OPTIMASI ALOKASI LAJU INJEKSI GAS PADA OPERASI *CONTINUOUS GAS LIFT* UNTUK MENINGKATKAN PRODUKSI DENGAN MENGGUNAKAN METODE *EQUAL SLOPE* DI PLATFORM "KM" LAPANGAN "MK"

SKRIPSI

Oleh :

Fatwa Jelang Hari Ramadhan

113130147

JURUSAN TEKNIK PERMINYAKAN

FAKULTAS TEKNOLOGI MINERAL

UNIVERSITAS PEMBANGUNAN NASIONAL "VETERAN"

YOGYAKARTA

2018

OPTIMASI ALOKASI LAJU INJEKSI GAS PADA OPERASI *CONTINUOUS GAS LIFT* UNTUK MENINGKATKAN PRODUKSI DENGAN MENGGUNAKAN METODE *EQUAL SLOPE* DI PLATFORM "KM" LAPANGAN "MK"

SKRIPSI

Diajukan Guna Memenuhi Syarat
Penulisan Skripsi Untuk Meraih Gelar Sarjana Teknik Pada
Jurusan Teknik Perminyakan Fakultas Teknologi Mineral
Universitas Pembangunan Nasional
"Veteran" Yogyakarta

Oleh :
Fatwa Jelang Hari Ramadhan
113130147

JURUSAN TEKNIK PERMINYAKAN
FAKULTAS TEKNOLOGI MINERAL
UNIVERSITAS PEMBANGUNAN NASIONAL "VETERAN"
YOGYAKARTA
2018

OPTIMASI ALOKASI LAJU INJEKSI GAS PADA OPERASI *CONTINUOUS GAS LIFT* UNTUK MENINGKATKAN PRODUKSI DENGAN MENGGUNAKAN METODE *EQUAL SLOPE* DI PLATFORM "KM" LAPANGAN "MK"

SKRIPSI

Diajukan Guna Memenuhi Syarat
Penulisan Skripsi Untuk Meraih Gelar Sarjana Teknik Pada
Jurusan Teknik Perminyakan Fakultas Teknologi Mineral
Universitas Pembangunan Nasional
"Veteran" Yogyakarta

***Oleh** :*
Fatwa Jelang Hari Ramadhan
113130147

Pembimbing I	**Pembimbing II**
Ir. Anas Puji Santoso, MT	**Ir. H. Aris Buntoro, MT**

PERNYATAAN KEASLIAN KARYA ILMIAH

Saya menyatakan bahwa judul dan keseluruhan isi dari Skripsi ini adalah karya ilmiah saya dan saya menyatakan bahwa dalam rangka menyusun, berkonsultasi dengan dosen pembimbing hingga menyelesaikan Skripsi ini, tidak pernah melakukan penjiplakan (plagiasi) terhadap karya orang atau pihak lain, baik karya lisan maupun tulisan, baik sengaja ataupun tidak sengaja.

Saya menyatakan bahwa apabila dikemudian hari terbukti bahwa skirpsi saya mengandung unsur jiplakan (plagiasi) dari karya orang ataupun pihak lain, maka sepenuhnya menjadi tanggung jawab saya, diluar tanggung jawab dosen pembimbing saya. Oleh karenanya saya sanggup bertanggung jawab secara hukum dan bersedia dibatalkan/dicabut gelar kesarjanaan saya oleh Otoritas/Rektor Universitas Pembangunan Nasional "Veteran" Yogyakarta dan diumumkan oleh khalayak ramai.

Yogyakarta, 10 April 2018
Yang Menyatakan

Fatwa Jelang Hari Ramadhan

Nomor Handphone : +6282132410675

Alamat Email : fatwajelang@gmail.com

Nama & Alamat orangtua : Taufik Sulthon dan Ratna Uswatun Hasanah, Jln. Bulak Duren RT 006/03 No.54 Cimanggis Cisalak Pasar Cimanggis Depok

Acknowledgment

First and Foremost, I have to thank my at UPN Veteran Yogyakarta Supervisor, **Ir. Anas Puji Santoso, MT** and **Ir. H. Aris Buntoro, MT** for the opportunity of being part of the students Assisted by them. Extend my thanks to the Supervisor at Chevron Indonesia Company, Mr Dadang Firmansyah for the Assistance given to me during my stay in Balikpapan. Without their Assistance and dedicated involvement in every step throughout the process, this Thesis would have never accomplished. I would like to thank you very much for your support and understanding over these semester.

Getting through my thesis required more than academic support. And I have many people to thanks, but i cannot begin without saying a huge thank you to my fellows from **JACK UP 2013**. Has been a new experience day-by-day with their personal and professional support during the time I spent in Yogyakarta

I cannot forget the most important, **My family**, without them this could not be possible in any way. Special thanks to Karbala Madania for offered me their encouragement through phone calls every day to make sure that I can handle the most difficult challenge that I was facing being far of them.

For all and everyone i say : Thank you !!

KATA PENGANTAR

Puji dan syukur penulis panjatkan kehadirat Allah Subbhanallahu WaTa'Ala, atas segala berkat dan pertolongan-Nya sehingga penulis mampu menyelesaikan penulisan Skripsi ini dengan judul, **" OPTIMASI ALOKASI LAJU INJEKSI GAS PADA OPERASI *CONTINUOUS GAS LIFT* UNTUK MENINGKATKAN PRODUKSI DENGAN MENGGUNAKAN METODE *EQUAL SLOPE* DI PLATFORM "KM" LAPANGAN "MK"**.

Adapun maksud dan tujuan penulisan ini adalah untuk memenuhi salah satu syarat akademis untuk mendapatkan gelar kesarjanaan di Program Studi Teknik Perminyakan, Fakultas Teknologi Mineral, Universitas Pembangunan Nasional "Veteran" Yogyakarta.

Pada kesempatan ini penulis ingin mengucapkan terimakasih kepada :

1. **Prof. Dr. Ir. Sari Bahagiarti Kusumayudha, MSc**. Rektor UPN " Veteran " Yogyakarta.
2. **Dr. Ir. Suharsono, MT**. Dekan Fakultas Teknologi Mineral.
3. **Dr. Ir. Drs. H. Herianto, M.Sc**. Selaku Ketua Jurusan Teknik Perminyakan
4. **Ir. H. Anas Puji Santoso, MT**. Selaku Dosen Pembimbing I.
5. **Ir. H. Aris Buntoro, MT**. Selaku Dosen Pembimbing II.
6. **Dadang Firmansyah** Selaku Pembimbing di Chevron Indonesia Company
7. Para **Dosen Program Studi Teknik Perminyakan UPN " Veteran " Yogyakarta**, yang telah mendidik dan mengajari penulis berbagai hal tentang dunia perminyakan khususnya, sehingga semakin bertambah pengetahuan penulis tentang itu.

Penulis meyakini sepenuhnya bahwa dalam penulisan ini masih terdapat banyak kekurangan, sehingga kritik dan saran yang membangun akan sangat berarti bagi penulis guna menyempurnakan Skripsi ini.

Yogyakarta, Januari 2018
Penulis

RINGKASAN

Sumur-sumur yang terdapat di “KM” platform yang berada di lapangan “MK” yang beroperasi menggunakan metoda *continuous gaslift*, akhir-akhir ini mengalami penurunan produksi sebagai akibat dari menurunnya performa sumur *high pressure dry gas*, yang selama ini dijadikan sebagai pen-suplay gas sebagai injeksi *gaslift*, baik dari segi *flowing wellhead pressure* 1280 psig, turun menjadi hanya sekitar 1030 psig dan juga selain itu juga semakin banyaknya sumur-sumur yang mengalami perubahan metode produksi dari *natural flowing* ke metoda pengangkatan buatan *artificial lift* dengan menggunakan metoda *continuous gaslift.* Dan mengakibatkan kebutuhan supplay gas injeksi meningkat.

Solusi Permasalahan yang ditawarkan adalah dengan me-realokasi laju injeksi *gaslift* sumuran. Dalam penulisan skripsi ini dilakukan dengan membuat model pada masing-masing sumur yang ada pada lapangan”KM”. Model simulasi penelitian ini dibuat dengan menggunakan perangkat lunak *PROSPER.*

Hasil evaluasi menunjukkan bahwa, dengan alokasi injeksi *gaslift* yang ada yaitu sebesar 3,6612 MMSCFD dengan kondisi aktualnya dari ketujuh sumur memproduksikan minyak sebesar 796 BOPD, setelah dilakukan optimasi dengan melakukan alokasi gas injeksi pada masing-masing sumur,dengan hasil re-alokasi laju injeksi *gaslift* sebagai berikut : (K-8RD4 0,79; K-5RD2 0; K-7RD1ST1 0,49; M-7RD2HZ 0,6; M-1RD3HZ 0,5956; K-9RD2 0,52; dan K-14 0,6656) semua satuan dalam re-alokasi laju injeksi adalah MMSCFD. Produksi minyak meningkat sebesar 101 BOPD menjadi sebesar 897 BOPD dengan total injeksi gaslift yang sama. Sedangkan pada lapangan “KM” sanggup menyuplay gas injeksi sebesar 4,5 MMSCFD. Penulis melakukan re-alokasi dengan total ketersediaan gas tersebut dengan hasil re-alokasi sebagai berikut: (K-8RD4 0,88; K-5RD2 0,48; K-7RD1ST1 0,56; M-7RD2HZ 0,69; M-1RD3HZ 0,67; K-9RD2 0,75; dan K-14 0,47) dan mendapatkan meningkatnya produksi minyak sebesar 145 BOPD dan produksi minyak total dari keseluruhan sumur menjadi 941 BOPD

DAFTAR ISI

Halaman

HALAMAN JUDUL i
HALAMAN PENGESAHAN ii
PERNYATAAN KEASLIAN KARYA ILMIAH iii
HALAMAN PERSEMBAHAN iv
KATA PENGANTAR v
RINGKASAN vi
DAFTAR ISI vii
DAFTAR GAMBAR ix
DAFTAR TABEL xi
DAFTAR LAMPIRAN xii
BAB I. PENDAHULUAN 1
1.1. Latar Belakang 1
1.2. Permasalahan 2
1.3. Maksud dan Tujuan 3
1.4. Metodologi 3
1.5. Hasil yang Diharapkan 4
BAB II. TINJAUAN UMUM LAPANGAN "MK" 6
2.1. Geologi Regional 6
2.1.1.Geologi Regional Kalimantan 6
2.1.2. Geologi Cekungan Kutai 7
2.1.2.1. Fisiografi Cekungan Kutai 8
2.1.2.2. Stratigrafi Cekungan Kutai 8
2.2. Tinjauan Geologi 12
2.2.1. Letak Geografis dan Sejarah Lapangan "MK" 12
2.2.2. Stratigrafi dan Geologis Regional 13
2.3. Tinjauan Reservoir 16
2.4. Geofisika Lapangan MK 17
2.5. Cadangan dan Produksi 19
BAB III. DASAR TEORI 22
3.1. Kinerja Aliran Fluida 22
3.1.1 Kinerja Aliran Fluida dalam Media Berpori 22
3.1.1.1. Productivity Index (PI) 23
3.1.1.2. *Inflow Performance Relationship (IPR)* 23
3.1.1.3. Kurva Outflow 28
3.1.2. Kinerja Aliran Fluida Dalam Pipa Vertikal 28
3.1.2.1. Metode Perhitungan *Vertikal Lift Performance* *29*
3.1.2.2. Faktor yang Mempengaruhi Distribusi Tekanan Aliran Fluida Dalam Pipa Vertikal 35

DAFTAR ISI
(Lanjutan)

Halaman

3.2. *Gaslift* 36
3.2.1. Batas Pemilihan *Gaslift* dan Keuntungan 36
3.2.1.1. Batasan Pemilihan *Gaslift* 36
3.2.1.2. Keuntungan *Gaslift* 37
3.2.2. Teori *Gaslift* 37
3.2.2.1. *Continuous Gaslift* 37
3.2.2.2. *Intermittent Gaslif* 38
3.2.2.3. Mekanisme Valve *Gaslift* 39
3.2.2.4. Peralatan *Gaslift* 41
3.2.2.4.1. Peralatan *Gaslift* bawah permukaan 41
3.2.2.4.2. Peralatan *Gaslift* atas permukaan. 42
3.2.3. Tipe Valve *Gaslift* 43
3.2.4. Metode Perencanaan *Gaslift* 45
3.2.4.1. Perencanaan *Continuous Gaslift* 47
3.3. *Gaslift* Alokasi 62
3.4. Simulator IPM 64
3.4.1. *PROSPER* 64
3.4.2. GAP 68

BAB IV. ANALISA ALOKASI LAJU INJEKSI *CONTINUOUS GASLIFT*
4.1. Persiapan Data Lapangan 72
4.2. Optimasi Produksi 76
4.3. Pembuatan Model *Existing* dengan PROSPER 77
4.3.1. Penyelarasan Data PVT 78
4.3.2. Pengisian Data Sumur 79
4.3.3. Peng-*input*-an Data *Gaslift* 80
4.3.4. Pembuatan Kurva IPR 81
4.3.5. Validasi Model Sumur 86
4.4. Skenario Optimasi Alokasi Gas Injeksi 102
4.4.1. Skenario dengan Alokasi Laju Injeksi *Gaslift* Tetap 102
4.4.2. Skenario I dengan Optimasi Alokasi Laju Injeksi *Gaslift* 103
4.4.3. Skenario II dengan Optimasi Alokasi Laju Injeksi *Gaslift* 4,5 MMSCFD 109

BAB V. PEMBAHASAN 110
5.1. Pemodelan Sumur 112
5.2. Skenario Optimasi Alokasi Gas Injeksi 113

BAB VI. KESIMPULAN 117

DAFTAR PUSTAKA 119

LAMPIRAN 120

DAFTAR GAMBAR

Gambar		Halaman
2.1.	Peta Geologi Kalimantan	7
2.2.	Peta Lokasi Lapangan “MK”	9
2.3.	Kolom Stratigrafi dan Tatanan Tektonika Cekungan Kutai	12
2.4.	Peta Lokasi Lapangan Secara Geologi “MK”	13
2.5.	Stratigrafi Lapangan “MK”	14
2.6.	Patahan “MK”	15
2.7.	*Structural Interpretation* pada *Seismic*	*18*
2.8.	*Fault Shadow Effect Disrupts* pada *Seismic*	*18*
2.9.	“MK” *Production History*	20
3.1.	Kurva IPR Satu Fasa	24
3.2.	Kurva IPR Dua Fasa	27
3.3.	Korelasi *Friction* Faktor untuk Aliran Dua Fasa	31
3.4.	Korelasi Faktor *Hold Up*	33
3.5.	Korelasi untuk Faktor Koreksi Sekunder	34
3.6.	Korelasi untuk *Viscosity Number*	34
3.7.	Mekanisme Operasi *Continuous Gaslift*	39
3.8.	*Single Point Injection*	40
3.9.	*Multipoint Injection*	41
3.10.	*Casing Pressure Operated Valve*	44
3.11.	*Fluid Operated Valve*	44
3.12.	*Throttling Presssure Valve*	45
3.13.	Ilustrasi Penentuan Letak Titik Injeksi	50
3.14.	Ilustrasi Penentuan Spasi Katup *Gaslift*	52
3.15.	*Weight of Gas Column Chart*	55
3.16.	*Weight of Gas Column Chart*	*56*
3.17.	*Unloading Gradien Chart*	57
3.18.	*Unloading Gradien Chart*	*58*
3.19.	Penentuan ukuran Port	59
3.20.	Penentuan ukuran Port	60
3.21.	*Principle of Optimum Gas Allocation Demonstrated on two Sample Wells*	62
3.22.	Contoh Kurva *Slope* Vs Laju Injeksi	63
3.23.	Normalize kurva slope vs Laju injeksi gas	63
3.24.	Contoh Skema Sistem Produksi	69
4.1.	Penginputan Data PVT K-8RD4	77
4.2.	Peng-*input*-an data Survey Deviasi Sumur K-8RD4	78
4.3.	Peng-input-an Data Peralatan bawah permukaan K-8RD4	79
4.4.	Peng-*input*-an Data *Gaslift* Sumur K-8RD4	80
4.5.	Pengisian Data IPR dan Data *Pressure survey*/*Test* K-8RD4	81

DAFTAR GAMBAR
(Lanjutan)

Gambar Halaman

4.6. Kurva IPR sumur K-8RD4 dengan PROSPER 81
4.7. Kurva IPR K-8RD4 84
4.8. Pengisian data test/*Pressure Survey* K-8RD4 85
4.9. Perbandingan Korelasi Tubing K-8RD4 86
4.10. Plot VLP/IPR *Matching* K-8RD4 87
4.11. *Matching* (*Liquid Rate*) Validasi Sumuran 89
4.12. *Matching* (*Bottom Hole Pressure*) Validasi Sumuran 90
4.13. *Gaslift Performance Curve* Masing-masing Sumur Lapangan "MK".. 93
4.14. Kurva Normal Plot 1 96
4.15. Kurva Normal Plot 2 100
4.16. Kurva Normal Plot 1 Sumur-K8RD4 103
4.17. Kurva Normal Plot 2 *Total Injection 4,5 MMSCFD* 106
4.18 Kurva Normal Plot 1 Sumur K-8RD4 dengan *Slope* 0,78 107

DAFTAR TABEL

Tabel Halaman

III-1. Temperature Correction Factor For Gaslift Valve With Nitrogen Charged Bellow 60^0F 61

IV-1. Data Fluida Masing-masing Sumur pada Lapangan “MK” 73

IV-2. *Welltest Data masing-masing* sumur pada Lapangan “MK” 74

IV-3. Pilihan pada *System Summary* K-8RD4 76

IV-4. Hasil Perhitungan Q pada berbagai Pwf Asumsi Sumur K-8RD4..... 84

IV-5. Hasil Validasi Sumuran di “KM” platform..... 88

IV-6. Gas Injeksi Vs Oil Rate..... 92

IV-7. Nilai *Slope* pada Masing-masing Sumur “KM” Platform..... 95

IV-7. Normalize Slope Masing-masing sumur “KM” Platform..... 98

IV-8. Jumlah Alokasi Injeksi *Gaslift* (Aktual) Sumuran 102

IV-9. Jumlah Alokasi Injeksi *Gaslift* (Optimasi) sumuran..... 104

IV-10. Jumlah Alokasi Injeksi *Gaslift* Kondisi Optimum 107

V-1. Perbandingan Jumlah Alokasi Laju Injeksi *Gaslift* Aktual dan Hasil Optimasi pada Total Ketersediaan Laju Injeksi *Gaslift* 3,6612 MMSCFD 112

V-2. Perbandingan Jumlah Alokasi Laju Injeksi *Gaslift* Aktual dan Hasil Optimasi pada Total Ketersediaan Laju Injeksi *Gaslift* 4,5 MMSCFD.....113

DAFTAR LAMPIRAN

Lampiran		Halaman
A	*Completion Diagram*	
B	*Wellhead Diagram*.....	
C	Langkah Pembuatan Model Sumur dalam *PROSPER*	

BAB I
PENDAHULUAN

1.1. Latar Belakang

Lapangan “MK” secara geografis adalah lapangan lepas pantai (*offshore*) yang terletak di Utara 22 mil dari Attaka Platform, Balikpapan. Sedangkan secara geologis lapangan ini berlokasi pada cekungan Kutai. Lapangan ini dikembangkan dari hasil kerjasama dalam suatu kontrak bagi hasil dimana saat ini Chevron sebagai operatornya. Pada awalnya, lapangan ini merupakan wilayah kerja dari Unocal Indonesia Company, namun sejak Agustus 2005, Chevron Corp mengakuisisi dan berganti nama menjadi Chevron Indonesia Company.

Secara umum reservoir penghasil hidrokarbon di lapangan “MK” adalah batupasir yang berada di interval *Middle Deltaic, Lower Deltaic* dan *Upper Yakin Formation*. Total sumur di lapangan “MK” yaitu 38 sumur dengan rata-rata produksi di bulan April 2014 yaitu 7,65 MBOPD dan 15,18 MMMCFD gas. “KM” platform terletak di Barat Daya dari Platform Produksi utama “MK” dengan kedalaman air laut sekitar 140 ft. Platform ini mulai beroperasi pada Mei 1976. Puncak produksi minyak dicapai pada Agustus 1994 sebanyak 7.430 BOPD dan puncak produksi lainya yaitu 6.900 BOPD di bulan Maret 2010 dan 6.780 BOPD pada Oktober 2011 hasil dari KR pemboran di “MK” tahun 2010 dan 2011. Saat ini terdapat 12 *well* aktif di “MK” dengan produksi rata-rata bulan April 2014 per harinya 2.200 BOPD, 5,7 MMCFD dan 23,7 MBWPD, jika dibandingkan dengan platform-platform lainnya, “KM” platform ini menjadi penyumbang terbesar produksi minyak di lapangan “MK” ini.

Metode produksi yang digunakan pada lapangan “MK” menggunakan *natural flowing* dan *artificial lift* dengan metode *continuous gaslift* sama seperti halnya diterapkan pada sumur-sumur di platform “KM”, hal ini dikarenakan ketersediaan jumlah gas yang memadai di lapangan tersebut.

Seiring berjalannya waktu, sumur-sumur di lapangan “MK”, khususnya di platform “KM” yang diproduksikan menggunakan metode *continuous gaslift*, mengalami penurunan produksi bahkan ada beberapa sumur yang tidak bisa mengalirkan fluidanya ke permukaan yang kemungkinan salah satunya disebabkan oleh tidak optimumnya laju gas yang diinjeksikan ke dalam sumur sebagai *gaslift*. Hal ini erat kaitannya dengan menurunnya beberapa sumur *dry gas high pressure* yang selama ini digunakan sebagai pensuplay injeksi *gaslift*, baik dari segi *flowing wellhead pressure* dari sekitar 1.280 psig turun menjadi hanya sekitar 1.030 psig, dan juga dari segi laju aliran gas yang biasanya sekitar 3-4,5 MMSCFD turun menjadi sekitar 2-3 MMSCFD saja*;* semakin banyaknya sumur yang berubah metode produksinya dari *natural flowing* ke *artificial lift* menggunakan metode *continuous gaslift* yang mengakibatkan kebutuhan suplay injeksi *gaslift* meningkat; serta diakibatkan oleh performance gas kompresor penyuplai *gaslift* yang akhir-akhir ini mengalami penurunan unjuk kerjanya baik dari segi *discharge pressure* yang dihasilkan, turun dari 1.250 psig menjadi 1.020 psig maupun laju aliran gas untuk injeksi *gaslift* dari 3-4,5 MMSCFD turun menjadi di kisaran 2-3 MMSCFD saja.

Mengingat laju produksi yang terus menurun, maka Chevron Indonesia Company berupaya mencari solusi alternatif untuk meningkatkan produksi baik dalam bentuk usaha jangka pendek maupun jangka panjang, contohnya dengan me-re-alokasi laju injeksi *gaslift* sebagai usaha jangka pendek, dan dengan cara me-*restaging* kapasitas gas kompresor dan memasang gas kompresor tambahan agar dapat memenuhi kebutuhan *gaslift* untuk semua sumur sebagai usaha jangka panjangnya. Oleh karena itu, dibutuhkan studi untuk mengevaluasi kondisi optimum injeksi *gaslift* setiap sumur sehingga dapat diketahui besarnya kebutuhan total injeksi *gaslift* untuk keseluruhan sumur di lapangan ini, dalam penelitian kali ini dikhususkan untuk sumur-sumur di platform “KM”.

1.2. Permasalahan

Dalam skripsi ini, akan dilakukan evaluasi mengenai alokasi injeksi *gaslift* yang ada, serta dilakukannya optimasi sebagai salah satu usaha jangka pendek untuk mengembalikan atau meningkatkan produksi sumur tersebut. Langkah

selanjutnya adalah akan dilakukan optimasi produksi untuk keseluruhan sumur-sumur di “KM” platfom sehingga berdasarkan analisa tersebut dapat diketahui kebutuhan akan injeksi *gaslift* agar bisa mengalirkan semua sumur pada kondisi optimumnya.

1.3. Maksud dan Tujuan

Optimasi laju produksi pada sumur-sumur kajian di platform “KM” berdasarkan *productivity index* dari masing-masing sumur dengan melakukan Re-Alokasi yang jumlahnya sesuai kondisi *existing* dari ke-tujuh sumur sebesar 3,6612 MMSCFD dan melakukan alokasi (penambahan) gas injeksi menyesuaikan dengan kemampuan Platform “KM” sebesar 4,5 MMSCFD.

Tujuan dari penulisan skripsi ini adalah

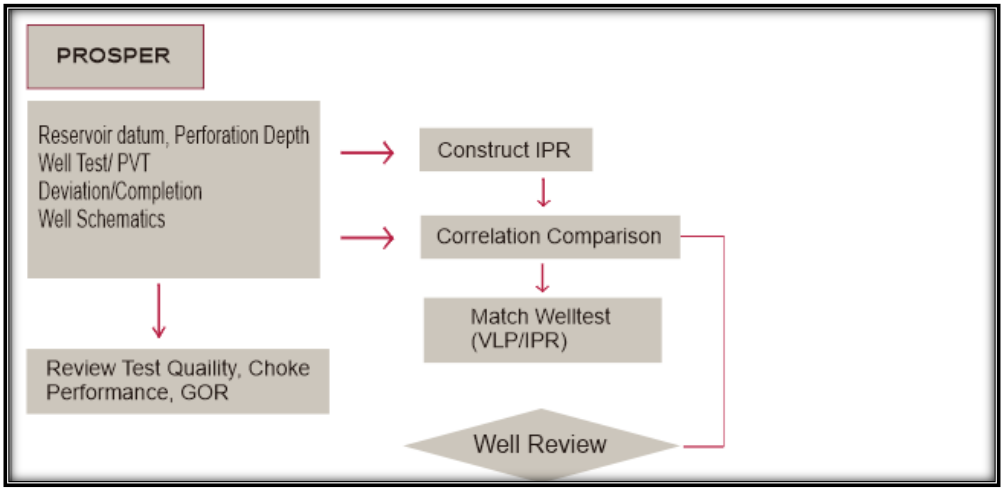
- Meng-evaluasi kondisi *existing* nilai alokasi laju injeksi *gaslift* setiap sumuran.
- Me-Realokasi laju injeksi *gaslift* total dengan menyesuaikan kemampuan lapangan sebagai upaya optimasi dalam meningkatkan laju produksi sumur-sumur *gas lift* di platform “KM”

1.4. Metodologi

Pada pengerjaan skripsi ini, penulis menggunakan bantuan perangkat lunak untuk melakukan evaluasi dan optimasi alokasi laju injeksi *gaslift* pada operasi *continuous gaslift* per-sumuran serta melakukan optimasi alokasi laju injeksi *gaslift* untuk keseluruhan sumur, seperti ditunjukkan pada Gambar 1.1.

- Mengevaluasi sumur *existing* dengan menganalisa laju produksi pada Platform “KM”
- Mengoptimasi sumur yang mempunyai *productivity index* besar yang dapat ditingkatkan produksinya. Pada tahapan ini dilakukan beberapa skenario untuk meningkatkan produksi. Skenario yang dilakukan yaitu :

1. Skenario kondisi *existing* dengan meningkatkan alokasi laju injeksi dengan menghitung ulang optimasi sumuran dengan jumlah ketersediaan gas injeksi pada sumur-sumur gaslift yaitu sebesar 3,6612 MMSCFD
2. Skenario I dengan melakukan Re-alokasi laju injeksi gas dengan menyesuaikan kemampuan gas supply di Lapangan yaitu sebesar 4,5 MMSCFD.



Gambar 1.1.
Metodologi

Seluruh perhitungan matematis dalam pengerjaan skripsi ini dilakukan dengan menggunakan simulator *PROSPER version 11.5* yang merupakan salah satu bagian dari simulator *Petroleum Expert IPM version 7.5*.

1.5. Hasil yang Diperoleh

Hasil yang diperoleh pada pengerjaan skripsi ini adalah diketahuinya besaran alokasi laju injeksi *gaslift* yang optimum untuk sumur-sumur di "KM" platform pada ketersediaan total laju injeksi *gaslift* yang sama dengan kondisi aktualnya, yaitu sebesar 3,6612 MMSCFD serta diketahuinya kebutuhan total laju injeksi *gaslift* yang optimum untuk keseluruhan sumur, yaitu sebesar 4,5 MMSCFD dan besaran alokasi laju injeksi *gaslift* untuk masing-masing sumur di platform "KM" pada ketersediaan total laju injeksi *gaslift* sebesar 4,5 MMSCFD agar diperoleh produksi minyak yang maksimum/optimum.

BAB II
TINJAUAN UMUM LAPANGAN "MK"

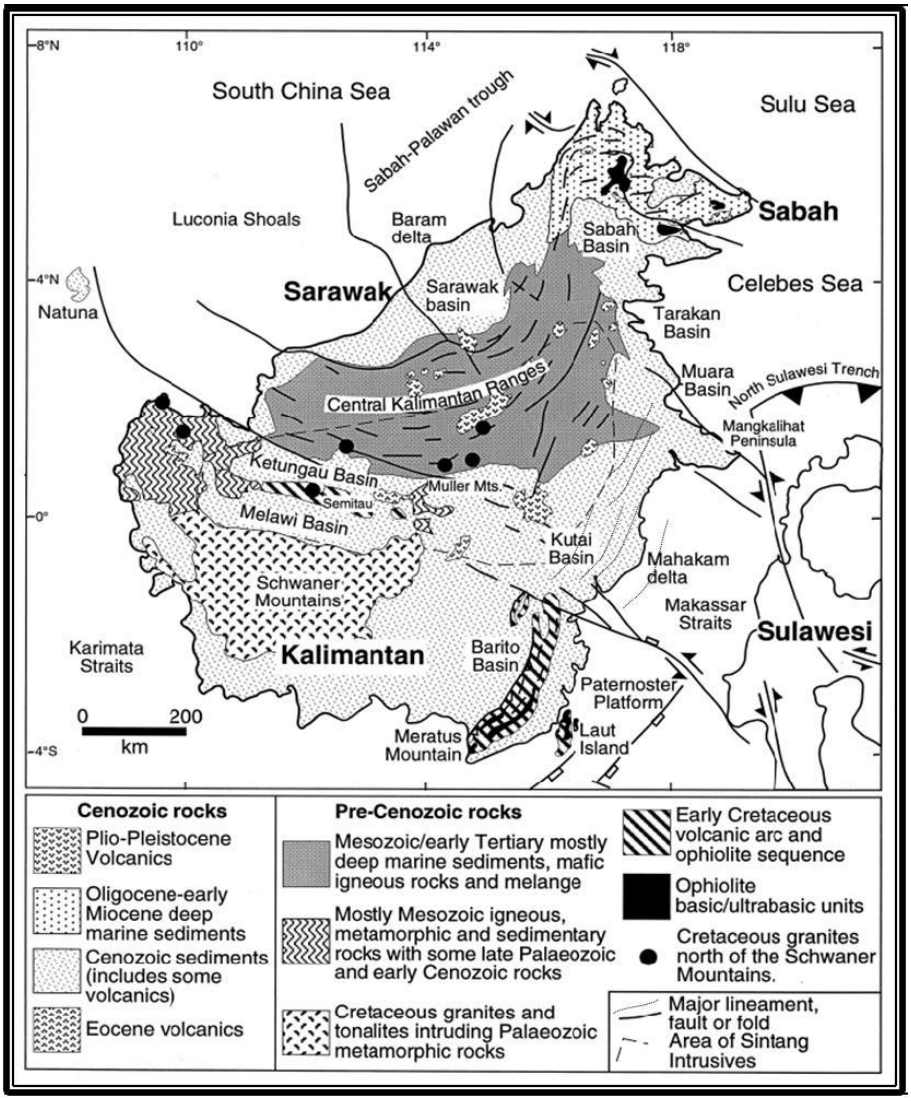
Secara umum, lapangan "MK" dapat dilihat dari berbagai sisi, yaitu berdasarkan letak geografis, sejarah produksi lapangan, keadaan geologi, geofisika dan karakteristik reservoir berupa karakteristik batuan dan karakteristik fluida dari lapangan tersebut.

2.1. Geologi Regional

2.1.1. Geologi Regional Kalimantan

Kalimantan merupakan daerah yang memiliki tektonik yang kompleks. Adanya interaksi konvergen atau kolisi antara 3 lempeng utama, yakni lempeng Indo-Australia, Lempeng Pasifik dan Lempeng Asia yang membentuk daerah Timur Kalimantan. Evolusi tektonik dari Asia Tenggara dan sebagian Kalimantan yang aktif menjadi bahan perbincangan antara ahli-ahli ilmu kebumian. Pada zaman Kapur Bawah, bagian dari *continental passive margin* di daerah Barat daya Kalimantan, yang terbentuk sebagai bagian dari lempeng Asia Tenggara yang dikenal sebagai Paparan Sunda. Pada zaman Tersier, terjadi peristiwa interaksi konvergen yang menghasilkan beberapa formasi akresi, pada daerah Kalimantan. Selama zaman Eosen, daerah Sulawesi berada di bagian Timur kontinen dataran Sunda. Pada pertengahan Eosen, terjadi interaksi konvergen ataupun kolisi antara lempeng utama, yaitu lempeng India dan lempeng Asia yang mempengaruhi makin terbukanya busur belakang samudra, Laut Sulawesi dan Selat Malaka. Cekungan Kutai merupakan salah satu cekungan yang dihasilkan oleh perkembangan regangan cekungan yang besar pada daerah Kalimantan. Pada Pra-Tersier, Pulau Kalimantan ini merupakan salah satu pusat pengendapan, yang kemudian pada awal tersier terpisah menjadi 6 cekungan sebagai berikut: Cekungan Barito yang terletak di Kalimantan Selatan, Cekungan Kutai yang terletak di Kalimantan Timur, Cekungan Tarakan yang terletak di Timur laut Kalimantan, Cekungan Sabah yang terletak di Utara Kalimantan, Cekungan Sarawak yang terletak di Barat laut

Kalimantan, Cekungan Melawai dan Ketungau yang terletak di Kalimantan Tengah.



Gambar 2.1.
Peta Geologi Kalimantan

2.1.2. Geologi Cekungan Kutai

Cekungan Kutai merupakan cekungan paling ekonomis kedua di Indonesia setelah Cekungan Dumai. Cekungan ini mengalami penurunan selama masa akhir paleosen hingga pertengahan Eosen-Oligosen, berkaitan dengan Basement Rifting. Sebagian cekungan ini mengalami pengangkatan pada akhir Oligosen. Kemudian pengangkatan cekungan dan inversi dimulai sejak awal Miosen bersamaan dengan

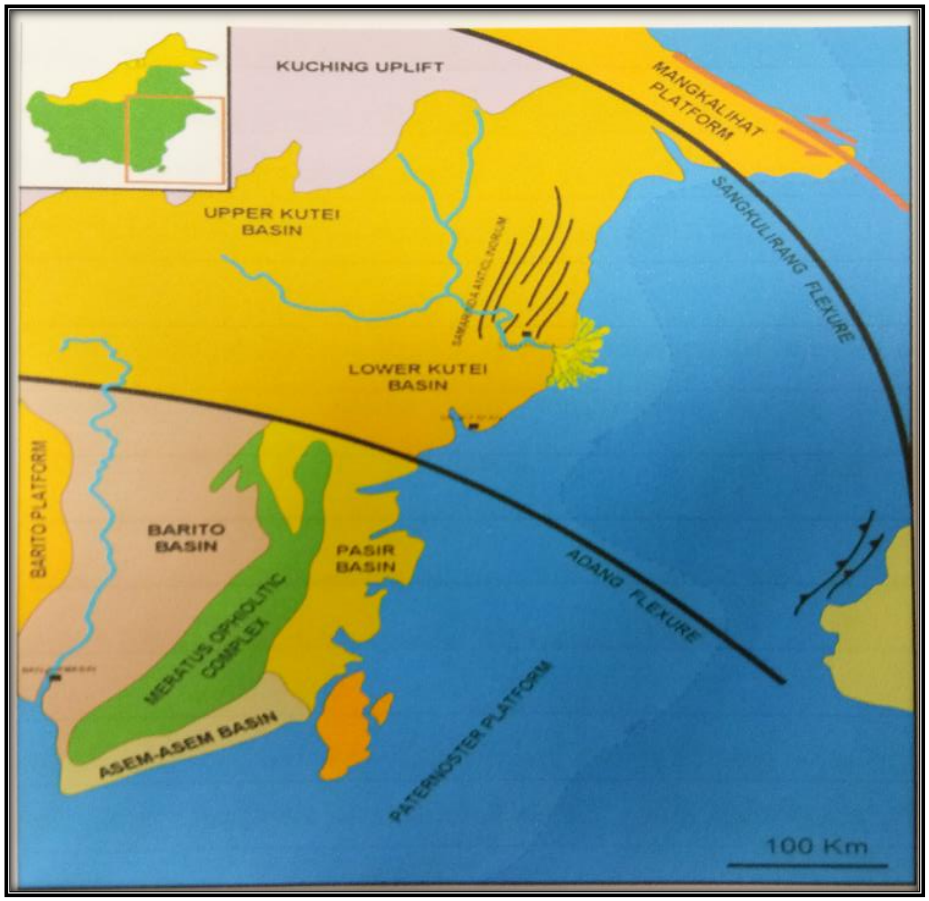
pengendapan serangkaian endapan aluvial dan delta yang luas. Pengendapan delta ini berlangsung terus hingga saat ini

2.1.2.1. Fisiografi Cekungan Kutai

Cekungan Kutai merupakan cekungan dengan luas 165.000 km^2 dan memiliki ketebalan sedimen antara 12.000-14.000 meter. Hal ini menyebabkan Cekungan Kutai dikatakan sebagai cekungan terluas dan terdalam di Indonesia yang terletak di pantai Timur Kalimantan dan daerah paparan sebelumnya.

Cekungan Kutai merupakan cekungan hidrokarbon yang berumur Tersier, dimana minyak dan gas bumi yang terperangkap pada batupasir berumur Miosen dan Plistosen. Cekungan ini terbentuk pada batupasir berumur Miosen dan Plistosen. Cekungan ini terbentuk dan berkembang akibat proses-proses pemisahan diri akibat tegangan di dalam Lempeng Sunda dan Lempeng Pasifik disebelah timur, Lempeng Hindia-Australia di selatan, dan Lempeng Laut Cina Selatan di Utara (*Satyana et al*., 1999).

Secara tektonik, pada bagian utara Cekungan Kutai terdapat cekungan tarakan yang dipisahkan oleh punggungan Mangkalihat yang merupakan suatu daerah dataran tinggi batuan dasar yang terjadi pada Oligosen. Di sebelah selatan, cekungan ini dijumpai Cekungan Barito yang dibatasi sesar Adang, yang terjadi pada zaman Miosen Tengah. Pada bagian tenggara cekungan ini, terdapat paparan Paternoster dan gugusan Pegunungan Maratus, sedangkan batas barat dari cekungan adalah Dataran Tinggi Kuching (Pegunungan Kalimantan Tengah) yang berumur Pra-Tersier dan merupakan bagian dari inti benua. Tinggian ini menghasilkan sedimen tebal yang berumur Neogen. Pada bagian timur dari cekungan ini terdapat delta Mahakam yang terbuka ke Selat Makassar. Gambar Cekungan Kutai dapat dilihat sebagai berikut



Gambar 2.2.
Peta Lokasi Lapangan "MK"

2.1.2.2. Stratigrafi Cekungan Kutai

Cekungan Kutai terletak di atas batuan dasar sedimen turbidit yang terendapkan pada cekungan Oseanik sejak Zaman Kapur Akhir – Paleosen Akhir. Cekungan Oseanik ini terbentuk akibat gerak pemisahan antara Lempeng Benua Asia dan Lempeng Benua Australia pada Zaman Jurasik Awal sampai Kapur Akhir (*Mosset all*, 1999).

Stratigrafi Cekungan Kutai menurut *Allen* (1998) terdiri dari 2 zona utama, yaitu :

A. Zona transgresi Paleogen

Pada zona ini dimulai dengan tektonik ekstensional dan *rift infill* pada ala Eosen dan diakhiri dengan ekstensional *post-rift sag shale* laut dalam dan karbonat platform pada kala Oligosen Akhir, sedimen transgresi ini terdiri dari

sedimen klastik yang berbutir halus sampai kasar dan lempung yang diendapkan pada lingkungan paralik

B. Zona Regresi Neogen

Zona ini dimulai pada Miosen Akhir hingga sekarang, yang menghasilkan *deltaic progradation*. Sedimen regresi ini terdiri dari lapisan-lapisan sedimen klastik delta hingga paralik atau laut dangkal dengan progradasi dari arah barat ke arah timur dan banyak dijumpai lapisan batubara (lignite).

Cekungan Kutai berdasarkan sejarah pembentukannya dapat dibagi menjadi 2 bagian, yaitu :

a. Middle Kutai Basin, merupakan daerah yang diikuti oleh adanya sedimen neogen, didominasi oleh volkaniklastik, konglomerat, batupasir kwarsa dengan geometri dan struktur sedimen lingkungan pengendapan alluvial-fluvial yang berada pada bagian barat cekungan (*Moss and Chamber*, 1999)
b. Lower Kutai Basin, berada pada bagian timur cekungan atau tepatnya pada daerah Delta Mahakam yang saat ini terbentuk dan didominasi oleh endapan delta progadasi, sedimen halus paparan luar dan sedimen *distal flood*.

Suksesi stratigrafi Tersier Cekungan Kutai dimulai dengan pengendapan sedimen aluvial Formasi Haloq pada cekungan bagian dalam (Satyana et al., 1999). Berkaitan dengan pemekaran basement, Cekungan Kutai mengalami penurunan selama akhir Paleosen hingga Oligosen dan menjadi tempat pengendapan Lempung Mangkupa mengindikasikan pengangkatan yang menginterupsi penurunan cekungan. Pasir Berium ini berasosiasi dengan serpih pada beberapa tempat yang mengindikasikan terjadinya pengangkatan secara lokal. Setelah pengendapan Pasir Berium ini cekungan mengalami penurunan secara cepat yang diakibatkan oleh mekanisme pelenturan cekungan (basin sagging), menghasilkan pengendapan lempung laut. Formasi Atan dan karbonat Formasi Kedango (Satyana & Blantoro, 1996, OP. Cit. Satyana et al., 1999).

Kemudian aktivitas tektonik mengangkat sebagian dari batas Cekungan Kutai pada akhir Oligosen, pengangkatan ini berkaitan dengan pengendapan Vulkanik Sembulu di bagian timur dari cekungan.

Fase kedua suksesi stratigrafi terjadi berkaitan dengan pengangkatan cekungan dan pembalikan yang dimulai pada awal Miosen (Satyana et al., 1999). Pada kala ini mulai diendapkan serangkaian endapan alluvial dan delta yang terdiri dari sedimen delta Formasi Pamaluan, Pulubalang, Balikpapan, dan Kampung Baru. Endapan-endapan ini berprogradasi ke arah timur dan mulai diendapkan sejak awal Miosen hingga Plistosen.

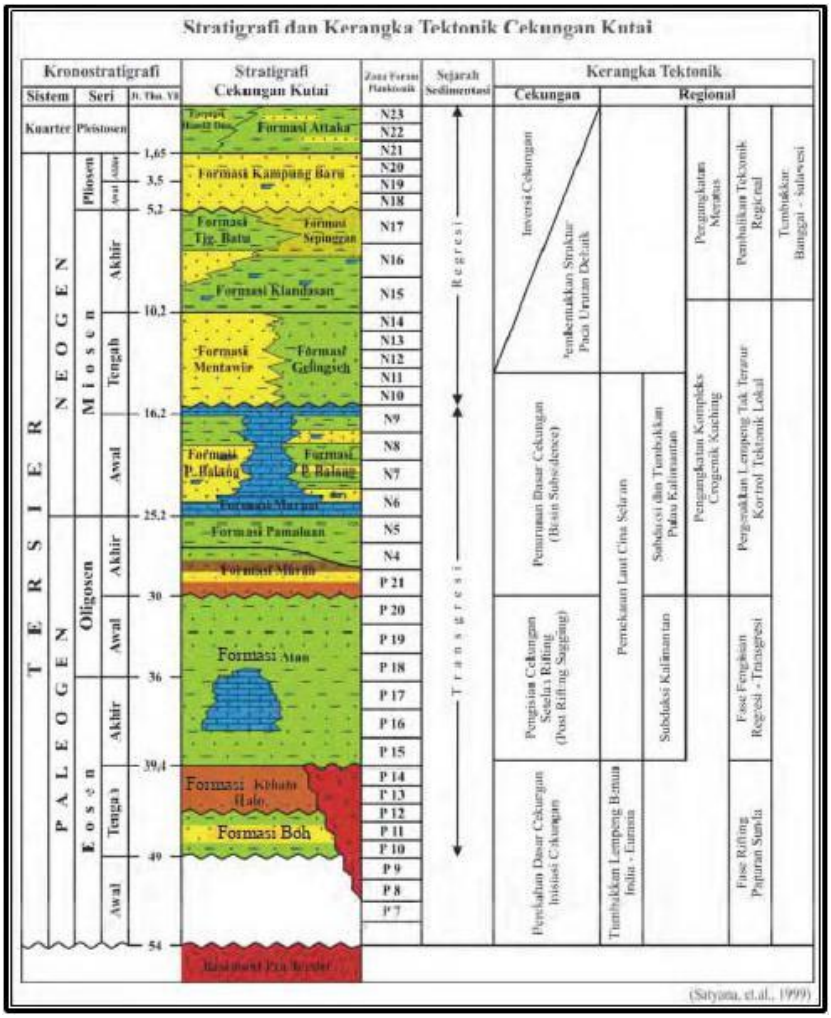
Formasi Pamaluan yang diendapkan diatas Formasi Atan dan Kendang tersusun oleh batu lempung, serpih dengan sisipan napal, batupasir, dan batugamping. Formasi ini terbentuk pada akhir Oligosen hingga Miosen Awal dengan lingkungan pengendapan berupa laut dalam. Formasi Pamaluan adalah fase regresi yang berkembang di cekungan Kutai dan mengalami progradasi secara cepat ke arah timur (Satyana et al., 1999)

Kelompok Bebulu yang diendapkan diatas formasi Pamaluan terdiri atas Formasi Pulau Balang dan formasi Maruat. Formasi Pulau Balang tersusun oleh batu lempung, batu pasir, dan batu lempung karbonat. Sedangkan Formasi Maruat tersusun oleh batu gamping paparan. Kelompok ini terbentuk pada Miosen awal bagian awal bagian bawah hingga Miosen Awal bagian atas dengan lingkungan pengendapan delta-delta dangkal (Satyana et al., 1999).

Kelompok Kampung Baru yang diendapkan di atas Kelompok Balikpapan terdiri dari Formasi Tanjung Batu dan Formasi Sepinggan. Formasi Tanjung Batu tersusun oleh batu pasir, batu lempung, dan batu lanau. Sedangkan Sepinggan tersusun oleh batu pasir, batu lempung, batu lanau, dan batubara. Kelompok ini terbentuk pada Miosen Akhir hingga Plio-Plistosen dengan lingkungan pengendapan delta hingga laut dangkal (Satyana et al., 1999).

Kelompok Mahakam yang diendapkan di atas Kelompok Kampung Baru terdiri dari Formasi Attaka dan Formasi Handil. Formasi Attaka tersusun oleh batu lempung, batu pasir, dan kalkarenit biklastik yang diendapkan pada daerah neritic pada kala plistosen sampai Rosen. Sedangkan Formasi Handil tersusun oleh batu

pasir yang diendapkan pada lingkungan delta pada kala Holosen. Sementara itu endapan kuarter Delta Mahakam tersusun oleh pasir, lumpur, kerikil, dan endapan pantai yang terbentuk pada lingkungan sungai, rawa, pantai, delta dengan hubungan yang tidak selaras terhadap batuan yang ada di bawahnya.



Gambar 2.3.
Kolom Stratigrafi dan Tatanan Tektonika Cekungan Kutai

2.2. Tinjauan Geologi

2.2.1. Letak Geografis dan Sejarah Lapangan "MK"

Lapangan "MK" secara geografis adalah lapangan lepas pantai (*offshore*) yang terletak di tenggara 20 mil Balikpapan pada kedalaman air 150', sedangkan secara geologis lapangan ini berlokasi pada cekungan Kutai. Pertama kali

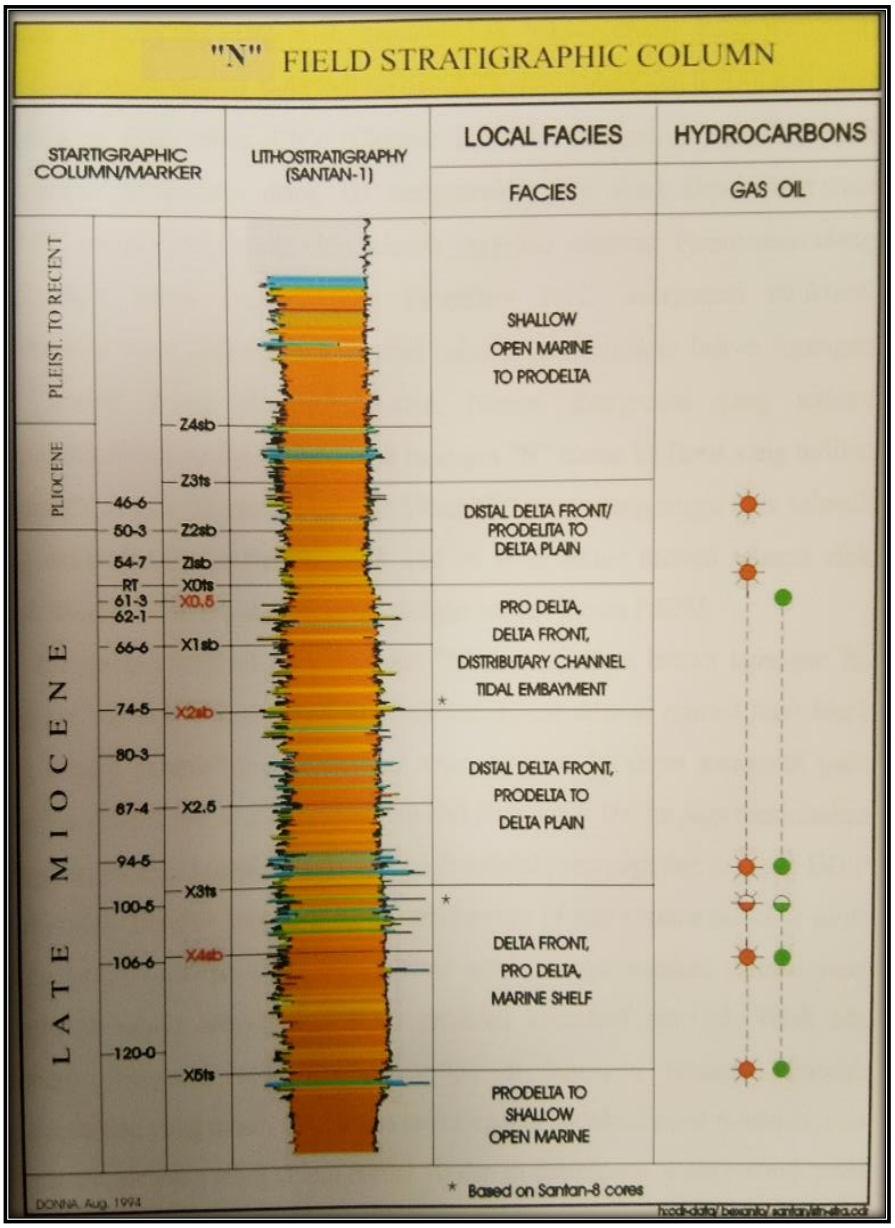
ditemukan pada tahun 1973 dengan pemboran sumur eksplorasi S-1 dan mulai berproduksi pada April tahun 1975.

Gambar2.4.
Peta Lokasi Lapangan Secara Geologi "MK"

Lapangan ini dikembangkan dari hasil kerjasama dalam suatu kontrak bagi hasil dimana saat ini Chevron sebagai operatornya. Pada awalnya, lapangan ini merupakan wilayah kerja dari Unocal Indonesia Company, namun sejak Agustus 2005, Chevron Corp mengakuisisi dan berganti nama menjadi Chevron Indonesia Company.

2.2.2. Stratigrafi dan Geologis Regional

Stratigrafi lapangan "MK" terbagi menjadi 6 sequence yaitu dari tua ke muda sebagai berikut: *Maruat Formation*, *Yakin Formation, Deltaic sequence, Upper Carbonate sequence, Low Resistive sequence,* dan *Shallow sequence.*



Gambar 2.5.

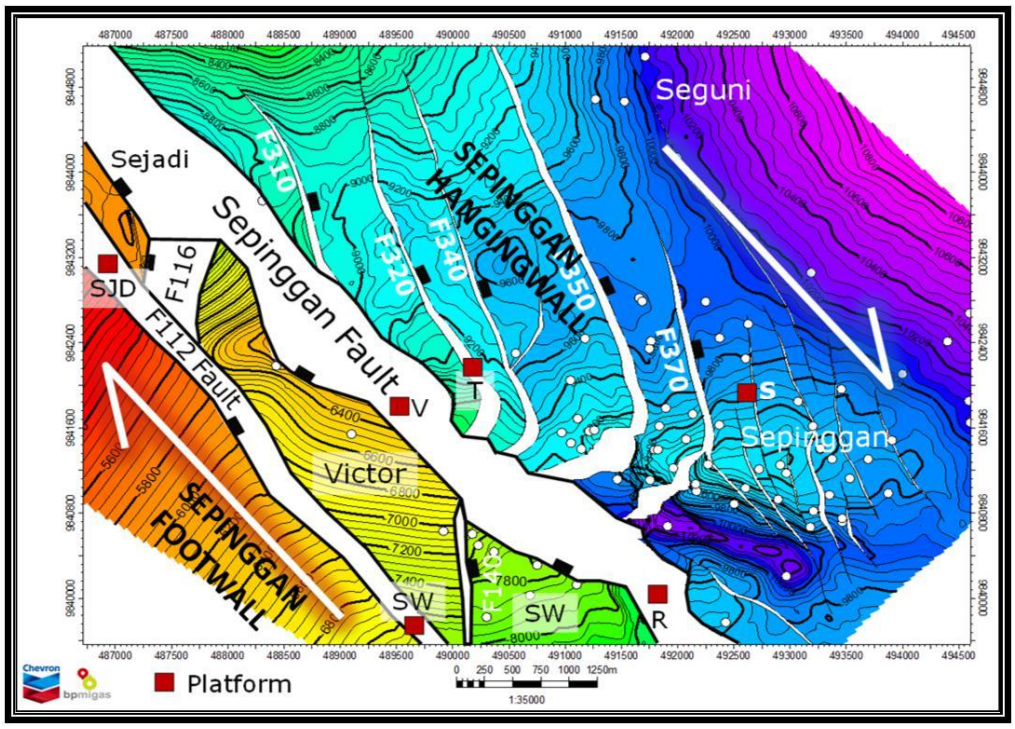
Stratigrafi Lapangan "MK"

Produksi hidrokarbon utamanya dari *Low Resistive, Middle Deltaic, lower Deltaic* dan Formasi Yakin. Formasi Maruat juga mengandung gas namun belum pernah di produksikan dari lapangan ini.

Pada interval *Middle* dan *Lower Deltaic* dicirikan oleh endapan batupasir *distributary channel* dan *mouth bar* yang terbentuk pada lingkungan pengendapan *delta plain* hingga *delta front*. Pada *Upper Yakin Formation*,

reservoir batupasir terbentuk pada lingkungan pengendapan *delta front (outer shelf)*. Reservoir pada interval ini memiliki penyebaran lateral yang lebih luas dibandingkan *Deltaic Sequence*

Patahan ”MK” dengan pergeseran vertikal sebesar 2.000 kaki memisahkan lapangan geologi “MK” menjadi dua blok patahan besar yaitu blok patahan *Hangingwall* dan blok patahan *Footwall*.



Gambar 2.6.
Patahan “MK”

Area pada Hangingwall dari “MK” Fault merupakan area utama di “MK” *field*. Terbagi menjadi beberapa segment karena fault arah NS juga sebagai trap segment-segment tersebut. Reservoir yang sudah diproduksikan hanya sekuen Middle dan Upper Deltaic. Bagian bawahnya yaitu sekuen Lower Deltaic belum pernah di tes keberadaan hidrokarbonya. Sampai saat ini keberadaan hidrokarbon yang terkonfirmasi hanya bagian *lower resistive* yang lebih dangkal. Konfigurasi struktur pada bagian yang lebih dangkal tersebut diperkirakan berkembang ke sekuen Deltaic dan Formasi Yakin dan mengindikasikan potensi hidrokarbon yang cukup besar.

2.3. Tinjauan Reservoir

Reservoir di lapangan “MK” memiliki karakteristik *deep reservoir*, dengan karakteristik oil yang *light*/ringan. Karakteristik minyak yang *light* ini disebabkan karena adanya tekanan *overburden* dan *burial* yang terintegrasi dari kedalamannya sehingga tekanan dan temperature yang sangat berpengaruh mencegah bakteri untuk dapat memakan rantai pendek minyak yang terjebak di reservoir “MK
” ini, sehingga karakteristik minyak di reservoir ini adalah *light oil.*

Secara umum reservoir penghasil hidrokarbon di lapangan “MK” adalah batupasir yang di interval *Middle Deltaic, LowerDeltaic* dan *Upper Yakin Formation.*

Sekuen Deltaic; Kualitas reservoir batupasir *Deltaic Sequence* di lapangan “MK” adalah relatif bagus dengan porositas berkisar antara 13-22%, permeabilitas >100mD dan rata-rata Sw 46%. Dari total reservoir di *Deltaic Sequence* yang berjumlah 50 sand ini, 30 di antaranya yang terbukti mengandung hidrokarbon. Karakteristik unik dari reservoir di *Deltaic Sequence* ini adalah penyebaran *fluid contact* dan tekanan yang beragam, dengan konektivitas vertikal yang beragam juga. Ada beberapa batupasir yang mempunyai konektivitas vertikal yang bagus sehingga bisa dikatakan sebagai satu *container*, tetapi ada juga yang terpisah dan tidak memiliki konektivitas secara vertikal antara marker di atas atau di bawahnya. Mekanisme pendorongnya (*drive mechanism*) pun untuk sequence deltaic ini juga bervariasi, *depletion drive* dan *water drive*, dimana variasi ini diperkirakan karena proses konektivitas yang beragam.

Formasi Yakin, berkarakteristik adanya shale yang tebal, luas dan sebagai pembatas tiap reservoir batupasir. *Pay* yang ada mempunyai porositas 13% - 22%, permeabilitas <100 mD dan rata-rata Sw 46%. Dari data sumur, penyebaran batupasir di formasi Yakin memiliki pola penyebaran yang merata. Reservoir di *Yakin sequence* ini mempunyai mekanisme pendorong yang sama, yaitu *strong water drive.*

Formasi Maruat, adalah endapan Miosen Awal selama periode tektonik tenang subsidencetermal pasif. Top dari Maruat Fm ditandai dengan kemunculan karbonat dibawah Yakin shale. Ketebalan karbonat bervariasi dari 10-100ft. Dasar unit Maruat yang luas ini adalah horizon penting yang memisahkan Maruat Kapur dengan Clastics Maruat yang mendasarinya. Clastics Maruat itu sendiri dibagi menjadi dua unit lithostratigraphic utama yaitu unit pasir bagian atas dan bawah unit yang didominasi *shale*. Sebagian besar sumur Maruat menembus reservoir gas di clastics Maruat Unit bagian atas (Seturian lapangan, Pantai lapangan, Petung, Tengah & Yakin Utara-4).

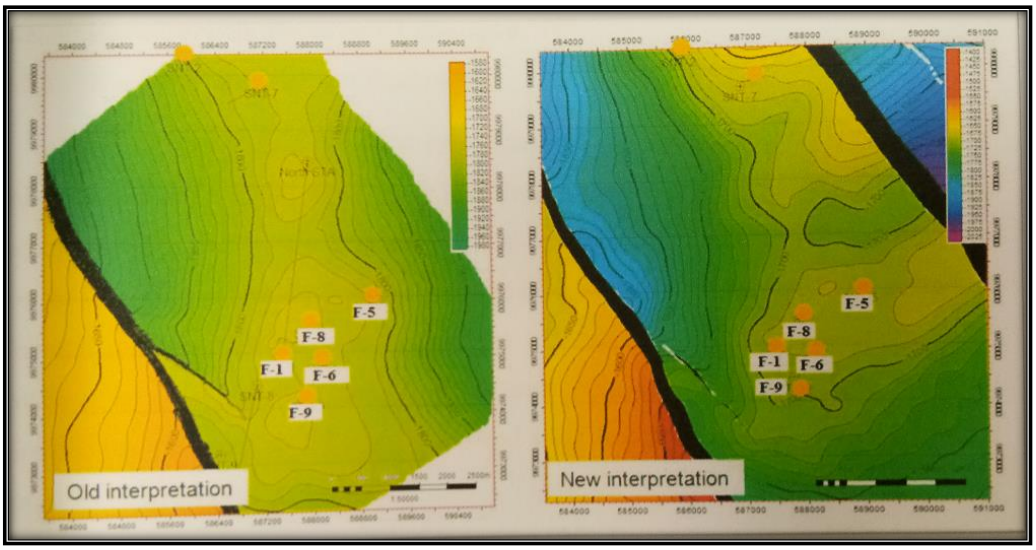
2.4. Geofisika Lapangan "MK"

Set data seismik lapangan "MK" 3D saat ini adalah *Post Stack Time Migration* (PoSTM), telah diperoleh dan diproses pada tahun 1994 oleh Elnusa. Evaluasi terbaru terhadap set data telah menunjukkan bahwa model kecepatan yang digunakan untuk migrasi pada saat itu diambil terlalu jarang dan level detail yang dibutuhkan tidak cuku. Chevron Indonesia Company dan GOI telah menyetujui pemrosesan ulang 3D menggunakan *Pre Stack Depth Migration* (PSDM) untuk memperbaiki citra seismik yang ada sekarang. Pemrosesan ulang dijadwalkan untuk dimulai pada Desember 2012. Interpretasi struktural sebelumnya yang didasarkan pada data seismic menunjukkan bahwa lapangan "MK" adalah 4-*way closure anticline*. Namun interpretasi yang terbaru menunjukkan bahwa *dips* yang ada di lapangan "MK" utama ke barat yang terlihat di seimic adalah sebenarnya patahan timur "MK" yang mengganggu citra seismik yang dekat dengan patahan tersebut. Hal ini lebih umum dikenal sebagai efek "*fault shadow*" dan dapat dipecahkan dengan metode PSDM.

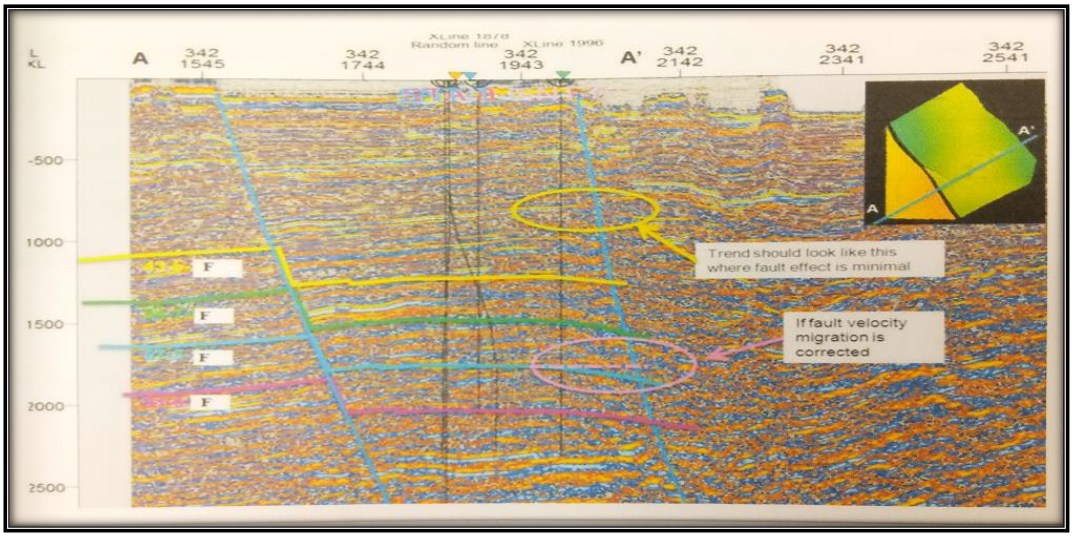
Interpretasi terakhir dari lapangan "MK" menunjukkan bahwa lapangan ini mungkin terletak ditengah-tengah *gently Sout-west dipping rotated fault block* yang adalah lumrah pada *extensional stress system*. Ini dapat mengarah pada lebih banyak potensi area di area *updip* timur dari *fault block*. Hal ini juga menjelaskan mengapa produksi kumulatif sekarang telah melebihi sepertiga estimasi OGIP sebelumnya. Dengan kata lain, model sebelumnya (*4-way closure*

anticline tank) terlalu konservatif dan tidak cukup besar untuk mengakomodasi volume yang diperlukan untuk menyamai volume produksi kumulatif saat ini.

Berikut adalah **Gambar 2.7** dan **Gambar 2.8** dari perubahan *Structural Interpretation* dan *Fault Shadow Effect Disrupts* pada seismik di Lapangan "MK"



Gambar 2.7
Structural Interpretation* pada *Seismic
(File Operation Chevron Indonesia Company, Balikpapan 2012)



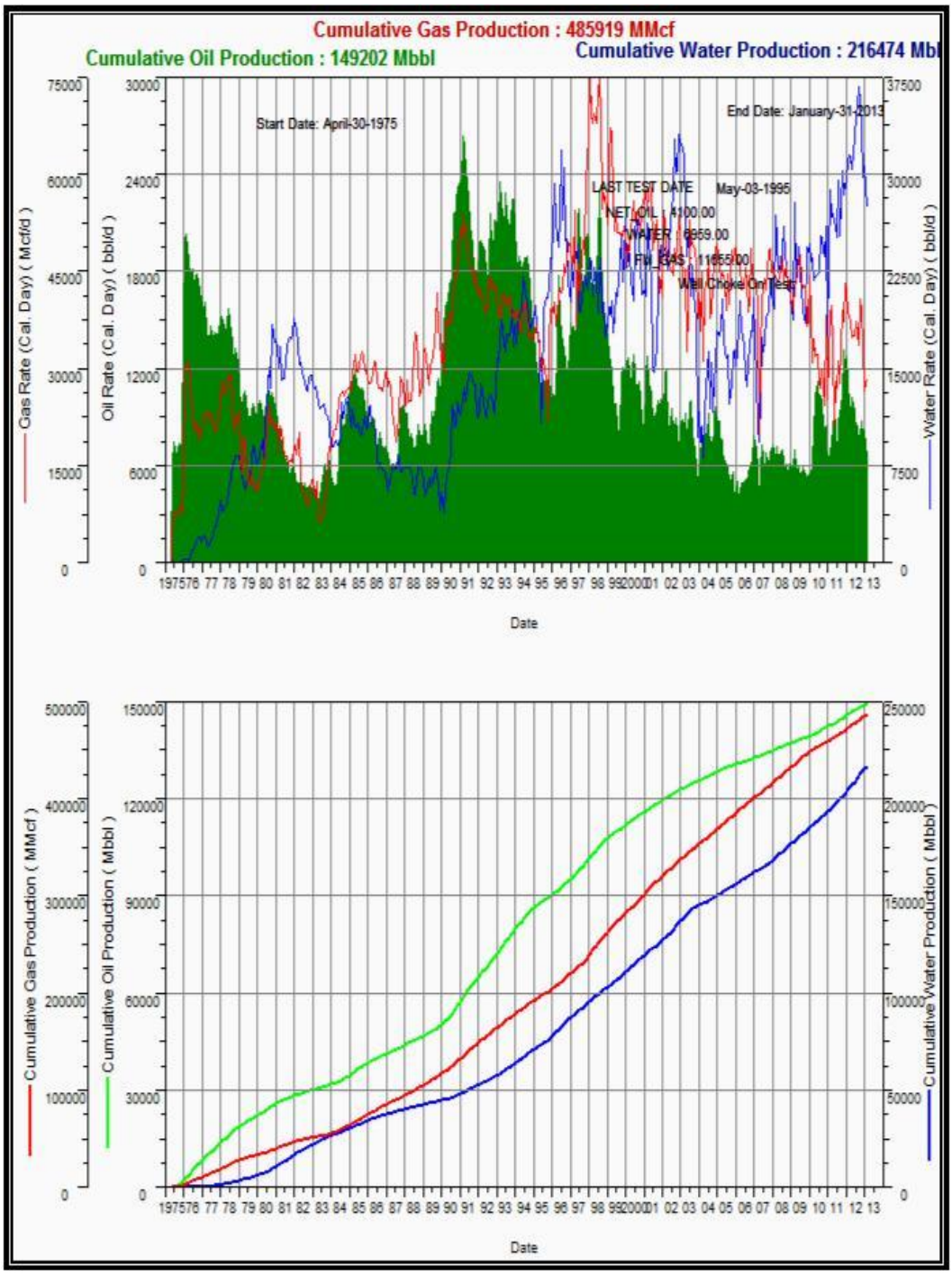
Gambar 2.8
Fault Shadow Effect Disrupts* pada *Seismic
(File Operation Chevron Indonesia Company, Balikpapan 2012)

2.5. Cadangan dan Produksi

Lapangan ini ditemukan tahun 1973. Penjualan minyak pertama pada tahun 1975 saat sumur T-1 mulai berproduksi dari 50-9 dan 55-0 reservoir di lapisan “MK” Carbonate, sementara itu penjualan gas pertama dimulai tahun 1979. Akuisisi data seismic 3D di lapangan “MK” dilakukan tahun 1984 yang merupakan offshore 3D seismic pertama di Indonesia dengan metode single streamer. Seismic tersebut merupakan *close spaced* 2D yang diproses secara 3D. OOIP dan OGIP lapangan ini diperkirakan 625 MMBO dan 750 BCF. Terdapat 4 platform active saat ini yaitu: “A”, “S”, “T” dan“R”

“KM” platform terletak di barat daya dari Platform Produksi utama “MK” dengan kedalaman air laut 140 ft. Platform ini mulai beroperasi pada Mei 1976. Puncak produksi minyak dicapai pada Agustus 1994 sebanyak 7.430 BOPD dan puncak produksi lainya yaitu 6.900 BOPD di bulan Maret 2010 dan 6.780 BOPD pada Oktober 2011 hasil dari pemboran di “A” tahun 2010 dan 2011. Saat ini terdapat 12 well aktif di “MK” dengan produksi rata-rata bulan April 2014 per harinya 2200 BOPD, 5,7 MMSCFD dan 23,7 MBWPD.

“S” platform terletak 8.000 ft di timur dari platform utama “KM” pada kedalaman air 152 ft. Mulai beroperasi Desember tahun 1975 dan puncak produksi minyak pada bulan Januari 1976 sebanyak 12.349 BOPD. Puncak produksi gas pada Desember 1990 sebanyak 26,5 MMSCFD gas. Terdapat 8 well aktif dengan produksi pada April 2014 sebanyak 1.310 BOPD, 2,3 MMSCFD dan 6.857 BWPD.



Gambar 2.9.
"MK" ***Production History***

"T" platform terletak 221 ft di barat laut dari platform produksi utama dan mulai beroperasi April tahun 1975. Puncak produksi minyak pada Agustus 1992

dengan 8.826 BOPD dan puncak produksi gas pada Agustus 2001 sebesar 24 MMSCFD. Saat ini ada 10 sumur dengan produksi di bulan April 2014 sebanyak 1.651 BOPD, 2,55 MMSCFD dan 3.005 BWPD.

"R" platform terletak 9.364 ft ke arah selatan dengan kedalaman air 145 ft. Pertama beroperasi pada April tahun 1984. Puncak produksi minyak dicapai pada November 1990 dengan 8.348 BOPD dan puncak produksi gas pada Maret 1997 dengan 14 MMSCFD gas. Saat ini terdapat 5 sumur dengan produksi di bulan April 2014 sebanyak 804 BOPD, 6,2 MMSCFD dan 500 BWPD.

Total sumur di lapangan "MK" yaitu 38 sumur dengan rata-rata produksi di bulan April 2014 yaitu 7,65 MBOPD dan 15,18 MMSCFD gas. Puncak produksi lapangan "MK" dicapai pada Februari tahun 1991 dengan 26.335 BOPD dan 53.567 MMSCFD dari 15 sumur *natural flow* dan 19 sumur *gaslift*.

Laju penurunan produksi pada level *well* bervariasi antara 11% hingga 90% dimana kebanyakan reservoirnya berumur produksi pendek. Dari sejarah produksi, perforasi yang selektif dan *bottom-up completion* adalah metoda produksi yang dilakukan saat ini. Awal produksi dari interval terdalam selanjutnya ke interval di atasnya. Skema produksi ini memberikan laju penurunan pada level lapangan sebesar 8% untuk minyak dan 5% untuk gas.

Produksi di "MK" *field* kemudian mengalami peningkatan yang signifikan pada Maret 2010 dan Oktober 2011 sebagai dampak dari pemboran di sumur-sumur "MK" berturut-turut sebesar 6.400 BOPD dan 7.400 BOPD.

BAB III
DASAR TEORI

3.1. Kinerja Aliran Fluida

3.1.1. Kinerja Aliran Fluida Dalam Media Berpori

Hal utama yang harus diperhatikan dalam memproduksi suatu sumur adalah menentukan besarnya laju produksi yang akan dihasilkan, yaitu sebesar kemampuan formasi produktif untuk memproduksikan suatu fluida. Perencanaan teknik produksi sumur minyak antara lain diperlukan pengetahuan tentang kelakuan aliran fluida reservoir dari formasi produktif masuk ke lubang sumur. Kelakuan aliran ini dinyatakan dalam bentuk hubungan antara tekanan alir di dasar sumur dengan laju alir minyak atau gas.

Beberapa faktor yang mempengaruhi kelakuan aliran fluida reservoir dari formasi produktif masuk ke dasar lubang sumur, adalah:

1. Jumlah fasa yang mengalir
2. Sifat fisik batuan reservoir
3. Sifat fisik fluida reservoir
4. Konfigurasi disekitar lubang bor, yaitu adanya:
   - lubang perforasi
   - skin / kerusakan formasi
   - gravel pack
   - rekahan hasil perekahan hidrolik
5. Kemiringan lubang sumur pada formasi produktif (vertikal, miring, atau horizontal)
6. Bentuk daerah pengurasan

Keenam faktor tersebut diatas, secara ideal harus diwakili dalam setiap persamaan perhitungan kelakuan aliran fluida dari formasi masuk ke lubang sumur. Tetapi sekarang belum tersedia suatu persamaan praktis yang memperhitungkan keenam faktor diatas secara serentak. Sampai saat ini tersedia banyak persamaan

untuk memperkirakan kelakuan aliran fluida dari formasi ke dasar lubang sumur, dimana masing-masing persamaan mempunyai anggapan-anggapan tertentu sesuai dengan teknik pengembangannya. Jadi perlu diperhatikan tentang anggapan-anggapan tersebut sebelum menggunakan suatu persamaan di suatu sumur.

3.1.1.1. *Productivity Index* (PI)

Productivity Index merupakan ukuran kemampuan produksi suatu sumur, yang didefinisikan sebagai perbandingan antara laju produksi dengan *drawdown* tekanan. Untuk melihat kelakuan formasi produktif terhadap penurunan tekanan maka perlu dibuat grafik hubungan antara tekanan aliran dasar sumur dengan laju produksi. dan hubungan ini dapat dibuat dalam bentuk grafik yang disebut *inflow performance relationship* (IPR). Dengan demikian IPR dan PI tidak ekuivalen, karena PI menunjuk pada suatu titik di dalam kurva IPR.

Untuk memudahkan pengertian mengenai IPR maka harga PI untuk saat tertentu dianggap konstan, yang persamaannya dapat ditulis sebagai berikut :

$$PI = J = \frac{Q}{(Ps - Pwf)} \quad \text{..... (3-1)}$$

Keterangan :

PI = Productivity Index, bpd/psi

Q = Laju Produksi, bbl/day

Ps = Tekanan statik dasar sumur, psi

Pwf = Tekanan alir dasar sumur, psi

Kermit E. Brown (1967) telah mencoba memberikan batasan terhadap besarnya produktivitas sumur, yaitu :

- PI rendah jika kurang dari 0.5
- PI sedang jika antara 0.5 sampai 1.5
- PI tinggi jika lebih dari 1.5

3.1.1.2. *Inflow Performance Relationship* (IPR)

Indeks Produktivitas yang telah disebut di atas hanya merupakan gambaran secara kuantitatif mengenai kemampuan suatu sumur untuk berproduksi. Untuk

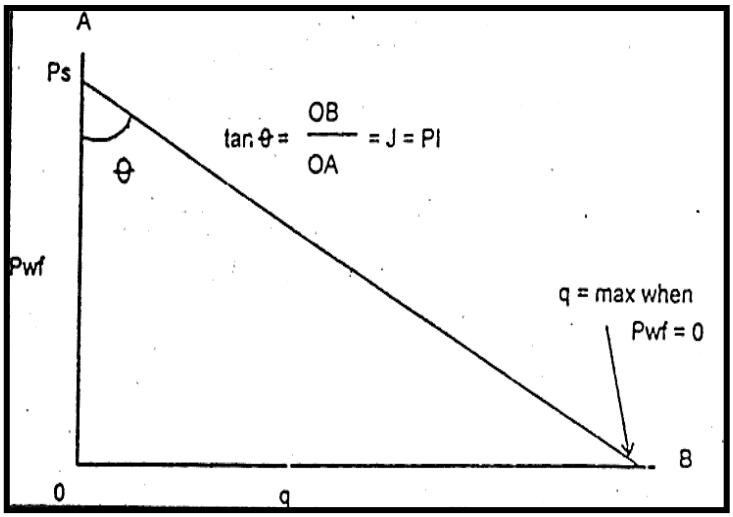
melihat kelakuan sumur untuk berproduksi maka harga PI dinyatakan secara grafis yang menunjukkan antara tekanan alir dasar sumur dengan laju produksi, yang disebut kurva IPR. Ada beberapa jenis kurva IPR yaitu kurva *inflow performance relationship* satu fasa, kurva i*nflow performance relationship* dua fasa, dan kurva i*nflow performance relationship* tiga fasa.

A. Kurva IPR Satu Fasa

Melihat gambaran dari kelakuan sumur yang sedang berproduksi, maka harga PI dapat dinyatakan secara grafis dan dikenal dengan sebutan *Inflow Performance Relationship* (IPR). Bila dilihat dari **Persamaan (3-2)** untuk harga PI dan P_s konstan, maka variabelnya adalah q dan P_{wf}. Dengan kata lain kita dapat mengatur harga q dengan mengubah-ubah harga P_{wf}. Rumus tersebut dapat ditulis lagi menjadi :

$$Pwf = Ps - \frac{q}{PI} \quad \text{.....(3-2)}$$

Persamaan tersebut jika diplot menjadi sebuah grafik (P_{wf} vs q) akan membentuk sebuah garis lurus, seperti terlihat pada **Gambar 3.1.**



Gambar 3.1.
Kurva IPR Satu Fasa
(*Brown, K.E., 1984*)

Harga q pada titik B adalah merupakan harga laju alir maksimal sumur (qmaks). Jika sudut segitiga OAB adalah θ, maka harga PI merupakan gradien kemiringan kurva IPR, maka hal tersebut dinyatakan dengan :

$$PI = \frac{OB}{OA} = \tan\theta \quad \text{.....(3-3)}$$

B. Kurva IPR Dua Fasa

Untuk memudahkan perhitungan kelakuan aliran fluida dua fasa dari formasi ke lubang sumur, ***Vogel*** mengembangkan persamaan berdasarkan analisa terhadap grafik-grafik IPR yang dihasilkan dari model *reservoir* yang disimulasikan dengan tenaga dorong gas terlarut. Dalam pengembangan simulator dilakukan anggapan bahwa :

1. *Reservoir* bertenaga dorong gas terlarut
2. Harga skin di sekitar lubang bor sama dengan nol
3. Tekanan *reservoir* di bawah tekanan saturasi

Vogel memperoleh persamaan yang digunakan untuk membuat grafik kelakuan aliran fluida dari formasi ke lubang sumur berdasarkan data uji produksi dan tekanan. Apabila dilakukan analisa regresi terhadap titik data, diperoleh persamaan yang dapat mempresentasikan titik-titik data tersebut. Persamaan tersebut yaitu :

$$\frac{q_o}{qmaks} = 1 - 0.2\left(\frac{Pwf}{Pr}\right) - 0.8\left(\frac{Pwf}{Pr}\right)^2 \quad \text{.....(3-4)}$$

Keterangan :

qo = Laju produksi minyak, bbl/d

qmaks = Laju produksi maksimal, psi

Pwf = Tekanan alir dasar sumur, psi

Pr = Tekanan *reservoir*, psi

Dari data uji produksi diperoleh laju produksi dan tekanan alir dasar sumur (Pwf) sedangkan dari data uji tekanan diperoleh tekanan statik sumur. Sesuai dengan anggapan yang digunakan dalam pengembangan persamaan IPR tersebut di

atas, maka apabila persamaan ini akan digunakan di suatu sumur di lapangan, maka secara ideal kondisi sumur harus sesuai dengan anggapan yang diberlakukan.

Dengan demikian apabila persamaan tersebut digunakan di suatu sumur yang tidak memenuhi anggapan yang diberikan, maka perlu disadari bahwa hasil yang diperoleh tidak dapat dijamin ketelitiannya. Untuk mengatasi salah satu keterbatasan tersebut, persamaan ***Vogel*** dikembangkan untuk dapat menampung kondisi tekanan *reservoir* di atas tekanan saturasi.

Pada kondisi ini kurva IPR terdiri dari dua bagian, yaitu terdiri dari kurva yang linier (untuk harga Pwf > Pb) dan kurva yang tidak linier (untuk harga Pwf < Pb). Untuk bagian yang linier, kurva IPR mengikuti hubungan qo dan Pwf yang Linier. Dimana PI merupakan *productivity index*. Sedangkan untuk bagian yang tidak linier, persamaan kurva IPR adalah sebagai berikut :

$$q_o = q_b + [qmaks - q_b] \times \left[1 - 0.2\left(\frac{Pwf}{Pb} \right) - 0.8\left(\frac{Pwf}{Pb} \right)^2 \right] \quad \text{.....(3-5)}$$

Keterangan :

qb = Laju alir minyak pada tekanan saturasi, bbl/d

Pb = Tekanan saturasi, psi

qmaks = Laju alir maksimal, bbl/d

PI = *Productivity index*, bbl/d/psi

Prosedur perhitungan kurva IPR untuk Ps > Pb, dibedakan menjadi dua :

a) Ps > Pb dan Pwf uji > Pb

b) Ps > Pb dan Pwf uji < Pb

Di mana langkah kerja dalam membuat kurva IPR pada kondisi a) dan b) berbeda sehingga prosedur pembuatan kurva IPR pada masing-masing kondisi tersebut, yaitu :

Langkah kerja pembuatan kurva IPR untuk Ps > Pb dan Pwf uji > Pb

1. Menghitung indeks produktivitas.
2. Menghitung qb berdasarkan harga indeks produktivitas dari langkah 1.
3. Menghitung q maks,

q maks = qb + PI x Pb/1.8. ..... (3-6)

4. Untuk membuat kurva IPR, menganggap beberapa harga Pwf < Pb dan menghitung qo dengan menggunakan **Persamaan (3-5)**.
5. Kurva IPR untuk Pwf > Pb dapat dibuat dengan memplot titik (qb, Pb) pada grafik linier dan menghubungkan titik (0, Ps) dengan titik (qb, Pb).
6. Kurva IPR untuk Pwf < Pb dapat dibuat dengan memplot titik (q, Pwf) dari langkah 4 dan menghubungkan titik-titik tersebut.

Langkah kerja kerja pembuatan kurva IPR untuk Ps > Pb dan Pwf uji < Pb :

1. Menghitung indeks produktivitas, dengan persamaan berikut :

$$PI = \frac{q_o}{(P_r - P_b) + (P_b A)/18} \quad \text{..... (3-7)}$$

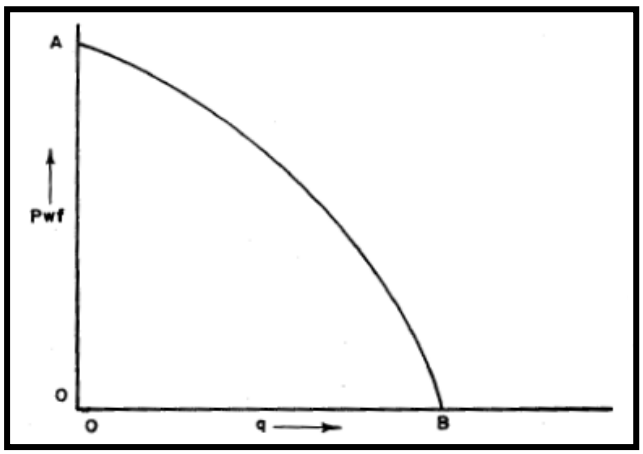
Keterangan :

$$A = 1 - 0.2(P_{wf} / P_b) - 0.8(P_{wf} / P_b)^2 \quad \text{..... (3-8)}$$

2. Berdasarkan harga indeks produktivitas dari langkah 1, menghitung qb menggunakan persamaan :

$$q_b = PI(P_r - P_b) \quad \text{..... (3-9)}$$

3. menghitung q maks, dengan menggunakan **Persamaan (3-6)**.
4. Untuk membuat kurva IPR, menganggap beberapa harga Pwf < Pb dan menghitung qo dengan menggunakan **Persamaan (3-5)**.
5. Kurva IPR untuk Pwf > Pb dapat dibuat dengan memplot titik (qb, Pb) pada grafik linier dan menghubungkan titik (0, Ps) dengan titik (qb, Pb).
6. Kurva IPR untuk Pwf < Pb dapat dibuat dengan memplot titik (q, Pwf) dari langkah 4 dan menghubungkan titik-titik tersebut.



Gambar 3.2.
Kurva IPR Dua Fasa
(*Brown, K.E., 1984*)

3.1.1.3. Kurva *Outflow*

Usaha untuk memperkirakan *outflow performance* sumur telah dilakukan selama bertahun-tahun, yang terpusat pada pembuatan korelasi aliran multifasa. Korelasi ini dibuat untuk memperkirakan besarnya kehilangan tekanan yang terjadi selama aliran fluida multifasa di dalam pipa dengan memperhitungkan semua karakteristik fluida sepanjang konfigurasi pipa. Untuk aliran di dalam sumur dilakukan dengan menghitung kehilangan tekanan pada kedalaman tertentu dalam kolom aliran pipa produksi.

Aliran fluida multifasa di dalam pipa produksi ini merupakan aliran serentak gas bebas dan cairan, yang keduanya dapat bercampur secara homogen atau cairan berupa slug yang didorong oleh kolom gas. Optimasi dilakukan dengan menggunakan kurva *outflow* (GLR total atau injeksi gas) yang dipotongkan dengan kurva IPR.

3.1.2. Kinerja Aliran Fluida Dalam Pipa Vertikal

Aliran fluida dalam media pipa didefinisikan sebagai gerakan dari fluida yang mengalir di dalam pipa, dimana untuk fluida yang mengalir dapat terdiri dari fluida satu fasa, dua fasa maupun tiga fasa.

Teori dasar untuk persamaan aliran fluida dalam pipa adalah persamaan kesetimbangan, yang menyatakan kesetimbangan energi antara dua buah titik dalam satu sistem. Secara sederhana kesetimbangan energi tersebut dapat dinyatakan bahwa energi dari fluida yang masuk ke dalam sistem ditambah dengan kerja yang dilakukan oleh atau pada fluida dan ditambah dengan setiap perubahan energi terhadap waktu, harus sama dengan energi yang meninggalkan sistem.

Pada aliran fluida dalam pipa, adanya kehilangan tekanan disebabkan oleh gesekan, perbedaan ketinggian serta adanya perubahan energi kinetik. Karena umumnya gesekan terjadi pada dinding pipa, perbandingan antara *shear stress* dengan energi kinetik persatuan volume menunjukan peras *shear stress* terhadap tekanan secara keseluruhan. Penentuan faktor gesekan untuk aliran satu fasa tergantung pada tipe alirannya (laminer atau turbulen) sedangkan perhitungan

gradien tekanan untuk aliran dua fasa memerlukan harga-harga kondisi aliran seperti kecepatan aliran dan sifat-sifat fisik fluida (seperti berat jenis, viscositas, dan dalam beberapa hal tegangan permukaan). Apabila harga-harga tersebut telah dapat ditentukan untuk masing-masing fasa yang mengalir, maka perlu dilakukan penggabungan-penggabungan.

3.1.2.1. Metode Perhitungan *Vertical Lift Performance*

Aliran fluida vertikal terutama ditemui pada tubing yang digunakan untuk memproduksi suatu sumur. Dalam hal ini distribusi tekanan aliran sepanjang tubing harus diketahui, agar dapat dilakukan perencanaan ukuran tubing yang sebaiknya digunakan, untuk memperkirakan laju produksi yang dapat dihasilkan atau untuk tujuan perencanaan instalasi metode produksi dengan pengangkatan buatan. Anggapan-anggapan yang dilakukan oleh para ahli untuk mengembangkan korelasi tersebut pada dasarnya dapat dikelompokan menjadi tiga kelompok, yaitu :

1) Tanpa memperhatikan adanya *slip* serta pola aliran
2) Memperhitungkan *slip* tetapi pola aliran diabaikan
3) Memperhitungkan *slip* dan pola aliran.

Vertical Lift Performance dari sumur-sumur penelitian dalam penulisan skripsi ini, dihitung dengan menggunakan simulator *PROSPER*. Metode korelasi yang digunakan yaitu menggunakan metode korelasi ***Hagedorn-Brown***. Metode ini dapat digunakan pada berbagai range laju aliran, Range GLR yang luas, serta dapat digunakan untuk setiap ukuran *tubing* dan berbagai sifat fisik fluida yang mengalir dan juga mempunyai faktor kesalahan yang kecil.

Untuk menentukan kehilangan tekanan selama aliran dalam pipa, ***Hogedorn*** dan ***Brown*** mengembangkan metodanya berdasarkan pada persamaan umum energi, dimana persamaan tersebut apabila ditulis dalam bentuk aliran massa total adalah sebagai berikut :

$$144\frac{\Delta P}{\Delta h} = \overline{\rho_m} - \frac{(f)(w)^2}{2.9652x10^{11} d^5 \overline{\rho_m}} + \overline{\rho_m}\frac{\Delta\left(v_m^2 / 2g_c\right)}{\Delta h} \quad \text{..... (3-10)}$$

Keterangan :

$$\gamma_o = \frac{141.5}{131.5 + {}^{O}API} \quad \text{.....(3-11)}$$

$$w = wl + wg \quad \text{..... (3-12)}$$

$$Wl = [(4{,}05.10^{-3}).(qo.\gamma o + qw.\gamma w)] + [(8{,}85.10^{-7}).qt.\gamma g.Rs] \text{.....(3-13)}$$

$$Wg = (8.85x10^{-7})xqtx\gamma gx(GLR - Rs) \quad \text{..... (3-14)}$$

$$\overline{\rho_m} = \overline{\rho_L} H_L + \overline{\rho_g}(1 - H_L) \quad \text{..... (3-15)}$$

$$m = \gamma_o \cdot (350)\left(\frac{1}{1+WOR}\right) + \gamma_w \cdot (350)\left(\frac{WOR}{1+WOR}\right) + 0.0764(GLR)\cdot\gamma_g \quad \text{(3-16)}$$

$$w = q \times m \quad \text{.....(3-17)}$$

$$V_m = V_{sL} + V_{sg} \quad \text{.....(3-18)}$$

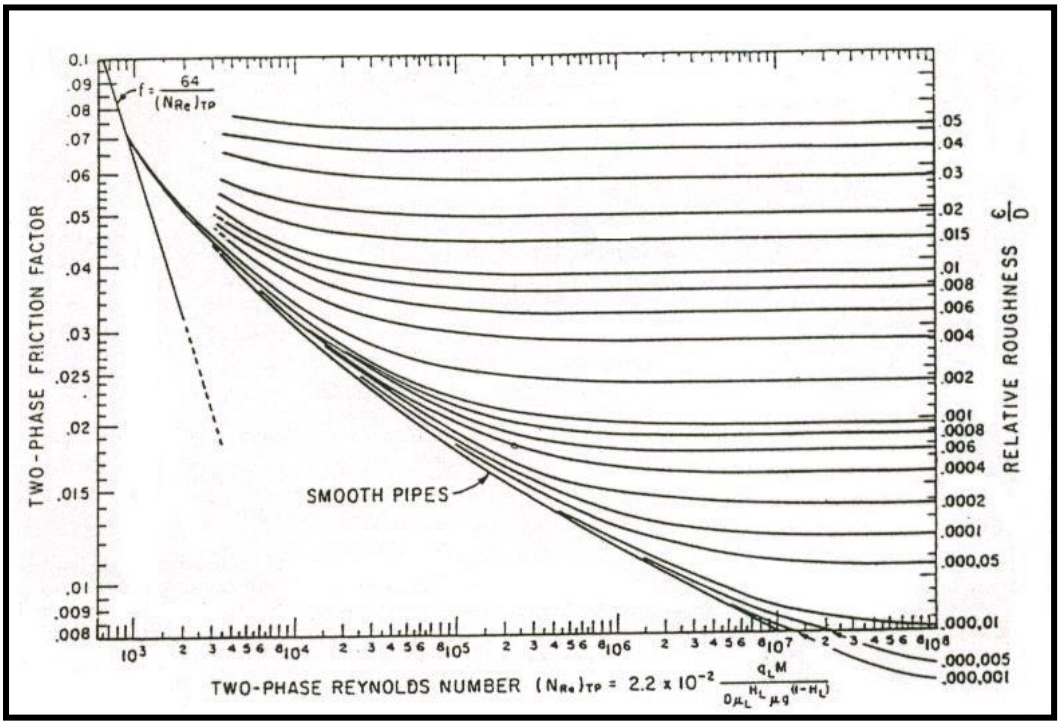
$$\rho_f = \frac{\rho_n^{\,2}}{\rho_m} \quad \text{.....(3-19)}$$

Untuk menyelesaikan **Persamaan (3-11)** tersebut, maka besarnya "f" dan H_L harus diketahui. Harga f yang dihubungkan dengan bilangan ***Reynold*** dapat ditentukan secara empiris dengan menggunakan **Gambar 3.5.** yang berlaku untuk aliran dua fasa.

Arheinus mengemukakan viskositas campuran dua fasa yang dihubungkan dengan bilangan ***Reynold*** dalam persamaan sebagai berikut :

$$N_{\mathrm{Re}} = \frac{1488\rho n.V_m.d}{\mu_m} \quad \text{.....(3-20)}$$

Korelasi untuk R_e diatas berlaku untuk setiap aliran dua fasa dengan adanya perubahan kecepatan setiap saat. ***Hagedorn*** dan ***Brown*** menunjukkan bahwa *liquid hold up* (H_L) dapat dihubungkan dengan empat parameter tak berdimensi :



Gambar 3.3. Korelasi *Friction* Faktor Untuk Aliran Dua Fasa

$$N_{LV} = 1.938\ v_{SL}\left(\frac{\rho_L}{\sigma}\right)^{1/4} \quad \text{.....(3-21)}$$

$$N_{gV} = 1.938\ v_{sg}\left(\frac{\rho_L}{\sigma}\right)^{1/4} \quad \text{.....(3-22)}$$

$$N_d = 120.872\ d\left(\frac{\rho_L}{\sigma}\right)^{1/2} \quad \text{.....(3-23)}$$

$$N_L = 1{,}938\ \mu_L\left(\frac{1}{\rho_L \sigma^3}\right)^{\frac{1}{4}} \quad \text{.....(3-24)}$$

$$\rho_L = \left[\frac{\gamma_o \cdot 62.4 + R_s \cdot \gamma_g \cdot (0{,}0764)/5.614}{B_o}\right]\left(\frac{1}{1+WOR}\right) + \left[\gamma_w \cdot 62.4\left(\frac{WOR}{1+WOR}\right)\right] \quad \text{(3-25)}$$

Menghitung densitas rata-rata gas, viskositas cairan campuran dan tegangan permukaan fasa cair dengan menggunakana persamaan :

$$\bar{\rho} = \gamma_g \cdot 0.0764\left(\frac{\bar{P}}{14{,}7}\right)\left(\frac{520}{T}\right)\left(\frac{1}{Z}\right) \quad \text{.....(3-26)}$$

$$\mu_L = \mu_o\left(\frac{1}{1+WOR}\right)+\mu_w\left(\frac{WOR}{1+WOR}\right) \quad \text{.....(3-27)}$$

$$\mu_m = \mu_L^{\,HL}.\mu_g^{\,(1-HL)} \quad \text{.....(3-28)}$$

$$\tau_L = \tau_o\left(\frac{1}{1+WOR}\right)+\tau_w\left(\frac{WOR}{1+WOR}\right) \quad \text{.....(3-29)}$$

$$\lambda = \frac{V_{sl}}{V_m} \quad \text{.....(3-30)}$$

Keterangan :

d = Diameter dalam tubing, ft

ρ_L = Densitas cairan, lbm/cuft

V_{sL} = Superfacial *liquid velocity*, ft/detik

V_{sg} = Superfacial *gas velocity*, ft/detik

μ_L = Viscositas cairan, cp

σ = Tegangan permukaan, dyne/cm

N_{gV} = *Gas velocity number*

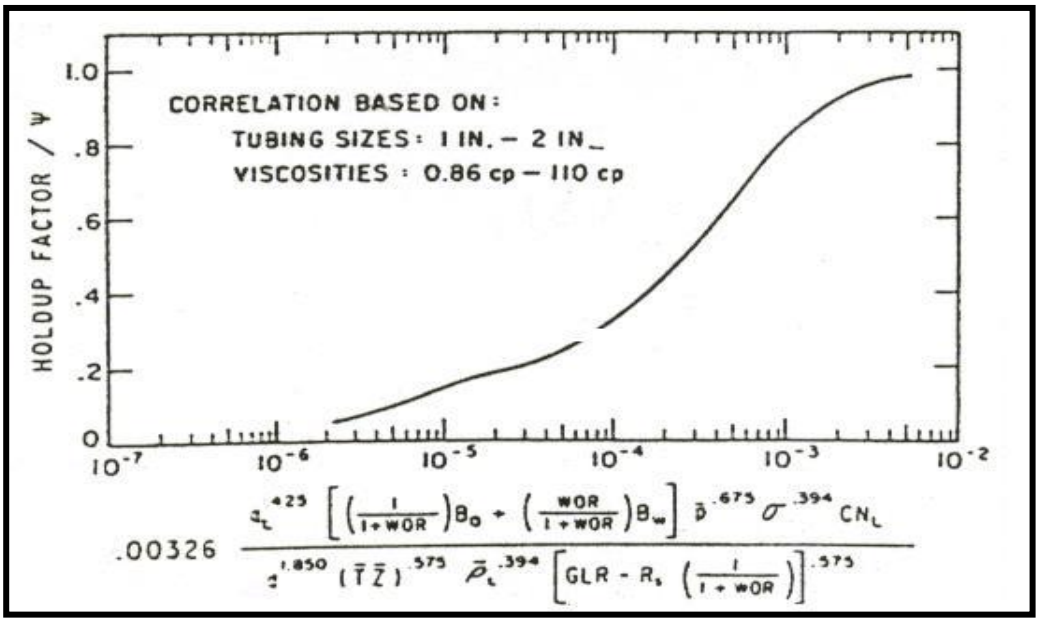
N_{LV} = *Liquid velocity number*

N_d = Diameter number

N_L = *Liquid number*

Dengan menggunakan teknik regresi linier untuk menghubungkan keempat parameter yang tak berdimensi diatas, maka dapat dibuat hubungan faktor *hold up*, seperti pada **Gambar 3.6.**, akan tetapi harus diingat bahwa korelasi *hold up* tersebut merupakan korelasi *pseudo hold up*. Hal ini disebabkan karena ***Hagedorn*** dan ***Brown*** tidak melakukan pengukuran *hold up* melainkan *hold up* tersebut ditentukan

berdasarkan data penurunan tekanan (diukur) dan faktor gesekan yang ditentukan berdasarkan bilangan ***Reynold***.



Gambar 3.4.
Korelasi Faktor *Hold Up*
(*Beggs, H.D., 1991*)

Gambar 3.5. merupakan korelasi *pseudo hold up*, dengan demikian untuk menentukan harga *hold up* sebenarnya diperlukan faktor korelasi sekunder (ψ), dimana faktor ini diplot terhadap parameter tak berdimensi yaitu sebagai berikut :

$$\phi = \left(\frac{N_{gv} \cdot N_{Lv}^{\,0,38}}{N_d^{\,2,14}} \right) \quad \text{.....(3-31)}$$

$$N_L = 1{,}938\ \mu_L \left(\frac{1}{\rho_L \sigma^3} \right)^{\frac{1}{4}} \quad \text{.....(3-32)}$$

$$N_{gv} = 1{,}938\ v_{sg} \left(\frac{\rho_L}{\sigma} \right)^{\frac{1}{4}} \quad \text{.....(3-33)}$$

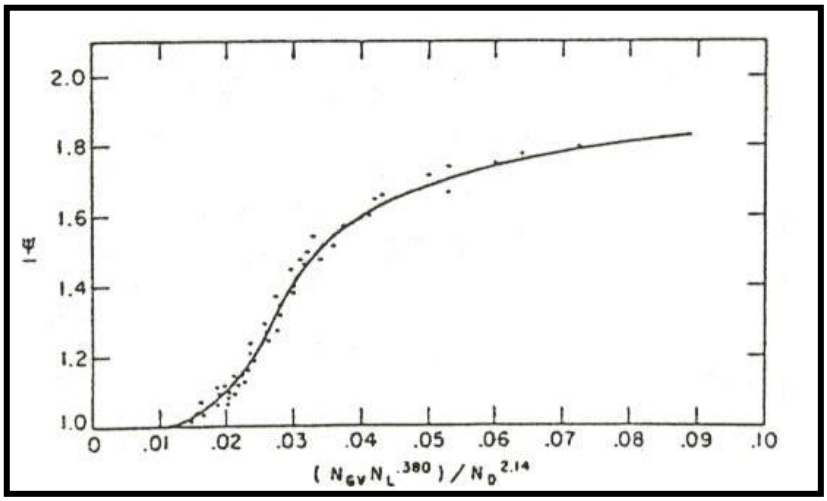
$$N_d = 120{,}872\ d \left(\frac{\rho_L}{\sigma} \right)^{\frac{1}{2}} \quad \text{.....(3-34)}$$

Keterangan :

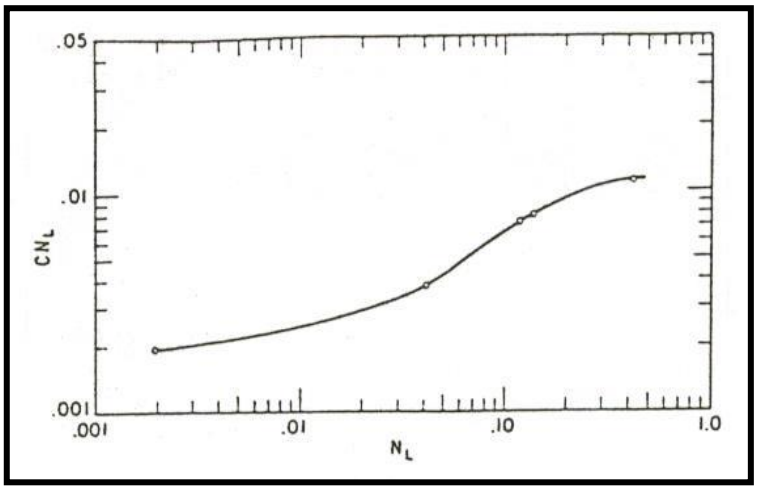
$$v_{sL} = \frac{5{,}61 \cdot q_L}{86400 \cdot A_P}\left[Bo\left(\frac{1}{1+WOR}\right) + Bw\left(\frac{WOR}{1+WOR}\right)\right] \quad \text{.....(3-35)}$$

$$v_{sg} = \frac{q_L\left[GLR - Rs\left(\frac{1}{1+WOR}\right)\right]}{86400 \cdot A_P}\left(\frac{14{,}7}{P}\right)\left(\frac{T}{520}\right)(Z) \quad \text{.....(3-36)}$$

Dimana grafik ini diberikan pada **Gambar 3.6.** dengan demikian berdasarkan parameter-parameter tersebut, maka dapat ditentukan gradien tekanan aliran dengan menggunakan **Persamaan (3-32).**



Gambar 3.5.
Korelasi Untuk Faktor Koreksi Sekunder
(*Beggs, H.D., 1991*)



Gambar 3.6.
Korelasi Untuk *Viscosity Number*
(*Beggs, H.D., 1991*)

Pengaruh viskositas cairan diperhatikan dalam bentuk harga CN_L yang merupakan salah satu pembilang dari absis pada **Gambar 3.8.** Harga CN_L ini ditentukan berdasarkan grafik hubungan antara CN_L dan N_L, seperti yang tampak pada **Gambar 3.8.** Gambar diatas dibuat berdasarkan pada viscositas air, dimana harga C untuk air sama dengan satu. Dalam grafik tersebut ditunjukkan bahwa untuk viscositas cairan yang rendah, maka viscositas tidak memberikan pengaruh yang berarti.

$$\Psi = \left(\frac{N_{Lv}}{N_{gv}^{0,575}} \right) \left(\frac{\bar{P}}{14,7} \right)^{0,1} \left(\frac{C_{NL}}{N_d} \right) \text{.....(3-37)}$$

$$H_L = \left(\frac{H_L}{\Psi} \right) (\Psi) \text{.....(3-38)}$$

3.1.2.2. Faktor yang Mempengaruhi Distribusi Tekanan Aliran Fluida Dalam Pipa Vertikal

Besarnya distribusi tekanan aliran dalam pipa vertikal sangat dipengaruhi oleh beberapa faktor, diantaranya:

1. Pengaruh Ukuran *tubing*

   Pengaruh ini akan memberikan tekanan alir dasar sumur akan kecil jika *tubing* yang digunakan semakin besar

2. Pengaruh Laju Produksi

   Gradien Tekanan akan naik dengan naiknya laju produksi. Untuk ukuran *tubing* lain pun akan diperoleh hal yang sama, hanya saja laju produksi maksmum dan minimumnya akan berbeda.

3. Pengaruh *Gas Liquid Ratio*

   Keadaan dimana gas mengalir bersama cairan juga akan mempengaruhi gradien tekanan alir yang dihasilkan. Peningkatan harga GLR menyebabkan penurunan tekanan alir dasar sumur yang diperlukan. Pada suatu titik tertentu akan dicapai bahwa peningkatan harga GLR justru akan meningkatkan tekanan alir dasar sumur. Hal ini disebabkan adanya pembalikan gradien tekanan atau dikenal dengan istilah *Back Pressure* akibat dari naiknya gesekan di sepanjang tubing.

4. Pengaruh densitas (^{0}API) dan Viscositas

   Kenaikan nilai ^{0}API akan mengakibatkan penurunan tekanan alir dasar sumur sedangkan kenaikan viskositas akan mengakibatkan meningkatkan tekanan alir dasar sumur. Terdapat hubungan antara densitas dan viscositas, maka viscositas harus dijaga konstan untuk memisahkan pengaruh densitas cairan.

5. Pengaruh *Slippage*

   Hubungan antara tekanan alir dasar sumur dengan laju produksi yang dihasilkan, apabila harga GLR dijaga konstan, maka laju aliran akan berkurang pada suatu titik, dimana tekanan aliran perlu diperbesar. Laju produksi cairan begitu kecil bila dibandingkan dengan laju produksi gas dan pada kondisi ini cairan yang mengalir akan jatuh kembali. Keadaan ini disebabkan karena kecepatan gas lebih besar daripada kecepatan cairan, dengan demikian *liquid Hold-Up* akan meningkat dan densitas cairan akan meningkat, serta tekanan yang diperlukan untuk mengangkat fluida bertambah besar.

3.2. Gas Lift

3.2.1. Batasan Pemilihan *Gas Lift* dan Keuntungan

Intermittent gas lift hanya cocok untuk sumur yang mempunyai laju produksi yang rendah, sedang *continous* lebih efisien digunakan pada sumur-sumur yang mempunyai laju produksi yang tinggi dimana injeksi gas tidak menjadi hambatan karena tersedianya gas yang cukup sebagai sumber tenaga yang akan diinjeksikan.

3.2.1.1. Batasan *Gas Lift*

- Harus terdapat gas yang mencukupi; *Udara, Nitrogen* atau gas lain umumnya cukup mahal dan jarang terdapat disekitar lokasi.

- Spasi sumur yang luas, akan mempengaruhi alokasi distribusi gas dan kehilangan tekanan yang besar.
- Bila gas yang digunakan bersifat korosif akan menambah biaya operasi.

3.2.1.2. Keuntungan *Gas Lift*

- Biaya awal untuk peralatan *down hole* sangat murah
- Pemasangan peralatan dapat direncanakan untuk pengangkatan dari dekat dengan permukaan hingga mendekati total kedalaman. Juga dapat direncanakan untuk pengangkatan dari satu hingga beberapa ribu barrel per hari.
- Laju produksi dapat dikontrol dari permukaan.
- Pasir yang ikut terproduksi tidak berpengaruh terhadap peralatan *gas lift*.
- Tidak dipengaruhi oleh kemiringan lubang.
- Peralatan yang bergerak tidak banyak sehingga tidak memerlukan pemeliharaan khusus.
- Biaya operasi murah.
- Sangat ideal jika injeksi gas hanya sebagai suplemen dan gas formasi jumlahnya cukup.
- Perlatan penting (*gas compressor*) dalam *gas lift system* di install di permukaan sehingga mudah untuk perawatan dan perbaikan, peralatan ini juga dapat dipilih dengan bahan bakar gas/elektrik.

3.2.2. Teori *Gas lift*

Gas lift merupakan metode *artificial* dengan mengunakan gas tekanan tinggi yang diinjeksikan kedalam tubing atau annulus tubing casing. *Gas lift* digunakan untuk menambah produksi minyak dengan menurunkan densitas kolom fluida sehingga tekanan reservoir dapat mengangkat fluida ke permukaan. Ada dua metode yang digunakan, yaitu *continuous flow* dan *intermittent flow*.

3.2.2.1. *Continuous Gas lift*

Dalam *continuous gas lift*, volume yang kontinyu dari gas bertekanan tinggi diinjeksikan ke dalam fluida dalam tubing sehingga menurunkan harga tekanan alir pada dasar sumur dan sumur tersebut dapat mengalirkan fluida yang ada di dalam

reservoir. Pada tipe sumur ini, laju produksi berkisar antara 400 – 18000 BFPD, melalui ukuran tubing yang normal. Apabila aliran melalui casing, mungkin dapat mengangkat 60000 BFPD. Dilihat dari prosesnya maka *continuous gas lift* dipilih dengan pertimbangan untuk mengangkat fluida yang sangat besar kapasitasnya di dalam sumur, tidak perlu menggunakan *intermiter* (pengatur injeksi), untuk sumur dengan berbagai macam komplesi, untuk pengangkatan melalui pipa sempit dan untuk sumur dengan GLR tinggi, dimana kecepatan aliran rendah.

Adapun batasan-batasan digunakannya *continuous gas lift* adalah :

- Gas tersedia terus menerus.
- Kolom fluida lebih tinggi dari 70 % total kedalaman.
- Produktivitas Index (PI) tinggi (> 0,5 BFPD/Psi) dengan tekanan alir dasar sumur (Pwf) tinggi.
- Namun apabila tekanan dan volume gas injeksi yang tersedia cukup besar, continous *gas lift* dapat dilakukan pada sumur dengan produktivitas indeks (PI < 0,2 BFPD/Psi).

3.2.2.2. *Intermittent Gas lift*

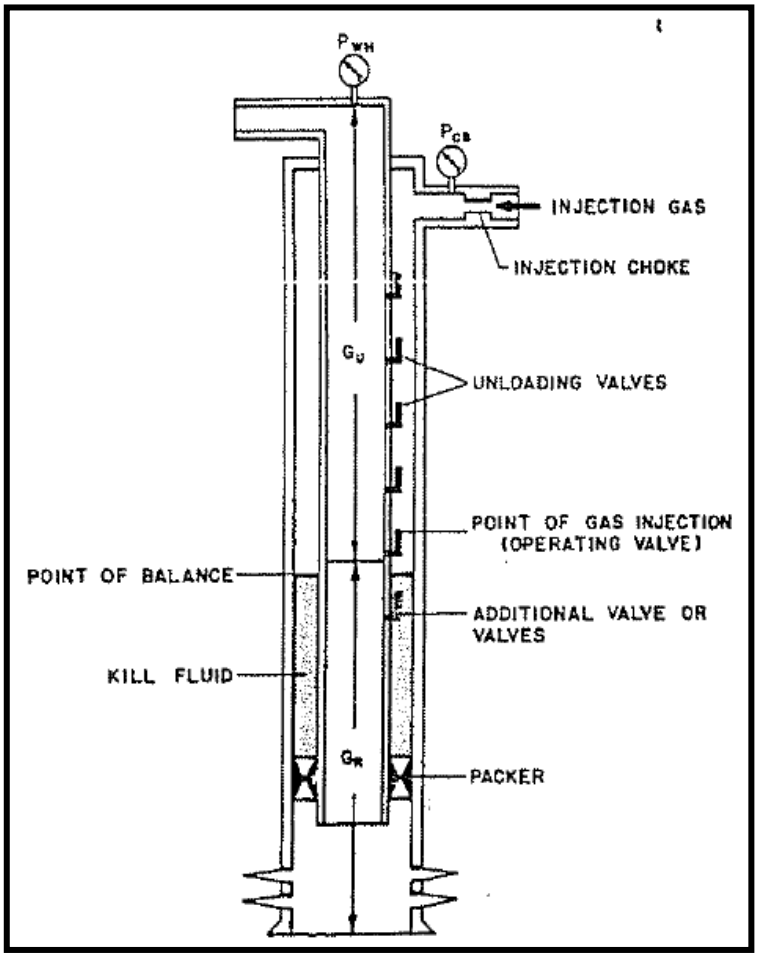
Jika sumur memiliki tekanan reservoir yang rendah atau laju produksi yang sangat rendah, maka dapat diproduksi dengan *intermittent gas lift*. Metode ini menginjeksikan gas ke dalam sumur dan memproduksi fluida secara periodic pada selang waktu tertentu dan didisain untuk memproduksi pada laju produksi sebesar fluida yang masuk ke lubang sumur dari formasi. Dalam metode *intermittent gas lift*, fluida dibiarkan terakumulasi dan bertambah dalam *tubing* pada dasar sumur. Secara periodik, gelembung besar dari gas injeksi bertekanan tinggi diinjeksikan dengan cepat ke dalam *tubing* di bawah kolom fluida dan kolom fluida akan terdorong cepat ke permukaan. Frekuensi injeksi gas dalam *intermittent gas lift* ditentukan oleh jumlah waktu yang diperlukan oleh *slug* cairan masuk ke dalam *tubing*. Lamanya periode injeksi gas tergantung dari waktu yang diperlukan untuk mendorong satu *slug* cairan ke permukaan.

Metode ini diaplikasikan untuk sumur-sumur dengan tekanan yang rendah dan GLR kecil, PI tinggi dan BHP rendah dan PI rendah dan BHP rendah.
Batasan tinggi rendahnya harga PI dan BHP menurut ***Brown*** adalah :

- PI tinggi bila harga PI > 0,5 STB/D/Psi.
- PI rendah bila harga PI < 0,5 STB/D/Psi.
- BHP rendah bila BHP tersebut dapat mengangkat fluida kurang dari 40 % dari total kedalaman sumur.

3.2.2.3. Mekanisme *Valve Gas lift*

Valve gas lift bekerja secara otomatis karena adanya selisih tekanan annulus casing-tubing dengan tubing. Gas injeksi masuk ke *annulus* dan menekan fluida di *annulus*. Pada saat permukaan fluida di *annulus* di bawah *Valve* pertama gas akan mengalir ke dalam tubing kemudian meringankan kolom fluida diatas di dalam tubing. Semakin lama akan semakin ringan dan akhirnya beda tekanan di annulus dan tubing cukup besar sehingga *Valve* pun akan menutup aliran gas kemudian masuk ke tubing melalui *Valve* di bawahnya sehingga kolom fluida di dalam tubing akan lebih ringan karena pengurangan gradient fluida sumur di samping pengembangan gas, perbedaan tekanan pun akan semakin besar dan *Valve* ini pun akan menutup. Proses tersebut akan berlangsung terus menerus sampai mencapai *Valve* operasi (titik injeksi).



Gambar 3.7.
Mekanisme Operasi *Continuous*
(Brown, Kermit E.1984)

Menginjeksikan gas ke dalam tubing melalui annulus pada gas lift memiliki berbagai cara. Cara kerja dari *gas lift* sendiri terbagi 2 yaitu :

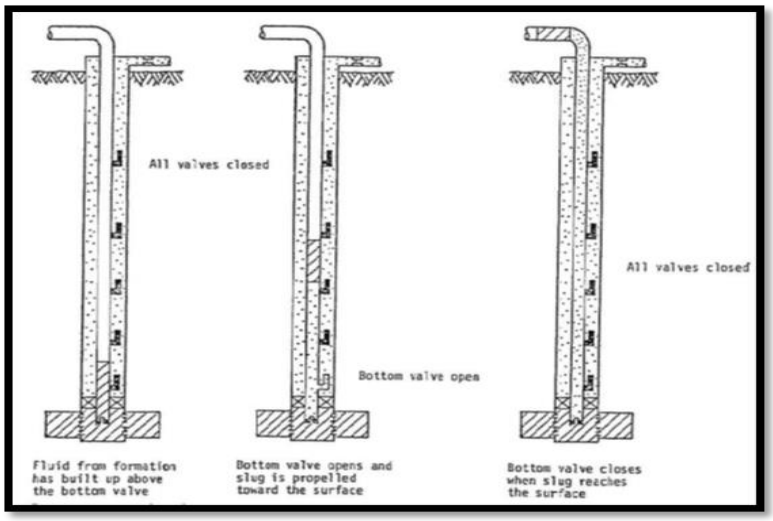
1. *Single Point Injection*

Valve terbuka penuh hingga saat tertutup fluida sampai permukaan, gas seluruhnya ditekan untuk mengangkat *slug* ke permukaan dan diinjeksikan melalui *operating Valve*.

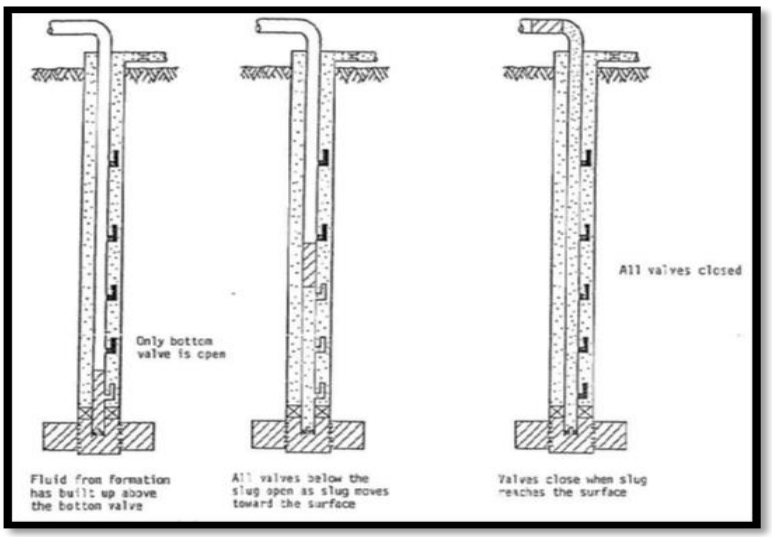
2. *Multi-Point Injection*

Operating Valve harus cukup kuat untuk mengangkat *slug* ke *Valve* di atasnya, selanjutnya *Valve* akan terbuka dan membiarkan gas untuk mendorong

slug ke *Valve-Valve* berikutnya. Tidak seluruh *Valve* di *tubing* terbuka saat operasi. Jumlah *Valve* yang terbuka tergantung pada tipe *Valve* yang dipakai dan konfigurasi komplesinya.



Gambar 3.8.
Single Point Injection
(Brown, Kermit E.1984)



Gambar 3.9.
Multi Point Injection
(Brown, Kermit E.1984)

3.2.2.4. Peralatan *Gas lift*

Gas lift memiliki peralatan-peralatan yang menunjang kinerjanya. Peralatan *Gas lift* dapat dibagi menjadi dua kelompok, yaitu :

3.3.3.4.1. Peralatan *Gas lift* Bawah Permukaan

Peralatan bawah permukaan dari metode *gas lift* tidak berbeda jauh dengan peralatan pada sumur *natural flow*, hanya pada *gas lift* ditambah dengan *Valve gas lift*. Secara umum pemakaian *Valve gas lift* berfungsi untuk :

- Memproduksikan minyak dengan mudah tanpa memerlukan tekanan injeksi yang besar.
- Mengurangi *unloading (kick off)* ataupun tambahan *portable compressor*.
- Mendapatkan kedalaman injeksi yang lebih besar untuk suatu kompresor dengan kekuatan tertentu.
- Menghindari *swabbing* untuk sumur-sumur yang mempunyai permukaan cairan tinggi (*high fluid level well*) atau sumur yang diliputi air. Berdasarkan komponen *Valve gas lift*, maka terdapat beberapa macam jenis *Valve*, yaitu :

a. Pressure Charged Bellow Valve

Valve jenis ini mempunyai *bellow* berisi gas *nitrogen* dengan tekanan tertentu. Sebagian dari *Valve* jenis ini dikombinasikan pula dengan *spring Valve* untuk membantu kerja *bellow*. Pada kondisi normal, *Valve* ini akan menutup karena adanya *pressure charge bellow*. *Valve* ini dapat digunakan pada *intermittent* dan *continuous gas lift.*

b. Flexible Sleeve Valve

Pada *Valve* jenis ini aliran gas yang masuk kedalam *tubing* dikontrol oleh karet yang mudah melentur (*flexible*). *Valve* jenis ini mempunyai *dome* (ruang) yang didalamnya berisi gas alam kering dengan tekanan tertentu. Tekanan buka *Valve* sama dengan tekanan tutupnya dan juga sama dengan tekanan gas dalam *dome* tersebut. *Valve* jenis ini dapat dioperasikan pada *intermittent* atau *continuous gas lift* dengan injeksi gas diatur di permukaan.

3.3.2.4.2. Peralatan *Gas lift* Atas Permukaan

Peralatan di atas permukaan adalah semua peralatan yang diperlukan untuk proses injeksi gas ke dalam sumur yang terletak di permukaan, meliputi :

1. Wellhead

Wellhead sebenarnya bukan alat khusus bagi *gas lift* saja tetapi juga merupakan salah satu alat yang digunakan pada metode *natural flow*, dimana dalam periode masa produksi, alat ini berfungsi untuk menggantungkan *tubing* atau *casing* disamping itu *well head* merupakan tempat dudukan *x-mass tree*.

2. Gas lift Christmas Tree

Gas lift Christmas tree berfungsi untuk mengatur laju produksi minyak, mengontrol tekanan reservoir dan untuk mengatur jumlah gas serta tekanan gas yang masuk ke sumur.

3. Stasiun Kompresor

Alat ini berfungsi untuk menaikan tekanan gas injeksi sesuai dengan keperluan. Di dalam stasiun kompresor ini terdapat beberapa buah kompresor yang dihubungkan dengan *manifold*. Dari stasiun kompresor ini, gas bertekanan tinggi dikirim ke sumur-sumur *gas lift* melalui stasiun distribusi.

4. Stasiun Distribusi

Dalam menyalurkan gas injeksi dari kompresor ke sumur terdapat beberapa cara, antara lain :

a. Sistem Distribusi Langsung

Pada sistem ini gas dari kompresor disalurkan langsung menuju sumur-sumur produksi. Sistem ini mempunyai kelemahan yaitu bila kebutuhan gas untuk masing-masing sumur tidak sama, sehingga kurang efisien.

b. Sistem Distribusi dengan Pipa Induk

Sistem ini lebih ekonomis karena panjang pipa dapat diperkecil, tetapi adanya hubungan langsung antara satu sumur dengan sumur lainnya, jika salah satu sumur sedang diinjeksikan gas maka sumur lain sumur lain bisa terpengaruh.

c. Sistem Distribusi dengan Stasiun Distribusi

Sistem ini sangat rasional dan banyak dipakai, gas dari pusat kompresor ke stasiun distribusi kemudian dibagi ke sumur-sumur dengan menggunakan pipa.

5. Peralatan Kontrol

Peralatan kontrol yang digunakan dalam *intermittent gas lift* adalah :

a. *Time Controller* dan *Regulator*

Time Controller adalah alat yang berfungsi untuk mengatur waktu kapan sumur *intermittent gas lift* akan *shut-in* atau *producing*. *Time Controller* ini dilengkapi pula dengan *regulator* yang berfungsi untuk membuka dan menutup.

b. Control Valve

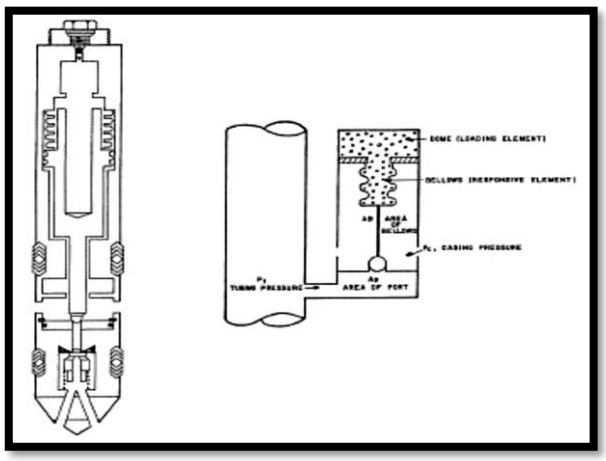
Alat ini berfungsi untuk mengatur banyaknya gas injeksi yang akan diinjeksikan ke dalam sumur *intermittent gas lift*.

3.2.3. Tipe *Valve Gas lift*

Ada 4 (empat) macam *Valve gas lift*, yaitu :

1. *Casing Pressure Operated Valve* (*Pressure Valve)*

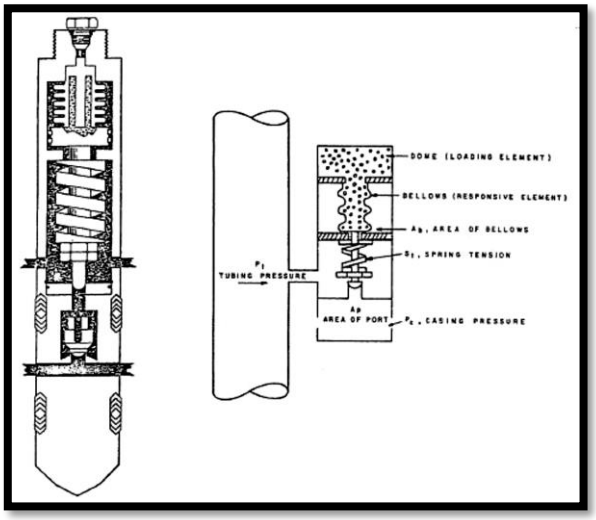
Valve jenis ini 50-100% sensitif terhadap tekanan *casing* pada posisi tertutup dan 100% sensitif terhadap tekanan *casing* pada posisi terbuka. Membutuhkan penambahan tekanan *casing* untuk membuka *Valve* dan pengurangan tekanan *casing* untuk menutup *Valve*. *Valve* ini dapat dilihat pada gambar berikut :



Gambar 3.10.
Casing Pressure Operated Valve
(Brown, Kermit E, 1984)

2. Fluid operated Valve

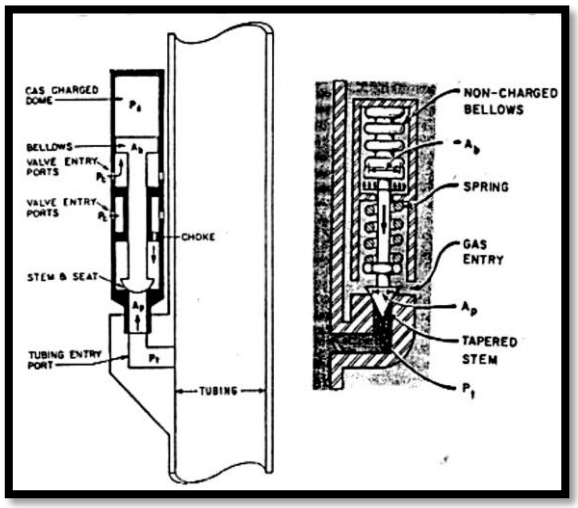
Valve jenis ini 50-100% sensitif terhadap tekanan *tubing* pada posisi tertutup dan 100% sensitif terhadap tekanan *tubing* pada posisi terbuka. *Valve* terbuka bila tekanan *tubing* naik dan *Valve* tertutup bila tekanan *tubing* turun.



Gambar 3.11.
Fluid Operated Valve
(Brown, Kermit E, 1984)

3. *Throttling Pressure Valve*

Valve ini disebut juga *proportional Valve* atau *continuous flow Valve*. *Valve* ini sama dengan *pressure Valve* pada posisi tertutup, akan tetapi pada posisi terbuka *Valve* ini sensitive terhadap tekanan tubing. *Valve* ini membutuhkan penambahan tekanan *casing* untuk membuka dan pengurangan tekanan tubing atau tekanan casing untuk menutup.



Gambar 3.12.
Throttling Pressure Valve
(Brown, Kermit E, 1984)

4. *Combination Valve*

Valve ini juga disebut *fluid open-pressure closed Valve*. *Valve* ini membutuhkan penambahan tekanan fluida untuk membuka dan pengurangan tekanan *casing* atau tekanan *tubing* untuk menutup.

3.2.4. Metode Perencanaan Instalasi *Gas Lift*

Sebelum perencanaan *gas lift* maka diadakan evalusi sumur terlebih dahulu karena pengakajian ini menyangkut sejarah sumur dari awal mulai diproduksikan beserta sifat-sifat sumur tersebut hingga saat sumur direncanakan akan dilakukan metode *artificial lift* dengan *gas lift*. Informasi-informasi yang diperlukan antara lain :

1. Sejarah produksi

Sejarah produksi sumur yang harus dilihat adalah ulah produksinya, penurunan produksi yang disertai dengan kenaikan air, penurunan tekanan atau penurunan GLR.

2. Tekanan dasar sumur

Tekanan dasar sumur static sebaiknya dapat ditentukan, bila tidak tersedia maka dapat dipakai tekanan dasar sumur dari sumur lain yang mempunyai formasi produktif yang sama.

3. Kedalaman perforasi/zone yang produktif

Kedalaman ini diperlukan pada saat perencanaan dilakukan mengingat semua parameter tergantung sekali dari kedalaman.

4. Tekanan balik di permukaan

Tekanan balik di permukaan sebagai akibat dari tekanan pada separator, system pemipaan dan alat-alat lainnya yang terpasang akan berpengaruh terhadap besarnya produksi.

5. Tekanan injeksi dan jumlah gas yang tersedia

Parameter ini yang sangat penting karena ini merupakan tenaga yang kita berikan pada sumur ini agar bisa membantu mengangkat minyak ke permukaan. Besarnya tekanan gas ini mempengaruhi sampai kedalaman berapa gas bisa diinjeksikan karena pada dasarnya dalam gas bisa diinjeksikan semakin besar produksi bisa diharapkan.

6. Ukuran tubing

Ukuran tubing diperlukan karena selain setiap ukuran tubing mempunyai kapasitas produksi maksimum yang berlainan, juga ukuran tubing ini diperlukan untuk pemilihan curva gradient aliran vertical pada saat membuat gas lift secara diagram.

Perencanaan installasi gas lift yang umum akan berdasarkan prinsip-prinsip di bawah ini :

1. Valve sebagai titik injeksi atau biasa disebut *operating valve* harus diletakkan sedalam mungkin sesuai dengan tekanan injeksi gas yang tersedia, rate gas dan produksi minyak/liquid yang diinginkan.
2. Sedangkan valve-valve yang bertindak sebagai *unloading* hanya merupakan sarana menuju *operating valve*. *Unloading valve* dalam keadaan normal harus selalu tertutup, sehingga hanya satu valve saja yang terbuka yakni *operating valve*. Semua valve diset di permukaan pada temperature 60°F, tekanan setting

ini dikoreksi terhadap temperature sesungguhnya di dalam sumur. Valve-valve tersebut akan berurutan tertutup mulai dari yang paling atas dan terus ke bawah selama gas diinjeksikan menuju operating valve. Hal ini untuk menjamin hanya ada satu valve yang terbuka sebagai titik injeksi.

3. *Operating valve* harus yang paling dalam.

3.2.4.1. Perencanaan *Continuous Gas Lift*

Apabila dapat diperkirakan gradient tekanan aliran rata-rata di bawah dan di atas titik injeksi, maka Pwf dapat dihitung dengan persamaan :

$$Pwf = Pt + Gfa\ L + Gfb\ (D - L) \quad \text{.....(3-39)}$$

Keterangan :

Pwf = Tekanan alir dasar sumur, psi

Pt = Tekanan pada *wellhead*, psi

Gfa = Gradient tekanan rata-rata di atas titik injeksi, psi/ft

Gfb = Gradient tekanan rata-rata di bawah titik injeksi, psi/ft

L = Kedalaman titik injeksi, ft

D = Kedalaman total sumur, ft

Dengan demikian tujuan dari perencanaan *gas lift* adalah menetukan Pwf yang diperlukan supaya sumur dapat berproduksi dengan *rate* yang diinginkan, yaitu dengan cara menginjeksikan gas pada suatu kedalaman tertentu ke dalam tubing sehingga Pwf dapat dicapai.

Prosedur perencanaan *continuous gas lift* meliputi : penentuan titik injeksi, jumlah gas yang diinjeksikan dan tekanan operasi *valve* sebelum *valve* di pasang, spasi katup.

a. Penentuan Titik Injeksi

Pada dasarnya makin besar tekanan gas yang diinjeksikan akan makin dalam pula letak titik injeksinya, makin dalam titik injeksi akan memperbesar tekanan *drawdown* dengan demikian laju produksi akan makin besar.

Titik perpotongan antara garis gradien tekanan alir dasar sumur di bawah titik injeksi dengan garis gradient tekanan gas injeksi di atas titik injeksi merupakan

titik keseimbangan, artinya tekanan di dalam tubing dan *annulus* adalah sama (tidak terjadi aliran), agar terjadi aliran dari *annulus* ke dalam tubing, maka titik keseimbangan harus dikurangi tekanannya (sekitar 100 psi). titik potong hasil perpotongan ini merupakan titik injeksi (lihat **Gambar 3.26.**)

Prosedur penentuan letak titik injeksi secara grafis dapat dilakukan dengan langkah-langkah berikut :

1. Plot kedalaman vs tekanan pada kertas grafik, dimana kedalaman pada sumbu ordinat dan tekanan pada sumbu absis.
2. Plot tekanan statis dasar sumur (SBHP) pada kedalaman sumur/ tengah perforasi dan menentukan gradien statik dengan **Persamaan (3-63)** :

$$\partial l = \left[\frac{\gamma_o (62.4) + \frac{\overline{R}s.\gamma g (0.0764)}{5.614}}{\overline{B}o} \right] \left(\frac{1}{1+WOR} \right) + \left[\gamma_w (62.4) \left(\frac{WOR}{1+WOR} \right) \right] \quad (3\text{-}40)$$

3. Tentukan besarnya tekanan drawdown yang diperlukan untuk memproduksi laju produksi yang diinginkan.
4. Tentukan tekanan alir dasar sumur (Pwf) dengan cara mengurangi SBHP dengan tekanan drawdown.
5. Plot Pwf pada kedalaman sumur/ tengah perforasi menentukan *static fluid level* dengan **Persamaan (3-64)** :

$$SFL = Kedalaman\ Mid\ prerfo - (\tfrac{Ps}{Gs}) \quad \text{.....(3-41)}$$

6. Dari titik Pwf plot gradient tekanan alir di bawah titik injeksi ke arah atas. Hal ini dapat dilakukan dengan menggunakan kurva gardien tekanan alir yang sesuai dengan GLRf, atau dengan gradient tekanan campuran yang dapat dihitung dengan persamaan :

$$Gf_{mix} = WOR(Gfo) + (1 - WOR)Gfw \quad \text{.....(3-42)}$$

Keterangan :

Gf_{mix} = Gradient tekanan campuran

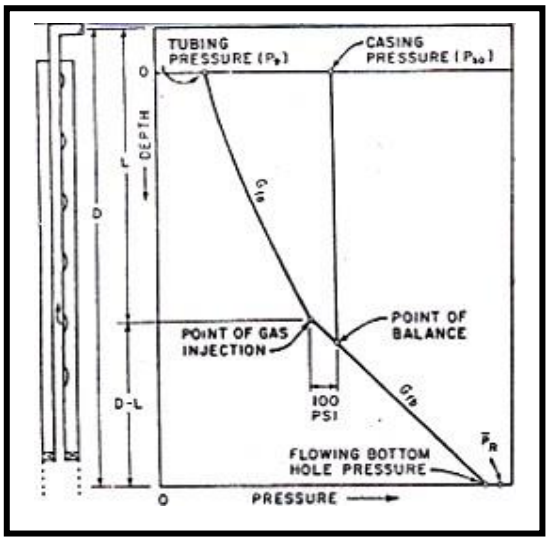
Gfo = Gradient tekanan minyak

= SGo (0.433)

Gfw = Gradient tekanan air

= SGw (0.433)

7. Plot titik tekanan *kick off* (Pko) dimana Pko yang besarnya 50 psi lebih rendah dari tekanan *kick off* yang tersedia (Pko = Pko -50) dan tekanan operasi (Pso) yang besarnya 100 psi lebih rendah dari tekanan operasi yang tersedia (Pso = Pso – 100) pada kedalaman 0 (di permukaan).
8. Dari titik Pso, tarik garis ke bawah sampai memotong garis gradient tekanan alir di bawah titik injeksi dengan memperhitungkan gradient gas injeksi. Gradient gas injeksi dapat diperoleh dengan menggunakan *Weight of Gas Colomn Chart* (**Gambar 3.26.**) Titik potong ini merupakan titik keseimbangan antara tekanan tubing dan annulus atau *Point of Balance* (POB).
9. Tentukan *Point of Injection* (POI) yang besarnya 100 psi lebih kecil dari POB (POI = POB – 100 psi) pada kurva gradient tekanan alir.
10. Plot tekanan kepala sumur (Pwh) pada kedalaman 0 (di permukaan).
11. Dari titik Pwh, plot gradient tekanan alir di atas titik injeksi dengan menghubungkan POI dengan Pwf. Dengan menggunakan kurva gradient tekanan alir yang sesuai, kurva ini akan menunjukan perbandingan gas cairan (GLR) total.



Gambar 3.13.
Ilustrasi Penentuan Letak Titik Injeksi
(Brown, Kermit E, 1984)

b. Penentuan Jumlah Gas Injeksi

Syarat utama yang harus dipenuhi gas injeksi adalah jumlahnya tersedia cukup selama proses penginjeksian berlangsung, kemudian tekanannya harus mampu sampai ke operating valve sesuai dengan yang direncanakan. Sedangkan sumber gas yang baik untuk *gas lift* adalah bila gasnya cukup kering. Gas kering yang tidak mengandung cairan hidrokarbon serta air akan mengurangi masalah-masalah operasional seperti korosi.

Jika sumber gas dari sumur gas atau separator yang digunakan, maka diperlukan serangkaian proses seperti *compression* maupun *dehydration*. Gas yang mengandung *Carbon Dioxside* (CO2) atau *Hydrogen Sulfide* (H2S) dapat menimbulkan masalah seperti korosi, karena itu kedua impurities tersebut sedapat mungkin dihilangkan agar tidak menggangu operasi *gas lift*, seperti berkaratnya valve yang menyebabkan valve gas tidak bisa masuk dan bercampur dengan fluida di dalam tubing. Jumlah gas injeksi yang diperlukan tergantung dari tersedianya gas dalam jumlah terbatas atau tidak terbatas.

Besarnya jumlah gas injeksi untuk masing-masing sumur dapat ditentukan dengan menggunakan persamaan sebagai berikut :

$$q_{gi} = GLR_{optimum} \times q_{t\max} \quad atau \quad q_{gi} = \left(GLR_t - GLR_f\right) \times q_{t\max} \text{ ....(3-43)}$$

Keterangan :

q_{gi} = Laju injeksi gas, scf/day

$q_{t\ max}$ = Laju produksi total maksimum, stb/day

$GLR_{optimum}$ = Gas liquid ratio, scf/stb

GLR_t = Gas liquid ratio total, scf/stb

GLR_f = Gas liquid ratio formasi, scf/stb

Koreksi q_{gi} pada temperature titik injeksi :

$$q_{gi} = q_{gi} \times correction \text{ .....(3-44)}$$

$$Correction = 0.0544\sqrt{Sgi(Tpoi)}$$

Keterangan :

Sgi = *Specific gravity* gas injeksi

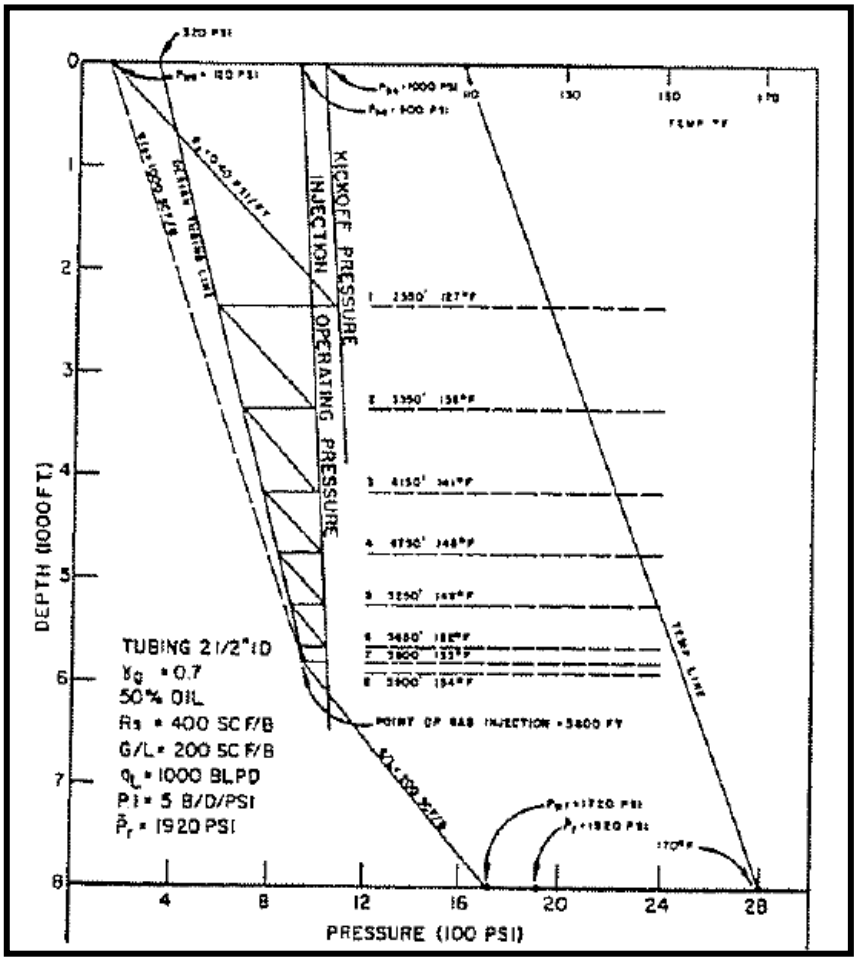
Tpoi = Temperature pada titik injeksi, ^oR

c. Penentuan Spasi Valve

Spasi valve gas lift dimaksudkan sebagai letak dari beberapa *unloading valve*, yaitu katup yang berfungsi untuk mengeluarkan *kill fluid* yang ada dalam annulus pada waktu dilakukan injeksi. Untuk kondisi normal, katup ini akan tertutup di bawah kondisi produksi hingga hanya katub operasi yang terletak pada kedalaman titik injeksi yang terbuka (lihat **Gambar 3.27.**)

Proses *unloading valve* terdiri dari dua bagian, yaitu penentuan kedalaman yang diperlukan untuk tiap katup dan perhitungan *setting* tekanan yang diperlukan oleh tiap katup (dilakukan di permukaan sebelum katup tersebut dimasukan ke dalam sumur). Spasi katup dan *setting* tekanan harus dapat memenuhi dua hal, yaitu:

a. Dapat mengalirkan fluida dari *annulus* masuk ke dalam tubing hingga mencapai kedalaman katup operasi atau titik injeksi dengan tekanan injeksi yang tersedia
b. Dapat membuka salah satu katup di bawah kondisi produksi tanpa membuka katup di atasnya



Gambar 3.14.
Ilustrasi Penetuan Spasi Katup Gas Lift
(Brown, Kermit E, 1984)

Prosedur penentuan spasi katup secara grafis dapat dilakukan dengan menggunakan kurva penentuan titik injeksi, adapun langkah-langkahnya sebagai berikut :

1. Buat garis perencanaan tekanan tubing yang didapatkan dengan menarik garis dari (P2,0) dengan POI. Dimana P2 = Pwh + 0.2 (Pso)
2. Tarik garis *Kill Fluid Gradient* dari Pwh sebesar 0.4 – 0.5 psi/ft hingga memotong garis injeksi gas (Pko), dimana Pko = Pko – 50. Titik ini merupakan kedalaman valve pertama (Dv1) atau valve yang paling atas.
3. Untuk menetukan kedalaman valve kedua (2), (3),…dst, dapat dilakukan beberapa cara, diantaranya :

a. *Surface Opening Pressure* (Pso) tetap

b. *Surface Opening Pressure* (so) berkurang 25 psi untuk setiap valve.

d. Penentuan Tekanan Buka Valve

Penentuan ukuran *port* dan tekanan buka katup dilakukan dengan langkah – langkah sebagai berikut :

1. Siapkan data penunjang seperti pada penetuan letak kedalaman katup.
2. Di bagian atas kanan pada grafik penentuan spasi katup buat skala temperature pada sumbu tekanan dan plot titik (Ts,0) dan (Td,D) dan hubungkan titik tersebut.
3. Pada setiap katup yang didapat, baca :

a. Kedalaman katup (Dv)

b. Tentukan tekanan gas injeksi dalam casing (Pvo), yaitu :

- Untuk katup pertama Pvo1 dibaca dari garis gradient gas yang dibuat mulai dari (Pko,0), sesuai dengan Dv1
- Untuk katup-katup berikutnya Pvo2 dst dibaca dari garis gradient gas yang dibuat dari (Pso,0) sesuai dengan Dv2 dst.

c. Tekanan tubing (Pt) dibaca dari penentuan garis tekanan tubing.

d. Temperatur (Tv) dibaca pada garis gradient temperature berturut-turut Tv1, Tv2, dst sesuai dengan kedalaman masing-masing katup Dv1, Dv2, dst.

4. Tentukan ukuran port setiap katup dengan menggunakan **Gambar 3.32.** dan **Gambar 3.33.**

Cara menggunakan grafik tersebut adalah sebagai berikut :

a. Mulai dari Pvo (*Upstream Pressure*) dibuat garis tegak sampai memotong garis Pt (*DownStream Pressure*).

b. Dari titik potong ini buat garis mendatar ke kiri.

c. Pada sumbu *Gas Throughput* (q_{gi}), plot q_{gi} koreksi ke bawah sampai berpotongan dengan garis dari langkah 4b.

d. Ukuran *port* yang dipilih adalah titik potong dari langkah 4c. apabila tidak tepat pada garis yang tersedia, tentukan ukuran *port* berdasarkan garis terdekat.

5. Berdasarkan diameter luar tubing dan diameter dalam casing, pilih ukuran katup. Ukuran yang tersedia adalah 1 dan 1.5 in.

6. Berdasarkan ukuran *port* dan ukuran katup, tentukan harga R dan 1 – R untuk setiap katup, menurut persamaan :

$$R = \frac{Ap}{Ab} \quad \text{.....} \quad (3\text{-}45)$$

Keterangan :

Ap = Luas port, in^2

$= \frac{\pi(d^2)}{4}$, d = Ukuran *port*, in

Ab = Luas *bellow*, in^2

Untuk katup 1 in, Ab = 0.32 in^2

Untuk katup 1.5 in, Ab = 0.77 in^2

7. Tentukan tekanan tutup *valve* pada lokasi kedalaman *valve* Pvc, dimana Pvc sama dengan tekanan *dome valve* (Pd), atau bisa dihitung :

$$Pd = Pvc = Pvo(1-R) + PtR \quad \text{.....} \quad (3\text{-}46)$$

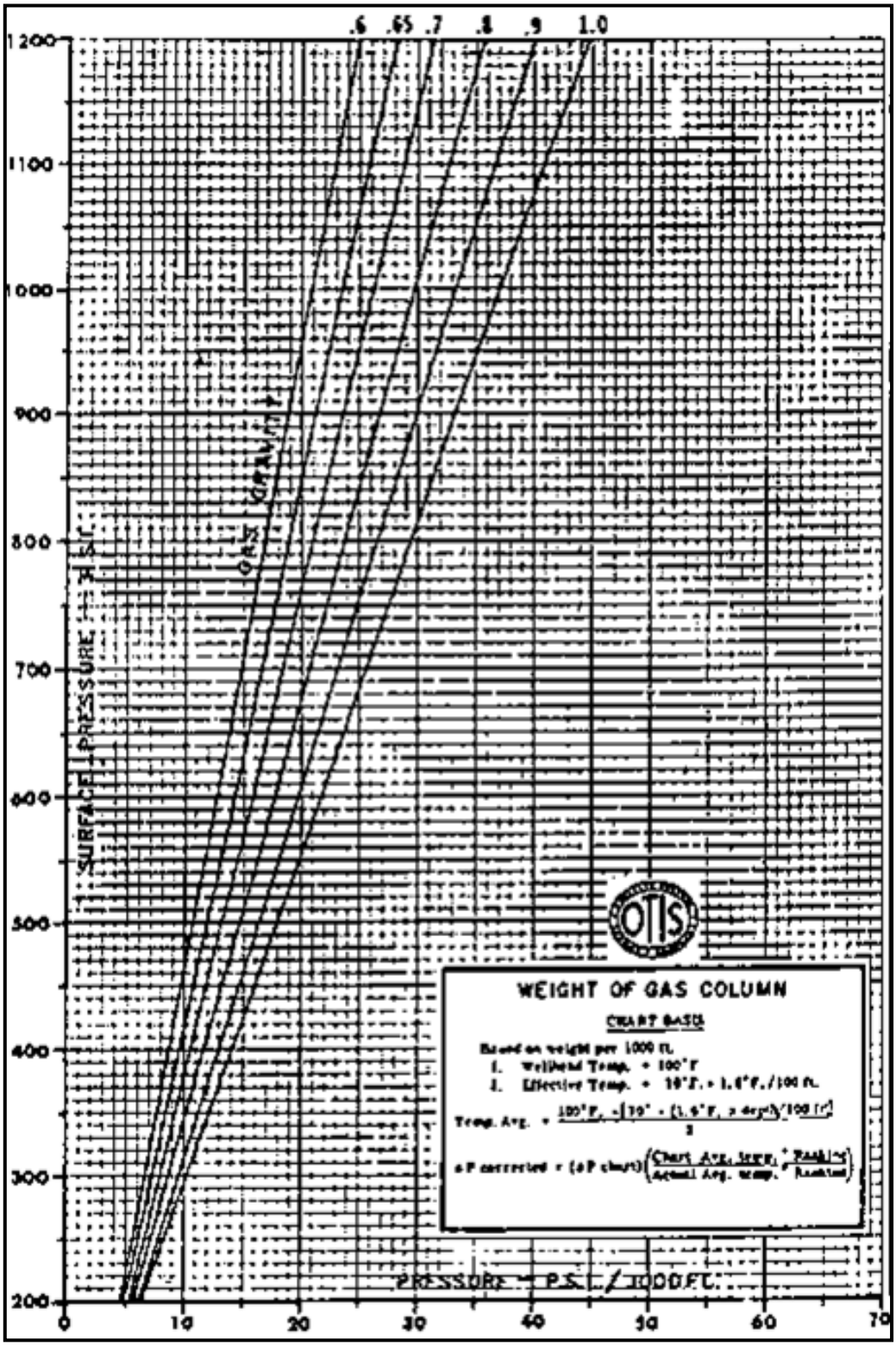
8. Tentukan tekanan *dome* (pd) untuk setiap *valve* pada temperature 60^oF, menurut persamaan :

$$Pd@60 = Ct(Pd) \quad \text{.....} \quad (3\text{-}47)$$

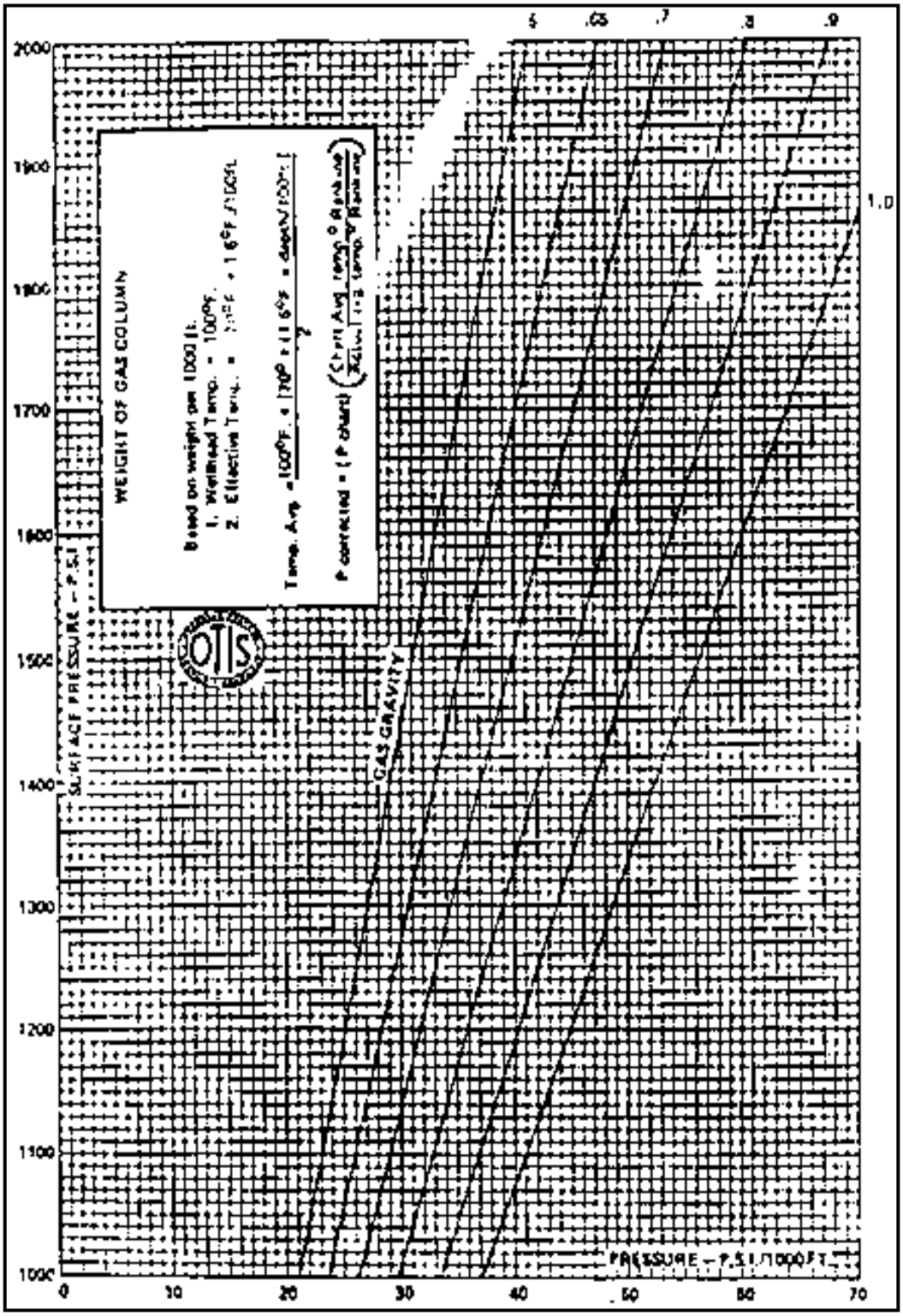
Ct didapat dari **Tabel III-1.**

9. Hitung tekanan *setting* di *work shop* (Ptro) pada temperature 60^oF, dengan persamaan :

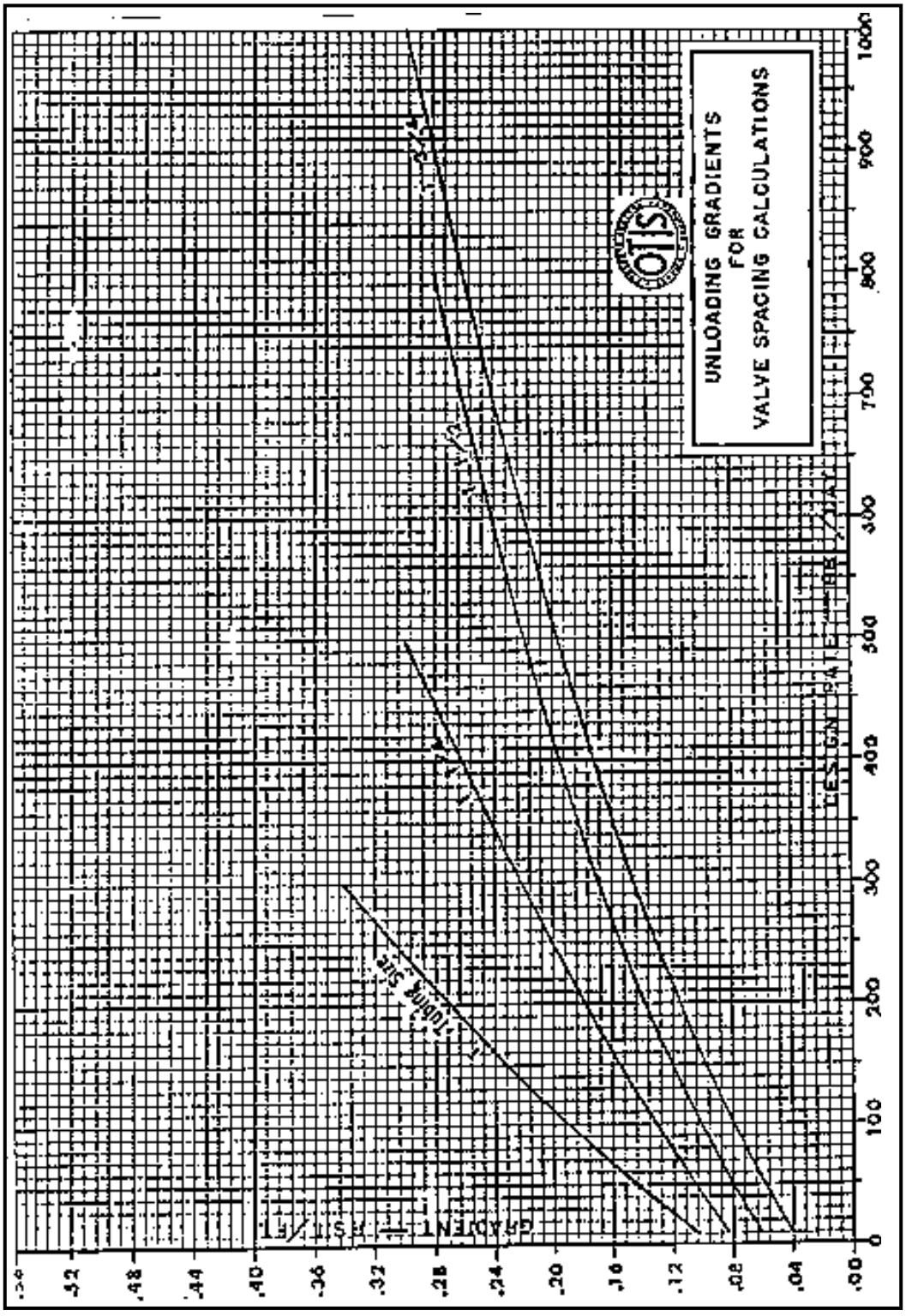
$$Ptro = \frac{Pd@60}{1-R} \quad \text{.....} \quad (3\text{-}48)$$



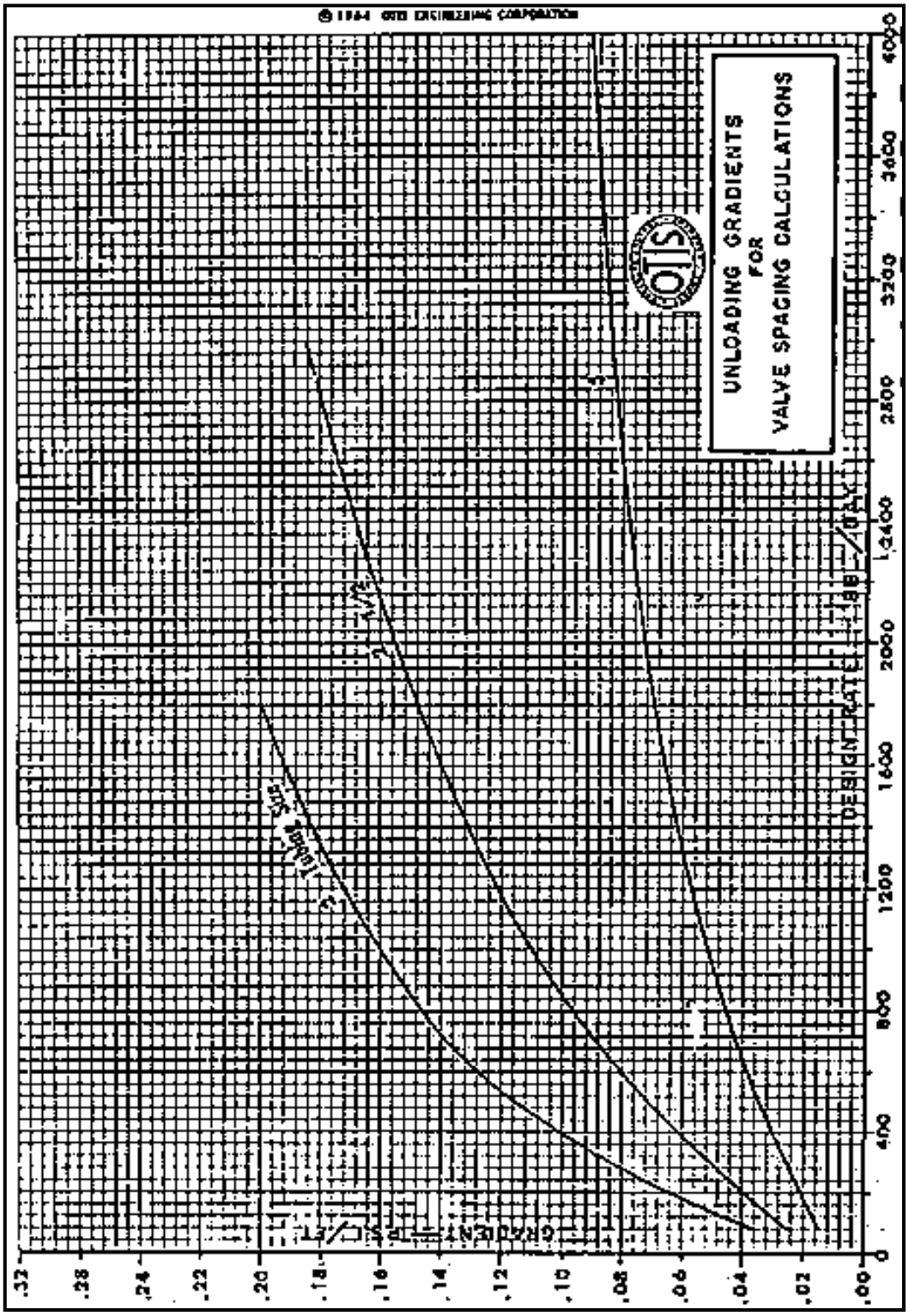
Gambar 3.15.
Weight of Gas Colomn Chart
(Brown, Kermit E, 1984)



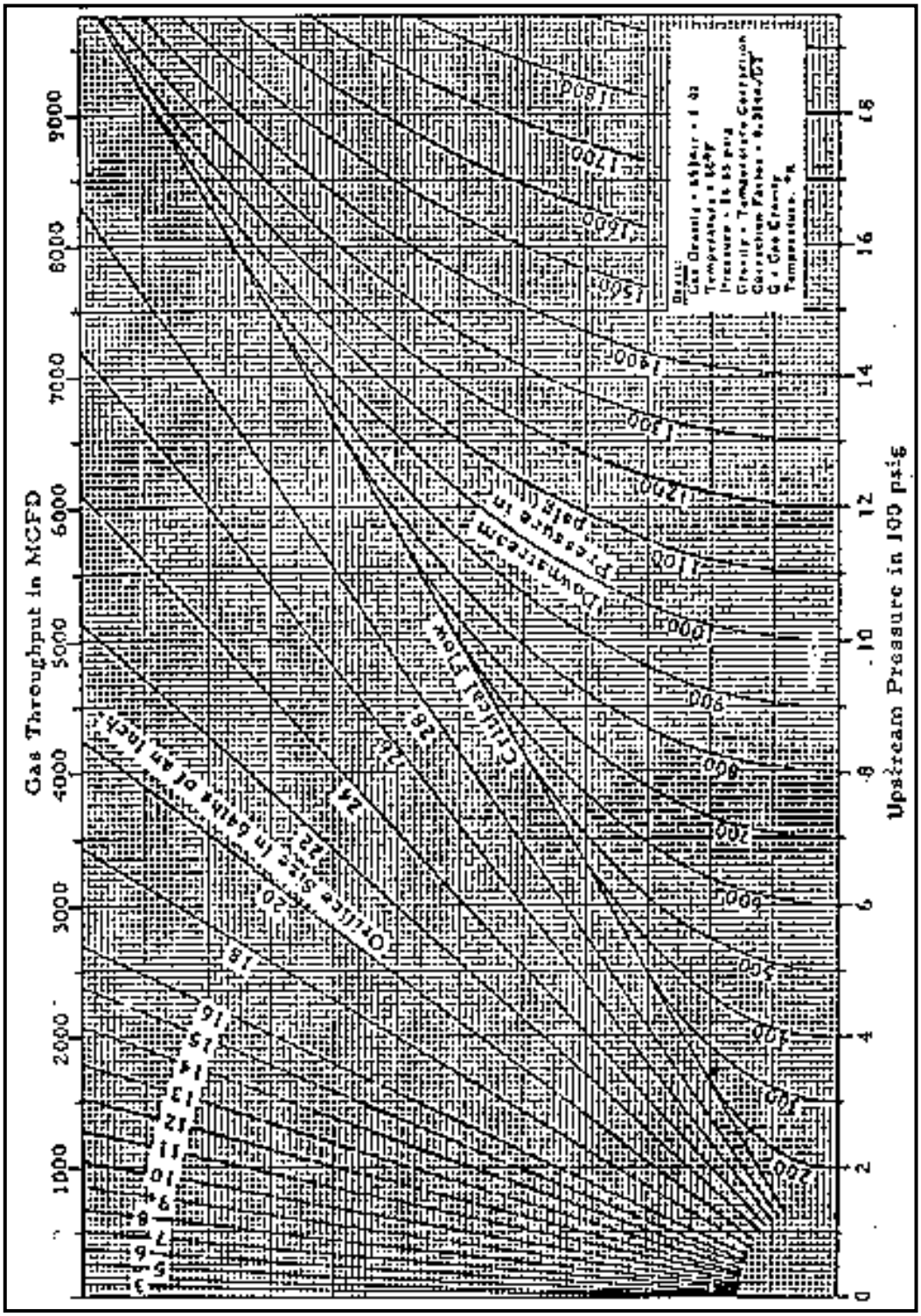
Gambar 3.16.
Weight of Gas Colomn Chart
(Brown, Kermit E, 1984)



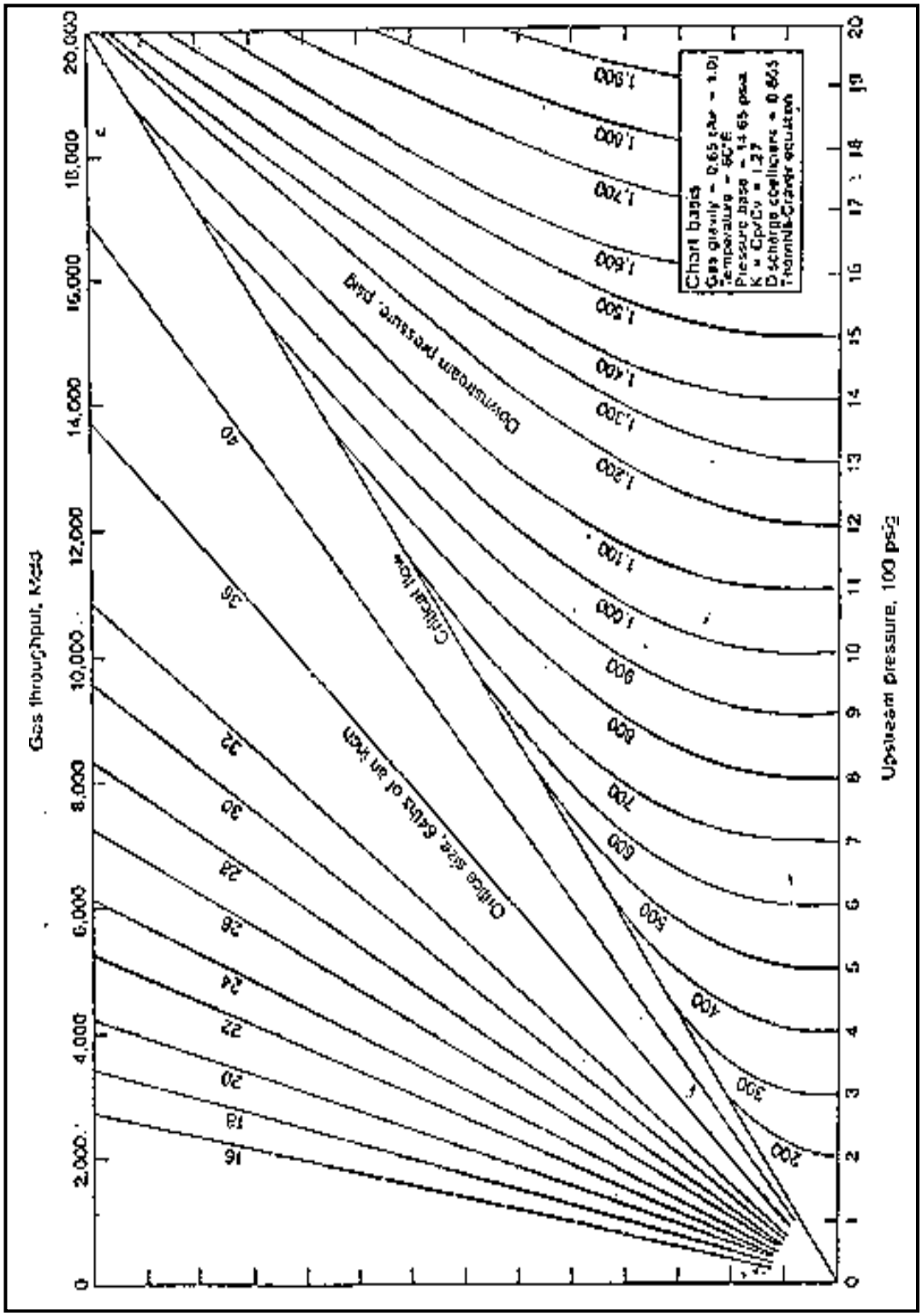
Gambar 3.17.
Unloading Gradient Chart
(Brown, Kermit E, 1984)



Gambar 3.18.
Unloading Gradient Chart
(Brown, Kermit E, 1984)



Gambar 3.19.
Penentuan Ukuran Port
(Brown, Kermit E, 1984)



Gambar 3.20.
Penetuan Ukuran Port
(Brown, Kermit E, 1984)

Tabel III-1.
Temperature Correction Factor For Gas Lift Valve with Nitrogen Charged Bellow 60ºF Base

TEMPERATURE CORRECTION FACTOR FOR GAS LIFT VALVE
WITH NITROGEN CHARGED BELLOWS – 60°F BASE

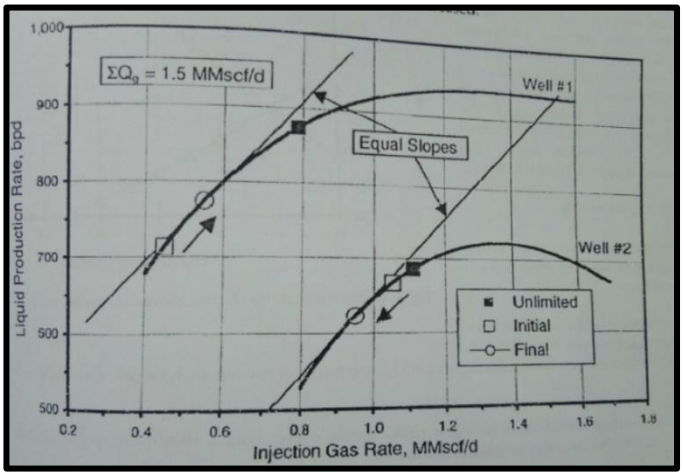
$$C_t = \frac{\text{Gas Lift Valve Dome Pressure at 60°F}}{\text{Gas Lift Valve Dome Pressure at } T_v \text{ in Well}}$$

°F	TCF	°F	TCF	°F	TCF	°F	TCF	°F	TCF	°F	TCF
61	.998	101	.919	141	.852	181	.794	221	.743	261	.698
62	.996	102	.917	142	.850	182	.792	222	.742	262	.697
63	.994	103	.915	143	.847	183	.791	223	.740	263	.696
64	.991	104	.914	144	.847	184	.790	224	.739	264	.695
65	.989	105	.912	145	.845	185	.788	225	.738	265	.694
66	.987	106	.910	146	.844	186	.787	226	.737	266	.693
67	.985	107	.908	147	.842	187	.786	227	.736	267	.692
68	.983	108	.906	148	.841	188	.784	228	.735	268	.691
69	.981	109	.905	149	.839	189	.783	229	.733	269	.690
70	.979	110	.903	150	.838	190	.782	230	.732	270	.689
71	.977	111	.901	151	.836	191	.780	231	.731	271	.688
72	.975	112	.899	152	.835	192	.779	232	.730	272	.687
73	.973	113	.898	153	.833	193	.778	233	.729	273	.686
74	.971	114	.896	154	.832	194	.776	234	.728	274	.685
75	.969	115	.894	155	.830	195	.775	235	.727	275	.684
76	.967	116	.893	156	.829	196	.774	236	.725	276	.683
77	.965	117	.891	157	.827	197	.772	237	.724	277	.682
78	.963	118	.889	158	.826	198	.771	238	.723	278	.681
79	.961	119	.887	159	.825	199	.770	239	.722	279	.680
80	.959	120	.886	160	.823	200	.769	240	.721	280	.679
81	.957	121	.884	161	.822	201	.767	241	.720	281	.678
82	.955	122	.882	162	.820	202	.766	242	.719	282	.677
83	.953	123	.881	163	.819	203	.765	243	.718	283	.676
84	.951	124	.879	164	.817	204	.764	244	.717	284	.675
85	.949	125	.877	165	.816	205	.762	245	.715	285	.674
86	.947	126	.876	166	.814	206	.761	246	.714	286	.673
87	.945	127	.874	167	.813	207	.760	247	.713	287	.672
88	.943	128	.872	168	.812	208	.759	248	.712	288	.671
89	.941	129	.871	169	.810	209	.757	249	.711	289	.670
90	.939	130	.869	170	.809	210	.756	250	.710	290	.699
91	.938	131	.868	171	.807	211	.755	251	.709	291	.668
92	.936	132	.866	172	.806	212	.754	252	.708	292	.667
93	.934	133	.864	173	.805	213	.752	253	.707	293	.666
94	.932	134	.863	174	.803	214	.751	254	.706	294	.665
95	.930	135	.861	175	.802	215	.750	255	.705	295	.664
96	.928	136	.860	176	.800	216	.749	256	.704	296	.663
97	.926	137	.858	177	.799	217	.748	257	.702	297	.662
98	.924	138	.856	178	.798	218	.746	258	.701	298	.662
99	923	139	.855	179	.796	219	.745	259	.700	299	.661
100	.921	140	.853	180	.795	220	.744	260	.699	300	.660

1

3.3. *Gaslift* Alokasi

Perhitungan alokasi gas injeksi dilakukan dengan menggunakan metode *equal slope*, metode *equal slope* merupakan salah satu metode optimasi sederhana, dan hanya efisien digunakan pada beberapa sumur. berdasarkan pada GLPC yang telah dibuat pada masing-masing sumur yang ada pada lapangan. Gas injeksi optimum yang dibutuhkan dapat ditentukan dari kurva GLPC pada harga kemiringan (dql/dqg) sama dengan nol. Kemiringan pada kurva GLPC menandakan derajat perubahan laju produksi liquid setiap penambahan laju injeksi gas.



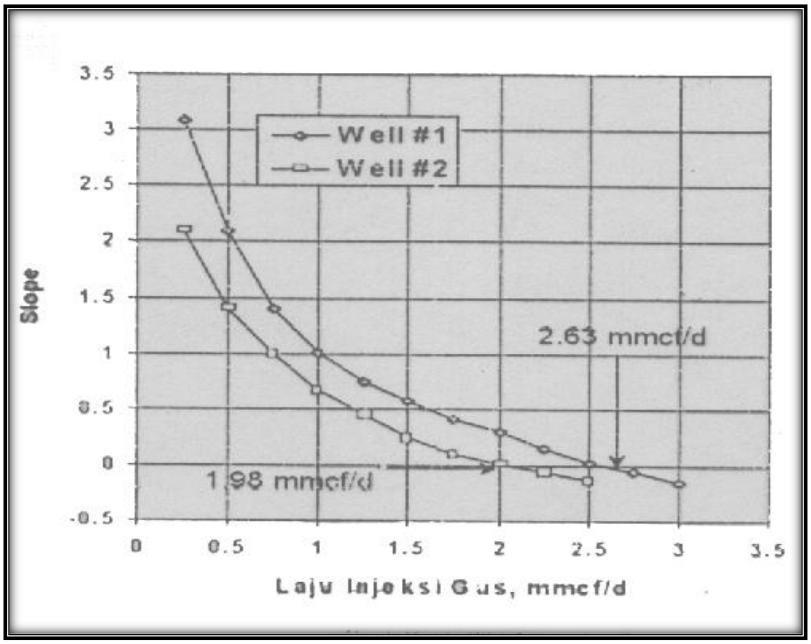
Gambar 3.21.
Principle of Optimum Gas Allocation Demonstrated on Two Sample Wells
(*Gabor Takacs,* 2005)

Untuk dua sumur gaslift, maka harga slope yang sama pada masing-masing gaslift performance curve menyatakan perbandingan antara laju produksi dan gas injeksi yang sama. Dengan demikian untuk suatu harga slope yang sama maka pada dua sumur yang berbeda. Maka laju injeksi gas dan laju produksi cairan dapat dijumlahkan.

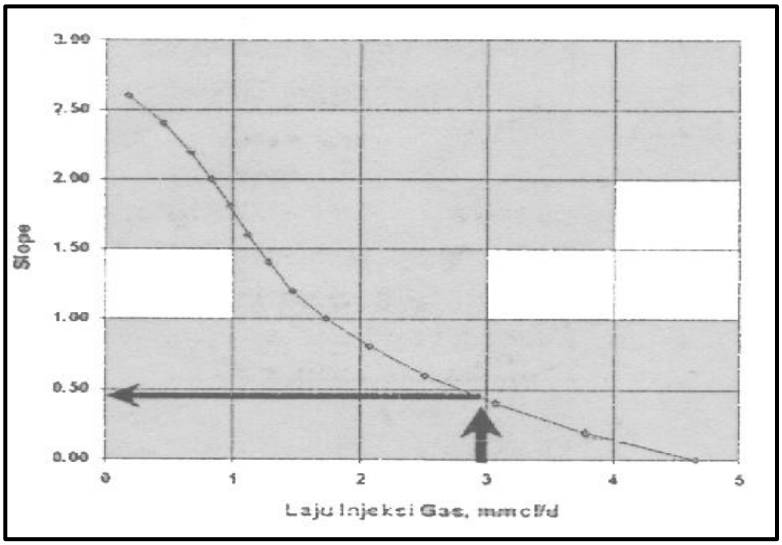
Untuk menghitung slope, kurva dibagi dalam selang yang sama (*gas injected*). Hitung slope dengan menggunakan definisi slope, Δq1/ Δq2 yaitu

$$\textbf{:(Slope)} = \frac{\Delta \text{OilRate}/100}{\Delta \text{GasRate}} \quad \text{.....(3-49)}$$

Setelah didapatkan nilai *slope* , maka plot antara *slope* terhadap laju injeksi gas akan menghasilkan harga laju injeksi optimum pada masing-masing



Gambar 3.22
Contoh Kurva Slope Vs Laju Injeksi 2 Sumur
(*Gabor Takacs*, 2005)



Gambar 3.23
Normalize Kurva Slope Vs Laju Injeksi Gas.
(*Gabor Takacs*, 2005)

Penggunaan normalize plot ini disesuaikan dengan jumlah gas injeksi yang tersedia pada lapangan, dari nilai slope ini maka alokasi gas injeksi di masing-masing sumur dapat diperkirakan.

3.4. Simulator IPM

IPM merupakan perangkat lunak simulasi yang di dalamnya terdiri dari beberapa sub-perangkat lunak yang berfungsi secara spesifik. Sub perangkat lunak yang tergabung di dalam IPM antara lain :

1. PROSPER.
2. MBAL.
3. GAP.
4. PVTp
5. REVEAL.
6. RESOLVE

Sub-perangkat lunak yang digunakan secara khusus dalam penulisan skripsi ini yaitu PROSPER dan GAP. PROSPER berfungsi untuk memodelkan *inflow* dan *outflow* suatu sumur, juga digunakan untuk mendesain sistem pengangkatan buatan, dan GAP berfungsi untuk membuat model sistem reservoir dan produksi baik di bawah permukaan maupun di permukaan secara terintegrasi.

3.4.1 PROSPER

PROSPER (*Production and System Performance)* merupakan sebuah program performa sumur, desain dan optimasi, yang merupakan bagian dari IPM. Perangkat lunak ini merupakan program standar yang telah digunakan oleh operator-operator besar di seluruh dunia.

PROSPER didesain untuk memungkinkan teknisi reservoir atau produksi membuat suatu model sumur yang dapat dipercaya dan konsisten dengan kondisi aktual, dengan kemampuan untuk memasukkan aspek model lubang sumur, PVT (karakteristik fluida) dan IPR (*inflow performance relatioship*)

PROSPER menyediakan fitur penyelarasan yang unik, yang membuat PVT, korelasi aliran multifasa dalam pipa dan IPR sesuai dengan data aktual, sehingga memungkinkan para teknisi membuat model yang konsisten dengan kondisi aktual untuk kepentingan prediksi (studi sensitivitas atau pengangkatan buatan).

PROSPER pada penelitian ini digunakan untuk memodelkan sumur di platform "SR" lapangan SPG pada pengangkatan buatan (*gas lift*) dan mendesain serta mengetahui performa operasi gas lift yang sudah ada pada sumur tersebut.

Secara umum, langkah kerja untuk membuat model sumur minyak dengan pengangkatan buatan *gas lift* menggunakan PROSPER dibagi menjadi beberapa langkah sebagai berikut. :

1. Persiapan data yang meliputi :
   - PVT
   - IPR
   - Sumur
   - *Tes*/pressure *survey*
2. Deskripsi model sumur secara umum
3. Penginputan data PVT
4. Penginputan data sumur
5. Pembuatan data IPR
6. Pembuatan VLP dan kalibrasi model dengan data *tes*/*pressure survey*

7. Persiapan Data

- **Data PVT**

  Data PVT yang dibutuhkan antara lain adalah GOR, SG minyak dan gas, salinitas air, persen *impurities*, temperatur reservoir tekanan gelembung (Pb) pada termperatur reservoir, perubahan kelarutan gas dalam minyak terhadap perubahan tekanan (R_s Vs P), perubahan faktor volume formasi terhadap perubahan tekanan (B_o Vs P) dan perubahan viscositas minyak terhadap perubahan tekanan (μ_o Vs P).

- **Data IPR (*Inflow Performance Relationship*)**

  Data IPR merupakan data yang diperlukan PROSPER untuk menghitung indeks produktifitas sumur dan membuat kurva IPR. Data IPR yang dibutuhkan dapat berbeda-beda tergantung pada jenis model persamaan IPR yang dipilih, sebagai contoh jika dipilih model *Vogel* , maka data IPR yang

dibutuhkan antara lain *Pressure, Temperature Reservoir, Water cut,* dan *Gas Oil Ratio.*

- **Data Sumur**

  Data sumur terdiri dari data survey deviasi, peralatan bawah permukaan dan gradien geothermal

- **Data *Test/Pressure Survey***

  Data *Test/Pressure Survey* terdiri dari data tekanan dan temperatur kepala sumur, *water cut,* laju alir cairan, tekanan alir dasar sumur, kedalaman pemasangan *pressure gauge* dan GOR

8. Deskripsi Model

Deskripsi model secara umum dilakukan kali pertama sebelum data diisikan ke dalam *PROSPER*. Deskripsi ini meliputi deskripsi fluida, sumur, sistem pengangkatan buatan, metode perhitungan, komplesi sumur dan reservoir.

3. Penginputan data PVT

- ***Correlation***

  Metode ini digunakan ketika data PVT yang tersedia sangat terbatas, yaitu hanya berupa *Gas oil ratio, Specific Gravity oil/gas*, salinitas air dan persen *impurities*. Program ini akan menggunakan korelasi *black oil* seperti *Glaso, Beal, Petrosky* untuk memperkirakan perubahan karakteristik fluida terhadap perubahan temperature dan tekanan.

  - ***Matching***

    Metode ini digunakan ketika data PVT standard dan beberapa data PVT dari pengukuran laboratorium tersedia. Data PVT yang dimaksud adalah data PVT yang telah disebutkan pada metode *correlation* ditambah dengan data temperatur reservoir, tekanan gelembung (Pb) pada tekanan reservoir, perubahan kelarutan gas dalam minyak terhadap perubahan tekanan (R_s vs P), perubahan faktor volume formasi terhadap perubahan tekanan (B_o vs P) dan perubahan viscositas minyak terhadap perubahan tekanan (μ_o Vs P). Pada metode matching, program

akan memodifikasi korelasi *black oil* agar sesuai dengan data PVT terukur.

- ***Tables***

  Metode ini digunakan ketika data PVT tersedia secara lebih lengkap dibandingkan dengan data PVT yang ada pada metode *matching*. Data tersebut antara lain adalah data perubahan densitas minyak dan gas terhadap perubahan tekanan (ρ_o vs P dan ρ_g vs P)

- ***Compositional***

  Metode ini digunakan ketika deskripsi persamaan keadaan fluida tersedia, dan seluruh PVT dapat diperoleh oleh deskripsi perilaku fluida *Peng-Robinson* atau Soave Redlich Kwong.

4. Penginputan Data Sumur

Data sumur yang diisikan ke dalam PROSPER digunakan untuk memodelkan bentuk dan peralatan sumur yang digunakan pada suatu sumur. Model sumur ini nantinya digunakan dalam perhitungan kehilangan tekanan di sepanjang *tubing*, membuat kurva performa *tubing* dan memperkirakan perubahan temperatur di sepanjang *tubing.*

5. Pembuatan kurva IPR (*Inflow Performance Relationship*)

PROSPER menyediakan banyak persamaan untuk memodelkan IPR, yang disesuaikan dengan kondisi aktual. Beberapa model IPR tersebut adalah model *Darcy, Composite,* dual porositas, *Fetkovich, PI entry, Vogel* dan lain lain. Masing masing metode perhitungan IPR tersebut memiliki input data yang berbeda-beda satu sama lain.

6. Pembuatan *Vertical Lift Performance* dan kalibrasi model dengan data *Test/Pressure Survey*

Prosedur ini disebut juga *welltesting matching*, karena model sumur yang telah dibuat, performanya akan disesuaikan dengan data *test/pressure survey.* Model

yang telah disesuaikan dengan kondisi aktual merupakan persyaratan utama untuk melakukan prediksi yang akurat. Prosedur dalam melakukan *well test matching* dapat dibagi menjadi beberapa langkah sebagai berikut :

- Meninjau ulang (*review*) data *test/pressure survey.*
- Mengisi data *test/pressure survey* pada *PROSPER*
- Memperkirakan keseluruhan koefisien transfer panas disekitar lubang sumur
- Melakukan perbandingan korelasi
- Memilih dan menyesuaikan korelasi *Vertikal Lift Performance* dengan data *test/pressure survey.*
- VLP/IPR *matching*

3.4.2. *GAP*

GAP (*General Allocation Package*) merupakan simulator aliran multifasa yang mampu memodelkan dan mengoptimisasi jaringan produksi dan injeksi. Konsep jaringan yang dimaksud pada *GAP* adalah secara umum, termasuk jaringan di permukaan maupun di bawah permukaan.

GAP merupakan bagian dari IPM yang memungkinkan teknisi untuk membangun model sistem komplit, yang di dalamnya termasuk model reservoir, sumur dan peralatan produksi di permukaan. *GAP* dapat di hubungkan secara langsung dengan *PROSPER* untuk memodelkan seluruh sistem produksi.

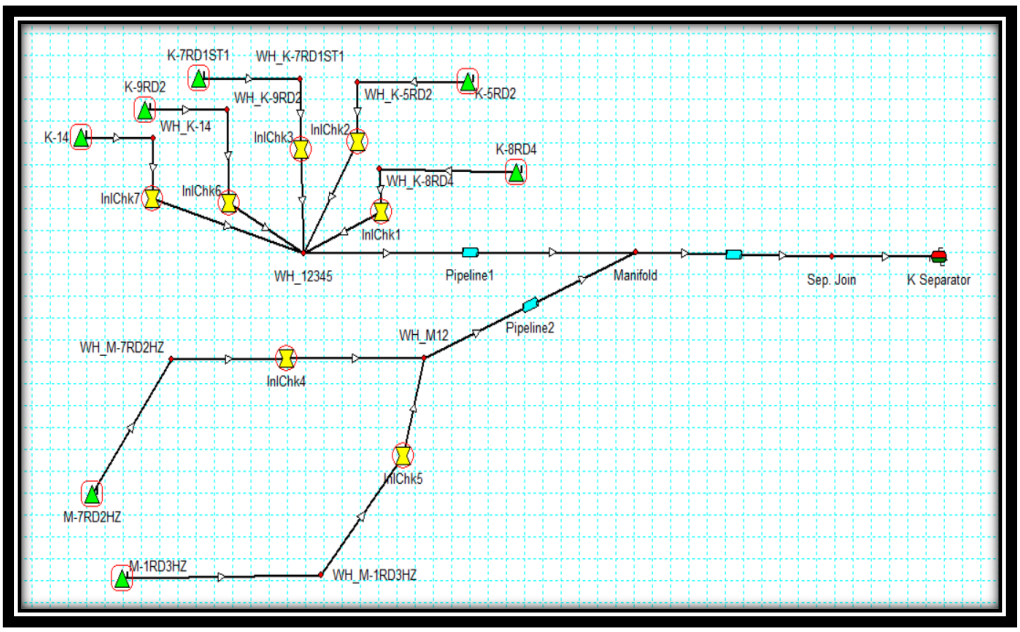
Langkah kerja yang direkomendasikan oleh IPM untuk melakukan pemodelan sistem produksi dan sistem reservoir yang terintegrasi adalah sebagai berikut :

1. Peng-*input*-an dan penyelerasan data PVT pada *PROSPER*
2. Pembuatan model *inflow* (IPR) dan *outflow* (VLP) dan kalibrasi dengan data *test/pressure survey*
3. Pembuatan skema sistem produksi pada *GAP*
4. Perhitungan ulang VLP dan IPR pada *GAP*.

Langkah pertama sampai dengan kedua di atas pada dasarnya telah dilakukan pada *PROSPER,* sehingga langkah kerja yang dilakukan pada *GAP* dimulai dari no ketiga.

3. **Pembuatan Skema Sistem Peralatan Produksi di Atas Permukaan dan Sumuran**

   Skema sistem produksi dibuat sesuai dengan kondisi aktual di lapangan *GAP* menyediakan berbagai fitur yang dapat diintegrasikan ke dalam sistem antara lain sumur, separator, *joint* (*manifold*), *pipeline*, flare, pompa, kompresor serta lainnya. Skema sistem produksi di atas permukaan dan sumuran dapat dilihat pada **Gambar 3.22.**



Gambar 3.24.
Contoh Skema Sistem Produksi
(*IPM 7.5 Tutorial GAP Allocation)*

4. **Perhitungan IPR dan VLP**

   - **Model Sumur pada *GAP***

     Model sumur pada dasarnya merupakan representasi matematis dari sumur sebenarnya. Representasi matematis ini umumnya dinyatakan dalam hubungan antara *inflow* (kurva IPR) dan *outflow* (kurva VLP) titik perpotongan antara IPR dan VLP memberikan informasi laju alir dan tekanan alir dasar sumur pada kondisi tertentu. Pada proses

peramalan yang akan dilakukan di *GAP*, kondisi produksi suatu sumur pada kondisi tertentu. Pada proses peramalan yang akan dilakukan di *GAP*, kondisi produksi suatu sumur yang meliputi laju alir, tekanan kepala sumur, GOR dan *water cut* akan berubah seiring dengan berjalannya produksi sesuai dengan kondisi reservoir, oleh karena itu *GAP* perlu meghitung segala kemungkinan yang akan terjadi selam sumur diproduksikan dalam kurun waktu tertentu dengan cara membuat IPR danVLP

- IPR

  IPR merupakan bentuk penyesuaian model IPR yang telah dibuat di *PROSPER* dengan persamaan IPR yang tersedia di *GAP*. Model persamaan untuk menghitung PI dan membuat kurva IPR yang tersedia pada *GAP* adalah PI *entry* dan Vogel (untuk sumur minyak), sehingga model IPR yang dipilih dan digunakan pada *PROSPER* (selain model PI *entry* dan Vogel) menjadi tidak relevan lagi pada *GAP*. Pada langkah perhitungan IPR, *GAP* akan melakukan perhitungan ulang untuk menemukan nilai PI yang ekuivalen dan sesuai dengan kurva IPR yang telah dibuat pada *PROSPER*, selain itu *GAP* juga akan menghitung perubahan IPR sesuai dengan perubahan tekanan reservoir, *water cut* dan GOR berdasarkan nilai interval

- Titik Perpotongan kurva IPR dan VLP yang ada pada *PROSPER* hanya memberikan satu nilai laju alir dan tekanan alir dasar sumur pada kondisi tertentu, sedangkan peramalan yang akan dilakukan pada *GAP* kondisinya akan berbeda-beda, oleh karena itu *GAP* akan membuat IPR dan VLP dengan melakukan perhitungan iterasi berdasarkan interval nilai laju alir, *water cut* dan GOR untuk meramalkan performa produksi suatu sumur.

BAB IV
ANALISA ALOKASI LAJU INJEKSI *CONTINUOUS GASLIFT*

Pengerjaan penelitian ini dibagi menjadi beberapa tahapan, yaitu:

1. Pembuatan model sumur-sumur di "KM" platfom dengan menggunakan *PROSPER*, di antaranya adalah K-8RD4, K-5RD2, K-7RD1ST1, K-14, M-1RD3HZ,M-7RD2HZ , K-9RD2,
2. Mensimulasikan pemodelan masing-masing sumur untuk mengetahui besaran re-alokasi injeksi *gaslift* hasil optimasi pada total laju injeksi yang sama dengan aktualnya, sebesar 3,6612 MMSCFD.
3. Mensimulasikan pemodelan masing-masing sumur untuk mengetahui total laju injeksi *gaslift* optimum dan mengetahui besaran alokasi injeksi *gaslift* agar diperoleh produksi minyak yang maksimum.
4. Membandingkan antara hasil optimasi dengan hasil pada kondisi aktual-nya.

4.1. Persiapan Data Lapangan

Langkah sebelum melakukan simulasi produksi adalah persiapan data lapangan sebagai langkah pertama. Data yang diperoleh dari beberapa sumber data untuk melakukan simulasi, walaupun beberapa data yang tersedia belum mendekati sebenarnya maka harus melalui proses pengolahan. Proses pengumpulan dan pemilihan data sangat penting guna keakuratan model yang dibuat, pemilihan metode-metode dalam model yang dibuat, pemilihan metode-metode dalam model dan akan semakin mendekati keadaan sebenarnya di Lapangan. Data-data yang dimasukkan dalam simulasi yaitu data reservoir, data sumur, data produksi dan data design gaslift existing.

Data reservoir yang diperlukan antara lain fluida reservoir dan kondisi reservoir. Data reservoir yang dipergunakan dalam simulator didapat dari data uji sumur yaitu berupa tekanan statik, tekanan alir dasar sumur, temperature (*Bottom Hole Temperature*). Data produksi diperoleh dari hasil uji produksi masing-masing sumur. Data produksi yang dibutuhkan yaitu data *water cut*, data tekanan kepala

sumur, data laju alir fluida, *specific gravity water* dan ^{0}API. Pada penulisan skripsi ini data produksi dengan acuan hasil produksi hasil produksi pada Januari 2018. Data sumur meliputi data kedalaman lubang sumur, data *casing*, data *tubing*, dan perforasi. Serta data design gaslift existing dengan parameter yang diperlukan untuk desain pada software yang aktual pada Lapangan, parameter yang diperlukan yaitu kedalaman tiap *unloading valve*, tekanan injeksi, laju injeksi.

Tabel IV-1.
Data Fluida Masing-masing Sumur pada Lapangan "MK"

Data Fluida							
Parameter	K-5RD2	K-8RD4	K-7RD1ST1	K-14	M-1RD3HZ	M-7RD2HZ	K-9RD2
P. Reservoir (Psig)	840	1898	960	864	1610	624	1250
GOR (SCF/STB)	24444	795	3639	8646	401	2413	1709
API	32	30	29	31,5	33	30,5	33
Temp (F)	180	200	195	180	180	195	195
Gas Gravity	0,71	0,71	0,73	0,71	0,7	0,73	0,76
Datum (ft)	5665	6500	6200	6500	5200	6300	6050
Pb (Psia)	835	1850	950	830	1600	620	1150
Viscositas (cp)	0,78	0,75	0,82	0,88	0,743	0,648	0,695
Bo (bbl/stb)	1,05	1,02	1,06	1,12	1,085	1,08	1,04

Tabel IV-2.
***Welltest* Data masing-masing Sumur pada Lapangan "MK"**

Well Test Data									
Well	**THP (Psig)**	**THP Temp (F)**	**Water cut (%)**	**Liquid Rate (blpd)**	**Gauge Press (Psig)**	**Res. Pressure (Psig)**	**GOR (scf/stb)**	**G/L Rate (MMscfd)**	**Injection Depth (ft MD)**
K-5RD2	120	80	85	262	550	840	24444	0,341	5350
k-84RD4	260	90	97	2712	1250	1898	795	0,3982	5664
K-7RD1ST1	210	102	75	1216	744	960	3639	0,95	4960
K-14	198	88	98	1440	582	864	8646	0,412	6263
M-1RD3HZ	182	90	98	5450	862	1610	401	0,625	2600
M-7RD2HZ	220	80	75	492	450	624	2413	0,53	5325
K-9RD2	240	90	1	109	912	1250	1709	0,405	5688
Total Injection Rate								**3,6612**	

4.2. Optimasi Produksi

Optimasi produksi dilakukan untuk mengetahui seberapa besar kenaikan produksi dengan pengoptimalkan *lifting* yang terpasang pada sumur tertentu. Optimasi yang dilakukan adalah dengan mengoptimalkan lifting terpasang, maka dapat mengetahui pemasangan *lifting* yang optimal. Pada lapangan "KM" *lifting* yang digunakan pada beberapa sumur menggunakan Gaslift.

Berdasaatarkan data potensi produksi sumur-sumur Gas lift per Januari 2018, terdapat 7 sumur yang akan sebagai kajian untuk dioptimasikan dan empat sumur berpotensi untuk dioptimasi dengan kondisi reservoir yang ada, yaitu sumur K-5RD2, K-8RD4, K-7RD1ST1, K-14, M-1RD3HZ, M-7RD2HZ, K-9RD2. Sumur-sumur tersebut akan dilakukan optimasi produksi dengan menaikkan laju injeksi.

Sebelum melakukan optimasi produksi, terlebih dahulu dilakukan proses *matching* menggunakan VLP/IPR model dengan PROSPER agar sesuai dengan data aktual di Lapangan. Proses *matching* tersebut digunakan untuk mengetahui potensi produksi dari masing-masing sumur yang akan dilakukan optimasi.

Data-data yang perlu di-*input*-kan untuk melakukan design menggunakan simulator PROSPER sudah dijelaskan pada **BAB III.** Dalam hal ini, dapat mengetahui kemampuan gas lift untuk mengangkat fluida reservoir

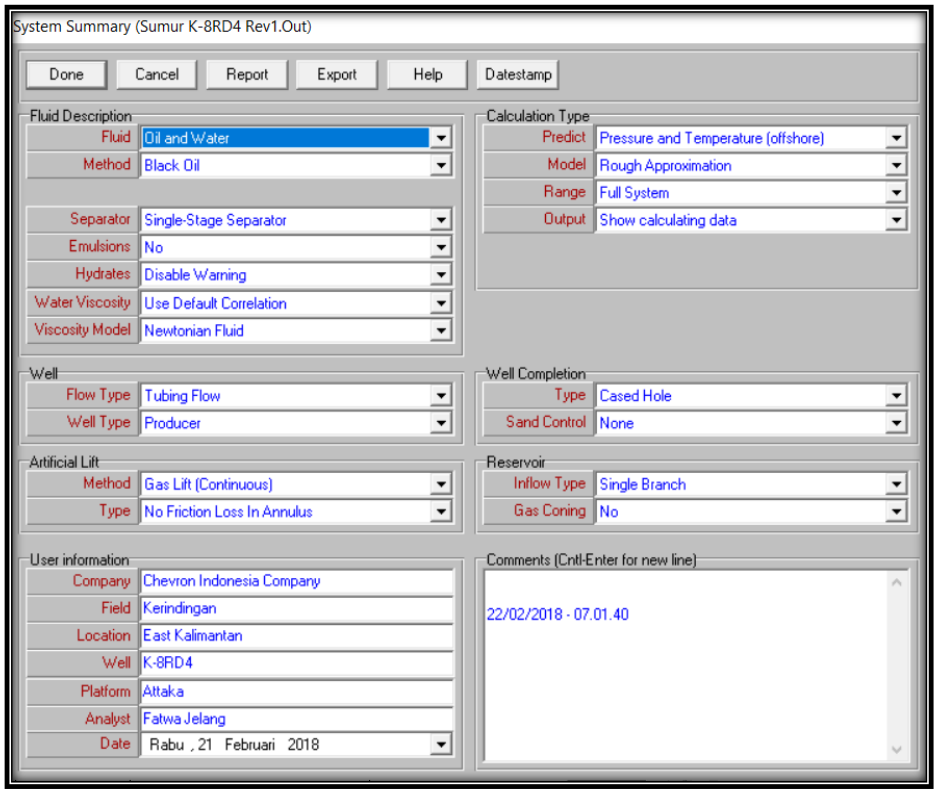
Ada beberapa percobaan skenario untuk meningkatkan perolehan minyak. Dalam hal ini penulis mencoba untuk membuat beberapa skenario sebagai salah satu upaya untuk meningkatkan produksi. Skenario yang dilakukan terdiri dari 2 macam yaiut :

1. Skenario I dengan mengoptimasi laju injeksi gas dengan ketersediaan gas injeksi pada sumur-sumur gas lift terpasang yaitu sebesar 3,6612 MMSCFD
2. Skenario II dengan melakukan Re-alokasi laju injeksi gas dengan menyesuaikan kemampuan gas supply di Lapangan yaitu sebesar 4,5 MMSCFD

4.3. Pembuatan Model Existing Sumur dalam *PROSPER*

PROSPER merupakan sebuah program untuk memodelkan, merancang dan mengoptimalkan performa suatu sumur. PROSPER dirancang untuk dapat memodelkan sumur sesuai dengan kondisi aktual, dengan kemampuan untuk memperhatikan setiap aspek lubang sumur, PVT, korelasi VLP dan IPR.

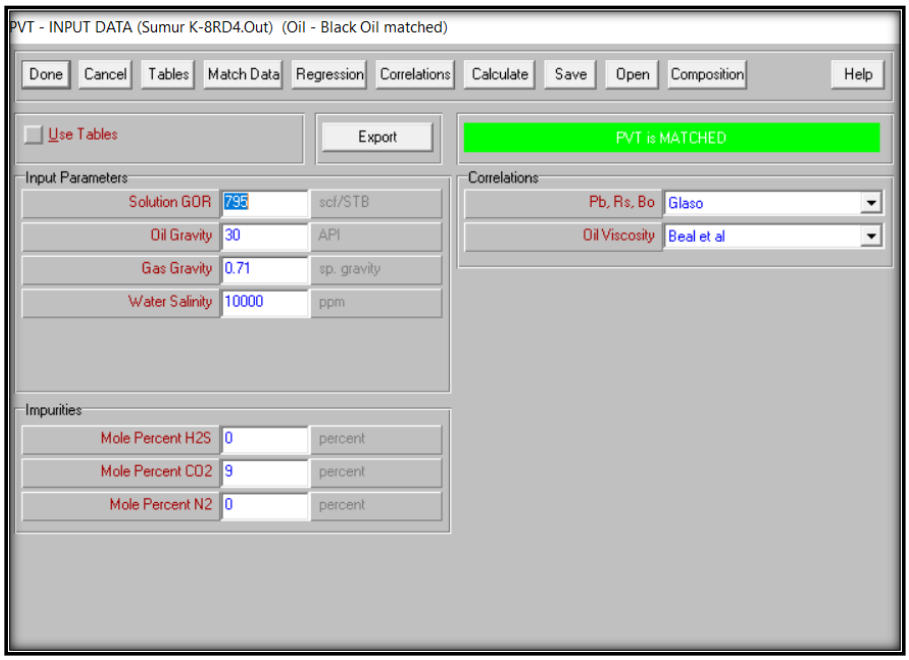
PROSPER pada penelitian ini digunakan untuk memodelkan sumur-sumur di "KM" platform, dengan metode pengangkatan buatan *gaslift* terintegrasi, yang di dalamnya terdapat pembuatan kurva IPR dan VLP dengan menggunakan PROSPER. Dalam pembahasan pemodelan sumur kali ini akan lebih ditekankan kepada penyelarasan antara kurva IPR dan VLP sebagai salah satu syarat terintegrasinya model sumur dan model fasilitas produksi di permukaan, penulis mengambil sumur K-8RD4 sebagai contoh. Untuk lebih detailnya mengenai tahapan-tahapan pembuatan model sumur baik sumur K-8RD4 maupun sumur-sumur lainnya, dapat dilihat pada Lampiran.



Tabel IV-3
Pilihan pada *System Summary* K-8RD4

4.3.1. Penyelarasan Data PVT

Pada sesi pengisian data PVT yang diawali dengan mengisikan data karakteristik fluida reservoir pada kondisi permukaan, yang terdiri dari data GOR, SG_o, SG_g, dan salinitas air formasi. Prosedur dilanjutkan dengan mengisikan data PVT, P_b dan temperatur reservoir seperti yang ditunjukkan pada Gambar 4.1.



Catatan : Pada gambar ini, tanda decimal menggunakan "titik"

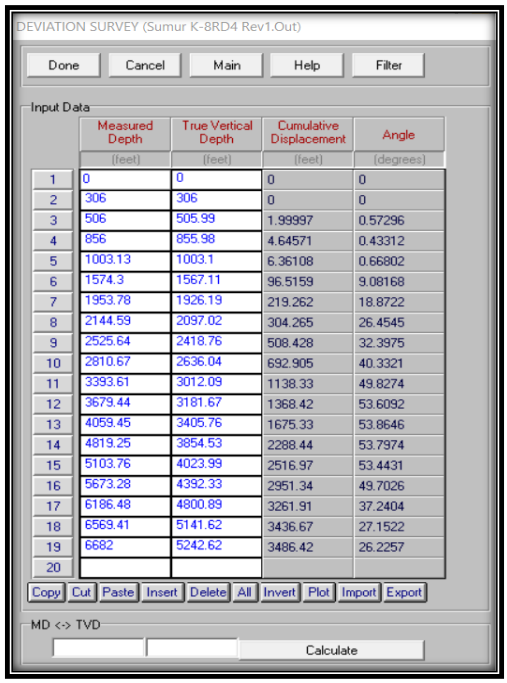
Gambar 4.1.
Penginputan Data PVT K-8RD4

Penyelarasan data PVT dengan korelasi *black oil* yang ada di dalam PROSPER bertujuan untuk mengetahui dan memilih korelasi yang paling sesuai dengan kondisi aktual. Hal ini karena pada perhitungan selanjutnya akan digunakan data PVT yang berasal dari korelasi tersebut. Korelasi *black oil* terdiri dari beberapa korelasi yang secara umum telah dipraktikan di dunia teknik perminyakan, seperti korelasi *Glaso*, *Standing*, *Beal*, *Lasater*, dll.

Pada proses penyelarasan data PVT dengan beberapa korelasi sekaligus, PROSPER akan menampilkan beberapa nilai parameter dan standar deviasi sebagaimana yang ditunjukkan pada Gambar 4.2.. Korelasi yang mendekati kondisi aktual data PVT dipilih dengan melihat nilai parameter 1 dan 2 atau dengan melihat nilai standar deviasinya. Parameter 1 adalah pengali sedangkan parameter kedua adalah penggeser *(shift).* Nilai parameter 1 harus mendekati 1 sedangkan parameter 2 mendekati 0. Nilai standar deviasi yang terkecil menunjukkan penyimpangan terkecil dari korelasi terhadap data aktual. Berdasarkan hal tersebut, maka dipilih korelasi *Standing* untuk Pb, Rs dan Bo dan korelasi *Beggs* untuk μ_o.

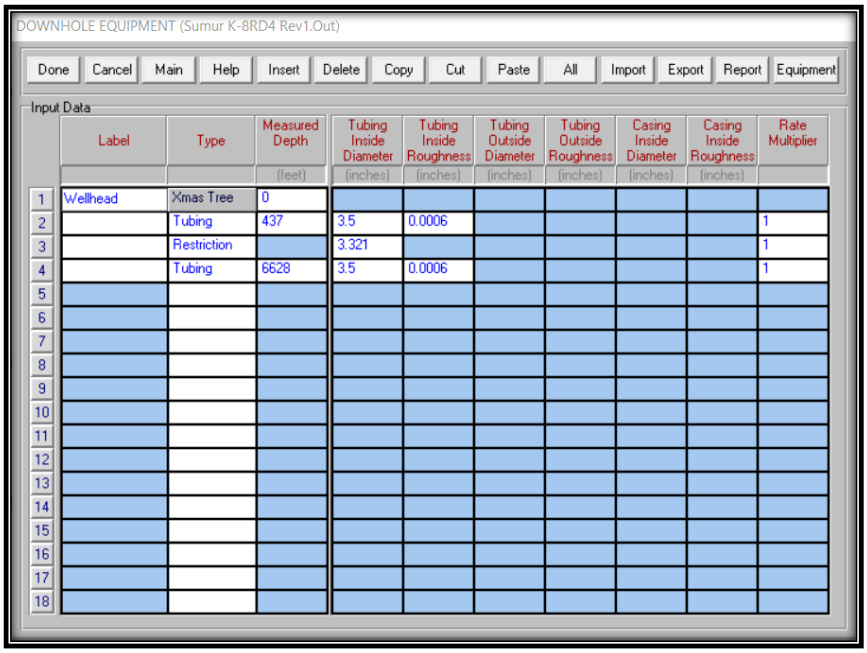
4.3.2. Pengisian Data Sumur

Data sumur yang diisikan kedalam *PROSPER* akan digunakan untuk memodelkan VLP (*Vertical Lift Performance*). Data sumur yang pertama diisikan pada *PROSPER* adalah data survey deviasi sebagaimana diperlihatkan pada **Gambar 4.3.**, data survey deviasi diisikan pada kolom pertama dan kedua, setelah diisikan, secara otomatis PROSPER akan menghitung penyimpangan kumulatif arah lubang bor dari sumbu vertikal dan sudutnya.



Gambar 4.2.
Peng-*inputan* data Survey Deviasi Sumur K-8RD4

Pengisian data dilanjutkan dengan memasukkan data peralatan bawah permukaan seperti yang diperlihatkan pada **Gambar 4.4.**, *Restriction* yang dimaksud pada gambar tersebut adalah SSD (*Sleeding sleeve Door*), sedangkan SSSV adalah *Safety Valve* yang dipasang di bawah permukaan.

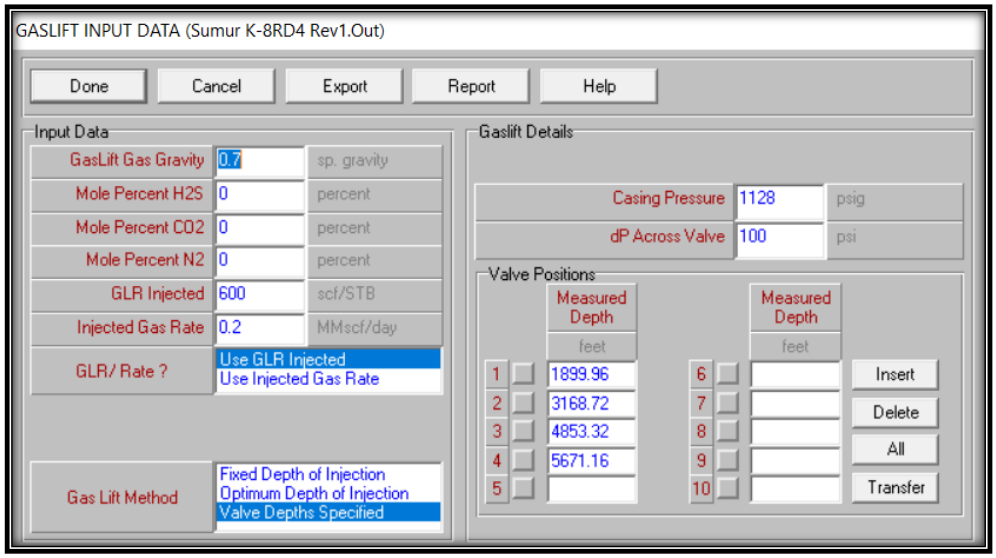


	Label	Type	Measured Depth (feet)	Tubing Inside Diameter (inches)	Tubing Inside Roughness (inches)	Tubing Outside Diameter (inches)	Tubing Outside Roughness (inches)	Casing Inside Diameter (inches)	Casing Inside Roughness (inches)	Rate Multiplier
1	Wellhead	Xmas Tree	0							
2		Tubing	437	3.5	0.0006					1
3		Restriction		3.321						1
4		Tubing	6628	3.5	0.0006					1
5										
6										
7										
8										
9										
10										
11										
12										
13										
14										
15										
16										
17										
18										

Gambar 4.3.
Peng-*input*-an Data Peralatan bawah Permukaan K-8RD4

4.1.3. Peng-*input*-an Data Gaslift

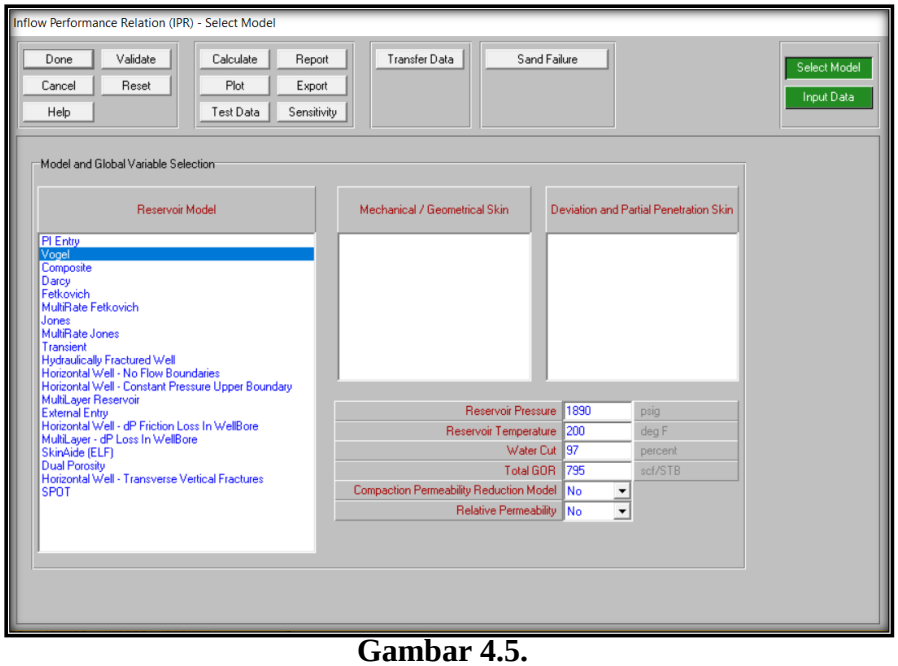
Data-data yang berhubungan dengan *gaslift*, dimasukkan ke dalam kolom ini. Sumur K-8RD4 merupakan sumur *gaslift* dengan metoda *continuous injection*. Pengisian ini ditunjukkan pada **Gambar 4.4.**



Gambar 4.4.
Peng-*input*-an Data *Gaslift* Sumur K-8RD4

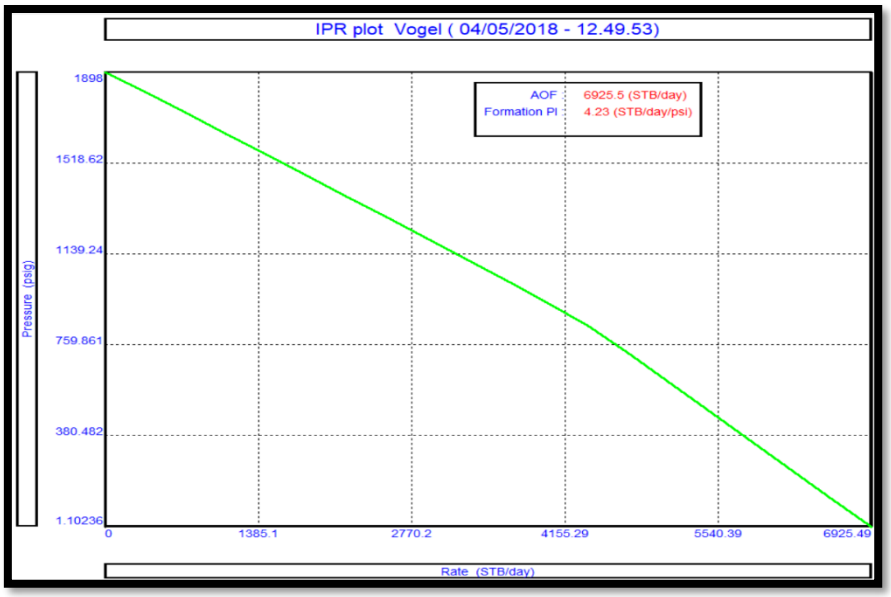
4.3.4. Pembuatan Kurva IPR

Pembuatan kurva IPR pada *PROSPER* diawali dengan pemilihan model reservoir yang akan digunakan. Model reservoir yang digunakan untuk sumur K-8RD4 adalah model *Vogel*, mengingat data *pressure survey* dan tes produksi tersedia. Prosedur selanjutnya adalah mengisikan data IPR yang telah dipersiapkan sebelumnya. Pengisian data ini ditunjukkan pada Gambar 4.9. Proses kalkulasi dilakukan setelah data test dan *pressure survey* diisikan, untuk menghasilkan plot IPR sebagaimana ditunjukkan pada Gambar 4.6.



Gambar 4.5.
Pengisian Data IPR dan Data *Pressure Survey*/*Test* K-8RD4 pada PROSPER

Berdasarkan data IPR yang diisikan, diperoleh indeks produktifitas (PI) sebesar 4,23 STB/day/psi



Catatan : Pada gambar ini, tanda decimal menggunakan "titik"

Gambar 4.6.
Kurva IPR Sumur K-8RD4

Untuk menganalisa Sumur Produksi K-8RD4, diperlukan data tekanan (tekanan reservoir, dan tekanan alir dasar sumur) dan tes produksi (laju produksi gas, minyak dan kadar air) dengan menentukan besarnya indeks produktivitas maupun pembuatan kurva *inflow performance relationship* (IPR) sumur tersebut. Pembuatan kurva IPR pada sumur K-8RD4 menggunakan metode **Vogel**, karena metode ini sesuai dengan reservoir bertenaga pendorong gas terlalut, aliran multifasa, mengasumsikan tidak adanya skin dan juga tekanan saturasi dibawah tekanan alir dasar sumur. Disini penulis selain menggunakan software *PROSPER* juga melakukan perhitungan manual guna untuk membuktikan bahwa hasil pemodelan dengan manual *matching.*

Penulis mengambil sumur K-8RD4 sebagai contoh untuk perhitungan IPR. Lebih detailnya mengenai tahapan-tahapan perhitungan IPR baik sumur K-8RD4 maupun sumur-sumur lainnya, dapat dilihat pada Lampiran.

Data-data sumur K-8RD4 :

- Tekanan statis dasar sumur (Ps) : 1898 Psig
- Tekanan alir dasar sumur (pwf) : 1250 Psig
- Tekanan Saturasi (Pb) : 1850 Psia
- Laju Produksi total (Qt) : 2712 BLPD
- Laju produksi minyak (Qo) : 81 BOPD
- *Water cut* : 97 %
- *Temperature Reservoir* : 195 ^{0}F

Membuat Kurva IPR menggunakan metode ***Vogel* :**

a. Menghitung nilai A

$$A = \left(1 - 0.2 \times \left(\frac{P_{wf}}{P_b}\right) - 0.8 \times \left(P_{wf}/P_b\right)^2\right)$$

$$= \left(1 - 0.2 \times \left(\frac{1250}{1850}\right) - 0.8 \times \left(\frac{1250}{1850}\right)^2\right)$$

$$= 0.49963477$$

b. Menghitung PI dengan

$$PI = \frac{q}{(P_s - P_b) + (P_b \times A)/1.8}$$

$$= \frac{2712}{(1898-1850)+\frac{(1850\times 0,49963477)}{1.8}}$$

= 4,82 BFPD/Psig

c. Menghitung qb, dengan harga Pwf = Pb dengan

qb = PI x (Ps – Pb)

= 4,82 x (1898 – 1850)

= 231,8305737 BFPD

d. Menghitung q maks dengan

q maks = qb + (J x Pb)/1.8

= 231,8305737 + (4,82 x 1850)/1.8 = 5195,79405 BFPD

e. Menghitung q pada Pwf asumsi yang lebih kecil daripada Pb, contohnya :

Pwf = 1870 psi dengan **Persamaan (3-5)**

$$q = qb + (q\ maks - qb) \times \left(1 - 0.2 \times \left(P_{wf}/P_b\right) - 0.8 \times \left(P_{wf}/P_b\right)^2\right)$$

$$= 231,8305737 + (5195,79405 - 231,8305737) \times \left(1 - 0.2 \times \left(\frac{1250}{1850}\right) - 0,8 \times \left(\frac{1250}{1850}\right)^2\right)$$

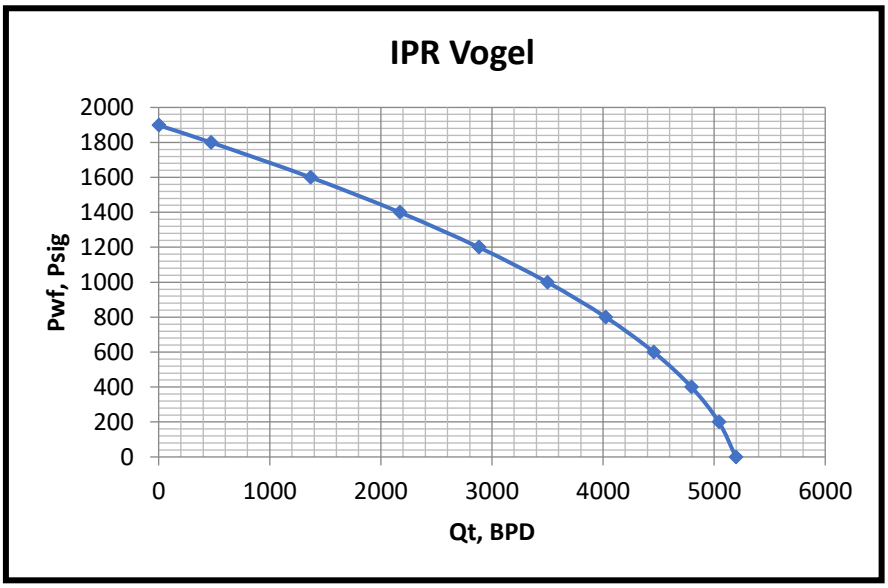
= 2711,99 BFPD

f. Mentabulasikan harga q pada masing-masing harga Pwf asumsi dan memplot kurva IPR sesuai dengan harga yang tertera pada tabel di bawah ini :

Tabel IV-4
Hasil Perhitungan Q Pada Berbagai Pwf Asumsi Sumur K-8RD4

Pwf	Q
0	5195,795405
200	5042,053908
400	4795,487357
600	4456,095752
800	4023,879091
1000	3498,837376
1200	2880,970607
1400	2170,278783
1600	1366,761905
1800	470,4199718
1898	0

Maka didapat gambaran mengenai kemampuan sumur K-8RD4 untuk diproduksikan. Sumur K-8RD4 diproduksikan dengan rate sebesar 2712 BFPD,



Gambar 4.7
Kurva IPR K-8RD4

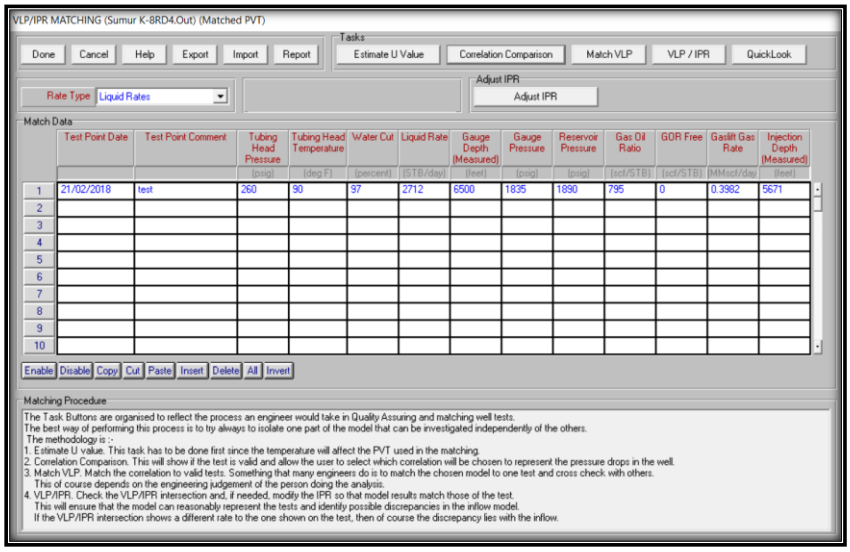
Dari hasil simulasi menggunakan *PROSPER*, didapatkan nilai PI sebesar 4,23 STB/day/psig sedangkan menurut perhitungan manual excel didapatkan nilai PI sebesar 4,82 BFPD/Psig dan qmax sebesar 5195,79045 BFPD.

4.3.5. Validasi Model Sumur

Validasi model sumur ini pada dasarnya merupakan proses rekonsiliasi antara model matematika dengan data pengukuran aktual. Hal ini sangat penting untuk memperoleh model yang mewakili kondisi aktual. Prosedur kalibrasi ini dibagi menjadi beberapa langkah umum yaitu :

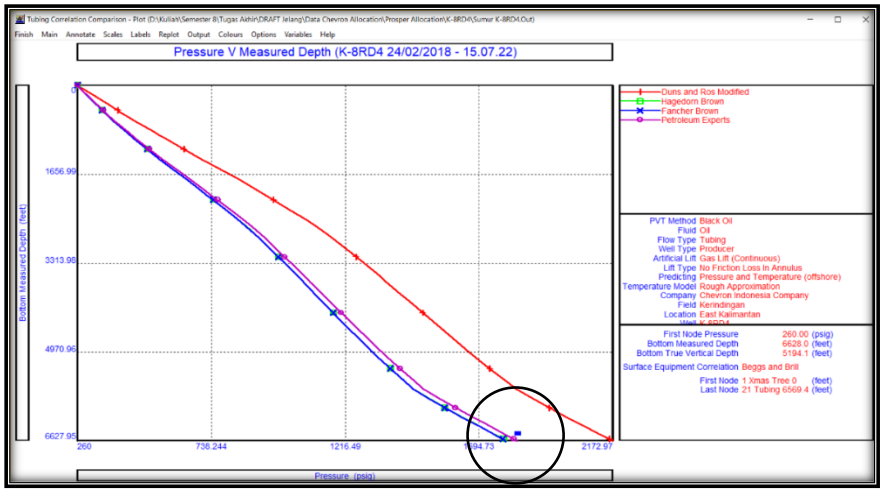
Data tes/*pressure survey* sumur K-8RD4 yang terdiri dari data tekanan alir dan temperatur kepala sumur, *water cut*, laju alir cairan, kedalaman dan tekanan *gauge*, tekanan reservoir dan GOR, dimasukkan kedalam kolom-kolom yang tersedia secara berurutan seperti yang ditunjukkan pada Gambar 4.8.

Tahapan selanjutnya, setelah pengisian data tes/*pressure survey* adalah pemilihan korelasi tubing *(tubing correlattion,)* yang dimaksud adalah pemilihan korelasi aliran fluida di dalam pipa vertikal dan terinklinasi, seperti korelasi *Beggs* dan *Brill, Dun* dan *Ross*, dsb. Tujuan membandingkan beberapa korelasi tubing adalah untuk mengetahui korelasi tubing yang paling sesuai dengan kondisi aktual.



Catatan : Pada gambar ini, tanda decimal menggunakan "titik"

Gambar 4.8.
Pengisian Data Tes/*Pressure Survey* K-8RD4

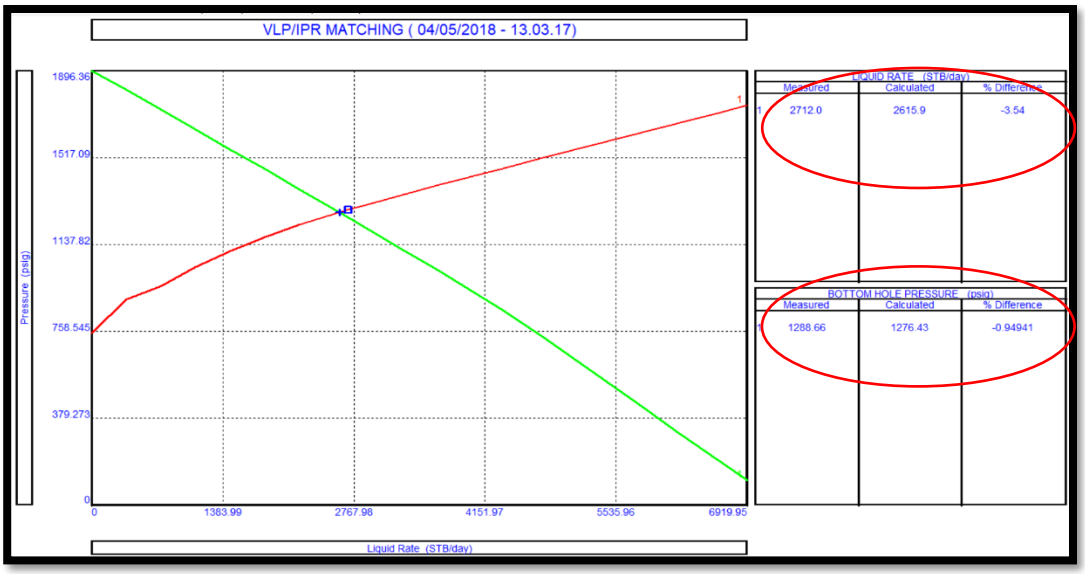


Catatan : Pada gambar ini, tanda decimal menggunakan "titik"

Gambar 4.9
Perbandingan Korelasi Tubing K-8RD4

Korelasi yang paling mendekati kondisi aktual ditandai dengan plot kurva korelasi yang menyentuh titik tes/*pressure survey* (titik berwarna biru). Ketiga korelasi tubing yaitu *Petroleum Expert 2*, *Hagerdorn-Brown*, dan *Fancher Brown* sangat sesuai, oleh sebab itu pada langkah selanjutnya korelasi ini yang akan digunakan sebagai titik kalibrasi model sumur K-8RD4.

VLP/IPR *matching* merupakan proses penyelarasan perpotongan kurva *inflow* (IPR) dan *outflow* (VLP) dengan data tes/*pressure survey* sebagai titik kalibrasi dari model sumur yang telah dibuat. Prosedur VLP/IPR *matching* didahului dengan melakukan *match* VLP, yang bertujuan agar kurva VLP yang terbentuk nantinya melewati atau *match* dengan titik uji produksi, kemudian dilanjutkan dengan VLP/IPR *matching*, yaitu proses memotongkan kurva IPR *(inflow)* dan kurva VLP *(outflow).* Plot VLP/IPR *matching* ini ditunjukkan pada Gambar 4.10.



Catatan : Pada gambar ini, tanda decimal menggunakan "titik"

Gambar 4.10.
Plot VLP/IPR *Matching* K-8RD4

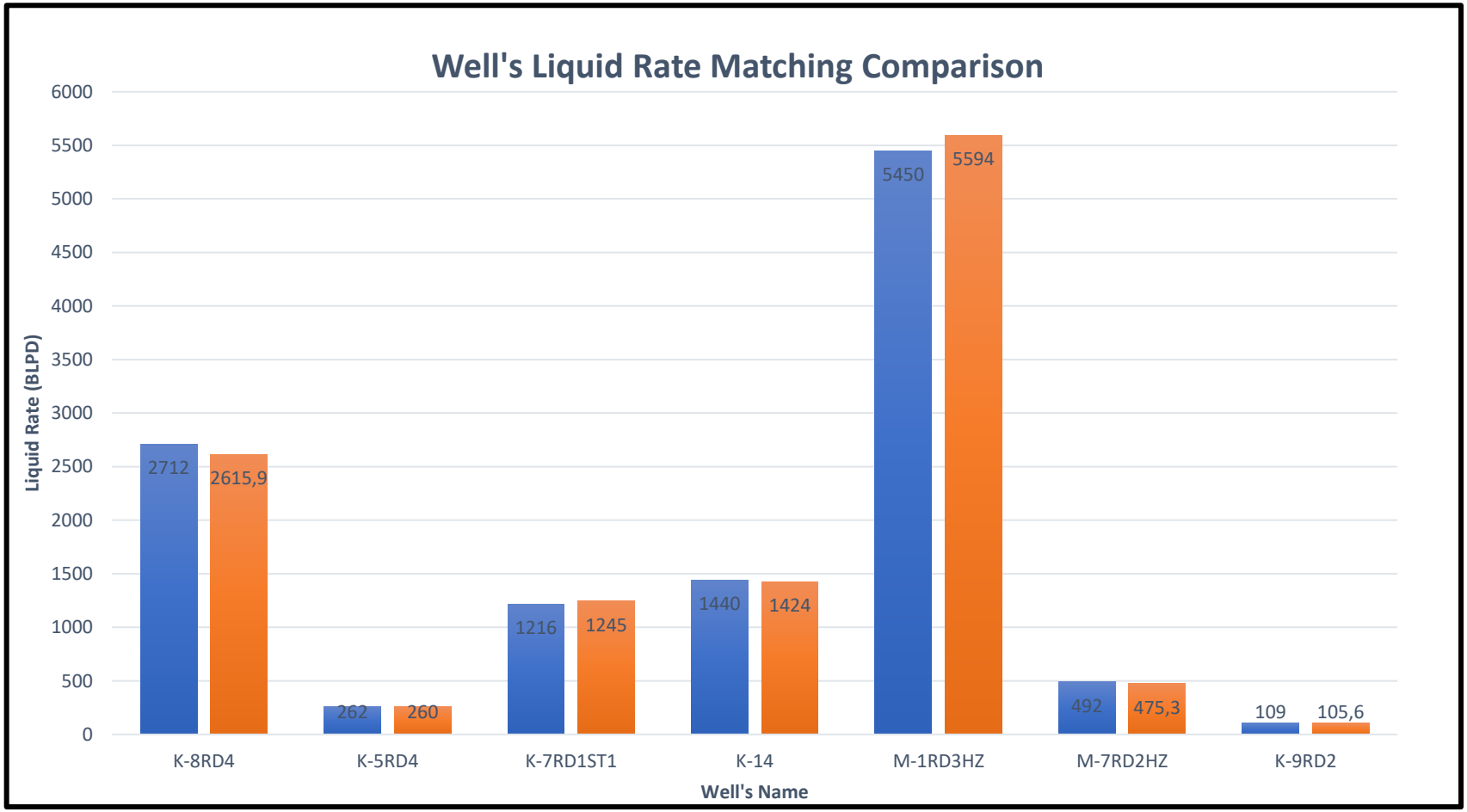
Plot VLP/IPR *matching* yang terbentuk menunjukkan bahwa terdapat perbedaan laju alir terukur dengan laju alir model sebesar 3,54%, dan perbedaan tekanan alir dasar sumur terukur dengan tekanan alir dasar sumur model sebesar -3%. Besaran nilai perbedaan laju alir terukur dengan laju alir model dan tekanan alir dasar sumur terukur dengan tekanan alir dasar sumur model sudah dalam batas perbedaan minimum yang disarankan oleh *PROSPER*, yaitu sebesar +/- 5%, dengan demikian model sumur K-8RD4 yang dibuat telah sesuai dengan kondisi aktual atau dengan kata lain, model sumur ini sudah tervalidasi.

Tabel IV-5., Gambar 4.11. dan Gambar 4.12. menunjukkan hasil validasi untuk keseluruhan sumur yang ada di "KM" platform, dan dinyatakan bahwa model sumur dengan kondisi aktualnya, dinyatakan sama/*matching*.

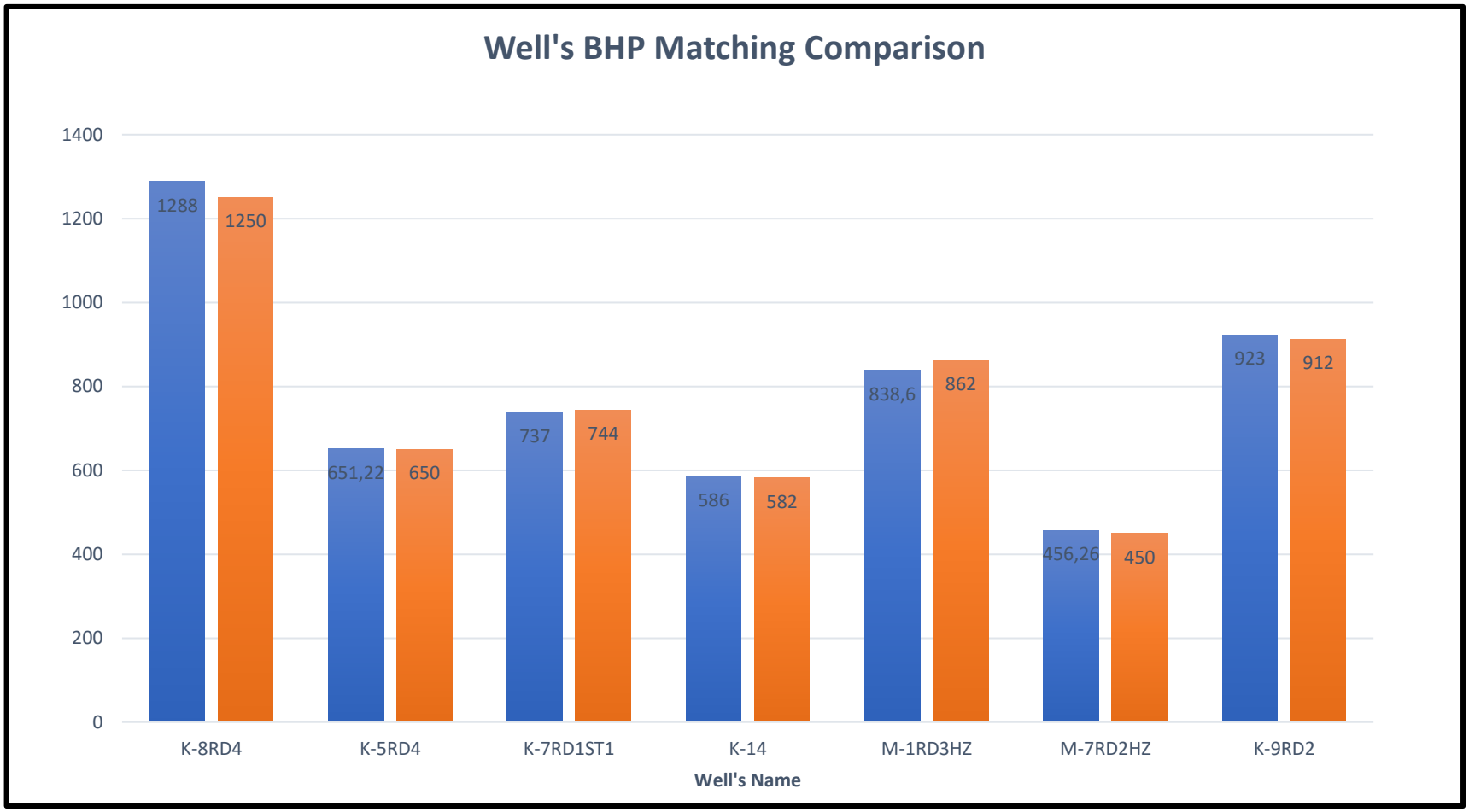
Tabel IV-5.

Hasil Validasi Sumuran di "KM" Platform

No	Wells	Measured		Calculated		%Error	
		Liquid Rate	BHP	Liquid Rate	BHP	Liquid Rate	BHP
1	K-8RD4	2712	1250	2615,9	1288	3,54%	3%
2	K-5RD4	262	650	260	651,22	-1%	0%
3	K-7RD1ST1	1216	744	1245	737	2%	-1%
4	K-14	1440	582	1424	586	-1%	1%
5	M-1RD3HZ	5450	862	5594	838,6	3%	-3%
6	M-7RD2HZ	492	450	475,3	456,26	-4%	1%
7	K-9RD2	109	912	105,6	923	-3%	1%



Gambar 4.11.
***Matching (Liquid Rate)* Validasi Sumuran**



Gambar 4.12.
***Matching (Bottom Hole Pressure)* Validasi Sumuran**

Setelah dilakukan *Matching* pada masing masing sumur, selanjutnya pada masing masing sumur membuat kurva performansi *gaslift*. Dimana kurva ini menggambarkan hubungan antara jumlah gas injeksi dengan jumlah *liquid* atau cairan yang dapat diproduksikan oleh sumur. Kurva GLPC sangat berperan dalam menentukan jumlah gas total injeksi yang diperlukan sumur-sumur minyak pada suatu lapangan minyak.

Pada mula nya peningkatan laju injeksi gas akan meningkatkan laju produksi minyak, namun sejalan dengan peningkatan laju injeksi gas tersebut suatu saat akan tercapai kondisi dimana laju injeksi gas menjadi tidak effisien lagi sebagai media pengangkat fluida dari reservoir ke permukaan. Ini dapat ditunjukkan dengan semakin ditambahkannya jumlah gas injeksi, semakin menurunkan jumlah produksi minyak. Berdasarkan kurva GLPC, dapat ditentukan total gas injeksi yang diperlukan pada sebuah sumur jika sumur akan diproduksikan pada laju produksi tertentu. Kurva GLPC pada masing masing sumur yang terletak di lapangan "KM" dapat ditunjukkan pada **Gambar 4.11.**

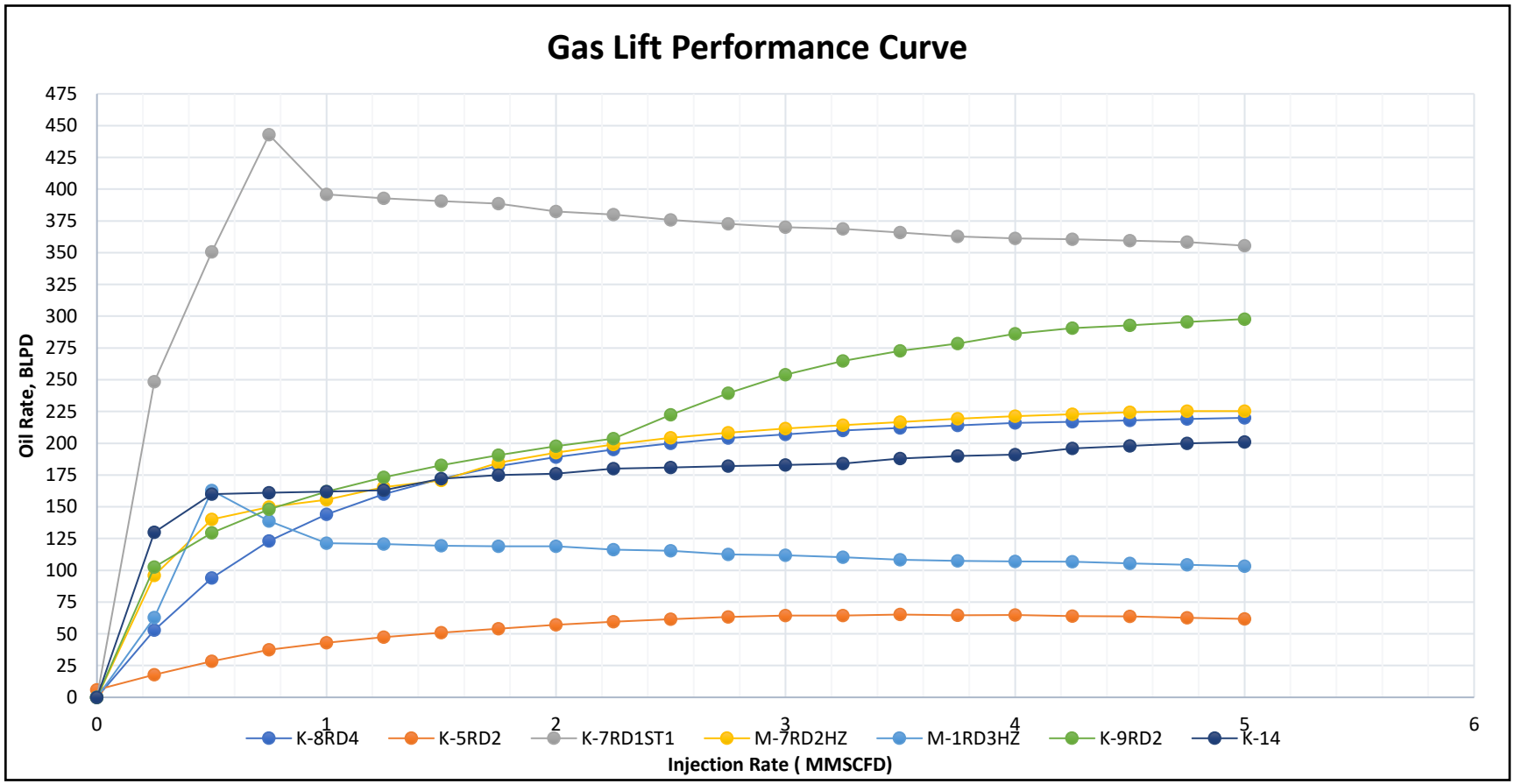
Dalam prakteknya, jumlah gas injeksi optimum dapat dipenuhi jika persediaan gas di lapangan tidak terbatas, tetapi untuk suatu lapangan dengan jumlah gas injeksi yang terbatas. Setelah melakukan plot kurva GLPC, selanjutnya yaitu mencari nilai *slope*.

Slope pada istilah ini menyatakan perubahan laju produksi minyak untuk setiap peningkatan laju injeksi gas. Untuk beberapa sumur *gaslift* (lebih dari satu sumur), jumlah total gas injeksi lebih dari yang tersedia di Lapangan, hal ini tidak mungkin diterapkan mengingat gas alam mempunyai nilai jual yang tinggi. Akibatnya, harus dicari laju injeksi gas dari masing-masing sumur dimana jumlah gas injeksi kurang dari yang tersedia di lapangan. Maka laju injeksi gas ini dicari melalui *Slope* atau kemiringan yang sama pada tiap-tiap kurva GLPC. *Equal Slope* digunakan untuk menyelesaikan permasalahan jumlah alokasi gas injeksi pada jumlah injeksi terbatas. Prinsip *Equal Slope* adalah menghitung kemiringan atau gradien kurva GLPC. Kurva GLPC menggambarkan jumlah produksi minyak sebagai fungsi dari jumlah gas yang diinjeksikan ked dalam sumur

Tabel IV-6

Gas injeksi Vs Oil Rate

Gas Injected (MMSCFD)	K-8RD4	K-5RD2	K-7RD1ST1	K-14	M-1RD3HZ	M-7RD2HZ	K-9RD2
	Oil Rate						
0	0	6	0	0	0	0	0
0,25	53	17,92	248,49	130	62,8	96,02	102,58
0,5	94	28,46	350,68	160	162,8	140	129,53
0,75	123	37,51	442,8	161	138,7	149,8	147,94
1	144	43,02	395,82	162	121,3	155,6	161,99
1,25	160	47,35	392,8	163	120,74	165,4	173,29
1,5	172	50,95	390,7	172	119,32	170,75	182,71
1,75	182	54,12	388,7	175	118,9	184,68	190,72
2	189	57,04	382,42	176	118,8	192,52	197,61
2,25	195	59,47	380,1	180	116,32	199,07	203,59
2,5	200	61,53	375,8	181	115,48	204,25	222,32
2,75	204	63,3	372,62	182	112,47	208,36	239,45
3	207	64,39	370,16	183	111,91	211,67	254,03
3,25	210	64,47	368,8	184	110,32	214,35	264,86
3,5	212	65,18	365,8	188	108,41	216,65	272,71
3,75	214	64,59	362,8	190	107,4	219,3	278,52
4	216	64,73	361,2	191	107	221,41	286,24
4,25	217	64	360,52	196	106,75	222,87	290,64
4,5	218	63,83	359,46	198	105,46	224,45	292,76
4,75	219	62,71	358,27	200	104,32	225,2	295,36
5	220	61,68	355,6	201	103,2	225,31	297,76



Gambar 4.13.
***Gaslift Performance Curve* Masing-masing Sumur Lapangan "MK"**

Dalam prakteknya, jumlah gas injeksi optimum dapat dipenuhi jika persediaan gas di lapangan tidak terbatas, tetapi untuk suatu lapangan dengan jumlah gas injeksi yang terbatas. Setelah melakukan plot kurva GLPC, selanjutnya yaitu mencari nilai *slope*.

Slope pada istilah ini menyatakan perubahan laju produksi minyak untuk setiap peningkatan laju injeksi gas. Untuk beberapa sumur *gaslift* (lebih dari satu sumur), jumlah total gas injeksi lebih dari yang tersedia di Lapangan, hal ini tidak mungkin diterapkan mengingat gas alam mempunyai nilai jual yang tinggi. Akibatnya, harus dicari laju injeksi gas dari masing-masing sumur dimana jumlah gas injeksi kurang dari yang tersedia di lapangan. Maka laju injeksi gas ini dicari melalui *Slope* atau kemiringan yang sama pada tiap-tiap kurva GLPC. *Equal Slope* digunakan untuk menyelesaikan permasalahan jumlah alokasi gas injeksi pada jumlah injeksi terbatas. Prinsip *Equal Slope* adalah menghitung kemiringan atau gradien kurva GLPC. Kurva GLPC menggambarkan jumlah produksi minyak sebagai fungsi dari jumlah gas yang diinjeksikan kedalam sumur.

Menghitung *slope* dari perubahan laju fluida terhadap laju gas injeksi untuk tiap-tiap sumur dengan persamaan :

$$\text{Slope} : \frac{\Delta \text{OilRate}/100}{\Delta \text{GasRate}} \quad \text{..... (4-1)}$$

Contoh perhitungan slope pada sumur K-8RD4 :

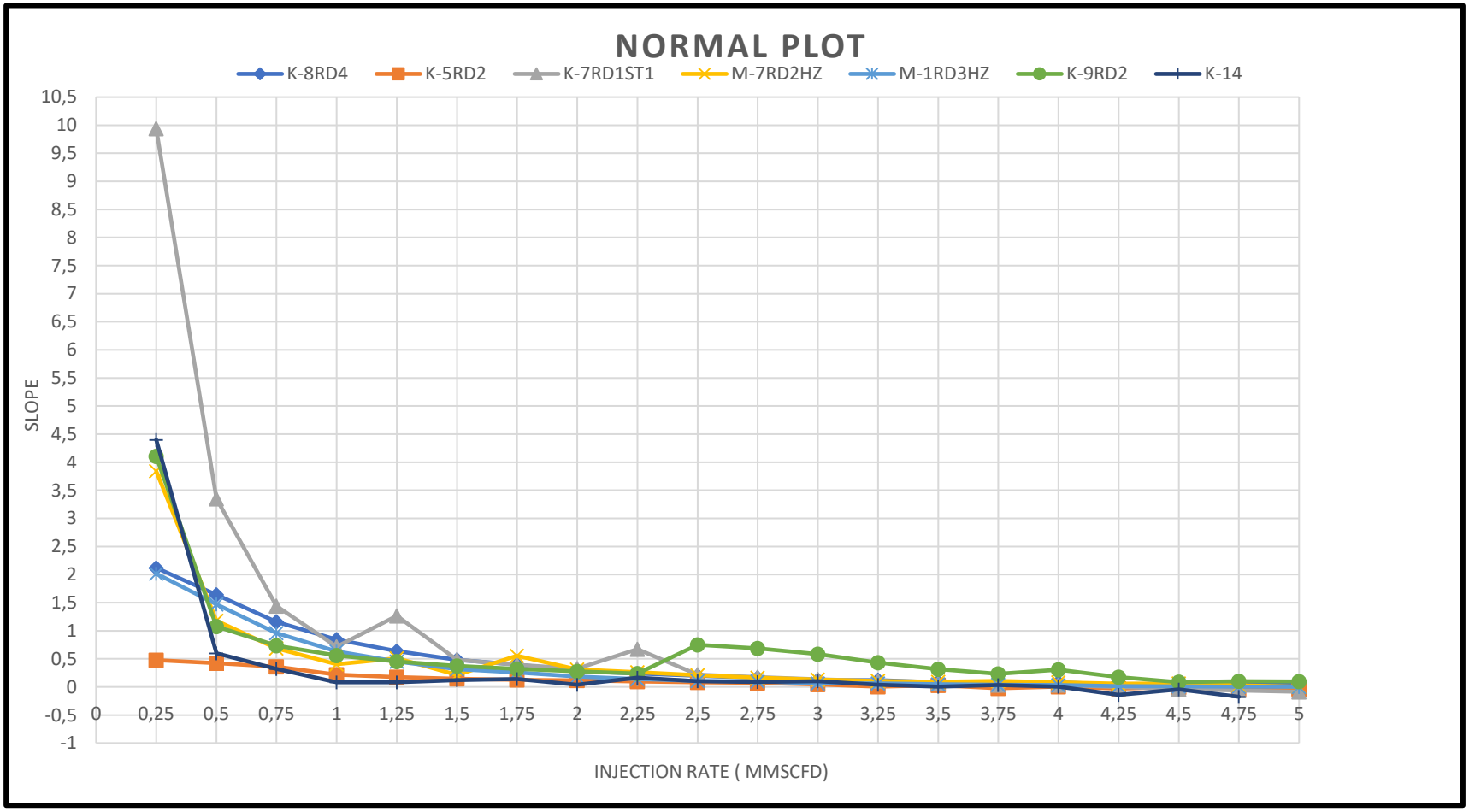
$$(\text{slope}) = \frac{\Delta x/100}{\Delta y}$$

$$= \frac{(53-0)/100}{0.25-0}$$

$$= 2{,}12$$

Tabel IV-7
Nilai *Slope* pada masing-masing Sumur "KM" Platform

Gas Injected	K-8RD4		K-5RD2		K-7RD1ST1		K-14		M-1RD3HZ		M-7RD2HZ		K-9RD2	
(MMSCFD)	Oil Rate	Slope	Oil Rate	Slope	oil rate	Slope	Oil Rate	Slope	Oil Rate	Slope	Oil rate	Slope	oil rate	slope
0	0		6		0		0		0		0		0	
0,25	53	2,12	17,92	0,891	248,49	9,9396	130	5,2	62,8	2,512	96,02	3,8408	102,58	4,1032
0,5	94	1,64	28,46	0,889	350,68	4,0876	160	1,2	162,8	1,085	140	1,7592	129,53	1,078
0,75	123	1,03	37,51	0,362	442,8	3,6848	161	0,04	138,7	0,782	149,8	0,392	147,94	0,942
1	144	0,84	43,02	0,2204	395,82	-1,8792	162	0,04	121,3	-0,696	155,6	0,232	161,99	0,562
1,25	160	0,64	47,35	0,1732	392,8	-0,1208	163	0,04	120,74	-0,0224	165,4	0,392	173,29	0,452
1,5	172	0,48	50,95	0,144	390,7	-0,084	172	0,36	119,32	-0,0568	170,75	0,214	182,71	0,3768
1,75	182	0,4	54,12	0,1268	388,7	-0,08	175	0,12	118,9	-0,0168	184,68	0,5572	190,72	0,3204
2	189	0,28	57,04	0,1168	382,42	-0,2512	176	0,04	118,8	-0,004	192,52	0,3136	197,61	0,2756
2,25	195	0,24	59,47	0,0972	380,1	-0,0928	180	0,16	116,32	-0,0992	199,07	0,262	203,59	0,2392
2,5	200	0,2	61,53	0,0824	375,8	-0,172	181	0,04	115,48	-0,0336	204,25	0,2072	222,32	0,7492
2,75	204	0,16	63,3	0,0708	372,62	-0,1272	182	0,04	112,47	-0,1204	208,36	0,1644	239,45	0,6852
3	207	0,12	64,39	0,0436	370,16	-0,0984	183	0,04	111,91	-0,0224	211,67	0,1324	254,03	0,5832
3,25	210	0,12	64,47	0,0032	368,8	-0,0544	184	0,04	110,32	-0,0636	214,35	0,1072	264,86	0,4332
3,5	212	0,08	65,18	0,0284	365,8	-0,12	188	0,16	108,41	-0,0764	216,65	0,092	272,71	0,314
3,75	214	0,08	64,59	-0,0236	362,8	-0,12	190	0,08	107,4	-0,0404	219,3	0,106	278,52	0,2324
4	216	0,08	64,73	0,0056	361,2	-0,064	191	0,04	107	-0,016	221,41	0,0844	286,24	0,3088
4,25	217	0,04	64	-0,0292	360,52	-0,0272	196	0,2	106,75	-0,01	222,87	0,0584	290,64	0,176
4,5	218	0,04	63,83	-0,0068	359,46	-0,0424	198	0,08	105,46	-0,0516	224,45	0,0632	292,76	0,0848
4,75	219	0,04	62,71	-0,0448	358,27	-0,0476	200	0,08	104,32	-0,0456	225,2	0,03	295,36	0,104
5	220	0,04	61,68	-0,0412	355,6	-0,1068	201	0,04	103,2	-0,0448	225,31	0,0044	297,76	0,096



Gambar 4.14.
Kurva Normal Plot 1

Dari hasil grafik laju injeksi gas Vs laju produksi (**Gambar 4.11**) dari beberapa sumur telah menghasilkan rumus persamaan garis dari setiap sumur. Rumus persamaan tiap sumur sebagai berikut :

- K-8RD4 : $y = 4{,}6919x^3 - 48{,}864x^2 + 169{,}96x + 18{,}29$
- K-5RD2 : $y = 0{,}8621x^3 - 10{,}763x^2 + 43{,}202x + 6{,}1279$
- K-7RD1ST1: $y = 13{,}09x^3 - 127{,}34x^2 + 390{,}42x + 146{,}7$
- M-7RD2HZ : $y = 4{,}4587x^3 - 45{,}157x^2 + 153{,}83x + 70{,}874$
- M-1RD3HZ : $y = 4{,}4743x^3 - 45{,}038x^2 + 146{,}56x + 47{,}593$
- K-9RD2 : $y = 2{,}623x^3 - 28{,}832x^2 + 131{,}05x + 69{,}137$
- K-14 : $y = 3{,}6493x^3 - 36{,}319x^2 + 250{,}3x + 103{,}603$

Setelah mendapat *slope* masing-masing sumur (**Gambar 4.12**), selanjutnya menghitung laju injeksi total yang dihasilkan dari tiap *slope* yang sama, dengan dilakukannya interpolasi untuk menentukan harga laju injeksi dari tiap *slope* yang sama.

$$Qi_{(i)} = \left[\frac{(\text{Slope(i)-slope(i+1)})}{(\text{slope(i-1)-slope(i+1)})} \text{x } (\text{qi(i-1)-qi(i+1)}]+\text{qi(i+1)}\right]$$

Contoh perhitungan laju injeksi pada sumur K-8RD4 dengan melakukan perhitungan interpolasi ketika *slope* diasumsikan sama dengan 1

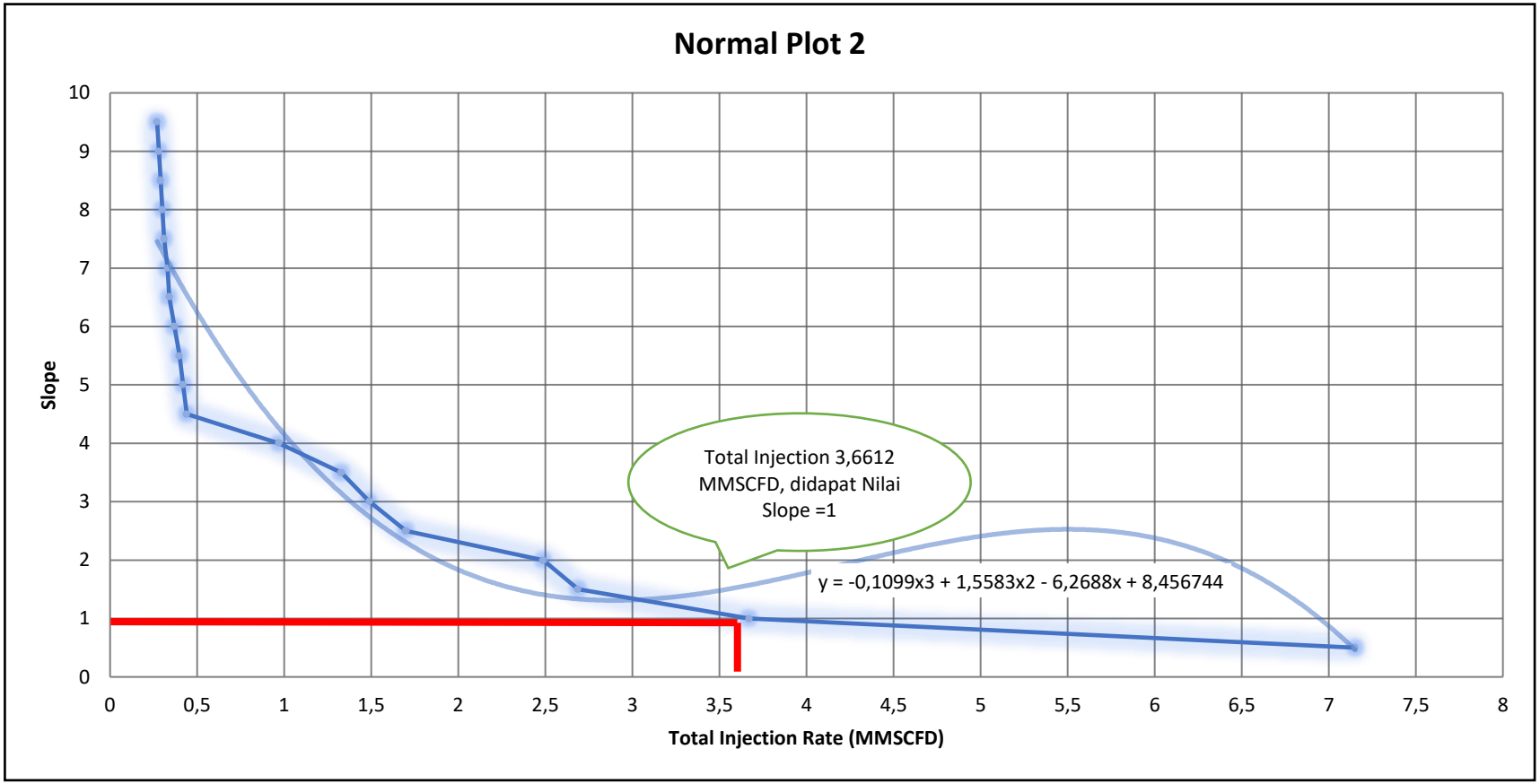
$$Qi(1) = \left[\frac{(1-(0{,}84))}{(1{,}03-0{,}84)} x(0{,}75-1)\right] + 1$$

= 0,79 mmscfd

Tabel IV-8
***Normalize Slope* masing-masing Sumur "KM" Platform**

Slope	K-8RD4	K-5RD2	K-7RD1ST1	K-14	M-1RD3HZ	M-7RD2HZ	K-9RD2	Total Injection Depth (MMSCFD)
	Injection Rate (MMSCFD)	Injection Rate (MMSCFD)	Injection Rate (MMSCFD)	Injection Rate (MMSCFD	Injection Rate (MMSCFD)	Injection Rate (MMSCFD)	Injection Rate (MMSCFD)	
0,5	1,48	0,4216	1,47	0,51	1,18	0,8	1,18	7,0416
1	0,875		0,82	0,32	0,6	0,52	0,52	3,655
1,5	0,52		0,72	0,31	0,49	0,47	0,488	2,688
2	0,35		0,68	0,3	0,27	0,44	0,448	2,488
2,5	0		0,63	0,28	0	0,41	0,38	1,7
3	0		0,55	0,27	0	0,36	0,31	1,49
3,5	0		0,5	0,268	0	0,28	0,28	1,328
4	0		0,47	0,25	0	0	0,25	0,97
4,5	0		0,44		0	0	0	0,44
5	0		0,42		0	0	0	0,42
5,5	0		0,4		0	0	0	0,4
6	0		0,37		0	0	0	0,37
6,5	0		0,34		0	0	0	0,34
7	0		0,33		0	0	0	0,33
7,5	0		0,31		0	0	0	0,31
8	0		0,3		0	0	0	0,3
8,5	0		0,29		0	0	0	0,29
9	0		0,28		0	0	0	0,28
9,5	0		0,27		0	0	0	0,27

Dari hasil **Tabel IV-7**, selanjutnya memplot kurva *slope* vs laju injeksi total dari semua sumur. Namun yang diplot hanya dalam interval *slope* yang positif (dimana laju injeksi gas berada di interval sebelum laju mencapai maksimum, yaitu pada GLR optimum). Dari hasil plot akan didapatkan kurva normal plot 2 yang digunakan untuk menentukan alokasi injeksi gas yang optimum dengan gas yang tersedia.



Gambar 4.15.
Kurva Normal Plot 2

Dari gambar grafik diatas (**Gambar 4.15**) kita dapat memperoleh *slope* dari ketersediaan laju gas yang ada di lapangan dengan kompressor yang tersedia. Ketersediaan laju gas yang ada dilapangan sebesar 3,6612 MMSCFD untuk dialokasikan setiap sumur pada lapangan "MK" pada kurva ini mempunyai rumus persamaan garis yaitu :

$y = -0{,}1099x^3 + 1{,}5583x^2 - 6{,}2688x + 8{,}456744$

hasil *slope* pada laju gas 3,6612 MMSCFD :

$slope = -0{,}1099x^3 + 1{,}5583x^2 - 6{,}2688x + 8{,}456744$

$= -0{,}1099 \times (3{,}6612)^3 + 1{,}5583 \times (3{,}6612)^2 - 6{,}2688 \times 3{,}6612 + 8{,}456744$

$= 0{,}999993 \sim 1$

4.4. Skenario Optimasi Alokasi Gas Injeksi

Skenario Optimasi yang dimaksud adalah model sumuran dari *PROSPER*, dan fasilitas produksi permukaan dengan menggunakan GAP. Pada kesempatan ini, penulis tidak mengintegrasikannya dengan reservoir model (MBAL), maupun dengan *network modelling* (GAP) hanya terbatas pada sumuran dalam hal ini dari *wellbore* ke *surface*.

Dalam pembahasan pemodelan di dalam masing-masing sumur ini, akan lebih ditekankan terhadap 2 (Skenario) skenario alokasi gaslift, diantaranya :

1. Alokasi Laju injeksi *gaslift* sesuai kondisi *Existing*.
2. Alokasi laju injeksi *gaslift* berdasarkan hasil optimasi pada besaran total injeksi *gaslift* yang sama dengan kondisi *Existing*, yaitu sebesar 3,6612 MMSCFD (Skenario 1)
3. Alokai laju injeksi *gaslift* berdasarkan hasil optimasi pada besaran injeksi *gaslift* pada kondisi gas yang tersedia pada lapangan (Skenario 2)

4.4.1. Skenario dengan Alokasi Laju Injeksi *Gaslift Tetap*

Pada skenario ini, penulis memasukkan nilai total injeksi gas available sebesar 3,6612 MMSCFD dan injeksi gas untuk setiap sumur sesuai dengan kondisi yang ada. Jumlah alokasi injeksi gas masing-masing sumur dapat dilihat pada Tabel IV-9.

Tabel. IV-9
Jumlah Alokasi Injeksi *Gaslift* (Aktual) Sumuran

Nomor	Well	Well Type	Current Gas Lift Allocation (MMSCFD)	Oil Rate (BOPD)
1	K-8RD4	Gas Lift	0,341	81
2	K-5RD2	Gas Lift	0,3982	12
3	K-7RD1ST1	Gas Lift	0,95	382
4	M-7RD2HZ	Gas Lift	0,412	29
5	M-1RD3HZ	Gas Lift	0,625	150
6	K-9RD2	Gas Lift	0,53	123
7	K-14	Gas Lift	0,405	108
Total			3,6612	885

Dari skenario ini, dihasilkan perolehan minyak sebesar 885 BOPD, dengan total *current gaslift allocation* sebesar 3,6612 MMSCFD

4.4.2. Skenario I dengan Optimasi Alokasi Laju Injeksi *Gaslift*

Skenario dengan optimasi alokasi injeksi ini, mengkondisikan ketersediaan total injeksi yang sama dengan keadaan aktualnya, melihat kemungkinan produksi masih bisa ditingkatkan lagi dengan mengatur alokasi injeksi *gaslift* ke setiap sumur sehingga dihasilkan total injeksi yang maksimum dari keseluruhan sumur. Selain itu pula, pada skenario dengan alokasi injeksi ini, dapat dijadikan acuan untuk kedepannya dalam hal pengembangan di sisi peralatan produksi dipermukaan, contohnya seperti gas kompresor pensuplay injeksi *gaslift* ke masing-masing sumur untuk memungkinkan ditingkatkan kapasitasnya.

Dengan jumlah ketersediaan total injeksi *gaslift* sebesar 3,6612 MMSCFD, dihasilkan perolehan minyak sebesar 1015 BOPD (ada kenaikan sebesar 130 BOPD). Dari hasil Alokasi laju injeksi yang optimal dengan laju gas yang tersedia maka laju produksi yang akan didapatkan lebih optimal. Hasil laju produksi

dihitung melalui rumus persamaan garis dari grafik laju injeksi gas vs laju produksi minyak, grafik ini dapat dilihat pada **Gambar 4.11.**

1. Sumur K-8RD4 dengan Qi = 0,79 MMSCFD

   $Y = 4{,}6919x^3 - 48{,}864x^2 + 169{,}96x + 18{,}29$

   $Qo = 4{,}6919 \times (0{,}79)^3 - 48{,}864 \times (0{,}79)^2 + 169{,}96 \times (0{,}79) + 18{,}29$

   = 124 BOPD

2. Sumur K-5RD2 dengan Qi = 0

   $Y = 13{,}09x^3 - 127{,}34x^2 + 390{,}42x + 146{,}7$

   $Qo = 0{,}8621 \times (0)^3 - 10{,}763 \times (0)^2 + 43{,}202 \times (0) + 6{,}1279$

   = 6 BOPD

3. Sumur K-7RD1ST1 dengan Qi = 0,7256 MMSCFD

   $y = -7{,}0327x^4 + 83{,}417x^3 - 220{,}93x^2 + 554{,}32x + 53{,}066$

   $Qo = 13{,}09 \times (0{,}7256)^3 - 127{,}34*(0{,}7256)^2 + 390{,}42 \times (0{,}7256) + 146{,}7$

   = 368 BOPD

4. Sumur M-7RD2HZ dengan Qi = 0,6 MMSCFD

   $y = 4{,}4743x^3 - 45{,}038x^2 + 146{,}56x + 47{,}593$

   $Qo = 4{,}4743 \times (0{,}6)^3 - 45{,}038 \times (0{,}6)^2 + 146{,}56 \times (0{,}6) + 14{,}593$

   = 148 BOPD

5. Sumur M-1RD3HZ dengan Qi =0,5956 MMSCFD

   $y = 4{,}4743x^3 - 45{,}038x^2 + 146{,}56x + 47{,}593$

   $Qo = 4{,}4743 \times (0{,}5956)^3 - 45{,}038 \times (0{,}5956)^2 + 146{,}56 \times (0{,}5956) + 14{,}593$

   = 87 BOPD

6. Sumur K-9RD2 dengan Qi = 0,52 MMSCFD

   $y = 2{,}623x^3 - 28{,}832x^2 + 131{,}05x + 69{,}137$

   $Qo = 2{,}623 \times (0{,}52)^3 - 28{,}832*(0{,}52)^2 + 131{,}05 \times (0{,}52) + 69{,}137$

   = 130 BOPD

7. Sumur K-14 dengan Qi = 0,43 MMSCFD

   $y = 3{,}6493x^3 - 36{,}319x^2 + 250{,}3x + 103{,}603$

   $Qo = 3{,}6493 \times (0{,}43)^3 - 36{,}319 \times (0{,}43)^2 + 250{,}3 \times (0{,}43) + 50{,}603$

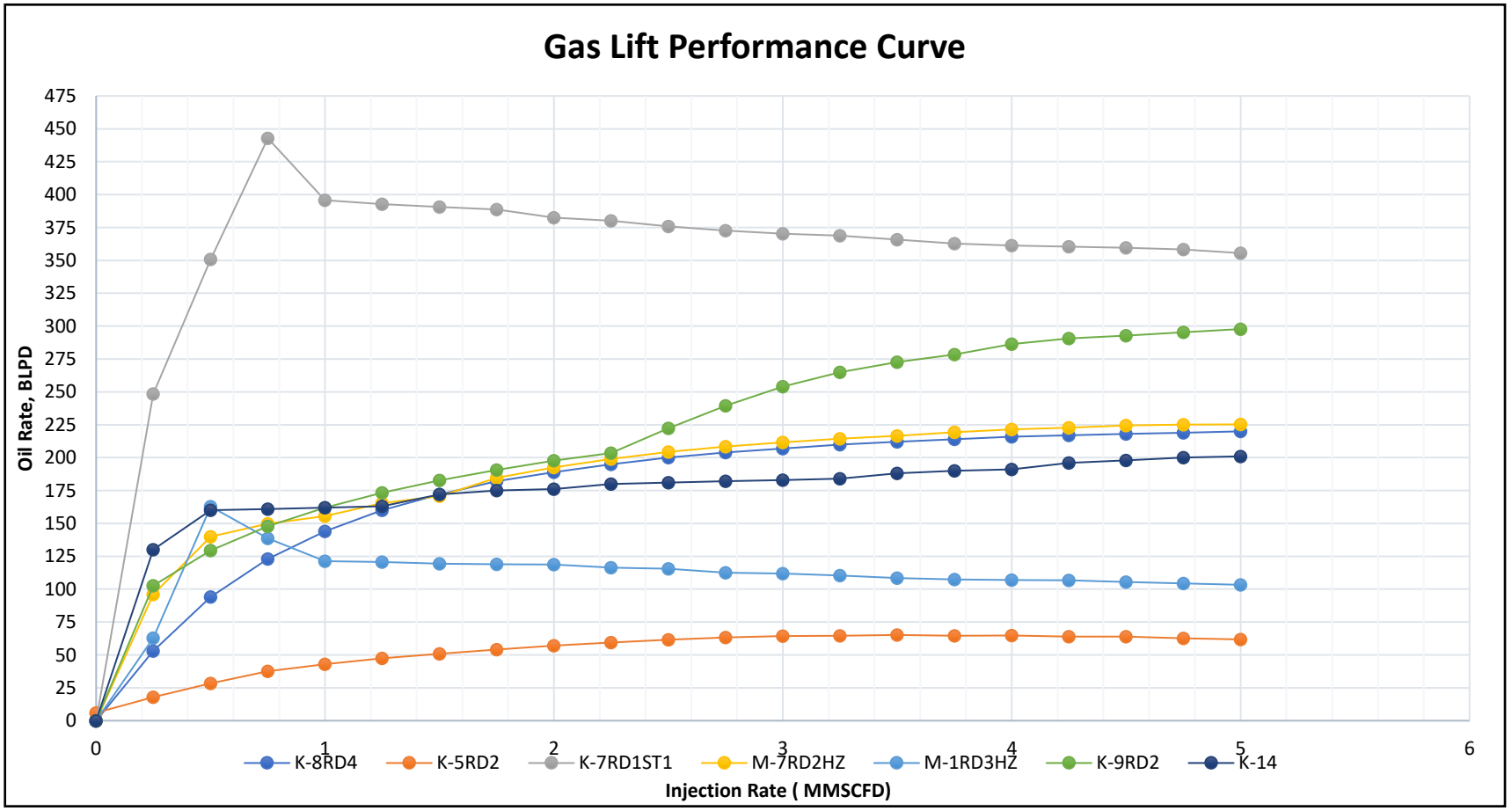
   = 152 BOPD

Dan hasil optimasi alokasi injeksi gas untuk masing-masing sumur seperti ditunjukkan oleh Tabel IV-10. Terlihat bawah ada beberapa angka berubah bila dibandingkan dengan kondisi injeksi *gaslift* aktualnya.

Tabel IV-10

Jumlah Alokasi Injeksi *Gaslift* (Optimasi) Sumuran

No	Well	Well Type	Current Gas Lift Allocation (MMSCFD)	Oil Rate (BOPD)	Optimized Gas Lift Allocation (MMSCFD)	Oil Rate (BOPD)	Oil Gain (BOPD)
1	K-8RD4	Gas Lift	0,341	81	0,79	124	43
2	K-5RD2	Gas Lift	0,3982	12	0	6	-6
3	K-7RD1ST1	Gas Lift	0,95	382	0,7256	368	-14
4	M-7RD2HZ	Gas Lift	0,412	29	0,6	148	119
5	M-1RD3HZ	Gas Lift	0,625	150	0,5956	87	-63
6	K-9RD2	Gas Lift	0,53	123	0,52	130	7
7	K-14	Gas Lift	0,405	108	0,43	152	44
Total			3,6612	885	3,6612	1015	130



Gambar 4.16.
Harga Laju Injeksi Gas Alokasi Pada GLPC dari berbagai Sumur

4.4.3. Skenario II dengan Optimasi Alokasi Laju Injeksi Gaslift 4,5 MMSCFD

Skenario lainnya, penulis memodelkan untuk nilai ketersediaan total laju injeksi *gaslift,* sehingga selanjutnya dapat diketahui bahwa, ketersediaan total laju injeksi *gaslift* untuk sumur-sumur di ”KM” platform adalah sebesar 4,5 MMSCFD.

1. Sumur K-8RD4 dengan Qi = 0,88 MMSCFD

   $Y = 4{,}6919x^3 - 48{,}864x^2 + 169{,}96x + 18{,}29$

   $Qo = 4{,}6919 \times (0{,}88)^3 - 48{,}864 \times (0{,}88)^2 + 169{,}96 \times (0{,}88) + 18{,}29$

   $= 133$ BOPD

2. Sumur K-5RD2 dengan Qi = 0,48

   $Y = 13{,}09x^3 - 127{,}34x^2 + 390{,}42x + 146{,}7$

   $Qo = 0{,}8621 \times (0{,}48)^3 - 10{,}763 \times (0{,}48)^2 + 43{,}202 \times (0{,}48) + 6{,}1279$

   $= 24$ BOPD

3. Sumur K-7RD1ST1 dengan Qi = 0,792 MMSCFD

   $y = -7{,}0327x^4 + 83{,}417x^3 - 220{,}93x^2 + 554{,}32x + 53{,}066$

   $Qo = 13{,}09 \times (0{,}792)^3 - 127{,}34 \times (0{,}792)^2 + 390{,}42 \times (0{,}792) + 146{,}7$

   $= 432$ BOPD

4. Sumur M-7RD2HZ dengan Qi = 0,692 MMSCFD

   $y = 4{,}4743x^3 - 45{,}038x^2 + 146{,}56x + 47{,}593$

   $Qo = 4{,}4743 \times (0{,}692)^3 - 45{,}038 \times (0{,}692)^2 + 146{,}56 \times (0{,}92) + 14{,}593$

   $= 157$ BOPD

5. Sumur M-1RD3HZ dengan Qi =0,68 MMSCFD

   $y = 4{,}4743x^3 - 45{,}038x^2 + 146{,}56x + 47{,}593$

   $Qo = 4{,}4743 \times (0{,}68)^3 - 45{,}038 \times (0{,}68)^2 + 146{,}56 \times (0{,}68) + 14{,}593$

   $= 127$ BOPD

6. Sumur K-9RD2 dengan Qi = 0,756 MMSCFD

   $y = 2{,}623x^3 - 28{,}832x^2 + 131{,}05x + 69{,}137$

   $Qo = 2{,}623 \times (0{,}756)^3 - 28{,}832*(0{,}756)^2 + 131{,}05 \times (0{,}756) + 69{,}137$

   $= 152$ BOPD

7. Sumur K-14 dengan Qi = 0,22 MMSCFD

   y = $3{,}6493x^3 - 36{,}319x^2 + 250{,}3x + 103{,}603$

   Qo = $3{,}6493 \times (0{,}22)^3 - 36{,}319 \times (0{,}22)^2 + 250{,}3 \times (0{,}22) + 50{,}603$

   = 103 BOPD

Tabel. IV-11
Jumlah Alokasi Injeksi *Gaslift* Kondisi Optimum

No	Well	Well Type	Current Gas Lift Allocation (MMSCFD)	Oil Rate (BOPD)	Optimized Gas Lift Allocation with total rate injection (MMSCF)	Oil Rate (BOPD)	Oil Gain (BOPD)
1	K-8RD4	Gas Lift	0,341	81	0,88	133	52
2	K-5RD2	Gas Lift	0,3982	12	0,48	24	12
3	K-7RD1ST1	Gas Lift	0,95	382	0,792	432	50
4	M-7RD2HZ	Gas Lift	0,412	29	0,692	157	128
5	M-1RD3HZ	Gas Lift	0,625	150	0,68	127	-12
6	K-9RD2	Gas Lift	0,53	123	0,756	152	29
7	K-14	Gas Lift	0,405	108	0,22	103	-5
Total			3,6612	885	4,5	1128	243

BAB V

PEMBAHASAN

Sumur-sumur yang terdapat di “KM” Platform yang berada di lapangan “MK” yang beroperasi menggunakan metode *continuous gaslift*, akhir akhir ini mengalami penurunan produksi sebagai akibat dari menurunnya performa sumur *high pressure dry gas* yang selama ini dijadikan sebagai penyedia gas sebagai injeksi *gaslift*, baik dari segi *flowing wellhead pressure* dan juga dari segi laju aliran gas yang turun, serta diakibatkan oleh performa gas kompresor yang cenderung mengalami penurunan baik dari segi *discharge pressure* yang dihasilkan. Hal ini ditandai dengan menurunnya Pso (*surface operating pressure*), adanya penurunan laju alir produksi, yang disertai dengan penurunan tekanan alir kepala sumur. Selain itu juga banyak sumur-sumur yang mengalami perubahan metoda produksi dari *natural flowing* ke metoda pengangkataan buatan *gaslift*. Namun pada penelitian ini, penulis tidak membahas ke arah optimasi sumuran untuk mencari solusi agar sumur tersebut kembali ke performa awalya, dikarenakan permasalahan utamanya ada pada berkurangnya tekanan Pso sebagai tenaga utama untuk mengangkat fluida, berkurangnya ketersediaan injeksi gas di lapangan yang sangat terbatas.

Penulis membahas mengenai evaluasi dan optimasi alokasi laju injeksi gas pada operasi *continuous gaslift* pada sumur-sumur di “KM” platform lapangan “MK” dengan tujuan untuk mencari nilai optimum besaran alokasi laju injeksi *gaslift* ke masing-masing sumur, membandingkan antara perolehan pada kondisi aktualnya dengan kondisi jika dilakukan optimasi serta untuk mengetahui berapa besaran optimum ketersediaan dari total laju injeksi *gaslift* yang harus disediakan untuk meng-*cover* sumur-sumur “KM” platform sehingga dapat diperoleh produksi minyak yang maksimum.

Tahapan evaluasi disini dimaksudkan untuk menganalisa pada kondisi aktualnya, besaran alokasi laju injeksi *gaslift* ke masing-masing sumur pada ketersediaan total injeksi *gaslift* yang ada. Sedangkan yang dimaksud pada tahapan

optimasi adalah untuk mengetahui alokasi laju injeksi *gaslift* setelah dilakukannya optimasi pada ketersediaan total laju injeksi *gaslift* yang sama dengan kondisi aktualnya, serta untuk mengetahui besaran laju injeksi *gaslift* yang harus disediakan untuk mendapatkan perolehan minyak yang maksimum dari sumur-sumur yang ada di platform tersebut.

Seluruh perhitungan matematis dalam penulisan skripsi ini, evaluasi dan optimasi alokasi laju injeksi gas pada operasi *continuous gaslift* pada penelitian kali ini dilakukan dengan menggunakan simulator produksi *PROSPER*. Tahap awal simulasi adalah dengan membuat model sumuran dalam *PROSPER*.

5.1. Pemodelan Sumur

Sumur kajian pada penulisan skripsi kali ini melibatkan sumur-sumur di "KM" platform yang berjumlah 7 sumur, di antaranya K-8RD4, K-5RD2, K-7RD1ST1, M-7RD2HZ, M-1RD3HZ, K-9RD2 dan K-14. Sumur-sumur tersebut adalah sumur yang berproduksi dengan metoda produksi *continuous gaslift.* Pengumpulan data menjadi langkah awal dalam pembuatan model sumuran ini. Seperti data-data produksi, data *pressure* dan *temperature survey*, data *completion*, data deviasi sumur, data *gaslift.* Data-data tersebut diinputkan ke dalam software agar menghasilkan konfigurasi model sumur seperti kondisi aktualnya.

Sebagai tahapan awal dalam penyelesaian permasalahan ini, penulis memodelkan setiap sumur yang ada pada platform tersebut, untuk lebih detailnya mengenai tahapan-tahapan pembuatan model sumuran, dapat dilihat pada Lampiran. Dalam pembahasan pemodelan sumur kali ini akan lebih ditekankan kepada penyelerasan antara kurva IPR dan VLP sebagai tahapan validasi model dan salah satu syarat terintegrasinya model sumur dan model fasilitas produksi di permukaan.

Mengingat pada penulisan skripsi kali ini, data *pressure survey* dan tes produksi tersedia, maka metode vogel menjadi pilihan untuk memodelkan reservoirnya. Vogel dipilih dikarenakan fluida yang diproduksikan multifasa, tekanan reservoir di bawah tekanan saturasi dan diasumsikan tidak ada skin pada sumur tersebut. Proses kalkulasi dilakukan setelah data tes produksi dan *pressure*

survey diisikan, untuk menghasilkan plot IPR. Plot masing-masing IPR untuk masing-masing sumur dapat dilihat di Lampiran.

Selanjutnya pada proses validasi sumuran, yaitu tahapan *matching* antara IPR dan VLP, dari data tes produksi/*pressure* survey sumur yang tersedia yang terdiri dari data tekanan alir dan temperatur kepala sumur, *water cut*, laju alir cairan, kedalaman dan tekanan *gauge*, tekanan reservoir dan GOR, dimasukkan kedalam kolom-kolom yang tersedia, kemudian dilanjutkan dengan pemilihan korelasi tubing (*tubing correlation*). Korelasi yang menyentuk titik tes produksi/*pressure survey* (titik berwarna biru). Pada ketiga korelasi tubing yaitu *Fancher Brown*, *Petroleum Expert* dan *Hagedorn-Brown* sangat sesuai, oleh sebab itu pada langkah selanjutnya korelasi ini yang akan digunakan sebagai titik kalibrasi model sumur, dipilih salah satu yang bisa memberikan nilai parameter 1= antara 0,9 dan 1,1.

VLP/IPR *matching* merupakan proses penyelarasan perpotongan kurva *inflow* (IPR) dan *outflow* (VLP) dengan data tes produksi/*pressure survey* sebagai titik kalibrasi dari model sumur yang telah dibuat. Prosedur VLPR/IPR *matching* didahului dengan melakukan *match* VLP, yang bertujuan agar kurva VLP yang terbentuk nantinya melewati atau *match* dengan titik tes produksi, kemudian dilanjutkan dengan VLP/IPR *matching*, yaitu proses memotongkan kurva IPR (*inflow*) dan kurva VLP (*outflow*). Plot VLP/IPR *matching* ini seperti ditunjukkan pada **Gambar 4.10.** pada BAB IV.

Plot VLP/IPR matching yang terbentuk memperlihatkan perbedaan antara lanju alir dan tekanan alir yang terukur dengan yang dihasilkan oleh model harus dalam batasan perbedaan minimum yang disarankan oleh *PROSPER*, yaitu sebesar 4-6% dengan demikian model sumur yang dibuat telah sesuai dengan kondisi aktual atau dengan kata lain, model sumur ini sudah tervalidasi.

Gas lift performance curve menggambarkan hubungan antara jumlah gas injeksi dengan jumlah *liquid* atau cairan yang dapat diproduksikan oleh sumur. Kurva GLPC sangat berperan dalam menentukan jumlah total gas injeksi yang diperlukan sumur-sumur minyak pada suatu lapangan minyak. Ilustrasi mengenai kurva ini dapat dilihat lampiran.

Pada mulanya peningkatan laju injeksi gas akan meningkatkan laju produksi minyak. Namun, sejalan dengan peningkatan laju injeksi gas tersebut, suatu saat akan tercapai kondisi dimana laju injeksi gas menjadi tidak effisien lagi sebagai media pengangkat fluida dari reservoir ke permukaan, yang ditunjukkan dengan semakin ditambahkannya jumlah gas injeksi, semakin menurunkan jumlah produksi minya. Pada saat dimana kondisi ini terjadi disebut sebagai kondisi setelah optimum.

Kondisi optimum menggambarkan bahwa banyaknya gas yang diinjeksikan ke dalam sumur merupakan jumlah gas injeksi optimum yang akan mengakibatkan sumur memproduksi total cairan maksimum. Berdasarkan kurva GLPC, dapat ditentukan total gas injeksi yang diperlukan pada sebuah sumur jika sumur akan diproduksikan pada laju produksi tertentu.

5.2. Skenario Optimasi Alokasi Gas Injeksi

Dalam pembahasan pemodelan kali ini, akan lebih ditekankan terhadap 2 (dua) skenario alokasi injeksi *gaslift*, diantaranya:

1. Alokasi laju injeksi *gaslift* sesuai kondisi aktualnya
2. Alokasi laju injeksi *gaslift* berdasarkan hasil optimasi masing-masing sumur pada besaran total injeksi *gaslift* yang sama dengan kondisi aktualnya, yaitu sebesar 3,6612 MMSCFD (Skenario 1)
3. Alokasi laju injeksi *gaslift* berdasarkan hasil optimasi masing-masing sumur pada besaran total injeksi *gaslift* pada kondisi maksimum perolehan minyaknya (Skenario 2)

Pada skenario pertama, penulis memasukkan nilai total injeksi gas *available* sebesar 3,6612 dan injeksi gas untuk setiap sumur sesuai dengan kondisi yang ada. Sedangkan pada skenario ke-dua penulis memasukkan nilai total injeksi gas *available* sama seperti kondisi pertama namun penulis me-re-alokasi kembali untuk memaksimalkan produksi setiap sumur. Tabel V-1 memperlihatkan perbandingan antara laju injeksi *gaslift* pada kondisi aktualnya dengan kondisi setelah di optimasi. Penulis mengalokasikan ketersediaan laju injeksi *gaslift* ke sumur-sumur yang sekiranya masih bisa dinaikkan lagi produksinya dengan tujuan untuk memaksimalkan produksi sumuran.

Dengan jumlah ketersediaan total laju injeksi *gaslift* yang sama yaitu sebesar 3,6612 MMSCFD, membandingkan antara alokasi yang ada dengan hasil optimasi dihasilkan dengan kenaikan perolehan minyak sebesar 101 BOPD.

Tabel V-1

Perbandingan Jumlah Alokasi Laju Injeksi *Gaslift* Aktual dan Hasil Optimasi pada Total Ketersediaan Laju Injeksi *Gaslift* 3,6612 MMSCFD

No	Well	Well Type	Current Gas Lift Allocation (MMSCFD)	Oil Rate (BOPD)	Optimized Gas Lift Allocation (MMSCFD)	Oil Rate (BOPD)	Oil Gain (BOPD)
1	K-8RD4	Gas Lift	0,341	81	0,79	124	43
2	K-5RD2	Gas Lift	0,3982	12	0	6	-6
3	K-7RD1ST1	Gas Lift	0,95	202	0,7256	183	-19
4	M-7RD2HZ	Gas Lift	0,412	92	0,6	133	41
5	M-1RD3HZ	Gas Lift	0,625	150	0,5956	142	-8
6	K-9RD2	Gas Lift	0,53	151	0,52	147	-4
7	K-14	Gas Lift	0,405	108	0,43	162	54
Total			3,6612	796	3,6612	897	101

Sedangkan dari hasil optimasi untuk ketersediaan injeksi *gaslift* untuk memperoleh produksi minyak yang maksimum pada sumur-sumur di “KM” platform adalah sebesar 4,5 MMSCFD, dengan perolehan minyak naik sebesar 145 BOPD. Bila dibandingkan dengan kondisi aktualnya, dengan besaran alokasi injeksi *gaslift* untuk masing-masing sumur seperti ditunjukkan oleh tabel IV-9 pada BAB IV, dan di Tabel V-2 memperlihatkan perbandingan antara alokasi laju injeksi *gaslift* pada kondisi aktualnya dengan kondisi setelah di optimasi pada ketersediaan total laju injeksi *gaslift* sebesar 4,5 MMSCFD.

Penyelesaian permasalahan yang ditawarkan yang sejalan dengan usaha peningkatan produksi yang perusahaan lakukan adalah dengan memperbesar kapasitas bahkan menambah gas kompresor sebagai penyedia gas sebagai injeksi *gaslift*. Namun hal itu harus diawali dengan evaluasi sistem yang ada untuk keseluruhan sumur yang ada di lapangan tersebut, seberapa besar produksi minyak yang bisa diperoleh dan seberapa besaran penambahannya jika dilakukan peningkatan kemampuan gas kompresor untuk meningkatkan asupan gas sebagai injeksi *gaslift*.

Tabel V-2
Perbandingan Jumlah Alokasi Laju Injeksi *Gaslift* Aktual dan Hasil Optimasi pada Total Ketersediaan Laju Injeksi *Gaslift* 4,5 MMSCFD

No	Well	Well Type	Current Gas Lift Allocation (MMSCFD)	Oil Rate (BOPD)	Optimized Gas Lift Allocation with total rate injection (MMSCF)	Oil Rate (BOPD)	Oil Gain (BOPD)
1	K-8RD4	Gas Lift	0,341	81	0,88	134	53
2	K-5RD2	Gas Lift	0,3982	12	0,48	27	15
3	K-7RD1ST1	Gas Lift	0,95	202	0,792	186	-16
4	M-7RD2HZ	Gas Lift	0,412	92	0,692	139	47
5	M-1RD3HZ	Gas Lift	0,625	150	0,68	144	-6
6	K-9RD2	Gas Lift	0,53	151	0,756	156	5
7	K-14	Gas Lift	0,405	108	0,22	155	47
Total			3,6612	796	4,5	941	145

BAB VI
KESIMPULAN

Berdasarkan evaluasi sumur penelitian yang telah dilakukan dengan merealokasi gas injeksi dengan metode *equal slope*, maka dapat diambil beberapa kesimpulan sebagai berikut :

1. Alokasi Laju injeksi *gaslift* yang ada (K-8RD4 0,341; K-5RD2 0,3982; K-7RD1ST1 0,95; M-7RD2HZ 0,412; M-1RD3HZ 0,625; K-9RD2 0,53; dan K-14 0,405) semua satuan dalam re-alokasi laju injeksi adalah MMSCFD. pada ketersediaan total laju injeksi gas sebesar 3,6612 MMSCFD menghasilkan peroleh produksi minyak sebesar 796 BOPD
2. Alokasi laju injeksi *gaslift* sangat diperlukan dilakukan agar dapat meningkatkan produksinya secara keseluruhan. Dalam hal ini, dengan total injeksi *gaslift* yang tersedia sama dengan kondisi *existing* yaitu ada peningkatan sebesar 101 BOPD. Jika dibandingkan dengan alokasi injeksi *gaslift* yang ada (Tanpa Optimasi). Hasil re-alokasi laju injeksi *gaslift* tersebut adalah sebagai berikut : (K-8RD4 0,79; K-5RD2 0; K-7RD1ST1 0,7256; M-7RD2HZ 0,6; M-1RD3HZ 0,5956; K-9RD2 0,52; dan K-14 0,43) semua satuan dalam re-alokasi laju injeksi adalah MMSCFD
3. Pemodelan juga dilakukan untuk mengetahui kondisi optimum operasi injeksi *gaslift* ini, seberapa besar total ketersediaan injeksi *gaslift* untuk memproduksikan minyak secara optimum/maksimumnya, dan diperoleh total ketersediaan laju gas injeksi sebesar 4,5 MMSCFD. Hal ini akan memberikan penambahan produksi sebesar 145 BOPD jika dibandingkan dengan alokasi injeksi *gaslift* yang ada (tanpa optimasi). Hasil re-alokasi laju injeksi *gaslift* tersebut adalah sebagai berikut : (K-8RD4 0,88; K-5RD2 0,48; K-7RD1ST1 0,792; M-7RD2HZ 0,692; M-1RD3HZ 0,68; K-9RD2 0,756; dan K-14 0,22)

4. Hasil dari peningkatan produksi minyak dengan kondisi *existing* yang telah dilakukan optimasi, dengan total gas injection 3,6612 MMSCFD meningkat sebesar 12,68%, kemudian dengan kondisi gas injection rate yang ditambah menjadi 4,5 MMSCFD, produksi minyak meningkat sebesar 18,21%

DAFTAR PUSTAKA

1. Allen, G.P., and Chambers, J.L.C., 1996, *Sedimentation in the Modern and Miocene, Mahakam Delta,* IPA Field Guide

2. NN, Chevron Internal Report

3. NN "*Production Technology I* and *II"*, Herit-Watt University, Edinburg, 2010

4. Ahmed, T, "*Advance Reservoir Engineering*", Gulf Publishing Company, Houston, Texas, 2005

5. Ahmed, Tarek., "*Reservoir Engineering Handboo* 3rd *Edition*", Gulf Proffesional Publishing. USA. 2006

6. Beggs, H.D, "*Production Optimization Using Nodal Analysis*", OGCI Publication, Oil & Gas Consultans International Inc, Tulsa 1991.

7. Brown, K. E, "*The Technology of Artificial Lift Methods*", Volume 1a, PennWell Publishing Company, Tulsa, Oklahoma, 1977. (Bab 1 *Inflow Performance*. Halaman 1 – 65)

8. Brown, K. E, "*The Technology of Artificial Lift Methods*", Volume 2a, PennWell Publishing Company, Tulsa, Oklahoma, 1980. (Bab 3 *Gas Lift*. Halaman 95 – 355)

9. Brown, K. E, "*The Technology of Artificial Lift Methods*", Volume 4, PennWell Publishing Company, Tulsa, Oklahoma, 1988.

10. Team of Petroleum Experts., "*Petroleum Experts, User Manual, IPM, Version 7.5",* Petroleum Experts Limited, Edinburgh, Scotland, 2010.

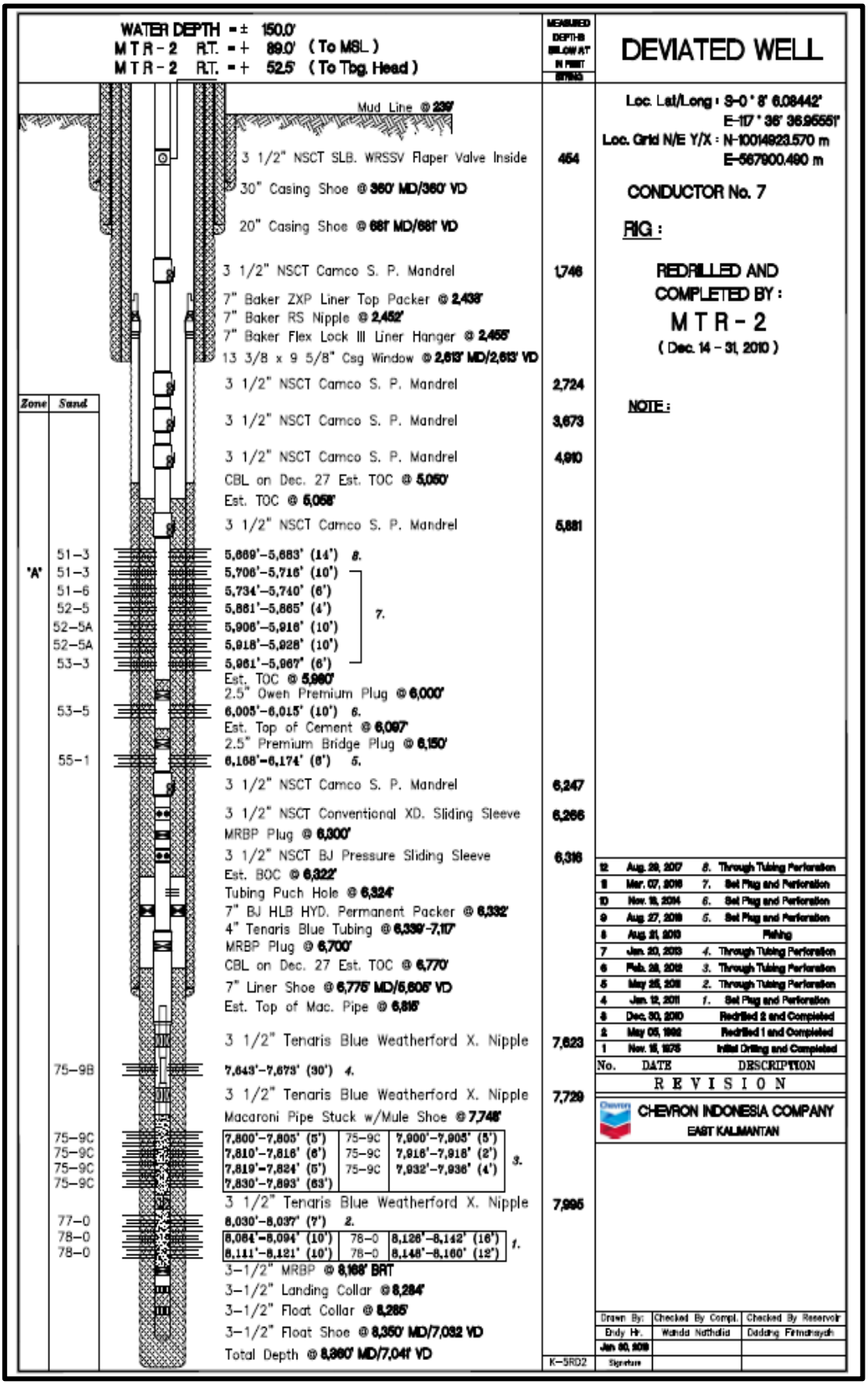
11. Pudjo, Sukarno, DR. Ir, *"Aliran Fluida Multifasa Dalam Pipa"*, Jurusan Teknik Perminyakan, Fakultas Ilmu Kebumian dan Teknologi Mineral, ITB, Bandung, 2000. (Bab 1 Persamaan Dasar Aliran Fluida Dalam Pipa. Halaman 1 – 18)

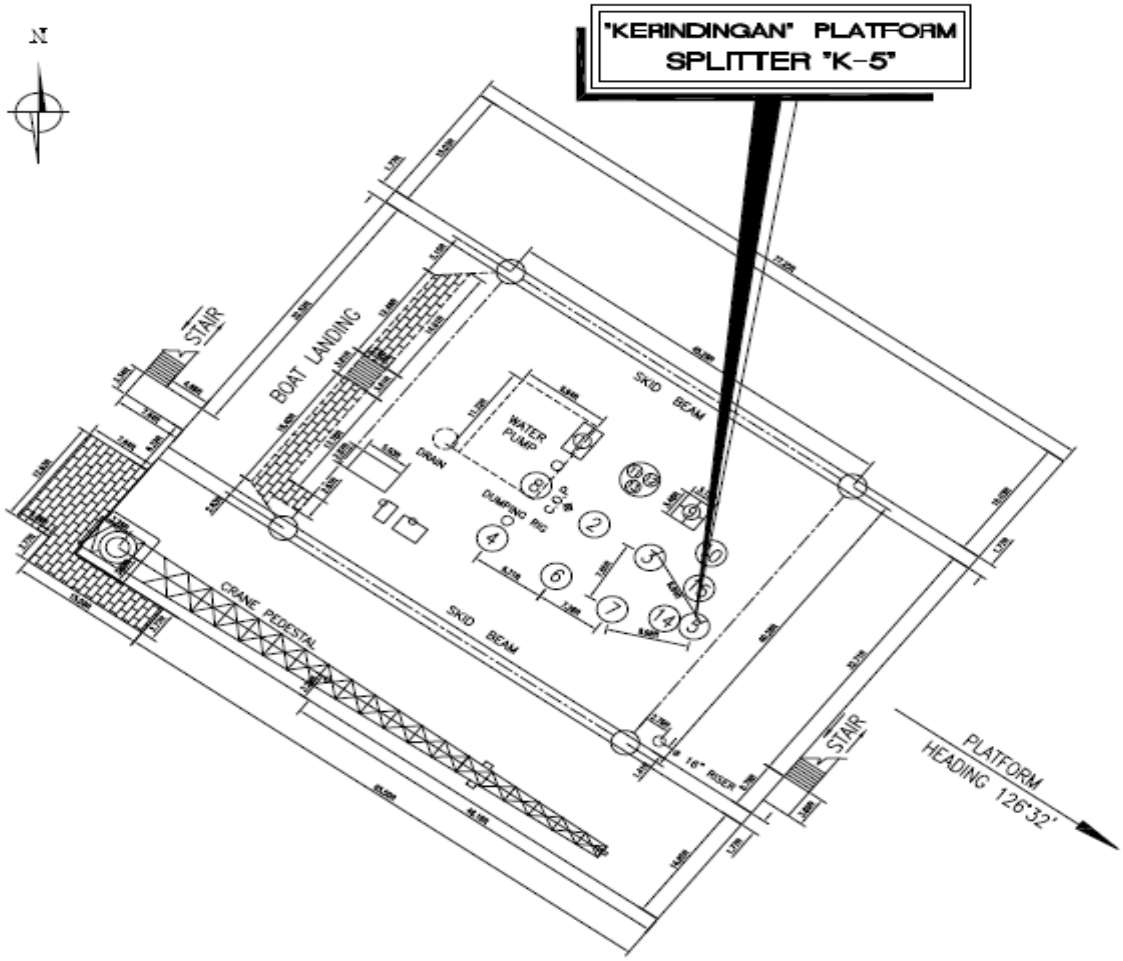
12. Takacs, Gabor, Phd, "*Gas Lift Manual"* Petroleum Engineering Department, University of Miskolo,Hungary (Chapter 5, Allocation of lift gas to a group wells, Page 308-314)

LAMPIRAN

LAMPIRAN A

Completion Diagram


WATER DEPTH = ± 150.0'
MTR - 2 R.T. = + 89.0' (To MSL)
MTR - 2 R.T. = + 52.5' (To Tbg. Head)
MEASURED DEPTHS BELOW RT IN FEET BRT
Mud Line @ 239'
3 1/2" NSCT SLB. WRSSV Flaper Valve Inside
454
30" Casing Shoe @ 360' MD/360' VD
20" Casing Shoe @ 681' MD/681' VD
3 1/2" NSCT Camco S. P. Mandrel
1,746
7" Baker ZXP Liner Top Packer @ 2,438'
7" Baker RS Nipple @ 2,452'
7" Baker Flex Lock III Liner Hanger @ 2,455'
13 3/8 x 9 5/8" Csg Window @ 2,613' MD/2,613' VD
3 1/2" NSCT Camco S. P. Mandrel
2,724
3 1/2" NSCT Camco S. P. Mandrel
3,673
3 1/2" NSCT Camco S. P. Mandrel
4,910
CBL on Dec. 27 Est. TOC @ 5,050'
Est. TOC @ 5,058'
3 1/2" NSCT Camco S. P. Mandrel
5,881
Zone
Sand
51-3 5,869'-5,883' (14') 8.
'A' 51-3 5,706'-5,716' (10')
51-6 5,734'-5,740' (6')
52-5 5,861'-5,865' (4')
52-5A 5,906'-5,916' (10')
52-5A 5,918'-5,928' (10')
53-3 5,961'-5,967' (6')
7.
Est. TOC @ 5,980'
2.5" Owen Premium Plug @ 6,000'
53-5 6,005'-6,015' (10') 6.
Est. Top of Cement @ 6,097'
2.5" Premium Bridge Plug @ 6,150'
55-1 6,168'-6,174' (6') 5.
3 1/2" NSCT Camco S. P. Mandrel
6,247
3 1/2" NSCT Conventional XD. Sliding Sleeve
6,266
MRBP Plug @ 6,300'
3 1/2" NSCT BJ Pressure Sliding Sleeve
6,316
Est. BOC @ 6,322'
Tubing Puch Hole @ 6,324'
7" BJ HLB HYD. Permanent Packer @ 6,332'
4" Tenaris Blue Tubing @ 6,339'-7,117'
MRBP Plug @ 6,700'
CBL on Dec. 27 Est. TOC @ 6,770'
7" Liner Shoe @ 6,775' MD/6,605' VD
Est. Top of Mac. Pipe @ 6,815'
3 1/2" Tenaris Blue Weatherford X. Nipple
7,623
75-9B 7,643'-7,673' (30') 4.
3 1/2" Tenaris Blue Weatherford X. Nipple
7,729
Macaroni Pipe Stuck w/Mule Shoe @ 7,748'
75-9C 7,800'-7,805' (5')
75-9C 7,810'-7,816' (6')
75-9C 7,819'-7,824' (5')
75-9C 7,830'-7,893' (63')
75-9C 7,900'-7,905' (5')
75-9C 7,916'-7,918' (2')
75-9C 7,932'-7,936' (4')
3.
3 1/2" Tenaris Blue Weatherford X. Nipple
7,995
77-0 8,030'-8,037' (7') 2.
78-0 8,084'-8,094' (10')
78-0 8,111'-8,121' (10')
78-0 8,126'-8,142' (16')
78-0 8,148'-8,160' (12')
1.
3-1/2" MRBP @ 8,168' BRT
3-1/2" Landing Collar @ 8,284'
3-1/2" Float Collar @ 8,285'
3-1/2" Float Shoe @ 8,350' MD/7,032' VD
Total Depth @ 8,360' MD/7,041' VD
K-5RD2
DEVIATED WELL
Loc. Lat/Long : S-0 ° 8' 6.08442"
E-117 ° 36' 36.9555"
Loc. Grid N/E Y/X : N-10014923.570 m
E-567900.490 m
CONDUCTOR No. 7
RIG :
REDRILLED AND
COMPLETED BY :
MTR - 2
(Dec. 14 - 31, 2010)
NOTE :
12 Aug. 29, 2017 8. Through Tubing Perforation
11 Mar. 07, 2016 7. Set Plug and Perforation
10 Nov. 15, 2014 6. Set Plug and Perforation
9 Aug. 27, 2013 5. Set Plug and Perforation
8 Aug. 21, 2013 Fishing
7 Jan. 20, 2013 4. Through Tubing Perforation
6 Feb. 28, 2012 3. Through Tubing Perforation
5 May 25, 2011 2. Through Tubing Perforation
4 Jan. 12, 2011 1. Set Plug and Perforation
3 Dec. 30, 2010 Redrilled 2 and Completed
2 May 05, 1992 Redrilled 1 and Completed
1 Nov. 15, 1975 Initial Drilling and Completed
No. DATE DESCRIPTION
REVISION
CHEVRON INDONESIA COMPANY
EAST KALIMANTAN
Drawn By: Checked By Compl. Checked By Reservoir
Endy Hr. Wanda Nathalia Dadang Firmansyah
Jan 30, 2018
Signature



"KERINDINGAN" PLATFORM			
PLATFORM HEADING : 126°32'			
CENTRE OF PLATFORM		567 896.40 mE	10 014 926.13 mN
		LAT 00° 08' 06.23" N	LONG 117° 36' 36.82" E
WELL No.	SLOT No.	COORDINATES	
9	A2	567 900.63 mE	10 014 928.24 mN
		LAT 00° 08' 06.2365" N	LONG 117° 36' 36.9900" E
1	A6	567 896.92 mE	10 014 930.98 mN
		LAT 00° 08' 06.3256" N	LONG 117° 36' 36.8400" E
3	B1	567 899.27 mE	10 014 926.24 mN
		LAT 00° 08' 06.1714" N	LONG 117° 36' 36.9160" E
2	B2	567 897.40 mE	10 014 927.84 mN
		LAT 00° 08' 06.2170" N	LONG 117° 36' 36.8555" E
8	B3	567 895.62 mE	10 014 929.01 mN
		LAT 00° 08' 06.2616" N	LONG 117° 36' 36.7979" E
5	C1	567 900.84 mE	10 014 923.63 mN
		LAT 00° 08' 06.0864" N	LONG 117° 36' 36.9668" E
7	D1	567 897.95 mE	10 014 924.43 mN
		LAT 00° 08' 06.1124" N	LONG 117° 36' 36.8733" E
6	D2	567 896.10 mE	10 014 925.79 mN
		LAT 00° 08' 06.1567" N	LONG 117° 36' 36.8135" E
4	D3	567 894.25 mE	10 014 927.14 mN
		LAT 00° 08' 06.2007" N	LONG 117° 36' 36.7536" E
10	A1	567 901.15 mE	10014 926.36 mN
		LAT 00° 08' 06.1753" N	LONG 117° 36' 36.9769"E
11	A3	567 899.06 mE	10 014 929.27 mN
		LAT 00° 08' 06.2701" N	LONG 117° 36' 36.9092"E
12	A4	567 898.87 mE	10 014 928.95 mN
		LAT 00° 08' 06.2597" N	LONG 117° 36' 36.9031" E
13	A5	567 898.70 mE	10 014 929.19 mN
		LAT 0° 08' 06.2675" N	LONG 117° 36' 36.8975"E
14	C2	567 899.95 mE	10 014 924.32 mN
		LAT 0° 08' 06.1088" N	LONG 117° 36' 36.9380" E
15	C3	567 900.78 mE	10 014 925.19 mN
		LAT 0° 08' 06.1372" N	LONG 117° 36' 36.9649" E
TOP DECK ELEV.		18.5 m (MSL) / 60.7 ft (MSL)	
SEABED ELEV.		−47.9 m (MSL) / −157.0 ft (MSL)	

Surveyed by : Widyarto, Eduard, Herris	Date : 08 December 2013	
Computed by : –	Date : –	
Drawn by :	Date : 13 January 2013	
Checked by : Wid	Date : 13 January 2013	
Approved by : Soren M.	Date : 13 January 2013	

Chevron

CHEVRON INDONESIA COMPANY

PLATFORM ORIENTATION
"KERINDINGAN" PLATFORM
KERINDINGAN FIELD, EAST KALIMANTAN

SCALE : NOT TO SCALE	SIZE : A4	DRAWING NO :	PTK–KRD–ATK–018–000
JOB No. : 57104	AFE : –	SHEET No. : 01	OF : 01
		REVISION : 00	28 May 2003

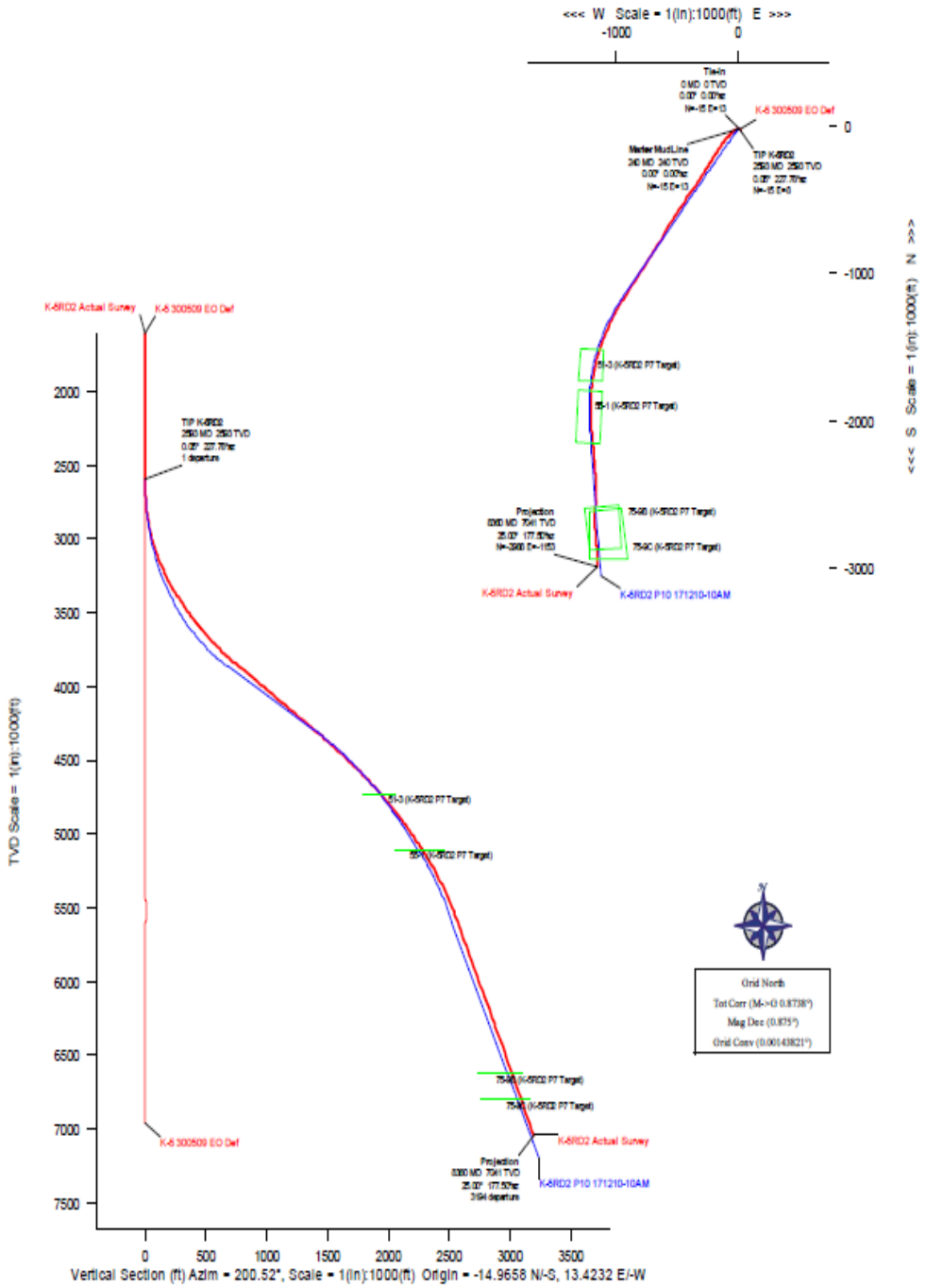
D:\Unocal 57104\Abadi Platform\Abadi Field\PTK–KRD–ATK–018–000.dwg

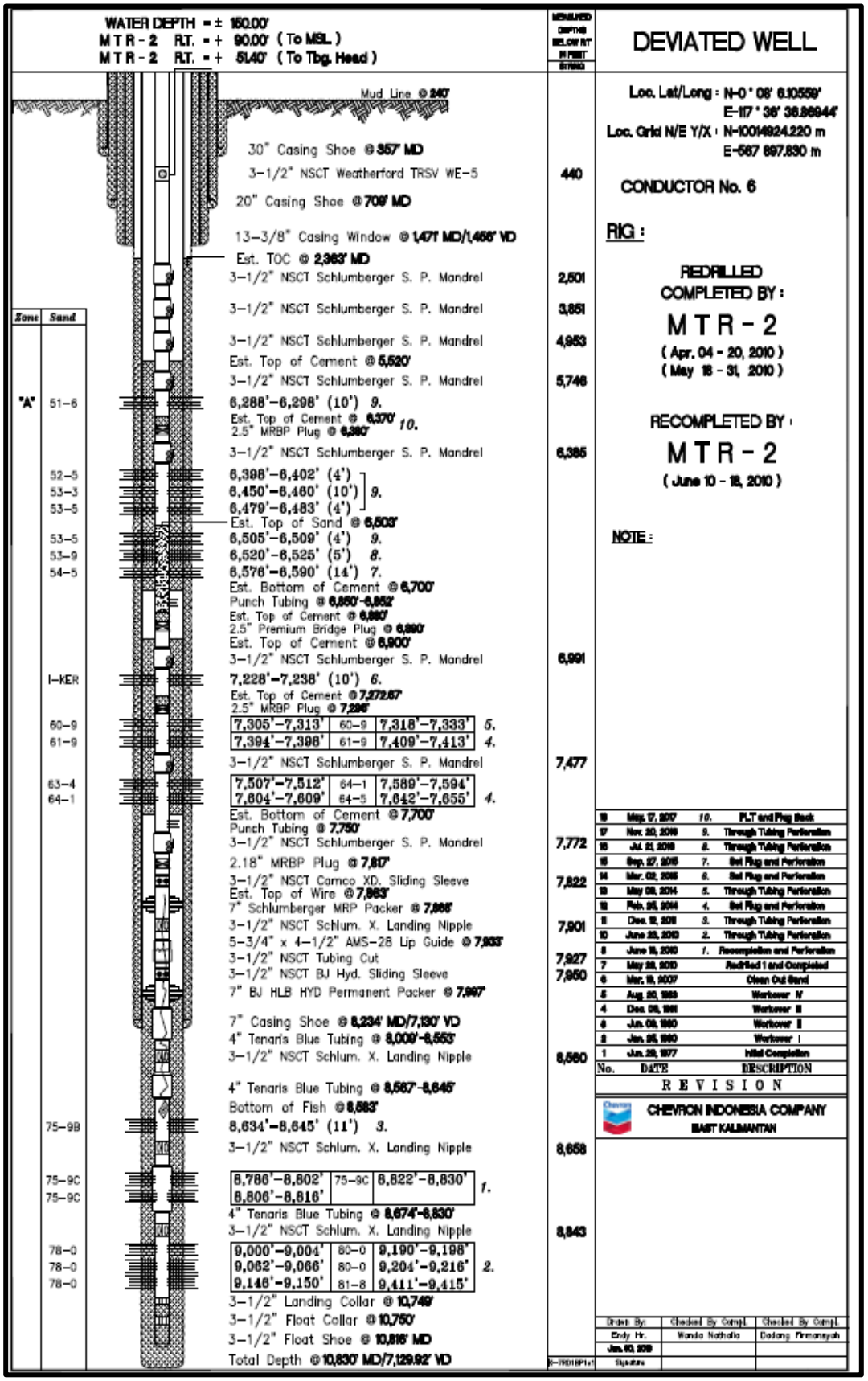
Chevron

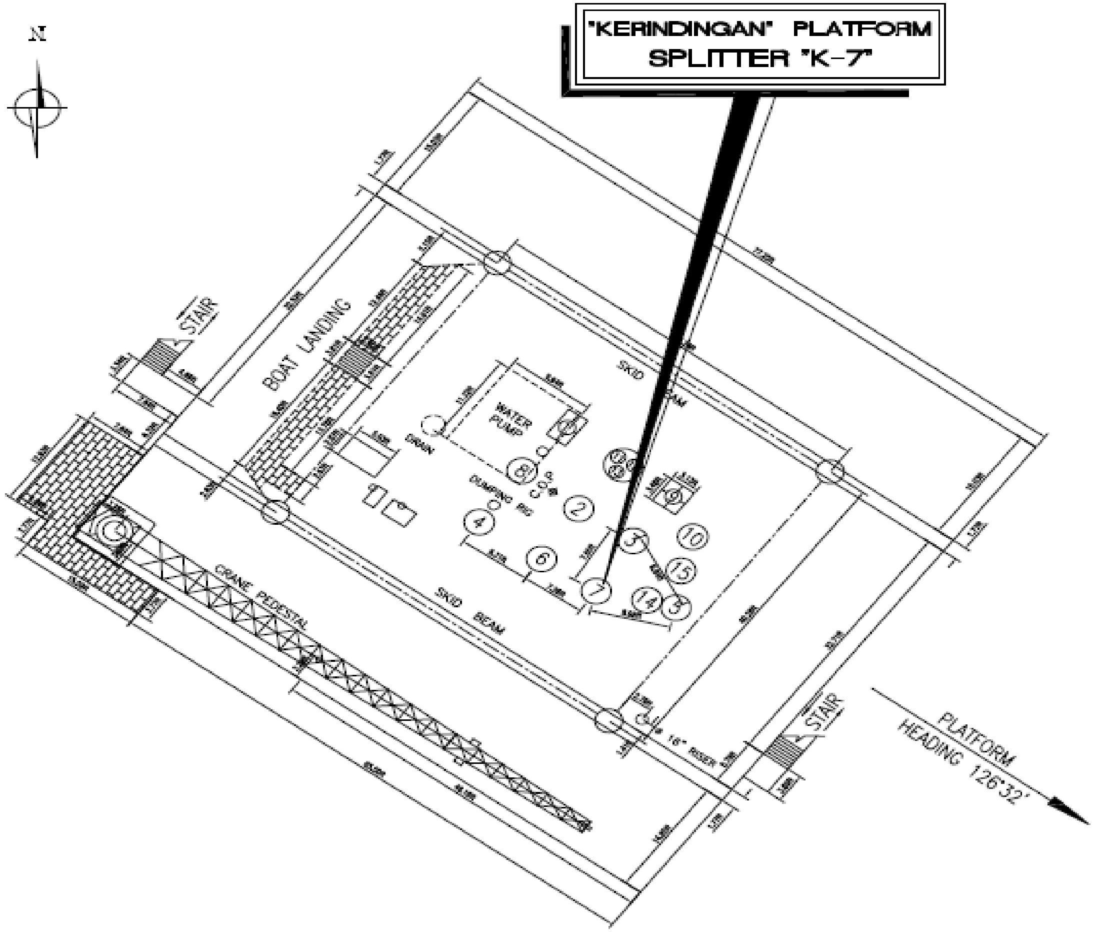
Schlumberger

Chevron Indonesia Co.

	KERINDINGAN	KERINDINGAN - K




WATER DEPTH = ± 160.00'
M T R - 2 R.T. = + 90.00' (To MSL)
M T R - 2 R.T. = + 51.40' (To Tbg. Head)
MEASURED DEPTHS BELOW RT IN FEET
Zone
Sand
Mud Line @ 240'
30" Casing Shoe @ 357' MD
3-1/2" NSCT Weatherford TRSV WE-5
440
20" Casing Shoe @ 709' MD
13-3/8" Casing Window @ 1,471' MD/1,466' VD
Est. TOC @ 2,363' MD
3-1/2" NSCT Schlumberger S. P. Mandrel
2,501
3-1/2" NSCT Schlumberger S. P. Mandrel
3,851
3-1/2" NSCT Schlumberger S. P. Mandrel
4,953
Est. Top of Cement @ 5,520'
3-1/2" NSCT Schlumberger S. P. Mandrel
5,746
"A" 51-6 6,288'-6,298' (10') 9.
Est. Top of Cement @ 6,370'
2.5" MRBP Plug @ 6,380' 10.
3-1/2" NSCT Schlumberger S. P. Mandrel
6,385
52-5 6,398'-6,402' (4')
53-3 6,450'-6,460' (10') 9.
53-5 6,479'-6,483' (4')
Est. Top of Sand @ 6,503'
53-5 6,505'-6,509' (4') 9.
53-9 6,520'-6,525' (5') 8.
54-5 6,576'-6,590' (14') 7.
Est. Bottom of Cement @ 6,700'
Punch Tubing @ 6,850'-6,852'
Est. Top of Cement @ 6,880'
2.5" Premium Bridge Plug @ 6,890'
Est. Top of Cement @ 6,900'
3-1/2" NSCT Schlumberger S. P. Mandrel
6,991
I-KER 7,228'-7,238' (10') 6.
Est. Top of Cement @ 7,272.67'
2.5" MRBP Plug @ 7,296'
60-9 7,305'-7,313' | 60-9 | 7,316'-7,333' 5.
61-9 7,394'-7,398' | 61-9 | 7,409'-7,413' 4.
3-1/2" NSCT Schlumberger S. P. Mandrel
7,477
63-4 7,507'-7,512' | 64-1 | 7,589'-7,594'
64-1 7,604'-7,609' | 64-5 | 7,642'-7,655' 4.
Est. Bottom of Cement @ 7,700'
Punch Tubing @ 7,750'
3-1/2" NSCT Schlumberger S. P. Mandrel
7,772
2.18" MRBP Plug @ 7,817'
3-1/2" NSCT Camco XD. Sliding Sleeve
7,822
Est. Top of Wire @ 7,863'
7" Schlumberger MRP Packer @ 7,866'
3-1/2" NSCT Schlum. X. Landing Nipple
7,901
5-3/4" x 4-1/2" AMS-28 Lip Guide @ 7,933'
3-1/2" NSCT Tubing Cut
7,927
3-1/2" NSCT BJ Hyd. Sliding Sleeve
7,950
7" BJ HLB HYD Permanent Packer @ 7,997'
7" Casing Shoe @ 8,234' MD/7,130' VD
4" Tenaris Blue Tubing @ 8,009'-8,553'
3-1/2" NSCT Schlum. X. Landing Nipple
8,560
4" Tenaris Blue Tubing @ 8,567'-8,645'
Bottom of Fish @ 8,583'
75-9B 8,634'-8,645' (11') 3.
3-1/2" NSCT Schlum. X. Landing Nipple
8,658
75-9C 8,786'-8,802' | 75-9C | 8,822'-8,830'
75-9C 8,806'-8,816' 1.
4" Tenaris Blue Tubing @ 8,674'-8,830'
3-1/2" NSCT Schlum. X. Landing Nipple
8,843
78-0 9,000'-9,004' | 80-0 | 9,190'-9,198'
78-0 9,062'-9,066' | 80-0 | 9,204'-9,216' 2.
78-0 9,146'-9,150' | 81-8 | 9,411'-9,415'
3-1/2" Landing Collar @ 10,749'
3-1/2" Float Collar @ 10,750'
3-1/2" Float Shoe @ 10,816' MD
Total Depth @ 10,830' MD/7,129.92' VD
DEVIATED WELL
Loc. Lat/Long : N-0 ° 08' 6.10559'
E-117 ° 36' 38.86944'
Loc. Grid N/E Y/X : N-10014924.220 m
E-567 697.830 m
CONDUCTOR No. 6
RIG :
REDRILLED
COMPLETED BY :
M T R - 2
(Apr. 04 - 20, 2010)
(May 18 - 31, 2010)
RECOMPLETED BY :
M T R - 2
(June 10 - 18, 2010)
NOTE :
18 May. 17, 2017 10. PLT and Plug Back
17 Nov. 20, 2016 9. Through Tubing Perforation
16 Jul. 21, 2016 8. Through Tubing Perforation
15 Sep. 27, 2015 7. Set Plug and Perforation
14 Mar. 02, 2015 6. Set Plug and Perforation
13 May 09, 2014 5. Through Tubing Perforation
12 Feb. 25, 2014 4. Set Plug and Perforation
11 Dec. 12, 2011 3. Through Tubing Perforation
10 June 23, 2010 2. Through Tubing Perforation
9 June 18, 2010 1. Recompletion and Perforation
7 May 28, 2010 Redrilled and Completed
6 Mar. 19, 2007 Clean Out Sand
5 Aug. 20, 1999 Workover IV
4 Dec. 08, 1995 Workover III
3 Jan. 08, 1990 Workover II
2 Jan. 25, 1990 Workover I
1 Jan. 29, 1977 Initial Completion
No. DATE DESCRIPTION
REVISION
CHEVRON INDONESIA COMPANY
EAST KALIMANTAN
Drawn By: Endy Hr.
Checked By Comp'l: Wanda Nathalia
Checked By Comp'l: Dadang Firmansyah
Jan. 10, 2018
Signature



"KERINDINGAN" PLATFORM			
PLATFORM HEADING : 126°32'			
CENTRE OF PLATFORM		567 896.40 mE	10 014 928.13 mN
		LAT 00° 08' 06.23" N	LONG 117° 36' 36.82" E
WELL No.	SLOT No.	COORDINATES	
9	A2	567 900.63 mE	10 014 928.24 mN
		LAT 00° 08' 06.2365" N	LONG 117° 36' 36.9600" E
1	A6	567 896.92 mE	10 014 930.98 mN
		LAT 00° 08' 06.3256" N	LONG 117° 36' 36.8400" E
3	B1	567 899.27 mE	10 014 926.24 mN
		LAT 00° 08' 06.1714" N	LONG 117° 36' 36.9160" E
2	B2	567 897.40 mE	10 014 927.64 mN
		LAT 00° 08' 06.2170" N	LONG 117° 36' 36.8555" E
8	B3	567 895.62 mE	10 014 929.01 mN
		LAT 00° 08' 06.2616" N	LONG 117° 36' 36.7979" E
5	C1	567 900.84 mE	10 014 923.63 mN
		LAT 00° 08' 06.0864" N	LONG 117° 36' 36.9688" E
7	D1	567 897.95 mE	10 014 924.43 mN
		LAT 00° 08' 06.1124" N	LONG 117° 36' 36.8733" E
6	D2	567 896.10 mE	10 014 925.79 mN
		LAT 00° 08' 06.1567" N	LONG 117° 36' 36.8135" E
4	D3	567 894.25 mE	10 014 927.14 mN
		LAT 00° 08' 06.2007" N	LONG 117° 36' 36.7536" E
10	A1	567 901.15 mE	10014 926.36 mN
		LAT 00° 08' 06.1753" N	LONG 117° 36' 36.9769"E
11	A3	567 899.06 mE	10 014 929.27 mN
		LAT 00° 08' 06.2701" N	LONG 117° 36' 36.9092"E
12	A4	567 898.87 mE	10 014 928.95 mN
		LAT 00° 08' 06.2597" N	LONG 117° 36' 36.9031" E
13	A5	567 898.70 mE	10 014 929.19 mN
		LAT 0° 08' 06.2675" N	LONG 117° 36' 36.8976"E
14	C2	567 899.95 mE	10 014 924.32 mN
		LAT 0° 08' 06.1088" N	LONG 117° 36' 36.9380" E
15	C3	567 900.78 mE	10 014 925.19 mN
		LAT 0° 08' 06.1372" N	LONG 117° 36' 36.9649" E
TOP DECK ELEV.		18.5 m (MSL) / 60.7 ft (MSL)	
SEABED ELEV.		−47.9 m (MSL) / −157.0 ft (MSL)	

Surveyed by : Widyanto, Edward, Haris	Date : 08 December 2013
Computed by : –	Date : –
Drawn by :	Date : 13 January 2013
Checked by : Widi	Date : 13 January 2013
Approved by : Soren M.	Date : 13 January 2013

CHEVRON INDONESIA COMPANY

PLATFORM ORIENTATION
"KERINDINGAN" PLATFORM
KERINDINGAN FIELD, EAST KALIMANTAN

SCALE : NOT TO SCALE	SIZE : A4	DRAWING NO : PTK-KRD-ATK-018-000
JOB No. : 57104	AFE : –	SHEET No. : 01 OF : 01
		REVISION : 00 — 28 May 2003

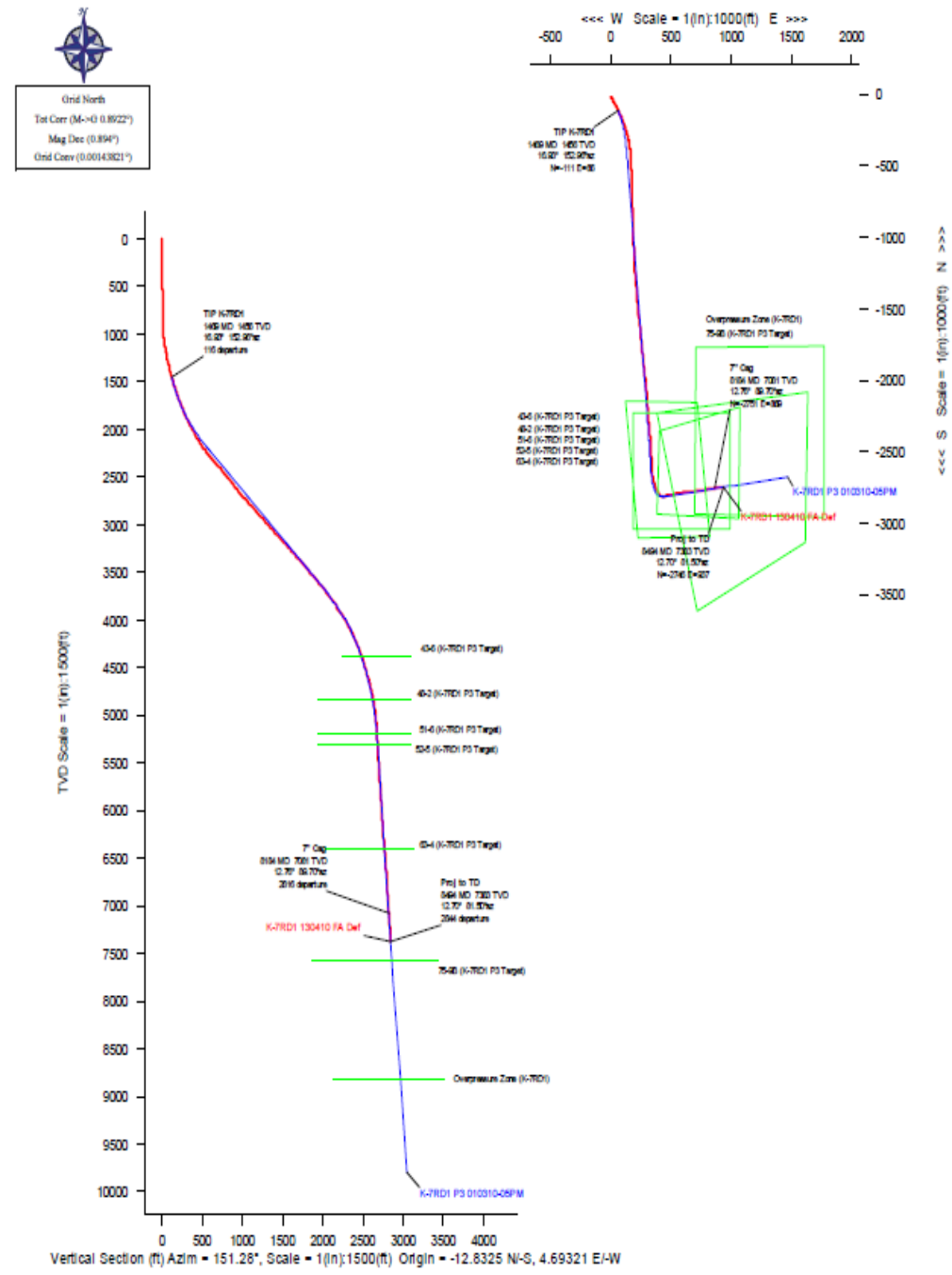
D:\Unocal 57104\Asbuilt Platform/Attaka Field/PTK-KRD-ATK-018-000.dwg

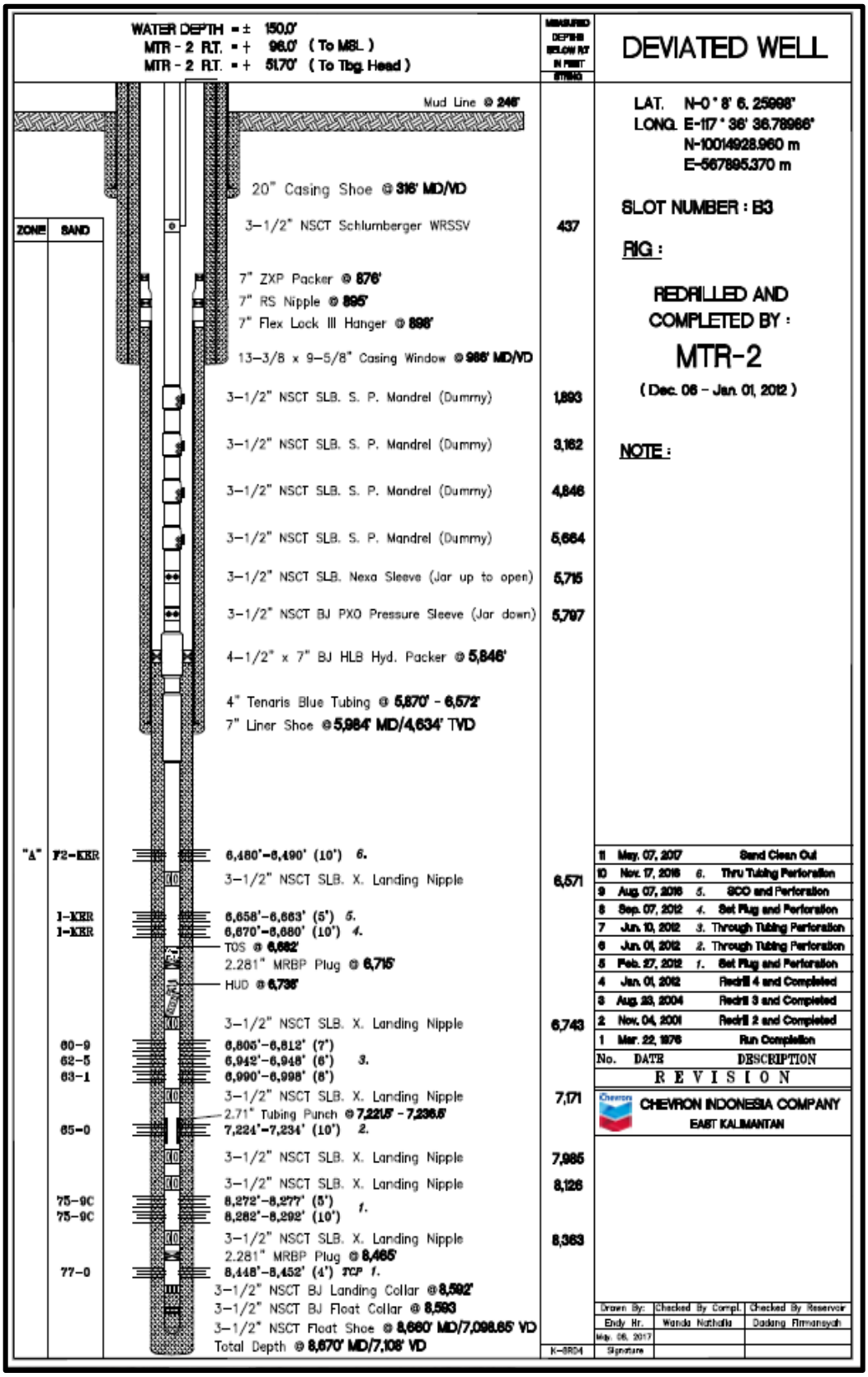
Chevron

Schlumberger

Chevron Indonesia Co.

	KERINDINGAN	KERINDINGAN - K





DEVIATED WELL

LAT. N-0 ° 8' 6. 25998"
LONG. E-117 ° 36' 36.78986"
N-10014928.960 m
E-567895.370 m

SLOT NUMBER : B3

RIG :

REDRILLED AND COMPLETED BY :

MTR-2

(Dec. 06 - Jan. 01, 2012)

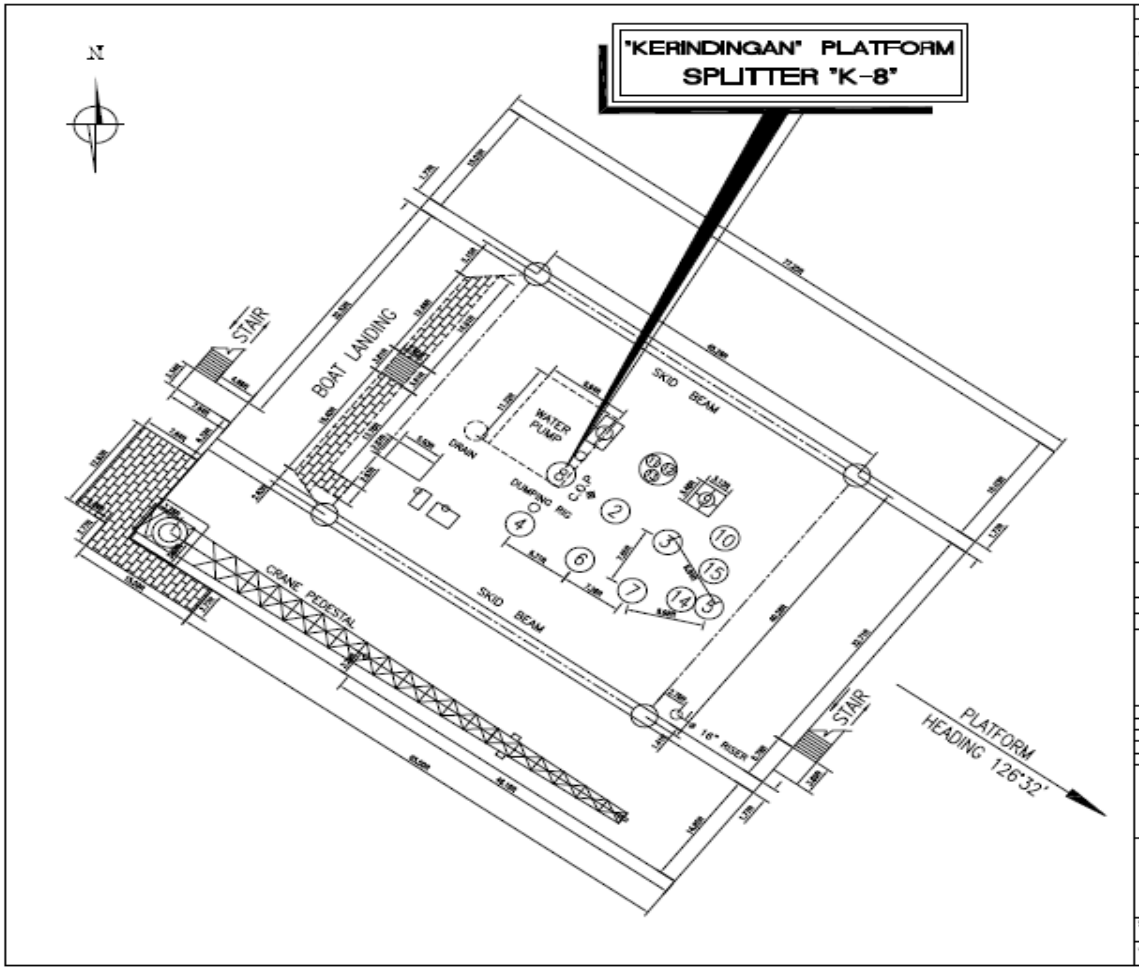
NOTE :

No.	DATE	DESCRIPTION
11	May. 07, 2017	Sand Clean Out
10	Nov. 17, 2016	6. Thru Tubing Perforation
9	Aug. 07, 2016	5. SCO and Perforation
8	Sep. 07, 2012	4. Set Plug and Perforation
7	Jun. 10, 2012	3. Through Tubing Perforation
6	Jun. 01, 2012	2. Through Tubing Perforation
5	Feb. 27, 2012	1. Set Plug and Perforation
4	Jan. 01, 2012	Redrill 4 and Completed
3	Aug. 23, 2004	Redrill 3 and Completed
2	Nov. 04, 2001	Redrill 2 and Completed
1	Mar. 22, 1976	Run Completion

REVISION

CHEVRON INDONESIA COMPANY
EAST KALIMANTAN

Drawn By:	Checked By Compl.	Checked By Reservoir
Endy Hr.	Wanda Nathalia	Dadang Firmansyah
May. 08, 2017		
Signature		



"KERINDINGAN" PLATFORM

PLATFORM HEADING : 126°32'

CENTRE OF PLATFORM		567 896.40 mE	10 014 928.13 mN
		LAT 00° 08' 06.23" N	LONG 117° 36' 36.82" E
WELL No.	SLOT No.	COORDINATES	
9	A2	567 900.63 mE	10 014 928.24 mN
		LAT 00° 08' 06.2365" N	LONG 117° 36' 36.9600" E
1	A6	567 896.92 mE	10 014 930.98 mN
		LAT 00° 08' 06.3258" N	LONG 117° 36' 36.8400" E
3	B1	567 899.27 mE	10 014 926.24 mN
		LAT 00° 08' 06.1714" N	LONG 117° 36' 36.9160" E
2	B2	567 897.40 mE	10 014 927.64 mN
		LAT 00° 08' 06.2170" N	LONG 117° 36' 36.8555" E
8	B3	567 895.62 mE	10 014 929.01 mN
		LAT 00° 08' 06.2616" N	LONG 117° 36' 36.7979" E
5	C1	567 900.84 mE	10 014 923.63 mN
		LAT 00° 08' 06.0864" N	LONG 117° 36' 36.9666" E
7	D1	567 897.95 mE	10 014 924.43 mN
		LAT 00° 08' 06.1124" N	LONG 117° 36' 36.8733" E
6	D2	567 896.10 mE	10 014 925.79 mN
		LAT 00° 08' 06.1567" N	LONG 117° 36' 36.8135" E
4	D3	567 894.25 mE	10 014 927.14 mN
		LAT 00° 08' 06.2007" N	LONG 117° 36' 36.7536" E
10	A1	567 901.15 mE	10014 926.36 mN
		LAT 00° 08' 06.1753" N	LONG 117° 36' 36.9769"E
11	A3	567 899.06 mE	10 014 929.27 mN
		LAT 00° 08' 06.2701" N	LONG 117° 36' 36.9092"E
12	A4	567 898.87 mE	10 014 928.95 mN
		LAT 00° 08' 06.2597" N	LONG 117° 36' 36.9031" E
13	A5	567 898.70 mE	10 014 929.19 mN
		LAT 0° 08' 06.2675" N	LONG 117° 36' 36.8976"E
14	C2	567 899.95 mE	10 014 924.32 mN
		LAT 0° 08' 06.1088" N	LONG 117° 36' 36.9380" E
15	C3	567 900.78 mE	10 014 925.19 mN
		LAT 0° 08' 06.1372" N	LONG 117° 36' 36.9649" E
TOP DECK ELEV.		18.5 m (MSL) / 60.7 ft (MSL)	
SEABED ELEV.		−47.9 m (MSL) / −157.0 ft (MSL)	

Surveyed by : Widyarta, Edwani, Harris	Date : 08 December 2013
Computed by : –	Date : –
Drawn by :	Date : 13 January 2013
Checked by : Widi	Date : 13 January 2013
Approved by : Soran M.	Date : 13 January 2013

Chevron

CHEVRON INDONESIA COMPANY

PLATFORM ORIENTATION
"KERINDINGAN" PLATFORM
KERINDINGAN FIELD, EAST KALIMANTAN

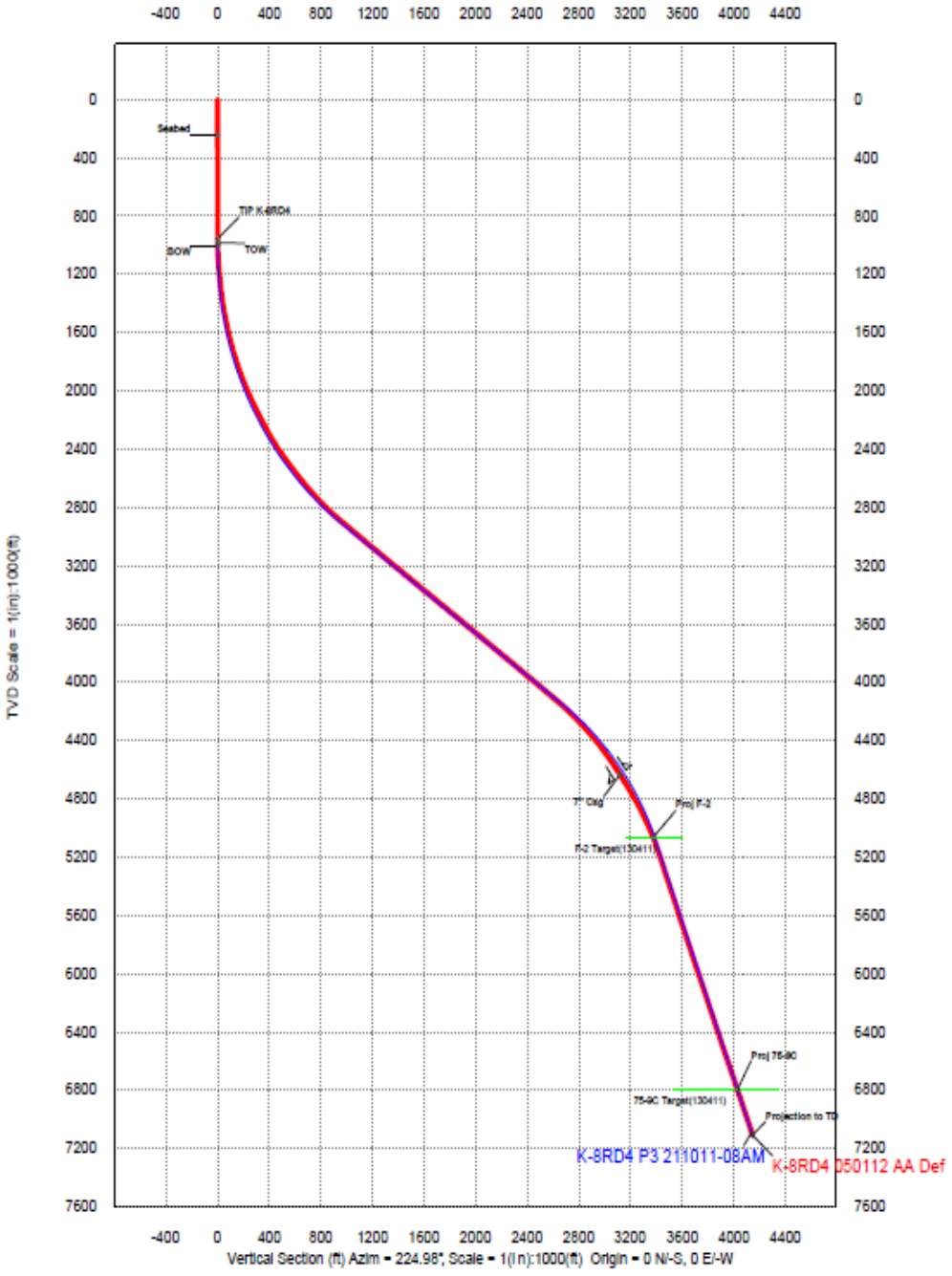
SCALE : NOT TO SCALE	SIZE : A4	DRAWING NO : PTK-KRD-ATK-018-000	
JOB No. : 57104	AFE : –	SHEET No. : 01	OF : 01
		REVISION : 00	28 May 2003

D:\Unocal 57104\Asbuilt Platform\Attaba Field\PTK-KRD-ATK-018-000.dwg

Chevron Indonesia Co.

Schlumberger

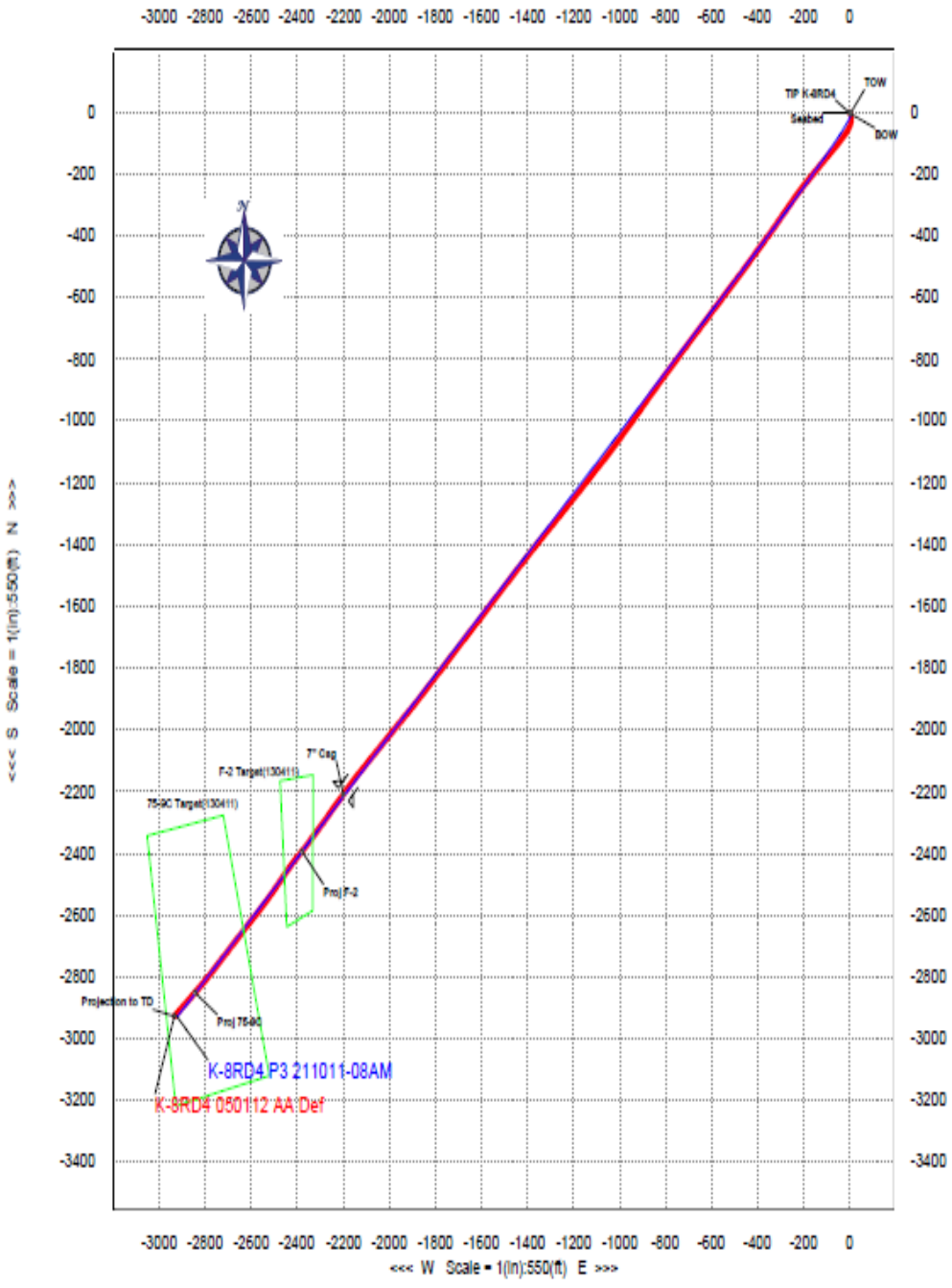
WELL	FIELD	STRUCTURE
	KERINDINGAN	KERINDINGAN - K

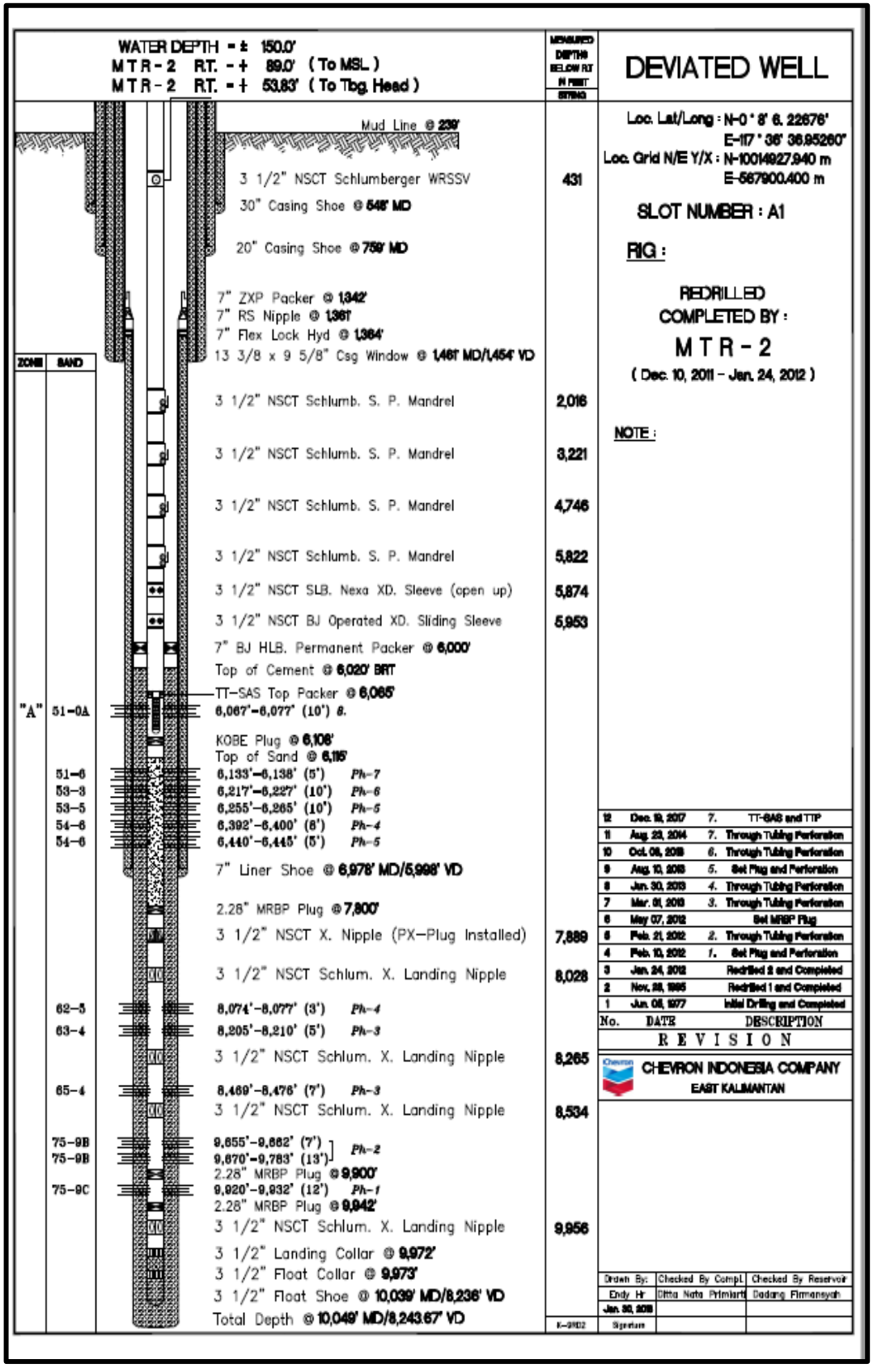


Chevron Indonesia Co.

Schlumberger

WELL	FIELD	STRUCTURE
	KERINDINGAN	KERINDINGAN - K





DEVIATED WELL

Loc. Lat/Long : N-0 ° 8' 6. 22676'
E-117 ° 36' 36.95260"
Loc. Grid N/E Y/X : N-10014927.940 m
E-567900.400 m

SLOT NUMBER : A1

RIG :

REDRILLED
COMPLETED BY :

MTR-2

(Dec. 10, 2011 - Jan. 24, 2012)

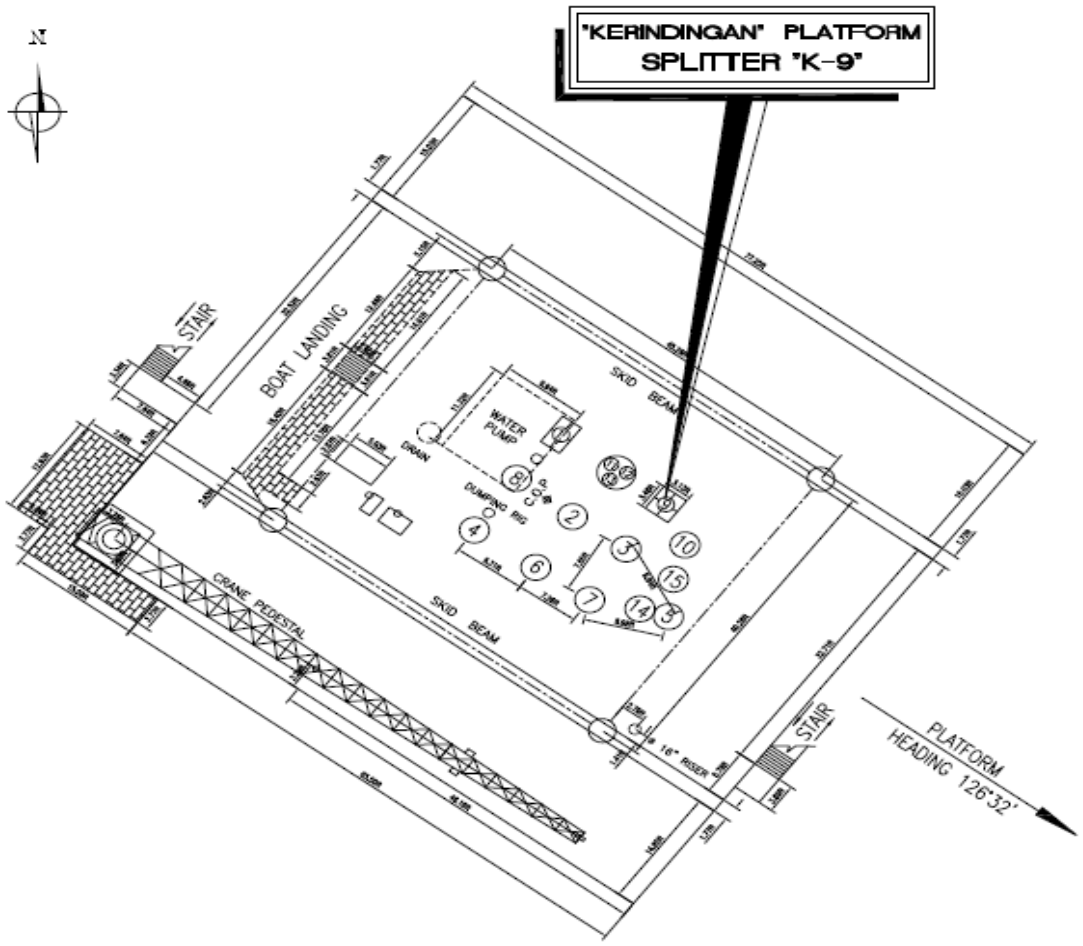
NOTE :

No.	DATE	DESCRIPTION
12	Dec. 19, 2017	7. TT-SAS and TTP
11	Aug. 23, 2014	7. Through Tubing Perforation
10	Oct. 08, 2013	6. Through Tubing Perforation
9	Aug. 10, 2013	5. Set Plug and Perforation
8	Jan. 30, 2013	4. Through Tubing Perforation
7	Mar. 01, 2013	3. Through Tubing Perforation
6	May 07, 2012	Set MRBP Plug
5	Feb. 21, 2012	2. Through Tubing Perforation
4	Feb. 10, 2012	1. Set Plug and Perforation
3	Jan. 24, 2012	Redrilled 2 and Completed
2	Nov. 28, 1995	Redrilled 1 and Completed
1	Jun. 06, 1977	Initial Drilling and Completed

REVISION

CHEVRON INDONESIA COMPANY
EAST KALIMANTAN

Drawn By:	Checked By Compl.	Checked By Reservoir
Endy Hr	Ditta Nata Primiarti	Dadang Firmansyah
Jan. 30, 2018		
Signature		



"KERINDINGAN" PLATFORM

PLATFORM HEADING : 126°32'

CENTRE OF PLATFORM		567 896.40 mE	10 014 928.13 mN
		LAT 00° 08' 06.23" N	LONG 117° 36' 36.82" E
WELL No.	SLOT No.	COORDINATES	
9	A2	567 900.63 mE	10 014 928.24 mN
		LAT 00° 08' 06.2365" N	LONG 117° 36' 36.9600" E
1	A6	567 896.92 mE	10 014 930.98 mN
		LAT 00° 08' 06.3258" N	LONG 117° 36' 36.8400" E
3	B1	567 899.27 mE	10 014 926.24 mN
		LAT 00° 08' 06.1714" N	LONG 117° 36' 36.9160" E
2	B2	567 897.40 mE	10 014 927.64 mN
		LAT 00° 08' 06.2170" N	LONG 117° 36' 36.8555" E
8	B3	567 895.62 mE	10 014 929.01 mN
		LAT 00° 08' 06.2616" N	LONG 117° 36' 36.7979" E
5	C1	567 900.84 mE	10 014 923.63 mN
		LAT 00° 08' 06.0864" N	LONG 117° 36' 36.9668" E
7	D1	567 897.95 mE	10 014 924.43 mN
		LAT 00° 08' 06.1124" N	LONG 117° 36' 36.8733" E
6	D2	567 896.10 mE	10 014 925.79 mN
		LAT 00° 08' 06.1567" N	LONG 117° 36' 36.8135" E
4	D3	567 894.25 mE	10 014 927.14 mN
		LAT 00° 08' 06.2007" N	LONG 117° 36' 36.7536" E
10	A1	567 901.15 mE	10014 926.36 mN
		LAT 00° 08' 06.1753" N	LONG 117° 36' 36.9769"E
11	A3	567 899.06 mE	10 014 929.27 mN
		LAT 00° 08' 06.2701" N	LONG 117° 36' 36.9092"E
12	A4	567 898.87 mE	10 014 928.95 mN
		LAT 00° 08' 06.2597" N	LONG 117° 36' 36.9031" E
13	A5	567 898.70 mE	10 014 929.19 mN
		LAT 0° 08' 06.2675" N	LONG 117° 36' 36.8976"E
14	C2	567 899.95 mE	10 014 924.32 mN
		LAT 0° 08' 06.1088" N	LONG 117° 36' 36.9380" E
15	C3	567 900.78 mE	10 014 925.19 mN
		LAT 0° 08' 06.1372" N	LONG 117° 36' 36.9649" E
TOP DECK ELEV.		18.5 m (MSL) / 60.7 ft (MSL)	
SEABED ELEV.		−47.9 m (MSL) / −157.0 ft (MSL)	

Surveyed by : Widyarta, Edward, Harris	Date : 08 December 2013
Computed by : —	Date : —
Drawn by :	Date : 13 January 2013
Checked by : Widi	Date : 13 January 2013
Approved by : Soran M.	Date : 13 January 2013

Chevron

CHEVRON INDONESIA COMPANY

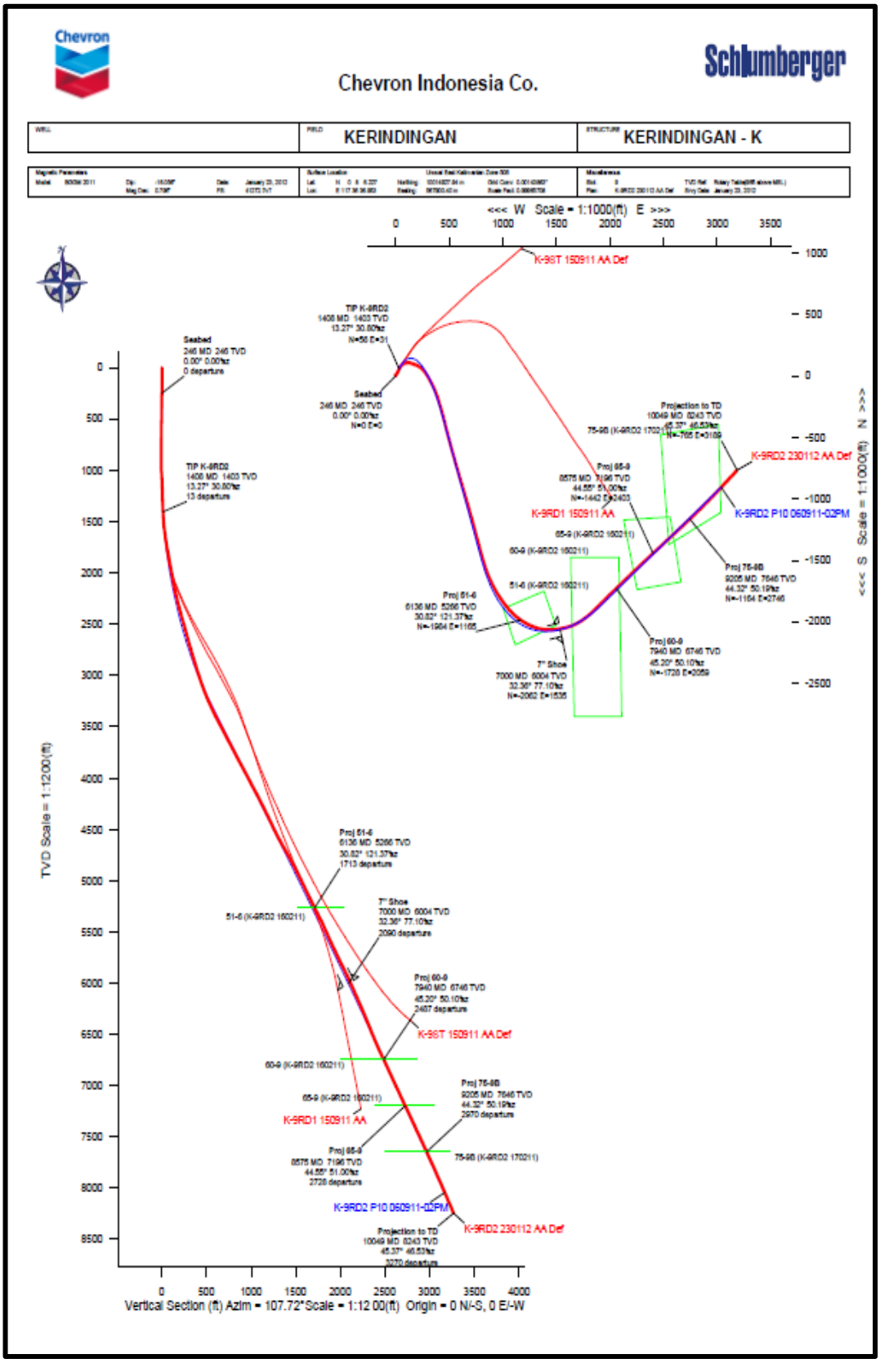
PLATFORM ORIENTATION
"KERINDINGAN" PLATFORM
KERINDINGAN FIELD, EAST KALIMANTAN

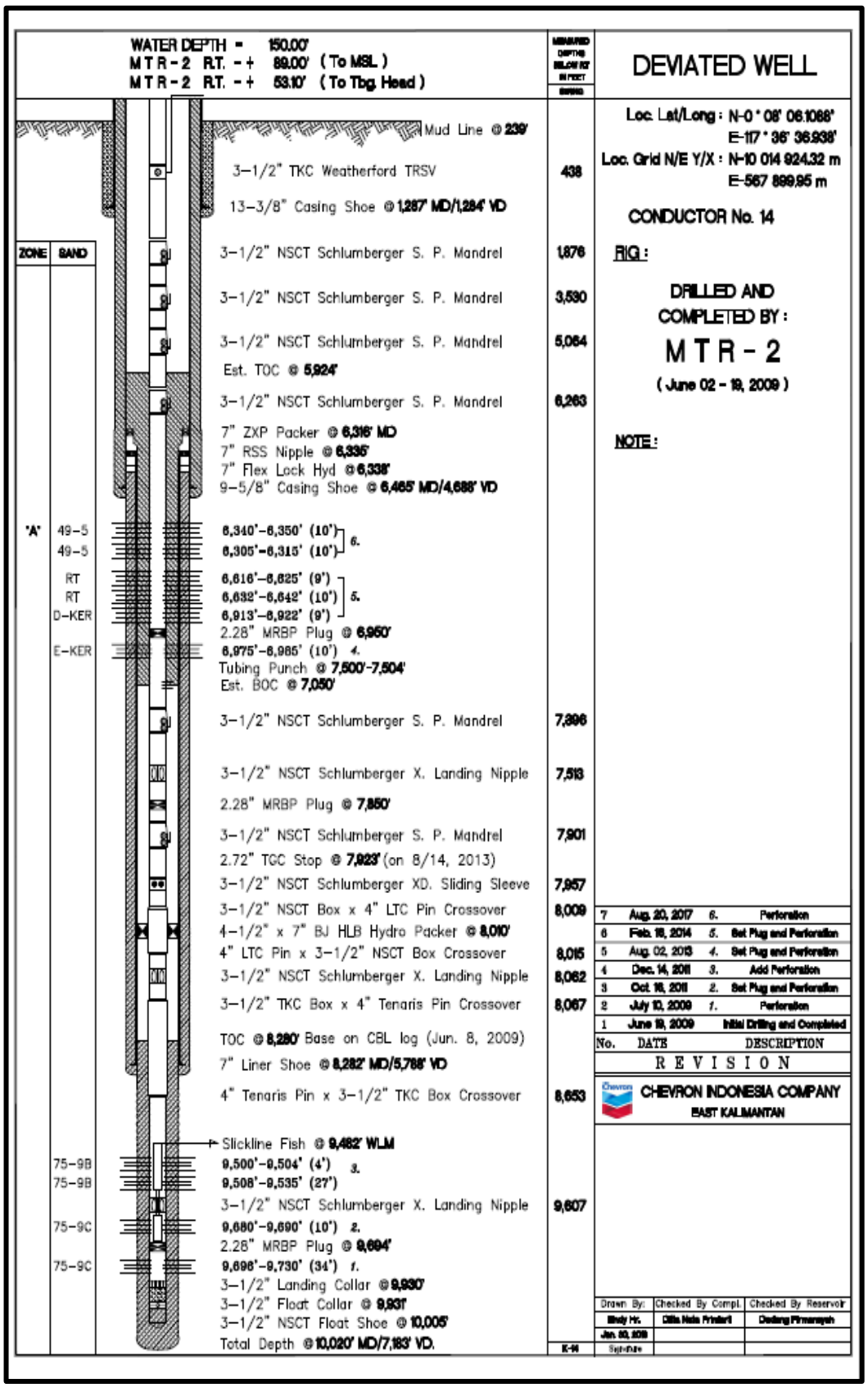
SCALE : NOT TO SCALE	SIZE : A4	DRAWING NO : PTK-KRD-ATK-018-000	
JOB No. : S7104	AFE : –	SHEET No. : 01	OF : 01
		REVISION : 00	28 May 2003

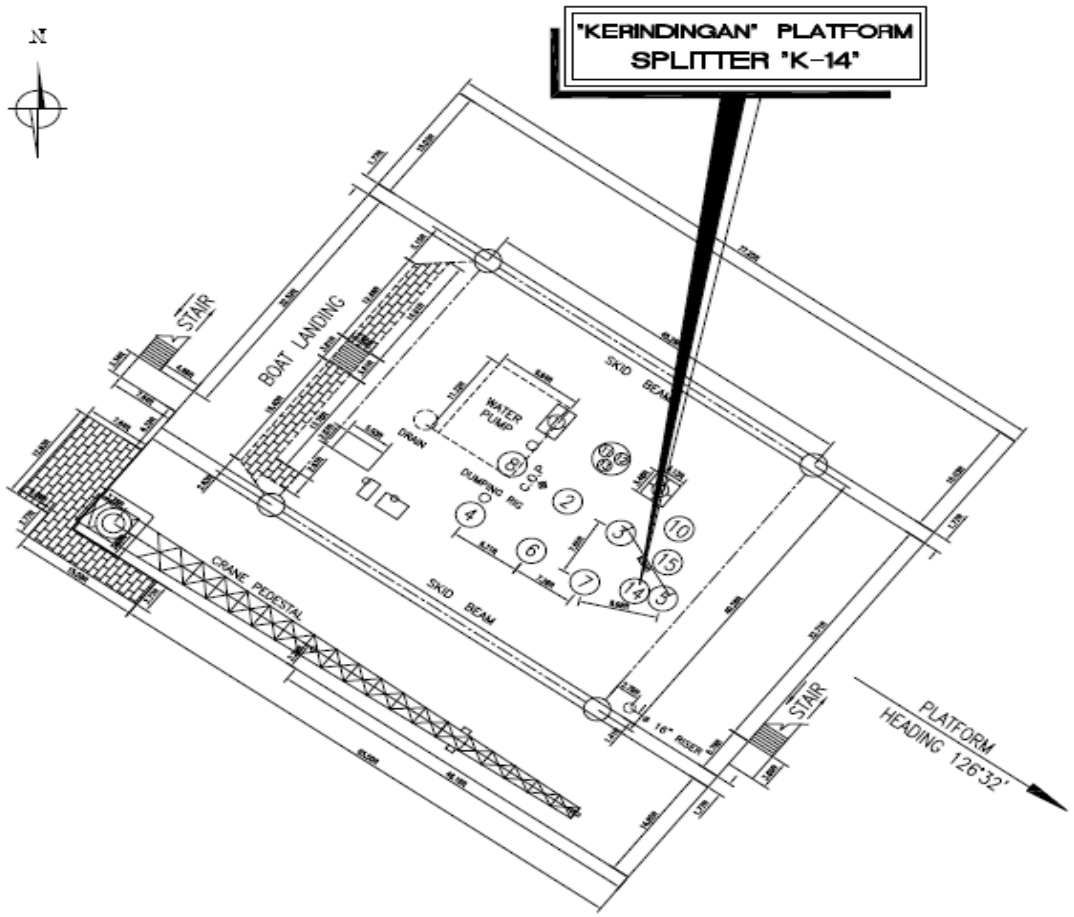
D:\Unocal S7104\Asbuilt Platform/Attaka Field/PTK-KRD-ATK-018-000.dwg

Chevron Indonesia Co.

WELL	FIELD	STRUCTURE
	KERINDINGAN	KERINDINGAN - K




WATER DEPTH = 150.00'
MTR-2 R.T. -+ 89.00' (To MSL)
MTR-2 R.T. -+ 53.10' (To Tbg. Head)
MEASURED DEPTHS BELOW RT IN FEET
DEVIATED WELL
Loc. Lat/Long : N-0 ° 08' 06.1068"
E-117 ° 36' 36.938"
Loc. Grid N/E Y/X : N-10 014 924.32 m
E-567 899.95 m
CONDUCTOR No. 14
RIG :
DRILLED AND COMPLETED BY :
MTR-2
(June 02 - 19, 2009)
NOTE :
Mud Line @ 239'
3-1/2" TKC Weatherford TRSV 438
13-3/8" Casing Shoe @ 1,287' MD/1,284' VD
ZONE BAND
3-1/2" NSCT Schlumberger S. P. Mandrel 1,876
3-1/2" NSCT Schlumberger S. P. Mandrel 3,590
3-1/2" NSCT Schlumberger S. P. Mandrel 5,064
Est. TOC @ 5,924'
3-1/2" NSCT Schlumberger S. P. Mandrel 6,263
7" ZXP Packer @ 6,316' MD
7" RSS Nipple @ 6,335'
7" Flex Lock Hyd @ 6,338'
9-5/8" Casing Shoe @ 6,465' MD/4,688' VD
'A' 49-5 6,340'-6,350' (10') 6.
49-5 6,305'-6,315' (10')
RT 6,616'-6,625' (9')
RT 6,632'-6,642' (10') 5.
D-KER 6,913'-6,922' (9')
2.28" MRBP Plug @ 6,950'
E-KER 6,975'-6,985' (10') 4.
Tubing Punch @ 7,500'-7,504'
Est. BOC @ 7,050'
3-1/2" NSCT Schlumberger S. P. Mandrel 7,396
3-1/2" NSCT Schlumberger X. Landing Nipple 7,513
2.28" MRBP Plug @ 7,850'
3-1/2" NSCT Schlumberger S. P. Mandrel 7,901
2.72" TGC Stop @ 7,923' (on 8/14, 2013)
3-1/2" NSCT Schlumberger XD. Sliding Sleeve 7,957
3-1/2" NSCT Box x 4" LTC Pin Crossover 8,009
4-1/2" x 7" BJ HLB Hydro Packer @ 8,010'
4" LTC Pin x 3-1/2" NSCT Box Crossover 8,015
3-1/2" NSCT Schlumberger X. Landing Nipple 8,062
3-1/2" TKC Box x 4" Tenaris Pin Crossover 8,067
TOC @ 8,280' Base on CBL log (Jun. 8, 2009)
7" Liner Shoe @ 8,282' MD/5,768' VD
4" Tenaris Pin x 3-1/2" TKC Box Crossover 8,653
Slickline Fish @ 9,482' WLM
75-9B 9,500'-9,504' (4') 3.
75-9B 9,508'-9,535' (27')
3-1/2" NSCT Schlumberger X. Landing Nipple 9,607
75-9C 9,680'-9,690' (10') 2.
2.28" MRBP Plug @ 9,694'
75-9C 9,698'-9,730' (34') 1.
3-1/2" Landing Collar @ 9,930'
3-1/2" Float Collar @ 9,931'
3-1/2" NSCT Float Shoe @ 10,005'
Total Depth @ 10,020' MD/7,183' VD.
7 Aug. 20, 2017 6. Perforation
6 Feb. 18, 2014 5. Set Plug and Perforation
5 Aug. 02, 2013 4. Set Plug and Perforation
4 Dec. 14, 2011 3. Add Perforation
3 Oct. 16, 2011 2. Set Plug and Perforation
2 July 10, 2009 1. Perforation
1 June 19, 2009 Initial Drilling and Completed
No. DATE DESCRIPTION
REVISION
CHEVRON INDONESIA COMPANY
EAST KALIMANTAN
Drawn By: Checked By Compl. Checked By Reservoir
Endy Hr. Dilla Nola Pristari Dadang Firmansyah
Jan. 09, 2019
E-M Sign-Date



"KERINDINGAN" PLATFORM			
PLATFORM HEADING : 126°32'			
CENTRE OF PLATFORM		567 896.40 mE LAT 00° 08' 06.23" N	10 014 928.13 mN LONG 117° 36' 36.82" E
WELL No.	SLOT No.	COORDINATES	
9	A2	567 900.63 mE LAT 00° 08' 06.2365" N	10 014 928.24 mN LONG 117° 36' 36.9600" E
1	A6	567 896.92 mE LAT 00° 08' 06.3258" N	10 014 930.98 mN LONG 117° 36' 36.8400" E
3	B1	567 899.27 mE LAT 00° 08' 06.1714" N	10 014 926.24 mN LONG 117° 36' 36.9160" E
2	B2	567 897.40 mE LAT 00° 08' 06.2170" N	10 014 927.64 mN LONG 117° 36' 36.8555" E
8	B3	567 895.62 mE LAT 00° 08' 06.2616" N	10 014 929.01 mN LONG 117° 36' 36.7979" E
5	C1	567 900.84 mE LAT 00° 08' 06.0864" N	10 014 923.63 mN LONG 117° 36' 36.9686" E
7	D1	567 897.95 mE LAT 00° 08' 06.1124" N	10 014 924.43 mN LONG 117° 36' 36.8733" E
6	D2	567 896.10 mE LAT 00° 08' 06.1567" N	10 014 925.79 mN LONG 117° 36' 36.8135" E
4	D3	567 894.25 mE LAT 00° 08' 06.2007" N	10 014 927.14 mN LONG 117° 36' 36.7536" E
10	A1	567 901.15 mE LAT 00° 08' 06.1753" N	10014 926.36 mN LONG 117° 36' 36.9769"E
11	A3	567 899.06 mE LAT 00° 08' 06.2701" N	10 014 929.27 mN LONG 117° 36' 36.9092"E
12	A4	567 898.87 mE LAT 00° 08' 06.2597" N	10 014 928.95 mN LONG 117° 36' 36.9031" E
13	A5	567 898.70 mE LAT 0° 08' 06.2675" N	10 014 929.19 mN LONG 117° 36' 36.8976"E
14	C2	567 899.95 mE LAT 0° 08' 06.1088" N	10 014 924.32 mN LONG 117° 36' 36.9380" E
15	C3	567 900.78 mE LAT 0° 08' 06.1372" N	10 014 925.19 mN LONG 117° 36' 36.9649" E
TOP DECK ELEV.		18.5 m (MSL) / 60.7 ft (MSL)	
SEABED ELEV.		-47.9 m (MSL) / -157.0 ft (MSL)	

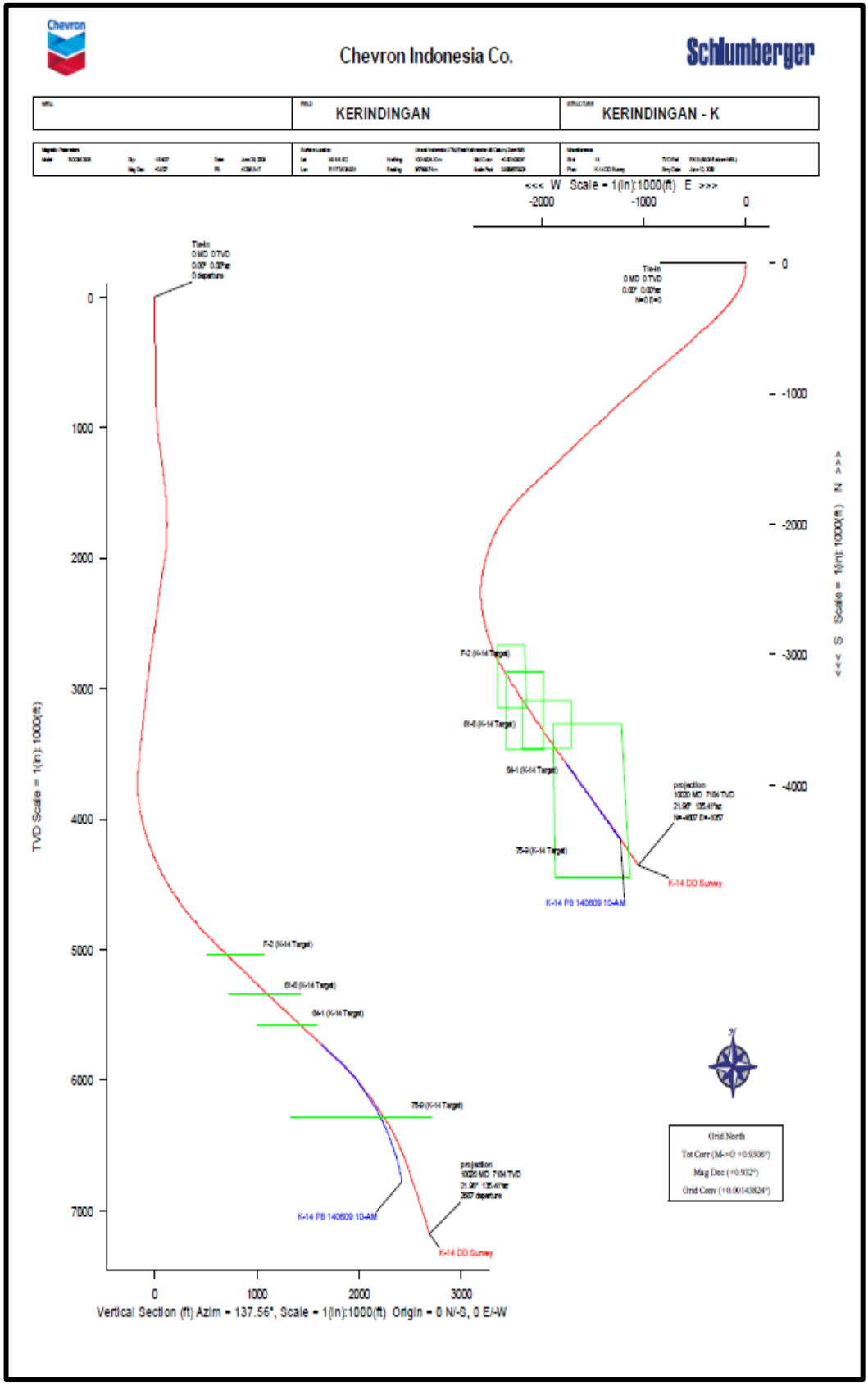
Surveyed by : Widyanto, Edward, Herris	Date : 08 December 2013
Computed by : -	Date : -
Drawn by :	Date : 13 January 2013
Checked by : Widi	Date : 13 January 2013
Approved by : Soeran M.	Date : 13 January 2013

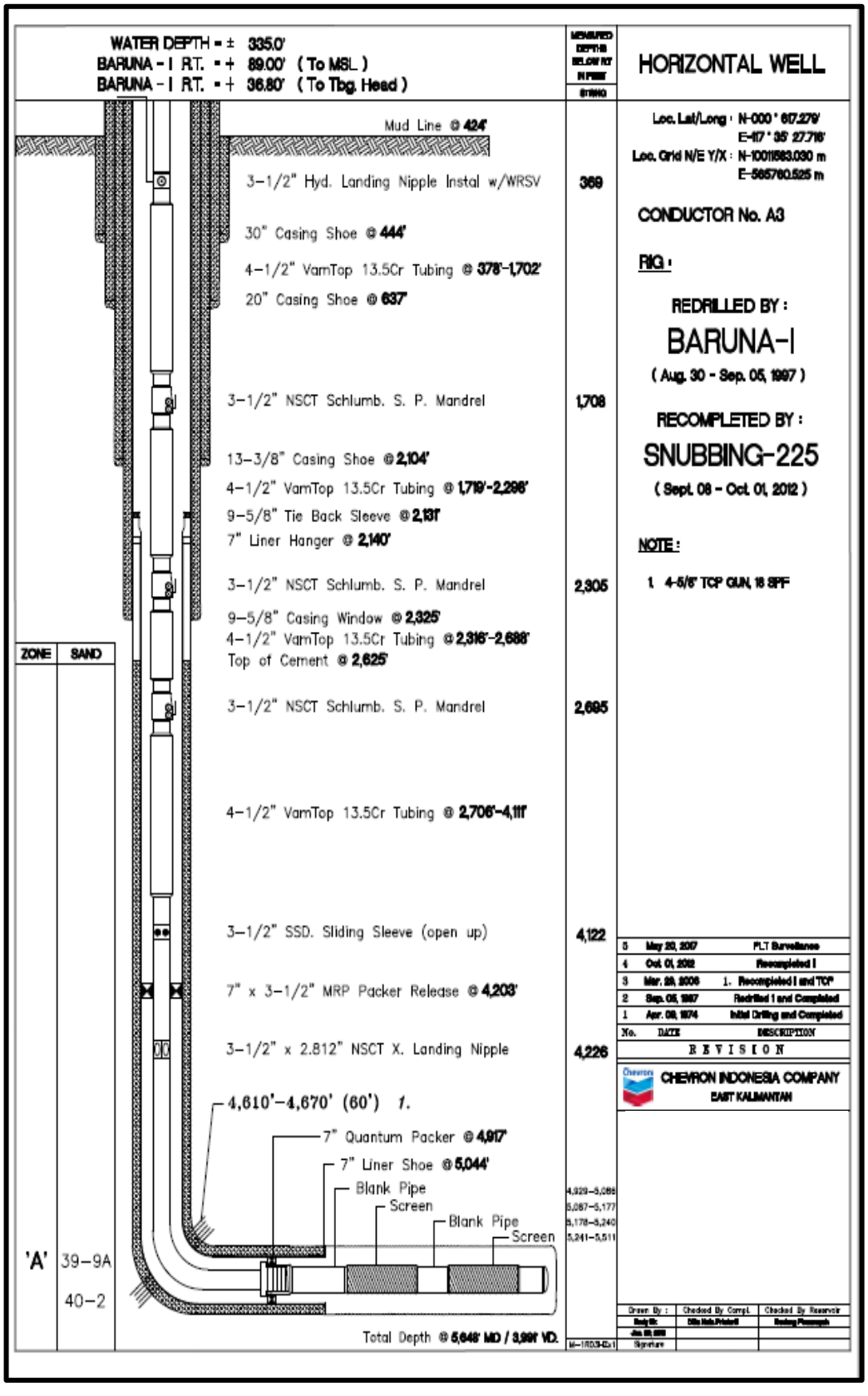
CHEVRON INDONESIA COMPANY

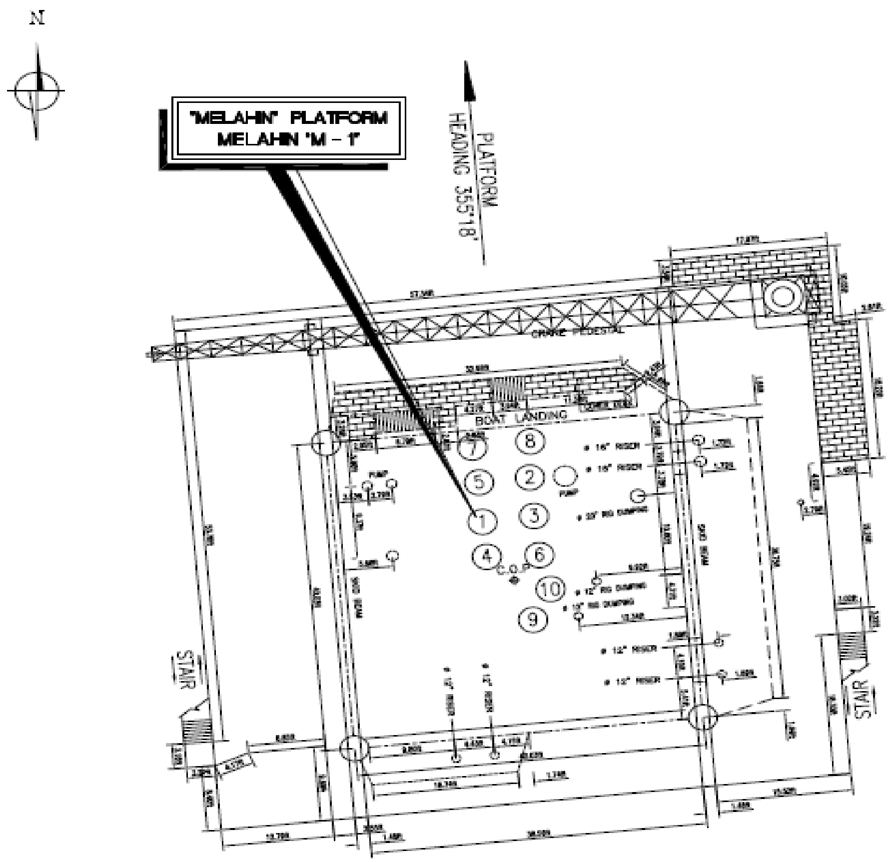
PLATFORM ORIENTATION
"KERINDINGAN" PLATFORM
KERINDINGAN FIELD, EAST KALIMANTAN

SCALE : NOT TO SCALE	SIZE : A4	DRAWING NO : PTK-KRD-ATK-018-000
JOB No. : 57104	AFE : -	SHEET No. : 01 OF : 01
		REVISION : 00 28 May 2003

D:\Unocal 57104\Kebuah Platform\Kebuka Field\PTK-KRD-ATK-018-000.dwg


Chevron Indonesia Co.
Schlumberger
KERINDINGAN
KERINDINGAN - K
<<< W Scale = 1(in):1000(ft) E >>>
-2000
-1000
0
TVD Scale = 1(in):1000(ft)
<<< S Scale = 1(in):1000(ft) N >>>
Tie-in
0 MD 0 TVD
0.00° 0.00°az
0 departure
F-2 (K-14 Target)
B1-0 (K-14 Target)
B4-1 (K-14 Target)
T5-0 (K-14 Target)
projection
10320 MD 7184 TVD
21.90° 135.41°az
2007 departure
K-14 PB 140609 10-AM
K-14 DD Survey
Grid North
Tot Corr (M->G +0.9306°)
Mag Dec (+0.932°)
Grid Conv (+0.00143824°)
Vertical Section (ft) Azim = 137.56°, Scale = 1(in):1000(ft) Origin = 0 N/-S, 0 E/-W


WATER DEPTH = ± 335.0'
BARUNA - I R.T. = + 89.00' (To MSL)
BARUNA - I R.T. = + 36.80' (To Tbg. Head)
MEASURED DEPTH BELOW RT IN FEET
SYMBOL
HORIZONTAL WELL
Mud Line @ 424'
3-1/2" Hyd. Landing Nipple Instal w/WRSV
369
30" Casing Shoe @ 444'
4-1/2" VamTop 13.5Cr Tubing @ 378'-1,702'
20" Casing Shoe @ 637'
3-1/2" NSCT Schlumb. S. P. Mandrel
1,708
13-3/8" Casing Shoe @ 2,104'
4-1/2" VamTop 13.5Cr Tubing @ 1,719'-2,298'
9-5/8" Tie Back Sleeve @ 2,131'
7" Liner Hanger @ 2,140'
3-1/2" NSCT Schlumb. S. P. Mandrel
2,305
9-5/8" Casing Window @ 2,325'
4-1/2" VamTop 13.5Cr Tubing @ 2,316'-2,688'
Top of Cement @ 2,625'
3-1/2" NSCT Schlumb. S. P. Mandrel
2,695
4-1/2" VamTop 13.5Cr Tubing @ 2,706'-4,111'
3-1/2" SSD. Sliding Sleeve (open up)
4,122
7" x 3-1/2" MRP Packer Release @ 4,203'
3-1/2" x 2.812" NSCT X. Landing Nipple
4,226
4,610'-4,670' (60') 1.
7" Quantum Packer @ 4,917'
7" Liner Shoe @ 5,044'
Blank Pipe
Screen
Blank Pipe
Screen
4,929-5,086
5,087-5,177
5,178-5,240
5,241-5,511
ZONE
SAND
'A'
39-9A
40-2
Total Depth @ 5,648' MD / 3,991' VD.
Loc. Lat/Long : N-000 ° 617.279'
E-117 ° 35' 27.716'
Loc. Grid N/E Y/X : N-10011563.030 m
E-565760.525 m
CONDUCTOR No. A3
RIG :
REDRILLED BY :
BARUNA-I
(Aug. 30 - Sep. 05, 1997)
RECOMPLETED BY :
SNUBBING-225
(Sept. 08 - Oct. 01, 2012)
NOTE :
1. 4-5/8" TCP GUN, 18 SPF
5 May 20, 2007 PLT Surveillance
4 Oct. 01, 2012 Recompleted I
3 Mar. 29, 2006 1. Recompleted I and TCP
2 Sep. 05, 1997 Redrilled I and Completed
1 Apr. 08, 1974 Initial Drilling and Completed
No. DATE DESCRIPTION
REVISION
CHEVRON INDONESIA COMPANY
EAST KALIMANTAN
Drawn By :
Checked By Compl.
Checked By Reservoir
M-11003-Ex1



"MELAHIN" PLATFORM			
PLATFORM HEADING : 355°18'			
CENTRE OF PLATFORM		565 761.68 mE	10 011 580.99 mN
		LAT 00° 06' 17.21" N	LONG 117° 35' 27.75" E
WELL No.	SLOT No.	COORDINATES	
7	A1	565 760.13 mE	10 011 586.37 mN
		LAT 00° 06' 17.3878" N	LONG 117° 35' 27.7032" E
5	A2	565 760.39 mE	10 011 584.86 mN
		LAT 00° 06' 17.3387" N	LONG 117° 35' 27.7116" E
1	A3	565 760.62 mE	10 011 583.32 mN
		LAT 00° 06' 17.2885" N	LONG 117° 35' 27.7191" E
4	A4	565 760.71 mE	10 011 581.91 mN
		LAT 00° 06' 17.2426" N	LONG 117° 35' 27.7220" E
8	B1	565 762.11 mE	10 011 586.58 mN
		LAT 00° 06' 17.3947" N	LONG 117° 35' 27.7673" E
2	B2	565 762.08 mE	10 011 585.10 mN
		LAT 00° 06' 17.3465" N	LONG 117° 35' 27.7663" E
3	B3	565 762.37 mE	10 011 583.53 mN
		LAT 00° 06' 17.2953" N	LONG 117° 35' 27.7757" E
6	B4	565 762.50 mE	10 011 582.04 mN
		LAT 00° 06' 17.2468" N	LONG 117° 35' 27.7799" E
10	B5	565 762.89 mE	10 011 580.68 mN
		LAT 00° 06' 17.2025" N	LONG 117° 35' 27.7925" E
9	B6	565 762.34 mE	10 011 579.41 mN
		LAT 00° 06' 17.1611" N	LONG 117° 35' 27.7747" E
TOP DECK ELEV.		18.4 m (MSL) / 60.3 ft (MSL)	
SEABED ELEV.		-54.5 m (MSL) / -178.7 ft (MSL)	

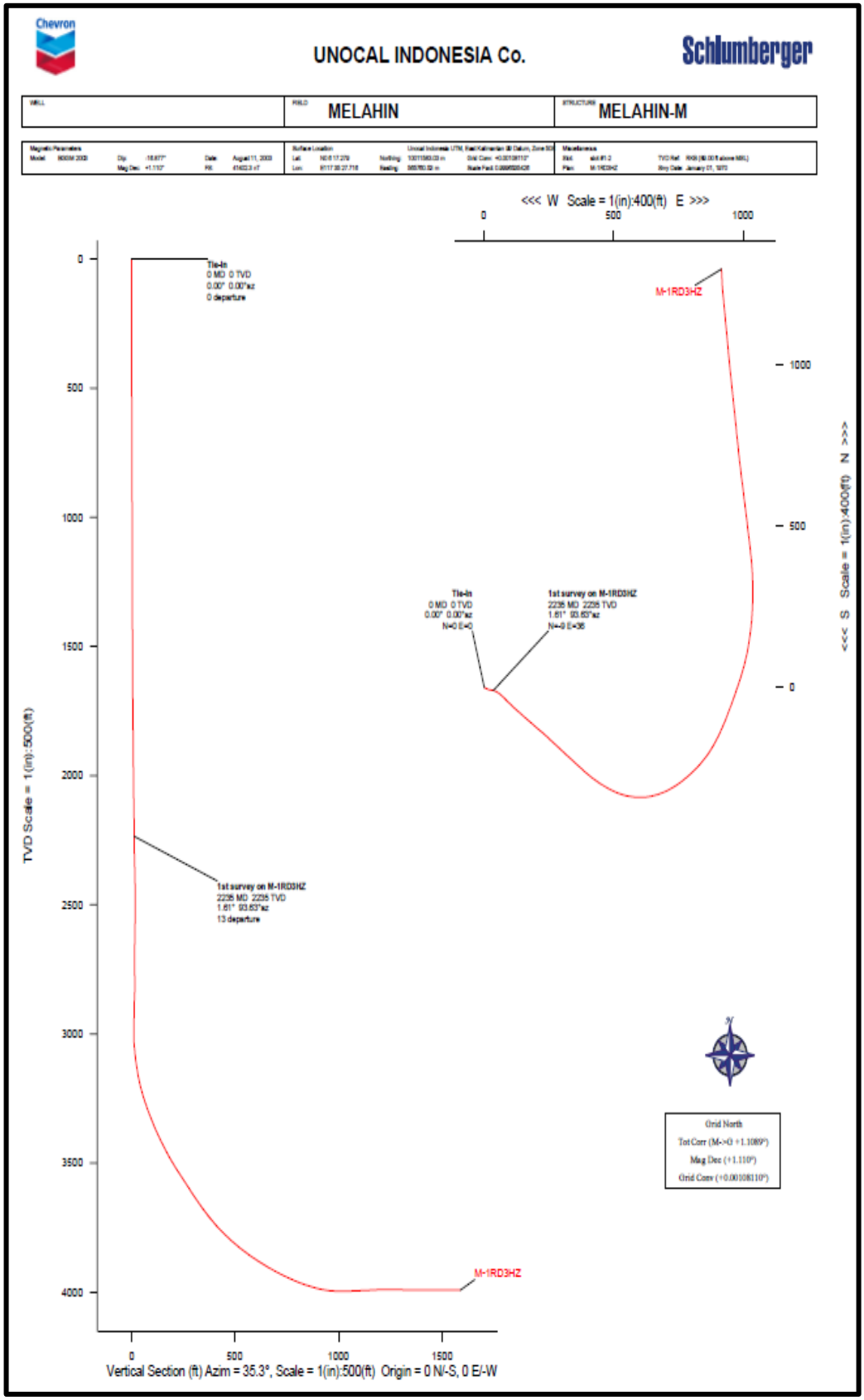
Surveyed by : Wilyanto, Khoirul, Ranto	Date : 08 December 2013
Computed by : -	Date : -
Drawn by :	Date : 13 January 2013
Checked by : Widi	Date : 13 January 2013
Approved by : Soren M.	Date : 13 January 2013

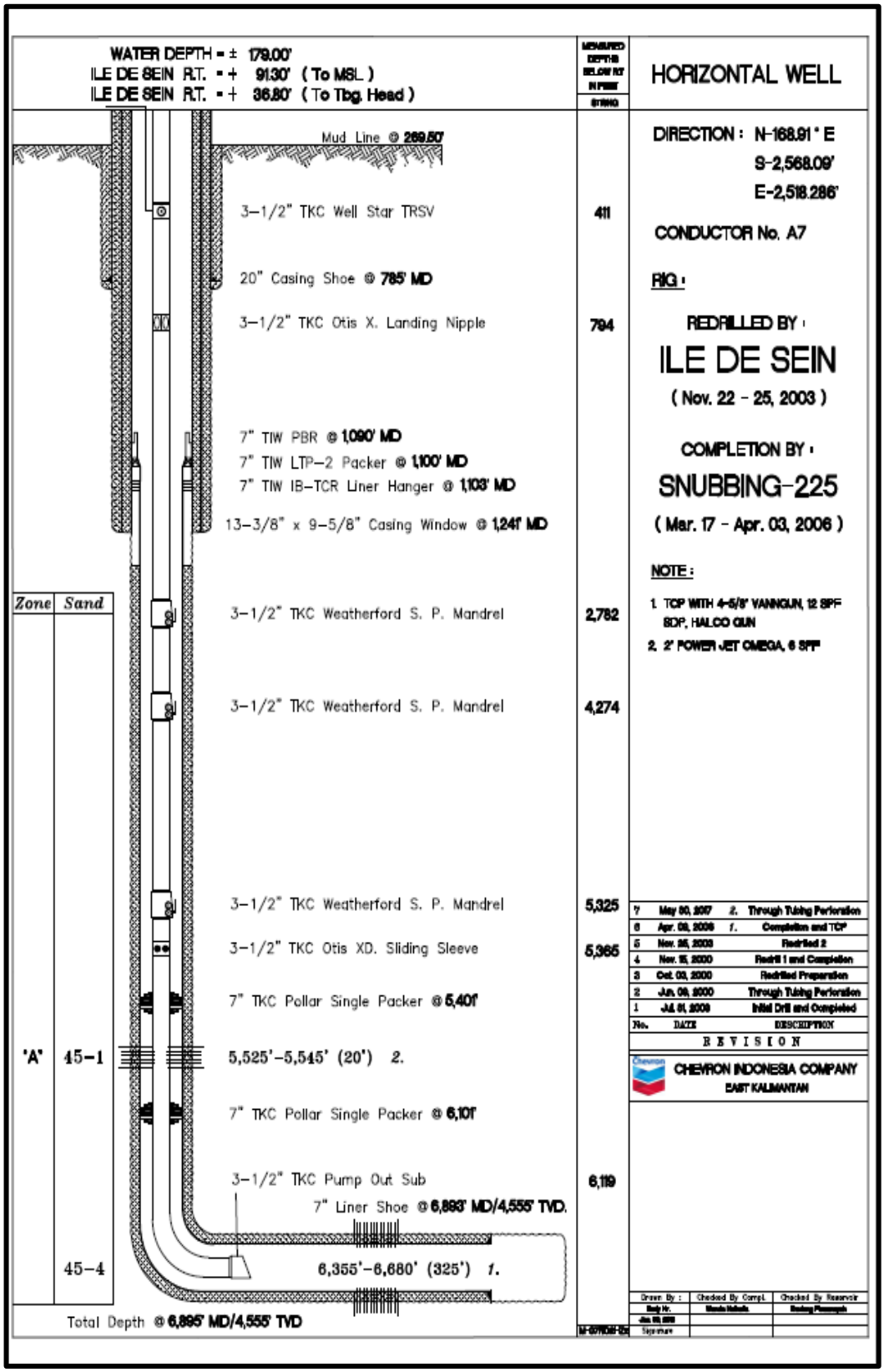
CHEVRON INDONESIA COMPANY

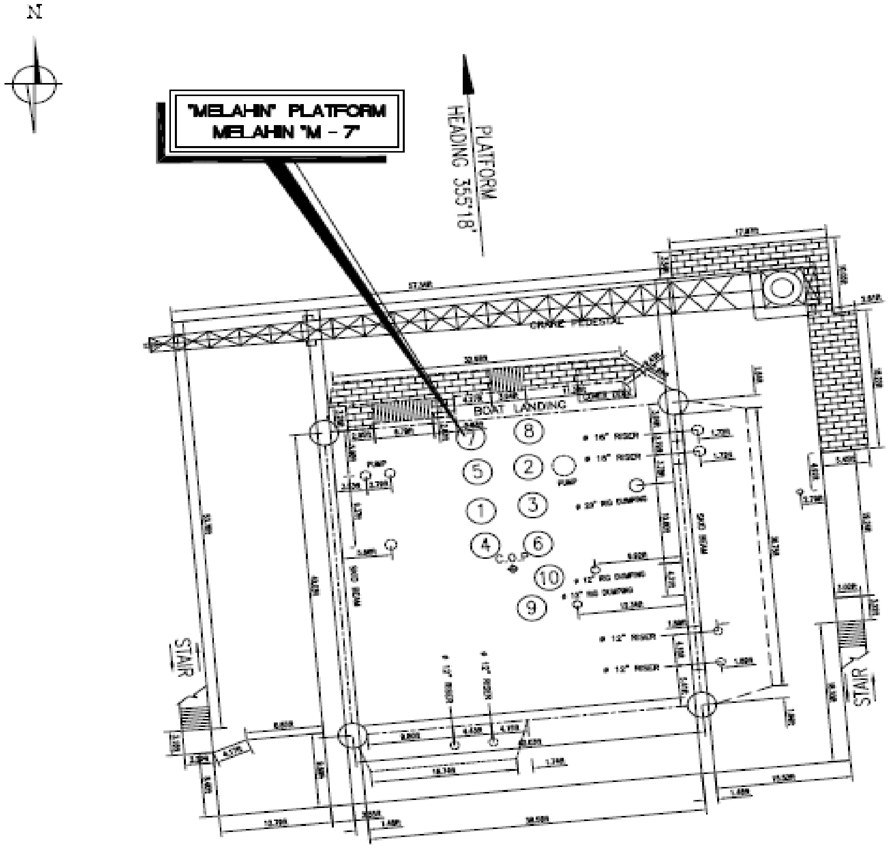
PLATFORM ORIENTATION
"MELAHIN" PLATFORM
MELAHIN FIELD, EAST KALIMANTAN

SCALE : NOT TO SCALE	SIZE : A4	DRAWING NO : PTK-MLH-ATK-014-000
		SHEET No. : 01 OF : 01
JOB No. : S.7104	AFE : -	REVISION : 00 / 17 June 2013

D:\Unocal S7104\Asbuilt Platform/Attaka Field/PTK-MLH-ATK-014-000.dwg


UNOCAL INDONESIA Co.
Schlumberger
FIELD
MELAHIN
STRUCTURE
MELAHIN-M
<<< W Scale = 1(in):400(ft) E >>>
0
500
1000
Tie-In
0 MD 0 TVD
0.00° 0.00°az
0 departure
M-1RD3HZ
1000
500
0
<<< S Scale = 1(in):400(ft) N >>>
Tie-In
0 MD 0 TVD
0.00° 0.00°az
N+0 E+0
1st survey on M-1RD3HZ
2235 MD 2235 TVD
1.61° 93.63°az
N+9 E+36
TVD Scale = 1(in):500(ft)
0
500
1000
1500
2000
2500
3000
3500
4000
1st survey on M-1RD3HZ
2235 MD 2235 TVD
1.61° 93.63°az
13 departure
M-1RD3HZ
Grid North
Tot Corr (M->G +1.1089°)
Mag Dec (+1.110°)
Grid Conv (+0.00108110°)
0
500
1000
1500
Vertical Section (ft) Azim = 35.3°, Scale = 1(in):500(ft) Origin = 0 N/-S, 0 E/-W


WATER DEPTH = ± 179.00'
ILE DE SEIN R.T. = + 91.30' (To MSL)
ILE DE SEIN R.T. = + 36.80' (To Tbg. Head)
MEASURED DEPTHS BELOW RT IN FEET STRING
Mud Line @ 269.50'
3-1/2" TKC Well Star TRSV
411
20" Casing Shoe @ 785' MD
3-1/2" TKC Otis X. Landing Nipple
794
7" TIW PBR @ 1,090' MD
7" TIW LTP-2 Packer @ 1,100' MD
7" TIW IB-TCR Liner Hanger @ 1,103' MD
13-3/8" x 9-5/8" Casing Window @ 1,241' MD
Zone
Sand
3-1/2" TKC Weatherford S. P. Mandrel
2,782
3-1/2" TKC Weatherford S. P. Mandrel
4,274
3-1/2" TKC Weatherford S. P. Mandrel
5,325
3-1/2" TKC Otis XD. Sliding Sleeve
5,365
7" TKC Pollar Single Packer @ 5,401'
'A'
45-1
5,525'-5,545' (20') 2.
7" TKC Pollar Single Packer @ 6,101'
3-1/2" TKC Pump Out Sub
6,119
7" Liner Shoe @ 6,893' MD/4,555' TVD.
45-4
6,355'-6,680' (325') 1.
Total Depth @ 6,895' MD/4,555' TVD
HORIZONTAL WELL
DIRECTION : N-168.91° E
S-2,568.09'
E-2,518.286'
CONDUCTOR No. A7
RIG :
REDRILLED BY :
ILE DE SEIN
(Nov. 22 - 25, 2003)
COMPLETION BY :
SNUBBING-225
(Mar. 17 - Apr. 03, 2006)
NOTE :
1. TCP WITH 4-5/8" VANNGUN, 12 SPF SDP, HALCO GUN
2. 2" POWER JET OMEGA, 6 SPF
7 May 30, 2007 2. Through Tubing Perforation
6 Apr. 03, 2006 1. Completion and TCP
5 Nov. 25, 2003 Redrilled 2
4 Nov. 15, 2003 Redrill 1 and Completion
3 Oct. 03, 2003 Redrilled Preparation
2 Jun. 09, 2000 Through Tubing Perforation
1 Jul. 01, 2000 Initial Drill and Completed
No. DATE DESCRIPTION
REVISION
CHEVRON INDONESIA COMPANY
EAST KALIMANTAN
Drawn By :
Checked By Compl.
Checked By Reservoir
Signature



"MELAHIN" PLATFORM			
PLATFORM HEADING : 355°18'			
CENTRE OF PLATFORM		565 761.68 mE	10 011 580.99 mN
		LAT 00° 06' 17.21" N	LONG 117° 35' 27.75" E
WELL No.	SLOT No.	COORDINATES	
7	A1	565 760.13 mE	10 011 586.37 mN
		LAT 00° 06' 17.3878" N	LONG 117° 35' 27.7032" E
5	A2	565 760.39 mE	10 011 584.86 mN
		LAT 00° 06' 17.3387" N	LONG 117° 35' 27.7116" E
1	A3	565 760.62 mE	10 011 583.32 mN
		LAT 00° 06' 17.2885" N	LONG 117° 35' 27.7191" E
4	A4	565 760.71 mE	10 011 581.91 mN
		LAT 00° 06' 17.2426" N	LONG 117° 35' 27.7220" E
8	B1	565 762.11 mE	10 011 586.58 mN
		LAT 00° 06' 17.3947" N	LONG 117° 35' 27.7673" E
2	B2	565 762.08 mE	10 011 585.10 mN
		LAT 00° 06' 17.3465" N	LONG 117° 35' 27.7663" E
3	B3	565 762.37 mE	10 011 583.53 mN
		LAT 00° 06' 17.2953" N	LONG 117° 35' 27.7757" E
6	B4	565 762.50 mE	10 011 582.04 mN
		LAT 00° 06' 17.2468" N	LONG 117° 35' 27.7799" E
10	B5	565 762.89 mE	10 011 580.68 mN
		LAT 00° 06' 17.2025" N	LONG 117° 35' 27.7925" E
9	B6	565 762.34 mE	10 011 579.41 mN
		LAT 00° 06' 17.1611" N	LONG 117° 35' 27.7747" E
TOP DECK ELEV.		18.4 m (MSL) / 60.3 ft (MSL)	
SEABED ELEV.		−54.5 m (MSL) / −178.7 ft (MSL)	

Surveyed by : Wilyanto, Sisand, Karis	Date : 08 December 2013
Computed by : –	Date : –
Drawn by :	Date : 13 January 2013
Checked by : Widi	Date : 13 January 2013
Approved by : Soren M.	Date : 13 January 2013

Chevron

CHEVRON INDONESIA COMPANY

PLATFORM ORIENTATION "MELAHIN" PLATFORM MELAHIN FIELD, EAST KALIMANTAN

SCALE : NOT TO SCALE	SIZE : A4	DRAWING NO : PTK-MLH-ATK-014-000	
		SHEET No. : 01	OF : 01
JOB No. : S.7104	AFE : –	REVISION : 00	17 June 2013

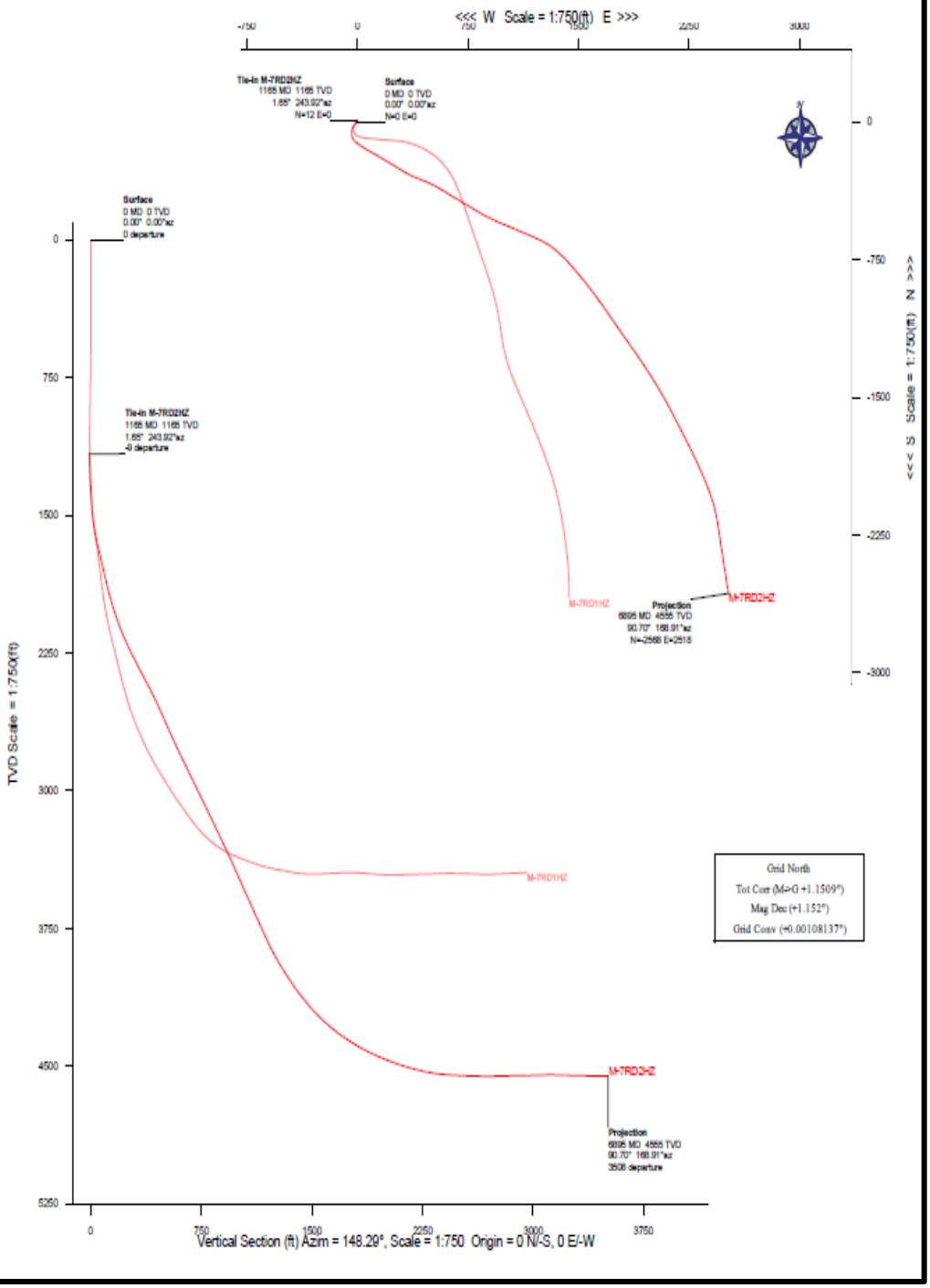
D:\Unocal S7104\Asbuilt Platform/Attaka Field/PTK-MLH-ATK-014-000.dwg

Schlumberger

UNOCAL INDONESIA Co.

UNOCAL 76

WELL	FIELD	STRUCTURE
	MELAHIN	MELAHIN-M



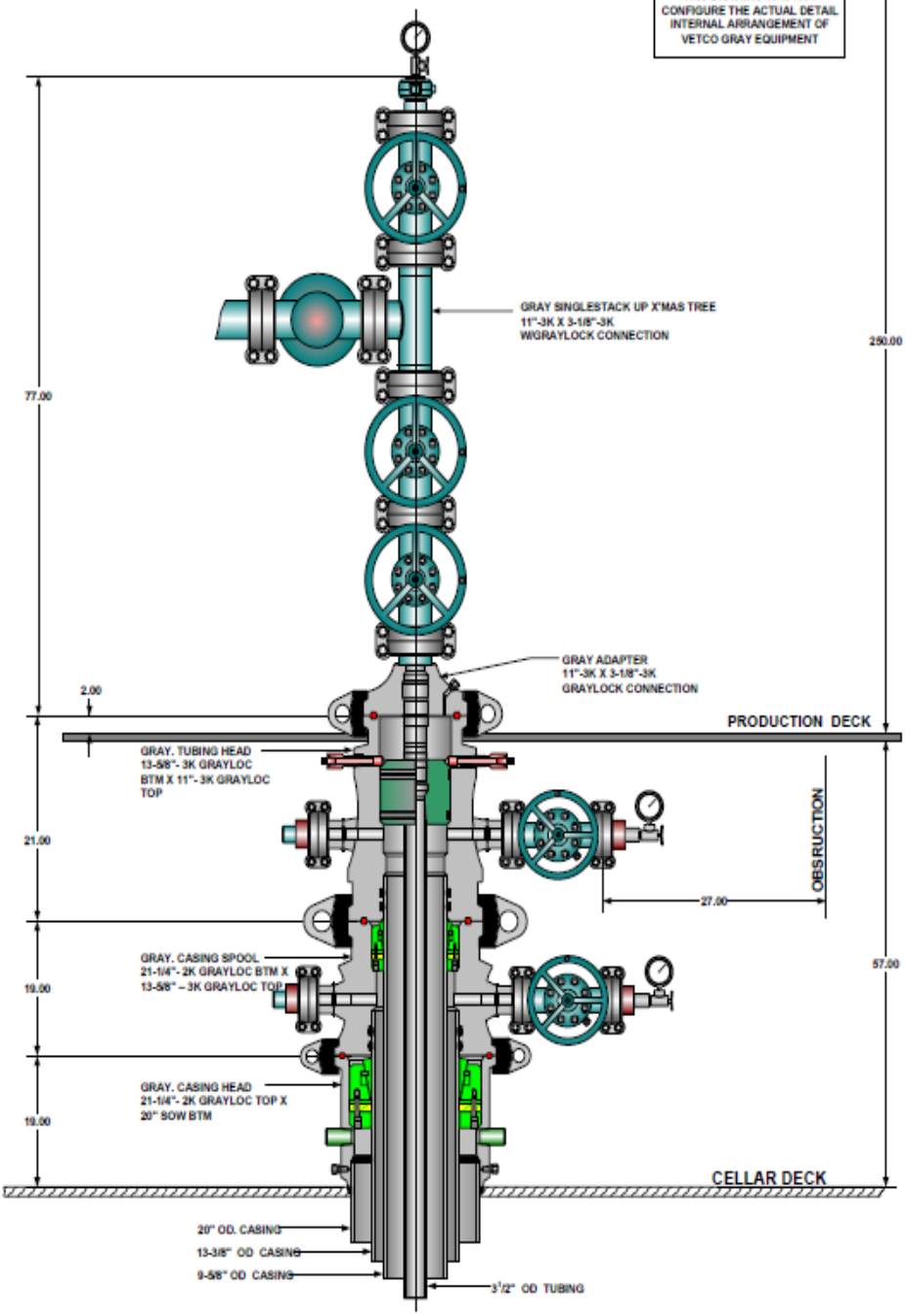
LAMPIRAN B

Wellhead Diagram

UNOCAL 76

TOP DECK

NOTE :
THIS DRAWING WAS NOT CONFIGURE THE ACTUAL DETAIL INTERNAL ARRANGEMENT OF VETCO GRAY EQUIPMENT



MANUFACTURER AGREES THAT ARTICLES MADE IN ACCORDANCE WITH THIS DOCUMENT SHALL BE CONSIDERED FMC'S DESIGN, AND THAT IDENTICAL ARTICLES OR PARTS THEREOF SHALL NOT BE MANUFACTURED FOR THE USE OR SALE BY MANUFACTURER OR ANY OTHER PERSON OR ENTITY WITHOUT FMC'S EXPRESS WRITTEN AUTHORIZATION BY FMC.

THIS DOCUMENT AND ALL THE INFORMATION CONTAINED HEREIN ARE THE CONFIDENTIAL AND EXCLUSIVE PROPERTY OF FMC CORPORATION, AND MAY NOT BE REPRODUCED, USED, DISCLOSED, OR MADE PUBLIC IN ANY MANNER PRIOR TO EXPRESS WRITTEN AUTHORIZATION BY FMC. THIS DOCUMENT IS LOANED PURSUANT TO AGREEMENT TO THE FORE GOING, AND MUST BE RETURNED TO FMC UPON DEMAND.

UNLESS OTHERWISE SPECIFIED

1. DO NOT SCALE THIS DRAWING
2. ALL DIMENSIONS ARE IN INCHES

REVISIONS	
A	24MAY'04
B	09MAR'05

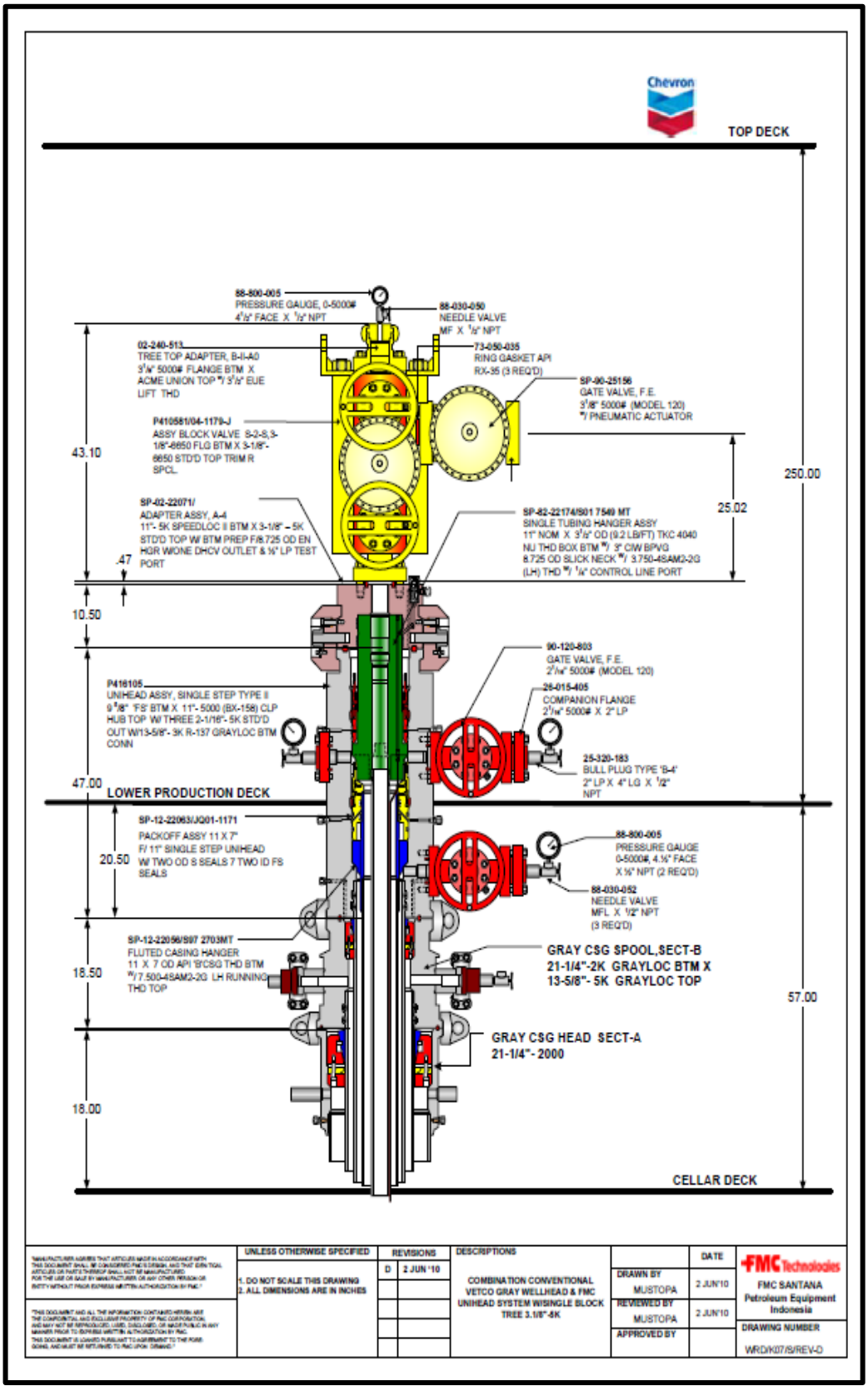
DESCRIPTIONS

VETCO GRAY CONVENTIONAL WELLHEAD W/ CSG PROGRAM 20" X 13-5/8" X 9-5/8" & 3-1/2" OD TUBING. W/SINGLE STACK UP X'MAS TREE 11"-3K X CLP HUB BTM X 3-1/8" MAIN RUN

	DATE
DRAWN BY MUSTOPA	09MAR'05
REVIEWED BY MUSTOPA	09MAR'05
APPROVED BY BIMO	09MAR'05

FMC Energy Systems
FMC SANTANA
Petroleum Equipment Indonesia

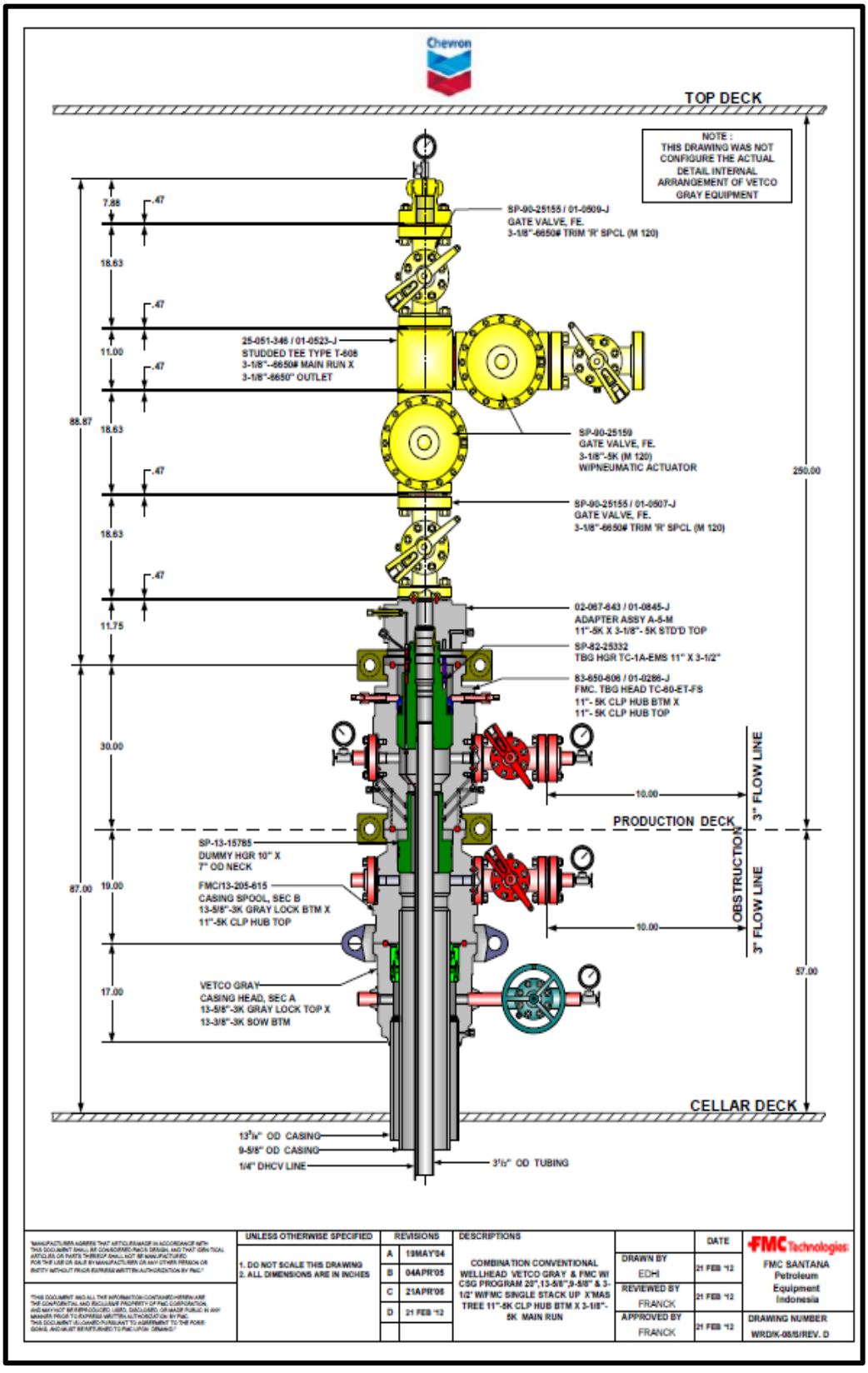
DRAWING NUMBER
WRD/K05/S/REV. B



UNLESS OTHERWISE SPECIFIED	REVISIONS		DESCRIPTIONS		DATE	
1. DO NOT SCALE THIS DRAWING 2. ALL DIMENSIONS ARE IN INCHES	D	2 JUN '10	COMBINATION CONVENTIONAL VETCO GRAY WELLHEAD & FMC UNIHEAD SYSTEM W/SINGLE BLOCK TREE 3.1/8"-5K	DRAWN BY	MUSTOPA	2 JUN'10
				REVIEWED BY	MUSTOPA	2 JUN'10
				APPROVED BY		

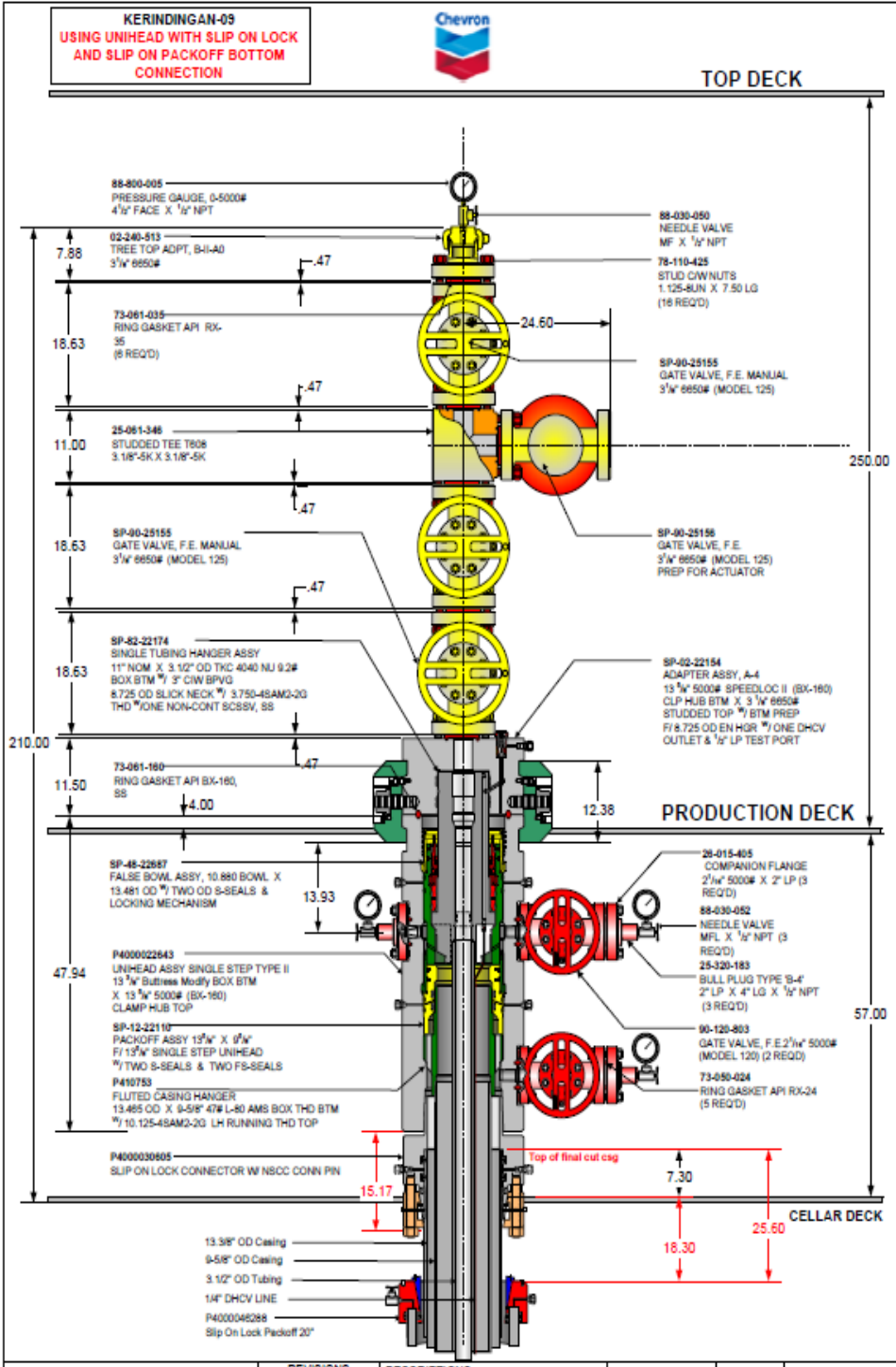
FMC Technologies
FMC SANTANA
Petroleum Equipment
Indonesia

DRAWING NUMBER
WRD/K07/S/REV-D



"MANUFACTURER AGREES THAT ARTICLES MADE IN ACCORDANCE WITH THIS DOCUMENT SHALL BE CONSIDERED FMC'S DESIGN, AND THAT SIMILAR ARTICLES OR PARTS THEREOF SHALL NOT BE MANUFACTURED FOR THE USE OR SALE BY MANUFACTURER OR ANY OTHER PERSON OR ENTITY WITHOUT PRIOR EXPRESS WRITTEN AUTHORIZATION BY FMC." "THIS DOCUMENT AND ALL THE INFORMATION CONTAINED HEREIN ARE THE CONFIDENTIAL AND EXCLUSIVE PROPERTY OF FMC CORPORATION, AND MAY NOT BE REPRODUCED, USED, DISCLOSED, OR MADE PUBLIC IN ANY MANNER PRIOR TO EXPRESS WRITTEN AUTHORIZATION BY FMC. THIS DOCUMENT IS LOANED PURSUANT TO AGREEMENT TO THE FORE-GOING, AND MUST BE RETURNED TO FMC UPON DEMAND."	UNLESS OTHERWISE SPECIFIED 1. DO NOT SCALE THIS DRAWING 2. ALL DIMENSIONS ARE IN INCHES	REVISIONS A 19MAY'04 B 04APR'05 C 21APR'06 D 21 FEB '12	DESCRIPTIONS COMBINATION CONVENTIONAL WELLHEAD VETCO GRAY & FMC WI CSG PROGRAM 20",13-5/8",9-5/8" & 3-1/2" W/FMC SINGLE STACK UP X'MAS TREE 11"-5K CLP HUB BTM X 3-1/8"-5K MAIN RUN	DRAWN BY EDHI REVIEWED BY FRANCK APPROVED BY FRANCK	DATE 21 FEB '12 21 FEB '12 21 FEB '12	FMC Technologies FMC SANTANA Petroleum Equipment Indonesia DRAWING NUMBER WRD/K-08/S/REV. D

KERINDINGAN-09
USING UNIHEAD WITH SLIP ON LOCK AND SLIP ON PACKOFF BOTTOM CONNECTION



MANUFACTURER AGREES THAT ARTICLES MADE IN ACCORDANCE WITH THIS DOCUMENT SHALL BE CONSIDERED FMC'S DESIGN, AND THAT IDENTICAL ARTICLES OR PARTS THEREOF SHALL NOT BE MANUFACTURED FOR THE USE OR SALE BY MANUFACTURER OR ANY OTHER PERSON OR ENTITY WITHOUT PRIOR EXPRESS WRITTEN AUTHORIZATION BY FMC.

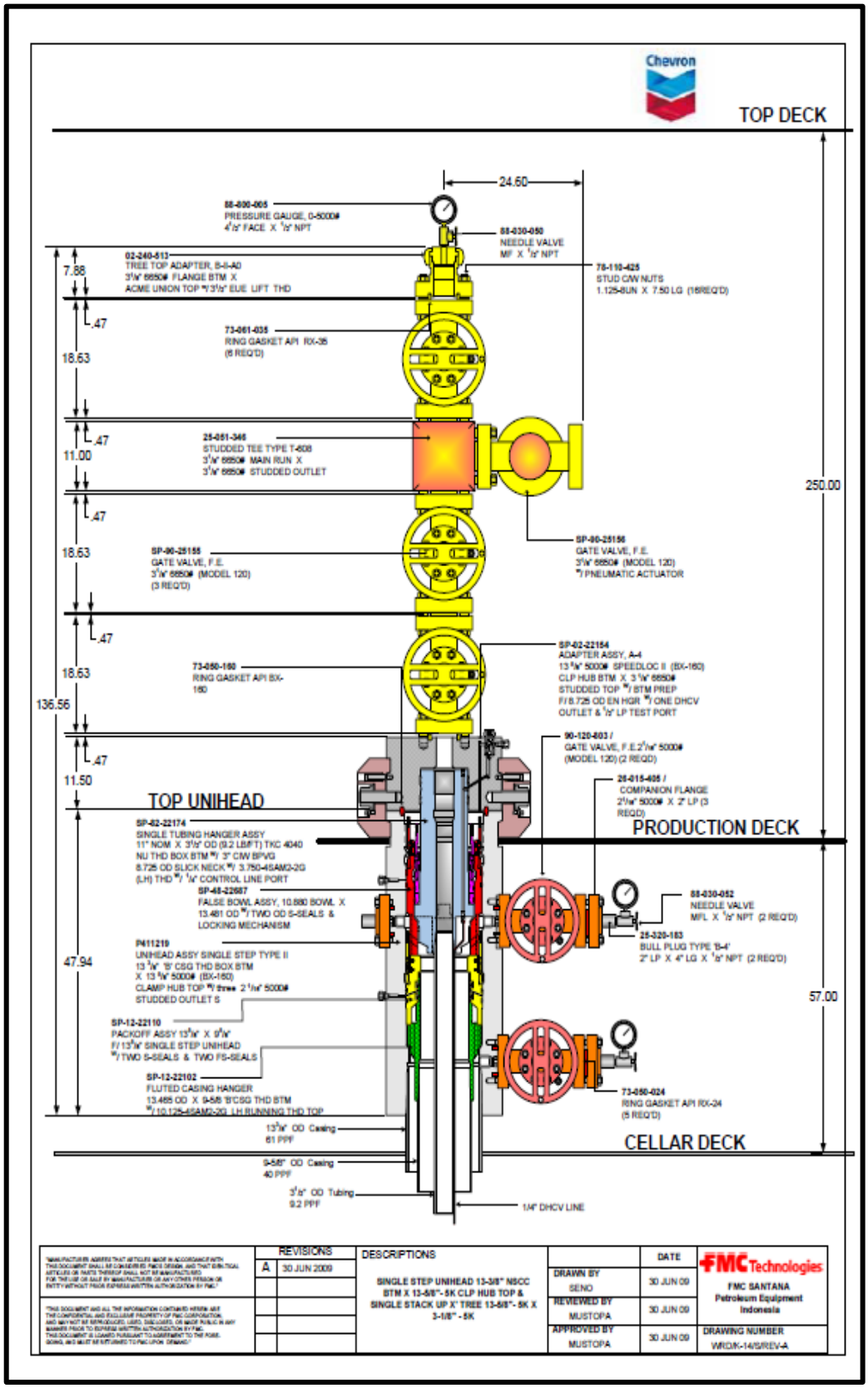
THIS DOCUMENT AND ALL THE INFORMATION CONTAINED HEREIN ARE THE CONFIDENTIAL AND EXCLUSIVE PROPERTY OF FMC CORPORATION, AND MAY NOT BE REPRODUCED, USED, DISCLOSED, OR MADE PUBLIC IN ANY MANNER PRIOR TO EXPRESS WRITTEN AUTHORIZATION BY FMC. THIS DOCUMENT IS LOANED PURSUANT TO AGREEMENT TO THE FORE-GOING, AND MUST BE RETURNED TO FMC UPON DEMAND.

REVISIONS		DESCRIPTIONS
A	18 MAY 2004	SINGLE STEP UNIHEAD 13-3/8" NSCC BTM COMPLETED WITH SLIP ON LOCK BTM CONNECTION AND 20" CASING PACKOFF X 13-5/8"- 5K CLP HUB TOP & SINGLE STACK UP X' TREE 13-5/8" - 5K X 3-1/8" - 6650#
B	9 MARCH 2005	
C	15 FEB 2007	
D	21 FEB 2012	

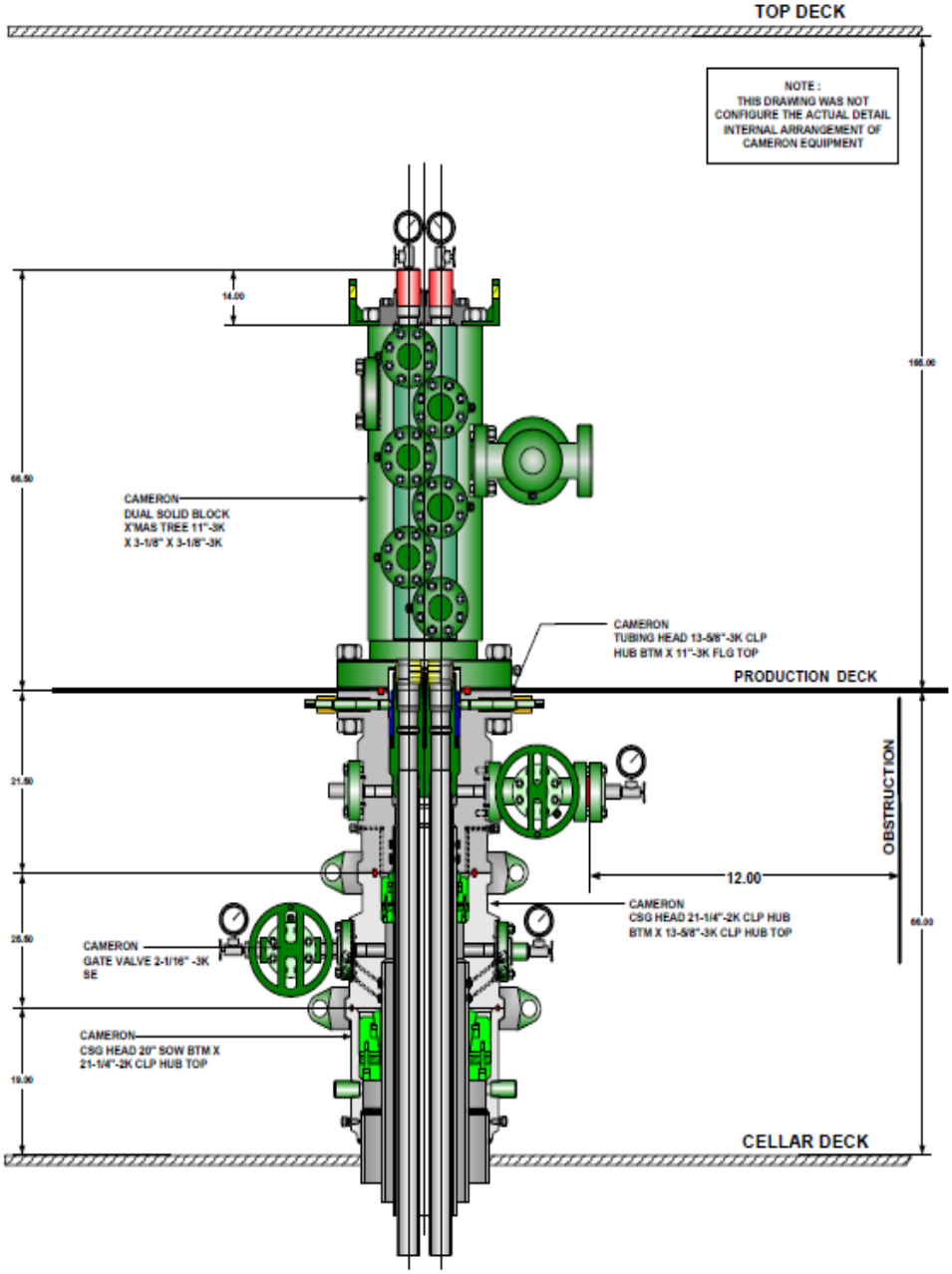
		DATE
DRAWN BY	EDHI	21 FEB 2012
REVIEWED BY	FRANCK	21 FEB 2012
APPROVED BY	FRANCK	21 FEB 2012

FMC Technologies
FMC SANTANA
Petroleum Equipment
Indonesia

DRAWING NUMBER
WRD/ K-09/SI/ REV.D FINAL


Chevron
TOP DECK
24.60
88-030-005
PRESSURE GAUGE, 0-5000#
4 1/16" FACE X 1/2" NPT
88-030-050
NEEDLE VALVE
MF X 1/2" NPT
02-240-513
TREE TOP ADAPTER, B-B-A0
3 1/16" 5M FLANGE BTM X
ACME UNION TOP W/ 3 1/2" EUE LIFT THD
78-110-425
STUD C/W NUTS
1.125-8UN X 7.50 LG (16REQ'D)
7.88
.47
18.63
73-061-035
RING GASKET API RX-35
(6 REQ'D)
.47
11.00
25-051-345
STUDDED TEE TYPE T-608
3 1/16" 5M MAIN RUN X
3 1/16" 5M STUDDED OUTLET
250.00
.47
SP-90-25156
GATE VALVE, F.E.
3 1/16" 5M (MODEL 120)
W/ PNEUMATIC ACTUATOR
18.63
SP-90-25155
GATE VALVE, F.E.
3 1/16" 5M (MODEL 120)
(3 REQ'D)
.47
SP-92-22154
ADAPTER ASSY, A-4
13 5/8" 5000# SPEEDLOC II (BX-160)
CLP HUB BTM X 3 1/16" 5M
STUDDED TOP W/ BTM PREP
F/ 8.725 OD EN HGR W/ ONE DHCV
OUTLET & 1/2" LP TEST PORT
18.63
73-050-160
RING GASKET API BX-
160
136.56
.47
90-120-603 /
GATE VALVE, F.E.2 1/16" 5000#
(MODEL 120) (2 REQ'D)
11.50
20-015-405 /
COMPANION FLANGE
2 1/16" 5000# X 2" LP (3
REQ'D)
TOP UNIHEAD
PRODUCTION DECK
SP-92-22174
SINGLE TUBING HANGER ASSY
11" NOM X 3 1/2" OD (9.2 LB/FT) TXC 4040
NU THD BOX BTM W/ 3" CIW BPVG
8.725 OD SLICK NECK W/ 3.750-4SAM3-2G
(LH) THD W/ 1/4" CONTROL LINE PORT
88-030-052
NEEDLE VALVE
MFL X 1/2" NPT (2 REQ'D)
SP-48-22687
FALSE BOWL ASSY, 10.880 BOWL X
13.461 OD W/ TWO OD S-SEALS &
LOCKING MECHANISM
25-320-183
BULL PLUG TYPE 'B-4'
2" LP X 4" LG X 1/2" NPT (2 REQ'D)
P411219
UNIHEAD ASSY SINGLE STEP TYPE II
13 5/8" 'S' CSG THD BOX BTM
X 13 5/8" 5000# (BX-160)
CLAMP HUB TOP W/ three 2 1/16" 5000#
STUDDED OUTLET S
47.94
57.00
SP-12-22110
PACKOFF ASSY 13 5/8" X 9 5/8"
F/ 13 5/8" SINGLE STEP UNIHEAD
W/ TWO S-SEALS & TWO FS-SEALS
SP-12-22102
FLUTED CASING HANGER
13.465 OD X 9-5/8 'B' CSG THD BTM
W/ 10.125-4SAM2-2G LH RUNNING THD TOP
73-050-024
RING GASKET API RX-24
(5 REQ'D)
13 5/8" OD Casing
61 PPF
CELLAR DECK
9-5/8" OD Casing
40 PPF
3 1/2" OD Tubing
9.2 PPF
1/4" DHCV LINE
REVISIONS
A 30 JUN 2009
DESCRIPTIONS
SINGLE STEP UNIHEAD 13-3/8" NSCC
BTM X 13-5/8"- 5K CLP HUB TOP &
SINGLE STACK UP X' TREE 13-5/8"- 5K X
3-1/8" - 5K
DRAWN BY SENO DATE 30 JUN 09
REVIEWED BY MUSTOPA 30 JUN 09
APPROVED BY MUSTOPA 30 JUN 09
FMC Technologies
FMC SANTANA
Petroleum Equipment
Indonesia
DRAWING NUMBER
WRD/K-14/5/REV-A

UNOCAL 76



MANUFACTURER AGREES THAT ARTICLES MADE IN ACCORDANCE WITH THIS DOCUMENT SHALL BE CONSIDERED FMC'S DESIGN, AND THAT SUCH ARTICLES OR PARTS THEREOF SHALL NOT BE MANUFACTURED FOR THE USE OR SALE BY MANUFACTURER OR ANY OTHER PERSON OR ENTITY WITHOUT PRIOR EXPRESS WRITTEN AUTHORIZATION BY FMC.

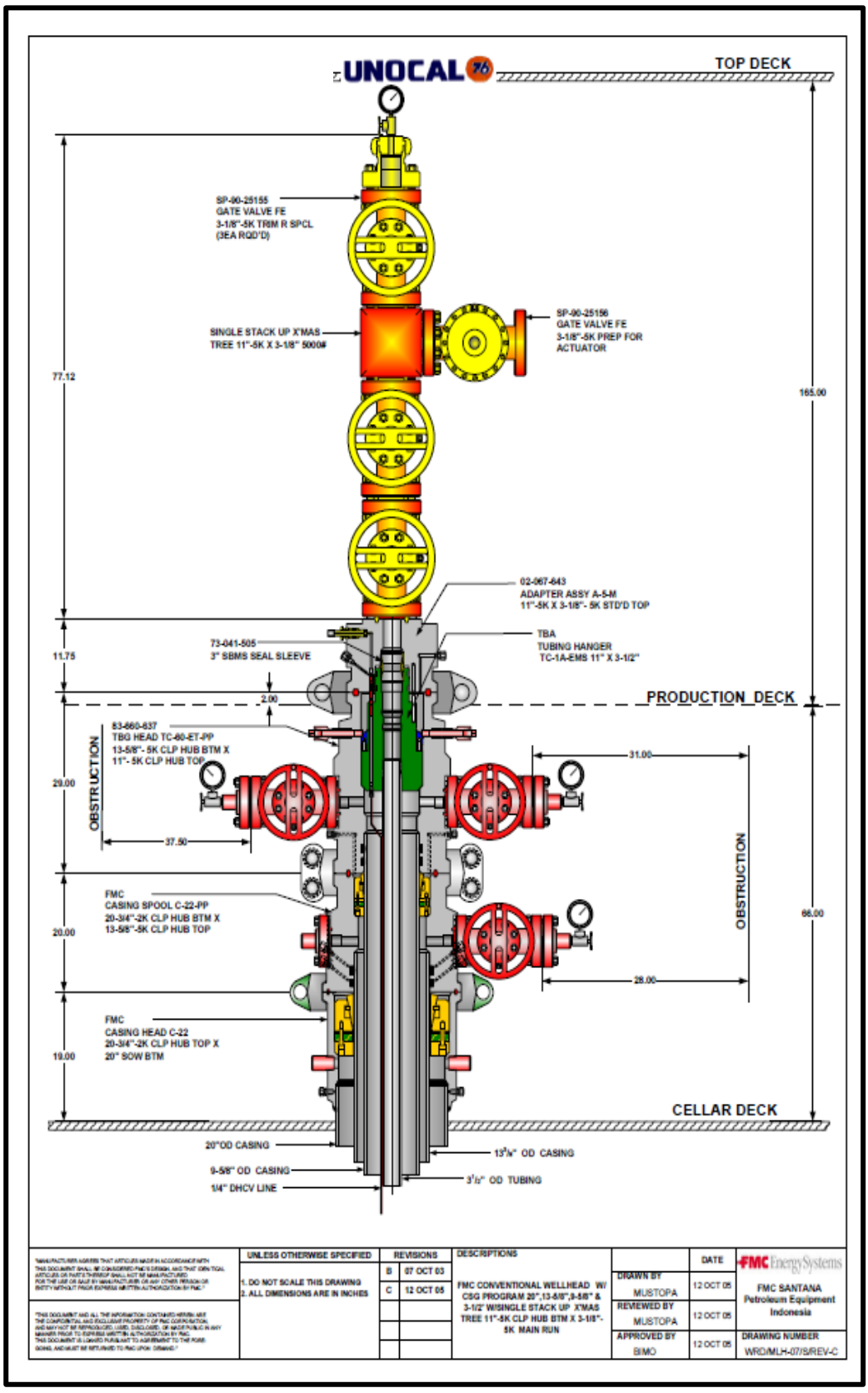
THIS DOCUMENT AND ALL THE INFORMATION CONTAINED HEREIN ARE THE CONFIDENTIAL AND EXCLUSIVE PROPERTY OF FMC CORPORATION, AND MAY NOT BE REPRODUCED, USED, DISCLOSED, OR MADE PUBLIC IN ANY MANNER PRIOR TO EXPRESS WRITTEN AUTHORIZATION BY FMC. THIS DOCUMENT IS LOANED PURSUANT TO AGREEMENT TO THE FOR-GOING, AND MUST BE RETURNED TO FMC UPON DEMAND.

REVISIONS		DESCRIPTIONS
A	22 SEP 2000	CAMERON CONVENTIONAL WELLHEAD WICSG PROGRAM 20",13-3/8", 9-5/8" & 3-1/2" WITH CAMERON DUAL SOLID BLOCK X'MAS TREE 11"-3K FLG BTM X 3-1/8"-3K MAINRUN
B	10 OCT 2005	

		DATE
DRAWN BY	MUSTOPA	10 OCT 05
REVIEWED BY	MUSTOPA	10 OCT 05
APPROVED BY	BIMO	10 OCT 05

FMC EnergySystems
FMC SANTANA
Petroleum Equipment
Indonesia

DRAWING NUMBER
WRD/MLH-01/S/REV B



UNLESS OTHERWISE SPECIFIED	REVISIONS		DESCRIPTIONS		DATE	
1. DO NOT SCALE THIS DRAWING 2. ALL DIMENSIONS ARE IN INCHES	B	07 OCT 03	FMC CONVENTIONAL WELLHEAD W/ CSG PROGRAM 20",13-5/8",9-5/8" & 3-1/2" W/SINGLE STACK UP X'MAS TREE 11"-5K CLP HUB BTM X 3-1/8"-5K MAIN RUN	DRAWN BY	12 OCT 05	FMC Energy Systems FMC SANTANA Petroleum Equipment Indonesia
	C	12 OCT 05		MUSTOPA		
				REVIEWED BY MUSTOPA	12 OCT 05	
				APPROVED BY BIMO	12 OCT 05	DRAWING NUMBER WRO/MLH-07/S/REV-C

LAMPIRAN C

Langkah Pembuatan Model Sumur dalam *PROSPER*

Langkah-langkah Pembuatan Model Sumur-sumur di "KM" Platform Menggunakan *PROSPER*

Pembuatan Model Sumur K-5RD2

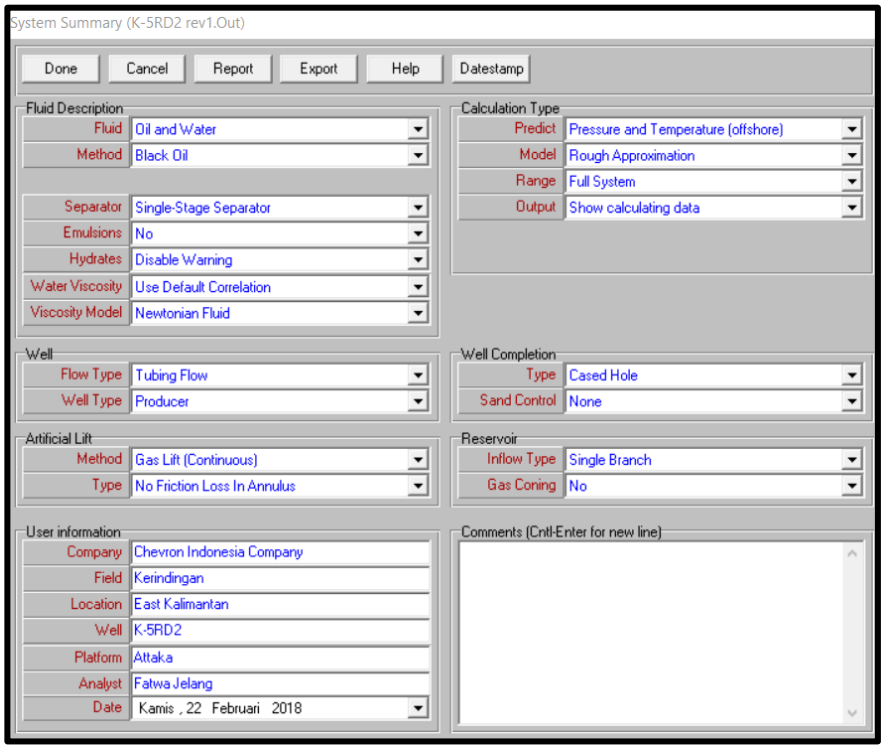
Prosedur pembuatan model sumur K-5RD2 secara umum dirangkum dalam beberapa langkah sebagai berikut :

- Deskripsi model secara umum
- Peng-*input*-an dan penyelarasan data PVT dengan korelasi *black oil*
- Peng-*input*-an data sumur
- Pembuatan Kurva IPR
- Kalibrasi model sumur K-5RD2 dengan data *welltest/pressure survey.*

1. Deskripsi Model Sumur secara Umum

   Deskripsi model secara umum dilakukan pada peng-*input-an System summary*. Langkah ini dilakukan untuk mendeskripsikan kondisi umum yang akan dimodelkan. Kondisi ini mencakup jenis fluida, jenis sumur, metode pengangkatan buatan dan sebagainya. halaman *System Summary* ditunjukkan pada Gambar L.1.

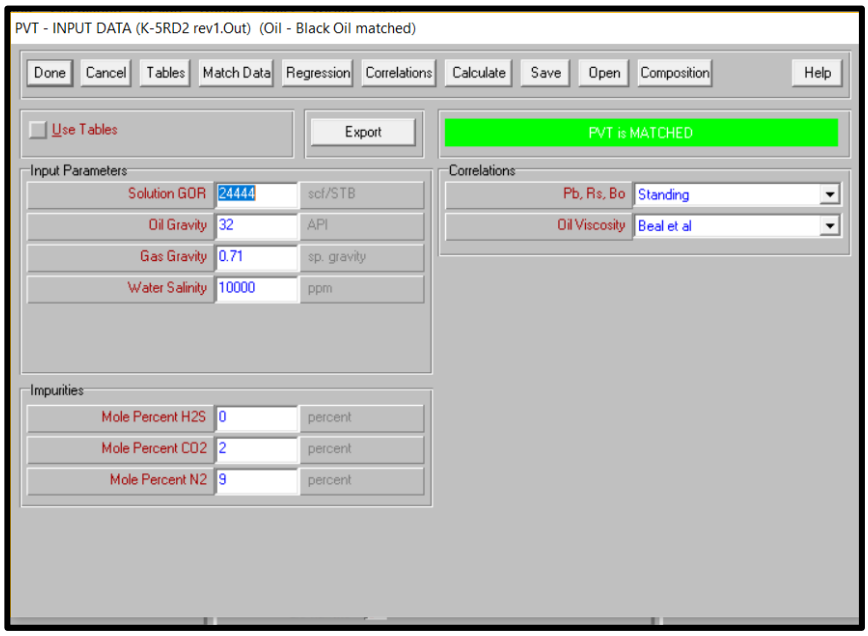
Gambar. L.1
Pilihan pada *System Summary* K-5RD2



2. Peng-*input*-an dan Penyelarasan data PVT

A. *Peng-input-an* data PVT

Peng-*input*-an data PVT diawali dengan mengisikan data karakteristik fluida reservoir pada kondisi permukaan, yang terdiri dari data GOR, SG_o, SG_g, dan Salinitas air formasi. Prosedur dilanjutkan dengan mengisikan data PVT, P_b dan temperature reservoir seperti yang ditunjukkan pada Gambar L.2.

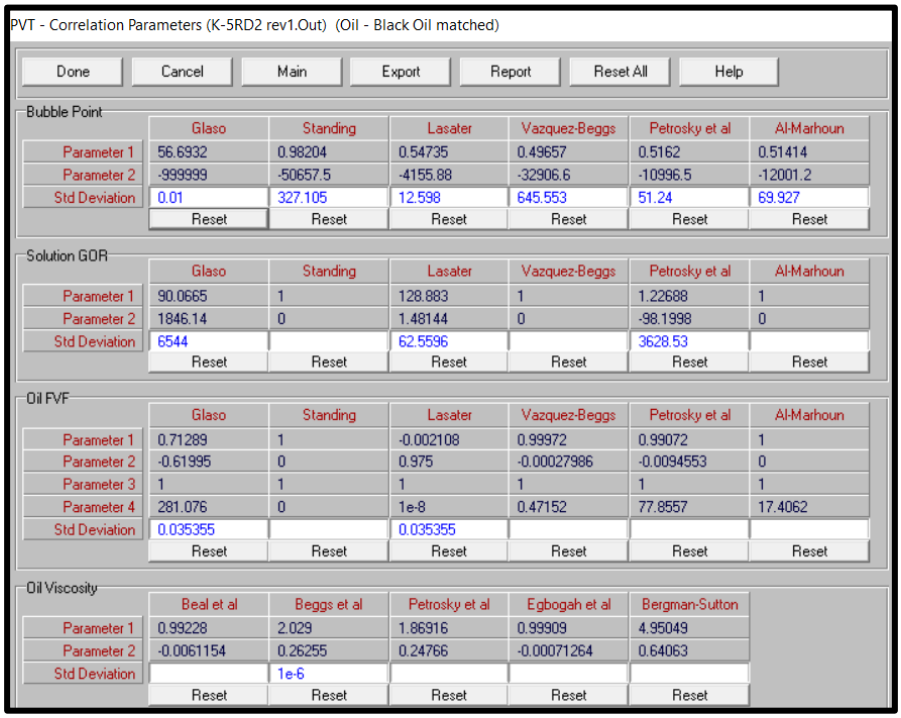


Gambar L.2.
Peng-*input*-an Data PVT K-5RD2

B. *Penyelarasan Data PVT dengan Korelasi Black Oil.*

Penyelarasan data PVT dengan korelasi *black oil* yang ada di dalam PROSPER bertujuan untuk mengetahui dan memilih korelasi yang paling sesuai dengan kondisi aktual. Hal ini karena pada perhitungan selanjutnya akan digunakan data PVT yang berasal dari korelasi tersebut. Korelasi *Black oil* terdiri dari beberapa korelasi yang secara umum telah dipraktikan di dunia teknik perminyakan, seperti Korelasi *Glaso, Standing, Beal, Lasaster* dan lain-lain.

Pada proses penyelarasan data PVT dengan beberapa korelasi sekaligus, PROSPER akan menampilkan beberapa nilai parameter dan standar deviasi sebagaimana yang ditunjukkan pada Gambar L.3. Korelasi yang mendekati kondisi aktual data PVT dipilih dengan melihat nilai parameter 1 dan 2 atau dengan melihat standar deviasinya. Parameter 1 adalah pengali sedangkan parameter kedua adalah penggeser (Shift). Nilai parameter 1 harus mendekati 1 sedangkan parameter 2 mendekati 0. Nilai Standar deviasi yang terkecil dari korelasi terhadap data aktual. Berdasarkan hal tersebut maka dipilih korelasi *Standing* untuk P_b, Rs dan Bo, kemudian memilih korelasi Beggs untuk μ_o

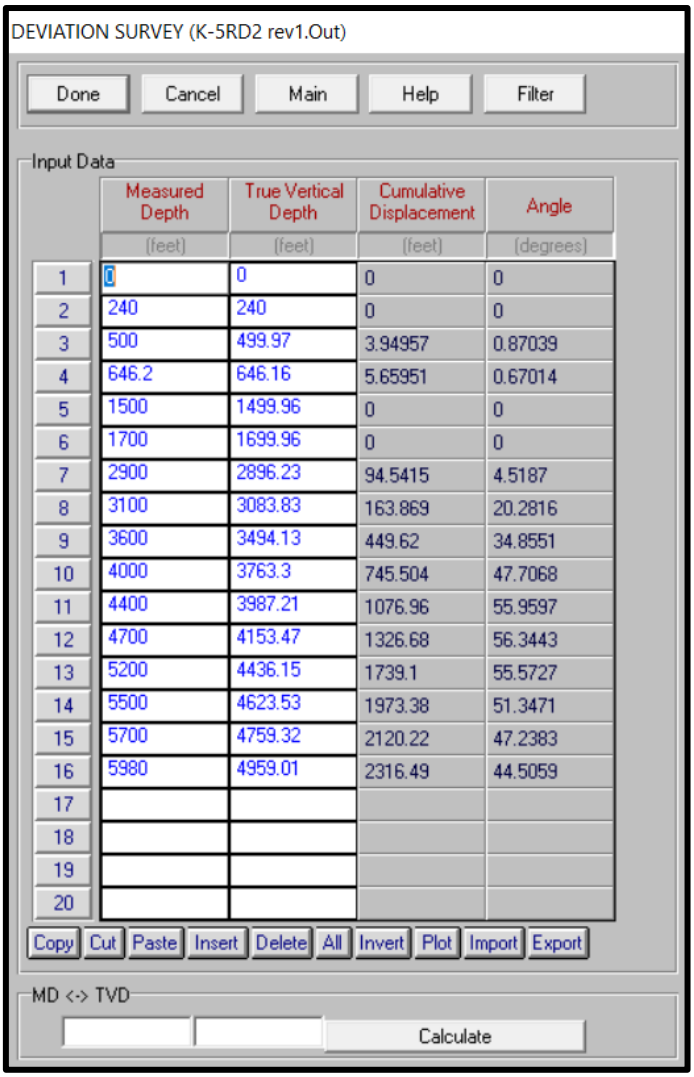


Gambar L.3
Parameter Korelasi Sifat Fisik Fluida K-5RD2

3. Peng-*input*-an Data Sumur

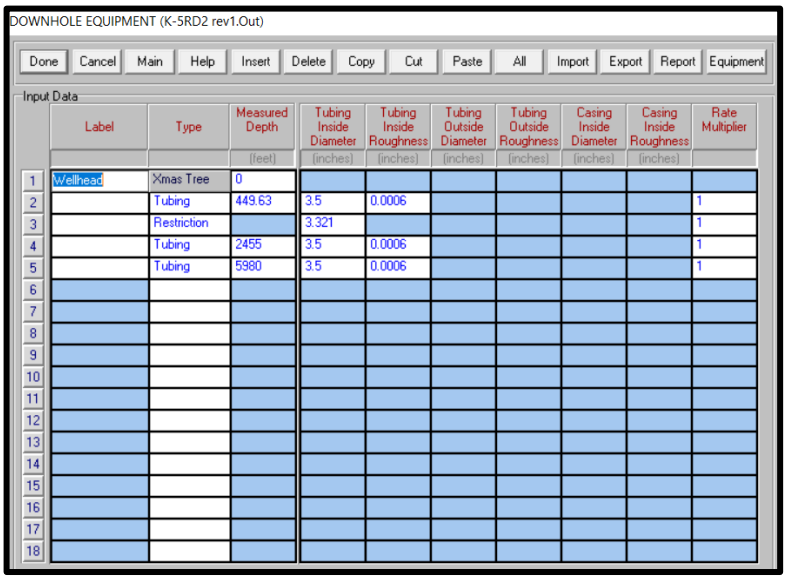
Data sumur yang diisikan kedalam PROSPER akan digunakan untuk memodelkan VLP. Data sumur yang pertama diisikan pada *PROSPER* adalah dataa survey deviasi sebagaimana diperlihatkan pada Gambar L.4., data survey deviasi diisikan pada kolom pertama dan kedua, setelah data

diisikan, secara otomatis *PROSPER* akan menghitung penyimpangan kumulatif arah lubang bor dari sumbu vertikal dan sudutnya



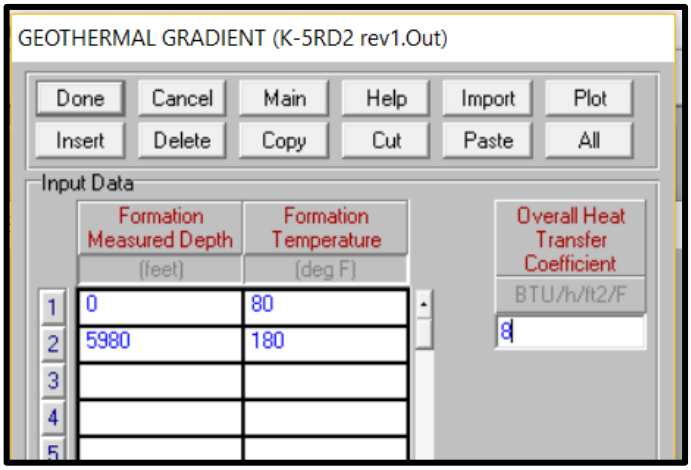
Gambar L.4.
Peng-*input*-an Data Survey Deviasi K-5RD2

Pengisian data dilanjutkan dengan memasukkan data peralatan bawah permukaan seperti yang diperlihatkan pada Gambar L.5. *Restrction* yang dimaksud pada gambar tersebut adalah X-*niple*, SSD (*Sleeding Sleeve Door*), sedangkan SSSV adalah *safety valve* yang dipasang di bawah permukaan.



Gambar L.5
Peng-*input*-*an* Data Peralatan Bawah Permukaan K-5RD2

Data *Gradient Geothermal* adalah data ketiga yang di-*input*-kan pada data sumur. Peng-*input*-an ditunjukkan pada Gambar L.6

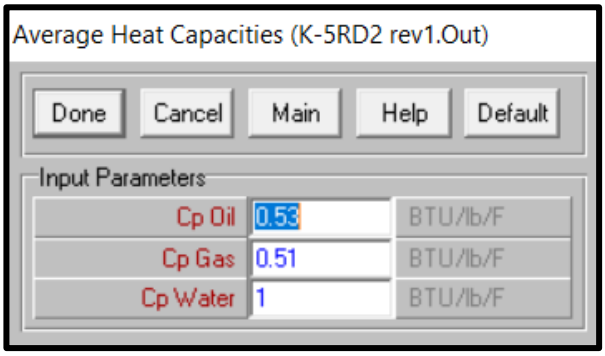


Gambar L.6
Peng-*input*-an Data Gradient Geothermal K-5RD2

Pada pengisian data gradien geothermal juga diisikan nilai perkiraan koefisien transfer panas atau *overall heat transfer coefficient* (U). Nilai U dipengaruhi oleh laju alir massa fluida dan tekanan alir kepala sumur. Besarnya nilai U diperkirakan sebesar 8 Btu/h/ft^2/F, sesuai dengan

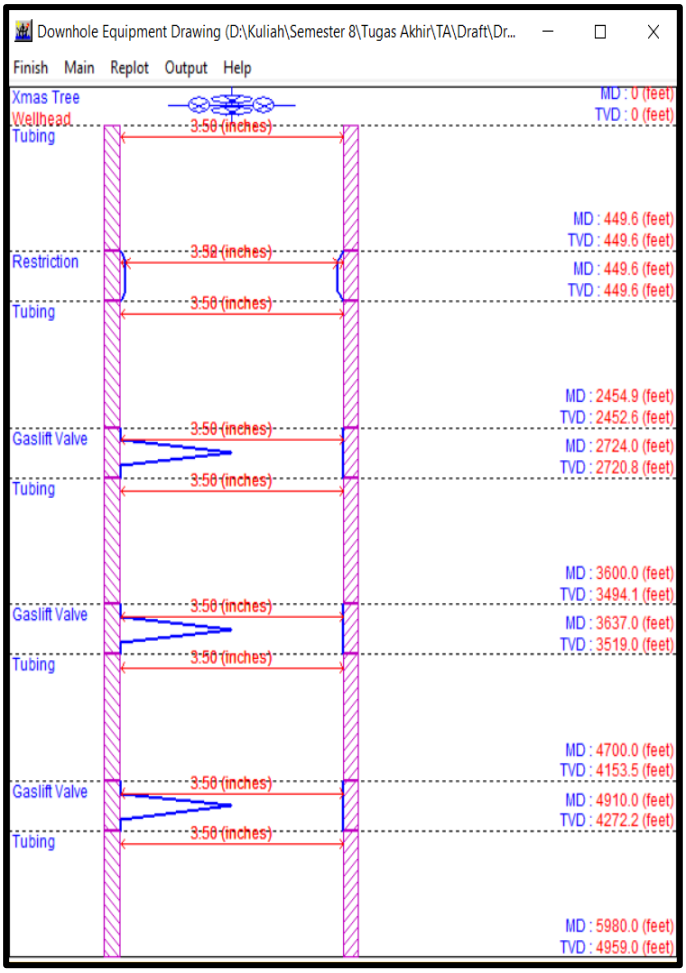
nilai U standar yang disarankan oleh *PROSPER*, karena belum dilakukan pengisian data *welltest/pressure survey* kedalam *PROSPER.*

Data lain yang selanjutnya diisikan adalah kapasitas panas rata-rata dari tiap -tiap fluida formasi, yaitu minyak (Cp *oil*), gas (Cp *gas*) dan air (Cp *water*), namun karena data ini tidak tersedia maka digunakan nilai *default* yang direkomendasikan oleh *PROSPER* seperti ditunjukkan oleh Gambar L.7



Gambar L.7
***Default Average Heat Capacity* K-5RD2**

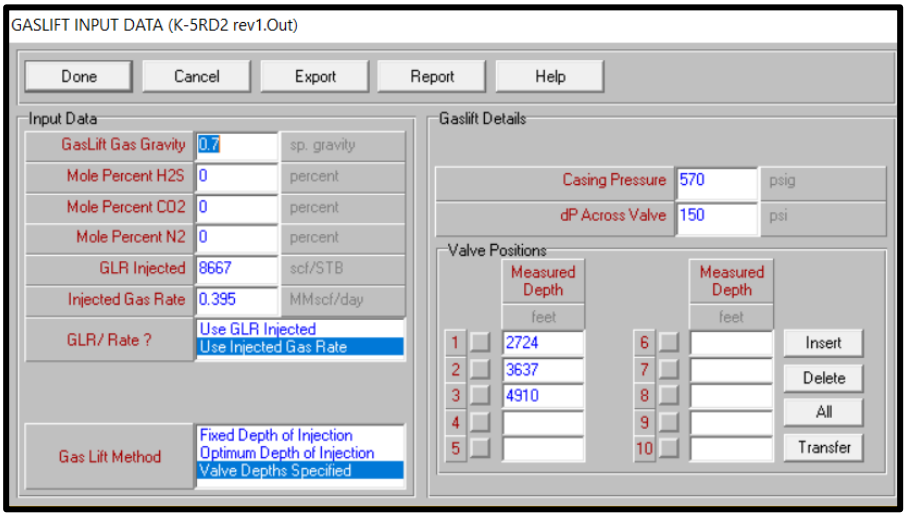
Setelah semua data sumur K-5RD2 berhasil diisikan, *PROSPER* dapat memberikan skema lubang sumur seperi yang diperlihatkan pada Gambar L.8.



Gambar L.8
***Well Diagram* K-5RD2**

4. Pengisian Data *Gaslift*

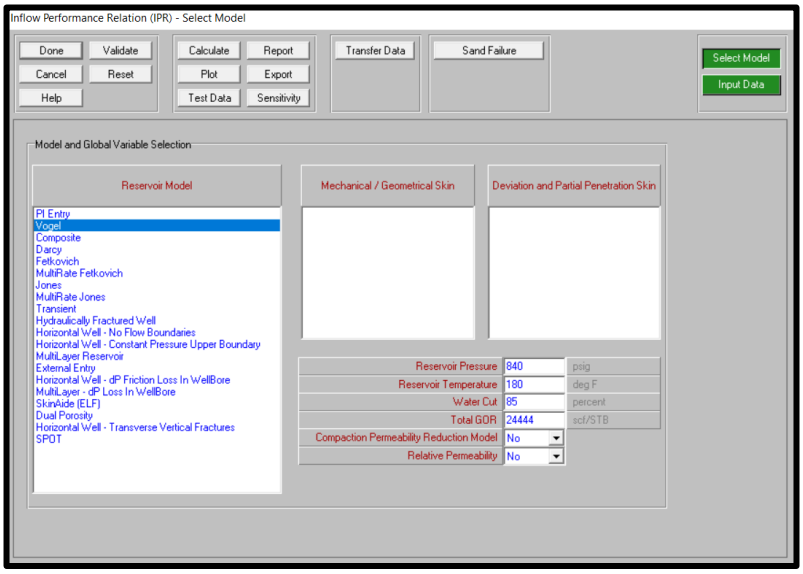
Data-data yang berhubungan dengan *gaslift*, dimasukkan ke dalam kolom ini. Sumur K-5RD2 merupakan sumur *gaslift* dengan metode *continuous gaslift injection.* Pengisian ini ditunjukkan oleh Gambar L.9.



Gambar L.9.
Peng-*input*-an Data *Gaslift* K-5RD2 pada PROSPER

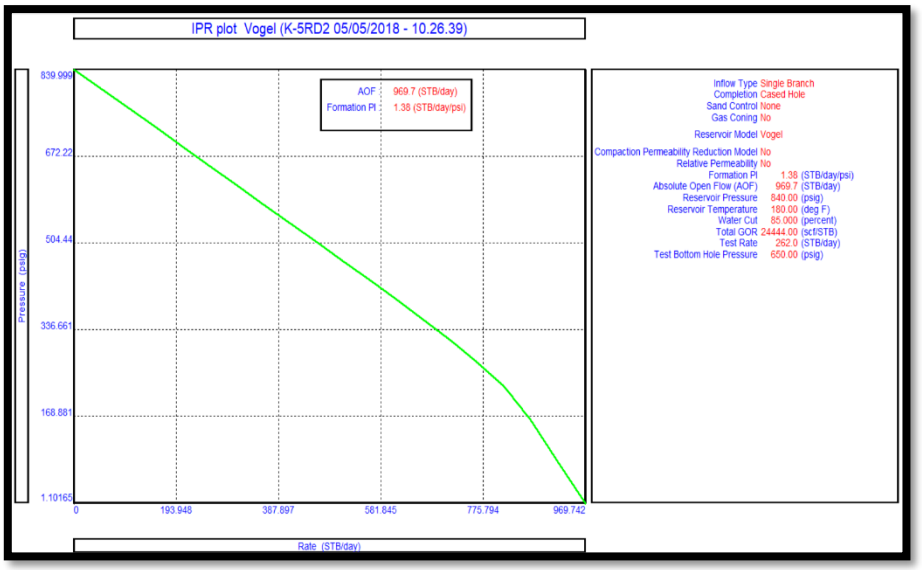
5. Pembuatan Kurva IPR (*inflow Performance Relationship*)

Pembuatan kurva IPR pada *PROSPER* diawali dengan pemilihan model reservoir yang akan digunakan untuk sumur K-5RD2 adalah model Vogel, mengingat data *pressure survey* dan tes produksi tersedia. Prosedur selanjutnya adalah mengisikan data IPR yang telah dipersiapkan sebelumnya. Pengisian data ini ditunjukkan pada gambar L.10 proses kalkulasi dilakukan setelah data *test* dan *pressure survey* diisikan, untuk menghasilkan plot IPR sebagaimana ditunjukkan pada Gambar L.11



Gambar L.10
Pengisian Data IPR dan Data Pressure Survey/Tes K-5RD2 pada PROSPER

Berdasarkan data IPR yang diisikan, diperoleh indeks produktifitas (PI) sebesar 1,38 STB/day/psi.



Gambar L.11.
Kurva IPR Sumur K-5RD2

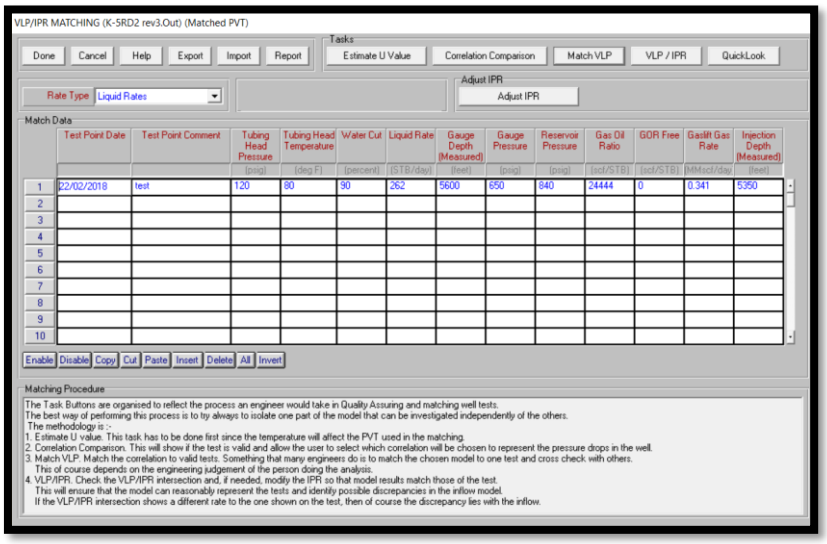
6. Kalibrasi Model Sumur K-5RD2 dengan data Tes/*Pressure Survey*

Kalibrasi model sumur dengan data uji produksi pada dasarnya merupakan proses rekonsiliasi antara model matematika dengan data pengukuran aktual. Hal ini sangat penting untuk memperoleh model yang mewakili kondisi aktual. Prosedur Kalibrasi ini dibagi menjadi beberapa langkah umum yaitu :

- Pengisian data tes/*Pressure survey* kedalam *PROSPER*
- Memperkirakan koefisien transfer panas keseluruhan (U) di sekitar lubang sumur
- Memilih dan menyelaraskan korelasi VLP

A. *Pengisian Data Tes/Pressure Survey ke dalam PROSPER*

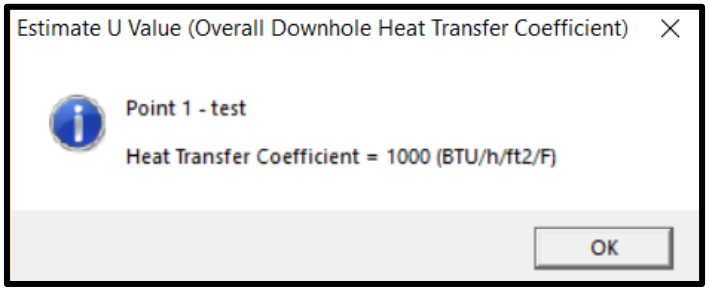
Data tes/*pressure survey* Sumur K-5RD 2 yang terdiri data tekanan alir dan temperatur kepala sumur, *water cut*, laju alir cairan, kedalaman dan tekanan *gauge*, tekanan reservoir dan GOR, dimasukkan kedalam kolom-kolom yang telah tersedia secara berurutan seperti yang ditunjukkan pada Gambar L.12



Gambar L.12
Peng-*input*-an Data Tes/Pressure Survey K-5RD2

B. *Perkiraan Nilai Koefisien Transfer Panas* (U)

Prosedur selanjutnya adalah memperkirakan nilai koefisien transfer panas (U). Nilai Koefisien transfer panas pada mulanya diperkirakan sebesar 8 Btu/h/ft^2/F ketika memasukkan data gradien geothermal, namun setelah data tes/*pressure survey* diisikan, nilai U akan berubah sesuai dengan kondisi laju alir massa fluida dan tekanan alir kepala sumur. Perkiraan nilai U adalah :

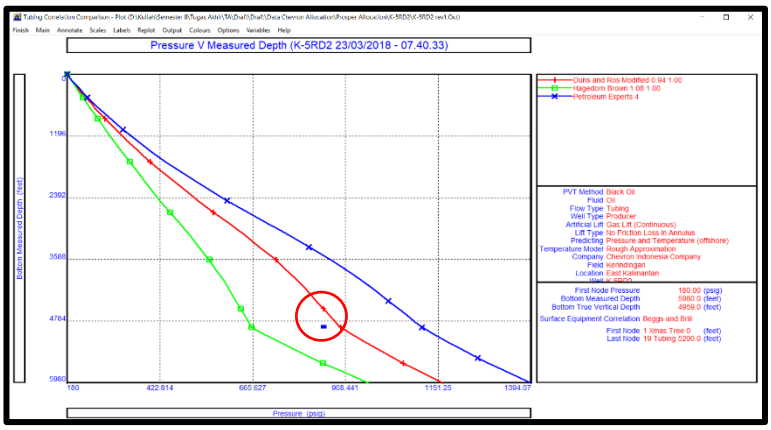


Gambar L.13.
Perkiraan *Heat Transfer Coefficient* K-5RD2

C. *Perbandingan Beberapa Korelasi Tubing*

Korelasi tubing (*tubing correlation*) yang dimaksud pada *PROSPER* adalah korelasi aliran fluida di dalam pipa vertikaldan terinklinasi, seperti korelasi *Beggs and Brill, Dun and Ross* dan sebagainya. Tujuan membandingkan beberapa korelasi tubing adalah untuk mengetahui korelasi tubing yang paling sesuai dengan kondisi aktual.

Langkah membandingkan beberapa korelasi tubing dilakukan pada setiap laju alirdari data uji produksi yang ada. Pada tahap ini, *PROSPER* akan menghitung dan memplot besarnya tekanan terhadap kedalaman untuk setiap korelasi yang dibandingkan. Plot perbandingan beberapa korelasi ditunjukkan pada Gambar L.14

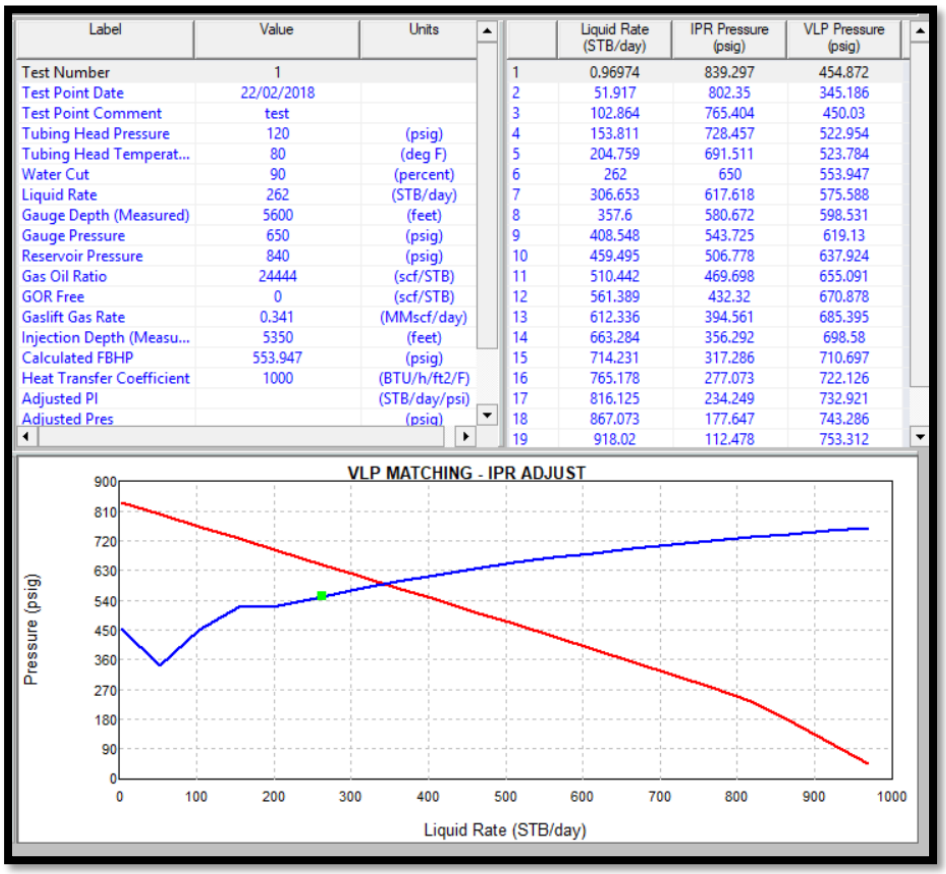


Gambar L.14
Perbandingan Korelasi Tubing K-5RD2

Korelasi yang paling mendekati kondisi aktual ditandai dengan plot kurva korelasi yang menyentuh titik tes/*pressure survey* (titik berwarna biru). Keempat korelasi tubing yaitu *Duns and Ross, Hagedorn Brown* dan *Petroleum expert 4*. Dari korelasi tersebut dapat terlihat bahwa hasil yang mendekati *matching* (titik biru) adalah korelasi *Duns & Ros*.

D. *VLP/IPR Matching*

VLP/IPR *Matching* merupakan proses penyelarasan perpotongan kurva *inflow* (IPR) dan *outflow* (VLP) dengan data tes/*pressure survey* sebagai titik kalibrasi dari model sumur yang telah dibuat. Prosedur VLP/IPR *Matching* didahului dengan melakukan *match* VLP. Yang bertujuan agar kurvaVLP yang terbentuk nantinya melewati atau *match* dengan VLP/IPR *matching*, yaitu proses memotongkan kurva IPR (*inflow)* dan kurva VLP (*outflow*). Plot VLP/IPR *matching* ini ditunjukkan pada Gambar L.15

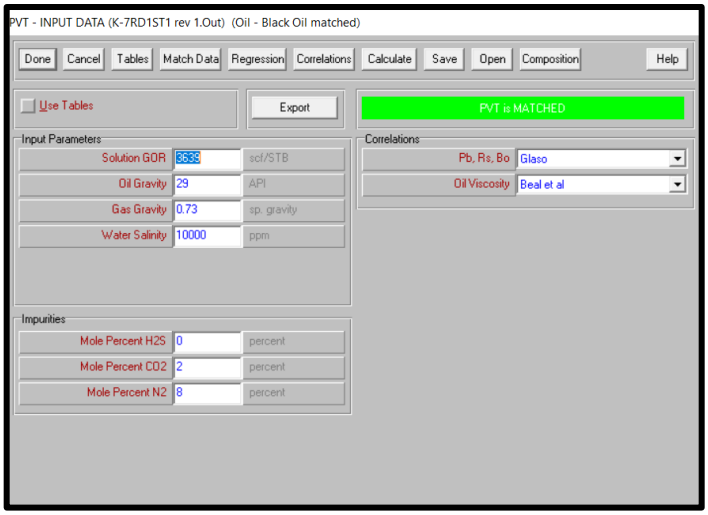


Gambar L.15
Plot VLP/IPR Matching K-5RD2

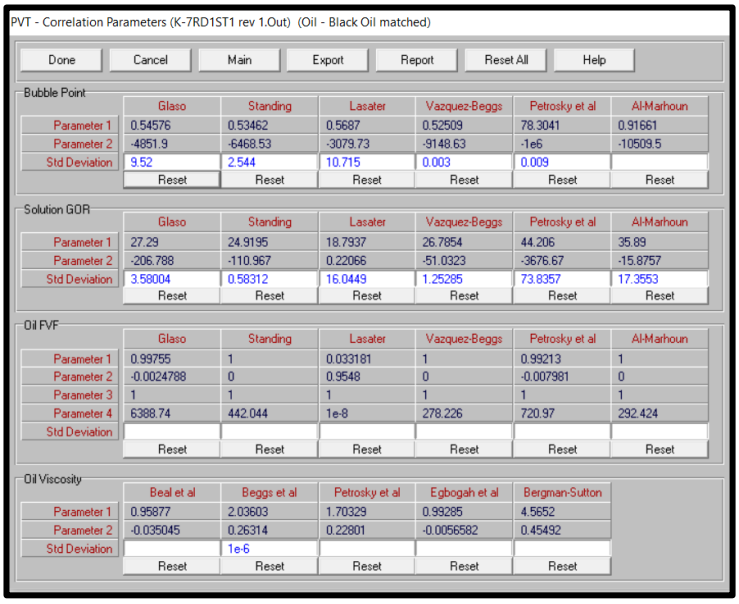
Plot VLP/IPR *matching* yang terbentuk menunjukkan bahwa terdapat perbedaan laju alir terukur dengan laju alir model sebesar -1% dan perbedaan tekanan alir dasar sumur terukur dengan tekanan alir dasar sumur model sebesar -0,48944%. Besaran nilai perbedaan laju alir terukur dengan laju alir model dan tekanan alir dasar sumur terukur dengan tekanan alir dasar sumur model sudah dalam batas perbedaan minimum yang disarankan oleh *PROSPER* yaitu sebesar 4-6%. Dengan demikian model sumur K-5RD2 yang dibuat telah sesuai dengan kondisi aktual.

Untuk sumur-sumur lainnya, langkah pengerjaannya sama seperti langkah pada pembuatan model sumur K-5RD2. Dalam hal ini, untuk sumur-sumur lainnya penulis tidak melampirkan langkah pada sumur lainnya.

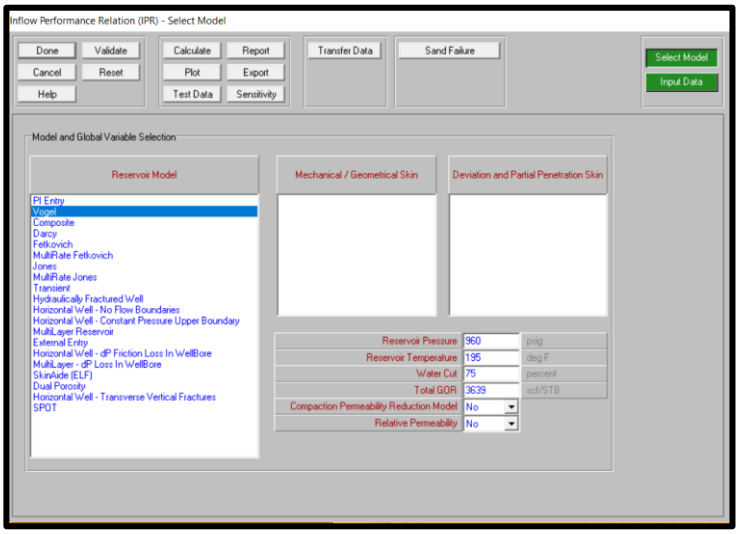
Matching (PVT- *IPR/VLP*) Model Sumur K-7RD1ST1



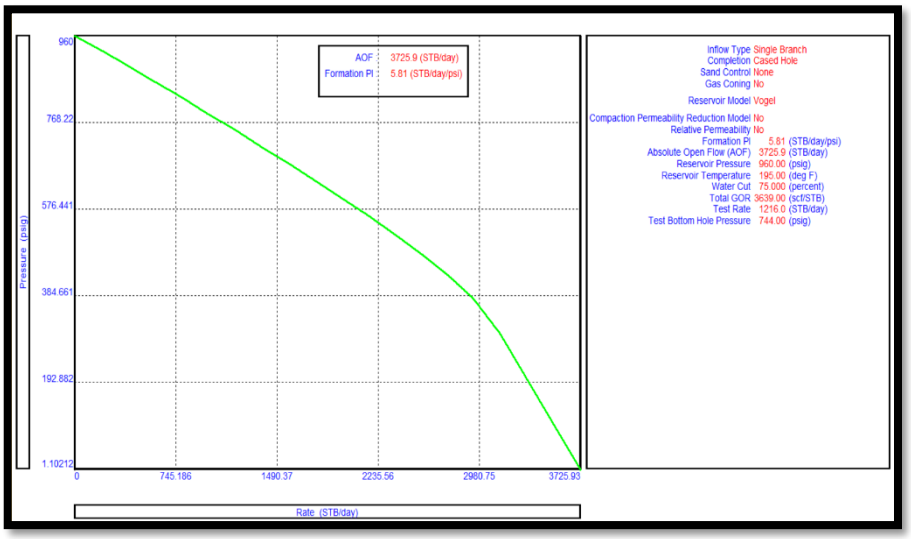
Gambar L.16
Peng-*input*-an Data PVT K-7RD1ST1



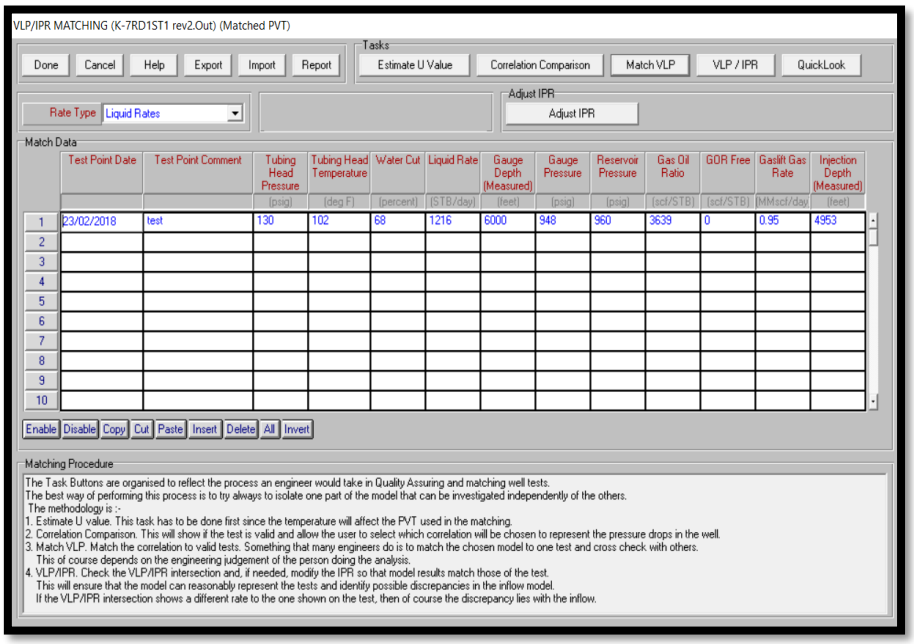
Gambar L.17
Parameter Korelasi Sifat Fisik Fluida K-7RD1ST1



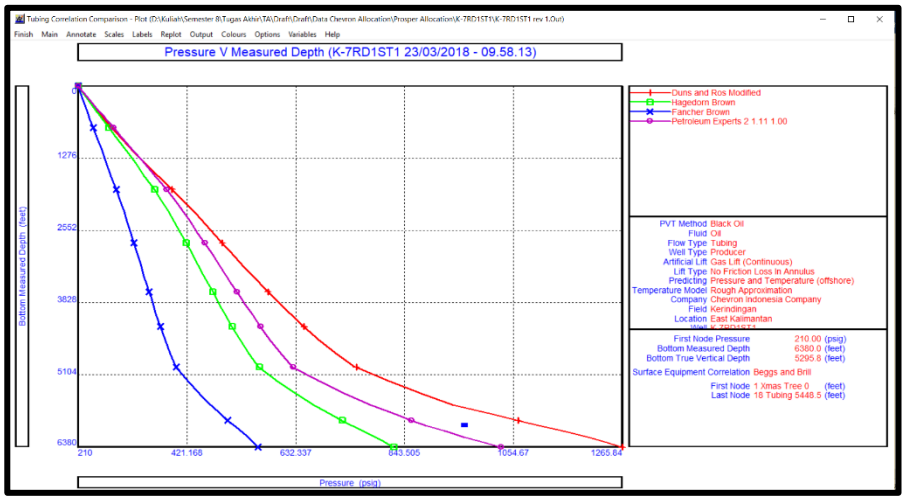
Gambar L.18
Peng-*input*-an Data IPR dan Data *Pressure Survey* K-7RD1ST1



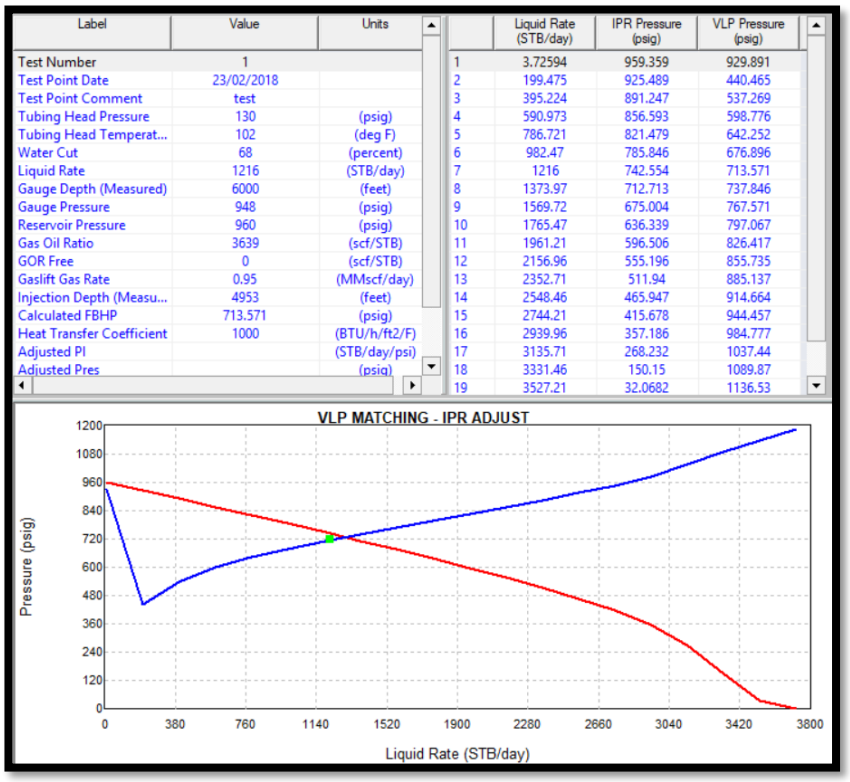
Gambar L.19
Kurva IPR Sumur K-7RD1ST1



Gambar L.20
Peng-*input*-an Data Tes/*Pressure Survey* Sumur K-7RD1ST1

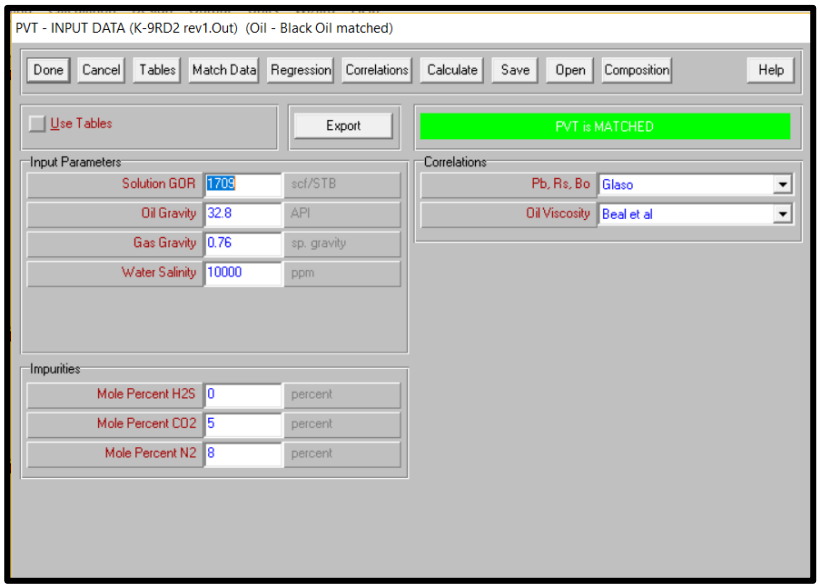


Gambar L.21
Perbandingan Korelasi Tubing Sumur K-7RD1ST1

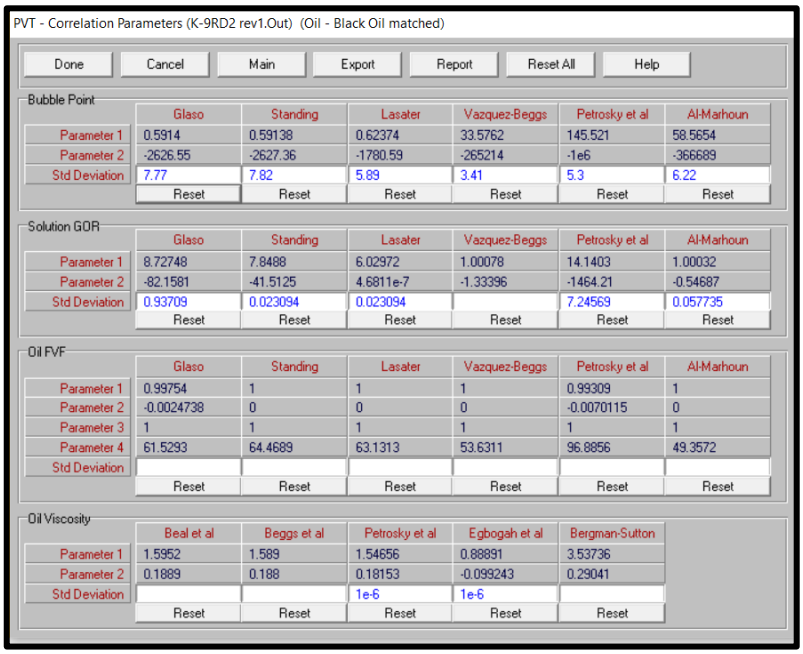


Gambar L.22
Plot VLP/IPR *Matching* Sumur K-7RD1ST1

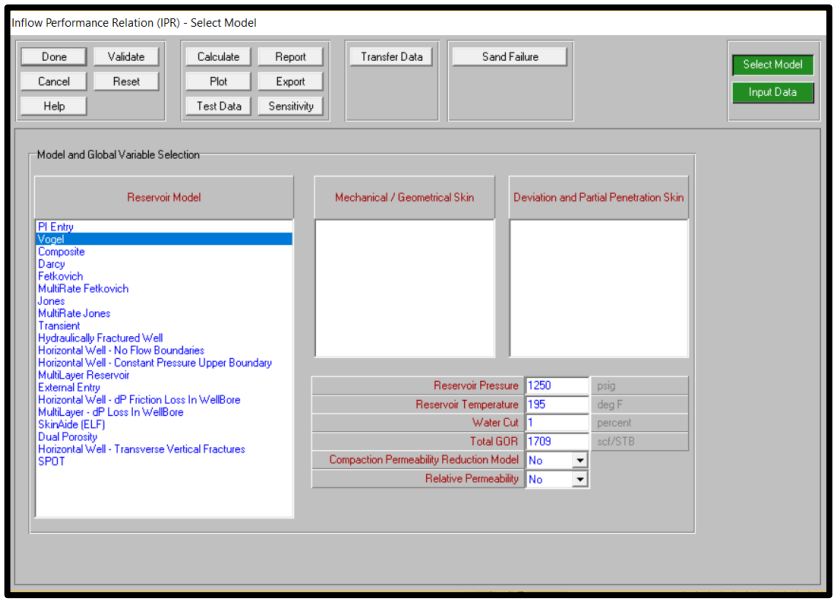
Matching (PVT- *IPR/VLP*) Model Sumur K-9RD2



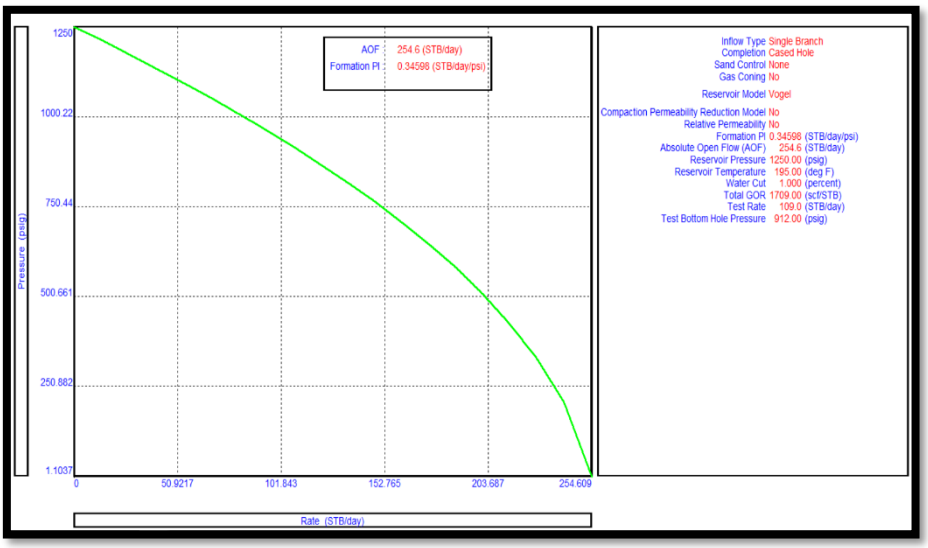
Gambar L.23
Peng-*input*-an Data PVT K-9RD2



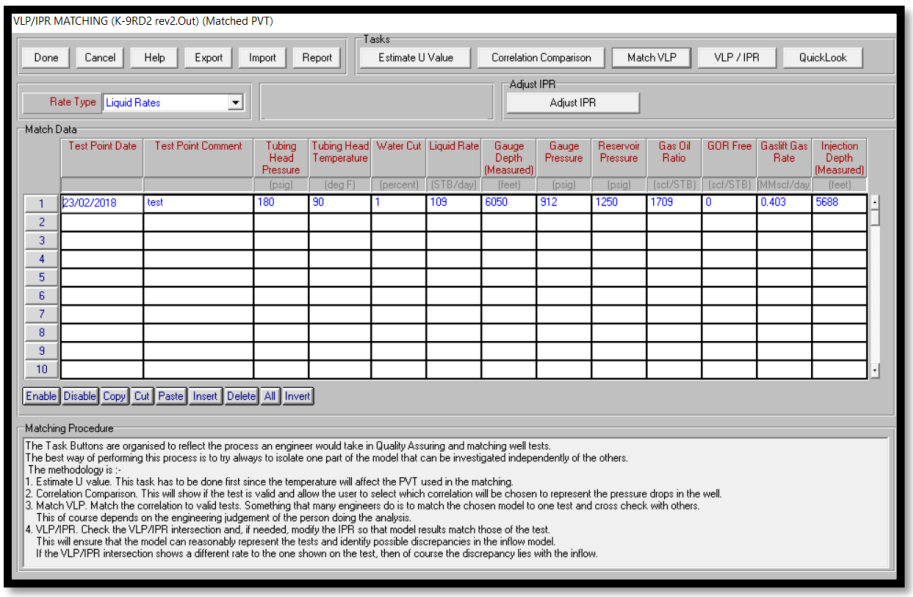
Gambar L.24
Parameter Korelasi Sifat Fisik Fluida K-9RD2



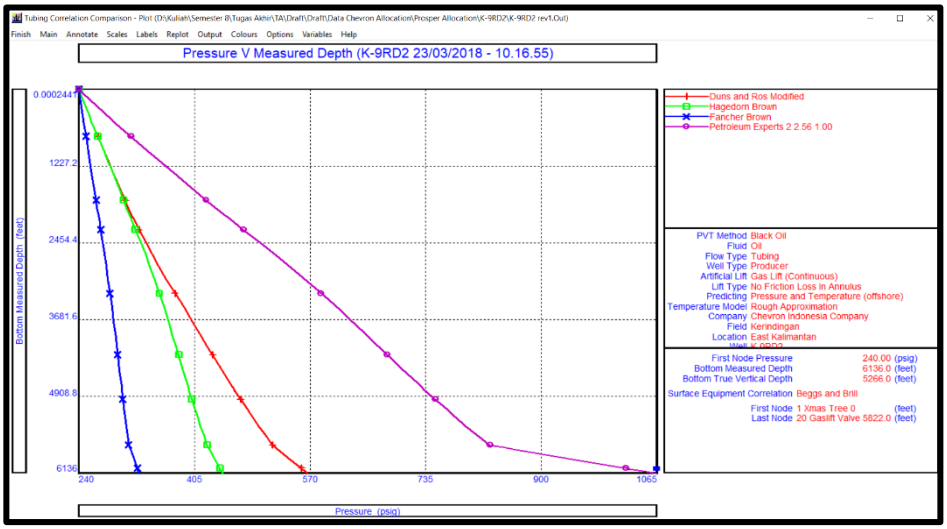
Gambar L.25
Peng-*input*-an Data IPR dan Data *Pressure Survey* K-9RD2



Gambar L.26
Kurva IPR Sumur K-9RD2



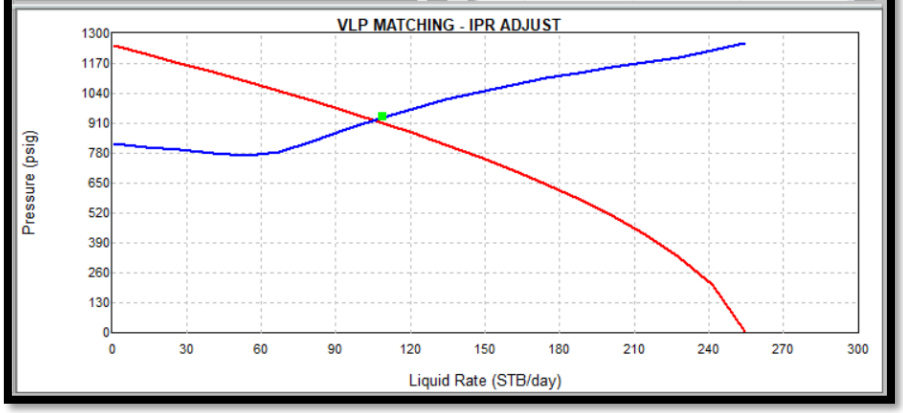
Gambar L.27
Peng-*input*-an Data Tes/*Pressure Survey* Sumur K-9RD2



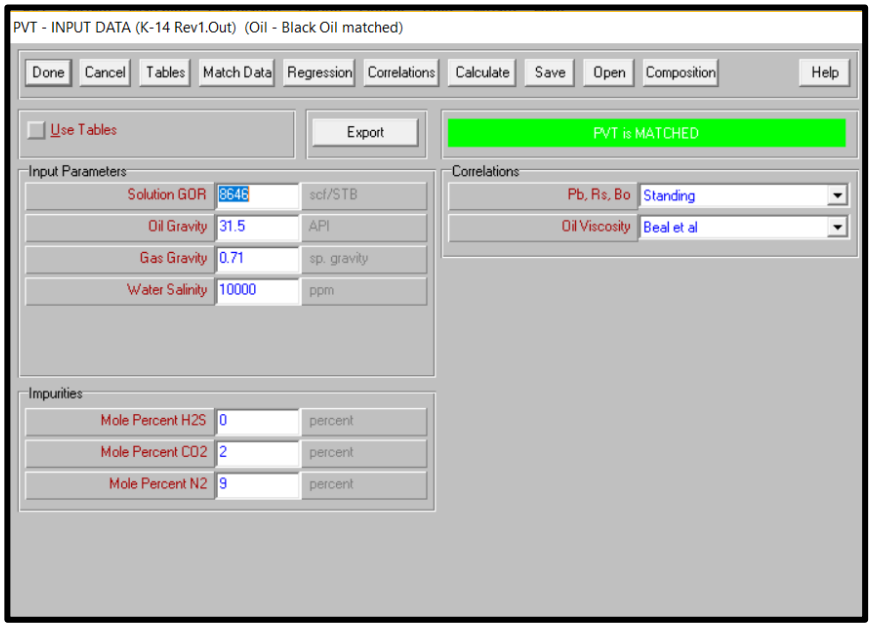
Gambar L.28
Perbandingan Korelasi Tubing Sumur K-9RD2

Label	Value	Units
Test Number	1	
Test Point Date	23/02/2018	
Test Point Comment	test	
Tubing Head Pressure	180	(psig)
Tubing Head Temperat...	90	(deg F)
Water Cut	1	(percent)
Liquid Rate	109	(STB/day)
Gauge Depth (Measured)	6050	(feet)
Gauge Pressure	912	(psig)
Reservoir Pressure	1250	(psig)
Gas Oil Ratio	1709	(scf/STB)
GOR Free	0	(scf/STB)
Gaslift Gas Rate	0.403	(MMscf/day)
Injection Depth (Measu...	5688	(feet)
Calculated FBHP	935.865	(psig)
Heat Transfer Coefficient	1000	(BTU/h/ft2/F)
Adjusted PI		(STB/day/psi)
Adjusted Pres		(psig)

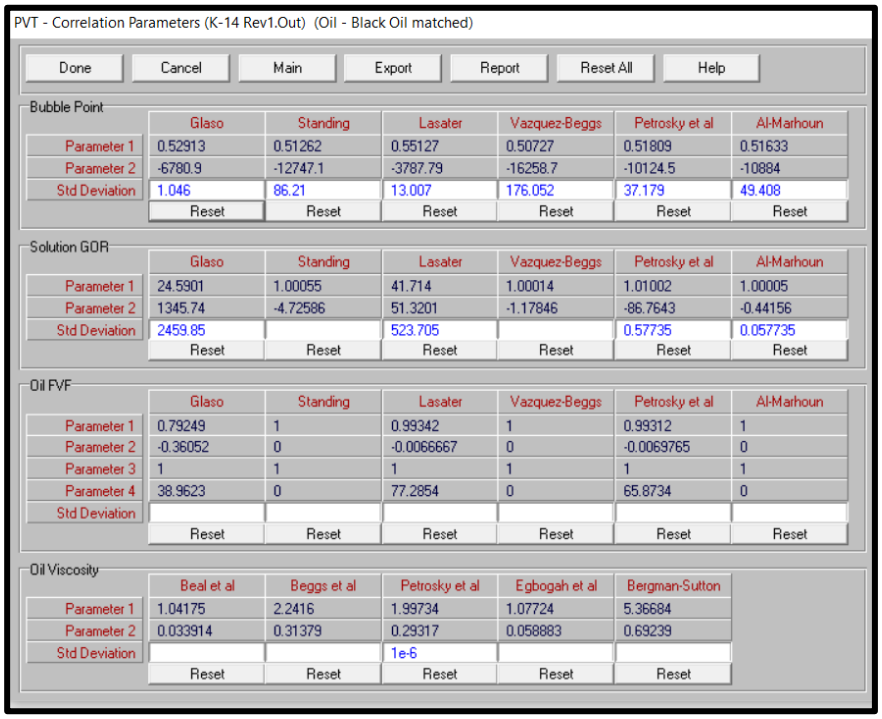
	Liquid Rate (STB/day)	IPR Pressure (psig)	VLP Pressure (psig)
1	0.25461	1249.26	820.632
2	13.631	1210.6	807.798
3	27.0073	1171.94	795.064
4	40.3836	1133.05	782.577
5	53.76	1093.02	771.452
6	67.1363	1051.67	787.034
7	80.5127	1008.86	829.875
8	93.889	964.399	882.795
9	109	911.947	935.865
10	120.642	869.7	973.024
11	134.018	818.887	1012.2
12	147.394	765.254	1046.97
13	160.771	708.268	1077.64
14	174.147	647.2	1105.05
15	187.523	581.017	1129.73
16	200.9	508.154	1152.22
17	214.276	426.037	1173.85
18	227.652	329.834	1198.06
19	241.029	208.027	1226.65



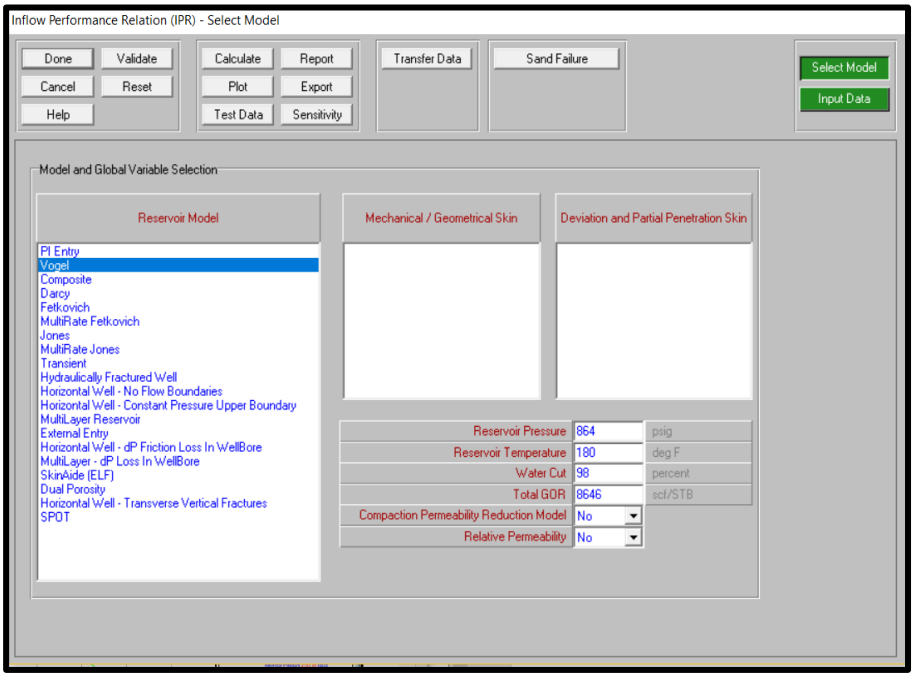
Gambar L.29
Plot VLP/IPR *Matching* Sumur K-9RD2



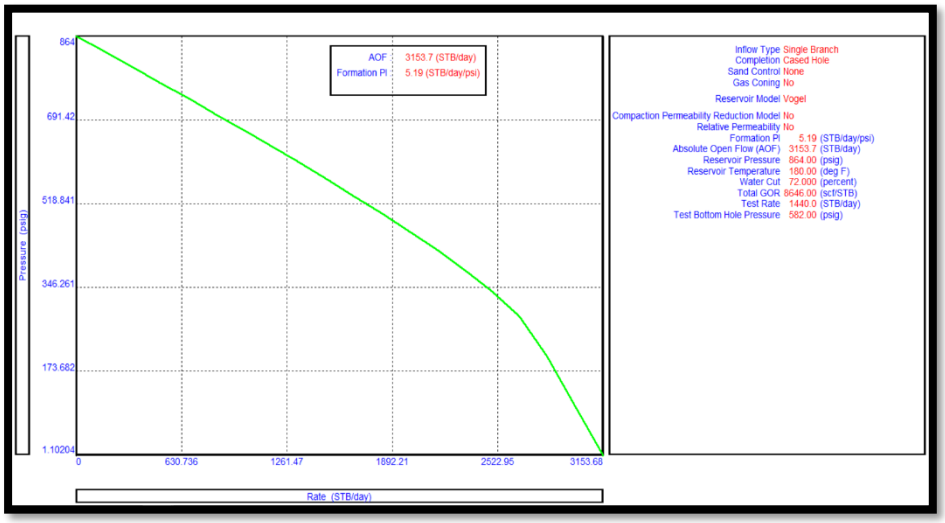
Gambar L.30
Peng-*input*-an Data PVT K-14



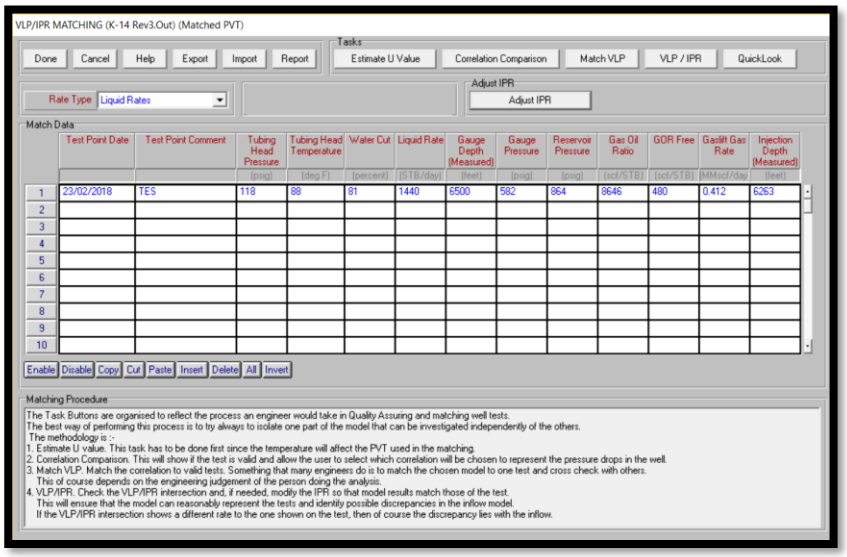
Gambar L.31
Parameter Korelasi Sifat Fisik Fluida K-14



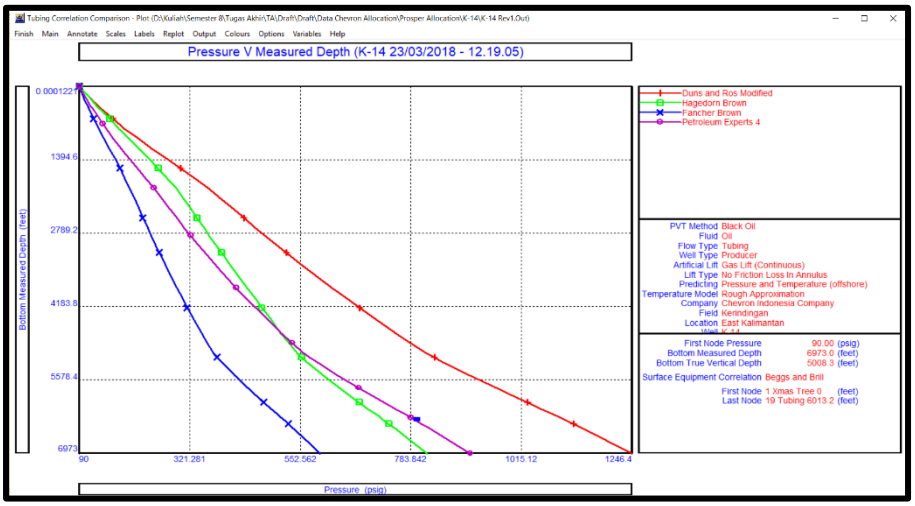
Gambar L.32
Peng-*input*-an Data IPR dan Data *Pressure Survey* K-14



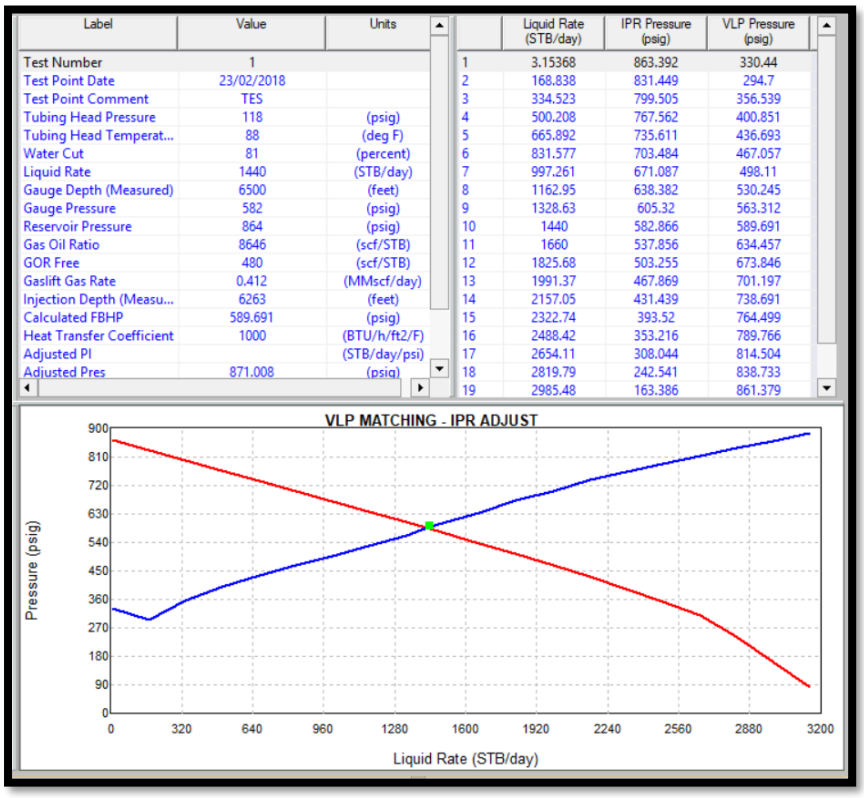
Gambar L.33
Kurva IPR Sumur K-14



Gambar L.34
Peng-*input*-an Data Tes/*Pressure Survey* Sumur K-14

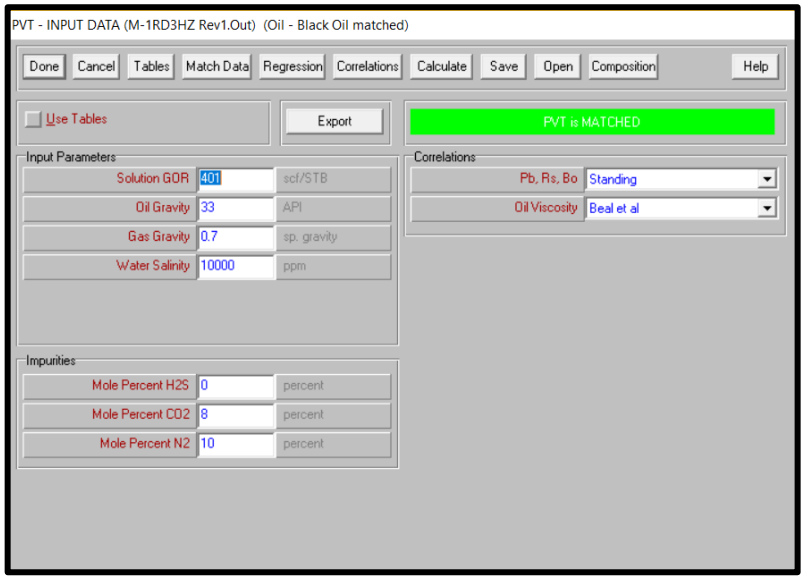


Gambar L.35
Perbandingan Korelasi Tubing Sumur K-14

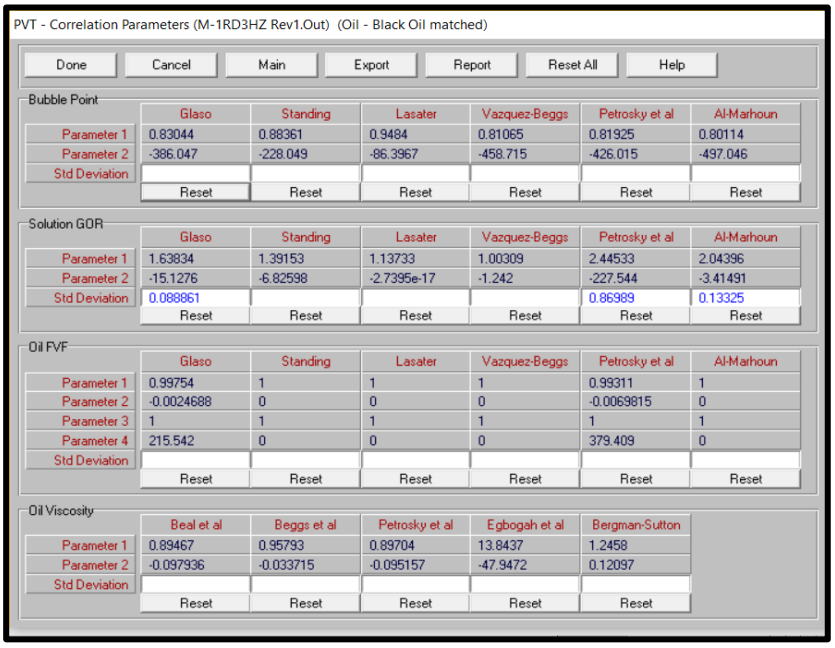


Gambar L.36
Plot VLP/IPR *Matching* Sumur K-14

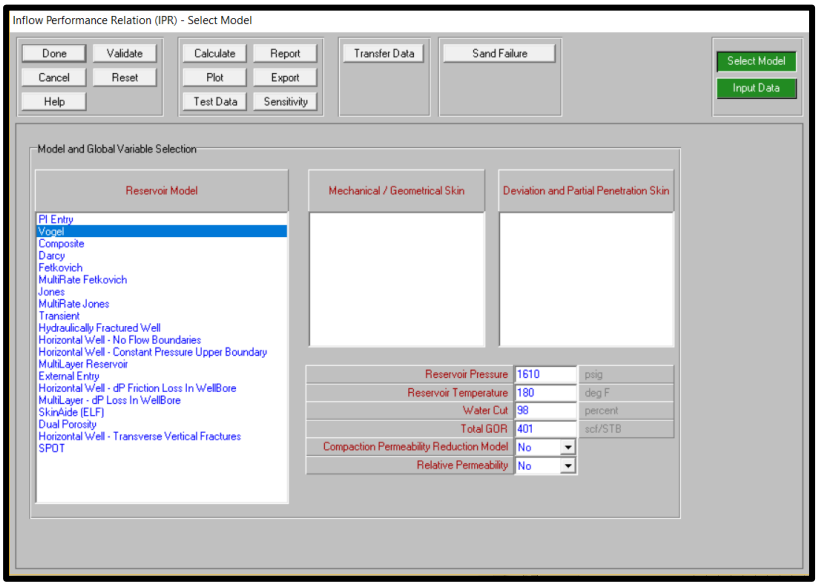
Matching (PVT- *IPR/VLP*) Model Sumur M-1RD3HZ



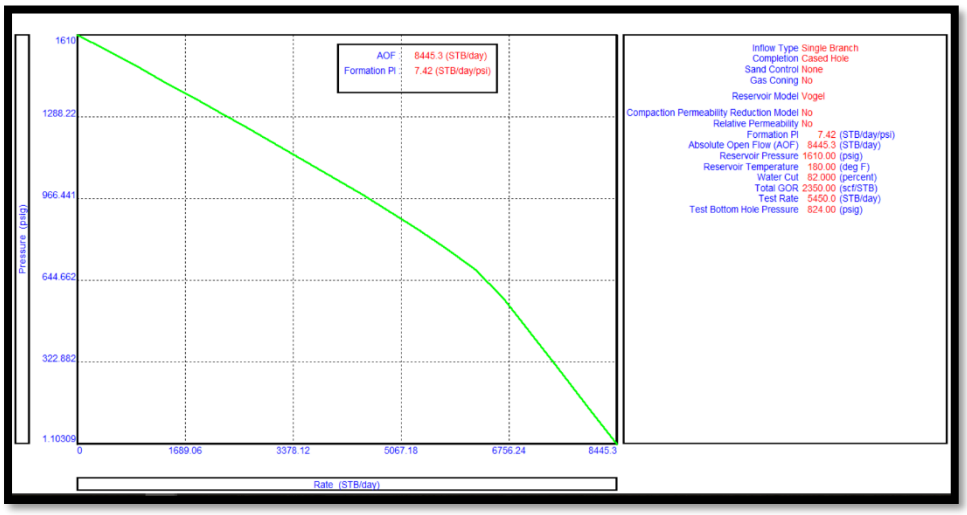
Gambar L.37
Peng-*input*-an Data PVT M-1RD3HZ



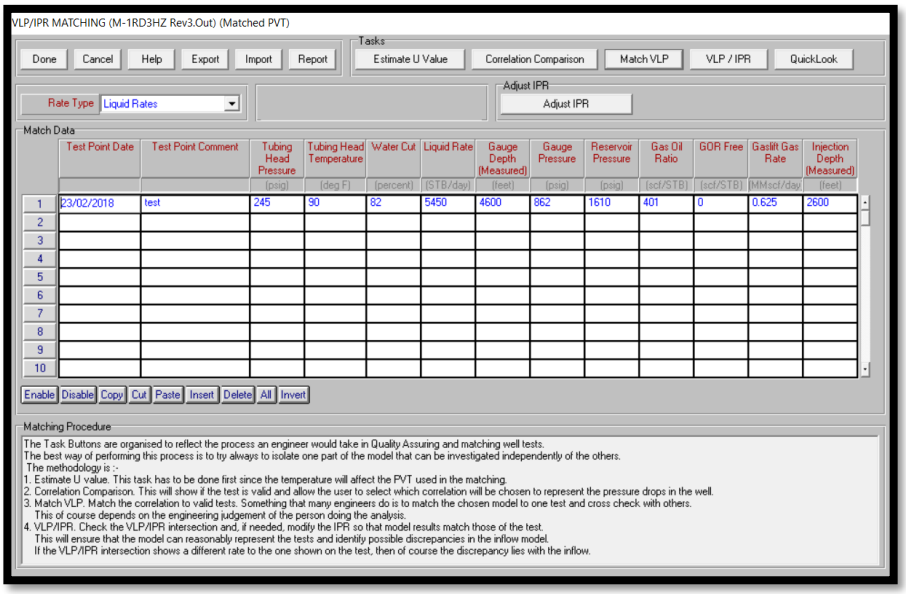
Gambar L.38
Parameter Korelasi Sifat Fisik Fluida M-1RD3HZ



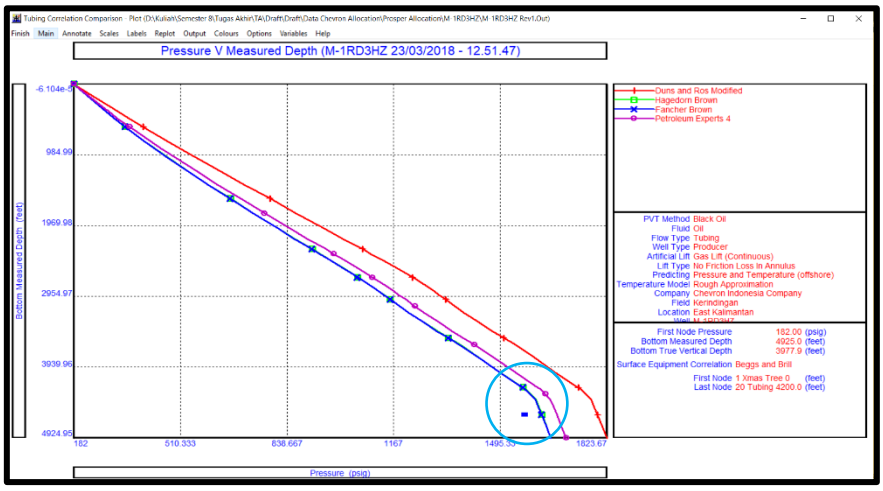
Gambar L.39
Peng-*input*-an Data IPR dan Data *Pressure Survey* M-1RD3HZ



Gambar L.40
Kurva IPR Sumur M-1RD3HZ



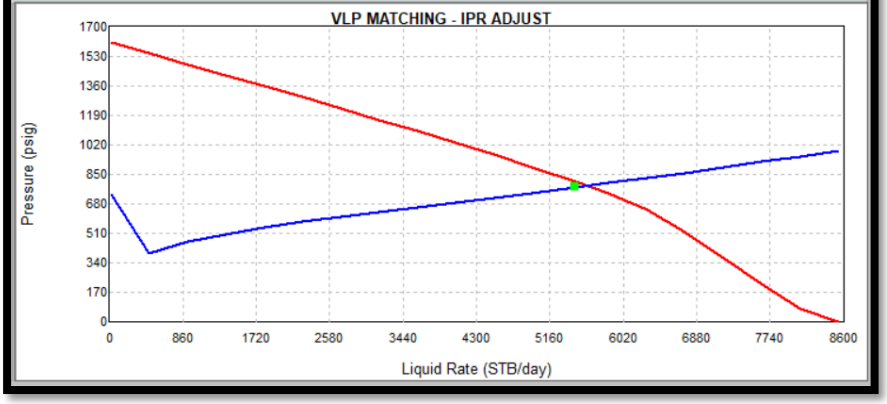
Gambar L.41
Peng-*input*-an Data Tes/*Pressure Survey* Sumur M-1RD3HZ



Gambar L.42
Perbandingan Korelasi Tubing Sumur M-1RD3HZ

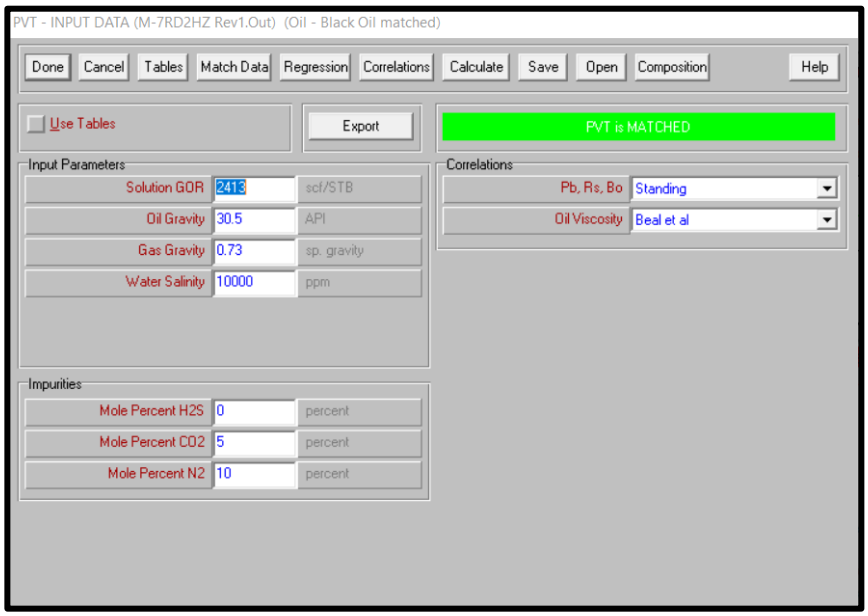
Label	Value	Units
Test Number	1	
Test Point Date	23/02/2018	
Test Point Comment	test	
Tubing Head Pressure	245	(psig)
Tubing Head Temperat...	90	(deg F)
Water Cut	82	(percent)
Liquid Rate	5450	(STB/day)
Gauge Depth (Measured)	4600	(feet)
Gauge Pressure	862	(psig)
Reservoir Pressure	1610	(psig)
Gas Oil Ratio	401	(scf/STB)
GOR Free	0	(scf/STB)
Gaslift Gas Rate	0.625	(MMscf/day)
Injection Depth (Measu...	2600	(feet)
Calculated FBHP	773.844	(psig)
Heat Transfer Coefficient	1000	(BTU/h/ft2/F)
Adjusted PI		(STB/day/psi)
Adjusted Pres		(psig)

	Liquid Rate (STB/day)	IPR Pressure (psig)	VLP Pressure (psig)
1	8.54399	1608.83	735.469
2	457.418	1547.15	392.857
3	906.292	1485.05	463.242
4	1355.17	1422.48	506.039
5	1804.04	1359.38	543.849
6	2252.91	1295.67	577.026
7	2701.79	1231.26	606.896
8	3150.66	1166.02	634.952
9	3599.54	1099.79	662.082
10	4048.41	1032.32	688.811
11	4497.28	963.28	715.47
12	4946.16	892.135	742.297
13	5450	808.583	773.844
14	5843.91	738.794	799.431
15	6292.78	648.909	828.813
16	6741.65	517.139	859.137
17	7190.53	369.049	890.056
18	7639.4	220.96	921.888
19	8088.28	72.8696	954.768

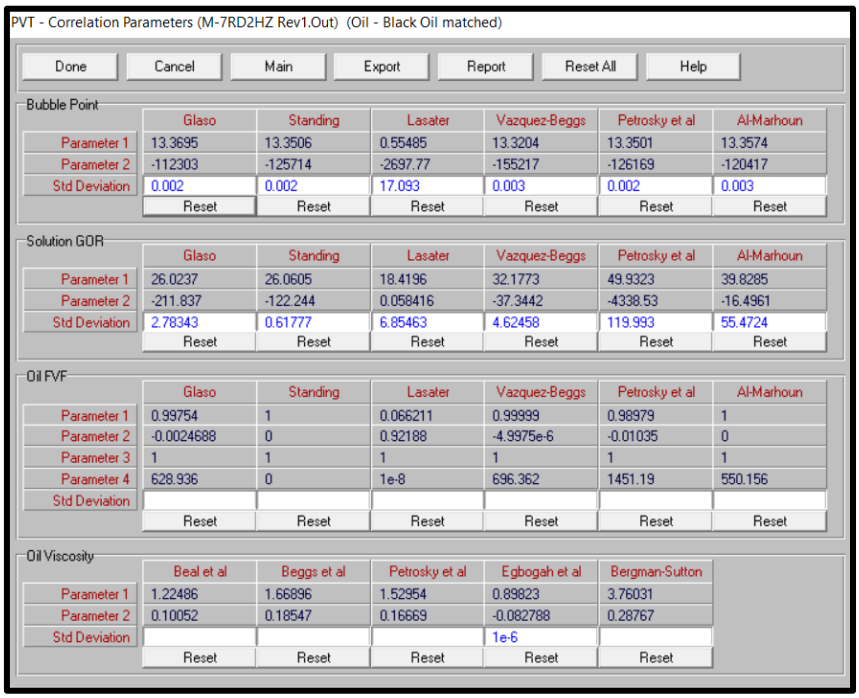


Gambar L.43
Plot VLP/IPR *Matching* Sumur M-1RD3HZ

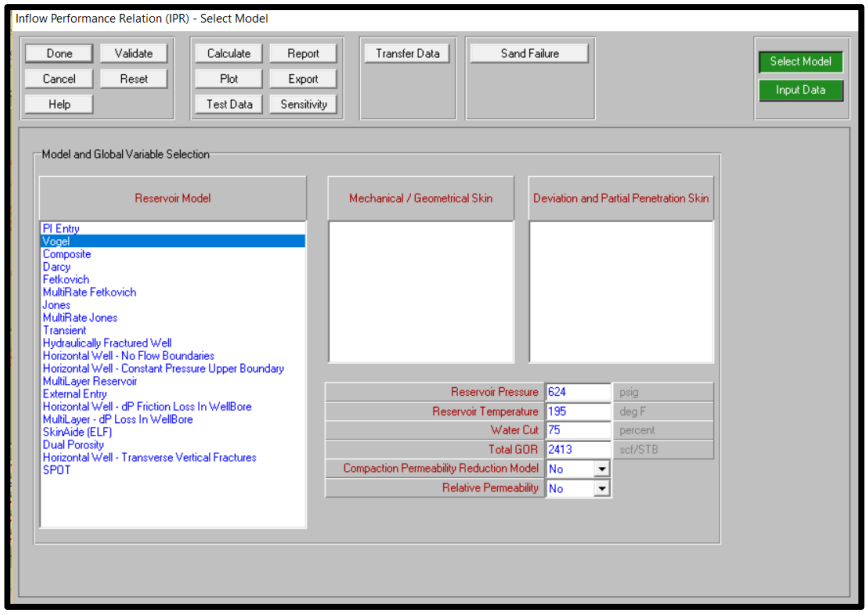
Matching (PVT- *IPR/VLP*) Model Sumur M-7RD2HZ



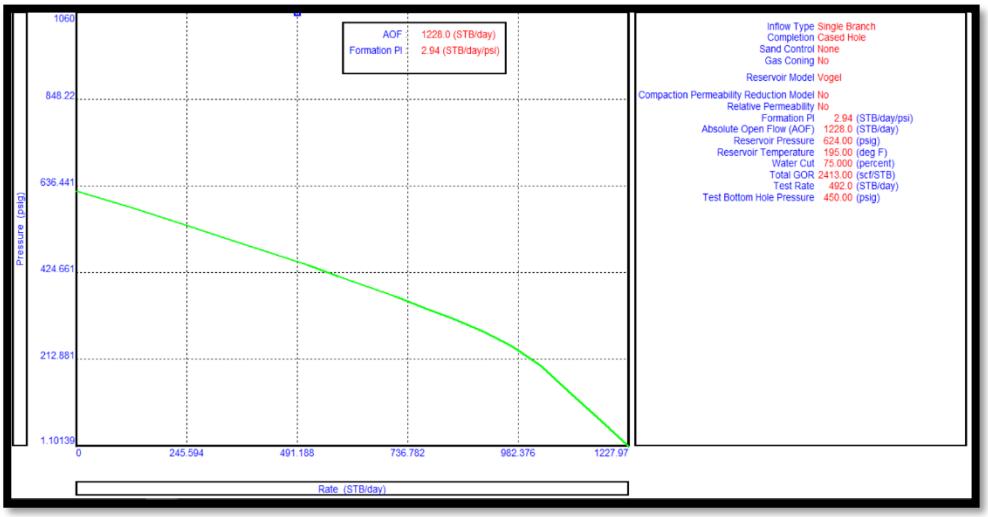
Gambar L.44
Peng-*input*-an Data PVT M-7RD2HZ



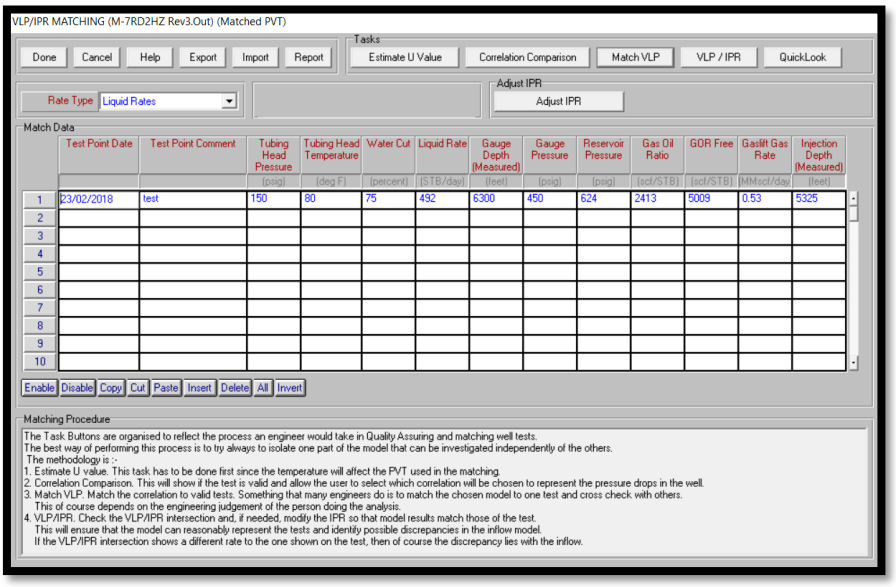
Gambar L.45
Parameter Korelasi Sifat Fisik Fluida M-7RD2HZ



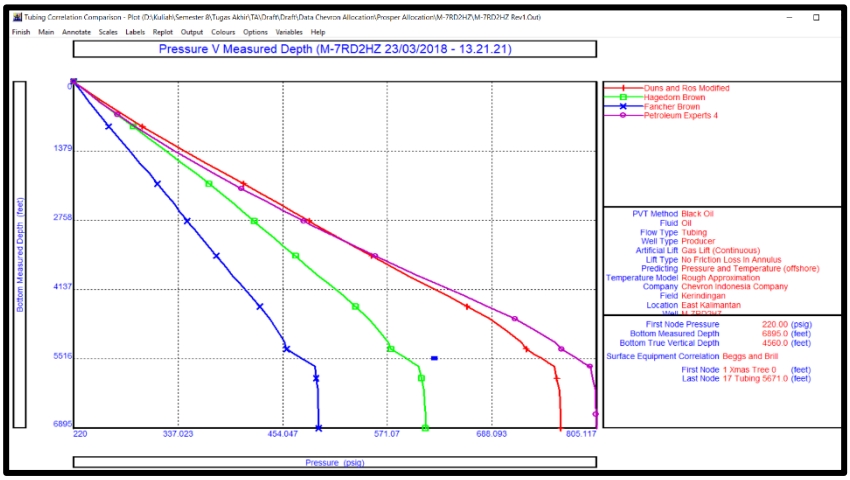
Gambar L.46
Peng-*input*-an Data IPR dan Data *Pressure Survey* M-7RD2HZ



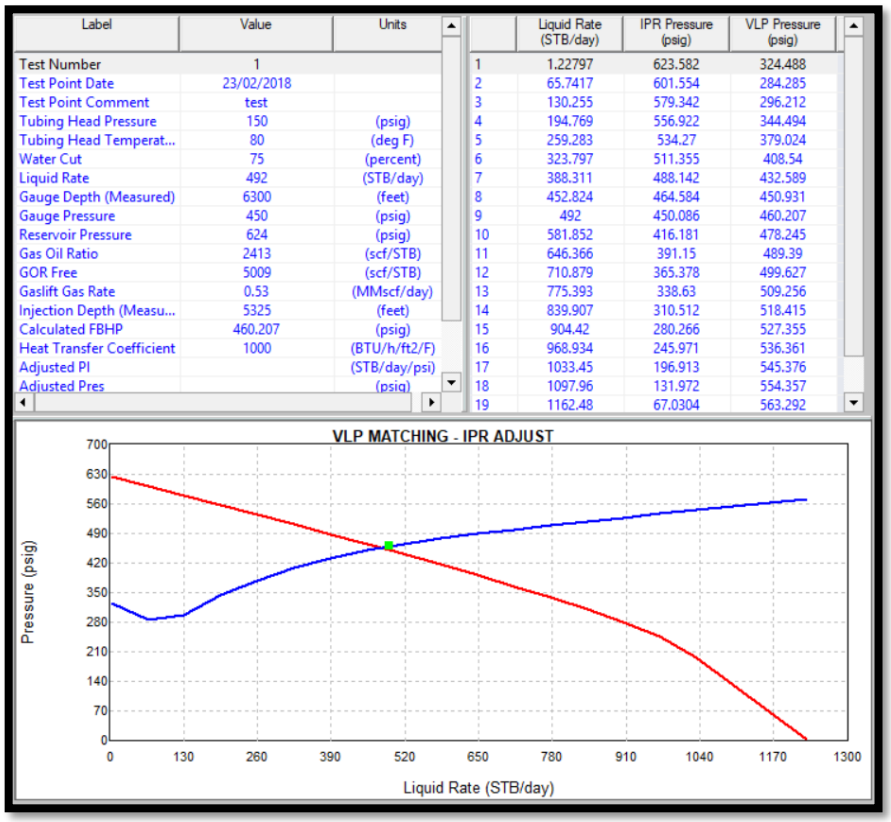
Gambar L.47
Kurva IPR Sumur M-7RD2HZ



Gambar L.48
Peng-*input*-an Data Tes/*Pressure Survey* Sumur M-7RD2HZ



Gambar L.49
Perbandingan Korelasi Tubing Sumur M-7RD2HZ



Label	Value	Units
Test Number	1	
Test Point Date	23/02/2018	
Test Point Comment	test	
Tubing Head Pressure	150	(psig)
Tubing Head Temperat...	80	(deg F)
Water Cut	75	(percent)
Liquid Rate	492	(STB/day)
Gauge Depth (Measured)	6300	(feet)
Gauge Pressure	450	(psig)
Reservoir Pressure	624	(psig)
Gas Oil Ratio	2413	(scf/STB)
GOR Free	5009	(scf/STB)
Gaslift Gas Rate	0.53	(MMscf/day)
Injection Depth (Measu...	5325	(feet)
Calculated FBHP	460.207	(psig)
Heat Transfer Coefficient	1000	(BTU/h/ft2/F)
Adjusted PI		(STB/day/psi)
Adjusted Pres		(psig)

	Liquid Rate (STB/day)	IPR Pressure (psig)	VLP Pressure (psig)
1	1.22797	623.582	324.488
2	65.7417	601.554	284.285
3	130.255	579.342	296.212
4	194.769	556.922	344.494
5	259.283	534.27	379.024
6	323.797	511.355	408.54
7	388.311	488.142	432.589
8	452.824	464.584	450.931
9	492	450.086	460.207
10	581.852	416.181	478.245
11	646.366	391.15	489.39
12	710.879	365.378	499.627
13	775.393	338.63	509.256
14	839.907	310.512	518.415
15	904.42	280.266	527.355
16	968.934	245.971	536.361
17	1033.45	196.913	545.376
18	1097.96	131.972	554.357
19	1162.48	67.0304	563.292

Gambar L.50
Plot VLP/IPR *Matching* Sumur M-7RD2HZ

LAMPIRAN D

Perhitungan IPR dan Pembuatan VLP pada tiap Sumur

Perhitungan IPR Metode Vogel pada Sumur **K-5RD2**

Data-data sumur K-5RD2 :

- Tekanan statis dasar sumur (Ps) : 840 Psig
- Tekanan alir dasar sumur (pwf) : 650 Psig
- Tekanan Saturasi (Pb) : 835 Psia
- Laju Produksi total (Qt) : 262 BLPD
- Laju produksi minyak (Qo) : 39 BOPD
- *Water cut* : 85 %
- *Temperature Reservoir* : 180 ^{0}F

Membuat Kurva IPR menggunakan metode ***Vogel* :**

a. Menghitung nilai A

$$A = \left(1 - 0.2 \times \left(\frac{P_{wf}}{P_b}\right) - 0.8 \times \left(P_{wf}/P_b\right)^2\right)$$

$$= \left(1 - 0.2 \times \left(\frac{650}{835}\right) - 0.8 \times \left(\frac{650}{835}\right)^2\right)$$

= 0,359532

b. Menghitung PI dengan

$$PI = \frac{q}{(P_s - P_b) + (P_b \times A)/1.8}$$

$$= \frac{262}{(840-835) + \frac{(835 \times 0{,}359532)}{1.8}}$$

= 1,525 BFPD/Psig

c. Menghitung qb, dengan harga Pwf = Pb dengan

qb = PI x (Ps – Pb)

= 1,525 x (840 – 835)

= 7,625896 BFPD

d. Menghitung q maks dengan

q maks = qb + (J x Pb)/1.8

= 7,625896 + (1,525 x 835)/1.8

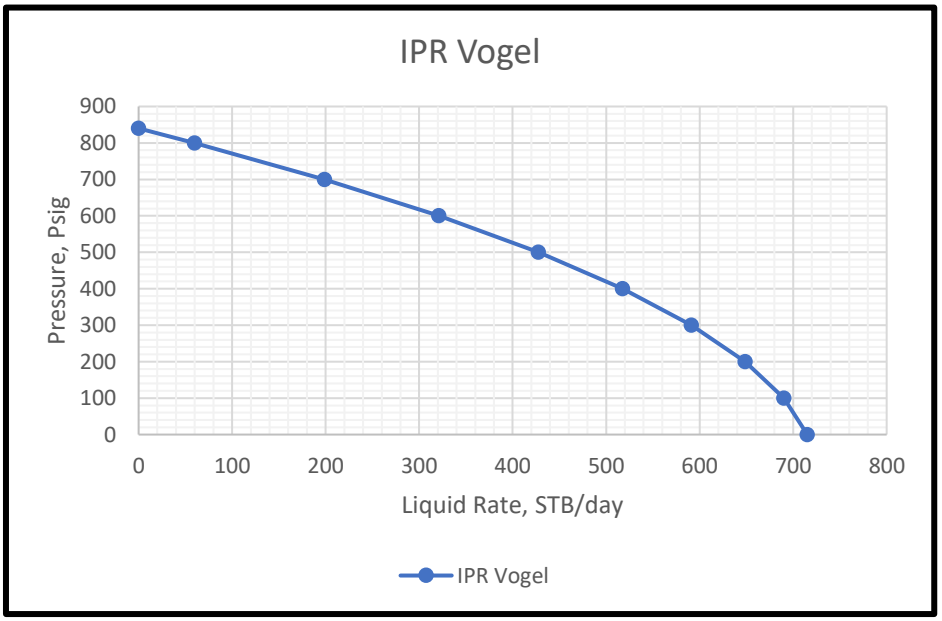
= 715,1395 BFPD

e. Mentabulasikan harga q pada masing-masing harga Pwf asumsi dan memplot kurva IPR sesuai dengan harga yang tertera pada tabel di bawah ini :

Tabel D-1
Hasil Perhitungan Q Pada Berbagai Pwf Asumsi Sumur K-5RD2

Pwf	Q
0	715,1395
100	690,0751
200	648,7745
300	591,2378
400	517,465
500	427,4561
600	321,211
700	198,7299
800	60,0127
840	0

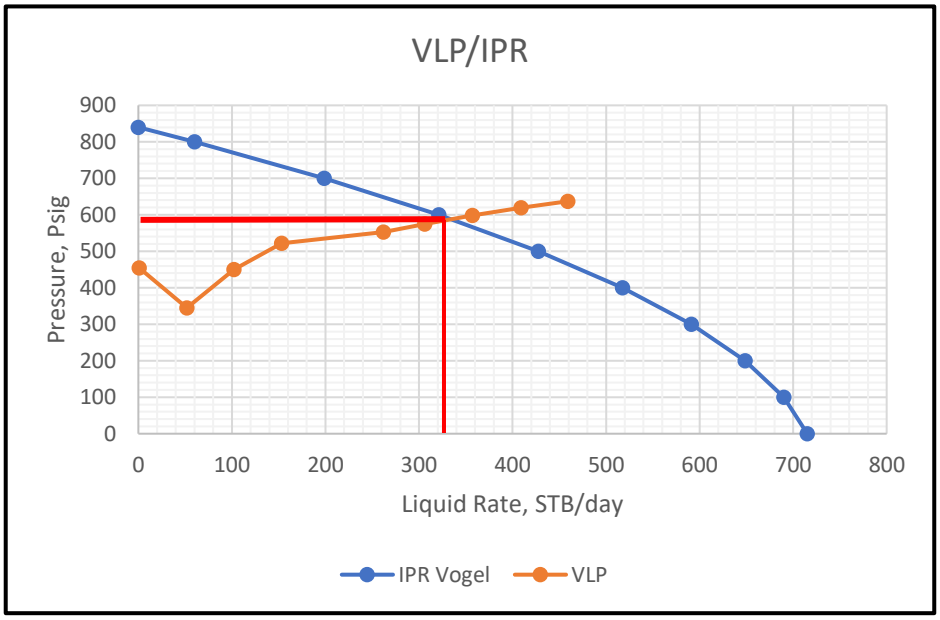
Maka didapat gambaran mengenai kemampuan sumur K-5RD2 untuk diproduksikan. Sumur K-5RD2 diproduksikan dengan rate sebesar 262 BFPD,



Gambar D.1
Kurva IPR K-5RD2

Tabel D-2
Hasil Pembuatan kurva *Vertical Lift Performance* K-5RD2

Q	VLP
0,9	454
52	345
102	450
153	522
262	553
306	575
357	598
409	619
459	637



Gambar D.2
Kurva Outflow vs Inflow

Perhitungan IPR Metode Vogel pada Sumur **K-14**

Data-data sumur K-5RD2 :

- Tekanan statis dasar sumur (Ps) : 864 Psig
- Tekanan alir dasar sumur (pwf) : 582 Psig
- Tekanan Saturasi (Pb) : 830 Psia
- Laju Produksi total (Qt) : 1440 BLPD
- Laju produksi minyak (Qo) : 29 BOPD
- *Water cut* : 98 %
- *Temperature Reservoir* : 180 ^{0}F

Membuat Kurva IPR menggunakan metode ***Vogel* :**

a. Menghitung nilai A

$$A = \left(1 - 0.2 \times \left(\frac{P_{wf}}{P_b}\right) - 0.8 \times \left(P_{wf}/P_b\right)^2\right)$$

$$= \left(1 - 0.2 \times \left(\frac{582}{830}\right) - 0.8 \times \left(\frac{582}{830}\right)^2\right)$$

= 0,466408

b. Menghitung PI dengan

$$PI = \frac{q}{(P_s - P_b) + (P_b \times A)/1.8}$$

$$= \frac{1440}{(864-830) + \frac{(830 \text{ x } 0.466408)}{1.8}}$$

= 5,781 BFPD/Psig

c. Menghitung qb, dengan harga Pwf = Pb dengan

qb = PI x (Ps – Pb)

= 5,781 x (864–830)

= 196,5743 BFPD

d. Menghitung q maks dengan

q maks = qb + (J x Pb)/1.8

= 196,5743 + (5,781 x 830)/1.8

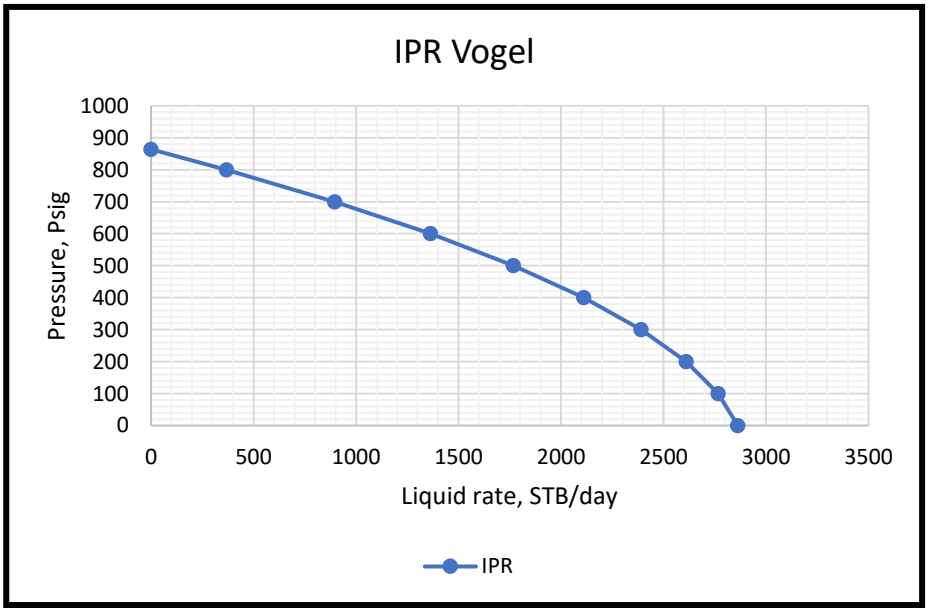
= 2862,533 BFPD

e. Mentabulasikan harga q pada masing-masing harga Pwf asumsi dan memplot kurva IPR sesuai dengan harga yang tertera pada tabel di bawah ini :

Tabel D-3
Hasil Perhitungan Q Pada Berbagai Pwf Asumsi Sumur K-14

Pwf	Q
0	2862,533
100	2767,334
200	2610,217
300	2391,182
400	2110,229
500	1767,358
600	1362,568
700	895,8612
800	367,2359
864	0

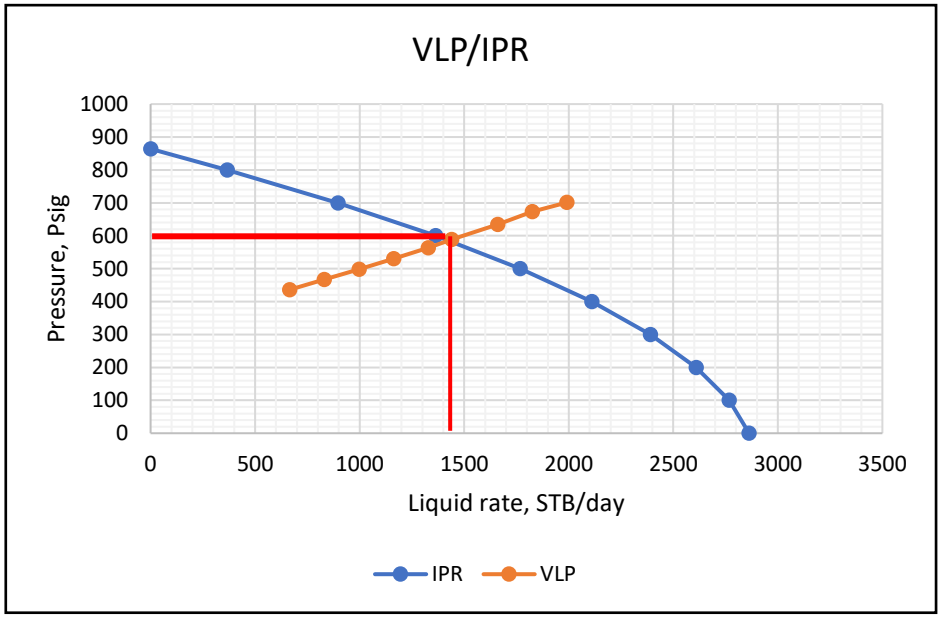
Maka didapat gambaran mengenai kemampuan sumur K-14 untuk diproduksikan. Sumur K-14 diproduksikan dengan rate sebesar 1440 BFPD,



Gambar D.3
Kurva IPR K-14

Tabel D-4
Hasil Pembuatan kurva *Vertical Lift Performance* K-5RD2

Q	VLP
665	436
831	467
997	498
1162	530
1328	563
1440	589
1660	634
1825	673
1991	701



Gambar D.4
Kurva Outflow vs Inflow

Perhitungan IPR Metode Vogel pada Sumur **K-7RD1ST1**

Data-data sumur K-7RD1ST1 :

- Tekanan statis dasar sumur (Ps) : 960 Psig
- Tekanan alir dasar sumur (pwf) : 744 Psig
- Tekanan Saturasi (Pb) : 950 Psia
- Laju Produksi total (Qt) : 1216 BLPD
- Laju produksi minyak (Qo) : 304BOPD
- *Water cut* : 75 %
- *Temperature Reservoir* : 195 ^{0}F

Membuat Kurva IPR menggunakan metode ***Vogel* :**

a. Menghitung nilai A

$$A = \left(1 - 0.2 \times \left(\frac{P_{wf}}{P_b}\right) - 0.8 \times \left(P_{wf}/P_b\right)^2\right)$$

$$= \left(1 - 0.2 \times \left(\frac{744}{950}\right) - 0.8 \times \left(\frac{744}{950}\right)^2\right)$$

= 0,352699

b. Menghitung PI dengan

$$PI = \frac{q}{(P_s - P_b) + (P_b \times A)/1.8}$$

$$= \frac{1216}{(960-950) + \frac{(950 \text{ x } 0{,}352699)}{1.8}}$$

= 6,199 BFPD/Psig

c. Menghitung qb, dengan harga Pwf = Pb dengan

qb = PI x (Ps – Pb)

= 6,199 x (960–950)

= 61,99435 BFPD

d. Menghitung q maks dengan

q maks = qb + (J x Pb)/1.8

= 61,99435 + (6,199 x 950)/1.8

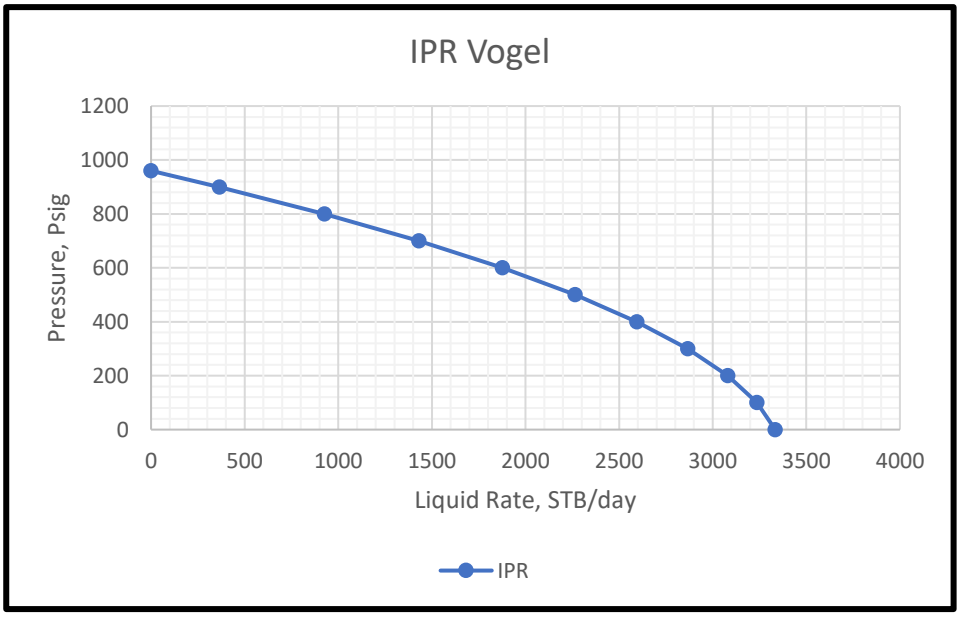
= 3333,918 BFPD

e. Mentabulasikan harga q pada masing-masing harga Pwf asumsi dan memplot kurva IPR sesuai dengan harga yang tertera pada tabel di bawah ini :

Tabel D-5
Hasil Perhitungan Q Pada Berbagai Pwf Asumsi Sumur K-7RD1ST1

Pwf	Q
0	3333,918
100	3236,033
200	3080,14
300	2866,242
400	2594,337
500	2264,425
600	1876,507
700	1430,583
800	926,6524
900	364,7153
960	0

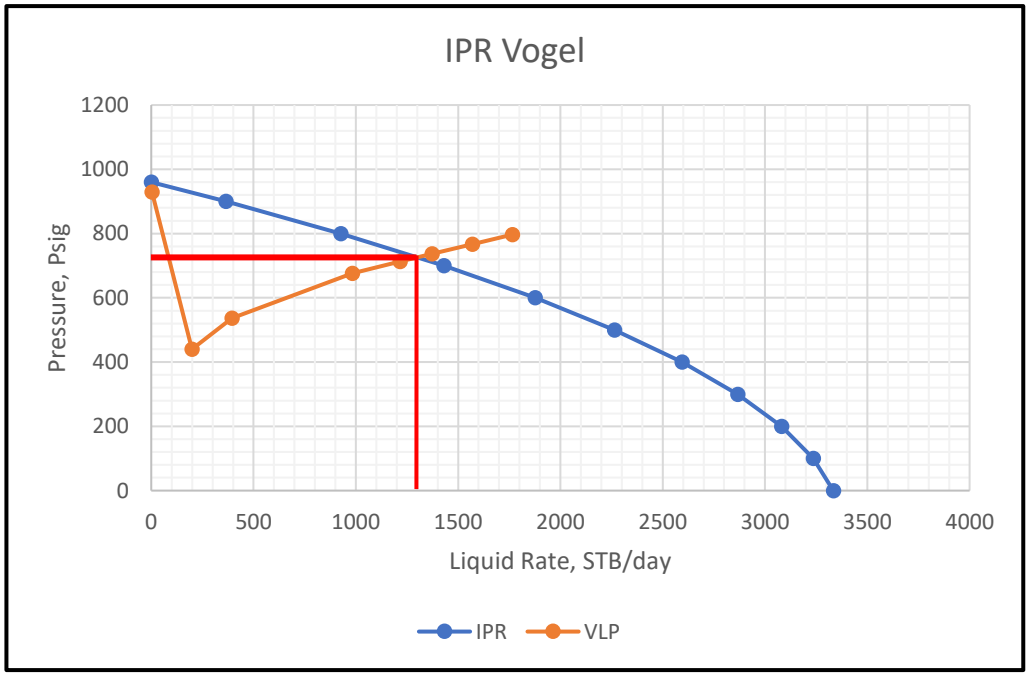
Maka didapat gambaran mengenai kemampuan sumur K-7RD1ST untuk diproduksikan. Sumur K-7RD1ST1 diproduksikan dengan rate sebesar 1440 BFPD,



Gambar D.5
Kurva IPR K-7RD1ST1

Tabel D-6
Hasil Pembuatan kurva *Vertical Lift Performance* K-7RD1ST1

Q	VLP
3,7	929
199	440
395	537
982	676
1216	713
1373	737
1569	767
1765	797



Gambar D.6
Kurva Outflow vs Inflow

Perhitungan IPR Metode Vogel pada Sumur **M-1RD3HZ**

Data-data sumur M-1RD3HZ :

- Tekanan statis dasar sumur (Ps) : 1610 Psig
- Tekanan alir dasar sumur (pwf) : 862 Psig
- Tekanan Saturasi (Pb) : 1500 Psia
- Laju Produksi total (Qt) : 5450 BLPD
- Laju produksi minyak (Qo) : 109 BOPD
- *Water cut* : 98 %
- *Temperature Reservoir* : 195 ^{0}F

Membuat Kurva IPR menggunakan metode ***Vogel* :**

a. Menghitung nilai A

$$A = \left(1 - 0.2 \times \left(\frac{P_{wf}}{P_b}\right) - 0.8 \times \left(P_{wf}/P_b\right)^2\right)$$

$$= \left(1 - 0.2 \times \left(\frac{862}{1500}\right) - 0.8 \times \left(\frac{862}{1500}\right)^2\right)$$

= 0,620873

b. Menghitung PI dengan

$$PI = \frac{q}{(P_s - P_b) + (P_b \times A)/1.8}$$

$$= \frac{5450}{(1610-1500) + \frac{(1500 \text{ x } 0{,}620873)}{1.8}}$$

= 8,68721 BFPD/Psig

c. Menghitung qb, dengan harga Pwf = Pb dengan

qb = PI x (Ps – Pb)

= 8,68721 x (1610 – 1500)

= 955,5393 BFPD

d. Menghitung q maks dengan

q maks = qb + (J x Pb)/1.8

= 955,5393 + (8,68721 x 1500)/1.8

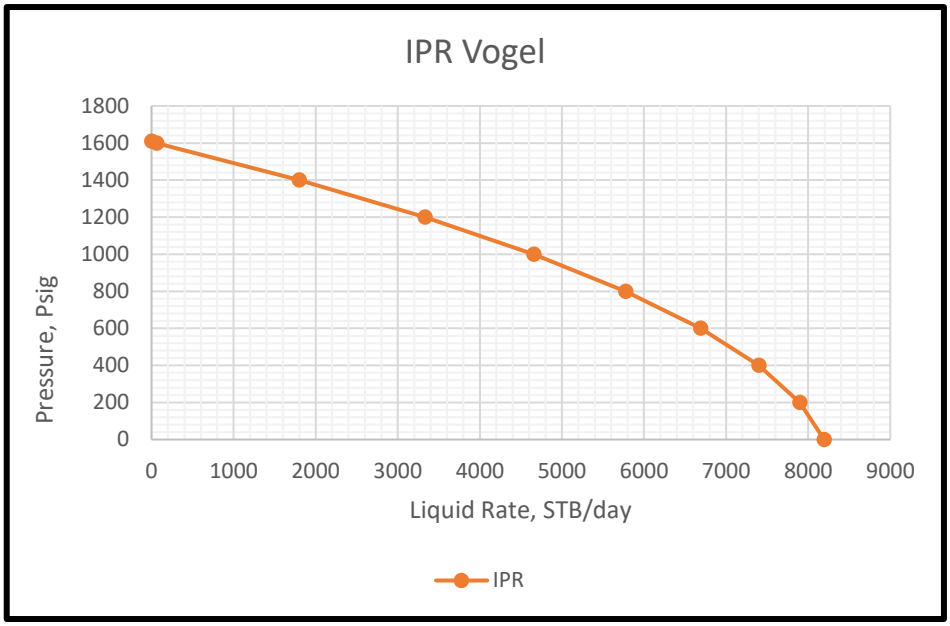
= 8194,474 BFPD

e. Mentabulasikan harga q pada masing-masing harga Pwf asumsi dan memplot kurva IPR sesuai dengan harga yang tertera pada tabel di bawah ini :

Tabel D-7
Hasil Perhitungan Q Pada Berbagai Pwf Asumsi Sumur M-1RD3HZ

Pwf	Q
0	8194,474
200	7898,482
400	7396,582
600	6688,775
800	5775,061
1000	4655,439
1200	3329,91
1400	1798,473
1600	61,12878
1610	0

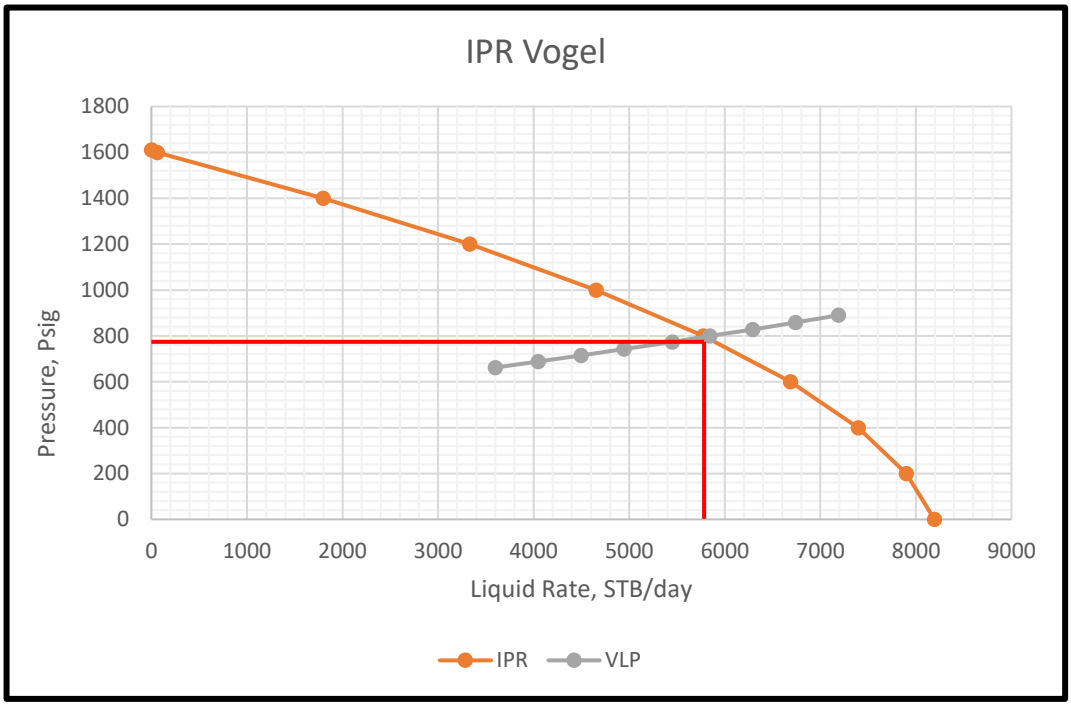
Maka didapat gambaran mengenai kemampuan sumur M-1RD3HZ untuk diproduksikan. Sumur M-1RD3HZ diproduksikan dengan rate sebesar 5450 BFPD,



Gambar D.7
Kurva IPR K-14

Tabel D-8
Hasil Pembuatan kurva *Vertical Lift Performance* M-1RD3HZ

Q	VLP
3600	662
4048	688
4497	715
4946	742
5450	773
5843	800
6292	828
6741	859
7190	890



Gambar D.8
Kurva Outflow vs Inflow

Perhitungan IPR Metode Vogel pada Sumur **M-7RD2HZ**

Data-data sumur M-7RD2HZ :

- Tekanan statis dasar sumur (Ps) : 624 Psig
- Tekanan alir dasar sumur (pwf) : 450 Psig
- Tekanan Saturasi (Pb) : 580 Psia
- Laju Produksi total (Qt) : 492 BLPD
- Laju produksi minyak (Qo) : 123 BOPD
- *Water cut* : 75 %
- *Temperature Reservoir* : 195 ^{0}F

Membuat Kurva IPR menggunakan metode ***Vogel* :**

a. Menghitung nilai A

$$A = \left(1 - 0.2 \times \left(\frac{P_{wf}}{P_b}\right) - 0.8 \times \left(P_{wf}/P_b\right)^2\right)$$

$$= \left(1 - 0.2 \times \left(\frac{450}{580}\right) - 0.8 \times \left(\frac{450}{580}\right)^2\right)$$

= 0,363258

b. Menghitung PI dengan

$$PI = \frac{q}{(P_s - P_b) + (P_b \times A)/1.8}$$

$$= \frac{492}{(624-580) + \frac{(580 \text{ x } 0{,}363258)}{1.8}}$$

= 3,054 BFPD/Psig

c. Menghitung qb, dengan harga Pwf = Pb dengan

qb = PI x (Ps – Pb)

= 3,054 x (624 – 580)

= 134,418 BFPD

d. Menghitung q maks dengan

q maks = qb + (J x Pb)/1.8

= 134,418 + (3,054 x 580)/1.8

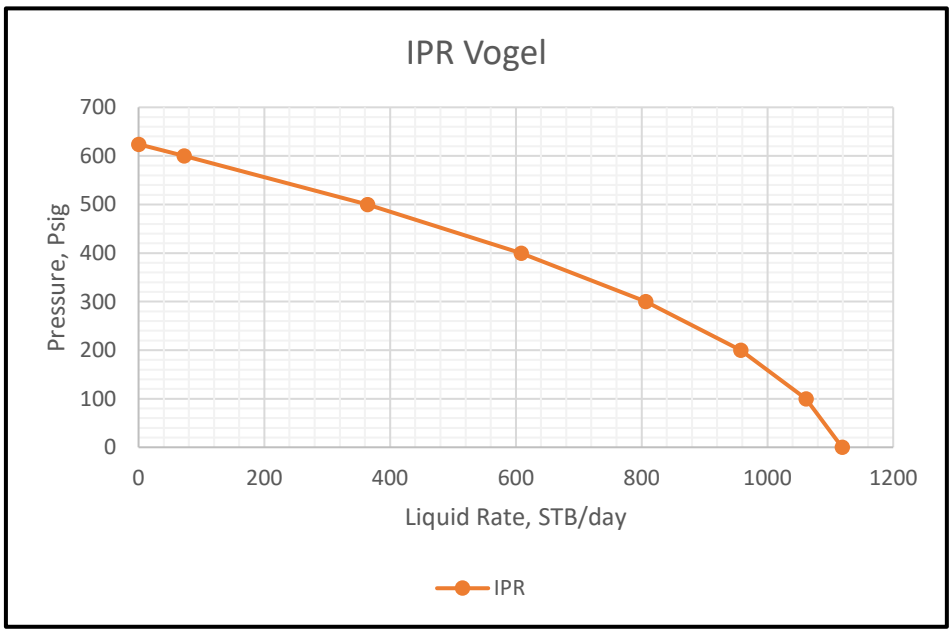
= 1118,793 BFPD

e. Mentabulasikan harga q pada masing-masing harga Pwf asumsi dan memplot kurva IPR sesuai dengan harga yang tertera pada tabel di bawah ini :

Tabel D-9
Hasil Perhitungan Q Pada Berbagai Pwf Asumsi Sumur M-1RD3HZ

Pwf	Q
0	1118,793
100	1061,439
200	957,2662
300	806,2742
400	608,4629
500	363,8323
600	72,38255
624	0

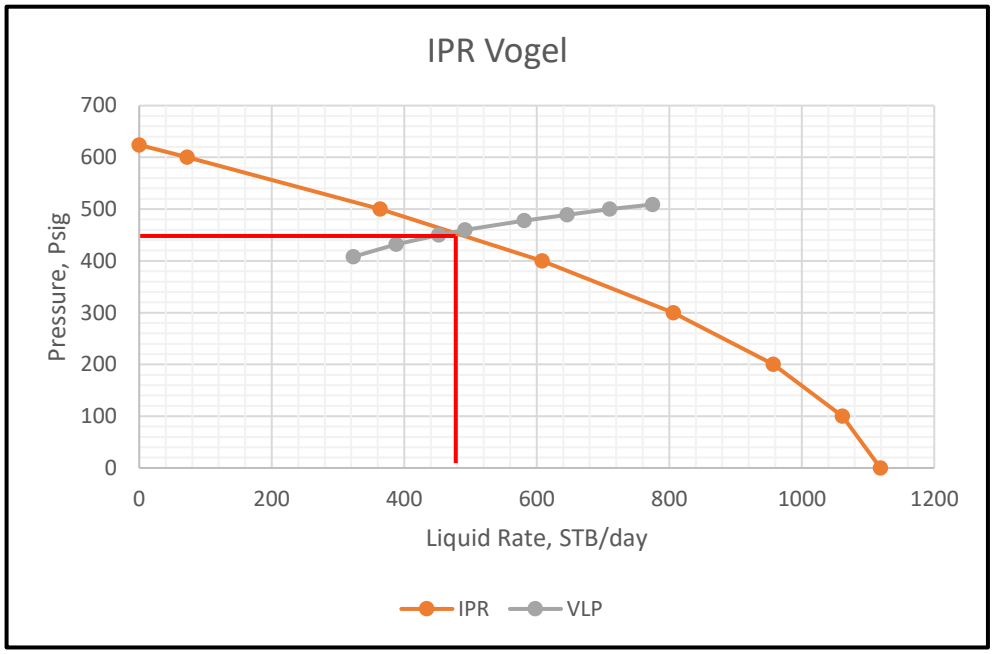
Maka didapat gambaran mengenai kemampuan sumur M-7RD2HZ untuk diproduksikan. Sumur M-7RD2HZ diproduksikan dengan rate sebesar 492 BFPD,



Gambar D.9
Kurva IPR K-14

Tabel D-10
Hasil Pembuatan kurva *Vertical Lift Performance* M-7RD2HZ

Q	VLP
323	408
388	432
452	450
492	460
581	478
646	489
710	500
775	509



Gambar D.10
Kurva Outflow vs Inflow

Perhitungan IPR Metode Vogel pada Sumur **K-9RD2**

Data-data sumur K-9RD2 :

- Tekanan statis dasar sumur (Ps) : 1250 Psig
- Tekanan alir dasar sumur (pwf) : 912 Psig
- Tekanan Saturasi (Pb) : 1150 Psia
- Laju Produksi total (Qt) : 109 BLPD
- Laju produksi minyak (Qo) : 108 BOPD
- *Water cut* : 1 %
- *Temperature Reservoir* : 195 ^{0}F

Membuat Kurva IPR menggunakan metode ***Vogel* :**

a. Menghitung nilai A

$$A = \left(1 - 0.2 \times \left(\frac{P_{wf}}{P_b}\right) - 0.8 \times \left(P_{wf}/P_b\right)^2\right)$$

$$= \left(1 - 0.2 \times \left(\frac{912}{1150}\right) - 0.8 \times \left(\frac{912}{1150}\right)^2\right)$$

= 0,338257

b. Menghitung PI dengan

$$PI = \frac{q}{(P_s - P_b) + (P_b \times A)/1.8}$$

$$= \frac{492}{(624-580) + \frac{(580 \text{ x } 0{,}338257)}{1.8}}$$

= 0,344818 BFPD/Psig

c. Menghitung qb, dengan harga Pwf = Pb dengan

qb = PI x (Ps – Pb)

= 0,344818 x (1250 – 1150)

= 34,48182 BFPD

d. Menghitung q maks dengan

q maks = qb + (J x Pb)/1.8

= 34,48182 + (0,344818 x 1150)/1.8

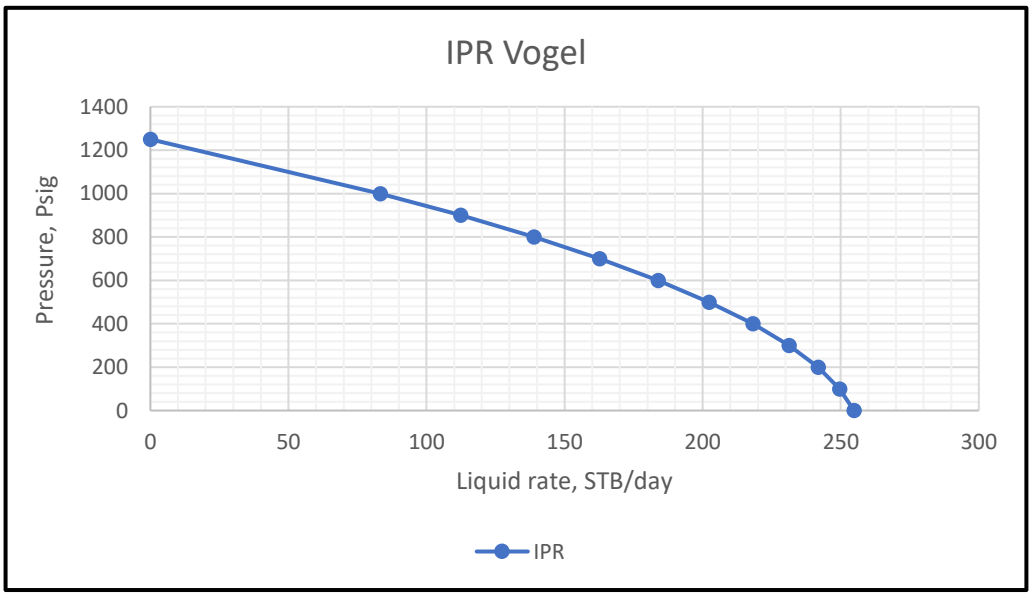
= 254,7823 BFPD

e. Mentabulasikan harga q pada masing-masing harga Pwf asumsi dan memplot kurva IPR sesuai dengan harga yang tertera pada tabel di bawah ini :

Tabel D-11
Hasil Perhitungan Q Pada Berbagai Pwf Asumsi Sumur K-9RD2

Pwf	Q
0	254,7823
100	249,6184
200	241,7892
300	231,2947
400	218,135
500	202,31
600	183,8198
700	162,6642
800	138,8435
900	112,3574
1000	83,20613
1250	0

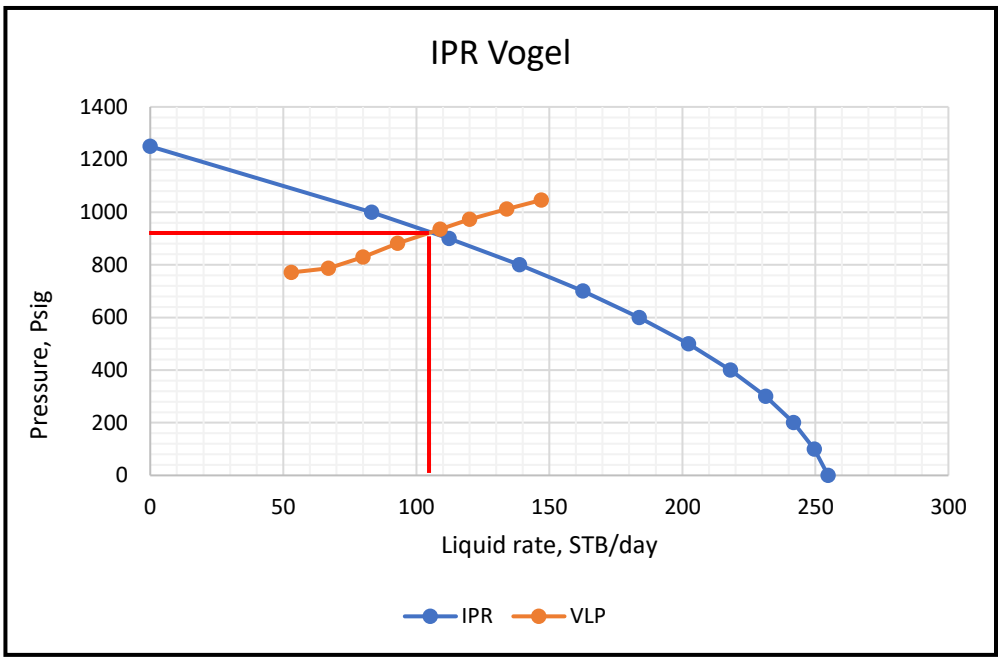
Maka didapat gambaran mengenai kemampuan sumur K-9RD2 untuk diproduksikan. Sumur M-7RD2HZ diproduksikan dengan rate sebesar 109 BFPD.



Gambar D.11
Kurva IPR K-14

Tabel D-12
Hasil Pembuatan kurva *Vertical Lift Performance* K-9RD2

Q	VLP
53	771
67	787
80	829
93	882
109	935
120	973
134	1012
147	1046



Gambar D.12
Kurva Outflow vs Inflow