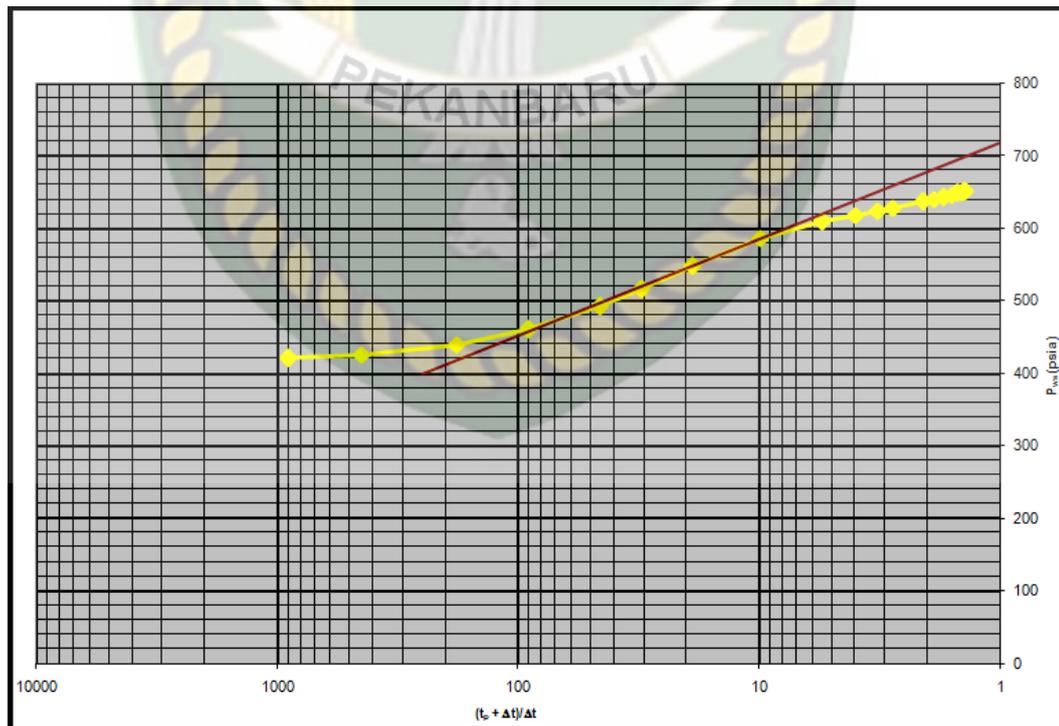


BAB IV

ANALISIS DATA DAN PEMBAHASAN PENELITIAN

Pengujian sumur dengan metode *Pressure Build Up* dilakukan pada sumur X yang terletak pada lapangan PWP yang telah diproduksi oleh BOB PT.BSP-Pertamina Hulu sejak tahun 1995. Pengujian diawali dengan memproduksi sumur dengan laju alir tertentu dari tanggal 21 Juni-24 Juni 2010 dengan waktu produksi sekitar 89 jam. Setelah laju alir sumur tersebut konstan, maka sumur akan ditutup yang menyebabkan kenaikan tekanan lalu dicatat sebagai fungsi waktu. Data hasil *Pressure Build Up test* dapat dilihat pada Lampiran 1.

Dengan data yang telah diperoleh dari *Pressure Build Up test* selanjutnya data tersebut dapat diplot kedalam kurva semi-log yaitu kurva Horner. Kurva Horner adalah salah satu metode interpretasi data pengujian sumur dengan melakukan plot data tekanan (p_{ws}) terhadap fungsi waktu Horner ($((t_p + \Delta t)/\Delta t)$) dalam bentuk logaritma.



Gambar 4.1 Kurva Horner Sumur X

Dari kurva Horner diatas, bisa dilihat penyimpangan yang terjadi pada data PBU test. Idealnya, bentuk kurva Horner pada PBU test adalah garis lurus (*straight line*) Penyimpangan data inilah yang disebut *wellbore storage*. *Wellbore storage* ini dapat mengganggu interpretasi data pengujian sumur. Untuk meminimalisir dan menghilangkan efek *wellbore storage* tersebut, data pengujian sumur diolah menggunakan teknik *Material Balance Deconvolution*.

4.1. *Material Balance Deconvolution*

Material Balance Deconvolution adalah salah satu metoda yang bisa digunakan untuk meminimalisir dan menghilangkan efek *wellbore storage* terhadap data well test yang telah dilakukan. Pada teknik *Material Balance Deconvolution* ini interval waktu dan interval tekanan akan dikoreksi sehingga dapat merubah bentuk kurva semi-log. Untuk mempermudah pengolahan data, bisa diambil data dengan interval waktu tertentu. Pengolahan data dan perhitungan dapat dilihat pada Lampiran 2.

Tabel 4.1 Interval Waktu dan Tekanan

Δt (hour)	Δp_{ws} (psi)
0	0
0,1	4,899994
0,2	10,10001
0,5	24,10001
1	44,60001
2	76,80002
3	100,6
5	131,7
10	170,6
20	193,3
30	202,5
40	208,1
50	212,4
81	220,7
100	223,9
125	227,3
150	229,8
180	232,6
203	234,2
220	235,2

Data interval waktu (Δt) dan tekanan (Δp_{ws}) tersebut selanjutnya akan diolah untuk mendapatkan interval waktu *material balance* (Δt_{mb}) dan interval tekanan *material balance* (Δp_{mb}). Interval waktu *material balance* adalah koreksi dari interval waktu yang diperoleh dari *well test* (Δt). Pada kurva Horner Δt_{mb} digunakan dalam perhitungan *Horner time ratio* ($(t_p + \Delta t_{mb})/\Delta t_{mb}$). Interval tekanan *material balance* adalah koreksi dari interval tekanan yang direkam saat *well test* (Δp_{ws}).

Untuk mencari parameter yang dibutuhkan langkah pertama adalah mencari *wellbore storage slope* terlebih dahulu. Fungsi *wellbore storage slope* (m_{wbs}) adalah :

$$m_{wbs} = \frac{qB}{24Cs}$$

B adalah faktor volume formasi fluida, yaitu 1,113 bbl/stb. Q adalah laju alir rata-rata saat sumur diproduksi, yaitu 200,581 stb/d. Cs adalah *wellbore storage constant*, yaitu :

$$Cs = V_{wb}C_f$$

V_{wb} merupakan volume lubang bor yang terisi fluida, sedangkan C_f merupakan kompresibilitas fluida yang mengisi lubang bor. Volume lubang bor bisa dicari dengan mengkalikan tinggi kolom fluida didalam lubang bor dengan kapasitas lubang bor. Tinggi kolom fluida pada sumur X adalah 2441 ft dengan kapasitas lubang bor 0,0394 bbl/ft, dengan kompresibilitas fluida 0,001 psi^{-1} diperoleh nilai *wellbore storage constant* sebagai berikut :

$$\begin{aligned} Cs &= 2441ft \times 0,0394 \frac{bbl}{ft} \times 0,001 psi^{-1} \\ &= 0,1 bbl/psi \end{aligned}$$

Sehingga nilai *wellbore storage slope* adalah :

$$\begin{aligned} m_{wbs} &= \frac{167,248stbd \times 1,113bbl/stb}{24 \times 0,1 bbl/psi} \\ &= 80,65 psi/cycle \end{aligned}$$

Setelah mendapatkan nilai *wellbore storage slope* (m_{wbs}), selanjutnya adalah menentukan *wellbore storage rate* (q_{wbs}) untuk masing-masing interval waktu dan tekanan

Wellbore storage rate untuk masing-masing interval waktu dan tekanan dapat dilihat pada Tabel 4.2 berikut ini.

Tabel 4.2 Wellbore Storage Rate

Δt (hour)	Δp_{ws} (psi)	q_{wbs}
0	0	0
0,1	4,899994	0,6261970
0,2	10,10001	0,5951970
0,5	24,10001	0,5347469
1	44,60001	0,4356509
2	76,80002	0,3471979
3	100,6	0,2269186
5	131,7	0,1239993
10	170,6	0,0509224
20	193,3	0,0197779
30	202,5	0,0091759
40	208,1	0,0061380
50	212,4	0,0038107
81	220,7	0,0028520
100	223,9	0,0018600
125	227,3	0,0014632
150	229,8	0,0011949
180	232,6	0,0010294
203	234,2	0,0008060
220	235,2	0,0008087

Selanjutnya adalah menentukan *material balance time* (Δt_{mb}) untuk masing-masing interval waktu dan tekanan. *Material balance time* (Δt_{mb}) akan berperan sebagai fungsi waktu dan dapat digunakan sesuai kebutuhan. Dalam penelitian ini, *material balance time* akan digunakan untuk mencari fungsi waktu Horner $((\Delta t_p + \Delta t_{mb}) / \Delta t_{mb})$. *Material balance time* untuk masing-masing interval waktu dan tekanan dapat dilihat pada Tabel 4.3 berikut ini.

Tabel 4.3 Material Balance Time

Δt (hour)	Δp_{ws} (psi)	Δt_{mb} (hour)
0	0	0,000000
0,1	4,899994	0,104976
0,2	10,10001	0,184684
0,5	24,10001	0,432370
1	44,60001	0,791998
2	76,80002	1,604905

Tabel 4.3 Lanjutan

3	100,6	2,266989
5	131,7	3,843524
10	170,6	8,307616
20	193,3	17,958271
30	202,5	27,743588
40	208,1	37,650674
50	212,4	47,547445
81	220,7	78,487180
100	223,9	97,404828
125	227,3	122,360533
150	229,8	147,326537
180	232,6	177,298293
203	234,2	200,257343
220	235,2	217,259233

Selanjutnya adalah menentukan *material balance pressure* (Δp_{mb}) untuk masing-masing interval waktu dan tekanan *material balance pressure* (Δp_{mb}) akan berperan sebagai fungsi perubahan tekanan dan dapat digunakan sesuai kebutuhan. Dalam penelitian ini, *material balance pressure* akan digunakan untuk menggantikan perubahan tekanan sumur (Δp_{ws}). *Material balance pressure* untuk masing-masing interval waktu dan tekanan dapat dilihat pada Tabel 4.4 berikut ini.

Tabel 4.4 Material Balance Pressure

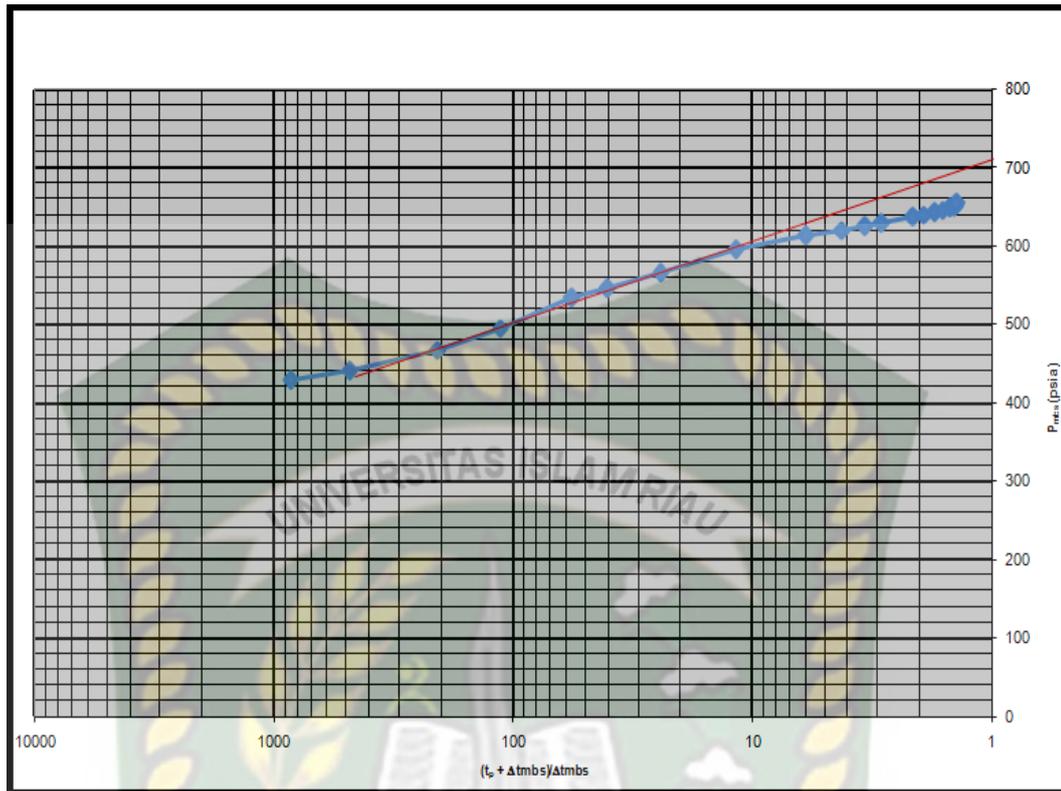
Δt (hour)	Δp_{ws} (psi)	Δp_{mb} (psi)
0	0	0,000000
0,1	4,899994	13,108492
0,2	10,10001	24,950434
0,5	24,10001	51,799781
1	44,60001	79,029111
2	76,80002	117,646712
3	100,6	130,128598
5	131,7	150,342341
10	170,6	179,753473
20	193,3	197,200203
30	202,5	204,375337
40	208,1	209,385199
50	212,4	213,212491
81	220,7	221,331233
100	223,9	224,317228

Tabel 4.4 Lanjutan

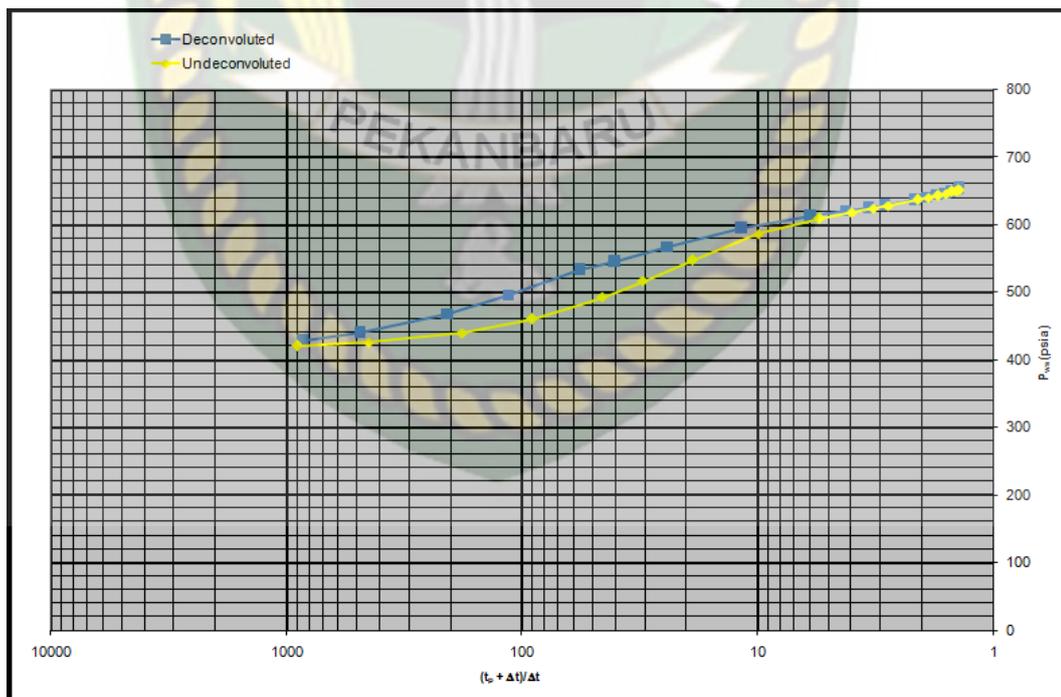
125	227,3	227,633071
150	229,8	230,074917
180	232,6	232,839692
203	234,2	234,388916
220	235,2	235,390358

4.2. *Horner Plot*

Setelah data hasil pengujian sumur diolah dengan teknik *Material Balance Deconvolution* yang bertujuan untuk meminimalisir efek wellbore storage yang dapat mengganggu interpretasi data uji sumur pada sumur X, selanjutnya adalah melakukan interpretasi data uji sumur dengan metode konvensional (Horner) menggunakan data yang telah diolah tersebut. Dengan membuat kurva Horner, bisa dilihat perubahan yang terjadi setelah data diolah. Selain itu, kurva Horner juga bisa digunakan untuk mengetahui karakteristik reservoir dari sumur X dengan data yang belum diolah (*Undeconvoluted*) dan sudah diolah dengan teknik *Material Balance Deconvolution (Deconvoluted)*, sehingga bisa dilihat seberapa besar perubahan hasil perhitungan karakteristik reservoir setelah efek wellbore storage diminimalisir. Dari hasil yang diperoleh dapat dilihat besarnya *error* bila menggunakan data *Undeconvoluted* yang masih dipengaruhi oleh *wellbore storage*.



Gambar 4.2 Kurva Horner Sumur X Setelah Didekonvolusi



Gambar 4.3 Kurva Horner Deconvoluted & Undeconvoluted

Dengan melihat perbandingan kurva Horner sumur X yang belum diolah (*Undeconvoluted*) dan yang telah diolah (*Deconvoluted*) dengan metode *Material Balance Deconvolution*, dapat dilihat bahwa efek wellbore storage telah diminimalisir. Hal ini ditandai dengan kurva yang semakin mendekati bentuk idealnya (*semi-log straight line*). Dengan perubahan yang terjadi pada kurva Horner tersebut, maka akan terjadi pula perubahan pada parameter yang diperlukan dari kurva Horner tersebut.

Tabel 4.5 Perbandingan Parameter

Parameter	Undeconvoluted	Deconvoluted	Error pada Undeconvoluted data
m (psi/cycle)	130	110	18,18 %
P* (psi)	720	710	1,408 %
P_{1hr} (psi)	460	510	9,8 %

Dari Tabel 4.5 dapat perbedaan nilai parameter yang didapat dari kurva Horner menggunakan data *Deconvoluted* dan *Undeconvoluted*. Seperti yang telah dibahas, data *Undeconvoluted* adalah data yang masih dipengaruhi oleh *wellbore storage* sedangkan data *Deconvoluted* tidak lagi dipengaruhi oleh *wellbore storage*, dengan kata lain hasil dari data *Deconvoluted* bisa dikatakan adalah nilai aktual. Sehingga dapat dilihat bagaimana perubahan nilai parameter dengan adanya *wellbore storage*. Nilai slope (m) mengalami kenaikan yang tidak terlalu signifikan dari 110 psi/cycle menjadi 130 psi/cycle dengan persentase error sebesar 18,18%. Nilai P* juga mengalami kenaikan yang tidak signifikan dari 710 psi menjadi 720 psi dengan error sebesar 1,408%. Sedangkan nilai P_{1hr} mengalami kenaikan dari 460 psi menjadi 510 psi dengan error 9,8%. Dapat dilihat bahwa pengaruh *wellbore storage* terhadap interpretasi kurva Horner tidak signifikan, karena tingkat error yang dihasilkan tidak besar.

Karakteristik reservoir sumur X dapat ditentukan dengan menggunakan data PVT serta data keluaran hasil plot kurva Horner, kemudian dilakukan perbandingan hasil perhitungan karakteristik sumur X menggunakan data yang

belum diolah (*Undeconvoluted*) dan data yang telah diolah (*Deconvoluted*). Sehingga dapat dilihat seberapa besar pengaruh wellbore storage terhadap interpretasi data PBU test sumur X.

4.3. Karakteristik Reservoir

Data PVT reservoir sumur X adalah sebagai berikut :

Tabel 4.6 Reservoir PVT Data
RESERVOIR PVT DATA

Porositas (ϕ)	20	%
Kompresibilitas (Ct)	1,00E-05	1/psi
Radius Sumur (r_w)	0,26	ft
Viskositas Minyak (μ_o)	2,20	cp
Oil FVF (B_o)	1,113	bbl/stb
Water FVF (B_w)	1,0417	bbl/stb
Tebal Lapisan (h)	15	ft
Luas Radius Pengurasan (A)	381	acres

Tabel 4.7 Hasil Perhitungan

Parameter	Undeconvoluted	Deconvoluted	Error pada Undeconvoluted data
Permeabilitas Minyak (k_o)	4,4392 mD	5,2463 mD	15,38%
Mobilitas Minyak (m_o)	2,0178	2,3847	15,38%
Skin Factor (s)	-4,131	-3,6209	14,09%
Perubahan Tekanan Akibat Skin (Δps)	-467,217 psi	-346,5245 psi	34,83%
Jari-jari Sumur Efektif (r_{wa})	16,182 ft	9,7165 ft	66,54%
Radius Investigasi (r_i)	490,5 ft	533,3 ft	8,03%
Tekanan Rata-rata Reservoir (P_R)	720 psi	710 psi	1,408%
Flow Efficiency (E_f)	2,537	2,179	16,43%

Dari Tabel 4.7 diatas dapat dilihat adanya perbedaan hasil perhitungan antara data *Undeconvoluted* dan *Deconvoluted*. Data *Undeconvoluted* adalah data yang tidak diolah dengan metode *Material Balance Deconvolution*, sehingga

masih dipengaruhi oleh *wellbore storage*. Sedangkan data *Deconvoluted* sudah diolah dan pengaruh *wellbore storage* sudah diminimalisir. Oleh karena itu hasil yang didapat dari perhitungan menggunakan data *Deconvoluted* lebih mendekati keadaan aktual daripada data *Undeconvoluted*. Perhitungan karakteristik reservoir dapat dilihat pada Lampiran 3.

Pada perhitungan permeabilitas minyak (k_o), data *Deconvoluted* menghasilkan nilai 5,2453 mD sedangkan data *Undeconvoluted* menghasilkan nilai 4,4392 mD dengan error sebesar 15,38%. Adanya pengaruh *wellbore storage* menyebabkan menurunnya nilai permeabilitas minyak dari nilai aktualnya. Hal yang sama juga terjadi pada nilai mobilitas minyak (m_o) dan radius investigasi (r_i). Pada nilai mobilitas minyak, data *Deconvoluted* menghasilkan 2,3847 dan data *Undeconvoluted* menghasilkan 2,0178 dengan error sebesar 15,38%. Pada nilai radius investigasi data *Deconvoluted* menghasilkan 533,3 ft dan data *Undeconvoluted* menghasilkan 490,5 ft dengan error sebesar 8,03%.

Pada parameter-parameter yang lain, pengaruh *wellbore storage* menyebabkan meningkatnya nilai parameter tersebut dari nilai aktualnya. Pada perhitungan *skin factor* (s), data *Deconvoluted* menghasilkan nilai -3,6209 dan nilai *Undeconvoluted* menghasilkan -4,131 dengan error sebesar 14,09%, dimana data *Undeconvoluted* memperlihatkan nilai perbaikan formasi ($s < 0$) yang lebih besar daripada keadaan aktualnya. Hal ini juga menyebabkan meningkatnya nilai perubahan tekanan akibat skin (Δp_s) dan jari-jari sumur efektif (r_{wa}) karena nilai skin berpengaruh langsung terhadap kedua parameter tersebut. Pada perhitungan perubahan tekanan akibat skin, data *Deconvoluted* menghasilkan nilai -346,5245 psi dan data *Undeconvoluted* menghasilkan nilai -467,217 psi dengan error sebesar 34,83%, dimana data *Undeconvoluted* memperlihatkan kenaikan tekanan akibat skin (tanda negatif) yang lebih besar. Sedangkan pada perhitungan radius sumur efektif, data *Deconvoluted* menghasilkan 9,7165 ft dan data *Undeconvoluted* menghasilkan 16,182 ft dengan error sebesar 66,54%.

Pada perhitungan tekanan rata-rata reservoir (\overline{P}_R), hasil yang didapat untuk kedua data adalah sama dengan nilai *false pressure* (P^*) yang didapat dari interpretasi kurva Horner. Hal ini disebabkan nilai t_{pAD} yang didapat dari

perhitungan lebih kecil daripada 0,01 yang merupakan nilai terkecil t_{pAD} pada grafik MBH yang bisa dilihat pada lampiran 3. Dimana pada data *Deconvoluted* nilainya adalah 710 psi dan pada data *Undeconvoluted* nilainya adalah 720 psi dengan error sebesar 1,408%. Untuk perhitungan *flow efficiency* (E_f), pengaruh wellbore storage menyebabkan meningkatnya nilai *flow efficiency* daripada keadaan aktualnya, dimana data *Deconvoluted* menghasilkan 2,179 dan data *Undeconvoluted* menghasilkan 2,537 dengan error sebesar 16,43%.

Untuk mengetahui penyebab rendahnya laju alir pada sumur X maka digunakan data yang paling mendekati kondisi aktualnya yaitu data *Deconvoluted*. Dari hasil perhitungan dapat dilihat nilai permeabilitas yang kecil yaitu sebesar 5,2463 mD, yang mengindikasikan *tight formation*. Hal inilah yang menyebabkan rendahnya laju alir sumur X walaupun masih memiliki zona minyak potensial.