

ANALISIS WIRELINE FORMATION TEST PADA FORMASI GP LAPANGAN KK

Novrianti, Ali Musnal, Ardiansyah, Bop Duana Afireksa, Leovaldo Pangaribuan

Teknik Perminyakan, Universitas Islam Riau

Abstrak— Kesenambungan (continuity) formasi secara vertikal dan horizontal serta batasan reservoir merupakan hal yang sangat erat kaitannya dengan jumlah produksi suatu sumur migas. Pada umumnya, setiap lapisan sand yang sama akan saling berhubungan meskipun letaknya berbeda. Beberapa cara dipergunakan untuk mengetahui adanya hubungan antar lapisan sand. Analisis data tekanan yang diperoleh dari WFT (Wireline Formation Test) digunakan pada formasi GP untuk mengetahui adanya hubungan antara lapisan sand yang terdapat pada formasi tersebut baik secara vertikal maupun secara horizontal. Pengujian WFT dipakai karena lebih cepat, akurat dan setiap titik pengukuran tekanan dapat digunakan dalam analisis reservoir. Penelitian ini dimulai dengan melakukan pemilihan kandidat sumur yang akan diteliti yang terdiri dari sumur KK10, KK11, KK12, KK13, dan KK14. Selanjutnya, dilakukan validasi data WFT terhadap openhole log yang pembuktiannya diperoleh dari hasil kompleksi. Plot data WFT terhadap waktu dan kedalaman dilakukan untuk evaluasi kesinambungan lapisan baik secara vertikal maupun horizontal. Berdasarkan hasil plot serta berdasarkan continuity sand diperoleh hasil dimana secara vertikal sumur KK10, KK11, KK12, KK13 dan KK14 tidak saling berhubungan antara sand pada masing masing sumur tersebut kecuali pada sumur KK10. Sedangkan secara horizontal, Semua sumur tersebut saling berhubungan antar masing masing sand kecuali pada lapisan 4930'sd, 5400'sd, 5470'sd, 5540'sd dan 5780'sd pada sumur KK14.

Kata kunci: Logging, Wireline Formation Test (WFT), Pressure Gradient

I. PENDAHULUAN

WFT (*Wireline Formation Test*) merupakan salah satu metode *well testing* yang dipergunakan dalam industri perminyakan.. Dibandingkan dengan pengujian lainnya, pengujian WFT lebih cepat, akurat dan setiap titik pengukuran tekanan dapat digunakan dalam menganalisis tekanan *reservoir*. Selain itu pengujian tekanan pada formasi dilakukan sampai dengan 2 sample fluida dalam *single trip openhole*. Penggunaan dari data WFT juga tidak hanya memberikan informasi tekanan reservoir, namun juga dapat menentukan *fluid density*, *fluid contacts*, *differential depletion* dan *reservoir intercommunication*. [1],[2]

Titik yang diambil dalam pengukuran tekanan *reservoir* digunakan untuk menentukan *gradient* dari kedua tekanan hidrostatik pada kolom lumpur di dalam lubang bor sebelum alat ini di set atau setelah alat ini dilepaskan dan tekanan formasi ketika alat ini di set. Dalam eksplorasi dan sumur deliniasi, dimana depletion tidak hanya mempengaruhi distribusi tekanan awal ke *reservoir*, *profile* tekanan bisa secara umum bisa diinterpretasikan kedalam bentuk atau wadah *fluid density* ataupun *fluid contact* (OWC dan GOC). [3],[5] Selama *infill drilling*, tekanan WFT menunjukkan kesinambungan secara vertikal dan horizontal atau batasan *reservoir*. Data *pressure gradient* yang diperoleh dapat digunakan untuk menentukan nilai densitas fluida sehingga jenis fluida baik gas, minyak maupun air yang terdapat pada formasi dapat diketahui.

Pada penelitian ini, data WFT diambil dari semua lapisan produksi yang terletak di lapangan KK, dimana sumur yang terdapat pada Lapangan KK terdiri dari KK 10, KK 11, KK 12, KK13 dan KK 14. Analisis *pressure gradient* pada sumur KK10 serta menentukan hubungan antara sumur KK10, KK11, KK12, KK13 dan KK14 secara vertikal maupun horizontal sumur pada Lapangan KK dan penentuan jenis fluida dengan menggunakan data WFT merupakan tujuan yang hendak dicapai pada penelitian ini.

Adapun yang menjadi batasan masalah pada penelitian ini yaitu hanya membahas mengenai kondisi inisial sumur seperti *fluid type* berdasarkan data *pressure gradient*.

II. METODE PENELITIAN

Pada penelitian ini, data WFT diambil dari semua lapisan produksi yang terletak di lapangan KK, dimana sumur yang terdapat pada Lapangan KK terdiri dari KK 10, KK 11, KK 12, KK13 dan KK 14. *Pressure gradient* pada sumur KK10 dianalisis dengan menggunakan tekanan hidrostatik yang diperoleh dan diplot dengan kedalaman secara terus menerus selama operasi WFT berlangsung. Plot ini menunjukkan gradien tekanan yang ditunjukkan oleh perbedaan densitas pada lumpur. Penelitian ini dimulai dengan pemilihan kandidat sumur yang akan diteliti dalam analisis *fluid type* berdasarkan perhitungan *pressure gradient*. Fluid Density dihitung dengan menggunakan persamaan :

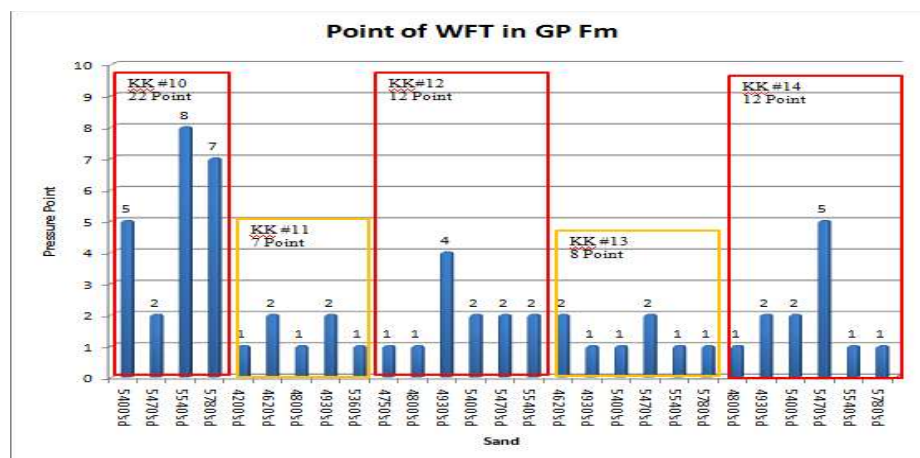
$$\text{Fluid density} = \frac{p \text{ gradient } \left(\frac{\text{psi}}{\text{m}} \right)}{1.422} \dots\dots\dots(1)$$

Dimana: P Gradient = Gradient tekanan

Evaluasi kesinambungan antara formasi secara vertical dan horizontal dilakukan dengan cara plot WFT data terhadap waktu dan kedalaman.

III. HASIL DAN PEMBAHASAN

Pada tahap awal penelitian, dilakukan pengumpulan data WFT untuk semua sumur pada lapangan KK. Berdasarkan jumlah titik WFT yang akan digunakan untuk analisis maka ditetapkan yang akan dianalisis adalah *sand* GP di KK10, KK11, KK12, KK13, dan KK14. Pada sumur KK10, pengambilan data WFT sebanyak 22 point. Untuk sumur KK011 pengambilan data WFT sebanyak 7 point. Untuk KK012 pengambilan data WFT sebanyak 12 point, untuk sumur KK13 pengambilan data WFT sebanyak 8 point dan untuk sumur KK014 pengambilan titik WFT sebanyak 12 point. Berikut merupakan tabulasi dari pengambilan data WFT pada semua *sand* GP.



Gambar 1. *Wft pressure point* pada formasi GP

A. *Pressure gradient*

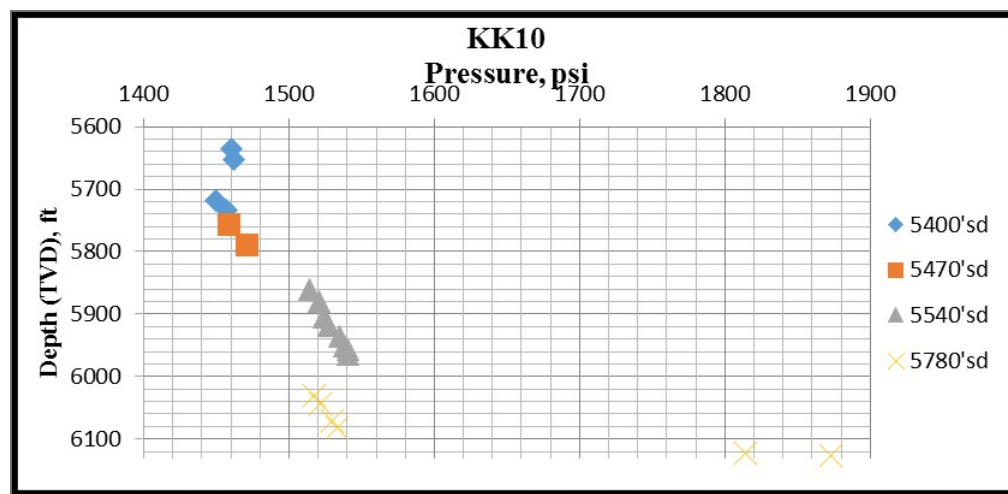
Berdasarkan jumlah titik WFT pada sumur KK10, maka sumur tersebut untuk digunakan untuk analisis *pressure gradient*. Hasil perhitungan *pressure gradient* pada sumur KK10 diperoleh nilai *fluid content* pada *sand* 5400 *lobes* 1 0.16 psi/ft yang mengindikasikan fluida minyak, *lobes* 2 0.55 psi/ft yang mengindikasikan fluida air, *sand* 5470 *lobes* 1 0.4 psi/ft yang mengindikasikan fluida air, *sand* 5540 *lobes* 1 0.35 psi/ft yang mengindikasikan fluida minyak, *lobes* 2 0.33 psi/ft dan 0.42 psi/ft yang mengindikasikan fluida minyak dan

air, *lobes3* 0.4 psi/ft dan 0.05 psi/ft yang mengindikasikan fluida air dan gas dan *sand 5780 lobes1* 0.31 psi/ft yang mengindikasikan fluida minyak, *lobes2* 0.25 psi/ft yang mengindikasikan fluida minyak

B. Vertical Continuity

Pada umumnya setiap lapisan, sekalipun pada sumur yang berbeda saling memiliki hubungan yang sama. Namun setelah dilakukan validasi data WFT untuk formasi GP di sumur KK10, KK11, KK12, KK13, dan KL14, *sand* pada masing masing sumur tersebut tidak saling berhubungan meskipun berada pada *sand* yang sama. Hal tersebut juga dibuktikan oleh data dari *openhole log* yang dimiliki oleh masing-masing sumur tersebut.

Pada sumur KK10, penyebaran titik WFT pada *sand* GP hampir merata pada setiap lapisannya dan dilihat dari data *openhole*, lapisan tersebut bisa dikatakan saling berhubungan antara satu dengan lainnya. Sehingga penelitian diputuskan untuk menganalisa *pressure gradient* pada sumur ini. Namun dapat dilihat pada grafik dibawah ini, pada bagian bawah *sand* GP5780, terdapat dua titik WFT yang diambil memiliki tekanan yang lebih besar dibandingkan dengan titik WFT yang diambil pada *sand* yang sama. Hal ini kemungkinan diakibatkan belum nya dilakukan kalibrasi alat dan permasalahan *supercharging* pada WFT tersebut. Berikut merupakan grafik yang menunjukkan penyebaran titik WFT pada sumur ini.



GAGambar 2. Distribusi WFT point kk10

Pada sumur KK11 (lampiran), Pengambilan titik WFT pada setiap *sand* tidak terlalu banyak. Pada setiap *sand* hanya diambil satu sampai dengan 2 titik WFT saja. Namun dapat dilihat pada *sand* GP4620 serta *sand* GP4800, memiliki nilai tekanan yang cukup mirip dan bisa diasumsikan bahwa kedua *sand* tersebut merupakan satu *sand* yang sama. Namun bila dilihat dari interpretasi dari *openhole log* yang dimiliki oleh *sand* itu, dapat terlihat bahwa diantara dua *sand* tersebut, terdapat *shale brake* yang memisahkan antara kedua *sand* tersebut sehingga dapat disimpulkan bahwa diantara kedua *sand* tersebut merupakan *sand* yang tidak saling berhubungan.

Pada sumur KK12 (lampiran), dari 4 titik pada *sand* GP 4930 yang dilakukan test WFT hanya 1 titik yang menunjukkan perbedaan tekanan yang cukup tinggi. Hal ini kemungkinan terjadi dikarenakan kalibrasi alat yang kurang stabil sehingga menyebabkan tingginya titik awal WFT yang diambil pada *sand* tersebut. Karena berdasarkan interpretasi logging, tidak ditemukan adanya *shale* yang menjadikan *sand* tersebut tidak saling berhubungan.

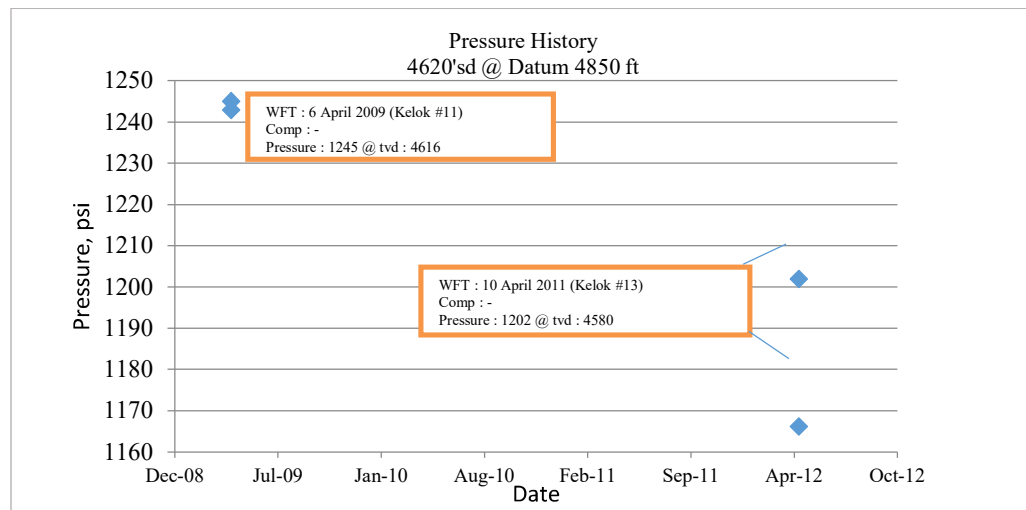
Pada sumur KK13 (lampiran), pengambilan titik WFT pada setiap *sand* juga tidak terlalu banyak. Pada setiap *sand* hanya diambil satu sampai dengan 2 titik WFT saja. Namun dengan melihat hasil plot, dapat diasumsikan bahwa antara satu titik WFT pada *sand* yang sama terhadap titik lainnya tidak saling berhubungan.

Pada sumur KK14 (lampiran), pengambilan titik WFT pada setiap *sand* juga tidak terlalu banyak. Pada setiap *sand* hanya diambil satu sampai dengan 2 titik WFT saja. Namun dapat dilihat pada formasi GP5470, GP5540 dan GP5780 dapat dikatakan saling berhubungan antara satu dengan yang lainnya. Sehingga bisa dilakukana analisa lebih lanjut untuk memastikan apakah *sand* tersebut merupakan satu *sand* yang sama ataupun tidak.

C. Horizontal Continuity

Pada umumnya, sumur yang telah berproduksi akan mengalami penurunan tekanan meskipun pada sumur baru yang dibuka pada lapangan yang sama. Dengan menggunakan data tekanan dari WFT yang telah di datumkan pada kedalaman yang sama tiap sand, akan dicoba untuk melihat penurunan tekanan yang terjadi dari masing-masing sand di sumur KK10, KK11, KK12, KK13, dan KK14. Apabila terjadi penurunan tekanan terhadap sand yang sama pada sumur yang berbeda, mengindikasikan bahwa sand tersebut saling berhubungan.

Pada sand GP4630 di sumur KK11 diproduksi pada tahun 2009 dengan tekanan *reservoir* dengan tekanan 1245 psi. Namun pada sumur yang dibuka di KK13 pada tahun 2011 terjadi penurunan tekanan yaitu 1202 psi. Ini membuktikan bahwa pada *sand* ini, di beberapa sumur saling berhubungan. Pada sand GP5400, GP5470, GP5540 serta GP5780, Penurunan tekanan juga terjadi dari awal sumur tersebut diproduksi pada tahun 2007 sampai dengan tahun 2012 (lampiran). Namun pada tahun 2014 disumur KK 14, kenaikan tekanan kembali terjadi. Berdasarkan logika, tekanan tersebut seharusnya turun seperti sumur sumur sebelumnya. Hal ini kemungkinan diakibatkan keadaan disekitar sumur tersebut dikelilingi oleh patahan yang memutuskan hubungan terhadap sumur lainnya. Sehingga perlu dilakukan analisa lebih lanjut terhadap depth structure pada *sand* tersebut. Berikut merupakan gambar yang sejarah tekanan untuk semua sand GP di sumur KK10, KK11, KK12, KK13 dan KK14.



Gambar 3. Pressure history GP 4620

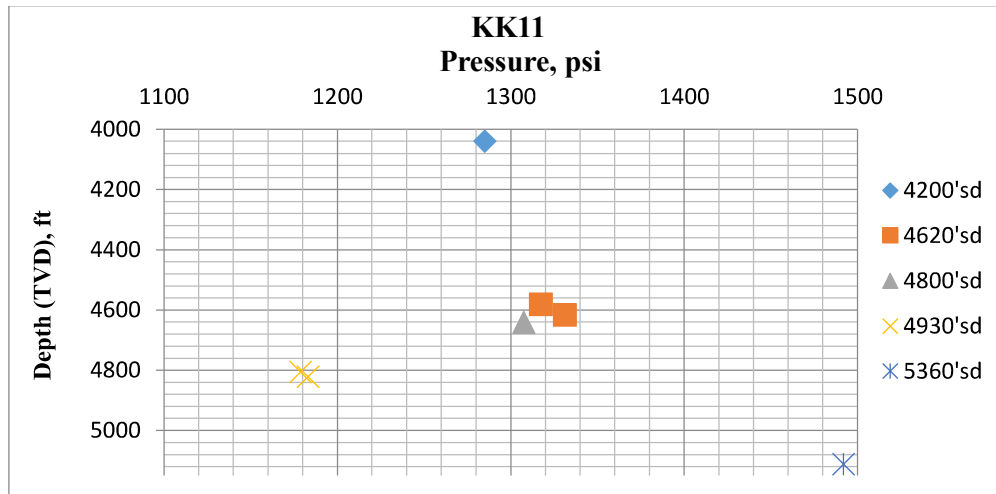
IV. SIMPULAN DAN SARAN

1. Berdasarkan hasil perhitungan *pressure gradient* pada sumur KK10 diperoleh nilai *fluid content* pada sand 5400 lobes1 0.16 psi/ft yang mengindikasikan fluida minyak, lobes2 0.55 psi/ft yang mengindikasikan fluida air, sand 5470 lobes1 0.4 psi/ft yang mengindikasikan fluida air, sand 5540 lobes1 0.35 psi/ft yang mengindikasikan fluida minyak, lobes2 0.33 psi/ft dan 0.42 psi/ft yang mengindikasikan fluida minyak dan air, lobes3 0.4 psi/ft dan 0.05 psi/ft yang mengindikasikan fluida air dan gas dan sand 5780 lobes1 0.31 psi/ft yang mengindikasikan fluida minyak, lobes2 0.25 psi/ft yang mengindikasikan fluida minyak
2. Setelah dilakukan analisis Secara vertikal, Pada sumur KK10, KK11, KK12, KK13 dan KK14 tidak saling berhubungan antara sand pada masing masing sumur tersebut kecuali pada sumur KK10. Sedangkan secara horizontal, Semua sumur tersebut saling berhubungan antar masing masing sand kecuali pada lapisan 4930'sd, 5400'sd, 5470'sd, 5540'sd dan 5780'sd pada sumur KK14.

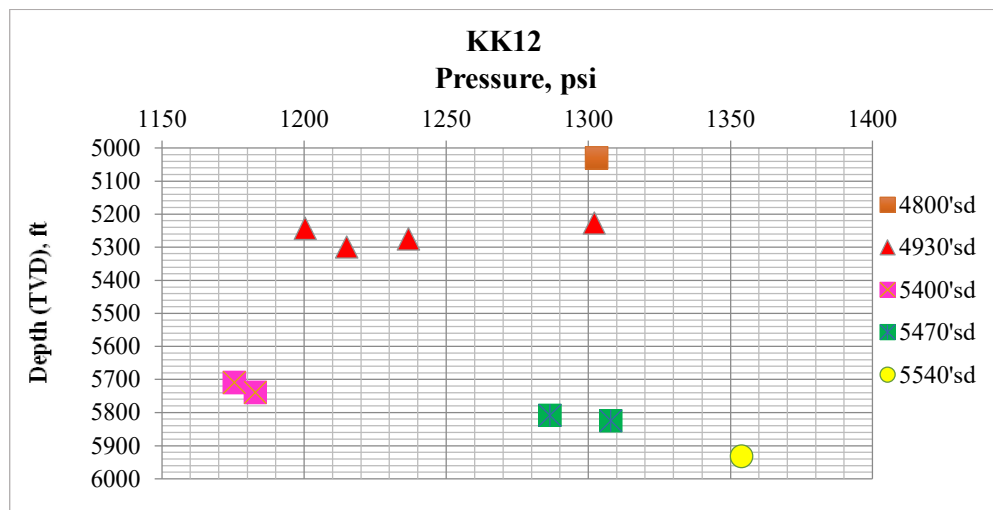
DAFTAR PUSTAKA

- [1] Whittle, M. T et al, Will Wireline Formation Test Replace Well Test? Society of petroleum engineers, Colorado, USA, 2003
- [2] Moran J. H, Finklea E, E, Theoretical Analysis of Pressure Phenomena Associated with the Wireline Formation Tester, Society of petroleum engineers
- [3] Dewan, T.J.: "Essential of Modern Open-Hole Log Interpretation", Pennwell Publishing Company, Tulsa-Oklahoma, USA, 1983
- [4] G. Stewart " Interpretation of pressure response of repeat formation tester" Society of petroleum engineers

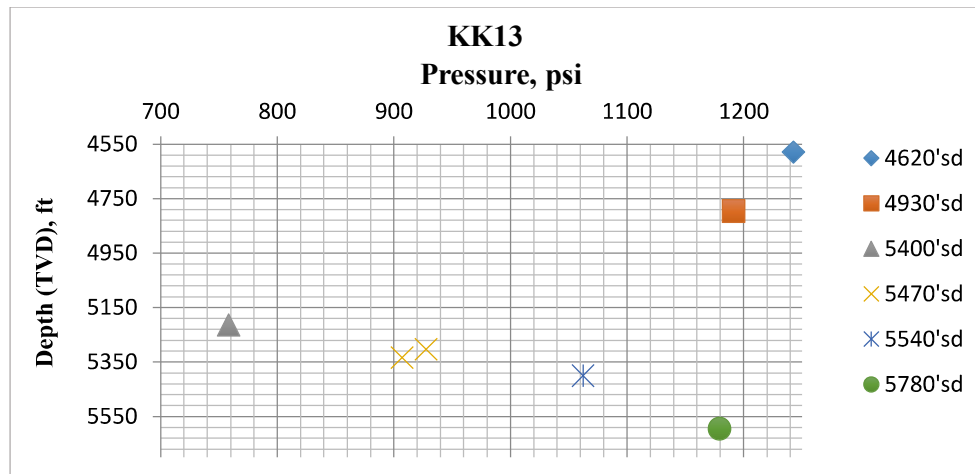
LAMPIRAN A : DISTRIBUSI WFT *POINT* TIAP SUMUR



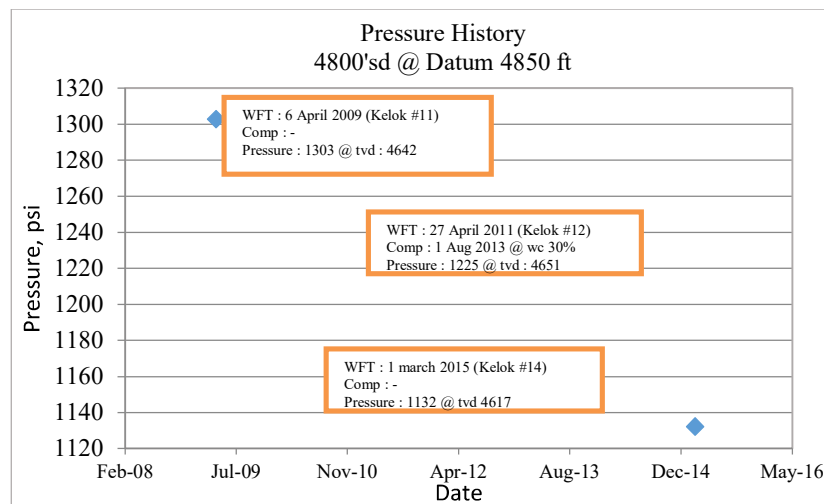
GAMBAR A-1. DISTRIBUSI WFT *POINT* KK11



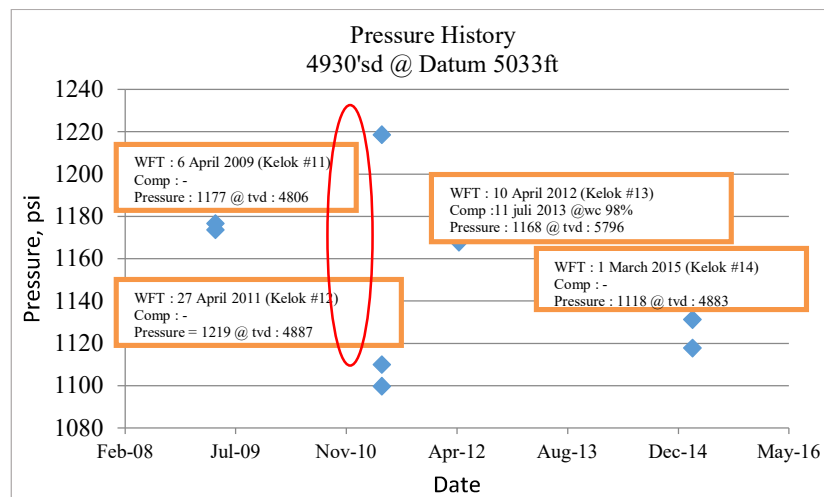
GAMBAR A-2. DISTRIBUSI WFT *POINT* KK12



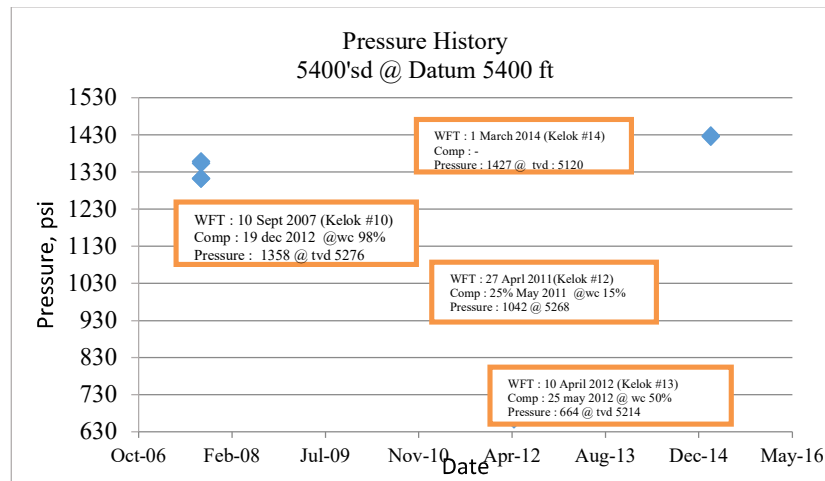
GAMBAR A-3. DISTRIBUSI WFT *POINT* KK13
LAMPIRAN B : *PRESSURE HISTORY* TIAP LAPISAN



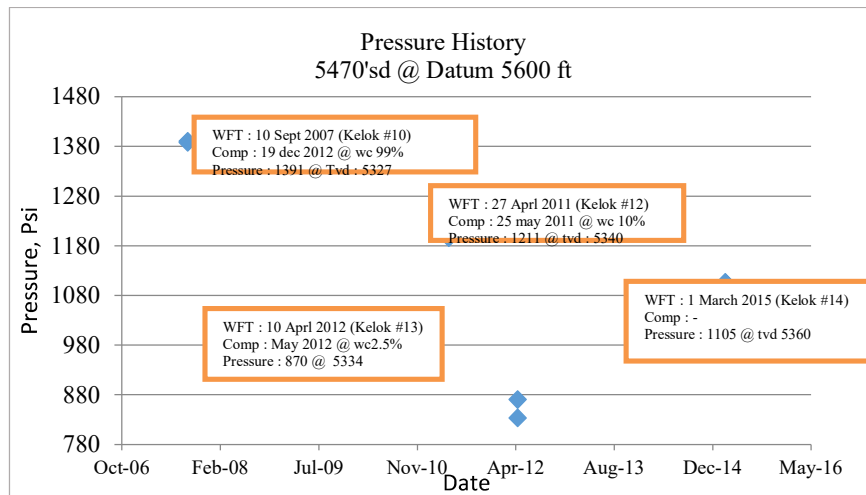
GAMBAR B-1. *PRESSURE HISTORY* GP4800



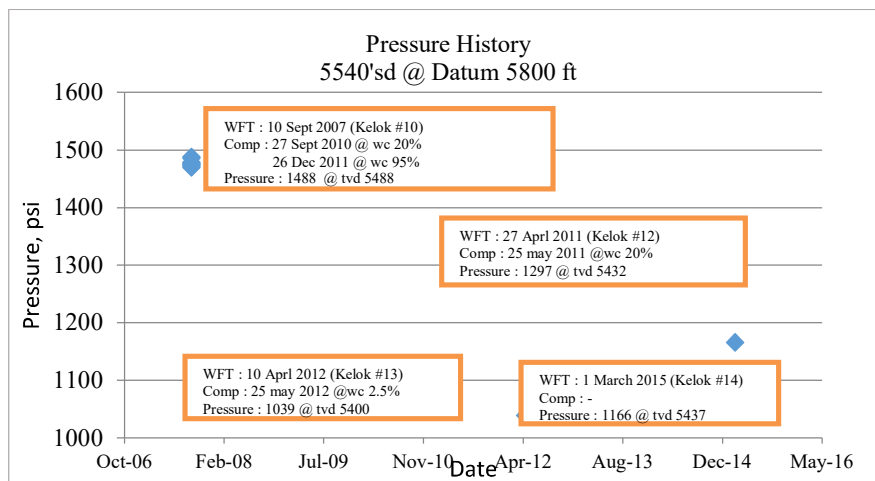
GAMBAR B-2. *PRESSURE HISTORY* GP4930



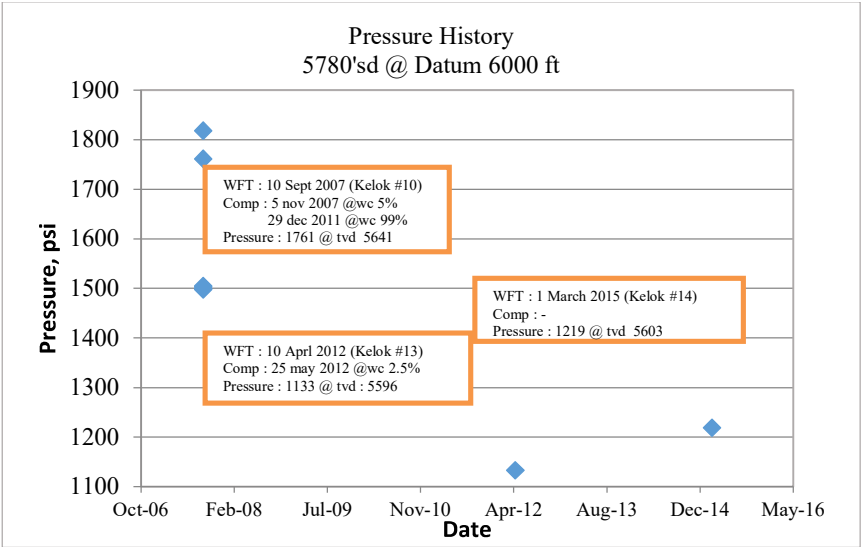
GAMBAR B-3. *PRESSURE HISTORY GP5400*



GAMBAR B-4. *PRESSURE HISTORY GP5470*



GAMBAR B-5. *PRESSURE HISTORY GP5540*



GAMBAR B-6. *PRESSURE HISTORY GP5780*