

**ANALISIS KINERJA *PROGRESSIVE CAVITY PUMP* (PCP)  
PADA SUMUR KAS 273, LAPANGAN KENALI ASAM  
PT PERTAMINA EP ASSET I JAMBI**

***PERFORMANCE ANALYSIS PROGRESSIVE CAVITY PUMP (PCP)  
WELL KAS 273, KENALI ASAM OIL FIELD  
PT PERTAMINA EP ASSET I JAMBI***

***Alan Putra Wincy*<sup>1</sup>, *Machmud Hasjim*<sup>2</sup>, *Ubaidillah Anwar Prabu*<sup>3</sup>  
<sup>1,2,3</sup> *Jurusan Teknik Pertambangan, Fakultas Teknik, Universitas Sriwijaya  
Jln. Raya Palembang – Prabumulih KM. 32 Inderalaya Sumatera Selatan (30662)  
E-mail : Alan\_wincy@yahoo.com***

**ABSTRAK**

Metoda produksi minyak dari dalam sumur produksi dibagi menjadi dua, yaitu sembur alam (natural flow) dan pengangkatan buatan (artificial lift). Sembur alam merupakan metoda mengalirnya fluida dari zona perforasi ke permukaan sumur secara alamiah, hal ini disebabkan tekanan reservoir yang mendorong fluida naik ke permukaan masih tinggi. Seiring dengan waktu berproduksi, maka terjadi penurunan tekanan reservoir dan keadaan ini menyebabkan berkurangnya produksi sumur tersebut. Untuk mengatasi masalah ini dapat dilakukan dengan cara pengangkatan buatan (artificial lift). Artificial lift adalah metode yang digunakan untuk menghasilkan tekanan hisap sehingga reservoir dapat merespon dan menghasilkan laju produksi fluida yang diinginkan. Progressive Cavity Pump (PCP) adalah salah satu alat yang digunakan dalam metoda artificial lift. PCP sangat baik diaplikasikan pada sumur yang mengandung pasir, mampu mengatasi problem minyak parafin dan cocok untuk pengangkatan minyak berat. Progressive Cavity Pump (PCP) merupakan jenis pompa putar (rotary pump) yang terdiri dari dua komponen utama yaitu rotor dan stator. Sumur KAS 273 adalah salah satu sumur migas yang terdapat di lapangan Kenali Asam PT Pertamina EP Asset I Jambi. Besarnya nilai laju kritis air ( $Q_c$ ) adalah 35,84 bpd dan laju kritis pasir ( $Q_z$ ) sebesar 39,65 bpd. Berdasarkan analisis kurva IPR Vogel diperoleh laju produksi maksimum ( $Q_{maks}$ ) sebesar 40,49 bpd. Dari hasil evaluasi yang dilakukan didapat laju optimal ( $Q_{opt}$ ) sebesar 80% dari laju produksi maksimum yaitu 32,39 bpd dengan nilai total dinamic head 1022,48 ft dan kecepatan pemompaan 72 RPM.

Kata Kunci : Artificial Lift, Progressive Cavity Pump

**ABSTRACT**

*The method of oil production from the well production is divided into two , natural flow and artificial lift . Natural flow is a method of fluid flow from the well to the surface of the perforated zone naturally , this is due to the pressure that drives fluid reservoir to the surface is still high . Over time production , the reservoir pressure decline and this has resulted in reduced production of these wells . To solve this problem can be done by means of artificial lift. Artificial lift is a method used to produce suction pressure so that the reservoir can respond and produce the target fluid production rate . Progressive Cavity Pump ( PCP ) is one of the method used in artificial lift . PCP is very well applied to the wells containing sand , able to solve problems of paraffin oil and suitable for lifting heavy oil . Progressive Cavity Pump ( PCP ) is a type of rotary pump which consists of two main components , rotor and stator . Well KAS 273 is one of the wells that contained oil in Kenali Asam field PT Pertamina EP Asset I Jambi . The value of the critical rate of water (  $Q_c$  ) is 35.84 bpd and critical rate sand (  $Q_z$  ) is 39.65 bpd . Based on the analysis of the Vogel IPR curve obtained maximum production rate (  $Q_{maks}$  ) of 40.49 bpd . From the results of the evaluation obtained optimal rate (  $Q_{opt}$  ) amounted to 80 % of the maximum production rate is 32.39 bp , total dynamic head (TDH )is 1022.48 ft and pumping speed 72 RPM .*

Keywords : , Artificial Lift, Progressive Cavity Pump

# 1. PENDAHULUAN

Secara umum minyak bumi yang dihasilkan dari suatu sumur, pada awalnya diproduksi melalui sembur alam ( natural flow ), artinya minyak bumi keluar ke permukaan bumi secara alamiah. Hal ini terjadi disebabkan tekanan reservoir yang mendorong minyak bumi masih mampu untuk mengalirkan minyak secara alami. Sejalan dengan waktu berproduksi terjadi penurunan tekanan reservoir dan keadaan ini menyebabkan berkurangnya nilai ekonomis sumur tersebut, sehingga harus segera diatasi agar dapat berproduksi secara optimal. Permasalahan sumur yang telah mengalami penurunan kemampuan berproduksi yang diakibatkan oleh penurunan tekanan reservoir dapat diatasi dengan cara metoda pengangkatan buatan (*artificial lift*). Tujuannya adalah mengangkat fluida dari dasar sumur kepermukaan dan mencapai laju produksi yang diinginkan (Brown,1977) [1]. Salah satu metoda pengangkatan ini yaitu menggunakan Progressive Cavity Pump (PCP). PCP merupakan salah satu alat yang digunakan untuk melakukan lifting minyak dari sumur-sumur produksi. *Progressive Cavity Pump* (PCP) adalah salah satu alat yang digunakan dalam metoda *artificial lift* (Nelik, 2005) [2] . PCP sangat baik diaplikasikan pada sumur yang mengandung pasir, mampu mengatasi problem minyak parafin dan tidak menyebabkan *gas lock* pada sumur produksi. *Progressive Cavity Pump* (PCP) merupakan jenis pompa putar (*Rotary Pump*) yang terdiri dari dua komponen utama yaitu *Rotor* dan *Stator*.

*Rotor* yang berbentuk ulir bergerak berputar dan digerakan oleh *prime mover* (penggerak mula) melalui *sucker rod* yang dihubungkan ke *drive head*. *Stator* adalah bagian yang diam dari pompa dan dirangkai menjadi satu dengan rangkaian tubing. Penggerak mula yang umum digunakan adalah *electric motor* yang dihubungkan ke *drive assembly* melalui *perantaraan V-belt*. *Electric motor* ini dirangkai menjadi satu komponen utama dipermukaan bersama *drive head assembly* dan dipasang di atas *well head*. Untuk meneruskan putaran dari motor penggeraknya digunakan *V-belt* yang memutar *drive shaft* yang memutar rotor melalui rangkaian *sucker rod*. *Back stop break assembly* atau Anti back spin digunakan sebagai alat pengaman bila terjadi torsi putaran balik (Robbins dan Myers, 1989) [3].

Permasalahan yang dibahas dalam penelitian ini adalah menentukan produktifitas sumur, menentukan laju alir maksimum ( $Q_{maks}$ ), laju alir optimum ( $Q_{opt}$ ), laju aliran kritis dan mengevaluasi kinerja poma pada Sumur KAS 273. Permasalahan ini sesuai dengan tujuan dari penelitian ini yaitu untuk menganalisa dan mengetahui produktivitas sumur, laju produksi maksimum ( $Q_{maks}$ ) sumur dari kurva IPR (*Inflow Performance Relationship*), menentukan laju produksi optimal ( $Q_{opt}$ ) dan laju aliran kritis sumur serta menganalisa kinerja progressive cavity pump (PCP) yang digunakan agar dapat mengoptimalkan laju produksi pada Sumur KAS 273. Analisa kinerja PCP meliputi penentuan Total Dynamic Head (TDH), model pompa, RPM pompa, HP motor, jenis drive head, ukuran rod, ukuran motor penggerak, sheave dan belt sesuai dengan data produksi sumur, konfigurasi sumur serta karakteristik fluida.

Kemampuan reservoir untuk mengalirkan fluida disebut produktifitas formasi. Parameter yang menyatakan produktifitas formasi adalah *Productivity Index* (PI) dan *Inflow Performance Relationship* (IPR) yang menggambarkan produktifitas atau kemampuan sumur untuk berproduksi. (Brown, 1977) [1].

## 2. TINJAUAN PUSTAKA

### 2.1 *Productivity Index* (PI)

*Productivity Index* (PI) didefinisikan sebagai perbandingan antara laju produksi ( $Q$ ) yang dihasilkan oleh suatu sumur i dengan perbedaan tekanan dasar sumur dalam keadaan statik ( $P_s$ ) dan tekanan dasar sumur dalam keadaan terjadi aliran ( $P_{wf}$ ). Secara kuantitatif indeks produktifitas dinyatakan dalam grafik dituliskan dalam persamaan Brown, 1977 [1] :

$$PI = \frac{Q}{(P_s - P_{wf})} \quad (1)$$

Keterangan :

- PI = *productivity indeks*
- Q = laju produksi, bbl/day
- $P_s$  = tekanan statik reservoir, psi
- $P_{wf}$  = tekanan alir dasar sumur,psi

Menurut Brown (1977) [1] produktivitas sumur dibagi menjadi tiga kategori yaitu sebagai berikut :

- PI rendah jika besarnya kurang dari 0,5
- PI sedang jika besarnya berkisar antara 0,5 sampai 1,5
- PI tinggi jika lebih dari 1,5

## 2.2 Inflow Performance Relationship (IPR)

*Productivity Index* (PI) merupakan gambaran secara kualitatif tentang kemampuan suatu sumur untuk berproduksi. Harga PI dinyatakan dalam bentuk grafis yang disebut kurva *Inflow Performance Relationship* (IPR) (Brown, 1977). Untuk menentukan kurva IPR dibutuhkan data Q, Ps dan Pwf yang diperoleh dari hasil uji sumur. Kurva IPR dua fasa dengan metode Vogel yang ditentukan sebagai berikut :

$$Q_{\max} = \frac{Q}{1 - 0,2 \left( \frac{P_{wf}}{P_s} \right) - 0,8 \left( \frac{P_{wf}}{P_s} \right)^2} \quad (2)$$

$$P_{wf} = P_s \times \left( \frac{P_{wf}}{P_s} \right) \quad (3)$$

$$Q = Q_{\max} \times \left[ 1 - 0,2 \left( \frac{P_{wf}}{P_s} \right) - 0,8 \left( \frac{P_{wf}}{P_s} \right)^2 \right] \quad (4)$$

## 2.3 Laju Aliran Kritis Air (Qc)

Berdasarkan kondisi reservoir dan problem mekanik yang ada diharapkan pada waktu optimasi sumur agar laju produksi yang ditentukan tidak melebihi laju kritis air yang telah ditetapkan, dengan demikian naiknya *water conning* dari reservoir ke dalam lubang sumur secara mengkerucut dapat dicegah. Besarnya produksi minyak optimum tanpa menyebabkan *water coning* dapat diketahui dengan menggunakan persamaan Mayer, Gardner dan Pirson [4] yang dinyatakan dengan rumus :

$$Q_c = 1,535 \frac{(\rho_w - \rho_o) \cdot K_o}{\ln \left( \frac{r_e}{r_w} \right) \mu_o} (h^2 - D^2) \quad (5)$$

Keterangan :

- Qc = laju aliran kritis air, bpd
- Bo = faktor volume formasi oil, bbl/stb
- w = densitas air, ngr/cc
- o = densitas minyak, gr/cc
- K<sub>o</sub> = permeabilitas, md
- μ<sub>o</sub> = viskositas, cp)
- r<sub>e</sub> = jari-jari pengurasan, ft
- r<sub>w</sub> = jari-jari sumur. ft
- h = tebal net zone, ft
- D = jarak perforasi terbawah dengan puncak lapisan, ft
- N = jumlah lubang perforasi

## 2.4 Laju Aliran Kritis Pasir (Qz)

Selain perlunya diketahui laju alir minyak maksimum yang diizinkan juga perlu diketahui laju alir fluida, yaitu laju alir fluida reservoir maksimum yang diizinkan agar pasir formasi tidak ikut terproduksi. Stein [5] memberikan persamaan laju alir kritis fluida, yaitu :

$$Q_z = 0,025 \times 10^{-6} \frac{K_z \cdot N_z \cdot G_z \cdot A_z}{E_z \cdot A_t \cdot \mu_z} \quad (6)$$

Keterangan :

- Qz = Laju aliran kritis pasir, bpd
- K<sub>z</sub> = permeabilitas batuan, md
- N<sub>z</sub> = jumlah lubang perforasi
- G<sub>z</sub> = shear modulus, psi
- A<sub>z</sub> = luas kelengkungan pasir formasi, sq-ft
- A<sub>t</sub> = luas kelengkungan pasir pada kondisi test , sq-ft
- B<sub>z</sub> = faktor volume formasi fluida, bbl/stb
- μ<sub>z</sub> = viskositas fluida, cp

## 2.5 Perhitungan dan Analisa Kinerja PCP

Langkah-langkah dalam perencanaan pompa PCP adalah sebagai berikut [6]:

- a. Mengevaluasi produktifitas sumur (PI) dengan membuat kurva IPR satu fasa dan dua fasa.
- b. Dari kurva IPR dua fasa diperoleh laju produksi maksimum sumur ( $Q_{max}$ ).
- c. Menghitung Laju Alir Kritis Air ( $Q_c$ )
- d. Menghitung Laju Alir Kritis Pasir ( $Q_z$ )
- e. Menentukan laju produksi optimal ( $Q_{opt}$ ).
- f. Menganalisa permasalahan yang terjadi pada sumur
- g. Melakukan perhitungan ulang pada pompa  
Adapun langkah-langkah yang dilakukan dalam menghitung ulang komponen pompa adalah sebagai berikut :
  1. Data-data yang perlu diisikan antara lain :
    - Data sumur
    - Data produksi
    - Data informasi fluida
  2. Berdasarkan pada specific gravity minyak, pH air dan temperatur, lakukan pemilihan elastomer (stator) dan rotor yang akan digunakan.
  3. Dengan menggunakan tabel *Quick Selection Guide*, berdasar data kedalaman fluid level dan laju produksi yang diharapkan, pilih tipe pompa yang sesuai.
  4. Kemudian menguji *demensional data* pompa pada *specification sheet* untuk memastikan bahwa pompa bisa dipasang di dalam casing sumur. Menghitung *total dinamic head (TDH)* dengan persamaan [7]:

$$TDH = Pumping\ fluid\ level\ (ft) + Flow\ line\ pressure\ (psi) \times 2.31\ (ft/psi) \quad (7)$$

Masukkan nilai *TDH* dalam kurva *performance* pompa.

5. Kembali ke *specification sheet* dan cek *speed guidelines* untuk karakteristik medium *abrasive*.
6. Untuk menentukan *HP* yang dibutuhkan, dengan memasukkan nilai *TDH* dan laju produksi yang diinginkan ke dalam kurva *performance* pompa.
7. Pilih ukuran elektrik motor (*electric motor*) yang minimum sesuai dengan horse power yang dibutuhkan.
8. Tentukan ukuran *rod* dan *drive head* yang dipakai berdasarkan grafik pemilihan *drive head* dan *rod*.
9. Pilih jenis *drive head* dengan menggunakan chart pemilihan *drive head*.
10. Pilih aksesoris pompa *cavity*, *RPM* dan jenis beltnya menggunakan chart pemilihan aksesoris pompa Moyno.

## 3 METODE PENELITIAN

Penelitian ini dilakukan pada tanggal 02 September 2013 sampai dengan 02 November 2013 di PT Pertamina EP Asset I Jambi. Metode penelitian merupakan tahap-tahap atau langkah kerja yang harus diambil untuk mempermudah dalam menganalisa penulisan. Metode penelitian yang digunakan penulis adalah dengan pengumpulan data primer dan data sekunder kemudian dilakukan analisa dan pengolahan. Sehingga pada akhirnya didapat suatu kesimpulan. Metodologi yang dilakukan dalam penelitian ini yaitu pengambilan data antara lain data yang diperoleh dari pengamatan langsung di lapangan dan data yang sudah tersedia dari perusahaan berupa data reservoir, data pompa terpasang, *well test* dan fluida, data peralatan sumur bawah permukaan, serta katalog, chart dan data spesifikasi PCP.

### a. Data Primer

Data primer yaitu data yang diperoleh secara langsung dari tinjauan lapangan saat penelitian di lapangan. Adapun data primer yang diperoleh seperti, laju produksi ( $Q$ ), tekanan kepala sumur ( $P_{wh}$ ) dan data-data lainnya yang berguna untuk mendukung penelitian.

### b. Data Sekunder

Data sekunder adalah data yang diperoleh dari literatur dan arsip perusahaan berkaitan dengan semua permasalahan penelitian seperti, spesifikasi pompa, riwayat sumur, data produksi sumur, tekanan alir dasar sumur ( $P_{wf}$ ), tekanan statis ( $P_s$ ), permasalahan pompa dan data-data lainnya yang perlu dijadikan pendukung dalam penelitian ini.

Berdasarkan data yang telah didapatkan, maka dilakukan pengolahan dan analisa data berdasarkan studi literatur dan penggunaan formula-formula yang telah ada. Hasil dari pengolahan dan analisa data tersebut akan menjadi sebuah dasar perbandingan secara teoritis dengan kondisi aktual di lapangan tentang kinerja *Progressive Cavity Pump (PCP)* yang digunakan pada sumur KAS 273 Kenali Asam. Data yang diperoleh dalam penelitian ini, diolah secara kuantitatif yaitu

dengan perhitungan secara langsung untuk mendapatkan laju produksi optimal ( $Q_{opt}$ ), laju alir maksimum ( $Q_{maks}$ ), laju alir kritis air ( $Q_c$ ) dan laju alir kritis pasir ( $Q_z$ ) dan menganalisa kinerja PCP yang akan digunakan, kemudian ditampilkan dalam bentuk tabel.

#### 4 HASIL DAN PEMBAHASAN

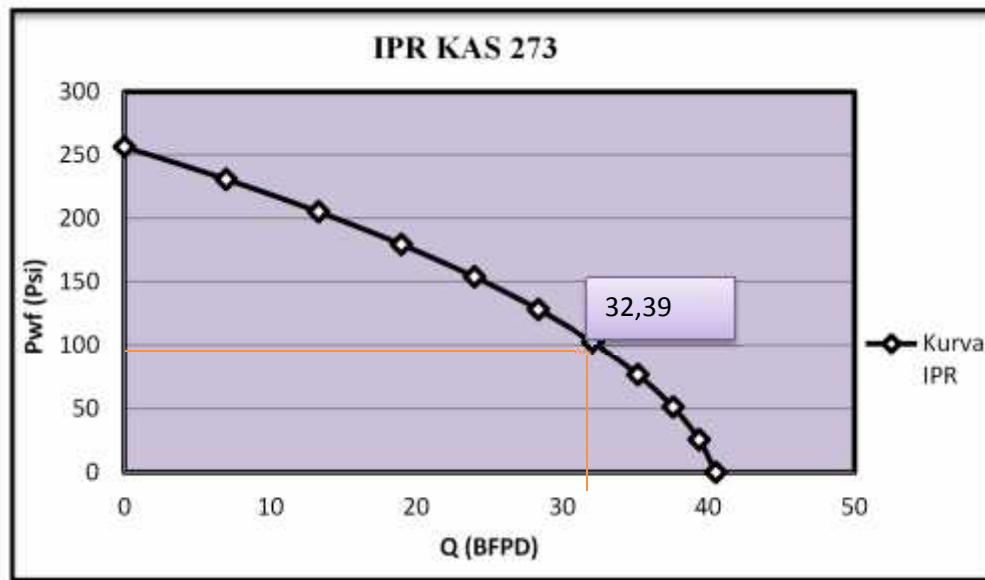
Konsep dasar dalam merencanakan PCP pada suatu sumur adalah kemampuan pompa yang akan digunakan disesuaikan dengan kemampuan produksi pada Sumur KAS 273 . Berdasarkan hal tersebut, maka langkah-langkah yang dilakukan dalam menganalisa kinerja *progressive cavity pump* (PCP) pada Sumur KAS 273 adalah sebagai berikut :

##### 4.1. Productivity Index (PI) Sumur KAS 273

Untuk mengetahui kemampuan suatu sumur berproduksi pada setiap saat, maka digunakan konsep *Productivity Index* (PI). Berdasarkan data pada Tabel 1 dan hasil evaluasi perhitungan yang telah dilakukan diketahui bahwa Sumur KAS 273 memiliki *Productivity Index* (PI) sebesar 0,22 bfpd/psi. Menurut Brown (1977) untuk nilai PI di bawah 0,5 bfpd/psi menunjukkan bahwa sumur ini termasuk kategori sumur dengan produktivitas yang rendah.

##### 4.2. Laju Produksi Maksimum ( $Q_{maks}$ ) Sumur KAS 273 Berdasarkan Kurva IPR (*Inflow Performance Relationship*)

Setelah diketahui *Productivity Index* (PI) Sumur KAS 273, maka dilakukan perhitungan laju produksi maksimum ( $Q_{maks}$ ) sumur tersebut. Berdasarkan hasil analisa kurva IPR dua fasa (Gambar.1) dengan metode Vogel menunjukkan laju produksi maksimum ( $Q_{maks}$ ) akan tercapai pada kondisi  $P_{wf} = 0$  psi dimana nilainya adalah sebesar 42,49 bfpd.



Gambar 1. Kurva IPR Sumur KAS 273 Dengan Metode Vogel

Tabel 1. Analisa Laju Produksi Sumur dengan Variasi Tekanan Alir Dasar Sumur ( $P_{wf}$ )

No	( $P_{wf}/P_s$ )*	$P_{wf}$	Q
1	0	0	40.4859
2	0.2	51.29527	37.57092
3	0.4	102.5905	32.06483
4	0.6	153.8858	23.96765
5	0.8	205.1811	13.27938
7	1	256.4763	0

**Tabel 2. Data Reservoir dan Fluida Sumur**

<b>Reservoir Data</b>	<b>Notasi</b>	<b>Angka</b>
<b>Ketebalan Zona</b>	<b>h (ft)</b>	<b>14,4</b>
<b>Porositas</b>	<b>Ø (%)</b>	<b>28</b>
<b>Saturasi air</b>	<b>Sw (%)</b>	<b>30</b>
<b>Permeabilitas minyak</b>	<b>K (md)</b>	<b>110,6</b>
<b>Temperatur</b>	<b>F (°F)</b>	<b>111.2</b>
<b>Faktor volume formasi minyak</b>	<b>Bo (bbl/stb)</b>	<b>1.053</b>
<b>Viscositas minyak</b>	<b>o (cp)</b>	<b>2,54</b>
<b>Gravity oil</b>	<b>°API</b>	<b>19,5</b>
<b>Densitas batuan</b>	<b>b (gr/cc)</b>	<b>2,176</b>
<b>Densitas air</b>	<b>w (gr/cc)</b>	<b>1</b>
<b>Densitas minyak</b>	<b>o (gr/cc)</b>	<b>0,9</b>
<b>Jari-jari sumur</b>	<b>rw (ft)</b>	<b>0,35</b>
<b>Jari-jari pengurasan</b>	<b>re (ft)</b>	<b>804</b>
<b>Jumlah lubang perforasi</b>	<b>N</b>	<b>66 (5 spf)</b>
<b>Transit time</b>	<b>t ( sec/ft)</b>	<b>115</b>
<b>Gamma ray maksimum</b>	<b>Gr max (API unit)</b>	<b>70</b>
<b>Gamma ray minimum</b>	<b>Gr min (API unit)</b>	<b>23</b>
<b>Gamma ray log</b>	<b>Gr log</b>	<b>40</b>

#### 4.3. Laju Aliran Kritis Air ( $Q_c$ )

Laju alir kritis air ( $Q_c$ ) dapat dihitung dengan menggunakan persamaan Mayer, Gardner dan Pirson. Dari rumusan tersebut didapatkan nilai laju kritis air ( $Q_c$ ) sebesar 35,84 bpd. Tujuan dilakukannya perhitungan terhadap laju kritis air ini adalah untuk mencegah terjadinya *water coning* pada sumur produksi. Apabila laju produksi sumur lebih besar dari laju aliran kritis air ( $Q_c$ ), maka *water coning* akan terjadi. Sebaliknya, jika laju produksi tidak melebihi laju kritis air ( $Q_c$ ), maka *water coning* tidak akan terjadi. Oleh karena itu laju produksi optimum diharapkan tidak melebihi laju kritis air ( $Q_c$ ), sehingga masalah-masalah tersebut dapat diatasi. Pada Sumur KAS 273 *water coning* akan terjadi apabila laju produksi sumur lebih besar dari 35,84 bpd. Untuk itu, untuk mencegah terjadinya *water coning* maka produksi minyak optimum tidak boleh melebihi 35,84 bpd.

#### 4.4. Laju Aliran Kritis Pasir ( $Q_z$ )

Laju alir kritis pasir ( $Q_z$ ) dapat dihitung dengan menggunakan persamaan yang dikemukakan oleh Stein. Dari perhitungan yang dilakukan dengan menggunakan persamaan Stein diperoleh laju alir kritis pasir ( $Q_z$ ) sebesar 39,65 bpd. Tujuan dilakukannya perhitungan terhadap laju kritis pasir ( $Q_z$ ) adalah untuk mengetahui *rate* produksi yang dapat menyebabkan ikut terproduksinya pasir bersamaan dengan fluida formasi. Pasir yang terproduksi sering menjadi masalah dalam kegiatan produksi minyak. Masalah yang ditimbulkan tidak hanya menyebabkan masalah teknis pada pompa yang digunakan, tetapi juga pada peralatan produksi lainnya seperti *flow line*, tangki dan *surface facility* lainnya. Untuk mencegah ikut terproduksikanya pasir, maka pada sumur KAS 273, laju produksi sumur tidak boleh melebihi laju alir kritis pasir ( $Q_z$ ) sebesar 39,65 bpd.

#### 4.5. Laju Produksi Optimal ( $Q_{opt}$ ) Sumur KAS 273

Laju produksi optimal adalah kondisi dimana fluida dapat mengalir kepermukaan sebesar 80% dari laju produksi maksimum. Dari hasil perhitungan diperoleh laju produksi optimal ( $Q_{opt}$ ) Sumur KAS 273 sebesar 32.39 bfpd. Jadi pompa PCP dirancang berdasarkan laju produksi optimal ( $Q_{opt}$ ) sumur tersebut. Setelah mengetahui harga laju alir kritis air ( $Q_c$ ) dan laju kritis pasir ( $Q_z$ ) di atas, laju produksi optimum harus lebih kecil dari kedua laju kritis tersebut. Laju produksi optimum ditetapkan 80% dari laju alir maksimum ( $Q_{maks}$ ) yaitu sebesar 32,39 bpd. Karena nilai laju alir optimum tersebut tidak melebihi laju aliran kritis air ( $Q_c$ ) dan laju aliran kritis pasir ( $Q_z$ ), maka masalah kepasiran dan *water coning* dapat diminimalisir pada Sumur KAS 273 Lapangan Kenali Asam, PT Pertamina EP Asset I Jambi.

**Tabel 3. Laju Alir Kritis, Qmaksimum dan Qoptimum**

Laju Alir	Nilai
Laju alir kritis air (Qc)	35,84 bpd
Laju Alir Kritis Pasir (Qz)	39,65 bpd
Laju alir maksimum (Qmaks)	40,49 bpd
Laju alir Optimum (Qopt)	32,39 bpd

#### 4.6. Analisa Kinerja PCP Pada Sumur KAS 273

Sumur KAS 273 Lapangan Kenali Asam merupakan salah satu sumur produksi yang terdapat pada Struktur Kenali Asam PT Pertamina Asset I Jambi. Sumur ini dibor secara directional dengan *total depth* (TD) sebesar 1857,17 ft, KOP (*Kick of Point*) pada 301,74 ft, ukuran tubing 2 7/8", rod string 7/8". KAS 273 mulai berproduksi untuk pertama kali pada tanggal 1 maret 1996 dengan menggunakan PCP tipe 40-N-95 Moyno. Berdasarkan perhitungan PCP *performance* maka dapat diperoleh parameter pompa yang meliputi, TDH (*total dynamic head*), tipe pompa dan elastomer, nilai RPM, *torque* maksimum, Motor Horse Power, *Electric motor size*, diameter *sheave*, *gear reducer sheave*, dan jenis *belt* yang digunakan pada *Progressive Cavity Pump* (PCP).

Sumur KAS 273 adalah sumur yang terletak pada kedalaman 1857,17 ft dari permukaan tanah dan tergolong pada sumur dangkal. Litologi pada lapisan sumur dangkal ini rata-rata didominasi oleh batu pasir sebagai reservoir minyak bumi di Lapangan Kenali Asam, Jambi. Masalah yang sering terjadi pada sumur produksi ini adalah masalah kepasiran dan kecenderungan mengair lebih cepat atau *water coning* yang sering dialami oleh Sumur KAS 273. Masalah yang kepasiran yang terjadi di lapangan terlihat dari kandungan *basic sediment* sebesar 0,25 % yang tergolong medium abrasif. Kepasiran yang terjadi pada sumur diakibatkan oleh beberapa faktor seperti derajat sementasi batuan, kandungan lempung formasi, kestabilan formasi dan kecepatan aliran kritis kepasiran. Dalam hal ini, untuk dapat mengurangi masalah kepasiran, kita harus mengkondisikan laju alir produksi dibawah nilai laju alir kritis pasir. Berdasarkan perhitungan nilai laju alir kritis pasir adalah sebesar 39,65 bpd.

Permasalahan lain yang terjadi pada Sumur KAS 273 adalah memiliki kecenderungan mengair lebih cepat atau *water coning*. *Water coning* disebabkan oleh naiknya air secara mengerucut ke zona perforasi sehingga mengakibatkan air yang terproduksi lebih banyak dan mengakibatkan produksi minyak menurun dari waktu ke waktu. Untuk mengatasi masalah tersebut kita dapat menghitung laju kritis air seperti perhitungan laju kritis air sebesar 35,84 bpd. Dengan mengetahui nilai laju alir kritis air maka kita mengkondisikan laju alir produksi tidak melebihi dari laju alir kritis air yang telah ditentukan. Sehingga masalah *water coning* dapat diminimalisir.

Pada saat penelitian dilapangan dilakukan evaluasi terhadap kondisi pompa terpasang. Pompa terpasang adalah jenis PCP 40-N-095 dengan kapasitas produksi Moyno 95 bbl per 100 rpm. Putaran yang dipakai untuk memproduksi fluida adalah sebesar 70 rpm dengan laju produksi sebesar 29,9 bbl. Setelah dilakukan evaluasi tersebut terdapat beberapa masalah teknis yang terjadi diantaranya adalah laju produksi yang tidak sesuai dengan putaran pompa. Putaran sebesar 70 rpm jika menggunakan pompa 40-N-095 akan menghasilkan laju produksi sebesar 66,5 bbl. Namun kondisi aktual dilapangan laju produksi tertinggi hanya sebesar 29,9 bbl. Hal itu mengindikasikan adanya masalah teknis yang terjadi pada pompa terpasang. Setelah dilakukan pengecekan terdapat kerusakan pada pada tubing. Tubing yang dipakai mengalami kebocoran karena *rotary rod centralizer* tidak berfungsi karena telah mengalami kerusakan sehingga terjadi gesekan langsung antara rod dengan tubing. Kondisi sumur yang kepasiran juga berpengaruh terhadap kinerja pompa yang mengakibatkan produksi menurun. Masalah lain yang terjadi adalah kerusakan pada rotor dan elastomer karena adanya gesekan yang terjadi didalam pompa yang mengakibatkan terjadinya abrasif pada stator dan elastomer. Stator dan elastomer yang rusak mengakibatkan produksi tidak optimal. Oleh karena itu, perlu dilakukan penggantian pada stator dan elastomer yang baru dan tubing diganti dengan ukuran yang sama dengan tubing yang telah rusak yaitu 2 7/8 inch, dan *rod centralizer* 7/8 inch.

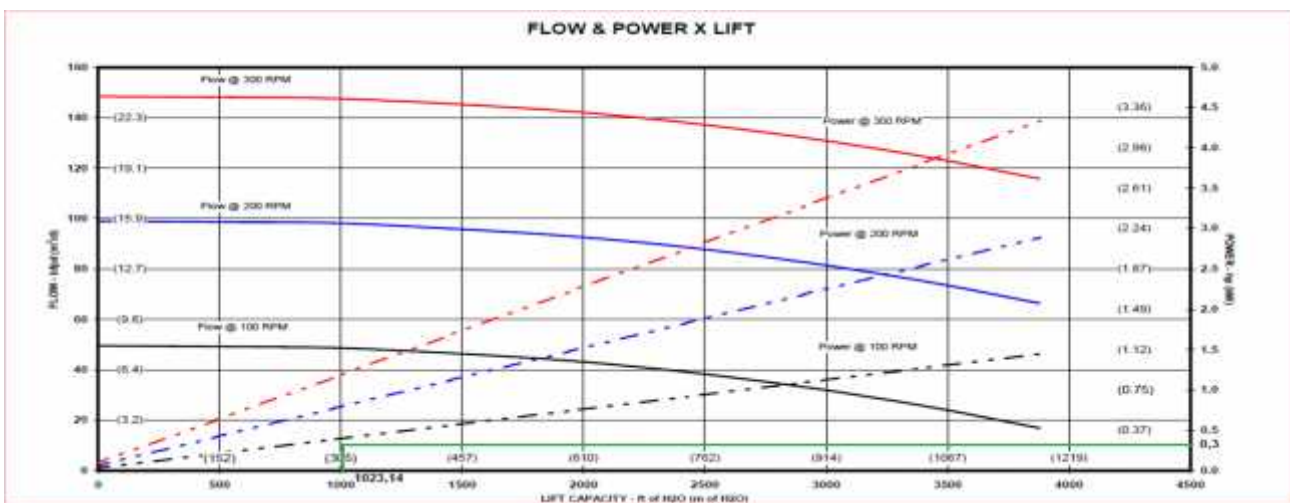
*Total dynamic head* adalah *head* yang diperlukan pompa untuk berproduksi pada laju alir yang ditetapkan atau dapat juga dikatakan bahwa *total dynamic head* merupakan tekanan alir *wellhead* dalam *feet* ditambah *friction loss* sepanjang pompa sampai *wellhead* kemudian ditambah dengan *effective lift*. *Effective lift depth* adalah kedalaman dimana pompa dapat dipasang sehingga berproduksi sepanjang laju alir yang ditetapkan. Nilai *total dynamic head* yang didapatkan berdasarkan perhitungan adalah sebesar 1023,14 ft.

**Tabel 4. Pemilihan Tipe Elastomer**

<i>Tipe Elastomer</i>	<b>Karakteristik Fluida</b>
1. <i>Type Medium High Arcylonitrite</i>	a. SG minyak < 30° API. b. Fluida dengan GOR rendah. c. Mengandung CO <sub>2</sub> . d. BHT 200°F (kondisi maximum).
2. <i>Type Ultra High Arcylonitrite</i>	a. SG minyak > 30° API. b. GLR 0 (kandungan gasnya kecil). c. BHT 200°F (kondisi maksimum).
3. <i>Very High Arcylonitrite</i>	a. Fluida dengan kandungan pasir yang tinggi. b. Fluida dengan kandungan asam diatas 1,5% dalam larutan. c. BHT 200°F (kondisi maksimum).

Pemilihan tipe pompa yang akan dipakai pada Sumur KAS 273 digunakan dengan memasukkan nilai *pumping fluid level* dan laju produksi ke dalam Tabel *Quick Selection Guide*. Berdasarkan *pumping fluid level* (980,8 ft) dan *production rate* (32,39 bpd) yang diharapkan maka dipilih pompa dari tipe pompa 10-N-025 yang didapatkan dari table *Quick Selection Guide*. Setelah dilakukan pengecekan di *Pump Shop* tempat penyediaan stok pompa, pompa dengan tipe 10-N-025 tidak tersedia di lapangan . Untuk itu dipilih alternatif dengan menggunakan tipe pompa yang tersedia dan sesuai dengan kondisi sumur, maka digunakan pompa dengan tipe 30-N-045. Maka kita dapat menggunakan pompa dengan ukuran ini untuk diaplikasikan di sumur KAS 273 Lapangan Kenali Asam PT Pertamina EP Asset 1 Jambi. Pemilihan elastomer dilakukan berdasarkan karakteristik fluida sumur produksi (Tabel 4) [8]. Berdasarkan *oil gravity* 19,5° API, *bottom hole temperature* 111,2° F, kandungan gas dan pasir dari fluida produksi maka dipilih RM-102 Elastomer (Stator) dan *chrome plated alloy steel* (rotor). RM-102 merupakan *Medium High Acrylonitrile* untuk diaplikasikan pada stator pompa.

Menentukan nilai RPM pompa dilakukan dengan memasukkan harga TDH (1023,14 ft) dan laju alir optimum (32,39) bbl/d) ke dalam *kurva performance* pompa 30-N-045 (Gambar 2) [9] yaitu dengan menarik garis vertikal dari nilai TDH (1023,14ft) sampai memotong garis 32,39 bbl. Dari ketentuan tersebut didapatkan nilai RPM pompa sebesar 72 RPM. Sumur KAS 273 adalah sumur *medium abrasive* dengan kandungan *basic sediment* sebesar 0,25 %. Untuk fluida dengan *medium abrasive* diizinkan mengoperasikan pompa sampai 300 rpm . Hal ini dilakukan agar pompa tidak melebihi RPM maksimum yang dibutuhkan, agar masalah *abrasive* tidak terjadi. Penentuan *horse power* juga menggunakan grafik *performance* pompa untuk model pompa 30-N-045. Untuk menentukan besar *horse power* yang diperlukan, ditarik garis vertikal dari *total head* 1023,14 ft sampai memotong garis kurva *HP* atau garis hitam putus-putus pada *kurva performance* pompa, untuk harga *RPM* 72 rpm. Dari titik potong tersebut ditarik garis horisontal ke kanan, kemudian dibaca harga *running HP* sebesar 0,45 hp . *Horse power* yang untuk *starting* sama dengan 1,5 kali *running HP* sehingga *horse power* yang dibutuhkan 0,68 hp.



**Gambar 2. Kurva Performance Pompa 30-N-045**



Tabel 5. Chart Pemilihan Aksesoris Pompa Moyno

RPM	RATIO	MOTOR SEAVE DIAMETER (inch)	GEAR REDUCER DIAMETER (inch)	BX BELT LENGTH	MOTOR HORSE POWER (Based on HP required for starting from performance curve)								
					15			20			25		
					BELTS	MOTOR BUSHING 1-7/8	GEAR REDUCER BUSHING 1-1/2	BELTS	MOTOR BUSHING 1-7/8	GEAR REDUCER BUSHING 1-1/2	BELTS	MOTOR BUSHING 2-1/8	GEAR REDUCER BUSHING 1-1/2
60	5.11	3.6	18.4	68									
77	4.00	4.6	18.4	75	5	SD	SF						
100	3.07	6.0	18.4	75	4	SD	SK						
123	2.49	7.4	18.4	75	3	SK	SK	3	SK	SK	4	SK	SF
149	2.06	5.6	13.6	68	3	SD	SK	4	SD	SK	5	SK	SF
178	1.77	7.0	12.4	60	3	SK	SK	4	SK	SK	4	SK	SF
198	1.55	8.0	12.4	68	2	SK	SK	3	SK	SK	4	SK	SK
223	1.38	8.0	11.0	60	3	SK	SK	3	SK	SK	4	SK	SK
250	1.23	7.0	8.6	55	3	SK	SK	4	SK	SK	4	SK	SK
269	1.14	7.0	8.0	55	3	SK	SK	4	SK	SK	4	SK	SK
282	1.09	8.6	9.4	60	2	SK	SK	3	SK	SK	3	SK	SK
307	1.00	9.4	9.4	60	2	SK	SK	3	SK	SK	3	SK	SK
331	0.93	8.6	8.0	55	3	SK	SK	3	SK	SK	4	SK	SK
359	0.85	11	9.4	68	2	SK	SK	3	SK	SK	3	SK	SK
392	0.78	11	8.6	60	2	SK	SK	3	SK	SK	3	SK	SK
424	0.72	11	8.0	60	3	SK	SK	3	SK	SK	4	SK	SK
445	0.69	13.6	9.4	68	2	SK	SK	3	SK	SK	3	SK	SK
476	0.65	12.4	8.0	68	2	SK	SK	3	SK	SK	4	SK	SK
503	0.61	15.4	9.4	75	2	SK	SK	3	SK	SK	3	SK	SK

Untuk menentukan ukuran motor elektrik minimum, dipilih *horse power* yang lebih besar antara *HP* yang diperoleh. *Electric Motor Size*. Elektrik motor yang digunakan yaitu 5 HP elektrik motor. Namun ukuran elektrik motor yang tersedia di *pump shop* yang paling kecil adalah 15 hp, untuk itu kita gunakan elektrik motor yang berkapasitas 15 hp.

Berdasarkan chart untuk pemilihan *drive head* dan *sucker rod* menunjukkan bahwa tipe *drive head* yang digunakan adalah DH-20 *Right Angle Drive*. Dengan memakai *chart* pemilihan aksesoris pompa Moyno (Tabel 5) [10] untuk DH-20 *Right Angle Drive* dengan putaran 72 rpm, diperoleh komponen *drive head* sebagai berikut :

- a. *Diameter meter sheave* : 4,6 inch
- b. *Gear reducer sheave* : 18,4 inch
- c. *Jenis belt* : BX Belt
- d. *Jumlah belt yang diperlukan* : 5

Untuk ukuran rod kita bisa menyesuaikan dengan ukuran rotor dimana ukuran rotor pompa tipe 30-N-045 adalah 7/8 inch, dengan demikian kita bisa menggunakan ukuran rod yang sama dengan ukuran rotor yaitu 7/8 inch.

## 5 KESIMPULAN

Kesimpulan yang dapat diambil dari hasil pembahasan yaitu :

1. Analisis kurva IPR dua fasa menurut metoda Vogel didapatkan laju produksi maksimum ( $Q_{maks}$ ) yang dicapai Sumur KAS 273 adalah sebesar 40,49 bpd. Untuk mencapai laju produksi optimum sebesar 80% dari laju maksimum sebesar 32,39 bpd, pada pwf 102,59 psi. Besarnya nilai laju alir kritis air 35,84 bpd dan laju kritis pasir sebesar 39,65 bpd.

2. Sumur KAS 273 memiliki potensi untuk berproduksi pada laju alir 32, 39 bpd. Sumur KAS 273 adalah sumur dengan *medium abrasive* hal itu terlihat dari kandungan *basic sediment* sebesar 0,25 %. Untuk itu penggunaan *Progressive Cavity Pump* (PCP) sangat cocok diaplikasikan pada sumur KAS 273 yang mampu bekerja optimal pada kondisi sumur kepasiran dari pada metoda *artificial lift* lainnya.
3. Permasalahan yang terjadi pada PCP Sumur KAS 273 adalah masalah kepasiran dan *water coning*. Masalah kepasiran yang terjadi pada Sumur KAS 273 mengakibatkan pompa terpasang yaitu pompa 40-N-095 mengalami kerusakan pada rotor, elastomer dan *rotary rod centralizer* yang diakibatkan oleh masalah pasir yang ikut terproduksi bersamaan dengan fluida dari dalam sumur. Sementara itu, *water coning* menyebabkan penurunan produksi minyak pada Sumur KAS 273.
4. Berdasarkan analisis kinerja dan perhitungan ulang, dilakukan penggantian pompa terpasang dengan tipe yang baru. Pompa yang dipilih untuk diaplikasikan sebagai pengganti pompa yang rusak pada Sumur KAS 273 adalah 30-N-045 dengan elastomer stator RM-20 *Medium High Arcylonitrile*, *drive head* dengan tipe DH 20 *Right Agle Drive*, dengan putaran sebesar 72 RPM dan menggunakan motor elektrik sebesar 15 HP.

## 6 UCAPAN TERIMA KASIH

Penyelesaian skripsi ini berjalan dibawah bimbingan bapak Prof.Ir.H. Machmud Hasjim, MME. dan bapak Ir. Ubaidillah Anwar Prabu, MS. selaku dosen jurusan Teknik Pertambangan Universitas Sriwijaya. Oleh sebab itu penulis mengucapkan terima kasih atas segala bimbingan, saran dan kritik selama pengerjaan skripsi ini. Penulis juga mengucapkan terima kasih kepada PT Pertamina EP Asset I Jambi yang telah mendukung pelaksanaan penelitian sehingga skripsi ini dapat diselesaikan dengan baik.

## DAFTAR PUSTAKA

- [1] Kermit E, Brown. (1977). *The Technology Of Artificial Lift Method*. Petroleum Publishing Co : USA.
- [2] Nelik, L. (2005). *Progressive Cavity Pump, Downhole Pumps and Mud Motor*. Gulf Publishing Company : Texas
- [3] Robbins dan Myers. (1989). *Moyno Down Hole Pump Manual*. Brosur Robbins and Myers Company: USA.
- [4] Pirson, S. (1963). *Well Log Analysis For Oil and Gas Formation Evaluation*. Prentice-Hill : USA
- [5] Stein, N dan Odeh Jones, L. (1974). *Estimating Maximum Sand Free Production Rate from Frieble Sans for Different Well Completion Geometries*. Gulf Publishing Company: Texas
- [6] Anonim. (2003). *Perencanaan dan Trouble Shooting Progressive Cavity Pum*. PT Pertamina - Manajemen Produksi Hulu: Jakarta.
- [7] K,J, Saveth dan S,T, Klein. (1998). *The Progressing Cavity Pump Principle and Capabilities*. SPE 18873.
- [8] Robbins dan Myers. (1989). *Material of Cavity Pump Construction Selection Tables*. Brosur Robbins and Myers Company : USA.
- [9] Robbins dan Myers. (1989). *Moyno Down Hole Pump Manual*. Brosur Robbins and Myers Company: USA
- [10] Robbins dan Myers. (1989). *Accessories Section - Belt Drive Selection Tables*. Brosur Robbins and Myers Company : USA.