

PERBANDINGAN METODE COILED TUBING DAN PUMP PADA APLIKASI SOLVENT TREATMENT BERDASARKAN PARAMETER SUCCESS RATIO DAN CUT OFF DI LAPANGAN FASH

Richa Melysa ^{1)*}, Irwan Anwar ²⁾, Jehan Sulistya ²⁾, Afdal ³⁾

¹⁾Program Studi Teknik Perminyakan, Universitas Islam Riau

²⁾Program Studi Teknik Mesin, Universitas Islam Riau

³⁾Program Studi Teknik Mesin, Universitas Eka Sakti Padang

*Correspondent Author E-mail: richamelysa@eng.uir.ac.id

Abstract

The Fash field is a heavy oil category managed by PT. Chevron Pacific Indonesia with sandstone rock type. So that along with the production of oil to the surface, there will be production problems such as asphaltene. To overcome the problem of asphaltene, a solvent is used to dissolve asphaltene in the form of a solvent. There are 2 methods used to perform solvent injection, namely by using a coiled tubing and by using a pump. This research will discuss the success rate of each method in the solvent treatment application and the determination of the threshold value in order to determine the right candidate well for each method of use. In determining the level of success, Minimum oil recovery for each method, namely coiled tubing and pump is 8 bopd and 4 bopd and to determine the threshold value, a parameter that has a certain value is used as a reference to maximize the use of existing methods in solvent treatment applications. The parameters used are asphaltene content (%), water cut (%), wellhead temperature (°F), and reservoir temperature (°F).

Keywords: Coiled Tubing, Cut Off, Pump, Succes Ratio

Abstrak

Fash field merupakan lapangan dengan kategori heavy oil yang dikelola oleh PT. Chevron Pacific Indonesia dengan jenis batuan pasir. Sehingga seiring dengan produksi minyak ke permukaan maka akan timbul masalah produksi seperti asphaltene. Untuk mengatasi masalah asphaltene digunakan pelarut untuk melarutkan asphaltene dalam bentuk pelarut. Ada 2 cara yang digunakan untuk melakukan injeksi solvent yaitu dengan menggunakan coiled tubing dan dengan menggunakan pompa. Pada penelitian ini akan dibahas tingkat keberhasilan masing-masing metode dalam aplikasi perlakuan pelarut dan penentuan nilai ambang batas guna menentukan calon sumur yang tepat untuk setiap metode yang digunakan. Dalam menentukan tingkat keberhasilannya, Minimum oil recovery untuk masing-masing metode yaitu coiled tubing dan pump adalah 8 bopd dan 4 bopd serta untuk menentukan nilai threshold digunakan parameter yang memiliki nilai tertentu sebagai acuan untuk memaksimalkan penggunaan existing metode dalam aplikasi perawatan pelarut. Parameter yang digunakan adalah kadar aspal (%), water cut (%), suhu kepala sumur (°F), dan suhu reservoir (°F).

Kata Kunci: Coiled Tubing, Cut Off, Pump, Succes Ratio

1. PENDAHULUAN

Lapangan Fash dikategorikan sebagai lapangan minyak berat karena mempunyai viskositas 118 cp dengan jenis batuan batupasir sehingga pada lapangan ini akan timbul permasalahan berupa asphaltene. Kerusakan pada aspal akan membuat aspal mengendap dan mengendap sehingga akan menimbulkan peningkatan biaya operasional karena dapat mengendap di berbagai daerah. Selain itu, di bidang ini juga dilakukan steamflood atau stimulasi uap panas. Namun karena usia lapangan yang sudah tua, tidak semua proses steam panas dapat berjalan dengan baik. Sehingga akan ada sumur yang terstimulasi dengan baik dan ada juga sumur yang tidak mendapatkan stimulasi uap panas dengan baik sehingga ketidakstabilan suhu juga dapat memicu munculnya asphaltene.

Untuk mengatasi masalah ini, digunakan pelarut. Pelarut merupakan pelarut yang dapat melarutkan asphaltene yang terdiri dari 2 golongan besar yaitu terpene atau terpenoid dan pelarut aromatik. Dalam melakukan injeksi pelarut yang umum digunakan ada 2 cara yaitu dengan menggunakan coiled tubing dan pump. Menurut Misra et al., (2013) dalam jurnalnya disebutkan bahwa penggunaan pompa lebih efektif dalam menurunkan kadar asphaltene, dimana dari 7 sumur yang diinjeksi pelarut hanya 1 sumur yang diinjeksi menggunakan tabung melingkar. 1 sumur memiliki asphaltene yang ada pada banyak interval.

Tujuan dari penelitian ini adalah untuk mengetahui tingkat keberhasilan setiap metode yang digunakan, menentukan nilai cut off atau threshold untuk setiap penggunaan metode menggunakan korelasi pearson, dan mengevaluasi dengan membandingkan penggunaan masing-masing metode yang berguna untuk penggunaan metode yang sesuai untuk pekerjaan perawatan pelarut. Sedangkan untuk menentukan tingkat keberhasilan masing-masing metode, perolehan minyak minimum yang harus diperoleh untuk masing-masing metode yaitu coiled tubing dan pompa adalah 8 BOPD dan 4 BOPD. Nilai tersebut merupakan ketentuan yang diberlakukan oleh PT. Chevron Pacific Indonesia di Fash Field dan untuk menentukan nilai threshold tiap metode digunakan korelasi pearson. Korelasi Pearson merupakan korelasi yang menentukan ada tidaknya hubungan antara suatu parameter dengan parameter lainnya. Pada penelitian ini parameter yang digunakan adalah kadar asphaltene, water cut, temperatur kepala sumur, dan temperatur reservoir terhadap nilai oil recovery.

2. METODOLOGI

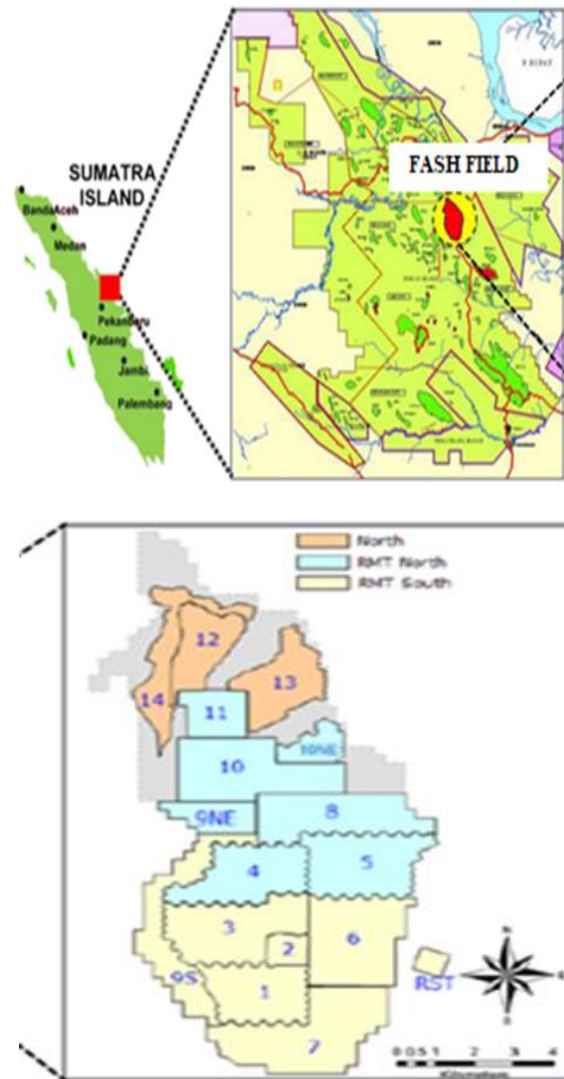
Penelitian ini dilakukan selama 2 bulan yaitu mulai 1 Juli 2019 - 31 Agustus 2019 dengan menggunakan data produksi Januari 2017 - April 2019. Penelitian ini dilakukan untuk mengevaluasi pekerjaan pelarut yang telah dilakukan dengan menggunakan 2 metode. Jadi hal pertama yang harus dilakukan adalah menentukan tingkat keberhasilan dari setiap metode yang digunakan. Pekerjaan yang dilakukan dengan 2 metode ini berhasil, terutama jika yield oli minimum yang diperoleh dengan menggunakan coiled tubing adalah 8 bopd sedangkan oil recovery minimum yang harus diperoleh saat menggunakan pompa adalah 4 bopd. Namun, banyak pekerjaan ditemukan yang hasilnya tidak memenuhi nilai ini. Sehingga perlu dilakukan evaluasi parameter apa saja yang mempengaruhinya agar oil recovery dapat lebih maksimal. Parameter yang ada akan digunakan untuk menentukan kandidat sumur yang tepat untuk penggunaan 2 metode yaitu dengan mengkorelasikan oil recovery dengan parameter yang digunakan menggunakan korelasi Pearson.

Data yang dibutuhkan dalam penelitian ini adalah data kadar aspal, data penggunaan metode perlakuan pelarut di masing-masing sumur, dan data produksi. Pada data produksi terdapat parameter yang digunakan untuk menentukan calon sumur yang tepat untuk penggunaan 2 metode yaitu kadar aspal, water cut, suhu kepala sumur, dan suhu reservoir. Dalam pengumpulan data ini dilakukan QC atau quality control data dimana data yang tidak lengkap akan dihilangkan. Data yang buruk ini akan mengganggu nilai korelasinya sehingga membuat korelasinya menjadi tidak baik. Setelah diperoleh hasil korelasi, maka ditentukan nilai threshold untuk setiap parameter pada masing-masing metode dengan menggunakan persamaan linier.

Jadi, penelitian ini tidak akan membahas lamanya waktu perendaman pelarut, jumlah pelarut yang digunakan, reaksi kimia yang terjadi, dan campuran pelarut yang digunakan. kemudian ditentukan nilai threshold untuk setiap parameter pada masing-masing metode menggunakan persamaan linier.

2.1 Gambaran Lapangan

Lapangan Fash ditemukan pada tahun 1941 dengan luas 34.730 hektar dan mulai beroperasi pada tahun 1958. Produksi minyak pada lapangan ini mengalami kendala karena sifat fisiknya antara lain pada kondisi awal memiliki API 22.4o dan viskositas 118 cp. . Lapangan ini memiliki 6600 sumur dan memiliki tipe complete open hole gravel pack (OHGP) dan cased hole gravel pack (CHGP). Namun, umumnya jenis penyelesaian di bidang ini adalah OHGP.

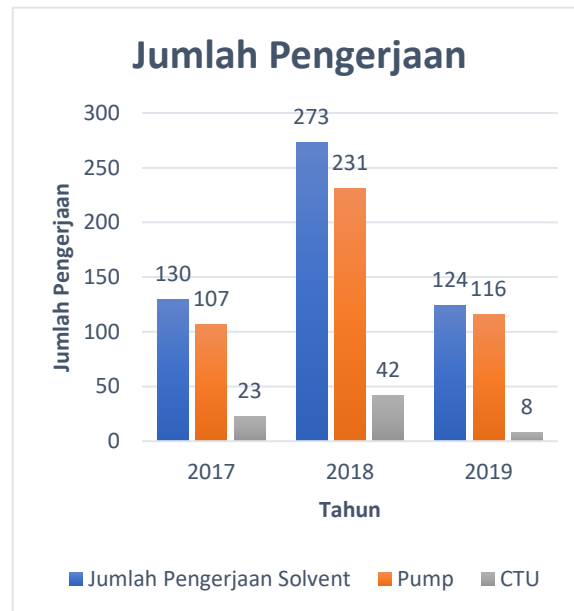


Gambar 1. Peta Lapangan Fash

Lapangan Fash dibagi menjadi 14 area pengembangan. Area 1,3,4, dan 5 dikerjakan dengan pola terbalik 7 titik dan luas 2,6,8,9,10 dikerjakan dengan pola terbalik 9 titik. Fash field memiliki struktur geologi dengan anticline berarah Utara Selatan sepanjang 18 km dan lebar 8 km dan memiliki reservoir produktif utama pada kedalaman 300 ft-700 ft. Sesar Fash Field memiliki lereng yang curam dengan perpindahan sebesar 10 kaki. Fash Field -100 kaki memiliki sesar yang membentang di Timur Laut-Barat Daya di arah Utara dan Utara-Selatan di bagian selatan dari area lapangan ini. Reservoir minyak ditemukan di lapisan batu pasir pada kedalaman 300 kaki-700 kaki dan formasi dipisahkan satu sama lain oleh lapisan serpih.

3. HASIL DAN PEMBAHASAN

Pada lapangan ini, sudah dilakukan pekerjaan *solvent treatment* sebanyak 527 pekerjaan dimana pekerjaan ini terhitung dari Januari 2017 – April 2019. Dimana pekerjaan pada tahun 2017 berjumlah 130 *jobs*, tahun 2018 berjumlah 273 *jobs*, dan pada tahun 2019 berjumlah 124 *jobs*. Untuk penggunaan metode pada pekerjaan *solvent* dari tahun 2017 – 2019 dapat dilihat pada grafik dibawah ini:



Gambar 2. Grafik Pengerjaan Solvent

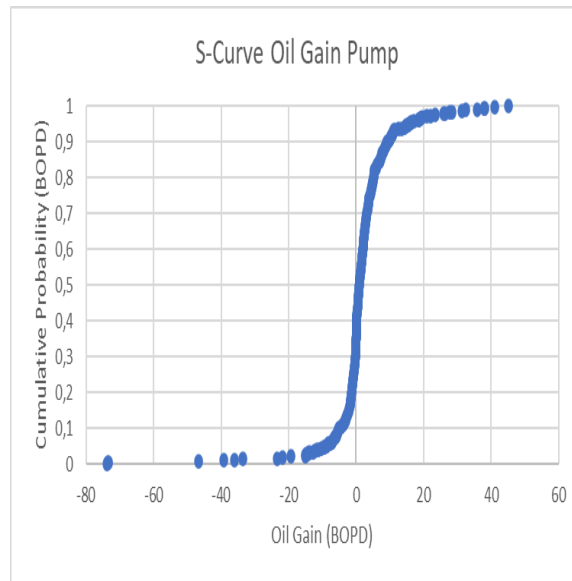
Dapat dilihat dari grafik bahwa selain banyaknya jumlah pekerjaan *solvent treatment* yang dilakukan, penggunaan *pump* lebih mendominasi atau lebih banyak daripada penggunaan *coiled tubing*. Hal ini bisa disebabkan oleh beberapa alasan seperti penggunaan *pump* lebih sederhana dari *coiled tubing* dan lebih menghemat waktu. Dalam pengumpulan data untuk analisa ini, terdapat beberapa data yang tidak memadai untuk dianalisa sehingga dilakukan QC (*Quality Control*) yang bertujuan untuk menghapus atau menghilangkan data yang tidak dibutuhkan atau data yang tidak masuk akal yang berpotensi mengacaukan hasil analisa nantinya.

3.1 Normalisasi S-Curve

Performa profil produksi dengan menggunakan masing-masing metode dapat dilihat pada grafik atau kurva S di bawah ini. Dengan memakai metode ini dapat diketahui besarnya nilai *oil gain* yang didapatkan dan yang akan direncanakan. Pada grafik tersebut diplot antara laju produksi minyak terhadap normalisasi waktu selama hampir 3 tahun. Data *oil gain* yang diplot merupakan data *oil gain* dari seluruh pekerjaan yang telah dilakukan. Melalui grafik *s-curve* tersebut maka kita dapat mengambil beberapa titik penting yaitu P10, P50, dan P90 dimana P10 merupakan singkatan dari *percentile* 10 yaitu harga *cumulative probability* 0,1 pada sumbu Y. Jika titik 0,1 tersebut ditarik menuju sumbu Y maka akan didapatkan nilai P10 dari *oil gain*. Harga P10, P50, dan P90 pada umumnya digunakan dalam melakukan analisa statistik sebelum dilakukan pengambilan keputusan termasuk dalam evaluasi *solvent treatment* ini.

Untuk menghitung nilai estimasi atau perkiraan *oil gain* yang didapatkan tidak dilakukan dengan menghitung masing-masing harga P10, P50, dan P90. Nantinya akan digunakan suatu angka yang menyatakan harga rata-rata dari *percentile* tersebut, angka itu disebut sebagai EV atau *estimated value*. Sebelum menentukan angka EV, maka dibuat grafik terlebih dahulu agar bisa ditentukan

nilai dari P10, P50, dan P90. Pada *s-curve* berikut akan ditentukan estimasi berdasarkan masing-masing metode yaitu:

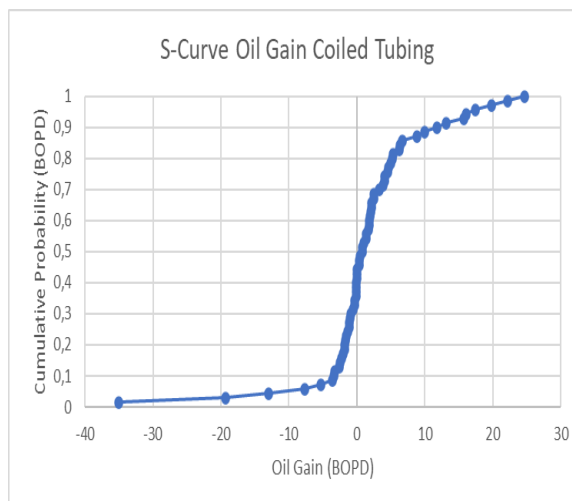


Gambar 3. Grafik S-Curve Oil Gain Menggunakan Metode Pump

Nilai EV untuk *oil gain* pada metode *pump* adalah:

$$\begin{aligned} \text{EV} &= (0,25 \times P10) + (0,5 \times P50) + (0,25 \times P90) \\ &= (0,25 \times (-4,331)) + (0,5 \times 0,948) + (0,25 \times 9,902) \\ &= 1,866 \text{ BOPD} \end{aligned}$$

Sedangkan *s-curve* untuk metode *coiled tubing* adalah:



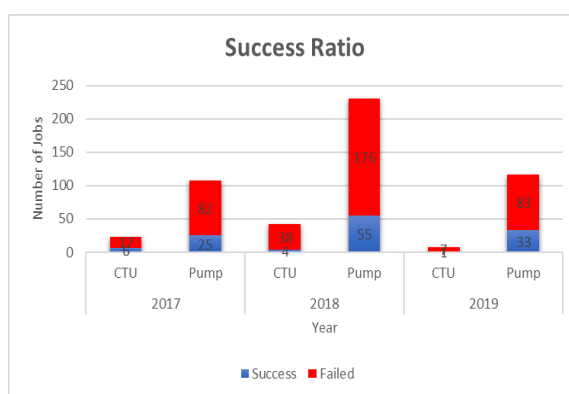
Gambar 4. Grafik S-Curve Oil Gain Menggunakan Metode Coiled Tubing

$$\begin{aligned} \text{EV} &= (0,25 \times P10) + (0,5 \times P50) + (0,25 \times P90) \\ &= (0,25 \times (-3,361)) + (0,5 \times 0,777) + (0,25 \times 11,818) \\ &= 2,502 \text{ BOPD} \end{aligned}$$

Dari hasil kedua EV untuk masing-masing penggunaan metode dapat dilihat bahwa nilai EV untuk *coiled tubing* bernilai 2 kali lebih besar daripada penggunaan *pump*.

3.2 Tingkat Keberhasilan

Dalam menentukan tingkat keberhasilan ini, Fash field memiliki ketentuan bahwa suatu metode dikatakan berhasil apabila yield oli minimal 8 bopd pada saat menggunakan pompa, rendemen oli minimal 4 bopd. Nilai perolehan minyak yang harus didapatkan oleh *coiled tubing* bernilai lebih besar disebabkan oleh beberapa faktor yaitu peralatan atau biaya sewa untuk rig dan *coiled tubing* itu sendiri lebih mahal daripada *pump* dan penggunaan *coiled tubing* bisa dilakukan pada keadaan yang kompleks dan juga bisa dilakukan pada *multilayer* atau banyak lapisan formasi. Sehingga dengan beberapa kelebihan tersebut, diharapkan perolehan minyak yang didapatkan dari penggunaan *coiled tubing* lebih besar 2 kali lipat daripada penggunaan *pump*. Dari grafik berikut dapat dilihat tingkat keberhasilan pengerjaan pelarut yang telah dilakukan selama hampir 3 tahun.



Gambar 5. Grafik Tingkatan Keberhasilan Kedua Metode

Dapat dilihat pada grafik bahwa pada *solvent treatment* yang sudah dilakukan pada Januari 2017-April 2019 memiliki hasil berupa banyak mengalami kegagalan. Seperti yang tertera pada tabel bahwa dari 527 pekerjaan yang sudah dilakukan diketahui bahwa mengalami kegagalan sebanyak 403 pekerjaan atau 76% dari semua pekerjaan yang sudah dilakukan.

3.3 Parameter Keberhasilan

Setelah mengetahui tingkat keberhasilan setiap penggunaan metode, ditemukan banyak pekerjaan yang dilakukan tidak sesuai dengan kondisi yang ada. Sehingga untuk memaksimalkan penggunaan masing-masing metode terdapat beberapa parameter yang terdapat pada data produksi yang dapat dijadikan bahan evaluasi agar penggunaan masing-masing metode dapat diterapkan dengan benar. Parameter ini akan dikorelasikan dengan jumlah perolehan minyak yang tersedia. Parameter tersebut adalah kadar aspal (%), temperatur kepala sumur (oF), water cut (%), dan temperatur reservoir (oF). Korelasi dilakukan dengan menggunakan korelasi pearson seperti yang telah dijelaskan sebelumnya sehingga dari tabel berikut dapat dilihat nilai korelasi untuk masing-masing parameter berdasarkan penggunaan metode yang digunakan.

Tabel 1. Nilai Korelasi Pearson Metode Penggunaan dengan Parameter

Method	Parameter	Correlation Value (r)
Pump	Asphaltene levels	-0.0724
	Water Cut	0.0199544
	Well Head Temperature	0.272375
	Reservoir Temperature	-0.02
Coiled Tubing	Asphaltene levels	0.015907
	Water Cut	0.062927
	Well Head Temperature	0.063296
	Reservoir Temperature	0.089442

Dalam menentukan nilai korelasi ini, jika nilai korelasinya 1 dan positif dikatakan korelasinya kuat atau memiliki hubungan, sedangkan jika nilai korelasinya di bawah 1 dikatakan memiliki hubungan kecil dan jika dekat sampai 0 dikatakan tidak memiliki hubungan. Menurut Sudjana (2005) dinyatakan bahwa jika $r = -1$ berarti korelasinya sempurna, artinya tingkat signifikansi pengaruh variabel X terhadap Y adalah lemah dan sebaliknya.

Dari hasil korelasi yang ada diketahui bahwa nilai korelasi semuanya mempunyai nilai dibawah 1. Hal ini dikarenakan data yang digunakan adalah data asli lapangan maka untuk penelitian ini jika nilai korelasinya adalah 0.1 dan seterusnya maka korelasinya dinyatakan. kuat, sedangkan jika nilai korelasinya 0,01 dan seterusnya, maka korelasinya dikatakan cukup kuat.

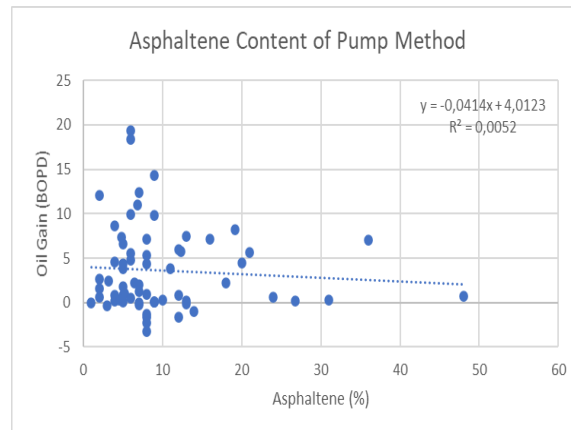
3.4 Menentukan Parameter Minimum Cut Off

Setelah menentukan nilai korelasi dan menyatakan hubungannya, langkah selanjutnya adalah menentukan nilai cut off atau threshold untuk masing-masing parameter sehingga diperoleh oil recovery yang maksimal. Dalam menentukan nilai cut off dibuat grafik hubungan dimana sumbu x adalah nilai parameter yang digunakan sedangkan sumbu y mewakili perolehan minyak. Setelah grafik digambar maka akan didapatkan persamaan linier dimana persamaan linier akan dicari nilai parameternya sesuai dengan recovery minyak minimum untuk masing-masing metode dimana nilai y merupakan perolehan minyak minimum berdasarkan masing-masing metode yaitu 8 bopd untuk penggunaan coiled tubing dan 4 bopd untuk penggunaan pompa serta nilai x merupakan nilai threshold dari parameter yang dicari. Dari tabel berikut,

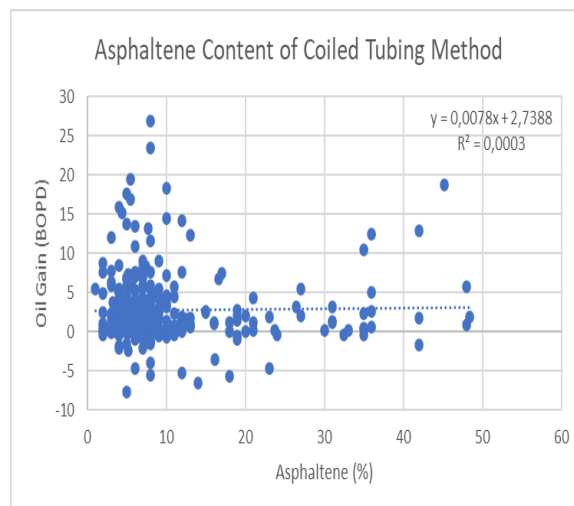
Tabel 2. Nilai Cut Off Parameter pada Metode Penggunaan

Method	Parameter	Linear Equations	Cut off value
Pump	Asphaltene levels	$y = -0.0414x + 4.0123$	0.29%
	Water Cut	$y = 0.0462x - 0.2787$	92.61%
	Well Head Temperature	$y = 0.0321x + 1.1692$	161.03oF
	Reservoir Temperature	$y = -0.0024x + 4,1701$	70,875oF
Coiled Tubing	Asphaltene levels	$y = 0.0078x + 2.7388$	2.8%
	Water Cut	$y = 0.0007x + 1.9614$	92.88%
	Well Head Temperature	$y = 0.01254x + 0.7395$	580.84oF
	Reservoir Temperature	$y = 0.0125x + 0.2472$	620,224oF

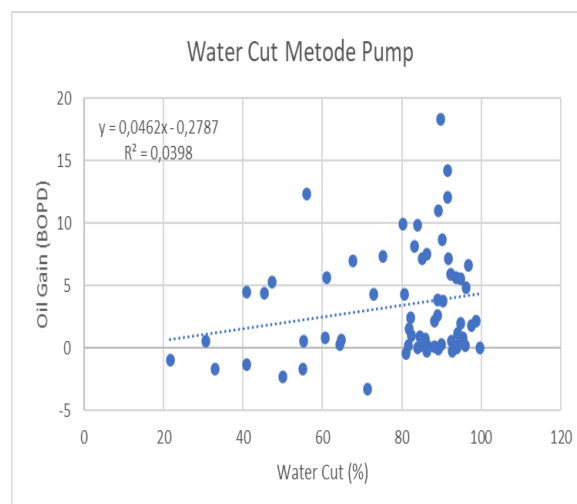
Dari tabel di atas, kita dapat melihat persamaan linier berdasarkan grafik ini. Grafik ini menyimpulkan setiap persamaan yang kita butuhkan untuk menghitung nilai cut off.



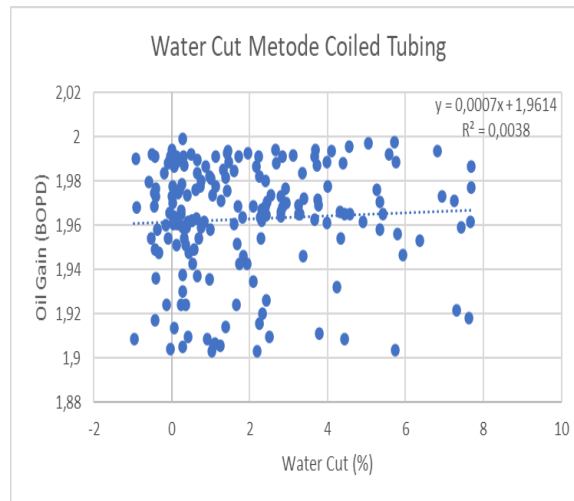
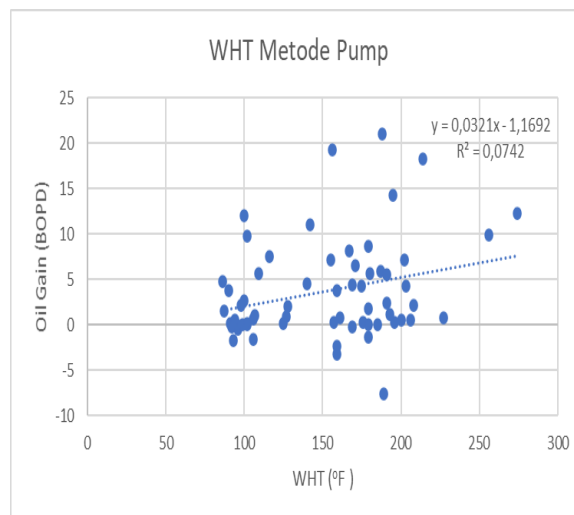
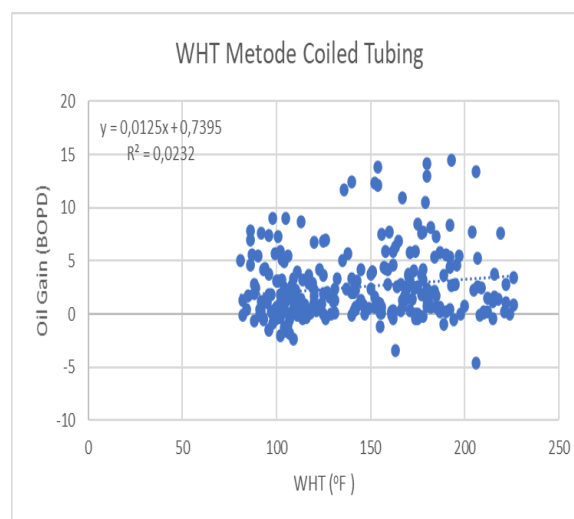
Gambar 6. Grafik Linier Kadar Asphaltene Metode Pump

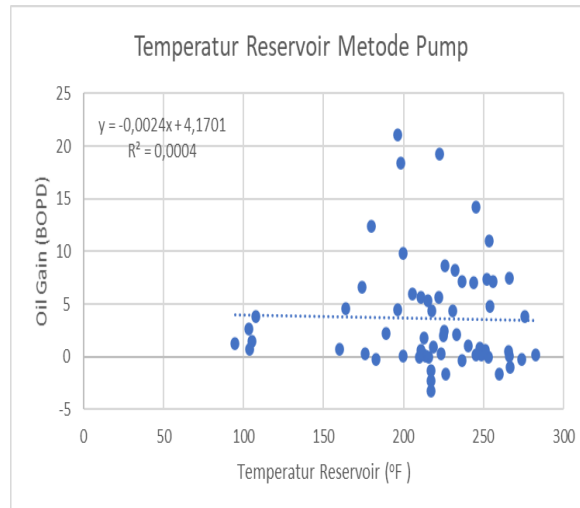


Gambar 7. Grafik Linier Kadar Asphaltene Metode Coiled Tubing

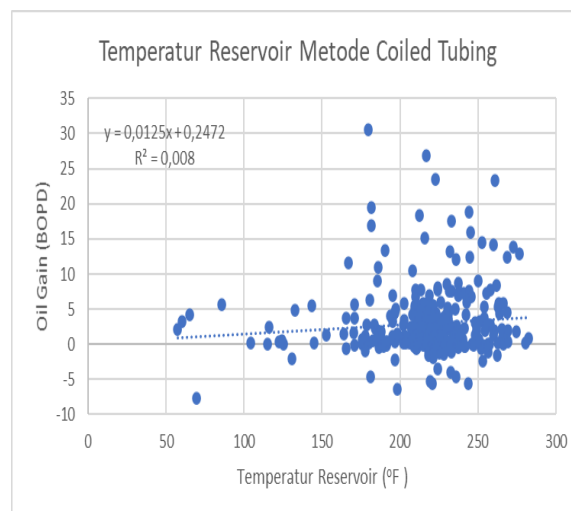


Gambar 8. Grafik Linier Water Cut Metode Pump

**Gambar 9.** Grafik Linier Water Cut Metode Coiled Tubing**Gambar 10.** Grafik Linier WHT Metode Pump**Gambar 11.** Grafik Linier WHT Metode Coiled Tubing



Gambar 12. Grafik Linier Temperatur Reservoir Metode Pump



Grafik 13. Grafik Linier Temperatur Reservoir Metode Coiled Tubing

4. KESIMPULAN

Dari penelitian yang sudah dilakukan, maka dapat diambil kesimpulan bahwa:

- Untuk masing-masing penggunaan *coiled tubing* dan *pump* dalam menentukan *success ratio solvent treatment* yang sudah dilakukan berdasarkan penggunaan *coiled tubing* dan *pump* dari Januari 2017 – April 2019 mengalami kegagalan sebanyak 76% yang disebabkan perolehan *oil gain* minimum yang tidak tercapai yaitu 8 BOPD pada penggunaan *coiled tubing* dan 4 BOPD untuk penggunaan *pump*.
- Nilai ambang batas atau *cut off* untuk masing-masing metode berdasarkan parameter yang ada adalah untuk penggunaan *pump* nilai kadar *asphaltene* minimal 0,297%, memiliki *water cut* minimal 92,612%, memiliki WHT minimal 161,034 °F, dan temperatur reservoir minimal 70,875 °F sedangkan untuk penggunaan *coiled tubing* nilai kadar *asphaltene* minimal 2,801%, memiliki *water cut* 92,885%, memiliki WHT minimal 580,84 °F, dan temperatur reservoir 620,224 °F.

- c) Pada aplikasi *solvent treatment* ini penggunaan *coiled tubing* cocok digunakan pada keadaan sumur *directional well* atau *side track*, memiliki kadar *asphaltene* lebih dari 2%, *water cut* minimal 92,8%, WHT minimal 500°F, dan temperatur *reservoir* minimal 600°F sedangkan penggunaan *pump* cocok digunakan pada sumur yang memiliki kadar *asphaltene* kurang dari 2%, *water cut* minimal 92,6%, WHT minimal 160 °F, dan temperatur *reservoir* minimal 70 °F.

DAFTAR PUSTAKA

- [1] Al-hajri, N. M., Al-ajmi, M. D., Al-ghamdi, A. A., Aramco, S., & Green, T. A. (2016). SPE-184124-MS *Wellbore Organic Deposits Dissolution Using An Emulsified Solvent System - Field Treatment History of Well-X*.
- [2] Al-hajri, N. M., Taq, A. A., Alajmi, M. D., Al-ghamdi, A. A., & Aramco, S. (2016). SPE-184083-MS *Laboratory Analysis of Several Solvent Systems to Dissolve Wellbore Organic Deposits*.
- [3] Al Aamri, J., AlDahlan, M., & AlDarwesh, S. (2018). *Efficiency Of Selected Terpene-Based And Conventional Solvents In The Dissolution Of Asphaltene Deposits*.
- [4] Amadi, E. C. (2018). *Test for Significance of Pearson's Correlation Coefficient*
- [5] Ardiansyah, F., Erfando, T., Noerhadi, Efriza, I., Rahmatan, B., & Oktavia, C. (2019). *Evaluation of Heavy Paraffin Solvent Injection in Langgak Oil Field. IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, 536(1).
- [6] Bakhtiar, S., Tahir, S., & Hasni, R. A. (2013). *Analisa Pengendalian Kualitas Dengan Menggunakan Metode Statistical Quality Control (SQC)*. *Malikussaleh Industrial Engineering Journal*, 2(1), 29–36.
- [7] Bayestehparvin, B., Abedi, J., & Ali, S. M. F. (2016). *Heavy Oil Mobilization by Cold Solvent, Hot Solvent , and Heat - A Comparative Pore Level Evaluation*.
- [8] Bayestehparvin, Bit, Ali, S. M. F., & Abedi, J. (2017). SPE-185734-MS *Case Histories of Solvent Use in Thermal Recovery*.
- [9] Bayestehparvin, Bit, Ali, S. M. F., & Abedi, J. (2018). *Recovery Processes : State of the Art*.
- [10] Code of Federal Regulations. (2012). *N-Butane and Isopane*
- [11] Curtis, J., & Company, B. J. S. (2003). SPE 84124 *Environmentally Favorable Terpene Solvents Find Diverse Applications in Stimulation , Sand Control and Cementing Operations*.
- [12] Firouz, A. Q., & Torabi, F. (2012). SPE 157853 *Feasibility Study of Solvent-Based Huff-n-Puff Method (Cyclic Solvent Injection) To Enhance Heavy Oil Recovery*.
- [13] International Well Control Forum (IWCF).(1981).*Coiled Tubing Services Manual*, 1–15.
- [14] I. O., Wattenbarger, C., Clingman, S., Dickson, J., & Upstream, E. (2012). *Technology Development for Solvent-Based Recovery of Heavy Oil*, (March), 91–92.
- [15] Khan, A., & Raza, M. T. (2016). *Coiled Tubing Acidizing : An Innovative Well Intervention for Production Optimization Coiled Tubing Acidizing : An Innovative Well Intervention for Production Optimization*.
- [16] Misra, S., Abdallah, D., & Nuimi, S. (2013). *Successful Asphaltene Cleanout Field Trial in On-shore Abu Dhabi Oil Fields*. SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference, MEOS, Proceedings, 1(March), 347–351.
- [17] Mitchell, Wayne P et.all. (2003). SPE 81731 *Is Acid Placement Through Coiled Tubing Better Than Bullheading?*
- [18] Murtaza, S., Taqi, A. A., Qahtani, S. S., Aramco, S., & Chacon, A. (2013). SPE 164434 *Wellbore Asphaltene Cleanout Using a New Solvent Formulation in a Horizontal Open Hole Oil Producer in Carbonate Reservoir of North Ghawar Field – Scripting a Success Story*, (Md), 1–12.
- [19] Punase, A. D., Hascakir, B., Demir, A. B., & Bilgesu, H. (2017). *Inorganic Content of Asphaltenes Impacts Asphaltenes Stability*. SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference Proceedings, (May), 18–19.
- [20] Stanley, R., Terry, A. R., & Dean, G. D. (2014). *Coiled Tubing Growth and the Benefits of Thinking Small Again*, (November), 10–13.

- [21] Sudjana. (2005). *Metoda Statistika*. Tarsito, Bandung
- [22] Sulistio, W. (2016). *Perbandingan Penjadwalan Proyek Menggunakan Kurva “ S ” Dan Cpm Network Pada Proyek “ X ” Di Surabaya*, 3(2), 1–8.
- [23] Suparto. (2014). *Analisis Korelasi Varibel-variabel yang Mempengaruhi Siswa dalam Memilih Perguruan Tinggi*. *Jurnal Iptek*, 18(2), 2.
- [24] Yudartama, Yudi. (2017). *Toxilogical Profile For Toluene*.
- [25] Yuliara, I Made. (2016). *Regresi Linier Sederhana*. *Fisika*, 7–41.