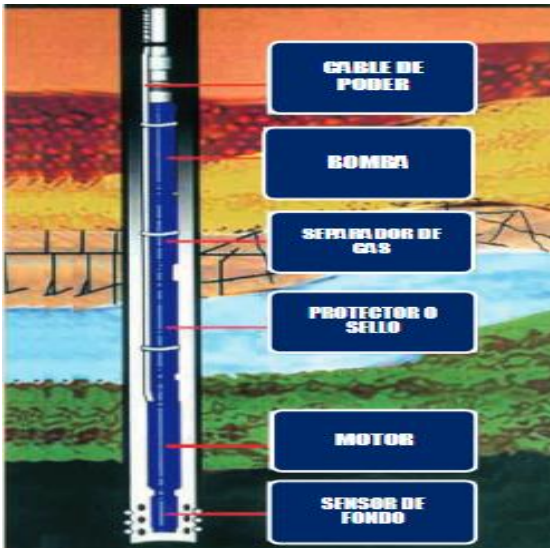
Jibaro Extensión: 6 DST

Jibarito Extensión: 10 DST



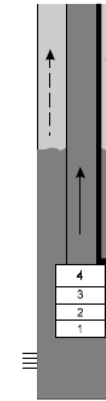
Componentes de superficie

- Arrancador (Switch board)
- Variador de frecuencia (VSD)
- Caja de Venteo
- Cable de superficie



Componentes de Fondo

- La Bomba
- Protector
- Motor
- Cable de potencia
- Sistema de monitoreo

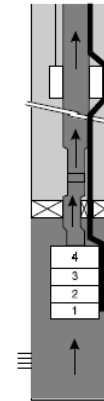


Typical Onshore ESP Completion

- No SSV Or Packer
- Downhole Gas Separation

Common Components

1. Motor
2. Seal
3. Intake/Gas Separator
4. Pump
 - Cable
 - Flare Cable
 - Cable Clamps



Offshore Sumersible Pumping Completions

- No Downhole Gas separation
- Retrievable Packer
- SSSV
- Downhole Gas Separation
- Permanent Packer
- Sleeve Type Deep SSSV
- SSSV
- Wireline Bypass
- High Set Packer With Annular Vent
- Annulus SSSV
- SSSV

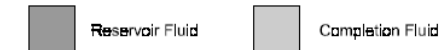
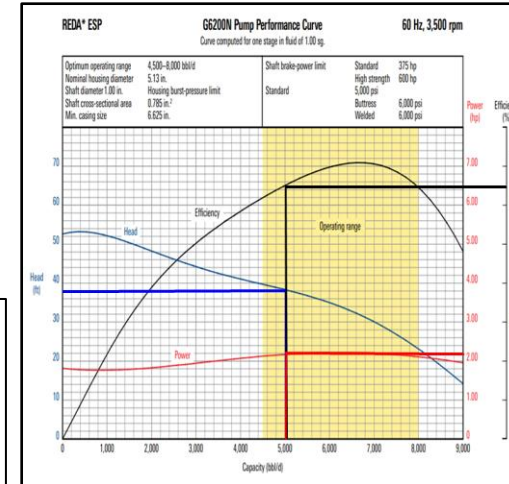
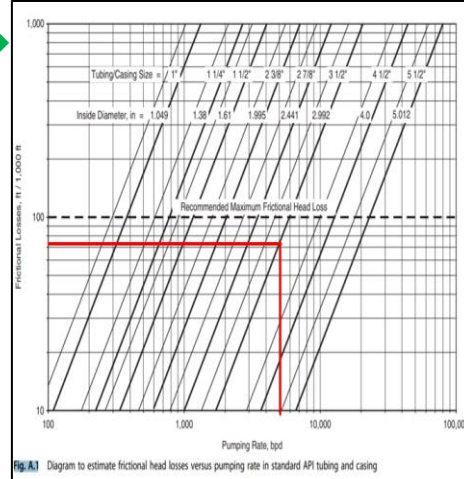
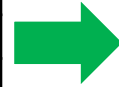


Figure 10.C- Typical ESP Installations

Cálculos para el diseño y dimensionamiento de una BES-GP S-1X

Liner	7 pulg
Profundidad Total	11020 pies
Profundidad promedio de los perforados	9633 pies
Tubing	3-1/2 pulg
Producción deseada (Q)	5000 bls/d
Presión estática (Pr)	3300
Índice de productividad (IP)	32
Corte de agua	88%
API Y Viscosidad	10.5 y 66ssu
Temperatura de fondo (°F)	212 °F
Gravedad específica del agua (SGw)	1.0
Gravedad específica del gas (SGg)	0.7
Profundidad de asentamiento de la bomba	9305 pies
Presión de cabeza (Pc)	150 psi
Presión de Burbuja (Pb)	300 psi
Relación Gas – Petróleo	22.41 Scf/bl
Tabla 4.4.2. Datos para el dimensionamiento del pozo	



Viscosity SSU	Correction factors			
	Capacity -	Head -	Efficiency -	BHP -
50	1.000	1.000	0.945	1.058
80	0.980	0.990	0.870	1.115
100	0.970	0.985	0.825	1.158
150	0.947	0.970	0.736	1.248
200	0.924	0.958	0.674	1.341
300	0.886	0.933	0.566	1.460
400	0.847	0.909	0.497	1.549
500	0.819	0.897	0.462	1.590
600	0.792	0.883	0.434	1.611
700	0.766	0.868	0.410	1.622
800	0.745	0.858	0.390	1.639
900	0.727	0.846	0.368	1.671
1,000	0.708	0.833	0.349	1.690
1,500	0.659	0.799	0.307	1.715
2,000	0.621	0.771	0.272	1.760
2,500	0.590	0.750	0.245	1.806
3,000	0.562	0.733	0.218	1.890
4,000	0.518	0.702	0.278	2.043
5,000	0.479	0.677	0.149	2.176

Provided courtesy of Centrif.

Cálculos para el diseño y dimensionamiento de una BES.

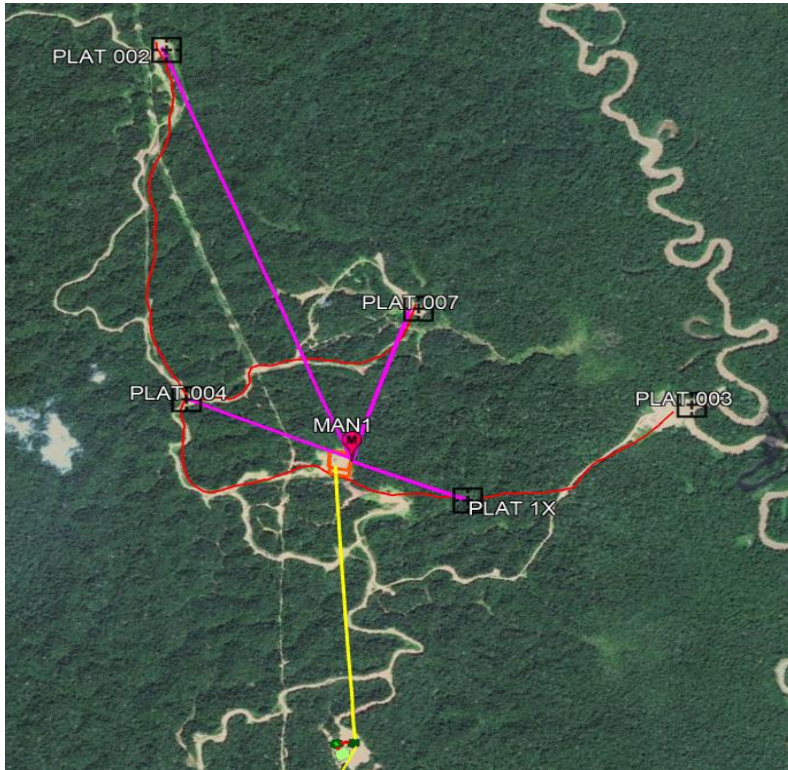
Bomba dentro del pozo	G6200N
Índice de Productividad (IP)	32 (bls/psi)
Presión de fondo fluyente (Pwf)	3143.8 (psi)
Gravedad específica del crudo (SG)	0.99
Gravedad específica promedio (SGprom)	0.9988
Presión de entrada a la bomba (PIP)	3002.1(psi)
Altura dinámica total (TDH)	3378.6
Número de etapas	89
Potencia al Freno	201 HP
Tabla. 4.4.3. Resultado Obtenidos del Diseño Actual del Pozo.	



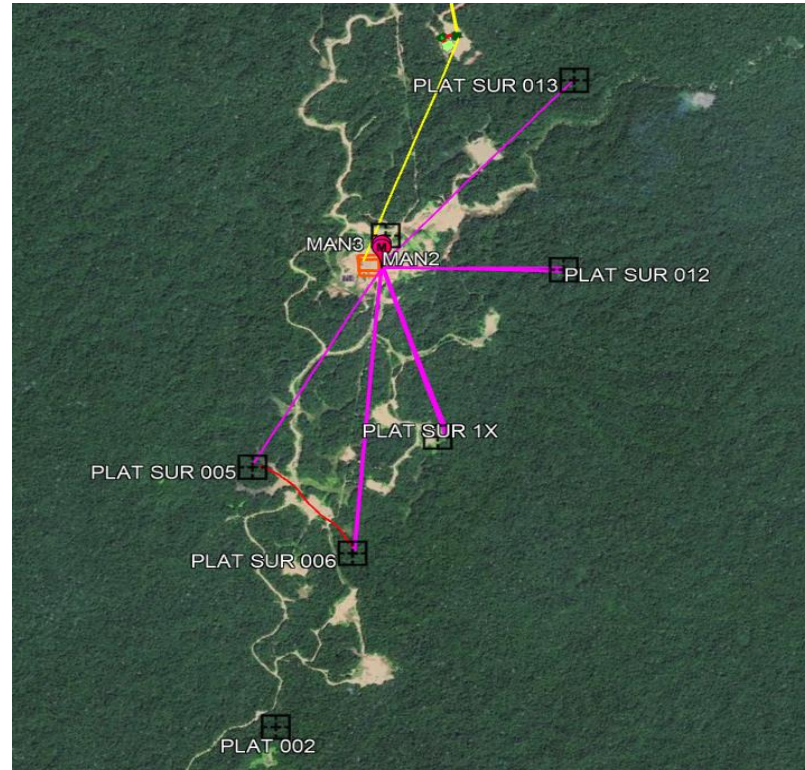
Componentes de Fondo	Especificaciones
Bomba	Reda 540 gn1600, 74 etapas longitud: 7.7ft diametro: 5.38inch
Protector	Serie 540 lsbpb hl-ra maximus, longitud: 8.9ft diametro: 5.37inch
Motor	Reda 562 f053 maximus 85 hp/47.5a/2424v, longitud: 13.4ft diametro: 5.62inch
Sensor de Fondo	Tipo xt-1, longitud: 1.84ft diametro: 450inch 8000 ft 1/1 elb .025 g5f class ii w/two 3/8 x .049 tubes.
TABLA. Componentes de Fondo y Especificaciones.	

EQUIPO DE SUPERFICIE	KVA	DESCRIPCIÓN
Transf. Reductor.	400	Transf. 400KVA. 3HP 60HZ 480/480 V 12PULSE
VSD 12 Pulsos.	390	Transf. 400KVA. 3HP 60HZ 480/480 V 12PULSE
Tranf Elevador.	400	Transf. Elevador Multitap, 400KVA, 480V/ 1100-3811V
Juction Box.	-	SKV
Connector de Sup.	-	QCI
Cable Sencillo		1/1 ELB 0.25 G5F Class II W/TWO 3/8 X 0.049 TUBES
TABLA. Componentes de Superficie y Especificaciones.		

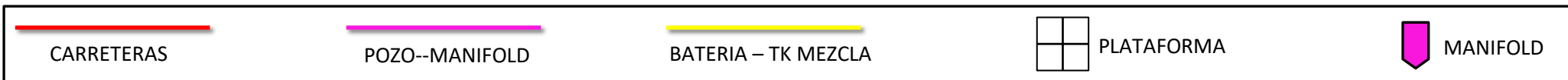
Jibaro Extensión



Jibarito Extensión



- 55 KM TUBERÍA
- PLATAFORMAS: 5 JIBARO EXT. / 7 JIBARITO EXT.
- 3 MANIFOLDS



Líneas de flujo – Diseño desde la Plataforma hacia los Manifolds

1.- Características de los Fluidos de Producción.

	Oil	Agua		
API	10.5		Produccion de Oil/dia (BPD)	Produccion de Agua/dia (BPD)
Densidad (Kg/m3)	996.4788732	1000	353.8330478	4288.583016
Viscosidad (Kg/(m*s))	0.698	0.001		

2.-Caracteristicas de la Tubería de 6" usada.

Tipo de Tubería	Rugosidad (mm)	Relative Pipe Roughness
Steel, mortar lined	0.1	0.000656168

3.- Datos Geográficos

Cabeza de Pozo (m.s.n.m.)	Altura del Manifold (m.s.n.m.)	Distancia Vertical (m)	Distancia Horizontal (m)	Longitud de la Tuberia (m)
225	211	14	3260	3260.030061

4.- Densidad Promedio (Dp)

$D_p = (996.4788732 * 353.8330478 + 1000 * 4288.583016) / (353.8330478 + 4288.583016)$
Dp = 999.7316287 Kg/m3

5.- Viscosidad Promedio (Up)

$U_p = (0.698 * 353.8330478 + 0.001 * 4288.58016) / (353.8330478 + 4288.583016)$
Up = 0.053950708 Kg/(m*s)

5.- Velocidad Promedio (Vp)

$V_p = ((353.8330478 + 4288.583016) * 1.8401 * 10^{-6}) / ((3.14/4) * 0.1524^2)$
Vp = 0.46853916 m/s

6.- Numero de Reynolds (NRe)

$N_{Re} = (999.7316287 * 0.46853916 * 0.1524) / 0.053950708$
NRe = 1323.174562

7.- Factor de Fricción (F.F.)

$F.F. = 64 / 1323.174562 \rightarrow F.F. = 0.048369$

8.- Perdida por Fricción (Pf)

$P_f = ((0.048369 * 0.46853916^2 * 3260.030061) / (2 * 0.1524)) * (999.7316287 * 0.000145038)$
Pf = -16.46745547 Psi

Líneas de flujo – Diseño desde las Plantas de Oil hasta el Tanque Liviano

Planta Oil	Altura de la Planta Oil (m.s.n.m.)	Altura del Tanque Liviano (m.s.n.m.)	Distancia Vertical (m)	Distancia Horizontal (m)	Longitud de la Tubería (m)	Produccion de Oil/día (BPD)	Velocidad Promedio (m/s)	Numero de Reynolds	Tipo de Flujo	Factor de Friccion (F.F)	Perdida por Friccion (m)	Perdida por Friccion (Psi)
Norte	204	216	11	2070	2070.029227	5620.513755	0.567254369	86449.56585	Turbulento	0.021	-4.678078457	-6.632639705
Sur	208		8	2020	2020.015842	7105.401088	0.717117685	109288.7352		0.021	-7.295767164	-10.34403237

Diámetro de la Tubería usada: 6"



Linea Norte

Linea Sur

Estimulación y diseño de Punzonamiento

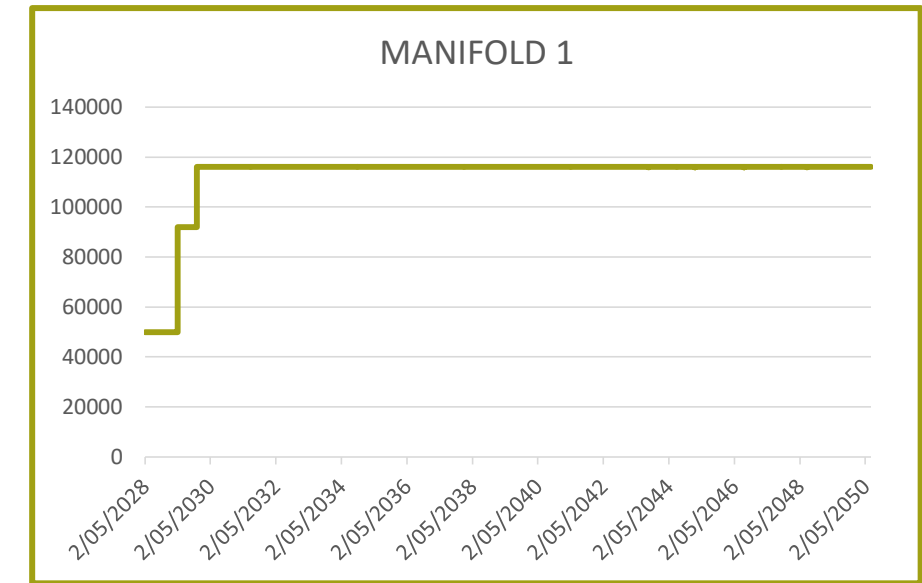
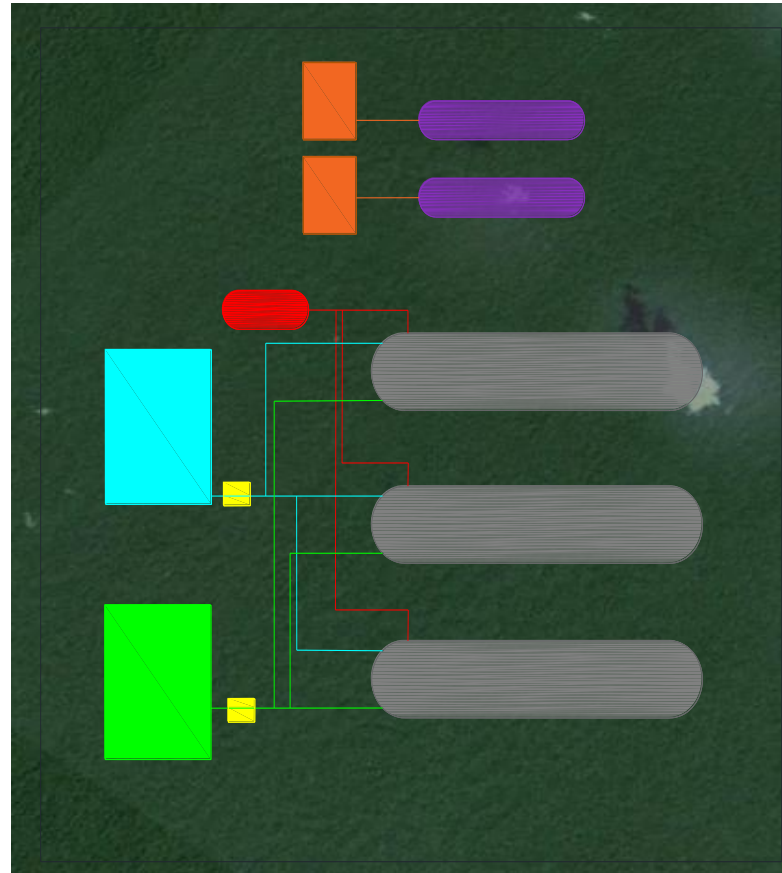
Well Testing

Diseño de levantamiento superficial

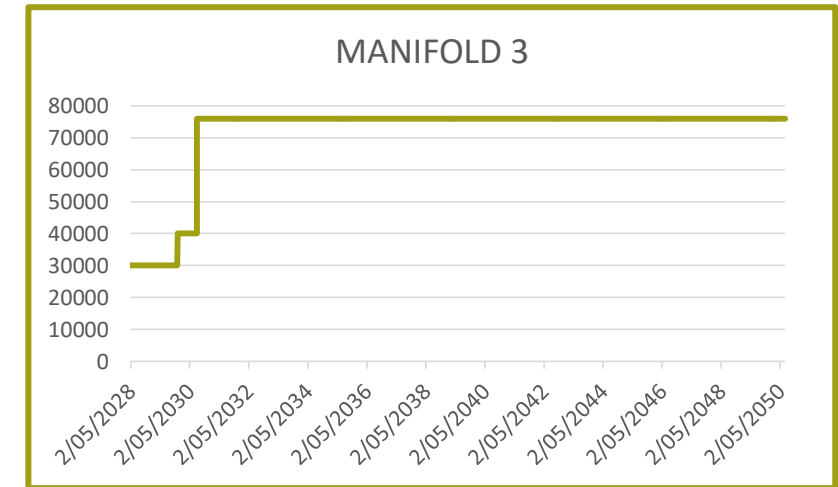
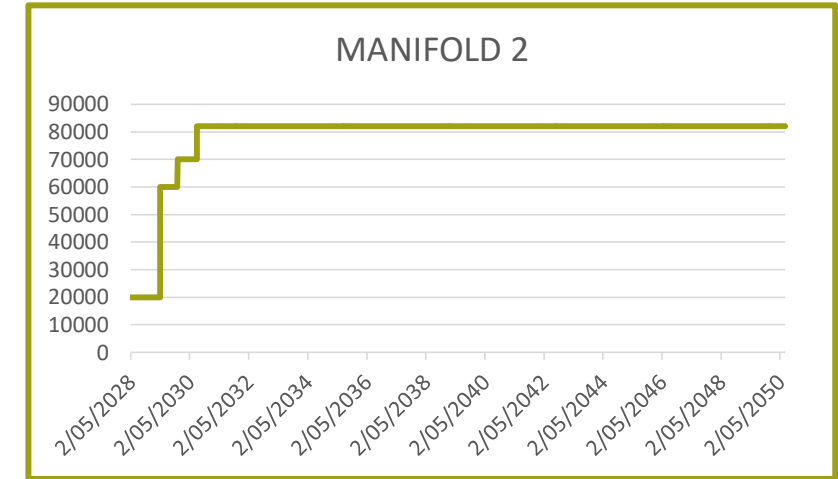
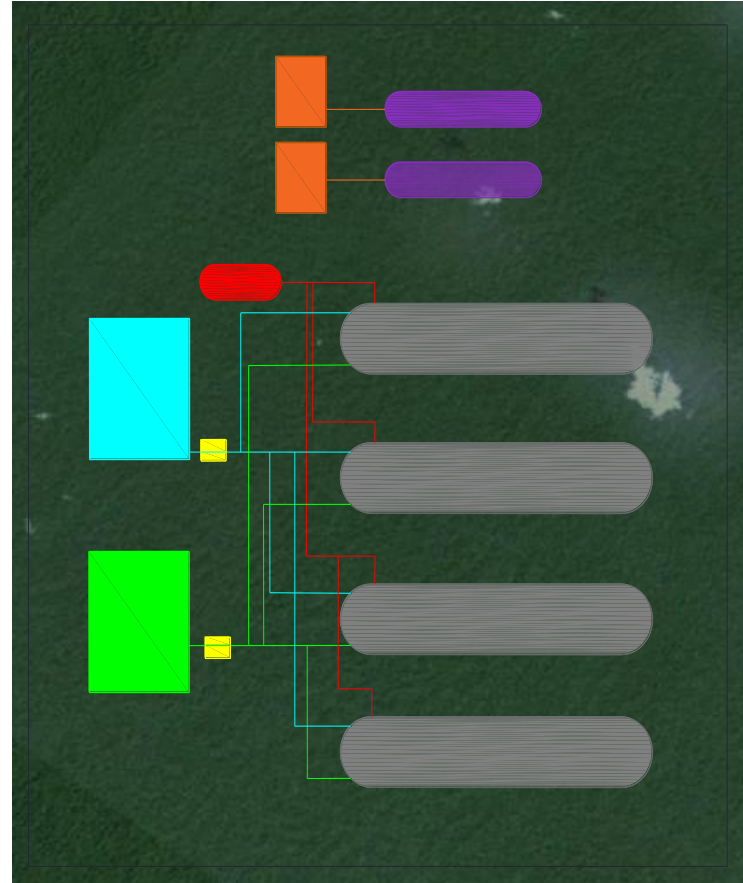
Facilidades de superficie

Separación

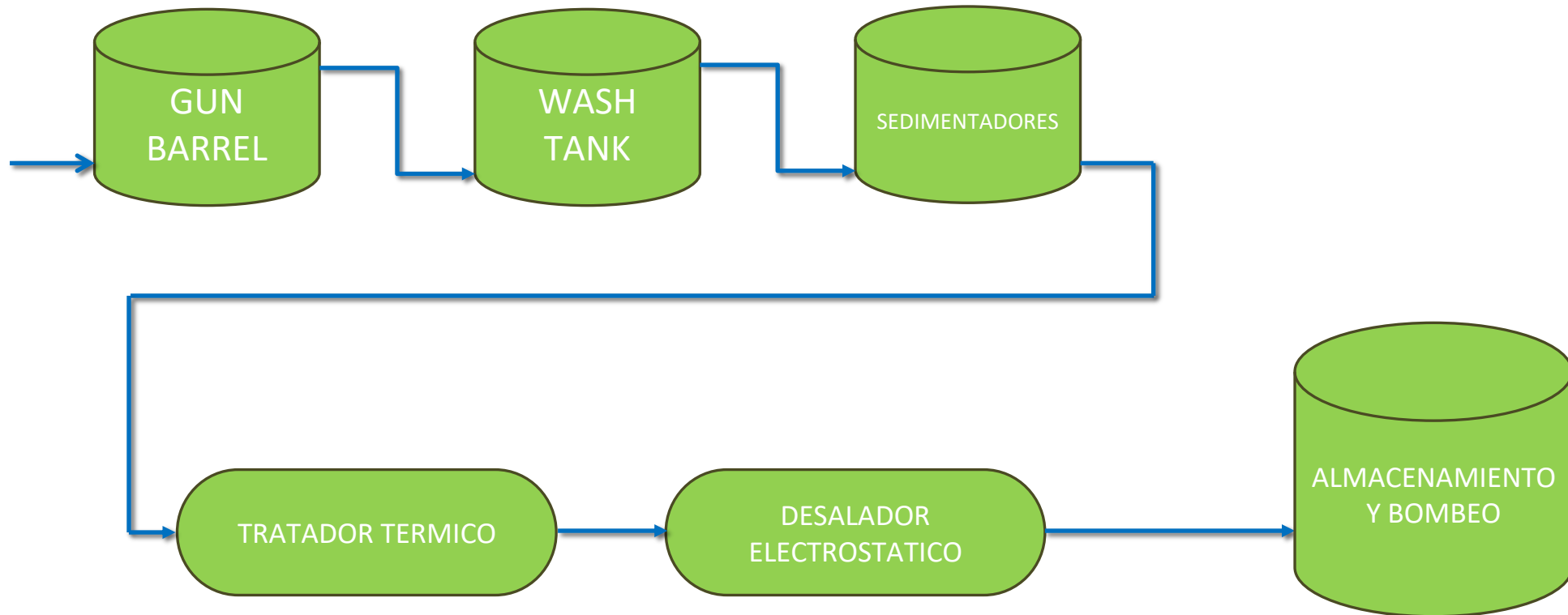
Batería Norte



Separación Batería Sur



Tratamiento de fluidos

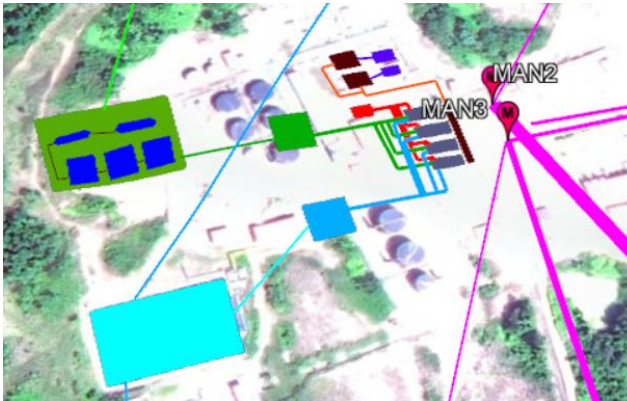


Almacenamiento

Batería Norte



Batería Sur



Almacenamiento y mezcla



Coordenadas UTM

Este	Sur
385558.76m	9697933.92m

Estimulación y diseño de Punzonamiento

Well Testing

Diseño de levantamiento superficial

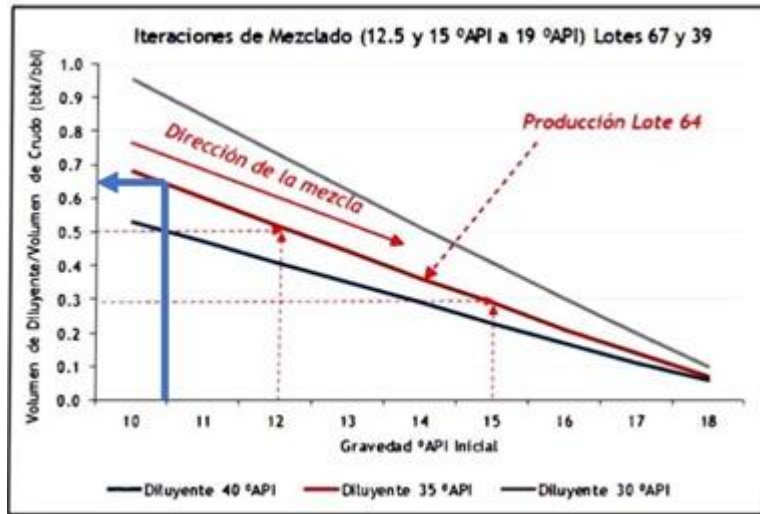
Facilidades de superficie

Especificaciones mínimas del crudo en el punto de fiscalización y venta

Viscosidad	<200 cp
API	18 a más

CRUDO LIVIANO (35 API)
Viscosidad: 6 cp
API: 35°

IMPORTACION DE NAFTA (40 API)
Viscosidad: 3.5 cp
API: 40 - 50°

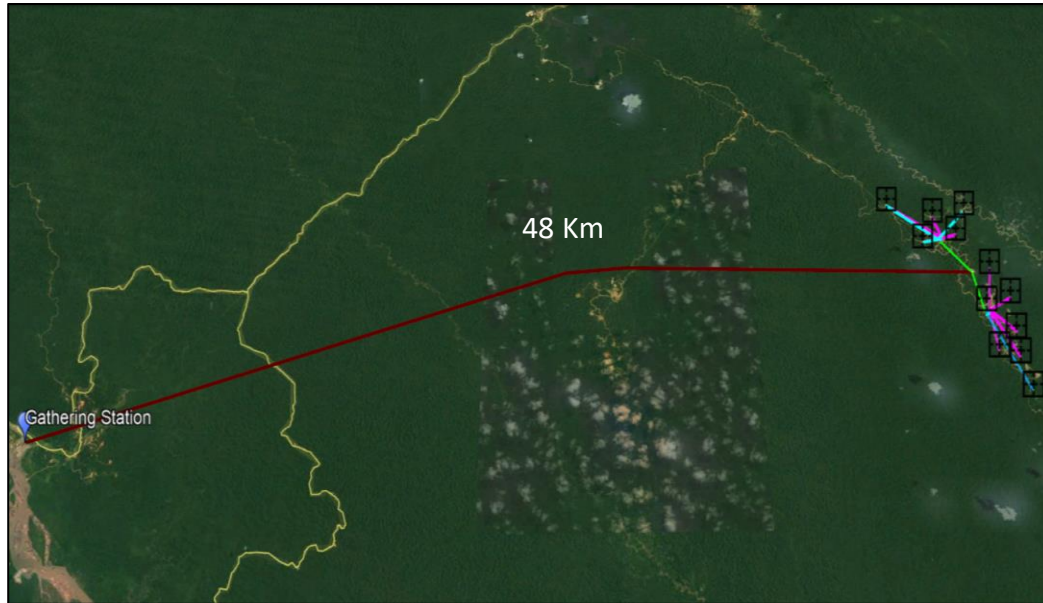


Vol Diluyente/Vol crudo pesado=0.65

- CORRELACION DE “SHU”, para cálculo de viscosidad promedio.
- MODELO DE “GLASO”, cálculo de API por viscosidad.

Vol Nafta/Vol crudo
Rango de relación:
0.21 – 0.26





ASTM
D1298

ASTM
D3230

ASTM
D4007

ASTM
D 4294

Reporte del crudo	
API°	18
Contenido de sal	8.8 PTB
BSW	0.35%
%AZUFRE	1 %

INCLINACION PROMEDIO
2.7 % - 2.4 %

Coordenadas UTM	
Este	Sur
342345.28 m	9692840.70 m

Well Testing

Diseño de levantamiento superficial

Facilidades de superficie

Fiscalización y punto de venta



Normas generales que incluyen al sector hidrocarburos	Constitución Política del Perú, Ley N° 27345, Ley N° 26505, Ley N° 26821, D.L. N° 757, R.M. N° 087-2008-MINAM
Normas específicas referente al sector Hidrocarburos	Ley N° 26221, D.S. N° 042-2005-EM, Ley N° 27377, Ley N° 27624, Ley N° 29852, D.S. N° 021-2012-EM, D.S. N° 32-95-EF, Ley N° 28551
Normas específicas respecto a la exploración y producción	D.S. N° 032-2004-EM, D.S. N° 049-93-EM, Ley N° 28109, D.S. N° 005-2002-EM
Normas Específicas respecto al Transporte de Hidrocarburos	D.S. N° 081-2007-EM, D.S. N° 016-2004-EM, D.S. N° 047-2012-EM
Normas Específicas respecto al Almacenamiento de los Hidrocarburos	D.S. N° 043-2007-EM, D.S. N° 032-2002-EM
Normas Específicas respecto al Ambiente en relación con los Hidrocarburos	Ley N° 26839, Ley N° 27308, Ley N° 27811, Ley N° 28216, Ley N° 28611
Normas Específicas respecto al Tema Social en relación con los Hidrocarburos	Ley N° 28736, R.L. N° 26253, Convenio N° 169, D.S. N° 001-2012-MC, Ley N° 29785

Normas API sobre la instalación de equipos de perforación	API SPEC 2B, API SPEC 4F, API RP 4G, API SPEC 8A, API RP 500
Normas API sobre la perforación	API SPEC 5D, API SPEC 7, API RP 7A1, API SPEC 7B-11C, API SPEC 7G, API SPEC 9A, API RP 9B, API SPEC 13A
Normas API respecto a la producción	API SPEC 5L, API SPEC 6H, API RP 11AR, API SPEC 11AX, API SPEC 11B, API RP 11BR, API SPEC 11E, API RP 11ER, API RP 11G



Alcances del Proyecto

- Adaptación de Zona
- Construcción de vías de acceso



Alcances del EIA

- Características del ambiente
- Identificación y evaluación de posibles impactos



Infraestructura existente

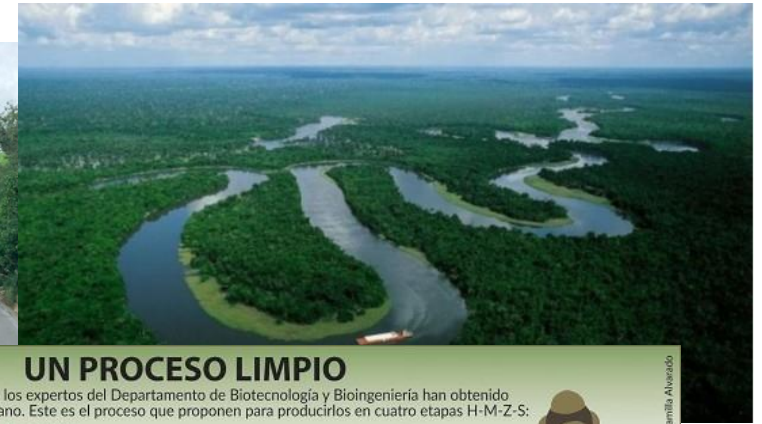
Perforación de pozos

Transporte terrestre y apoyo logístico

Uso y aprovechamiento de los recursos

Generación de Residuos

Emisiones gaseosas

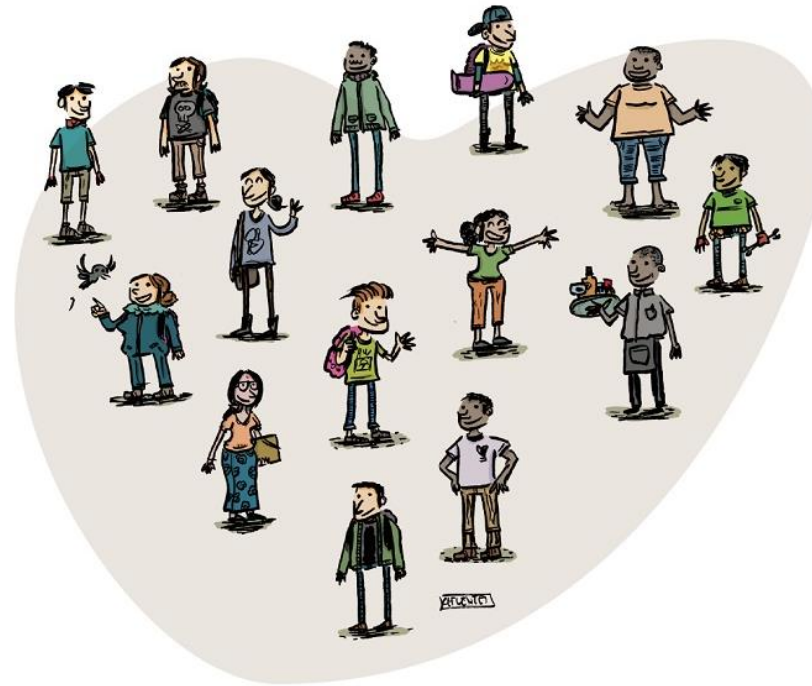


- Programa de manejo del recurso aire
- Programa de manejo del suelo
- Programa de manejo del recurso hídrico
- Programa de manejo de fauna
- Programa de manejo de flora
- Programa de manejo de Residuos sólidos
- Programa de patrimonio cultural
- Programa de rutas de transporte
- Programa de conservación de especies
- Plan de contingencia
- Plan de abandono



Trabajar con responsabilidad.
Mantener al tanto a las comunidades de cualquier problema que afecte la flora y fauna.
Priorizar el mantenimiento de los bosques.
Reforestar cuando terminen sus operaciones.
Siempre tener un buen trato con las comunidades y escuchar sus pedidos.





Introducción

Objetivos

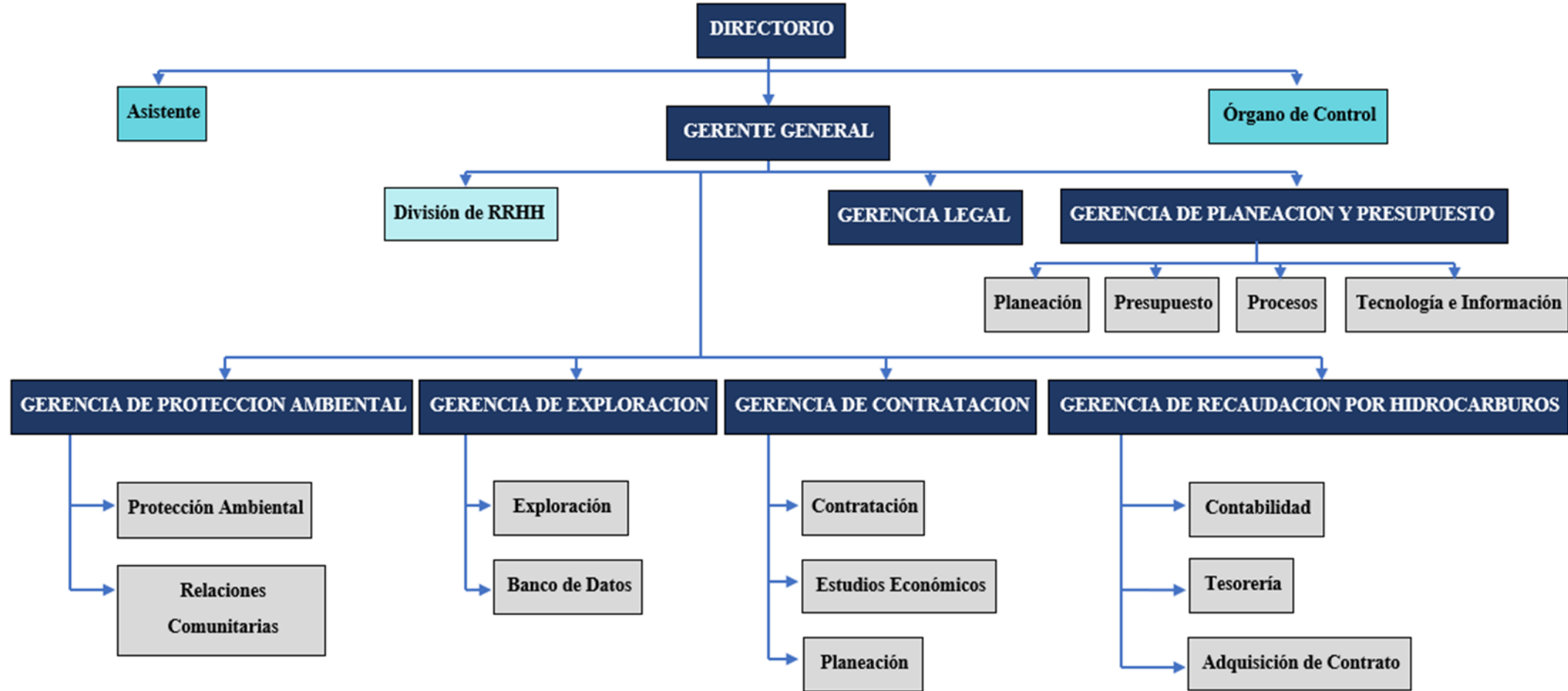


Lenguas y Religiones

Salud

Educación



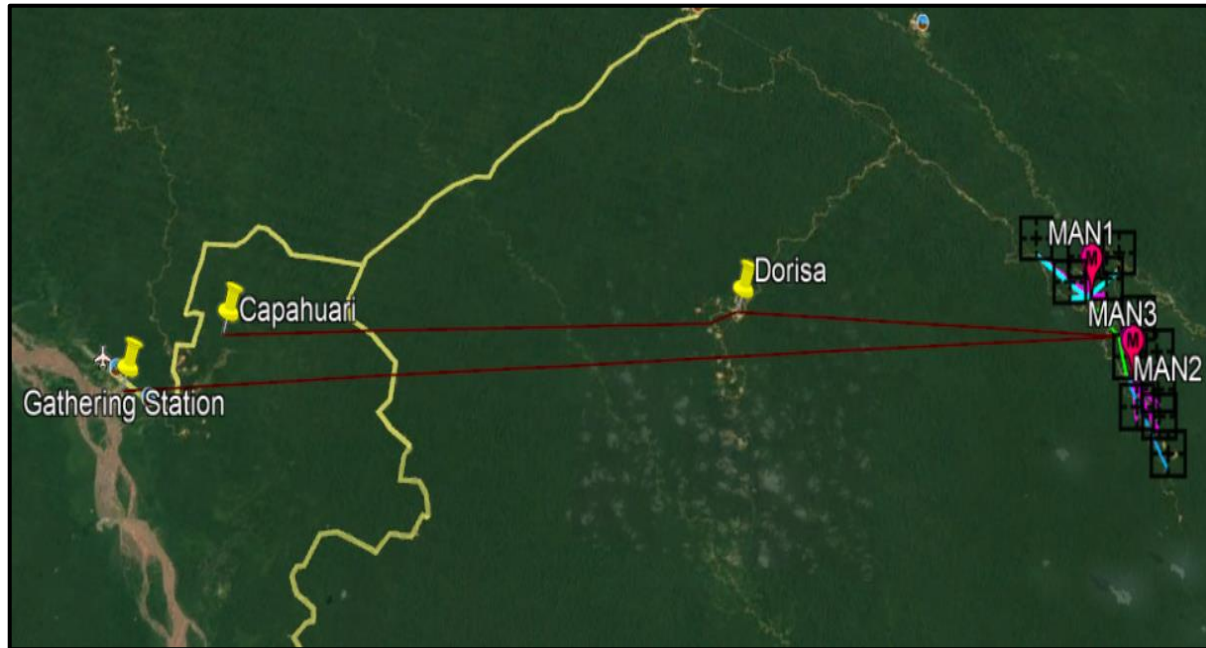




CRUDO LIVIANO (35 API)

Relación:

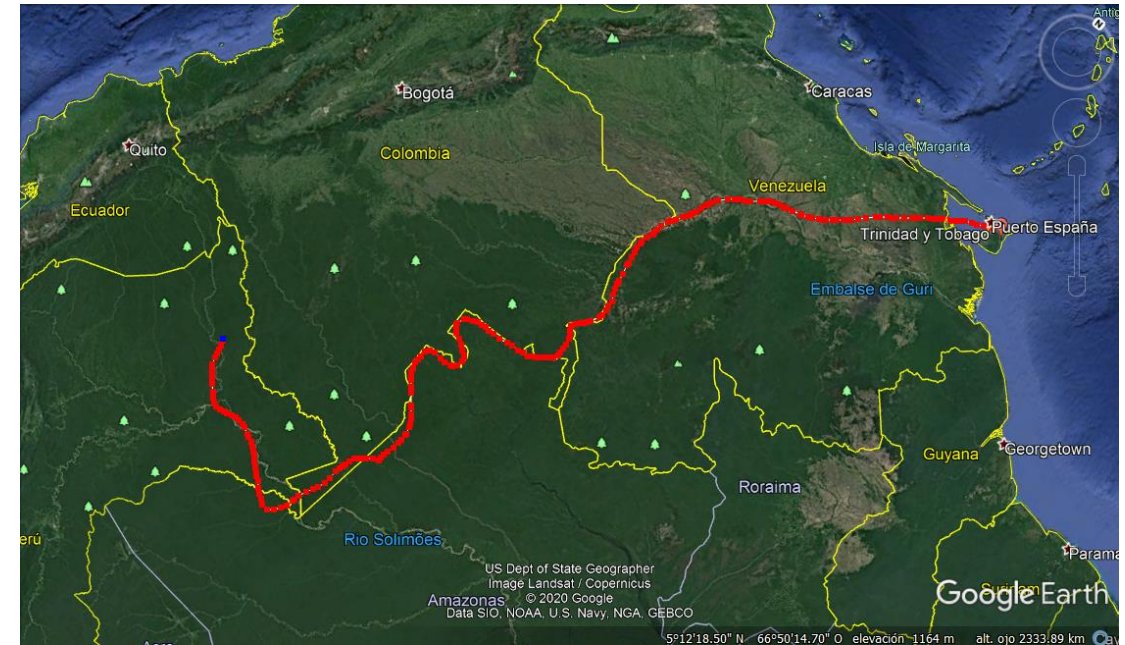
$\text{Vol Crudo liviano} / \text{vol crudo pesado} = 0.65$



IMPORTACION DE NAFTA (40 API)

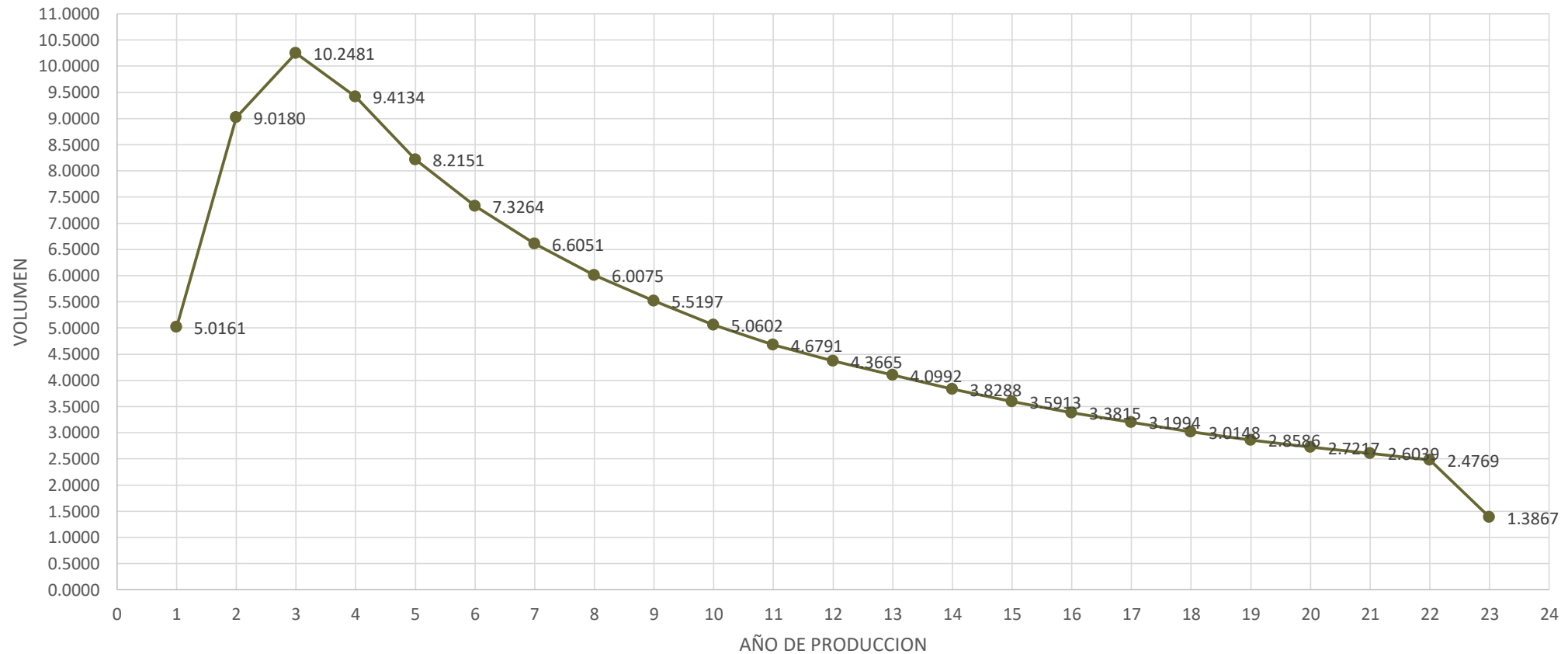
Relación **(Con factor de seguridad)**:

$\text{Vol nafta} / \text{vol crudo pesado} = 0.33$



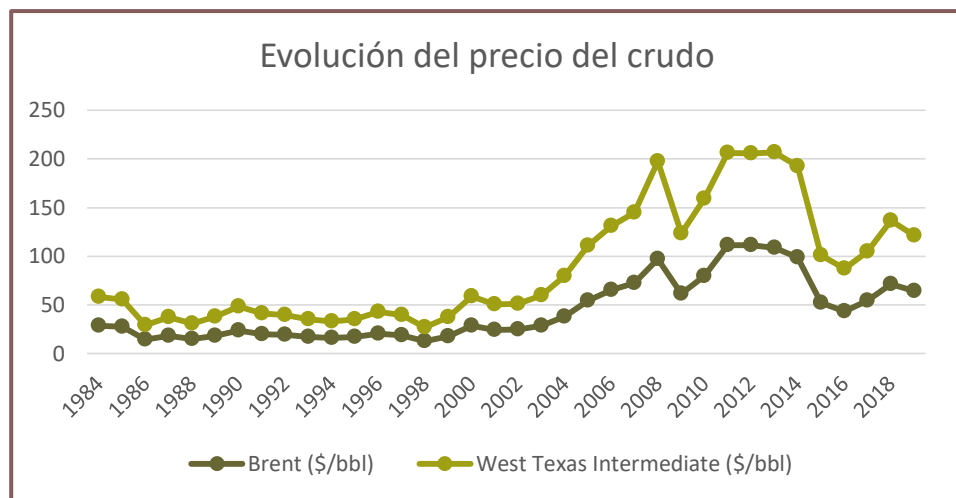
PRONOSTICO DE PRODUCCION DE PETROLEO

Gross production (MMSTB)



Factor de
fiscalización: 90%

ESTIMACION DE PRECIO DE CRUDO



WTI: 57 US\$

BRENT: 64 US\$

2008-2018: DESCUENTO \$17
(Western Canadian Select-WTI)

NORTH-AMERICAN: DESCUENTO
30%-50% (Lewis and Jacob, 2016)

\$10

SPE-203740-MS

CRUDO	PRECIO (US\$/BBL)
10.5° API	47
18° API	50
35° API	57

ESTIMACION DE LA INVERSION o CAPEX

INVERSION TANGIBLE

- Construcción de carreteras y accesos.
- Construcción de plataformas.
- Facilidades de superficie.
- Ampliación de la plataforma.

INVERSION INTANGIBLE

- Estudios de Impactos ambientales, sociales – interrelación.
- Generar, registrar, procesar e interpretar líneas sísmicas.
- Reprocesar e interpretar líneas sísmicas.
- Generar, registrar, procesar e interpretar sísmica 3D.
- Pre-Drilling (Transporte y prueba de equipo)
- Perforación de pozos exploratorios.
- Pruebas de pozos.
- Perforación de pozos confirmatorios.
- Desarmado, transporte de equipos y armado de equipos.
- Procesamiento y análisis de información de Registro Eléctricos.
- Preparativos, contrataciones, logística.
- Perforación de pozos de desarrollo.

TANGIBLE	INTANGIBLE
133,268 MMUS\$	345,294 MMUS\$

ESTIMACION DE OPEX

USO DE CRUDO LIVIANO

CONCEPTO	COSTO
Salarios de personal	4.9 MMUS\$/AÑO
Costo extracción barril	15.3 \$/bl
Costo Oleoducto	7 \$/bl
Inyección de agua	1 \$/bl
Costo crudo liviano	50 \$/bl

USO DE NAFTA

CONCEPTO	COSTO
Salarios de personal	4.9 MMUS\$/AÑO
Costo extracción barril	15.3 \$/bl
Costo Oleoducto	7 \$/bl
Inyección de agua	1 \$/bl
Costo total Nafta	70 \$/bl

ESTIMACION DE REGALIAS



DECRETO SUPREMO Nº 017-2003-EM

b) Determinada la tasa porcentual de Regalía a aplicar según la metodología decidida por el Contratista, el procedimiento para el cálculo y pago del monto de la Regalía será el establecido por los artículos 13 y 14 del Reglamento para la Aplicación de la Regalía y Retribución en los Contratos Petroleros, aprobado por Decreto Supremo Nº 049-93-EM.

Artículo 3.- Los niveles de Producción Fiscalizada y los porcentajes para determinar la Regalía, según la Metodología por Escalas de Producción para Hidrocarburos Líquidos, son los siguientes:

Niveles de Producción Fiscalizada del Lote	Regalía en porcentaje
MBPDC %	
< 5	5
5 - 100	5 - 20
> 100	20

ESTIMACION DE LA TASA DE DESCUENTO



RIESGO NEGOCIO

X

NO TASA ÚNICA



MAGNITUD DEL
PROYECTO

TASAS DE
DESCUENTO
DEL SECTOR
15% - 20%



RIESGO PAÍS
1.58%

TASA DE
DESCUENTO
20%

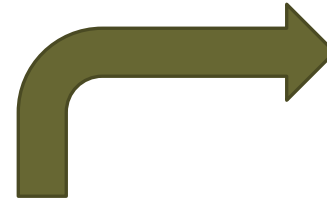
PARÁMETROS PARA EL ANALISIS

PROYECTO: JIBARO – JIBARITO EXTENSION	
Tax (%)	30%
Discount rate (%)	20%
Royalties	20%
Audit factor	90%
Oil Price; (US\$/bbl)	57.00
Reserve, Mbbl	114.6

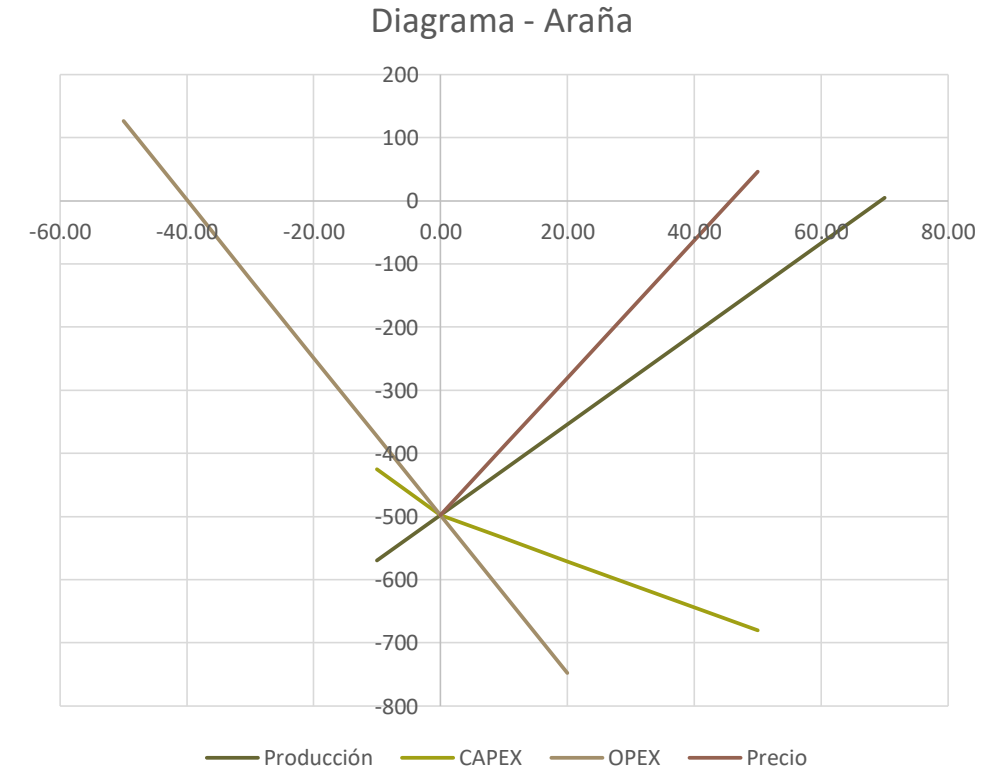
	INVERSION		
	TANG	INTANG	TOTAL
2021-2026	2.2	176.4	178.6
2027	0.0	0.2	0.2
2028	128.0	56.2	184.2
2029	1.3	55.5	56.8
2030	1.2	28.5	29.7
2031	0.5	28.5	29.0
TOTAL	133.3	345.3	478.6

RANGOS DE VARIACION DE PARÁMETROS

- Precios del crudo
- Producción
- CAPEX
- OPEX



Variaciones sugeridas a aplicar en análisis de sensibilidades		
	Mínimo	Máximo
Precio	-50%	20%
Producción	-30%	10%
CAPEX	-10%	50%
OPEX	-10%	50%



Fuente: EVALUACION ECONOMICA DE PROYECTOS PETROLEROS, Rigoberto Moix, Pacific Rubiales

DIAGRAMA ARAÑA – USO DE CRUDO LIVIANO

DIAGRAMA ARAÑA

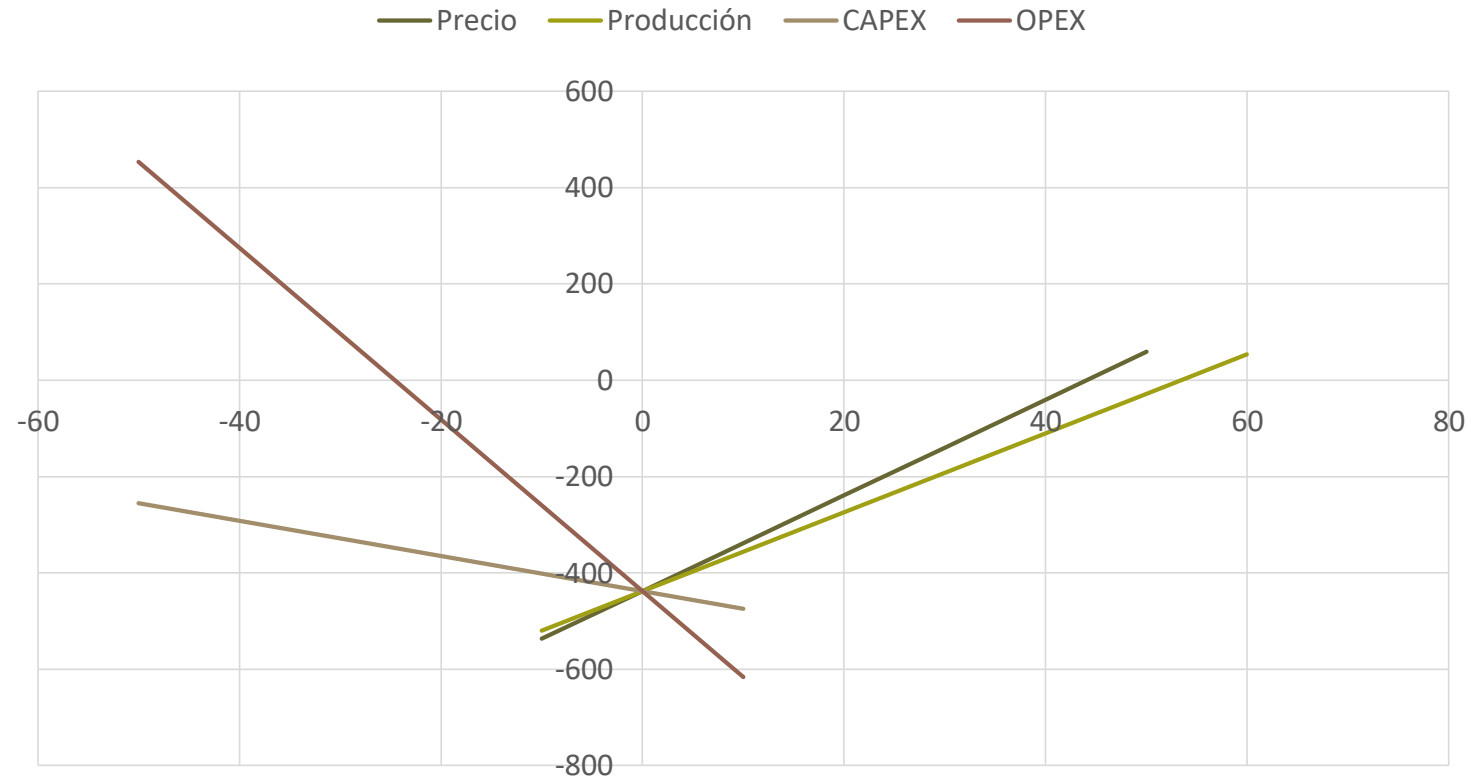
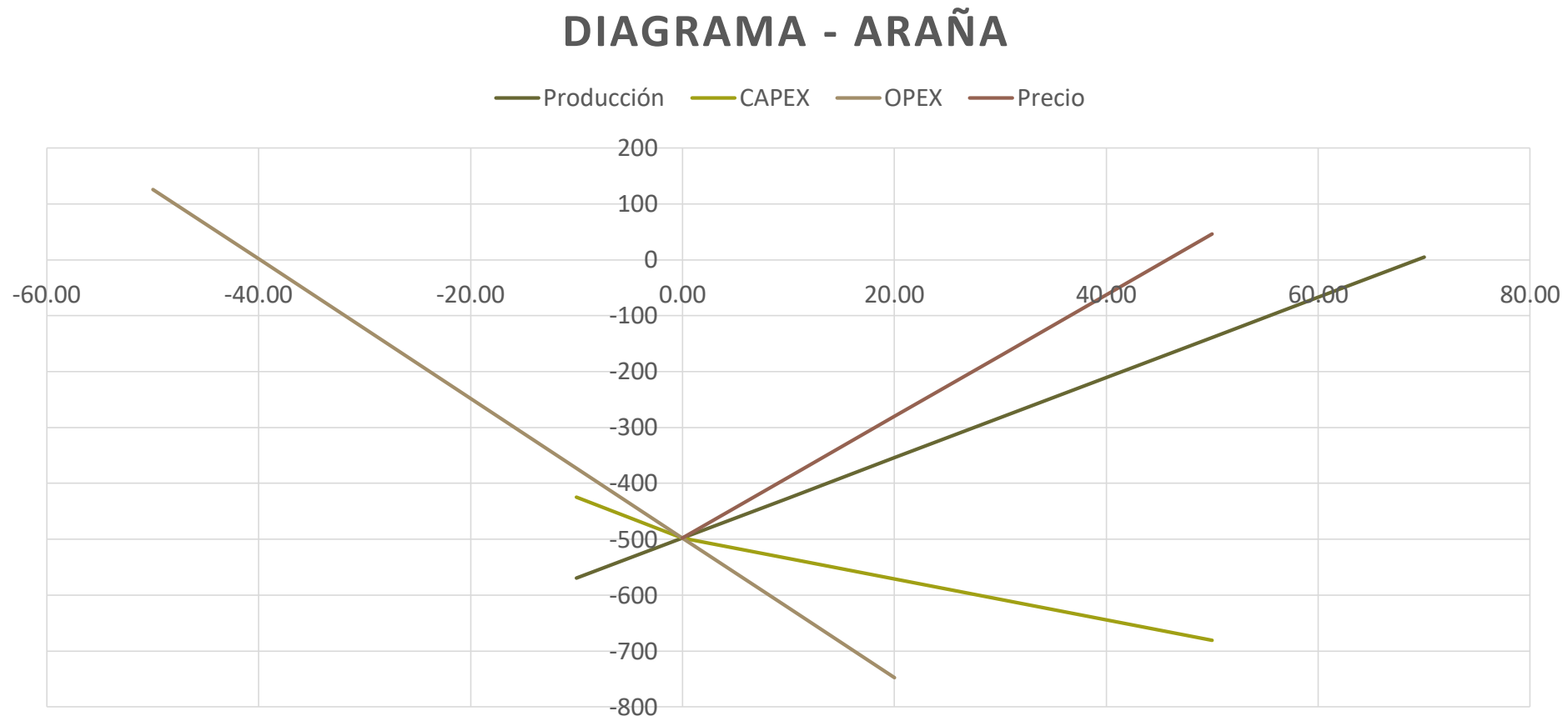


DIAGRAMA ARAÑA – USO DE NAFTA



- La evaluación técnica da como resultado una viabilidad del proyecto.
- El desarrollo de crudo pesado en los campos Extensión no es sustentable por sí sola, por lo que se necesita de diferentes estrategias para cumplir con sus especificaciones mínimas y pueda ser transportado.
- Sin embargo, en las condiciones actuales y contractuales el Proyecto de Exploración y Explotación de los campos Jibaro y Jibarito Extensión no es viable económicamente, debido a los altísimos costos operativos.
- El parámetro que mayor impacto tiene para la viabilidad del proyecto es el precio del crudo y las regalías.
- Se maximizó el factor de recobro con respecto al histórico acumulado de campos vecinos, debido a la aplicación de nuevos métodos tales como, los modificadores de permeabilidad relativa, dispositivos de control de influjo autónomo.

- Hacer uso de nuevas tecnologías disponibles para incrementar el recobro en campos de crudo pesado, además reducir los costos operativos.
- Para que se cumpla con las especificaciones mínimas para el transporte a través del ONP, implementar el proceso de Visbreaking, haciendo que el crudo pesado de 10.5 API sea de 22 API y disminuya la viscosidad de 698 cp a 180 cp.
- Elaborar planes estratégicos y de sinergia entre las operadoras de diferentes campos aledaños y la empresa transportista, para reducir brechas y costos en la etapa de explotación y así lograr un desarrollo sostenible.
- Seguir evaluando técnicas que permitan un desarrollo tecnológico y ecológico en afán de explotar los recursos contingentes.

- **Engineering Standards Applied in the Project, Page 78:**

Normas API sobre la instalación de equipos de perforación	API SPEC 2B, API SPEC 4F, API RP 4G, API SPEC 8A, API RP 500
Normas API sobre la perforación	API SPEC 5D, API SPEC 7, API RP 7A1, API SPEC 7B-11C, API SPEC 7G, API SPEC 9A, API RP 9B, API SPEC 13A
Normas API respecto a la producción	API SPEC 5L, API SPEC 6H, API RP 11AR, API SPEC 11AX, API SPEC 11B, API RP 11BR, API SPEC 11E, API RP 11ER, API RP 11G

- **Multiple and Realistic Constraints**
 - **Availability of Geological, Geophysical and Geochemical Data**
 - **Uncertainties and Risks in Hydrocarbon Exploration and Exploitation Projects**
 - **Uncertainty of Petroleum Price**
 - **Energy Availability in Project Area**
 - **Geographical Accessibility**
 - **Safety Considerations and Issues**
 - **Environment and Sustainability**
 - **Schedule**
 - **Budget**

THANK YOU

