

Optimasi Pompa pada *Dewatering* Sumur CBM

Oleh: **Gathuk Widiyanto¹⁾, Ego Syahrial²⁾**

Peneliti Pertama¹⁾, Pengkaji Teknologi²⁾, pada Pusat Penelitian dan Pengembangan Teknologi Minyak dan Gas Bumi "LEMIGAS"

Jl. Ciledug Raya Kav. 109, Cipulir, Kebayoran Lama, Jakarta Selatan 12230

Tromol Pos : 6022/KBYB-Jakarta 12120, Telepon : 62-21-7394422, Faksimile : 62-21-7246150

Teregistrasi I Tanggal 5 Maret 2010; Diterima setelah perbaikan tanggal 4 Mei 2010

Disetujui terbit tanggal: 31 Agustus 2010

S A R I

Pada umumnya lapisan batubara dijenuhi oleh air. Akibat dari tekanan air ini, gas metana tertahan di dalam lapisan batubara tersebut. Karenanya produksi gas metana batu bara tidak terlepas dari proses *dewatering* yaitu pengurasan air dari lapisan batubara dengan tujuan membantu lepasnya gas metana sehingga dapat diproduksi

Dewatering merupakan langkah penting dalam keberhasilan produksi CBM, sehingga optimasi pengangkatan buatan untuk *dewatering* sumur CBM menjadi sangat penting.

Pemilihan metode yang tidak sesuai dapat menyebabkan proses *dewatering* menjadi tidak efisien. Pemilihan ini harus didasarkan pada kondisi sumur, kondisi operasi dan *fluid properties*. Umumnya metode pengangkatan yang dipakai adalah *Sucker Rod Pump* (SRP), *Electric Submersible Pump* (ESP) dan *Progressive Cavity Pump* (PCP).

Penelitian ini dilakukan dengan studi literatur dan survei lapangan di Lapangan Rambutan yang telah dilakukan *dewatering* sejak tahun 2008 menggunakan pompa SRP.

Namun dengan studi literatur akan diketahui metode pengangkatan yang paling sesuai, seperti misalnya pompa PCP cocok untuk rate 2 BFPD sampai 2000 BFPD dan dapat beroperasi sampai kedalaman 4000 ft, disain anti *gas lock* karena tidak menggunakan *valve*.

Kata Kunci : Optimal, proses *dewatering*, pompa SRP, *coal bed methane*.

ABSTRACT

Generally coal seams are water saturated. The water pressure detains the methane gas in the coal seam. Therefore to produce the methane, the seam needs to be dewatered in order to decrease the water pressure.

Dewatering process is an important step in producing CBM. On the other hand most coal seam pressure are insufficient to produce the water naturally, therefore artificial lifting methods are required. The optimization of artificial method for CBM dewatering are the main objective of this study.

Improper selection of artificial lift method would cause inefficient dewatering process. Well condition, operating condition and fluid properties need to be taken into account in order to chose the suitable artificial lift method. The most commonly used artificial lifting methods are Sucker Rod Pump (SRP), Electric Submersible Pump (ESP) and Progressing Cavity Pump (PCP).

This research conducts a literature study and field survey on Rambutan CBM field. The rambutan field has start the dewatering proccess since 2008. There are five wells drilled and all of them are using SRP for the dewatering purpose.

Bottom hole pressure and liquid level of Rambutan wells were obtained by using acoustic survey that have been conducted.

A literature study on the application of artificial lift methods on CBM wells have been conducted. It reveals that the most suitable methods are PCP and SRP.

PCPs are applicable on wide range production rate, from 2 BFPD to 2000 BFPD, and also can be installed in deep wells up to 4000 ft. The pumping mechanism enables the pump to be installed without valve. As a result gas locked phenomena would never occur.

Key Word: *Optimization, Dewatering Process, Pumping Unit, Coal Bed Methane*

I. PENDAHULUAN

Pada umumnya lapisan batubara dijenuhi oleh air. Akibat dari tekanan air ini, gas metana tertahan di dalam lapisan batubara tersebut. Karenanya produksi gas metana batubara tidak terlepas dari proses *dewatering* yaitu pengurasan air dari lapisan batubara dengan tujuan membantu lepasnya gas metana sehingga dapat diproduksi.

Dalam proses *dewatering*, air tidak dapat mengalir secara natural, sehingga diperlukan metode pengangkatan buatan. Pada umumnya metode pengangkatan yang dipakai adalah dengan menggunakan pompa angguk (*Sucker Rod Pump*) atau PCP (*Progressive Cavity Pump*).

Waktu yang diperlukan sangat tergantung dari mekanisme dan kecepatan proses *dewatering* dan *discharge* dan *recharge aquifer* yang ada pada reservoir batubara tersebut. Selama ini mekanisme pengangkatan air atau *dewatering* dilakukan dengan menggunakan pompa. Oleh karena itu pemilihan, desain, perencanaan, dan operasi pompa sangat penting untuk keberhasilan proses *dewatering*. Di samping itu perlu juga secara rutin dilakukan pemeriksaan dan *testing* untuk optimasi pompa.

Penelitian ini didasarkan pada kajian literatur dan kasuistik lapangan di Lapangan CBM Rambutan, Muara Enim dengan menggunakan peralatan *Acoustic Well Sounder*.

II. LANDASAN TEORI

A. Karakteristik Reservoir CBM

Reservoir batubara atau *Coal Bed Methane* sangat berbeda dengan reservoir minyak pada umumnya. *Coalbed methane*, atau *coalbed gas*, adalah gas yang tersimpan karena *adsorpsi* dalam *micropore* batubara. Gas tersebut juga disebut dengan *sweet gas*, karena tidak ada kandungan H_2S .

Gas metana batubara tersimpan dalam batuan melalui proses yang disebut *adsorption*. Gas metana menempel pada *micropore* batubara (*matrix*). *Fracture* atau rekahan pada batubara (*cleats*) dapat juga berisi gas bebas atau gas yang tersaturasi oleh air. Sistem ini disebut dengan *Dual Porosity Reservoirs* seperti yang dapat dilihat pada Gambar 1.

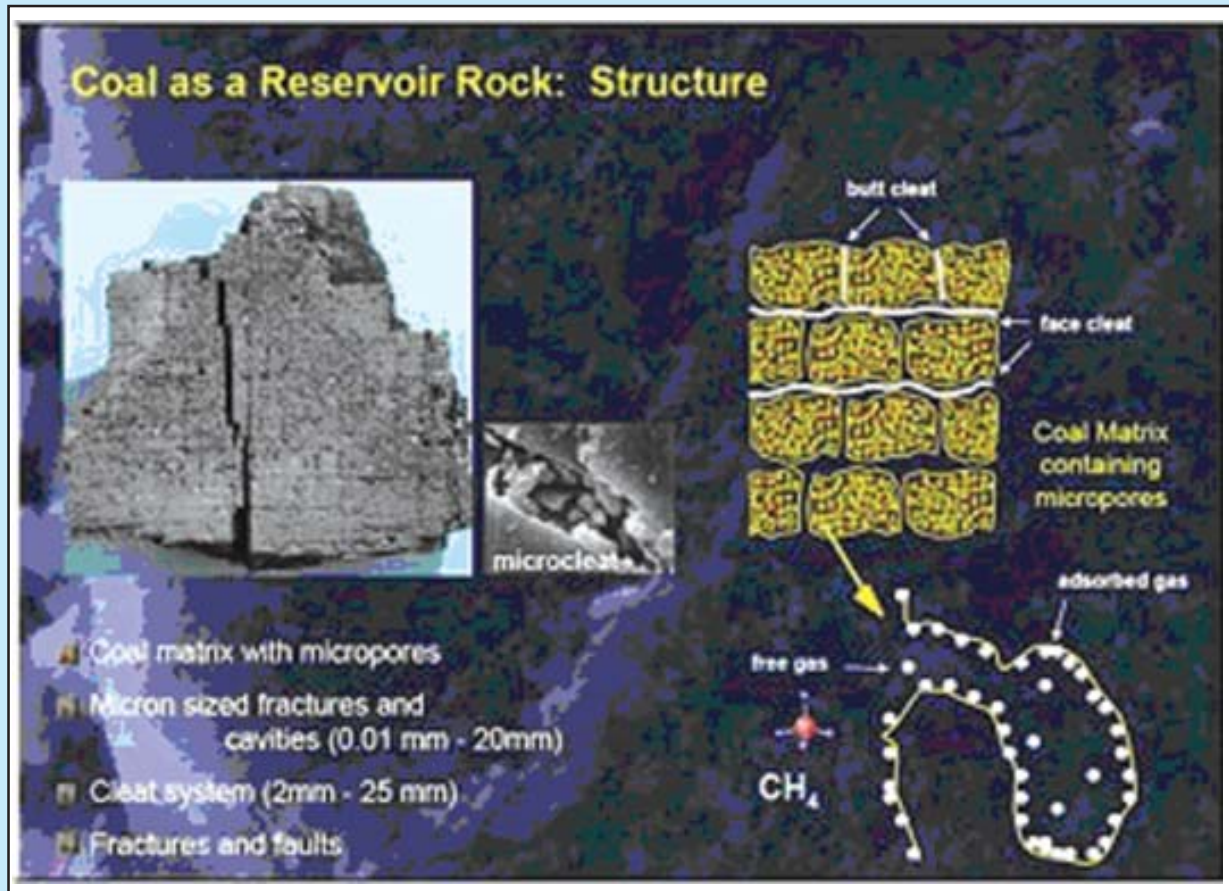
Batubara mempunyai kemampuan menampung gas yang lebih besar pada suatu kedalaman dibandingkan dengan reservoir konvensional pada kedalaman dan tekanan yang sama yaitu 3 sampai 4 kali kemampuan gas konvensional karena batubara mempunyai luas permukaan yang besar yaitu 2150 – 3150 ft^2/gr .

B. Karakteristik Produksi CBM

Kebanyakan sumur-sumur *Coal Bed Methane* di dunia mempunyai kedalaman yang dangkal, namun ada juga yang mempunyai kedalaman di atas 4000 ft. Biasanya lapisan batubara terdapat di kedalaman kurang dari 4000 ft, sehingga pengeboran untuk sumur-sumur CBM relatif lebih mudah.

Karakteristik batubara yang mempunyai potensi besar produksi CBM di antaranya adalah

1. Mempunyai kandungan gas tinggi, yakni dalam kisaran 15 m^3 sampai dengan 30 m^3
2. Mempunyai permeabilitas yang bagus, umumnya dalam kisaran 30 mD sampai 50 mD.
3. Mempunyai kedalaman kurang dari 1000 m atau 4000 ft. Tekanan pada lapisan yang lebih dalam biasanya terlalu tinggi untuk dapat membuat gas mengalir sekalipun *seam* telah selesai diproduksi airnya. Ini karena tekanan tinggi menyebabkan struktur *cleat* menutup, sehingga menyebabkan permeabilitas turun.
4. *Coal Rank* batubara adalah di *Bituminous*, akan tetapi tidak tertutup kemungkinan diproduksi dari batubara *Anthracite*.



Gambar 1
Sistem Reservoir *Dual Porosity* CBM

Dibutuhkan 3 tahapan dalam produksi CBM, yaitu (i) *dewatering stage*, di mana sejumlah besar air akan diproduksi bersama dengan sejumlah kecil CBM, (ii) *stable stage*, sebagai tahapan produksi stabil yang terjadi setelah pengurangan tekanan reservoir setelah tahap pertama dilakukan, di mana dalam tahap ini sejumlah gas yang diproduksi akan meningkat sedangkan jumlah air yang diproduksi akan menurun, dan (iii) *decline stage*, yaitu terjadi penurunan jumlah gas yang diproduksi serta produksi air yang tetap rendah.

Dewatering Stage menjadi penting karena biaya puncak operasi berada pada stage ini yang bisa memakan waktu 5 – 7 tahun tergantung proses *dewatering* dan sistem pengangkatannya.

C. Karakteristik Pompa

Salah satu bagian utama proses *dewatering* adalah sistem pengangkatan *fluida*. Ada tiga sistem

pengangkatan buatan yang akan diteliti dalam paper ini yaitu Pompa Angguk (*Sucker Rod Pump*), *Progressive Cavity Pump* (PCP) dan *Electric Submersible Pump* (ESP).

a. Pompa Angguk (*Sucker Rod Pump*)

Pompa yang ada di lapangan Rambutan saat ini adalah pompa angguk. Pompa angguk merupakan *positive displacement pump* karena memisahkan fluida kemudian mendesak fluida ke permukaan. Pompa angguk sangat populer di Indonesia karena berbagai alasan, yaitu:

- Biaya operasi rendah untuk sumur dangkal sampai medium (< 750 ft) dan produksi rendah (<400 BFPD).
- Fleksibel terhadap laju produksi dan untuk mengontrol laju produksi, kapasitas lubang isapnya cukup baik dengan tekanan differensial di bawah 25 psi asalkan tenggelam dan gas tidak banyak.

Hanya butuh diferensial tekanan 50 – 100 psig.

- *Cycle* baik, karena bisa *pump off* (fluida dapat terisap sampai kering).
- *Test* dan survei bisa dilakukan dengan mudah dan sederhana, fleksibilitas motor cukup baik untuk motor gas, bakar, diesel, dan listrik.

b. Progressive Cavity Pump (PCP)

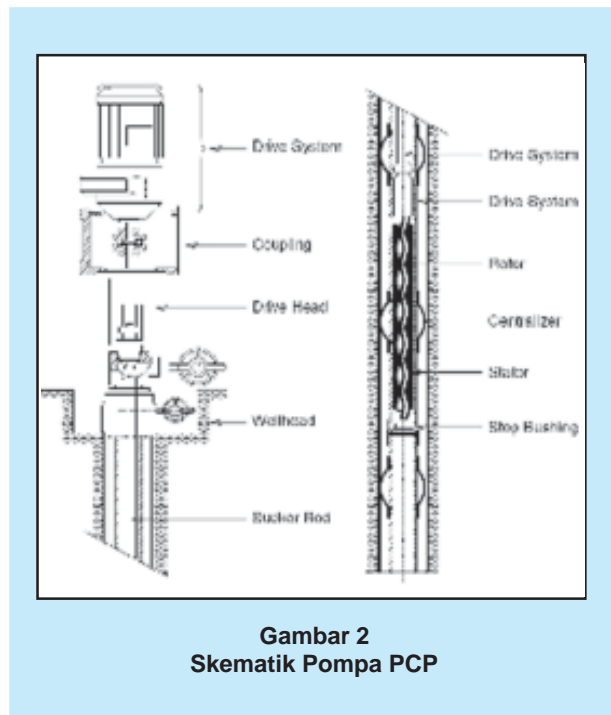
Prinsip pompa PCP adalah *progressing cavity* untuk diaplikasikan dalam berbagai kondisi. Pompa ini mampu memompa dengan laju alir 2 sampai 2000 BFPD. Kedalaman efektif pompa sampai 4000 ft dan dapat mengangkat minyak dengan *oil gravity* 5 sampai 50 °API. Prinsip pengoperasian *progressive cavity pump* memungkinkan pompa untuk mengangkat berbagai macam fluida termasuk di antaranya air. Selain itu tidak adanya katup-katup di dalam sumur (*internal valving*) menyebabkan tidak mungkin terjadi *gas lock* seperti pada pompa konvensional. Sistem *progressive cavity pump* juga tepat untuk sumur dengan problem kepasiran dan gas.

Pompa PCP merupakan salah satu *positive displacement pump* yang menggunakan *system rotating single helical rotor* yang diset di dalam *stator*. *Rotor* biasanya dibuat dengan konstruksi baja rod dengan *strength* tinggi dan dilapisi ganda dengan *chrome*. Sebagai rumah bagi rotor adalah stator, yaitu elastomer dengan konfigurasi *double helical* diset di dalam casing. Skematik diagram pompa PCP ditunjukkan dengan Gambar 2.

Pompa PCP umum dipakai di sumur-sumur CBM untuk tahap *dewatering*. Penggunaan pompa PCP dapat menurunkan biaya operasi dengan meningkatkan efisiensi operasi dengan menurunkan penggunaan energi. Kekurangan umum pada pompa PCP adalah *operating life*-nya pendek yaitu 2 – 5 tahun tergantung pemeliharannya. Pemilihan ukuran, tipe dan material serta disain yang tepat merupakan faktor utama keberhasilan penggunaan pompa PCP yang meliputi geometri pompa, *displacement*, *head* dan torsi yang sesuai dengan kebutuhan maksimal

c. Electric Submersible Pump (ESP)

ESP biasanya dipakai untuk laju produksi 200 - 2500 stb/hari, walaupun dapat digunakan untuk produksi sampai 95.000 stb/hari. Umumnya dipakai di sumur miring di daerah lepas pantai. Di daratan hanya dipakai untuk laju produksi tinggi yaitu di atas 2000 stb/hari.



Gambar 2
Skematik Pompa PCP

Pompa Listrik Tercelup (*Electric Submersible Pump*) terdiri dari pompa sentrifugal bertingkat banyak bersifat lebih fleksibel dibanding pompa angguk. Pompa ini dapat berproduksi sangat tinggi, dan dipasang untuk sumur yang lebih dalam dari pompa angguk serta dapat mengangkat fluida yang mengandung gas bebas dalam jumlah tertentu.

Pompa digerakkan oleh motor listrik yang berputar 3475 - 3500 rpm, 60 Hz untuk model Amerika Serikat atau 2900 – 2915 rpm, 50 Hz untuk model Eropa dengan motor listrik induksi sinkron kutub, 3 fase, berbentuk sangkar. Antara motor dan pompa terdapat *protector* atau *equilizer*, untuk menyamakan tekanan di dalam motor dengan sekelilingnya. Motor dilengkapi dengan minyak mineral agar tidak mengalirkan listrik dan memberi efek lubrikasi serta pendinginan. Pendinginan terutama didapat dari aliran cairan produksi. Selain *protector* di atas, kadang-kadang dapat dipakai gas separator untuk sumur yang menghasilkan banyak gas.

Laju produksi sangat menentukan jenis ESP yang dipilih karena ESP sangat sensitif terhadap laju aliran. Hanya kisaran laju produksi tertentu yang dapat ditangani oleh ESP ukuran tertentu pula. Laju produksi yang terlalu besar dibanding kemampuan ESP akan menyebabkan *up thrust* kerusakan terjadi pada bantalan (*washer*) atas. Sedangkan laju terlalu kecil

dari kapasitas ESP akan menyebabkan *down thrust* yang akan merusak bantalan bawah.

D. Metode Pemilihan Pompa

Perkembangan ilmu pengetahuan dan teknologi di industri perminyakan termasuk di antaranya dalam bidang *coal bed methane* telah memberikan beberapa alternatif pengangkatan buatan, antara lain yang telah di jelaskan di atas. Oleh karena itu muncul suatu pertanyaan dasar yang harus dijawab yaitu bagaimana menentukan metode pengangkatan buatan yang tepat untuk diterapkan di suatu lapangan. Untuk menjawab pertanyaan tersebut, beberapa faktor yang harus dipertimbangkan adalah lokasi lapangan apakah lapangan tersebut berada di darat (*onshore*) atau di lepas pantai (*offshore*), ketersediaan sumber tenaga listrik atau gas. Di samping itu perlu juga dipertimbangkan mengenai kondisi reservoir meliputi produktivitas sumur, kadar air, tekanan alir dasar sumur (P_{wf}) dan kondisi fluida yang meliputi viskositas dan kandungan pasir. Beberapa faktor lainnya adalah kondisi lubang sumur yang meliputi temperatur, kedalaman sumur dan kemiringan lubang bor, biaya investasi dan biaya operasi, prediksi kinerja sumur, produksi sumur dan problemnya yang meliputi korosi dan kepasiran.

E. Evaluasi Kinerja Pompa

Evaluasi kinerja pompa yang ada di Lapangan Rambutan dengan mempertimbangkan beberapa aspek berikut:

1. Beban meliputi beban maksimum, beban minimum, *load factor* baik untuk menara maupun batang pipa teratas, beban fluida serta torsi dan *counter balance* termasuk analisis apakah *gear box rating* terlampaui oleh torsi yang terukur.
2. Parameter pemompaan yaitu penghitungan parameter baik di permukaan maupun di bawah permukaan (SPM, panjang langkah, daya kuda, bentuk dinagraf, *pump fillage* serta *displacement* pompa yaitu kemampuan pompa mengangkat cairan secara teorietis).
3. Kondisi *valve* (katup) terdiri atas pengujian valve baik *standing* ataupun *traveling* dengan menganalisis beban pada *polished rod* apabila katup tersebut bekerja. Piranti lunak dapat menghitung berapa banyak kebocoran yang dihasilkan karena kerusakan katup tersebut,

namun angka tersebut sebaiknya dilihat sebagai angka relatif saja (bukan suatu nilai yang mutlak).

III. PROSES DEWATERING LAPANGAN RAMBUTAN

Sampai saat ini sudah ada lima (5) sumur *pilot project* CBM yang telah dibor di Lapangan Rambutan. Pompa angguk dan fasilitas produksi permukaan seperti tanki timbun dan separator telah di pasang pada kelima sumur CBM tersebut. Proses *dewatering* sumur lapangan Rambutan telah dimulai tahun 2008. Produksi air pada masing-masing sumur di tampilkan pada Tabel 1.

Produksi air dari sumur-sumur tersebut belum sesuai dengan yang diharapkan sehingga perlu optimasi pompa untuk percepatan proses produksi CBM.

Tabel 1
Laju Produksi Air Sumur

No	Nama Sumur	Rate (bbl/day)	Total Prod (bbl)
1	CBM#1	40	5800
2	CBM#2	-	17.9
3	CBM#3	1.5	240
4	CBM#4	5.6	880
5	CBM#5	1.4	212

IV. HASIL PENGUKURAN SUMUR

Pelaksanaan kajian optimasi pompa dilakukan dalam dua aspek yaitu:

- Kajian optimasi dengan pompa *existing* (pompa angguk).
- Kajian literatur dengan 3 sistem pompa (PCP, ESP, SRP).

A. Kajian dengan Pompa Existing Sumuran CBM Rambutan

Beberapa tes yang pernah dilakukan pada tahun 2008 di sumur CBM selain sonolog dan dynamometer adalah EMR survei pada setiap *seam* yang akan diproduksi. Hasil test sumur dengan menggunakan EMR dapat dilihat pada Tabel 2 di bawah ini.

Pengukuran sonolog pada tanggal 8 sampai dengan 10 Agustus 2009 dengan menggunakan peralatan *Acoustic Well Sounder* dilakukan untuk mengetahui *liquid level*, FBHP dan *pump intake pressure* seperti ditunjukkan pada Tabel 3. Kemudian dilanjutkan pengujian pompa dan *dynagraph* dengan menggunakan peralatan *dynamometer*. Pengukuran tidak dilakukan pada sumur CBM#2 karena *downhole equipment*-nya belum siap (Tabel 4).

Upaya optimasi dilakukan dengan melakukan pengujian sumur menggunakan peralatan sonolog dan *dynamometer*. Berdasarkan hasil pengukuran sonolog dan *dynamometer* yang dilakukan tanggal 8 sampai 10 Agustus 2009 maka dapat dilakukan analisis kemungkinan optimasi yang dapat dilakukan terhadap pompa yang ada

V. OPTIMASI POMPA UNTUK DEWATERING SUMUR CBM

A. Optimasi Dewatering dengan Pompa Existing

Dari data pengukuran sonolog sumur-sumur di atas dapat disimpulkan bahwa yang masih mempunyai

Tabel 2
Tekanan setiap Seam dengan
EMR Survey (2008)

Sumur	Lapisan	Int. lapisan (ft)	Pengujian	Hasil, psi
CBM # 3	Seam 2	1642 – 1670	EMR	276
CBM # 4	Seam 3	1804 – 1834	EMR	310
CBM # 5	Seam P	3048 – 3100	EMR	487

Tabel 3
Hasil Pengukuran Sonolog Sumuran

No	Nama Sumur	FBHP psig	Pump Intake psig	Casing Pres psig	Liquid Level ft	Pump Intake Depth ft	Form Depth ft	Eq. Gas Free Liquid (ft tvd)	% Liquid
1	CBM#1	223.8	217.4	2.6	1363.38	1986	2000	622	100
2	CBM#3	18.1	18.1	17	2646.95	1740	1718	-906	100
3	CBM#4	466.5	406.9	1.2	1726.84	2924	3055	1197	100
4	CBM#5	148.7	552	0.1	1300.08	2950.6	1718	1647	99

Tabel 4
Pengukuran *Dynamometer* Sumuran

Well Name	Test	Rem	Overlay Card	Traveling Valve	Standing Valve	Remarks
CBM#1	Dyno	OK	Kemungkinan pompa putus	Tidak bekerja	Tidak bekerja	Downhole failure
CBM#2	No					No downhole tools
CBM#3	No					LL di bawah intake
CBM#4	Dyno	Fail	Pompa kosong	No	No	Downhole failure
CBM#5	Dyno	Fail	Pompa kosong	No	No	Downhole failure

potensi untuk dapat dioptimasi produksi airnya adalah sumur CBM#1, CBM#4, CBM#5. Sedangkan sumur CBM#3 dengan liquid level di bawah *pump intake depth* tidak bisa dilakukan optimasi, kecuali apabila *input data* pada waktu pengukuran sonolog ada kesalahan

Pengukuran *dynamometer* dilakukan untuk mengetahui kinerja pompa dalam tahap *dewatering*. Berdasarkan hasil pengukuran pompa *existing* dengan *Acoustic Well Sounder* di lapangan Rambutan diperoleh hasil sebagai berikut:

Dari data hasil pengukuran di atas diketahui bahwa kondisi pompa *existing* semuanya tidak membawa cairan fluida ke permukaan. Dari tes visual produksi juga tidak terdapat air atau fluida yang terproduksi. Hanya sumur CBM#1 yang mempunyai kondisi pompa agak lebih baik dibanding keempat pompa lainnya karena rem masih dapat berfungsi sempurna, namun dari hasil tes *dynagraph* terlihat bahwa pompa tidak terisi cairan sehingga pompa bergerak ke atas tetap dalam keadaan kosong. Kemudian dilakukan pengujian *travelling valve* dan *standing valve* dan ternyata kedua *valve* tidak bekerja. Dari hasil ini dapat dianalisis bahwa ada kerusakan pompa bawah permukaan.

Pengukuran *dynamometer* tidak dilakukan pada CBM#3 karena berdasarkan hasil uji sonolog diketahui *liquid level* di bawah *pump intake*. Jadi dari hasil uji visual produksi sumur dengan pompa dihidupkan ternyata pompa tidak membawa cairan dari sumur.

Sumur CBM#4 dan CBM#5 dilakukan uji *dynagraph* dengan *overlay downhole card* kosong. Dari uji visual produksi sumur dalam kondisi pompa hidup juga tidak berproduksi. Pompa pada CBM#4 terjadi kerusakan sehingga menyebabkan kegagalan pada *downhole pump*, sedangkan pada CBM#5 dari *downhole card*nya terlihat problem *downhole pump*. Pengujian *travelling valve* dan *standing valve* batal dilakukan karena rem kedua pompa tidak berfungsi dengan baik.

Berdasarkan uji sonolog dan *dynagraph* kelima sumur CBM tersebut dapat di ketahui bahwa optimasi masih dapat dilakukan untuk sumur-sumur dengan *liquid level* tinggi dan mempunyai tekanan cukup yaitu sumur CBM#1, CBM#4, CBM#5 namun dengan melakukan perbaikan pompa terlebih dahulu. Perbaikan pompa dilakukan secara menyeluruh dari *surface* sampai *downhole equipment*. Setelah

pompa diperbaiki dan dites bisa berfungsi baik, kemudian dilakukan pemompaan sesuai dengan kondisi awal. Untuk sumur dengan tinggi *liquid level* sedang bisa dilakukan perubahan *pump intake depth* atau perubahan SPM sampai *pump off*. *Pump off* artinya pemompaan sampai batas terakhir kemampuan pasok sumur.

Khusus untuk CBM#3 perlu dilakukan pengukuran ulang sonolog dan *dynagraph* untuk verifikasi hasil yang telah ada, karena selama ini sumur CBM#3 menunjukkan potensi produksi CBM tinggi.

B. Optimasi Dewatering dengan Sistem Pompa Baru

Kajian literatur dilakukan dengan menggunakan data literatur dan kajian di tempat lain secara kuantitatif mengenai karakteristik sumur CBM dan karakteristik ketiga sistem pengangkatannya yaitu pompa Angguk (SRP), PCP, dan ESP.

C. Aspek Reservoir dan Produksi Sumur CBM

Sumur gas metana batubara secara umum mempunyai karakteristik sebagai berikut:

- Biasanya terdapat pada zona *bitumen* (batubara muda) dan pada kedalaman yang dangkal (< 4000 ft).
- Gas metana batubara terdapat pada *cleats* dalam *micropore* karena proses adsorpsi. Untuk memudahkan air dan gas mengalir biasanya dilakukan stimulasi dengan perekahan atau *hydraulic fracturing*.
- Lapisan batubara merupakan lapisan yang mudah runtuh, sehingga ada kemungkinan problem kepasiran dari debris batubara maupun sisa pasir perekahan.
- Pada beberapa kasus sumur CBM perlu dipasang *slotted liner* untuk mengurangi efek kepasiran baik dari debris maupun pasir sisa perekahan.
- Gas metana batubara merupakan *sweet gas* karena tidak mengandung H₂S.
- Diperlukan banyak sekali sumur untuk mencapai keekonomian .
- Sistem produksi gas metana batubara sangat unik, fase pertama adalah proses *dewatering*, yaitu produksi air yang tinggi dalam beberapa waktu dan berbarengan dengan munculnya gas dalam laju alir yang rendah menurunnya tekanan alir air

- Fase kedua adalah fase puncak, yaitu produksi gas stabil dan mencapai puncak produksi sedangkan laju alir air kecil. Selama fase yang kedua harga permeabilitas relatif air berkurang dan permeabilitas gas bertambah. Lama waktunya fase yang kedua ini bisa bertahun-tahun tergantung cadangan gas yang terkandung di *seam* batubara.
- Fase yang ketiga adalah fase *decline*, yaitu fase penurunan produksi gas.
- Sumur CBM adalah sumur yang memang untuk memproduksi gas walaupun pertama kali harus produksi air dahulu, untuk itu harus dibutuhkan sistem pengangkatan yang bebas problem gas.
- Khusus untuk sumur-sumur CBM di lapangan Rambutan laju alir air dalam proses *dewatering* relatif kecil yaitu 1.4 – 40 bbl/d, untuk itu diperlukan sistem pengangkatan yang tepat untuk optimasi *dewatering*.
- Umumnya lapisan batubara mempunyai tebal relatif lebih kecil dibanding reservoir migas < 30 m, sehingga dalam beberapa kasus dilakukan pemboran horisontal untuk mendapat daerah perforasi yang panjang.

D. Aspek Sistem Pengangkatan Buatan

Dalam melakukan penilaian terhadap ketiga jenis pompa didasarkan pada teknis peralatan, secara operasional, harga jual bekas, problem yang ada termasuk *trouble shooting* maupun secara

Tabel 5
Perbandingan masing-masing pompa

NO	ITEM PENILAIAN	METODE PENGANGKATAN		
		SRP	ESP	PCP
1	Harga*	USD 30,000*	USD 200,000	USD 26,000
2	Peralatan	v	-	v
3	Efisiensi	v	=	v
4	Fleksibilitas	v	-	v
5	Problem	-	-	v
6	Biaya Operasi	=	=	v
7	Limitasi Casing	-	-	v
8	Kedalaman	-	v	-
9	Pwf	v	-	v
10	Suara	-	v	v
11	Besar Alat	-	-	v
12	Fleksibilitas Motor	v	-	v
13	Survey	v	v	-
14	Testing	v	v	v
15	Cycle	v	-	v
16	Lubang Miring	-	v	-
17	Slim Hole	-	-	v
18	Pasir	-	-	v
19	Temperatur	v	-	-
20	Viskositas	v	=	-
21	Q>	=	v	-
22	Q<	=	-	v

*. Tergantung dari kapasitas dan dalam kisaran harga
Keterangan : v : disarankan; = : cukup; - : tidak disarankan

Tabel 6
Kesesuaian jenis pompa dan karakteristik sumur CBM

No	Karakteristik Sumur CBM	Kemampuan Pompa			Kesesuaian
		SRP	ESP	PCP	
1	Sumur Dangkal	V	-	V	SRP, ESP, PCP
2	Kepasiran	-	-	V	PCP
3	Rate (Q) <	=	-	V	PCP
4	Problem Gas	-	-	V	PCP
5	Slim Hole	-	-	V	PCP
6	Sumur Horisontal	-	V	-	ESP
7	Sumur Cluster (ukuran pompa)	-	=	V	PCP
8	Jmlh sumur banyak (harga pompa)	=	-	V	PCP
9	Cycle (rate kecil cycle kecil)	V	-	V	SRP, PCP
10	Biaya Operasi	=	=	V	srp, esp, PCP

keekonomian pada masing-masing pompa. Perbandingan SRP, ESP dan PCP ditampilkan dalam Tabel 5.

Dari tabel di atas dapat disimpulkan bahwa pompa PCP merupakan pompa yang paling sesuai dan paling banyak disarankan.

Dengan karakteristik sumur CBM seperti di atas perlu dilakukan kesesuaian karakteristik dengan sistem pengangkatannya, oleh karena itu secara kualitatif perlu penelitian yang lebih dalam lagi seperti pada Tabel 6 berikut.

Tabel di atas menunjukkan bahwa jenis pompa paling sesuai secara kualitatif untuk sumur gas metana batubara adalah pompa PCP.

Disarankan dalam penentuan pemilihan pompa hendaknya dilakukan analisa secara kuantitatif dan didesain secara terintegrasi sesuai dengan kemampuan pasok sumur dan sifat fisik serta kimia

fluida agar dicapai optimasi dalam proses *dewatering*.

VI. KESIMPULAN

1. Tiga (3) sumur yaitu CBM#1, CBM#4, CBM#5 menunjukkan *liquid level* masih tinggi sehingga optimasi masih bisa dilakukan dengan pompa *existing* dengan merubah operasional, perbaikan mekanis pompa dan *downhole pump setting*
2. Hanya pompa CBM#1 yang dapat dilakukan tes *valve*. Untuk pompa yang lain harus dilakukan perbaikan rem dan mekanisme pompa.
3. Dari hasil *test dynamometer* di CBM#1, pompa tidak membawa cairan. Terjadi problem atau kerusakan di *downhole pump*, sehingga tes *traveling valve* dan *standing valve* tidak terbaca.
4. Berdasarkan *card dynamometer* di sumur CBM#4 dan CBM#5, pompa tidak membawa

cairan, hal ini mungkin disebabkan masalah *downhole pump* seperti pompa di CBM#1

5. Disarankan perbaikan untuk pompa yang bermasalah baik *surface pump* maupun *downhole pump*, dan perubahan parameter bagi pompa yang *pump off*. Hal ini untuk memperbaiki kinerja pompa yang akan berakibat bagi umur pemakaian pompa (*pump life time*).
6. Berdasarkan analisis kuantitatif antara pompa angguk, pompa PCP, dan ESP ternyata pompa PCP merupakan pompa yang paling cocok dan optimum dengan kondisi sumur CBM dengan *rate* rendah, bebas problem gas dan efisiensi tinggi
7. Untuk pengembangan sumur selanjutnya agar dipertimbangkan penggunaan metode pengangkatan *Progressive Cavity Pump*.

KEPUSTAKAAN

1. Allen, T. O. and Roberts, A. P., 1993, *Production Operations Vol. 2: Well Completions, Workover & Stimulation*, fourth edition, OGCI.
2. Bambang Tjondrodiputro., 2006, *Teknik Produksi, Kursus Sertifikasi Ahli Teknik Perminyakan Indonesia*, LSIATMI, Bogor.
3. Brown, K., 1980, *Technology of Artificial Lift, Vol. 2a*, PennWell Publishing Co., Tulsa , Oklahoma.
4. CM. Boyer II and SR. Reeves (ICF-Lewin Energy), 1989, *A Strategy for Coal Bed Methane Production Development Part III : Production Operations*, Proceeding of the 1989 Coal Bed Methane Symposium, Tuscaloosa, Alabama.
5. David A. Simpson, James F. Lea, J.C. Cox, 2003, *Coal Bed Methane Production*, SPE Inc, Oklahoma.
6. Economides, M. Hill, A.D. and Ehlig-Economides, C. 1994, *Petroleum Production Systems*, Prentice Hall.
7. Peter Cockcroft, 2008 , *Coal Bed Methane In Indonesia*, Luncheon Talk Indonesian Petroleum Association (IPA), Jakarta.
8. Ratnayu Sitaresmi, Doddy Abdassah, Taufan Marhaendrajana dan Dedy Irawan, 2008, *Metode Peramalan Kelakuan dan Produksi Gas Metana Batubara Menggunakan Korelasi dari Data Produksi Aktual*, IATMI, Jakarta.
9. Supriyadi., Ir., Gathuk Widiyanto., ST., 2008, *Teknik Produksi Perminyakan*, Buku Ajar SMK, Direktorat Pendidikan Kejuruan, Depdiknas, Jakarta.
10. Turgey Ertekin.Dr, 2006, "Engineering of Coalbed Methane Engineering", Pennsylvania State University, CBM Course, Bandung.