



Analisis Potensi Hidrokarbon dan Perhitungan Cadangan *Oil Current* Lapisan M1 dan M2 pada Formasi W Sumur AP#1 Lapangan Lirik

Muslim Abdurrahman, Mursyidah Umar, Pratama Anilgie

Program Studi Teknik Perminyakan Universitas Islam Riau

Jl. Kaharuddin Nasution Km 11 No 113, Marpoyan, Pekanbaru 28284

Email: muslim@eng.uir.ac.id

ABSTRAK

Sumur AP#1 berada pada Formasi W di Lapangan Lirik dan mulai diproduksi sejak tahun 1975. Produksi minyak dari sumur AP#1 yang berada pada lapisan G1, G2, G3 tidak lagi ekonomis untuk diproduksi. Hal ini disebabkan kadar air yang telah mencapai 100%. Lapisan M1 dan M2 merupakan lapisan yang mengandung hidrokarbon yang akan diusulkan untuk dilakukan Kerja Ulang Pindah Lapisan (KUPL). Interpretasi RST log digunakan sebagai acuan dalam pengusulan lapisan yang mengandung hidrokarbon serta mengetahui adanya akumulasi cadangan minyak yang cukup.

Analisis potensi hidrokarbon menggunakan model Simandoux dan RST log. Selain itu, untuk menghitung nilai dari saturasi minyak sisa (Sor) menggunakan data *core* yaitu *Special Core Analysis* (SCAL) dan selanjutnya perhitungan saturasi minyak (So) menggunakan RST log.

Hasil analisis potensi hidrokarbon pada lapisan M1 diperoleh nilai saturasi minyak awal (Soi) 67% dan nilai So 37.6%. Nilai So tersebut sesuai dengan kondisi *actual* sumur dan masih berada di atas nilai Sor 22% dengan nilai *Moveable Hydrocarbon Index* (MHI) *current* yang diperoleh $0.686 < 0.7$, sehingga lapisan M1 masih berpotensi untuk diproduksi. Lapisan M2 memiliki nilai Soi 29.8% dan nilai So 38.4%. Nilai So tersebut tidak sesuai dengan kondisi *actual* sumur dan jika dilihat dari nilai Soi 29.8% yang hampir mendekati nilai Sor 22%, dengan nilai MHI awal $0.753 > 0.7$, sehingga lapisan M2 kurang berpotensi untuk diproduksi. Hasil perhitungan nilai *Recovery Factor* (RF) lapisan M1 sebesar 41.4%, sehingga nilai *volumetric recoverable oil reserves* (Nr) diperoleh sebesar 67 MSTB dan Lapisan M2 diperoleh nilai RF sebesar 42.8% dengan nilai Nr sebesar 94 MSTB.

Kata kunci: Potensi Hidrokarbon, Cadangan, RST Log, Model Simandoux.

ABSTRACT

AP#1 well located in W Formation at Lirik Field and has been produced since 1975. As time goes by, the production of AP#1 well which located at G1, G2, G3 sand are no longer economically produced because the water cut is at 100%. M1 and M2 sand are the productive candidates to do new zone behind pipe (NZBP) as workover operation. RST log interpretation used as reference in the proposed sand, which contain hydrocarbon. However, to maximize the result and to make it more convincing about the current oil reserve at these sands, it is necessary to analyze the hydrocarbon potential.

Hydrocarbon potential analysis done by using Simandoux Model and RST log. Meanwhile, the oil residual saturation (Sor) obtained from special core analysis (SCAL) and then, RST log used to calculate a more current oil reserve.

The analysis result at M1 sand, initial oil saturation (Soi) at 67% and current oil saturation (So) at 37.6%. Current oil saturation (So) corresponds to the actual well condition and above the residual oil saturation (Sor), which is at 22% with the movable hydrocarbon index (MVI) is $(0.686) < 0.7$ so, M1 sand still has potential to be produced. The result of M2 sand are, Soi is at 29.8%, So at 38.4%. Current oil saturation (So) is not correspond to the actual condition and if we see from the initial oil saturation (Soi) at 29.8% it is close to residual oil saturation (Sor), which is at 22% and the initial MHI is $(0.753) > 0.7$ so, M2 sand has less potential to be produced. The result of oil current reserve calculation at M1 sand obtained, recovery factor (RF) at 41.4% so, the volumetric recoverable oil reserves (Nr) is 67 MSTB and for M2 sand obtained RF at 42.8% and Nr is 94 MSTB.

Keywords: Hydrocarbon Potential, Reserves, RST Log, Simandoux Model

I. PENDAHULUAN

Sumur AP#1 merupakan salah satu sumur yang berada pada Formasi W di Lapangan Lirik (Lampiran 2). Lapangan minyak ini dikelola oleh PT. Pertamina EP Asset 1 Lirik. Sumur AP#1 mulai diproduksi pada tahun 1975 dan mempunyai karakteristik tipikal *saline water*. Produksi minyak dari sumur AP#1 yang berada pada lapisan G1, G2, dan G3 mengalami penurunan produksi sampai saat ini. Salah satu faktor yang menyebabkan penurunan produksi minyak tersebut adalah umur sumur yang sudah tua atau yang telah cukup lama memproduksi sehingga berkurangnya nilai dari saturasi minyak dan meningkatnya nilai dari saturasi air. Nilai produksi minyak rata-rata dari sumur AP#1 telah mencapai batas *economic limit* sebesar 1 BOPD dengan kadar air 100%, sehingga lapisan G1, G2, G3 di *squeeze cementing* (menutup zona perforasi) pada tanggal 02 September 2017. Lapisan M1 dan M2 merupakan lapisan yang diperkirakan mengandung hidrokarbon dan diusulkan untuk dilakukan Kerja Ulang Pindah Lapisan (KUPL). Pekerjaan ini bertujuan untuk mengoptimalkan produksi hidrokarbon (Kaesti, 2011).

Interpretasi RST log menjadi acuan dalam pengusulan lapisan yang mengandung hidrokarbon. *Run RST log* dilakukan sejak April 2014 sampai pada tahun 2017. Hasil interpretasi RST log tersebut perlu dilakukan analisis potensi hidrokarbon yang lebih meyakinkan keberadaan akumulasi cadangan *oil current* pada lapisan M1 dan M2.

Analisis potensi hidrokarbon menggunakan dua metoda yaitu model Simandoux dan RST log. Model Simandoux digunakan untuk perhitungan potensi hidrokarbon pada lapisan *shaly-sand formation* (Adeoti, Ojo, Olatinsu, Fasakin dan Adesanya, 2015). Model ini dapat digunakan pada perhitungan saturasi air yang memiliki kadar salinitas air yang tinggi (Dwiyono dan Winardi, 2014). Sementara itu, potensi zona hidrokarbon diukur dengan memperkirakan saturasi airnya (S_w), saturasi minyak (S_o) dan parameter petrofisika lainnya (Ipek, Bassiouni, Kurniawan & Smith, 2007). Porositas, saturasi air dan saturasi minyak merupakan parameter penting untuk mengkarakterisasi setiap *reservoir* minyak bumi (Gorynski, Tobey, Enriquez, Smagala, Dreger dan Newhart, 2017). Perhitungan model Simandoux menggunakan data *open hole log* (*gamma ray*, *resistivity* dan kombinasi *neutron-density*). Data *open hole log* dapat digunakan untuk melihat kondisi awal suatu lapisan yang mengandung hidrokarbon pada saat sumur selesai ditajak yaitu pada tahun 1975. Data RST log (*cased hole log*) digunakan untuk melihat kondisi lapisan saat ini atau sebagai pembaharuan data lapangan (Wathan, Shahab dan Rudiyanto, 2001). Berdasarkan gabungan model Simandoux dan RST log dapat menunjukkan kondisi *actual* dari lapisan yang mengandung hidrokarbon dan selanjutnya dapat digunakan menghitung cadangan lapisan M1 dan M2 tersebut.

II. METODE PENELITIAN DAN LANDASAN TEORI

Metode yang digunakan dalam penelitian ini yaitu metode *field research*, dengan tahapan sebagai berikut:

1. Tahapan pengumpulan data, menggunakan data *well logging* (*gamma ray*, *resistivity*, *neutron-density*, dan RST log) serta menggunakan data *core* yaitu *Special Core Analysis* (SCAL).
2. Tahapan pengolahan dan perhitungan data, dengan menghitung nilai *volume shale* (V_{sh}) menggunakan *gamma ray log*, menghitung nilai porositas efektif menggunakan *neutron-density log*, menghitung nilai saturasi air (S_w) menggunakan persamaan Simandoux. Menghitung ulang nilai saturasi air (S_w) menggunakan RST log, setelah diperoleh nilai (S_w) kemudian menghitung nilai saturasi air *flushed zone* (S_{xo}), menghitung nilai saturasi minyak (S_o), menghitung nilai saturasi minyak sisa (S_{or}), menghitung nilai *Moveable Hydrocarbon Index* (MHI), dan terakhir menentukan nilai *volumetric recoverable oil reserves* (N_r).
3. Tahapan analisis potensi hidrokarbon dan menghitung cadangan *oil current*, yaitu melakukan analisis berdasarkan hasil model Simandoux dan RST log, kemudian menghitung cadangan *oil current* berdasarkan hasil RST log.

2.1 Potensi Hidrokarbon

Akumulasi hidrokarbon berhubungan dengan keberadaan perangkap *reservoir* sebagai media berpori. Selain minyak/gas, air juga bisa menempati ruang pori tersebut. Bila ketiga jenis fluida ini berada dalam suatu perangkap, maka gas akan berada paling atas, lalu minyak, dan air pada bagian bawahnya. Hal ini terjadi karena perbedaan *gravity* (Hernansjah, 2008). Penentuan lapisan yang berpotensi mengandung hidrokarbon diperlukan pengukuran dari nilai saturasi minyak (S_o), saturasi minyak sisa (S_{or}) dan *Moveable Hydrocarbon Index* (MHI).

1. Saturasi Minyak (S_o)

Sisa bagian dari pori-pori batuan yang berisi minyak disebut saturasi minyak, sama dengan $(1-S_w)$. Asumsi umum adalah bahwa *reservoir* mula-mula terisi air dan selang masa perubahan geologi, minyak atau gas yang terbentuk di tempat lain pindah ke formasi berpori, menggantikan air pada ruang pori yang lebih besar (Harsono, 1997).

2. Saturasi Minyak Sisa (S_{or})

3. Saturasi minyak sisa adalah bagian dari *volume* berpori yang diisi oleh minyak yang tidak dapat dipindahkan (Harsono, 1997). Jika nilai S_o masih berada diatas nilai S_{or} , yang berarti bahwa lapisan yang mengandung hidrokarbon masih berpotensi untuk diproduksi.

4. *Moveable Hydrocarbon Index* (MHI)

Moveable Hydrocarbon Index (MHI) mengidentifikasi hidrokarbon dari perbedaan antara saturasi air *uninvaded zone* (Sw) dan *flushed zone* (Sxo). Hidrokarbon tidak berpindah jika perbandingan Sw dan Sxo sama atau lebih besar dari pada 1.0. Hal ini tanpa memperhatikan apakah formasi tersebut mengandung hidrokarbon atau tidak. Perbandingan Sw dan Sxo kurang dari 0.7 (untuk *sandstone*) atau kurang dari 0.6 (untuk *carbonate*), merupakan indikasi adanya *moveable hydrocarbon* (Asquith dan Gibson, 1982).

2.2 Cadangan Hidrokarbon

Besarnya cadangan hidrokarbon dari suatu lapisan sangat penting untuk diketahui sebab nilai cadangan ini digunakan untuk mempertimbangkan keekonomisan dari suatu lapisan yang mengandung hidrokarbon. Besarnya cadangan hidrokarbon dapat dihitung menggunakan metode volumetrik. Metode volumetrik adalah pendekatan utama selama tahap pengembangan dan produksi awal (Worthington, Gaffney, Cline dan Assocs, 2005). Metode ini dapat digunakan jika memiliki data geologi, data log, dan data *core*.

III. HASIL DAN PEMBAHASAN

Squeeze cementing (menutup zona perforasi) dilakukan pada lapisan G1 (1226-1233 ft), G2 (1240-1245 ft) dan G3 (1352-1362 ft) karena kadar air yang telah mencapai 100% pada tanggal september 2017, dapat dilihat pada **Gambar 9** (Lampiran 6). Interpretasi RST log dilakukan untuk mencari lapisan yang mengandung hidrokarbon dengan melihat zona *permeable* dan nilai dari saturasi minyak yang signifikan. Hasil interpretasi RST log tersebut diperoleh dari lapisan M1 (1456-1462 ft) dan M2 (1486-1492 ft) merupakan lapisan yang mengandung hidrokarbon, dapat dilihat pada **Gambar 3** penampang sumur AP#1 (Lampiran 3) dan hasil interpretasi RST log ditunjukkan pada **Gambar 4** (Lampiran 3).

Berdasarkan **Gambar 4** RST log menunjukkan bahwa pada lapisan M1 (1456-1462 ft) dan M2 (1486-1492 ft) berada pada zona *permeable* yang dilihat dari kurva GR-CSD, dan nilai saturasi minyak (So) yang masih signifikan, yang dilihat dari kurva saturasi minyak (So). Sehingga dari hasil tersebut diperkirakan lapisan M1 dan M2 merupakan lapisan yang mengandung hidrokarbon.

3.1 Hasil Potensi Hidrokarbon (Model Simandoux)

Berdasarkan karakteristik tipikal *saline water* (58,000 ppm) pada sumur AP#1 maka perhitungan model Simandoux tepat digunakan pada lapisan tersebut. Menurut Sharma dan Mohanty (2013) jika kadar salinitas air (>50,000 ppm) merupakan *high salinity* atau *saline water*. Data yang digunakan untuk mendapatkan hasil potensi hidrokarbon model Simandoux yaitu data dari pembacaan log sumur AP#1 yang berada pada lapisan M1 (1456-1462 ft) dan lapisan M2 (1486-1492 ft), yang telah dilakukan *open hole logging* (*gamma ray*, *resistivity* dan kombinasi *neutron-density*). Gambar *open hole log* dapat dilihat pada **Gambar 7** (Lampiran 5).

Berdasarkan **Gambar 7** *Open hole log* maka didapatkan hasil pembacaan nilai GRlog, GRcl, GRshl, Rt, Rshl, pb, pshl, ΦN_{log} dan ΦN_{shl} . Hasil dari pembacaan *open hole log* dapat dilihat pada **Tabel 1** dan persamaan yang digunakan dalam perhitungan dapat dilihat pada Lampiran 1.

Tabel 1. Hasil Pembacaan *Open Hole Logging*

Sumur	Zona	Depth (ft)	Gamma Ray			Resistivity		Neutron-Density			
			GRlog	GRcl	GRshl	Rt Ω_m	Rshl Ω_m	pb	pshl	ΦN_{log}	ΦN_{shl}
AP#1	M1	1456-1462	66.95	42.17	95	30	5.6	2.31	0.17	0.231	0.226
	M2	1486-1492	47.60	31.68	86	15	5.2	2.25	0.17	0.239	0.224

Pada *gamma ray log*, pembacaan GRlog ditentukan dari interval kedalaman yang akan di analisis yaitu pada (1456-1462 ft) dan (1486-1492 ft), pembacaan GRcl ditentukan dari defleksi kurva *gamma ray log* minimum. GRshl ditentukan dari defleksi kurva *gamma ray log* maksimum. Pada *resistivity log*, pembacaan nilai Rt pada (ILD) ditentukan dari interval kedalaman yang dianalisis yaitu pada (1456-1462 ft) dan (1486-1492 ft), pembacaan *resistivity shale* (Rshl) ditentukan pada kedalaman yang berada pada lapisan *shale*. Pada log kombinasi (*neutron-density*), pembacaan nilai densitas bulk (pb) ditentukan dari interval kedalaman yang dianalisis yaitu (1456-1462 ft) dan (1486-1492 ft), pembacaan nilai pada *density shale* (pshl) ditentukan pada kedalaman yang berada pada lapisan *shale*. Pembacaan nilai pada ΦN_{log} ditentukan dari

interval kedalaman yang dianalisis yaitu pada (1456-1462 ft) dan (1486-1492 ft), dan pembacaan nilai pada Φ_{Nshl} ditentukan pada kedalaman yang berada pada lapisan *shale*.

Setelah diperoleh hasil pembacaan *open hole logging*, maka selanjutnya dilakukan perhitungan potensi hidrokarbon menggunakan model Simandoux. Menurut Adeoti, Ojo, Olatinsu, Fasakin dan Adesanya (2015) model Simandoux digunakan untuk perhitungan potensi hidrokarbon yang lebih efektif karena lapisan berada pada *shaly-sand formation*. Hasil perhitungan potensi hidrokarbon model Simandoux dapat dilihat pada **Tabel 2** dan persamaan yang digunakan dalam perhitungan dapat dilihat pada Lampiran 1.

Tabel 2. Hasil Perhitungan Potensi Hidrokarbon Model Simandoux

Sumur	Zona	Depth (ft)	Φ	Φ_e	Vsh	Sw	Sxo	So	Sor	MHI
AP#1	M1	1456-1462	0.25	0.16	0.468	0.330	0.801	0.670	0.22	0.412
	M2	1486-1492	0.27	0.21	0.291	0.702	0.932	0.298	0.22	0.753

Berdasarkan **Tabel 2** hasil perhitungan potensi hidrokarbon model Simandoux pada lapisan M1 dan M2 yang telah dilakukan, maka didapatkan hasil yaitu *volume shale* (Vsh), porositas, saturasi air *uninvaded zone* (Sw), saturasi air *flushed zone* (Sxo), saturasi minyak (So) dan *Moveable Hydrocarbon Index* (MHI). Nilai saturasi minyak sisa (Sor) didapatkan dari data *Special Core Analysis* (SCAL).

Pada perhitungan nilai (Vsh) lapisan M1 didapatkan *range* nilai (0.11-0.95). Plot porositas efektif vs *volume shale* menunjukkan adanya distribusi *shale* pada lapisan M1 yaitu *laminated shale*, dimana nilai *volume shale* berbanding terbalik terhadap nilai porositas efektif, hal ini disebabkan karena butiran *shale* menempati ruang pori sehingga mengurangi nilai porositas efektif. Seperti yang terlihat pada **Gambar 5** grafik Porositas efektif vs *Vclay* lapisan M1 (Lampiran 4). Distribusi *shale* pada lapisan M2 didapatkan *range* nilai (0.20-0.32) yaitu *structural shale*, dimana nilai *volume shale* tidak mempengaruhi porositas efektif. Jenis *structural shale* merupakan butiran *shale* yang menempati pada *sand grains* sehingga tidak mempengaruhi nilai porositas efektif yang signifikan. Seperti yang terlihat pada **Gambar 6** grafik Porositas efektif vs *Vclay* lapisan M2 (Lampiran 4). Menurut Harsono (1997) jika nilai *volume shale* lebih besar dari 15% merupakan *shaly-sand formation*. Hasil *volume shale* pada lapisan M1 dan M2 menunjukkan bahwa nilai *volume shale* yang didapat lebih besar dari 15% yang berarti bahwa lapisan M1 dan lapisan M2 merupakan lapisan *shaly-sand formation*.

Nilai porositas lapisan M1 didapatkan sebesar 0.25 pada *range* nilai porositas yang sangat baik, tetapi nilai dari porositas tersebut harus dikoreksi karena terdapatnya distribusi *shale* yang mempengaruhi nilai pembacaan dari porositas tersebut. Nilai porositas yang telah dikoreksi merupakan porositas efektif dengan nilai yang didapatkan sebesar 0.16 masih dalam *range* nilai porositas yang baik. Nilai porositas pada lapisan M2 didapatkan sebesar 0.27 setelah dilakukan koreksi didapatkan hasil porositas efektif sebesar 0.21 dan termasuk dalam *range* porositas yang sangat baik.

Pada perhitungan nilai Sw (awal), lapisan M1 didapatkan nilai sebesar 0.33 yang menunjukkan bahwa nilai Sw masih relatif kecil. Pada lapisan M2 didapatkan nilai Sw (awal) yaitu 0.70, yang mengindikasikan bahwa lapisan lebih banyak mengandung air karena nilai Sw yang didapat sudah melebihi pada *range* batasan Sw, yaitu lebih besar dari 60% yang berarti bahwa lapisan tersebut lebih banyak mengandung air (Hernansjah, 2008).

Menurut Hernansjah (2008) nilai Sxo digunakan sebagai indikator *moveable hydrocarbon* yang ditinjau dari nilai Sxo yang lebih besar dari nilai Sw. Pada lapisan M1 didapatkan nilai Sxo sebesar 0.80 dan pada lapisan M2 didapatkan nilai Sxo sebesar 0.93. Berdasarkan nilai Sxo kedua lapisan tersebut mengindikasikan bahwa adanya *moveable hydrocarbon* yang ditinjau dari nilai Sxo yang lebih besar dari nilai Sw.

Pada perhitungan nilai So, lapisan M1 didapatkan nilai So (awal) sebesar 0.67 dan lapisan M2 didapatkan nilai So (awal) sebesar 0.29. Menurut Taufeeq (2016) jika saturasi hidrokarbon hampir mencapai 70% atau lebih yang mengindikasikan besarnya nilai saturasi hidrokarbon. Pada lapisan M1 didapatkan nilai So (awal) yang hampir mencapai 70% yang mengindikasikan adanya potensi hidrokarbon yang signifikan, karena besarnya nilai So. Lapisan M2 didapatkan nilai So (awal) sebesar 0.29 yang mengindikasikan bahwa lapisan lebih banyak mengandung air karena nilai So yang didapatkan kurang signifikan.

Nilai saturasi minyak sisa (Sor) didapatkan dari nilai data *Special Core Analysis* (SCAL) yang dapat dilihat pada **Gambar 8** (Lampiran 5), maka didapatkan nilai Sor sebesar 0.22. Nilai Sor sangat penting digunakan, karena mengindikasikan batas dari nilai saturasi minyak yang masih bisa diproduksi. Jika dilihat dari nilai saturasi minyak yang didapatkan pada lapisan M1 dan M2, nilai tersebut masih berada diatas nilai Sor yang berarti cadangan minyak masih bisa diproduksi dengan teknologi yang ada saat ini.

Nilai MHI pada lapisan M1 sebesar 0.41 dan lapisan M2 didapatkan sebesar 0.75. Menurut Hamada (2005) jika nilai MHI yang diperoleh kurang dari 0.7 maka di indikasikan adanya *moveable hydrocarbon*. Pada lapisan M1 mengindikasikan

bahwa adanya *moveable hydrocarbon* atau lapisan berpotensi mengandung hidrokarbon, karena nilai yang didapatkan lebih kecil dari 0.7. Pada lapisan M2 mengindikasikan bahwa tidak adanya *moveable hydrocarbon* karena nilai yang didapatkan lebih besar dari 0.7, sehingga lapisan tidak berpotensi mengandung hidrokarbon.

3.2 Hasil dan Analisis Potensi Hidrokarbon Menggunakan RST Log dan Model Simandoux

Hasil perhitungan potensi hidrokarbon menggunakan RST log dan model Simandoux dapat dilihat pada **Tabel 3** dan persamaan yang digunakan dalam perhitungan dapat dilihat pada Lampiran 1.

Tabel 3 Hasil Perhitungan Potensi Hidrokarbon Menggunakan RST Log dan Model Simandoux

Sumur	Zona	Depth (ft)	So		Sw		Sxo		MHI		Sor
			RST log	Sim							
AP#1	M1	1456-1462	0.376	0.670	0.624	0.330	0.910	0.801	0.686	0.412	0.22
	M2	1486-1492	0.384	0.298	0.616	0.702	0.908	0.932	0.678	0.753	0.22

Berdasarkan **Tabel 3** hasil perhitungan potensi hidrokarbon menggunakan RST log dan model Simandoux, maka lapisan M1 didapatkan nilai So (awal) model Simandoux sebesar 0.670 dan nilai So (*current*) RST log sebesar 0.376. Hasil So antara penggunaan model Simandoux dan RST log tersebut, memperlihatkan adanya perbedaan harga dikarenakan pada perhitungan model Simandoux merupakan perhitungan So (awal) atau pada saat sumur selesai di tajak pada tahun 1975, Sedangkan So dari RST log merupakan So (*current*). Hal ini mempengaruhi bahwa seiring berjalannya waktu hidrokarbon atau minyak pada lapisan tersebut semakin berkurang karena sumur yang telah berproduksi cukup lama, sehingga mengurangi kuantitas minyak yang ada di sekitar lubang sumur dan hal inilah yang ikut mengurangi nilai So (*current*).

Hasil perhitungan dari nilai Sw maka pada lapisan M1 didapatkan nilai Sw (awal) sebesar 0.330 dan nilai Sw (*current*) sebesar 0.624. Hasil tersebut mengindikasikan bahwa seiring berjalannya waktu maka nilai Sw akan terus meningkat dan berkurangnya nilai So karena umur sumur yang telah berproduksi cukup lama. Lapisan M2 didapatkan nilai Sw (awal) sebesar 0.702 dan nilai Sw (*current*) sebesar 0.616. Hasil tersebut mengindikasikan bahwa nilai Sw *current* yang diperoleh tidak sesuai dengan kondisi *actual* sumur, yang mana seiring berjalannya waktu maka nilai saturasi air akan terus meningkat, seiring dengan umur sumur yang telah cukup lama berproduksi.

Nilai Sxo digunakan sebagai indikator *moveable hydrocarbon* jika nilai Sxo lebih besar dari nilai Sw. Lapisan M1 didapatkan nilai Sxo (awal) sebesar 0.801 dan nilai Sxo (*current*) sebesar 0.910, yang mengindikasikan adanya *moveable hydrocarbon* dan ditinjau dari nilai Sxo (*current*) yang masih relevan. Lapisan M2 didapatkan nilai Sxo (awal) sebesar 0.932 dan nilai Sxo (*current*) sebesar 0.908. Hasil yang didapatkan tersebut adanya perbedaan harga yang tidak sesuai dengan kondisi *actual* sumur, dan ditinjau dari nilai Sxo (awal) yang hampir mendekati nilai 100%, sehingga mengindikasikan lapisan kurang produktif jika diproduksi.

Hasil perhitungan nilai MHI maka pada lapisan M1 diperoleh nilai MHI (awal) sebesar 0.412 dan nilai MHI (*current*) sebesar 0.686. Nilai yang didapatkan tersebut masih lebih kecil dari 0.7, yang mengindikasikan adanya *moveable hydrocarbon* atau lapisan berpotensi mengandung hidrokarbon. Lapisan M2 didapatkan nilai MHI (awal) sebesar 0.753 dan nilai MHI (*current*) sebesar 0.678. Nilai MHI (*current*) tersebut tidak sesuai dengan kondisi *actual* sumur. Jika ditinjau dari nilai MHI (awal) yang lebih besar dari 0.7, maka mengindikasikan tidak adanya *moveable hydrocarbon*, atau lapisan tidak berpotensi mengandung hidrokarbon.

Nilai Sor digunakan sebagai indikator batas keekonomisan dari saturasi minyak yang bisa diproduksi. Nilai Sor yang didapatkan dari data *Special Core Analysis* (SCAL) sebesar 0.22, nilai tersebut digunakan pada lapisan M1 dan M2. Pada lapisan M1 didapatkan nilai So (awal) sebesar 0.670 dan So (*current*) sebesar 0.376 yang mengindikasikan bahwa lapisan M1 masih bernilai ekonomis untuk diproduksi, karena nilai So (awal) dan (*current*) masih berada diatas nilai Sor. Pada lapisan M2 didapatkan nilai So (awal) sebesar 0.298 dan So (*current*) sebesar 0.384. Nilai tersebut tidak sesuai dengan kondisi *actual* sumur. Jika ditinjau dari nilai So (awal), mengindikasikan bahwa lapisan kurang bernilai ekonomis untuk diproduksi, karena nilai So yang hampir mendekati nilai Sor.

3.3 Hasil Perhitungan Cadangan Oil Current

Data *reservoir* yang digunakan untuk menghitung cadangan *oil current* dapat dilihat pada Lampiran 2. Hasil perhitungan cadangan *oil current* dapat dilihat pada **Tabel 4** dan persamaan yang digunakan dalam perhitungan dapat dilihat pada Lampiran 1.

Tabel 4. Hasil Perhitungan Cadangan Oil Current

Sumur	Zona	Depth	RF		Nr (MSTB)	
		(ft)	Sim	RST log	Sim	RST log
AP#1	M1	1456-1462	0.672	0.414	0.624	0.330
	M2	1486-1492	0.262	0.428	0.616	0.702

Berdasarkan **Tabel 4** hasil perhitungan cadangan *oil current*, menunjukkan nilai dari *Recovery Factor* (RF) dan *volumetric recoverable oil reserves* (Nr) dari lapisan M1 dan M2.

Nilai RF lapisan M1 didapatkan sebesar 67.2% untuk nilai RF model Simandoux. Nilai lapisan ini terbilang sangat besar untuk ukuran *reservoir* minyak, hal tersebut kemungkinan dipengaruhi oleh *drive mekanisme reservoir* yang merupakan kombinasi *strong bottom water drive reservoir* dengan *gravity drainage* dan nilai RF RST log didapatkan sebesar 41.4%. Hasil perhitungan nilai RF Lapisan M1 menunjukkan bahwa seiring berjalannya waktu, nilai RF akan semakin berkurang dan akan mencapai batas keekonomian dari suatu lapisan. Nilai RF lapisan M2 didapatkan sebesar 26.2% untuk nilai RF model Simandoux. Nilai RF yang didapatkan tersebut relatif kecil untuk ukuran *reservoir* minyak dengan *strong bottom water drive reservoir* dan *gravity drainage*, sehingga diperkirakan perolehan minyak kurang signifikan. Nilai RF RST log didapatkan sebesar 42.8%, nilai tersebut cukup efektif untuk *drive mekanisme reservoir*. Namun, nilai RF RST log tersebut tidak sesuai dengan kondisi *actual* sumur. Jika dilihat dari nilai RF model Simandoux, maka lapisan diperkirakan lebih banyak mengandung air karena nilai RF minyak yang relatif kecil.

Hasil perhitungan nilai *volumetric recoverable oil reserves* (Nr), maka lapisan M1 didapatkan sebesar 195 MSTB, yang menunjukkan lapisan berpotensi mengandung hidrokarbon sejak awal sumur selesai ditajak dengan nilai cadangan yang cukup efektif. Nilai Nr RST log didapatkan sebesar 67 MSTB, nilai cadangan tersebut masih cukup efektif untuk dapat terambil atau bisa diproduksi sampai batas ekonomisnya. Lapisan M2 didapatkan nilai Nr model Simandoux sebesar 45 MSTB dan nilai Nr RST log sebesar 94 MSTB. Jika dilihat dari nilai Nr RST log tersebut masih cukup efektif untuk bisa diproduksi. Namun, nilai dari cadangan RST log tersebut tidak sesuai dengan kondisi *actual* sumur, jika ditinjau dari nilai cadangan model Simandoux merupakan nilai cadangan pada saat sumur selesai ditajak, sehingga diperkirakan nilai cadangan tersebut tidak ekonomis lagi untuk diproduksi saat ini.

IV. KESIMPULAN

1. Hasil analisis potensi hidrokarbon menggunakan RST log (*current*) dan model Simandoux (awal) maka lapisan M1 diperoleh So awal 67% dan So *current* 37.6%. Nilai So *current* tersebut berada di atas nilai Sor 22%, dan nilai MHI *current* 0.686, mengindikasikan lapisan M1 masih berpotensi untuk diproduksi. Lapisan M2 didapatkan nilai So awal 29.8% dan So *current* 38.4%. Nilai So *current* tersebut tidak sesuai dengan kondisi *actual* sumur. Jika dilihat dari nilai So awal 29.8% yang hampir mendekati nilai Sor 22%, dan nilai MHI awal 0.753, mengindikasikan lapisan M2 kurang berpotensi untuk diproduksi.
2. Hasil perhitungan cadangan *oil current* pada lapisan M1 dan M2, maka lapisan M1 diperoleh nilai RF 41.4% dengan nilai Nr 67 MSTB. Lapisan M2 diperoleh nilai RF 42.8% dengan nilai Nr 94 MSTB.

DAFTAR PUSTAKA

- Adeoti, L., Ojo, A.A., Olatinsu, O.B., Fasakin, O.O. and Adesanya, O.Y. 2015. Comparative Analysis Of Hydrocarbon Potential In Shaly Sand Reservoirs Using Archie And Simandoux Models: A Case Study Of "X" Field, Niger Delta, Nigeria, *Life Journal of Science* 17(1), p. 015-029
- Asquith, G. and Gibson, C. 1982. *Basic Well Log Analysis for Geologists*. American Association of Petroleum Geologists, Oklahoma.
- Dwiyono, I.F. dan Winardi, S. 2014. Kompilasi Metode Water Saturation dalam Evaluasi Formasi. *Prosiding Seminar Nasional Kebumihan Ke-7*, Yogyakarta, 30-31 Oct, p.420-437
- File Sumur AP#1 Lapangan Lirik, PT Pertamina EP Asset 1 Lirik, Lirik. 2017.
- Gorynski, K.E., Tobey, M., Enriquez, D., Smagala, T., Dreger, J. and Newhart, R. 2017. *Quantification and Characterization of Hydrocarbon-Filled Porosity in Liquid-Rich Shales using Basic Programed Thermal Extraction and Pyrolysis, LECO-TOC, Archimedes Bulk Density, and Helium Pycnometry Measurements*. Paper presented at the Unconventional Resources Technology Conference held in Austin, Texas. USA.

Hamada, G.M. 2005. *Factor Identifies Hydrocarbon Recoverability and Type*. Paper presented at the International Exhibition Center Conference held in Bahrain. Bahrain.

Harsono, A. 1997. *Evaluasi Formasi dan Aplikasi Log*. Jakarta: Schlumberger Oil Field.

Hernansjah. 2008. *Diklat Analisa Log Sumur*. Bandung: Teknik Perminyakan ITB.

Ipek, G., Bassiouni, Z., Kurniawan, B. and Smith, J.R. 2007. I-B Shaly Sand Model: Application To Hydrocarbon Detection. *Jurnal Of Canadian Petroleum Technology* 46 (7), p. 55-61

Kaesti, E.Y. 2011. Keberhasilan Optimasi Kerja Ulang Pindah Lapisan (KUPL). *Jurnal Ilmiah MTG* 4(2). Sharma, G., and Mohanty, K.K. 2013. *Wettability Alteration in High-Temperature and High-Salinity Carbonate Reservoirs*. Paper presented at the SPE annual Technical Conference and Exhibition. USA.

Wathan, R.R., Shahab, I. and Rudiyanto. 2001. Prediksi Potensi Hidrokarbon Secara Kualitatif Struktur Rantau Dan Kuala Simpang Barat Berdasarkan Evaluasi RST. *Proceeding Simposium Nasional Iatmi*, Yogyakarta, 03-05 Oct, p.47-53

Worthington, P.F., SPE, Gaffney, Cline and Assocs. 2005. *Reserves-Getting It Right*. Paper presented at the international petroleum technology conference held in doha. Qatar.

LAMPIRAN 1

Perhitungan Potensi Hidrokarbon :

Volume Shale ditentukan berdasarkan persamaan :

$$V_{sh} = \frac{GR_{log} - GR_{shl}}{GR_{cl} - GR_{shl}} \quad (1)$$

Persamaan penentuan porositas :

- *Nutron log*

$$\Phi_N = (1.02 \times \Phi_{Nlog}) + 0.0425 \quad (2)$$

$$\Phi_{Nc} = \Phi_N - (V_{sh} \times \Phi_{Nsh}) \quad (3)$$

- *Density log*

$$\Phi_D = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \quad (4)$$

$$\Phi_{Dc} = \Phi_D - (V_{sh} \times \Phi_{Dsh}) \quad (5)$$

- Porositas Efektif

$$\Phi_e = \sqrt{\frac{(\Phi_{Dc}^2 + \Phi_{Nc}^2)}{2}} \quad (6)$$

Persamaan penentuan saturasi air *uninvaded zone* (Sw) Simandoux:

$$S_w = \left(\frac{C \times R_w}{\Phi_e^2} \right) \times \left[\sqrt{\left(\frac{V_{sh}}{R_{sh}} \right)^2 + \frac{5\Phi_e^2}{R_t \times R_w}} - \left(\frac{V_{sh}}{R_{sh}} \right) \right] \quad (7)$$

Persamaan penentuan *Water Resistivity* (Rw):

$$R_w = \frac{R_o}{F} \quad (8)$$

Persamaan penentuan saturasi air *flushed zone* (Sxo):

$$S_{xo} = S_w^{0.2} \quad (9)$$

Persamaan penentuan saturasi minyak (So):

$$S_o = 1 - S_w \quad (10)$$

Persamaan penentuan *Moveable Hydrocarbon Index* (MHI):

$$MHI = \frac{S_w}{S_{xo}} \quad (11)$$

Persamaan penentuan saturasi minyak sisa (Sor):

$$S_{or} = 1 - K_{ro\ max} \quad (12)$$

Perhitungan Cadangan:

Persamaan penentuan cadangan minyak (volumetrik):

$$Nr = \frac{7758 \times DA \times H \times \Phi \times (1 - Sw) \times RF}{BOI} \quad (13)$$

Persamaan penentuan *Recovery Factor* (RF):

$$RF = \frac{(1 - Sw) - Sor}{1 - Sw} \quad (14)$$

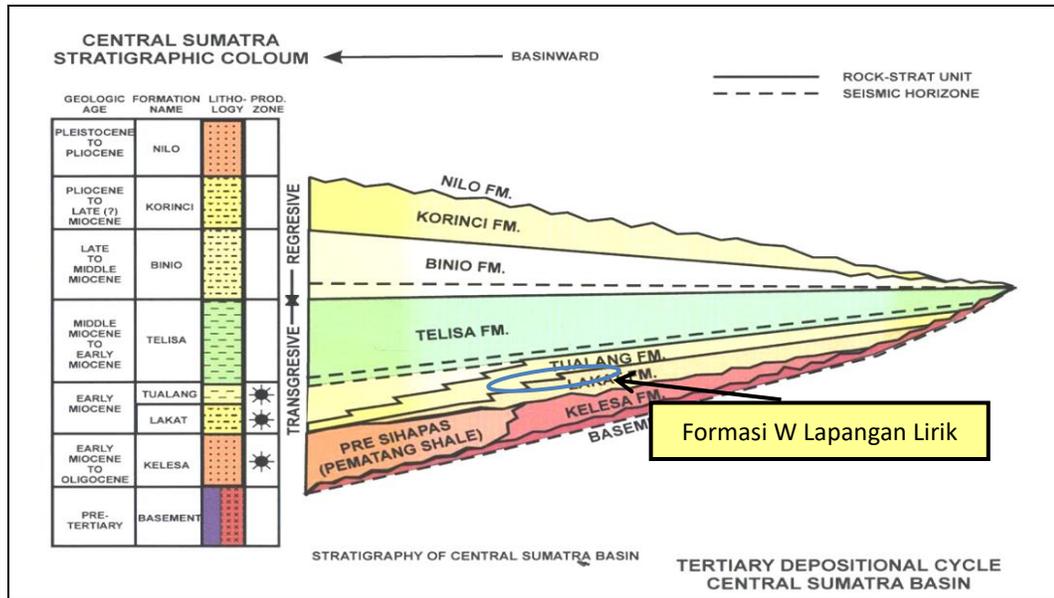
LAMPIRAN 2

Tabel 5. Data Reservoir Sumur AP#1

Sumur	Zona	Depth (ft)	DA (acre)	H (ft)	Φ	Sw		Boi	Bo
						Sim	RST log		
AP#1	M1	1456-1462	62	6	0.16	0.330	0.624	1.052	1.054
	M2	1486-1492	62	6	0.21	0.702	0.616	1.052	1.054

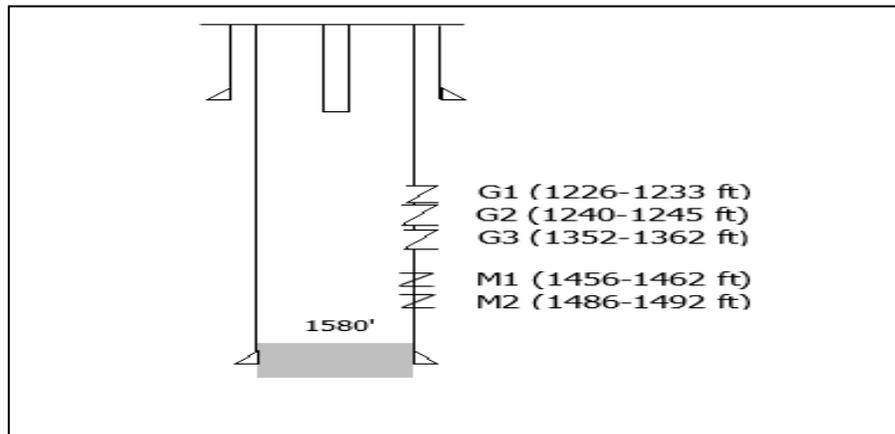


Gambar 1. Peta lokasi lapangan Lirik (Sumber: file arsip PT. Pertamina EP Asset 1 Lirik field)

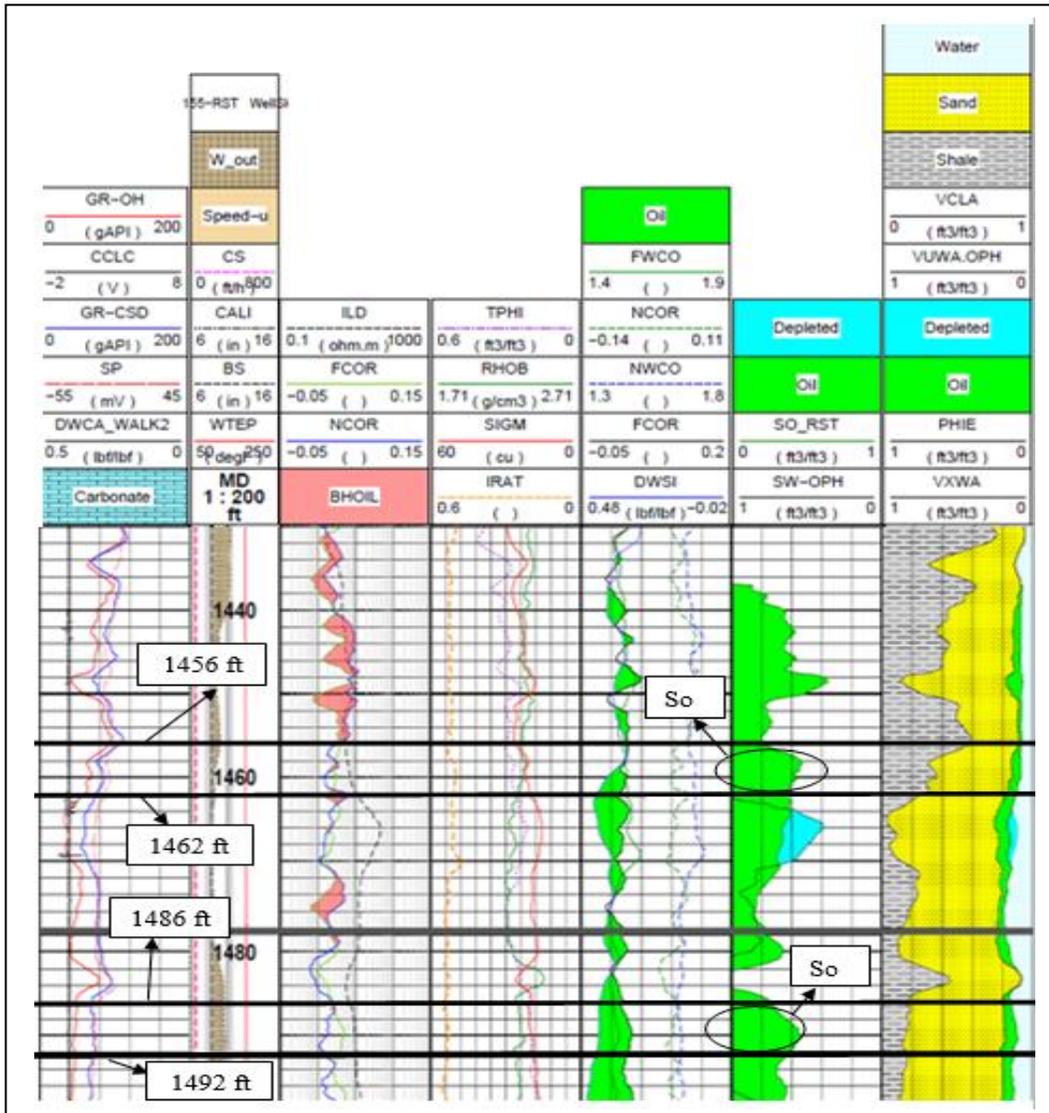


Gambar 2. Tatanan geologi cekungan sumatera tengah (Sumber: file arsip PT. Pertamina EP Asset 1 Lirik field)

LAMPIRAN 3

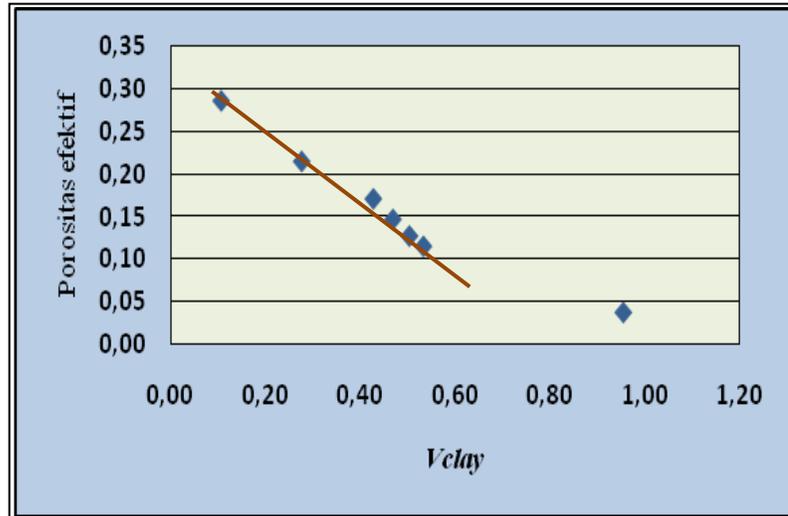


Gambar 3. Penampang sumur AP#1 (Sumber: file PT. Pertamina EP Asset 1 Lirik field, 2017)

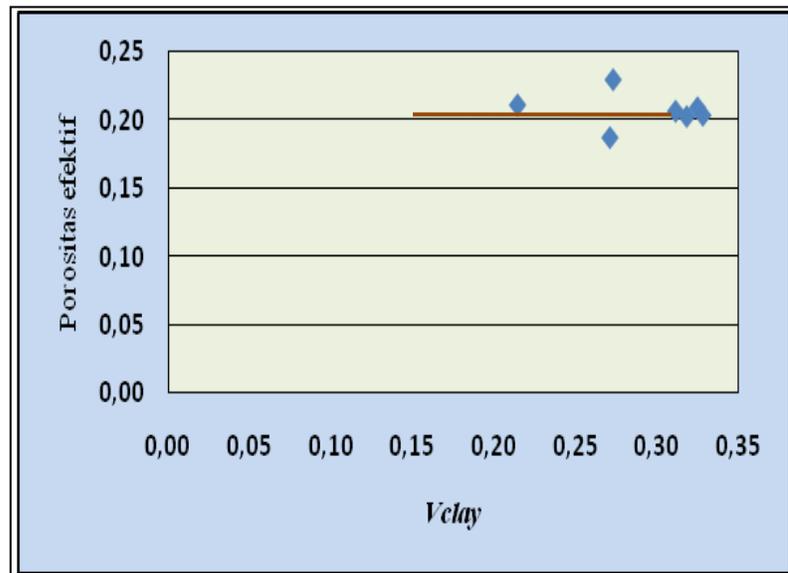


Gambar 4. RST log (Sumber: file PT. Pertamina EP Asset 1 Lirik field)

LAMPIRAN 4



Gambar 5. Grafik Porositas efektif vs *Vclay* Lapisan M1



Gambar 6. Porositas efektif vs *Vclay* Lapisan M2

LAMPIRAN 5

Sumur :			
Program :			
No :			
DATA PRODUKSI DAN RESERVOIR		PENAMPANG SUMUR	
1 Status Sumur	: Shut in		
2 Jenis Pompa	: -		KB : 74 Ft. BH : 62 Ft.
3 Stages	: -		
4 PSD	: - Ft KB		
5 Submergence	: - Ft KB		
6 SFL	: - Ft KB		
7 DFL	: - Ft KB		
8 Estimated Res. Pres.	: - Psi		
9 Estimated Prod.	: -		
10 Last Production Test	: -		
11 Last Service	: Program Kandd sumur CO Log (17 April 2014)		
MASALAH		IPR	
TUJUAN			
PERKIRAAN PRODUKSI			
1 Gross :	BFPD		
2 WC :	%		
3 Nett :	BOPD		
RIWAYAT SUMUR :			
28 November 1975	Sumur ditajak dan selesai pada lapisan "M" atas (1462'-1465') KB. Produksi awal 99 BOPD, 38% KA. Uji produksi awal 275 BFPD, KA=38%.		
22 Desember 1983	Pelubangan lapisan "M" bawah selang 1494'-1502'. Uji produksi KA=100%.		
04 Januari 1984	Squeeze cementing lapisan "M" (1462'-1465), (1494'-1502'). Sumur ditinggalkan sementara.		
06 Maret 1987	Pelubangan lapisan "D" selang 766'-770', 780'-783', 800'-804', 816'-820'. Hasil swab KA=100% Tutup penyemenan desak lapisan D selang 766'-770', 780'-783', 800'-804', 816'-820'. Pelubangan lapisan "D" bawah selang 799'-805', hasil swab KA=100%. Tutup/ penyemenan desak lapisan "D" bawah selang 799'-805'. sumur ditinggalkan sementara.		
02 Januari 1992	Pelubangan lapisan "K" selang 1397'-1406'. Uji produksi tidak terukur.		
20 Desember 2005	Tutup lapisan "K" selang 1397'-1406'. Sumur ditinggalkan sementara.		
06 Januari 2010	Pelubangan lapisan "F" (1172'-1186') dan "L" (1442'-1448'). Uji produksi tidak tercatat.		
30 Oktober 2012	Squeeze cementing lapisan "F" (1172'-1186), dan "L" (1442'-1448'). Sumur ditinggalkan sementara.		
17 April 2014	Run C/O Logging selang 650 - 1580 ft oleh Schlumberger. Sumur ditinggalkan sementara.		
20 Mei 2014	Pelubangan lapisan "J" (1364'-1370'). Uji produksi KA=100%		
24 Mei 2014	Squeeze cementing lapisan "J" (1364'-1370'). Sumur ditinggalkan sementara.		
30 Juni 2014	Pelubangan lapisan "G1" (1226'-1233'), "G2" (1240'-1245'), "G3" (1352'-1362') Uji produksi tidak terukur.		
02 September 2017	Squeeze cementing lapisan "G1" (1226'-1233'), "G2" (1240'-1245'), "G3" (1352'-1362'). KA=100%		

Gambar 9. Profil sumur AP#1 (Sumber : file PT. Pertamina EP Asset 1 Lirik field)