

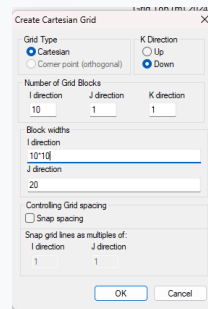
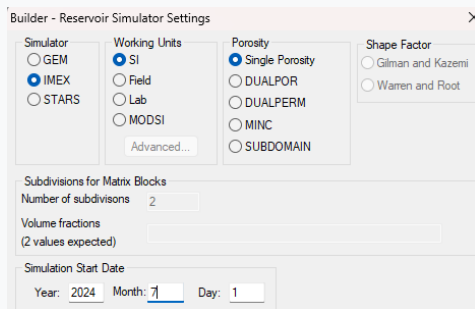
## MAESTRÍA EN PETROLEOS COHORTE 3

Estudiante: Ronald Guichay, Michel Pizarro, José Vera, Iván Yagual.

Docente: José Villegas

### 1. Modelo de simulación Lineal

Trabajaremos en IMEX y con unidades SI y porosidad simple y también configuramos el tamaño del elemento lineal.



Y configuramos el array properties con los siguientes datos

Grid top= 100 ft

Grid thickness= 1 ft

Porosidad= 0.2

Permeabilidad i,j,l = 900 md

Presión de burbuja= 10 KPa

Compresión de la roca= 0.0000000001 1/kPa

Datos usados para el PVT

Y configuramos para que sea

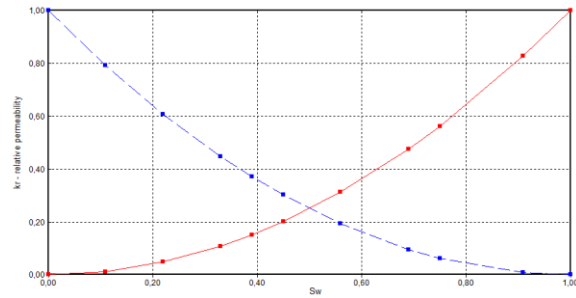
Modo bifásico el fluido.

#	Description	Option	Default	Value
1	Reservoir temperature (TRES)			75 C
2	DENSITIES			
3	Oil density (DENSITY OIL)	Stock tank oil density		800 kg/m3
4	Gas density/gravity (DENSIT...	Gas density		0.3 kg/m3
5	Water phase density (DENSIT...			1000 kg/m3
6	Undersaturated Co (CO)			
7	Vo pressure dependence (CVO)		0 cp/kPa	
8	Water properties			
9	Formation Volume Factor (BWI)			1.0
10	Compressibility (CW)			4.5999e-008 1/kPa
11	Reference pressure for FVF (...)			101.325 kPa
12	Viscosity (VWI)		1 cp	2 cp
13	Pressure dependence of visc...		0 cp/kPa	0 cp/kPa

#	p	Rs	Bo	Eg	viso	visg	co
	kPa	m3/m3		m3/m3	cp	cp	1/kPa
1	101.325	0.0999809	1.04422	0.844396	1	0.0152553	4.35113e-006
2	734.57	0.419195	1.04458	6.1321	1	0.0152724	4.35113e-006
3	1367.82	0.792019	1.04499	11.4365	1	0.0152958	4.35113e-006
4	2001.06	1.19844	1.04545	16.7556	1	0.0153231	4.35113e-006
5	2634.31	1.63015	1.04593	22.0872	1	0.0153533	4.35113e-006
6	3267.55	2.08242	1.04644	27.4292	1	0.0153861	4.35113e-006
7	3900.8	2.55214	1.04696	32.7792	1	0.0154211	4.35113e-006
8	4534.04	3.0371	1.04751	38.1351	1	0.015458	3.95582e-006
9	5167.29	3.53563	1.04807	43.4946	1	0.0154967	3.33275e-006
10	5800.53	4.04645	1.04864	48.8553	1	0.015537	2.86477e-006
11	6433.78	4.56849	1.04923	54.215	1	0.0155788	2.5019e-006
12	7067.02	5.10089	1.04983	59.5713	1	0.015622	2.21326e-006
13	7700.27	5.64292	1.05044	64.9219	1	0.0156665	1.97884e-006
14	8333.51	6.19396	1.05106	70.2646	1	0.0157122	1.78512e-006
15	8966.76	6.75347	1.05169	75.597	1	0.015759	1.62266e-006
16	9600	7.32098	1.05234	80.9171	1	0.015807	1.4847e-006
17	10000	7.75623	1.05283	84.9401	1	0.0158439	1.39335e-006

Configuramos el tipo de roca

	Sw	krw	krow	Comment
1	0	0	1	
2	0.11	0.0121	0.7921	
3	0.22	0.0484	0.6084	
4	0.33	0.1089	0.4489	
5	0.39	0.1521	0.3721	
6	0.45	0.2025	0.3025	
7	0.56	0.3136	0.1936	
8	0.69	0.4761	0.0961	
9	0.75	0.5625	0.0625	
10	0.91	0.8281	0.0081	
11	1	1	0	



Condiciones iniciales.

**Initial Conditions**

Perform Gravity-Capillary Equilibrium of A Reservoir Initially Containing

☐ Water, Oil, Gas (VERTICAL DEPTH\_AVE WATER\_OIL\_GAS EQUIL)

☒ Water, Oil (VERTICAL DEPTH\_AVE WATER\_OIL EQUIL)

☐ Water, Gas (VERTICAL DEPTH\_AVE WATER\_GAS EQUIL NOTRANZONE)

There will be no residual saturation in Gas Cap (GASZONE NOOIL)

Reference Pressure and Depth

Pressure (REFPRES) 100 kPa

Depth (REFDEPTH) 100 m

Phase Contact Depths

Water-Oil Contact (DWOC) 200 m

Gas-Oil Contact (DGOC)

Water-Gas Contact (DWGC)

Datum Depth for Output Pressure

Note: This item is optional.

Depth (DATUMDEPTH depth)

Pressure will be corrected using the initial equilibrium pressure distribution (DATUMDEPTH depth INITIAL)

Bubble Point Input Format

☐ Reservoir initially saturated (PB = P)

☒ Constant Bubble Point Pressure (PB) 10 kPa

For more options use the Advanced Interface

Advanced

OK Cancel Apply Help

Ahora ubicamos el pozo productor e inyector en la simulación lineal con una producción de 30 días

displayed wells 2 of 2

2024-07-01

Well: 'PRODUCTOR\_1' at 2024-07-01 (0.00 day)

Constraint definition previous date: <none>

#	Constraint	Parameter	Limit/Mode	Value	Action	Frequency
* 1	OPERATE	STL surface liquid rate	MAX	25 m3/day	CONT	

select new

Max. number of continue-repeat allowed (MXCNRPRT) 1

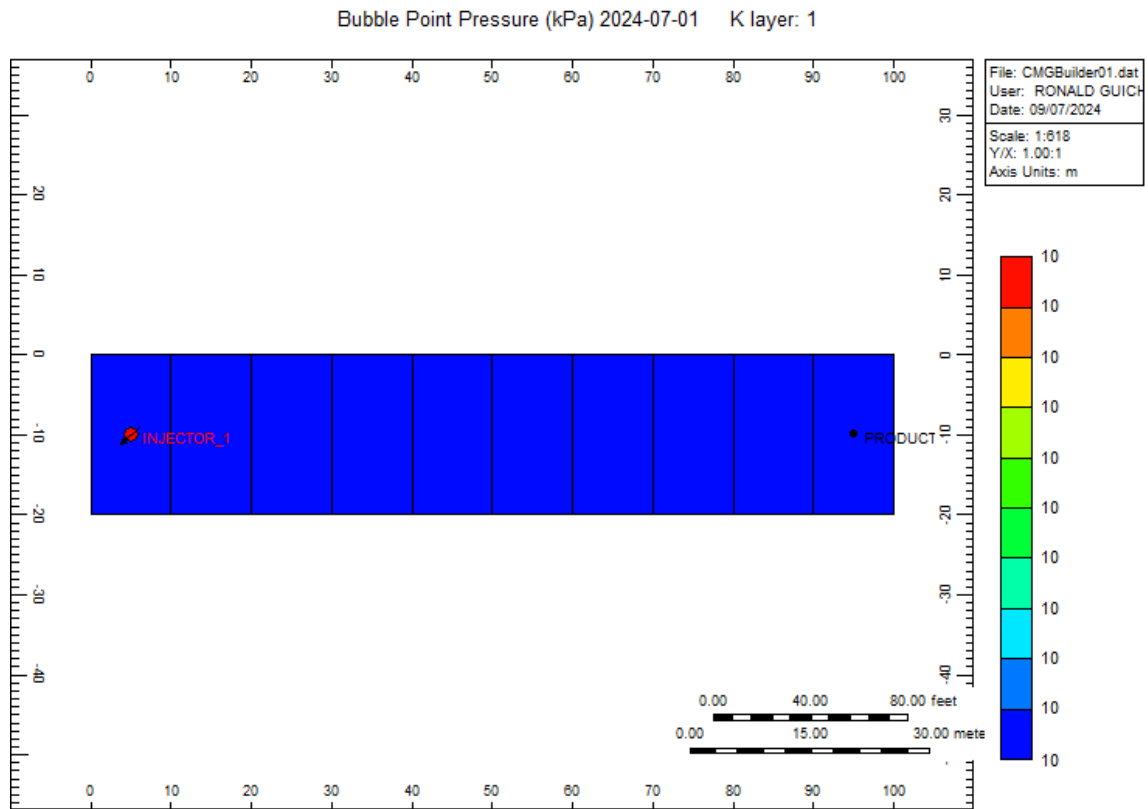
< constraint modifiers >

☐ Change current primary constraint (ALTER) ☐ Set new or change old constraint (TARGET)

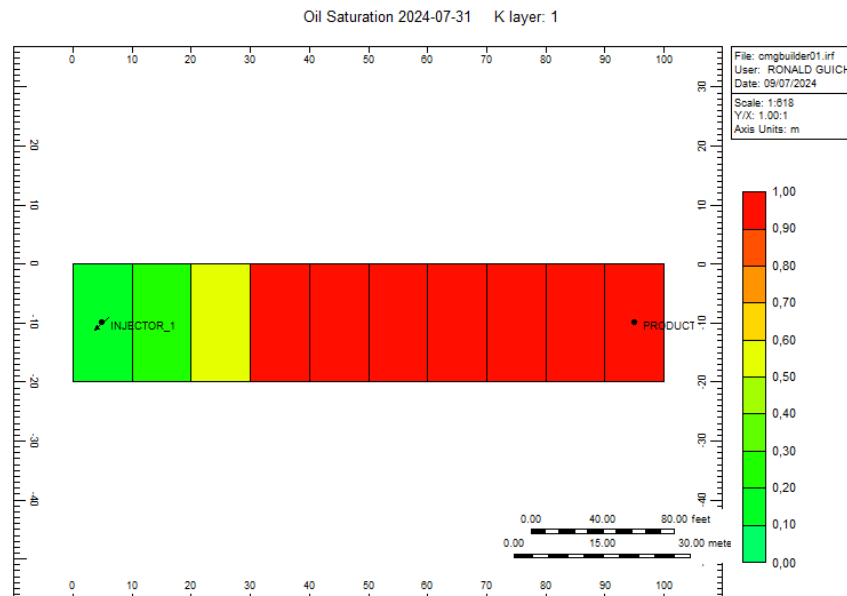
displayed wells 2 of 2    2024-07-01    Well: 'INJECTOR\_1' at 2024-07-01 (0.00 day)

Name / Date	Event	ID & Type	Constraint definition	previous date: <none>					
INJECTOR_1 2024-07-01	WELL INJECTOR constraints injected fluid OPEN	Constraints	#	Constraint	Parameter	Limit/Mode	Value	Action	Frequency
		Multipliers	* 1	OPERATE	BHP bottom hole pressure	MAX	1500 kPa	CONT	
		Wellbore		select new					
		Injected Fluid							
		Workover							
		Options							

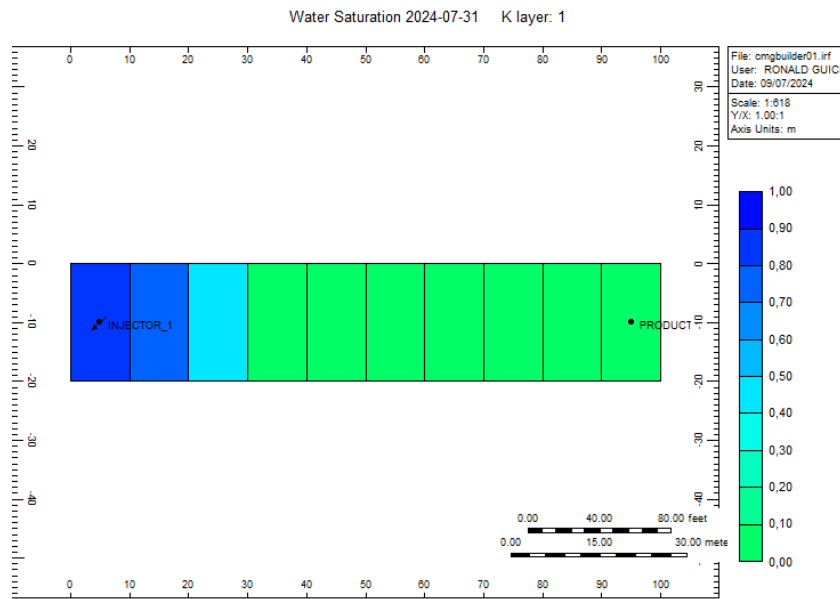
CMGBuilder01.2D    CMGBuilder01.plot



## SIMULACION 3D SATURACION DE PETROLEO

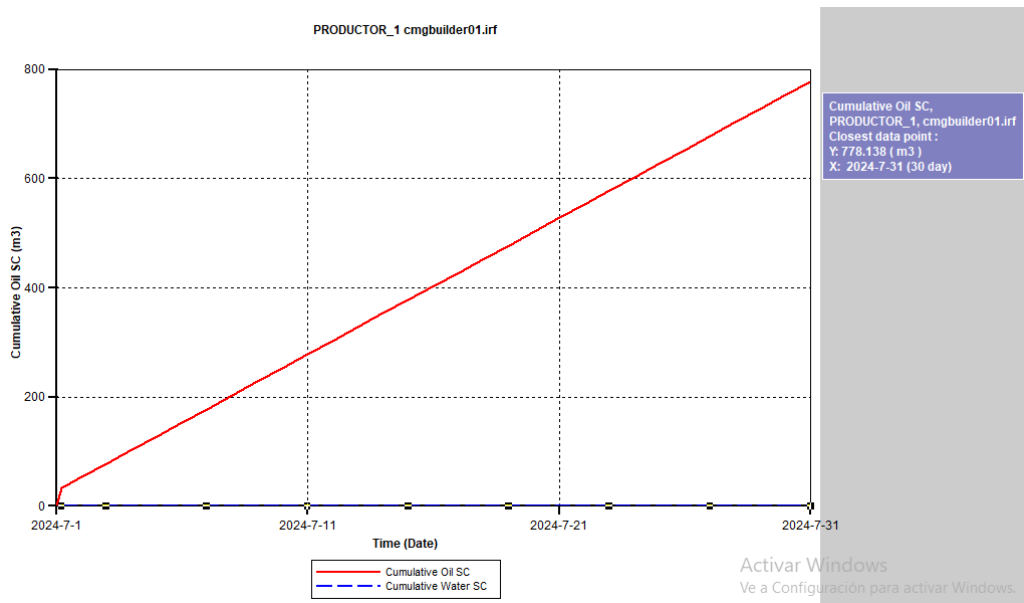


## SIMULACION 3D SATURACION DE AGUA



Esto serian los avancen del agua desde el primer elemento al décimo en 30 días.

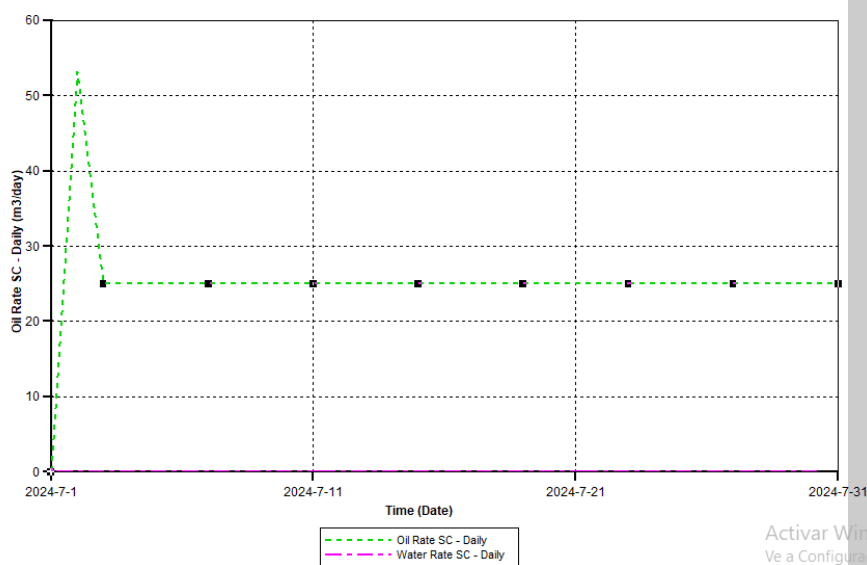
## Simulacion 2D – PRODUCCION ACUMULADA DE AGUA Y CRUDO del Productor\_1



En el día 30 tenemos una producción acumulada de 778.138 m³ de crudo y 0 de agua.

Producción Instantánea de crudo y agua en una gráfica de 30 días

PRODUCTOR\_1 cmgbuilder01.irf



Como se lo esperaba la producción al inicio del pozo es elevada encontrando la estabilidad deseada de 25 m3/día al segundo día.

## 2. Modelo de simulación Radial

### Creamos la malla

Create a Radial (Cylindrical) grid

K direction  
☐ Up  
☒ Down

Number of divisions  
 Along radius ("r" divisions) 10  
 Angular ("theta" divisions) 6  
 Along K direction 1

Inner radius of innermost block 0.076  
 Outer radius of outermost block 10  
 Sweep (max 360 degrees) 3.6E+002

Calculate suggested grid block widths from above

Grid block widths  
 I-direction:  
 0.0478033, 0.0778711, 0.126851, 0.20664, 0.336  
 J-direction:  
 6'60

OK Cancel

Y configuramos el array properties con los siguientes datos

Grid top= 100 ft

Grid thickness= 10 ft

Porosidad= 0.25

Permeabilidad  $i,j,l$  = 500 md

Presión de burbuja= 10 KPa

Compresión de la roca= 0.0000000001 1/kPa

Con la siguiente data para obtener el PVT

PVT Table General Undersaturated Data

Tools

#	Description	Option	Default	Value
1	Reservoir temperature (TRES)			80 C
2	DENSITIES			
3	Oil density (DENSITY OIL)	Stock tank oil density		800 kg/m <sup>3</sup>
4	Gas density/gravity (DENSITY GAS)	Gas density		0.28 kg/m <sup>3</sup>
5	Water phase density (DENSITY WATER)			1000 kg/m <sup>3</sup>
6	Undersaturated Co (CO)			
7	Vo pressure dependence (CVO)		0 cp/kPa	
8	Water properties			
9	Formation Volume Factor (BVI)			1
10	Compressibility (CW)			4.5999e-007 1/kPa
11	Reference pressure for FVF (PREF)			101.325 kPa
12	Viscosity (VWI)		1 cp	2 cp
13	Pressure dependence of visc.		0 cp/kPa	0 cp/kPa

☒ Include Oil Compressibility in PVT Table  
☐ Include Gas-oil Interfacial Tension in PVT Table

Tools

Differential liberation table parameters

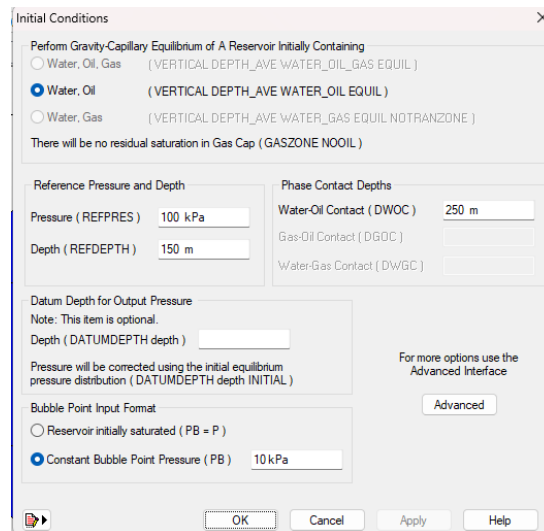
Bubble point pressure

Oil formation vol. factor

Solution gas-oil ratio

#	p	Rs	Bo	Eg	viso	visg	co
	kPa	m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>		m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>	cp	cp	1/kPa
13	9.6	0.289577	1.04448	0.0799809	0.513302	0.0152539	4.35113e
14	9.73333	0.289828	1.04448	0.0810918	0.5133	0.0152539	4.35113e
15	9.86667	0.290079	1.04448	0.0822027	0.513297	0.0152539	4.35113e
16	10	0.290331	1.04448	0.0833136	0.513295	0.0152539	4.35113e
17	2408	6.92749	1.05305	20.1805	0.458114	0.0153422	4.35113e
18	4806	15.2797	1.06405	40.4366	0.412179	0.0154744	4.35113e
19	7204	24.5319	1.07652	60.7293	0.376683	0.0156315	4.35113e
20	9602	34.4317	1.09015	80.9339	0.348604	0.0158071	4.35113e
21	12000	44.8463	1.10478	100.93	0.325768	0.0159971	3.44774e

## Condiciones Iniciales



Initial Conditions

Perform Gravity-Capillary Equilibrium of A Reservoir Initially Containing

☐ Water, Oil, Gas (VERTICAL DEPTH\_AVE WATER\_OIL\_GAS EQUIL)

☒ Water, Oil (VERTICAL DEPTH\_AVE WATER\_OIL EQUIL)

☐ Water, Gas (VERTICAL DEPTH\_AVE WATER\_GAS EQUIL NOTRANZONE)

There will be no residual saturation in Gas Cap (GASZONE NOOIL)

Reference Pressure and Depth

Pressure (REFPRES) 100 kPa

Depth (REFDEPTH) 150 m

Phase Contact Depths

Water-Oil Contact (DWOC) 250 m

Gas-Oil Contact (DGOC)

Water-Gas Contact (DWGC)

Datum Depth for Output Pressure

Note: This item is optional.

Depth (DATUMDEPTH depth)

Pressure will be corrected using the initial equilibrium pressure distribution (DATUMDEPTH depth INITIAL)

Bubble Point Input Format

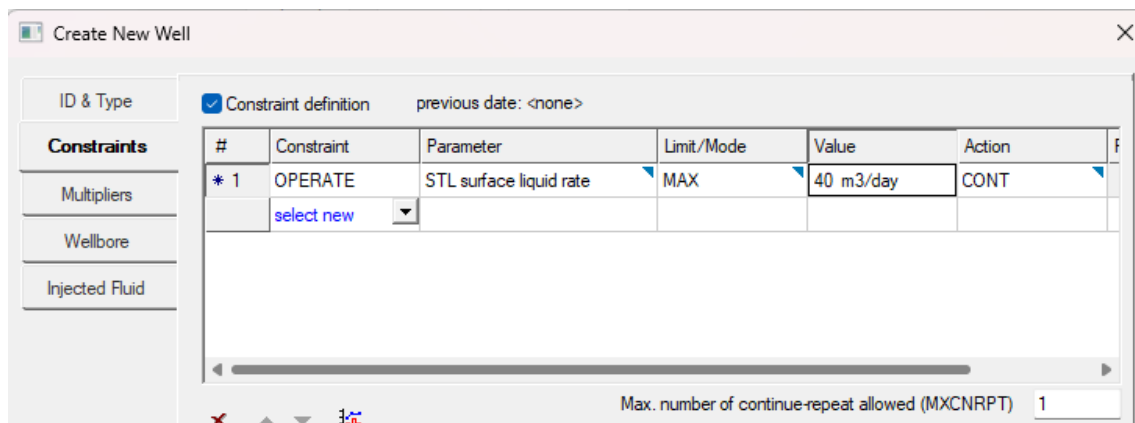
☐ Reservoir initially saturated (PB = P)

☒ Constant Bubble Point Pressure (PB) 10 kPa

Advanced

OK Cancel Apply Help

## Creación de 1 pozo productor con producción de 60 días



Create New Well

ID & Type

Constraints

Multipliers

Wellbore

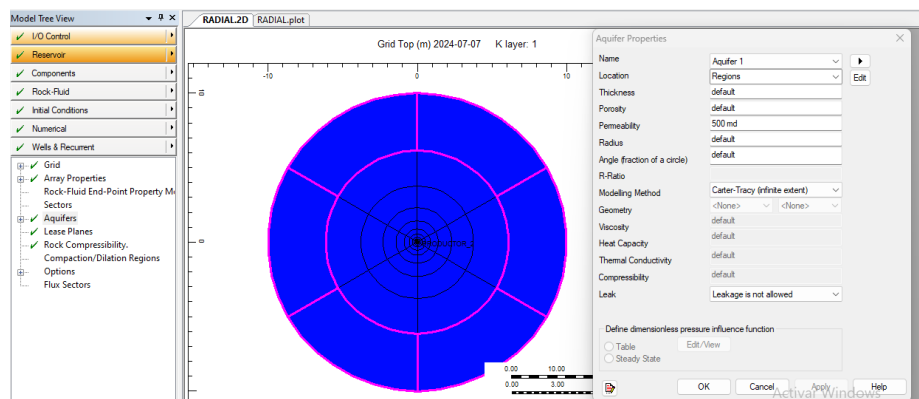
Injected Fluid

☒ Constraint definition previous date: <none>

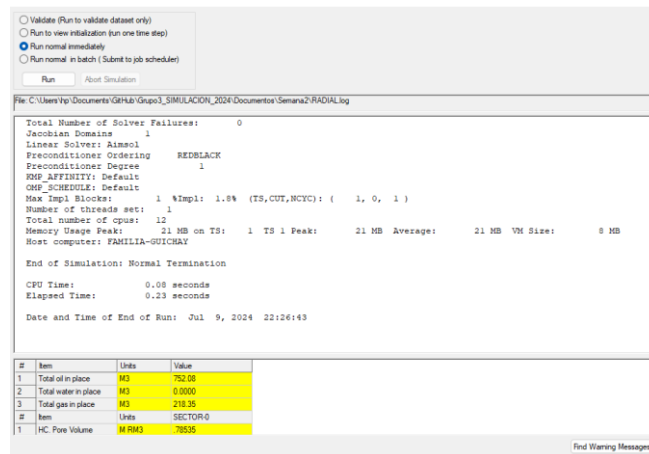
#	Constraint	Parameter	Limit/Mode	Value	Action
* 1	OPERATE	STL surface liquid rate	MAX	40 m3/day	CONT
	select new				

Max. number of continue-repeat allowed (MXCNRPT) 1

Para que tenga un mejor barrido con el agua al pozo productor graficamos un acuífero en el contorno de la simulación radial.



Validamos la información ingresada y tenemos la siguiente información



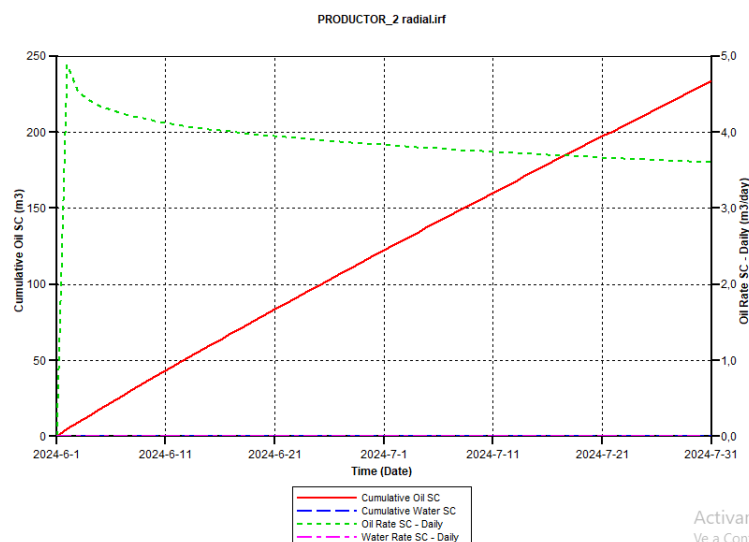
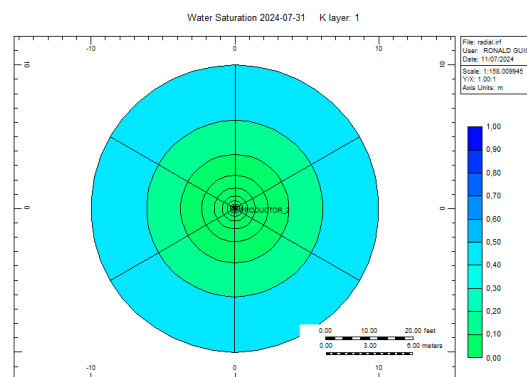
## Análisis del acuífero

Con los siguientes datos del acuífero y con una presión de 80 kpa, podemos observar en el grafico 3D que existe un poco de avance de agua por parte del mismo y que durante la producción de 60 días aun no tendremos el frente de agua en el pozo productor. Y con la grafica 2D verificamos esa información porque tenemos solo producción de crudo y la de agua es cero.

```

INITIAL
VERTICAL DEPTH_AVE WATER_OIL EQUIL

REFDEPTH 100
REFPRES 80
DWOC 200
PB CON      10
SO CON      1
NUMERICAL
RUN
DATE 2024 6 1
    
```



Activar \  
Ve a Config

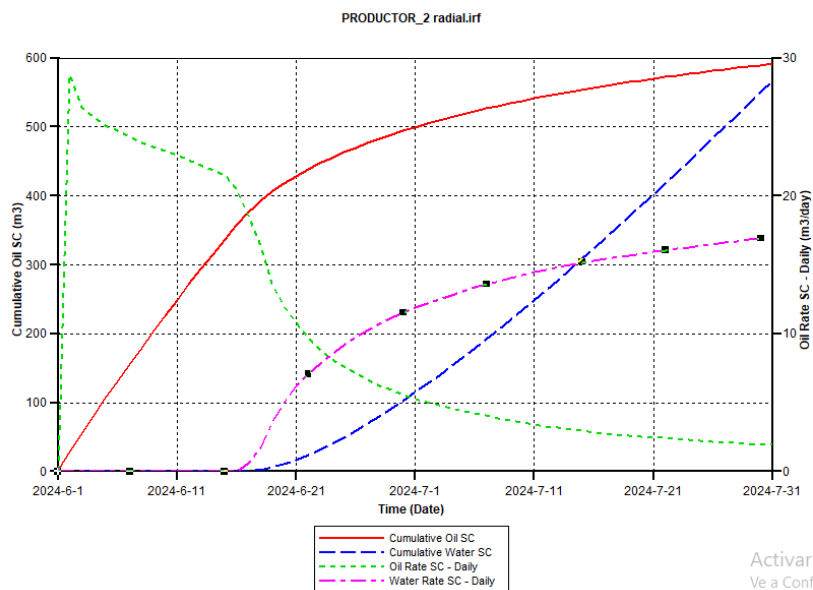
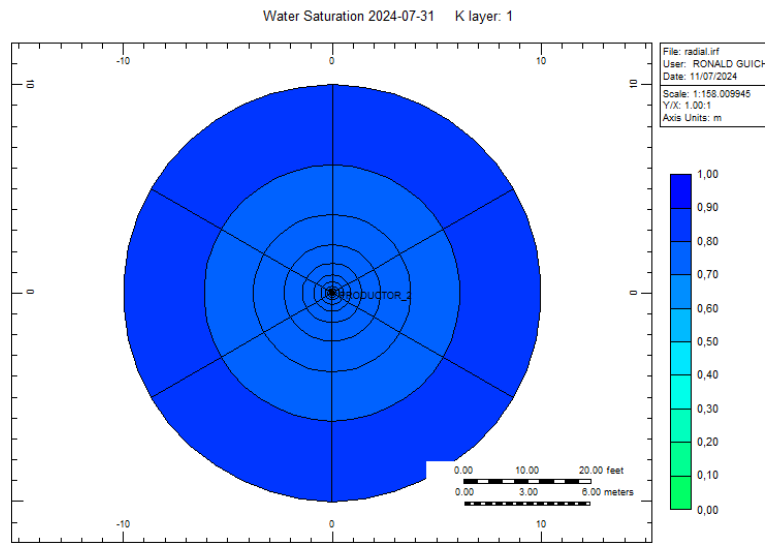


## Analisis 2

Realizando cambio en la presión del acuífero al doble podemos ver un avance exagerado como veremos en las gráficas a continuación.

```
INITIAL
VERTICAL DEPTH_AVE WATER_OIL EQUIL

REFDEPTH 100
REFPRES 160
DWOC 200
PB CON      10
SO CON      1
NUMERICAL
RUN
DATE 2024 6 1
```



En este grafico 2D podemos observar como la producción de agua aumenta y la producción instantánea de crudo disminuye, representando a que estamos produciendo mayor cantidad de agua que crudo a mayor de 60 días.

## Conclusión

- A mayor presión de inyección por parte del acuífero el frente de producción disminuirá en la forma radial, creo que seria una desventaja usar de esta forma una recuperación secundaria, ya que, no tendríamos control de la presión que inyecta. Y perderíamos producción con el tiempo.