

OPTIMASI GAS LIFT PADA SUMUR A DI LAPANGAN BERINGIN PRABUMULIH FIELD

Lefintje Lerebulan¹, Gerry Sasanti Nirmala²

Abstrak: Gas lift merupakan salah satu metode artificial lift yang prinsip kerjanya adalah menginjeksikan gas ke dalam sumur untuk meringankan kolom fluida sehingga fluida sumur dapat dialirkan keatas permukaan. PT. Pertamina Hulu Rokan (PHR) Regional 1 Zona 4 Prabumulih Field, merupakan salah satu industri minyak di Sumatera Selatan menggunakan metode gas lift sebagai salah satu metode produksinya. Sumur A adalah sumur yang sudah beroperasi sejak tahun 1987 sebagai penghasil minyak dan gas yang produksinya menggunakan continius gas lift sebagai metode artificial lift. Setelah dilakukan evaluasi menggunakan data pada sumur A dengan menentukan PI, laju alir maksimum serta membuat kurva IPR menggunakan metode vogel maka diketahui bahwa terjadi penurunan laju produksi. Hasil evaluasi pada sumur A adalah melakukan optimasi sumur untuk meningkatkan laju produksi dengan meningkatkan tekanan injeksi dengan sensitivity test pada beberapa laju injeksi gas yaitu pada laju 0.1 MMSCFD hingga 0.5 MMSCFD menggunakan software pipesim 2017 diperoleh laju injeksi gas optimum dari kompresor sebesar 700 psi.

Kata kunci: Artificial lift, Continius Gas Lift, Optimasi Laju dan Tekanan Injeksi.

PENDAHULUAN

Ada dua metode yang umum digunakan untuk mengangkat fluida hidrokarbon dari dalam sumur ke permukaan, yaitu melalui sembur alam dan pengangkatan buatan. Sembur alam adalah proses di mana fluida hidrokarbon terangkat ke permukaan secara alami tanpa menggunakan tenaga bantuan. Hal ini terjadi karena adanya tekanan yang tinggi di dalam sumur. Di sisi lain, pengangkatan buatan dilakukan ketika tenaga alamiah yang ada di reservoir tidak lagi cukup. Salah satunya adalah menggunakan pompa, seperti Sucker Rod Pump (SRP) atau Pumping Unit (PU), Hydraulic Pumping Unit (HPU), Electric Submersible Pump (ESP), Progressive Cavity Pump (PCP), dan Hydraulic Jet Pump (HJP). Selain itu, metode pengangkatan buatan lainnya adalah menggunakan Gas Lift.

Wilayah operasional PT Pertamina Hulu Rokan Regional 1 Zona 4 di lapangan Prabumulih mencakup beberapa wilayah, termasuk kabupaten Ogan Komering Ulu, Kabupaten Ogan Ulu Ilir, Kabupaten Lahat, Kabupaten Banyuasin, Kota Prabumulih, dan Kota Palembang. Wilayah ini memiliki luas lapangan sebesar 15.972 km², terdiri dari distrik gas dan 3 distrik minyak. Rata-rata produksi minyak per hari mencapai 7.799 BOPD, sementara produksi gas mencapai 136,9 MMSCFD, dan produksi air mencapai 65.807 BWPD. Proses pengangkatan minyak dilakukan dengan aliran alami dan menggunakan metode pengangkatan buatan seperti gas lift, pompa batang penarik (sucker rod pump), pompa submersible listrik (Electric submersible pump), dan unit pemompaan hidrolik (hydraulic pumping unit). Khususnya, dalam konteks ini kita akan membahas proses pengangkatan minyak menggunakan metode "gas lift".

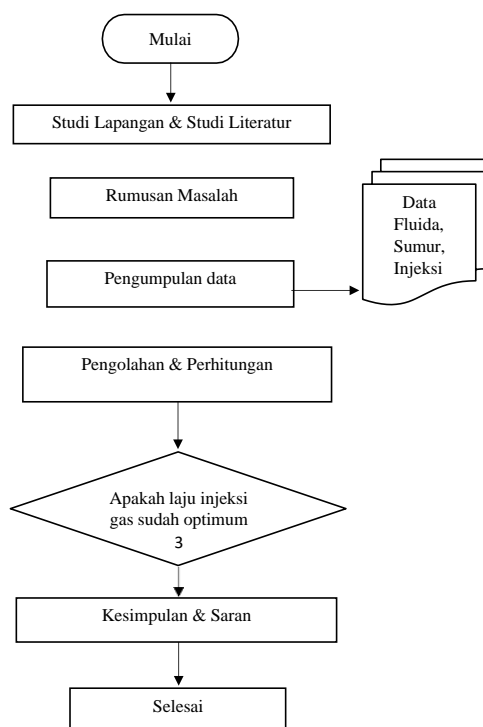
Gas lift adalah salah satu metode buatan yang digunakan untuk mengangkat minyak dengan cara penyuntikan gas bertekanan tinggi kedalam sumur melalui ruang antara pipa luar (annulus) dan pipa dalam (tubing) sehingga gas tersebut terlarut dalam tubing. Hal ini mengakibatkan penurunan gradien tekanan dalam tubing sehingga kehilangan tekanan dalam tubing berkurang atau menjadi lebih kecil. Ketika kehilangan

tekanan dalam tubing berkurang, tekanan di kepala sumur meningkat, dan ini dapat meningkatkan produksi hidrokarbon dengan memungkinkan fluida hidrokarbon mengalir hingga ke peralatan produksi di permukaan.

Sumur gas lift A terletak di lapangan beringin dan telah beroperasi sejak tahun 1987 sebagai sumber minyak dan gas. Metode yang digunakan untuk meningkatkan produksi adalah continuous gas lift. Pemilihan metode gas lift ini didasarkan pada fakta bahwa sumur ini menggunakan tenaga dorong gas larut sebagai penggerakannya, yang memastikan ketersediaan gas yang memadai di lapangan. Untuk meningkatkan performa sumur ini, beberapa langkah telah diambil, termasuk optimasi tekanan injeksi dan laju aliran gas injeksi untuk memantau kondisi sumur. Namun, berdasarkan analisis data sumur, terlihat bahwa terjadi penurunan tekanan di reservoir yang mengakibatkan penurunan produksi minyak.

Setelah menganalisis data sumur yang dievaluasi, terdapat kesimpulan bahwa untuk meningkatkan efisiensi sumur gas lift, dapat dilakukan beberapa strategi pengoptimalan, salah satunya adalah dengan mengatur ulang tekanan dan laju alir gas injeksi. Hal ini menjadi faktor yang menarik bagi penulis untuk menyusun sebuah karya tulis yang wajib dengan judul "Peningkatan Efisiensi Gas Lift melalui Optimalisasi".

METODE PENELITIAN



Berikut ini adalah rincian Prosedur penelitian yang akan dijelaskan secara detail dibawah ini:

- **Studi Lapangan dan Studi Literatur:**
Pada tahap ini penulis melakukan pengamatan langsung di lapangan untuk memahami kondisi lapangan. Selama pengamatan, penulis dibantu oleh seorang pembimbing lapangan dan terlibat dalam proses tanya jawab dengan pembimbing. Selain itu, penulis juga mencari teori-teori sebagai referensi dalam penyelesaian KKW ini.

- **Rumusan Masalah:**
Berdasarkan hasil studi lapangan dan studi literatur, penulis dapat menyimpulkan beberapa poin yang menjadi rumusan masalah dalam penelitian ini.
- **Pengumpulan Data:**
- Setelah merumuskan masalah dan memilih metode optimasi, penulis mengumpulkan data yang diperlukan untuk penelitian ini. Data yang dibutuhkan termasuk data sumur, data fluida, dan data injeksi.
- **Pengolahan dan Perhitungan menggunakan perangkat lunak pipsem 2017**
Pada penulis menggunakan nodal analisis pada perangkat lunak dalam membantu menganalisis laju produksi optimum pada sumur A
- **Analisis Data:**
Setelah pengolahan data, penulis mengetahui hasil yang didapatkan dari perangkat lunak pipsem 2017, didapatkan kurva IPR (Inflow Performance Relationship) dan TPR (Tubing Performance Relationship) tidak terjadi perpotongan yang artinya sumur tidak bisa berproduksi dengan natural flow dan harus menambah instalasi gas lift agar bisa berproduksi. Data yang akan dimasukkan disesuaikan agar mendapatkan perpotongan antara IPR (Inflow Performance Relationship) dan TPR (Tubing Performance Relationship). Data tersebut mencakup kedalaman valve, layer perforasi, tekanan alir dasar sumur (pwf), gradien tekanan, tekanan tubing (tekanan outlet) dan hasil produksi termasuk juga katup operasi untuk mendapatkan laju produksi yang optimum. Dengan demikian, pengguna dapat dengan mudah menganalisis maka penulis dapat menyimpulkan sebagai berikut:
- **Kesimpulan dan Saran:**
Kesimpulan mengenai hasil pengolahan data analisis yang telah dilakukan akan diuraikan, dan penulis akan memberikan rekomendasi agar hasil tersebut dapat digunakan sebagai dasar evaluasi dimasa mendatang.

HASIL DAN PEMBAHASAN

A. Hasil Penelitian

Sebelum dilakukan perhitungan pada sumur dilapangan A, maka dilakukan pengumpulan data- data yang diperlukan untuk perhitungan dan pembahasan.

a. Data input Gas lift sumur A

1. Data fluida

- API : 31,70
- Specific gravity gas : 0,7
- Specific gravity water : 1,02
- Water oil ratio : 32,68
- Gas liquid ratio : 384,46
- Gas oil rasio : 6737,143
- Water cut : 98%

2. Data Sumur

- Laju produksi minyak : 35 BOPD
- True vertical depth : 2180,5 MMD
- Tubing ID : 2,992 inch
- Bottom hole temperature : 299°F
- Bottom hole pressure : 2372,90 psi
- Tekanan alir dasar sumur : 2400 psi
- Tekanan bubble point : 2660 psi

- Tekanan reservoir : 2437,73 psi
3. Data Injeksi
- Temperatur Permukaan : 60°F
 - Well head pressure : 90 psig
 - Pressure kicks off : 490 psi
 - Pressure surface operation : 0,3

Analisa Sumur

Analisa sumur dilakukan dengan tujuan untuk mengetahui performa sumur yang dapat diketahui dari produktivitas sumur. Produktivitas sumur menggambarkan kemampuan dari suatu reservoir untuk menghasilkan fluida pada kondisi tekanan tertentu. Parameter yang menyatakan produktivitas formasi adalah indeks produktivitas (Productivity Index PI) dan hubungan kinerja aliran masuk inflow performance relationship (IPR)

a. Menentukan Prduktivity Index (PI)

Produktivity index dapat dihitung dengan mengetahui data laju produksi minyak, tekanan reservoir serta tekanan dasar sumur.

$$PI = \frac{q}{P_s - P_{wf}} = \frac{35}{2437,73 - 2400} = 0,93 \text{ bopd/psi}$$

b. Menghitung inflow Pervormance Reletionship (IPR)

- Menghitung laju alir maksimum

$$Q_{max} = \frac{q}{\left(1 - 0.2x\left(\frac{P_{wf}}{P_s}\right) - 0.8x\left(\frac{P_{wf}}{P_s}\right)^2\right)} = \frac{35}{\left(1 - 0.2x\left(\frac{2400}{2437,73}\right) - 0.8x\left(\frac{2400}{2437,73}\right)^2\right)}$$

- Menentukan harga Q pada masing-masing pwf asumsi

$$Q = Q_{max} + \left(0.2 + \frac{p_{wf}}{p_r}\right) - 0.8 + \left(\frac{p_{wf}}{p_r}\right)^2$$

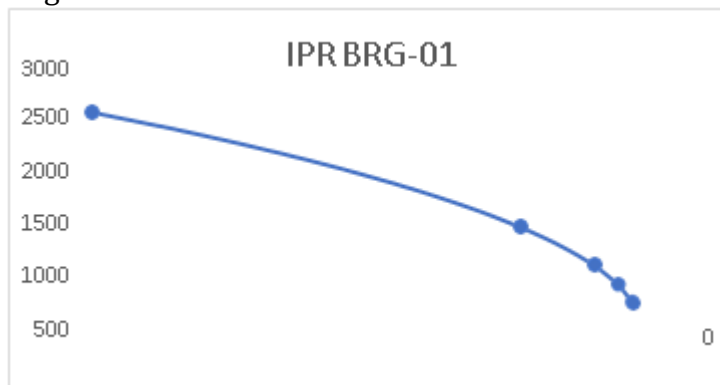
Menghitung nilai Pwf asumsi jika diketahui nilai Q adalah 0 jika dilihat dari data sumur, diketahui bahwa sumur A memiliki tenaga dorong gas terlarut dengan nilai Ps yaitu 2437,37 psi dan Pb 2660 yaitu psi (ps < pb) hal ini mengindikasi bahwa fase gas terlepas fase minyak, sehingga dua fase tersebut mengalir dari reservoir kelubang sumur, yaitu fase minyak dan gas bebas. Untuk perhitungan IPR, digunakan persamaan matematika untuk masing-masing pwf dengan asumsi mulai dari 0,100, 200,350,500,729,739 serta 800 psi. hasil perhitungan dapat dilihat pada tabel dibawah ini:

PR	PWF	Q
2437,37	2437,37	0
	2193,633	217,5808
	1949,896	414,9215
	1706,159	592,0222
	1462,422	748,8828

	1218,685	885,5033
	974,948	1001,884
	731,211	1098,024
	487,474	1173,924
	243,737	1229,585
	14,7	1263,442
	0	1265,005

Tabel 1. Perhitungan Kurva IPR Sumur A

Setelah data sumur diinput menggunakan Microsoft Excel, dengan menggunakan fitur pengolahan data yang tersedia dalam aplikasi tersebut, informasi yang telah dimasukkan akan diolah secara visual menjadi sebuah grafik yang memperlihatkan pola dan tren yang terkait dengan data sumur tersebut. Dengan demikian, pengguna dapat dengan mudah menganalisis dan memahami informasi yang terkandung dalam data sumur yang dihasilkan pada gambar dibawah ini.



Gambar 2. Kurva IPR Sumur A

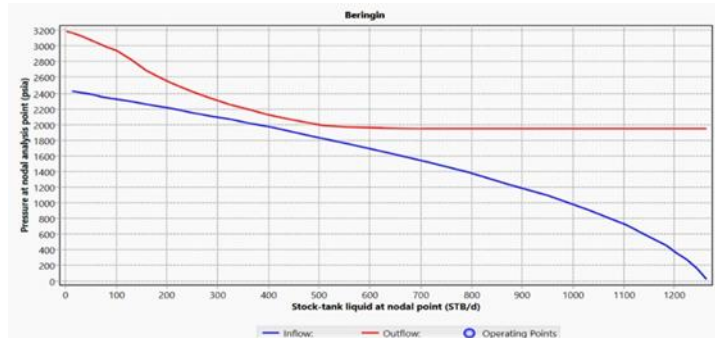
Penentuan Laju Produksi Optimum

Penentuan laju produksi optimum dilakukan untuk mengevaluasi kemampuan produksi. Laju produksi optimum pada sumur A ditentukan menggunakan perangkat lunak pipesim 2017 dengan mengidentifikasi perpotongan kurva IPR (Inflow Performance Relationship) dan TPR (Tubing Performance Relationship) yang mencerminkan laju alir produksi yang optimum.

Untuk mendapatkan kurva IPR dan TPR maka dapat melakukan langkah-langkah sebagai berikut:

1. Untuk memulai, penulis perlu memasukkan parameter sumur (well profile). Setelah itu, penulis melanjutkan ke penyelesaian sumur (reservoir) untuk mengetahui IPR (Inflow Performance Relationship). Selanjutnya, memasukkan fluida parameter seperti API (American Petroleum Institute) SG (Specific Gravity), GOR (Gas-Oil Ratio), dan lain-lain. Kemudian, penulis dapat memasukkan parameter tekanan di titik keluar (wellhead) untuk menentukan TPR (Total Pressure Relationship).
2. Setelah semua parameter ini dimasukkan, maka langkah selanjutnya dapat melakukan

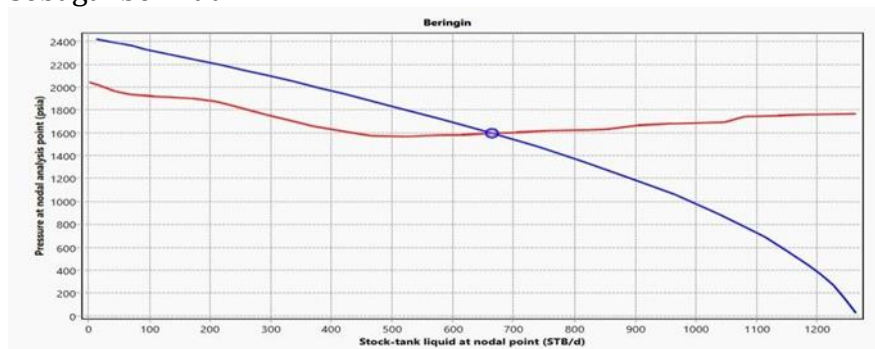
simulasi nodal untuk mendapatkan informasi tentang kinerja sumur, termasuk persimpangan IPR dan TPR. Pada langkah ini, kita dapat melihat bagaimana kinerja sumur berdasarkan interaksi antara aliran fluida dan tekanan di dalam sumur yang dapat dilihat pada dibawah ini:



Gambar 3. Grafik IPR dan TPR Sebelum Dipakai Gas Lift

Pada kurva ini terlihat bahwa IPR (Inflow Performance Relationship) dan TPR (Tubing Performance Relationship) tidak terjadi perpotongan yang artinya sumur ini tidak bisa berproduksi dengan natural flow dan harus menambah instalasi gas lift agar bisa berproduksi.

Data yang akan dimasukkan disesuaikan agar mendapatkan perpotongan antara IPR (Inflow Performance Relationship) dan TPR (Tubing Performance Relationship) . Data tersebut mencakup kedalaman valve, layer perforasi, tekanan alir dasar sumur (pwf), gradien tekanan, tekanan tubing (tekanan outlet) dan hasil produksi. Termasuk juga katup operasi untuk mendapatkan laju produksi yang optimum. Sehingga mendapatkan hasil perpotongan sebagai berikut:



Gambar 4. Grafik IPR dan TPR Sesudah Dipakai Gas Lift

Setelah mendapatkan kurva perpotongan IPR (Inflow Performance Relationship) dan TPR (Tubing Performance Relationship) Selanjutnya, kita dapat melakukan langkah lebih lanjut untuk menguji sensitivitas, seperti ukuran tubing, tekanan outlet, dan peningkatan WC (Water Cut). Dengan mengubah parameter ini, penulis dapat melihat seberapa baik kinerja berubah dan mengidentifikasi faktor-faktor yang memengaruhi produksi sumur secara lebih detail.

Evaluasi Sumur

Permasalahan pada sumur A adalah adanya penurunan produksi seiring dengan penurunan tekanan reservoir namun jika dilihat dari Analisa diketahui bahwa sumur A memiliki produktivitas index yang rendah yaitu 0,93 oleh sebab itu perlu dilakukannya optimasi pada sumur A.

Upaya meningkatkan laju produksi sumur dan kinerjanya dikenal sebagai optimasi produksi sumur. Dalam melakukan perhitungan optimasi untuk sumur A, digunakan metode analisis yang didukung oleh perangkat lunak pipesim 2017.

Kondisi awal sumur memiliki empat buah katup #1 pada kedalaman 296,39 m #2 pada kedalaman 512,89 m #3 pada kedalaman 671,74 m #4 776,46 m. Dengan laju produksi sumur sebesar 30,62 bopd pada tekanan maksimal pada kompresor sebesar 700 psi sehingga tekanan injeksi harus lebih kecil dari tekanan kompresor.

Penentuan Laju injeksi Optimum

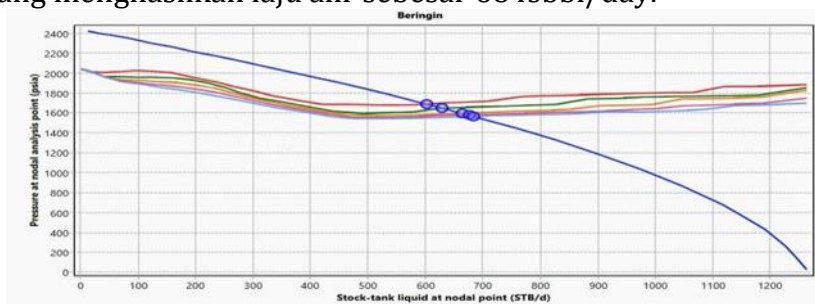
Untuk mencari tekanan injeksi yang optimum perlu dilakukannya sensitivity test pada beberapa asumsi nilai tekanan yang tidak melebihi tekanan maksimum kompresor dengan laju alir optimum.

Pada sumur A penentuan takanan injeksi dilakukan dengan cara melakukan sensitivity test menggunakan software pipesim 2017 untuk menemukan tekanan injeksi yang ideal, sejumlah tekanan yang diasumsikan tidak melebihi tekanan kompresor maksimum harus digunakan pada laju aliran yang ideal bisa dilihat pada tabel berikut:

Injeksi Gas (mmscfd)	Flow Rate (sbbl/day)	Pressure (Psi)
0,1	603	1690.394
0,2	629	1650.58
0,3	665	1596.894
0,4	676	1579.1
0,5	684	1567.619

Tabel 2. Penentuan Injeksi Gas

Dari sensitivity tes untuk penentuan injeksi gas yang telah diasumsikan pada tabel 4.2 diatas maka diketahui bahwa dengan laju injeksi gas 0,1 mmscfd dengan tekanan 1690,394 psi yang menghasilkan laju alir sebesar 603sbbl/day, Untuk injeksi gas 0,2 mmscfd dengan tekanan 1650,58 psi yang menghasilkan laju alir sebesar 629sbbl/day, untuk injeksi gas 0,3 mmscfd dengan tekanan 1596,894 Psi yang menghasilkan laju alir sebesar 665sbbl/day, untuk injeksi gas 0,4mmscfd dengan tekanan 1579,1 psi yang menghasilkan laju alir sebesar 676sbbl/day, dan untuk injeksi gas 0,5 dengan tekanan 1567,619 psi yang menghasilkan laju alir sebesar 684sbbl/day.



Gambar 5. Grafik hasil Sensitifity Injeksi Rate

Dari Grafik di atas, menunjukkan kondisi operasi gas lift valve pada tekanan injeksi permukaan sebesar 490 psia, sehingga valve bekerja akibat adanya tekanan injeksi dari permukaan yang lebih besar dibandingkan dengan tekanan operasi valve.

Pengoptimalan tekanan injeksi gas perlu mempertimbangkan tekanan maximum kompresor, diketahui bahwa tekanan maksimal kompresor adalah 700 psi sehingga tekanan injeksi harus lebih kecil dari tekanan kompresor. Maka setelah melakukan sensitivity tes dengan beberapa nilai injksi gas, flow rate dan pressure diperoleh tekanan injeksi sebesar pada tabel 4.2 diatas.

KESIMPULAN

Dari hasil pembahasan dan analisa yang telah dijelaskan pada bab

sebelumnya, dapat diambil kesimpulan sebagai berikut:

1. Setelah dilakukan perhitungan produktivitas index didapat nilai sebesar 0,93
2. Diketahui bahwa sumur A mengalami penurunan laju produksi yang disebabkan oleh berkurangnya tekanan reservoir.
3. Optimasi yang dilakukan pada sumur A adalah dengan mengoptimalkan laju injeksi gas.
4. Setelah dilakukan sensitivity test pada beberapa laju injeksi gas yaitu pada laju 0.1 MMSCFD hingga 0.5 MMSCFD menggunakan software pipesim 2017 diperoleh laju produksi sebesar 603-684 sbbl/day.

DAFTAR PUSTAKA

- Brown, K. (1977). The technology of artificial lift methods. Volume 1. Inflow performance, multiphase flow in pipes, the flowing well.
- Brown, K. (1980). The technology of artificial lift methods. Volume 2a.
- De Souza, J. N. M. N. M., et al. (2010). Modeling, Simulation and Optimization of Continuous Gas Lift Systems for Deepwater Offshore Petroleum Production. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 72(3), 277-289.
- Hedong, S. (2015). *Advanced production decline analysis and application*. Gulf professional publishing
- Khamehchi, E. (2009). Intelligent system for continuous gas lift operation and design with unlimited gas supply. *Jurnal of applied sciences*, 9(10), 1889-1897.
- Pamungkas, J. (2004): *Pengantar Teknik Perminyakan (TM-110)- Buku IV- Pengantar Teknik Produksi*, Jurusan Teknik Perminyakan, Universitas Pembangunan Nasional "Veteran" Yogyakarta.
- Stanghelle, K.U (2009). *Evaluation of artificial lift methods on the gyda field*.
- Suratno. (2016): *Modul Guru Pembelajar Paket Keahlian Teknik Produksi Minyak dan Gas Kelompok Kompetensi E*, PPPPTK BBL Medan, Medan.