ANALISIS PENANGANAN *SCALLING* PADA JALUR PIPA DARI SP CD MENUJU SP AB

Pradifta Bintang Saputra[1], Husein Abdullah[2], Diyah Rosiani[1*], Gerry Sasanti Nirmala[1]
[1]Teknik Produksi Migas, Politeknik Energi dan Mineral Akamigas, Cepu-Blora, 58315
[2]PT Pertamina EP Cepu Field, Jl. Gajah Mada PO.BOX 1 Cepu-Blora, 58312
**E-mail*: diyahrosiani@gmail.com

ABSTRAK

Penurunan Iaju produksi minyak di Lapangan XYZ disebabkan oleh terbentuknya endapan *scaIe* jenis kalsium karbonat ($CaCO_3$) pada jalur pipa dari Stasiun Pengumpul (SP) CD menuju Stasiun Pengumpul (SP) AB, yang menghambat aliran fluida. Penelitian ini bertujuan untuk memperkirakan volume optimum larutan asam (*acidizing*) yang diperlukan dalam proses *acid washing* guna melarutkan endapan tersebut. Analisis dilakukan melalui studi literatur, pengumpulan data sekunder dan pemilihan beberapa opsi untuk menanggulangi masalah tersebut. Hasil uji air formasi menunjukkan nilai *Scale Index* (SI) sebesar 0,67–0,71 (SI > 0), yang menandakan potensi tinggi pembentukan *scale* $CaCO_3$. Estimasi menunjukkan volume *scale* total sebesar 23,0958 cu ft pada panjang pipa 7.374 ft, dengan kebutuhan larutan HCl 10% sebesar 8306 liter untuk melarutkan endapan secara efektif. Hasil uji Iaboratorium menunjukkan bahwa peningkatan konsentrasi HCl mempercepat waktu pelarutan *scale*. Dari sisi keekonomian, metode *acidizing* dengan injeksi HCl dan *scale inhibitor* dinilai paling efisien dibandingkan opsi penggantian pipa, dengan estimasi biaya Rp 263.574.180 serta potensi pemulihan produksi sebesar Rp 1,3 miliar. Penelitian ini menyimpulkan bahwa penerapan metode *acidizing* adalah metode yang efektif dan ekonomis untuk di realisasikan di lapangan XYZ.

Kata kunci: ***Acidizing*, *Scale*, *$CaCO_3$*, *HCl*, *Flowline***

1. PENDAHULUAN

Selain dari penurunan tekanan reservoir, menurunnya Iaju produksi dapat disebabkan karena adanya aktivitas pemboran, injeksi, maupun aktivitas produksi. Masalah yang sering terjadi adalah terbentuknya endapan *scale* yang akan menghambat aliran fluida baik pada zona perforasi, tubing atau flowline, maupun pada peralatan permukaan. *Scale* adalah endapan yang terbentuk dari proses kristalisasi dan pengendapan mineral yang terkandung dalam air formasi. [1], [2], [3]

Kegiatan produksi minyak dan gas bumi di lapangan XYZ dilakukan melalui suatu sistem pengumpulan fluida yang terintegrasi dari sumur menuju ke staiun pengumpul (SP) dan akhirnya ke Stasiun Pengumpul Utama (SPU). Pola oprasi ini dirancang agar aliran fluida dari setiap sumur dapat dikendalikan, dipisahkan, dan diteruskan secara efisien sesuai dengan karakteristik fluida masing-masing. Salah satu unit pengumpul yang berperan penting dalam sistem ini adalah Stasiun Pengumpul (SP) CD, yang menerima aliran fluida dari beberapa sumur, antara lain X-22, X-44 dan X-55.[1]

Di SP CD, fluida dari sumur terlebih dahulu melewati menifold, kemudian dialirkan menuju separator untuk dilakukan proses pemisahan antara cairan, gas dan sedimen. Hasil pemisahan selanjutnya masuk ke dalam tangki penampung sebelum dipompakan menuju SP AB, dan akhirnya diteruskan ke SPU untuk proses pengolahan berikutnya. Sistem ini teIah beroprasi secara rutin selama bertahun-tahun dan menjadi salah satu jalur penting dalam mendukung kontinuitas produksi di lapangan X.[1]

Namun, pada suatu periode operasi, ditemukan anomali dalam proses pemompaan fluida dari SP CD menuju SP AB. Saat proses pemompaan dilakukan, level fluida di tangki SP CD tidak mengalami penurunan, sementara tangki penerimaan di SP AB menunjukan volume fluida yang masuk. Selain itu, tekanan pada sisi discharge pompa transfer meningkat secara signifikan, menandakan adanya hambatan atau gangguan pada jalur fluida. Pemeriksaan kemudian dilakukan terhadap seluruh peraIatan, termasuk pompa transfer dan valve di sepanjang trunkline antar SP CD dan SP AB. Hasil pemerikasaan menunjukan bahwa beberapa pompa dan valve berfungsi normal, namun terdapat hambatan aliran fluida pada pipa trunkline tersebut.[1]

Berdasarkan temuan anomali tersebut, dilakukan analisa lebih lanjut terhadap penyebab gangguan aliran dengan meninjau historis operasi selama tujuh tahun terakhir. Dari hasil tinjauan, diketahui bahwa kejadian serupa telah terjadi sebanyak tiga kali, yaitu pada tahun 2018, 2021, dan 2024. Insiden pada tahun 2024 tercatat sebagai yang paling parah, karena menimbulkan kerugian signifikan dan penurunan produksi yang cukup besar. Kondisi ini menujukan perlunya dilakukan injeksi asam dengan metode *acid washing* agar hambatan yang muncul di pipa SP CD menuju SP AB bisa di pecahkan dan membuat aliran fluida dari SP CD menuju SP AB tidak ada hambatan[1]

Adanya *scale* di SP CD menuju SP AB perlu adanya penanganan serius dan juga bekelanjutan. Cara yang paling umum guna mengatasi problem *scale* pada flowline yaitu melalui penggunaan metode *acidizing* melalui cara *acid washing*. *Acid washing* ini bisa dilakukan dengan memakai generic *acid* yaitu HCl menjadi bahan pelarut *scale* dipandang menjadi cara termudah dan termurah.[1], [3], [4]

Untuk mengatasi *scale* dan menaikkan kembaIi Iaju produksi, maka dilakukan proses *acidizing* yaitu penginjeksian *acid* agar *scale* yang menghambat dapat terlarutkan.[1]

Jenis asam yang sering digunakan untuk menanggulangi *scale* adalah *Hydrochloric Acid* (HCl). HCl bereaksi dengan karbonat sehingga sangat efektif digunakan untuk melarutkan *scale* karbonat. Saat HCl bereaksi dengan karbonat maka akan membentuk chanel-chanel konduktif yang disebut dengan wormhole. Harga HCl relatif murah, mudah diangkut dan hasil reaksi terlarut dalam air. Sedangkan kerugiannya HCl memiliki sifat korosifitas tinggi maka dari itu penggunaan HCl biasanya ditambahkan dengan additive.[1], [2], [4]

Untuk menimalisir pembentukan *scale* yaitu dengan metode diinjeksikan *scale* inhibitor secara rutin dan perlu penambahan pada rangka konsentrasi hambatanya, sebab perlu diingat ketika minyak dan gas yang diproduksi ada pada kondisi baik atau dengan kata lain ada kontaminan atau impurities yang menghambat dalam proses produksi. Maka, perlu ditambahkan inhibitor supaya produksi minyak dan gas dapat berjalan secara baik.[1], [3]

Tujuan dari penelitian ini adalah untuk memaximalkan aliran fluida di pipa dengan menanggulangi masalah yang terjadi di pipa dengan mengetahui volume *acid* yang akan di injeksikan untuk di realisasikan dengan metode *acid washing* untuk menghilangkan hambatan yang terjadi di pipa tersebut.

2. METODE PENELITIAN

Penelitian ini terdiri dari studi literatur dan didapat dari penelitian sebelumnya untuk melanjutkan pengamatan lapangan dengan cara pengumpulan data sekunder. Membahas mengenai analisa terbentuknya *scale* pada pipa SP CD – SP AB dan cara mengatasinya dengan menggunakan treatment *acidizing* dalam menanggulangi *scale* $CaCO_3$

Dimulai dengan pengumpulan data mengenai sumur dan jenis *scale* yang terbentuk di pipa SP Vl – SP V,setelah mengetahui adanya hambatan di pipa selanjutnya akan menentukan volume *scale* tersebut menggunakan kurva volume *scale* $CaCO_3$ setelah mengetahui volume *scale* dan jenis *scale* tersebut tahap selanjutnya akan menentukan metode *acidizing* yang akan digunakan untuk menentukan zat additif dan dan biaya yang dibutuhkan untuk menggunakan metode tersebut.

A. Data Lapangan

Tabel 1 menjelaskan terkait data size pipa,jarak SP CD menuju SP AB serta data ketebalan *scale*.Tabel 2 menjelaskan terkait hasil data yang diperoleh setelah uji analisa air formasi di laboratorim. TabeI 3. menjelaskan bahwa *scale* yang terbentuk di lapangan x pada sumur X-22 dan X-44 adalah *scale* jenis $CaCO_3$, berdasarkan perhitungan menggunakan metode stiff dan davis *scale* jenis $CaCO_3$ akan terbentuk pada sumur X-22 dan X -44 dikarenakan (SI>0), serta *scale* jenis $CaSO_4$ tidak akan terbentuk pada sumur X-22 dan X-44 dikarenakan hasil dari perhitungan menggunakan skillman, mcdonald dan stiff menunjukan bahwa S>S' yang artinya tidak akan terbentuk *scale* $CaSO_4$.

Tabel 1. Data Size Pipa, Jarak SP CD menuju SP AB Serta Ketebalan *Scale*

Size Pipa		Jarak SP VI KE SP V (ft)	*Scale* Thickness (inch)
OD (inch)	ID (inch)		
6	5,761	7874	0,125

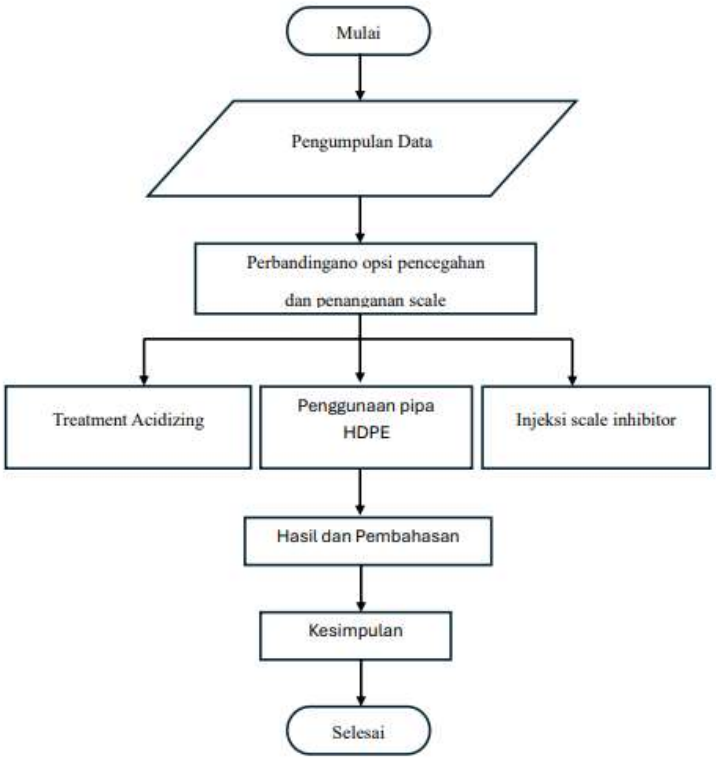
Tabel 2. Hasil Uji Analisa Air Formasi

Parameter	X-22 (mg/ltr)	X-22 (meq/l)	X-44 (mg/ltr)	X-44 (meq/l)
Na^+	8915	387,8025	8828	384,018
Ca^{2+}	131	6,5369	136	6,7864
Mg^{2+}	22	1,81038	20	1,6458
Cl^-	11632	328,13872	11768	331,97528
$HCO3^-$	3904	63,98656	3403	55,77517
SO_4^{2-}	200	4,164	240	4,9968
CO_3^{2-}	0	0	0	0

Tabel 3. Prediksi Terbentuknya *Scale*

X-22					X-44				
pH	**Temperature Uji (C)**	**SI $CaCO_3$**	**S $CaSO_4$ (meq/l)**	**S'**	**pH**	**Temperature Uji (C)**	**SI $CaCO_3$**	**S $CaSO_4$ (meq/l)**	**S'**
7,56	24	0,71	70,88	10,7	7,68	24	0,67	69,12	11,78

B. *Flow Chart*



Gambar 1. Diagram Alir

Gambar 1 merupakan diagram alir penelitian.Proses dimulai dari tahap pengumpulan data,yaitu mengumpulkan data lapangan dan permasalahan yang terjadi di lapangan yaitu adanya hambatan yang terjadi di SP CD menuju SP AB. Selanjutnya dilakukan pemilihan opsi pencegahan dan penanganan *scale* yang terbentuk di antar SP CD menuju SP AB terdapat beberapa opsi yaitu penggantian pipa menggunakan pipa HDPE dikarenakan pipa HDPE memiliki beberapa kelebihan dibandingkan pipa karbon steel untuk menanggulangi permasalahan *scale* dan wax paraffin yang menempel pada dinding pipa carbon steel. Adapun untuk opsi kedua yaitu dengan metode *acidizing* melalui cara *acid washing*, *acid washing* ini bisa dilakukan dengan memakai generic *acid* yaitu HCl menjadi bahan pelarut *scale* pada dinding pipa. Untuk meminimalisirkan pembentukan *scale* yaitu dengan metode diinjeksikan *scale* inhibitor secara rutin dan perlu penambahan pada rangka konsentrasi hambatan nya, sebab perlu di ingat ketika minyak dan gas yang diproduksi ada pada kondisi baik atau dengan kata

lain ada kontaminan atau impurities yang menghambat dalam proses produksi. Maka, perlu ditambahkan inhibitor supaya produkasi minyak dan gas dapat berjalan dengan baik.

Gambar 2 digunakan sebagai acuan dalam penelitian ini untuk menentukan volume *scale* yang terbentuk di dalam pipa berdasarkan diameter pipa dan ketebalan *scale*. Melalui grafik ini, dapat dihitung volume kerak sehingga memudahkan dalam menentukan kebutuhan larutan asam HCl dengan konsentrasi 15% untuk proses pembersihan. Berdasarkan data pada Gambar 2, kebutuhan larutan HCl 15% berbeda untuk setiap jenis *scale*, yaitu 95 gal/ft³ untuk $CaCO_3$, 318 gal/ft³ untuk Fe_2O_3, dan 180 gal/ft³ untuk *FeS*.[11]

$$V_{total\ scale} = V_{scale} \times L \quad (1)$$

$$V_{HCl}CaCO_3 = 95 \times V_{total\ scale} \quad (2)$$

$$V_{HCl}Fe_2O_3 = 318 \times V_{total\ scale} \quad (3)$$

$$V_{HCl}FeS = 180 \times V_{total\ scale} \quad (4)$$

3. PEMBAHASAN

Pembentukan *scale* $CaCO_3$ pada jalur pipa dari SP CD menuju SP AB terjadi akibat adanya pressure drop di sepanjang trunkline. *Pressure drop* sendiri dapat disebabkan karena beberapa hal seperti adanya elevasi pipa, belokan pada pipa. Pada titik terjadinya *pressure drop* dapat mengakibatkan fluida tertahan sesaat pada pipa yang dapat menyebabkan terjadinya reaksi kimia yang menghasilkan endapan (*scale*).

Hasil uji air formasi menunjukkan kandungan Ca^{2+} dan HCO_3^- cukup tinggi, dan perhitungan *Scale* Index (SI) berada pada kisaran 0,67 – 0,71. Karena SI > 0, maka fluida berada dalam kondisi supersaturated dan berpotensi kuat membentuk *scale* $CaCO_3$. Sementara itu, indeks pembentukan $CaSO_4$ menunjukkan kondisi S < S', sehingga $CaSO_4$ tidak terindikasi terbentuk pada jalur ini. Dengan demikian, jenis *scale* utama yang menyebabkan hambatan adalah $CaCO_3$.

Melihat kondisi lapangan dan hasil prediksi *scale* tersebut, diperlukan tindakan penanganan untuk menghilangkan *scale* yang sudah terbentuk sekaligus mencegah pembentukan ulang *scale*. Untuk penghilangan *scale*, dilakukan *acid* washing menggunakan HCl, karena HCl bereaksi langsung dengan $CaCO_3$ dan melarutkannya menjadi senyawa terlarut yang dapat dikeluarkan melalui aliran. Setelah pembersihan, diterapkan injeksi *scale* inhibitor secara periodik guna menekan pertumbuhan kristal $CaCO_3$ pada permukaan pipa. Selain metode kimia, terdapat alternatif penanganan lain berupa penggantian material pipa trunkline dengan material yang lebih halus dan licin supaya memperkecil gesekan antara fluida dengan pipa sehingga *scale* tidak mudah melekat pada pipa.

A. Potensi *Lost Production Oppurtunity* (LPO)

Pada Tabel 4 potensi *Lost Production Opportunity* (LPO) dihitung berdasarkan jangka waktu *shutdown* sumur serta biaya operasional lainnya yang timbul selama proses tersebut. Berdasarkan data rata-rata produksi pada sumur X-22 dan X-44 di Stasiun Pengumpul CD (SP CD), diperoleh hasil uji produksi (*production test*) dengan nilai *gross* masing-masing sebesar 679,04 blpd dan 670,75 blpd, serta nilai *net* sebesar 32,16 bopd untuk sumur X-22 dan 46,83 bopd untuk sumur X-44. Dengan demikian, total produksi minyak bersih dari SP CD selama 14 hari mencapai 1.105,9 barel. Jika diasumsikan harga minyak sebesar USD 80 per barel dan nilai

tukar Rp15.000,00 per USD, maka potensi kehilangan produksi (*Lost Production Opportunity*) diperkirakan sebesar Rp1.327.118.184,00**.**

Tabel 4. *Average Production* X-22 Dan X-44

Sumur	PROD. TEST	
	Gross (blpd)	Net (bopd)
SP.CD		
X-22	679.04	32.16
X-44	670.75	46.83

B. Analisa Perhitungan Total *Scale* Pada Jalur Pipa Dari SP CD Menuju SP AB

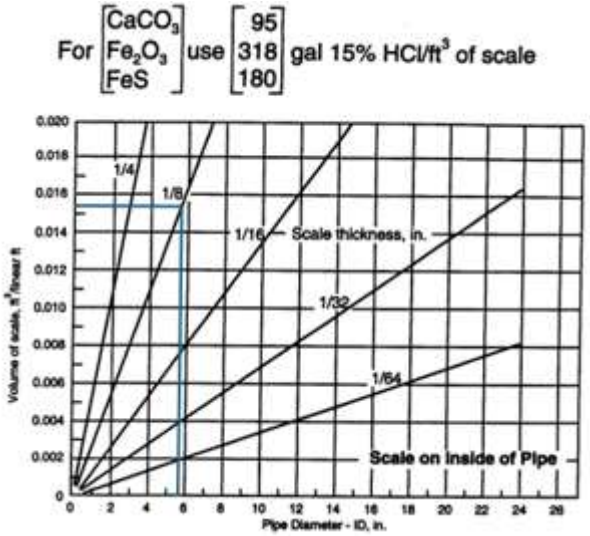
Diketahui bahwa volume *scale* (0,0156 ft^3/linear ft) dari hasil plot pada Gambar 2, setelah itu dikalikan dengan jarak dari SP CD ke SP AB sesuai dengan Tabel 1.

$$V_{scale} = 0{,}0156 \frac{cuft}{ft} \quad (5)$$

Mehinghitung volume total *scale* menggunakan persamaan

$$V_{total\ scale} = 0{,}0156 \times 1480{,}5 = 23{,}0958\ cuft \quad (1)$$

Setelah itu plot voIume *scale* yang terbentuk di SP CD menuju SP AB menggunakan Gambar 2, kemudian kalikan dengan jarak dari SP CD menuju SP AB sehingga mendapatkan volume total *scale* yaitu 23,0958 cuft.



Gambar 2. Hasil Perhitungan Menggunakan Kurva Prediksi Volume *Scale* [5]

C. Analisa Volume Injeksi Dan Biaya *Acidizing*

Total panjang jalur pipa adalah 7.374 ft, namun berdasarkan hasil evaluasi lapangan diketahui bahwa pembentukan *scale* tidak terjadi secara merata di seluruh sepanjang pipa tersebut. Indikasi pembentukan endapan *scale* terutama ditemukan pada segmen pipa yang berada

pada perubahan elevasi tertentu, dengan panjang daerah yang teridentifikasi mengalami penumpukan *scale* mencapai sekitar 1.480,5 ft.

$$V_{HCl} = 95 \times 23{,}0958 = 2194{,}1\ gallon\ HCl \quad (2)$$

$$gallon\ HCl\ 2194{,}1 = \ 8306 \text{ Liter HCl}$$

Berdasarkan hasil perhitungan analisis volume injeksi untuk proses *acidizing* dalam upaya menghilangkan *scale* pada pipa produksi, diperoleh volume larutan asam (HCl) yang dibutuhkan sebesar 8306 liter HCl**.** Jumlah ini menggambarkan estimasi volume optimum yang diperlukan untuk melarutkan endapan *scale* secara efektif tanpa menimbulkan kelebihan penggunaan bahan kimia yang dapat menyebabkan korosi pada pipa. Pada perhitungan volume HCl berikut ini menjadi dasar dalam penentuan kebutuhan *acid washing*, sehingga dapat dilakukan perencanaan biaya operasional yang efisien serta memastikan laju aliran fluida dalam pipa kembali optimal setelah proses pembersihan dilakukan.

- Pompa flushing reciprocating (rent) : Rp30.000.000,00 x 2 = Rp60.000.000,00
- Hcl : Rp4.620/liter x 8306 lt = Rp38.373.720,00
- Total : Rp98.373.720,00

D. Analisa Biaya *Scale* Inhibitor

Untuk mencapai *operation excellent* perlu dilakukan injeksi *scale* inhibitor setelah dilakukannya *acidizing* untuk mencegah *scale* di dalam pipa tumbuh lagi. Dipergunakan metode injeksi *scale* inhibitor dengan terus-menerus melalui penginjeksian *scale* inhibitor pada permukaan SP CD menuju SP AB dengan chemical injection pump. Melalui cara ini maka kecenderungan pembentukan *scale* menjadi terhambat. Berikut estimasi perhitungan biaya apabila dilakukan injeksi *scale* inhibitor dalam jangka waktu 1 tahun.

- Jasa inject *scale* inhibitor : Rp176.500,00/bbls
- Quantity : 627 bbls
- Total : Rp110.665.500,00

E. Penggantian Pipa Menggunakan Pipa HDPE

Pipa HDPE memiliki beberapa kelebihan dibandingkan pipa carbon steel untuk menanggulangi permasalahan *scale* dan wax paraffin yang menempel pada dinding pipa carbon steel. Berikut ini terdapat estimasi biaya penggantian pipa HDPE 6 inch.

- Material dan jasa pemasangan HDPE : Rp720.000,00/meter
- Quantity : 2.400 meter
- Total : Rp1.728.000.000,00

Dengan estimasi harga diatas jika dibandingkan dengan produksi harian di Distrik I Kawengan tentu saja kurang relevan. Ditambah dengan kondisi lapangan dengan medan yang terjal dan berada di tengah hutan. Salah satu kekurangan pipa HDPE yaitu tidak tahan pada suhu panas, tentu saja akan menjadi kendala apabila terjadi kebakaran untuk pembebasan lahan di hutan.

F. Analisa Biaya Mitigasi Penanggulangan *Scale*

Berdasarkan gambar 3 pertimbangan dari segi keekonomian dan kondisi lapangan solusi yang terpilih yaitu injeksi chemical menggunakan *acid* dan *scale* inhibitor dikarenakan lebih ekonomis dan efektif. Selain itu, kondisi sepanjang trunkline merupakan hutan yang lebat sehingga ketika dilakukan penggantian pipa membutuhkan waktu yang lama. Kondisi tersebut diperparah dengan adanya pembakaran area hutan untuk pembebasan lahan sehingga apabila diganti dengan pipa material HDPE yang tidak tahan pada suhu tinggi dapat meleleh sehingga menyebabkan kebocoran pada pipa trunkline.

Gambar 3. Perbandingan LPO dan Alternatif Penyelsaian

G. Analisis Laboratorium Untuk *Acidizing*

Setelah mempertimbangkan beberapa opsi dari segi keekonomian dan keefektifan pada kondisi lapangan, solusi yang terpilih yaitu injeksi chemical menggunakan *acid* dan *scale* inhibitor. Sebelum metode ini direalisasikan secara langsung di lapangan, perlu dilakukan tahap penelitian laboratorium untuk menguji tingkat kefektifan kombinasi bahan kimia tersebut terhadap jenis *scale* yang terdapat di lokasi penelitian. Penelitian ini bertujuan untuk memperoleh data yang akurat mengenai reaktivitas asam terhadap komponen penyusun *scale*, serta pengaruh inhibitor terhadap laju pembentukan endapan baru.

Tabel 5. Konsentrasi Dan Waktu Pelarutan

Sample *Scale* (gram)	Volume Pelarut (mL)	Konsentrsi HCl	Waktu	Keterangan
5	100	8%	30 Menit	Larut sempurna (except : sand, clay etc)
		10%	24 Menit	
		15%	12 Menit	

Berdasarkan Tabel 5 dapat dilihat bahwa semakin tinggi presentase konsentrasi HCl mengindikasikan waktu pelarutan yang dibutuhkan akan semakin cepat, begitu juga sebaliknya. Pada Gambar 4 terdapat hasil dari pelarutan *scale* menggunakan HCl dalam waktu tertentu seperti tabel 5. Hasil dari uji coba menunjukkan *scale* terlarut sempurna kecuali pasir yang ada dalam *scale*.

Gambar 4. Sample *Scale* Terlarut

Hasil reaksi HCl dan *scale* harus dipertimbangkan karena terdapat padatan seperti pasir yang tidak dapat Iarut. Untuk tahap awal *acidizing* bisa dilakukan dengan menginjeksikan fluida sebesar 50% dari volume total pipa dengan pedoman konsentrasi HCl seperti hasil uji coba sehingga pada pipa bagian ujung tidak terjadi reaksi HCl yang cukup tinggi untuk menjaga padatan yang tidak bisa larut dalam pipa

.

4. SIMPULAN

Scale yang terbentuk pada jalur pipa dari SP CD menuju SP AB di Lapangan XYZ merupakan *scale* jenis $CaCO_3$ (kalsium karbonat**)**. Hal ini dibuktikan meIaIui hasiI uji air formasi dan perhitungan menggunakan metode Stiff & Davis dengan nilai *Scale* Index sebesar 0,69, yang menunjukkan kondisi fluida berada pada keadaan supersaturated sehingga berpotensi kuat membentuk endapan *scale*. Metode penanganan *existing* berupa *flushing unit* terbukti kurang efisien karena memerIukan waktu pelaksanaan sekitar 14 hari dan menyebabkan kehilangan produksi sebesar Rp1.327.118.184,00 Dari hasil analisis teknis dan ekonomis, metode *acidizing* dengan injeksi HCl 10% dan *scale* inhibitor dinilai sebagai solusi paIing efektif dan ekonomis, dengan kebutuhan voIume asam sebesar 83.057 liter serta estimasi biaya Rp263.574.180,00 yang mampu melarutkan endapan *scale* secara optimal tanpa menimbulkan korosi berlebih serta mencegah pembentukan ulang *scale* di dalam pipa.Secara umum, penelitian ini menunjukkan bahwa penerapan metode *acidizing* dan *scale inhibitor* dapat menjadi strategi yang efektif untuk mengatasi permasalahan *scale* pada sistem perpipaan produksi minyak, tidak hanya di Lapangan X tetapi juga dapat dijadikan acuan untuk lapangan migas lain dengan karakteristik fIuida dan kondisi operasi yang serupa. Untuk penelitian selanjutnya akan difokuskan pada analisis beberapa tempat yang berpotensi besar terbentuknya *scale*.

5. DAFTAR PUSTAKA

[1] H. Abdullah, *Evaluasi Penanganan Plugging pada Pipa Disebabkan Scale Problem pada Lapangan Kawengan dengan Metode Acidizing Job*, Tugas Akhir, PEM Akamigas, Cepu, Indonesia, 2025.

[2] R. C. Kinasih, M. Amin, dan U. A. Prabu, “Analisa Hasil *Acidizing* Treatment untuk Menanggulangi *Scale* $CaCO_3$ dalam Upaya Mengoptimalkan Kemampuan Berproduksi Sumur R-

11 PT Pertamina EP Asset 2 Limau Field," *Jurnal Teknik Pertambangan*, Universitas Sriwijaya, Palembang, 2013.
[3] M. Syahri dan B. Sugiarto, "*Scale* Treatment pada Pipa Distribusi Crude Oil Secara Kimiawi," *Prosiding Seminar Nasional Teknoin 2008 Bidang Teknik Kimia dan Tekstil*, Fakultas Teknologi Industri, UPN "Veteran" Yogyakarta, Yogyakarta, 2008.
[4] American Petroleum Institute (API), *Acidizing Treatment in Oil and Gas Operators*, Briefing Paper, Digital Media DM2014-113, 2014.
[5] C. C. Patton, *Applied Water Technology*, 2nd ed., Oklahoma: Campbell Petroleum Series, 1995, pp. 99.
[6] A. Gusfarozi, *Analisis Penyebab Terbentuknya Scale pada Pipa Produksi di Lapangan X dengan Metode Stiff & Davis dan Metode Skillman, McDonald, Davis*, Skripsi, Program Studi Teknik Perminyakan, Universitas Islam Riau, Pekanbaru, 2021.
[7] S. E. Putra, *Analisis Air Formasi dalam Menentukan Kecenderungan Terbentuknya Scale dengan Metode Stiff-Davis pada Surface Facility*, Skripsi, Program Studi Teknik Perminyakan, Universitas Islam Riau, Pekanbaru, 2020.
[8] F. B. Pamungkas, L. Rubianto, dan M. E. Yavianda, "Analisis Pengaruh Jenis Chemical terhadap Potensi Silica (SiO_2) Scalling pada Jalur Pipa Brine Pembangkit Listrik Tenaga Panas Bumi Menggunakan Silica Saturation Index," *DISTILAT: Jurnal Teknologi Separasi*, vol. 11, no. 3, pp. 445–453, Sep. 2025, doi: 10.33795/distilat.v11i3.7479.
[9] J. R. Marevi, *Evaluasi Pekerjaan Acidizing Treatment dalam Mengatasi Scale $CaCO_3$ Menggunakan Asam Organik di Sumur X dan Y pada Lapangan JE*, Skripsi, Program Studi Teknik Perminyakan, Universitas Islam Riau, Pekanbaru, 2022.
[10] Sugianto, *Evaluasi Keberhasilan Penggunaan Acetic Acid pada Pekerjaan Acid Washing untuk Menanggulangi Scale $CaCO_3$ dalam Upaya Optimasi Produksi Sumur SG-05 di Lapangan S*, Skripsi, Universitas Islam Riau, Pekanbaru, 2019.
[11] R. P. Sari, *Studi Penanggulangan Problem Scale dari Near-Wellbore hingga Flowline di Lapangan Minyak Limau*, Skripsi, Fakultas Teknik, Program Ekstensi Teknik Kimia, Universitas Indonesia, Depok, 2011.

Daftar simbol :

$V_{total\ scale}$	=	Volume total *scale* yang terbentuk, cuft
$V_{HCl}CaCO_3$	=	Volume HCl yang dibutuhkan untuk melarutkan *scale* $CaCO_3$, gallon
$V_{HCl}Fe_2O_3$	=	Volume HCl yang dibutuhkan untuk melarutkan *scale* Fe_2O_3, gallon
$V_{HCl}FeS$	=	Volume HCl yang dibutuhkan untuk melarutkan *scale* FeS, gallon