

Stimulasi *Thermochemical* dan *Electrical Downhole Heating* sebagai Solusi Alternatif Penanganan *Wax Problem* pada Sumur *High Pour Point Oil*: Studi Kasus Lapangan X

(1)**Didin Muhidin and (1)Hananda M. Rose*

(1)*Teknik Perminyakan, UPN Veteran Yogyakarta, Jl. SWK Jl. Ring Road Utara No.104*

*Email: 113170103@student.upnyk.ac.id

ABSTRACT

High pour point oil (HPPO) typically contains heavy components such as asphaltenes. In some cases, the asphaltenes components can cause a wax problem in the tubing production. Several instruments, chemicals, and techniques have been proposed and used to solve the issues. There has not been an economical-friendly method to prevent the deposition of asphaltenes until nowadays. Therefore, the development of a new asphaltene treatment program is required. This paper aims to compare the alternative strategies of wax treatment at certain tubing depth intervals that hold up oil lifting. The research method used is case studies of the implementation of Thermochemical Stimulation in X-1 well and Electric Downhole Heating (EDH) in X-2 well by evaluating and analyzing production rates, wellhead temperature, and the cost-effectiveness of both methods. Thermochemical Stimulation is a method of injecting chemicals into a production well to produce heat or exothermic reactions with temperatures generated in a range by soaking for about 12 up to 24 hours. Meanwhile, the Electric Downhole Heating method is using the cable tube device to periodically heat the crude oil in the tube by considering the minimum heat required to melt the wax using a control system and simultaneously ensuring that the temperature would not exceed the cable insulation's maximum allowable operating temperature. According to the case studies result, the Electric Downhole Heating (EDH) outperforms the Thermochemical Stimulation in terms of performance and cost-effectiveness. EDH raised profit by 27% while reducing payout time (POT) by 25% compared to the Thermochemical Stimulation.

Keywords: thermochemical, Electric Downhole Heating, HPPO, asphaltenes, wax treatment

ABSTRAK

Minyak mentah yang memiliki titik tuang tinggi (HPPO) disebabkan oleh adanya komponen berat seperti *asphaltenes*. Pada beberapa kasus, komponen *asphaltenes* dapat menyebabkan permasalahan seperti pengendapan *wax* pada *tubing* produksi. Untuk mengatasi masalah ini, beberapa instrumen, bahan kimia, dan teknik telah diusulkan dan digunakan. Sampai saat ini belum ada metode yang ekonomis untuk mencegah pengendapan *asphaltenes*. Oleh karena itu, diperlukan pengembangan *asphaltene treatment program* yang baru. Penulisan *paper* ini bertujuan memberikan perbandingan strategi alternatif dalam mengatasi masalah pengendapan *wax* pada interval kedalaman *tubing* tertentu dengan penggunaan Stimulasi *Thermochemical* maupun *Electrical Downhole Heating*. Metode penelitian yang digunakan adalah studi kasus penerapan Stimulasi *Thermochemical* pada sumur X-1 dan *Electric Downhole Heating* pada sumur X-2 dengan mengevaluasi dan menganalisis laju produksi, temperatur kepala sumur, dan efektivitas biaya kedua metode tersebut. Stimulasi *Thermochemical* adalah metode injeksi bahan kimia pada sumur produksi untuk menghasilkan panas atau reaksi eksotermik, dengan perendaman selama 12 hingga 24 jam. Sedangkan metode *Electrical Downhole Heating* digunakan untuk memanaskan minyak mentah pada *tubing* secara berkala dengan prinsip kerja berupa adanya sistem kontrol yang akan mempertimbangkan panas minimum untuk melelehkan *wax* dan secara bersamaan menjamin bahwa temperaturnya tidak akan melebihi temperatur operasi maksimum dari isolasi kabel. Berdasarkan hasil studi kasus, *Electric Downhole Heating* (EDH) mengungguli Stimulasi *Thermochemical* dalam hal kinerja dan efektivitas biaya. EDH meningkatkan profit sebesar 27% sekaligus mengurangi *payout time* (POT) sebesar 25% dibandingkan dengan Stimulasi *Thermochemical*.

Kata Kunci: *thermochemical, Electric Downhole Heating, HPPO, asphaltenes, wax treatment*

I. Pendahuluan

Produksi dan transportasi minyak dan gas bisa secara signifikan dipengaruhi oleh pengendapan *asphaltenes* pada *tubing* maupun *pipeline*. Minyak mentah yang mengandung *asphaltenes* biasanya terdapat pada jenis minyak berat dan memiliki titik tuang tinggi (*high pour point oil*). Menurut Huc (2011), Minyak berat didefinisikan sebagai cairan hidrokarbon dengan API *gravity* dalam rentang nilai 10 hingga 22.3°API. Kemudian, menurut Tuttle (1983) minyak mentah

dengan titik tuang tinggi umumnya memiliki titik tuang berkisar antara 60 hingga 125°F dan mungkin berwujud padat pada temperatur ruangan 80°F. Minyak berat pada dasarnya mempunyai karakteristik API *gravity* rendah, viskositas tinggi, kandungan *asphaltene* tinggi, perbandingan H/C rendah dan mengandung metal serta sulfur (He et al., 2015). Pada kondisi normal dipermukaan, komponen *asphaltenes* merupakan padatan yang terkandung dalam minyak, sedangkan pada kondisi reservoir (tekanan tinggi dan temperatur tinggi)

Stimulasi *Thermochemical* dan *Electric Downhole Heating* sebagai Solusi Alternatif Penanganan *Wax Problem* pada Sumur *High Pour Point Oil*: Studi Kasus Lapangan X

akan larut dalam minyak. Pada beberapa kasus, komponen *asphaltenes* dapat menyebabkan *wax issues* pada *tubing* produksi sebelum mencapai permukaan. Masalah *asphaltene* juga cukup bervariasi, bergantung pada komposisi minyak mentah, tekanan dan temperatur.

Sampai saat ini, metode konvensional untuk menangani endapan *asphaltene* adalah melalui remediasi. Metode remediasi meliputi perendaman pelarut (*solvent*) dengan *aromatic solvent* dan/atau pencampuran *aromatic solvent* dengan *dispersant*, diikuti dengan *physical removal*, seperti *wirelining*, *pigging*, *hydro blasting* dan *drilling* (Allenson & Walsh, 1997). Banyak perangkat, bahan kimia, maupun teknik yang telah diusulkan dan digunakan untuk menangani permasalahan ini, namun menurut Allenson & Walsh (1997) sejauh ini belum ada cara yang dianggap ekonomis untuk mencegah pengendapan *asphaltenes*. Oleh karena itu, sangat penting untuk mengembangkan program *asphaltenes treatment* yang dapat mencegah pengendapan *asphaltenes* di sekitar lubang sumur dan *tubing* produksi. Paper ini akan menjelaskan mengenai strategi alternatif *asphaltenes treatment* yang dapat mencegah pengendapan *asphaltene* disekitar lubang sumur dan *tubing* produksi menggunakan metode *Thermochemical Stimulation* maupun *Electric Downhole Heating* (EDH). Kedua metode tersebut dipilih berdasarkan *success story* penerapan di berbagai lapangan di dunia (Alade et al., 2020; Cheong & Mohamed, 2014; Ghouloum et al., 2010; Khalil et al., 1994; Mousavi Dehghani et al., 2007; Saidu, 2013; SST Group, 2016, 2020).

Lapangan X merupakan lapangan minyak pertama di Indonesia yang berhasil menerapkan kedua metode *wax treatment* tersebut, baik metode Stimulasi *Thermochemical* pada Sumur X-1 maupun metode *Electric Downhole Heating* pada Sumur X-2.

Maksud penulisan paper ini adalah untuk mengetahui perbedaan pengaruh pada Stimulasi *Thermochemical* dan *Electric Downhole Heating* terhadap peningkatan laju produksi minyak, temperatur kepala sumur, serta segi keekonomian akibat adanya *wax issues* pada interval kedalaman *tubing* tertentu dan sebagai *wellbore clearance* dari endapan deposit minyak yang menghambat produksi. Tujuan pada studi kasus ini untuk mengetahui keberhasilan laju produksi minyak pada penerapan metode Stimulasi *Thermochemical*

di Sumur X-1 dan *Electric Downhole Heating* di Sumur X-2 sehingga memungkinkan untuk diterapkan pada sumur lainnya.

II. Metodologi

Metodologi yang digunakan dalam mencapai tujuan studi kasus ini adalah:

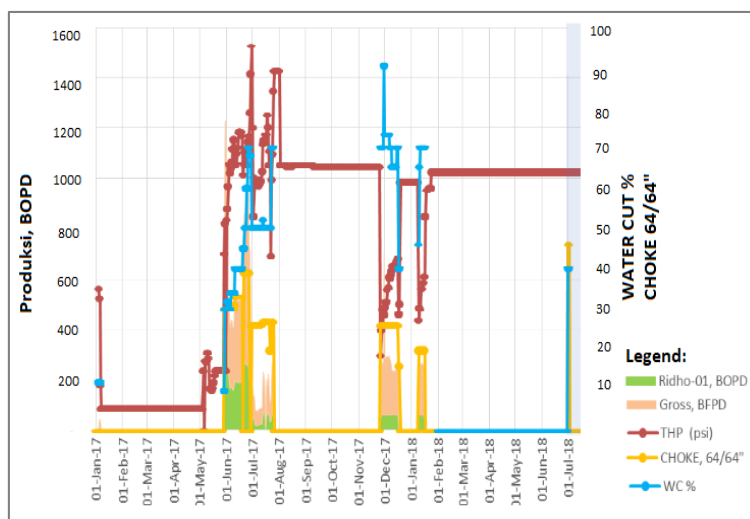
1. Mengumpulkan dan menganalisa data produksi Sumur X-1 dan X-2.
2. Mengindikasikan endapan deposit organik dengan analisa SARA (*saturates, asphaltenes, resins, dan aromatics*) dalam fraksi hidrokarbon dan pembacaan data EMR (*Electric Memory Recorder*).
3. Merencanakan Stimulasi *Thermochemical* pada Sumur X-1 dan *Electric Downhole Heating* pada sumur X-2.
4. Evaluasi hasil Stimulasi *Thermochemical* pada Sumur X-1 dan *Electric Downhole Heating* pada Sumur X-2.
5. Mengevaluasi kinerja dan keberhasilan Stimulasi *Thermochemical* dan *Electric Downhole Heating* dengan analisa laju produksi, produktivitas formasi, *static pressure* dan *temperature*, serta menganalisa keekonomian dari investasi kedua metode.

III. Studi Kasus

1. Stimulasi *Thermochemical* pada Sumur X-1

Analisa Produksi Sumur X-1

Lapangan AN adalah Lapangan minyak yang terletak di Sumatera Selatan, Indonesia. Mulai berproduksi (*on stream*) pada bulan Juni 2017 dan masih berproduksi hingga saat ini. Ada banyak masalah dalam operasi produksi pada Sumur X-1 yang menyebabkan *tubing* produksi mengalami *wax issues*. Sumur ini berproduksi sebesar 504 BOPD, kemudian selama 58 hari terjadi penurunan produksi yang cukup cepat hingga mengalami *shut-in*. Sumur X-1 dapat berproduksi kembali pada bulan November 2017 dengan dilakukannya stimulasi xylene (C_8H_{10}) 12.5% + toluene (C_7H_8) 2.5% dengan produksi sebesar 90 BOPD, namun sumur kembali *shut-in* dalam waktu 22 hari, selanjutnya dilakukan stimulasi xylene (C_8H_{10}) 15% + toluene (C_7H_8) 5% kembali pada Januari 2018 dan sumur kembali berproduksi selama 9 hari dan mengalami *shut in* kembali akibat minyak berat yang diproduksi.



Gambar 1. Data Produksi Sumur X-1(DSP (unpublished work), 2020)

Setelah dilakukan beberapa kali stimulasi *solvent*, menunjukkan hasil yang tidak efektif dimana *solvent* memiliki fungsi pengenceran.

Analisa Fluid Properties Sumur X-1

Analisa fluid properties sumur X-1 ditentukan dengan menganalisa hasil laboratorium seperti API Gravity, titik tuang, dan jenis minyak. Berikut merupakan *fluid properties* pada sumur X-1.

Tabel 1. Fluid properties Sumur X-1 (LEMIGAS, 2018)

Properties	Nilai
Specific Gravity	0,9067
API Gravity 60°F	24.6
Kinematic Viscosity at 140°F	159,3 cp
Kinematic Viscosity at 180°F	51,24 cp
Kinematic Viscosity at 210°F	26,98 cp
Titik Tuang	48°C
Titik Nyala	90,5°C
Jenis Minyak	HPPO- Heavy Oil

Berdasarkan data *fluid properties* Sumur X-1, minyak yang diproduksi merupakan minyak berat dengan 24,6°API dan memiliki titik tuang yang tinggi (48°C) atau *High Pour point Oil* (HPPO).

Analisa SARA (Saturates, Asphaltenes, Resins, dan Aromatics) Sumur X-1

Analisa SARA (saturates, asphaltenes, resins, dan aromatics) merupakan analisa pada sampel minyak yang digunakan untuk mengindikasikan endapan minyak berat yang dominan pada fraksi hidrokarbon minyak pada sumur X-1. Hasil laboratorium pada sampel minyak menghasilkan

nilai saturates, asphaltenes, resins, dan aromatics, seperti yang ditunjukkan pada tabel di bawah ini.

Tabel 2. Hasil Analisa SARA Lapangan X (DSP (unpublished work), 2020)

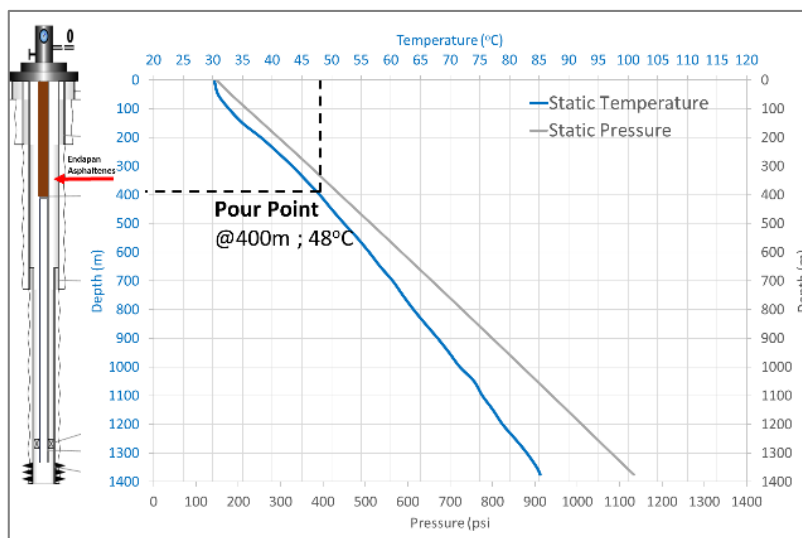
Standard Test Method: Modified SARA [IP 143/90, (ASTM D-3279-90), (ASTM D- 4124)]			Sample basis (%)	Dry Basis (%)
Volatiles			43.79	-
Saturates	Macro-crystalline wax		21.49	38.23
	Micro-crystalline wax		2.35	4.18
Total Saturates			23.84	42.41
Asphaltenes			2.98	5.30
Resin			8.68	15.44
Aromatics			17.56	31.24
Naphthenates			2.51	4.46
*Total			99.35	98.85
CII			1.02	

Nilai CII pada Sumur X-1 berdasarkan hasil perhitungan yaitu sebesar 1,022. Menandakan bahwa minyak pada Sumur X-1 terindikasi adanya *asphaltenes problem* akibat kandungan *asphaltenes* yang dominan dengan nilai CII > 0,9 (Alian et al., 2013).

Analisa Tekanan dan Temperatur Statik Sumur X-1

Berdasarkan Data EMR (*Electric Memory Recorder*) telah terjadi pembekuan minyak pada Sumur X-1 kedalaman 0 hingga 400m dari permukaan, karena nilai titik tuang (48°C) telah tercapai mulai kedalaman 400m dari permukaan. Sehingga indikasi adanya endapan minyak akibat tingginya titik tuang serta *asphaltenes problem*. Berikut merupakan grafik Sumur X-1 dengan indikasi endapan minyak berat sepanjang 400m dari permukaan yang ditunjukkan pada Gambar 2.

Stimulasi *Thermochemical* dan *Electrical Downhole Heating* sebagai Solusi Alternatif Penanganan *Wax Problem* pada Sumur *High Pour Point Oil*: Studi Kasus Lapangan X



Gambar 2. Data EMR Statik Pressure dan Temperatur X-1 sebelum stimulasi(DSP (unpublished work), 2020)

Pada Gambar 2, besarnya gradien penurunan temperatur rata-rata sebesar $0.04\text{ }^{\circ}\text{F}/\text{ft}$, dengan temperatur maksimum sebesar 85.16°C (185.35°F) pada dasar sumur dengan kedalaman 1375m. Selanjutnya berdasarkan temperature statik, dengan kondisi temperatur minimum kepala sumur sebesar 30.2°C (86.55°F), dapat dipastikan minyak yang diproduksi telah membeku sebelum mencapai permukaan atau kepala sumur. *Wax issues* pada Sumur X-1 dapat menyebabkan masalah dalam pengangkatan fluida saat diproduksi kepermukaan, oleh karena itu perlu upaya untuk mencegah pembentukan *wax* di *tubing* produksi.

Perencanaan Stimulasi *Thermochemical*

1. Penentuan Stimulasi Kimia

Berdasarkan masalah *asphaltenes* pada Sumur X-1, maka bahan kimia yang digunakan untuk Stimulasi *Thermochemical* akan ditabulasikan secara rinci pada tabel 2.

Tabel 3. Hasil Percobaan Beberapa Senyawa (DSP (unpublished work), 2020)

Senyawa	Temperature ($^{\circ}\text{C}$)
Xylene	40
Xylene + toluena	60
Asam klorida	80
Asam klorida + xylene	100
Asam klorida + ammonia	125-175

Berdasarkan *range* temperatur yang dihasilkan, reaksi antara asam klorida dan ammonia adalah yang paling sesuai untuk melelehkan *asphaltene* dengan titik leleh 120°C hingga 150°C .

2. Penentuan Konsentrasi Kimia

Untuk mendapatkan konsentrasi reaksi yang optimal antara HCL dan NH_3 , eksperimen telah dilakukan di laboratorium dan diperoleh hasil sebagai berikut:

Tabel 4. Hasil Percobaan Konsentrasi Bahan Kimia (DSP (unpublished work), 2020)

No	Konsentrasi (%)		Temperatur ($^{\circ}\text{C}$)
	HCL	NH_3	
1	5	5	83
2	7	5	85
3	10	5	112
4	10	10	115
5	12.5	10	125
6	15	5	160
7	15	10	160

Berdasarkan hasil percobaan tersebut, konsentrasi optimal HCL dan NH_3 untuk menghasilkan temperatur tinggi adalah dengan minimum konsentrasi HCL 12.5% dan NH_3 10% sehingga temperatur mengalami kenaikan mencapai 125°C dan maksimum dengan konsentrasi HCL 15% dan NH_3 5% sehingga mencapai kenaikan temperatur hingga 160°C , dengan temperatur 160°C stimulasi *Thermochemical* telah mampu mencairkan endapan minyak berat berupa *asphaltenes*.

3. Penentuan Volume Injeksi

Volume total *thermochemical* yang diinjeksikan adalah jumlah volume segmen tubing produksi, zona perforasi, dan zona sekitar lubang sumur. Berikut adalah hasil perhitungan volume injeksi *thermochemical* yang ditunjukkan pada Tabel 5.

Pre-flush merupakan zat kimia untuk membersihkan film-film kecil pada minyak yang membeku di *tubing*, penginjeksian *pre-flush* berfungsi sebagai pembuka jalan bagi *tubing* yang telah mampat oleh endapan organik, banyaknya zat *pre-flush* adalah 10% dari volume *tubing*, selanjutnya diinjeksikan *thermo-A* dan *thermo-B* secara kontinyu dan bersamaan dengan perbandingan 40:60 dari volume *casing* pada zona perforasi dan radius 2ft sekitar lubang sumur. Selanjutnya diinjeksikan *post flush* dengan volume *tubing* produksi, penginjeksian dilakukan dengan mempertimbangkan kapasitas pompa injeksi.

4. Penentuan *Rate* Injeksi dan MASTP (*Maximum Allowable Surface Tubing Pressure*)

Injeksi *thermochemical* di sumur “X” dipompa dengan pompa *triplex*. Proses injeksi *thermochemical*, yaitu dengan mereaksikan *thermo-A* dan *thermo-B* sebagai penghasil

temperatur tinggi (125-175°C), untuk itu pada proses injeksi perlu dilakukan pengaturan laju pompa agar *thermo-A* dan *thermo-B* dapat bereaksi dengan baik dengan meminimalkan kehilangan panas saat memompa untuk dapat menghasilkan panas yang optimal.

Maximum allowable surface tubing pressure (MASTP) adalah tekanan maksimum yang dapat diterima oleh *tubing* selama proses penginjeksian, MASTP ditentukan pada segmen *flush* dan segmen *pre-flush* maupun *post-flush*.

Dengan diketahuinya laju injeksi bahan kimia dan tekanan pompa injeksi, maka dapat ditentukan estimasi waktu injeksi bahan kimia kedalam lubang sumur. Berikut merupakan hasil perhitungan waktu injeksi bahan kimia berdasarkan *pumping rate* dan juga *pumping pressure* pada penginjeksian bahan kimia sumur X-1 saat operasi Stimulasi *thermochemical* yang ditampilkan pada Tabel 6.

Tabel 5. Hasil Perhitungan Volume Injeksi Thermochemical

Segmen	Ø	Nominal (in)	OD (in)	ID (in)	Depth (a), m	Depth (b), m	Depth (b-a), m	Vol, bbl
<i>Tubing</i>	-	2 7/8	2 7/8	2,441	0	1380	1380	26,2068
<i>Casing</i>	-	7	7	6,456	1370	1413	43	5,4487
<i>Near Wellbore</i>	0.165	-	24	24	1384	1388	4	1,8628
Volume Total								33,5183

Tabel 6. Hasil Perhitungan Estimasi Waktu Injeksi Thermochemical

No	Deskripsi	Vol, bbl	<i>Pumping rate</i> , bpm	MASTP, psi	<i>Pumping Pressure</i> , psi	<i>Density</i> , ppg	Waktu, min
1	Pre-Flush	2,6206	1,18	1457	1300	7,5	2,2208
2	Flush	Thermo-A	1,18	1315,1	1200	7,9	2,4784
		Thermo-B	4,3869	1,18	1315,1	1200	7,9
3	Post Flush	26,2068	1,18	1457	1300	7,5	22,2091
Estimasi Waktu Injeksi							30,6261

Operasi Stimulasi Thermochemical

Operasi Stimulasi *Thermochemical* dilakukan dengan cara persiapan dan perencanaan, proses penginjeksian bahan kimia sesuai dengan volume dan tekanan yang telah direncanakan, menutup sumur selama beberapa waktu dan memproduksi sumur kembali serta melakukan *running EMR* (*Electric Memory Recorder*) untuk mendapatkan besarnya tekanan dan temperatur statik pada sumur X-1 setelah dilakukan stimulasi.

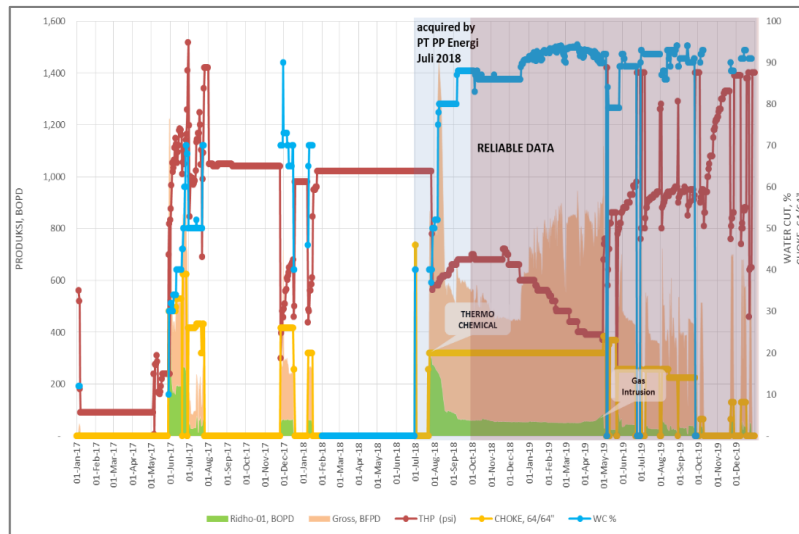
Estimasi waktu yang digunakan dalam perencanaan Stimulasi *Thermochemical* untuk menginjeksikan seluruh bahan kimia kedalam sumur adalah 31 menit. Selanjutnya sumur ditutup selama 12 jam untuk masa periode perendaman (*soaking time*). Kemudian sumur diproduksi kembali sebanyak 1,5 kali volume injeksi untuk

memastikan seluruh fluida injeksi atau bahan kimia telah dikeluarkan seluruhnya dari sumur yang dilakukan stimulasi.

Evaluasi Stimulasi Thermochemical

Sumur X-1 kembali berproduksi setelah dilakukannya Stimulasi *Thermochemical* dengan Qoi sebesar 325bopd, sebelumnya Sumur X-1 mati atau berhenti berproduksi karena adanya endapan disepanjang *tubing* produksi pada kedalaman 400m dari permukaan dengan temperatur kepala sumur sebesar 30°C/86°F, hal ini menjadikan temperatur kepala sumur lebih rendah dari titik tuang (48°C). Berikut merupakan perbandingan laju produksi sebelum dan sesudah dilakukannya Stimulasi *Thermochemical* pada Sumur X-1 yang ditampilkan secara grafis pada Gambar 4.

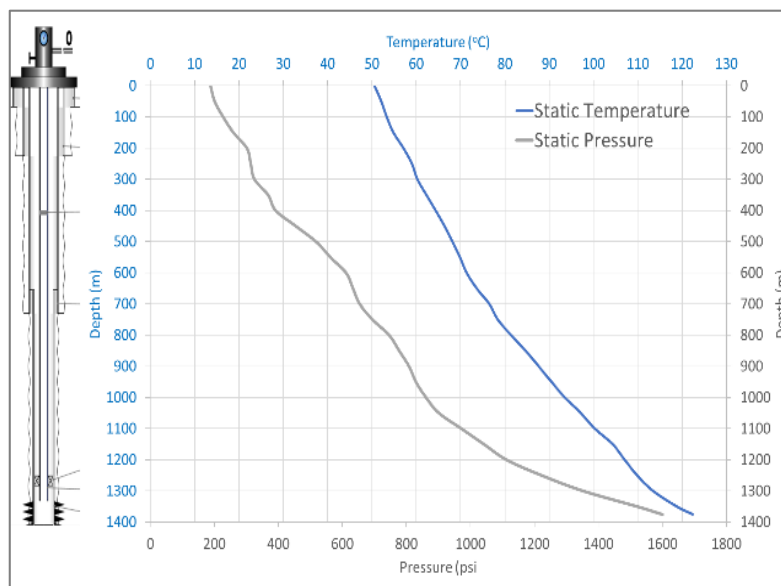
Stimulasi *Thermochemical* dan *Electrical Downhole Heating* sebagai Solusi Alternatif Penanganan *Wax Problem* pada Sumur *High Pour Point Oil*: Studi Kasus Lapangan X



Gambar 3. Data Produksi Sumur X-1 Setelah dilakukan Stimulasi *Thermochemical*

Berdasarkan data EMR (*Electric Memory Recorder*) setelah dilakukan Stimulasi *Thermochemical* pada Gambar 4, besarnya temperatur dan tekanan pada dasar sumur sebesar 122°C/252°F dan 1600 psi. Sementara temperatur dan tekanan pada kepala sumur sebesar 50°C/122°F dan 188 psi, sehingga besarnya temperatur kepala sumur

masih lebih tinggi dari pada temperatur titik tuang (48°C) minyak yang diproduksi. Setelah dilakukan Stimulasi *Thermochemical*, Sumur X-1 dapat kembali berproduksi karena *tubing* produksi telah bersih dari endapan minyak berat dan temperatur sumur telah berada diatas titik tuang dari minyak yang diproduksi.



Gambar 4. EMR temperatur Statis X-1 setelah Stimulasi *thermochemical*.

2. *Electric Downhole Heating* (EDH) pada Sumur X-2

Analisa Produksi Sumur X-2

Sumur X-2 memiliki target produksi pada lapisan *Upper Lemat Formation*. Berdasarkan hasil *welltest* Formasi ULMF pada interval 1418-1422m menghasilkan laju alir sebesar 198bfpd dengan

water cut 79%. Karena Sumur X-2 tidak mampu berproduksi secara sembur alam sejak awal produksi, maka dipasang *Electric Submersible Pump* (ESP) pada kedalaman 1398m, namun pemasangan ESP mengalami masalah pompa menyebabkan kegagalan mekanis hingga mengalami shut in akibat *wax plugging* sepanjang tubing produksi. Sejak 2017 hanya ada tiga sumur

yang tengah berproduksi di lapangan X (X-1, X-3 and X- 5).

Analisa Fluid Properties Sumur X-2

Tabel 7. Fluid properties of X-2 Well(DSP (unpublished work), 2020)

Properties	Nilai
Status Produksi	Artificial Lift: ESP
Pump Setting Depth	1398 meter
Kedalaman Perforasi	1418-1422 meter
API	23.9°API
Pwf	1611 psi
Tr	234°F
Viskositas	2.6172 cP
Titik Tuang	48°F
Congealing of Petroleum Wax	63°F
Kandungan Asphaltenes	0.135 %wt
Kandungan Wax	22.83 %wt
Kandungan Sulfur	0.241 %wt

Berdasarkan data *fluid properties* Sumur X-2, minyak yang diproduksi merupakan minyak berat dengan 23,9°API dan memiliki titik tuang yang tinggi (48°C) atau *High Pour point Oil* (HPPO) serta *Congealing of Petroleum Wax* sebesar 63°C sehingga diperlukan lebih banyak usaha untuk memproduksinya kepermukaan. Terbukti dalam sumur X-2, saat dilakukan *Well Service* pada bulan Mei 2019, hampir semua *tubing* produksi tertutupi oleh *oil wax*.

Perencanaan Electric Downhole Heating

1. Penentuan Panjang *Cable Heater*

Berdasarkan hasil data EMR (*Electric Memory Recorder*) pada kedalaman ±250m dari permukaan, temperatur *crude* dibawah titik *tuang* (48°C) dan pada kedalaman ±500 m dari permukaan, temperatur *crude* dibawah *congealing point* (63°C) sehingga *wax* mulai terbentuk hingga akhirnya *tubing* produksi tertutupi (*plugged*) oleh *oil wax*.

Berdasarkan kedalaman *congealing point* (63°C) pada Sumur X-2, *continuous tube heating cable* didesain pada kedalaman 600m dibawah permukaan (500m + 100m agar diperoleh hasil yang maksimal).

2. Penentuan *Heating Power* (kW) & Maksimum *Heating Power* (W/m)

Berdasarkan desain basis *Electric Downhole Heater* yang disediakan oleh HUAFU (perusahaan penyedia *electric downhole heater* asal China). Laju produksi normal adalah 80W/m. Jadi total *heating power* pada *cable device* adalah:

$$P = 80 \times 600 = 48kW$$

Dimana:

$$P = \text{Heating Power (kW)}$$

Maksimum *heating power* sebesar 130W/m

3. *Setting Temperature* di kepala sumur

Electric Downhole Heater dapat mengatur temperatur kerja dari *cable heater*. Temperatur kepala sumur ditentukan berdasarkan *congealing point* dimana temperatur kepala sumur harus lebih besar dari *congealing point* (63°C). Oleh karena itu temperatur *wellhead* diatur pada 70°C (158°F)

Operasi Electric Downhole Heating

Pada operasi *Electric Downhole Heating* dilakukan sesuai dengan *heating power* dan *temperature setting* yang telah direncanakan.

Sistem pemanasan yang optimal adalah saat pemanas hanya beroperasi pada zona tertentu dimana fluida mengalami pengendapan *wax* dan waktu pemanasannya dapat diatur secara berkala selama 4 hingga 6 jam (HUAFU (unpublished work), 2019).

Evaluasi Electric Downhole Heating

Setelah dilakukan instalasi *Electric Downhole Heater* pada 23 Februari 2021, Sumur X-2 dapat kembali berproduksi dengan *rate production* sebesar 100bopd yang dibantu oleh ESP yang sebelumnya mengalami *shut in* sejak 2017 hingga kuartar awal 2021 karena adanya endapan disepanjang *tubing* produksi pada kedalaman 250m dengan temperatur kepala sumur hanya sebesar 32°C, hal ini menjadikan temperatur kepala sumur lebih rendah dari titik tuang (48°C).

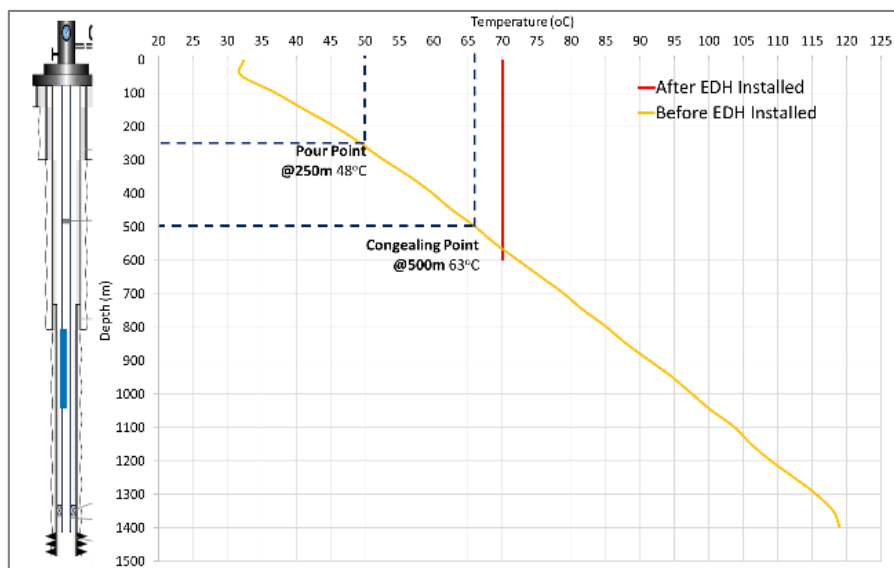
Berikut merupakan hasil perbandingan laju produksi, dan temperatur kepala sumur pada kondisi sebelum dan setelah dilakukannya Stimulasi *Thermochemical* pada sumur X-2.

Tabel 8. Hasil Perbandingan Production Rate dan Temperatur kepala Sumur X-2

Kegiatan Produksi	Average Oil Rate	Wellhead Temperature
tanpa EDH	0 BOPD	32.4°C (90.28°F)
dengan EDH	100 BOPD	70°C (158°F)

Profil temperatur vs kedalaman pada Sumur X-2 ditunjukkan pada Gambar 5.

Stimulasi *Thermochemical* dan *Electrical Downhole Heating* sebagai Solusi Alternatif Penanganan *Wax Problem* pada Sumur *High Pour Point Oil*: Studi Kasus Lapangan X



Gambar 5. Profil Temperatur Sumur X-2.

Analisa Keekonomian

Berdasarkan hasil perhitungan keekonomian dengan sensitivitas harga minyak sebesar 60 \$/bbl, biaya yang dikeluarkan untuk Stimulasi *Thermochemical* pada Sumur X-1 adalah sebesar USD195.061. Dengan *average production rate* sebesar 82,81 BOPD selama 230 hari produksi yaitu pada 22 Juli 2018 - 9 Maret 2019, Sumur X-1 kembali *shut-in* karena temperatur kepala sumur telah berada sama dengan titik tuang minyak yang diproduksi (48°C). Profit yang diperoleh setelah dilakukan Stimulasi *Thermochemical* pada Sumur X-1 sebesar USD 947.811 dan *Payout Time* selama 39.96 hari.

Sedangkan pada sumur X-2 setelah penggunaan *Electric Downhole Heating*, dengan total investasi USD176,200.02, menghasilkan *production rate average* sebesar 100 BOPD. Profit yang dapat diperoleh pada sumur X-2 sebesar USD1,203,799.98 dan *Payout Time* nya selama 29.37 hari.

Tabel 9. Hasil Perbandingan keekonomian Stimulasi *Thermochemical* dan *Electric Downhole Heating*

Indikator Ekonomi	Stimulasi <i>Thermochemical</i>	<i>Electric Downhole Heating</i>
Qo, BOPD	82.82	100
Revenue, USD	\$1,142,872.20	\$1,380,000.00
Investasi, USD	\$195,601.00	\$176,200.02
Profit, USD	\$947,271.20	\$1,203,799.98
POT, day	39.36	29.37

Diskusi

Stimulasi *Thermochemical* merupakan suatu metode yang tingkat keberhasilannya bersifat

sementara karena efek bahan kimia terhadap minyak mentah tidak dapat bertahan lama, sehingga perlu dilakukan injeksi kembali yang tentu saja berdampak pada tingkat keekonomian dari metode ini. Sedangkan *Electric Downhole Heating* memiliki ketahanan yang cukup baik sehingga tahan lama. Alat ini juga dapat berperan dalam hal pencegahan maupun penanggulangan *wax issues*. Kemudian untuk segi instalasi dan pengoperasiannya dianggap cukup mudah dan temperturnya dapat diatur. *Electric Downhole Heating* ini tidak akan berdampak pada kondisi formasi sekitar lubang sumur.

Hasil analisa produktifitas dan temperatur pada Sumur X-1 menunjukkan bahwa pada kondisi setelah dilakukannya Stimulasi *Thermochemical*, didapatkan *initial production rate* sebesar 325 BOPD pada Juli 2018 dengan temperatur kepala sumur sebesar 50°C dan rata-rata *production rate* sebesar 82,81 BOPD selama 230 hari.

Pada sumur X-2 setelah dilakukan instalasi *Electric Downhole Heating* mampu menghilangkan endapan *wax* pada *tubing* produksi dan sumur dapat berproduksi dengan *production rate* sebesar 100 BOPD pada temperatur kepala sumur 70°C yang dibantu dengan ESP.

Berdasarkan hasil analisis dan perhitungan yang dilakukan, metode *Electric Downhole Heating* lebih unggul dan ekonomis jika dibandingkan dengan metode Stimulasi *Thermochemical*. Penerapan metode *Electric Downhole Heating* mampu menaikkan pendapatan sebesar 27% dari pendapatan metode Stimulasi *Thermochemical*. Berdasarkan lamanya waktu pengem-

balian (*Payout Time*), penerapan metode *Electric Downhole Heating* menunjukkan 25% lebih cepat dibandingkan POT pada penerapan metode Stimulasi *Thermochemical*.

IV. Kesimpulan

1. Lapangan X merupakan lapangan minyak pertama di Indonesia yang berhasil menerapkan metode alternatif penanganan *wax issues* berupa Stimulasi *Thermochemical* untuk Sumur X-1 dan *Electric Downhole Heating* untuk Sumur X-2 yang kemudian berhasil mendapatkan apresiasi dari SKK Migas.
2. Pada Sumur X-1, hasil analisa produktifitas dan temperatur setelah dilakukan Stimulasi *Thermochemical*, didapatkan *initial production rate* sebesar 325 BOPD pada Juli 2018 dengan temperatur kepala sumur sebesar 50°C dan rata-rata *production rate* sebesar 82,81 BOPD selama 230 hari.
3. Pada sumur X-2 setelah dilakukan instalasi *Electric Downhole Heating* mampu menghilangkan endapan *wax* pada *tubing* produksi dan sumur dapat berproduksi dengan *production rate* sebesar 100 BOPD yang dibantu oleh ESP pada temperatur kepala sumur 70°C.
4. Metode *Electric Downhole Heating* lebih unggul dan ekonomis karena mampu menaikkan pendapatan sebesar 27% dan mempercepat *Payout Time* sebesar 25% jika dibandingkan dengan metode Stimulasi *Thermochemical*

Ucapan Terima Kasih

Penulis mengucapkan terima kasih kepada Ryan Hera Prestywa, ST. selaku Pembimbing Lapangan Kerja Praktik dan *Production Engineering* Lapangan "X" yang telah memberikan izin serta dukungan penuh terhadap implementasi dan evaluasi paper ini.

V. Daftar Pustaka

- Alade, O. S., Hamdy, M., Mahmoud, M., Al Shehri, D. A., Mokheimer, E., Patil, S., & Al-Nakhli, A. (2020). A preliminary assessment of thermochemical fluid for heavy oil recovery. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.106702>
- Alian, S. S., Singh, K., Mohamed, A. S., Ismail, M. Z., & Anwar, M. L. (2013). Organic deposition: From detection and laboratory analysis to treatment and removal. *Society of Petroleum Engineers - SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, APOGCE 2013: Maximising the Mature, Elevating the Young*. <https://doi.org/10.2118/165912-ms>
- Allenson, S. J., & Walsh, M. A. (1997). Novel way to treat asphaltene deposition problems found in oil production. *Proceedings - SPE International Symposium on Oilfield Chemistry*. <https://doi.org/10.2523/37286-ms>
- Cheong, I. K., & Mohamed, A. S. (2014). Multi strategy approach to manage waxy oil wells in Malaysia's marginal fields - A unique experience offshore peninsular Malaysia. *Society of Petroleum Engineers - International Petroleum Technology Conference 2014, IPTC 2014 - Innovation and Collaboration: Keys to Affordable Energy*. <https://doi.org/10.2523/iptc-17729-ms>
- DSP (unpublished work). (2020). *Decision Support Package X Field Optimization : X Field Development Proposal*.
- Ghloum, E. F., Al-Qahtani, M., & Al-Rashid, A. (2010). Effect of inhibitors on asphaltene precipitation for Marrat Kuwaiti reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2009.10.003>
- He, L., Lin, F., Li, X., Sui, H., & Xu, Z. (2015). Interfacial sciences in unconventional petroleum production: from fundamentals to applications. *Chemical Society Reviews*. <https://doi.org/10.1039/c5cs00102a>
- HUAFU (unpublished work). (2019). *Oil Well Continuous Tube Cable Electric Wax Heating & Cleaning Design in Indonesia*.
- Huc, A. Y. (2011). Heavy Crude Oils: From Geology to Upgrading (Introduction and Synopsis. *Editions Technip, April*, 27–34.
- Khalil, C. N., Neumann, L. F., Linard, C. A., & Santos, I. G. (1994). Thermochemical process to remove paraffin deposits in subsea production lines. *Proceedings of the Annual Offshore Technology Conference*. <https://doi.org/10.4043/7575-ms>
- Mousavi Dehghani, S. A., Vafaie Sefti, M., Mirzayi, B., & Fasih, M. (2007). Experimental investigation on asphaltene deposition in porous media during miscible gas injection. *Iranian Journal of Chemistry and Chemical Engineering*.

Stimulasi *Thermochemical* dan *Electrical Downhole Heating* sebagai Solusi Alternatif Penanganan *Wax Problem* pada Sumur *High Pour Point Oil*: Studi Kasus Lapangan X

Saidu, M. A. (2013). *Thermo Chemical In-Situ Heat Generation Technique to Remove Organic Solid Deposition: Effective Tool for Production Enhancement and Flow Assurance*. <https://doi.org/10.4043/23933-ms>

SST Group. (2016). *Energy Efficient Operation of Oil Wells*. <https://sst.ru/en/solutions/industries/stream-tracer/>

SST Group. (2020). *Stream Tracer™ Technology Successfully Replaces Series Resistance Downhole Heating*. https://stream-tracer.com/case_1

Tuttle, R. N. (1983). High-Pour-Point And Asphaltic Crude Oils And Condensates. *JPT, Journal of Petroleum Technology*. <https://doi.org/10.2118/10004-pa>