

**EVALUASI *ELECTRIC DOWNHOLE HEATER* PADA SUMUR
X LAPANGAN Y**

JURNAL

Alnof Harjuman

124.13.038



**PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN
FAKULTAS TEKNIK DAN DESAIN
INSTITUT TEKNOLOGI DAN SAINS BANDUNG
KOTA DELTAMAS**

2020

**EVALUASI *ELECTRIC DOWNHOLE HEATER* PADA SUMUR
X LAPANGAN Y**

JURNAL

Alnof Harjuman

124.13.038

Diajukan Sebagai Salah Satu Syarat Untuk Mendapatkan Gelar Sarjana Teknik
Pada Program Studi Teknik Perminyakan



**PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN
FAKULTAS TEKNIK DAN DESAIN
INSTITUT TEKNOLOGI DAN SAINS BANDUNG
KOTA DELTAMAS
2020**

EVALUASI ELECTRIC DOWNHOLE HEATER PADA SUMUR X LAPANGAN Y

Alnof Harjuman

Pembimbing: Prof. Dr. Ir. Sudjati Rachmat, DEA

Abstrak

Metode peningkatan perolehan minyak berat yang dipakai pada sumur X ini adalah *Electric Downhole Heater* karena sangat cocok untuk sumur yang memiliki permasalahan viskositas tinggi dan sumur – sumur yang dangkal. Banyak terobosan teknologi yang dikembangkan untuk mengatasi permasalahan sumur minyak berat seperti metode *steam flooding* ataupun injeksi bahan kimia, tetapi system dari EDH adalah solusi yang lebih efisien dan mudah dikendalikan baik di *downhole* maupun di permukaan. Penelitian ini dilakukan dengan tujuan untuk mengetahui hasil perencanaan *Electric Downhole Heater* pada sumur X sehingga diharapkan dapat meningkatkan perolehan minyak.

Pada sumur X memiliki karakteristik reservoir dengan viskositas 5000 cp pada temperatur 117 °F dan telah dipasang *Artificial Lift Electric Submersible Pump* memproduksi minyak sebesar 374 BOPD dengan produksi maksimal sumur adalah 860 BOPD pada tekanan reservoir sebesar 564 psi dan berada di kedalaman 2850 ft. Setelah dipasang *Electric Downhole Heater* maka viskositas menjadi 171 cp pada temperatur 230 °F meningkatkan minyak sebesar 514 BOPD. Dari hasil penelitian ini, perolehan minyak meningkat sebesar 37 %.

Kata Kunci : Viskositas, *Electric Downhole Heater*, Perolehan minyak

Abstract

The method of increasing heavy oil recovery used in well X is the Electric Downhole Heater because it is very suitable for wells that have high viscosity problems and shallow wells. Many technological breakthroughs have been developed to solve the problem of heavy oil wells such as the steam flooding method or chemical injection, but the EDH system is a more efficient and easy to control solution both at the downhole and on the surface. This research was conducted with the aim of knowing

the results of planning the Electric Downhole Heater at well X so that it is expected to increase oil recovery.

Well X has the characteristics of a reservoir with a viscosity of 5000 cp at a temperature of 117 OF and an Artificial Lift Electric Submersible Pump has been installed which produces 374 BOPD of oil with a maximum well production of 860 BOPD at a reservoir pressure of 564 psi and is at a depth of 2850 ft. After installing the Electric Downhole Heater, the viscosity becomes 171 cp at 230 OF, increasing the oil by 514 BOPD. From the results of this study, oil recovery increased by 37%.

Key Words : Viscosity, Electric Downhole Heater, Oil Recovery

I. Pendahuluan

1.1 Latar Belakang

Minyak dan gas masih menjadi energi utama hingga tahun 2050. Setelah itu, energi terbarukan akan lebih berperan terutama tenaga surya. Berkurangnya cadangan minyak diiringi bertambahnya permintaan pasar membuat harga minyak meninggi. Sebaliknya tingginya harga minyak memicu ketidakstabilan politik yang membuat permintaan minyak menurun dan berakhir dengan anjloknya harga minyak. Peningkatan produk minyak tersebut diproyeksikan mencapai puncak di tahun 2050 dan $\frac{1}{4}$ nya berasal dari minyak berat.

Banyak terobosan teknologi yang dikembangkan untuk mengatasi permasalahan pada minyak berat seperti injeksi *hot water*, *steamflooding* dan injeksi bahan kimia yang berfungsi untuk menurunkan viskositas minyak, mengurangi *oil gravity* dan mengubah *wettability* batuan. *Electric Downhole Heater (EDH)* merupakan alternatif solusi untuk mengatasi masalah *extra heavy oil* agar optimasi produksi sumur dengan pompa dapat optimal. Pada penelitian ini, peneliti akan memperhitungkan dan menganalisa kombinasi kinerja pompa dengan menggunakan *Electric Downhole Heater (EDH)*, diharapkan dengan pemasangan *Electric Downhole Heater* ini mampu menurunkan

viskositas sumur *extra heavy oil* untuk meningkatkan laju produksi harian sumur.

1.2 Tujuan Penelitian

- Mengetahui perbandingan viskositas sebelum dan sesudah pemasangan *Electric Downhole Heater* (EDH) pada sumur *extra heavy oil*.
- Mengetahui peningkatan laju alir fluida setelah dilakukan pemasangan *Electric Downhole Heater*.
- Mengetahui prediksi laju produksi sumur di masa mendatang.

1.3 Batasan Masalah

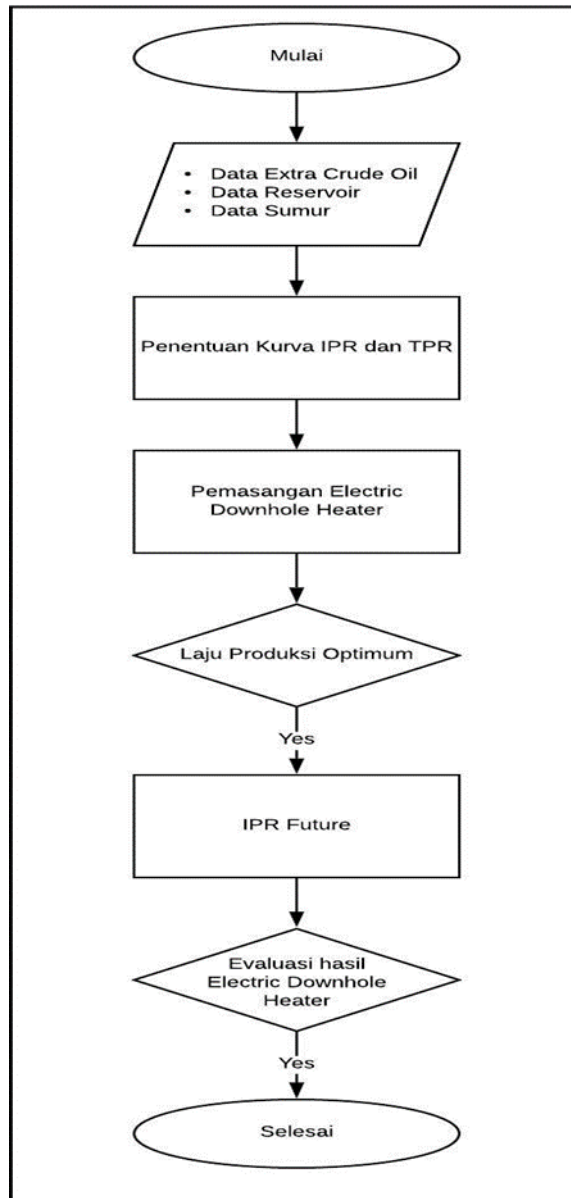
- Mengevaluasi kinerja dari *Electric Downhole Heater* yang

telah dipasang pada sumur *extra heavy oil*.

- Optimasi laju produksi dengan menggunakan *Electric Downhole Heater*.
- Analisa pemasangan *Electric Downhole Heater* tidak memperhitungkan keekonomian.

1.4 Metodologi

Penelitian tugas akhir ini bertujuan untuk mengevaluasi kinerja *Electric Downhole Heater* dalam mengurangi viskositas pada Sumur minyak berat. Adapun *workflow* yang digunakan, terlampir pada gambar



Gambar 1.1 *Workflow Electric Downhole Heater*

II. Pembahasan

Penelitian tugas akhir ini bertujuan untuk mengevaluasi kinerja *Electric Downhole Heater* dalam mengurangi viskositas pada Sumur minyak berat.

2.1 Analisa Data

Tabel 2.1 Data Reservoir.

| Data Reservoir | | |
|-----------------------------|------|----------------|
| Temperatur Reservoir | 117 | ^o F |
| Kedalaman Reservoir | 2850 | ft |
| Tekanan Reservoir | 564 | psi |
| Tekanan dasar alir sumur | 415 | psi |
| Tekanan <i>bubble point</i> | 800 | psi |
| Laju Alir Minyak | 360 | BOPD |
| Laju Alir Gas | 150 | GOR |
| Laju Alir Air | 1 | BWPD |

Tabel 2.2 Data Sumur X.

| Data sumur | | |
|----------------------|-------|------|
| OD Casing | 9.625 | inch |
| ID Casing | 7 | inch |
| ID Tubing | 5.5 | inch |
| Zona Perforasi atas | 2850 | ft |
| Zona Perforasi bawah | 2858 | ft |

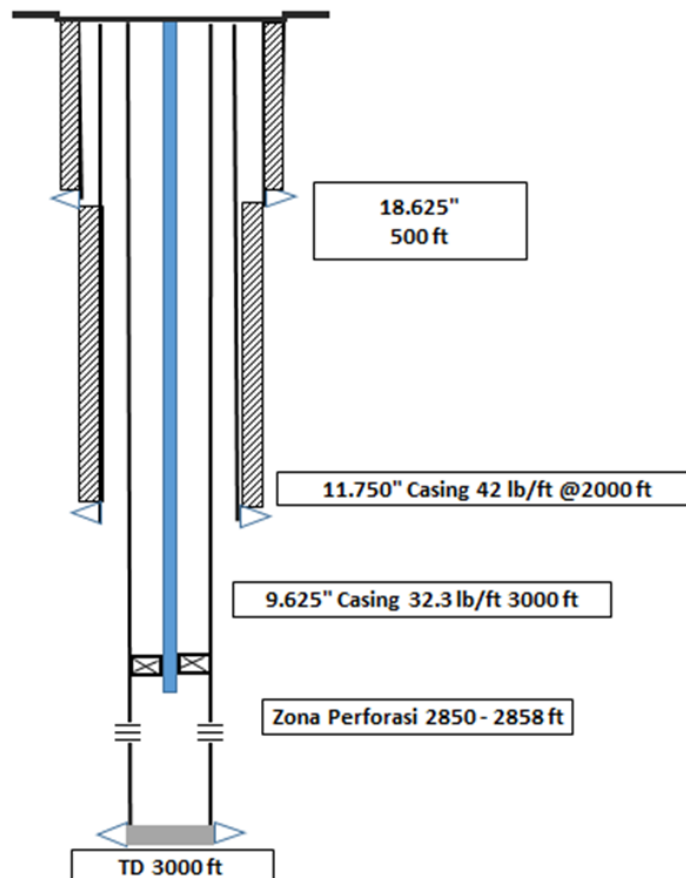
Tabel 2.3 Data Crude Oil

| Data Crude Oil | | |
|------------------------------------|------|------------------|
| API gravity | 8.1 | ^o API |
| Temperatur Reservoir | 117 | ^o F |
| Viscosity at temperature reservoir | 5000 | cp |

Tabel 2.4 Data *Electric Submersible Pump*

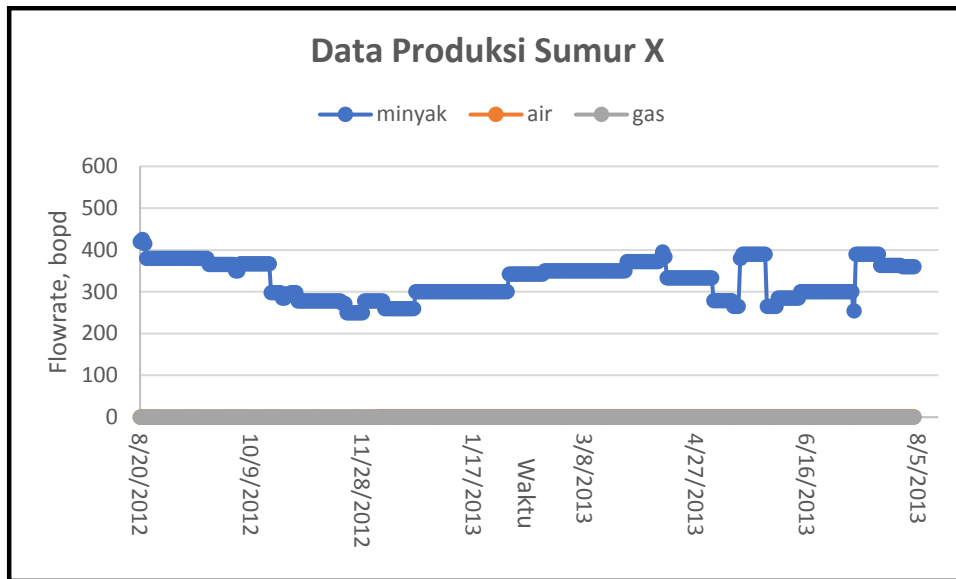
| Data ESP | |
|-----------------|--------|
| Pompa ESP | REDA |
| Model | AN 550 |
| Jumlah stages | 100 |
| frekuensi | 60 Hz |
| Efisiensi pompa | 42.3 % |
| Diameter pompa | 3.38" |

Data diatas adalah data dari reservoir, data sumur, data *Crude oil* dan data ESP Sumur X. Berikut *Well Skets* dari Sumur X.



Gambar 2.1 Sketsa Sumur X.

2.2 Analisa Produksi



Gambar 2.2 Produksi Harian Sumur X Sebelum *Electric Downhole Heater*.

Dari data diatas kita dapat melihat bahwa produksi minyak dari tahun 2012 – 2013 mengalami penurunan laju produksi dari 420 dan beberapa bulan terakhir stabil pada 360 bopd. Air yang terproduksi cukup kecil sebesar 1 – 0 bwpd selama tahun 2012 – 2013, dikarenakan karakter pendorong reservoir ini bukan *water drive mechanism*, dan bukan juga *gas cap drive mechanism*. Produksi gas nya pun disini cukup kecil, dimana GOR sebesar 150 scf/stb. *Drive mechanism* pada reservoir ini merupakan *solution gas drive mechanism*, sehingga produksi pada sumur ini cukup kecil. Selain itu,

pengaruh besarnya viskositas yang sangat tinggi pada sumur ini mempengaruhi performa produksi sehingga hasil yang didapatkan tidak seperti yang diharapkan.

Sumur ini sudah terpasang *artificial lift Electric Submersible Pump* dengan pompa REDA AN550 dimana produksi yang didapatkan seperti gambar 4.1 diatas. Menggunakan pompa ESP sebagai alternatif untuk meningkatkan produksi sumur X tidaklah cukup efektif dikarenakan viskositas minyak yang masih tinggi yang membuat kinerja pompa cukup berat dan rentan mengalami kerusakan. Untuk itu dengan

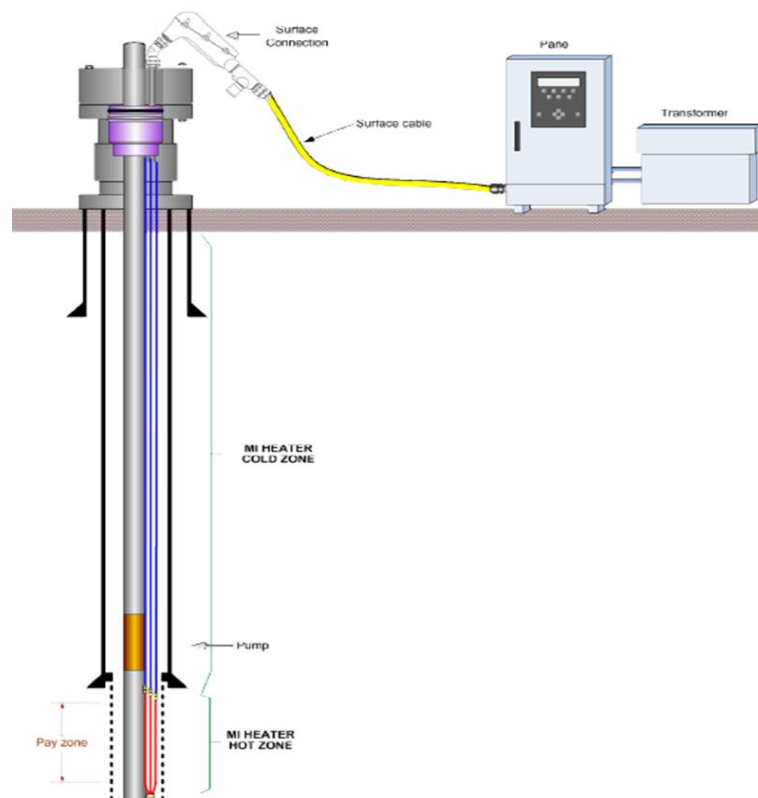
menggunakan *Electric Downhole Heater* (EDH) diharapkan mampu menurunkan viskositas minyak secara efektif sehingga kinerja pompa ESP

dapat lebih maksimal dan peningkatan produksi serta *recovery* minyak meningkat.

2.3 *Electric Downhole Heater* (EDH)

Berikut ini salah satu bentuk pengaplikasian dari *Electric Downhole Heater* pada sumur vertikal dimana kabel dipasang dari

luar tubing menuju EDH disekitar zona minyak. EDH ini sangat cocok pada sumur yang kedalamannya dangkal, namun pada sumur yang tingkat kedalamannya tinggi, EDH bukan merupakan solusi terbaik yang dapat diaplikasikan.



Gambar 2.3 Skematik Sumur dengan instalasi *Electric Downhole Heater*

2.4 Inflow Performance Relationship dan Tubing Performance Relationship sebelum EDH

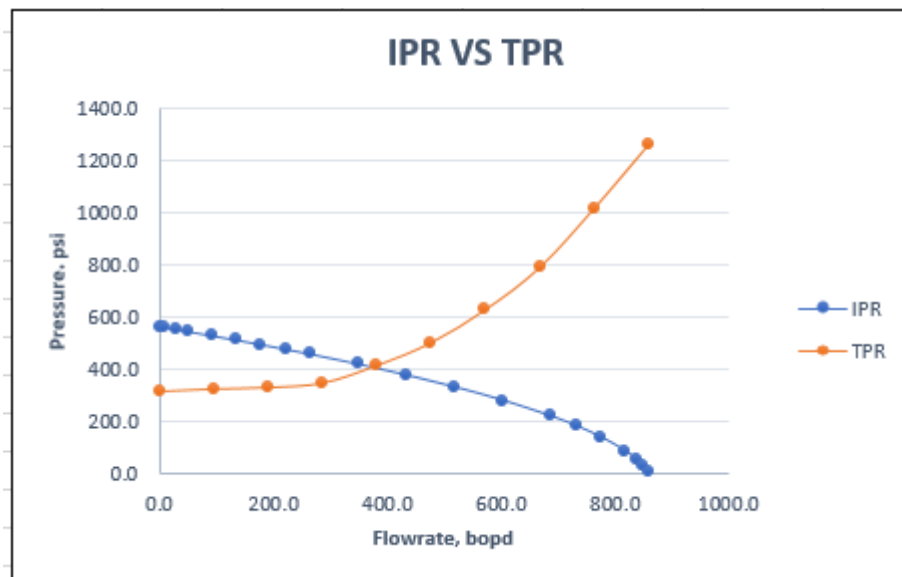
Berikut ini merupakan hasil olah data dan perhitungan dari data Sumur X. Perhitungan IPR penelitian ini menggunakan metode Vogel dikarenakan metode ini cukup bisa menginterpretasikan dengan kondisi sumur dimana karakteristik reservoir ini memiliki *solution gas*, dan *water cut* yang kecil. Perhitungan TPR penelitian ini menggunakan metode Duns and Ros dikarenakan hasil

perpotongan IPR dan TPR metode ini yang paling mendekati dengan data lapangan. Berikut ini kurva IPR dan TPR sebagai berikut :

Dik : $Q_{max} = 860$ bopd

$$\frac{Q_o}{Q_{max}} = 1 - 0.2 \left[\frac{P_{wf}}{P_s} \right] - 0.8 \left[\frac{P_{wf}}{P_s} \right]^2$$

$$Q_o = 867 \times \left(1 - 0.2 \left[\frac{415}{564} \right] - 0.8 \left[\frac{415}{564} \right]^2 \right) = 360 \text{ bopd}$$



Gambar 2.4 Grafik perpotongan kurva IPR dan TPR sebelum EDH

Dari grafik diatas dapat kita lihat dengan tekanan reservoir 564 psi dan pwf 415 psi didapatkan laju alir maksimum sebesar 860 bopd.

Berdasarkan perpotongan kurva IPR dan TPR diatas didapatkan laju alir optimum atau minyak yang dapat diproduksi sebesar 374 bopd.

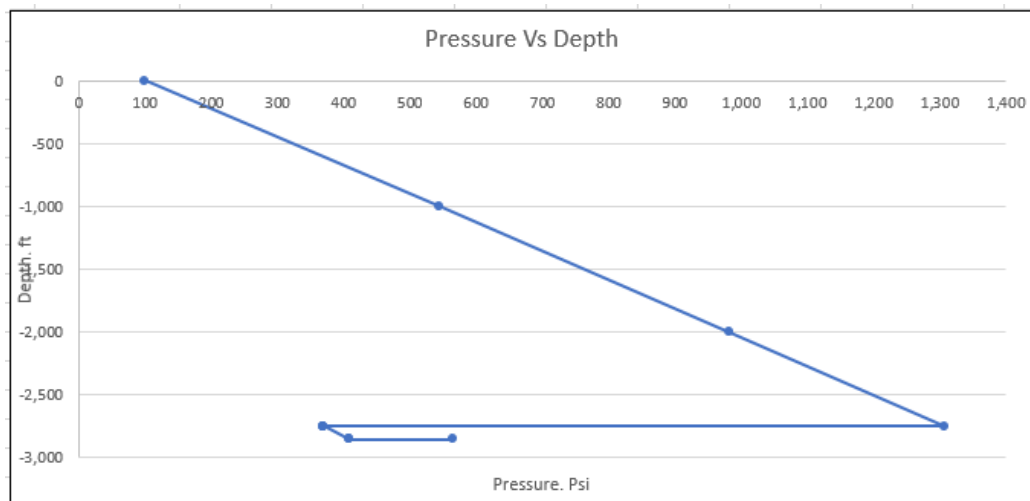
Adanya kinerja pompa ESP yang meningkatkan tekanan dalam tubing sehingga minyak mampu dialirkan hingga *surface*.

2.5 Pressure dan Temperature sebelum EDH

Berikut ini merupakan hasil olah data dan perhitungan pada sumur X. Perhitungan Tekanan profile sebelum dipasang EDH dengan menggunakan metode Duns and Ros :

Tabel 2.5 Tekanan terhadap kedalaman sumur

| Pressure (psi) | Depth (ft) |
|----------------|------------|
| 564 | 2,850 |
| 408 | 2,850 |
| 408 | 2,850 |
| 369 | 2,750 |
| 369 | 2,750 |
| 369 | 2,750 |
| 1,307 | 2,750 |
| 983 | 2,000 |
| 543 | 1,000 |
| 100 | 0 |



Gambar 2.5 Grafik tekanan terhadap kedalaman sumur

Dari grafik diatas dapat kita lihat penurunan tekanan dari setiap feet aliran fluida. Tekanan reservoir sebesar 564 psi dengan pwf sebesar 415 psi. Terjadinya peningkatan tekanan dalam tubing diakibatkan kinerja dari pompa ESP untuk mendorong fluida hingga *surface*. Didapatkan tekanan di *Wellhead pressure* sebesar 100 psi. Dengan demikian hasil perhitungan sama dengan data di lapangan.

Untuk menentukan temperatur aliran dalam tubing menggunakan metode Shiu and Beggs sebagai berikut :

Menghitung laju massa aliran gas dengan persamaan :

$$W_g = \frac{0.0764 \gamma_g q_g}{86400} , \text{lbm/det}$$

$$= \frac{0.0764 \times 0.7 \times 0.405}{86400}$$

$$= 0.000000251 \text{ lbm/det}$$

Menghitung laju massa aliran minyak :

$$W_o = \frac{62.4 \gamma_o q_o (5.615)}{86400} , \text{lbm/ det}$$

$$= \frac{62.4 \times 0.85 \times 374 (5.615)}{86400}$$

$$= 1.29 \text{ lbm/det}$$

Menghitung laju massa aliran air :

$$W_w = \frac{62.4 \gamma_w q_w (5.615)}{86400} , \text{lbm/det}$$

$$= \frac{62.4 \times 1.05 \times 1 (5.615)}{86400}$$

$$= 0.004 \text{ lbm/det}$$

Menghitung laju massa aliran total :

$$W_t = W_g + W_o + W_w , \text{lbm/det}$$

$$= 1.29 \text{ lbm/det}$$

Menghitung densitas cairan dengan persamaan :

$$\rho_L = \frac{62.4 (\gamma_o q_o + \gamma_w q_w)}{q_o + q_w} , \text{lbm/det}$$

$$= \frac{62.4 (0.85 \times 374 + 1.05 \times 1)}{374 + 1}$$

$$= 53.07 \text{ lbm/det}$$

Menghitung konstanta A dengan Pwh diketahui :

$$A = 0.0063 W_t^{0.4882} d^{-0.3476}$$

$$API^{0.2519} \gamma_g^{4.724} \rho L^{2.915} P_{wh}^{0.2219}$$

$$= 0.0063 \times 1.2452^{0.4882} \times 5.5^{-0.3476} \times$$

$$8.1^{0.2519} \times 0.7^{4.724} \times 53.074^{2.915} \times$$

$$400.3^{0.2219}$$

$$= 531.51 \text{ ft}^2$$

Menghitung temperatur aliran pada setiap kedalaman dengan persamaan :

$$T = T_d - G_t \{ D - A (1 - e^{-D/A}) \}$$

$$= 117 - 0.0106 \{ 2850 - 531.51 (1 - \exp^{-2850/531.51}) \}$$

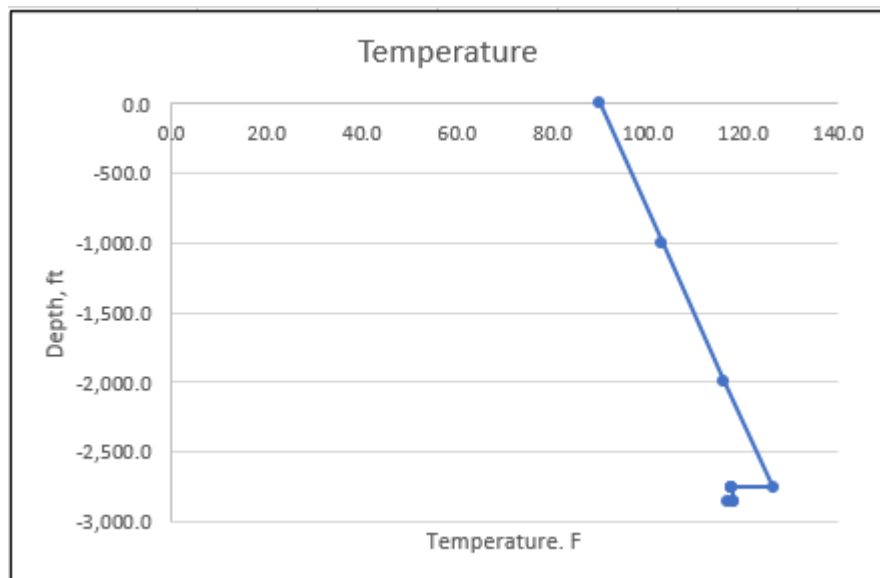
$$= 117$$

Tabel 2.6 Temperatur terhadap kedalaman

| Depth (F) | Temperatur (F) |
|-----------|----------------|
| 2850 | 117 |
| 2850 | 117.9 |
| 2850 | 117.9 |
| 2750 | 117.6 |
| 2750 | 117.6 |
| 2750 | 117.6 |
| 2750 | 126.5 |
| 2000 | 116 |
| 1000 | 102.9 |
| 0 | 89.9 |

Di bawah ini merupakan hasil olah data dan grafik dari *temperature profil* sebelum dipasang EDH,

dimana kita dapat mengetahui distribusi atau penurunan temperatur dari setiap feet yang dilewati fluida :



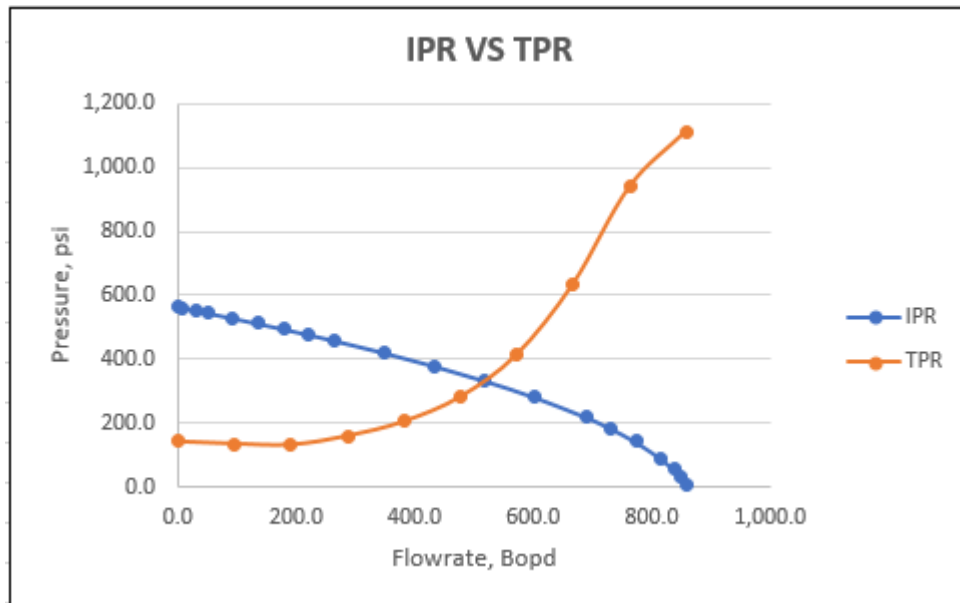
Gambar 2.6 Grafik temperatur terhadap kedalaman

Dari grafik diatas dapat diketahui temperatur di reservoir sebesar 117 °F hingga di *bottomhole*. Terjadinya kenaikan temperatur sebesar 10 °F diakibatkan panas yang dihasilkan

dari motor pompa ESP. Temperatur di kedalaman 1000 ft sebesar 102.9 °F dan pada *wellhead* temperatur sebesar 89.9 °F.

2.6 *Inflow Performance Relationship dan Tubing Performance Relationship* sesudah pemasangan EDH

Berikut ini hasil perhitungan dari sumur X. Perhitungan IPR penelitian setelah dipasang EDH :



Gambar 2.7 Grafik perpotongan kurva IPR dan TPR sesudah EDH

Dari grafik diatas dapat kita lihat peningkatan produksi setelah pemasangan EDH dengan menggunakan pompa ESP yang sama yaitu REDA AN550 serta kedalaman yang sama didapatkan, peningkatan produksi setelah pemasangan EDH menjadi 514 bopd. Secara kalkulatif terjadi peningkatan sebesar 140 bopd atau 37 %. Peningkatan ini cukup tinggi dan dapat dikatakan berhasil

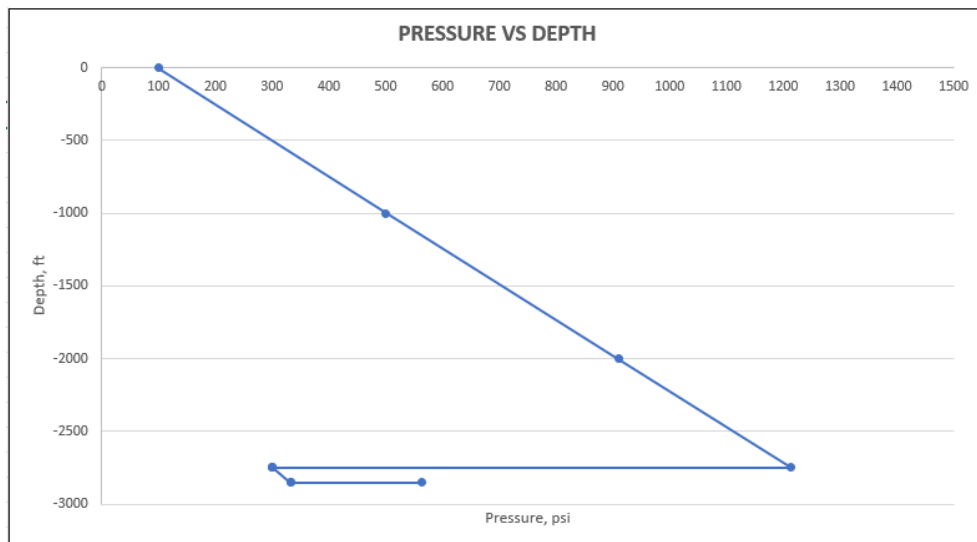
meningkatkan perolehan minyak berat pada sumur ini.

2.7 *Pressure dan Temperature* setelah pemasangan EDH

Berikut ini merupakan hasil perhitungan pada sumur X. Perhitungan tekanan profile setelah pemasangan EDH dengan menggunakan metode Duns and Ros :

Tabel 2.7 Tekanan terhadap kedalaman sumur

| Pressure (psi) | Depth (ft) |
|----------------|------------|
| 564 | 2,850 |
| 333 | 2,850 |
| 333 | 2,850 |
| 300 | 2,750 |
| 300 | 2,750 |
| 300 | 2,750 |
| 1214 | 2,750 |
| 910 | 2,000 |
| 500 | 1,000 |
| 100 | 0 |



Gambar 2.8 Grafik tekanan terhadap kedalaman sumur

Dari grafik diatas dapat kita lihat penurunan tekanan dari setiap feet aliran fluida. Tekanan reservoir sebesar 564 psi dengan pwf sebesar 415 psi. Terjadinya peningkatan tekanan dalam tubing diakibatkan kinerja dari pompa ESP untuk mendorong fluida hingga *surface*. Didapatkan tekanan di *Wellhead*

pressure sebesar 100 psi. Dengan demikian hasil perhitungan sama dengan data di lapangan.

Di bawah ini merupakan hasil olah data dalam menentukan temperatur aliran dalam tubing dengan menggunakan persamaan Shiu and Beggs sehingga didapatkan grafik

dari *temperature profil* sebelum dipasang EDH, dimana kita dapat mengetahui distribusi atau penurunan temperature dari setiap feet yang dilewati fluida :

Menghitung laju massa aliran gas dengan persamaan :

$$\begin{aligned} W_g &= \frac{0.0764 \gamma_g q_g}{86400} \text{ ,lbm/det} \\ &= \frac{0.0764 \times 0.7 \times 0.405}{86400} \\ &= 0.000000251 \text{ lbm/det} \end{aligned}$$

Menghitung laju massa aliran minyak :

$$\begin{aligned} W_o &= \frac{62.4 \gamma_o q_o (5.615)}{86400} \text{ ,lbm/ det} \\ &= \frac{62.4 \times 0.85 \times 514 (5.615)}{86400} \\ &= 1.77 \text{ lbm/det} \end{aligned}$$

Menghitung laju massa aliran air :

$$\begin{aligned} W_w &= \frac{62.4 \gamma_w q_w (5.615)}{86400} \text{ ,lbm/det} \\ &= \frac{62.4 \times 1.05 \times 1 (5.615)}{86400} \\ &= 0.004 \text{ lbm/det} \end{aligned}$$

Menghitung laju massa aliran total :

$$\begin{aligned} W_t &= W_g + W_o + W_w \text{ , lbm/det} \\ &= 1.776 \text{ lbm/det} \end{aligned}$$

Menghitung densitas cairan dengan persamaan :

$$\begin{aligned} \rho_L &= \frac{62.4 (\gamma_o q_o + \gamma_w q_w)}{q_o + q_w} \text{ , lbm/det} \\ &= \frac{62.4 (0.85 \times 514 + 1.05 \times 1)}{514 + 1} \\ &= 53.06 \text{ lbm/det} \end{aligned}$$

Menghitung konstanta A dengan Pwh diketahui :

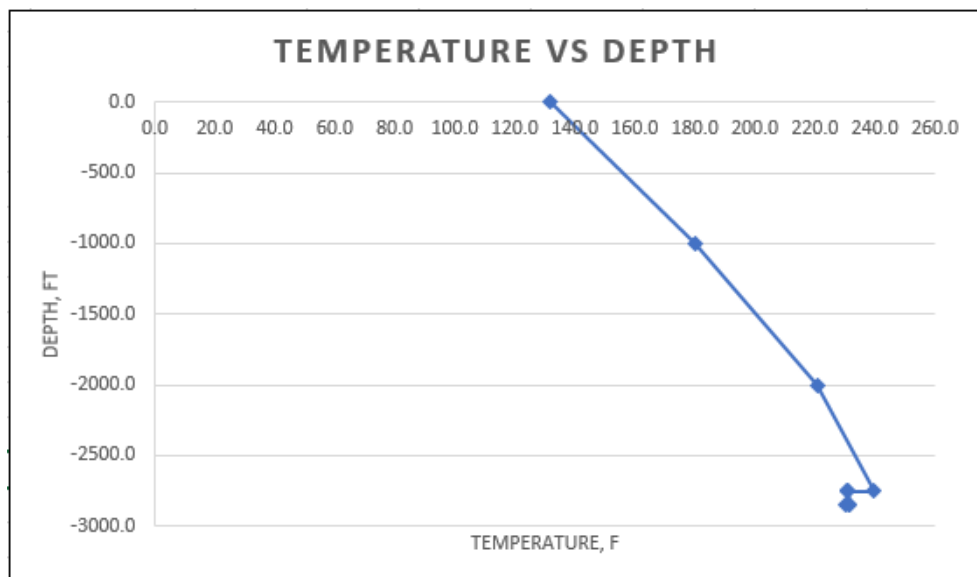
$$\begin{aligned} A &= 0.0063 W_t^{0.4882} d^{-0.3476} \\ &API^{0.2519} \gamma_g^{4.724} \rho L^{2.915} P_{wh}^{0.2219} \\ &= 0.0063 \times 1.796^{0.4882} \times 5.5^{-0.3476} \times \\ &8.1^{0.2519} \times 0.7^{4.724} \times 53.063^{2.915} \times \\ &400.3^{0.2219} \\ &= 620.15 \text{ ft}^2 \end{aligned}$$

Menghitung temperatur aliran pada setiap kedalaman dengan persamaan :

$$\begin{aligned} T &= T_d - G_t \{ D - A (1 - e^{-D/A}) \} \\ &= 230 - 0.0436 \{ 2850 - 620.15 \\ &(1 - \exp^{-2850/620.15}) \} \\ &= 230 \text{ } ^\circ\text{F} \end{aligned}$$

Tabel 2.8 Temperatur terhadap kedalaman sumur

| Depth (ft) | Temperatur (^o F) |
|------------|------------------------------|
| 2850 | 230 |
| 2850 | 231.4 |
| 2850 | 231.4 |
| 2750 | 230.9 |
| 2750 | 230.9 |
| 2750 | 230.9 |
| 2750 | 239.7 |
| 2000 | 220.7 |
| 1000 | 179.9 |
| 0 | 131.8 |



Gambar 2.9 Grafik temperatur terhadap kedalaman sumur

Dari grafik diatas dapat diketahui temperature di reservoir sebesar 230 °F hingga di *bottomhole*. Terjadinya kenaikan temperature sebesar 9 °F diakibatkan panas yang dihasilkan dari motor pompa ESP. Temperatur di kedalaman 1000 ft sebesar 180 °F dan

pada *wellhead* temperatur sebesar 132 °F.

2.8 Evaluasi sebelum dan setelah pemasangan EDH

Dari grafik diatas kita dapat melihat perbedaan suhu yang signifikan sebelum dan setelah pemasangan

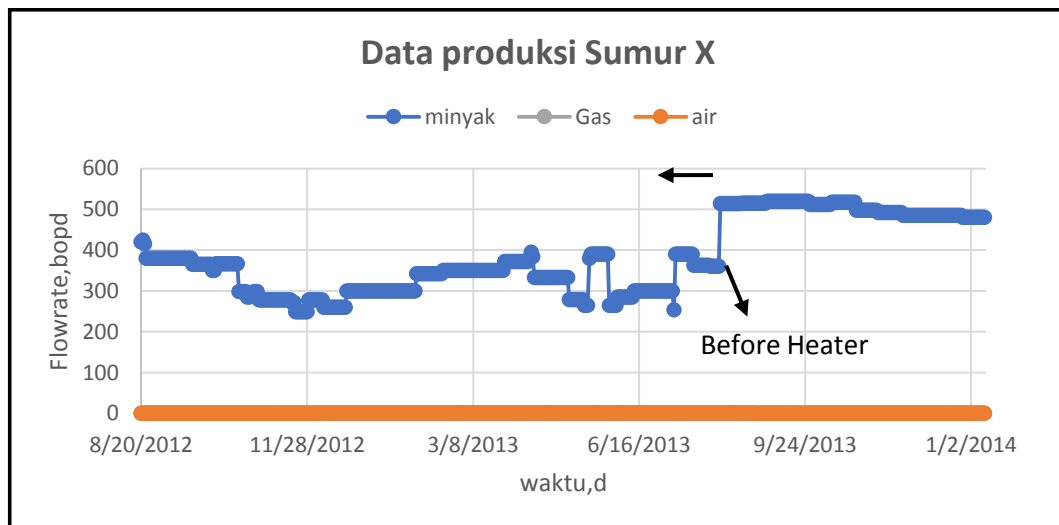
EDH. Sebelum pemasangan EDH temperatur di sekitar *bottomhole* sebesar 117 °F, pada kedalaman 1000 ft temperatur 102.9 °F, pada kedalaman 0 ft atau *wellhead* temperatur sebesar 89.3 °F. Sedangkan setelah pemasangan EDH temperatur di sekitar *bottomhole* 230

°F, pada kedalaman 1000 ft temperatur 180 °F, pada kedalaman 0 ft atau *wellhead* temperatur sebesar 132 °F. Dengan perubahan temperatur setelah pemasangan EDH memberikan dampak positif peningkatan perolehan produksi minyak sebagai berikut :

Tabel 2.9 Perbandingan sebelum dan sesudah menggunakan EDH

| | Temperature | Pressure | Flowrate |
|-------------|-------------|----------|----------|
| Unheated | 117 | 564 | 374 |
| Heated | 230 | 564 | 514 |
| Peningkatan | 113 | 0 | 37.4% |

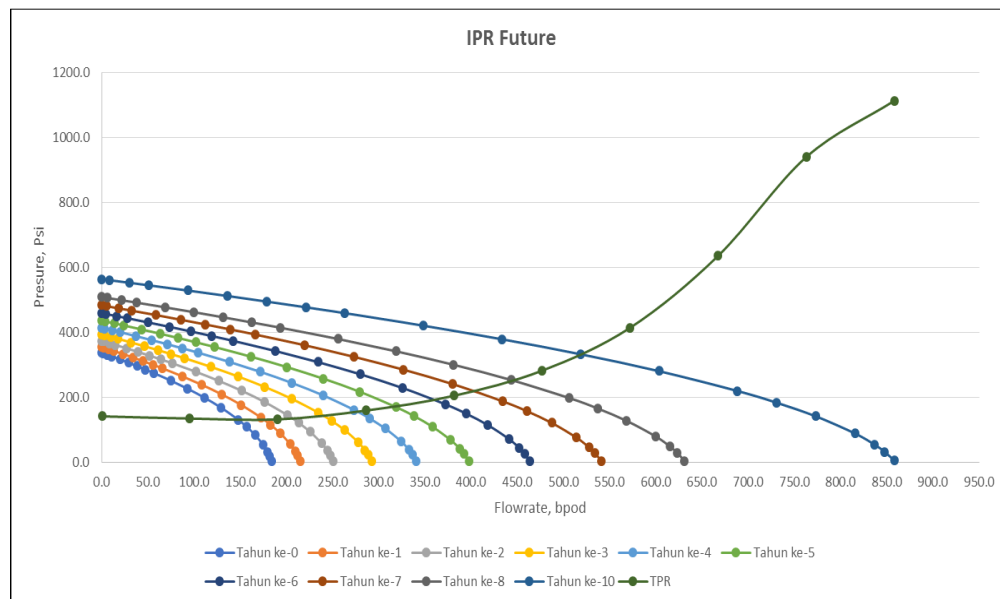
Dari tabel tersebut terbukti mampu meningkatkan produksi dan perolehan pada sumur minyak berat.



Gambar 2.10 Data produksi setelah dipasang EDH

2.9 Prediksi *Inflow Performance Relationship Future*

Berikut adalah prediksi produksi sumur X dengan penurunan tekanan :



Gambar 2.11 Prediksi perolehan produksi sumur per tahun

Tabel 2.10 Perolehan produksi sumur per tahun

| Tahun ke | Pressure | Laju produksi |
|----------|-----------|---------------|
| 0 | 564 psi | 514 bopd |
| 1 | 535.8 psi | 480 bopd |
| 2 | 509 psi | 440 bopd |
| 3 | 483.5 psi | 398 bopd |
| 4 | 459.3 psi | 354 bopd |
| 5 | 436.4 psi | 312 bopd |
| 6 | 414.5 psi | 272 bopd |
| 7 | 393.8 psi | 236 bopd |
| 8 | 374.1 psi | 204 bopd |
| 9 | 355.4 psi | 177 bopd |
| 10 | 337.6 psi | 148 bopd |

Dari grafik diatas dapat kita lihat bahwa penurunan produksi setiap tahunnya. Penulis mengasumsikan persentase penurunan tekanan sebesar 5 %, dikarenakan reservoir ini memiliki *drive mechanism gas*

solution yang persentase penurunan tekanannya lebih besar dari *water drive* dan *gas cap*. Selain itu tingginya viskositas juga mempengaruhi *life time* dari sumur ini. Pada tahun ke 0 setelah

pemasangan EDH dapat diproduksi minyak sebesar 514 bopd, lalu pada tahun ke 5 setelah pemasangan EDH minyak yang dapat diproduksi sebesar 312 bopd dan pada tahun ke 10 secara teknis sumur ini mampu mengalirkan minyak sebesar 148 bopd, namun ini merupakan batasan dari ekonomi limit dari sumur ini. Jika tetap memproduksi tanpa harus mencari solusi lain dan produksi semakin menurun, tentunya bukan sesuatu yang menguntungkan secara ekonomi.

III. Kesimpulan dan Saran

3.1 Kesimpulan

1. Setelah pemasangan *Electric Downhole Heater* terjadi peningkatan temperatur di reservoir dari 117 °C menjadi 230 °F sehingga viskositas menurun menjadi 171 cp.
2. Sebelum pemasangan *Electric Downhole Heater* laju produksi sebesar 374 bopd dan setelah pemasangan *Electric Downhole Heater* menjadi 514 bopd, berarti ada peningkatan sebesar 37.4 %. Dengan demikian pengaplikasian *Electric Downhole Heater* cukup berhasil dalam meningkatkan perolehan minyak berat.
3. Prediksi produksi dari sumur X pada tahun ke 0 minyak dapat diproduksi sebesar 514 bopd dan sampai tahun ke 10 terus mengalami penurunan laju produksi minyak hingga 148 bopd. Secara teknis, sumur ini masih dapat diproduksi namun

secara ekonomi bukan sesuatu yang menguntungkan.

3.2 Saran

1. Perlunya dilakukan sensitivitas ulang dari *artificial lift* baru agar peningkatan produksi pada sumur ini lebih besar.
2. Perlunya dilakukan sensitivitas pada *Electric Downhole Heater* dengan berbagai spesifikasi agar mendapatkan hasil yang optimal.

DAFTAR PUSTAKA

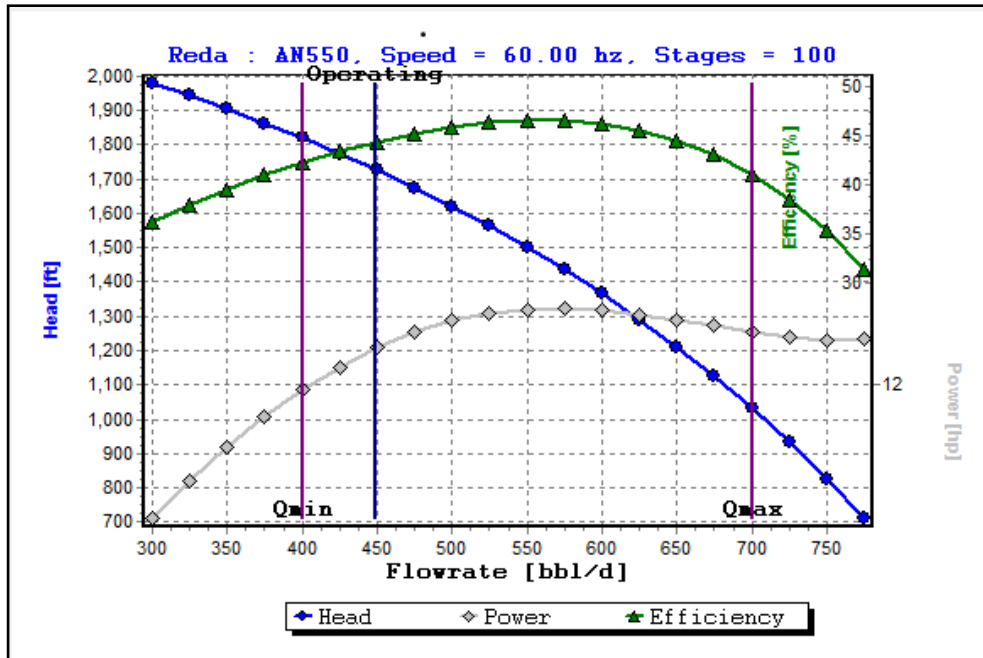
1. Boyun Guo, dkk. 2007. "*Production Petroleum Engineering*" USA : Elsevier
2. Beggs, H. D., "*Production Optimization Using Nodal Analysis*", Oil and Gas Consultant International Inc., Tulsa, Oklahoma, 1991.
3. David G. Parman and Samuel S. Ojeda, and Andrew Marron. 2013. "*Heating Offshore Production Tubing*

- Electrically for Crudes that Have Wax Issues*”, Offshore Technology Conference held in Houston, Texas.
4. Mehrotra, A.K., dkk. 1996. *A review Of Practical Calculation Methods for the Viscosity of Liquid Hydrocarbons and their Mixtures. Fluid Phase Equilibria*, 117, 344-355.
 5. Meyer, R. F. 2003. *Heavy Oil and natural bitumen strategic petroleum resources*, in E. D. Attanasi, ed., United States Geological Survey.
 6. Ros, N. C. J. 1961: *“Simultaneous Flow of Gas and Liquid as Encountered in Well Tubing”*, Journal of Petroleum Technology.
 7. Shiu, K. C, dan Beggs, H, D.: *“Predicting Temperatures In Flowing Oil Wells”*, Transaction of the ASME, Vol. 102.
 8. Szemat Vielman, dkk. 2010. *Downhole Electric Heating System : Feasibility of Heavy Oil Implementation in Offshore Congo*, Paper SPE 136857, Abu Dhabi.
 9. Samuel S. Ojeda, David G. Parman. 2013. *“Use Of Electric Downhole Heaters To Improve Production And Recovery Of Heavy, Viscous Oil In California And Venezuela*, Paper SPE 167347.

LAMPIRAN

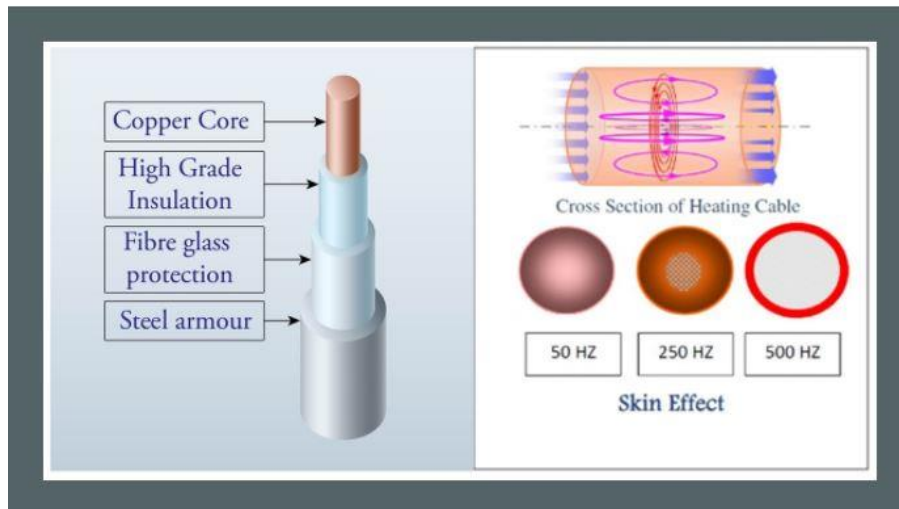
Lampiran 1

Spesifikasi Tipe Pompa Electric Submersible Pump Reda



Lampiran 1.1 Tipe pompa ESP REDA AN550

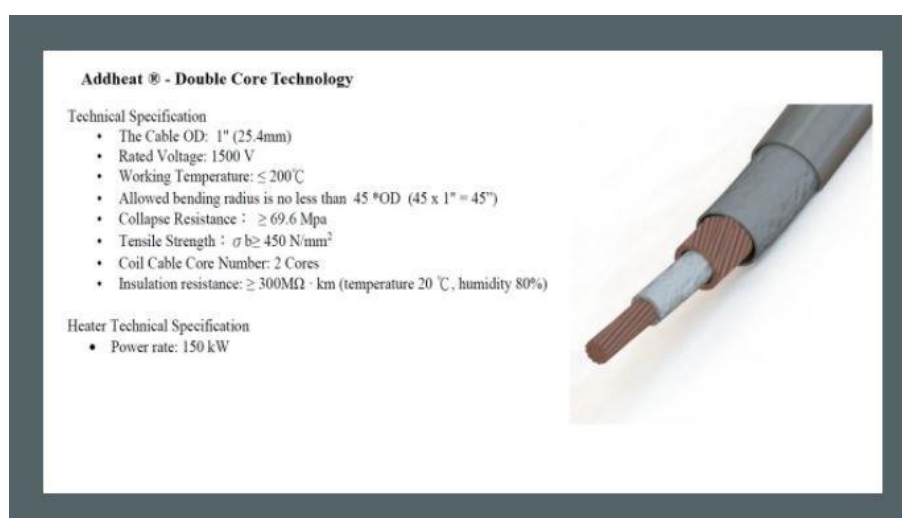
Lampiran 2
Spesifikasi tipe *Electric Downhole Heater*



Lampiran 2.1 Skin effect EDH

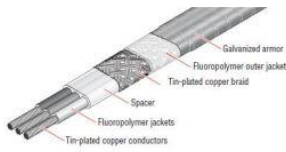


Lampiran 2.2 Frekuensi EDH



Lampiran 2.3 Electric Downhole Heater (AddHeat)

PetroTrace Down Hole Heater Cables **PetroTrace**



PetroTrace DHSX Series resistance cables

Our DHSX downhole heater provides **Flow Assurance** heating to 3300ft (1km) TD, in applications where lower power levels are sufficient.

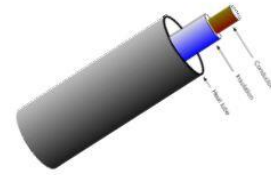
50 degC max
30kW to 45kW typical



PetroTrace MI cables

The downhole version of our MI cables are made to withstand the wellbore environment for **EOR and Flow Assurance** applications. Standard designs can provide very high power output over lengths up to 4000ft (1.2km), reaching to 8000ft (2.4km) TD or more.

482 degC max
20kW to 300kW typical



Coiled Tube Skin effect Systems (STSi)

For downhole use, we provide our STS heater in coiled tube form. This heater is well suited for **Flow Assurance** applications requiring moderately high power, for depths up to 6900ft (2.1km) TD.

150 degC max
100kW to 400kW typical

Lampiran 2.4 Electric Downhole Heater (PetroTrace)