Analisis Efektivitas *Breakdown Acid* pada Sumur Injektor MA#117 di Lapangan YA

TUGAS AKHIR

Diajukan guna melengkapi syarat dalam mencapai gelar Sarjana Teknik

Oleh

MELVI ANNISA

NPM 133210023

PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN

UNIVERSITAS ISLAM RIAU

PEKANBARU

2019

Perpustakaan Universitas Islam Riau

Dokumen ini adalah Arsip Milik :

HALAMAN PENGESAHAN

Tugas akhir ini disusun oleh :

Nama : Melvi Annisa

NPM : 133210023

Program Studi : Teknik Perminyakan

Judul Skripsi : Analisis Efektivitas *Breakdown Acid* pada Sumur Injektor MA#117 di Lapangan YA

Telah berhasil dipertahankan dihadapan Dewan Penguji dan diterima sebagai salah satu syarat guna memperoleh gelar Sarjana Teknik pada Program Studi Teknik Perminyakan, Fakultas Teknik, Universitas Islam Riau

DEWAN PENGUJI

Pembimbing I : Dr. Mursyidah, Msc ( )

Pembimbing II : Novrianti, ST., MT ( )

Penguji : M. Ariyon, ST., MT ( )

Penguji : Richa Melysa, ST., MT ( )

Ditetapkan di : Pekanbaru

Tanggal : Desember 2019

Disahkan oleh:

DEKAN	**KETUA PROGRAM STUDI**
FAKULTAS TEKNIK	**TEKNIK PERMINYAKAN**
Ir. H. ABD. KUDUS ZAINI, MT., MS., TR	**Dr. Eng. MUSLIM, MT**

Perpustakaan Universitas Islam Riau
Dokumen ini adalah Arsip Milik :

PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR

Dengan ini saya menyatakan bahwa tugas akhir ini merupakan karya saya sendiri dan semua sumber yang tercantum di dalamnya baik yang dikutip maupun dirujuk telah saya nyatakan dengan benar sesuai ketentuan. Saya bersedia dicopot gelar dan ijazah jika ditemukan pemalsuan data atau plagiat dari penulisan lain.

Pekanbaru, Desember 2019

Melvi Annisa
133210023

Perpustakaan Universitas Islam Riau
Dokumen ini adalah Arsip Milik :

KATA PENGANTAR

Rasa syukur disampaikan kepada Allah Subhanna wa Ta'ala karena atas Rahmat dan limpahan ilmu dari-Nya saya dapat menyelesikan tugas akhir ini. Penulisan tugas akhir ini merupakan salah satu syarat untuk memperoleh gelar Sarjana Teknik Program Studi Teknik Perminyakan Universitas Islam Riau. Saya menyadari bahwa banyak pihak yang telah membantu dan mendorong saya untuk menyelesaikan tugas akhir ini serta memperoleh ilmu pengetahuan selama perkuliahan. Tanpa bantuan dari mereka tentu akan sulit rasanya untuk mendapatkan gelar Sarjana Teknik ini. Oleh karena itu saya ingin mengucapkan terimakasih kepada :

1. Dr. Mursyidah. Msc. Selaku dosen pembimbing I dan Novrianti, ST.,MT. selaku dosen pembimbing II.
2. Fitrianti, ST.,MT selaku pembimbing akademik yang telah memberikan arahan, nasihat, penyemangat selama menjalani perkuliah di Teknik Perminyakan.
3. Norahmansyah, ST., MT yang telah memberikan kesempatan untuk pengambilan data dan bimbingan untuk tugas akhir saya.
4. Ketua dan Sekretaris prodi serta dosen-dosen yang sangat banyak membantu terkait perkuliahan, ilmu pengetahuan dan hal lain yang tidak dapat saya sebutkan satu per satu.
5. Orang tua dan Keluarga yang memberikan dukungan penuh material maupun moral.
6. Sahabat terbaik saya yang telah membantu saya dalam menyelesaikan tugas akhir ini.

Teriring doa saya, semoga Allah Swt memberikan balasan atas segala kebaikan semua pihak yang telah membantu. Semoga Skripsi ini membawa manfaat bagipengembangan ilmu pengetahuan.

Pekanbaru, November 2019

Melvi Annisa

Perpustakaan Universitas Islam Riau
Dokumen ini adalah Arsip Milik :

DAFTAR ISI

HALAMAN PENGESAHAN ..... **II**

PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR ..... **III**

KATA PENGANTAR ..... **IV**

DAFTAR ISI ..... **V**

DAFTARGAMBAR..... **VIII**

DAFTAR TABEL..... **X**

DAFTAR LAMPIRAN.....**IX**

DAFTAR SINGKATAN..... **X**

ABSTRAK..... **XI**

ABSTRACT..... **XII**

BAB I PENDAHULUAN..... **1**

1.1. LATAR BELAKANG..... **1**

1.2. TUJUAN PENELITIAN **2**

1.3. MANFAAT PENELITIAN **2**

1.4. BATASAN MASALAH..... **3**

BAB II TINJAUAN PUSTAKA **6**

2.1. *ACIDIZING* PADA SUMUR INJEKSI……**6**

2.1.1 Meknisme injeksi dan Acid power..... *7*

2.1.2 Pengasaman Matriks (Matrix Acidizing)..... *7*

2.1.3 Masalah yang terkait dengan Matrix acidizing *7*

2.1.4 Perekahan Asam (Acid Fracturing)..... *8*

2.1.5 Pencucian Dengan Asam (Acid Washing) *8*

2.2 KARAKTERISTIK ASAM DAN ADDITIF **8**

2.2.1 Karakteristik Asam..... *9*

2.3.TAHAP ACIDIZING TREATMENT **10**

2.3.1. Injectivity rate test..... *10*

Perpustakaan Universitas Islam Riau
Dokumen ini adalah Arsip Milik :

2.3.2. Preflush *10*
2.3.3. Main Acid *11*
2.3.4. Overflush *11*
2.4. AIR FORMASI **11**
2.5. SCALE **12**
2.5.1. Macam-Macam *Scale* *13*
2.5.2. Mekanisme Pembentukan *Scale* *13*
2.6 HALL PLOT **15**
BAB III TINJAUAN LAPANGAN.....**18**
3.1. SEJARAH LAPANGAN MA **18**
3.2. KONDISI GEOLOGI LAPANGAN MA **19**
BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN **20**
4.1 ANALISIS TERAKUMULASINYA *SCALE* PADA SUMUR INJEKSI **20**
4.2 ANALISIS EFEKTIVITAS BREAKDOWN *ACID* BERDASARKAN GRAFIK PERFORMANCE *RATE* INJEKSI TERHADAP WAKTU **23**
4.2.1. Acidizing Treatment *23*
4.2.2. Analisis Keberhasilan Acidizing *40*
4.3. ANALISIS EFEKTIVITAS*BREAKDOWN ACID*BERDASARKAN GRAFIK HALL PLOT 44
BAB V KESIMPULAN DAN SARAN **45**
5.1. KESIMPULAN **45**
5.2. SARAN **45**
DAFTAR PUSTAKA **46**
LAMPIRAN I **48**
LAMPIRAN II **49**
LAMPIRAN III **80**

Perpustakaan Universitas Islam Riau
Dokumen ini adalah Arsip Milik :

LAMPIRAN IV **84**

LAMPIRAN V **85**

Perpustakaan Universitas Islam Riau
Dokumen ini adalah Arsip Milik :

DAFTARGAMBAR

Gambar 1.1 Diagram alir Tugas Akhir 4
Gambar 2.1 Pengaruh Kelarutan Kalsium Karbonat terhadap Temperatur 15
Gambar 2.2 Hall plot untuk sumur uji reinjeksi 16
Gambar 3.1 Lokasi Lapangan MA 18
Gambar 4.1 *Scale* CaCO3 (*Sumber: Lab PT.BSP Pertamina,2019)* 21
Gambar 4.2 *scale* bereaksi dengan *brine water* (*Sumber: Lab PT.BSP Pertamina,2019)* 22
Gambar 4.3 *scale* terlarut(*Sumber: Lab PT.BSP Pertamina,2019)* 22
Gambar 4.4 *Breakdown test before acid 2900'(BOB PT.BSP-Pertamina Hulu. Riau)* 24
Gambar 4.5 *Breakdown test before acid 2830'(BOB PT.BSP-Pertamina Hulu. Riau)* 25
Gambar 4.6 *Step rate test before acid 2900'(BOB PT.BSP-Pertamina Hulu. Riau)* 28
Gambar 4.7*step rate test before acid 2830'(BOB PT.BSP-Pertamina Hulu. Riau)* 29
Gambar 4.8*Main Acid* 2900'*(BOB PT.BSP-Pertamina Hulu. Riau)* 31
Gambar 4.9 *Main Acid* 2830'*(BOB PT.BSP-Pertamina Hulu. Riau)* 32
Gambar 4 .10*Breakdown test setelah acid 2900'(BOB PT.BSP-Pertamina Hulu. Riau)* 34
Gambar 4 .11*Breakdown test setelah acid 2830'(BOB PT.BSP-Pertamina Hulu. Riau)* 34
Gambar 4 .12*Step rate test after acid 2900'(BOB PT.BSP-Pertamina Hulu. Riau)* 38
Gambar 4 .13 *Step rate test after acid 2830'(BOB PT.BSP-Pertamina Hulu. Riau)* 39
Gambar 4 .14Grafik Laju Injeksi Sebelum *Acidizing* 41
Gambar 4 .15Grafik Laju Injeksi Sesudah *Acidizing* 41
Gambar 4 .16*Hall plot acidizing* pada sumur *injector* 44

Perpustakaan Universitas Islam Riau
Dokumen ini adalah Arsip Milik :

Perpustakaan Universitas Islam Riau
Dokumen ini adalah Arsip Milik :

FTAR TABEL

Tabel 4.1 Data WIW *(water injection well)* pada sumur MA#117 23

Tabel 4.2 Hasil *breakdown tes*t sebelum *acid 2900'(BOB PT.BSP-Pertamina Hulu. Riau)* 25

Tabel 4.3 Hasil *breakdown tes*t sebelum *acid 2830'(BOB PT.BSP-Pertamina Hulu. Riau)* 26

Tabel 4.4 *Step rate test before acid at 2900'(BOB PT.BSP-Pertamina Hulu. Riau)* 27

Tabel 4.5 *Step Rate Test Before Acid at 2830'(BOB PT.BSP-Pertamina Hulu. Riau)* 27

Tabel 4.6 Data Injeksi sumur MA#117 sebelum *Acidizing(BOB PT.BSP-Pertamina Hulu. Riau)* 32

Tabel 4.7 *Breakdown Test After Acid at 2900'(BOB PT.BSP-Pertamina Hulu. Riau)* 35

Tabel 4.8 *Breakdown Test After Acid at 2830'(BOB PT.BSP-Pertamina Hulu. Riau)* 36

Tabel 4.9 *Step rate test after acid at 2900'sd formation(BOB PT.BSP-Pertamina Hulu. Riau)* 37

Tabel 4.10 *Step Rate Test After Acid at 2830' sd(BOB PT.BSP-Pertamina Hulu. Riau)* 37

Tabel 4.11 Data Injeksi Sumur MA#117 setelah *Acidizing(BOB PT.BSP-Pertamina Hulu. Riau)* 39

Perpustakaan Universitas Islam Riau
Dokumen ini adalah Arsip Milik :

DAFTAR LAMPIRAN

LAMPIRAN 1 Profil Sumur

LAMPIRAN II Data Injeksi Sumur

LAMPIRAN II Gambar *Breakdown Test* sebelum dan sesudah

LAMPIRAN IV *Acid treatment fluid*

LAMPIRAN V Data Reservoir Individual

Perpustakaan Universitas Islam Riau
Dokumen ini adalah Arsip Milik :

DAFTAR SINGKATAN

BWIPD	Barrel water injeksi per day
WIW	Water injection well

Perpustakaan Universitas Islam Riau
Dokumen ini adalah Arsip Milik :

Analisis Efektivitas *Breakdown Acid* pada Sumur Injektor MA#117 di Lapangan YA

MELVI ANNISA
133210023

Perpustakaan Universitas Islam Riau
Dokumen ini adalah Arsip Milik :

ABSTRAK

Sumur MA#117 merupakan salah satu sumur yang berada di lapangan YA. Sumur MA#117 mempunyai *rate* injeksi pada awal tahun 2016 yaitu sekitar 2000 BWIPD. Oktober 2016 sumur MA#117 mengalami penurunan injeksi hingga 1500 BWIPD. Air yang terproduksi harus diinjeksikan kembali ke bawah permukaan melalui sumur injeksi.Ion-ionkation (Na^{+}, Ca^{2+}, Mg^{2+}, Ba^{2+}, Sr^{2+} dan Fe^{3+}), maupun anion (Cl^{-}, HCO^{3-}, SO_4^{2-} dan CO_3^{2-}), yang terdapat pada air tersebut lama kelamaan dapat membentuk endapan atau padatan (*Scale*) di sekitar lubang sumur hal ini dapat mengakibatkan turunnya *rate* injeksi air di sumur tersebut. Maka dilakukan perbaikan pada sumur berupa *acidizing* dan untuk mengetahui keberhasilan stimulasi tersebut dilakukan analisis.

Penelitian ini dilakukan dengan cara analisis grafik yaitu dengan performa injeksi, analisis *acidizing treatment (breakdown acid, step rate test, dan main acid).* Digunakan untuk mengetahui kerusakan pada sumur Selanjutnya analisis menentukan jenis asam yang akan diinjeksikan jumlah volume asam yang diinjeksikan serta analisis keberhasilan dari acidizing yang dilakukan berdasarkan data injeksi dan performa injeksi setelah dilakukan *acidizing*di sumur MA#117.

Dari hasil analisis yang di lakukan bahwa sumur MA#117 efektif dan sebelum di *acidizing* menggunakan 2% cairan KCl, sebagian membersihkan kerak pada dinding bagian dalam layer dicapai dengan 2% KCl air garam *inert* dan 15% HCl. Asam ini efektif dalam melarutkan larut CaCO skala dari layer. Hasil analisis *rate* injeksi dan waktu injeksi pada sumur #MA117 berdasarkan grafik *rate* antara waktu menunjukan bahwa, *rate* injeksi naik menjadi 4147 bwipd setelah di lakukan *acidizing* dari pada dilakukan sebelum *acidizing jobs*.

.

Kata kunci : *Acidizing, Breakdown Acid, Scale.*

ANALYSIS OF THE EFFECTIVENESS OF BREAKDOWN ACID IN MA # 117 WELLS IN YA FIELD

MELVI ANNISA
133210023

Perpustakaan Universitas Islam Riau
Dokumen ini adalah Arsip Milik :

ABSTRACT

MA # 117 well is one of the wells located in the field YA. The MA # 117 well had an injection rate at the beginning of 2016 which was around 2000 bwipd. October 2016 MA well # 117 experienced a decrease in injection of up to 1500 bwipd. Produced water must be injected back below the surface through injection wells. Cation ions (Na +, Ca2 +, Mg2 +, Ba2 +, Sr2 + and Fe3 +), as well as anions (Cl-, HCO3-, SO42- and CO32-), which are present in the water can gradually form deposits or solids (Scale) in the around the wellbore this can result in a decrease in the rate of water injection in the well. Then an improvement was made to the well in the form of acid stimulation and to know the success of the stimulation was analyzed.

This research was conducted by graphical analysis namely injection performance, acidizing treatment analysis (breakdown acid, step rate test, and main acid). Used to determine damage to wells Furthermore, the analysis determines the type of acid to be injected with the volume of acid injected and the analysis of acidizing success based on injection data and injection performance after acidizing at MA # 117 wells.

From the results of the analysis carried out that the MA # 117 well was effective and before acidizing using 2% KCl liquid, partially cleaning the crust on the inner wall of the screen was achieved with 2% KCl inert brine and 15% HCl. This acid is effective in dissolving the dissolved CaCO scale from the layer. The results of the analysis of injection rates and injection times in well # MA117 based on the graph between the time of the time showed that, rate injection 4147 bwipd after acidizing rather than prior to acidizing jobs.

Keywords :*Acidizing, Breakdown Acid, Scale.*

BAB I
PENDAHULUAN

1.1. LATAR BELAKANG

Kegagalan pada suatu pekerjaan operasional industri merupakan hal yang lazim terjadi, begitu pula pada pekerjaan *acidizing*. Kegagalan ditandai dengan tidak terjadinya peningkatan laju alir injeksi setelah dilakukannya *acidizing*. *Acidizing*adalah salah satu metode stimulasi dengan menginjeksikan asam kedalam lubang sumur dengan tekanan dasar sumur yang lebih kecil dari tekanan rekah formasinya, dengan tujuan agar reaksi pengasaman menyebardan membersihkan lubang sumur. *Acidizing* merupakan salah satu teknik tertua untuk menstimulasi sumur dan telah digunakan secara teratur sejak 1930 (Alfred R. Jennings, 2007).

Sumur MA#117 adalah sumur injeksi dengan interval perforasi di kedalaman 2830’ ft sampai 2900’ ft. sumur ini telah menglami penurunan injeksi sekitar 1808 BWIPD, berdasarkan karakteristik sumur tersebut, maka stimulasi yang tepat dilakukan adalah *acidizing* atau *breakdown acid.* Sehingga pada tanggal 25 oktober 2016 dilakukan pekerjaan stimulasi acidizing pada sumur MA#117 di lapangan YA. Tujuannya agar meningkatkan laju injeksi dan produktivitas sumur.

Langkah yang dilakukan untuk dapat meningkatkan laju alir produksi salah satunya dengan cara injeksi air. Dimana injeksi ini memerlukan sumur injeksi. Akan tetapi terkadang sumur injeksi ini juga mengalami masalah sehingga perlu dilakukan stimulasi. Salah satu metode stimulasi air adalah *water injection*yaitu dengan cara menginjeksikan air kedalam batuan reservoir sehingga kolom air akan memenuhi pori di batuan reservoir dan menekan minyak tergusur dan menuju ke permukaan. Namun dalam pengaplikasiannya tidak mudah, perlunya peramalan laju injeksi air ke dalam reservoir melalui sumur injeksi sehingga juga sering terjadi kerusakan formasi (Ana As mina, Indah Anggraini, 2015). Hal ini disebabkan masalah*scale* karbonat $CaCO_3$ disekitar lubang sumur.

Perpustakaan Universitas Islam Riau
Dokumen ini adalah Arsip Milik :

Berdasarkan masalah tersebut maka perlu dilakukan stimulasi salah satunya dengan *Breakdown Acid* atau sama halnya dengan *Acidizing.* Untuk mengetahui apakah stimulasi ini berhasil atau tidak maka proses pelaksanaan dan hasil yang diperoleh dari data stimulasi perlu diananlisis.

Dalam penelitian ini, penulis akan menganalisis hasil kinerja stimulasi pengasaman pasa sumur MA#117 di lapangan YA yang diakibatkan adanya kandungan *scale.*Penanganan *scale* dapat diminimalisir dengan penanganan yang tepat, maka perlu dilakukannya analisis stimulasi *breakdown acid*. Analisis tersebut dimulai dari kesesuain jenis *acid* yang digunakan, kemudian dilihat dari data-datainjeksinya yaitu berdasarkan *rate* injeksi, tekanan injeksi dan waktu injeksi. Dari analisis ini akan didapatkan hasil bahwa pekerjaan stimulasi yang telah dilakukan berhasil atau tidak. Analisis ini dilakukan pada sumur MA#117 yang merupakan salah satu sumur pengembangan pada lapangan YA yang terletak di bagian dari blok cekungan Sumatera Tengah.

1.2. TUJUAN PENELITIAN

Adapun tujuan dari penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Menganalisis efektivitas proses *acid* berdasarkan *grafik performance rate* injeksi dan waktu*(Breakdown acid, step rate test, dan main acid).*
2. Menganalisis efektivitas *breakdown acid* berdasarkan grafik Hall plot dengan kumulatif *rate* injeksi dan waktu injeksi.

1.3. MANFAATPENELITIAN

Agar penelitian penelitian ini terarah, maka dalam pembahasan difokuskan pada :

1. Memahami proses pengerjaan yang ada pada *Acidizing.*
2. Memahami evaluasi hasil dari pekerjaan *Acidizing*
3. Dapat dijadikan rujukan bagi upaya pengembangan ilmu dalam perminyakan.
4. Dapat dijadikan referensi bagi mahasiswa untuk melakukan penelitian selanjutnya.

Perpustakaan Universitas Islam Riau
Dokumen ini adalah Arsip Milik :

1.4. BATASAN MASALAH

Agar penulisan ini tidak keluar dari tujuan yang diharapkan, maka tulisan ini hanya membahas mengenai hal berikut :

1. Menganalisis tahapan- tahapan pengujian pada proses *Acidizing (Breakdown acid, step rate test, main acid)*
2. Mengetahui keefektivan *breakdown acid* dari metode hall plot.

Perpustakaan Universitas Islam Riau
Dokumen ini adalah Arsip Milik :

Adapun diagram alir dari penelitian ini sebagai berikut :

Gambar 1.1 Diagram alir Tugas Akhir

Perpustakaan Universitas Islam Riau
Dokumen ini adalah Arsip Milik :

BAB II
TINJAUAN PUSTAKA

Manusia mempunyai hak (diperbolehkan) untuk memanfaatkan apa yang ada di muka bumi (sumber daya alam) dengan tidak melampaui batas atau berlebihan. Dalam surat Al-An'am ayat 141-142 Allah berfirman yang artinya:

"Dan dialah yang menjadikan kebun-kebun yang berjunjung dan yang tidak berjunjung, pohon korma, tanam-tanaman yang bermacam-macam buahnya, zaitun dan delima yang serupa (bentuk dan warnanya) dan tidak sama (rasanya). makanlah dari buahnya (yang bermacam-macam itu) bila dia berbuah, dan tunaikanlah haknya di hari memetik hasilnya (dengan disedekahkan kepada fakir miskin); dan janganlah kamu berlebih-lebihan. Sesungguhnya Allah tidak menyukai orang yang berlebih-lebihan".

2.1. *ACIDIZING* PADA SUMUR INJEKSI

Salah satu jenis stimulasi yang umum diterapkan pada sumur minyak adalah *acidizing*. *Acidizing* dilakukan dengan cara memompakan larutan asam kedalam sumur, agar dapat melarutkan semen jenis *limestone, dolomite,* atau *calcite* yang terletak diantara butir batuan sedimen (Okologume & Marcus, 2015; Mario Luis, 2007; Alfred R, 2007). Larutan asam diinjeksikan dengan tekanan dibawahtekananrekah batuan reservoir, yang mempunyai tujuan agar tidak terjadi rekahan pada batuan reservoir.

*Acidizing*adalah salah satu proses perbaikan terhadap sumur untuk menanggulangi atau mengurangi kerusakan formasi dalam upaya peningkatan laju produksi dengan melarutkan sebagian batuan, dengan demikian akan memperbesar saluran yang tersedia atau barangkali lebih dari itu membuka saluran baru sebagai akibat adanyapelarutan atau reaksi antara *acid*dengan batuan. (Andalucia, Sefilra dan Ariansyah Al Hafidz,Fachri, 2016).

Injektivitas atau kemampuan suatu sumur injeksi untuk menginjeksikan air akan semakin berkurang dengan semakin lamanya air diinjeksikan ke reservoir. Hal ini dapat dimengerti karena semakin lama suatu sumur menginjeksikan air

Perpustakaan Universitas Islam Riau
Dokumen ini adalah Arsip Milik :

maka akan semakin besar pula kemungkinan terjadi kerusakan pada sumur tersebut. Selain itu akan mumcul pula faktor-faktor lain yang akan menghambat proses injeksi itu sendiri seperti masalah *scale*, kerusakan formasi, terjadinya perekahan akibat tekanan yang terlalu besar dan sebagainya (Nofta Veri, Irfan, 2010).

2.1.1 Meknisme injeksi dan *Acid power*

Diketahui bahwa asam pada lumpur memiliki keterbatasan terhadap batu pasir. Dengan cara yang sama, yang dihasilkan oleh produk, dan reaksi berurutan memberlakukan batasan terhadap hubungan HCl / Hf untuk menghindari endapan produk yang tidak diinginkan. Sumur injeksi digunakan untuk berprilaku sedikit berbeda sekali, setidaknya dalam petrobras tidak ada asam yang diperoleh dari sumur setelah operasi pengasaman. Oleh karena itu, setiap produk sampingan didispersikan dari lubang sumur, dari awal pekerjaan pengasaman sampai seluruh proses injeksi, sehingga produk di simpan dari posisi jika dapat merusak formasi dan semakin meningkat (Pereira. Alexandre Z.I, 2007).

2.1.2 Pengasaman Matriks *(Matrix Acidizing)*

Sandstone matriks pengasaman adalah proses yang bertujuan untuk meningkatkan permeabilitas formasi di sekitar lubang sumur dengan melarutkan beberapa bahan formasi dengan campuran asam klorida atau meningkatkan produktivitas baik dengan mengurangi faktor skin. Faktor skin dapat dikurangi jika dekat-lubang sumur (NWB). Hasilnya adalah peningkatan bersih dalam indeks produktivitas, yang dapat digunakan baik untuk meningkatkan tingkat produksi atau untuk mengurangi perbedaan tekanan penarikan (Hayatullah, Salman M, 2015). *Matrix acidizing* dipompakan pada kondisi tekanan yang cukup rendah untuk mencegah terjadi rekahnya batuan reservoir.

2.1.3 Masalah yang terkait dengan *Matrix acidizing*

Penggunaan *acid* dalam stimulasi yang baik dapat menciptakan sejumlah masalah yang beberapa diantaranya yaitu (Wilfred, Okolugume C, 2015)

1. Pelepasan yang bisa menyumbat formasi.
2. Pembentukan endapan
3. Pembentukan emulsi

Perpustakaan Universitas Islam Riau
Dokumen ini adalah Arsip Milik :

4. Adanya lumpur
5. Korosi dll.

2.1.4 Perekahan Asam *(Acid Fracturing)*

Teknik pengasaman ini umumnya hanya digunakan untuk batuan karbonat (limestone/dolomite). Perbandingannya dengan *matrix acidizing, acid fracturing* biasanya membutuhkan lebih banyak jumlah larutan asam untuk dipompakan, dan asam dipompa dengan kecepatan dan tekanan yang lebih tinggi daripada pemompaan *matrix acidizing*. Pada umumnya, dimana area penggunaan *matrix acidizing* yang bagus, maka penggunaan *acid fracturing* akan lebih bagus lagi di area tersebut (Alfred R. Jennings, 2007).

2.1.5 Pencucian Dengan Asam (*Acid Washing)*

Acid washing digunakan untuk menghilangkan larutan asam didalam lubang sumur atau untuk membuka perforasi. Biasanya dilakukan dengan melihat sejumlah kecil asam pada lokasi tertentu di sumur bor. Asam dapat diedarkan melintasi perforasi dan permukaan pembentukan untuk mempercepat proses disolusi (Kayumov. Rifat, 2014). Asam dalam jumlah dan konsentrasi tertentu diinjeksikan melalui annulus (metode *bullhead*) atau diantarkan langsung ke interval-interval tertentu di lubang sumur (metode *coiled tubing*), sehingga asam akan bereaksi dengan endapan *scale* di sekitar lubang perforasi atau di sekitar lubang sumur. Untuk penelitian ini, teknik *acidizing* yang digunakan adalah *washing acid*.

2.2 KARAKTERISTIK ASAM DAN *ADDITIVE*

Berbagai tipe asam telah dikembangkan untuk digunakan dalam berbagai variasi yang bertujuan untuk menghilangkan kerusakan formasi dan stimulasi sumur. Perlu diperhatikan juga pemilihan asam serta *additive* agar dapat dilakukan dengan tepat sehingga kerusakan atau pengaruh sampingan yang ditimbulkan dapat dihindari.

Perpustakaan Universitas Islam Riau
Dokumen ini adalah Arsip Milik :

2.2.1 Karakteristik Asam

Asam yang dipakai di industri minyak adalah *inorganic acid* (mineral), *organic acid*,dan *acid mixture*.Mineral *acid* terbagi menjadi dua jenis asam, yaitu asam *hydrochloric* (HCl) dan asam *hydrochloric-hydrofluoric* (HCl-HF) (Alfred R. Jennings, 2007).

2.2.1.1 Asam*hydrochloric (HCl)*

Asam hidroklorida merupakan suatu jenis asam yang pertama kali digunakan dan paling sering dipakai dalam operasi pengasaman untuk sumur minyak dan gas. Keuntungan pemakaian ini antara lain mempunyai daya reaksi yang cukup tinggi dan reaksinya tidak meninggalkan produk yang terlarut, serta harganya yang relatif murah jika dibandingkan dengan asam-asam jenis lainnya. Sedangkan kerugian pemakaian asam HCl ini adalah dimana asam ini dapat bereaksi dengan logam-logam dalam lubang sumur atau dengan kata lain mempunyai daya korosi yang tinggi. Biasanya asam ini dalam penggunaannya bersamaan dengan *corrosion inhibitor* yang bertindak sebagai pencegah korosi. Temperatur sangat mempengaruhi laju reaksi HCl dengan *scale*, pada temperatur 180 deg F HCl akan bereaksi 71% lebih cepat daripada temperatur 80 deg F (Syed A. Ali, dkk, 2002).

Asam hidroklorida yang paling banyak dipergunakan di lapangan dengan konsentrasi 15% HC1, dan dikenal dengan nama *regular acid.* Untuk penelitian ini, asam yang digunakan adalah 15% HCl. Volume untuk 15% HCl menggunakan metode *bullhead* adalah 8 bbl (Schlumberger, 2015).Reaksi kimia antara HC1 dengan batu gamping yang terjadi adalah:

$$2HCl + CaCO3 \rightarrow CaCl2 + H2O + CO^2 \quad \ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots (1)$$

2.2.1.2 Surfaktan

Surfaktan dapat digolongkan menjadi tiga jenis, tergantung pada sifat senyawa yang terlarut dalam air yaitu surfaktan *anionik, surfaktan kationik*,dan surfaktan nonionik (Taylor. Robert, SPE, dkk, 2012).

a. Anionic adalah muatan listrik negative
b. Kationik adalah muatan listrik positif
c. Dan nonionic adalah muatan non listrik

Perpustakaan Universitas Islam Riau
Dokumen ini adalah Arsip Milik :

Surfaktan mempunyai beberapa fungsi penting, yaitu :

a. Mencegah pembentukan emulsi sekunder
b. Mencegah terbentuknya *sludges* antara asam dan minyak
c. Mengontrol atau mengubah *wettability* formasi
d. Memecahkan emulsi dan *water blocks*
e. Menstabilkan emulsi asam atau dispersi asam yang digunakan sebagai treatment fluida
f. Pendispersi yang tidak terlarut
g. Pembentuk *gelling agents* pada temperature tinggi.

2.3. Tahap *Acidizing Treatment*

Acidizingtreatment dibagi menjadi beberapa tahapan utama, yaitu *preflush, main acid* dan *afterflush* atau *overflush.*

2.3.1. *Breakdown acid*

*Breakdown acid*adalah istilah dari *Acid job*atau bagian dari *acidizing* yaitu proses melarutkan, memecahkan dan menghancurkan kerak, sumbatan atau material penghambat aliran diperforasi atau kegagalan formasi batuan menahan tekanan.

2.3.2. *Step rate test*

Adalah penginjekan *brine water* kedalam sumur dengan *step-up ratepumping* bervariasi dari 0,5 bpm sampai 3 bpm. *Injectivity test* dilakukan untuk memperkirakan *rate* injeksi yang akan digunakan saat memompakan *acid.Injectivity rate* dilakukan sebagai tahapan awal agar asam yang kita injeksikan kedalam formasi tekanannya tidak melebihi tekanan rekah formasi.

2.3.3. *Preflush*

Tujuan utama dari *preflush* adalah untuk melarutkan mineral–mineral *carbonate* pada formasi sebelum menginjeksikan campuran asam HCl, agar HCl langsung melarutkan *clay* dan *silica* (Mario Luis, 2007). Standar dari *preflush* adalah KCl, biasanya konsentrasi 5-15%. Asam organik seperti *acetic* dan *formic*, dapat juga digunakan sendiri atau saling dikombinasikan dengan KCl. Alasan

Perpustakaan Universitas Islam Riau
Dokumen ini adalah Arsip Milik :

digunakan KCl adalah karena kandungannya yang relatif aman terhadap formasi, bila menggunakan air asin kandungan mineral yang terkandung di dalamnya ditakutkan bisa menyebabkan *damage* yang baru (Schlumberger, 2015).

2.3.4. *Main Acid*

Tujuan utama dari tahapan *main acid* adalah melarutkan partikel silika (*siliceous*) yang membatasi permeabilitas di sekitar lubang sumur, menyumbat perforasi atau *gravel pack*(Mario Luis, 2007). Fase *main acid* adalah campuran asam*hydrochloric* (HCl).

2.3.5. *Overflush*

Yaitu proses *displacement* fluida yang telah diinjeksikan pada tahapan sebelumnya, menggunakan *completion fluid* yaitu NaCl *brine water*. Bertujuan untuk mendorongasam masuk kedalam formasi sejauh mungkin dan membersihkan sisa asam yang ada di dalam sumur.

2.4. AIR FORMASI

Air formasi biasanya disebut dengan *oil fieldwater* atau *connate water* atau *inertial water* adalah air yang ikut terproduksi bersama-sama dengan minyak dan gas. Air ini biasanya mengandung bermacam-macam garam dan asam. Air formasi hampir selalu ditemukan di dalam reservoir hidrokarbon karena memang dengan adanya air ini ikut menentukan terakumulasinya hidrokarbon di dalam suatu akumulasi minyak, air selalu menempati sebagian dari suatu reservoir, minimal 10 % dan maksimal 100 % dari keseluruhan pori. Dalam air formasi terdapat senyawa-senyawa seperti CaCO3, CaSO4 dan BaSO4. Senyawa ini dapat larut dalam air. Keberadaan senyawa ini di dalam air dengan jumlah yang melebihi kelarutannya pada keadaan setimbang bisa menyebabkan deposit *scale*. Faktor utama yang berpengaruh besar pada kelarutan senyawa pembentuk *scale* ini adalah kondisi fisik dari air formasi tersebut (Halimatuddaliana, 2003)

Perpustakaan Universitas Islam Riau
Dokumen ini adalah Arsip Milik :

2.4.1. Analisis Air Formasi

Dalam melakukan analisis air formasi ada beberapa metodelogi penelitian diantaranya, yaitu :

a. Survei dan pengambilan percontoh air terproduksi Survei dilakukan untuk mengumpulkan data komposisi kimia dan pengambilan percontoh air terproduksi atau *scale* yang ada di lapangan.

b. Analisis Kimia Analisis kimia dilakukan untuk menentukan kandungan mineral atau ion terlarut pada percontoh atau pada endapan *scale* yang sudah diambil pada waktu survei. Analisis diusahakan akan dilakukan *onsite* sehingga mengurangi pengaruh lingkungan pada percontoh yang diambil.

c. Analisis Tendensi Evaluasi pembentukan *scale* difokuskan pada *scale* jenis CaCO3, CaSO4 dan BaSO4. Adapun kegunaan yang paling penting dari analisis air formasi yaitu memperkirakan kemungkinan terjadinya kerusakan formasi dari injeksi air formasi pada projek *water flooding,* memperkirakan formasi scale di permukaan dan peralatan *downhole*, memperkirakan dan memantau adanya korosi, memantau efisiensi sistem *water treatment*, mendiagnosa permasalahan yang ada di lapangan dan mengidentifikasi formasi.

2.5. SCALE

Permasalahan yang umum dihadapi di Industri migas pada saat produksi adalah masalah *scale*.*Scale,* endapan yang terbentuk akibat kristalisasi dari ion-ion mineral yang larut dalam air. Deposit *scale* disebabkan oleh adanya senyawa pembentuk kerak didalam air yang melebihi kelarutannya pada keadaan kesetimbangan, selanjutnya akan terjadi pengendapan dimana jumlah molekul akan bertambah dan membentuk kristal yang menempel dipermukaan dan selama selang waktu tertentu akan menjadi padatan yang keras (Musnal, Ali). *Scale* adalah problema produksi dalam sistem air, karena perubahan tekanan, suhu dan pH sehingga keseimbangan ion-ion melebihi kelarutannya dan membentuk endapan atau padatan baik di reservoir, formasi produktif ataupun sepanjang pipa alir produksi minyak dan gas bumi, baik di bawah atau diatas permukaan. Demikian pula jika terjadi dua pencampuran dari dua jenis air yang *incompatible*

Perpustakaan Universitas Islam Riau
Dokumen ini adalah Arsip Milik :

berlainan sifat) sehingga batas kelarutan senyawa yang ada dalam campura air formasi tersebut terlampaui maka akan terbentuk endapan (scale) (Pranondo. diky, 2017).

Adanya endapan *scale* mengakibatkan pengecilan pada lubang perforasi, tubing, maupun *flowline* yang dapat menghambat aliran produksi atau volume aliran fluida selama proses produksi. Sedangkan pada lubang perforasi atau matriks batuan formasi, endapan *scale* akan menyumbat aliran fluida dan menurunkan permeabilitas reservoir (Friadi. Rendi, Anwar. Prabu. Ubaidillah, Iskandar. Hartini, 2013).

2.5.1. Macam-Macam Scale

a. *Scale Calcium Sulphate* ($CaSO_4$)

Scale kalsium sulfat terbentuk dari reaksi ion calcium dan ion sulfat reaksinya sebagai berikut :

$Ca^{2+} + SO_4 \longrightarrow CaSO_4$

b. *Scale Barium Sulphate* ($BaSO_4$)

Scale Barium Sulfat dibentuk oleh kombinasi ion Ba^{2+} dan ion SO_4^{2-} dengan reaksi sebagai berikut :

$Ba^{2+} + SO_4^{2-} \longrightarrow BaSO_4$

c. *Scale Calcium Carbonate* ($CaCO_3$)

Scale ini terbentuk dari kombinasi ion *calcium* dan ion *carbonate* atau *bicarbonate,* sesuai dengan reaksi :

$Ca^{2+} + CO_3 \longrightarrow CaCO_3$

2.5.2. Mekanisme Pembentukan Scale

Scale merupakan permasalahan yang tidak bisa dihindarkan dan harus di tangani secara serius dan bisa berkelanjutan. Adanya endapan *scale* dikarenakan air formasi yang mengandung ion-ion pembentuk *scale*, serta pengaruh tekanan, suhu dan pH. Didalam air formasi terlarut sejumlah ion antara lain kation (Na+ , Ca2+, Ba2+, Sr2+ dan Fe3+) dan anion (Cl- , HCO3- , SO4- dan CO3 2-). Kation dan anion yang terlarut di dalam air bila bergabung akan membentuk suatu senyawa atau komponen. Pada suatu kondisi tertentu, yaitu bila konsentrasi dari komponen atau senyawa tersebut telah melampaui kelarutan

Perpustakaan Universitas Islam Riau
Dokumen ini adalah Arsip Milik :

komponen tersebut, maka komponen tersebut tidak lagi larut tetapi terpisah dari pelarutnya dan mengendap sebagai padatan. (Lestari, MG Sri Wahyuni, 2007). Biasanya *scale* secara kimiawi diklasifikasikan sebagai tipe karbonat dan sulfate. Endapan mineral yang biasa terjadi antara lain adalah CaSO4 (gypsum), BaSO4 (Barium Sulfat) dan CaCO3 (Calcium Carbonate). Pembentukan *scale* akan bertambah dan menjadi lebih keras apabila *contact time* semakin lama. Turbulensi juga akan meningkatkan kecenderungan terbentuknya *scale*. Faktor lain yang mempengaruhi pembentukkan *scale* antara lain yaitu, tekanan, suhu, salinitas. Jumlah CO_2 yang terlarut sebanding dengan tekanan partial CO_2. Bila tekanan partial CO_2 makin besar maka pH semakin kecil dan kelarutan $CaCO_3$ bertambah besar sehingga kecenderungan pembentukan scale semakin kecil. Pada suhu yang semakin besar maka kelarutan $CaCO_3$ akan berkurang. (Lestari, MG Sri Wahyuni.2007).

1. *Scale Calcium Carbonate* ($CaCO_3$)

Scale ini terbentuk dari kombinasi ion *calcium* dan ion *carbonate* atau *bicarbonate*, sesuai dengan reaksi :

$$Ca^{2+} + CO_3 \longrightarrow CaCO_3$$

a. Pengaruh pH

Jumlah CO2 yang ada dalam air mempengauhi kelarutan dari kalsium karbonat. Namun, kenyataannya tidak menyebabkan keasaman atau alkalinitas pada air. Dengan pH yang tinggi akan lebih mungkin terjadinya pengendapan (Sumber: Patton,1995).

b. Pengaruh Tekanan

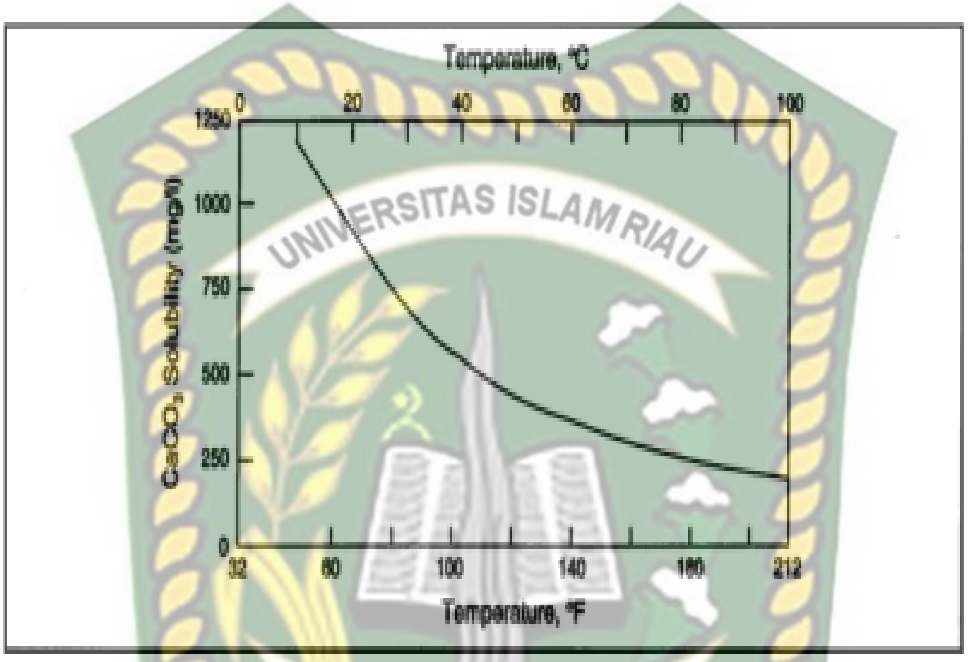
Peningkatan tekanan meningkatkan tekanan parsial CO_2 dan meningkatkan kelarutan $CaCO_3$ dalam air. Maka peningkatan tekanan juga meningkatkan kelarutan dari kalsium karbonat tersebut. Penurunan tekanan merupakan penyebab utama terdeposisinya *scale calcium carbonate* dalam sistem produksi.

c. Pengaruh Temperatur

Kelarutan kalsium karbonat akan semakin berkurang dengan bertambahnya temperatur, sehingga semakin besar temperatur air maka tingkat

Perpustakaan Universitas Islam Riau
Dokumen ini adalah Arsip Milik :

kecenderungan terbentuknya scale $CaCO_3$ akan semakin besar. Pengaruh tersebut dapat terjadi karena kenaikan temperatur air akan menyebabkan adanya penguapan sehingga jumlah dalam air akan berkurang.



Gambar 2.1 Pengaruh Kelarutan Kalsium Karbonat terhadap Temperatur(Sumber: Patton,1995).

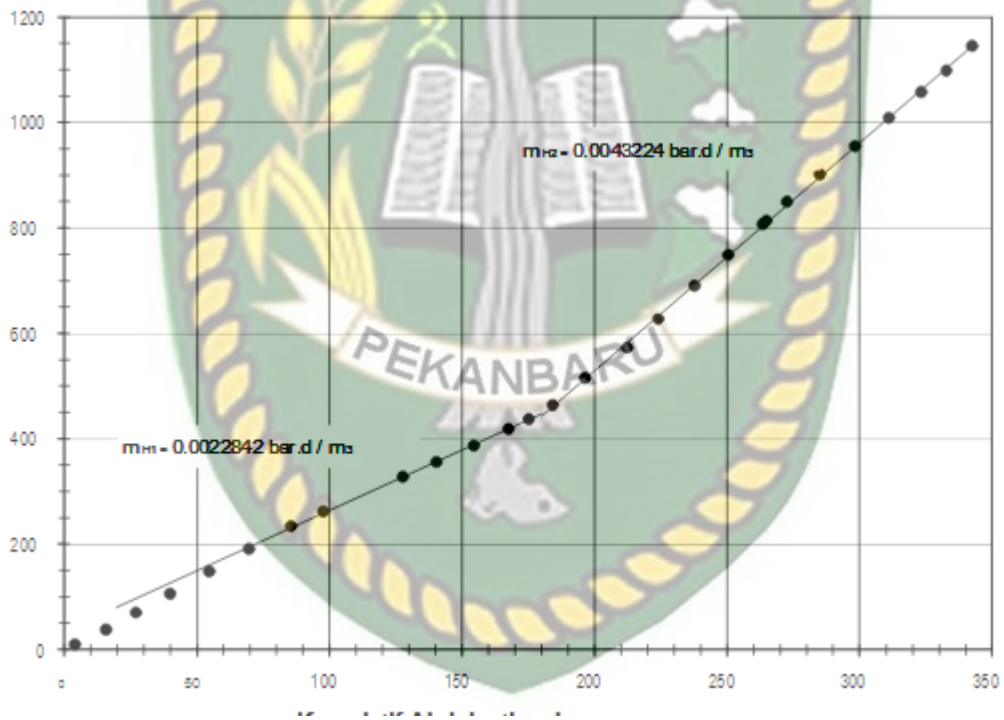
2.6 HALL PLOT

Tes injeksi digunakan untuk menentukan injektivitas air dan efisiensi injeksi jangka panjang dapat berlangsung selama beberapa minggu atau bulan.Metode analisis tekanan transient,misalnya, *Falloff tes*, tes injeksi, dll, mungkin tidak memadai untuk mengevaluasi variasi dalam karakteristik reservoir dan efisiensi injeksi yang terjadi selama tes jangka panjang. Ketidakcukupan melekat pada penting dari metode analisis tekanan transien yang memperkirakan sifat reservoir pada satu titik waktu, sedangkan plot Hall adalah metode pemantauan terus menerus untuk tujuan itu (Buell, et.al.1990) (Mihcakan,Metin, Altinay, Elif I dan Kasap, Ibrahim, 2005).

Analisis Hall plot merupakan metode *steady-state*, awalnya dikembangkan untuk menganalisis injeksi air kinerja baik dalam aplikasi *waterflooding* di ladang minyak (Hall, 1963). Plot memungkinkan pemantauan injektivitas air dan injeksi

Perpustakaan Universitas Islam Riau
Dokumen ini adalah Arsip Milik :

efisiensi terus menerus dan menyediakan sarana untuk mengidentifikasi variasi dalam beberapa sifat reservoir yang terjadi selama jangka tes injeksi (Hall, 1963). Metode Hall plot memiliki beberapa keuntungan, seperti efek *smoothing* pada tekanan direkam dari waktu ke waktu dan penggunaan tekanan kepala sumur, yang dapat dengan mudah dikonversi ketekanan bawah lubang menggunakan teknik yang dikenal. Salah satu kesulitan utama dalam analisis tes injeksi muncul dari variasi yang dihadapi dalam tekanan injeksi kepala sumur. kesulitan tersebut dapat diatasi dengan menggunakan analisis Hall plot, dimana hukum Darcy untuk aliran *steady state* cairan fase tunggal disebuah sumur yang berpusat di reservoir (Mihcakan,Metin, Altinay, Elif I dan Kasap, Ibrahim, 2005).



Gambar 2.2 Hall plot untuk sumur uji reinjeksi (Mihcakan,Metin, Altinay, Elif I dan Kasap, Ibrahim, 2005).

Dari penelitian sebelumnya menunjukkan dua garis lurus, dari yang baris kedua menyimpang dari baris pertama setelah 12 minggu injeksi. Kemiringan garis kedua menjadi hampir dua kali lipat dari baris pertama dapat diartikan

Perpustakaan Universitas Islam Riau
Dokumen ini adalah Arsip Milik :

sebagai peningkatan nilai *skin* (Mihcakan,Metin, Altinay, Elif I dan Kasap, Ibrahim, 2005).

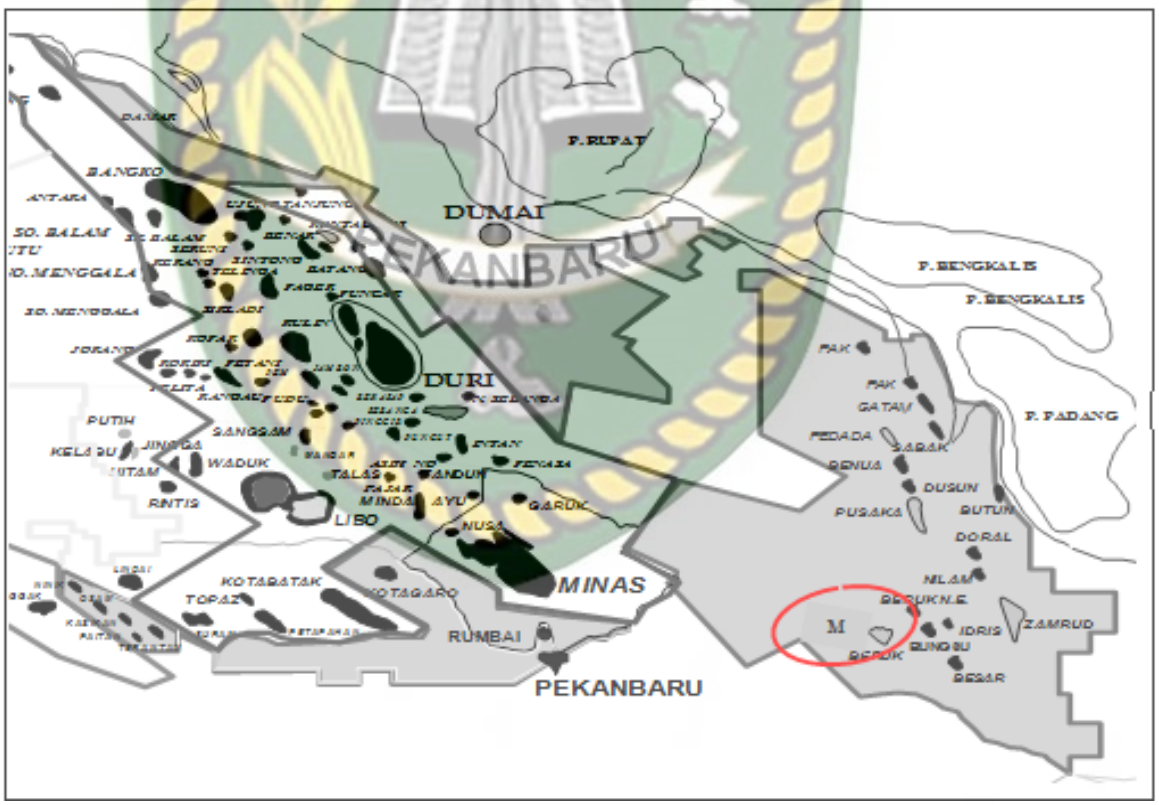
Perpustakaan Universitas Islam Riau
Dokumen ini adalah Arsip Milik :

BAB III

TINJAUAN LAPANGAN

3.1. SEJARAH LAPANGAN MA

Lapangan M adalah lapangan minyak di area zamrud yang dikelola oleh BOB PT. BSP – Pertamina Hulu dengan sistem bagi hasil (*Production Sharing*) dengan pemerintah indonesia. Lapangan ini merupakan salah satu aset lapangan didalam blok milik BOB PT.BSP-Pertamina Hulu. Secara Administrasi terletak di Kabupaten Siak Sri Indrapura,Provinsi Riau. Sebelumnya lapangan ini dikelola oleh PT. Caltex Pasific Indonesia (2002). Lapangan ini merupakan bagian dari Blok Cekungan Sumatera Tengah. Berikut adalah peta area lapangan yang dikelola oleh BOB PT.BSP – Pertamina Hulu :



Gambar 3.1 Lokasi Lapangan MA
(BOB PT. BSP Pertamina Hulu *Annual Reserve Report*, 2013)

Perpustakaan Universitas Islam Riau
Dokumen ini adalah Arsip Milik :

3.2. KONDISI GEOLOGI LAPANGAN MA

Dari sejarah geologi dan struktur bumi area Lapangan minyak Zamrud berada pada Cekungan Sumatera Tengah. Cekungan Sumatera Tengah merupakan cekungan minyak bumi terbesar dan paling produktif di Indonesia yang menghasilkan hampir setengah dari produksi minyak bumi di Indonesia.

Cekungan ini merupakan busur belakang (*back-arcbasin)* yang berkembang sepanjang tepi barat daya Paparan Sunda sebagai akibat penunjaman arah N6°E Lempeng Samudra Hindia terhadap Lempeng Benua Eurasia dan termanifestasi sebagai ekspulsi *microplate* Asia Tenggara. Akibat lain dari tumbukan tersebut menyebabkan pada dataran utama Sumatera banyak dijumpai struktur aktif dengan arah barat laut yaitu Punggungan Luar Busur (*outer-arc ridge*), Cekungan Luar Busur (*outer-arc basin*), Busur Vulkanik Barisan dan Sesar Besar Sumatera (*Great Sumatera Fault Zone*). Fenomena pada Zaman Kenozoikum Akhir tersebut juga menghasilkan Busur Asahan berarah utara-timur laut, dataran tinggi Lampung danBusur Tiga puluh berarah timur laut (Heidrick dan Aulia, 1993). Busur dan dataran tinggi ini membatasi cekungan sedimenter di sumatera menjadi Cekungan Sumatera Utara, Cekungan Sumatera Tengah dan Cekungan Sumatera Selatan.

Perpustakaan Universitas Islam Riau
Dokumen ini adalah Arsip Milik :

BAB IV
HASIL DAN PEMBAHASAN

4.1 ANALISIS TERAKUMULASINYA SCALE PADA SUMUR INJEKSI

Pada Bab ini menjelaskan tentang analisis dan pembahasan efektivitas *breakdown acid* pada sumur injektor. Penelitian didapat berdasarkan data lapangan yang diambil dari satu sumur MA#117. Pembahasan mengarah pada keefektivitas sumur MA#117 Sebelum dan setelah dilakukan proses *Acidizing.*

Pada lapangan yang sudah melewati batas *primary recovery*-nya, dilakukan optimasi produksi dengan cara yang lain salah satunya adalah injeksi air (*water flooding)*. Mekanisme kerjanya adalah dengan menginjeksikan air ke dalam formasi yang berfungsi untuk mendesak minyak menuju sumur produksi (produser) sehingga akan meningkatkan produksi minyak ataupun dapat juga berfungsi untuk mempertahankan tekanan reservoir. *Breakdown acid*adalah istilah dari *Acid job*atau bagian dari *acidizing* yaitu proses melarutkan, memecahkan dan menghancurkan kerak, sumbatan atau material penghambat aliran diperforasi atau kegagalan formasi batuan menahan tekanan. Setelah terjadinya penurunan *flow rate* injeksi maka dilakukannya *acidizing* karena *acid job* lebih efektif, larutan *acid* langsung masuk bereaksi di lubang perforasi yang tersumbat di pori-pori reservoir tersebut. Cara lain dengan *washer tool* atau disemprot/*jetting* dengan tekanantinggi. Hanya efektif membersihkan *scale*, kerak dan sumbatan di lubang sumur perforasi saja dan tidak bisa sampai ke dalam reservoir.

Scale terbentuk oleh tekanan yang turun sehingga ion Calsium dan karbonat tidak stabil dan menyebabkan tarik-menarik antara ion Karbonat dan Calsium dengan membentuk $CaCo_3$. Air yang diinjeksikan secara umum adalah air yang mengandung ion-ion yang terlarut seperti Kation dan Anion, air yang terproduksi harus diinjeksikan kembali kebawah permukaan melalui sumur injeksi. Ion-ion yang terdapat pada air tersebut lama kelamaan membentuk endapan atau padatan (Scale) di sekitar lubang sumur hal ini dapat mengakibatkan turunnya *rate i*njeksi air didalam sumur MA#117 tersebut.

Perpustakaan Universitas Islam Riau
Dokumen ini adalah Arsip Milik :

*Scale*merupakan permasalahan yang tidak bisa dihindarkan dan harus ditangani secara serius dan berkelanjutan. Metode *breakdown acid*dengan cara *acid washing* merupakan cara yang dilakukan untuk menanggulangiproblem *scale* pada *flowline.Acid washing* dengan menggunakan *generic acid* yaitu HCl sebagai bahan pelarut *scale* dianggap sebagai cara paling mudah dan murah. Namun penggunaan HCl dalam melarutkan *scale* yang terbentuk di *flowline* juga menimbulkan berbagai masalah. Tingginya konsentrasi asam yang terkandung dalam *generic acid*menyebabkan *flowline*menjadi berkarat (korosi), sehingga pipa *flowline*menjadi rusak sehingga dibutuhkan biaya penggantian pipa yang lebih besar. Selain itu, *generic acid* yang biasa digunakan memiliki kecepatan melarutkan yang rendah sehingga dibutuhkan waktu yang lebih lama untuk membersihkan *flowline* dari endapan *scale.* Oleh sebab itu perlu dilakukan perbaikan dalam upaya penanggulangan problem *scale* pada *flowline* yaitu dengan mengganti penggunaan *generic acid* (HCl) dengan *chemical* khusus yang dapat memberikan hasil yang lebih baik. Tabel 4.1 dibawah adalah tabel *water injection well* yang diambil dari data lapangan yang terdapat pada *gathering stations.*

Gambar 4.1*Scale* CaCO3 (*Sumber: Lab PT.BSP Pertamina,2019)*

Perpustakaan Universitas Islam Riau
Dokumen ini adalah Arsip Milik :

Gambar 4.2*scale* bereaksi dengan *brine water*(*Sumber: Lab PT.BSP Pertamina,2019)*

Gambar 4.3*scale* terlarut(*Sumber: Lab PT.BSP Pertamina,2019)*

Perpustakaan Universitas Islam Riau
Dokumen ini adalah Arsip Milik :

Tabel 4.1 Data WIW *(water injection well)* pada sumur MA#117

Ion	Konsentrasi (mg/L)
Natrium Na++	2291,58
Calsium Ca++	17.17
Magnesium Mg++	9,97
carbonate CO3=	0
Bicarbonate HCO3-	1194,48
Sulfat SO4=	0
Chlorida Cl-	2900

Sumber: Lab PT.BSP Pertamina,2019

4.2 ANALISIS EFEKTIVITAS *BREAKDOWN ACID* BERDASARKAN GRAFIK *PERFORMANCE RATE* INJEKSI TERHADAP WAKTU

4.2.1. *Acidizing Treatment*

Acidizing yang dilakukan pada tanggal 27 Oktober 2016. Didalam pelaksanaan *Acidizing Treatment* ini dibagi menjadi lima tahap utama yaitu, *Breakdown test* sebelum *acid, Step rate test* sebelum *acid, Main Acidizing, Breakdown* setelah *acid* dan *Step rate test* setelah *acid.*

4.2.1.1.*Breakdown test before acid at 2900' dan 2830'*

Gambar 4.1 dan gambar 4.2 menunjukan tahap awal *breakdown test* sebelum *acid*padasumur MA#117. Tahapan ini ialah tahap *fill up* dimana ini bertujuan untuk menguji kerusakan sumur yang di lakukan dengan menggunakan 2% air KCL. Lalu total volume cairan yang di gunakan adalah 163 bbls dan 181 bbls. Selama pengujian di lakukan *rate* injeksi terus di tingkatkan sampai 7.5 bpm dan 13.8 bpm dan tekanan pompa meningkat secara bertahap. Dan nilai *Initial Shut In Pressure* (ISIP) sebesar 2025 Psi dan 1916 Psi di tunjukan no.2 pada gambar.

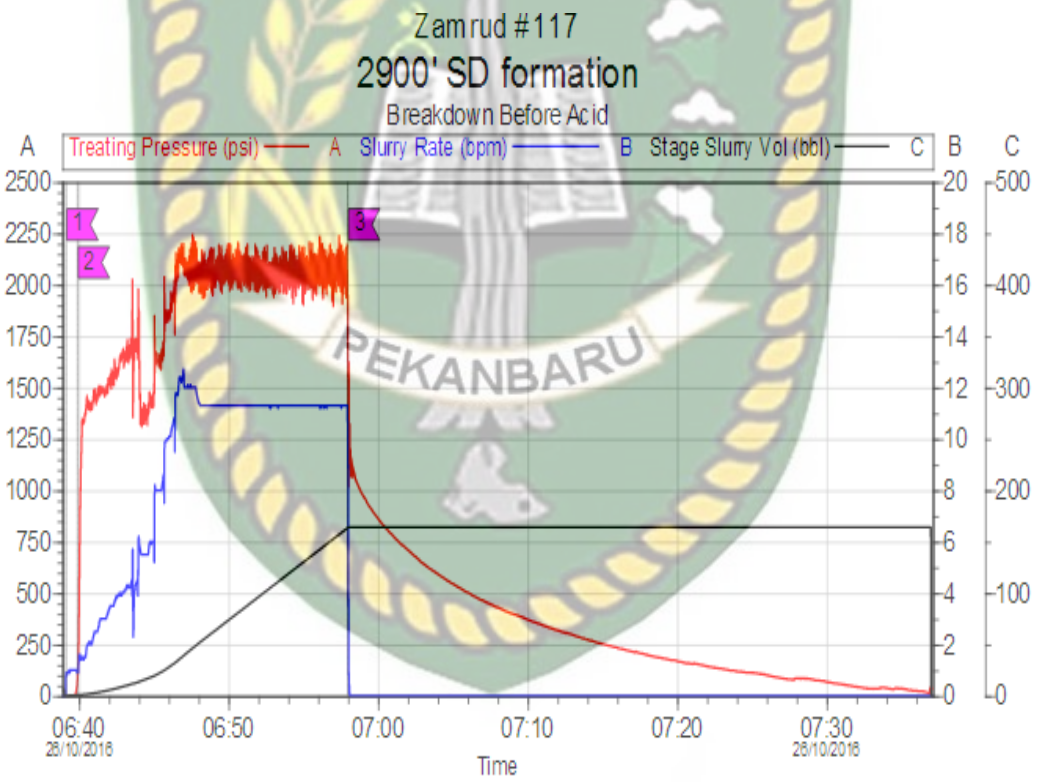
Perpustakaan Universitas Islam Riau
Dokumen ini adalah Arsip Milik :

A. Keterangan gambar 4.4 dari formasi 2900’ :

1. Mulai *fill up well* menggunakan 2% KCL pada waktu 06:39:09
2. *Breakdown test* dimulai pada waktu 06:39:54
3. Pompa dimatikan dan tercatat ISIP sebesar 1114 Psi pada waktu 06:57:59

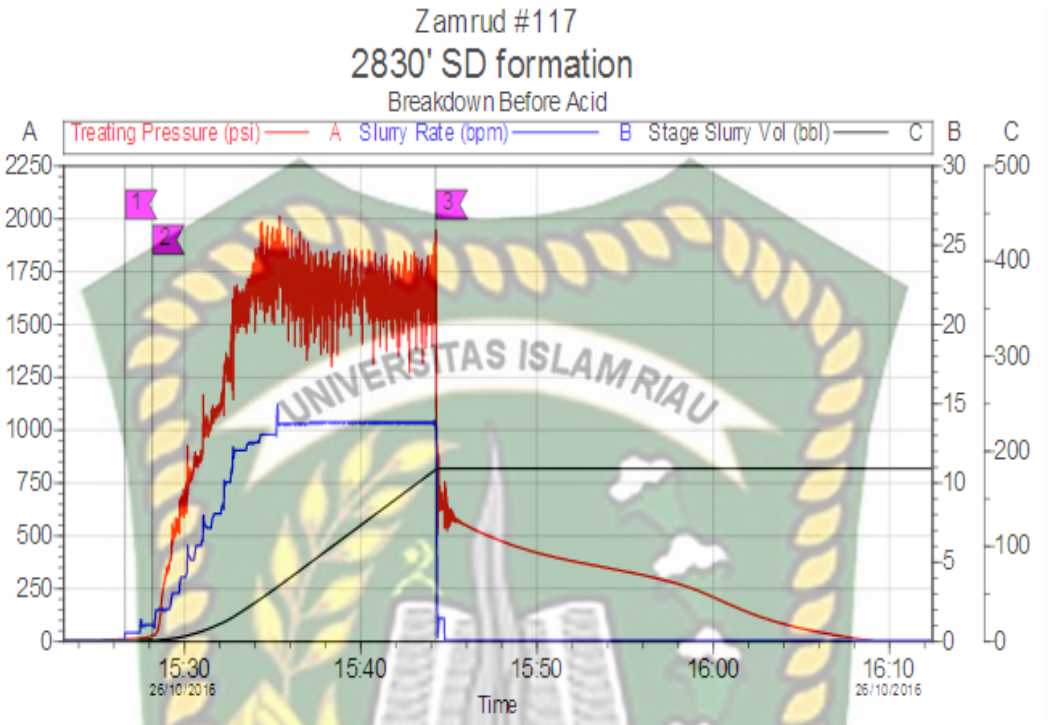
B. Keterangan gambar 4.5 dari formasi 2830’ :

1. Mulai *fill up well* menggunakan 2% KCL pada waktu 15:26:40
2. *Breakdown test* dimulai pada waktu 15:28:13
3. Pompa dimatikan dan tercatat ISIP sebesar 601.4 Psi pada waktu 15:44: 17



Gambar 4.4*Breakdown test before acid 2900’(BOB PT.BSP-Pertamina Hulu. Riau)*

Perpustakaan Universitas Islam Riau
Dokumen ini adalah Arsip Milik :



Gambar 4.5*Breakdown test before acid 2830'(BOB PT.BSP-Pertamina Hulu. Riau)*

Tabel 4.2 Hasil *breakdown test* sebelum *acid 2900'(BOB PT.BSP-Pertamina Hulu. Riau)*

PARAMETER	***I NJECTIVITY***
	2900' sd Formation
Max. Pumping Rate	11.3 Bpm
Max. Pressure (surafece)	2025 Psi
Average Pressure	1990 Psi
Max. Pessure(BH)	N/A Psi
Average Pressure (BH)	N/A Psi
ISIP (BH)	2730 Psi
Type of Fluid	2% KCL Water
Volume Total	163 Bbl
Fluid Efficincy	23.0 %
Closure Pressure (surf)	Psi
Closure Pressure (BH)	2285 Psi
Frac Gradient	0.73 Psi/Ft
Closure Gradient	0.61 Psi

Perpustakaan Universitas Islam Riau
Dokumen ini adalah Arsip Milik :

Tabel 4.3 Hasil *breakdown tes*t sebelum *acid 2830'(BOB PT.BSP-Pertamina Hulu. Riau)*

PARAMETER	***I NJECTIVITY***
	2830' sd Formation
Max. Pumping Rate	13.8 Bpm
Max. Pressure (surafece)	2000 Psi
Average Pressure	1798 Psi
Max. Pessure(BH)	N/A Psi
Average Pressure (BH)	N/A Psi
ISIP (BH)	2185 Psi
Type of Fluid	2% KCL Water
Volume Total	181 Bbl
Fluid Efficincy	47.08 %
Closure Pressure (surf)	601Psi
Closure Pressure (BH)	1763 Psi
Frac Gradient	0.59 Psi/Ft
Closure Gradient	0.48 Psi

4.2.1.2.*Step rate test before acid* di formasi 2900' dan 2830'

Tabel 4.4 menunjukantahapan selanjutnya yaitu melakukan *step rate test* sebelum *acid.* Tahap ini dilakukan dengan injeksi fluida secara bertahap dan menurunkan secara bertahap untuk mengetahui adakah masalah dalam lubang injeksi yang dikerjakan. Masalah yang mungkin terjadi ada dua yaitu *turtuosity* dan *perforation friction*. *Turtuosity* adalah terjadinya pembelokan jalur *fracturing* dalam formasi sedangkan *perforation friction* adalah masalah yang terjadi akibat kesalahan perforasi. Awal dari tes ini dilakukan dengan memompa air formasi yaitu 2% KCl dan *fill up* dengan 0.5 bpm. Kemudian meningkatkan laju pompa sampai permukaan yang relatif stabil,dan mengamati tekanan tubing atau pada setiap langkah waktu yang tetap. *Rate* injeksi dimulai dengan 1.0 dan berakhir pada 7.0 bpm. *Step down rate* dari 5.0 bpm ke 3.0 dan 1.0 bpm lalu pompa berhenti dapat dilihat pada tabel 4.4. Tingkat ekstensi fraktur diamati pada 1.98 bpm dan tekanan ekstensi fraktur permukaan pada 1530 psi dari uji *step rate*.

Perpustakaan Universitas Islam Riau
Dokumen ini adalah Arsip Milik :

Tabel 4.4*Step rate test before acid at 2900'(BOB PT.BSP-Pertamina Hulu. Riau)*

NO.	Rate (bpm)	Pressure (Psi)	Stage volume (bbls)
1.	1.0	886	
2.	1.5	1390	
3.	2.0	1572	
4.	3.0	1603	
5.	4.0	1677	
6.	5.0	1800	79
7.	6.0	1877	
8.	7.0	1953	
9.	5.0	1775	
10.	3.0	1614	
11.	1.0	1303	

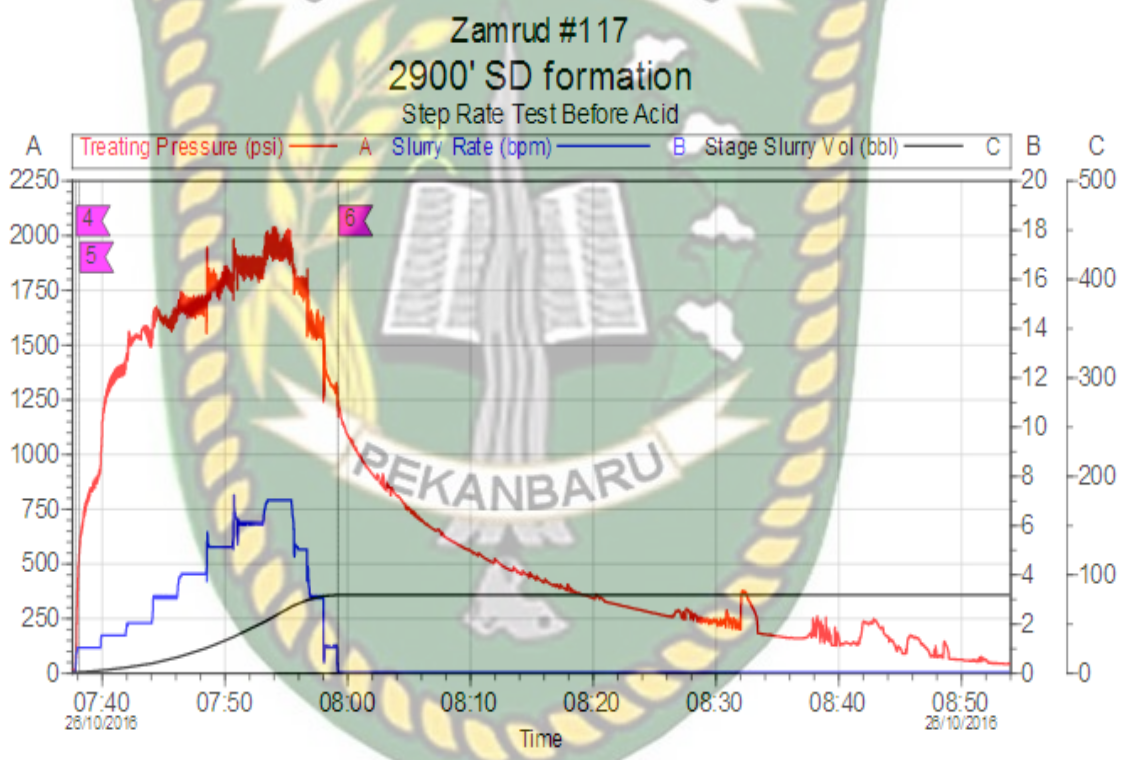
Tabel 4.5 menunjukantahapan selanjutnya yaitu melakukan *step rate test* sebelum *acid*. Tahap ini dilakukan dengan injeksi fluida secara bertahap dan menurunkan secara bertahap untuk mengetahui adakah masalah dalam lubang injeksi yang dikerjakan. Masalah yang mungkin terjadi ada dua yaitu *turtuosity* dan *perforation friction*. *Turtuosity* adalah terjadinya pembelokan jalur *fracturing* dalam formasi sedangkan *perforation friction* adalah masalah yang terjadi akibat kesalahan perforasi. Awal dari tes ini dilakukan dengan memompa air formasi yaitu 2% KCl dan *fill up* dengan 0.5 bpm. Kemudian meningkatkan laju pompa sampai permukaan yang relatif stabil,dan mengamati tekanan tubing atau pada setiap langkah waktu yang tetap. *Rate* injeksi dimulai dengan 0.8 dan berakhir pada 13.8 bpm. *Step down rate* dari 12.0 bpm ke 10.0, 8.0, 6.1, dan 4.0bpm lalu pompa berhenti dapat dilihat pada tabel 4.5. Tingkat ekstensi fraktur diamati pada 3.9 bpm dan tekanan ekstensi fraktur permukaan pada 660.5 psi dari uji *step rate*.

Tabel 4.5*Step Rate Test Before Acid at 2830'(BOB PT.BSP-Pertamina Hulu. Riau)*

NO	Rate (bpm)	Pressure (Psi)	Stage volume (bbls)
1	0.8	234	
2	1.0	1390	
3	1.5	1572	
4	2.0	1603	
5	3.0	1677	
6	4.0	1800	

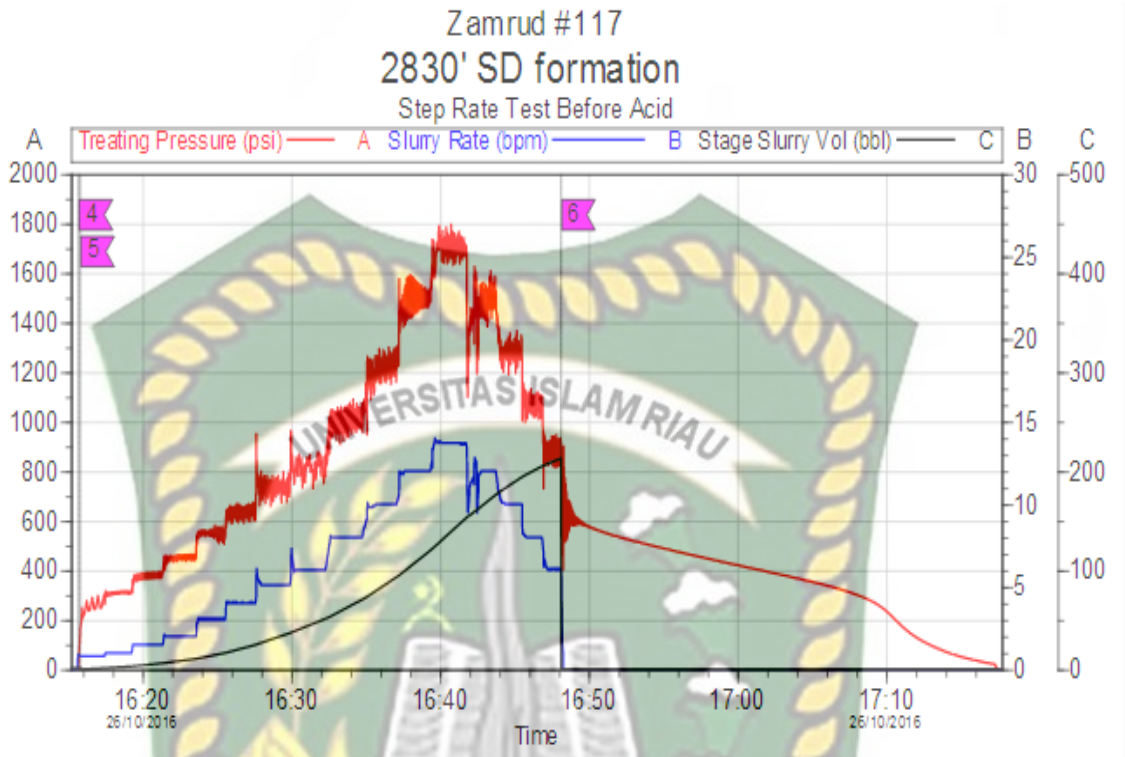
Perpustakaan Universitas Islam Riau
Dokumen ini adalah Arsip Milik :

7	5.0	1877	213
8	6.0	1953	
9	8.0	1775	
10	10.0	1614	
11	12.0	1303	
12	13.8	1690	
13	12.0	1492	
14	10.0	1284	
15	8.0	1041	
16	6.1	879	
17	4.0	601	



Gambar 4.6*Step rate test before acid 2900'(BOB PT.BSP-Pertamina Hulu. Riau)*

Perpustakaan Universitas Islam Riau
Dokumen ini adalah Arsip Milik :



Gambar 4.7*step rate test before acid 2830'(BOB PT.BSP-Pertamina Hulu. Riau)*

A. Keterangan gambar 4.6*step rate test before acid* 2900' :
   4. Mulai *fill up well* menggunakan 2% KCL pada waktu 07:37:54
   5. Step rate test dimulai dari laju injeksi 1.0 sampai 7.0 bpm pada waktu 07:38:11
   6. Pompa dimatikan dan tercata ISIP sebesar 1530 psi pada waktu 07:59:16

B. Keterangan gambar 4.7*step rate test before acid* 2830' :
   4. Mulai *fill up well* menggunakan 2% KCL pada waktu 16:15:42
   5. Step rate test dimulai dari laju injeksi 1.0 sampai 7.0 bpm pada waktu 16:15:49
   6. Pompa dimatikan dan tercata ISIP sebesar 660.5 psi pada waktu 16:48:09

Perpustakaan Universitas Islam Riau
Dokumen ini adalah Arsip Milik :

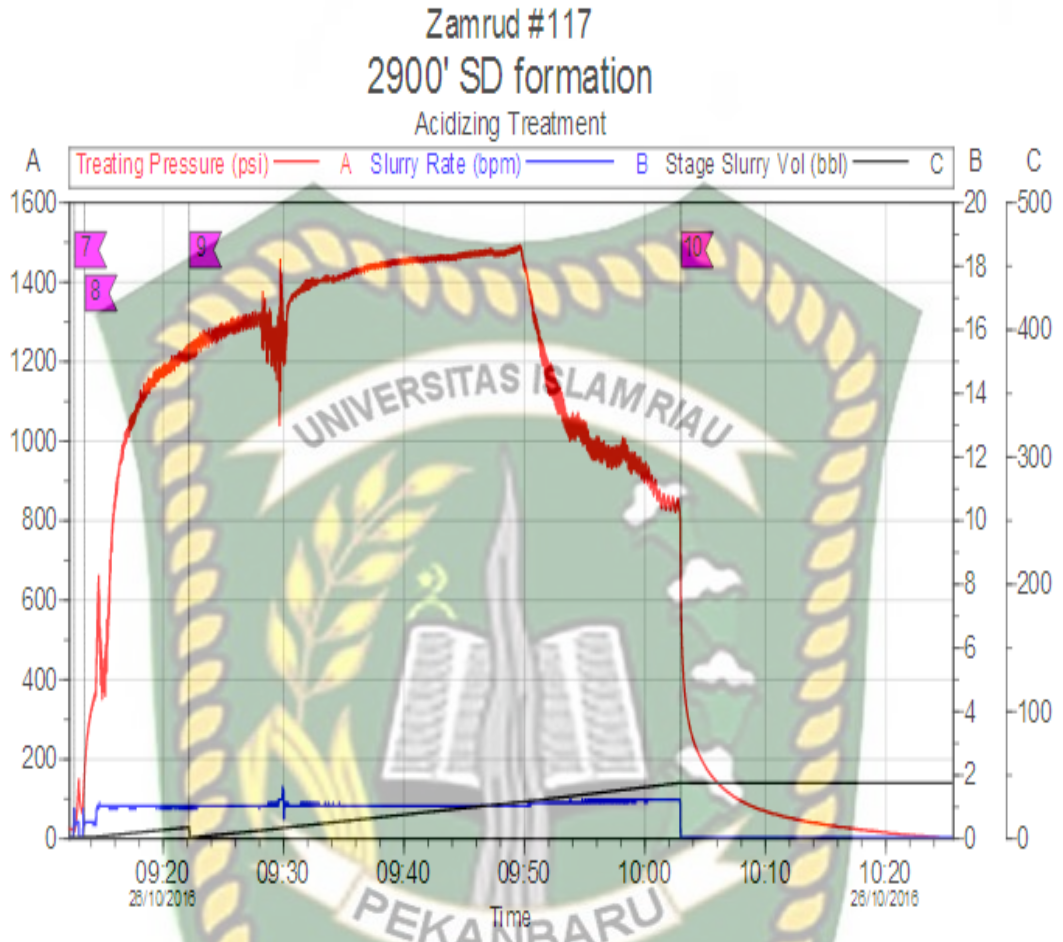
4.2.1.3.*Main acidizing treatment 2900'* dan *2830'*

Gambar 4.6 dan gambar 4.7 menunjukan tahapan *main acid jobs*. Pada tahap ini akan dipompakan 8 bbl dan 14 bbl, 15% asam HCL. Tujuan dari penginjeksian adalah untuk melarutkan *scale* yang terbentuk. Pada tahapan pengasaman dan dilanjutkan pemompaan 43bbls dan 39 bbls ke tahapan perpindahan menggunakan 2% KCL, tekanan maksimum pompa pada permukaan selama penanganan atau proses pengasaman yaitu 323 psi dan 344 psi pada laju pemompaan yang tinggi. Setelah selesai memompa, lanjutkan dengan injeksi setelah asam.

A. Keterangan gambar 4.8 *Main acid at 2900'* :
   7. Mulai *fill up well* menggunakan 15% HCL pada waktu 09:12:40
   8. Memompakan *acid* pada waktu 09:13:31
   9. Tahapan perpindahan 15% HCL ke 2% KCL *water* pada waktu 09:22:12
   10. Pompa dimatikan dan merendam selama 1 jam pada waktu 10:03:02

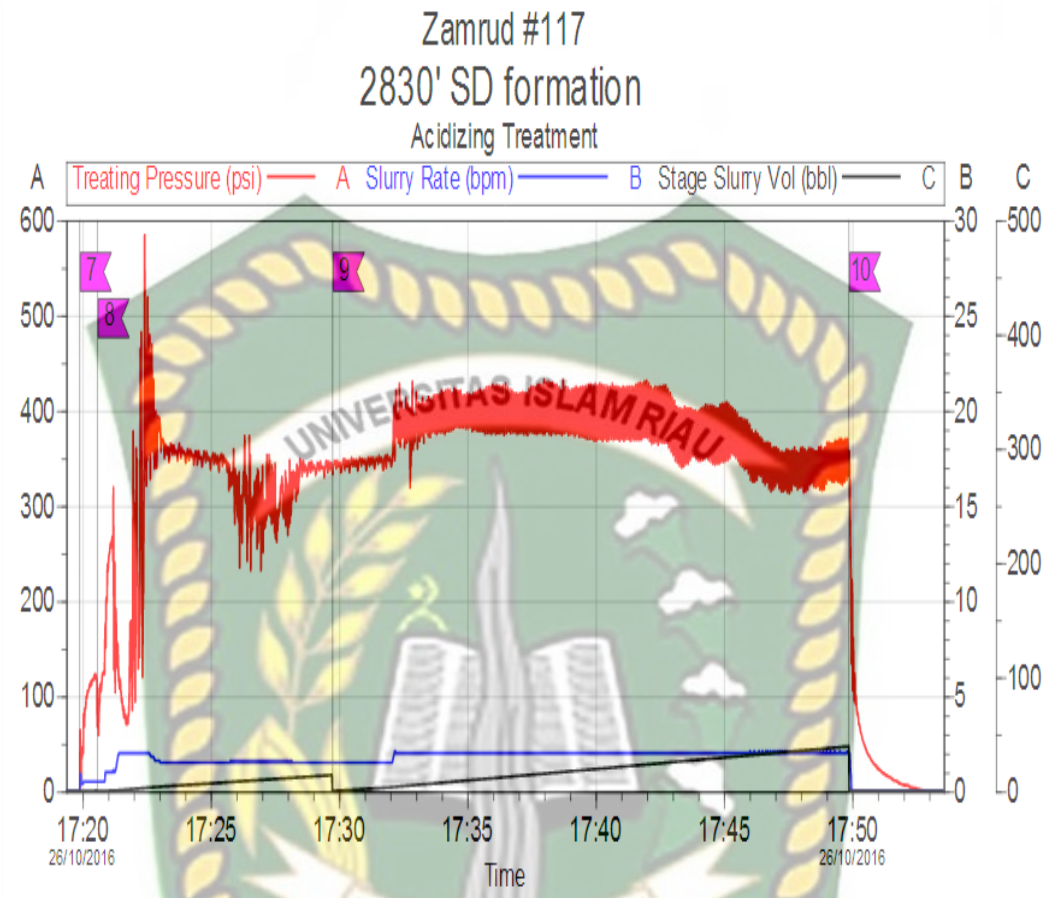
B. Keterangan gambar 4.9 *Main acid at 2830'*:
   7. Mulai *fill up well* menggunakan 15% HCL pada waktu 17:19:53
   8. Memompakan *acid* pada waktu 17:20:35
   9. Tahapan perpindahan 15% HCL ke 2% KCL *water* pada waktu 17:29:45
   10. Pompa dimatikan dan merendam selama 1 jam pada waktu 17:49:52

Perpustakaan Universitas Islam Riau
Dokumen ini adalah Arsip Milik :



Gambar 4.8*Main Acid* 2900'*(BOB PT.BSP-Pertamina Hulu. Riau)***

Perpustakaan Universitas Islam Riau
Dokumen ini adalah Arsip Milik :



Gambar 4.9*Main Acid* 2830'*(BOB PT.BSP-Pertamina Hulu. Riau)*

Sumur MA#117 adalah salah satu sumur injeksi yang terdapat pada Lapangan Zamrud. Sumur ini mulai beroperasi dari tanggal 28 Juni 1995 sampai 27 Oktober 2016. Setelah di evaluasi sumur ini teridentifikasi mengalami masalah karena terjadinya penurunan *rate* injeksi dari awalnya 2042 pada tahun 1 januari 2016 menjadi 1808 pada tahun18 oktober 2016. Grafik penurunan dapat dilihat pada tabel 4.6.

Tabel 4.6 Data Injeksi sumur MA#117 sebelum *Acidizing*
(BOB PT.BSP-Pertamina Hulu. Riau)

Date	Flow Rate
1/1/2016	2042
1/3/2016	2012
1/5/2016	2006
1/7/2016	1851
1/9/2016	2362
18/10/2016	1808

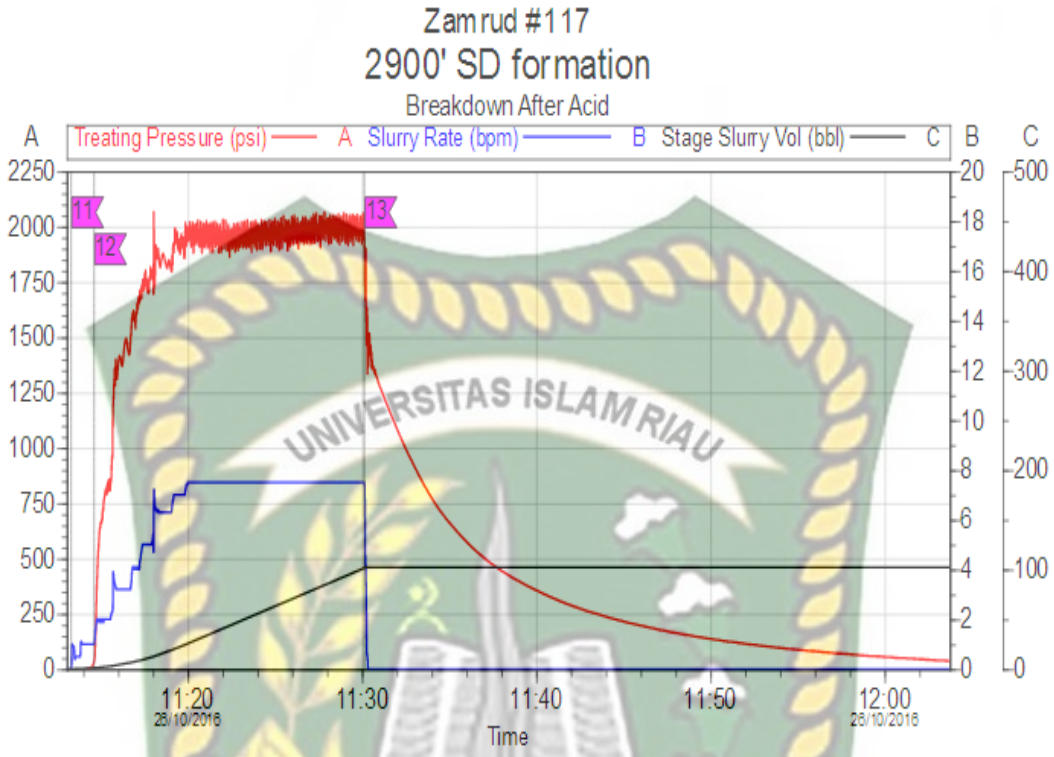
Perpustakaan Universitas Islam Riau
Dokumen ini adalah Arsip Milik :

Sebelum melakukan pekerjaan *Acidizing*pada suatu sumur perlu dilakukan beberapa tahap persiapan, diantaranya adalah pemilihan fluida *treatment* yang terdiri dari fluida *acid*(asam) serta fluida *additive* dan desain pengasaman sumur. *Acid* utama yang digunakan pada *treatment* sumur MA#117 ini adalah 15% HCL dan 2% air KCL. HCL bereaksi dengan formasi karbonat sehingga sangat efektif di gunakan untuk melarutkan *scale* karbonat. Saat HCL bereaksi dengan karbonat maka akan membentuk chanel-chanel konduktif yang di sebut dengan *wormhole*. Harga HCL relative murah mudah diangkut dan hasil reaksi terlarut dalam air. Sedangkan kerugiannya HCL memiliki sifar korosifitas tinggi maka dari itu penggunaan HCL biasanya ditambahkan dengan *additive.* Pemilihan asam ini juga dianggap cocok dengan temperatur formasi sumur MA#117 yaitu +/- 190^{o}F. Dimana, pada temperature tersebut sifat korosif formasi tidak akan menimbulkan endapan besi diformasi yang dapat mengurangi keefektivan pengasaman.

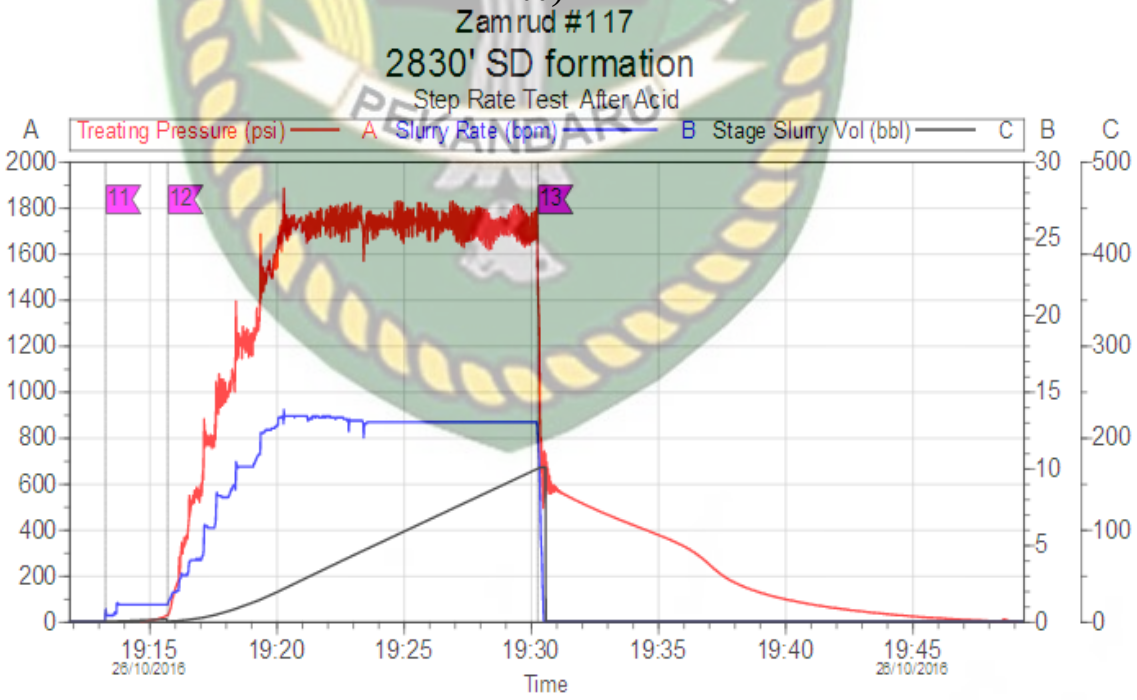
4.2.1.4.*Breakdown Test After Acid at* 2900' dan 2830'

Gambar 4.10 dan gambar 4.11 menunjukan tahap awal *breakdown test* setelah*acid*padasumur MA#117. Tahapan ini ialah tahap *fill up* dimana ini bertujuan untuk menguji kerusakan sumur yang di lakukan dengan menggunakan 2% air KCL. Lalu total volume cairan yang di gunakan adalah 102 bbls dan 168 bbls. Selama pengujian di lakukan *rate* injeksi terus di tingkatkan sampai 7.5 bpm dan 13.0 bpm dan tekanan pompa meningkat secara bertahap. Dan nilai *Initial Shut In Pressure* (ISIP) sebesar 2001 Psi dan 1743 Psi di tunjukan no.12 pada gambar.

Perpustakaan Universitas Islam Riau
Dokumen ini adalah Arsip Milik :



Gambar 4 .10*Breakdown test* setelah *acid 2900'(BOB PT.BSP-Pertamina Hulu. Riau)*



Gambar 4 .11*Breakdown test* setelah *acid 2830'(BOB PT.BSP-Pertamina Hulu. Riau)*

Perpustakaan Universitas Islam Riau
Dokumen ini adalah Arsip Milik :

A. Keterangan gambar 4.10 dari formasi 2900' :

11. Mulai *fill up well* menggunakan 2% KCL pada waktu 11:13:19
12. *Breakdown test* dimulai pada waktu 11:14:38
13. Pompa dimatikan dan tercatat ISIP sebesar 1456 Psi pada waktu 11:30:09

B. Keterangan gambar 4.11 dari formasi 2830' :

11. Mulai *fill up well* menggunakan 2% KCL pada waktu 19:13:17
12. *Breakdown test* dimulai pada waktu 19:15:44
13. Pompa dimatikan dan tercatat ISIP sebesar 602.2 Psi pada waktu 19:30:17

Tabel 4.7 ***Breakdown Test After Acid at 2900'****(BOB PT.BSP-Pertamina Hulu. Riau)*

PARAMETER	***I NJECTIVITY***
	2900' sd Formation
Max. Pumping Rate	7.5 Bpm
Max. Pressure (surafece)	2001 Psi
Average Pressure	1899 Psi
Max. Pessure(BH)	N/A Psi
Average Pressure (BH)	N/A Psi
ISIP (BH)	3072 Psi
Type of Fluid	2% KCL Water
Volume Total	102 Bbl
Fluid Efficincy	15.45 %
Closure Pressure (surf)	911 Psi
Closure Pressure (BH)	2527 Psi
Frac Gradient	0.82 Psi/Ft
Closure Gradient	0.68 Psi

Perpustakaan Universitas Islam Riau
Dokumen ini adalah Arsip Milik :

Tabel 4.8*Breakdown Test After Acid at 2830'(**BOB PT.BSP-Pertamina Hulu. Riau)**

PARAMETER	***I NJECTIVITY***
	2830'' sd Formation
Max. Pumping Rate	13.8 Bpm
Max. Pressure (surafece)	2000 Psi
Average Pressure	1798 Psi
Max. Pessure(BH)	N/A Psi
Average Pressure (BH)	N/A Psi
ISIP (BH)	2158 Psi
Type of Fluid	2% KCL Water
Volume Total	181 Bbl
Fluid Efficincy	47.08 %
Closure Pressure (surf)	601 Psi
Closure Pressure (BH)	1763 Psi
Frac Gradient	0.59 Psi/Ft
Closure Gradient	0.48 Psi

4.2.1.5.*Step rate test after acid at* 2900'dan 2830'

Tabel 4.9 menunjukantahapan selanjutnya yaitu melakukan *step rate test* sebelum *acid.* Tahap ini dilakukan dengan injeksi fluida secara bertahap dan menurunkan secara bertahap untuk mengetahui adakah masalah dalam lubang injeksi yang dikerjakan. Masalah yang mungkin terjadi ada dua yaitu *turtuosity* dan *perforation friction*. *Turtuosity* adalah terjadinya pembelokan jalur *fracturing* dalam formasi sedangkan *perforation friction* adalah masalah yang terjadi akibat kesalahan perforasi. Awal dari tes ini dilakukan dengan memompa air formasi yaitu 2% KCl dan *fill up* dengan 0.5 bpm. Kemudian meningkatkan laju pompa sampai permukaan yang relatif stabil,dan mengamati tekanan tubing atau pada setiap langkah waktu yang tetap. *Rate* injeksi dimulai dengan 1.0 dan berakhir pada 6.5 bpm. *Step down rate* dari 4.0 bpm ke 2.0 dan 1.0 bpm lalu pompa berhenti dapat dilihat pada tabel 4.4. Tingkat ekstensi fraktur diamati pada 2.5 bpm dan tekanan ekstensi fraktur permukaan pada 1581 psi dari uji *step rate*.

Perpustakaan Universitas Islam Riau
Dokumen ini adalah Arsip Milik :

Tabel 4.9*Step rate test after acid at 2900'sd formation*(*BOB PT.BSP-Pertamina Hulu. Riau)*

NO.	Rate (bpm)	Pressure (Psi)	Stage volume (bbls)
1.	1.0	492	
2.	1.5	920	
3.	2.0	1260	
4.	3.0	1619	
5.	4.0	1773	
6.	5.0	1821	77
7.	6.0	1910	
8.	6.5	1949	
9.	4.0	1765	
10.	2.0	1522	
11.	1.0	1323	

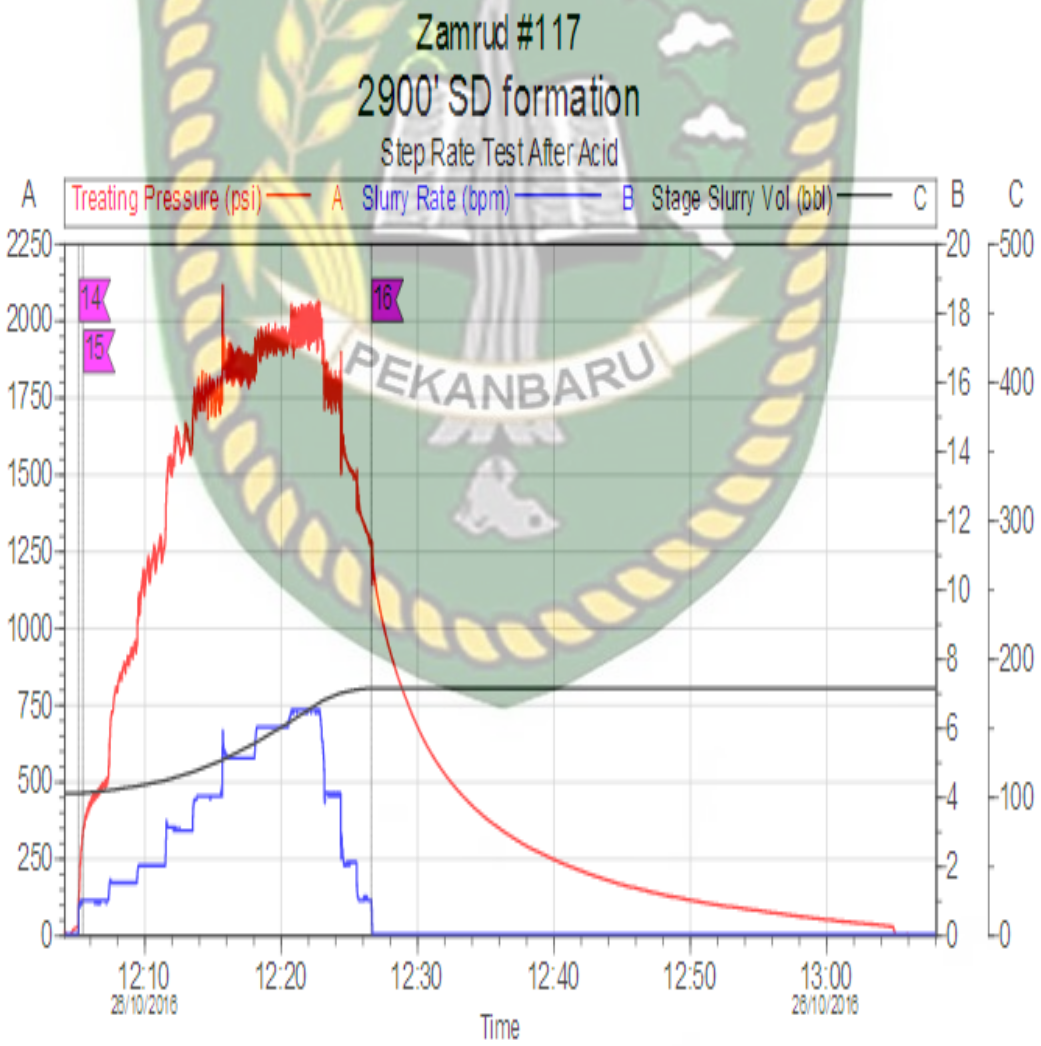
Tabel 4.10 menunjukantahapan selanjutnya yaitu melakukan *step rate test* sebelum *acid.* Tahap ini dilakukan dengan injeksi fluida secara bertahap dan menurunkan secara bertahap untuk mengetahui adakah masalah dalam lubang injeksi yang dikerjakan. Masalah yang mungkin terjadi ada dua yaitu *turtuosity* dan *perforation friction*. *Turtuosity* adalah terjadinya pembelokan jalur *fracturing* dalam formasi sedangkan *perforation friction* adalah masalah yang terjadi akibat kesalahan perforasi. Awal dari tes ini dilakukan dengan memompa air formasi yaitu 2% KCl dan *fill up* dengan 1.0bpm. Kemudian meningkatkan laju pompa sampai permukaan yang relatif stabil,dan mengamati tekanan tubing atau pada setiap langkah waktu yang tetap. *Rate* injeksi dimulai dengan 1.0 dan berakhir pada 13.7 bpm. *Step down rate* dari 12.0 bpm ke 10.0, 8.0 dan 6.0 bpm lalu pompa berhenti dapat dilihat pada tabel 4.4. Tingkat ekstensi fraktur diamati pada 1.52 bpm dan tekanan ekstensi fraktur permukaan pada 356 psi dari uji *step rate*.

Tabel 4.10*Step Rate Test After Acid at 2830' sd*(*BOB PT.BSP-Pertamina Hulu. Riau)*

NO	Rate (bpm)	Pressure	Stage volume (bbls)
1	1.0	232	
2	1.5	432	
3	2.0	411	
4	3.0	511	
5	4.0	540	

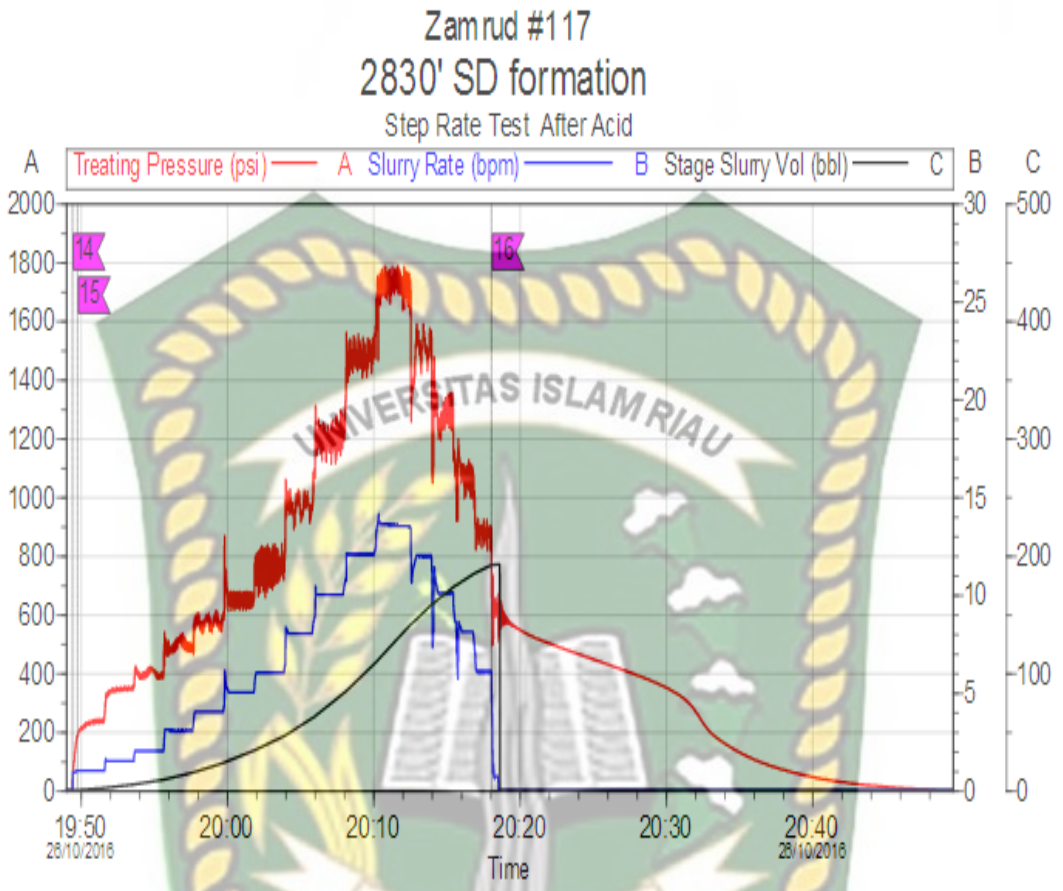
Perpustakaan Universitas Islam Riau
Dokumen ini adalah Arsip Milik :

6	5.0	641	192
7	6.0	779	
8	8.0	938	
9	10.0	1181	
10	12.0	1515	
11	13.7	1711	
12	12.0	1495	
13	10.0	1250	
14	8.0	1064	
15	6.0	852	



Gambar 4 .12*Step rate test after acid 2900'*
(BOB PT.BSP-Pertamina Hulu. Riau)

Perpustakaan Universitas Islam Riau
Dokumen ini adalah Arsip Milik :



Gambar 4 .13*Step rate test after acid 2830'*
(BOB PT.BSP-Pertamina Hulu. Riau)

Setelah pekerjaan *Acidizing*pada sumur MA#117 selesai, maka yang harus dilakukan untuk mengetahui apakah pekerjaan tersebut terbukti dapat memperbaiki kerusakan formasi yang ada dan meningkatkan laju injeksi sesuai seperti yang diharapkan.

Maka dapat dilihat perubahan yang terjadi akibat penambahan *acid* pada sumur MA#117. Dimana, terjadi peningkatan laju alir injeksi di sumur MA#117 pada tabel 4.11.

Tabel 4.11 Data Injeksi Sumur MA#117 setelah *Acidizing**(BOB PT.BSP-Pertamina Hulu. Riau)***

Date	Flow Rate
28/10/2016	4504
1/1/2017	4700
1/3/2017	4082
1/5/2017	3612
1/7/2017	3353
1/9/2017	5230

Perpustakaan Universitas Islam Riau
Dokumen ini adalah Arsip Milik :

1/11/2017	4586
1/1/2018	4323
1/3/2018	4494
1/5/2018	4462
7/31/2018	4611

4.2.2. Analisis Keberhasilan *Acidizing*

Tujuan utama dari *acidizing* adalah untuk meningkatkan laju alir injeksi. Perbandingan laju alir injeksi sebelum dan sesudah *acidizing* adalah salah satu indikator keberhasilan *acidizing.* Selain itu, indikator keberhasilan *acidizing* dapat berdasarkan kurva laju injeksi terhadap waktu dan kurva Hall Plot.

Analisis keberhasilan stimulasi *acidizing* berdasarkan laju alir injeksi dapat dilihat dari laju injeksi sumur tersebut dengan membandingkan laju alir injeksi sebelum dan sesudah stimulasi *acidizing*.

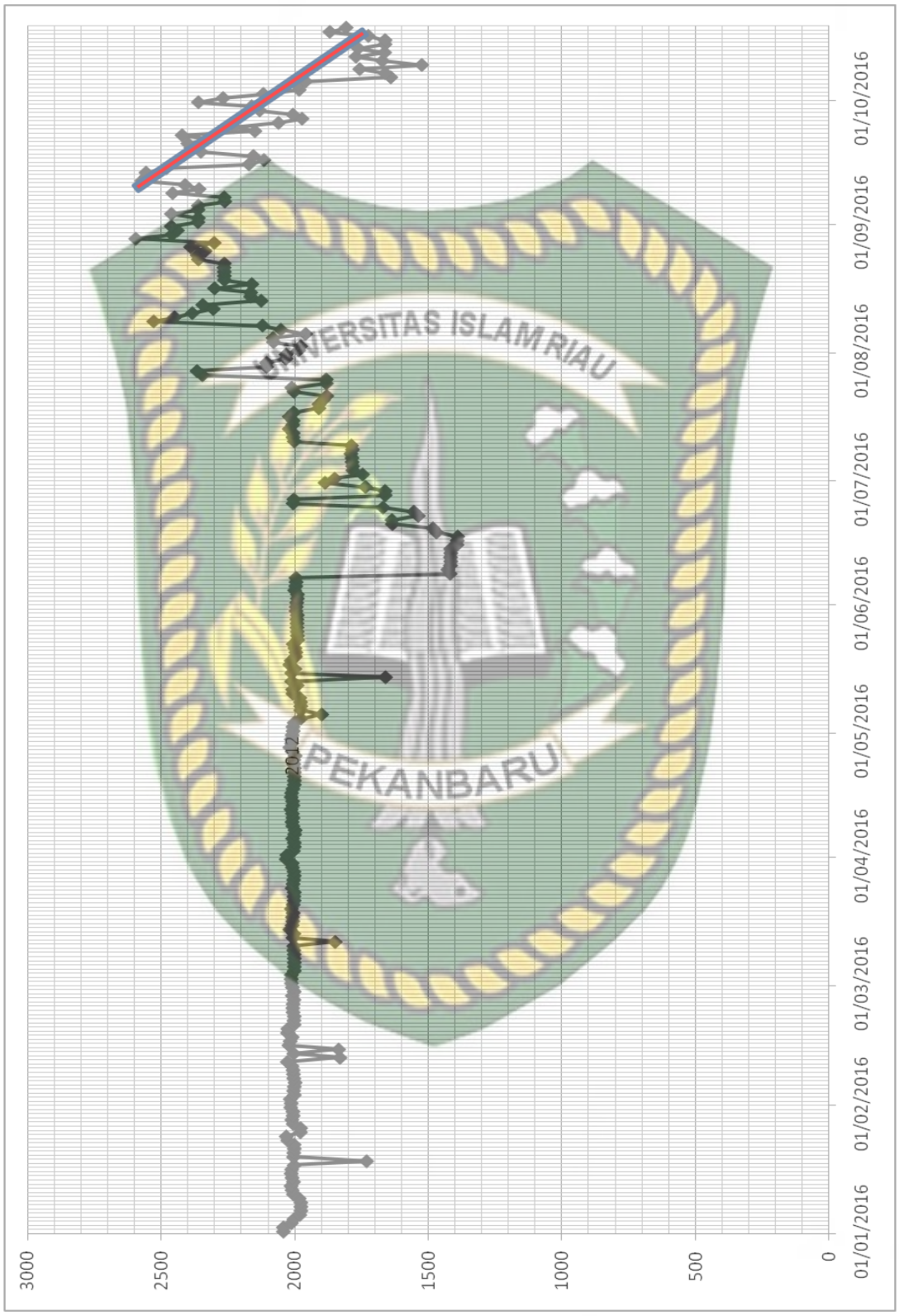
4.2.2.1.Sebelum *Acidizing*

Sumur MA#117 adalah sumur injeksi yang sudah lama. Laju injeksi yang dianalisis adalah laju alir injeksi di mulai pada tanggal 27 oktober 2016 hingga terakhir injeksi sbeleum *acidizing* tanggal 1 juli 2017. Laju injeksi sebelum *acidizing* dapat dilihat pada gambar 4.14

4.2.2.2.Sesudah *Acidizing*

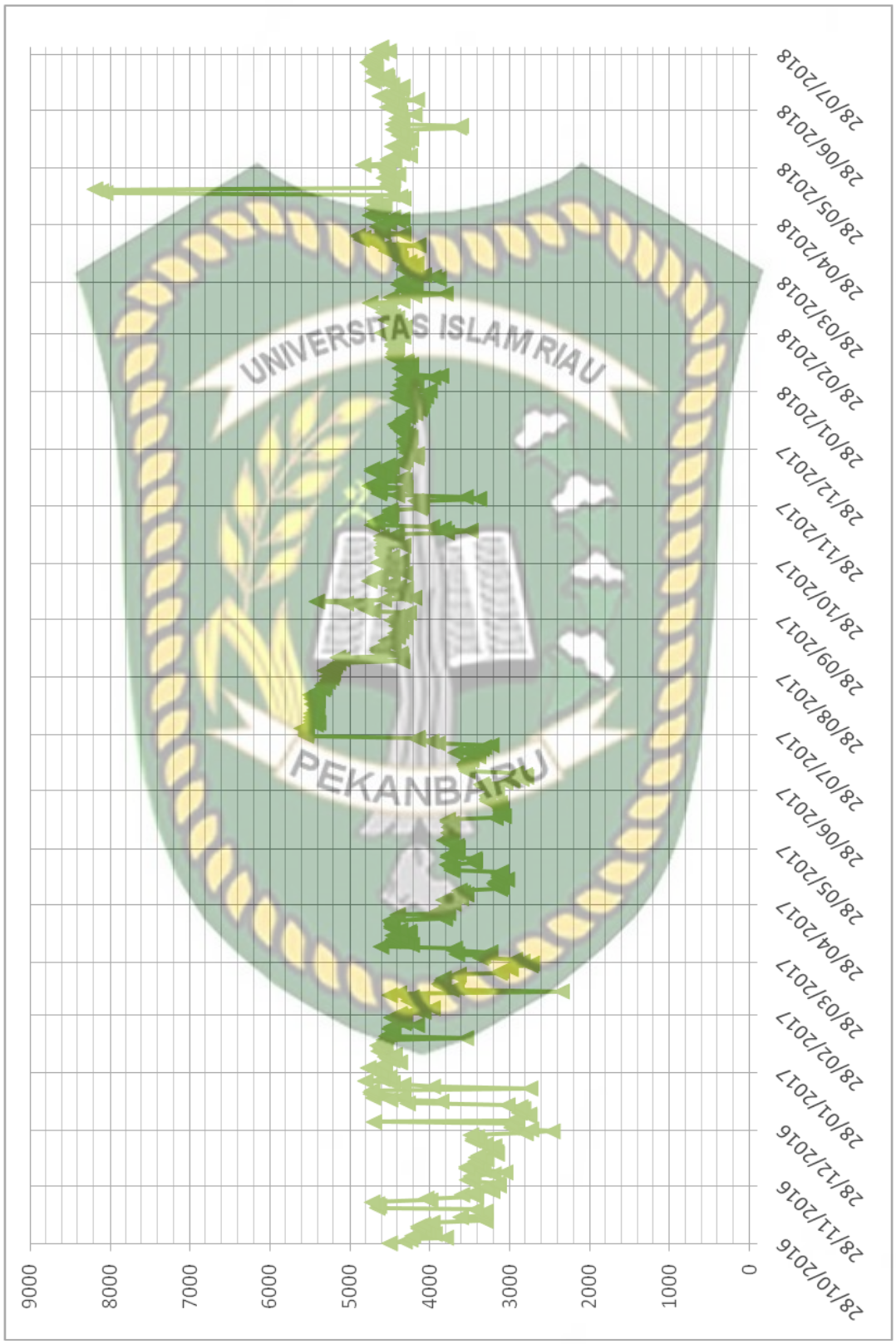
Analisis laju alir injeksi adalah untuk mengetahui besarnya laju injeksi yang didapatkan setelah dilaksanakan program *acidizing.* Indikator keuntungan dapat dilihat dari laju injeksi yang dihasilkan. Keberhasilan program stimulasi *acidizing* ini dapat dikatakan berhasil jika laju injeksi meningkat dibandingkan laju injeksi sebelum *acidizing.* Laju injeksi setelah *acidizing* dapat dilihat pada gambar 4.15

Perpustakaan Universitas Islam Riau
Dokumen ini adalah Arsip Milik :



Gambar 4 .14 Grafik Laju Injeksi Sebelum *Acidizing*

Perpustakaan Universitas Islam Riau
Dokumen ini adalah Arsip Milik :



Gambar 4 .15 Grafik Laju Injeksi Sesudah *Acidizing*

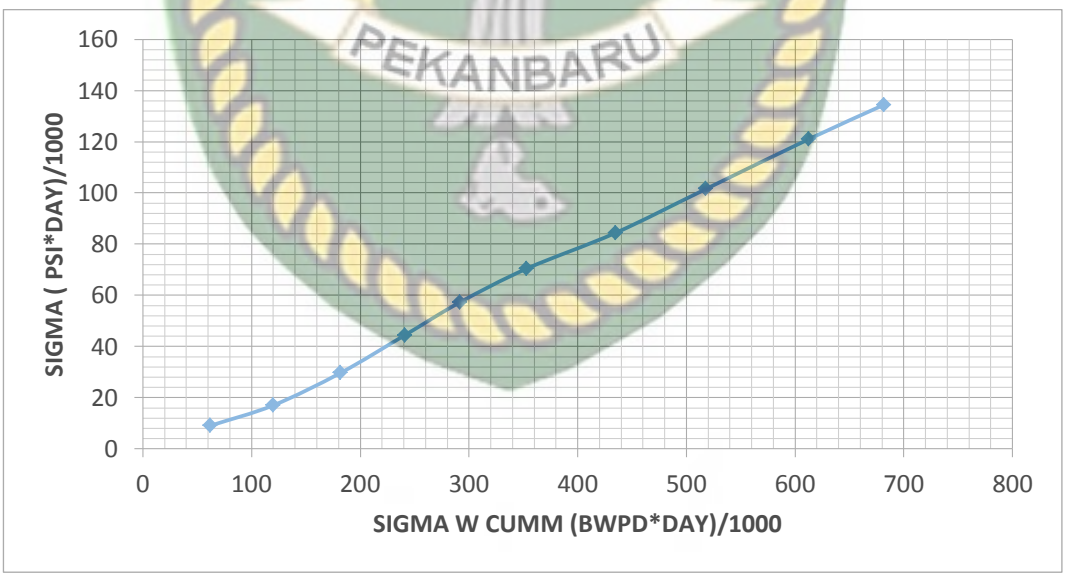
Perpustakaan Universitas Islam Riau
Dokumen ini adalah Arsip Milik :

Setelah melakukan *Acidizing*, tanggal 28 Oktober 2016 sampai 28 Juli 2018, Laju Injeksi sumur meningkat dengan rata-rata peningkatan dari 2150 sebelum *acidizing* menjadi 4147 setelah acidizing sehingga menandakan berhasil meningkatkan kelajuan *rate* injeksi Injeksi sebesar 4147 BWIPD. Berdasarkan analisis Laju Injeksi dapat diketahui bahwa rata-rata Injeksi sumur MA#117 mengalami kenaikan menjadi 4147 BWIPD dari 2150 BWIPD sebelum dilakukan *Acidizing.*

Perpustakaan Universitas Islam Riau
Dokumen ini adalah Arsip Milik :

4.3. Analisis Efektivitas *breakdown acid* berdasarkan grafik Hall Plot

Metode Hall plot adalah metode yang digunakan untuk menganalisis sumur injeksi. injeksi ini akan mengevaluasi kapasitas injeksi sumur, dan pada gambar 4.16 peneliti akan menganalisis kurva tekanan vs time. Dilihat pada gambar 4.16 kurva hall plot dari sumur injeksi MA#117 . Berdasarkan analisis yang dilakukan dapat dilihat bahwa setelah data yang terbentuk dan menunjukan garis liniear dan kurva berada pada satu garis lurus, hal ini dapat disimpulkan bahwa sumur diindikasikan mengalami normal formasi atau tidak adanya kerusakan formasi. Melihat data hall plot, rate injeksi yang sedang dilakukan trend grafiknya idealnya 45º, jika di atas 45º trend grafiknya berarti rate injeksinya besar, jika trend di bawah 45º berarti Rate injeksinya kurang atau kecil atau ada perlawanan atau penyumbatan di perforasi. Akan tetapi pada kurva yang berpotongan terjadi ketidakstabilan antara *rate* dan *pressure* yang terlihat pada kurva yang berpotongan dengan trend linier, dapat disimpulkan bahwa sumur mengalami beberapa kerusakan formasi (Asmina, Ana dan Anggraini PS, Indah, 2016).



Gambar 4 .16*Hall plot acidizing* pada sumur *injector*

Perpustakaan Universitas Islam Riau
Dokumen ini adalah Arsip Milik :

BAB V
KESIMPULAN DAN SARAN

5.1. KESIMPULAN

Dari hasil analisis efektivitas *breakdown acid* pada sumur *injector* #MA117, maka didapat kesimpulan :

1. Dari hasil analisis yang di lakukan bahwa sumur MA#117 efektif dan sebelum di *acidizing* menggunakan 2% cairan KCl, sebagian membersihkan kerak pada dinding bagian dalam layar dicapai dengan 2% KCl air garam *inert* dan 15% HCl. Asam ini efektif dalam melarutkan larut CaCO skala dari layer
2. Hasil analisis *rate* injeksi dan waktu injeksi pada sumur #MA117 berdasarkan grafik *rate* antara waktu menunjukan bahwa, *rate* injeksi sebelu *acid* sekitar 2150 bwipd naik menjadisekiar 4147 bwipd setelah di lakukan *acidizing jobs.*

5.2. SARAN

Penelitian ini dapat di lanjutkan oleh peneliti selanjutnya dengan topik analisis perbandingan dan keekonomian pada *acidizing treatment* (*breakdown acid, Step rate test,* dan *main acid)* di sumur *injector*.

Perpustakaan Universitas Islam Riau
Dokumen ini adalah Arsip Milik :

DAFTAR PUSTAKA

As mina, Ana & Anggraini PS, Indah. (2016). *Analisa kerusakan formasi pada sumur injeksi dengan menggunakan metode hall plot di Lapangan Ridosa A dan Ridosa B*. Indonesia, Palembang.

Ali, Syed A., dkk. Case Study : *Using CT-Deployed Scale Removal to Enhance Production in Duri Steam Flood, Indonesia*. Paper SPE 75850 presented at the SPE/ICoTA Coil Tubing Conference and Exhibition held in Houston, Texas, U.S.A. 9 – 10 April 2002.

Coulter, A.W., dkk (1987). *Acidizing*. Petroleum Engineering Handbook. Chapter 54.

Friadi, Rendi, Anwar. Prabu. Ubaidillah, Iskandar. Hartini. (2013). *EVALUASI PENANGGULANGAN SCALE DENGAN METODE INJECT SCALE INHIBITOR PADA SUMUR "X" DI PT PERTAMINA EP ASSET 2 FIELD* . Palembang, Indonesia.

Hayatullah, Salman M. (2015). *Relative Permeability Modifier (RPM) as Chemical Diverter in Bullhead Matrix Acidizing Treatment.* Bali, Indonesia.

Jennings, Alfred R. (2007). *Acidizing applications in sandstones & carbonates*. Duncan, Oklahoma.

Kayumov, Rifat. (2014). *Experience of carbonate Acidizing in the Challenging Environment of the Volga-Urals Region of Russia*. Louisiana, USA.

Mitchell, Wayne P., dkk. *Is Acid Placement Through Coiled Tubing Better Than Bullheading?*. Paper SPE 81731 presented at the SPE/ICoTA Coiled Tubing Conference held in Houston, Texas, U.S.A., 8 – 9 April 2003.

Nofta Veri, Irfan. *Evaluasi kinerja injeksi air menggunakan analisa fall of test dan analisa kualitas air menggunakan metode stiff- davis di lapangan selta*, Departemen Teknik Perminyakan Universitas Islam Riau, Riau.

Pranondo, Diky. (2017). *Evaluasi Permasalahan Scale Sumur SA-33, SA-101 dan SA-108 di PT. Pertamina EP ASSET 1 Field Ramba*. Palembang.

Steingrimsson, Benedikt. *Geothermal Well Logging : Temperature and Pressure Logs*. Presented at "Short Course V on Conceptual Modelling of Geothermal Systems",organized by UNU-GTP and LaGeo, in Santa Tecla, El Savador, 24 Februari – 3 Maret 2013.

Perpustakaan Universitas Islam Riau
Dokumen ini adalah Arsip Milik :

Stoller, Bob Adolph C., dkk. *Saturation Monitoring with the RST Reservoir Saturation Tool.* Article of Schlumberger. January 1994.

Taylor, Robert, SPE, Dkk. (2012). *Acidizing—Lessons from the Past and New Opportunities.* Canada .

Talabi, OA, Schlumberger. (2016). *Modifying the Hall Plot for Analysis of Immiscible Gas Injection Wells*. Malaysia.

Taylor, Robert., dkk. *Acidizing-Lessons from the Past and New Opportunities*. Paper SPE 162238 presented at the SPE Canadian Unconventional Resources Conference held in Calgary, Alberta, Canada. 30 Oktober – 1 November 2012.

Wilfred, Okolugume C. (2015). *EVALUATION OF A SYSTEMATIC APPROACH TO MATRIX ACIDIZING ON AN OIL PRODUCING WELL.* Delta state, Nigeria.

Wang, Wei. (2018). *Scale Formation and Inhibition Study for Water Injection Wells.* Skotlandia.

Weatherford (Maret, 2009). *Dynamometer*. Weatherford Internal Report.

Wilfred, Okologume C. & Umeleuma, Marcus B. *Evaluation of a Systematic Approach to Matrix Acidizing on an Oil Producing Well*. International Journal of Enginering Research & Technology (IJERT). ISSN : 2321-7308. Juni 2015.

Perpustakaan Universitas Islam Riau
Dokumen ini adalah Arsip Milik :