

## Caso 3: Selección y Programación de Proyectos I

Petroco es una compañía de petróleo y gas que opera en la región de la Orinoquía colombiana y está en la lista de las 100 empresas más grandes de América Latina. En los últimos años, altos directivos de la compañía han comprobado la utilidad de técnicas especializadas para hacer uso eficiente de los recursos y tomar decisiones acertadas en ambientes altamente competitivos. Una de las grandes iniciativas de la compañía consiste en seleccionar cuidadosamente cada uno de los proyectos de inversión con el objetivo de incrementar sus utilidades, pero teniendo en cuenta las limitaciones y compromisos previamente adquiridos.

Después de un ejercicio técnico exhaustivo, la empresa ha identificado una serie de oportunidades de perforación de pozos petroleros que requieren costos de inversión para realizar la extracción del crudo. La Figura 1 presenta el mapa del municipio de Yopal (Colombia) y en éste se señala la localización de cada uno de los posibles pozos para extracción de crudo. Asimismo, en la Tabla 1, se muestra la ubicación geográfica de cada uno de los pozos.

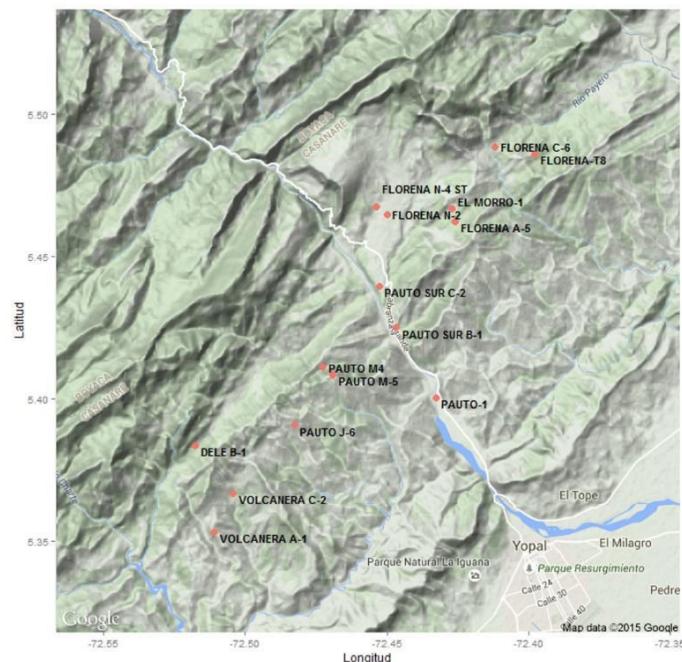


Figura 1: Mapa con la localización geográfica de los pozos

Pozo	Latitud	Longitud
DELE B-1	5.383505	-72.517633
EL MORRO-1	5.466908	-72.426951
FLORENA A-5	5.462333	-72.425968
FLORENA C-6	5.488488	-72.411987
FLORENA N-2	5.464577	-72.450004
FLORENA N-4 ST	5.467535	-72.453613
FLORENA-T8	5.485977	-72.397880
PAUTO J-6	5.390760	-72.482711
PAUTO M4	5.411250	-72.472583
PAUTO M-5	5.408311	-72.469082
PAUTO SUR B-1	5.425066	-72.446743
PAUTO SUR C-2	5.439588	-72.452810
PAUTO-1	5.400541	-72.432810
VOLCANERA A-1	5.353191	-72.510994
VOLCANERA C-2	5.366866	-72.504324

Tabla 1: Coordenadas geográficas de los pozos en grados decimales (DD[1])

Los costos de inversión (en millones de dólares) para cada uno de los pozos incluyen los estudios de sísmica y perforación (ver Tabla 2). La variabilidad en los costos está explicada por los pronósticos de precios de los insumos, herramientas y maquinaria necesaria para la perforación y extracción. Por ejemplo, si se decide realizar la explotación del pozo PAUTO SUR B-1 en el año 3, la compañía deberá incurrir en un costo de 24 millones de USD, mientras que si lo hace en el año 5 le costará solamente 21 millones. Petroco cuenta con un presupuesto total de inversión de 100 millones de USD durante todo el horizonte de planeación.

Año / Pozo	Costos (millones de USD)									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
DELE B-1	13	25	17	19	7	10	12	23	8	14
EL MORRO-1	21	9	22	6	8	13	3	13	23	19

FLORENA A-5	8	15	12	23	22	9	19	16	2	22
FLORENA C-6	7	14	11	16	17	25	4	7	23	13
FLORENA N-2	3	23	7	14	20	17	6	4	23	20
FLORENA N-4 ST	23	5	12	18	17	25	21	11	20	16
FLORENA-T8	6	10	12	6	10	5	13	20	11	9
PAUTO J-6	2	23	17	20	6	23	8	15	20	7
PAUTO M4	9	10	14	5	6	22	15	22	8	15
PAUTO M-5	12	3	15	7	25	7	8	21	15	10
PAUTO SUR B-1	2	16	24	25	21	25	10	19	12	5
PAUTO SUR C-2	21	11	25	13	15	19	12	14	6	2
PAUTO-1	12	2	8	12	17	4	3	15	2	16
VOLCANERA A-1	16	15	14	10	12	6	12	8	5	25
VOLCANERA C-2	22	8	17	6	17	5	7	19	25	18

Tabla 2: Costo del proyecto por año de inversión

La Vicepresidencia de Desarrollo y Producción ha estimado para cada pozo una utilidad esperada (en millones de USD), dependiendo del año en que se realice la inversión (ver Tabla 3). El cálculo de esta utilidad esperada tiene en cuenta componentes aleatorios que incluyen el precio internacional del petróleo (West Texas Intermediate - WTI) y los niveles de producción de los pozos. Estas dos fuentes de incertidumbre explican normalmente el 80% de la volatilidad total de la utilidad esperada de un proyecto común del sector de petróleo y gas (Sira, 2006; Sefair et al., 2017). Por ejemplo, si Petroco decide perforar el pozo FLORENA N-4 ST en el año 3, entonces recibirá una utilidad de 71 millones. Por el contrario, si decide extraer el crudo en el año 5 solamente recibirá 32 millones.

Año / Pozo	Utilidad Neta (Millones de \$)									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
DELE B-1	14	55	74	75	54	84	94	104	114	124
EL MORRO-1	81	54	23	70	58	48	45	42	39	36
FLORENA A-5	81	70	44	18	15	10	15	21	25	32
FLORENA C-6	93	40	31	36	29	32	40	48	56	50
FLORENA N-2	26	65	53	44	95	92	103	94	87	80
FLORENA N-4 ST	77	55	71	34	32	21	9	5	10	8
FLORENA-T8	88	24	80	22	91	62	63	63	63	64
PAUTO J-6	13	92	22	30	29	28	25	22	19	16
PAUTO M4	57	58	59	93	72	87	94	100	107	113
PAUTO M-5	34	26	34	68	91	97	113	129	144	160
PAUTO SUR B-1	10	72	88	12	95	88	99	110	121	132
PAUTO SUR C-2	20	39	61	75	63	88	100	113	120	115

PAUTO-1	43	57	46	56	64	66	70	74	78	82
VOLCANERA A-1	51	51	33	16	54	32	29	27	33	40
VOLCANERA C-2	44	45	15	11	19	2	13	20	24	32

Tabla 3: Utilidad esperada por proyecto por año de inversión

Para calcular las utilidades de la Tabla 3, la Vicepresidencia de Desarrollo y Producción realizó un ejercicio de simulación de Monte Carlo que incluyó 1,000 realizaciones de las variables aleatorias (precio de petróleo y producción de barriles). Para simular el precio del petróleo se usó el modelo de Dixit & Pindyck (1994) de reversión a la media. La Figura 2 muestra la distribución de la utilidad para el pozo FLORENA N-2 si se realiza en el año 2.

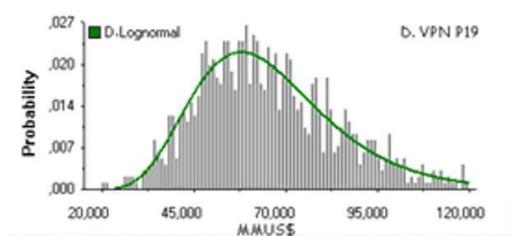


Figura 2: Resultado de la simulación de Monte Carlo para las utilidades del proyecto FLORENA N-2 si se realiza en el año 2

El Departamento de Operaciones ha determinado los niveles de producción de los pozos a partir de la información sísmica proporcionada por la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) y estimaciones de sus geólogos y expertos en producción de crudo. Los niveles de producción de barriles por día se han estimado de acuerdo a distribuciones triangulares, con valores mínimos, más probables y máximos. Por ejemplo, la Figura 3 muestra la distribución de los niveles de producción del pozo FLORENA N-2 (en miles de barriles/día).

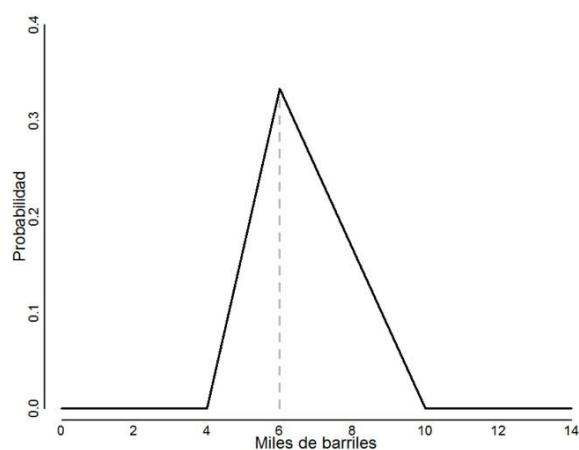


Figura 3: Distribución del nivel de producción diario del pozo FLORENA N-2 en miles de barriles

Las estimaciones de los niveles de producción de los pozos se presentan de forma consolidada en la Tabla 4.

Pozo	Mínimo	Más probable	Máximo
DELE B-1	1	3	4
EL MORRO-1	3	4	6
FLORENA A-5	3	6	7
FLORENA C-6	1	3	6
FLORENA N-2	4	6	10
FLORENA N-4 ST	1	4	6
FLORENA-T8	2	4	8
PAUTO J-6	2	3	5
PAUTO M4	3	5	7
PAUTO M-5	1	4	8
PAUTO SUR B-1	4	5	7
PAUTO SUR C-2	4	6	8
PAUTO-1	3	5	8
VOLCANERA A-1	4	5	9
VOLCANERA C-2	2	5	7

Tabla 4: Nivel de producción promedio por pozo (en miles de barriles por día)

Debido a las condiciones sísmicas y la topología del terreno, en el proceso de bombeo de un pozo se produce la extracción conjunta de crudo y agua. El crudo extraído es almacenado algunas horas o máximo algunos días para ser transportado del campo a través de oleoductos o tractocamiones. Sin embargo, el agua extraída en el proceso de bombeo debe ser tratada o inyectada nuevamente a la tierra por regulaciones ambientales. Estas condiciones y requerimientos hacen el proceso de extracción más costoso en término de los recursos necesarios para llevar a cabo la operación.

Dadas las condiciones del pozo, la extracción de crudo puede requerir más o menos recursos, en este caso, el número de operarios que trabajan en el pozo y la cantidad de generadores eléctricos que utilizan. La cantidad de recursos necesarios en cada pozo depende de la facilidad en la extracción del crudo. Cuando un yacimiento contiene gran cantidad de agua, el proceso de bombeo requiere una mayor cantidad de energía para extraer el crudo y asimismo, la inyección del agua extraída requiere energía, y por lo tanto, más generadores eléctricos y mayor cantidad de personal. Los requerimientos de personal y generadores para cada uno de los pozos se presentan en la Tabla 5. Por ejemplo, para realizar el proyecto VOLCANERA A-1 se necesitan dos personas y tres generadores. De acuerdo a los planes de contratación y formación de personal de la Vicepresidencia de Recursos Humanos, Petroco podrá contar cada año con cuatro personas en la zona de los pozos. Por otra parte, la Vicepresidencia de Operaciones garantizará la disponibilidad de cuatro generadores eléctricos durante los años 1 a 10.

Pozo	DELE B-1	EL MORRO-1	FLORENA A-5	FLORENA C-6	FLORENA N-2	FLORENA N-4 ST	FLORENA-T8	PAUTO J-6	PAUTO M4	PAUTO M5	PAUTO SURB-1	PAUTO SURC-2	PAUTO-1	VOLCANERA A-1	VOLCANERA C-2
Operarios	3	2	4	4	3	4	2	3	3	4	2	3	3	2	2
Generadores	3	3	2	3	2	3	2	2	3	2	4	3	2	3	2

Tabla 5: Requerimientos de personal y generadores en cada uno de los pozos

La Autoridad Nacional de Licencias Ambientales, preocupada por el impacto ambiental que podría producir el proceso de extracción de crudo, ha restringido la cantidad de pozos a explorar por la compañía a 12 en el municipio de Yopal a lo largo del horizonte de planeación.

Debido a contratos previamente suscritos y a exigencias de la junta directiva, Petroco ha definido unas metas de producción de barriles de petróleo diarios promedio para cada uno de los años del horizonte de planeación. La Tabla 6 presenta las metas de barriles diarios promedio para el horizonte de planeación.

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
<b>Compromisos (miles de barriles promedio/día)</b>	3	4	5	4	5	3	5	4	4	6

Tabla 6: Nivel de producción por pozo (en miles de barriles)

La Vicepresidencia de Desarrollo y Producción se encuentra preocupada debido a las implicaciones de tomar una decisión que no sea adecuada dado que no cuenta con las herramientas apropiadas para dar una solución a esta situación. A partir de una serie de análisis, la Vicepresidencia logró obtener la información anteriormente expuesta, sin embargo, reconoce que la selección de los proyectos a ejecutar no es una tarea que se puede realizar a la ligera.

Para resolver este problema, el Vicepresidente de Desarrollo y Producción ha contactado a su equipo de inteligencia analítica para analizar la situación y definir los pasos a seguir. Concretamente, se desea conocer qué pozos (y en qué años) deben perforarse para maximizar las utilidades proyectadas en el horizonte de planeación; sujeto a las condiciones presentadas anteriormente: presupuesto, metas de producción diarias, operarios, generadores, entre otras.

Refiérase a la Tarea de Programación de la Semana 3 y presione el botón “Abrir Laboratorio en Jupyter”. Allí encontrará las instrucciones detalladas para completar el modelo.

## Referencias

- Dixit, A. K. & Pindyck, R. S. (1994). Investment under uncertainties. Princeton University Press.
- Medaglia, A. L., Hueth, D., Mendieta, J. C. and Sefair, J.A. (2008). Multiobjective Model for the Selection and Timing of Public Enterprise Projects. *Socio-Economic Planning Sciences*. 42(1):31-45.
- Sefair, J. A., Méndez, C. Y., Babat, O., Medaglia, A. L., Zuluaga, L. F. (2017). Linear solution schemes for mean-semivariance project portfolio selection problems: An application in the oil and gas industry. *Omega*. 68:39–48.
- Sira, E. (2006). Semivariance as real project portfolio selection optimization criteria –an oil and gas industry application. *International Journal of Global Energy Issues*. Vol. 26. No. 1: 43-61.