

ANALISA EFEKTIFITAS POLA INJEKSI AIR ANTARA NORMAL DAN INVERTED FIVE SPOT SIMULASI RESERVOIR LAPANGAN DNT

Dicgorry NT, M. Taufik Fathaddin, Samsol Huda

Abstract

Pada lapangan DNT akan dilakukan penginjeksian dengan menganalisa dari optimasi scenario yang akan dibuat oleh medeling yang dilakukan dengan software modeling dimanis / simulasi reservoir. Lapangan DNT memiliki OOIP 10.1 MMM³ dan mechanism water drive. Lapangan ini dilakukan 3 scenario injeksi yaitu inverted five spot yang menggunakan injeksi rate 47,8 m³/day dengan cummulatif 3.237 MMM³ dan RF 33.14% dan normal dengan rate 15.9 m³/day dengan cummulatif oil 3.321 MMM³ dengan rf 34.88% dan Inverted+peripheral dengan rate 30.9 M³/day dengan cummulatif oil 3,399 MMM³ dengan RF 35.88%. oleh karena itu diperoleh hasil scenario menunjukan scenario 3 adalah scenario yang digunakan usulan terbaik.

Kata kunci: Reservoir, Simulasi, Injeksi Air

Pendahuluan

Pada tahap awal pengembangan suatu lapangan minyak biasanya mampu berproduksi secara *naturalflow*. Pada tahap ini minyak mengalir menuju sumur produksi dengan bantuan tenaga dorong alamiah yang terdapat di dalam reservoir. Sumber-sumber tenaga pendorong alamiah ini dapat berupa *depletion drive*, *solutiongasdrive*, *gravity drainage*, dan *water drive*.

Sejalan dengan perkembangan waktu, sebagian besar perolehan minyak dengan tenaga dorong alamiah relatif kurang efisien karena pada tahap ini hanya sebagian saja minyak yang dapat terproduksi akibat penurunan tekanan tekanan reservoir dan terbatasnya tenaga pendorong alamiah. Untuk mengatasi hal tersebut diupayakan usaha penambahan tekanan di reservoir, sehingga perolehan minyak mengalami peningkatan kembali. Usaha ini dikenal dengan tahap *secondary recovery*.

Injeksi air merupakan salah satu metode perolehan minyak tahap *secondary recovery* dengan menginjeksikan air ke dalam reservoir yang bertujuan memberikan tambahan energi untuk meningkatkan perolehan minyak. Metode injeksi air sering digunakan pada reservoir dengan mekanisme tenaga pendorong berupa *aquifer* yang aktif (*water drive*), hal ini karena selain bahan injeksinya yang tersedia dalam jumlah yang melimpah, air relatif mudah diinjeksikan dan memiliki efisiensi pendesakan yang lebih besar, sehingga akan menguntungkan secara ekonomis.

Tugas akhir ini membahas perencanaan pengembangan lapangan DNT dengan menerapkan pola five spot pattern *waterflood* dalam skema injeksi air untuk mengoptimalkan produksi di lapangan tersebut. Dari ketiga skenario simulasi tersebut akan dianalisa efektivitas produksinya yang kemudian akan dibandingkan antara ketiga skenario tersebut untuk diterapkan di kegiatan eksploitasi minyak di lapangan sebenarnya.

Metodologi

Metode yang digunakan pada penelitian tugas akhir ini yaitu melakukan tinjauan simulasi dengan memodelkan bentuk reservoir sebenarnya dan melihat performa produksi dari Lapangan DNT.

Tinjauan Pustaka

Injeksi air (*waterflood*) merupakan metode perolehan minyak tahap kedua dengan menginjeksikan fluida ke dalam reservoir sebagai tambahan energi, untuk mendapatkan perolehan minyak yang bergerak dari reservoir menuju ke sumur produksi setelah reservoir tersebut mendekati batas ekonomis produktif melalui perolehan tahap pertama. Pada pelaksanaan metode ini, telah menggunakan pola sumur injeksi dan produksi, hal ini disebabkan karena air memiliki sifat keefektifan untuk mendesak minyak relatif baik untuk berbagai kondisi reservoir jenis batuan dan sifat-sifat fluidanya. Proses ini disebut *displace oil with water* (mengganti minyak dengan air). Keuntungan dari pelaksanaan *waterflood* dibandingkan dengan metode perolehan tahap kedua yang lainnya, antara lain adalah tersedianya air dalam jumlah yang melimpah, relatif mudah diinjeksikan dan mampu menyebar dalam reservoir, lebih efisien dalam mendesak minyak dan menguntungkan secara ekonomis.

A. Efisiensi Penyapuan

Tujuan dasar dari pelaksanaan *waterflooding* adalah untuk menginjeksikan air ke dalam reservoir sehingga dapat mendesak minyak hingga terproduksi. Kinerja *waterflood* dapat dievaluasi melalui nilai efisiensi recoverynya (E_R). Dimana *efisiensi recovery* (E_R) didefinisikan sebagai jumlah minyak mula-mula dalam reservoir yang dapat diambil.

Efisiensi recovery dapat dihitung berdasarkan efisiensi pendesakan, efisiensi penyapuan areal, dan efisiensi penyapuan vertikal.

$$Rf_{E_{or}} = E_D \cdot E_A \cdot E_v \dots \dots \dots (1)$$

Didefinisikan sebagai fraksi areal reservoir yang tersapu oleh air. Efisiensi penyapuan areal sangat dipengaruhi oleh mobilitas ratio dan hubungan antara sumur injeksi dengan produksi (pola sumur injeksi-produksi).

$$E_A = \frac{\text{area yang tersapu dalam pola}}{\text{luas total pola}} \dots \dots (2)$$

Efisiensi vertikal (invasi) didefinisikan sebagai luas bagian cross-section yang terinjeksi oleh air dibagi dengan cross-section area seluruh layer dibelakang front air injeksi.

Efisiensi penyapuan vertikal dipengaruhi oleh mobilitas ratio dan variasi vertikal dari permeabilitas horizontal. Dalam persamaan sebagai berikut:

$$E_v = \frac{\text{area yang terinvasi oleh air injeksi}}{\text{area terjauh dari invasi air}} \dots \dots (3)$$

B. Mobility Ratio

Perbandingan mobilitas merupakan elemen utama dalam mendesain *waterflood* yang mana merupakan indikator untuk menentukan besarnya efisiensi penyapuan. Menurut hukum *Darcy* mobilitas merupakan perbandingan antara permeabilitas efektif fluida dengan viskositas fluida yang dapat dinyatakan dengan persamaan berikut:

Pada *waterflood* perbandingan mobilitas didefinisikan sebagai perbandingan antara mobilitas fluida pendesak (air) dengan mobilitas fluida yang didesak (minyak). Sehingga memenuhi persamaan:

$$M = \frac{\lambda_D}{\lambda_d} = \frac{\left(\frac{k_w}{\mu_w} \right)}{\left(\frac{k_o}{\mu_o} \right)} \dots \dots \dots (4)$$

Batasan harga mobility ratio terdiri atas:

- $M = 1$, menunjukkan bahwa minyak dan air bergerak dengan laju yang relatif sama
- $M < 1$, menunjukkan bahwa air bergerak dengan laju yang lebih lambat daripada minyak sehingga efisiensi pendesakan lebih tinggi dengan saturasi air pada saat breakthrough lebih tinggi
- $M > 1$, menunjukkan bahwa air bergerak lebih cepat dibandingkan dengan minyak. Hal ini menyebabkan turunnya efek pendesakan minyak oleh air.

C. Pola Sumur Injeksi

Pemilihan pola sumur injeksi-produksi sangat tergantung dari kondisi geologi reservoirnya, yaitu antara lain jenis perangkap dan mekanisme pendorong reservoirnya serta volume hidrokarbon dan kemiringan lapisan batuan yang akan didesak. Berdasarkan pertimbangan di atas maka tata letak sumur injeksi-produksi dapat diklasifikasikan menjadi dua macam, yaitu:

1. Central, Edge dan Pheriperal Flooding (Pola tak teratur)

Dengan penginjeksian air yang tidak berpola ini diterapkan pada reservoir dengan struktur antiklin yang berasosiasi dengan aquifer, dimana sumur injeksi diletakkan berkelompok mengelilingi reservoir. Atau dapat pula diterapkan pada reservoir yang berbentuk monoklinal (berasosiasi dengan aquifer atau gas cap) dimana sumur injeksinya diletakkan berkelompok dalam satu atau lebih garis lokasi tertentu yang mengarah pada dasar dari reservoir tersebut.

- *Crestal Water Injection*

Air yang diinjeksikan ke dalam reservoir melalui batas gas-minyak (GOC).

- *Edge Water Injection*

Air diinjeksikan ke dalam reservoir melalui zona air yang terletak di samping zona minyak.

- *Pheriperal Water Injection*

Air diinjeksikan ke dalam aquifer yang terletak di bawah zona minyak, kemudian mendesak minyak ke arah vertikal. Sehingga sumur-sumur injeksi terletak di bagian luar mengelilingi sumur-sumur produksi.

2. Pattern Flooding (Pola Teratur)

Pada operasi *waterflooding* sumur-sumur injeksi dan produksi umumnya dibentuk dalam suatu pola tertentu yang beraturan karena sistem pendesakannya adalah lateral yang membentuk zona transisi antara fluida pendesak dengan fluida yang didesaknya sehingga diterapkan pola sumur injeksi produksi yang teratur dimana bertujuan untuk menyapu secara maksimal fluida sisa (minyak) yang ada dalam reservoir.

Pola sumur dimana sumur produksi dikelilingi oleh sumur-sumur injeksi disebut dengan pola normal, sedangkan bila sebaliknya sumur-sumur produksi mengelilingi sumur injeksi disebut pola inverted. Pola ini terbagi menjadi yaitu, *regular 4-spot*, *skewed 4-spot*, *normal 9-spot*, *inverted 9-spot*, *5-spot*, *inverted 5-spot*, *7-spot*, *inverted 7-spot*, *direct line drive* dan *staggered line drive*.

Pemodelan Reservoir

Reservoir pada lapangan DNT mulai diproduksi pada awal 1931 bulan januari pada pembukaan dengan sumur JRK-002. Sebagai tenaga dorong utama yang dimiliki oleh

reservoir 1st lapangan DNT ini memiliki drive mechanism solution drive mechanism dan water drive mechanism. Lapangan ini memiliki tekanan pada datum sebesar 3102 kpa pada kedalaman 225m di setiap sector.

Pada simulasi dalam proses study dilakukan model static course grid dan menggunakan single porosity dengan jumlah grid cell adalah 50x50 m menggunakan Cartesian grid.

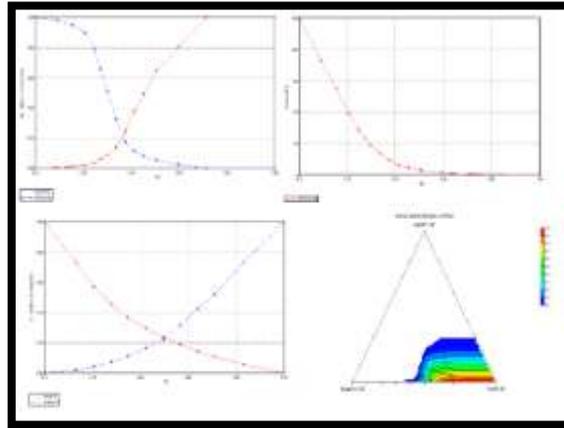
Gambar 1. Top Grid DNT field



Gambar 2. Porosity DNT Field



Gambar 3. Permeability DNT Field



a. Data PVT fluida

Data BERIKUT mencakup pula sebagai berikut :

Water PVT properties:

- Reference Pressure : 3102 kpa at 223 m depth TVD
- Water FVF : 1.0148 RB/STB
- Water Compressibility : 4.654e-007 1/kpa
- Water Viscosity : 0.3327 cp
- Water Density : 993.54 kg/m³

Rock Properties

- Rock Compressibility : 5.8015e-7 1/kpa

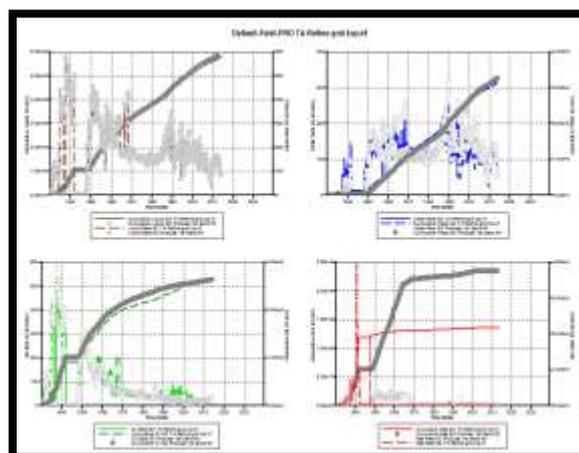
Fluid Density at Surface Conditions

- Oil Density : 837.943 lb/m³
- Gas Density : 0.8081

b. SCAL Data

Pada lapangan DNT khususnya layer 1st menggunakan 8 jenis Type rock

Gambar 4. Rock type 8



c. Inisialisasi

Hasil inisialisasi jumlah hidrokarbon simulator dibandingkan dengan hasil perhitungan volumetrik dapat dilihat pada tabel di bawah ini.

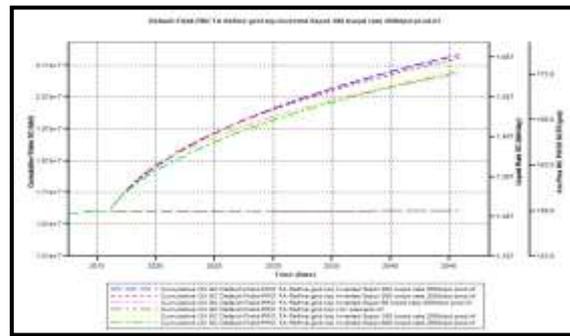
Tabel 1. IOIP DNT 1st layer

	IOIP (M ³)	Perbedaan
Data Geology	9.81 . 10 ⁶	3.5 %
Hasil Simulasi	10.1 . 10 ⁶	

History Matching

Berikut adalah gambar dari history matching dari lapangan DNT yang sebagai acuan dari kesamaan produksi dan cummulative dari semua data lapangan DNT field

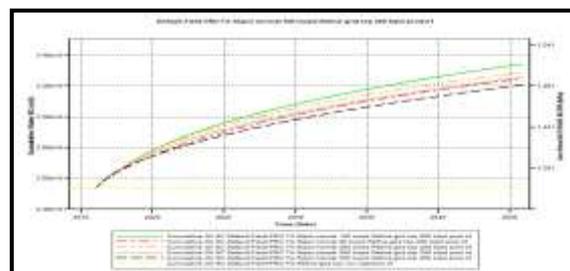
Gambar 6. History Matching Reservoir



Prediksi dan Scenario Pengembangan

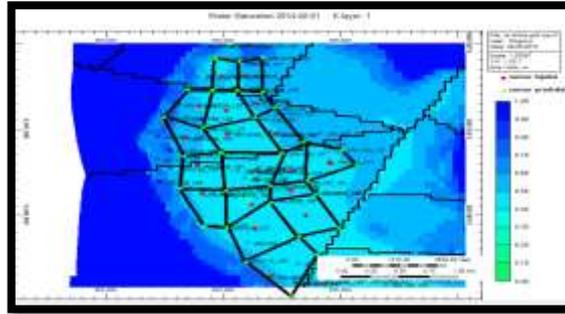
Pada rate injeksi dalam pelaksanaan sensitifitas ini menggunakan rate injeksi dari 7.89 m³/day, 15.8 m³/day, 31.7 m³/day, 47.69 m³/day, dan 79.49 m³/day dari 2015 hingga 2045

Gambar 7. Sensitifitas Cummulatif Oil Inverted Five Spot



Cummulatif oil tertinggi terdapat pada injeksi air dengan menggunakan rate injection 47.69 m³/day mendapatkan cumulative oil hingga 3.404 10⁶ m³, sehingga penggunaan rate injeksi sebesar 47.69 m³/day adalah rate injeksi yang paling efektif pada pola inverted five spot ini.

Gambar 8. Sensitifitas Cumulatif Oil Normal Five Spot



Dari analisis sensitifitas injeksi rate didapatkan rate optimum pada injeksi dengan menggunakan rate $15.9 \text{ m}^3/\text{day}$ didapatkan cumulative oil sebesar $3.427 \cdot 10^6 \text{ m}^3$. sehingga dari analisa sensitifitas pola injeksi menggunakan normal five spot didapat injeksi yang terbaik adalah menggunakan rate injeksi sebesar 15.9 m^3 .

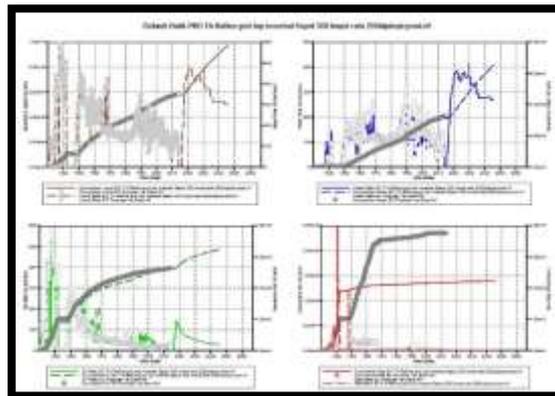
Scenario I Pola Inverted Five Spot

Bottom Hole Pressure (BHP) sebesar min 200 psi, lalu water cut sebesar 0.99 atau 99% dan oil rate sebesar $0.79 \text{ m}^3/\text{day}$ dan jika keduanya terlewati maka sumur tersebut akan shut in dengan sendirinya.

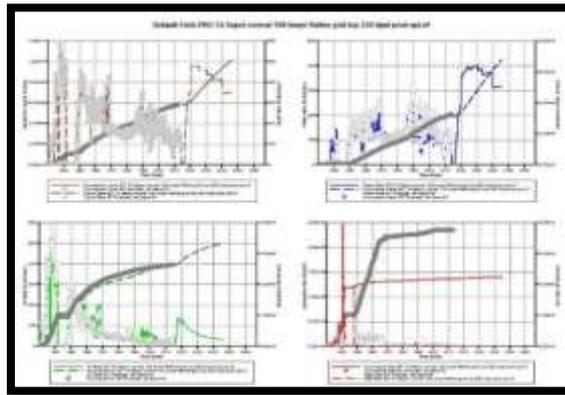
Lalu dari pengaturan injeksi nya dilakukan constrain water injeksi sebesar $47.69 \text{ m}^3/\text{day}$ dan maksimal 3000 kpa yang akan diinjeksikan sepanjang hingga desember 2045.

Dan berikut adalah hasil optimasi scenario 1:

Gambar 9. Lokasi Perencanaan Sumur dan Patter Inverted Five spot



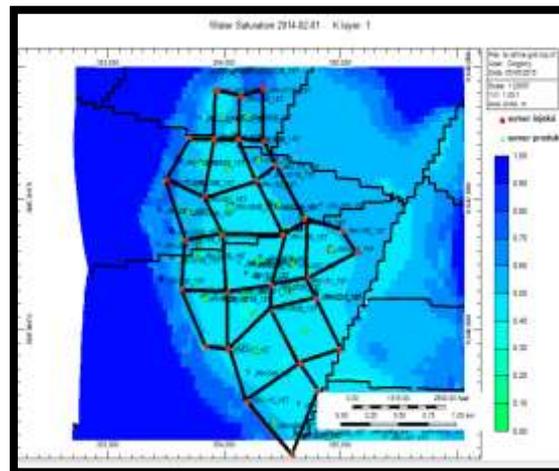
lapangan DNT lapisan 1st ini didapatkan hasil cumulative oil sebanyak $3.237 \cdot 10^6$ sehingga didapatkan total penyapuan dari injeksi ini adalah mendapatkan Recovery Factor (RF) sebesar 33,1% sehingga didapat kesimpulan mendapatkan tambahan Recovery Factor (RF) sebesar 6.32%.

Gambar 10. Forcast Inverted Optimasi DNT Field 1st Layer

i. Scenario II Pola Normal Five Spot

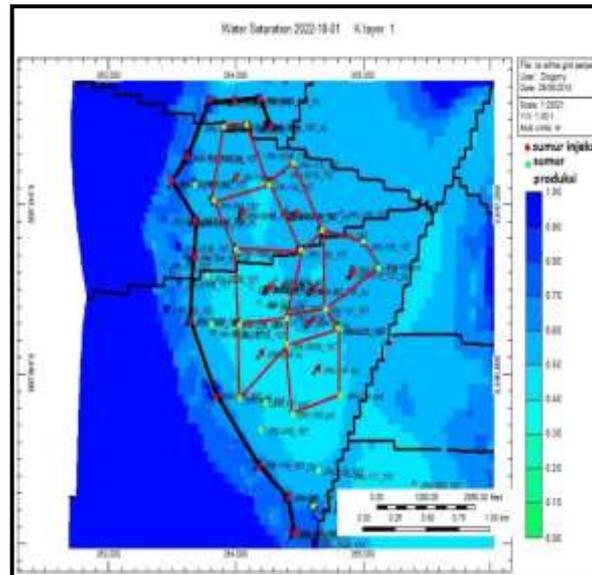
Pada scenario ini dilakukan pemasangan sumur dan lokasi yang sama dengan lokasi dan sumur yang digunakan pada inverted scenario, namun yang dilakukan dengan menukar fungsi dari sumur existing yang digunakan injeksi sebanyak 30 buah sumur dan 18 sumur produksi.

Gambar 11
Lokasi Perencanaan Sumur dan PatterNormal Five spot



Berikut adalah hasil scenario II:

Gambar 12. Forcast Normal Optimasi DNT Field 1st Layer



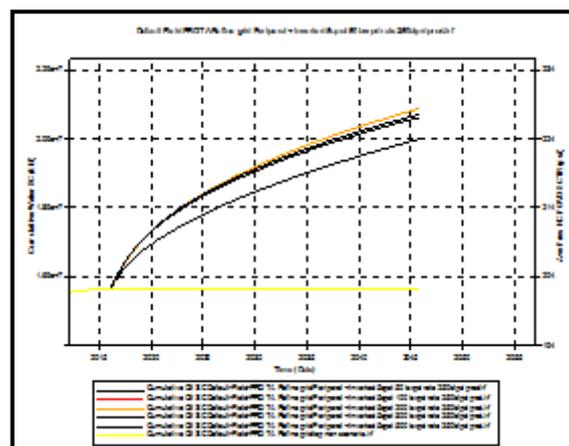
Dari Scenario II pola injeksi normal five spot pattern dengan optimasi ini, didapatkan hasil yaitu dengan cummulative oil yang didapatkan sebesar $3.321 \cdot 10^6 \text{ m}^3$. Oleh karena itu didapatkan nilai dari pengurusan dengan menggunakan scenario kedua ini yaitu dapat memproduksi dengan nilai Recovery Factor (RF) sebesar 33,88% sehingga dengan pola injeksi ini dapat menambah nilai Recovery Factor (RF) sebesar 7.1% dari IOIP yang ada pada reservoir DNT 1st layer.

ii. Scenario III pola injeksi air periperhal + inverted five spot

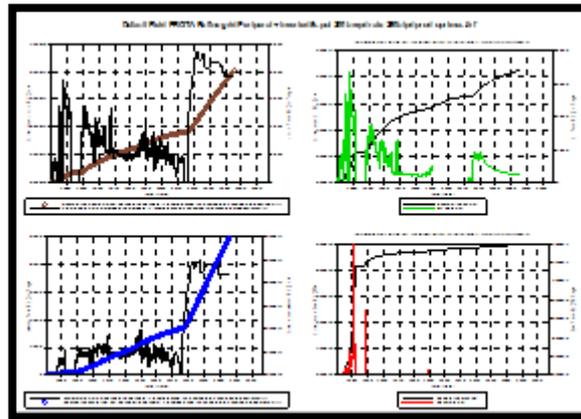
Dari hasil analisa kedua pattern tersebut didapatkan banyak dibandingkan dengan pola injeksi normal pola inverted baik digunakan pada tengah reservoir yang memiliki saturasi masih tinggi disekitar sumur dan jauh dari water contact.

Pada pola jenis ini, analisa akan melakukan uji coba dengan menggunakan 22 sumur existing sebagai sumur injeksi dan 25 sumur existing sebagai sumur produksi. Lalu sebelum dilakukan analisa rate injeksi sebagai berikut

:Gambar 13 Pola injeksi peripheral + inverted



Gambar 14. Hasil sensitifity rate injeksi pola inverted + peripheral



Dari hasil analisa sensitifity didapatkan hasil rate injeksi terbaik adalah pada rate 31.7 m³/day , dan dari rate tersebut diambil injeksi dan optimasi dan didapat dari injeksi ini dengan cummulative terbesar yaitu sebesar 3,456. 10⁶m³ ..

Tabel 2. Summary Tabel

SUMMARY TABLE				
scenario	OOIP	NP	RF	ΔRF
	MMM ³	MMM ³	%	%
1	10.1	3.237	33.14	6.32
2	10.1	3.321	33.88	7.1
3	10.1	3.399	34.88	7.9

Kesimpulan

Berikut adalah kesimpulannya:

1. Didapatkan nilai OOIP simulasi sebesar 10.1 MMM³ dengan nilai OOIP volumetrik sebesar 9.8 MMM³ dengan perbedaan sebesar 3.5% sehingga model dari segi inialisasi dapat digunakan pada model.
2. Analisa sensitifitas yang didapat dari rate uji coba mendapatkan hasil rate injeksi sebesar 47.69 m³/day/well pada pola injeksi inverted five spot, 15.9 m³/day/well pada pola injeksi normal five spot dan 31,7 m³/day/well untuk peripheral + inverted five spot pattern.
3. Pada scenario I yaitu memodelkan injeksi inverted Five Spot mendapatkan total cummulative oil sebesar oil 3.237. 10⁶ m³ dan perolehan Recovery Factor (RF) sebesar 33,1% .

4. Pada scenario II yaitu memodelkan injeksi Normal Five Spot mendapatkan total cummulatif oil sebesar oil $3.321 \cdot 10^6 \text{ m}^3$ dan Recovery Factor (RF) sebesar 33,88%
5. Pada scenario III yaitu memodelkan injeksi Periperhal + inverted Five Spot mendapatkan total cummulatif oil sebesar oil $3.399 \cdot 10^6 \text{ m}^3$ dan Recovery Factor (RF) sebesar 34,88%
6. Perolehan scenario I dapat memperoleh ΔRF sebesar 6.32 % , Scenario II ΔRF sebesar 7.1 % dan perolehan scenario III ΔRF sebesar 7.9 %
7. Dari ketiga jenis scenario yang dilakukan pada analisa dengan simulasi reservoir lapangan DNT 1st layer memilih menggunakan pola injeksi periperhal + inverted five spot pattern atau scenario III.

Daftar Pustaka

Adim, Herlan, "Pengetahuan Dasar Mekanika Reservoir" . Jakarta, 2002

Ahmed, Tarek, "Reservoir Engineering Handbook", Gulf Publishing Company, Houston, Texas, 1946

Amyx, James W., "Petroleum Reservoir Engineering", Texas, 1960

Aziz, K and Settari, A. "Petroleum Reservoir Simulation", Applied Science Publisher, London, 1983

Crichlow, Henry B., "Modern Reservoir Engineering - A Simulation Approach", New Jersey, United States of America, 1977.