

**PERENCANAAN INJEKSI WATERFLOODING DENGAN METODE
PREDIKSI *BUCKLEY LEVERETT* DAN *CRAIG GEFFEN MORSE*
PADA SUMUR INJEKSI I DI LAPISAN W3 STRUKTUR NIRU
PT PERTAMINA EP ASSET 2 FIELD LIMAU**

**WATERFLOODING INJECTION PLAN WITH PREDICTION METHODS
OF *BUCKLEY LEVERETT* AND *CRAIG GEFFEN MORSE* AT I
INJECTION WELL AT W3 LAYER IN NIRU STRUCTURE
PT PERTAMINA EP ASSET 2 FIELD LIMAU**

Indah Tris Wardani Lubis¹, Ir. A. Taufik Arief, MS.² dan Ir. Ubaidillah Anwar Prabu, MS.³

^{1,2,3}*Jurusan Teknik Pertambangan, Fakultas Teknik, Universitas Sriwijaya, Jl. Raya Palembang -
Prabumulih KM.32 Inderalaya, 30662, Indonesia*

PT.Pertamina EP Asset 2 Field Limau, Prabumulih, Indonesia

E-mail: Lubisindah@gmail.com

ABSTRAK

Tekanan reservoir yang berkurang akibat produksi minyak secara terus menerus dengan laju yang tinggi merupakan latar belakang dilakukannya proses injeksi waterflooding. Metode prediksi yang dipilih adalah Buckley Leverett dan Craig Geffen Morse untuk memprediksi waktu injeksi, laju produksi, jumlah air injeksi serta faktor perolehan setelah injeksi. Dari hasil perhitungan metode Buckley Leverett dianalisis waktu yang dibutuhkan tahap awal sampai fill up 9 hari, fill up sampai breakthrough 144 hari dan tahap setelah breakthrough 1.014 hari sampai air terproduksi. Dari hasil perhitungan metode Craig Geffen Morse waktu yang dibutuhkan tahap awal sampai interference 30 hari, tahap interference sampai fill up 39 hari dan tahap setelah breakthrough 2.405 hari. Sisa cadangan yang lebih sedikit ada metode Craig Geffen Morse yaitu 5.328 STB sedangkan metode Buckley Leverett 7.548 STB. Dari hasil perhitungan waktu yang paling lama ialah prediksi Craig Geffen Morse namun sisa cadangan yang tertinggal setelah injeksi lebih sedikit dan berdasarkan dari asumsi, metoda yang mendekati keadaan sebenarnya ialah metoda Craig Geffen Morse sehingga disimpulkan metode prediksi yang paling efektif ialah metode Craig Geffen Morse.

Kata kunci: waterflooding, buckley leveret, craig geffen morse

ABSTRACT

Reservoir pressure that decreased because of oil production continuously with high rate is the reason why the author do waterflooding injection process. Buckley leverett and craig geffen morse prediction methods is that chooses to know the best prediction to knowing about time to injection, production rate, water injection, and also recovery factor after injection processes. Injection well that choosen is I well and as monitoring well is L well. From the calculation of buckley leverett, time to initial to fill up is 9 days, fill up to breakthrough is 144 days, and after breakthrough need 1.014 days. From the calculation of craig geffen morse, time that needed from initial to interference is 30 days, interference to fill 39 days, and after breakthrough need 2.405 days. Residual reserve after injection from calculation with Buckley Leverett method is 7.548 STB and from Craig Geffen Morse is 5.329 STB. From the calculation time to injection with craiggeffen morse prediction need more long time but residual reserve after injection process more little and according to the assumption is more explain the true condition of injection well. So the conclusion of the best methods is craig geffen morse.

Keywords : waterflooding, buckley leveret, craig geffen morse

1. PENDAHULUAN

Produksi minyak secara terus menerus menyebabkan laju produksi yang semakin menurun dan tekanan reservoir akan mengalami penurunan yang menyebabkan cadangan minyak masih tersisa didalam reservoir. Metode tahap kedua setelah suatu reservoir mendekati batas ekonomis melalui perolehan tahap pertama disebut *secondary oil recovery*. Cara peningkatan perolehan cadangan tahap kedua yaitu dengan memanfaatkan air sebagai media injeksi yang membantu meningkatkan perolehan minyak saat produksi. Oleh karena itu diperlukan metode dalam menginjeksikan air kedalam reservoir sehingga kolom air akan memenuhi pori batuan reservoir dan menekan minyak yang ada di pori reservoir sehingga tekanan reservoir dapat dipertahankan dan produksi dapat ditingkatkan yang disebut sebagai injeksi *waterflooding* [1].

PT. Pertamina merupakan salah satu perusahaan penghasil minyak dan gas bumi yang memanfaatkan air dari hasil produksi minyak dengan baik. Metode injeksi *waterflooding* juga dipakai oleh PT. Pertamina EP sebagai salah satu pemanfaatan air untuk air injeksi sehingga masalah penurunan produksi akibat turunnya tekanan reservoir untuk bisa ditanggulangi. Selain itu air yang dihasilkan dari diproduksinya minyak akan menjadi limbah yang mencemari lingkungan sehingga diperlukan cara yang tepat untuk memanfaatkannya. Berdasarkan keterangan diatas maka, munculah ide untuk merencanakan sumur injeksi *waterflooding* sumur injeksi I dengan metode *Buckley Leverett dan Craig Gaffen Morse* struktur Niru di PT. Pertamina EP Asset 2 Field Limau.

Adapun tujuan dari penelitian ini ialah (1) Mengetahui keadaan sumur injeksi *waterflooding*, (2) Mengetahui waktu injeksi dan laju produksi dengan metode *Buckley Leverett*, (3) Mengetahui waktu injeksi dan laju produksi dengan metode *Craig Gaffen Morse*, (4) Mengetahui sisa cadangan setelah injeksi dengan kedua metode prediksi. (5) Mengetahui metode yang efektif dalam merencanakan sumur injeksi.

Waterflooding merupakan metode penginjeksian fluida ke dalam reservoir, dimana air sebagai media injeksi akan diinjeksikan kedalam reservoir sehingga diharapkan air akan mendorong minyak yang ada pada lapisan reservoir untuk sampai kesumur produksi dan sampai ke permukaan [2].

Injeksi air *waterflooding* ini juga bertujuan dalam mempertahankan tekanan reservoir yang berkurang sehingga terjadi juga proses *pressure maintenance*, dan prosesnya dilakukan pada zona reservoir. Penentuan dilakukannya injeksi ini didasarkan pada beberapa pertimbangan diantaranya (1) Mobilitas pendesak yang menguntungkan (cukup rendah), (2) Berat kolom air dalam sumur membantu menekan, sehingga mengurangi tekanan injeksi. (3) Fluida pendesak (air) mudah tersebar di dalam reservoir. (4) Efisiensi pendesak baik [3].

Metode Buckley-Leverett adalah sebuah metode prediksi yang klasik. Metode ini tidak menggunakan simulator dan perhitungannya dibuat sesingkat mungkin dengan menggunakan kalkulator. Metode peramalan perilaku injeksi air dengan *Buckley-Leverett* dapat dibagi tiga kelompok perhitungan yaitu (1) Tahap awal sampai *fill up* dimana pada tahap ini hal yang pertama ditung ialah volume pori pola injeksi produksi dan cadangan minyak tersisa ditempat dengan persamaan [4].

$$OOIP = \frac{((7758 \times A \times h \times \phi) - S_{oi})}{B_o} \quad (1)$$

Index mekanisme pendorong perlu diketahui untuk memperkirakan perolehan minyak. Mekanisme pendorong dibagi menjadi 4 yaitu *segregation drive mechanism* yaitu mekanisme pendorong berdasarkan gaya gravitasi dengan *recovery* 20%-60%. Kedua *depletion drive mechanism* yaitu mekanisme pendorong gas dengan *recovery* 5%-30%. Ketiga yaitu *water drive mechanism* yaitu mekanisme pendorong air dengan *recovery* 35%-75% dan yang keempat yaitu *combination drive mechanism* [5].

Persamaan aliran *fractional* adalah fraksi dari air yang mengalir terhadap aliran total fluida dalam aliran reservoir yang linear. Beberapa asumsi dari teori *fractional flow* yaitu [6]: (1) Pendesak adalah linear. (2) Pendesak tak tercampur, fluida tidak saling bercampur. (3) Fluida tidak termampatkan (*fluida incompressible*). (4) Proses pendesak baik. (5) Kesetimbangan vertikal.

Kemudian dilakukan perhitungan mobilitas ratio. Mobilitas ratio merupakan perbandingan antara fluida pendesak dengan fluida yang didesak. Penentuan mobilitas ini akan berpengaruh dalam mengontrol efisiensi areal penyapuan dalam *waterflooding*. Proyek *waterflood* dengan kondisi mobilitas ratio ($M < 1$) maka pola yang digunakan didesain

dengan sumur injeksi yang lebih banyak dibandingkan sumur produksi. Persamaan mobilitas rasionya untuk pendesakan torak (*piston like displacement*) sebagai berikut [7] :

$$M = \frac{\left(\frac{K_{rw}}{\mu_w}\right)S_{or}}{\left(\frac{K_{ro}}{\mu_o}\right)S_{wi}} \quad (2)$$

Setelah didapat nilai maobilitas ratio yang kurang dari 1 maka perhitungan perencanaan *waterflooding* ini dapat dilakukan dengan menghitung efisiensi pendesakan sampai keadaan *breakthrough* dimana persamaannya dapat dilihat sebagai berikut.

$$E_{Abt} = 0.546036 + \left(\frac{0.03170817}{M}\right) + \left(\frac{0.3022997}{e^M}\right) - 0.00509693 \quad (3)$$

Kemudian menentukan jumlah air yang diinjeksikan supaya mengisi saturasi gas pada saat penyapuan dengan S_{grs} dan S_{gru} dianggap nol. Adapapun persamaan jumlah air dan waktu yang diperlukan pada tahap ini sebagai berikut[8]:

$$W_{if} = V_p * (E_{Abt}(S_{gi} - S_{grs}) + (1 - E_{Abt})(S_{gi} - S_{gru})) \quad (4)$$

$$T_f = \frac{W_{if}}{I_w} \quad (5)$$

Tahap perhitungan selanjutnya yaitu (2) Tahap *fill up* sampai *breakthrough* dimana pada tahap ini diprediksikan bahwa air telah mendorong minyak dan mulai menyeret minyak untuk sampai ke sumur produksi, perhitungan ini dilakukan untuk mengetahui jumlah fluida injeksi dan waktu yang diperlukan. Adapun persamaannya sebagai berikut

$$W_{ibt} = V_p * E_{Abt}(S_{wbt\ avg} - S_{wi}) \quad (6)$$

$$\Delta T_{ibt} = \frac{\Delta W_{ibt}}{I_w} \quad (7)$$

Tahap selanjutnya yaitu tahap *after breakthrough* dimana minyak sudah mulai terproduksi sampai air terproduksi. Perhitungan ini dilakukan dengan tujuan untuk mengetahui *water cut*, *recovery factor* sampai minyak dan air mulai terproduksi. Adapun persamaan yang digunakan adalah sebagai berikut

$$RF(\%OIP) = \frac{N_{pn}}{OIP} * 100\% \quad (8)$$

Metode *Craig, Geffen, and Morse* adalah salah satu dari metode yang paling seksama dan praktis untuk memprediksi performance 5-spot. Metode ini mempertimbangkan mekanisme pendesakan secara *leakydisplacement* dalam daerah yang disapu (*floodfront* saturasi air rata-rata) menggunakan sebuah persamaan modifikasi *Welge*[9]. Untuk metode perhitungan dibagi dalam 4 tahap yaitu (1) Tahap awal sampai *interference*, dilakukan untuk mengetahui jumlah air injeksi sampai tahap *interference* dengan persamaan sebagai berikut

$$W_{ii} = \frac{\pi h \phi S_{gir}^2 e_i}{5.615} \quad (9)$$

Tahap selanjutnya ialah (2) Tahap *interference* sampai *fill up* dimana pada tahap air mulai mendorong minyak yang berada pada zona gas. Perhitungan ini dilakukan untuk mengetahui jumlah air injeksi yang diperlukan sampai pada tahap *fill up* dengan persamaan sebagai berikut

$$W_{if} = V_p * S_{gi} \quad (10)$$

Tahap selanjutnya ialah (3) Tahap *fill up* sampai *breakthrough* dimana pada tahap ini fluida injeksi mulai menyeret minyak untuk sampai ke sumur produksi. Adapun dilakukannya perhitungan ini untuk mengetahui jumlah sir yang akan diinjeksikan dengan persamaan sebagai berikut

$$W_{ibt} = V_p E_{Abt}(\bar{S}_{wbt} - S_{wc}) \quad (11)$$

Tahap terakhir yaitu (4) Tahap *after breakthrough* dimana minyak mulai terproduksi sampai air mulai fluida injeksi terproduksi kembali. Perhitungan pada tahap ini dilakukan untuk mengetahui *water oil ratio*, *recovery factor* dan waktu yang diperlukan sampai pada tahap ini. Adapun persamaan yang dipakai adalah sebagai berikut [10] :

$$WOR_p = \frac{1 - (\Delta B_{ps} + \Delta N_{pu})}{(\Delta N_{ps} + \Delta N_{pu})} \quad (12)$$

$$RF = \frac{(EA(S_w - S_{wc}) - S_{gi})}{S_{oi}} \quad (13)$$

$$\Delta t = \frac{\Delta W_i}{i_{w \text{ rata-rata}}} \quad (14)$$

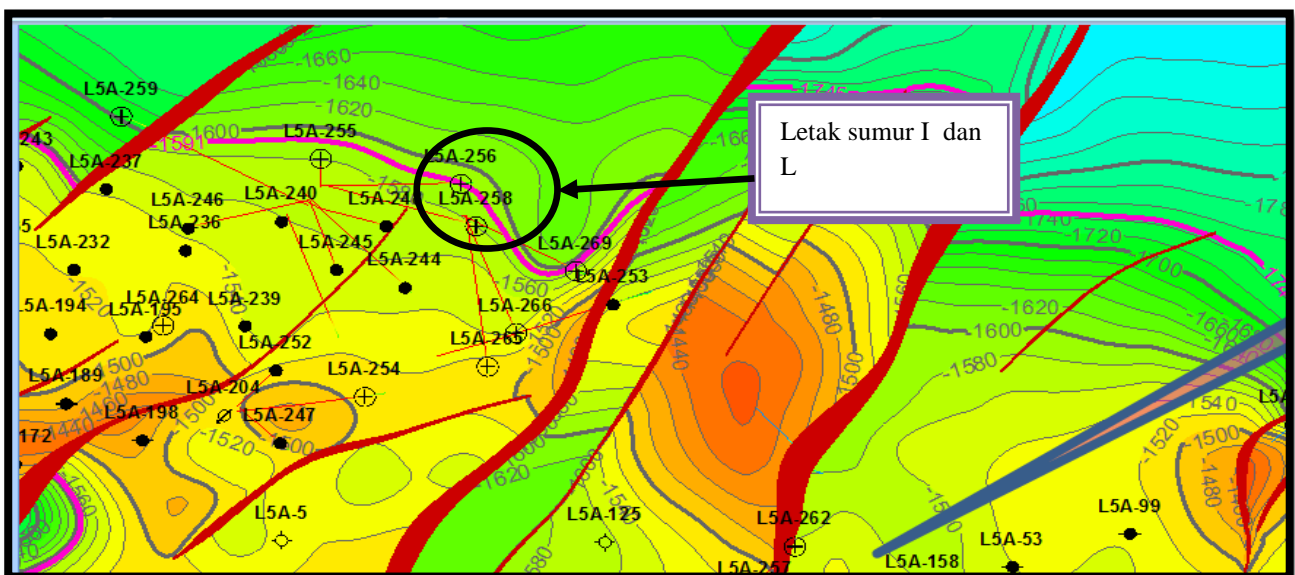
2. METODE PENELITIAN

Pengumpulan data dilaksanakan secara sistematis dengan memperhatikan aspek – aspek keperluan yang akan diperoleh dari data tersebut. Data yang dikumpulkan adalah data primer berupa data *reservoir*, tekanan, log, PVT, *core analysis*, *production history*, *downhole diagram*. Sedangkan data sekunder merupakan data penunjang dari data primer diperoleh dari hasil tinjauan pustaka, peta wilayah dan peta kesampaian, data hasil laboratorium tentang kualitas air, komposisi air dan penentuan ukuran *filter* yang tepat. Pengolahan data dilakukan dengan menggunakan data primer dan data sekunder. Pengolahan data primer dilakukan dengan cara kualitatif yaitu dengan pembacaan grafik dari tekanan, data *reservoir*, data *core analysis*, data *pressure volumetemperature* (PVT), kemudian data primer diolah dengan cara kuantitatif yaitu dengan metode perhitungna *Bukley Leverett Weldge* dan *Craig-Gaffen- Morse*. Dari hasil perhitungan kedua metoda prediksi, asumsi kedua metoda prediksi dan sisa cadangan setelah injeksi, kemudian ditentukan metoda prediksi yang efektif untuk perencanaan sumur injeksi *waterflooding*.

3. HASIL DAN PEMBAHASAN

3.1. Pemilihan Sumur Injeksi dan Monitoring

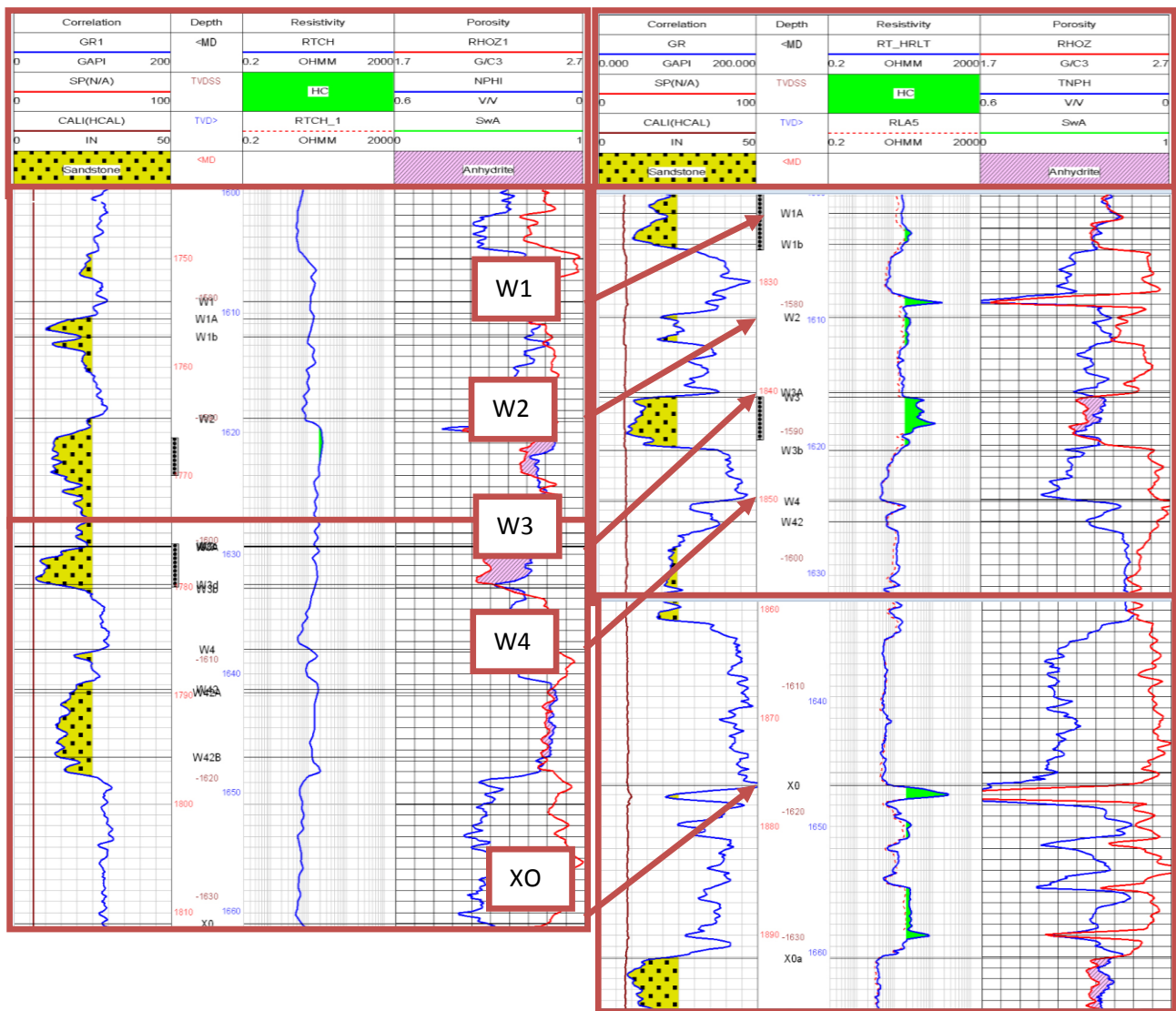
Pemilihan sumur injeksi dan monitoring harus dalam satu lapisan sehingga diketahui apakah proses injeksi berjalan dengan baik atau tidak. Dalam perencanaan injeksi *waterflooding* dibutuhkan dua sumur yaitu sumur injeksi dan sumur monitoring. Sumur monitoring merupakan sumur yang dijadikan untuk sasaran injeksi. Letak dan jarak antara sumur injeksi dan sumur monitoring harus diperkirakan sehingga proses injeksi akan berjalan secara efisien. Adapun letak sumur injeksi dan sumur monitoring dapat dilihat pada (Gambar 1)



Gambar 1. Peta Struktur Niru Lapisan W3 Sumur I dan Sumur L (PT Pertamina EP Asset 2 Field Limau)

Letak sumur injeksi dan sumur produksi sebagai sumur monitoring berhubungan dengan pola injeksi yang akan digunakan, dalam hal ini pola injeksi yang digunakan ialah pola *direct line* dimana pada pola ini sumur injeksi dan sumur monitoring berada pada garis lurus.

Berdasarkan peta struktur dapat dilihat sumur injeksi dan sumur monitoring yang dipilih berada pada satu garis lurus yang ditandai dengan sumur symbol L5A 256 sebagai sumur injeksi I dan L5A 258 sebagai sumur monitoring L. Berdasarkan data log pada, sumur I berada pada formasi talang akar, lapisan W3 berada pada kedalaman -1.600 meter sampai -1.608 meter yang direncanakan sebagai sumur injeksi, sedangkan untuk sumur monitoring ialah sumur L yang berada pada formasi talang akar, lapisan W3 sumur L berada pada kedalaman -1.586 meter sampai -1.598 meter. Data log dapat dilihat dari (Gambar 2). Berdasarkan data *reservoir* pada dapat diketahui bahwa jenis perangkap *reservoir* pada lapisan W3 ialah perangkap struktur berupa antiklin, dengan batuan *reservoir* berupa batu pasir. Dari data *reservoir* mekanisme pendorong minyak pada lapisan ini ialah air.



Gambar 2. Kenampakan Kedalaman Lapisan W3 Pada Sumur I dan Sumur L

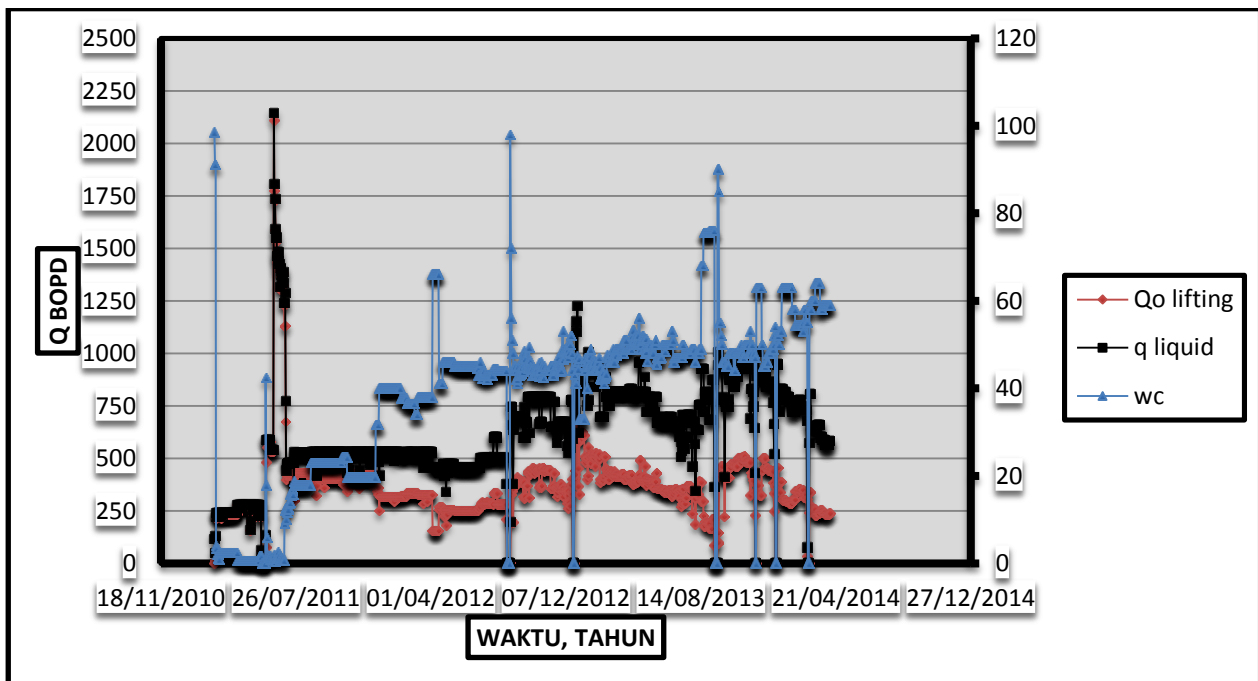
3.2. Sejarah Sumur Injeksi dan Monotoring

Sumur I berada pada koordinat $X = 396.618,70$ meter , $Y = 9.617.794,70$ meter diatas permukaan laut, dengan kedalaman 1.916 mKB, sumur I mulai berproduksi pada akhir tahun 2010. Kemudian mengalami proses *workover* dan *well service* dari proses *swab test* sampai pada pekerjaan pengasaman, yang kemudian dijadikan sumur *suspended*. Sedangkan untuk sumur L merupakan sumur produksi dengan sistem *electrical submersible pump*. Sumur ini berada pada koordinat $X = 396.623,8$ meter, $Y = 9.617.800,9$ m diatas permukaan laut. Sumur L mulai berproduksi pada awal 2011 pada lapisan W1. Kemudian dilakukan perforasi pada lapisan W3 serta kegiatan *workover* dan *well service*, dan berproduksi kembali sampai sekarang.

Cadangan sisa pada sumur produksi sebesar 125.046 STB dengan nilai *Ultimate Estimate Recovery* sebesar 455.480 STB dan produksi kumulatif sebesar 330.434 STB. Cadangan sisa pada sumur produksi didapat dari pengolahan data produksi dengan metode prediksi *decline curve*.

Pada grafik produksi minyak sumur L dapat terlihat bahwa terjadi penurunan produksi dari 2000 bopd sampai 250 bopd, sehingga perlu dilakukan peningkatan laju produksi dengan melakukan injeksi untuk mempertahankan tekanan yang telah berkurang dan laju produksi diharapkan meningkat sehingga sisa cadangan minyak yang masih tertinggal dapat diproduksi. Variasi produksi yang terlihat dari grafik diatas terjadi karena beberapa hal, baik dari segi teknis dan non teknis. Penurunan produksi yang tajam diakibatkan dari masalah teknis seperti listrik padam, terjadi pencurian, kebocoran pipa. Selain itu hal ini bisa terjadi akibat adanya kegiatan *workover* dan *well service* secara rutin yang membuat pompa dihentikan sementara sehingga terjadi penurunan produksi yang tajam.

Pada grafik laju produksi nilai dapat dilihat nilai *watercut* yang tinggi kemudian menurun dari awal produksi sampai pada 26 juli 2011 yaitu 90% menjadi 20% dan meningkat lagi menjadi 80% tahun 2014. Seperti halnya laju produksi minyak yang menurun, nilai *water cut* yang mengalami penurunan yang tajam dapat diakibatkan dari masalah teknis seperti kebocoran pipa, pemadaman listrik dan pencurian pipa, atau pada saat dilakukan kegiatan *workover* dan *well service* sehingga pompa di hentikan. Laju produksi dapat dilihat dari (Gambar 3).



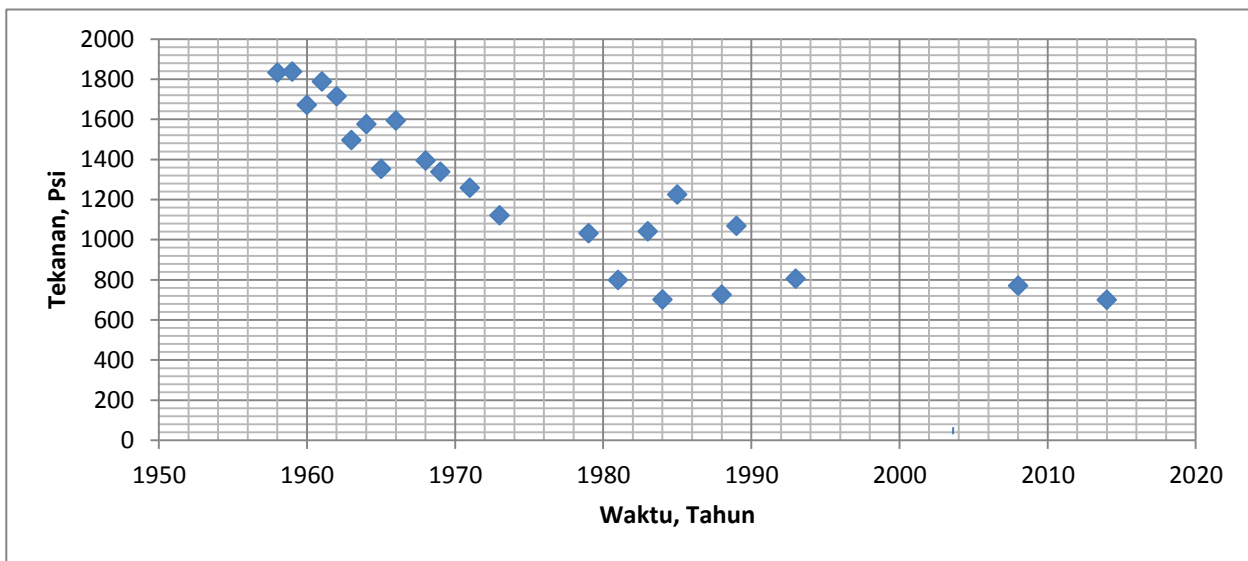
Gambar 3. Grafik Laju Produksi

3.3. Tekanan Pada Lapisan W3

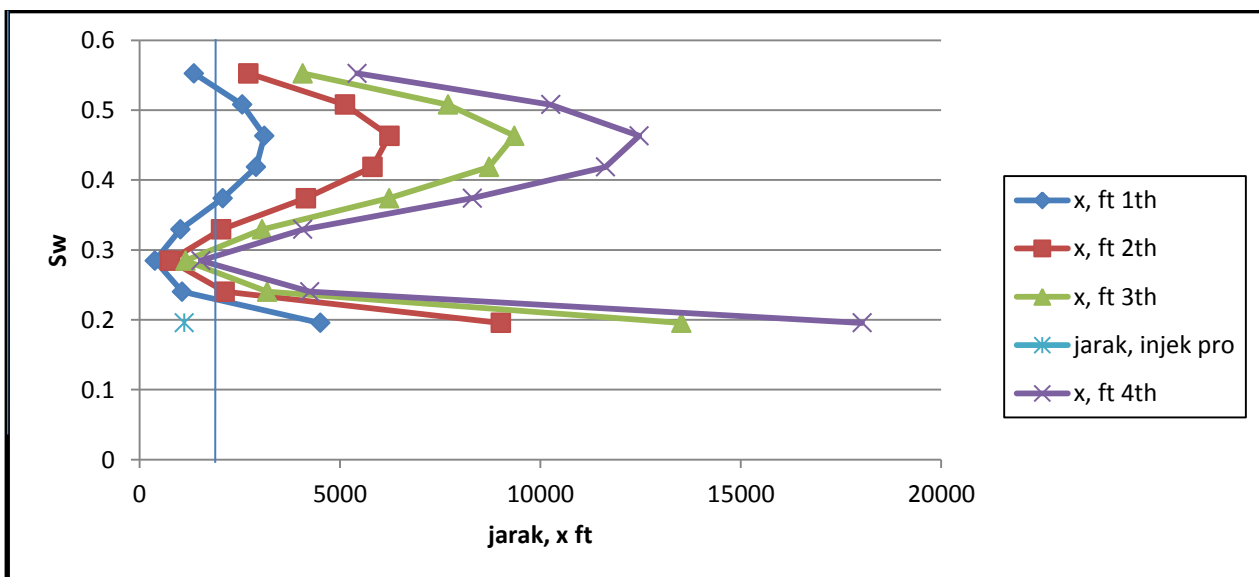
Dalam menentukan penginjeksian sumur perlu diketahui apakah tekanan pada lapisan yang akan diinjeksikan ke sumur monitoring berkurang atau stabil. Berdasarkan data yang didapat dari rekap *Bottom Hole Pressure* yang diambil pada tahun 1958 sampai 2014 kemudian dianalisis dengan grafik menunjukkan terjadinya penurunan tekanan dari 1800 psi pada tahun 1958 sampai 630 sampai pada tahun 2014. Grafik penurunan tekanan dapat dilihat pada (Gambar 4)

3.4. Perhitungan *Waterflooding* Dengan Metode *Buckley Leverett*

Perhitungan *waterflooding* dengan metode *Buckley Leverett* ini dilakukan dengan asumsi (1) Aliran linear dan mantap (*steady state*). (2) Fluida tidak termampatkan dan pendesakan tidak tercampur (3) Laju alir total konstan dan kesetimbangan vertical. (4) Ketebalan konstan dari sistem satu lapisan (*single layer*). (5) Distribusi fluida awal seragam di seluruh reservoir. (6) Diperkirakan terjebaknya saturasi gas. Dengan metoda metoda *Buckley Leverett* pergerakan fluida injeksi dapat diketahui, sehingga kecepatan fluida injeksi selama proses injeksi bisa diperhitungkan (Gambar 5).



Gambar 4. Grafik Penurunan Tekanan Struktur Niru Lapisan W3



Gambar 5. Pergerakan *Front Fluida* Injeksi

Tahap awal dalam perhitungan metode ini ialah tahap awal sampai *fill up* dimana pada ini bertujuan untuk menghitung nilai mobilitas ratio, efisiensi pendesakan, jumlah air injeksi, volume area tidak tersapu dan waktu selama *fill up*. Dari hasil perhitungan didapatlah nilai mobilitas ratio sebesar 0,235 atau kurang dari 1 yang berarti fluida injeksi berada dibelakang font minyak dan akan mendorong minyak untuk sampai ke sumur produksi tanpa menerobos minyak. Nilai efisiensi pendesakan sampai *breakthrough* ialah 0,9179 atau kurang dari 1 yang berarti fluida pendesak berada dibelakang fluida yang akan didesak. Jumlah air yang akan diinjeksi pada tahap ini ialah 15.051 barel dengan waktu selama *fill up* yaitu 9 hari.

Tahap kedua yaitu tahap *fill up* sampai *breakthrough* dimana pada tahap ini fluida injeksi akan menyeret minyak sampai ke sumur produksi dan minyak mulai terproduksi. Pada tahap kedua ini akan diketahui nilai jumlah air injeksi, waktu yang diperlukan dan produksi kumulatif sampai *breakthrough*. Jumlah air injeksi pada tahap ini ialah 465.029 barel, dengan waktu 144 hari dan produksi kumulatif sampai *breakthrough* sebesar 379.679 barel.

Tahap selanjutnya yaitu tahap *after breakthrough* ialah tahap akhir sampai air injeksi kembali terproduksi. Pada tahap ini akan didapat nilai *recovery factor*, *water cut* dan waktu yang dibutuhkan sampai air mulai terproduksi. *Recovery factor* hasil perhitungan ialah 36% sampai 88% sesuai dengan asumsi saturasi dari 0,47 sampai 0,6. Nilai *water cut* yang diperoleh dari hasil perhitungan sampai pada tahap *after breakthrough* ialah 91% dengan waktu untuk sampai pada tahap ini selama 1.014 hari atau 2,78 tahun.

3.5. Perhitungan *Waterflooding* Dengan Metode *Craig Geffen Morse*

Metode ini mempertimbangkan beberapa proses yang diabaikan dalam metode klasik yang lain, dimana model *Craig Geffen*, dan *Morse* mengasumsikan (1) Fluida Incompressible (tidak termampatkan). (2) Tekanan kapiler diabaikan. (3) Hukum Darcy berlaku. (4) Homogen, 2-dimensi (luas), isothermal dan merupakan media yang porous. (5) Distribusi fluida awal seragam dan tidak ada produksi minyak sampai *fill-up* yaitu hanya gas yang terproduksi. (6) Efisiensi areal penyapuan gas oleh minyak adalah 100 % tapi saturasi gas residual dalam wilayah yang disapu air dapat berbeda dari wilayah yang tidak disapu. (7) *After breakthrough* adanya peningkatan areal penyapuan dan minyak terproduksi. (8) Laju injeksi tidak dipertimbangkan, tergantung tingkatan produksi dari kondisi initial sampai *floodout*. (9) Tidak terjadi cross flow pada aliran berlapis. Adapun tahapan perhitungan metode ini terbagi menjadi 4 tahap diantaranya yaitu tahap awal sampai *interference*, kondisi ini diperhitungkan untuk mengetahui nilai efisiensi pendesakan, jumlah air injeksi awal dan waktu yang dibutuhkan. Jumlah fluida injeksi yang diperlukan ialah 12.777 barel dengan efisiensi pendesakan sebesar 0,06 masih berada kurang dari 1 yang mengartikan bahwa fluida injeksi berada dibelakang minyak. Dan waktu total yang dibutuhkan pada tahap ini ialah 30 hari.

Tahap kedua yaitu tahap *interference* sampai *fill up* merupakan tahap pendorongan air hingga gas habis terproduksi sehingga ruang pori-pori diisi oleh gas. Hasil perhitungan tahap *interference* sampai *fill up* didapat jumlah air injeksi sebesar 15.051 barel dengan waktu yang diperlukan selama 9 hari sehingga waktu total ialah 39 hari sampai tahap *fill up*.

Tahap ketiga yaitu tahap *fill up* sampai *breakthrough* yang merupakan indikasi mulainya produksi minyak pada sumur produksi. Tujuan perhitungan pada tahap ini untuk mengetahui jumlah air injeksi, laju produksi dan *recovery factor* sampai tahap *breakthrough*. Hasil perhitungan tahap *fill up* sampai *breakthrough* didapat nilai *recovery factor* sampai 24% dengan jumlah air injeksi sebesar 323.543 barel dengan laju produksi sebesar 170 bopd.

Tahap selanjutnya yaitu tahap *after breakthrough* yang diperhitungkan untuk mengetahui laju produksi air, minyak, nilai *water cut* dan waktu yang dibutuhkan hingga minyak habis terproduksi. Hasil perhitungan didapat nilai *water cut* sebesar 0,66 dan waktu total sampai tahap *after breakthrough* ialah 2.405 hari. Dari hasil perhitungan prediksi kedua metoda dapat dipilih metode yang efektif yaitu metode *Craig Geffen Morse* dengan penurunan laju produksi yang tidak tajam yaitu dari 317 bopd sampai 202 bopd dengan nilai *water cut* 66%. Berdasarkan asumsi kedua metoda, asumsi yang paling mendekati keadaan sebenarnya sumur injeksi adalah metode *Craig Geffen Morse*.

Dari hasil perhitungan kedua metode tersebut dihitung nilai cadangan sisa setelah injeksi dengan metode *well basis* yang dapat dilihat pada (Tabel 1).

Tabel 1. Hasil Perhitungan Sisa Cadangan Setelah Injeksi

METODA BUCKLEY LEVERETT		METODA CRAIG GEFFEN MORSE	
Hasil	Nilai	Hasil	Nilai
<i>Estimated Ultimate Recovery, STB</i>	455.673	<i>Estimated Ultimate Recovery, STB</i>	759.026
Cadangan Sisa, STB	7.548	Cadangan Sisa, STB	5.329

Dari hasil perhitungan didapat nilai cadangan sisa dengan metode *Buckely Leveret* sebesar 7.548 barel sedangkan dengan metode *Craig Geffen Morse* didapat cadangan sisa sebesar 5.329 barel. Hal ini dapat menggambarkan bahwa metode perhitungan perencanaan *waterflooding* yang efektif ialah dengan metode *Craig Geffen Morse*. Selain hasil sisa cadangan yang lebih sedikit, asumsi metode *Craig Geffen Morse* juga lebih detail dan lebih menggambarkan keadaan sebenarnya sehingga dipilihlah metode yang efektif yaitu metode *Craig Geffen Morse*.

4. KESIMPULAN

Dari pembahasan yang telah diuraikan sebelumnya, maka dapat ditarik kesimpulan sebagai berikut :

- Sumur injeksi dan sumur monitoring berada pada lapisan W3 dengan kedalaman lapisan W3 pada sumur injeksi 1.600-1.608 meter. Untuk sumur monitoring L lapisan W3 berada pada kedalaman 1.586-1.598 meter. Keadaan tekanan reservoir pada lapisan W3 yang mengalami penurunan dari 1800 psi tahun 1950 menjadi 630 psi tahun 2014. Laju produksi minyak pada sumur monitoring yang mengalami penurunan dari 2000 bopd tahun 2010 menjadi 250 bopd tahun 2014. Laju produksi air mengalami peningkatan dari 100 bwpd tahun 2010 menjadi 900 bwpd tahun 2014.
- Waktu injeksi dan laju produksi dari hasil perhitungan metoda *buckely leverett* ialah
 - Tahap Awal sampai *Fill Up* untuk metode *Buckley Leverett* ialah 9 hari dengan laju produksi minyak 0 bopd
 - Tahap *Fill Up* sampai *breakthrough* untuk metode *Buckley Leveret* ialah 154 hari dengan laju produksi minyak 1.458 bopd
 - Tahap *after breakthrough* untuk metode *Buckley Leveret* ialah 1.014 hari dengan laju produksi minyak dari 1.548 sampai 135 bopd
- Waktu injeksi dan laju produksi minyak dari hasil perhitungan dengan metoda *Craig Geffen Morse* ialah
 - Tahap awal sampai *interference* untuk metode *Craig Gaffen Morse* ialah 30 hari dengan laju produksi minyak 0 bopd
 - Tahap *interference* sampai *Fill up* untuk metode *Craig Gaffen Morse* ialah 39 hari dengan laju produksi minyak 0 bopd
 - Tahap *Fill up* sampai *breakthrough* untuk metode *Craig Gaffen Morse* ialah 126 hari dengan laju produksi 329 bopd
 - Tahap *after breakthrough* untuk metode *Craig Gaffen Morse* ialah 2405 hari dengan laju produksi 317 sampai 202 bopd
- Dari hasil perhitungan kedua metode yang dipakai dapat dianalisa bahwa sisa cadangan setelah injeksi dengan metode *Buckley Leveret* ialah 7.548 STB sedangkan dengan metode *Craig Geffen Morse* sebesar 5.329 STB.
- Dari hasil perhitungan tahap awal sampai tahap *breakthrough*, nilai sisa cadangan setelah injeksi (Tabel 1) dan asumsi kedua metoda dapat disimpulkan bahwa metoda yang efektif ialah metode *Craig Geffen Morse*.

DAFTAR PUSTAKA

- Yuniastuti, F. P. (2011). *Evaluasi Kinerja Waterflooding Pada Lapisan M Sumur LS 135 – LS 129 Block VII Dengan Pola Direct Line Lapangan Sogo Unit Bisnis PT.Pertamina EP Lirik*. Skripsi, Fakultas Teknologi Mineral: Universitas Pembangunan Nasional Veteran.
- El-Khatib, N. (1999). Waterflooding Performance Of Communicating Stratified Reservoirs With Log-Normal Permeability Distribution. *Jurnal Society of Petroleum Engineering*, 2(1), 542-543.
- Esza E, G., dkk. (2013). *Waterflood Management. Course and Workshop 2013*. Jakarta : Universitas Trisakti.
- Haqiqi, I. H. (2010). *Evaluasi Waterflooding Di Lapangan Liamu Seksi Q-22 Pada Lapisan S*. Laporan Kerja Wajib *Field Limau*. Prabumulih : PT.Pertamina EP Asset 2 *Field Limau*.
- Rukhmana, D. (2011). *Teknik Reservoir Teori dan Aplikasi*. Yogyakarta : Pohon Cahaya.
- Dake, L.P.(2001). *The Practice Of Reservoir Engineering*. Paris :Development in Petroleum Science Troudheim University.
- Dake, L.P.(1985). *Fundamental Of Reservoir Engineering*. Amsterdam : Elseiver Science B.V. Company

- [8] Klepe, J. (2013). *Reservoir Recovery Technis*. Norwegia :Department Geophysics Norwegia. University of Science and Technology.
- [9] Ahmad, T. (2006). *Reservoir Engineering Handbook*. Texas : Publishing Company.
- [10] Gasiwov, R.R. (2005). *Modification Of The Dykstra-Parsons Method To Incorporate Buckley-Leverett Displacement Theory For Waterfloods*. Tesis, Petroleum Engineering : Texas A & M University.