

**ANALISA KONTRIBUSI PRODUKTIVITAS FORMASI
PADA RESERVOIR BERLAPIS PADA LAPANGAN “DG”
MENGUNAKAN *PRODUCTION TEST***

SKRIPSI



OLEH:

**DION GUNAWAN
113170042 / TM**

**JURUSAN TEKNIK PERMINYAKAN
FAKULTAS TEKNOLOGI MINERAL**

UNIVERSITAS PEMBANGUNAN NASIONAL “VETERAN”

YOGYAKARTA

2021

Yth. Pemb. 2.

Ybs telah menyelesaikan
diskusi, konsultasi &
koreksi. Selanjutnya
ke Pemb-2 diperkirakan
s/d Sidang Pendadaran
Terimakasih

Yk. 30/11/21

Pemb-1

ARC.

Kepada Yth. Ir. Anas Puji Santoso, MT
Skripsi sudah selesai didiskusikan.
Terima kasih.

15/12/2021

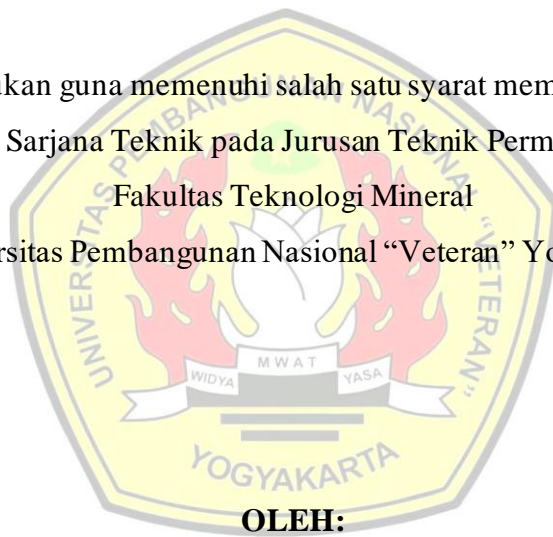
Ratna

Ratna Widyaningsih

**ANALISA KONTRIBUSI PRODUKTIVITAS FORMASI
PADA RESERVOIR BERLAPIS PADA LAPANGAN “DG”
MENGUNAKAN *PRODUCTION TEST***

SKRIPSI

Diajukan guna memenuhi salah satu syarat memperoleh
Gelar Sarjana Teknik pada Jurusan Teknik Perminyakan
Fakultas Teknologi Mineral
Universitas Pembangunan Nasional “Veteran” Yogyakarta



OLEH:

DION GUNAWAN

113170042/TM

**JURUSAN TEKNIK PERMINYAKAN
FAKULTAS TEKNOLOGI MINERAL
UNIVERSITAS PEMBANGUNAN NASIONAL “VETERAN”
YOGYAKARTA**

2021

**ANALISA KONTRIBUSI PRODUKTIVITAS FORMASI
PADA RESERVOIR BERLAPIS PADA LAPANGAN “DG”
MENGUNAKAN *PRODUCTION TEST***

SKRIPSI



Disetujui untuk Jurusan Teknik Perminyakan
Fakultas Teknologi Mineral
Universitas Pembangunan Nasional “Veteran” Yogyakarta

Pembimbing I

Pembimbing II

Ir. Anas Puji Santoso, M.T.

Ratna Widyaningsih, S.T., M.Eng.

PERNYATAAN KEASLIAN SKRIPSI

Saya yang bertandatangan di bawah ini menyatakan bahwa judul dan keseluruhan isi dari skripsi ini yang berjudul “ANALISA KONTRIBUSI PRODUKTIVITAS FORMASI PADA RESERVOIR BERLAPIS PADA LAPANGAN “DG” MENGGUNAKAN *PRODUCTION TEST*” adalah asli karya ilmiah saya, dan saya menyatakan bahwa dalam rangka penyusunan, 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 secara sengaja maupun tidak disengaja.

Saya menyatakan bahwa apabila kemudian hari terbukti skripsi saya ini mengandung unsur jiplakan dari karya orang lain atau pihak lain, maka sepenuhnya menjadi tanggung jawab saya, diluar tanggung jawab dosen pembimbing saya. Oleh karena itu saya sanggup bertanggung jawab secara hukum dan bersedia dibatalkan/dicabut gelar kesarjanaan saya oleh Otoritas atau Rektorat Universitas Pembangunan Nasional “Veteran” Yogyakarta.

Yogyakarta, 30 November 2021

Yang menyatakan,



Dion Gunawan

NIM. 113170042

Nomor Telepon : 082258595529
Alamat E-mail : dion.goena@gmail.com
Nama dan Alamat Orang Tua : Suria Gunawan, Babakan
Ujung RT 005/ RW 003, Kel.
Babakan, Kec. Tangerang

HALAMAN PERSEMBAHAN

Saya persembahkan skripsi ini kepada:

- **Tuhan Yesus Kristus**, atas limpahan kasih dan rahmat-Nya, sehingga saya dapat menyelesaikan skripsi ini dengan semaksimal mungkin
- **Kedua orang tua dan adik-adik saya** yang selalu memberikan dukungan secara moril dan materiil serta doa
- **Cindy Paramitha** yang selalu memberi semangat, motivasi, dan juga masukan-masukan dalam pengerjaan skripsi ini.

KATA PENGANTAR

Puji syukur kami panjatkan atas Kehadirat Tuhan YME karena berkat dan rahmat-Nya sehingga penulis dapat menyelesaikan tugas akhir yang berjudul **“ANALISA KONTRIBUSI PRODUKTIVITAS FORMASI PADA RESERVOIR BERLAPIS PADA LAPANGAN “DG” MENGGUNAKAN PRODUCTION TEST”**.

Adapun maksud dan tujuan dari penyusunan tugas akhir ini untuk memenuhi persyaratan penulisan skripsi guna meraih gelar Sarjana Teknik pada Jurusan Teknik Perminyakan, Fakultas Teknologi Mineral, Universitas Pembangunan Nasional “Veteran” Yogyakarta. Kami mengucapkan terima kasih kepada:

1. Prof. Dr. M. Irhas Effendi, M.Si. selaku Rektor UPN “Veteran” Yogyakarta.
2. Dr. Ir. Sutarto. M.T. selaku Dekan Fakultas Teknologi Mineral, UPN “Veteran” Yogyakarta.
3. Dr. Boni Swadesi, S.T., M.T. selaku Ketua Jurusan Teknik Perminyakan UPN “Veteran” Yogyakarta.
4. Hariyadi, S.T., M.T., selaku Ketua Program Studi S1 Jurusan Teknik Perminyakan
5. Eko Widi, S.T., M.T., selaku Dosen Wali
6. Ir. Anas Puji Santoso, M.T. selaku Dosen Pembimbing Satu Skripsi.
7. Ratna Widyaningsih, S.T., M.Eng. selaku Dosen Pembimbing Dua Skripsi.
8. Semua pihak yang telah banyak membantu baik moril maupun materil.

Penulis menyadari masih banyak terdapat kekurangan dalam penyusunan Tugas Akhir ini, oleh karena itu penulis mengharapkan adanya kritik dan saran yang membangun. Akhir kata semoga Akhir ini dapat bermanfaat bagi kita semua.

Yogyakarta, Desember 2021

Dion Gunawan

RINGKASAN

Lapangan “DG” merupakan salah satu lapangan minyak milik PHE ONWJ yang berproduksi pada reservoir berlapis. Lapangan “DG” terletak pada Cekungan Jawa Barat Utara tepatnya pada Sub-Cekungan Arjuna. Formasi yang menjadi fokus pada studi ini adalah Formasi *Main-Massive*. Sumur DA#1 dan Sumur DA#2 yang merupakan sumur pada Lapangan “DG” berproduksi pada tiga zona produktif menggunakan *commingle completion* sehingga penggunaan PLT (*Production Logging Tool*) pada sumur-sumur ini tepat digunakan. *Current production* pada Sumur DA#1 hingga saat ini adalah 2379 BFPD dengan P_{wf} sebesar 538 psi dan 1147 BFPD dengan P_{wf} sebesar 561 psi pada sumur DA#2. Sumur DA#1 dan Sumur DA#2 belum pernah dilakukan pengujian kontribusi produksi pada tiap lapisannya.

Metodologi yang digunakan dalam pengerjaan studi ini meliputi mengumpulkan dan mempersiapkan data, mengolah dan menganalisa *production log* secara kuantitatif pada interval zona produktif, menghitung dan membuat kurva IPR untuk masing-masing lapisan, menghitung dan membuat kurva IPR *Composite* pada masing-masing sumur, menghitung laju aktual sumuran dengan cara melakukan perpotongan antara kurva IPR *Composite* dengan TIP (*Tubing Intake Pressure*), menghitung laju tiap lapisan berdasarkan analisa *production log*, dan menghitung persen ketidaksamaan antara laju aktual sumuran dengan hasil perhitungan berdasarkan PLT (*Production Logging Tool*).

Berdasarkan perhitungan penulis, laju aktual sumuran yang didapatkan melalui perpotongan kurva IPR *composite* dengan TIP pada sumur DA#1 sebesar 2420 BFPD pada P_{wf} sebesar 565 psi. Sedangkan laju aktual sumuran pada Sumur DA#2 sebesar 1280 BFPD pada P_{wf} sebesar 551 psi. Laju kontribusi laju tiap lapisan pada Sumur DA#1 berdasarkan analisa PLT secara kuantitatif adalah 1026 BFPD untuk Lapisan A, 4 BFPD untuk Lapisan B, dan Lapisan C sebagai lapisan dengan kontribusi produksi terbesar sebesar 1433 BFPD dengan q_{total} terhadap tiga lapisan diatas sebesar 2464 BFPD. Sedangkan kontribusi laju tiap lapisan pada Sumur DA#2 adalah Lapisan A sebagai lapisan dengan kontribusi produksi terbesar sebesar 895 BFPD, 24 BFPD untuk Lapisan B, dan 391 BFPD untuk Lapisan C dengan q_{total} terhadap 3 lapisan diatas sebesar 1310 BFPD. Persen ketidaksamaan antara perhitungan kontribusi laju produksi tiap lapisan berdasarkan analisa PLT dengan laju alir aktual sumuran pada Sumur DA#1 sebesar 1,81% dan persen ketidaksamaan pada Sumur DA#2 sebesar 2,29%.

DAFTAR ISI

HALAMAN SAMPUL	i
HALAMAN JUDUL	ii
HALAMAN PENGESAHAN	iii
HALAMAN PERNYATAAN KEASLIAN SKRIPSI	iv
HALAMAN PERSEMBAHAN	v
KATA PENGANTAR	vi
RINGKASAN	vii
DAFTAR ISI	viii
DAFTAR GAMBAR	x
DAFTAR TABEL	xii
DAFTAR LAMPIRAN	xiii
BAB I PENDAHULUAN	1
1.1. Latar Belakang.....	1
1.2. Rumusan Masalah.....	2
1.3. Maksud dan Tujuan	2
1.4. Batasan Masalah.....	2
1.5. Metodologi	2
1.6. Sistematika Penulisan	6
BAB II TINJAUAN UMUM LAPANGAN	7
2.1. Sejarah Umum Lapangan.....	7
2.2. Geologi Regional Lapangan.....	9
2.3. Stratigrafi Regional Cekungan Jawa Barat Utara.....	12
2.4. Tinjauan Sumur DA#1 dan DA#2	15
BAB III DASAR TEORI	19
3.1. Reservoir Berlapis.....	19
3.2. Inflow Performance Relationship Metode Pudjo-Sukarno	21
3.3. IPR <i>Composite</i>	24
3.4. Kurva <i>Pressure Traverse</i>	26
3.5. <i>Commingle Completion</i>	26
3.6. <i>Production Logging Tool</i> (PLT).....	27
BAB IV PERHITUNGAN	34
4.1. Persiapan Data.....	34

DAFTAR ISI

(lanjutan)

4.2.	Kurva IPR 3 Fasa Metode Pudjo-Sukarno.....	38
4.2.1.	Sumur DA#1.....	38
4.2.2.	Sumur DA#2.....	41
4.3.	IPR <i>Composite</i>	44
4.3.1.	Sumur DA#1.....	44
4.3.2.	Sumur DA#2.....	47
4.4.	Perhitungan Kontribusi Produksi.....	49
4.4.1.	Sumur DA#1.....	49
4.4.2.	Sumur DA#2.....	52
BAB V PEMBAHASAN.....		55
BAB VI KESIMPULAN.....		60
DAFTAR PUSTAKA.....		61
LAMPIRAN		

DAFTAR GAMBAR

Gambar 1.1.	Diagram Alir Penyusunan Skripsi	5
Gambar 2.1.	Wilayah Kontrak PSC PHE ONWJ	7
Gambar 2.2.	Lokasi Lapangan “DG” pada Wilayah Kerja PHE ONWJ	8
Gambar 2.3.	Lokasi Platform Produksi Pada Wilayah PSC PHE ONWJ.....	9
Gambar 2.4.	Peta Kedalaman <i>Basement</i> Jawa Barat Utara	10
Gambar 2.5.	Cekungan Dalam Jawa Barat Utara	10
Gambar 2.6.	Peta Waktu dan Struktur <i>Basement</i> Jawa Barat Utara.....	11
Gambar 2.7.	Kolom Stratigrafi Cekungan Jawa Barat Utara.....	12
Gambar 2.8.	Profil Produksi Lapangan “DG”	16
Gambar 2.9.	<i>Completion Diagram</i> Sumur DA#1	17
Gambar 2.10.	<i>Completion Diagram</i> Sumur DA#2	18
Gambar 3.1.	Reservoir Berlapis dengan Tiga Lapisan tanpa <i>Crossflow</i>	21
Gambar 3.2.	Contoh Kurva <i>Dimensionless IPR Underbalanced</i> , 8 SPF, $r_p < 0.3$	22
Gambar 3.3.	Contoh Kurva <i>Dimensionless IPR Underbalanced</i> , 8 SPF, $r_p < 0.19$	23
Gambar 3.4.	<i>IPR Composite</i>	25
Gambar 3.5.	Penggunaan Kurva <i>Pressure Traverse</i>	26
Gambar 3.6.	<i>Commingle Completion (Single Tubing with Multiple Packer)</i> ..	27
Gambar 3.7.	<i>Typical Spinner Flowmeter Response Curve</i>	29
Gambar 3.8.	<i>Continuous Spinner Flowmeter</i>	29
Gambar 4.1.	Kurva IPR @12 SPF pada Lapisan A Sumur DA#1	40
Gambar 4.2.	Kurva IPR @12 SPF pada Lapisan B Sumur DA#1	40
Gambar 4.3.	Kurva IPR @12 SPF pada Lapisan C Sumur DA#1	41
Gambar 4.4.	Kurva IPR @12 SPF pada Lapisan A Sumur DA#2.....	43
Gambar 4.5.	Kurva IPR @12 SPF pada Lapisan B Sumur DA#2	43
Gambar 4.6.	Kurva IPR @12 SPF pada Lapisan C Sumur DA#2	44
Gambar 4.7.	Kurva IPR <i>Composite</i> pada Sumur DA#1	46

DAFTAR GAMBAR

(lanjutan)

Gambar 4.8.	Kurva IPR <i>Composite</i> vs TIP pada Sumur DA#1	46
Gambar 4.9.	Kurva IPR <i>Composite</i> pada Sumur DA#2.....	48
Gambar 4.10.	Kurva IPR <i>Composite</i> vs TIP pada Sumur DA#2.....	49

DAFTAR TABEL

Tabel I-1	Data yang Diperlukan	3
Tabel III-1	Contoh <i>Range</i> Data untuk Perhitungan Kurva IPR	23
Tabel III-2	Konstanta (<i>Overbalanced Perforation</i>).....	24
Tabel III-3	Konstanta (<i>Underbalanced Perforation</i>).....	24
Tabel III-4	Spesifikasi <i>Spinner Flowmeter</i>	30
Tabel IV-1	Data Kompleksi Sumur DA#1 dan DA#2	34
Tabel IV-2	Data Produksi Sumur DA#1.....	35
Tabel IV-3	Data Produksi Sumur DA#2.....	36
Tabel IV-4	Data PVT Sumur DA#1 dan DA#2.....	36
Tabel IV-5	Data Permeabilitas (k) dan Ketebalan (h) Sumur DA#1 dan DA#2.....	37
Tabel IV-6	Data Tekanan Sumur DA#1 dan DA#2.....	37
Tabel IV-7	Data PLT (<i>Production Logging Tool</i>) Sumur DA#1.....	38
Tabel IV-8	Data PLT (<i>Production Logging Tool</i>) Sumur DA#2.....	38
Tabel IV-9	q_{maks} Tiap Lapisan pada Sumur DA#1	39
Tabel IV-10	q Tiap Lapisan dengan P_{wf} tertentu pada Sumur DA#1.....	39
Tabel IV-11	q_{maks} Tiap Lapisan pada Sumur DA#2	42
Tabel IV-12	q Tiap Lapisan dengan P_{wf} tertentu pada Sumur DA#2.....	42
Tabel IV-13	q <i>Composite</i> pada Sumur DA#1	45
Tabel IV-14	q <i>Composite</i> pada Sumur DA#2.....	48
Tabel IV-15	Laju Tiap Lapisan Sebelum Dikoreksi Berdasarkan PLT pada Sumur DA#1	51
Tabel IV-16	Laju Tiap Lapisan Terkoreksi Berdasarkan PLT pada Sumur DA#1.....	52
Tabel IV-17	Laju Tiap Lapisan Sebelum Dikoreksi Berdasarkan PLT pada Sumur DA#2.....	54
Tabel IV-18	Laju Tiap Lapisan Terkoreksi Berdasarkan PLT pada Sumur DA#2.....	54

DAFTAR LAMPIRAN

- Lampiran A1** *Pressure Traverse* Sumur DA#1 pada *Water Cut* = 100% dan $q = 1000$ BFPD
- Lampiran A2** *Pressure Traverse* Sumur DA#1 pada *Water Cut* = 0% dan $q = 1000$ BFPD
- Lampiran A3** *Pressure Traverse* Sumur DA#1 pada *Water Cut* = 100% dan $q = 2000$ BFPD
- Lampiran A4** *Pressure Traverse* Sumur DA#1 pada *Water Cut* = 0% dan $q = 2000$ BFPD
- Lampiran A5** *Pressure Traverse* Sumur DA#1 pada *Water Cut* = 100% dan $q = 3000$ BFPD
- Lampiran A6** *Pressure Traverse* Sumur DA#1 pada *Water Cut* = 0% dan $q = 3000$ BFPD
- Lampiran A7** *Pressure Traverse* Sumur DA#2 pada *Water Cut* = 100% dan $q = 1000$ BFPD
- Lampiran A8** *Pressure Traverse* Sumur DA#2 pada *Water Cut* = 0% dan $q = 1000$ BFPD
- Lampiran A9** *Pressure Traverse* Sumur DA#2 pada *Water Cut* = 100% dan $q = 2000$ BFPD
- Lampiran A10** *Pressure Traverse* Sumur DA#2 pada *Water Cut* = 0% dan $q = 2000$ BFPD
- Lampiran A11** *Pressure Traverse* Sumur DA#2 pada *Water Cut* = 100% dan $q = 3000$ BFPD
- Lampiran A12** *Pressure Traverse* Sumur DA#2 pada *Water Cut* = 0% dan $q = 3000$ BFPD

BAB I

PENDAHULUAN

1.1. Latar Belakang

Secara umum, banyak lapangan minyak maupun lapangan gas saat ini memproduksi pada reservoir yang memiliki lebih dari satu lapisan. Salah satu lapangan minyak milik PHE ONWJ (Pertamina Hulu Energi *Offshore Northwest Java*) yang memiliki reservoir berlapis adalah lapangan “DG” dengan produksi minyak terbesar. Pada lapangan ini banyak sumur-sumur yang menggunakan *commingle completion* sehingga PLT (*Production Logging Tool*) tepat digunakan untuk sumur sumur ini. *Production log* memberikan informasi yang diperlukan untuk menganalisa kelakuan sumur khususnya untuk reservoir berlapis. Analisa *production logging* dapat dilakukan baik secara kualitatif maupun kuantitatif untuk mengetahui kontribusi produksi per lapisan pada sumur tersebut serta masalah-masalah kompleks sumur.

Lapangan “DG” berada di Cekungan Barat Utara Pulau Jawa, tepatnya pada Sub-Cekungan Arjuna. Lapangan “DG” berjarak sekitar 32-121 kilometer dari garis pantai utara Jakarta berdekatan dengan pulau-pulau di Kepulauan Seribu serta berada di sebelah utara Tangerang. Lapangan “DG” dibagi menjadi 5 bagian besar yaitu: *Main, East, South, Esra* dan *West*. Lapangan “DG” menembus formasi Parigi, *Post-Main, Massive* dan Baturaja. Total *platform* pada lapangan ini berjumlah 25 (13 aktif dan 12 sebagai *backup*/tidak aktif). Total OOIP sebesar 1.385 MMBO dan OGIP sebesar 858 BSCF (dari 5 struktur). Produksi saat ini sebesar 8.700 BOPD dan gas sebesar 10 MMSCFD. Kumulatif produksi lapangan “DG” hingga saat ini sebesar 376 MMBO dan gas sebesar 474 BCF dengan *current RF* sebesar 27%. Kontribusi produksi per sumuran pada lapangan “DG” hingga saat ini adalah 2.379 BFPD P_{wf} sebesar 538 psi pada Sumur DA#1 dan 1.147 BFPD dengan P_{wf} sebesar 561 psi pada Sumur DA#2.

Berdasarkan kondisi lapangan “DG” dan kenyataan bahwa pada Sumur DA#1 dan Sumur DA#2 belum pernah dilakukannya perhitungan kontribusi

produksi tiap lapisannya maka perlu dilakukan analisa PLT (*Production Logging Tool*) agar lapangan “DG” bisa menjaga kestabilan produksi dengan mengurangi masalah-masalah dalam kompleksi baik kebocoran pada *tubing* atau lainnya. Dari data PLT (*Production Logging Tool*) dapat diketahui juga lapisan manakah yang memiliki kontribusi produksi terbesar maupun yang terkecil sehingga lapisan dengan kontribusi produksi terkecil dapat dilakukan optimasi produksi guna meningkatkan laju produksi.

1.2. Rumusan Masalah

Rumusan masalah dari penulisan skripsi ini adalah belum adanya data kontribusi produktivitas formasi di tiap lapisan pada sumur yang diteliti.

1.3. Maksud dan Tujuan

Maksud dari penulisan skripsi ini adalah menganalisa *chart log* PLT (*Production Logging Tool*) yang diperoleh untuk menentukan laju alir tiap lapisan sehingga dapat diketahui produksi sumur secara keseluruhan.

Tujuan dari penulisan skripsi ini adalah menentukan kontribusi produktivitas formasi pada tiap lapisan dengan menggunakan PLT (*Production Logging Tool*).

1.4. Batasan Masalah

Studi ini membatasi masalah dengan menganalisa *chart log* PLT (*Production Logging Tool*) terhadap tiap-tiap lapisan pada sumur yang diteliti dimana sumur yang dilakukan kajian merupakan sumur yang berproduksi pada 3 zona produktif dengan *tubing completion* tipe *commingled*, fluida yang diproduksi berupa tiga fasa, *cased hole*, dan tidak memperhitungkan aspek keekonomian.

1.5. Metodologi

Metodologi dari penulisan skripsi ini adalah :

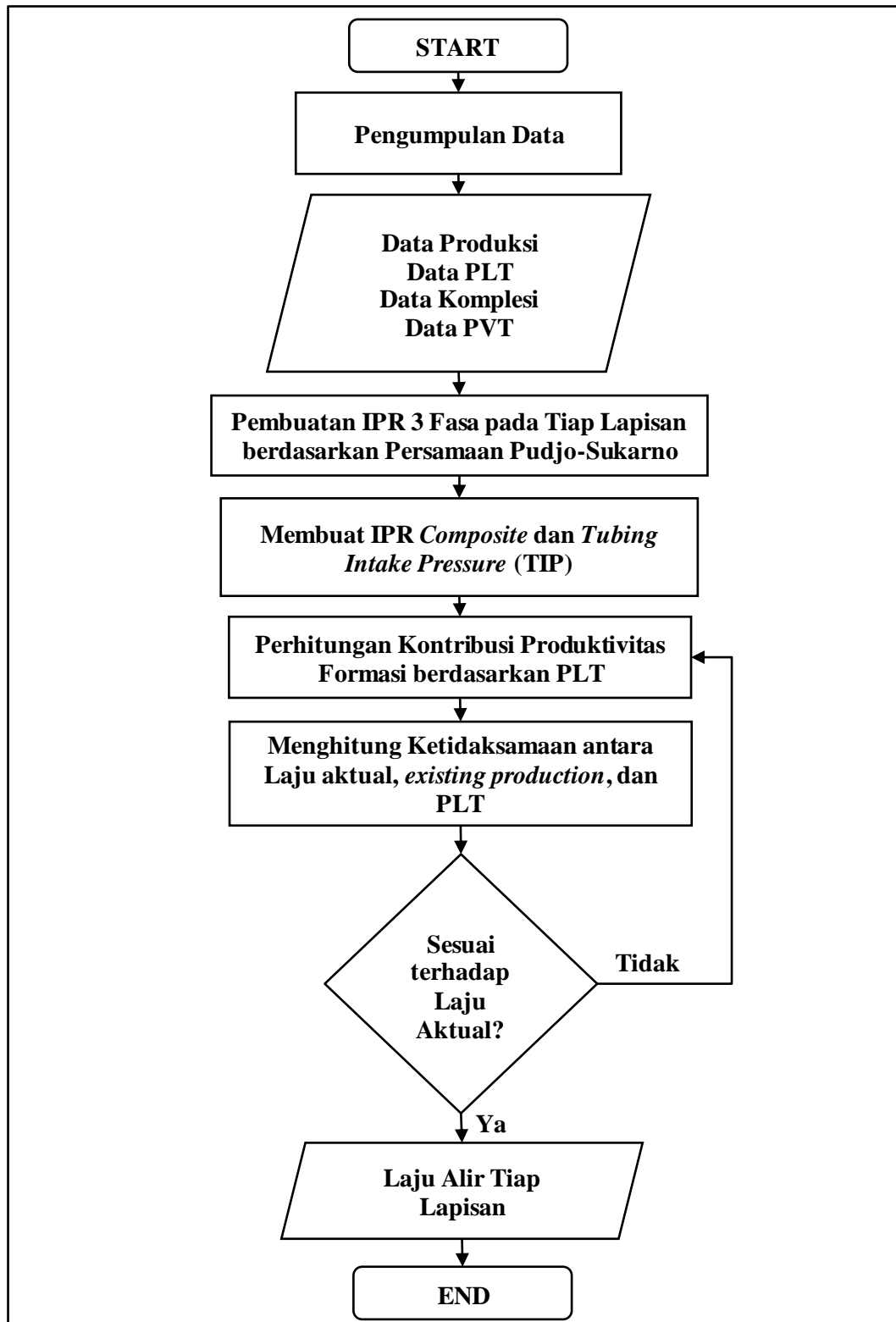
1. Mengumpulkan dan mengidentifikasi data produksi, data PLT, dan data kompleksi. Berikut kompilasi data yang diperlukan:

Tabel I-1
Data yang Diperlukan

Data Produksi
<ul style="list-style-type: none"> ➤ Tekanan Reservoir (P_r) ➤ Tekanan Alir Dasar Sumur (P_{wf}) ➤ Laju Produksi Minyak (Q_o) ➤ Laju Produksi Air (Q_w) ➤ Laju Produksi Gas (Q_g)
Data PLT
<ul style="list-style-type: none"> ➤ <i>Spinner Flowmeter</i> ➤ <i>Tracer Log</i> ➤ <i>Noise Log</i>
Data Kompleksi
<ul style="list-style-type: none"> ➤ Kedalaman Sumur ➤ Kedalaman <i>Tubing</i> ➤ Tekanan Kepala Sumur (P_{wh}) ➤ Kedalaman Perforasi (MD) ➤ Kedalaman Perforasi (TVD) ➤ <i>Tubing OD</i> ➤ <i>Tubing ID</i> ➤ <i>Casing OD</i> ➤ <i>Casing ID</i>

2. Membuat kurva IPR 3 Fasa Metode Pudjo-Sukarno tipe *casedhole* untuk tiap lapisan pada tiap sumur
3. Membuat kurva IPR *Composite*
4. Menghitung laju alir aktual sumuran dengan cara melihat perpotongan kurva antara TIP (*Tubing Intake Pressure*) pada ukuran ID *tubing* tertentu dengan IPR *Composite*.
5. Melakukan analisa nilai q berdasarkan analisa PLT secara kuantitatif

6. Melakukan perbandingan dan menghitung pertidaksamaan antara q yang dihasilkan antara kurva IPR *Composite*, *existing production*, dan PLT.



Gambar 1.1.
Diagram Alir Penyusunan Skripsi

1.6. Sistematika Penulisan

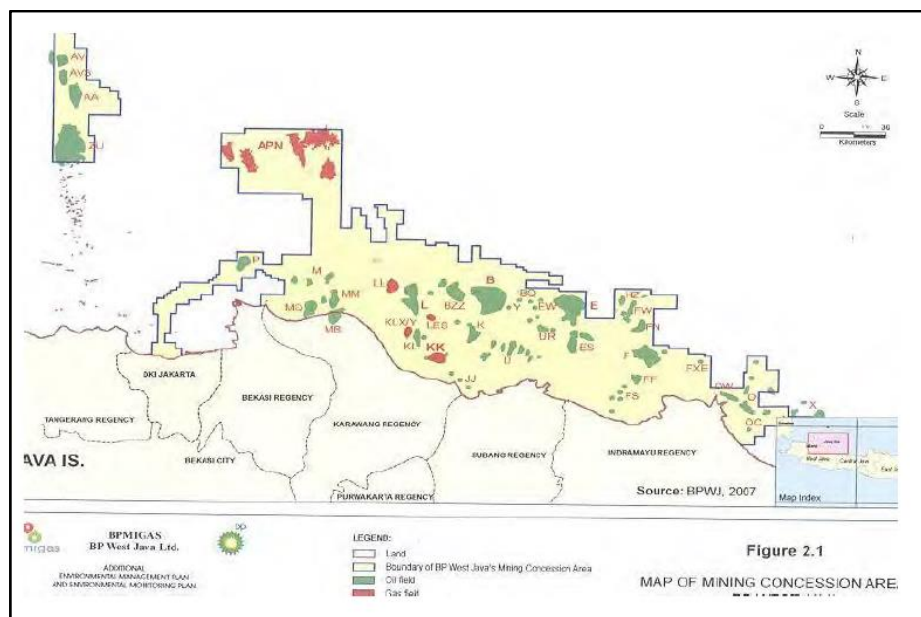
Pada penulisan skripsi yang berjudul ‘Analisa Kontribusi Produktivitas Formasi Pada Reservoir Berlapis Lapangan “DG” Menggunakan *Production Test*’ ini terdiri dari enam bab, yaitu: Bab I Pendahuluan; Bab II Tinjauan Umum Lapangan; Bab III Dasar Teori; Bab IV Perhitungan dan Analisa Kontribusi Produktivitas Formasi; Bab V Pembahasan; dan Bab VI Kesimpulan.

BAB II

TINJAUAN UMUMLAPANGAN

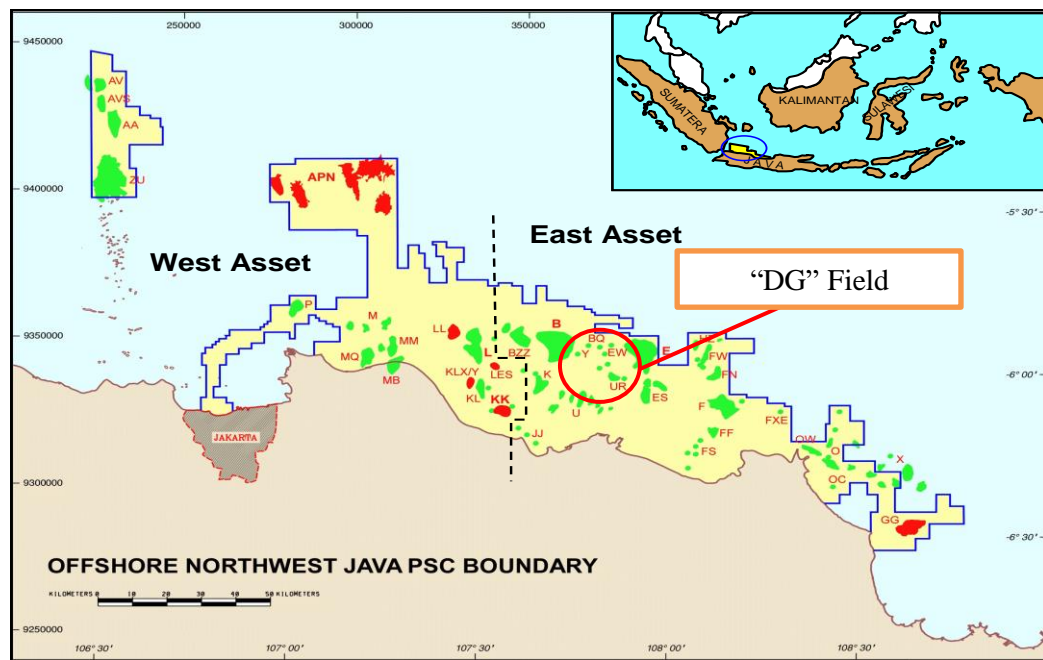
2.1. Sejarah Umum Lapangan

Wilayah PSC lapangan minyak PHE ONWJ (*Offshore North West Java*) terletak di lepas pantai laut Jawa, terbentang dari Kepulauan Seribu sampai utara Indramayu seluas 17.895 km², berjarak sekitar 32-121 kilometer dari garis pantai utara. Terdapat fasilitas produksi yang terbagi menjadi dua *asset* pada wilayah tersebut yaitu wilayah *West Asset* dan wilayah *East Asset*, seperti yang ditunjukkan pada **Gambar 2.1**.



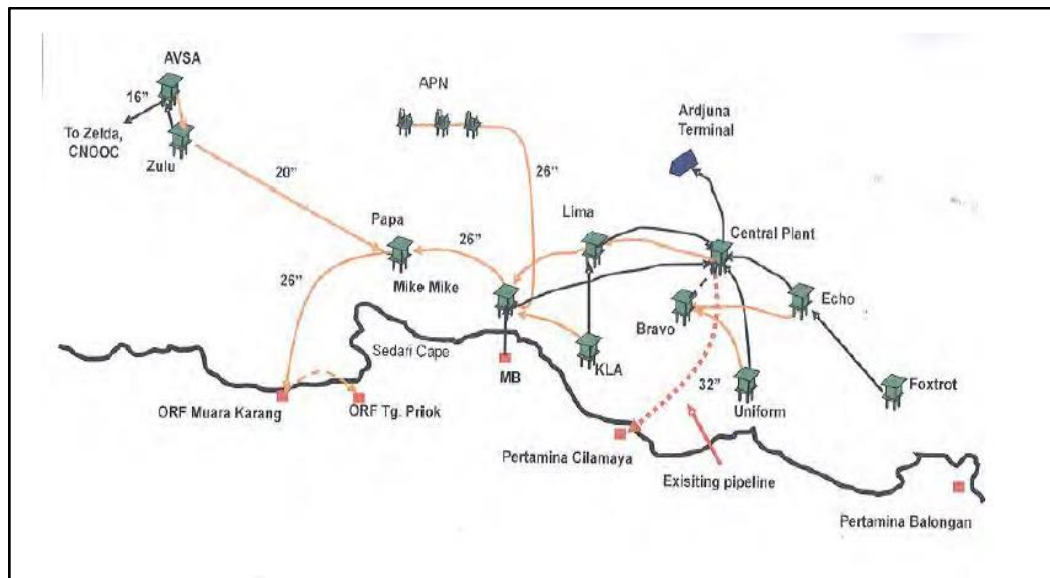
Gambar 2.1.
Wilayah Kontrak PSC PHE ONWJ
(Pertamina, 2016)

Lapangan “DG” terletak sekitar 150 kilometer sebelah timur laut dari teluk Jakarta yang dapat ditunjukkan seperti pada **Gambar 2.2**.



Gambar 2.2.
Lokasi Lapangan “DG” pada Wilayah Kerja PHE ONWJ
 (Pertamina, 2016)

Kegiatan penambangan minyak dan gas bumi pada wilayah kerja ini berawal dari tahun 1968, sejak Pertamina dengan mitra asingnya bernama ARII (*Atlantic Richfield Indonesia Inc.*) melakukan upaya pengeboran. Penemuan sumur minyak dan gas bumi untuk pertama kalinya di Lapangan “DG” sekitar 97 kilometer dari tepian pantai Kandang Haur kemudian ditindaklanjuti dengan proses eksploitasi minyak lepas pantai sejak 1971 hingga saat ini. Sejak 1971, ARII mengembangkan operasi eksploitasi minyak dan gas bumi di kawasan lepas pantai Cilamaya Utara dengan mulai beroperasinya lapangan minyak Bravo pada tahun 1972, diikuti dengan lapangan minyak Kilo pada tahun 1973, lalu lapangan minyak Lima pada tahun 1974, lapangan minyak Uniform pada tahun 1975, serta lapangan minyak lainnya. Pengelolaan kegiatan eksploitasi minyak dan gas bumi ARII di tanah air dialihkan secara resmi ke *BP Indonesia Ltd* sejak paruh awal 2000. Kemudian pada bulan September 2009, Pertamina Hulu Energi (PHE *Offshore North West Ltd.*) mengambil alih pengelolaan lapangan dari *BP Indonesia Ltd.* hingga saat ini. **Gambar 2.3.** menunjukkan lokasi *platform* produksi pada lapangan-lapangan yang berada pada cakupan wilayah PSC PHE ONWJ (*Offshore North west Java*).

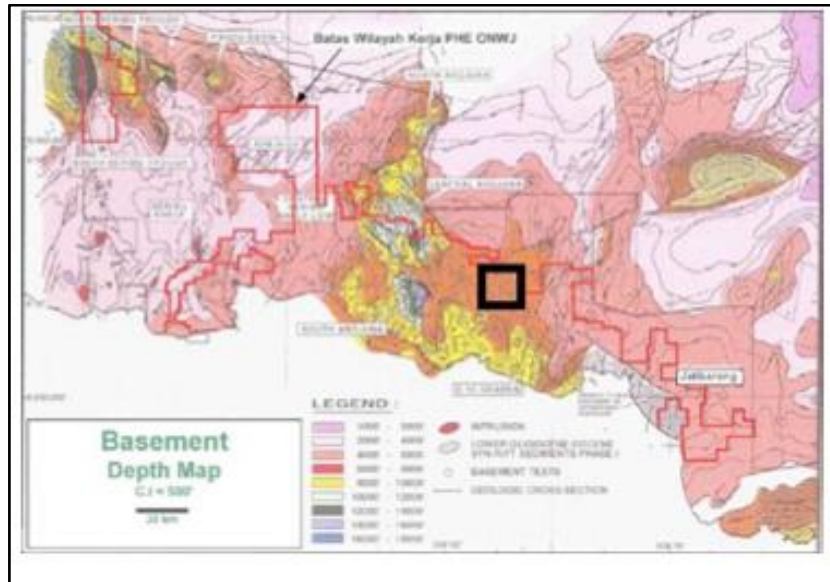


Gambar 2.3.
Lokasi Platform Produksi Pada Wilayah PSC PHE ONWJ
(Pertamina, 2016)

Lapangan “DG” pertama kali ditemukan melalui sumur E-1 pada tahun 1969 dan pada tahun 1971 mulai dikembangkan dimana diketahui *current production* minyak pada saat ini adalah sekitar 8.700 BOPD dan gas sebesar 10 MMSCFD yang diproduksi melalui 46 *string* dari 44 sumur. Mayoritas sumur pada lapangan ini menggunakan *gas lift* dimana *maximum discharge compressor* yang terdapat pada fasilitas di lapangan “DG” adalah sebesar 690 psi.

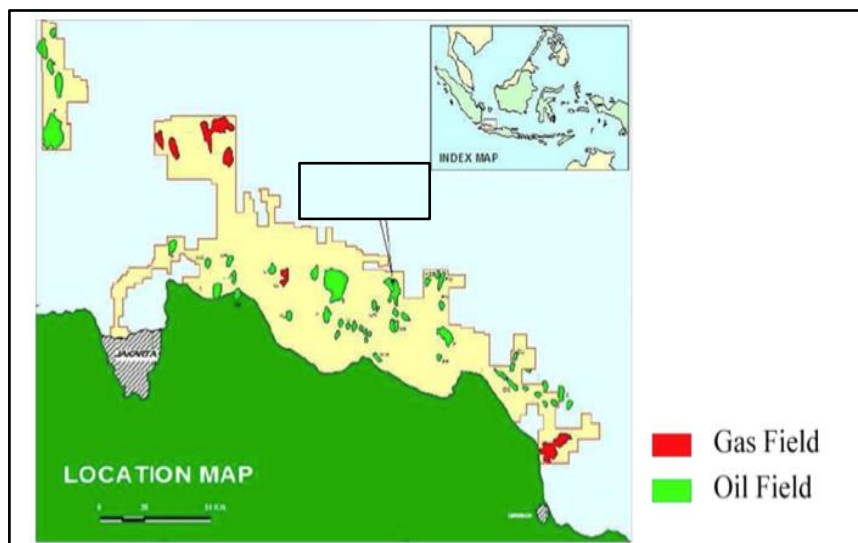
2.2. Geologi Regional Lapangan

Lapangan “DG” termasuk dalam bagian Cekungan Barat Utara Pulau Jawa. Lapangan “DG” termasuk dalam batas benua pada daratan Sunda yang terbentuk dari fase keretakan di masa Eosen. Cekungan Jawa Barat Utara terdiri atas dominan *rift* yang memiliki hubungan dengan patahan membentuk beberapa struktur depositer (*half graben*), antara lain Sub-Cekungan Arjuna dan Sub-Cekungan Jatibarang sebagai depositer utamanya dan depositer lainnya seperti: Sub-Cekungan Ciputat, Sub-Cekungan Pasirputih. Depositer tersebut kebanyakan berisi sedimen tersier yang memiliki ketebalan lebih dari 5.500 meter, seperti yang ditunjukkan pada **Gambar 2.4**.



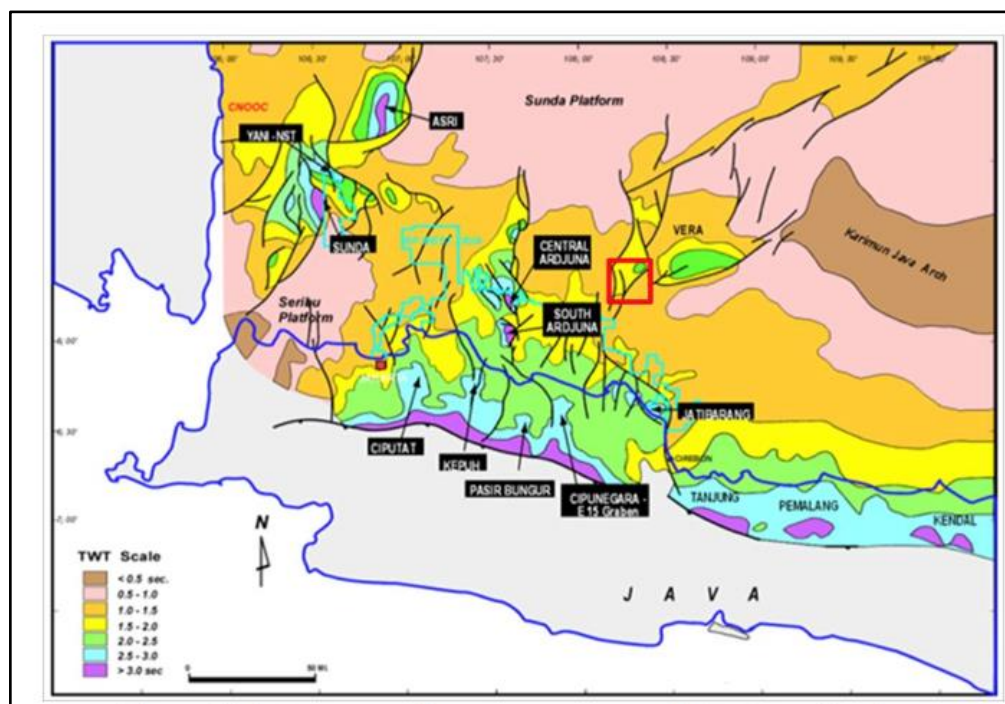
Gambar 2.4.
Peta Kedalaman *Basement* Jawa Barat Utara
 (Pertamina, 2016)

Area kontrak PSC ONWJ mencakup wilayah *offshore* dari cekungan barat laut tepatnya cekungan tersier asimetris yang cenderung ke arah barat daya-timur laut yang terletak pada lempeng Sunda, titik paling ujung benua Asia bagian selatan, yang terbentuk pada periode akhir masa *cretaceous*. **Gambar 2.5.** menunjukkan lokasi area kontrak PSC ONWJ pada bagian cekungan dalam Jawa Barat Utara.



Gambar 2.5.
Cekungan Dalam Jawa Barat Utara
 (Pertamina, 2016)

Area PHE ONWJ memiliki 2 aktivitas tektonik yaitu aktivitas tektonik pada Akhir *Cretaceous* ketika terjadi benturan antara lempengan mikro-Kangean dan lempengan Sunda dan yang kedua adalah benturan antara lempengan Sunda dan lempengan Indo-Australia pada masa awal Pliosen Tersier. Struktur pada area ini terbentuk dari aktivitas-aktivitas tektonik yang terdiri dari ketinggian *basement*, antiklin yang terpatahkan, *Horst* dan *Block*, dan beberapa lipatan pada bagian yang turun pada bagian dari lipatan utama. Peta waktu dan struktur *basement* Jawa Barat Utara ditunjukkan pada **Gambar 2.6**.

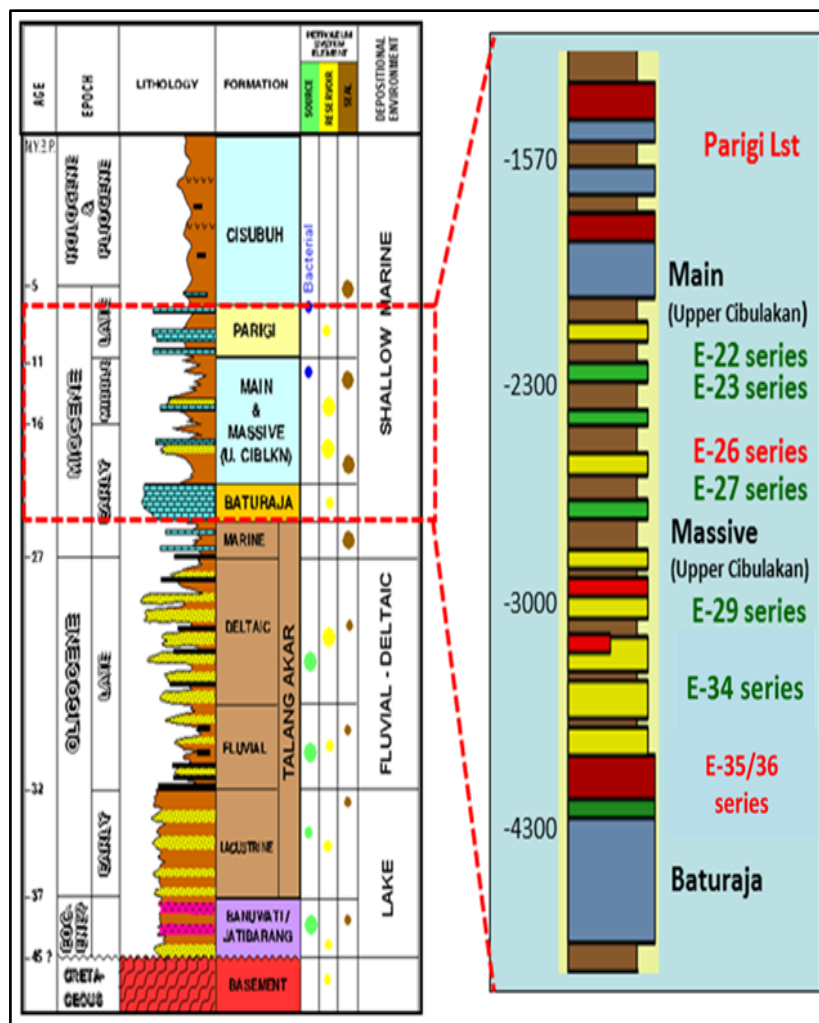


Gambar 2.6.
Peta Waktu dan Struktur *Basement* Jawa Barat Utara
(Irawan & Lubis, 2017)

Struktur-struktur ini berkontribusi untuk menjadi perangkap efektif dalam mengakumulasi hidrokarbon. Struktur regional ONWJ berorientasi ke arah timur-barat, paralel dengan zona subduksi dan merupakan hasil dari tekanan kompresional utara-selatan. Tekanan tensional Timur-barat menghasilkan patahan kotak utara-selatan.

2.3. Stratigrafi Regional Cekungan Jawa Barat Utara

Cekungan yang menjadi daerah penelitian adalah Cekungan Jawa Barat Utara dengan kolom stratigrafi yang ditunjukkan pada **Gambar 2.7**. Gambar di bawah memperlihatkan urutan stratigrafi Cekungan Jawa Barat Utara dari tua ke muda (Pertamina, 2016), yaitu: Batuan dasar, Formasi Jatibarang, Kelompok Cibulakan Bawah (Formasi Talang Akar dan Formasi Baturaja), Formasi Cibulakan Atas, Formasi Parigi, dan Formasi Cisubuh.



Gambar 2.7.
Kolom Stratigrafi Cekungan Jawa Barat Utara
(Pertamina, 2016)

Sedimentasi tersier dari cekungan Jawa Barat Utara dapat dibagi menjadi 2 kelompok utama yaitu pengisian sedimen dalam fase peretakan (*syn-rift*) yang terdiri dari sedimen *non-marine* dan pengisian sedimen dalam fase penurunan

(*post-rift*) yang terdiri dari sedimen *marine* dan *marginal marine*. Empat dari enam formasi diantaranya, keempatnya adalah Formasi Talang Akar, Baturaja, *Main-Massive* dan Parigi merupakan perangkap efektif untuk akumulasi hidrokarbon.

1. **Batuan Dasar (*Basement*)**

Litologi berupa batuan metamorf dan batuan beku andesitik dan basaltik merupakan ciri-ciri dari Batuan Dasar (*basement*) yang berada pada Cekungan Jawa Barat Utara. Kelompok batuan ini diperkirakan memiliki umur pra-Tersier hingga Awal Paleosen.

2. **Jatibarang**

Formasi Jatibarang diendapkan di atas batuan dasar secara tidak selaras, berumur pra-Tersier dengan ketebalan lapisan umumnya pada bagian barat Sub-Cekungan Jatibarang ditemui relatif tipis. Formasi ini terdiri dari Tuf, Breksi, aglomerat, dan lava (tubuh gunung api) dengan beberapa bagian terdiri atas perselingan batuan konglomerat, lempung, dan pasir yang ditafsirkan sebagai bagian dari kaki gunung api. Formasi Jatibarang memiliki umur Eosen hingga Oligosen Awal (Wahab dan Martono, 1985). Formasi ini diendapkan pada lingkungan kontinental hingga fluvial.

3. **Talang Akar**

Talang Akar terdeposisi pada fase *Syn Rift*. Talang Akar terdiri dari sebagian besar *shale* yang diselimuti oleh batu pasir, batu endapan, batu bara dan lapisan tipis batugamping. Formasi Talang Akar memiliki 2 anggota yaitu Talang Akar bawah (Oligosen Awal) dan Talang Akar atas (Oligosen awal-Miosen awal). Ada beberapa reservoir yang dapat ditemukan pada formasi Talang Akar bawah. Talang Akar *Deltaic* memiliki beberapa reservoir yang mempunyai akumulasi hidrokarbon. Talang Akar *Marine* didominasi oleh *marine shale* dengan lapisan batugamping tipis.

4. **Baturaja**

Batugamping Baturaja secara selaras berada di atas Talang Akar dalam fase *Post Rift* atau permulaan dari *transgressive* (Miosen Awal). Formasi ini terdiri atas litologi batugamping dengan perselingan tipis serpih, napal dan di beberapa area lokal berkembang batugamping terumbu. Formasi ini diendapkan pada lingkungan

laut dangkal dan diperkirakan berumur Miosen Awal. Hampir keseluruhan unit ini terdiri dari batugamping pada lingkungan laut dangkal. Pada beberapa tempat, terdapat terumbu karbonat yang dapat menjadi reservoir yang baik untuk akumulasi hidrokarbon.

5. *Main-Massive (Upper Cibulakan)*

Main-Massive terdeposisi di atas Baturaja lingkungan laut dangkal saat terjadi fase penurunan (Miosen tengah). Formasi ini terdiri dari serpih yang dominan dengan perselingan batupasir dan batugamping yang biasanya berupa batugamping klastik serta batugamping terumbu yang berkembang secara tersebar. Unit ini terdiri dari batu pasir *glauconitic* yang di atasnya dilapisi batu lempung dan dilapisi tipis dengan batugamping. Terjadinya batu pasir pada unit ini sangat penting karena merupakan *reservoir* hidrokarbon utama pada lapangan PHE ONWJ (*Offshore North West Java*). Studi ini berfokus pada formasi ini. Mid perforasi pada formasi ini terletak pada kedalaman 2.800 ft MD, 2.890 ft MD , 3.343 ft MD dan 3.025 ft MD , 3.163 ft MD , 3.686 ft MD.

Formasi *Main-Massive* yang merupakan fokus formasi Lapangan “DG” merupakan lapisan *porous* dengan nilai porositas rata-rata lebih dari 30% sehingga terbukti sangat baik sebagai batuan penyimpan hidrokarbon. Selain itu lapisan batuan tersebut mampu mengalirkan hidrokarbon secara baik terbukti dari hasil *drill stem test* (DST) yang dapat mencapai lebih dari 1.000 barel minyak per hari (BOPD) dan sejarah produksi lapangan yang telah menghasilkan minyak lebih dari 37 juta barrel (MMBO). Sumur-sumur di Lapangan “DG” tidak semuanya memiliki ketiga lapisan pengasil hidrokarbon.

6. *Parigi*

Formasi Parigi dicirikan oleh litologi batugamping klastik maupun batugamping terumbu. Pada waktu akhir Miosen Tengah hingga Miosen Akhir terjadi transgresi kedua pada siklus sedimentasi Neogen yang menyebabkan pengendapan batugamping Formasi Parigi yang terhampar hampir ke seluruh wilayah cekungan. Formasi ini merupakan hasil dari transgresi marin laut dangkal yang terendapkan relatif stabil. Unit ini terdeposisi pada laut dangkal (Miosen akhir) dan terdiri dari terumbu karbonat pada *paleo high* Barat Laut-Tenggara.

Batugamping Parigi adalah *reservoir* gas utama pada Lapangan PHE ONWJ (*Offshore North West Java*).

7. Cisubuh

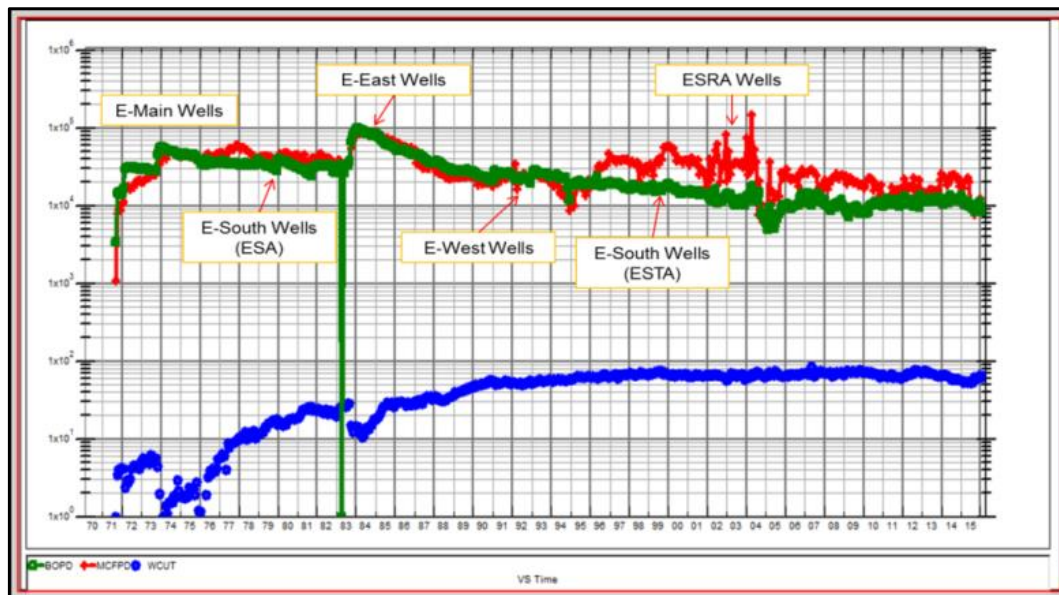
Cisubuh terdeposisi pada batuan pengisi di akhir penurunan cekungan (Pliosen – Pleistosen), unit ini adalah bagian terakhir dari aktivitas tektonik di cekungan Jawa Barat Utara. Pada beberapa tempat dilapisi tipis dengan batu pasir yang mengandung *shallow gas*, dapat terlihat pada survey seismik.

2.4. Tinjauan Sumur DA#1 dan DA#2

Sumur DA#1 adalah salah satu sumur minyak yang diproduksi pada Lapangan “DG”. Sumur DA#1 mulai diproduksi sejak tahun 2013 melalui lapisan zona E-22C, E-23 dan E-27. Sumur DA#1 mengalir dengan cara *natural flow* sejak awal produksi hingga pada Agustus 2013. Sumur DA#1 menjadi sumur dengan nilai produksi terbesar pada lapangan “DG”. Selain memiliki produksi yang besar, sumur DA#1 memiliki nilai *water cut* yang besar yaitu sebesar 80 %. Melalui data SGS (*Static Gradient Survey*) didapat tekanan statis (P_s) pada lapisan A sebesar 642 psi, 690 psi untuk lapisan B, dan 784 psi untuk lapisan C. Sedangkan dengan FGS (*Flowing Gradient Survey*) dapat diketahui juga tekanan alir dasar sumur (P_{wf}) dengan nilai P_{wf} tersebut yaitu, Lapisan A sebesar 502 psi, Lapisan B sebesar 525 psi dan Lapisan C sebesar 586 psi.

Sumur DA#2 merupakan salah satu sumur minyak lainnya yang berproduksi pada Lapangan “DG”. Sumur DA#2 mulai diproduksi sejak tahun 1999 melalui lapisan zona E-23, E-27, dan E-29. Sumur DA#2 mengalir dengan cara *natural flow* sejak awal berproduksi hingga pada September 1999. Sumur DA#2 telah mengalami *peak production*. Hingga saat ini sumur DA#2 memiliki nilai *water cut* yang lebih besar dibandingkan dengan sumur DA#1 yaitu sebesar 90 %. Produksi tertinggi pada sumur ini lebih rendah bila di bandingkan dengan sumur DA#1. Melalui data SGS (*Static Gradient Survey*) didapat tekanan statis (P_s) pada lapisan A sebesar 612 psi, Lapisan B sebesar 670 psi, dan Lapisan C sebesar 823 psi. P_s yang didapat sesuai teori semakin bawah maka semakin besar. Dengan data FGS (*Flowing Gradient Survey*) dapat diketahui juga tekanan alir dasar sumur (P_{wf}).

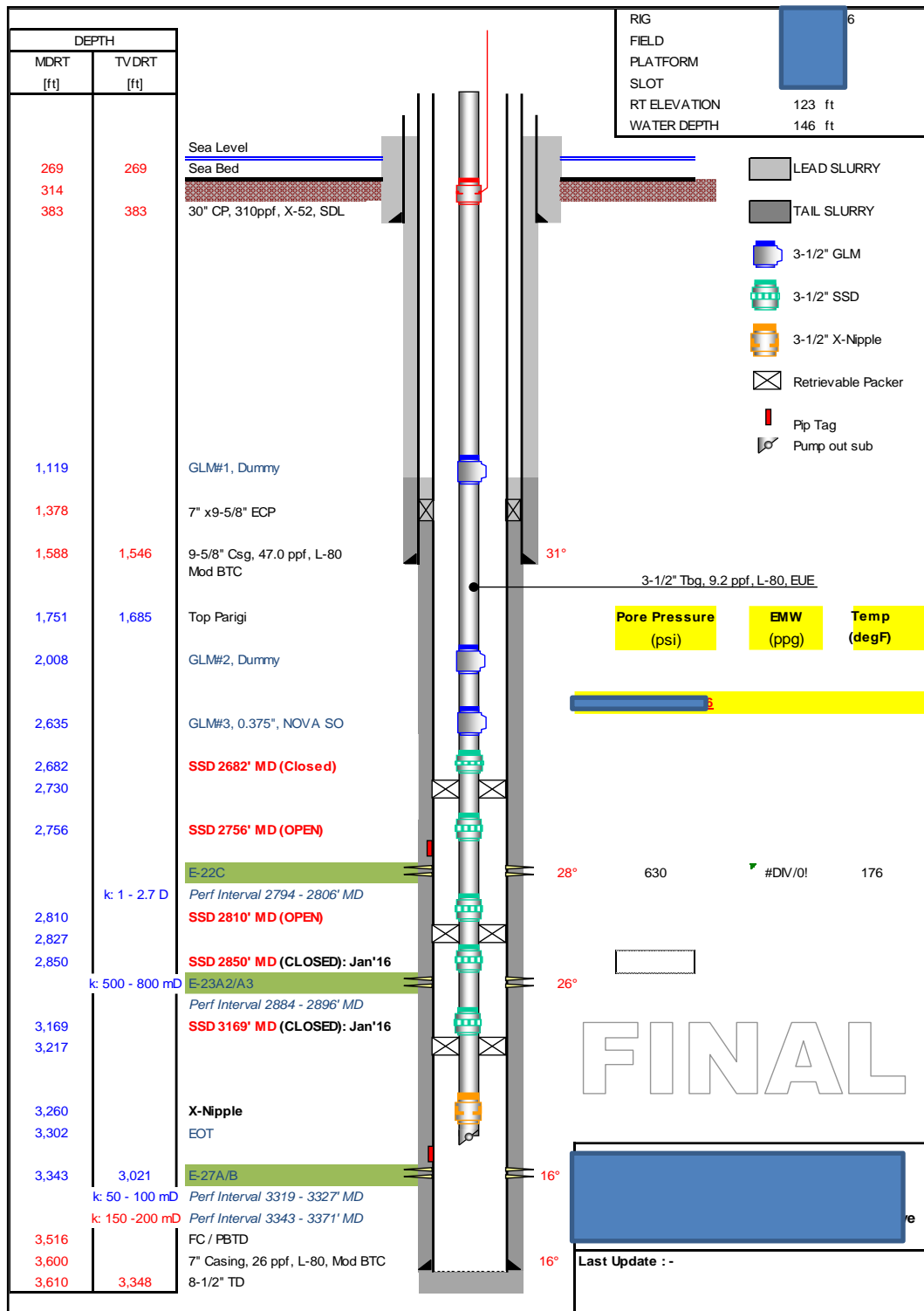
Adapun nilai nilai P_{wf} tersebut yaitu Lapisan A sebesar 520 psi, Lapisan B sebesar 550 psi dan Lapisan C sebesar 613 psi.



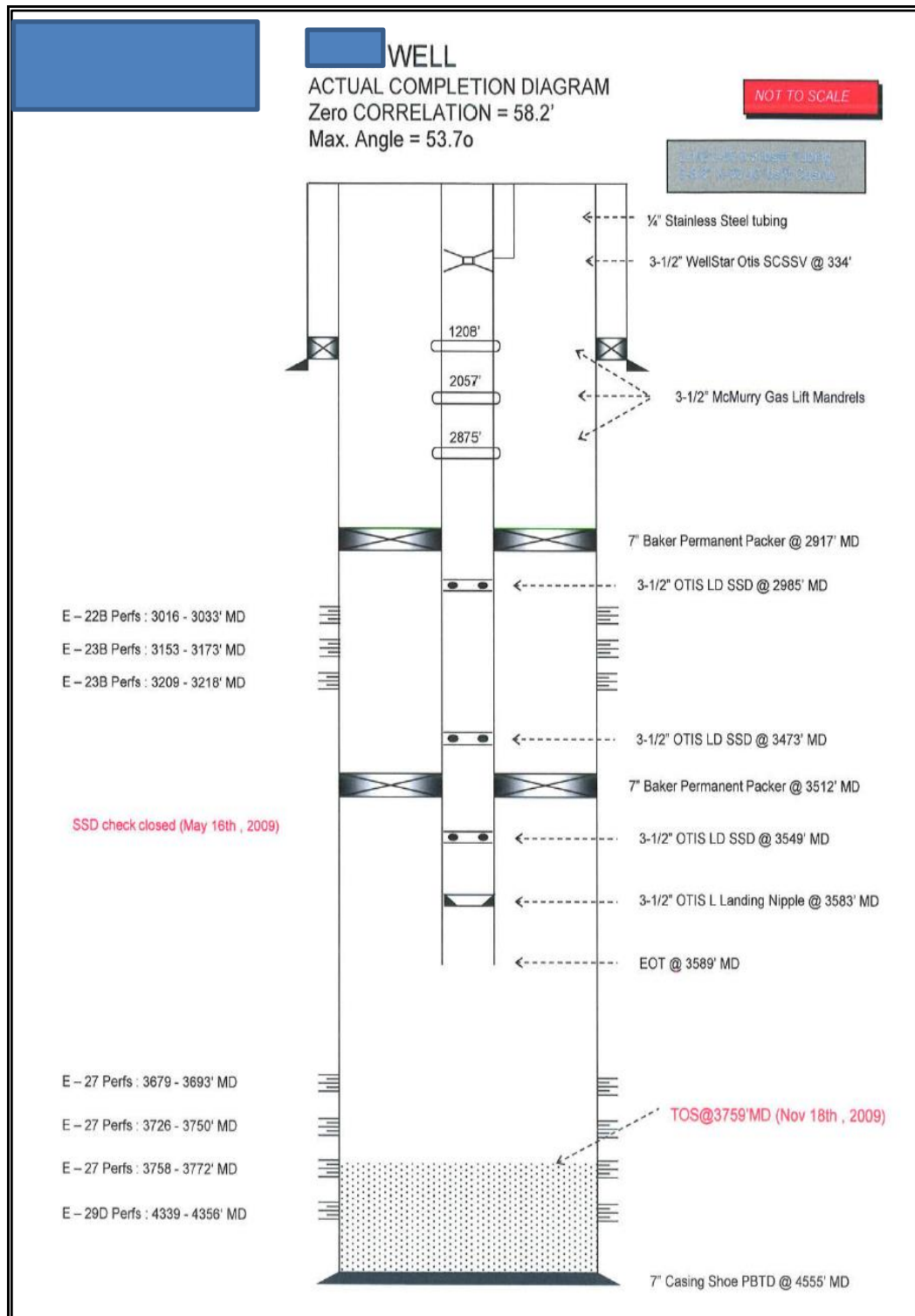
Gambar 2.8.
Profil Produksi Lapangan “DG”
(Pertamina, 2016)

Dari segi kompleksi sumur, DA#1 menggunakan desain kompleksi *single string*. Sumur ini menggunakan *tubing* berukuran 3,5 in. Kedalaman total pada sumur DA#1 sekitar 3.610 ft MD dengan *water depth* sekitar 146 ft. Pada sumur ini terdapat 3 titik *mid perfo* yakni pada kedalaman 2.800 ft MD, 2.890 ft MD dan 3.343 ft MD. Pada **Gambar 2.9.** dapat dilihat juga bahwa sumur ini menggunakan beberapa SSD untuk menyatukan beberapa fluida dari masing masing lapisan di satu *tubing* (*commingle completion*). *End of tubing* atau ujung *tubing* pada sumur ini berada pada kedalaman 3.302 ft MD.

Sumur DA#2 menggunakan desain kompleksi *single string*. Sumur ini menggunakan *tubing* berukuran 3,5 in. Kedalaman total pada sumur DA#2 sekitar 4.698 ft MD dengan *water depth* sekitar 145 ft. Pada sumur ini terdapat 3 titik *mid perfo* yakni pada kedalaman 3.025 ft MD, 3.163 ft MD dan 3.686 ft MD. Pada **Gambar 2.10.** dapat dilihat juga bahwa sumur ini menggunakan beberapa SSD untuk menyatukan beberapa fluida dari masing masing lapisan di satu *tubing* (*commingle completion*). *End of tubing* atau ujung *tubing* pada sumur ini berada pada kedalaman 3.589 ft MD.



Gambar 2.9.
Completion Diagram Sumur DA#1
 (Pertamina, 2016)



Gambar 2.10.
Completion Diagram Sumur DA#2
 (Pertamina, 2016)

BAB III

DASAR TEORI

Pada bab ini akan dijelaskan mengenai landasan teori yang dijadikan referensi untuk melakukan berbagai tahapan serta proses penelitian skripsi. Penjelasan tersebut meliputi reservoir berlapis, *Production Logging Tool* secara umum, dan cara analisa kontribusi produksi pada tiap lapisan produktif reservoir berlapis.

3.1. Reservoir Berlapis

Reservoir berlapis adalah reservoir yang memiliki dua atau lebih lapisan produktif dengan karakteristik fluida, batuan, dan kondisi reservoir yang tidak sama. Pembentukan reservoir berlapis diakibatkan adanya ketidakseragaman dari satu lokasi ke lokasi lain akibat dari siklus geologi meliputi pelapukan, transportasi dan pengendapan dalam lingkungan transisi.

Pada pengendapan dalam lingkungan transisi, material sedimen akan dibawa oleh aliran sungai menuju ke laut. Material tersebut akan melambat, sehingga sebagian besar material akan terendapkan dan membentuk delta. Awal setelah aliran mencapai laut, material kasar akan terendapkan pada lapisan muka yang biasanya tebal dan memiliki kemiringan yang besar. Sementara material yang lebih halus terbawa lebih jauh dan menyebabkan delta berkembang ke arah laut. Semakin ke arah laut semakin kecil ukuran butirnya dan terbentuk lapisan berbutir halus yang menyebar pada daerah luas di dasar laut yang disebut lapisan dasar.

Endapan delta terjadi di peralihan transisi antara kondisi daratan teresterial dan kondisi laut yang disebut lingkungan laut marginal. Bila sedimen yang terendapkan hanya melalui beberapa kanal delta dan gelombang laut tidak memindahkan sedimen tersebut, maka akan terbentuk delta kaki burung. Apabila arus dan gelombang laut memindahkan sedimen yang telah terendapkan, maka delta kurang berkembang ke arah laut, sehingga kanal delta semakin banyak dan delta tidak berkembang menjadi delta kanal kaki burung.

Distribusi ukuran pasir hasil pengendapan kanal adalah semakin halus ke arah atas dan ukuran halus dimiliki oleh batuan *shale* karena sifatnya *impermeable*, endapan kanal merupakan *cap rock*. Sebaliknya, ukuran butir semakin kasar ke arah atas dihasilkan oleh *deltaic bar* sehingga endapan ini memiliki porositas semakin baik ke arah atas cocok sebagai reservoir minyak dan gas bumi.

Mekanisme penjebakan reservoir berlapis dapat berupa struktur *trap*, stratigrafi, dan mungkin *salt dome*. Secara stratigrafi, banyak dijumpai pada sistem *deltaic* dimana distribusi pasir merata di daerah delta. Jebakan struktur juga sangat umum menandai sistem delta. Dalam jebakan, sesar tumbuh aktif dikarenakan kondisi tidak stabil dari progradasi pasir *delta* serta penambahan lumpur *prodelta* pada tepi *shelf*. *Growth fault* menyebabkan sejumlah terobosan dalam sedimen delta dengan bentuk perulangan penebalan pada sisi *down drop*. Penebalan dapat meningkat lima hingga sepuluh lipatan memotong sistem *growth fault* yang aktif. Sedangkan untuk sistem penjebakan berupa *salt dome* berkaitan dengan fasies delta *front* juga mempengaruhi ketebalan dan geometri pasir.

Faktor-faktor yang mempengaruhi pembentukan reservoir berlapis diantaranya:

1. Geometri dari lingkungan pengendapan ditinjau dari bentuk dan dimensi termasuk keadaan dasar cekungan serta saluran (*channel*).
2. Keadaan air menyangkut sifat, kedalaman, serta pergerakannya.
3. Material sedimen yang terendapkan meliputi jumlah, jenis, dan karakteristiknya.
4. Energi yang mempengaruhi lingkungan pengendapan baik berupa air, angin, maupun gelombang.
5. Faktor paleontologi yang merupakan proses terbentuknya per lapisan yang kemudian menjadi sebab dan sifat dari lingkungan pengendapan.
6. Kondisi geologi, misalnya adanya regresi-transgresi, patahan, perlipatan, dan sebagainya.

Reservoir berlapis dapat dikategorikan menjadi dua berdasarkan kontak aliran di dalam reservoir, yaitu reservoir berlapis dengan *crossflow* dimana lapisan satu dengan lainnya berkomunikasi secara hidrodinamik pada lapisan kontakannya,

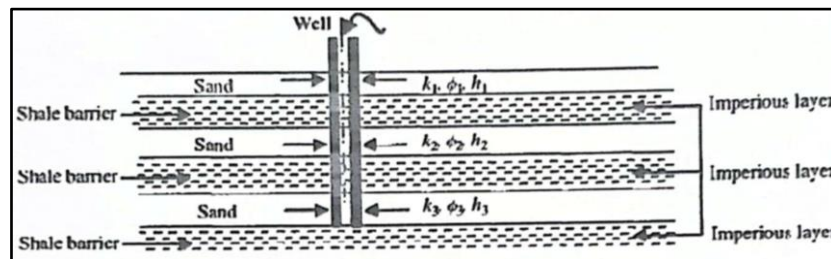
dan reservoir berlapis tanpa adanya *crossflow* (*commingled system*) dimana komunikasi aliran hanya terjadi di dalam lubang sumur. Adapun pada studi ini yang dibahas adalah reservoir berlapis tanpa adanya *crossflow*.

Reservoir berlapis jenis tanpa adanya *crossflow* (*commingled system*) merupakan jenis reservoir berlapis dimana tidak terjadi hubungan antar lapisannya dikarenakan adanya *impermeable rock* sebagai pemisah aliran. Komunikasi hanya terjadi di dalam sumur yang di-*commingle*. Besaran permeabilitas untuk reservoir berlapis tanpa adanya *crossflow* dapat ditentukan sebagai berikut:

$$\bar{k} = \frac{k_1 h_1 + k_2 h_2 + \dots + k_n h_n}{h_1 + h_2 + \dots + h_n} \dots \dots \dots (3-1)$$

Sedangkan untuk menentukan besarnya porositas menggunakan persamaan sebagai berikut:

$$\bar{\phi} = \frac{\phi_1 h_1 + \phi_2 h_2 + \dots + \phi_n h_n}{h_1 + h_2 + \dots + h_n} \dots \dots \dots (3-2)$$



Gambar 3.1.
Reservoir Berlapis dengan Tiga Lapisan Tanpa *Crossflow*
 (Priyatno, 2011)

3.2. *Inflow Performance Relationship* Metode Pudjo-Sukarno

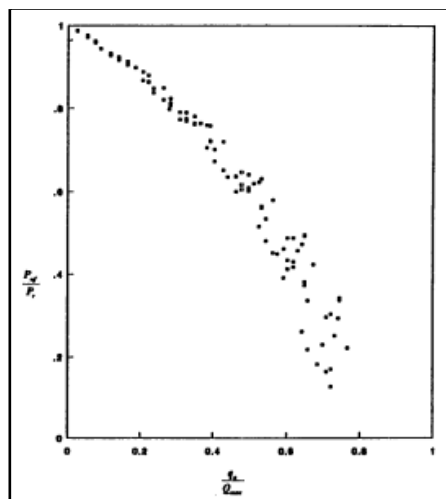
Sumur yang telah berproduksi dimana tekanan dasar sumur telah turun di bawah tekanan gelembung sehingga gas bebas ikut terproduksi, maka kurva IPR tidak linier lagi tetapi berupa garis lengkung. Hal ini disebabkan karena kemiringan kurva IPR akan berubah secara kontinyu untuk setiap harga P_{wf} .

Muskat menyatakan apabila yang mengalir adalah fluida dua fasa (minyak dan gas), maka bentuk kurva IPR membentuk kelengkungan, dan J tidak lagi merupakan harga yang konstan, karena kemiringan garis IPR akan berubah secara kontinyu untuk setiap harga P_{wf} . Persamaan yang digunakan untuk membuat IPR dua fasa pada studi ini adalah Metode Pudjo-Sukarno untuk kompleks *cased hole*.

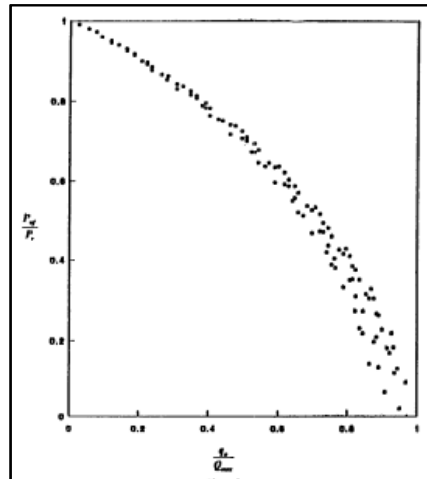
Dengan menerapkan persamaan Perez & Kelkar untuk diameter dan panjang perforasi tertentu serta jumlah perforasi, penurunan tekanan pada perforasi dapat dihitung. Kemudian, tekanan alir dasar sumur yang mengalir dapat dihitung dengan mengurangkan tekanan aliran di *sandface* dengan penurunan tekanan di perforasi. Plot tipe Vogel yaitu plot antara rasio laju alir minyak terhadap laju alir minyak maksimum (q_o/q_{max}) dengan rasio tekanan alir dasar sumur yang mengalir terhadap tekanan reservoir (P_{wf}/P_r), untuk kumpulan data yang berbeda, digunakan untuk mewakili kinerja aliran di sumur perforasi. q_{max} adalah laju alir maksimum pada kondisi lubang terbuka (tidak ada perforasi). **Gambar 3.2** dan **Gambar 3.3** adalah contoh plot yang mewakili kurva IPR tak berdimensi untuk $r_p < 0,3$ dan $r_p > 0,19$, masing-masing untuk teknik perforasi *overbalance* dan *underbalance*.

Berdasarkan hasil perhitungan, dapat diambil kesimpulan sebagai berikut:

- untuk densitas tembakan lebih besar dari 12 SPF, penurunan tekanan perforasi dapat diabaikan, dan sumur akan berfungsi sebagai sumur lubang terbuka.
- untuk rentang panjang perforasi, seperti yang ditunjukkan pada **Tabel III-1**, pengaruh panjang perforasi dapat diabaikan.



Gambar 3.2.
Contoh Kurva Dimensionless IPR Underbalanced, 8 SPF, $r_p < 0,3$
 (Sukarno, 1995)



Gambar 3.3.

Contoh Kurva *Dimensionless IPR Underbalanced*, 8 SPF, $r_p < 0,19$
(Sukarno, 1995)

Tabel III-1
Contoh *Range Data* untuk Perhitungan Kurva IPR
(Sukarno, 1995)

	<i>Lower Value</i>	<i>Highest Value</i>
Fluid Properties		
■ Oil API Gravity	25.00	60.00
■ Gas Specific Gravity	0.60	0.74
■ Water Specific Gravity	1.07	
■ Bubble Point Pressure (psia)	1457.00	3149.00
Rock Properties		
■ Porosity	0.16	0.29
■ Absolute Permeability (md)	100.00	625.00
■ Irreducible Water Saturation	0.11	0.25
■ Residual Oil Saturation (W/O)	0.08	0.15
■ Residual Oil Saturation (G/O)	0.07	0.13
■ Critical Gas Saturation	0.08	0.15
Well and Reservoir Geometry		
■ Drainage Area (acres)	20.00	33.00
■ Formation Thickness (ft)	10.00	29.00
■ Well radius (ft)	0.33	0.50
■ Reservoir Temperature (°F)	160.00	190.00
■ Skin Factor	0.00	
Perforation Data		
■ Perforation Diameter (inch)	0.19	0.73
■ Perforation Length (inch)	3.03	12.33
■ Shot Density	2	16

Kurva IPR yang diperoleh dari model telah dikelompokkan berdasarkan teknik perforasi dan radius perforasi. Analisis regresi telah dijalankan untuk titik data di setiap kelompok, dan menghasilkan persamaan berikut:

$$\frac{q_o}{q_{max}} = a_0 + a_1 \frac{P_{wf}}{P_r} - a_2 \left(\frac{P_{wf}}{P_r}\right)^2 \dots\dots\dots (3-3)$$

dimana:

- a₀, a₁ dan a₂ adalah konstanta yang bergantung pada jari-jari perforasi dan teknik perforasi, seperti ditunjukkan pada **Tabel III-2** dan **Tabel III-3**.
- Q_{max} adalah laju produksi maksimum tanpa perforasi.

Menggunakan data uji tekanan dan produksi tunggal dan menerapkan **Persamaan 3-3** untuk data uji, kurva IPR sumur perforasi yang diproduksi dari reservoir penggerak gas solusi dan dapat diprediksi. Prosedur perhitungannya mirip dengan prosedur perhitungan kurva IPR Vogel.

Tabel III-2
Konstanta (*Overbalanced Perforation*)
(Sukarno, 1995)

<i>r_{pf}</i> in	SPF	a ₀	a ₁	a ₂
>0.30	16	0.91995	0.08072	-0.97117
	12	0.90482	0.08881	-0.96534
	8	0.87333	0.10715	-0.98364
	4	0.77503	0.12529	-0.87781
	2	0.61710	0.26632	-0.86983
≤ 0.30	16	0.83925	0.12038	-0.93283
	12	0.79505	0.14935	-0.91988
	8	0.73507	0.11547	-0.82687
	4	0.57857	0.09956	-0.65332
	2	0.33247	0.20784	-0.52487

Tabel III-3
Konstanta (*Underbalanced Perforation*)
(Sukarno, 1995)

<i>r_{pf}</i> inch	SPF	a ₀	a ₁	a ₂
≥ 0.19	16	0.95146	0.06546	-0.98175
	12	0.93806	0.05464	-0.95875
	8	0.92006	0.05473	-0.94102
> 0.30	4	0.91196	0.07855	-0.95974
	2	0.85540	0.06302	-0.88678
≤ 0.30	4	0.79507	0.15189	-0.91899
	2	0.64374	0.22082	-0.83782

3.3. IPR Composite

Merupakan kurva IPR yang didapat dari hasil penjumlahan q pada P_{wf} tertentu dengan lapisan lain sehingga didapat kurva *IPR composite* yang merupakan penjumlahan q tiap lapisan. Adapun syarat ada nya *IPR composite*:

- Digunakan pada kondisi formasi produktif yang bertingkat.
- Tak ada hubungan antar formasi.
- Mempunyai tekanan inisial yang berbeda antar lapisan.

Asumsi *IPR composite* (Guo, 2007) yaitu:

- Aliran *pseudo steady state* berlaku pada semua lapisan reservoir.
- Fluida pada semua lapisan mempunyai karakteristik yang mirip.
- Kehilangan tekanan pada lubang sumur tak terlalu berarti.
- IPR tiap lapisan diketahui

Berikut merupakan persamaan yang digunakan dalam penyusunan kurva

IPR Composite:

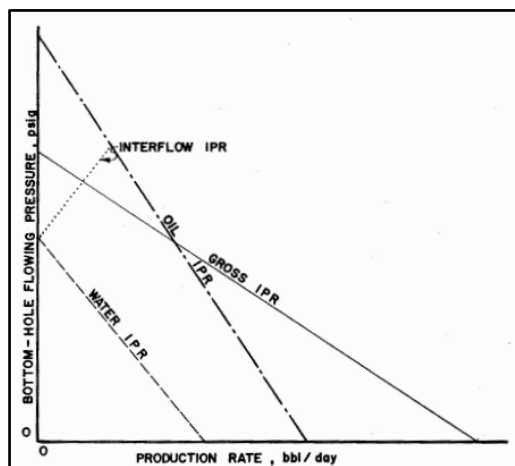
$$\sum_{i=1}^n \frac{J_i \bar{p}_i}{1.8} \left[1 - 0,2 \left(\frac{P_{wfi}}{\bar{p}_i} \right) - 0,8 \left(\frac{P_{wfi}}{\bar{p}_i} \right)^2 \right] = q_{wh} \dots \dots \dots (3-4)$$

$$AOF = \sum_{i=1}^n \frac{J_i \bar{p}_i}{1,8} = \sum_{i=1}^n AOF_i \dots \dots \dots (3-5)$$

$$P_{wfo} = \frac{\sqrt{80 \sum_{i=1}^n J_i \bar{p}_i \sum_{i=1}^n \frac{J_i^*}{\bar{p}_i} + (\sum_{i=1}^n J_i^*)^2} - \sum_{i=1}^n J_i^*}{8 \sum_{i=1}^n \frac{J_i^*}{\bar{p}_i}} \dots \dots \dots (3-6)$$

keterangan:

- J_i = indeks produktivitas lapisan ke-i, BPD/psi
- P_i = tekanan statis sumur lapisan ke-i, psi
- P_{wfi} = tekanan dasar sumur lapisan ke-i, psi
- q_{wh} = laju alir pada *wellhead*, BPD
- AOF = *Absolute Open Flow* atau q_{maks} , BPD
- AOF_i = *Absolute Open Flow* atau q_{maks} lapisan ke-i, BPD
- P_{wfo} = tekanan dasar sumur dinamis akibat *crossflow* antar lapisan, psi

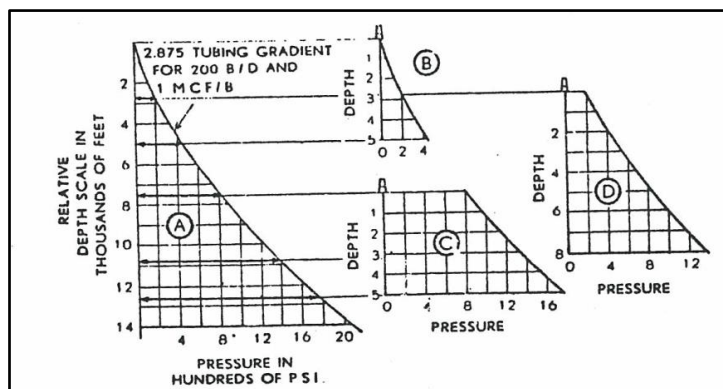


Gambar 3.4.
IPR Composite
(Brown, 1977)

3.4. Kurva *Pressure Traverse*

Kurva *pressure traverse* atau kurva gradien tekanan-kedalaman merupakan kurva dasar serta solusi dalam aliran vertikal dua fasa yang mencakup rentang ukuran *tubing*, laju alir fluida, dan *gas-oil ratio* (GOR) tertentu (Gilbert, 1954). Selain itu, penggunaan gradien tekanan-kedalaman juga dipengaruhi oleh banyak faktor lainnya seperti tegangan permukaan antar cairan, viskositas dan gravitasi, temperatur fluida yang mengalir, *gas gravity*, dan kelarutan gas/cairan. Namun ada kemiripan yang cukup dekat antara hasil yang diperoleh dalam *light oil* (25 sampai 40 derajat API) tanpa menyesuaikan faktor-faktor tersebut. Penggunaan kurva *pressure traverse* tidak memerlukan koreksi terhadap *water cut*. Namun, penggunaan kurva ini tidak memadai untuk memprediksi adanya efek emulsi.

Kurva *pressure traverse* dapat digunakan dalam menentukan *tubing pressure* dari *intake pressure* maupun menentukan *intake pressure* dari *tubing pressure* pada laju alir fluida dan GOR tertentu. Perlu diketahui bahwa penggunaan kurva *pressure traverse* dapat juga digunakan untuk mengetahui urutan berbagai jenis aliran.

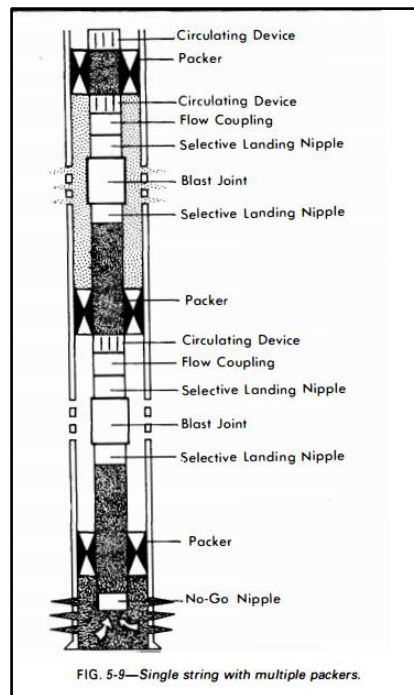


Gambar 3.5.
Penggunaan Kurva *Pressure Traverse*
 (Gilbert, 1954)

3.5. *Commingle Completion*

Pelaksanaan *tubing completion* bertujuan untuk memproduksi sumur supaya fluida yang telah ada di dasar sumur dapat mengalir ke permukaan dengan *rate* yang optimal dari berbagai lapisan produktif. Metode ini dilakukan untuk sumur yang memiliki lebih dari satu lapisan atau zona produktif (reservoir berlapis)

dan diproduksi melalui satu *production string*. Metode ini dapat diterapkan dengan syarat tidak menimbulkan *interflow* antar lapisan produktif.



Gambar 3.6.
Commingle Completion (Single tubing with Multiple Packer)
(Allen, 1982)

3.6. *Production Logging Tool (PLT)*

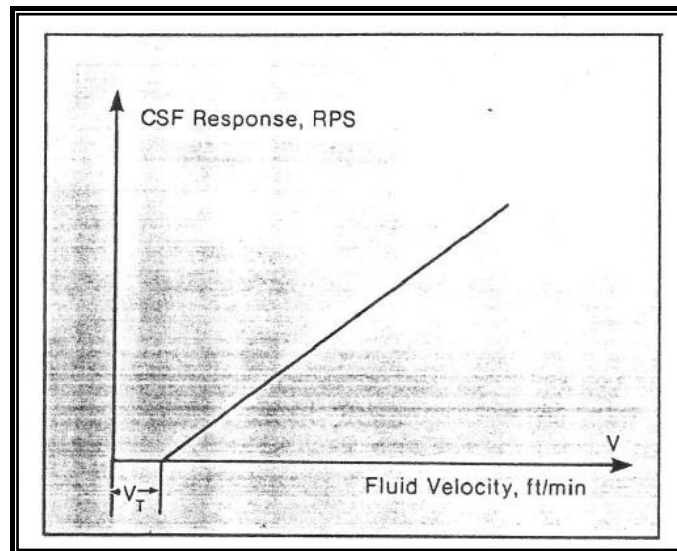
Alokasi produksi merupakan upaya yang dilakukan untuk mengetahui besarnya kontribusi produksi aliran setiap lapisan pada reservoir berlapis sehingga dapat ditentukan besarnya laju produksi fluida setiap lapisan tersebut. Alokasi produksi dalam upaya menentukan besarnya kontribusi setiap lapisan dapat dilakukan salah satunya dengan metode yang didasarkan pada hasil teknik PLT (*Production Logging Tool*).

Metode *Production Logging Tool* adalah suatu metode yang didasarkan pada hasil interpretasi teknik *Production Logging Tool*. Menurut HLS (1991), PLT adalah satu cara atau teknik untuk mendapatkan informasi tentang produktivitas dari lapisan produktif, identifikasi fluida produksi serta tekanan dan temperatur dalam kondisi sumur berproduksi. Informasi ini didapatkan dengan jalan memasukkan beberapa peralatan *production logging* dalam satu rangkaian ke dalam

lubang sumur. Suatu rangkaian *production logging* pada umumnya terdiri dari *spinner* pengukur kecepatan alir, peralatan identifikasi fluida, alat pengukur tekanan dan temperatur, *natural gamma ray* dan *casing collar locator*. Hasil utama dari interpretasi *logging* ini adalah besarnya kontribusi aliran dan besarnya kadar air pada masing-masing lapisan. Peralatan yang umum digunakan pada pengukuran kinerja aliran fluida adalah *flowmeter*, *tracer-log* dan *noise log*.

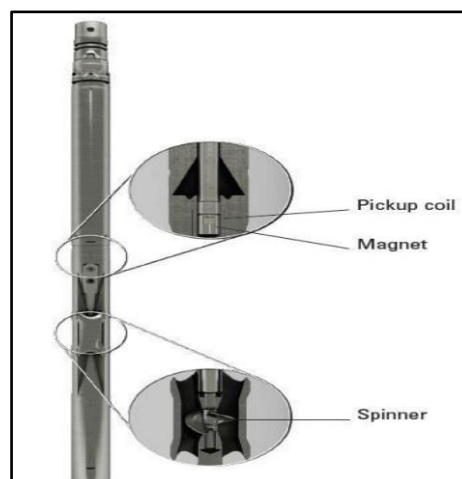
Spinner flowmeter terdiri dari *impeller* yang dapat berputar akibat pergerakan fluida. *Impeller* yang berputar kemudian mengubah rangkaian *electrical pulses* yang dikirim oleh *wireline* untuk diterima oleh peralatan di permukaan dengan hasil dari pengukuran frekuensi *pulse* berupa *rotations per second* (RPS). Selama pengukuran, *spinner flowmeter* dapat bergerak berlawanan arah maupun searah dengan arah aliran fluida. Alat ini ditempatkan ke dalam lubang sumur untuk mengukur kecepatan fluida dan laju alir fluida dalam pipa secara bersamaan. Karena tujuan utama dari *spinner flowmeter* adalah mengukur kecepatan aliran, maka perlu menghubungkan *revolution per second* dengan *fluid velocity*, hubungan ini dinamakan *response curve*.

Beberapa hal yang perlu diperhatikan pada penggunaan *spinner flowmeter* adalah *spinner flowmeter* rentan terhadap *mechanical problem*, dan kualitas hasil *log* sangat tergantung dari prosedur *logging* serta ketelitian dalam *running log* (Fahlevi, 2018). *Spinner flowmeter* dapat berjalan secara optimal dalam mengukur kinerja aliran pada aliran satu fasa dengan ukuran diameter sumur yang konstan. Jika daerah *cross-section* pada lubang sumur berubah-ubah seperti pada *open hole completion*, diperlukan *caliper log* untuk membantu ketelitian interpretasi *spinner flowmeter log*. Sementara pada aliran multifasa, *spinner flowmeter* berjalan kurang optimal karena sifat aliran multifasa lebih kompleks. Kesulitan utama pada *spinner flowmeter* adalah bahwa *spinner flowmeter* mengukur batasan *velocity* yang tidak dapat menggambarkan *average velocity* dari masing-masing fluida.



Gambar 3.7.
Typical Spinner Flowmeter Response Curve
 (Schlumberger, 1989)

Terdapat dua jenis desain *spinner flowmeter* yang umum digunakan, yaitu tipe *helical* dan tipe *vane*. Tipe *helical* memiliki bentuk lebih panjang dan lebih lebar, dan memiliki jenis *spinner blade* yang lebih bervariasi dibandingkan dengan tipe *vane*. *Spinner blade* terlindung oleh kurungan besi yang terbuka dan menyatu bersama kerangka utama, dimana desain tersebut memungkinkan fluida melewati rangkaian *spinner*. *Spinner blade* tersebut biasanya digantungkan diantara *jewel bearing* yang memungkinkan terjadinya perputaran aliran dengan friksi yang sangat kecil, sehingga dalam menggunakan PLT nilai friksi seringkali diabaikan.



Gambar 3.8.
Continuous Spinner Flowmeter
 (Schlumberger, 1989)

Untuk *spinner flowmeter* tipe *vane*, contohnya adalah *Schlumberger Fullbore Spinner Flowmeter* yang memiliki empat *spinner blade* dengan ukuran diameter 11/16 in untuk dijalankan di dalam *tubing*. Ketika peralatan masuk ke dalam diameter yang lebih besar, *centralizer bands* akan membuka untuk menahan *spinner blade* sehingga peralatan siap untuk digunakan. Dengan mekanisme seperti ini, *fullbore spinner* akan memiliki porsi yang lebih besar.

Tabel III-4
Spesifikasi *Spinner Flowmeter*
(Schlumberger, 1989)

<i>Temperature Rating</i>	350°F	177°C
<i>Pressure Rating</i>	15.000 psi	103,4 MPa
<i>Tool OD</i>	11/16 in, 13/18 in and 11/32 in, (43 mm), (35 mm) and (38 mm)	
<i>Tool Length (depends on CFSM model)</i>	8 in (<i>approx</i>)	203 m (<i>approx</i>)
<i>Tool Weight (depends on CFSM model)</i>	1,7 lbs (<i>approx</i>)	0,77 kg (<i>approx</i>)
<i>Sensor Measure Point (from the bottom of the tool)</i>	2,5 in	64 mm
<i>Materials</i>	<i>Corrosion resistant throughout</i>	
<i>Spinner Shroud OD (depends on CFSM model)</i>	11/16 in, 13/18 in, 11/32 in, 21/38 in and 31/48 in (43mm), (35mm), (38mm), (54mm) and (79mm)	
<i>Output</i>	10 pulses/rev (<i>directional</i>)	
<i>Spinner Threshold</i>	>2500 ft/min	12,7 m/s
<i>Max Fluid Velocity</i>	5 ft/min	0,03 m/s

Pada intinya, *spinner blade* adalah komponen utama untuk mengukur kecepatan perputaran pada *spinner flowmeter*. Pembacaan dilakukan di sekitar *impeller shaft* pada rangkaian magnet yang mengakibatkan adanya perubahan putaran menjadi sinyal elektrik. Tiga sampai delapan sinyal yang diubah setiap rotasi dikirim melewati *wireline* dan dihitung oleh peralatan di permukaan untuk mengetahui *spinner speed*. Beberapa jenis *spinner* dapat mendeteksi arah dari perputaran dengan melihat tinggi sinyal (*amplitude*) atau dengan *polarity*. Oleh sebab itu, dalam penentuan kelakuan aliran seperti *crossflow* atau *interflow* maupun arah aliran fluida perlu dilakukan interpretasi terhadap peralatan *log*.

Dalam melakukan *running spinner flowmeter* perlu memastikan *spinner blade* dapat bergerak bebas. Adanya gesekan pada peralatan dapat menimbulkan

terjadinya nonlinearitas terhadap *spinner response*. Selain itu, harus dipastikan peralatan elektronik di permukaan dapat memantau perputaran *impeller* serta menggambarkan kelakuan aliran fluida dengan adanya *spinner response*. Dalam melakukan interpretasi terhadap *spinner log* sangat tergantung pada hubungan antara rotasi *spinner* dengan *fluid velocity* atau yang dinamakan *spinner response*. Mengacu pada *flowmeter* tipe *vane*, seperti jenis *fullbore spinner*, baling-balingnya memiliki arah menyudut dengan arah aliran sehingga jika kita iris potongan baling-baling dengan jari jari r . Pergerakan fluida akan mendesak *spinner blade* dengan gaya dorong ke arah atas, dengan asumsi tidak terjadi friksi pada *spinner*, dan viskositas fluida sama dengan nol.

Pada interpretasi *spinner-log*, terdapat kecepatan minimum yang diperlukan untuk *spinner* agar mampu berputar, kecepatan ini disebut *threshold velocity*(v_t). Interpretasi *spinner-log* dapat dilakukan dengan beberapa cara seperti interpretasi *multipass*, *two pass method* dan *single pass method*. Interpretasi *multipass* merupakan metode yang paling akurat dalam evaluasi *spinnerflowmeter*, karena *spinner response* ditentukan pada kondisi *in-situ*. Dalam melakukan interpretasi ini perlu memperhatikan kondisi kestabilan sumur selama *running log*. Pada interpretasi ini, peralatan dijalankan dengan beberapa kali pengukuran pada setiap lokasi pengukurannya. *Two pass method* merupakan metode interpretasi *spinner log* yang dikembangkan oleh Schlumberger untuk digunakan pada *fullbore flowmeter*. Metode ini dilakukan dengan dua kali *run logging* yaitu *up pass* dan *down pass*, yang diposisikan pada *zero fluid velocity (static column)* untuk menentukan profil aliran. Dalam metode ini, peralatan harus dapat berputar baik saat aliran searah maupun berlawanan arah dengan baling baling. *Single pass method* merupakan metode yang paling sederhana dengan tingkat keakuratan paling rendah. Metode ini menggugurkan *single logging run* dan didasarkan pada *linear spinner response* dari total *flow rate*. Dengan metode ini, *spinner response* tertinggi (diatas perforasi) ditandai dengan 100% aliran dan *spinner response* terendah pada *static fluid* dengan 0% aliran.

Kontribusi aliran dapat diketahui dengan alat *spinner flowmeter* yang terdapat dalam rangkaian *production logging*. Di dalam alat ini terdapat suatu

impeller atau *spinner* yang berfungsi untuk mengukur kecepatan aliran fluida sumur. Hasil perekaman akibat perputaran *spinner* ini akan dicatat dalam waktu putaran per detik (rps). Hasil ini dapat dikonversikan terhadap ketinggian fluida yang didesak oleh setiap putaran *spinner* ke dalam kecepatan alir fluida (v_f) dalam satuan ft/menit. Karena dalam aliran turbulen tidak semua fluida mengalir melalui *spinner* maka v_f perlu dikoreksi terhadap total fluida yang mengatur dalam rangkaian. Setelah mendapat nilai $CFS_{(rps)}$ maka konversi ke rpm.

$$CFS_{rpm} = CFS_{rps} \times 60 \dots\dots\dots (3-7)$$

keterangan:

- CFS_{rpm} = Putaran *spinner* dalam menit, rpm
- CFS_{rps} = Putaran *spinner* dalam detik, rps
- 60 = konversi detik ke menit

Setelah putaran per menit didapatkan maka mencari nilai $S(ft/min)$ yang merupakan kecepatan aliran

$$S = n \times 2 \times 3,14 \times d \dots\dots\dots (3-8)$$

keterangan:

- S = kecepatan aliran fluida (ft/min)
- n = Putaran *spinner* dalam menit
- d = diameter *spinner* (1 1/16 in atau 0,0573 ft)

$$V = C \times S \dots\dots\dots (3-9)$$

keterangan:

- V = kecepatan aliran fluida yang telah dikoreksi, ft/menit
- C = faktor koreksi (0,8)
- S = kecepatan aliran fluida, ft/menit

Dari kecepatan fluida yang diperoleh dan telah dikoreksi maka dapat ditentukan besaran laju alir fluida dalam satuan *barrel fluid per day* (BFPD) yaitu dengan mengalikan kecepatan fluida yang telah dikoreksi dengan luas penampang dalam pipa sehingga dapat dituliskan sebagai:

$$q_f = 1,4 \times S \times (ID_{tubing})^2 \dots\dots\dots (3-10)$$

keterangan:

- q_f = laju alir fluida, BPD

ID_{tubing} = diameter dalam *tubing*, in²

S = Kecepatan alir fluida, ft/menit

Apabila alat *spinner flowmeter* ini dijalankan di dalam sumur melewati lapisan produktif, maka besarnya laju alir fluida masing masing lapisan dapat diketahui dan akhirnya dengan dengan membandingkan laju alir fluida masing masing lapisan di setiap sumur terhadap laju aliran total sumur tersebut akan dihasilkan kontribusi aliran untuk masing masing lapisan produktif ditiap sumur.

$$FC = (q_f/q_{sumur}) \times 100\% \dots\dots\dots (3-11)$$

keterangan:

FC = kontribusi aliran, fraksi

Q_f = laju aliran fluida tiap lapisan, BPD

Q_{sumur} = laju alir sumur, BPD

Pengalokasian kontribusi aliran di tiap lapisan mengasumsikan bahwa kontribusi aliran suatu lapisan diantara dua hasil interpretasi PLT tidak berubah selama dalam periode waktu tersebut dan tidak terjadi perubahan pembukaan atau penutupan lapisan.

BAB IV
PERHITUNGAN DAN ANALISA KONTRIBUSI
PRODUKTIVITAS FORMASI

Sumur-sumur yang berada pada lapangan DG memiliki reservoir berlapis yang berada di formasi *main-massive*. Pelaksanaan PLT (*Production Logging Tool*) bertujuan untuk mengetahui kontribusi produksi tiap lapisan pada reservoir berlapis sehingga untuk tahap lanjut dapat dilakukan upaya produksi pada lapisan yang memiliki kontribusi terkecil guna meningkatkan produksi.

4.1. Persiapan Data

Persiapan data merupakan tahap awal untuk menganalisa sebuah data. Persiapan data dilakukan dengan mengumpulkan beberapa data yang diperlukan. Beberapa data yang diperlukan dalam analisa dan perhitungan hasil PLT yaitu: data komposisi sumur pada **Tabel IV-1**, data sejarah produksi sumur pada **Tabel IV-2** dan **Tabel IV-3**, data PVT pada **Tabel IV-4**, data reservoir seperti data ketebalan (h) dan permeabilitas (k) pada **Tabel IV-5**, data tekanan pada tiap sumur pada **Tabel IV-6**, dan data PLT tiap sumur pada tabel **IV-7** dan **IV-8**. Data-data ini digunakan untuk mengetahui kontribusi produksi masing masing lapisan menggunakan PLT. Dari hasil tersebut maka yang merupakan data yang menjadi acuan adalah data produksi.

Tabel IV-1
Data Kompleksi Sumur DA#1 dan DA#2
(Pertamina, 2016)

Parameter	Notasi	Unit	Sumur DA#1	Sumur DA#2
Diameter luar <i>casing</i>	OD _c	in	7	7
Diameter dalam <i>casing</i>	ID	in	6,3660	6,3660
Diameter luar <i>tubing</i>	OD	in	3,5	3,5
Diameter dalam <i>tubing</i>	ID	in	2,9920	2,9920

Tabel IV-1
Data Kompleksi Sumur DA#1 dan DA#2
(lanjutan)

(Pertamina, 2016)

Parameter	Notasi	Unit	Sumur DA#1	Sumur DA#2
Jari-jari sumur	r_w	ft	0,30	0,30
Jari-jari pengurasan	r_e	ft	820	820
Jari-jari perforasi	r_p	ft	0,51	0,51
Densitas perforasi	ρ_p	SPF	12	12
<i>Gas/Liquid Ratio</i>	GLR	SCF/bbl	1071	969
<i>Top perforasi</i>	T_{perf}	ft		
Lapisan A			2.794	3.016
Lapisan B			2.884	3.153
Lapisan C			3.319	3.209
<i>Bottom perforasi</i>	B_{perf}	ft		
Lapisan A			2.806	3.033
Lapisan B			2.896	3.173
Lapisan C			3.343	3.218

Tabel IV-2
Data Produksi Sumur DA#1

(Pertamina, 2016)

Oil (BOPD)	Water (BWPD)	Fluid (BFPD)	Water Cut (%)	Formation GOR (SCF/bbl)
465	2.213	2.678	83%	8.120
471	2.239	2.710	83%	8.625
488	2.403	2.891	83%	8.667
568	2.187	2.755	79%	5.461
593	2.200	2.793	79%	4.145
604	2.117	2.721	78%	3.933
614	2.150	2.764	78%	4.353
646	2.261	2.907	78%	3.906
651	2.278	2.930	78%	3.974
624	2.311	2.935	79%	5.240
685	2.536	3.221	79%	3.705
664	2.774	3.438	81%	4.163
518	2.164	2.681	81%	4.332
487	2.037	2.524	81%	4.639
420	1.756	2.177	81%	6.972
510	2.133	2.643	81%	5.809
590	2.181	2.771	79%	6.472
535	2.226	2.761	81%	5.857

Tabel IV-2
Data Produksi Sumur DA#1
(lanjutan)

(Pertamina, 2016)

Oil (BOPD)	Water (BWPD)	Fluid (BFPD)	Water Cut (%)	Formation GOR (SCF/bbl)
530	2.125	2.655	80%	4.048
537	2.156	2.693	80%	4.258
535	2.147	2.682	80%	0
525	2.109	2.634	80%	0
494	2.059	2.553	81%	0
483	2.068	2.551	81%	0
457	1.955	2.412	81%	7.679

Tabel IV-3
Data Produksi Sumur DA#2

(Pertamina, 2016)

Oil (BOPD)	Water (BWPD)	Fluid (BFPD)	Water Cut (%)	Formation GOR (SCF/bbl)
161	1.747	1.908	92%	5.108
184	1.782	1.966	91%	3.374
160	1.555	1.715	91%	4.093
161	1.566	1.726	91%	4.856
86	573	659	87%	8.876
152	1.328	1.479	90%	15.793
30	295	325	91%	54.794
88	842	930	91%	1.864
89	852	941	91%	3.337
48	459	507	91%	2.834
44	419	462	91%	5.036

Tabel IV-4
Data PVT Sumur DA#1 dan DA#2

(Pertamina, 2016)

Parameter	Unit	Sumur DA#1	Sumur DA#2
Solution GOR	SCF/STB	1.410	15.793
Oil Gravity	API	36,50	36
Gas Gravity	-	1,02	1,02
Water Gravity	-	1	1
Water Salinity	ppm	17.000	17.000
Mol H₂S	%	0	0
Mol CO₂	%	3	3

Tabel IV-4
Data PVT Sumur DA#1 dan DA#2
(lanjutan)

(Pertamina, 2016)

Parameter	Unit	Sumur DA#1	Sumur DA#2
Mol N ₂	%	0	3
Oil Viscosity	cP	1.20	1.20
Faktor Volume Formasi Minyak	bbl/STB	3,30	3,30

Tabel IV-5
Data Permeabilitas (k) dan Ketebalan (h) Sumur DA#1 dan DA#2

(Pertamina, 2016)

Parameter	Unit	Sumur DA#1	Sumur DA#2
Permeabilitas	mD		
Lapisan A		500	350
Lapisan B		2.70	30
Lapisan C		300	270
Ketebalan	ft		
Lapisan A		67	130
Lapisan B		45	29
Lapisan C		116	34

Tabel IV-6
Data Tekanan Sumur DA#1 dan DA#2

(Pertamina, 2016)

Parameter	Unit	Sumur DA#1	Sumur DA#2
Tekanan Reservoir	psi		
Lapisan A		642	612
Lapisan B		690	670
Lapisan C		784	823
Tekanan Dasar Sumur	psi		
Lapisan A		502	520
Lapisan B		525	550
Lapisan C		586	613
Tekanan Kepala Sumur	psi	200	200

Tabel IV-7
Data PLT (*Production Logging Tool*) Sumur DA#1
 (*Pertamina, 2016*)

Lapisan	CFS (rps)	ILS (rps)	DENR (gr/cc)	GR
A	3,7934	1,2640	0,81	32,33
B	0,0160	0,0360	0,87	28,39
C	5,2996	3,5880	0,82	34,59

Data PLT untuk Sumur DA#1 pada **Tabel IV-7** didapat berdasarkan hasil *running* PLT pada kedalaman *mid perfo* pada tiap lapisan.

Tabel IV-8
Data PLT (*Production Logging Tool*) Sumur DA#2
 (*Pertamina, 2016*)

Lapisan	CFS (rps)	ILS (rps)	GR
A	3,3080	1,97	54,66
B	0,0870	0,03	47
C	1,4470	0,90	12,37

Data PLT untuk Sumur DA#2 pada **Tabel IV-8** didapat berdasarkan hasil *running* PLT pada kedalaman *mid perfo* pada tiap lapisan.

4.2. IPR 3 Fasa Metode Pudjo-Sukarno

Pembuatan IPR 3 Fasa Metode Pudjo-Sukarno tipe *cased-hole* bertujuan untuk mengetahui kinerja aliran fluida pada masing-masing lapisan.

4.2.1. Sumur DA#1

Prosedur perhitungan dalam pembuatan kurva IPR 3 Fasa metode Pudjo-Sukarno tipe *cased-hole* adalah sebagai berikut:

1. Menghitung q_{maks} pada masing-masing lapisan berdasarkan **Persamaan 3-3**.

Lapisan A

$$q_{maks} = \frac{q_o}{a_0 + a_1 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - a_2 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2}$$

$$q_{maks} = \frac{1059}{0,90482 + 0,08881 \left(\frac{502}{642} \right) - (-0,96534) \left(\frac{502}{642} \right)^2}$$

$$q_{maks} = 2.516 \text{ BFPD}$$

Lapisan B

$$q_{maks} = \frac{q_o}{a_0 + a_1 \left(\frac{P_{wf}}{P_r}\right) - a_0 \left(\frac{P_{wf}}{P_r}\right)^2}$$

$$q_{maks} = \frac{5}{0,90482 + 0,08881 \left(\frac{525}{690}\right) - (-0,96534) \left(\frac{525}{690}\right)^2}$$

$$q_{maks} = 10 \text{ BFPD}$$

Lapisan C

$$q_{maks} = \frac{q_o}{a_0 + a_1 \left(\frac{P_{wf}}{P_r}\right) - a_0 \left(\frac{P_{wf}}{P_r}\right)^2}$$

$$q_{maks} = \frac{1557}{0,90482 + 0,08881 \left(\frac{586}{784}\right) - (-0,96534) \left(\frac{586}{784}\right)^2}$$

$$q_{maks} = 3.343 \text{ BFPD}$$

Tabel IV-9**q_{maks} Tiap Lapisan pada Sumur DA#1**

Lapisan	q _{maks}	Satuan
Lapisan A	2.516	BFPD
Lapisan B	10	BFPD
Lapisan C	3.343	BFPD

q_{maks} tiap lapisan yang didapat pada **Tabel IV-9** digunakan sebagai acuan dalam menghitung q tiap lapisan pada **Tabel IV-10**.

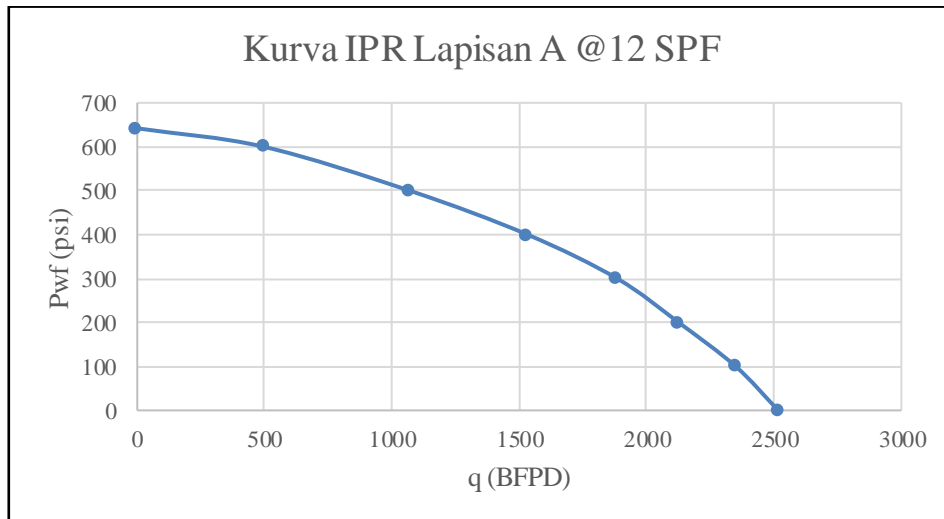
- Menghitung q pada masing-masing lapisan dengan asumsi harga P_{wf} tertentu berdasarkan **Persamaan 3-3**.

Tabel IV-10**q Tiap Lapisan pada P_{wf} tertentu pada Sumur DA#1**

Lapisan A		Lapisan B		Lapisan C	
P _{wf} (psi)	q _i (BFPD)	P _{wf} (psi)	q _i (BFPD)	P _{wf} (psi)	q _i (BFPD)
0	2.516	0	10	0	3.343
100	2.350	100	10	100	3.160
200	2.126	200	9	200	2.950
300	1.884	300	8	300	2.695
400	1.532	400	7	400	2.389
500	1.070	500	5	500	1.984
600	497	600	3	600	1.480
642	0	690	0	784	0

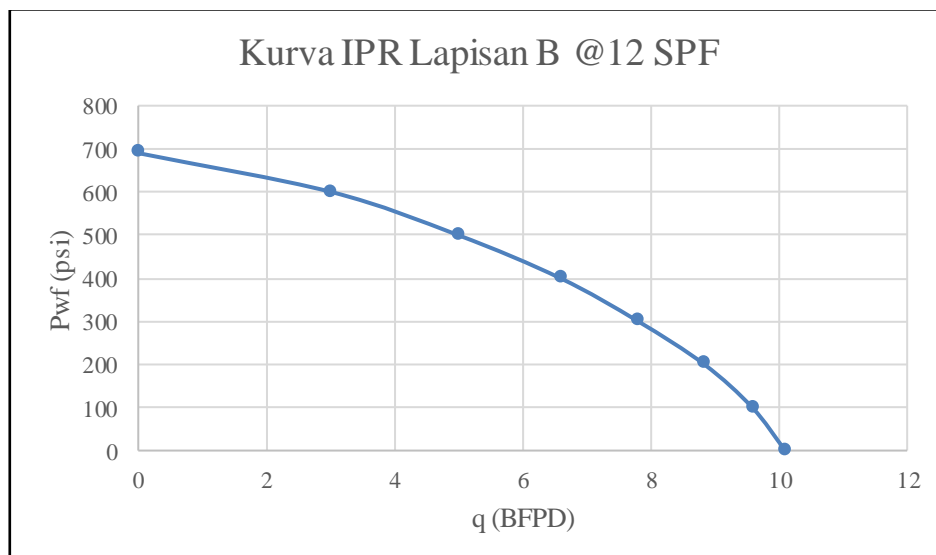
Hasil perhitungan pada **Tabel IV-10** merupakan harga laju (q) pada tiap lapisan dengan asumsi P_{wf} tertentu yang digunakan untuk membuat kurva IPR tiap lapisannya.

3. Membuat kurva IPR 3 Fasa Pudjo-Sukarno berdasarkan hasil perhitungan pada **Tabel IV-10**.



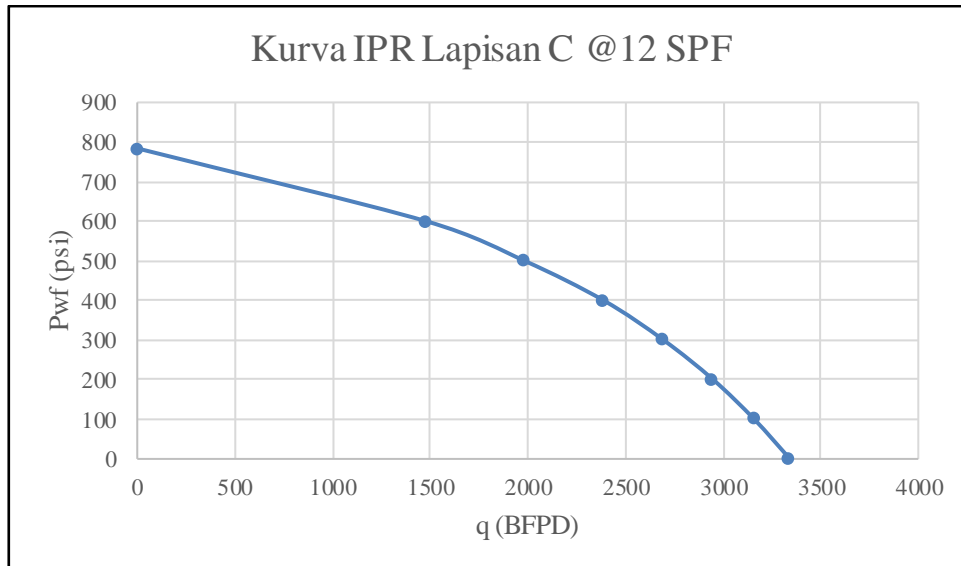
Gambar 4.1.
Kurva IPR @12 SPF pada Lapisan A Sumur DA#1

Gambar 4.1 merupakan kurva IPR pada densitas perforasi sebesar 12 SPF pada Lapisan A Sumur DA#1 berdasarkan perhitungan IPR 3 Fasa Pudjo-Sukarno tipe *cased hole* yang tertera pada **Tabel IV-10**.



Gambar 4.2.
Kurva IPR @12 SPF pada Lapisan B Sumur DA#1

Gambar 4.2 merupakan kurva IPR pada densitas perforasi sebesar 12 SPF pada Lapisan B Sumur DA#1 berdasarkan perhitungan IPR 3 Fasa Pudjo-Sukamo tipe *cased hole* yang tertera pada **Tabel IV-10**.



Gambar 4.3.
Kurva IPR @12 SPF pada Lapisan C Sumur DA#1

Gambar 4.3 merupakan kurva IPR pada densitas perforasi sebesar 12 SPF pada Lapisan C Sumur DA#1 berdasarkan perhitungan IPR 3 Fasa Pudjo-Sukamo tipe *cased hole* yang tertera pada **Tabel IV-10**.

4.2.2. Sumur DA#2

Prosedur perhitungan dalam pembuatan kurva IPR 3 Fasa metode Pudjo-Sukarno tipe *cased-hole* adalah sebagai berikut:

1. Menghitung q_{maks} pada masing-masing lapisan berdasarkan

Persamaan 3-3.

Lapisan A

$$q_{maks} = \frac{q_o}{a_0 + a_1 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - a_2 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2}$$

$$q_{maks} = \frac{945}{0,90482 + 0,08881 \left(\frac{520}{612} \right) - (-0,96534) \left(\frac{520}{612} \right)^2}$$

$$q_{maks} = 2.892 \text{ BFPD}$$

Lapisan B

$$q_{maks} = \frac{q_o}{a_0 + a_1 \left(\frac{P_{wf}}{P_r}\right) - a_2 \left(\frac{P_{wf}}{P_r}\right)^2}$$

$$q_{maks} = \frac{24}{0,90482 + 0,08881 \left(\frac{550}{670}\right) - (-0,96534) \left(\frac{550}{670}\right)^2}$$

$$q_{maks} = 64 \text{ BFPD}$$

Lapisan C

$$q_{maks} = \frac{q_o}{a_0 + a_1 \left(\frac{P_{wf}}{P_r}\right) - a_2 \left(\frac{P_{wf}}{P_r}\right)^2}$$

$$q_{maks} = \frac{436}{0,90482 + 0,08881 \left(\frac{613}{823}\right) - (-0,96534) \left(\frac{613}{823}\right)^2}$$

$$q_{maks} = 929 \text{ BFPD}$$

Tabel IV-11

q_{maks} Tiap Lapisan pada Sumur DA#2

Lapisan	q _{maks}	Satuan
Lapisan A	2.892	BFPD
Lapisan B	64	BFPD
Lapisan C	929	BFPD

q_{maks} tiap lapisan yang didapat pada **Tabel IV-11** digunakan sebagai acuan dalam menghitung q tiap lapisan pada **Tabel IV-12**.

2. Menghitung q pada masing-masing lapisan dengan asumsi harga P_{wf} tertentu berdasarkan **Persamaan 3-3**.

Tabel IV-12

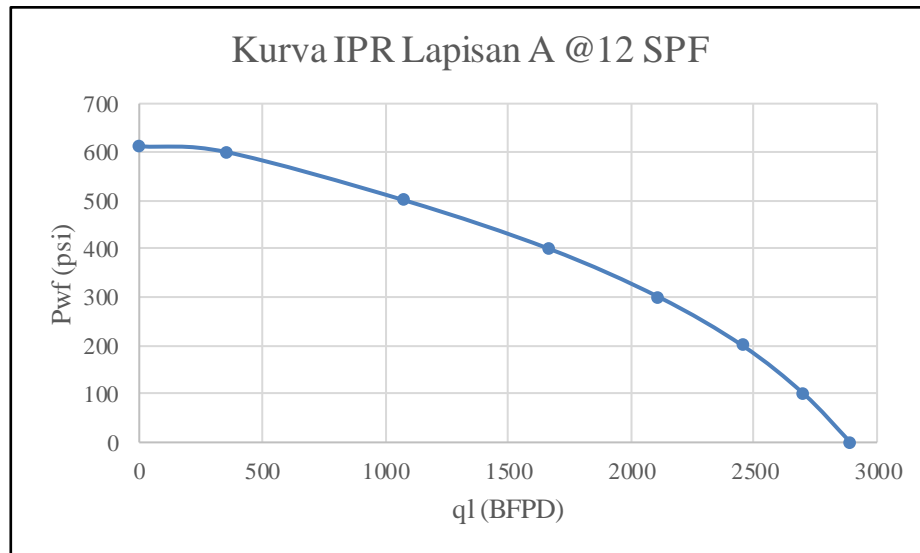
q Tiap Lapisan dengan P_{wf} tertentu pada Sumur DA#2

Lapisan A		Lapisan B		Lapisan C	
P _{wf} (psi)	q _i (BFPD)	P _{wf} (psi)	q _i (BFPD)	P _{wf} (psi)	q _i (BFPD)
0	2.892	0	64	0	929
100	2.702	100	60	100	875
200	2.453	200	55	200	820
300	2.114	300	49	300	759
400	1.667	400	41	400	682
500	1.080	500	30	500	580
600	353	600	17	600	454
642	0	690	0	784	0

Hasil perhitungan pada **Tabel IV-12** merupakan harga laju (q) pada

tiap lapisan dengan asumsi P_{wf} tertentu yang digunakan untuk membuat kurva IPR tiap lapisannya.

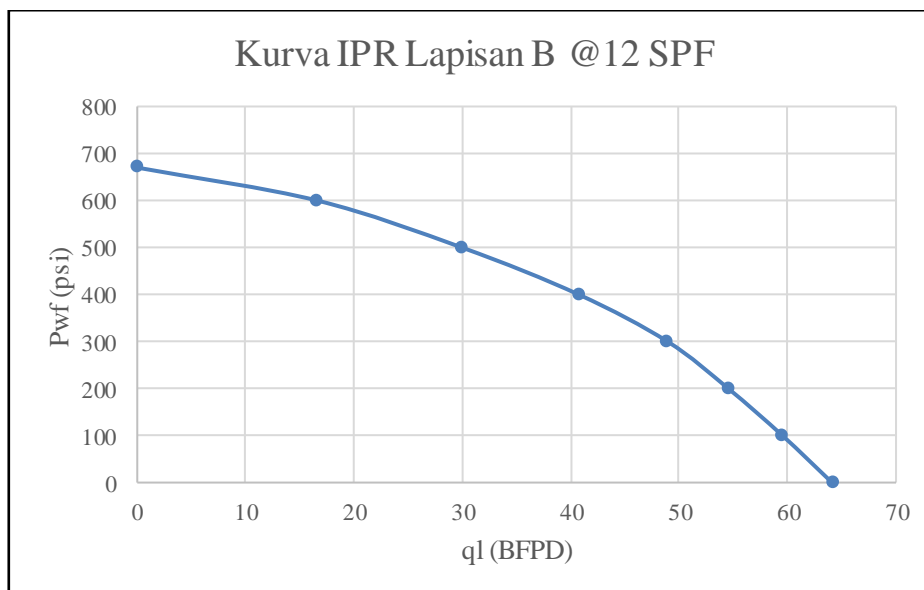
3. Membuat kurva IPR 3 Fasa Pudjo-Sukarno berdasarkan hasil perhitungan pada **Tabel IV-12**.



Gambar 4.4.

Kurva IPR @12 SPF pada Lapisan A Sumur DA#2

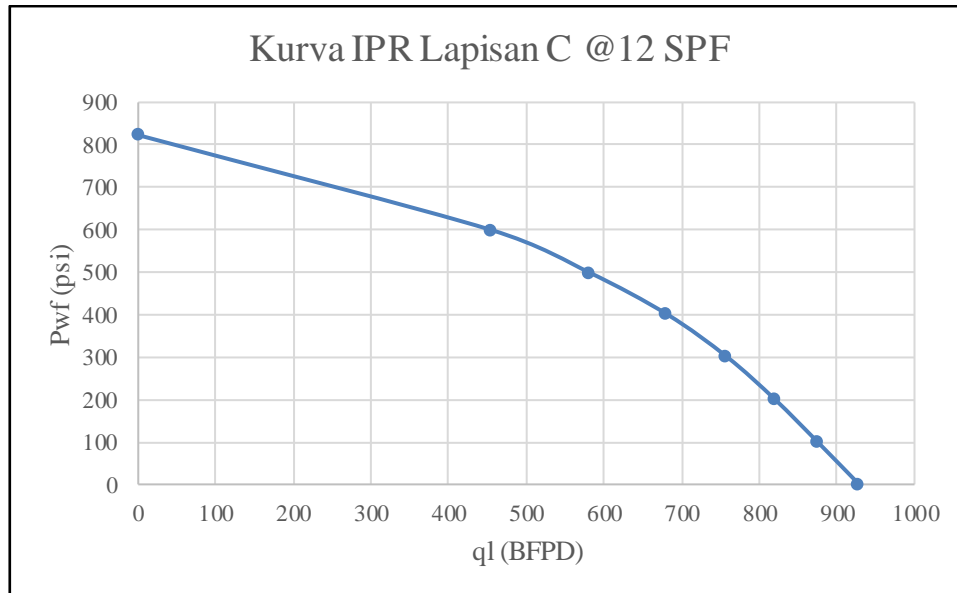
Gambar 4.4 merupakan kurva IPR pada densitas perforasi sebesar 12 SPF pada Lapisan A Sumur DA#2 berdasarkan perhitungan IPR 3 Fasa Pudjo-Sukarno tipe *cased hole* yang tertera pada **Tabel IV-12**.



Gambar 4.5.

Kurva IPR @12 SPF pada Lapisan B Sumur DA#2

Gambar 4.5 merupakan kurva IPR pada densitas perforasi sebesar 12 SPF pada Lapisan B Sumur DA#2 berdasarkan perhitungan IPR 3 Fasa Pudjo-Sukamo tipe *cased hole* yang tertera pada **Tabel IV-12**.



Gambar 4.6.
Kurva IPR @12 SPF pada Lapisan C Sumur DA#2

Gambar 4.6 merupakan kurva IPR pada densitas perforasi sebesar 12 SPF pada Lapisan C Sumur DA#2 berdasarkan perhitungan IPR 3 Fasa Pudjo-Sukamo tipe *cased hole* yang tertera pada **Tabel IV-12**.

4.3. IPR Composite

4.3.1. Sumur DA#1

Prosedur perhitungan IPR *Composite* adalah sebagai berikut:

1. Menghitung P_{wfo} pada *IPR Composite* menggunakan **Persamaan 3-6**.

$$P_{wfo} = \frac{\sqrt{80 \sum_{i=1}^n J_i^* \bar{P}_i \sum_{i=1}^n \frac{J_i^*}{\bar{P}_i} + (\sum_{i=1}^n J_i^*)^2 - \sum_{i=1}^n J_i^*}}{8 \sum_{i=1}^n \frac{J_i^*}{\bar{P}_i}}$$

$$\sum_{i=1}^n J_i^* \bar{P}_i = \left[\left(\frac{q_A}{(P_{rA} - P_{wFA})} \right) x P_{rA} \right] + \left[\left(\frac{q_B}{(P_{rB} - P_{wFB})} \right) x P_{rB} \right] + \left[\left(\frac{q_C}{(P_{rC} - P_{wFC})} \right) x P_{rC} \right]$$

$$\sum_{i=1}^n J_i^* \bar{P}_i = \left[\left(\frac{1.060}{(642 - 502)} \right) x 642 \right] + \left[\left(\frac{5}{(690 - 525)} \right) x 690 \right] + \left[\left(\frac{1.557}{(784 - 586)} \right) x 784 \right]$$

$$\sum_{i=1}^n J_i^* \bar{P}_i = 4.859 + 19 + 6.164 = 11.042 \text{ BFPD}$$

$$\sum_{i=1}^n \frac{J_i^*}{\bar{P}_i} = \left[\frac{\left(\frac{q_A}{(P_{rA} - P_{wfA})} \right)}{P_{rA}} \right] + \left[\frac{\left(\frac{q_B}{(P_{rB} - P_{wfB})} \right)}{P_{rB}} \right] + \left[\frac{\left(\frac{q_C}{(P_{rC} - P_{wfC})} \right)}{P_{rC}} \right]$$

$$\sum_{i=1}^n \frac{J_i^*}{\bar{P}_i} = \left[\frac{\left(\frac{1.060}{(642 - 502)} \right)}{642} \right] + \left[\frac{\left(\frac{5}{(690 - 525)} \right)}{690} \right] + \left[\frac{\left(\frac{1.557}{(784 - 586)} \right)}{784} \right]$$

$$\sum_{i=1}^n \frac{J_i^*}{\bar{P}_i} = [0,012] + [3,98E - 05] + [0,010] = 0,0219 \frac{\text{BFPD}}{\text{psi}^2}$$

$$\sum_{i=1}^n J_i^* = \left(\frac{q_A}{(P_{rA} - P_{wfA})} \right) + \left(\frac{q_B}{(P_{rB} - P_{wfB})} \right) + \left(\frac{q_C}{(P_{rC} - P_{wfC})} \right)$$

$$\sum_{i=1}^n J_i^* = \left(\frac{1.060}{(642 - 502)} \right) + \left(\frac{5}{(690 - 525)} \right) + \left(\frac{1.557}{(784 - 586)} \right)$$

$$\sum_{i=1}^n J_i^* = 7,6 + 0,03 + 7,9 = 15,53 \text{ BFPD/psi}$$

$$P_{wfo} = \sqrt{\frac{80 \sum_{i=1}^n J_i^* \bar{P}_i \sum_{i=1}^n \frac{J_i^*}{\bar{P}_i} + (\sum_{i=1}^n J_i^*)^2 - \sum_{i=1}^n J_i^*}{8 \sum_{i=1}^n \frac{J_i^*}{\bar{P}_i}}}$$

$$P_{wfo} = \sqrt{\frac{(80 \times 11.042) \times 0,0219 \text{ BFPD/psi}^2 + (15,53 \text{ BFPD/psi})^2 - 15,53 \text{ BFPD/psi}}{8 \times 0,0219 \text{ BFPD/psi}^2}}$$

$$P_{wfo} = 711 \text{ psi}$$

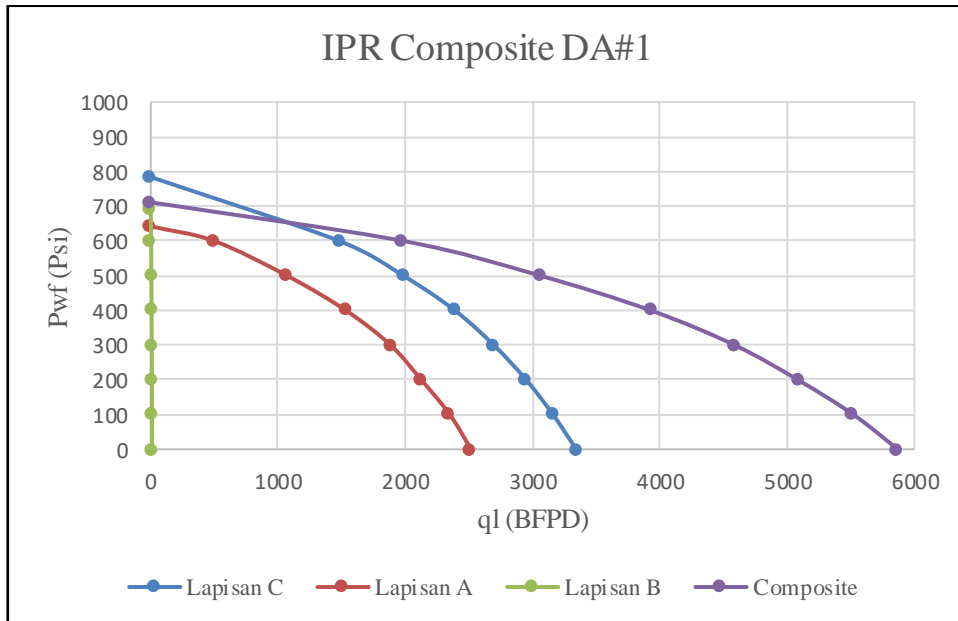
2. Menjumlahkan q pada tiap lapisan pada harga P_{wf} tertentu menggunakan **Persamaan 3-5**.

Tabel IV-13
q Composite pada Sumur DA#1

Lapisan A		Lapisan B		Lapisan C		Composite	
P_{wf} (psi)	q_l (BFPD)	P_{wf} (psi)	q_l (BFPD)	P_{wf} (psi)	q_l (BFPD)	P_{wf} (psi)	q_l (BFPD)
0	2.516	0	10	0	3.343	0	5.870
100	2.350	100	10	100	3.160	100	5.520
200	2.126	200	9	200	2.950	200	5.084
300	1.884	300	8	300	2.695	300	4.588
400	1.532	400	7	400	2.389	400	3.928
500	1.070	500	5	500	1.984	500	3.059
600	497	600	3	600	1.480	600	1.980
642	0	690	0	784	0	711	0

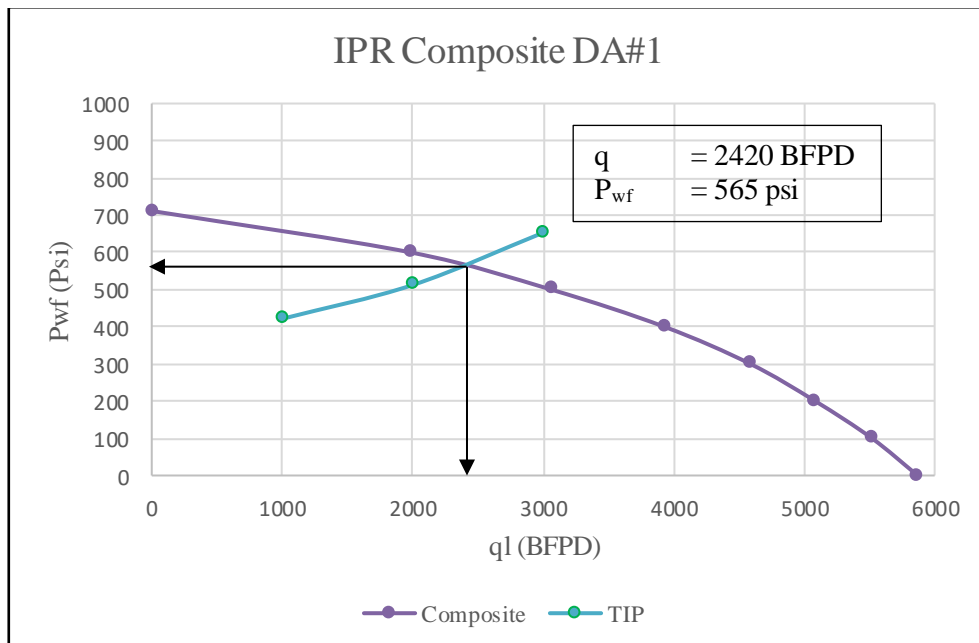
Hasil perhitungan q tiap lapisan dan q composite pada Sumur DA#1 yang tercantum pada **Tabel IV-13** akan digunakan untuk membuat kurva IPR composite Sumur

DA#1 seperti pada **Gambar 4.7**. P_{wfo} yang telah dihitung pada poin sebelumnya digunakan sebagai harga P_{wf} pada $q=0$ atau P_{wfmaks} .



Gambar 4.7.
Kurva IPR Composite pada Sumur DA#1

- Melakukan perpotongan kurva IPR composite dengan TIP yang didapat melalui *pressure traverse* pada **Lampiran A**.



Gambar 4.8.
Kurva IPR Composite vs TIP pada Sumur DA#1

Dari hasil perpotongan antara kurva IPR *composite* dengan TIP pada **Gambar 4.8** didapat laju aktual sumuran pada Sumur DA#1 sebesar 2.420 BFPD pada P_{wf} sebesar 565 psi.

4.3.2. Sumur DA#2

Prosedur perhitungan IPR *Composite* adalah sebagai berikut:

1. Menghitung P_{wfo} pada IPR *Composite* menggunakan **Persamaan 3-6**.

$$P_{wfo} = \sqrt{\frac{80 \sum_{i=1}^n J_i^* \bar{P}_i \sum_{i=1}^n \frac{J_i^*}{\bar{P}_i} + (\sum_{i=1}^n J_i^*)^2 - \sum_{i=1}^n J_i^*}{8 \sum_{i=1}^n \frac{J_i^*}{\bar{P}_i}}}$$

$$\sum_{i=1}^n J_i^* \bar{P}_i = \left[\left(\frac{q_A}{(P_{rA} - P_{wFA})} \right) x P_{rA} \right] + \left[\left(\frac{q_B}{(P_{rB} - P_{wFB})} \right) x P_{rB} \right] + \left[\left(\frac{q_C}{(P_{rC} - P_{wFC})} \right) x P_{rC} \right]$$

$$\sum_{i=1}^n J_i^* \bar{P}_i = \left[\left(\frac{945}{(612 - 520)} \right) x 612 \right] + \left[\left(\frac{24}{(670 - 550)} \right) x 670 \right] + \left[\left(\frac{436}{(823 - 613)} \right) x 823 \right]$$

$$\sum_{i=1}^n J_i^* \bar{P}_i = 629,36 + 131,7 + 1.707 = 8.130,06 \text{ BFPD}$$

$$\sum_{i=1}^n \frac{J_i^*}{\bar{P}_i} = \left[\frac{\left(\frac{q_A}{(P_{rA} - P_{wFA})} \right)}{P_{rA}} \right] + \left[\frac{\left(\frac{q_B}{(P_{rB} - P_{wFB})} \right)}{P_{rB}} \right] + \left[\frac{\left(\frac{q_C}{(P_{rC} - P_{wFC})} \right)}{P_{rC}} \right]$$

$$\sum_{i=1}^n \frac{J_i^*}{\bar{P}_i} = \left[\frac{\left(\frac{945}{(612 - 520)} \right)}{612} \right] + \left[\frac{\left(\frac{24}{(670 - 550)} \right)}{670} \right] + \left[\frac{\left(\frac{436}{(823 - 613)} \right)}{823} \right]$$

$$\sum_{i=1}^n \frac{J_i^*}{\bar{P}_i} = [0,02] + [3E - 04] + [3E - 03] = 0,0233 \frac{\text{BFPD}}{\text{psi}^2}$$

$$\sum_{i=1}^n J_i^* = \left(\frac{q_A}{(P_{rA} - P_{wFA})} \right) + \left(\frac{q_B}{(P_{rB} - P_{wFB})} \right) + \left(\frac{q_C}{(P_{rC} - P_{wFC})} \right)$$

$$\sum_{i=1}^n J_i^* = \left(\frac{945}{(612 - 520)} \right) + \left(\frac{24}{(670 - 550)} \right) + \left(\frac{436}{(823 - 613)} \right)$$

$$\sum_{i=1}^n J_i^* = 10,28 + 0,2 + 2,07 = 12,55 \text{ BFPD/psi}$$

$$P_{wfo} = \sqrt{\frac{80 \sum_{i=1}^n J_i^* \bar{P}_i \sum_{i=1}^n \frac{J_i^*}{\bar{P}_i} + (\sum_{i=1}^n J_i^*)^2 - \sum_{i=1}^n J_i^*}{8 \sum_{i=1}^n \frac{J_i^*}{\bar{P}_i}}}$$

$$P_{wfo} = \sqrt{\frac{(80 \times 8.130,06) \times 0,0233 \text{ BFPD/psi}^2 + (12,55 \text{ BFPD/psi})^2 - 12,55 \text{ BFPD/psi}}{8 \times 0,0233 \text{ BFPD/psi}^2}}$$

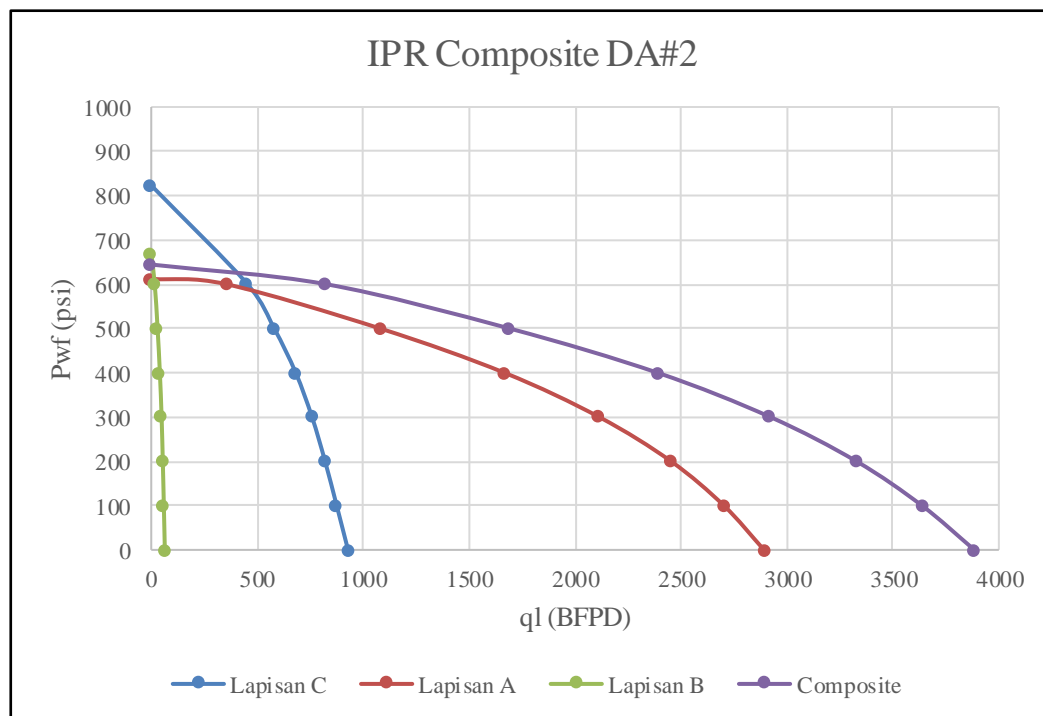
$$P_{wfo} = 644 \text{ psi}$$

- Menjumlahkan q pada tiap lapisan pada harga P_{wf} tertentu menggunakan **Persamaan 3-5**.

Tabel IV-14
 q Composite pada Sumur DA#2

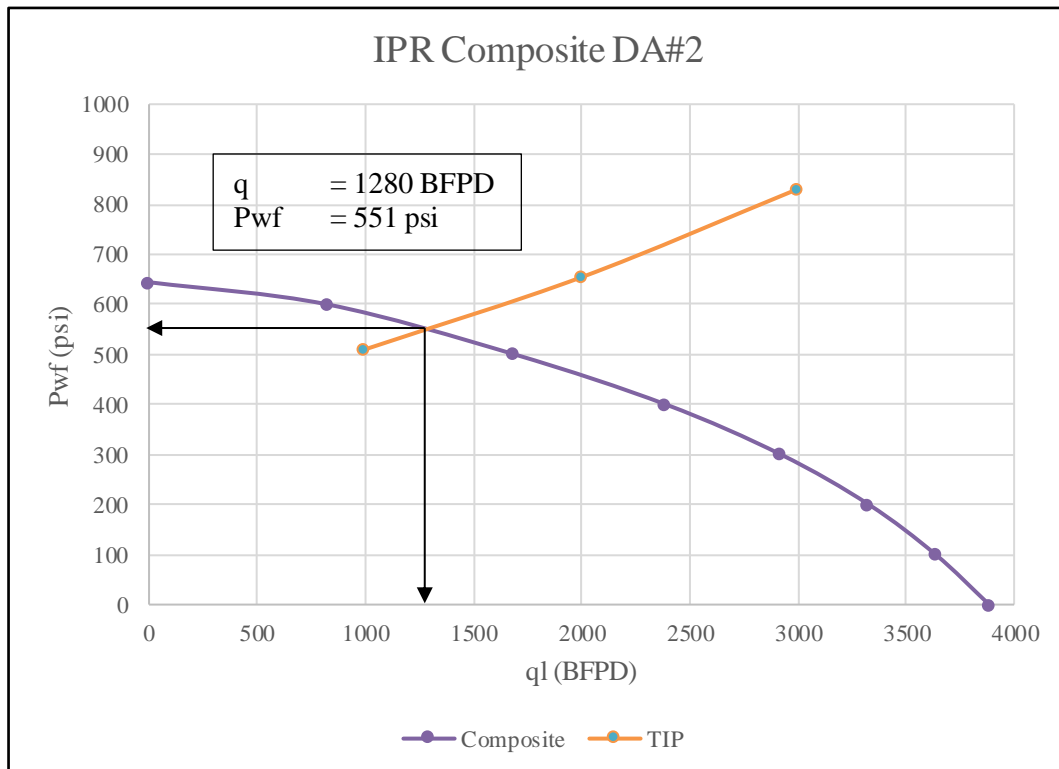
Lapisan A		Lapisan B		Lapisan C		Composite	
P_{wf} (psi)	q_l (BFPD)	P_{wf} (psi)	q_l (BFPD)	P_{wf} (psi)	q_l (BFPD)	P_{wf} (psi)	q_l (BFPD)
0	2.892	0	64	0	929	0	3.885
100	2.702	100	60	100	875	100	3.637
200	2.453	200	55	200	820	200	3.328
300	2.114	300	49	300	759	300	2.921
400	1.667	400	41	400	682	400	2.389
500	1.080	500	30	500	580	500	1.690
600	353	600	17	600	454	600	824
612	0	670	0	823	0	644	0

Hasil perhitungan q tiap lapisan dan q composite pada Sumur DA#2 yang tercantum pada **Tabel IV-14** akan digunakan untuk membuat kurva IPR composite Sumur DA#2 seperti pada **Gambar 4.9**. P_{wfo} yang telah dihitung pada poin sebelumnya digunakan sebagai harga P_{wf} pada $q=0$ atau P_{wfmaks} .



Gambar 4.9.
Kurva IPR Composite pada Sumur DA#2

3. Melakukan perpotongan kurva IPR *composite* dengan TIP yang didapat melalui *pressure traverse* pada **Lampiran A**.



Gambar 4.10.
Kurva IPR *Composite* vs TIP pada Sumur DA#2

Dari hasil perpotongan antara kurva IPR *composite* dengan TIP pada **Gambar 4.10** didapat laju aktual sumuran pada Sumur DA#2 sebesar 1.280 BFPD pada P_{wf} sebesar 551 psi.

4.4. Perhitungan Kontribusi Produksi

Perhitungan dengan menggunakan PLT digunakan untuk mengetahui nilai kontribusi produksi lapisan produktif pada reservoir berlapis. Caranya dengan memperhatikan nilai ILS (*Inner Line Spinner*) maupun nilai dari CFS (*Continous Fullbore Spinner*). Bila terdapat aliran produksi pada tiap lapisan produktif maka nilai dari ILS maupun nilai CFS akan meningkat.

4.4.1. Sumur DA#1

Untuk mengetahui kontribusi produksi pada Sumur DA#1 yang diperhatikan adalah zona produktif pada Sumur DA#1 yang terdapat pada **Tabel**

IV-1. Sumur ini memiliki 3 lapisan produktif yaitu lapisan A, lapisan B, dan lapisan C. Lalu untuk mengetahui putaran *spinner*, perhatikan nilai ILS dan CFS pada kedalaman zona *interest* pada **Tabel IV-7**.

Data tersebut merupakan hasil dari pembacaan PLT. Akan tetapi data-data diatas harus dikonversi ke parameter tertentu agar menjadi *rate* per lapisan. Adapun caranya sebagai berikut:

1. Mendapatkan nilai CFS (*continous fullbore spinner*) dalam satuan rps pada zona *interest*.
2. Mengonversi harga CFS (*continous fullbore spinner*) menjadi satuan rpm dengan **Persamaan 3-7**.
3. Mengonversi nilai CFS atau n_{rpm} ke dalam nilai S (ft/min) berdasarkan **Persamaan 3-8**. Diameter *tool* yang digunakan 11/16 in atau 0,0573 ft.
4. Melakukan koreksi harga S yang didapat pada tiap lapisan terhadap kecepatan alir fluida total akibat *tubing completion* tipe *commingled*.
5. Mengonversi nilai S menjadi q (BFPD) dengan **persamaan 3-10**.

Adapun perhitungan kontribusi produksi pada Sumur DA#1 adalah sebagai berikut:

Lapisan A

$$\begin{aligned}
 CFS_{rpm} &= CFS_{rps} \times 60 \\
 &= 3,7934 \times 60 \\
 &= 227,6040 \text{ rpm} \\
 S &= n \times 2 \times 3,14 \times d \\
 &= 227,604 \times 2 \times 3,14 \times 0,0573 \\
 &= 81,89 \text{ ft/min} \\
 q &= 1,4 \times S \times (ID \text{ tubing})^2 \\
 &= 1,4 \times 81,89 \times (2,9920)^2 \\
 &= 1.026 \text{ BFPD}
 \end{aligned}$$

Lapisan B

$$\begin{aligned}
 CFS_{rpm} &= CFS_{rps} \times 60 \\
 &= 0,016 \times 60 \\
 &= 0,96 \text{ rpm}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 S &= n \times 2 \times 3,14 \times d \\
 &= 0,96 \times 2 \times 3,14 \times 0,0573 \\
 &= 0,35 \text{ ft/min} \\
 q &= 1,4 \times S \times (\text{ID tubing})^2 \\
 &= 1,4 \times 0,35 \times (2,9920)^2 \\
 &= 4 \text{ BFPD}
 \end{aligned}$$

Lapisan C

$$\begin{aligned}
 \text{CFS}_{\text{rpm}} &= \text{CFS}_{\text{rps}} \times 60 \\
 &= 5,2996 \times 60 \\
 &= 317,9760 \text{ rpm} \\
 S &= n \times 2 \times 3,14 \times d \\
 &= 317,9760 \times 2 \times 3,14 \times 0,0573 \\
 &= 114,41 \text{ ft/min} \\
 q &= 1,4 \times S \times (\text{ID tubing})^2 \\
 &= 1,4 \times 114,41 \times (2,9920)^2 \\
 &= 1.433 \text{ BFPD}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 \text{Persen Ketidaksamaan} &= \frac{(\text{Laju alir aktual} - \text{total laju tiap lapisan berdasarkan PLT})}{\text{Laju alir aktual}} \\
 &= \frac{[2.420 - (1.026 + 4 + 1.433)]}{2.420} \\
 &= 1,81 \%
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 \text{Persen Ketidaksamaan} &= \frac{(\text{Existing Production} - \text{total laju tiap lapisan berdasarkan PLT})}{\text{Laju alir aktual}} \\
 &= \frac{[2.379 - (1.026 + 4 + 1.433)]}{2.379} \\
 &= 3,53 \%
 \end{aligned}$$

Tabel IV-15
Laju Tiap Lapisan Sebelum Dikoreksi Berdasarkan PLT pada Sumur DA#1

Lapisan	n (rpm)	S (ft/min)
A	227,6040	196,65
B	0,96	114,76
C	317,9760	114,41

Tabel IV-16
Laju Tiap Lapisan Terkoreksi Berdasarkan PLT pada Sumur DA#1

Lapisan	n (rpm)	S (ft/min)	q _i (BFPD)
A	227,6040	81,89	1.026
B	0,96	0,35	4
C	317,9760	114,41	1.433

Dari perhitungan PLT didapat q_{total} dari masing-masing lapisan sebesar 2.464 BFPD dengan kontribusi produksi terbesar dari lapisan C sebesar 1.433 BFPD. Persen ketidaksamaan perhitungan kontribusi laju produksi berdasarkan analisa PLT dengan laju aliran aktual sebesar 1,81%. Sedangkan persen ketidaksamaan perhitungan kontribusi laju produksi berdasarkan PLT dengan *existing production* sebesar 3,53%.

4.4.2. Sumur DA#2

Untuk mengetahui kontribusi produksi pada Sumur DA#2 yang diperhatikan adalah zona produktif pada Sumur DA#2 yang terdapat pada **Tabel IV-1**. Sumur ini memiliki 3 lapisan produktif yaitu lapisan A, lapisan B, dan lapisan C. Lalu untuk mengetahui putaran *spinner*, perhatikan nilai ILS dan CFS pada kedalaman *zona interest* pada **Tabel IV-8**.

Data tersebut merupakan hasil dari pembacaan PLT. Akan tetapi data-data diatas harus dikonversi ke parameter tertentu agar menjadi *rate* per lapisan. Adapun caranya sebagai berikut:

1. Mendapatkan nilai CFS (*continous fullbore spinner*) dalam satuan rps pada *zona interest*.
2. Mengonversi harga CFS (*continous fullbore spinner*) menjadi satuan rpm dengan **Persamaan 3-7**.
3. Mengonversi nilai CFS atau n_{rpm} ke dalam nilai S (ft/min) berdasarkan **Persamaan 3-8**. Diameter *tool* yang digunakan 11/16 in atau 0,0573 ft.
4. Melakukan koreksi harga S yang didapat pada tiap lapisan terhadap kecepatan alir fluida total akibat *tubing completion* tipe *commingled*.
5. Mengonversi nilai S menjadi q (BFPD) dengan **persamaan 3-10**.

Adapun perhitungan kontribusi produksi tiap lapisan pada Sumur DA#2 adalah sebagai berikut:

Lapisan A

$$\begin{aligned}
 CFS_{rpm} &= CFS_{rps} \times 60 \\
 &= 3,3080 \times 60 \\
 &= 198,48 \text{ rpm} \\
 S &= n \times 2 \times 3.14 \times d \\
 &= 198,48 \times 2 \times 3,14 \times 0,0573 \\
 &= 71,41 \text{ ft/min} \\
 q &= 1,4 \times S \times (ID \text{ tubing})^2 \\
 &= 1,4 \times 71,41 \times (2,9920)^2 \\
 &= 895 \text{ BFPD}
 \end{aligned}$$

Lapisan B

$$\begin{aligned}
 CFS_{rpm} &= CFS_{rps} \times 60 \\
 &= 0,0870 \times 60 \\
 &= 5,22 \text{ rpm} \\
 S &= n \times 2 \times 3.14 \times d \\
 &= 5,22 \times 2 \times 3,14 \times 0,0573 \\
 &= 1,88 \text{ ft/min} \\
 q &= 1,4 \times S \times (ID \text{ tubing})^2 \\
 &= 1,4 \times 1,88 \times (2,9920)^2 \\
 &= 24 \text{ BFPD}
 \end{aligned}$$

Lapisan C

$$\begin{aligned}
 CFS_{rpm} &= CFS_{rps} \times 60 \\
 &= 1,447 \times 60 \\
 &= 86,82 \text{ rpm} \\
 S &= n \times 2 \times 3.14 \times d \\
 &= 86,82 \times 2 \times 3,14 \times 0,0573 \\
 &= 31,24 \text{ ft/min} \\
 q &= 1,4 \times S \times (ID \text{ tubing})^2 \\
 &= 1,4 \times 31,24 \times (2,9920)^2 \\
 &= 391 \text{ BFPD}
 \end{aligned}$$

$$\text{Persen Ketidaksamaan} = \frac{(\text{Laju alir aktual} - \text{total laju tiap lapisan berdasarkan PLT})}{\text{Laju alir aktual}}$$

$$= \frac{[1.280 - (895 + 24 + 391)]}{1.280}$$

$$= 2,29 \%$$

Persen Ketidaksamaan = $\frac{(\text{Existing Production} - \text{total laju tiap lapisan berdasarkan PLT})}{\text{Laju alir aktual}}$

$$= \frac{[1.147 - (895 + 24 + 391)]}{1.147}$$

$$= 14,21 \%$$

Tabel IV-17**Laju Tiap Lapisan Sebelum Dikoreksi Berdasarkan PLT pada Sumur DA#2**

Lapisan	n (rpm)	S (ft/min)
A	198,48	104,53
B	5,22	33,12
C	86,82	31,24

Tabel IV-18**Laju Tiap Lapisan Berdasarkan PLT pada Sumur DA#2**

Lapisan	n (rpm)	S (ft/min)	Q ₁ (BFPD)
A	198,48	71,41	895
B	5,22	1,88	24
C	86,82	31,24	391

Dari perhitungan PLT didapat q_{total} dari masing masing lapisan sebesar 1.310 BFPD dengan kontribusi produksi terbesar dari lapisan A sebesar 895 BFPD. Persen ketidaksamaan perhitungan kontribusi laju produksi berdasarkan analisa PLT dengan laju aliran aktual sebesar 2,29%. Sedangkan persen ketidaksamaan perhitungan kontribusi laju produksi berdasarkan PLT dengan *existing production* sebesar 14,21%.

BAB V PEMBAHASAN

Secara umum, banyak lapangan minyak saat ini berproduksi pada reservoir yang memiliki lebih dari satu lapisan. Lapangan “DG” merupakan salah satu lapangan *offshore* milik PHE ONWJ (*Offshore North West Java*) yang memiliki sumur yang berproduksi pada reservoir berlapis. Lapangan “DG” berada di Cekungan Barat Utara Pulau Jawa, tepatnya pada Sub-Cekungan Arjuna pada lepas pantai laut Jawa seperti pada **Gambar 2.2**. Formasi reservoir utama yang menjadi fokus Lapangan “DG” adalah formasi *Main-Massive* dengan litologi serpih yang dominan dengan perselingan batupasir dan batugamping.

Lapangan “DG” pertama kali ditemukan melalui sumur E-1 pada tahun 1969 dan pada tahun 1971 mulai dikembangkan dimana diketahui total OOIP sebesar 1.385 MMBO dan OGIP sebesar 858 BSCF (dari 5 struktur) dengan *current production* minyak pada saat ini adalah sekitar 8.700 BOPD dan gas sebesar 10 MMSCFD yang diproduksi melalui 46 *string* dari 44 sumur. Kumulatif produksi hingga saat ini sebesar 376 MMBO dan gas sebesar 474 BCF dengan *current RF* sebesar 27%. Kontribusi produksi per sumuran pada lapangan “DG” hingga saat ini adalah 2.379 BFPD P_{wf} sebesar 538 psi pada Sumur DA#1 dan 1.147 BFPD dengan P_{wf} sebesar 561 psi pada Sumur DA#2.

Berdasarkan kondisi lapangan “DG” perlu dilakukan PLT (*Production Logging Tool*) untuk mengetahui lapisan manakah yang memiliki kontribusi produksi terbesar maupun yang terkecil sehingga lapisan dengan kontribusi produksi terkecil dapat dilakukan optimasi produksi guna meningkatkan laju produksi. Dalam studi ini digunakan *production log* berupa CFS (*Continuous Fullbore Spinmeter*) dengan tujuan mengetahui besaran laju tiap lapisan. Diameter *tool* standar yang digunakan pada sumur sumur PHE ONWJ (*Offshore North West Java*) adalah 11/16 in.

Menurut Koesumadinata (1980) reservoir berlapis adalah reservoir yang memiliki dua atau lebih lapisan produktif dengan karakteristik fluida, batuan, dan

kondisi reservoir yang tidak sama. Keadaan tidak seragam dari satu lokasi ke lokasi lain dari lapisan satu terhadap lapisan lain sebagai hasil siklus geologi merupakan penyebab terbentuknya reservoir berlapis. Sumur DA#1 dan DA#2 merupakan 2 sumur dari banyak sumur PHE ONWJ yang memiliki reservoir berlapis. *Production log* memberikan informasi yang diperlukan untuk menganalisa kelakuan sumur khususnya untuk reservoir berlapis. Pada sumur-sumur baru, *production logging* digunakan untuk mengetahui apakah sumur yang berproduksi sesuai yang diharapkan atau tidak.

Sumur DA#1 merupakan salah satu sumur produksi yang berada di Lapangan “DG” dengan kedalaman total sekitar 3.610 ft MD dengan *water depth* sekitar 146 ft. Sumur DA#1 memiliki 3 lapisan produktif yang berada di formasi *Main* diantaranya Lapisan A pada kedalaman 2.800 ft MD, Lapisan B pada kedalaman 2.890 ft MD, dan Lapisan C pada kedalaman 3.343 ft MD. Permeabilitas tiap lapisan ini berbeda-beda sehingga kontribusi produksi masing masing lapisan akan berbeda. Permeabilitas rata-rata dari semua lapisan ini sekitar 250 mD. Permeabilitas sedemikian tergolong cukup besar untuk mengalirkan fluida. EOT (*end of tubing*) pada sumur DA#1 berada di kedalaman 3.302 ft MD dengan OD *tubing* sebesar 3,5 in. Melalui data SGS (*Static Gradient Survey*) didapat tekanan statis (P_s) pada lapisan A sebesar 642 psi, 690 psi untuk lapisan B, dan 784 psi untuk lapisan C. Melalui data FGS (*Flowing Gradient Survey*) dapat diketahui juga tekanan alir dasar sumur (P_{wf}). Adapun nilai nilai P_{wf} tersebut yaitu Lapisan A sebesar 502 psi, Lapisan B sebesar 525 psi dan Lapisan C sebesar 586 psi.

Perhitungan laju aktual sumuran diawali dengan membuat kurva IPR pada masing-masing lapisan menggunakan Persamaan Pudjo-Sukarno dan kemudian membuat IPR *composite* yang dipotongkan dengan kurva TIP (*Tubing Intake Pressure*) seperti pada **Gambar 4.8**. Perpotongan ini menghasilkan laju aktual sumuran sebesar 2.420 BFPD pada P_{wf} sebesar 565 psi. Laju tiap lapisan yang didapat menggunakan CFS merupakan konversi dari n putaran CFS. Perhitungan kecepatan alir fluida (S) berdasarkan PLT memerlukan koreksi terhadap tiap lapisan karena fluida yang mengalir merupakan total kecepatan alir fluida secara keseluruhan akibat *tubing completion* sumur bertipe *commingled*. Kecepatan alir

fluida yang didapat berdasarkan perhitungan PLT pada **Tabel IV-15** sebelum terkoreksi adalah Lapisan A sebesar 196,65 ft/min, Lapisan B sebesar 114,76 ft/min, dan Lapisan C sebesar 114,41 ft/min. Sedangkan kecepatan alir fluida yang didapat setelah dikoreksi terhadap tiap lapisan berdasarkan **Tabel IV-16** adalah Lapisan A sebesar 81,89 ft/min, Lapisan B sebesar 0,35 ft/min, dan Lapisan C sebesar 114,41 ft/min. Berdasarkan hasil perhitungan CFS pada Sumur DA#1 seperti pada **Tabel IV-15** didapat bahwa Lapisan A memiliki putaran CFS sebesar 227,6040 rpm yang menghasilkan laju kontribusi produksi sebesar 1.026 BFPD, Lapisan B memiliki putaran CFS sebesar 0,96 rpm yang menghasilkan laju kontribusi produksi sebesar 4 BFPD, dan Lapisan C memiliki putaran CFS sebesar 317,9760 rpm yang menghasilkan laju kontribusi produksi terbesar yaitu 1.433 BFPD. Dengan menggunakan metode *production logging tool* pada Sumur DA#1 didapat persen ketidaksamaan dengan laju aktual sumuran sebesar 1,81%. Sedangkan persen ketidaksamaan antara laju yang didapatkan berdasarkan PLT dengan *existing production* sebesar 3,53%.

Sumur DA#2 merupakan salah satu sumur produksi yang berada di Lapangan “DG” dengan kedalaman total sekitar 4.698 ft MD dengan *water depth* sekitar 145 ft. Sumur DA#2 memiliki 3 lapisan produktif pada formasi *Massive* diantaranya, Lapisan A pada kedalaman 3.025 ft MD, Lapisan B pada kedalaman 3.163 ft MD, dan Lapisan C pada kedalaman 3.686 ft MD. Permeabilitas tiap lapisan ini berbeda-beda sehingga kontribusi produksi masing-masing lapisan berbeda juga. Permeabilitas rata-rata tiap lapisan ini sekitar 275 mD. Permeabilitas sedemikian tergolong cukup besar untuk mengalirkan fluida. EOT (*end of tubing*) pada sumur DA#2 berada di kedalaman 3.589 ft MD dengan OD *tubing* sebesar 3,5 in. Melalui data SGS (*Static Gradient Survey*) didapat tekanan statis (P_s) pada lapisan A sebesar 612 psi, Lapisan B sebesar 670 psi, dan Lapisan C sebesar 823 psi. Melalui data FGS (*Flowing Gradient Survey*) dapat diketahui juga tekanan alir dasar sumur (P_{wf}). Adapun nilai nilai P_{wf} tersebut yaitu Lapisan A sebesar 520 psi, Lapisan B sebesar 550 psi dan Lapisan C sebesar 613 psi.

Perhitungan laju aktual sumuran diawali dengan membuat kurva IPR pada masing-masing lapisan menggunakan Persamaan Pudjo-Sukarno dan kemudian

membuat IPR *composite* yang dipotongkan dengan kurva TIP (*Tubing Intake Pressure*) seperti pada **Gambar 4.10**. Perpotongan ini menghasilkan laju aktual sumuran sebesar 1.280 BFPD pada P_{wf} sebesar 551 psi. Laju tiap lapisan yang didapat menggunakan CFS merupakan konversi dari n putaran CFS. Perhitungan kecepatan alir fluida (S) berdasarkan PLT memerlukan koreksi terhadap tiap lapisan karena fluida yang mengalir merupakan total kecepatan alir fluida secara keseluruhan akibat *tubing completion* sumur bertipe *commingled*. Kecepatan alir fluida yang didapat berdasarkan perhitungan PLT pada **Tabel IV-17** sebelum terkoreksi adalah Lapisan A sebesar 104,53 ft/min, Lapisan B sebesar 33,12 ft/min, dan Lapisan C sebesar 31,24 ft/min. Sedangkan kecepatan alir fluida yang didapat setelah dikoreksi terhadap tiap lapisan berdasarkan **Tabel IV-18** adalah Lapisan A sebesar 71,41 ft/min, Lapisan B sebesar 1,88 ft/min, dan Lapisan C sebesar 31,28 ft/min. Berdasarkan perhitungan CFS pada Sumur DA#2 seperti pada **Tabel IV-16** didapat bahwa Lapisan A memiliki putaran CFS sebesar 198,48 rpm yang menghasilkan laju kontribusi produksi terbesar sebesar 895 BFPD, Lapisan B memiliki putaran CFS sebesar 5,22 rpm yang menghasilkan laju kontribusi produksi sebesar 24 BFPD, dan Lapisan C memiliki putaran CFS sebesar 86,82 rpm yang menghasilkan laju kontribusi produksi yaitu 391 BFPD. Dengan menggunakan metode *production logging tool* pada Sumur DA#2 didapat persen ketidaksamaan dengan laju aktual sumuran sebesar 2,29%. Sedangkan persen ketidaksamaan antara laju yang didapatkan berdasarkan PLT dengan *existing production* sebesar 14,21%.

Menggunakan metode PLT untuk mengetahui kontribusi produktivitas tiap lapisan menghasilkan nilai penyimpangan yang kecil karena besaran laju yang didapat pada masing-masing lapisan mendekati nilai laju alir aktual sumuran. Berdasarkan perhitungan PLT pada Sumur DA#1 pada **Tabel IV-15** didapat kontribusi produksi atau laju untuk tiap-tiap lapisan adalah 1.026 BFPD untuk Lapisan A, 4 BFPD untuk Lapisan B, dan Lapisan C sebagai lapisan dengan kontribusi produksi paling besar yaitu 1.433 BFPD. Persen ketidaksamaan antara perhitungan PLT dengan laju alir aktual sumuran pada Sumur DA#1 sebesar 1,81%. Sedangkan kontribusi produktivitas formasi untuk tiap-tiap lapisan pada Sumur

DA#2 berdasarkan perhitungan PLT sesuai dengan **Tabel IV-16** adalah Lapisan A sebagai lapisan dengan kontribusi produksi paling besar yaitu 895 BFPD, Lapisan B sebesar 24 BFPD, dan Lapisan C sebesar 391 BFPD. Persen ketidaksamaan antara perhitungan PLT dengan laju aktual sumuran pada Sumur DA#2 sebesar 2,29%.

BAB VI

KESIMPULAN

Kesimpulan yang didapat dari analisa hasil PLT (*Production Logging Tool*) pada reservoir berlapis sumur DA#1 dan DA#2 Lapangan “DG” antara lain:

1. Berdasarkan perpotongan antara kurva IPR *Composite* dengan TIP pada sumur DA#1 didapatkan laju aktual sumuran sebesar 2.420 BFPD dengan P_{wf} sebesar 565 psi. Sedangkan pada sumur DA#2 laju aktual sumuran sebesar 1.280 BFPD dengan P_{wf} sebesar 551 psi.
2. Berdasarkan perhitungan kontribusi produktivitas formasi menggunakan PLT (*Production Logging Tool*) pada sumur DA#1 didapatkan laju pada Lapisan A sebesar 1.026 BFPD, Lapisan B sebesar 4 BFPD, dan Lapisan C sebesar 1.433 BFPD. Sedangkan perhitungan kontribusi produktivitas formasi pada Sumur DA#2 adalah Lapisan A sebesar 895 BFPD, Lapisan B sebesar 24 BFPD, dan Lapisan C sebesar 391 BFPD.
3. Berdasarkan perhitungan laju alir berdasarkan PLT (*Production Logging Tool*) didapatkan bahwa Lapisan C merupakan lapisan dengan kontribusi produktivitas formasi paling besar terhadap laju alir sumuran pada Sumur DA#1 sebesar 1.433 BFPD. Sedangkan pada Sumur DA#2 didapatkan bahwa Lapisan A merupakan lapisan dengan kontribusi produktivitas formasi paling besar terhadap laju alir sumuran sebesar 895 BFPD.
4. Persen ketidaksamaan antara laju alir (q) berdasarkan perhitungan PLT dengan laju aktual sumuran pada Sumur DA#1 adalah 1,81%. Sedangkan persen ketidaksamaan laju alir antara perhitungan PLT dengan laju alir aktual sumuran pada Sumur DA#2 adalah 2,29%. Hal ini menjelaskan bahwa penggunaan PLT dapat digunakan dalam menentukan kontribusi produktivitas formasi secara akurat.

DAFTAR PUSTAKA

- Allen, T., & Roberts, A. (1982). *Production Operations-Well Completions, Workover, and Stimulation vol 1 Second Edition Chapter 5*. Tulsa, Oklahoma: Oil & Gas Consultants International Inc.
- Brown, K. E. (1977). *The Technology of Artificial Lift Methods vol 1 Chapter I*. Tulsa, Oklahoma, United States: Pennwell Books.
- Fahlevi, M. D. (2018). *Analisa Kontribusi Produksi Lapisan Produktif Reservoir Berlapis Menggunakan Production Logging Tool Pada Sumur "MD" Lapangan "NN"*. Yogyakarta: Universitas Pembangunan Nasional "Veteran" Yogyakarta.
- Guo, B., Lyons, W., & Ghalambor, A. (2007). *Petroleum Production Engineering : A Computer-Assisted Approach Chapter 3*. United States: Elsevier Science & Technology Books.
- Gilbert, W.E. (1954). *Flowing and Gas-Lift Well Performance*. Los Angeles, California: American Petroleum Institute.
- Internal Report PHE ONWJ. (2016). Pertamina.
- Log Interpretation Principles/Applications Chapter 9*. (1989). Sugar Land, Texas: Schlumberger.
- Priyatno, E. (2011). *Production Test pada Reservoir Berlapis*. Yogyakarta: Universitas Pembangunan Nasional "Veteran" Yogyakarta.
- Sukarno, Pudjo., & Tobing, Edward L. (1995). *Inflow Performance Relationship for Perforated Wellfgus Producing from Solution Gas Drive Reservoir*. Bandung: Society of Petroleum Engineers.
- Wahab, A., & Martono, D. (1985). *Application of Oil Geochemistry for Hydrocarbon Exploration in Northwest Java*. 14th Annual Convention Proceedings vol 2.

LAMPIRAN

LAMPIRAN A
PRESSURE TRAVERSE

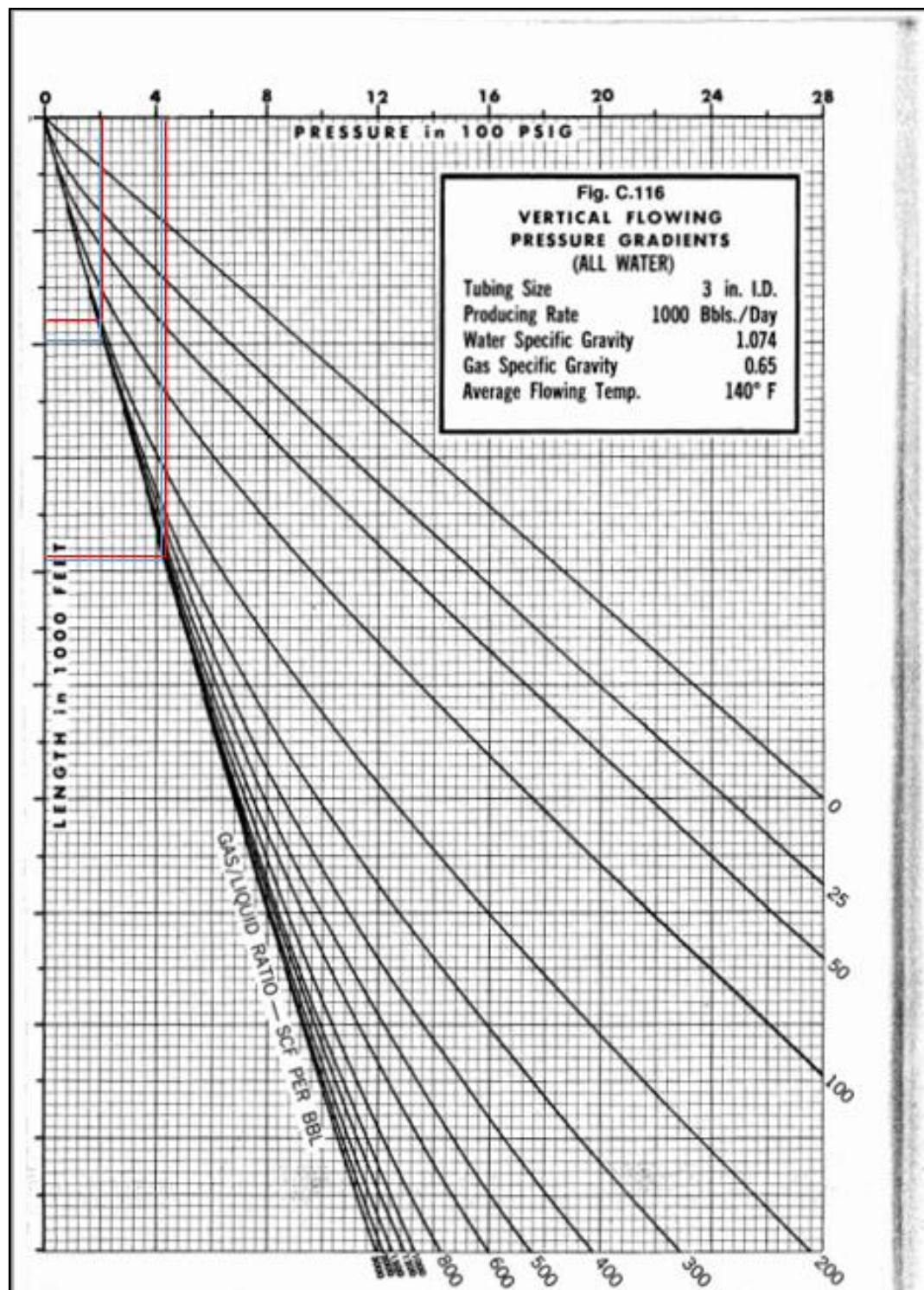
A. Sumur DA#1

Data yang diketahui:

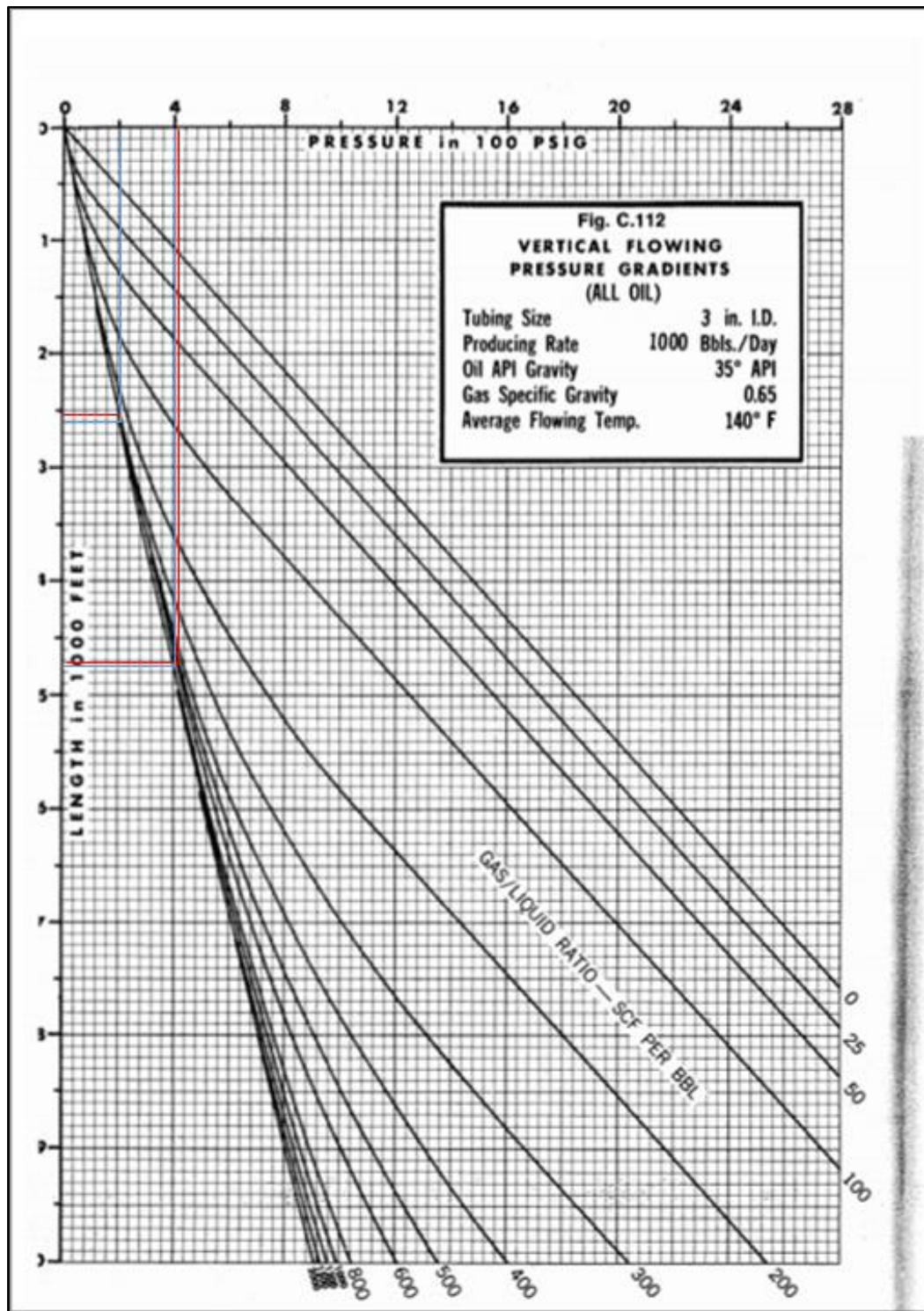
Tekanan Kepala Sumur	= 200 psig
<i>End of Tubing</i> (EOT)	= 3.302 ft MD
<i>Gas Liquid Ratio</i> (GLR)	= 1.071 SCF/STB
API Minyak	= 36,5 °API
<i>Specific Gravity Gas</i>	= 1,02
<i>Specific Gravity Water</i>	= 1
Temperatur Reservoir	= 186 °F

Tabel A-1.
Hasil Perhitungan *Pressure Traverse* Sumur DA#1

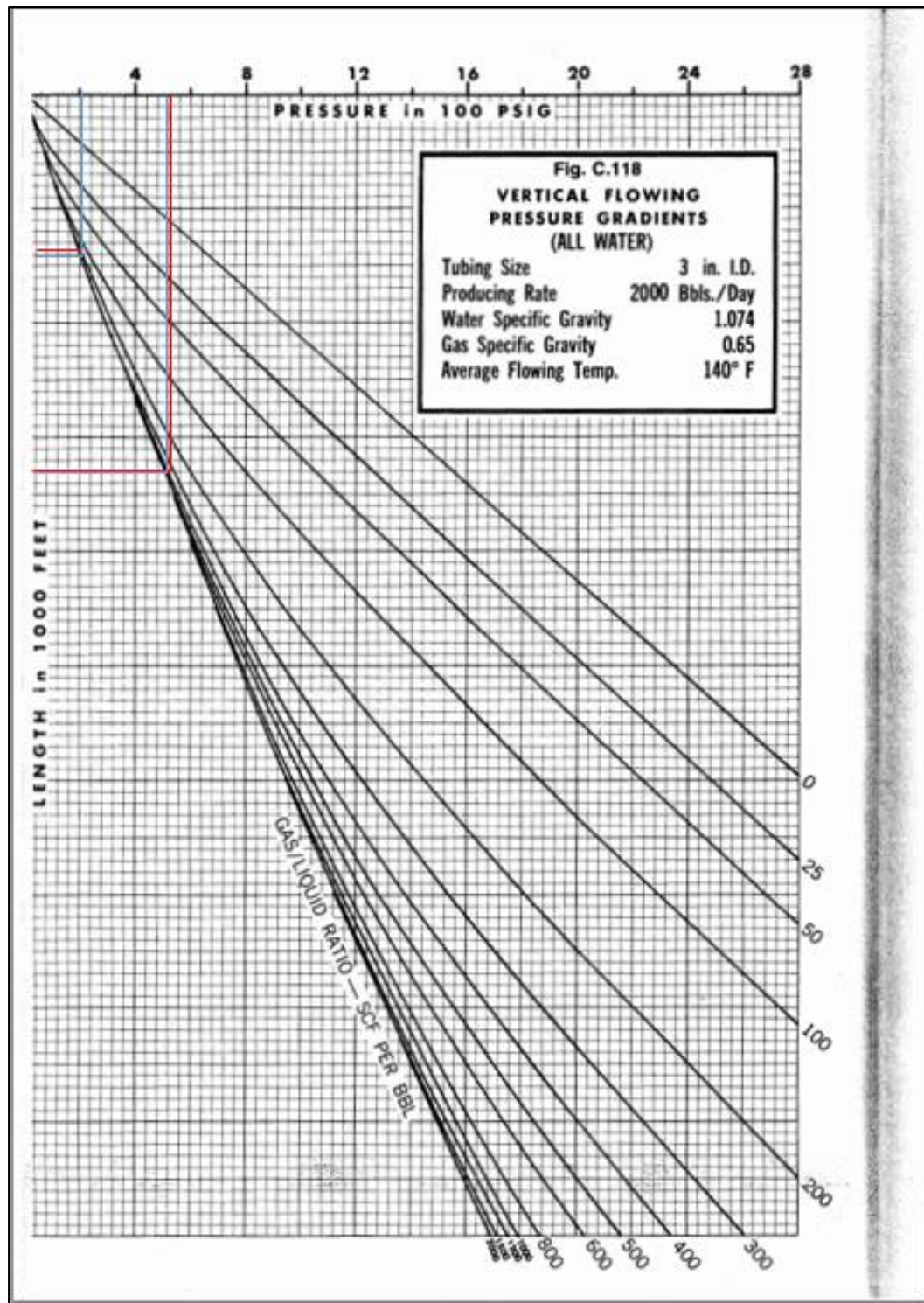
q (BFPD)	Water Cut (%)	P_{wf} (psi)
1000	0	403,55
	100	426,45
	77	421,1830
2000	0	488,2250
	100	519,29
	77	512,1450
3000	0	634,6750
	100	658,30
	77	652,8660



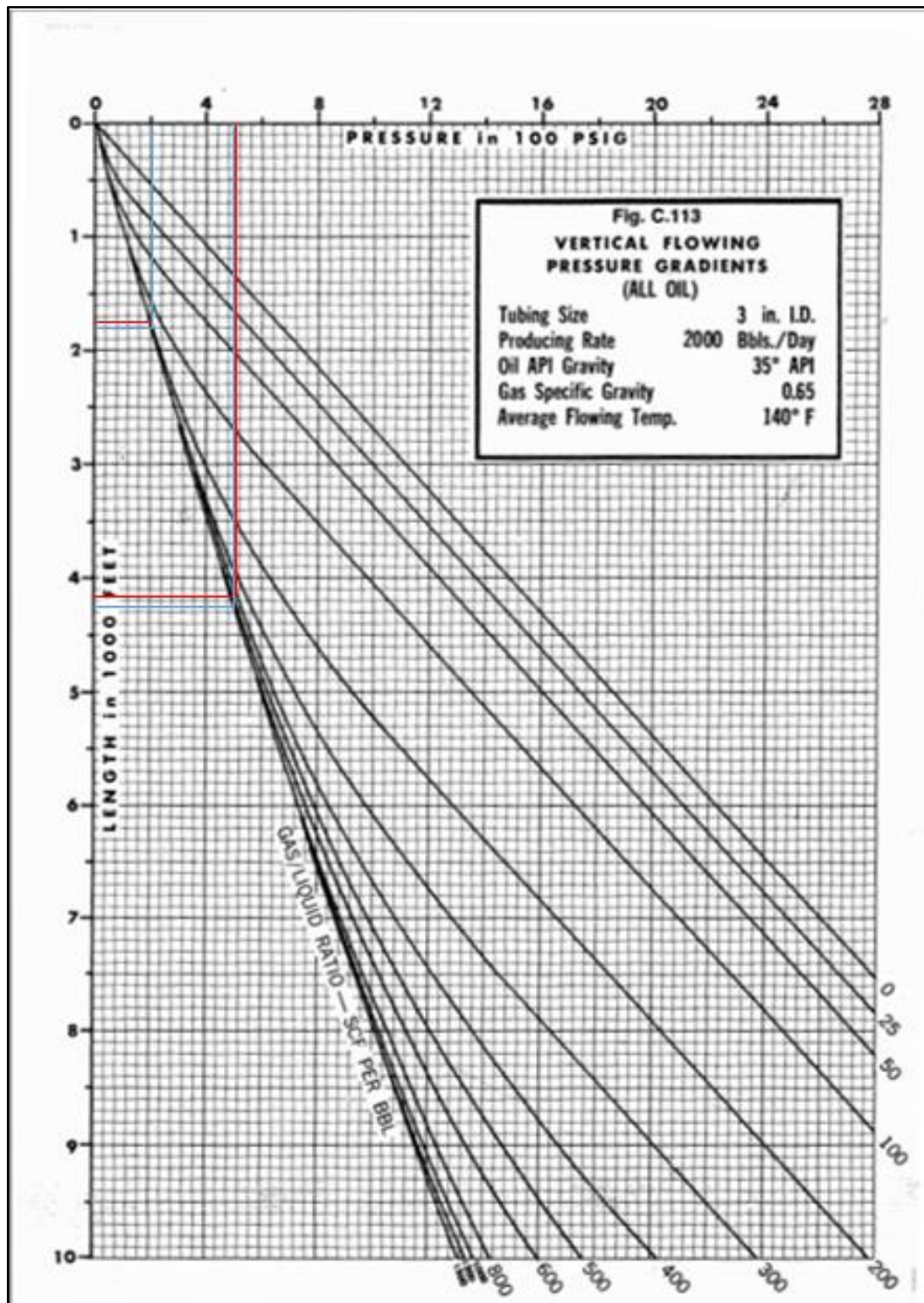
Gambar A.1.
Pressure Traverse Sumur DA#1 pada Water Cut = 100% dan $q = 1000$ BFPD
(Brown, 1977)



Gambar A.2.
Pressure Traverse Sumur DA#1 pada Water Cut = 0% dan $q = 1000$ BFPD
 (Brown, 1977)

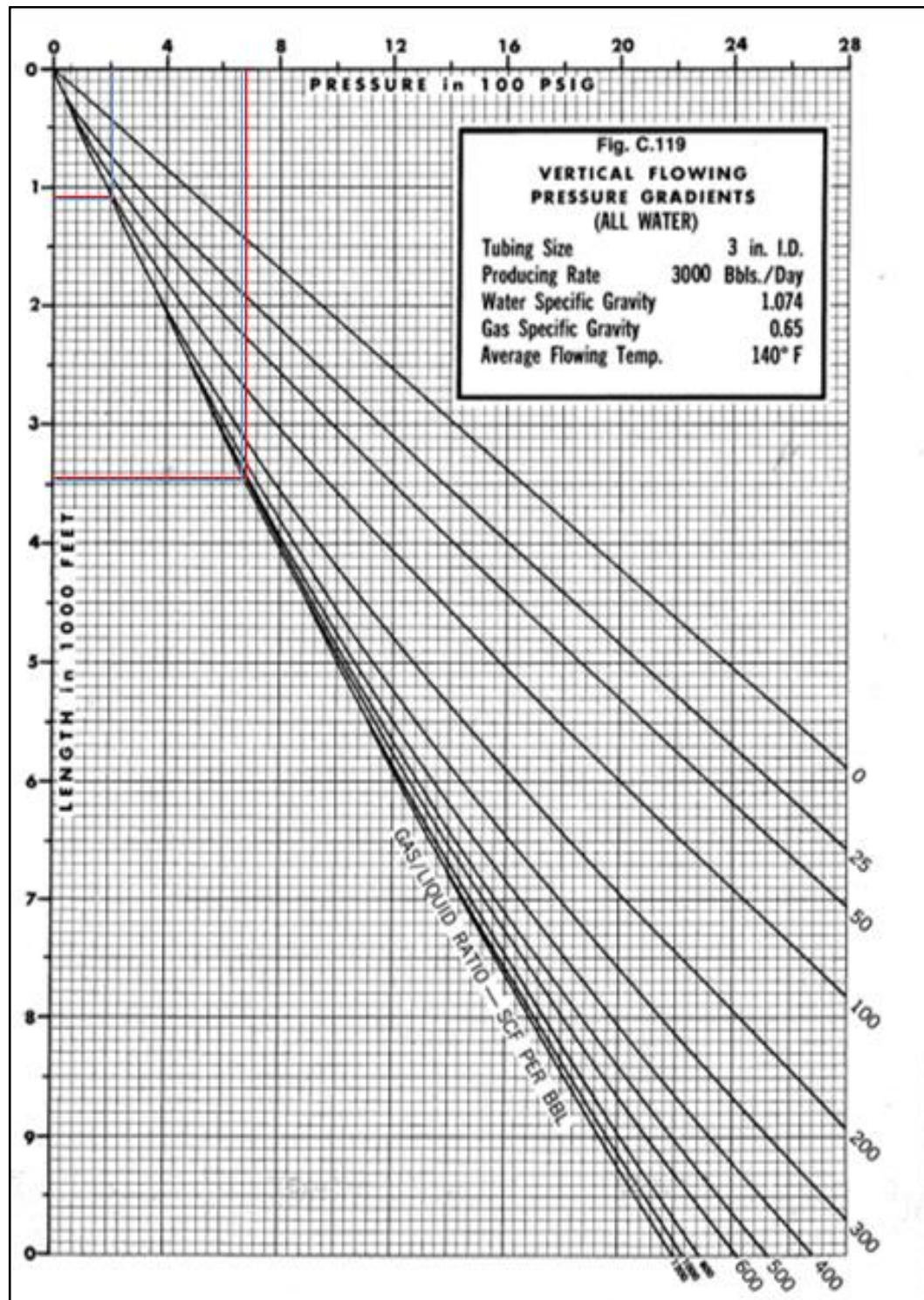


Gambar A.3.
Pressure Traverse Sumur DA#1 pada Water Cut = 100% dan $q = 2000$ BFPD
 (Brown, 1977)

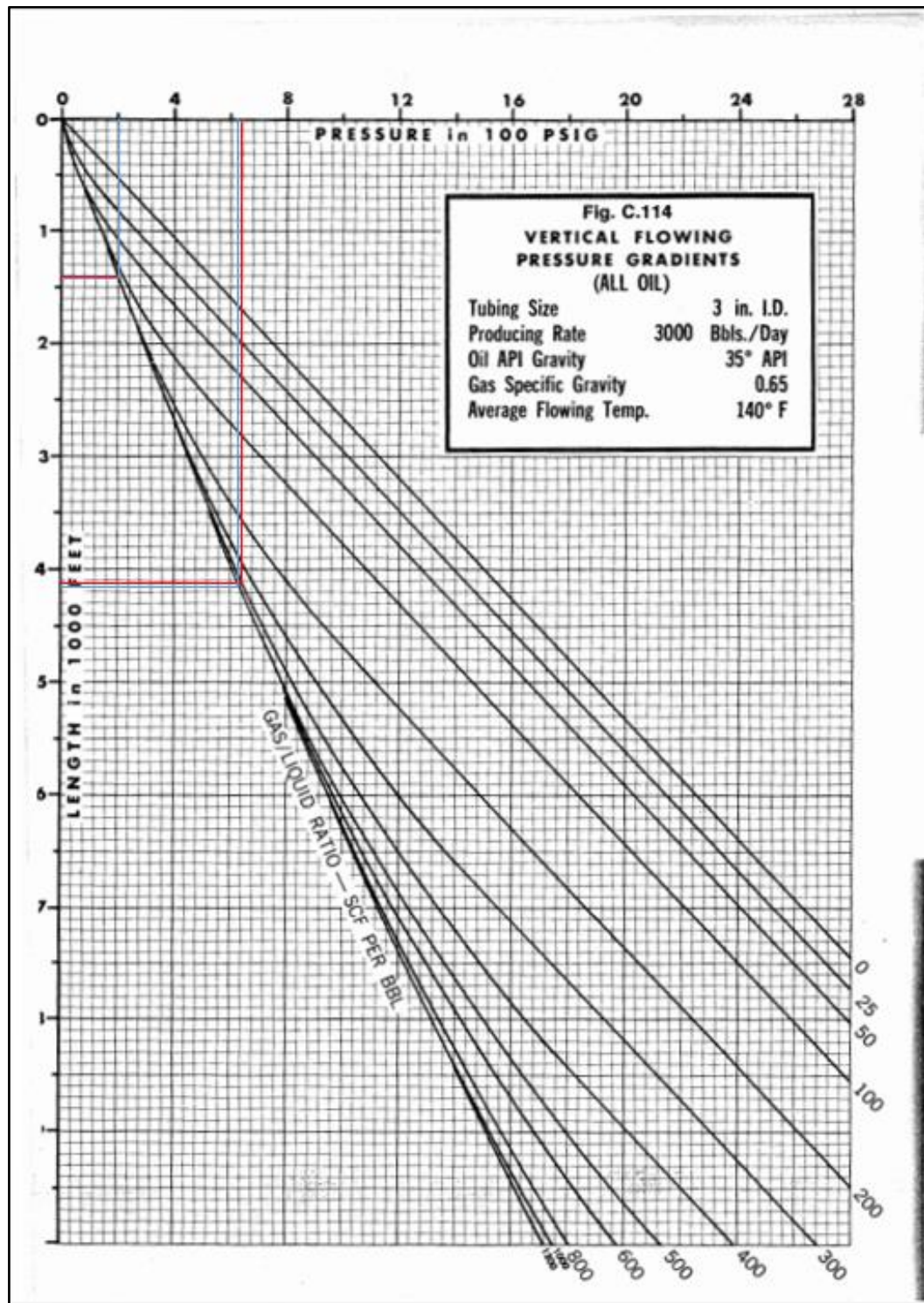


Gambar A.4.

*Pressure Traverse Sumur DA#1 pada Water Cut = 0% dan $q = 2000$ BFPD
 (Brown, 1977)*



Gambar A.5.
Pressure Traverse Sumur DA#1 pada Water Cut = 100% dan $q = 3000$ BFPD
(Brown, 1977)



Gambar A.6.
Pressure Traverse Sumur DA#1 pada Water Cut = 0% dan $q = 3000$ BFPD
 (Brown, 1977)

B. Sumur DA#2

Data yang diketahui:

Tekanan Kepala Sumur = 200 psig

End of Tubing (EOT) = 3.589 ft MD

Gas Liquid Ratio (GLR) = 969 SCF/STB

API Minyak = 36 °API

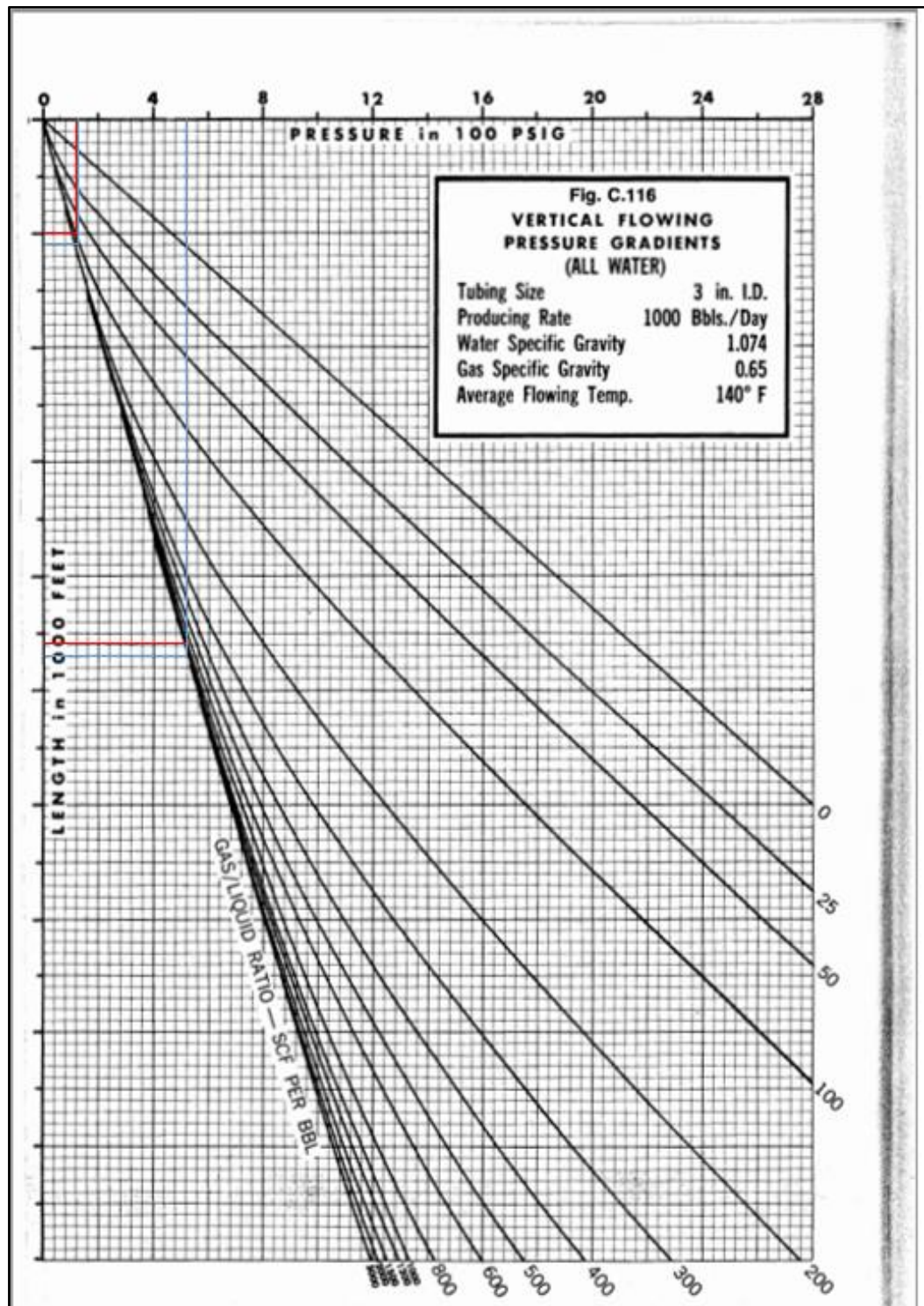
Specific Gravity Gas = 1,02

Specific Gravity Water = 1

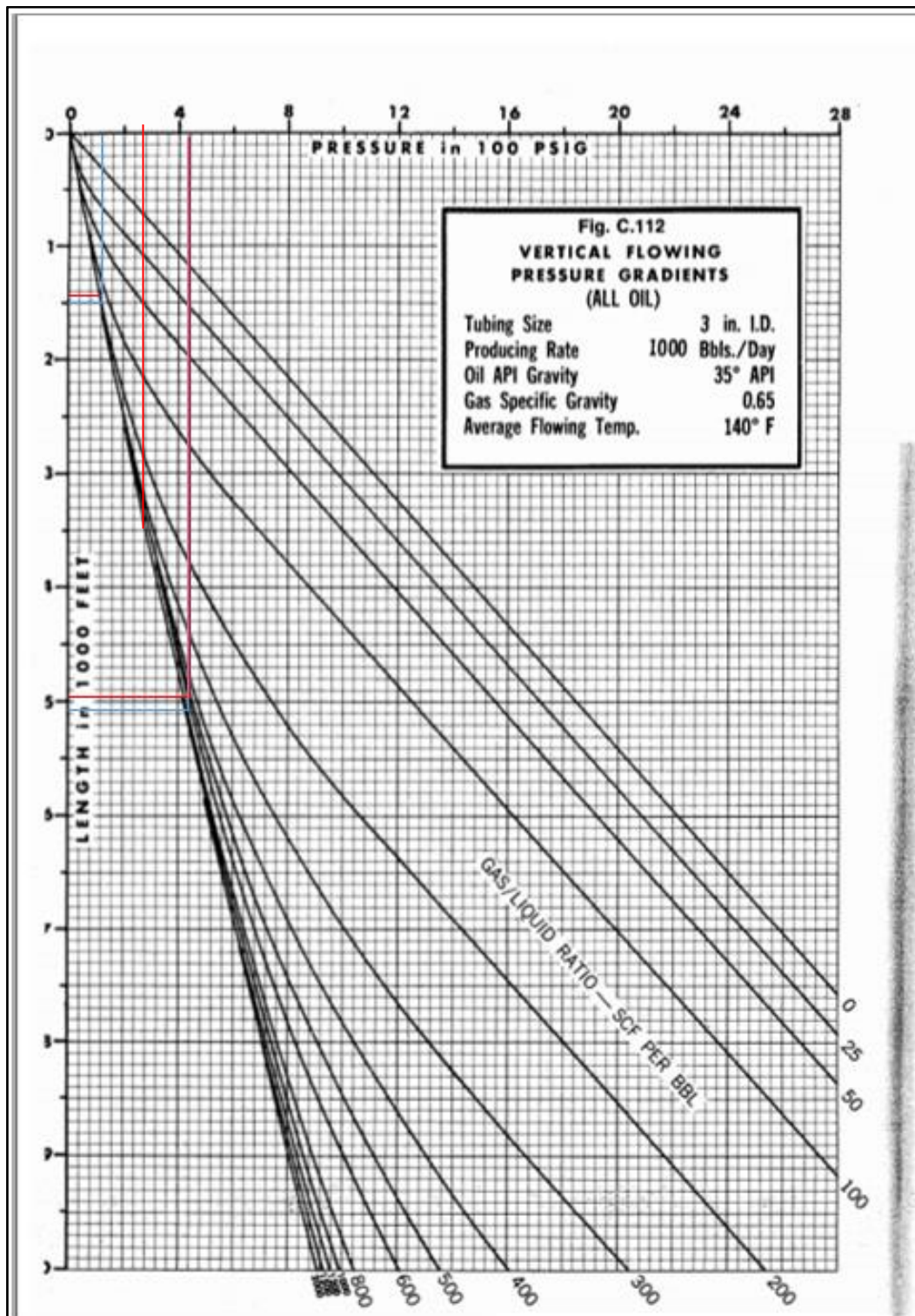
Temperatur Reservoir = 195 °F

Tabel A-2
Hasil Perhitungan *Pressure Traverse* Sumur DA#2

q (BFPD)	<i>Water Cut</i> (%)	P_{wf} (psi)
1000	0	431,55
	100	518,3080
	90.636	510,1850
2000	0	550,31
	100	665,0750
	90.636	654,3290
3000	0	677,4650
	100	846,3830
	90.636	830,5660

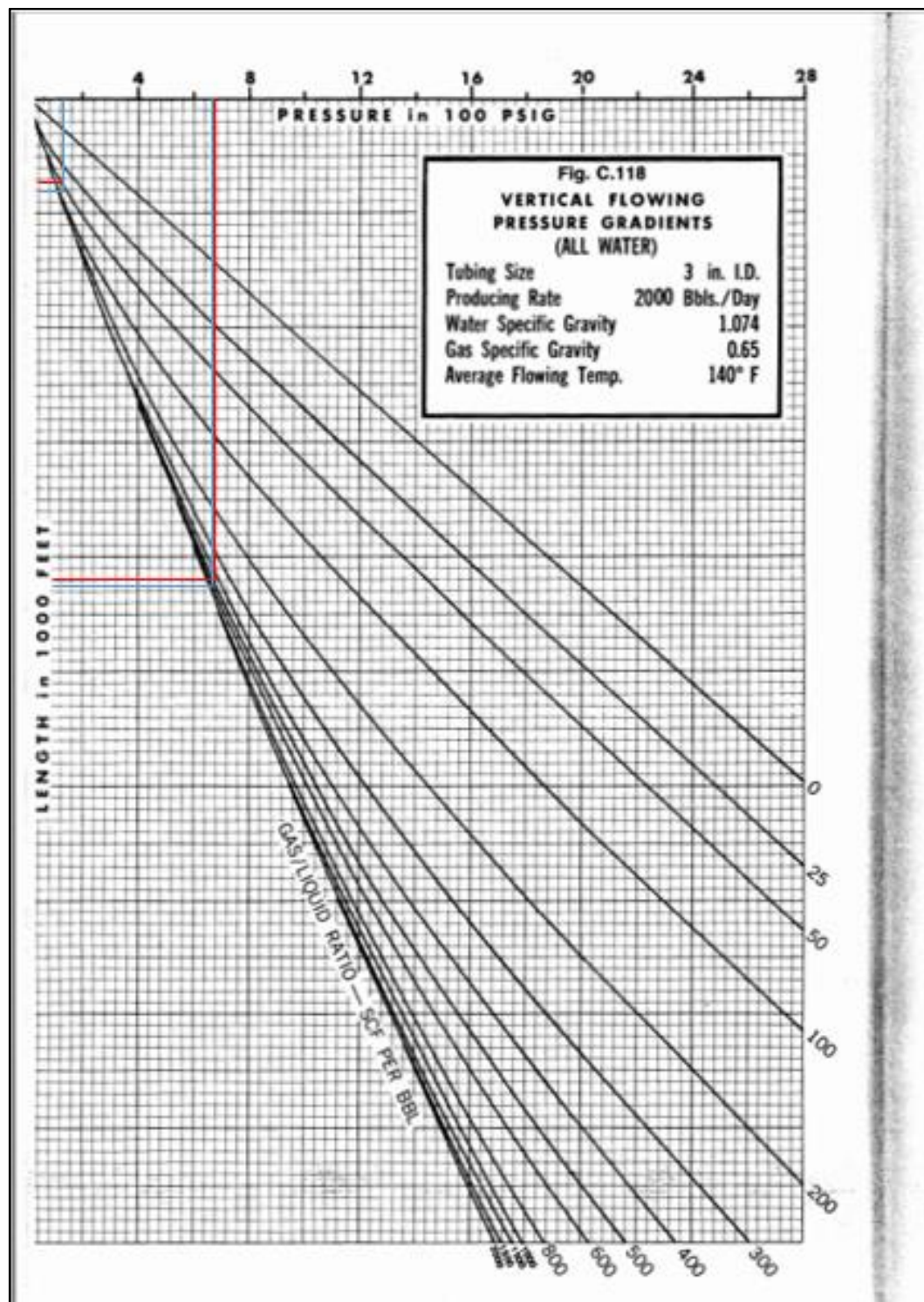


Gambar A.7.
*Pressure Traverse Sumur DA#2 pada Water Cut = 100% dan $q = 1000$ BFPD
 (Brown 1977)*

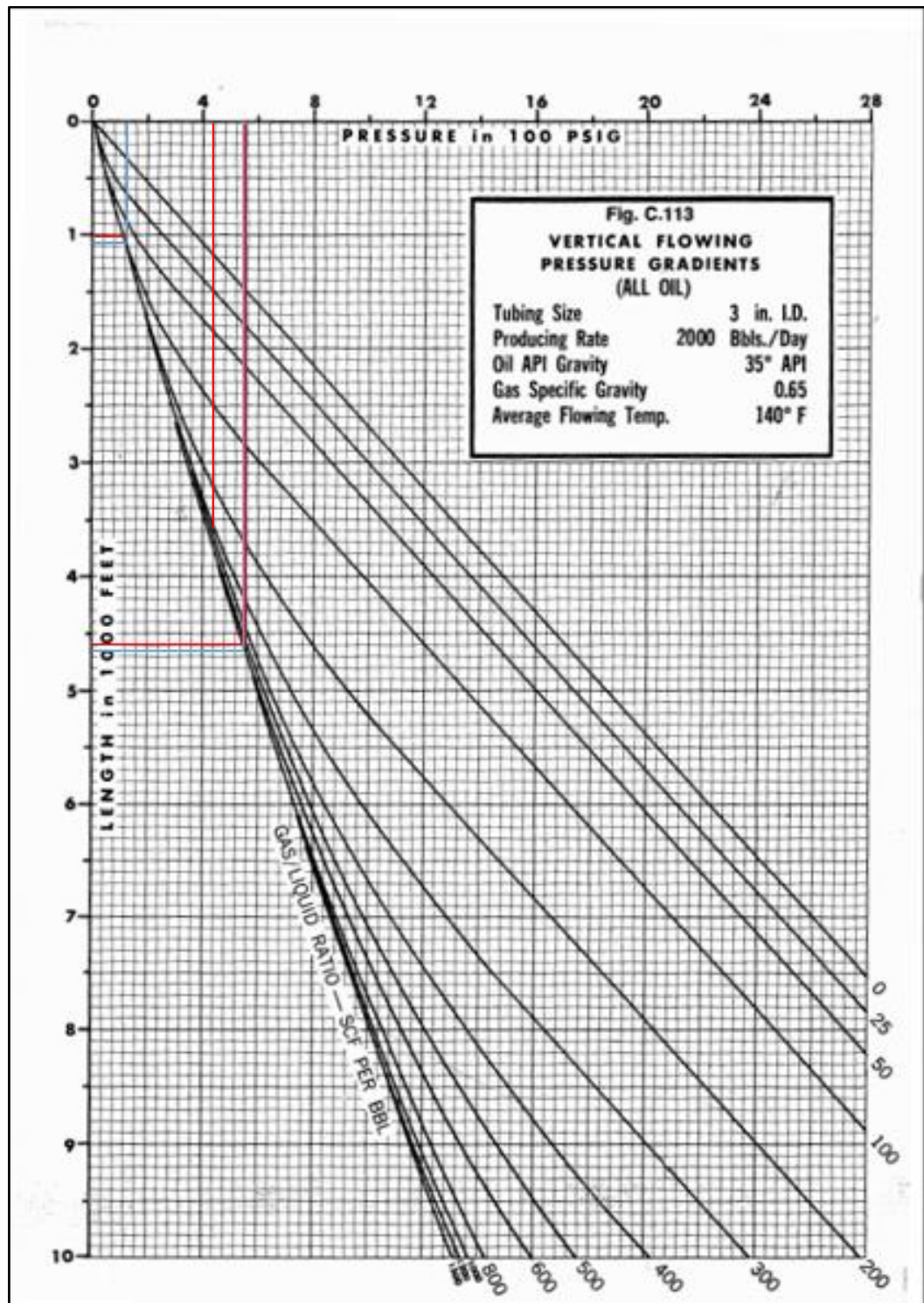


Gambar A.8.

*Pressure Traverse Sumur DA#2 pada Water Cut = 0% dan $q = 1000$ BFPD
 (Brown, 1977)*

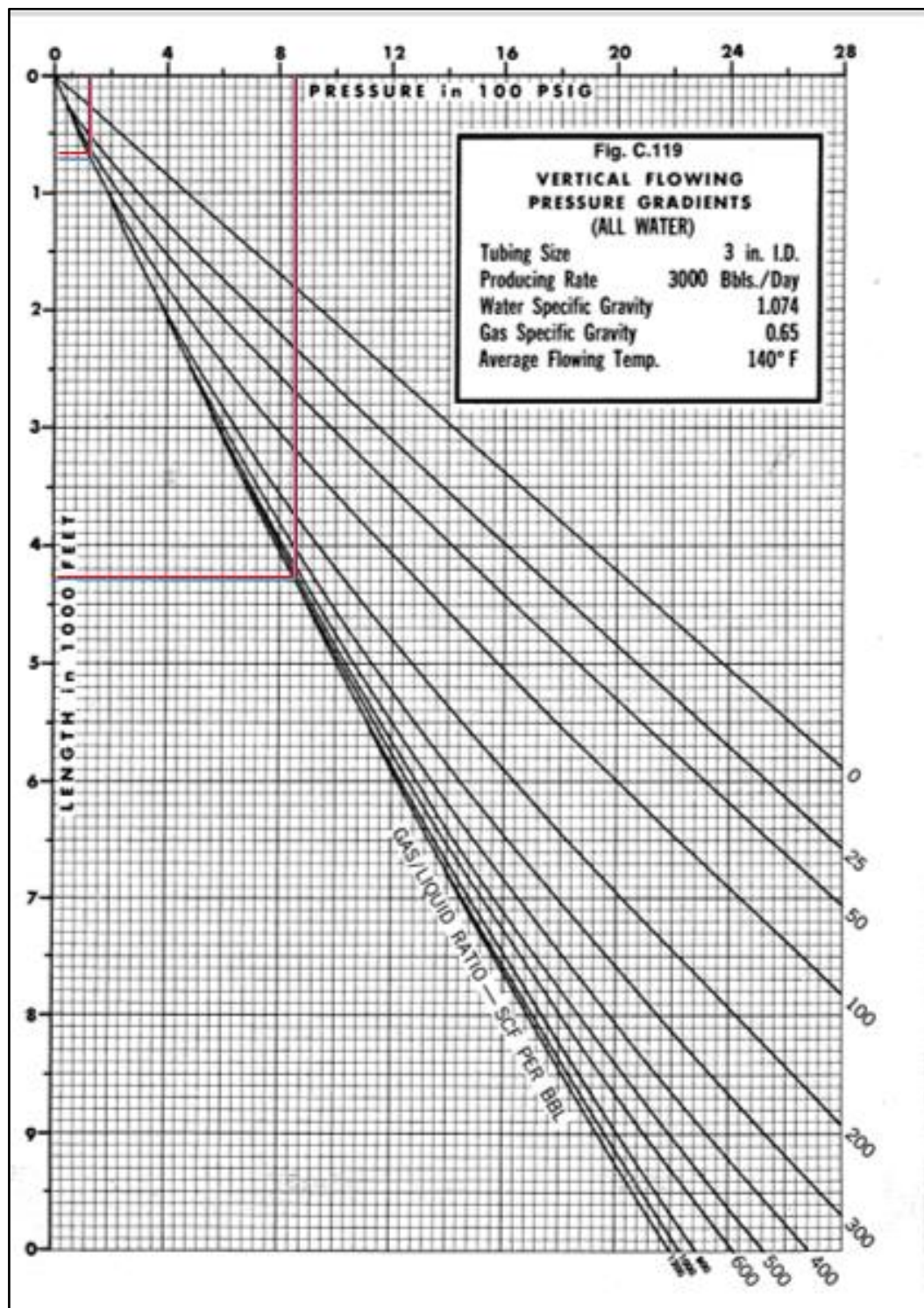


Gambar A.9.
Pressure Traverse Sumur DA#2 pada Water Cut = 100% dan $q = 2000$ BFPD
 (Brown, 1977)

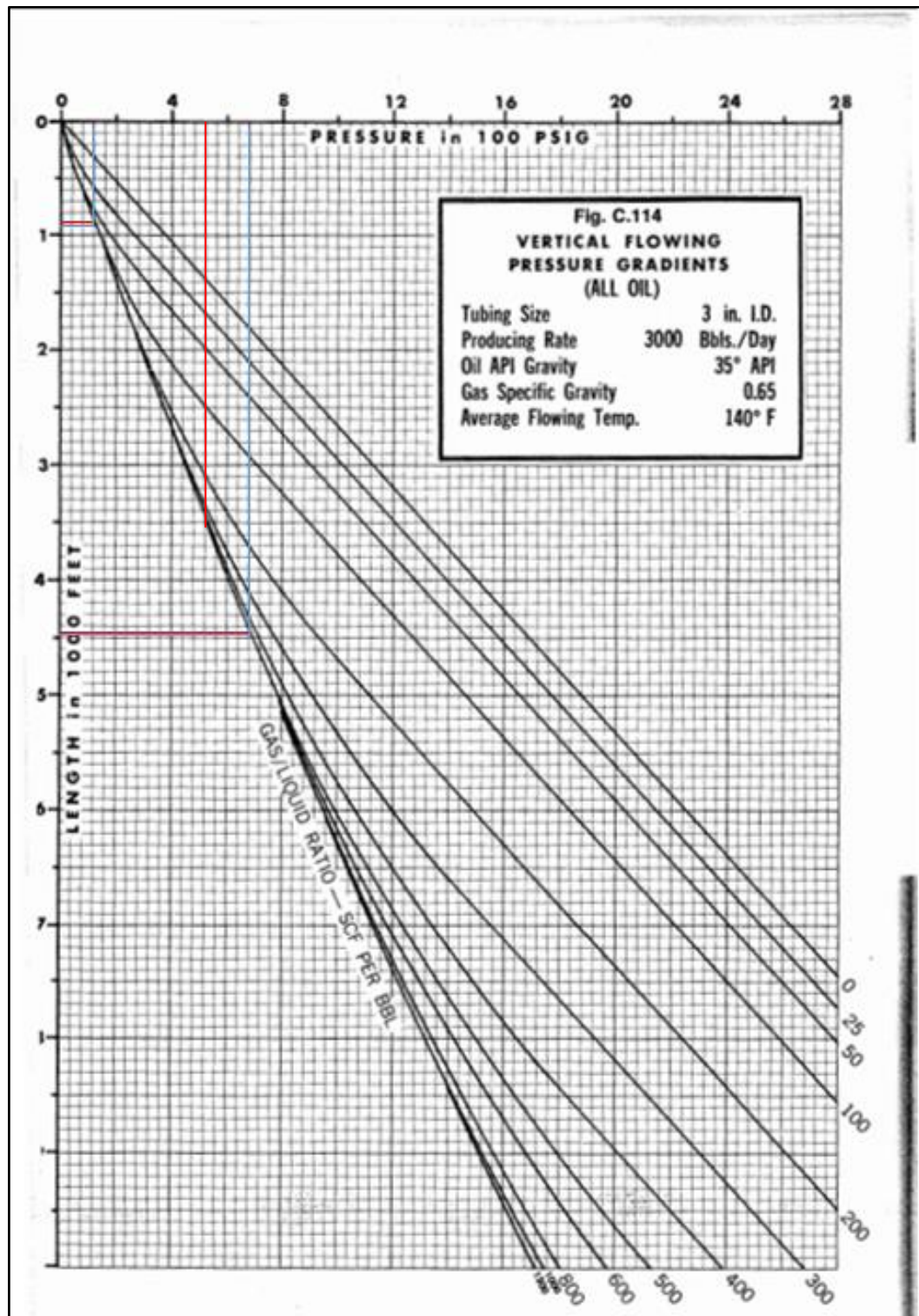


Gambar A.10.

*Pressure Traverse Sumur DA#2 pada Water Cut = 0% dan $q = 2000$ BFPD
 (Brown, 1977)*



Gambar A.11.
Pressure Traverse Sumur DA#2 pada Water Cut = 100 % dan $q=3000$ BFPD
 (Brown, 1977)



Gambar A.12.

*Pressure Traverse Sumur DA#2 pada Water Cut = 0% dan $q = 3000$ BFPD
 (Brown, 1977)*