

REAKTIVASI SUMUR IDLE CR-10 DALAM MENINGKATKAN PRODUKSI GAS SEBAGAI
 GAS FUEL DENGAN MENGANALISA DATA *MODIFIED ISOCHRONAL TEST* DAN
PRODUCTION FORECAST MENGGUNAKAN SIMULASI PROSPER DAN MBAL PADA
 LAPANGAN TGR

*REACTIVATION OF CR-10 IDLE WELL IN INCREASING GAS PRODUCTION
 AS GAS FUEL BY ANALYZING DATA OF MODIFIED ISOCHRONAL TEST AND FORECAST
 PRODUCTION USING PROSPER AND MBAL SIMULATION AT TGR FIELD*

Roni Alida¹⁾, K.A. Noviansyah²⁾, Cahaya Ramadhan³⁾

^{1,2,3)} Program Studi Teknik Eksplorasi Produksi Migas Politeknik Akamigas Palembang, 30257, Indonesia
 Corresponding Author E-mail: *roni@pap.ac.id*, *ian@pap.ac.id*, dan *cahyarmdhn15@gmail.com*

Abstract: Well CR-10 was a well that was needed to meet the needs of the gas engine. This well was firstly produced in ABF layer, so it was necessary to test the well to determine the well characteristics and to evaluate the calculation of reserves and forecasting gas production to determine the size of the reserves and the production capacity of Well CR-10. In the gas deliverability analysis at Well CR-10, the Modified Isochronal test was conducted obtaining the n price-0,8829043 and $C = 0,00004231690$ MSCFD/psia², then the AOF price could be determined at 3,86 MMSCFD. Next, IPR curves and TPR curves were made using the PROSPER simulator to find out how much optimum gas rate was required with a choke size of 32/64 in. The calculation of reserves was completed to calculate the amount of hydrocarbon in the reservoir, a value of 2,57 BSCF was obtained. Then to find out how long the gas well was capable of producing, it needed to be forecasted. From the results of the run program using the MBAL simulator, it could be seen that Well CR-10 was capable to producing for 7 years and 2 months with a total cumulative production (reserves) of 2,3402 BSCF and a recovery factor of 91,05%.

Keywords: Well Test, AOF, TPR, Reserves, Recovery Factor.

Abstrak: Sumur CR-10 merupakan sumur yang nantinya diperlukan untuk memenuhi kebutuhan gas engine. Sumur ini untuk pertama kali diproduksi pada Lapisan ABF, sehingga perlu dilakukan pengujian sumur untuk mengetahui karakteristik sumur serta perlu dilakukan evaluasi perhitungan cadangan dan peramalan produksi gas untuk mengetahui besar cadangan dan mengetahui kemampuan produksi dari Sumur CR-10. Dalam analisa Deliverability gas pada Sumur CR-10 dilakukan uji Modified Isochronal didapatkan harga $n = 0,8829043$ dan $C = 0,00004231690$ MSCFD/psia², kemudian dapat ditentukan harga AOF sebesar 3,86 MMSCFD. Selanjutnya, dilakukan pembuatan Kurva IPR dan Kurva TPR dengan menggunakan simulator PROSPER untuk melihat seberapa besar optimum gas rate yang dibutuhkan dengan ukuran choke 32/64in. Perhitungan cadangan dilakukan untuk menghitung jumlah hidrokarbon yang berada di reservoir, maka didapatkan nilai sebesar 2,57 BSCF. Kemudian untuk mengetahui berapa lama sumur gas mampu berproduksi maka perlu diramalkan. Dari hasil run program menggunakan simulator MBAL dapat diketahui bahwa Sumur CR-10 mampu berproduksi selama 7 tahun 2 bulan dengan total produksi kumulatif (cadangan) sebesar 2,3402 BSCF dan didapatkan recovery factor sebesar 91,05 %.

Kata kunci: Well Test, AOF, TPR, Reserves, Recovery Factor.

1. PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Gas alam adalah bahan bakar fosil yang seperti bahan bakar lainnya batubara dan minyak bumi, gas alam terbentuk dari tumbuhan, hewan dan mikroorganisme yang hidup jutaan tahun yang lalu (National Geographic, 2023). Gas alam berperan penting untuk memenuhi kebutuhan domestik khususnya di Indonesia. Hal ini ditunjukkan

adanya peningkatan penggunaan gas terhadap kebutuhan dan bahan baku industri maupun rumah tangga (Ditjen Migas, 2022).

Pada Lapangan TGR PT Pertamina Hulu Rokan Regional 1 Zona 4 Limau *Field* terjadi penurunan produksi gas yang dapat mengurangi suplai bahan bakar untuk *gas engine*. Penurunan suplai bahan bakar untuk pompa-pompa produksi dapat menyebabkan *Loss Production Opportunity (LPO)* untuk

memenuhi kebutuhan bahan bakar supaya produksi pada lapangan ini terus berjalan dengan baik. Kegiatan ini memerlukan tindakan seperti mencari kandidat sumur gas untuk memenuhi kebutuhan bahan bakar baik itu membuka sumur baru ataupun sumur bekas.

Pengujian sumur (*well testing*) merupakan kegiatan yang bertujuan untuk menentukan kemampuan suatu formasi untuk menghasilkan fluida formasi atau dengan kata lain untuk menentukan produktivitas suatu sumur. Hal ini bertujuan untuk menjaga stabilitas reservoir, meningkatkan nilai produksi gas, dan merencanakan pengembangan suatu lapangan gas sehingga perlu dilakukan evaluasi perhitungan cadangan untuk mengetahui besar cadangan Sumur CR-10.

Pada Sumur CR-10 diperlukan analisa terhadap kemampuan sumur berproduksi (*gas deliverability*) dengan melakukan *modified isochronal test* pada beberapa ukuran *choke* untuk menghasilkan laju produksi pada tekanan tertentu. Informasi penting yang diperoleh dari uji *deliverability* ini adalah *AOFP* (*Absolute Open Flow Potential*) sumur. *AOFP* adalah laju alir maksimum teoritis ketika tekanan aliran pada permukaan pasir adalah nol. Sementara untuk mengetahui perilaku reservoir berkaitan dengan peramalan produksi sumur digunakan simulator PROSPER dan MBAL.

1.2 Batasan Masalah

Dalam penelitian ini, Penulis hanya membahas mengenai potensi produksi Sumur CR-10 melalui MIT, analisa TPR melalui simulasi PROSPER, perhitungan cadangan dengan metode volumetrik dan peramalan produksi gas pada Sumur CR-10 melalui simulasi MBAL di Lapangan TGR.

1.3 Tujuan Penelitian

Tujuan dari penelitian ini antara lain:

1. Untuk mengetahui nilai *Absolute Open Flow Potential* (AOFP) dan potensi produksi pada Sumur CR-10 dengan melakukan analisa hasil *modified isochronal test* (MIT).

2. Untuk mengetahui ukuran *choke* yang efektif dan produksi gas menggunakan simulator PROSPER.
3. Untuk memperkirakan jumlah cadangan gas di tempat (IGIP) pada Sumur CR-10 dengan metode volumetrik.
4. Untuk meramalkan produksi Sumur CR-10 dengan menggunakan simulator MBAL.

1.4 Manfaat Penelitian

Manfaat dari penelitian ini adalah:

1. Dapat mengetahui nilai *Absolute Open Flow Potential* (AOFP) dan mengetahui potensi produksi sumur CR-10 dari analisa hasil *modified isochronal test* (MIT).
2. Dapat mengetahui ukuran *choke* efektif dan produksi gas menggunakan simulator PROSPER.
3. Dapat memperkirakan jumlah cadangan gas di tempat (IGIP) pada Sumur CR-10 dengan metode volumetrik.
4. Dapat meramalkan produksi Sumur CR-10 dengan menggunakan simulator MBAL.

2. TEORI DASAR

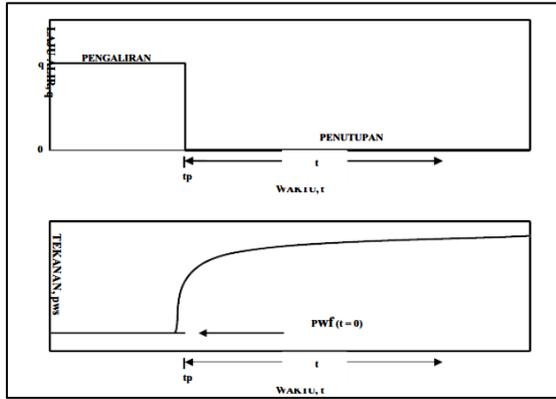
2.1 Pengujian Sumur (*Well Test*)

Well testing adalah metode untuk menentukan kemampuan suatu lapisan atau formasi untuk berproduksi. Ada berbagai macam *well testing* yang bisa dilakukan terhadap sumur, baik pada sumur produksi maupun sumur injeksi, diantaranya:

1. *Pressure build up test* (PBU),
 2. *Pressure drawdown test* (PDD),
 3. *Fall off test*,
 4. *Isochronal test*, dan
 5. *Modified isochronal test*.
- a. *Pressure Build Up Test* (PBU)

Uji PBU adalah suatu pengujian tekanan yang paling umum dan paling sering digunakan. Pada dasarnya, pengujian ini dilakukan dengan cara memproduksi sumur dengan laju alir yang konstan pada suatu waktu tertentu dan kemudian sumur ditutup (biasanya pada permukaan), yang memungkinkan / mengakibatkan tekanan naik pada *wellbore*. Kenaikan tekanan ini kemudian direkam dan dilihat terhadap fungsi waktu. Dari hasil uji PBU, didapat data-data reservoir seperti:

1. Permeabilitas formasi (k),
2. Tekanan reservoir (P_r),
3. Kerusakan/perbaikan formasi atau skin (s), dan
4. Batas dan bentuk reservoir.



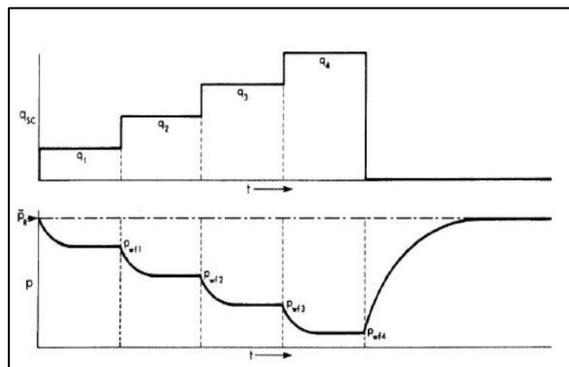
Gambar 2.1 Grafik Laju Alir Ideal dan Tekanan PBU

b. Uji Deliverability pada Sumur Gas

Uji *deliverability* merupakan suatu uji sumur yang umum digunakan untuk menentukan produktivitas sumur gas. Pengujian ini terdiri dari tiga atau lebih aliran dengan laju alir dan tekanan serta data-data lain yang dicatat sebagai fungsi dari waktu (Faskanata R.G. Tampubolon, 2023).

c. Flow After Flow Test (Back Pressure Test)

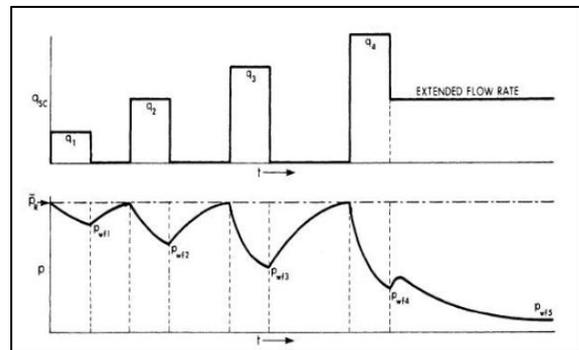
Metode ini dilakukan dengan memproduksi beberapa laju alir produksi hingga mencapai laju alir yang stabil pada setiap aliran dan tekanan pada *sandface* stabil. Pada setiap laju alir yang berbeda dilakukan dengan atau tanpa periode penutupan yang sangat cepat.



Gambar 2.2 Diagram Laju Produksi dan Tekanan dari *Back Pressure Test*

d. Isochronal Test

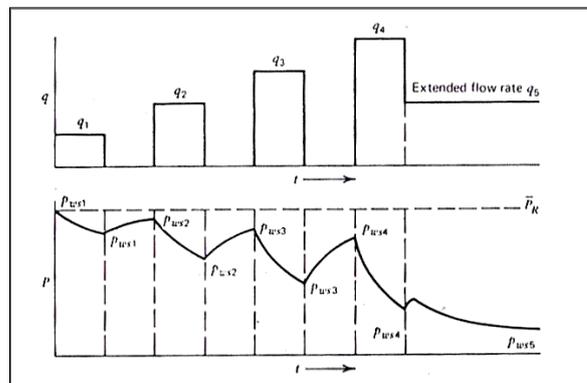
Uji *isochronal* adalah suatu cara untuk menentukan kapasitas produksi dari suatu sumur gas pada setiap tekanan dasar sumur dan tekanan formasi yang diketahui. Uji *isochronal* dilakukan dengan cara membuka dan menutup secara bergantian dalam periode waktu tertentu. Lamanya periode waktu membuka sumur setiap periode adalah sama dengan waktu menutup sumur dimana reservoir harus mencapai kondisi tekanan reservoir rata-rata. Sehingga waktu menutup sumur memiliki waktu yang berbeda-beda.



Gambar 2.3 Diagram Laju Produksi dan Tekanan Dari *Isochronal Test*

e. Modified Isochronal Test

Pada tahun 1959 Katz dkk., memperkenalkan metode *Modified Isochronal test*. Bila dalam *isochronal test* lamanya waktu penutupan sumur umumnya tidak seragam dan tidak singkat karena harus mencapai kondisi kesetimbangan statik, maka dalam *modified isochronal test* ini lamanya waktu penutupan sumur diambil sebesar waktu alirannya.



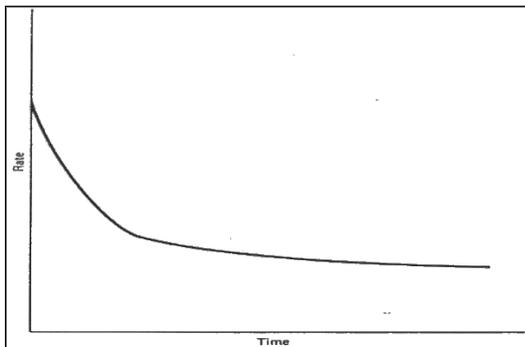
Gambar 2.4 Diagram Tekanan dan Laju Produksi Selama MIT

2.2 Metode Analisa Data Hasil Uji Deliverability

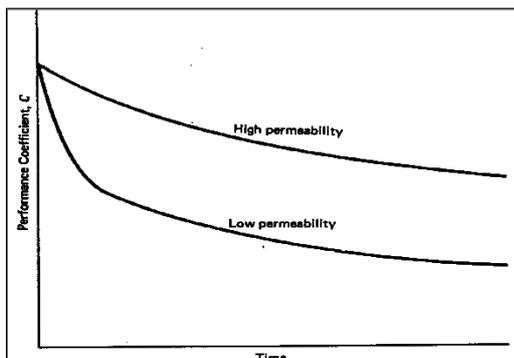
Metode analisa Rawlins - Schellhardt merupakan metode yang sering digunakan untuk menentukan kinerja produksi sumur gas. Garis lurus yang didapat dari plot antara $(P_r^2 - P_{wf}^2)$ vs q_{sc} pada kertas log-log merupakan kinerja sumur yang sebenarnya (Faskanata Tampubolon, 2023).

2.3 Koefisien C dan Eksponen n

Sumur gas yang memiliki permeabilitas tinggi yang stabil secara berulang-ulang, nilai C tidak mengalami perubahan yang begitu berarti terhadap waktu. Oleh karena itu, kurva *back-pressure* awal dapat digunakan sebagai pendekatan kapasitas aliran selama sumur masih berproduksi. Pada umumnya, nilai eksponen n berkisar dari 0,5 – 1,0. Sumur gas dengan permeabilitas rendah pada umumnya menghasilkan kurva tekanan alir dasar sumur dengan nilai n mendekati 1,0, sedangkan gas dengan permeabilitas yang tinggi akan menghasilkan nilai n mendekati 0,5.



Gambar 2.5 Penurunan Laju Alir terhadap Waktu



Gambar 2.6 Perubahan Koefisien C terhadap Waktu

2.4 Inflow Performance Relationship (IPR)

Inflow Performance Relationship (IPR) suatu sumur adalah hubungan antara laju produksi dan tekanan dasar lubang yang mengalir. Untuk sumur minyak, sering diasumsikan bahwa laju aliran fluida sebanding dengan perbedaan antara tekanan reservoir dan tekanan lubang sumur. Asumsi ini mengarah pada hubungan garis lurus yang dapat diturunkan dari hukum *Darcy* untuk aliran keadaan diam dari fluida satu fasa tak termampatkan dan disebut *productivity index* (PI). Namun, asumsi ini hanya berlaku di atas tekanan *bubble point* (A. Jahanbani dan S.R. Shadizadeh, 2009).

2.5 Cadangan (Reserve)

Cadangan (*reserves*) adalah perkiraan volume gas, kondensat, gas alam, *natural gas liquids* dan substansi lain yang berkaitan yang secara komersial dapat diambil dari jumlah yang terakumulasi di reservoir dengan metode operasi yang ada dengan kondisi ekonomi dan atas dasar regulasi pemerintah saat itu. Perkiraan cadangan didasarkan atas interpretasi data geologi dan / atau *engineering* yang tersedia pada saat itu. Cadangan biasanya direvisi begitu reservoir diproduksi seiring bertambahnya data geologi dan / atau *engineering* yang diperoleh atau karena perubahan kondisi ekonomi.

Untuk menghitung *initial gas in place* (IGIP) dari suatu reservoir mula-mula, dapat dihitung secara volumetris. Persaman *gas in place* tersebut adalah:

$$IGIP = \frac{43560 \times A \times h \times \Phi \times (1 - S_{wi})}{B_{gi}}$$

Dimana:

IGIP = *initial gas in place* (BSCF)

A = luas area (acre)

h = ketebalan (ft)

Φ = porositas (fraksi)

S_{wi} = saturasi air mula-mula (fraksi)

B_{gi} = faktor volume formasi gas mula-mula (cuft/SCF)

2.6 Forecast Produksi

Untuk mengetahui kapan sumur gas mampu berproduksi maka perlu diramalkan. Dalam lapangan, peramalan dapat dilakukan secara manual maupun dengan simulasi.

Karena perkembangan teknologi, maka dalam studi ini digunakan program simulasi, yaitu MBAL untuk melakukan peramalan perilaku reservoir sumur.

Dari hasil *forecast* produksi dengan menggunakan simulator MBAL akan diperoleh nilai *cumulative gas production* dimana nilai ini sama dengan nilai *Estimated Ultimate Recovery* (EUR) serta diperoleh pula nilai *recovery factor* (RF), dapat ditulis dengan persamaan berikut:

$$RF = \frac{CGP}{IGIP}$$

Dimana:

RF = *recovery factor* (%)

CGP = *Cummulative gas production* (BSCF)

IGIP = *initial gas in place* (BSCF)

3. METODOLOGI PENELITIAN

3.1 Jenis Penelitian

Penelitian ini merupakan penelitian penelitian kuantitatif.

3.2 Tempat dan Waktu Penelitian

Penelitian ini dilaksanakan di Fungsi *Operation Production* PT Pertamina Hulu Rokan Regional 1 Zona 4 yang berlangsung pada tanggal 06 Maret s.d. 06 April 2023 dengan ruang lingkup, yaitu PT Pertamina Hulu Rokan Regional 1 Zona 4, yang berlokasi di Jalan Jend. Sudirman No. 3 Kelurahan Muntang Tapus, Prabumulih Barat, Kota Prabumulih, Propinsi Sumatera Selatan.

3.3 Pengumpulan Data

Dalam mendapatkan data-data yang berhubungan dengan objek yang diteliti, Penulis menggunakan beberapa teknik pengumpulan data yang mencakup:

1. Studi literatur,
2. Diskusi dan wawancara

3.4 Tahap Pengolahan Data

Data-data yang telah diperoleh dari lapangan maupun berbagai sumber lainnya kemudian dilakukan pengolahan data. Tahapan pengolahan data yang dilakukan untuk penentuan cadangan dan peramalan produksi, yaitu:

1. Menentukan nilai AOFPP dengan perhitungan manual dan *software* PROSPER.

$$AOFPP = C x (Pws^2)^n$$

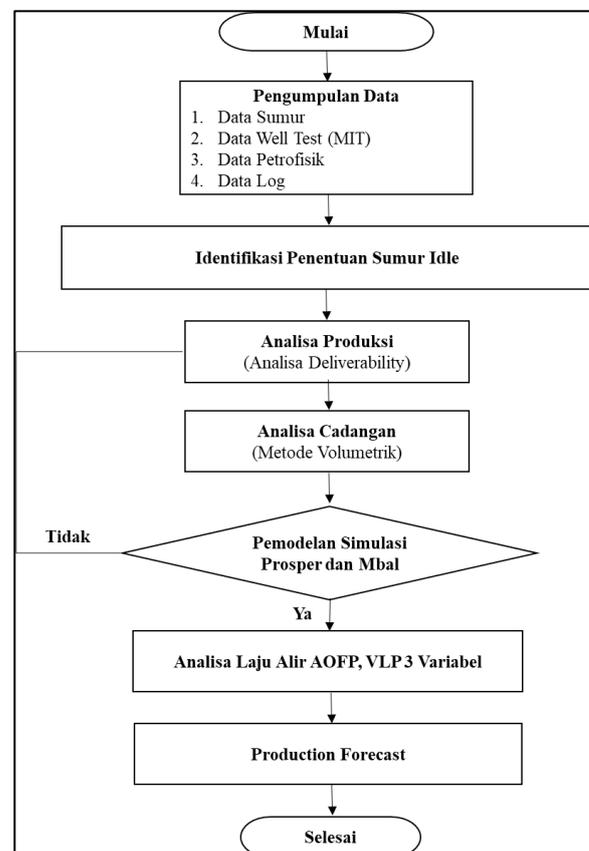
2. Penentuan *initial gas in place* (IGIP) berdasarkan data volumetrik.

$$IGIP = \frac{43560 \times A \times h \times \Phi \times (1 - S_{wi})}{B_{gi}}$$

3. Pemodelan sumur dengan *software* PROSPER untuk mengetahui ukuran *choke* dan kemampuan produksi sumur.
4. Penentuan *forecast* produksi sumur dengan *Software* MBAL.
5. Penentuan nilai *recovery factor*.

3.5 Bagan Alir Penelitian

Penelitian ini dapat mengikuti bagan alir berikut ini.



Gambar 3.1 Diagram Alir Penelitian

4. HASIL DAN PEMBAHASAN

4.1 Identifikasi Penentuan Sumur CR-10

Dari data log dan RMS pada Sumur CR-10 didapatkan analisa *cross plot* antara RMS dengan *property log* (resistivitas). Semakin besar nilai resistivitas semakin besar kemungkinan mendapatkan gas. Hal ini berbanding lurus dengan nilai RMS, semakin

besar nilai RMS *amplitude (bright)* kemungkinan semakin besar untuk mendapatkan potential gas. Dari *cross plot* data log Sumur CR-10 menunjukkan adanya *cut off* antara gas dengan *liquid* untuk RMS sebesar 13. Artinya RMS yang mempunyai nilai di atas 13 terbukti menghasilkan gas berdasarkan *cross plot* tersebut.

4.2 Evaluasi Data Sumur CR-10

Data properti sumur yang digunakan untuk mengetahui identitas dari Sumur CR-10 dapat dilihat pada **Tabel 4.1**.

Tabel 4.1 Data Properti Sumur CR-10

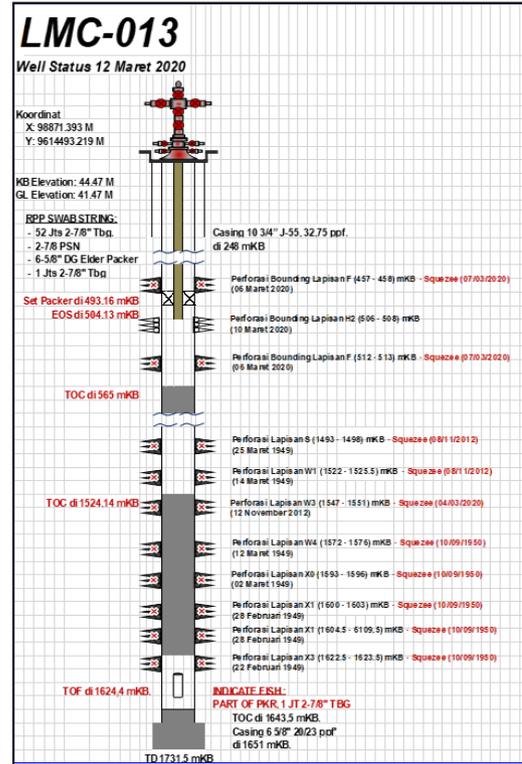
Parameter	Nilai	Satuan
Nama Sumur	CR-10	
Tipe Sumur	Vertikal	
Kedalaman Sumur	1.731,5 (5.807,7428)	m (ft)
Kedalaman Perforasi	506 – 508	m
Tubing ID	3,5	inch
Temperatur Reservoir	130,30	Fahrenheit

Kemudian data parameter lainnya yang berhubungan dengan sifat dari gas pada Sumur CR-10, meliputi tekanan reservoir, *gas gravity*, *gas rate*, dan lain-lain dapat dilihat pada **Tabel 4.2**.

Tabel 4.2 Data Parameter Sumur CR-10

Parameter	Nilai	Satuan
Tekanan Reservoir	650	psig
Gas Gravity	0,785	
Separator Pressure	35	Psig
Gas Rate	3,209	MMSCFD
Condensate Rate	0	STB
Water Rate	0	STB
Condensate t Gas Ratio	0	STB/MMSCFD
Condensate Gravity	0	API
Water to Gas Ratio	0	STB/MMSCFD
Water Salinity	0	ppm
Porosity	20	%
Water Saturation	0,4	%

Secara *layout* sumur ini memiliki kedalaman perforasi di 506 m – 508 m, data *mechanical status* dari Sumur CR-10 dapat dilihat pada Gambar 4.2.



Gambar 4.1 Well Diagram Sumur CR-10

4.3 Analisa Hasil Bottom Hole Pressure Pada Sumur CR-10

Bottom hole pressure (BHP) adalah pengukuran tekanan dasar sumur, dan temperatur sumur dengan alat *memory gauge*. BHP *survey* dalam operasinya terbagi menjadi dua, yaitu *static bottom hole pressure* (SBHP) dan *flowing bottom hole pressure* (FBHP).

4.4 Analisa Tekanan Dasar Alir (FBHP)

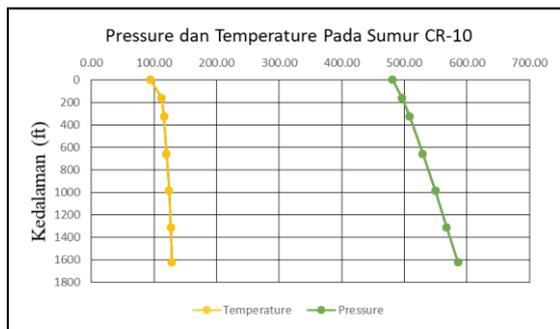
Data tabel 4.3 menunjukkan tekanan, temperatur, gradien tekanan dan gradien temperatur dimana gradien tekanan dapat menentukan kandungan fluida apa saja yang berada di dalam Sumur CR-10 dalam keadaan *flowing*.

Berdasarkan parameter gradien tekanan, fasa air berada pada nilai 1,42 psi/ft, fasa minyak 1 psi/ft dan fasa gas 0,3 psi/ft (gas). Dari tabel 4.3, maka dapat dilihat bahwa nilai gradien tekanan dasar alir menunjukkan angka 0,00 – 0,059 psia/ft menunjukkan bahwa sumur tersebut mengandung gas. Untuk lebih merepresentasikannya, maka dibuat grafik perbandingan antara tekanan dan kedalaman yang apabila menunjukkan grafik berbentuk garis yang lurus. Garis lurus ini

mengidentifikasi adanya kandungan gas, di bawah ini adalah grafik perbandingan antara tekanan dan temperatur terhadap kedalaman.

Tabel 4.3 Gradien Tekanan Dasar Alir

Dalam Ukur (MMD)	Dalam Ukur (MTVD)	Tekanan (psia)	Temp. (°F)	Gradien	
				Tekanan (psia/ft)	Temp. (°F/ft)
0	0	481,29	94,55	-	-
164	164	496,42	111,84	0,092	0,105
328	328	508,41	115,90	0,073	0,025
656	656	529,26	119,84	0,064	0,012
984	984	549,82	123,90	0,0363	0,012
1.312	1.312	567,84	126,93	0,055	0,009
1.617	1.617	585,73	128,73	0,059	0,006



Gambar 4.2 Grafik Pressure vs Depth dan Temperature vs Depth FBHP

4.5 Analisa Hasil Modified Isochronal Test Pada Sumur CR-10

Uji deliverabilitas yang dilakukan pada Sumur CR-10 adalah *modified isochronal test*. Langkah pertama yang dilakukan adalah dengan cara menginput data dari hasil alat ukur EMR (*Electric Memory Recorder*).

Tabel 4.4 Hasil MIT Pada Sumur CR-10

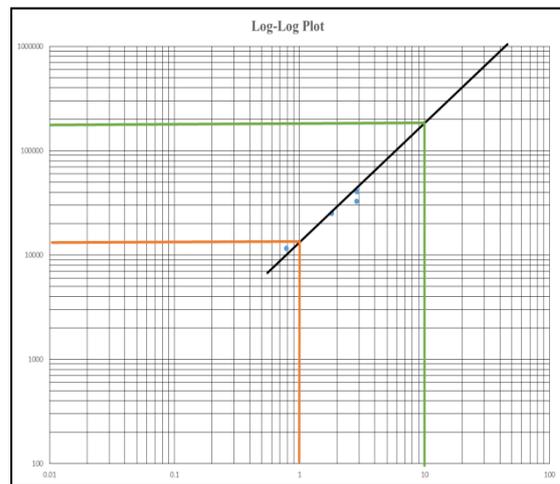
Duration (hours)	Job (sequence)	Bean Size (inch)	Qgas (MMSCFD)	Pressure (psia)
1	Shut (PBU)	40/64"	-	644,510
6	Open	16/64"	0,79	635,492
6	Shut	-	-	644,847
6	Open	24/64"	1,81	625,162
6	Shut	-	-	645,112
6	Open	32/64"	2,856	619,415
6	Shut	-	-	645,506
6	Open	40/64"	3,686	627,492
12	Extended	32/64"	2,879	613,250

Dari tabel data hasil MIT digunakan untuk menentukan nilai $P_{ws}^2 - P_{wf}^2$. Berikut ini merupakan nilai $P_{ws}^2 - P_{wf}^2$ yang didapat dari tabel hasil MIT seperti pada tabel 4.5.

Tabel 4.5 Data $P_{ws}^2 - P_{wf}^2$

t (jam)	Qgas (MMSCFD)	Pws (psia)	Pwf (psia)	$P_{ws}^2 - P_{wf}^2$ (psia ²)
6	0,79	644,510	635,492	11.543,058
6	0,79	644,510	635,492	11.543,058
6	1,81	644,847	625,162	25.000,127
6	2,856	645,112	619,415	32.494,550

Dari data yang ada pada tabel dapat digunakan untuk membuat sebuah grafik log-log plot dengan tujuan mendapatkan nilai *slope*



Gambar 4.3 Grafik log-log Plot

Pada grafik *log-log plot* didapat hasil, yaitu nilai P_1 dan P_2 ini yang akan membantu mendapatkan hasil nilai n , C dan AOF. Untuk mendapatkan nilai tersebut dapat dilakukan perhitungan sebagai berikut:

1. Menentukan nilai n

$$P_1 = 190.000$$

$$P_2 = 14.000$$

$$n = \frac{\log(10) - \log(1)}{\log(P_1) - \log(P_2)}$$

$$= \frac{\log(10) - \log(1)}{\log(190.000) - \log(14.000)}$$

$$= 0,8829043$$

2. Menentukan nilai C

$$C = \frac{X}{Y^n}$$

$$= \frac{3,686 \text{ MMSCFD}}{(627,492 \text{ psia})^{0,8829043}}$$

$$= 0,00004231690$$

3. Menentukan nilai AOFPP

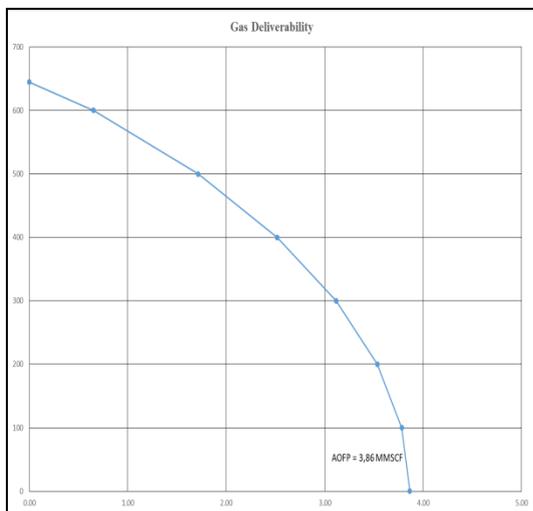
$$\begin{aligned} \text{AOFPP} &= C \times (P_{ws}^2)^n \\ &= 0,00004231690 \times ((644,510 \text{ psia})^2)^{0,8829043} \\ &= 3,86 \text{ MMSCFD} \end{aligned}$$

Setelah dilakukan perhitungan dari langkah-langkah di atas, maka dapat dibuat sebuah tabel yang datanya dapat digunakan untuk membuat grafik *gas deliverability* yang bertujuan untuk mendapatkan nilai AOFPP sebagai perbandingan dari hasil perhitungan.

Tabel 4.6 Gas Deliverability

P _{ws} (psia)	Q _{gas} (MMSCFD)
644,510	0,00
600	0,65
500	1,71
400	2,52
300	3,11
200	3,53
100	3,78
0	3,86

Grafik *gas deliverability* dapat dibuat dengan melakukan *plot* antara data q_{gas} terhadap data P_{wf} sehingga menghasilkan garis yang menyatakan nilai AOFPP.



Gambar 4.4 Grafik *Gas Deliverability*

4.6 Estimasi Nilai Initial Gas In Place (IGIP) Berdasarkan Data Volumetrik

Initial gas in place (IGIP) atau G merupakan estimasi jumlah total hidrokarbon mula-mula yang terperangkap dalam reservoir, baik yang bisa diproduksi maupun yang tidak dapat diproduksi.

Data reservoir pada Sumur CR-10 yang digunakan dalam penentuan IGIP adalah:

- Menentukan nilai luas area (A)
Berikut perhitungan untuk luas area (A) dari Sumur CR-10 antara lain:

$$\begin{aligned} R_i &= 944 \text{ m} \\ R_e &= 1,5 \times R_i \\ &= 1,5 \times 944 \text{ m} \\ &= 1416 \text{ m} \\ A &= \pi r^2 \\ &= \pi \times (1416 \text{ m})^2 \\ &= 6.295.875,84 \text{ m}^2 \\ A &= 6.295.875,84 \text{ m}^2 \times 0,000247 \text{ acre/m}^2 \\ &= 1555,08 \text{ acre} \end{aligned}$$

- Menentukan nilai ketebalan, porositas dan saturasi air.

Nilai- nilai tersebut dapat dilihat pada data petrofisik dari Sumur CR-10, dimana ketebalan lapisan setebal 2 meter, porositas sebesar 20% dan saturasi air sebesar 0,4%.

- Menentukan nilai faktor volume formasi gas *initial* (B_{gi}).

Dilihat pada data PVT nilai faktor volume formasi gas pada saat *initial* ditentukan berdasarkan tekanan reservoir dari Sumur CR-10, yaitu 650 psig. Maka nilai B_{gi} sebesar 0,0205 cuft/SCF.

- Menentukan *initial gas in place* (IGIP)

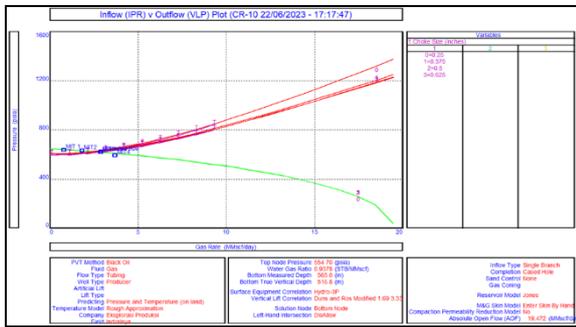
Berdasarkan data di atas, nilai IGIP dapat dihitung menggunakan persamaan:

$$\begin{aligned} \text{IGIP} &= \frac{43.560 \times A \times h \times \phi \times (1-S_{wi})}{B_{gi}} \\ &= \frac{43.560 \times 1.555,08 \text{ acre} \times 6,50 \text{ ft} \times 0,2 \times (1-0,4)}{0,0205 \text{ cu.ft/SCF}} \\ &= 2,57 \text{ BSCF} \end{aligned}$$

4.7 Pemodelan Sumur CR-10 menggunakan PROSPER

Setelah dilakukan perhitungan cadangan, maka dibuat kurva IPR dengan Metode C dan *n* dari data yang ada. Kurva *deliverability* atau *IPR* yang menunjukkan kemampuan sumur untuk berproduksi pada berbagai laju alir dan tekanan alir dasar sumur dengan tekanan reservoir tetap. Untuk mengetahui kemampuan produksi sumur pada ukuran tubing 2,875 inch dengan ukuran *choke* 32/64" inch, maka diperlukan plot kurva *tubing intake* terhadap kurva *IPR*. Dari perpotongan kurva *tubing intake*, didapatkan

Sumur CR-10 mampu memproduksi gas sebesar 2,6 MMSCFD.

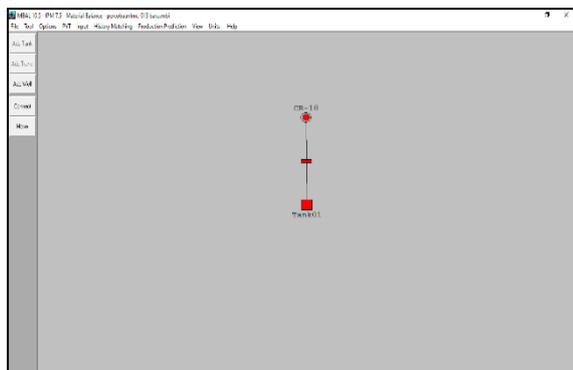


Gambar 4.5 Kurva IPR vs Kurva TPR pada Sumur CR-10

4.8 Penentuan Forecast Produksi pada Sumur CR-10 Menggunakan MBAL

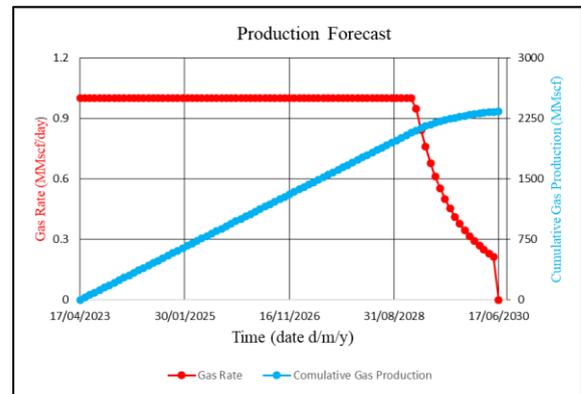
Untuk mengetahui kapan sumur gas mampu memproduksi, maka perlu diramalkan. Di lapangan, peramalan dapat dilakukan secara manual maupun dengan simulasi. Karena perkembangan teknologi, maka dalam studi ini digunakan program simulasi, yaitu MBAL untuk melakukan peramalan perilaku reservoir sumur. Dari data-data yang sebelumnya telah diperhitungkan atau diperoleh, maka simulasi ini dapat dijalankan dengan memasukkan parameter-parameter yang diperlukan oleh program simulator. Beberapa asumsi yang dibuat untuk input data pada menu “Production and Constraint” antara lain:

- Sumur akan digunakan sebagai *own-use* untuk *gas engine*.
- Produksi akan dimulai pada 17 April 2023.
- Manifold pressure* sebesar 30 psig.
- Minimal *gas rate* yang diperlukan untuk *own use* sebesar 0,2 MMSCFD.



Gambar 4.6 Model Sumur CR-10

Untuk melihat hasil dari *running program* dapat dilihat pada menu *production prediction-run program*. Dari hasil *run program* dapat diketahui bahwa Sumur CR-10 mampu memproduksi selama 7 tahun 2 bulan. Laju produksi awal pada Sumur CR-10 adalah 1 MMSCFD secara stabil selama 5 tahun, kemudian mengalami penurunan laju produksi sekitar 0,94744 MMSCFD pada 5 tahun pertama, selama 2 tahun sampai dengan laju produksi sebesar 0 MMSCF pada tahun ke 7. Produksi sumur gas akan terus menurun sesuai dengan penurunan tekanan reservoir yang tidak mampu mengalirkan fluida dari reservoir hingga ke permukaan yang juga dipengaruhi oleh saturasi gas sisa yang semakin kecil.



Gambar 4.7 Hasil Forecast Produksi Sumur CR-10 Menggunakan MBAL

Dari hasil *forecast* produksi dengan menggunakan simulator MBAL bahwa sumur akan memproduksi selama 7 tahun 2 bulan, dan diperoleh *cummulative production gas (CGP)*:

$$CGP = 2340,2 \text{ MMSCF}$$

$$= 2,3402 \text{ BSCF}$$

$$Recovery \text{ Factor (RF)} = \frac{CGP}{IGIP} \times 100\%$$

$$= \frac{2,34 \text{ BSCF}}{2,57 \text{ BSCF}} \times 100\%$$

$$= 91,05 \%$$

4.8 Pembahasan

Dalam analisa *deliverability gas* pada Sumur CR-10 dilakukan uji *modified isochronal* dengan menggunakan 4 titik, yaitu dengan ukuran *choke* 40/64 in, 16/64 in, 24/64 in, dan 32/64 in. Tujuan dari pembuatan grafik *deliverability* adalah untuk menentukan *AOFp* yang dilakukan dengan cara *plotting* ΔP^2 vs q_{sc}

untuk setiap waktu alir. *Plot* ini akan menghasilkan suatu garis lurus untuk waktu alir tertentu. Perhitungan harga AOFP secara analitis terlebih dahulu dihitung harga dari *slope* (n) dan harga C . Pada uji *modified isochronal* setelah didapatkan harga n maka dapat ditentukan berapa nilai C . Dari analisa uji *modified isochronal* didapatkan harga $n = 0,8829043$ dan harga $C = 0,00004231690$ MSCFD/psia². Berdasarkan harga n dan C yang telah diketahui dapat ditentukan harga AOFP secara analitis dimana harga AOFP = 3,86 MMSCFD. Sedangkan dengan menggunakan simulasi PROSPER didapat AOFP sebesar 19,427 MMSCFD. Selisih nilai AOFP ini diakibatkan oleh data yang di *input* dalam simulasi PROSPER tidak hanya data MIT melainkan data-data lainnya seperti data *gas gravity, separator pressure, reservoir pressure, reservoir temperature*, d.l.l.. Data ini merupakan data pendukung pada saat *running MBAL* untuk menentukan *production forecast*.

Tahap selanjutnya adalah menentukan *inflow performance relationship* yang menunjukkan kemampuan sumur untuk berproduksi pada harga C dan n yang telah didapat dari hasil uji *modified isochronal*. Untuk mengetahui kemampuan produksi sumur pada ukuran *tubing* 3,5 in dengan ukuran *choke* 32/64 in, maka diperlukan *plot* kurva *tubing intake* terhadap kurva *IPR*. Dari perpotongan kurva *tubing intake*, Sumur CR-10 mampu memproduksi gas sebesar 2,6 MMSCFD.

Kemudian untuk mengetahui jumlah total hidrokarbon yang terperangkap dalam reservoir yang bisa diproduksi, maka dilakukan perhitungan cadangan berdasarkan data volumetrik yang tersedia didapatkan jumlah *initial gas in place* (IGIP) sebesar 2,57 BSCF.

Untuk mengetahui kapan sumur gas mampu berproduksi, maka perlu diramalkan. Peramalan di lapangan dapat dilakukan secara manual maupun dengan simulasi. Karena perkembangan teknologi, maka dalam studi ini digunakan program simulasi, yaitu MBAL untuk melakukan peramalan perilaku reservoir

sumur. Dalam melakukan peramalan dengan menggunakan simulasi diperlukan data-data kondisi sepanjang lubang bor (*well*) dan kondisi reservoir sendiri (*tank*). Dari data-data yang sebelumnya telah diperhitungkan atau diperoleh, maka simulasi ini dapat dijalankan dengan memasukkan parameter-parameter yang diperlukan oleh program simulator.

Untuk melihat hasil dari *running program* dapat dilihat pada menu *production prediction-run program*. Dari hasil *run program* dapat diketahui bahwa Sumur CR-10 mampu berproduksi selama kurang lebih 7 tahun dengan laju produksi kumulatif sebesar 2,3402 BSCF. Laju produksi awal pada Sumur CR-10 adalah 1 MMSCFD. Produksi sumur gas akan terus menurun sesuai dengan penurunan tekanan reservoir yang tidak mampu mengalirkan fluida dari reservoir hingga ke permukaan yang juga dipengaruhi oleh minimum *gas rate* yang dibutuhkan pada Sumur CR-10. Dari hasil *running program* sumur gas tersebut mencapai kumulatif produksi terbesar, yaitu 2,3402 BSCF dan *recovery factor* 91%.

Tabel 4.7 Hasil dari Perhitungan pada Sumur CR-10

Parameter	Hasil	Satuan
C	0,00004321690	MSCFD/psia ²
n	0,8829043	
AOFP	3,86	MMSCFD
Optimum Gas Rate	2,6	MMSCFD
IGIP	2,57	BSCF
Gas Cummulative Production	2,3402	BSCF
Recovery Factor	91,05	%

5. KESIMPULAN

Dari pembahasan tersebut, maka dapat disimpulkan:

1. Dari hasil perhitungan dengan menggunakan metode *modified isochronal test* didapatkan AOFP sebesar 3,86 MMSCFD.
2. Berdasarkan hasil dari simulator PROSPER ukuran *choke* yang paling efektif untuk digunakan adalah 32/64 inch, memperlihatkan Sumur CR-10 mampu

memproduksi gas sebesar 2,6 MMSCFD.

3. Berdasarkan perhitungan cadangan gas dengan metode volumetrik diketahui nilai IGIP sebesar 2,57 BSCF .
4. Dari hasil simulator MBAL yang digunakan untuk menentukan *forecast* didapat bahwa sumur akan berproduksi selama 7 tahun 2 bulan, dan diperoleh *gas cummulative production* sebesar 2,3402 BSCF serta *recovery factor* sebesar 91,05 %.

DAFTAR PUSTAKA

Cullender, M.H. 1955. *The isochronal performance method of determining the flow characteristics of gas wells*. Transactions of the AIME, 204(01), 137-142.

Dirjen Migas. 2022. Sepuluh Tahun Mendatang Indonesia Bakal Surplus Gas Hingga 1715 MMSCFD. <https://migas.esdm.go.id/post/read/sepuluh-tahun-mendatang-indonesia-bakal-surplus-gas-hingga-1715-mmscfd>

Dirjen Migas. 2022. Hingga Juli 2022, Pemanfaatan Gas Domestik Capai 68,66 Persen. <https://www.esdm.go.id/id/media-center/arsip-berita/dirjen-migas-gas-bumi-seimbangkan-pemenuhan-kebutuhan-energi-dan-target-emisi-karbon>.

Faskanata Tampubolon. 2023. *Analisa Uji Deliverabilitas Reservoir Gas Berdasarkan Data Uji Sumur Untuk Optimasi Laju Alir Sumur "Fn #1" Lapangan "Y"*. https://www.researchgate.net/publication/368684778_Analisa_Uji_Deliverabilitas_Reservoir_Gas_Berdasarkan_Data_Uji_Sumur_Untuk_Optimasi_Laju_Alir_Sumur_Fn_1_Lapangan_Y.

Ikoku, Chi U. 1992. *Natural gas production engineering*.

Jahanbani, A., & Shadizadeh, S.R. 2009. *Determination of Inflow Performance Relationship (IPR) by Well Testing*.

In PETSOC Canadian International Petroleum Conference (pp. PETSOC-2009). PETSOC.