

## **ANALISIS KETEKNIKAN DALAM PEMASANGAN *ESP* MENGGANTIKAN *GAS LIFT* DI LAPANGAN *OFFSHORE X***

**Dodi Rosadi<sup>1)</sup>, Sugiatmo Kasmungin<sup>2)</sup>, Rini Setiati<sup>3)</sup>, Djoko Sulistyanto<sup>4)</sup>**

<sup>1,2,3,4)</sup> Jurusan Teknik Perminyakan Fakultas Teknologi Kebumihan dan Energi  
Universitas Trisakti

*Corresponding Author:* rockydodi@gmail.com

### **ABSTRAK**

Untuk mempertahankan atau menaikkan produksi, maka dilakukan evaluasi pada 5 sumur eksisting yang menggunakan *gas lift* yaitu sumur A-01, A-02, A-05, A-07, dan A-08 di lapangan *offshore X*. Secara teori perubahan jenis *artificial lift* dari *gas lift* menjadi *ESP* memberikan peningkatan produksi minyak yang signifikan. *ESP* dipilih karena cocok digunakan pada sumur miring di *offshore* dan memiliki kapasitas pengangkatan minyak yang besar. Tujuan penelitian ini mengevaluasi secara keteknikan apakah metode *ESP* dapat diterapkan pada 5 sampel sumur yang berasal dari 4 *reservoir* berbeda. Metodologi penelitian dilakukan dengan mengumpulkan data primer seperti data *reservoir*, kedalaman, kemiringan, hasil produksi, dan diagram skematik sumur, kemudian melakukan optimasi *gas lift* eksisting dan perhitungan manual desain *ESP*. Hasil perhitungan desain *ESP* diperoleh bahwa metode *ESP* dapat diaplikasikan pada sumur A-01, A-02, dan A-07 yang berasal dari *reservoir X-AB, X-A* dan *Y-A*. Pada sumur A-05 dan A-08 yang berasal dari *reservoir Z-A*, metode *ESP* tidak dapat diaplikasikan karena memiliki nilai *GOR (Gas Oil Ratio)* yang tinggi yaitu 2385 *scf/stb* untuk sumur A-05 dan 11055 *scf/stb* untuk sumur A-08 sehingga berpotensi untuk terjadi *gas locking* dan merusak pompa *ESP*. Sumur yang berpotensi paling tinggi meningkatkan perolehan minyak dengan *ESP* adalah sumur A-01 (*additional oil gain: +1116 BOPD*).

**kata kunci:** *ESP, gas lift, offshore, artificial lift, produksi*

## **I. PENDAHULUAN**

### **1.1 Latar Belakang**

Lapangan minyak dan gas di *offshore X* yang menjadi kajian pada penelitian ini merupakan lapangan yang sudah beroperasi lebih dari 20 tahun sehingga termasuk dalam klasifikasi lapangan tua.

Lapangan minyak dan gas dapat diklasifikasikan sebagai "tua" ketika tingkat produksinya menurun secara signifikan dan atau ketika laju produksinya mendekati batas ekonomis. Sumur yang sudah menurun produksinya memiliki tekanan *reservoir* yang rendah serta lebih banyak memproduksi air. Di sisi lain peralatan serta infrastrukturnya sudah berumur yang memiliki risiko lebih tinggi terhadap masalah keselamatan dan lingkungan. Lapangan migas "tua", juga dikenal sebagai "*brownfield*" atau "*mature field*" (Wibisono, 2018).

Dilapangan *offshore X* semua sumur minyak menggunakan metode pengangkatan buatan/*artificial lift* jenis *gas lift* karena beberapa alasan seperti

tersedianya sumber gas yang memadai untuk digunakan sebagai *gas lift* sehingga lebih ekonomis, cocok untuk lapangan *offshore* karena memiliki sumur miring dan tidak memerlukan *space* yang besar karena keterbatasan area pada *platform offshore*. Namun seiring berjalannya waktu beberapa parameter sumur berubah seperti *water cut* yang naik dan *associated gas* dari reservoir sebagai sumber untuk *gas lift* yang juga ikut berkurang, sehingga diperlukan evaluasi apakah metode *gas lift* ini masih merupakan metode *artificial lift* yang optimum ataukah ada metode lain yang lebih baik dalam meningkatkan produksi minyak dan lebih ekonomis dibandingkan dengan metode *gas lift*.

Selain *gas lift*, terdapat beberapa metode *artificial lift* yang lain seperti *ESP* (*Electrical Submersible Pump*), *SRP* (*sucker rod pump/pompa angguk*), *PCP* (*progressive cavity pump*) dan lain sebagainya. Untuk memilih metode *artificial lift* lain sebagai alternatif pengganti *gas lift*, maka dilakukan proses *screening* metode *artificial lift* yang paling cocok untuk penerapan di lapangan *offshore X*. Pemilihan metode *artificial lift* ini didasari dengan membandingkan kelebihan dan kekurangan masing-masing metode pengangkatan buatan yang sesuai dengan tipe kompleks sumur, lokasi sumur, kondisi lingkungan sekitar, jenis tenaga dorong *reservoir*, dan kesediaan sumber tenaga yang dibutuhkan untuk metode pengangkatan buatan yang bersangkutan.

*ESP* merupakan metode *artificial lift* yang baik (*excellent*) untuk diaplikasikan di *offshore*, memiliki *overall system efficiency* yang tinggi 35-50%, dan memiliki kapasitas pengangkatan fluida yang besar sampai 60.000 *BFPD* (Amao, 2013).

Dilapangan *offshore X* terdapat 5 sumur minyak kajian yang saat ini menggunakan *gas lift* dimana 5 sumur tersebut memiliki karakteristik *reservoir* yang berbeda seperti nilai *GOR* (*gas oil ratio*), permeabilitas, nilai *productivity index*, *water cut* dan parameter lain seperti kedalaman dan kemiringan sumur. Kelima sumur tersebut akan di evaluasi apakah secara keteknikan metode *ESP* dapat diterapkan untuk menghasilkan kenaikan produksi yang signifikan sehingga memberikan keuntungan bagi perusahaan. Diharapkan dengan perhitungan *ESP* secara manual dan simulasi menggunakan optimasi *gas lift* menggunakan *software* di dapatkan suatu hasil produksi dalam bentuk *additional oil gain*/perolehan minyak tambahan.

## 1.2 Tujuan Penelitian

Tujuan dari penelitian ini adalah:

- Mengevaluasi penerapan metode *artificial lift* eksisting yaitu *gas lift* pada 5 sumur kajian di lapangan *offshore X*.
- Mengetahui apakah *ESP* dapat di aplikasikan secara teknis pada 5 sumur kajian di lapangan *offshore X*.
- Mendapatkan hasil desain *ESP* pada 5 sumur kajian di lapangan *offshore X*.
- Membandingkan produksi minyak yang dihasilkan antara metode *artificial lift ESP* dan *gas lift* di lapangan *offshore X*.

## II. STUDI PUSTAKA

Ada beberapa metode *artificial lift* yang saat ini sudah diaplikasikan di dunia perminyakan diantaranya adalah *sucker rod pump*, *hydraulic pump*, *electric submersible pump*, *gas lift*, *plunger lift*, dan *progressive cavity pump*.

Pemilihan metode *artificial lift* mana yang cocok untuk diterapkan pada suatu sumur perlu mempertimbangkan berbagai parameter karena tidak semua metode *artificial lift* dapat diterapkan pada suatu sumur.

| Form of lift                          | Rod Lift                | PCP             | Gas Lift                 | Plunger Lift                 | Hydraulic Lift            | Hydraulic Jet             | ESP                     | Capillary Technologies |
|---------------------------------------|-------------------------|-----------------|--------------------------|------------------------------|---------------------------|---------------------------|-------------------------|------------------------|
| Maximum operating depth, TVD (ft/m)   | 16,000<br>4,878         | 12,000<br>3,658 | 18,000<br>4,572          | 19,000<br>5,791              | 17,000<br>5,182           | 15,000<br>4,572           | 15,000<br>4,572         | 22,000<br>6,705        |
| Maximum operating volume (BFPD)       | 6,000                   | 4,500           | 50,000                   | 200                          | 8,000                     | 20,000                    | 60,000                  | 500                    |
| Maximum operating temperature (°F/°C) | 550°<br>288°            | 250°<br>121°    | 450°<br>232°             | 550°<br>288°                 | 550°<br>288°              | 550°<br>288°              | 400°<br>204°            | 400°<br>204°           |
| Corrosion handling                    | Good to excellent       | Fair            | Good to excellent        | Excellent                    | Good                      | Excellent                 | Good                    | Excellent              |
| Gas handling                          | Fair to good            | Good            | Excellent                | Excellent                    | Fair                      | Good                      | Fair                    | Excellent              |
| Solids handling                       | Fair to good            | Excellent       | Good                     | Fair                         | Fair                      | Good                      | Fair                    | Good                   |
| Fluid gravity (°API)                  | >8°                     | <40°            | >15°                     | >15°                         | >8°                       | >8°                       | >10°                    | >8°                    |
| Servicing                             | Workover or pulling rig |                 | Wireline or workover rig | Wellhead catcher or wireline | Hydraulic or wireline     |                           | Workover or pulling rig | Capillary unit         |
| Prime mover                           | Gas or electric         | Gas or electric | Compressor               | Well's natural energy        | Multicylinder or electric | Multicylinder or electric | Electric motor          | Well's natural energy  |
| Offshore application                  | Limited                 | Limited         | Excellent                | N/A                          | Good                      | Excellent                 | Excellent               | Good                   |
| System efficiency                     | 45% to 60%              | 50% to 75%      | 10% to 30%               | N/A                          | 45% to 55%                | 10% to 30%                | 35% to 60%              | N/A                    |

Gambar 1. Perbandingan aplikasi metode *artificial lift* (Matthew Amao, 2013)

Berdasarkan pada gambar diatas dapat dilihat bahwa metode *gas lift* dan *ESP* merupakan metode yang sangat cocok/*excellent* untuk diterapkan untuk *offshore application* atau dilapangan *offshore* yang memiliki *space* atau area terbatas, kemiringan sumur, dan *electric power* yang terbatas serta memiliki kapasitas *maximum operating volume (BFPD)* yang besar sesuai dengan karakteristik dilapangan *offshore X*.

*Gas lift* adalah suatu metode yang bertujuan untuk memproduksi *liquid* dari dalam sumur ke permukaan dengan menginjeksikan gas melalui *tubing-casing annulus* pada tekanan dan *temperature* tertentu (Ebrahimi, 2010).

Optimasi produksi sumur adalah suatu usaha untuk memaksimalkan hasil produksi sumur, baik dari kinerja sumur maupun secara keekonomian. Mengingat semakin terbatasnya sumber gas yang dihasilkan dari sumur-sumur produksi guna penginjeksian gas, maka upaya peningkatan produksi dilakukan dengan memaksimalkan laju injeksi gas maupun tekanan injeksi untuk sumur-sumur *gas lift*. (Sulistyanto, 2016).

Pada penelitian ini optimasi sumur *gas lift* dilakukan dengan bantuan perangkat lunak *PROSPER* untuk mendapatkan *gas lift rate injection* yang optimal dalam bentuk *gas lift performance curve (GLPC)* yang menghasilkan produksi minyak paling besar.

*Electrical Submersible Pump* adalah pompa yang dibuat atas dasar pompa *centrifugal* bertingkat (*stage*) yang terendam dalam fluida. Pompa ini digerakkan dengan motor listrik melalui suatu poros motor (*shaft*) yang memutar sampai sudu-sudu *impeller* pompa. Hal ini menimbulkan gaya *centrifugal* yang digunakan untuk mendorong cairan sampai ke permukaan (Putra, 2016).

Keunggulan dari penggunaan pompa *ESP* ini yaitu dapat digunakan pada sumur miring, perencanaan dan pemilihan instalasi sederhana, dan efisiensi pompa relatif konstan selama waktu pemakaian. Adapun kelemahannya adalah putaran mesin yang tinggi dalam pompa dapat menimbulkan masalah terbentuknya emulsi yang relatif sulit untuk ditanggulangi dan efisiensi pompa rendah pada sumur dengan *gas oil ratio* yang tinggi (Houston, 2001).

### III. METODOLOGI PENELITIAN

Penelitian ini bersifat kuantitatif dimana data yang digunakan adalah data primer dari lapangan *X*. Tempat penelitian ini dilakukan di perusahaan *Y* lapangan *offshore X* yang berada di lepas pantai laut Natuna, Provinsi Kepulauan Riau, Indonesia. *First oil* dari lapangan *Y* diawali pada tahun 1991 atau sudah lebih dari 20 tahun lapangan tersebut beroperasi.

Prosedur yang dilakukan pada penelitian ini terdiri dari beberapa tahap yaitu:

- a. Tahap Evaluasi Permasalahan  
Permasalahan yang terjadi pada lapangan *offshore X* yaitu masalah optimasi produksi minyak, sehingga dilakukan evaluasi metode *artificial lift* yang eksisting saat ini yaitu *gas lift* dan melakukan pemilihan metode *artificial lift* lain yang berpotensi untuk meningkatkan produksi minyak.
- b. Tahap Pengumpulan Data  
Pada tahapan ini dilakukan pengumpulan data primer dilapangan *offshore X* yang di butuhkan untuk evaluasi metode *gas lift* eksisting dan desain *ESP*. Data yang dikumpulan meliputi: data *reservoir*, data fisik sumur, data deviasi atau *trajectory*, gambar *well schematic*, data *gas lift valve*, dan data uji produksi sumur.
- c. Tahap Pembuatan Kurva *IPR*  
Untuk mengetahui kemampuan sumur dalam mengalirkan minyak dari *reservoir* ke lubang sumur, maka dapat dilihat dari kurva *inflow performance relationship* yang menghubungkan antara  $P_{wf}$  (*bottom hole pressure*) dengan laju alir *liquid* ( $Q$ ).  
Kurva *IPR* tersebut dibuat dengan memasukkan data *reservoir* yang diperoleh sebelumnya kemudian dibentuk kurva *IPR* dengan bantuan *software PROSPER*.
- d. Tahap Evaluasi Metode Eksisting *Gas Lift*  
Evaluasi *gas lift* dilakukan dengan *software PROSPER* untuk mendapatkan *gas lift performance curve*. Dari *gas lift performance curve* didapatkan parameter laju gas injeksi dan produksi minyak yang optimum dengan metode *gas lift* tersebut.

e. Tahap Desain *ESP*

Selanjutnya dilakukan perhitungan desain *ESP* secara manual untuk menentukan kedalaman pompa *ESP*, separasi gas pada pompa, *Total Dynamic Head (TDH)*, pemilihan jenis pompa, motor serta jenis *Power Cable*, *Switchboard*, dan *Transformer*.

#### IV. HASIL DAN PEMBAHASAN

Penelitian ini dilakukan pada 5 sumur kajian yang memiliki karakteristik reservoir yang berbeda. Tabel 1 dibawah ini merupakan data sumur kajian pada penelitian:

Tabel 1. Data karakteristik reservoir sumur kajian

| Formasi                    | X-AB  | Y-A   |       | Z-A   |       |
|----------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Sumur                      | A-01  | A-02  | A-07  | A-05  | A-08  |
| Tek. <i>Reservoir, psi</i> | 1485  | 1650  | 1606  | 550   | 520   |
| <i>GOR, scf/stb</i>        | 320   | 356   | 356   | 2385  | 11055 |
| <i>Water cut, %</i>        | 88    | 98    | 98    | 25    | 60    |
| <i>Kedalaman, ft MD</i>    | 7200  | 8271  | 7120  | 9640  | 8392  |
| <b>API</b>                 | 47    | 47    | 47    | 47    | 47    |
| <b>Problem kepasiran</b>   | Tidak | Tidak | Tidak | Tidak | Tidak |

##### 4.1 Evaluasi Metode *Gas Lift*

Tabel 2. Hasil optimasi *gas lift* sumur A-02

|                        | Laju alir minyak ( <i>BOPD</i> ) | <i>Gas Injection rate (MMSCFD)</i> |
|------------------------|----------------------------------|------------------------------------|
| Hasil <i>well test</i> | 254                              | 4,5                                |
| <i>GLPC PROSPER</i>    | 303                              | 6,0                                |

Tabel 3. Hasil optimasi *gas lift* sumur A-05

|                        | Laju alir minyak ( <i>BOPD</i> ) | <i>Gas Injection rate (MMSCFD)</i> |
|------------------------|----------------------------------|------------------------------------|
| Hasil <i>well test</i> | 262                              | 1,72                               |
| <i>GLPC PROSPER</i>    | 295                              | 1,93                               |

Dari evaluasi metode *gas lift* yang eksisting saat ini dengan *software PROSPER* diperoleh hasil bahwa sumur A-02 dan A-05 belum optimum dan perolehan minyak masih dapat di tingkatkan.

Pada sumur A-02 perolehan minyak dapat ditingkatkan dari 254 *BOPD* menjadi 303 *BOPD* (*additional oil gain* +49 *BOPD*) dengan meningkatkan laju injeksi *gas lift* dari 4,5 *MMSCFD* menjadi 6,0 *MMSCFD* (+1,5 *MMSCFD*). Sementara itu, pada sumur A-05 perolehan minyak dapat ditingkatkan dari 262 *BOPD* menjadi 295 *BOPD* (*additional oil gain* +33 *BOPD*) dengan meningkatkan laju injeksi *gas lift* dari 1,72 *MMSCFD* menjadi 1,93 *MMSCFD* (+0,21 *MMSCFD*).

Karena keterbatasan sumber gas yang digunakan sebagai *gas lift* maka untuk meningkatkan produksi minyak direkomendasikan untuk memilih sumur A-05 untuk

ditingkatkan jumlah gas injeksi (+0,21 *MMSCFD*) dimana membutuhkan tambahan injeksi *gas lift* yang lebih kecil daripada sumur A-02 (+1,5 *MMSCFD*).

#### 4.2 Perhitungan Desain Metode *ESP*

Dari hasil desain *ESP* yang di lakukan pada 5 sumur kajian di peroleh bahwa metode *ESP* dapat diaplikasikan pada sumur A-01, A-02 dan A-07. Pada sumur A-05 dan A-08 metode *ESP* tidak dapat diaplikasikan karena berdasarkan perhitungan, *ESP* tidak dapat diaplikasikan pada *reservoir* yang memiliki nilai *GOR* (*Gas Oil Ratio*) yang tinggi yaitu 2385 *scf/stb* dan A-08 memiliki nilai *GOR* 11050 *scf/stb* sehingga diperlukan *Advance Gas Handler (AGH)* yang memerlukan biaya tambahan dan masih beresiko untuk tetap terjadi *gas locking* ketika menggunakan metode *ESP* dan berpotensi membuat peralatan *ESP* tidak tahan lama dan cepat rusak.

#### V. KESIMPULAN

- Sumur A-02 dan A-05 belum optimum dan dengan optimasi *gas lift*, sumur A-02 perolehan minyak dapat ditingkatkan dengan *additional oil gain* +49 *BOPD*. Sementara itu, pada sumur A-05 perolehan minyak dapat ditingkatkan dengan *additional oil gain* +33 *BOPD*.
- Dari hasil desain *ESP* yang di lakukan pada 5 sumur kajian di peroleh hasil bahwa metode *ESP* dapat diaplikasikan pada sumur A-01, A-02, dan A-07.
- Metode *ESP* tidak dapat diaplikasikan pada sumur A-05 dan A-08 yang berasal dari formasi Z-A.
- Sumur yang berpotensi paling tinggi dalam meningkatkan perolehan minyak apabila diganti dengan metode *ESP* adalah sumur A-01 (*additional oil gain*: +1116 *BOPD*).

#### DAFTAR PUSTAKA

- Ebrahimi, 2010, *Gas Lift Optimization in one of Iranian South Western Oil Fields*, SPE Trinidad and Tobago Energy Resources Conference, Society of Petroleum Engineers, Port-of-Spain, Trinidad, SPE 133434-MS, June 27-30, 2010, pp. 1-2.
- Houston, 2001, *Electrical Submersible Pump Analysis and Design*, Case Services Inc. 738 Highway South Suite
- Putra, Ageng, 2016, *Evaluasi Kinerja untuk Optimalisasi dan Re-desain ESP di Sumur-Sumur Minyak A, B, dan C, Teknik Perminyakan*, Universitas Trisakti Jakarta.
- Sulistiyanto, 2016, *Optimasi Produksi Sumur-Sumur Gas Lift di Lapangan A*, Jurnal Petro, Teknik Perminyakan, Universitas Trisakti Jakarta.
- Wibisono, 2018, *Pengelolaan Lapangan "Tua" studi kasus lapangan sembakung, Kalimantan Utara*, Seminar Nasional Cendekiawan ke 4.
- Amao, 2013, Artificial lift system, dilihat 20 November 2020, <<http://docplayer.net/38224313-Artificial-lift-systems-matthew-amao.html>>