

**EVALUASI KINERJA PERALATAN *SOLID CONTROL*
PADA LAPANGAN X DILIHAT DARI NILAI
EFISIENSI *SOLID CONTROL SYSTEM*
DAN NILAI *TOTAL COST OF DILUTED*
PADA SUMUR A, B, C, D, DAN E**

TUGAS AKHIR

Diajukan Guna Melengkapi Syarat dalam mencapai gelar Sarjana Teknik

Oleh

HAKIM MAULANA ARYA

143210185



**PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN
UNIVERSITAS ISLAM RIAU
PEKAN BARU**

2019

PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR

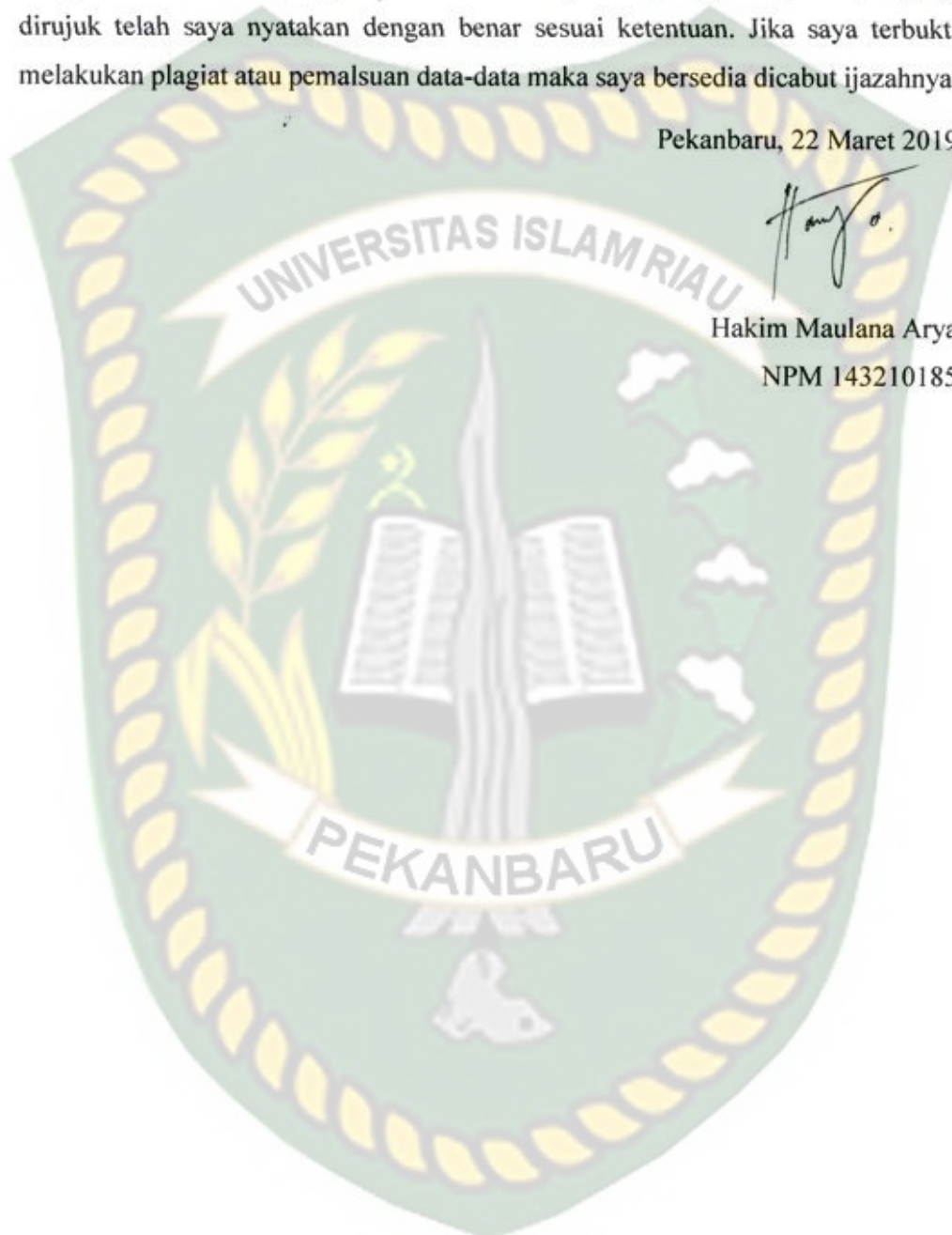
Dengan ini saya menyatakan bahwa Tugas Akhir ini merupakan karya saya sendiri dengan semua sumber yang tercantum didalamnya baik yang dikutip maupun yang dirujuk telah saya nyatakan dengan benar sesuai ketentuan. Jika saya terbukti melakukan plagiat atau pemalsuan data-data maka saya bersedia dicabut ijazahnya.

Pekanbaru, 22 Maret 2019



Hakim Maulana Arya

NPM 143210185



KATA PENGANTAR

Rasa syukur disampaikan kepada Allah SWT karena atas rahmat dan limpahan ilmu dari-Nya saya dapat menyelesaikan 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 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 terima kasih kepada:

1. Ibuk Richa Melysa, S.T., M.T. selaku pembimbing 1, dan Bapak Idham Khalid, S.T., M.T. selaku dosen Pembimbing 2 yang telah menyediakan waktu, tenaga, dan pikiran untuk memberikan masukan dalam penyusunan Tugas Akhir ini.
2. Bapak Ir. H. Ali Musnal, M.T. selaku pembimbing akademik yang telah memberikan arahan, nasihat, dan penyemangat selama menjalani perkuliahan di Teknik Perminyakan.
3. Bapak Dr. Eng. Muslim, M.T. selaku Kepala Prodi Perminyakan, Ibu Novrianti S.T, M.T. selaku Sekretaris Prodi Perminyakan, dan seluruh Dosen Prodi Perminyakan yang telah membantu terkait perkuliahan dan ilmu pengetahuan yang telah diberikan.
4. Pihak PT. Chevron Pacific Indonesia yang telah memberikan kesempatan untuk pengambilan data dan bimbingan penelitian tugas akhir ini, serta Bapak Zumja Mardedi dan tim selaku mentor saya selama tugas akhir di D&C Operation PT. CPI Kutilang office Duri.
5. Kedua orang tua papa Armel Kiram dan mama Yarni serta kakak, abang dan ponakan saya Dian Safitri, Zulkifli Efendi, Fauzan Arya, Dini Desmona, Sally Tria Amanda, Geza Almajni dan juga Zayd, Ghifary, Fatih dan Uais atas segala doa dan kasih sayang yang tak terhingga, dukungan moril maupun materil yang selalu diberikan sampai penyelesaian Tugas Akhir ini.

6. Sahabat – sahabat terdekat Ica, Ibnu, Fauzi, Alfi, Renzo, Risfinda, Reny, Nurja, Ivander dan Darra terima kasih untuk semangat, dukungan, kebersamaan, waktu serta bantuan selama Tugas Akhir ini.
7. Seluruh teman – teman Teknik Perminyakan UIR terkhusus untuk kelas Petro 14B terima kasih untuk kebersamaan selama menjalani proses perkuliahan. Serta teman dan sahabat yang tidak dapat saya sebutkan satu per satu.

Teiring doa saya, semoga Allah memberikan balasan atas segala kebaikan semua pihak yang telah membantu. Semoga skripsi ini membawa manfaat bagi pengembangan ilmu pengetahuan.

Pekanbaru, Maret 2019

Hakim Maulana Arya

NPM 143210185

DAFTAR ISI

HALAMAN PENGESAHAN.....	ii
PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR....	Error! Bookmark not defined.
KATA PENGANTAR	iii
DAFTAR ISI.....	vi
DAFTAR GAMBAR.....	viii
DAFTAR TABEL.....	ix
DAFTAR LAMPIRAN.....	x
DAFTAR SINGKATAN	xi
DAFTAR SIMBOL.....	xii
ABSTRAK.....	xiii
ABSTRACT.....	xiv
BAB I PENDAHULUAN.....	2
1.1. Latar Belakang.....	2
1.2. Tujuan Penelitian.....	3
1.3. Batasan Masalah.....	3
1.4. Metodologi Penelitian	4
BAB II TINJAUAN PUSTAKA.....	6
2.1 <i>Solid Control</i>	6
2.1.1 Peralatan <i>Solid Control</i>	7
2.1.2 Menghitung <i>Total Efficiency of Solid Control System</i>	15
2.1.3 Menghitung <i>Total Cost of Dilution</i>	16
BAB III GAMBARAN LAPANGAN	18

3.1	Deskripsi Lapangan Duri.....	19
3.2	Karakteristik Reservoir.....	20
3.3	Statigrafi Lapangan Duri	21
BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN		24
4.1	<i>Total Cost of Diluted</i>	26
4.2	<i>Total Efficiency of Solid Control System</i>	30
BAB V PENUTUP.....		33
5.1	Kesimpulan.....	33
5.2	Saran.....	33
DAFTAR PUSTAKA		34
LAMPIRAN.....		37



DAFTAR GAMBAR

Gambar 1.1	<i>Flowchart</i> Tugas Akhir.....	5
Gambar 2.1	<i>Design tank and equipment arrangement</i>	8
Gambar 2.2	<i>Gumbo removal device</i>	9
Gambar 2.3	<i>Shale shaker</i> dengan tangki belakang.....	11
Gambar 2.4	<i>Gas Buster</i>	12
Gambar 2.5	Swaco “ <i>total gas containment system</i> ” TM	13
Gambar 2.6	<i>Hydrocyclone flow ilustration</i>	14
Gambar 2.7	Penampang melintang <i>centrifuges</i>	14
Gambar 3.1	Peta Lapangan Duri	19
Gambar 3.2	Rangkuman stratigrafi cekungan sumatera tengah	23
Gambar 4.1	Grafik <i>solid control system total efficiency</i> dan <i>total cost per-foot</i> setiap sumur	32

DAFTAR TABEL

Tabel 4.1	Parameter yang digunakan pada perhitungan <i>total efficiency of solid control system</i> untuk <i>intermediate section</i>	24
Tabel 4.2	Parameter yang digunakan pada perhitungan <i>total efficiency of solid control system</i> untuk <i>production section</i>	25
Tabel 4.3	Hasil perhitungan parameter yang digunakan pada <i>intermediate section</i>	26
Tabel 4.4	Hasil perhitungan <i>total cost of diluted</i> pada <i>intermediate section</i>	26
Tabel 4.5	Hasil perhitungan <i>total cost of diluted</i> pada <i>intermediate section</i> (tambahan).....	27
Tabel 4.6	Hasil perhitungan parameter yang digunakan pada <i>production section</i>	28
Tabel 4.7	Hasil perhitungan <i>total cost of diluted</i> pada <i>production section</i> .	28
Tabel 4.8	Hasil perhitungan <i>total cost of diluted</i> pada <i>production section</i> (tambahan)	29
Tabel 4.9	Hasil perhitungan <i>total efficiency of solid control system</i>	30
Tabel 4.10	Hasil pengukuran <i>yield point</i> sumur A pada setiap <i>section</i>	30
Tabel 4.11	Hasil pengukuran <i>yield point</i> sumur E pada setiap <i>section</i>	30

DAFTAR LAMPIRAN

LAMPIRAN I	Perhitungan <i>total cost of deluted</i> dan <i>total efficiency of solid control</i> Sumur A <i>intermediete section</i>	35
LAMPIRAN II	Perhitungan <i>total cost of deluted</i> dan <i>total efficiency of solid control</i> Sumur A <i>production section</i>	39
LAMPIRAN III	Perhitungan <i>total cost of deluted</i> dan <i>total efficiency of solid control</i> Sumur B <i>intermediete section</i>	43
LAMPIRAN IV	Perhitungan <i>total cost of deluted</i> dan <i>total efficiency of solid control</i> Sumur B <i>production section</i>	47
LAMPIRAN V	Perhitungan <i>total cost of deluted</i> dan <i>total efficiency of solid control</i> Sumur C <i>intermediete section</i>	51
LAMPIRAN VI	Perhitungan <i>total cost of deluted</i> dan <i>total efficiency of solid control</i> Sumur C <i>production section</i>	55
LAMPIRAN VII	Perhitungan <i>total cost of deluted</i> dan <i>total efficiency of solid control</i> Sumur D <i>intermediete section</i>	59
LAMPIRAN VIII	Perhitungan <i>total cost of deluted</i> dan <i>total efficiency of solid control</i> Sumur D <i>production section</i>	63
LAMPIRAN IX	Perhitungan <i>total cost of deluted</i> dan <i>total efficiency of solid control</i> Sumur E <i>intermediete section</i>	67
LAMPIRAN X	Perhitungan <i>total cost of deluted</i> dan <i>total efficiency of solid control</i> Sumur E <i>production section</i>	71
LAMPIRAN XI	Perhitungan <i>total cost</i> dan <i>total efisiensi</i> masing-masing sumur	75
LAMPIRAN XII	Perhitungan <i>asumsi penghematan</i> yang dapat dilakukan apabila <i>solid control system</i> dilakukan dengan baik di awal pengeboran.....	80

DAFTAR SINGKATAN

API	<i>American Petroleum Institute</i>
OOIP	<i>Original oil in place</i>
GPM	<i>Gallon per-minute</i>
ROP	<i>Rate of penetration</i>



DAFTAR SIMBOL



E_t	<i>Total Efficiency of Solid System, fraction</i>
K_s	<i>Average Solid Concentration, fraction</i>
K_w	<i>Average Water Fraction, fraction</i>
V_m	<i>Volume of Mud Build, bbls</i>
V_w	<i>Water Add Volume, bbls</i>
V_c	<i>Volume of Drilled Solid Generated, bbls</i>
D	<i>Hole Diameter, in</i>
L	<i>Section Length, ft</i>
W	<i>Washout, fraction</i>
V_d	<i>Volume of Addition/ Delution Fluid Required, bbls</i>
DF	<i>Dilution Factor, fraction</i>
X	<i>Solid Removal Efficiency, fraction</i>
V_i	<i>Initial Volume in Tank, bbls</i>
K_i	<i>Initial Concentration of Drilled Solid, fraction</i>
X_c	<i>Solid Removal Efficiency, fraction</i>
V_f	<i>Final Volume in Tank, bbls</i>
Y	<i>Liquid Associated With Cutting, bbls</i>
V_{sw}	<i>Volume of Wet Solid To Be Disposed, bbls</i>
V_{lw}	<i>Volume of Liquid Waste To Be Disposed, bbls</i>
V_t	<i>Volume of Solids and Liquid To Be Disposed, bbls</i>

**EVALUASI KINERJA PERALATAN *SOLID CONTROL* PADA
LAPANGAN X DILIHAT DARI NILAI EFISIENSI *SOLID
CONTROL SYSTEM* DAN NILAI *TOTAL COST OF DILUTED*
PADA SUMUR A, B, C, D, DAN E**

HAKIM MAULANA ARYA

143210185

ABSTRAK

Kegiatan pengeboran merupakan bagian yang tidak asing pada industri minyak dan gas. Dalam kegiatan pengeboran, lumpur memiliki peranan yang sangat penting guna mendukung keberhasilan kegiatan pengeboran tersebut. Salah satu masalah yang umumnya dihadapi adalah banyaknya kandungan serpihan serbuk bor (*cutting*) di dalam lumpur seiring berjalannya kegiatan pengeboran. Hal ini disebabkan oleh peralatan *solid control* pada *circulating system* yang tidak berjalan dengan baik (Dahl, Saasen, & Omland, 2008).

Pada lapangan X penulis melihat proses pengeboran pada lapangan X. Sumur A dan B merupakan sumur yang belum diperhatikan kegiatan *solid control*-nya. Sedangkan 3 sumur lainnya yaitu sumur C, D, dan E merupakan sumur yang telah diperhatikan *solid control*-nya. Dengan dilakukannya evaluasi kegiatan *solid control* sebelum dan sesudah ditingkatkan yang dilihat dari nilai E_t (*total efficiency of solid control system*) serta melihat besar biaya yang bisa dilihat (*cost saving*) apabila kegiatan *solid control* dijaga dan dapat dilakukan dengan baik.

Dari hasil perhitungan *economic justification* diperoleh biaya terendah pada sumur E dengan biaya \$9,07/ft dan biaya tertinggi pada sumur A dengan biaya \$15,20/ft. Hal ini menunjukkan bahwa semakin baik kinerja *solid control* maka semakin rendah biaya yang dibutuhkan. Adapun biaya lainnya pada sumur B, sumur C, dan sumur D masing-masing secara berurutan yaitu \$13,86/ft, \$10,79/ft, dan \$11,71/ft. Apabila dilakukan maintenance *solid control* yang baik maka perusahaan dapat melakukan *cost saving* sebesar \$6,13/ft. Jika dihitung biaya yang dibutuhkan untuk pengeboran dengan kedalaman 1656 ft pada sumur A maka perusahaan bisa menghemat (*cost saving*) biaya sebesar \$10.151,28. Sedangkan, berdasarkan hasil perhitungan efisiensi *solid control* pada masing-masing sumur diperoleh kesinambungan dengan *total cost* yang dihitung sebelumnya. Nilai efisiensi tertinggi diperoleh dari data sumur E sedangkan yang terendah diperoleh dari data sumur A dengan nilai masing-masing yaitu 0,87 dan 0,39. Sedangkan nilai efisiensi sumur A, sumur C, dan sumur D yaitu 0,69, 0,82, 0,76.

Kata Kunci : *solid control, cutting, circulating system, E_t , cost saving, economic justification, total cost*

**PERFORMANCE EVALUATION OF SOLID CONTROL
EQUIPMENT IN THE X FIELD SEEN FROM THE VALUE OF
THE EFFICIENCY OF THE SOLID CONTROL SYSTEM AND
THE TOTAL COST OF DILUTED FOR WELL A, B , C, D, AND E**

HAKIM MAULANA ARYA

143210185

ABSTRACT

Drilling activities are a familiar part of oil and gas industries. In drilling activities, mud has important role in supporting of these drilling activities. One of the problems commonly daced is the large amount of cutting in the mud as drilling activities progress. This is caused by solid control equipment on the circulating system that does not work properly (Dahl, Saasen, & Omland, 2008).

In X field, writer identified the drilling process on field X. Well A and well B are not observed in solid control activities. While other 3 well are considered solid control. By evaluating solid control activities before and after improvement, it can be observed from the value of E_r (total efficiency of solid control system) and the value of cost saving if solid control activities are maintaned and done well.

From the result of economic justificaton calculations, the lowest cost is obtained in well E with value \$9.07/ft and the highest cost in well A with value \$15.20/ft. this shows that the better solid control performance, the lower the cost needed. As value for well B, well C, well D respectively are \$13,86/ft, \$10,79/ft, and \$11,71/ft. if good solid control maintainace is carried out, the company can make a sabling of \$6.13/ft. if the cost required for drilling is calculated at depth of 1656 ft in well A, the company can save costs of \$10,151.28. Whereas, based on the results of the calculation of solid control efficiency in each well, continuity is obtained with the total cost calculated previously. The highest efficiency value was obtained from well E, while the lowest was obtained from well A with values of 0.87 and 0.39 respectively. While the efficiency value of well A, well C, and well D respectively is 0.69, 0.82, 0.76.

Keyword : *solid control, cutting, circulating system, E_r , cost saving, economic justification, total cost*

BAB I

PENDAHULUAN

1.1. Latar Belakang

Kegiatan pengeboran merupakan bagian yang tidak asing lagi dilakukan, bahkan merupakan kegiatan terpenting di dalam dunia perminyakan. Dalam kegiatan pengeboran, lumpur memiliki peranan sangat penting guna mendukung keberhasilan kegiatan pengeboran tersebut. Salah satu masalah yang umumnya dihadapi adalah banyaknya kandungan serpihan serbuk bor (*cutting*) di dalam lumpur seiring berjalannya kegiatan pengeboran. Hal ini disebabkan oleh peralatan *solid control* pada *circulating system* yang tidak berjalan dengan baik (Dahl, Saasen, & Omland, 2008).

Oleh karena itu perlu dilakukan pengontrolan terhadap lumpur yang mengandung padatan yang dikenal dengan kegiatan *solid control*. Pengontrolan padatan dilakukan dengan menggunakan peralatan pada *mud conditioning* area. Adapun keuntungan yang dapat dihasilkan dari kegiatan ini yaitu menurunkan biaya operasional lumpur yang digunakan dan memperkecil kemungkinan terjadinya pipa terjepit, *sloughing*, dan permasalahan yang ditimbulkan oleh peningkatan tekanan pada lumpur (Bouse & Carrasquero, 1992).

Lapangan X adalah salah satu lapangan minyak yang dikelola oleh PT. CPI yang terletak di Duri Riau. Cekungan Sumatra Tengah merupakan cekungan penghasil minyak terbesar di Indonesia dimana lapangan minyak X sebagai salah satu lapangan yang berada di cekungan tersebut. Lapangan ini melakukan operasi pengeboran dan terindikasi terdapat banyaknya kandungan *solid* berlebih pada lumpur yang menyebabkan tidak efisiennya operasi pengeboran. Pada pengeboran lapangan X penulis melihat proses pengeboran, dan juga melihat produksi limbah yang dihasilkan dari lapangan tersebut. Pada penelitian ini penulis menganalisa 5 sumur pada lapangan X, dimana 2 sumur (sumur A dan sumur B) merupakan sumur yang belum diperhatikan kegiatan *solid control*-nya, sedangkan 3 sumur lainnya

(sumur C, sumur D, sumur E) adalah sumur yang telah ditingkatkan kegiatan *solid control*-nya.

Tujuan utama dari penelitian ini adalah untuk mengevaluasi kegiatan *solid control* sebelum dan setelah ditingkatkan yang dilihat dari nilai E_t (*total efficiency of solid control system*), serta untuk melihat besar biaya yang bisa dihemat (*cost saving*) apabila kegiatan *solid control* dijaga dan dapat dilakukan dengan baik.

1.2. Tujuan Penelitian

Tujuan dari penelitian Tugas Akhir ini adalah sebagai berikut:

1. Menghitung *economic justification* untuk proses pengeboran yang menggunakan *solid control system*.
2. Mengevaluasi total efisiensi kinerja dari *solid control system* pada setiap sumur dengan prosedur API.

1.3. Batasan Masalah

Untuk mendapatkan hasil penelitian yang lebih terarah dan tidak menyimpang dari tujuan penelitian yang dimaksud, maka dalam penelitian ini hanya dibatasi pada beberapa hal sebagai berikut:

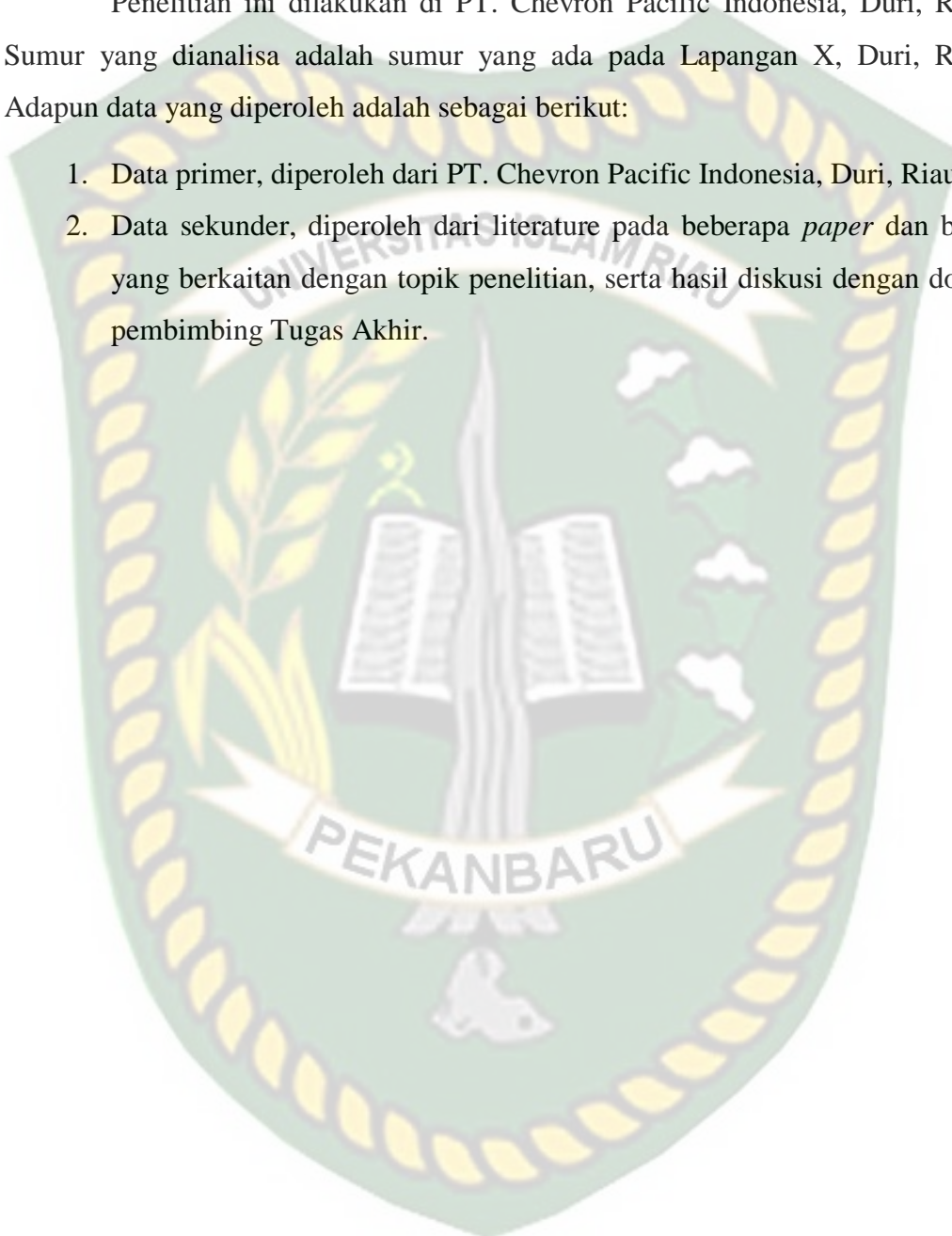
1. Penelitian ini hanya dilakukan pada 5 sumur pada lapangan yang sama dengan karakteristik geologi sama. Dimana masing-masing sumur (sumur A, sumur B, sumur C, sumur D, dan sumur E) dilakukan pengeboran secara urut dari sumur A ke sumur E.
2. Metode perhitungan yang digunakan untuk menganalisa sumur ini adalah metode perhitungan API untuk efisiensi *solid control system* dan metode *material balance* untuk *economic justification analysis*.
3. *Economic justification* dianalisa dengan mengabaikan peningkatan efisiensi *penetration rate*, dan *trouble cost*. Sehingga analisa hanya dilakukan berdasarkan data yang memberikan dampak langsung seperti data *addition/dilution cost* dan *disposal cost*.

4. Parameter yang dianalisa hanyalah E_t (*total efficiency solid control system*) dan *Total Cost*.

1.4. Metodologi Penelitian

Penelitian ini dilakukan di PT. Chevron Pacific Indonesia, Duri, Riau. Sumur yang dianalisa adalah sumur yang ada pada Lapangan X, Duri, Riau. Adapun data yang diperoleh adalah sebagai berikut:

1. Data primer, diperoleh dari PT. Chevron Pacific Indonesia, Duri, Riau.
2. Data sekunder, diperoleh dari literature pada beberapa *paper* dan buku yang berkaitan dengan topik penelitian, serta hasil diskusi dengan dosen pembimbing Tugas Akhir.





Gambar 1.1 Flowchart Tugas Akhir

BAB II

TINJAUAN PUSTAKA

2.1 *Solid Control*

Allah Ta'ala berfirman di dalam surah Al-Isra' ayat 70 yang artinya “*Dan sesungguhnya telah Kami muliakan anak-anak Adam. Kami angkut mereka di daratan dan di laut, kami beri mereka rezeki yang baik-baik dan kami lebihkan mereka dari kebanyakan makhluk yang Kami ciptakan*” (QS. Al-Isra' : 70). Dari firman Allah Ta'ala diatas telah jelas bahwa kemajuan ilmu pengetahuan dapat membantu kita dalam mendapatkan nikmat Allah Ta'ala (Bakry H. O., 1983). Termasuk pada industri minyak dan gas bumi. Salah satu yang berkembang pesat adalah teknologi di bidang pengeboran minyak bumi terutama pada sistem *solid control*.

Solid control merupakan dasar dari setiap sistem lumpur pengeboran. Semakin sedikit kadar *solid* pada lumpur maka semakin fungsional sistem tersebut (Planck, 1980). Selain itu, penggunaan peralatan *solid control* yang tepat sangat penting untuk dilakukan untuk menjaga agar *rheology* lumpur pengeboran tetap sama seperti yang diinginkan selama pengeboran berlangsung (Dahl, Saasen, & Omland, 2008). Selain itu *rheology* lumpur pengeboran sangat berpengaruh terhadap *drilling speed, efficiency, safety, dan drilling cost* (Novriati, Khalid, & Melysa, 2018). Pada banyak kasus, sistem *solid control* yang baik dapat mengurangi terjadinya pipa bor terjepit, *loss circulation*, menurunkan biaya lumpur pengeboran dan menurunkan biaya disposal (Robinson, Historical Perspective and Introduction, 2005). Penurunan biaya operasi pengeboran diperoleh karena meningkatnya *penetration rates* dan menurunnya waktu operasi rig. Planck melakukan analisa pada sebuah sumur yang memiliki masalah kandungan *solid* di South-Central Texas, sumur tersebut menggunakan sistem lumpur *water based mud* (Planck, 1980). Pentingnya menjaga agar setiap komponen *solid control* bekerja dengan baik terlihat dari menurunnya kinerja

desilter yang membuat berat lumpur terus meningkat dari 9,6 lb/gal menjadi 10,6 lb/gal. Dengan meningkatnya berat lumpur maka permasalahan selanjutnya yang muncul adalah kondisi lubang bor menjadi sulit dikontrol, dan peningkatan biaya lumpur akibat terjadinya *loss circulation*.

Salah satu langkah yang bisa diterapkan pada pemboran untuk meningkatkan performa *solid control system* adalah dengan menggunakan *mud distributor tank* yang berguna untuk mengatur aliran lumpur kembali ke dalam sumur. Seperti yang dijelaskan oleh Irawan pada jurnalnya yaitu dengan menggunakan *mud distributor tank* dapat dengan efektif menurunkan kadar *solid* pada lumpur yang dilihat dari penurunan *yield point* 17%, dan *low gravity solids* 25% (Irawan, Kinif, & Bayuaji, 2017).

2.1.1 Peralatan Solid Control

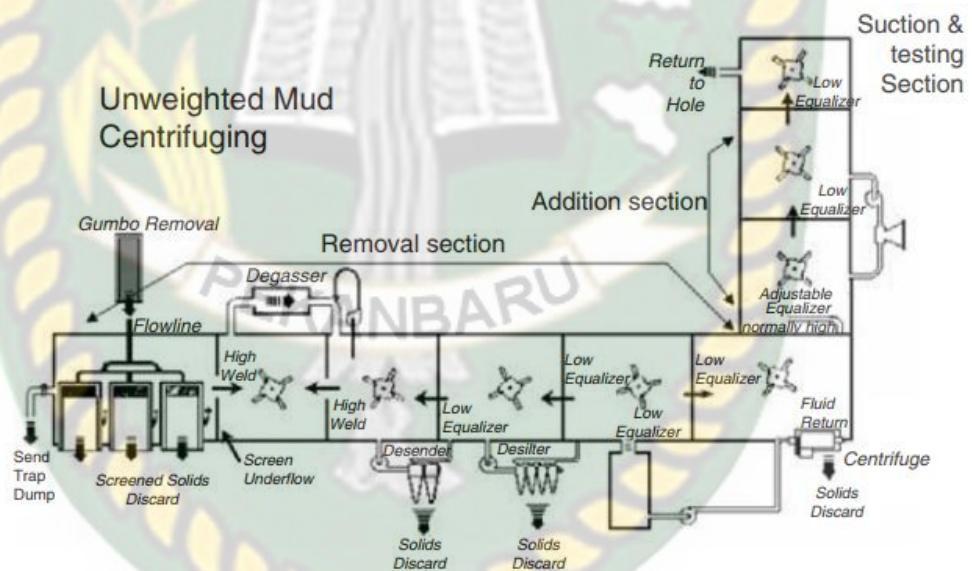
Manajemen padatan pengeboran telah berkembang dalam beberapa tahun dan semakin menantang. Perubahan dan peningkatan peralatan telah menjadi pertimbangan sebagai bentuk antisipasi terhadap meningkatnya biaya pengeboran. Dalam hal ini, berdampak secara langsung pada industri pengeboran. Sebagaimana yang diketahui bahwa *polymer* merupakan fluida pengeboran yang lebih baik dari jenis senyawa fluida pengeboran sebelumnya. Namun penggunaan senyawa *polymer* juga membutuhkan biaya yang mahal. Sehingga diperlukannya peningkatan *drilling fluid management*, spesifikasi, *solid control*, dan *auxiliary processes*. (Robinson, Historical Prespective and Introduction, 2005)

Berikut adalah penjelasan secara ringkas mengenai komponen peralatan *solid control* yang digunakan:

1. Tank arrangement

Tujuan dari peralatan pengolahan lumpur di permukaan rig berguna untuk menjaga volume lumpur selama pengeboran berlangsung. Peralatan permukaan harus memiliki kemampuan untuk mengakomodasi segala sesuatu yang dibutuhkan selama pengeboran berlangsung. Sebagai contoh

apabila dilakukan pengeboran pada lubang bor dengan diameter $14\frac{3}{4}$ in dengan laju pengeboran 200 ft/hr dan *solid removal efficiency*, *solid-removal system* harus mampu memisahkan 34 bbls *drilled solids* per-jam yang artinya lumpur pengeboran berkurang sebanyak 102 bbls per-jam. Jika pada kasus ini peralatan di rig tidak mampu mencampurkan fluida lumpur untuk menggantikan lumpur yang berkurang, tentunya akan mempengaruhi proses pengeboran. Kebanyakan *pit* untuk fluida pengeboran berbentuk persegi dengan dasar permukaan datar. Umumnya setiap *tank* harus memiliki area permukaan untuk pelepasan udara dari fluida lumpur. Komponen peralatan pada bagian ini terbagi atas 2 yaitu *active system* dan *auxiliary system*. Peralatan yang termasuk *active system* adalah *sands trap*, *degasser suction*, *desilter suction*, *centrifuge suction*, dan *discharge pit*. Sedangkan yang termasuk kedalam *auxiliary tank system* adalah *trip tank*, *slug tank*, dan *reserve tank*. (Morgan, Tank Arrangement, 2005)



Gambar 2.1 Design tank and equipment arrangement (Morgan, Tank Arrangement, 2005)

2. Scalping Shakers dan Gumbo Removal

Gumbo terbentuk pada anulus berupa kumpulan partikel lengket satu sama lainnya. Gumbo memiliki struktur yang basah, berupa kumpulan *clay*, ataupun partikel di permukaan *limestone*. Umumnya ditemukan pada pengeboran yang dilakukan di lautan (*offshore drilling*). Kumpulan gumbo bisa mencapai permukaan hingga memenuhi permukaan *rotary bushing* pada *rotary table*. Untuk itu perlu dihilangkan sebelum lumpur pengeboran yang disirkulasikan mencapai peralatan *shale shaker*. Gambar 2.2 dibawah adalah bentuk peralatan *gumbo removal device*. Sedangkan *scalping shaker* adalah peralatan yang ditambahkan pada peralatan *shale shaker* untuk mengatasi gumbo agar tidak melewati *screen layer*. (Morgan, Tank Arrangement, 2005)



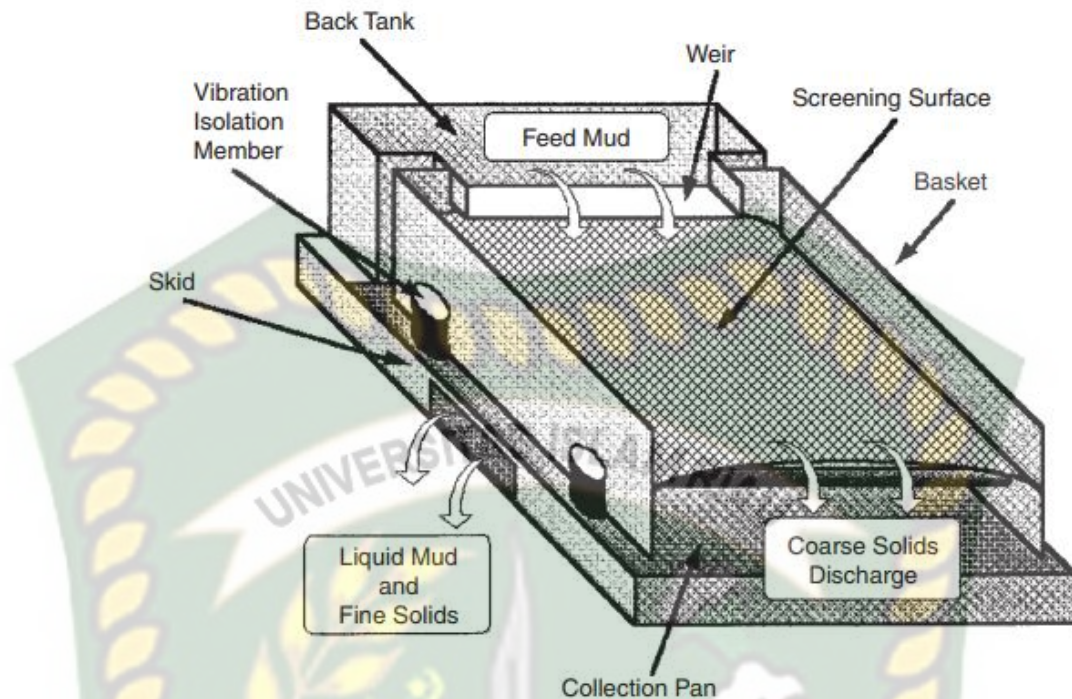
Gambar 2.2 *Gumbo removal device* (Morgan, Tank Arrangement, 2005)

3. *Shale Shakers*

Sejak tahun 1930, *shale shaker* pada Gambar 2.3 adalah peralatan dominan yang digunakan sebagai peralatan utama *solid removal* (Dahl, Saasen, & Omland, 2008). *Shale shaker* merupakan peralatan yang

umumnya digunakan untuk memisahkan material padatan hasil pengeboran dengan menggunakan mekanisme getaran dan komponen berupa saringan. *Shale shaker* bisa digunakan pada seluruh jenis lumpur pengeboran. Pemilihan penggunaan *screen* dikontrol oleh laju alir sirkulasi lumpur, *shaker design*, *well-bore properties*, dan *drilling fluid properties*. Kebanyakan operasi pengeboran biasanya melibatkan perencanaan yang didasarkan pada pengalaman dan desain teknis untuk konstruksi sumur. Perencanaan konfigurasi peralatan diharapkan bisa dilihat dari grafik guna menentukan ukuran *shale shaker* yang dibutuhkan untuk seluruh sumur di dunia. Namun kenyataannya terlalu banyak variabel yang mempengaruhi selama pengeboran berlangsung. Salah satu permasalahan yang ditimbulkan oleh peningkatan kadar *solid* adalah meningkatnya *plastic viscosity* lumpur pemboran. Peningkatan *plastic viscosity* menyebabkan permasalahan seperti (Froment, Rodt, Houwen, & Titreville, 1986),

- a. Mengurangi kapasitas laju alir pada *screen mash*.
- b. Tidak ada perubahan *cut point* pada setiap kombinasi *mesh* yang digunakan.



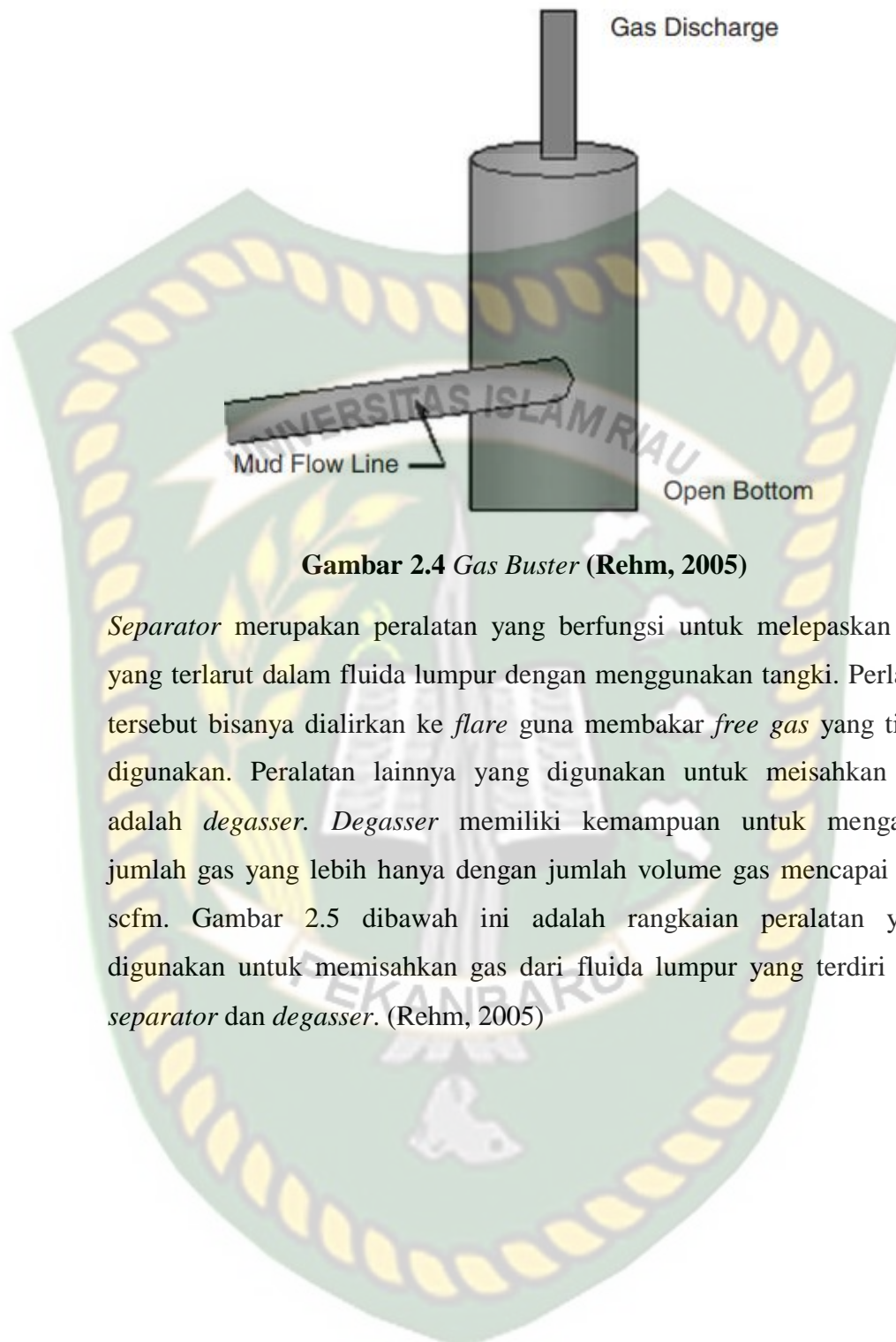
Gambar 2.3 *Shale shaker* dengan tangki belakang (Merrill & Robinson, 2005)

4. *Settling Pits*

Settling Pit merupakan bagian dari *solid system* yang berada setelah peralatan *shale shake*. *Settling pits* atau *sand traps* berfungsi sebagai media untuk menjebak partikel *solid* lebih halus agar terjaring dan terpisah dari fluida lumpur. Setelah melewati *settling pits* maka lumpur akan mengalir ke peralatan selanjutnya. (Robinson, *Settling Pits*, 2005)

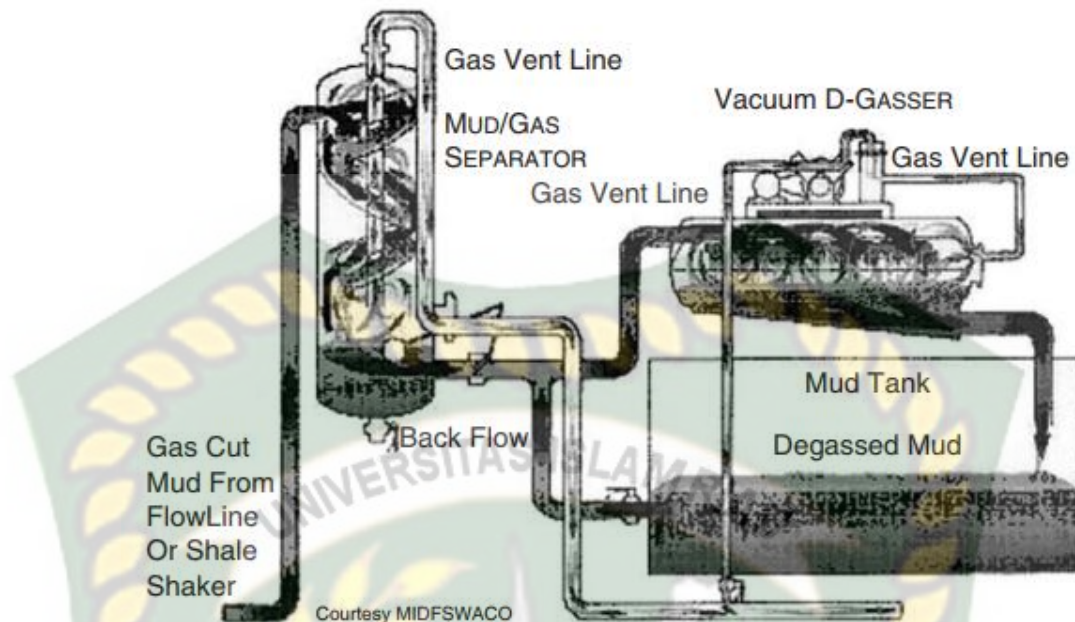
5. *Gas Buster, Saparators, dan Degassers*

Gas buster merupakan peralatan yang digunakan untuk memisahkan gas dengan fluida yang melewati *shale shaker*. Lumpur bergerak melewati *inlet spins*, dan gaya sentrifugal mendesak gas untuk terlepas dan bergerak ketengah. Sedangkan lumpur akan bergerak kebawah melalui pipa seperti pada gambar 2.4 dibawah.



Gambar 2.4 Gas Buster (Rehm, 2005)

Separator merupakan peralatan yang berfungsi untuk melepaskan gas yang terlarut dalam fluida lumpur dengan menggunakan tangki. Peralatan tersebut biasanya dialirkan ke *flare* guna membakar *free gas* yang tidak digunakan. Peralatan lainnya yang digunakan untuk memisahkan gas adalah *degasser*. *Degasser* memiliki kemampuan untuk mengatasi jumlah gas yang lebih hanya dengan jumlah volume gas mencapai 100 scfm. Gambar 2.5 dibawah ini adalah rangkaian peralatan yang digunakan untuk memisahkan gas dari fluida lumpur yang terdiri atas *separator* dan *degasser*. (Rehm, 2005)



Gambar 2.5 Swaco “total gas containment system”™ (Rehm, 2005)

6. Agitation Equipment

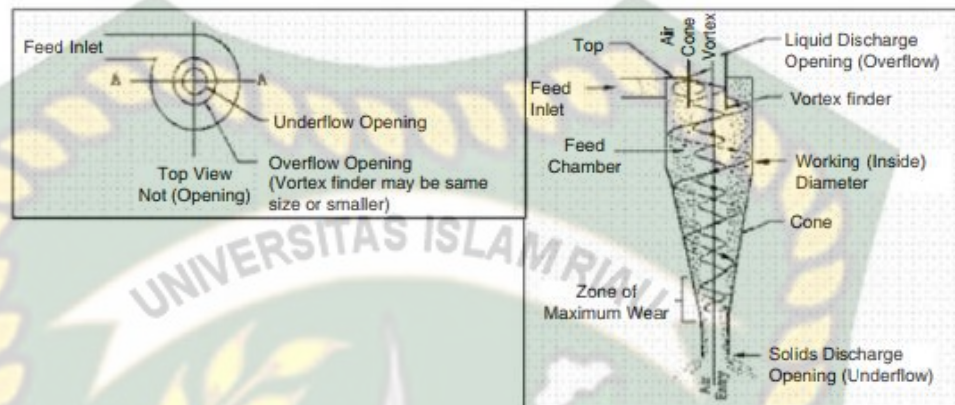
Tujuan peralatan *mud system* adalah untuk menjaga kondisi lumpur sebelum dialirkan kebawah permukaan. *Mechanical agitators* digunakan untuk fluida pengeboran di tangki permukaan. Pada umumnya *mechanical agitators* memiliki komponen yang terdiri atas *drive motor*, *geared reducer*, *gearbox output shaft*, dan *impeller*. Tujuan penggunaan *agitation* adalah untuk menyeragamkan suspensi padatan agar memiliki *physical properties* yang sama. (Richards, 2005)

7. Hydrocyclones

Gambar 2.6 dibawah ini adalah skema aliran pada komponen peralatan *hydrocyclone* (Morgan, Hydrocyclones, 2005). *Hydrocyclone* merupakan peralatan sederhana yang mengkonfersi tekanan dengan menggunakan *centrifugal pump* menggunakan gaya *centrifugal*. Menyebabkan suspensi padatan pada lumpur untuk dipisahkan dari fluida. Pemisahan ini dipercepat oleh gaya gravitasi yang disebabkan oleh gaya sentrifugal di dalam *cone*. Salah satu permasalahan yang ditimbulkan oleh peningkatan kadar *solid* adalah meningkatnya *plastic viscosity* lumpur pemboran.

Peningkatan *plastic viscosity* menyebabkan permasalahan seperti (Froment, Rodt, Houwen, & Titreville, 1986),

- a. Jika *feed pump* ukurannya sesuai, maka laju alir akan konstan.
- b. Nilai *cut-point* pada *cone* akan rendah.

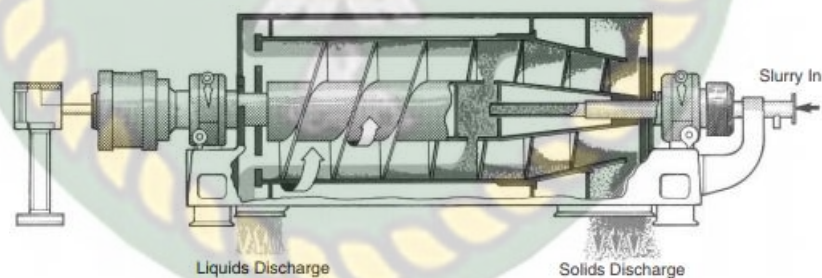


Gambar 2.6 *Hydrocyclone flow illustration* (Morgan, *Hydrocyclones*, 2005)

8. *Mud Cleaners*

Merupakan kombinasi *hydrocyclones* yang ditaruh diatas *shale shaker screen* dengan sedikit bukaan. *Mud cleaner* bisa sewa atau dibeli sebagai unit tunggal yang nantinya dirakit di lapangan. Pada prinsipnya *mud cleaner* digunakan untuk memisahkan kandungan *solid* dnegan ukuran sedikit lebih besar dari *barite*. (Robinson, *Mud Cleaners*, 2005)

9. *Centrifuges*



Gambar 2.7 Penampang melintang *centrifuges* (Bouse E. , 2005)

Gambar 2.7 merupakan peralatan mekanis yang digunakan untuk memisahkan kandungan *solid* dari *slurries* (Bouse E. , 2005). Pada

lapangan minyak *centrifuges* digunakan untuk membagi fluida pengeboran menjadi dua jenis aliran fluida yaitu aliran *high-density* dan aliran *low-density*. Sebagaimana fluida melewati *rotating bowl*, gaya sentrifugal memaksa partikel yang lebih besar bergerak ke dinding *bowl*. Dimana nantinya akan dikumpulkan ke arah *underflow discharge ports* dengan *concentric auger* yang juga dikenal dengan *scroll* atau *conveyor*. Salah satu permasalahan yang ditimbulkan oleh peningkatan kadar *solid* adalah meningkatnya *plastic viscosity* lumpur pemboran. Peningkatan *plastic viscosity* menyebabkan permasalahan seperti (Froment, Rodt, Houwen, & Titreville, 1986),

- a. Laju alir dan *cut-point* saling mempengaruhi, untuk laju alir tertentu nilai *cut-point* cenderung rendah.

2.1.2 Menghitung *Total Efficiency of Solid Control System*

The API merekomendasikan metode lapangan untuk mengevaluasi efisiensi total *drilling fluid processing system* untuk sistem *water-based mud*. Seperti halnya analisa performa suatu sistem, prosedur ini bergantung pada keakuratan informasi *dilution volume*. Adapun prosedur yang digunakan adalah sebagai berikut (Lal, 1988; PT. Chevron Pacific Indonesia, 2019):

1. Parameter yang digunakan adalah data retort dan data volume air yang ditambahkan.
2. Dari data retort, tentukan nilai *average drilled solid concentration* (k_s) dan nilai *average water fraction* (k_w).
3. Hitung nilai *volume of mud built* (V_m).

$$V_m = \frac{V_w}{K_w} \dots\dots\dots (1)$$

4. Hitung nilai *volume drilled solids* (V_c).

$$V_c = 0,000971 \times D^2 \times L \times W \dots\dots\dots (2)$$

5. Hitung nilai *dilution volume required* jika tidak ada *solid* yang dibuang (V_d).

$$V_d = \frac{V_c}{k_s} \dots\dots\dots (3)$$

6. Hitung nilai *dilution factor* (DF).

$$DF = \frac{V_m}{V_d} \dots\dots\dots (4)$$

7. Hitung nilai *total solids removal performance* (E_t).

$$E_t = (1 - DF) \text{ dikalikan } 100 \text{ agar nilai dalam persentase} \dots\dots\dots (5)$$

Efisiensi *solid removal* berpengaruh langsung terhadap biaya *dilution*, material yang digunakan dan *waste disposal*. Pendekatan *mass balance* bisa digunakan untuk memprediksi *total dilution* dan *waste volume* sebagai fungsi dari *solid removal efficiency*.

2.1.3 Menghitung *Total Cost of Dilution*

Dampak dari *solid control* yang baik bisa sangat signifikan dan bisa mengarah kepada substansi penghematan biaya. Meskipun keuntungan dari menggunakan peralatan *solid control* yang baik sangat banyak, penghematan biaya tidak terlihat secara langsung pada perhitungan ekonomi pengeboran sederhana. Sebagai contoh, penghematan yang dipengaruhi oleh menurunnya biaya *trouble cost*, dan peningkatan *penetration rate*. Meskipun parameter tersebut merupakan parameter substansial yang bisa mempengaruhi *saving cost*, namun pengaruh parameter tersebut tidak bisa dihitung dengan akurat. Hal yang paling mudah dilakukan adalah menganalisanya dari volume *drilling fluid* yang digunakan, dimana konsumsi material lumpur sangat mudah untuk dipantau dan parameter *mud properties* merupakan indikator langsung dari performa *solid control system* (Lal, 1988; PT. Chevron Pacific Indonesia, 2019).

Efisiensi *solid control system* secara langsung mempengaruhi oleh *dilution cost*. Ketika *dilution water* ditambahkan kedalam sistem, maka muncullah 3 parameter biaya secara simultan, yaitu:

1. *Dilution water cost*
2. *Cost of additives to maintain stable mud properties*
3. *Disposal cost*

Penghematan biaya yang disebabkan oleh peningkatan *penetration rates* dan *reduced trouble time* tidak bisa digunakan sebagai justifikasi dari peningkatan

performa peralatan *solid control*. Pada banyak kasus, keuntungan ekonomis yang disebabkan oleh penurunan biaya *dilution* dan *disposal* sudah lebih dari cukup untuk digunakan sebagai justifikasi. Keuntungan ekonomis dalam hal *mud consumption* dan *disposal* bisa ditentukan dengan menggunakan metode *mass balance* sederhana. Langkah perhitungan yang digunakan di dalam perhitungan ini adalah sebagai berikut (Lal, 1988):

1. Tentukan volume *cutting* yang dihasilkan pada interval yang digunakan.

$$V_c = 0,000971 \times D^2 \times L \times W \dots\dots\dots (6)$$

2. Hitung nilai *dilution volume* untuk persentase *drilled solids removed*.

$$V_d = \frac{(1-k_s)}{k_s} (1 - X)V_c - V_i + \frac{k_i}{k_s} V_i \dots\dots\dots (7)$$

3. Hitung nilai *associated dilution volume* yang dibutuhkan agar hanya menghasilkan *wet solids*.

$$X_c = \frac{V_c - k_s(V_f + V_c) + k_i V_i}{V_c(1 + k_s Y)} \dots\dots\dots (8)$$

$$V_d = (V_f - V_i) + X_c V_c (1 + Y) \dots\dots\dots (9)$$

4. Hitung nilai *total volume of solids and liquids*.

$$V_t = V_i + V_c + V_d \dots\dots\dots (10)$$

5. Hitung nilai *wet solids volume* dan *liquid volume*, yang dihasilkan pada saat membor interval yang ditentukan.

$$V_{sw} = X V_c (1 + Y) \dots\dots\dots (11)$$

$$V_{lw} = V_t - (V_f + V_c + V_{sw}) \dots\dots\dots (12)$$

6. Hitung nilai *total liquid* untuk *disposal*.

$$V_{lw} = V_t - V_{sw} \dots\dots\dots (13)$$

Ketika *waste volumes* telah dihitung, *total dilution* dan *disposal cost* untuk interval yang diinginkan bisa dihitung dengan memperkirakan biaya *equipment rental cost*, *addition/dilution cost*, dan *liquid/solids disposal cost*.

BAB III

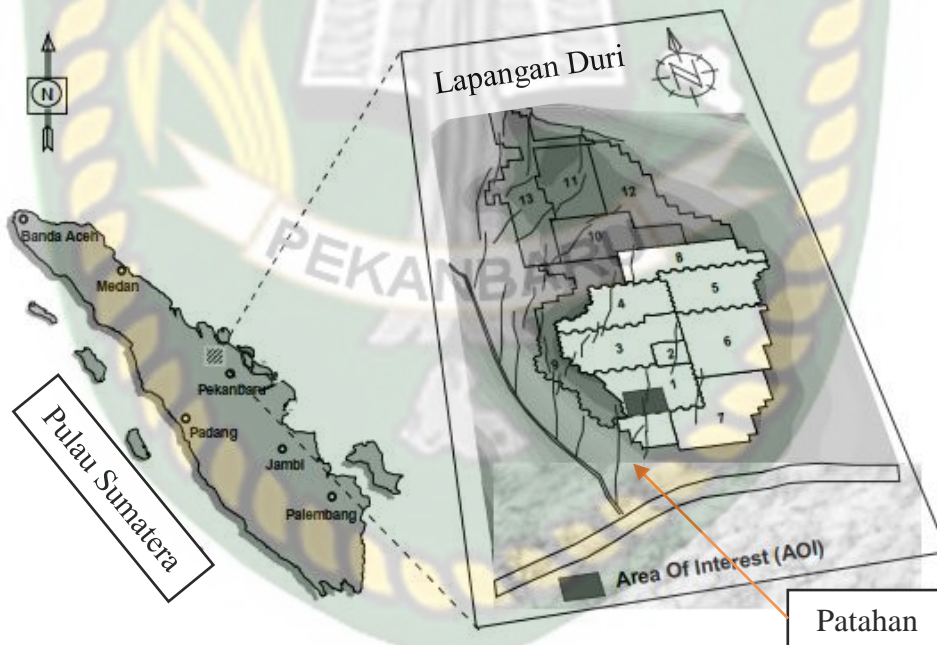
GAMBARAN LAPANGAN

Selama lebih dari 90 tahun, PT. Chevron Pasific Indonesia telah menjadi produsen energi terkemuka di Indonesia. Kemitraan Chevron dengan masyarakat dan Pemerintah Indonesia dapat ditelusuri sejak tahun 1924, ketika *Standard Oil Company of California (Socal)*, kini Chevron, mengirimkan ekspedisi geologi ke Pulau Sumatera. Pada tahun 1941, Chevron melakukan pengeboran di Lapangan Duri. Teknologi *steamflood* pertama kali diterapkan pada tahun 1985, dan sekarang Duri menjadi proyek *enhanced-recovery steamflood* di dunia. Pada tahun 1944, salah satu sumur di dekat desa di Minas menjadi lapangan minyak terbesar yang pernah ditemukan di Asia Tenggara. Produksi pun dimulai di tahun 1952. Lebih dari setengah abad, Chevron telah memproduksi lebih dari 12 miliar barel minyak dari lapangan-lapangan darat di Provinsi Riau maupun lapangan-lapangan lepas pantai di Provinsi Kalimantan Timur. (PT. Chevron Pasific Indonesia, 2019)

PT. Chevron Pacific Indonesia (PT CPI) memiliki 100 persen saham kepemilikan dan mengoperasikan Blok Rokan yang akan berakhir pada tahun 2021. Produksi bersih rata-rata pada tahun 2017 tercatat sebesar 122.000 barel minyak dan 21 juta kaki kubik gas alam. Duri adalah lapangan terbesar di Blok Rokan. Teknologi *steamflood* telah diaplikasikan di Duri sejak tahun 1985 dan merupakan salah satu proyek pengembangan *steamflood* terbesar di dunia. Pada tahun 2017, produksi bersih rata-rata sebesar 54.000 barel minyak mentah. Pengeboran sumur sisipan dan pengerjaan ulang sumur terus dilakukan pada tahun 2017. Produksi Blok Rokan saat ini berasal dari 75 lapangan aktif yang menghasilkan *Sumatra Light Crude*, dengan produksi bersih rata-rata per hari sebesar 68.000 barel minyak mentah dan 21 juta kaki kubik gas alam pada tahun 2017. Produksi dihasilkan dari pengeboran sumur sisipan, aktivitas pengerjaan ulang dan injeksi air. (PT. Chevron Pasific Indonesia, 2019)

3.1 Deskripsi Lapangan Duri

Penelitian ini dilakukan pada lapangan Duri yang terletak di pulau Sumatera, Indonesia. Lapangan Duri terbagi atas 14 area pengembangan. Duri *steamflood* dimulai pada tahun 1985 pada Area 1. Struktur lapangan duri berbentuk *asymetrical anticline* dengan sumbu *North-South* yang memenuhi 130 km². Proyek Duri *steamflood* dibagi menjadi 14 area pengembangan. 14 area dikembang secara bertahap mengikuti hasil studi pengembangan lapangan Duri yang dilakukan pada tahun 1980. Sampai saat ini injeksi uap masih dilakukan di semua area yang ada pada lapangan Duri, yaitu area 2 – 13. Sedangkan Area-1 sudah dihentikan program *steamflood*-nya. Reservoir produktif utama terdapat pada kedalaman 300 ft sampai 700 ft. sisi timur lapangan umumnya *homocline* dengan kemiringan 3 sampai 5 derajat, sedangkan sisi tengah sampai barat kemiringannya menjadi naik dan rumit, terdapat patahan. Pada gambar 3.1, menunjukkan peta lokasi setiap area dan rencana pengembangan area (Sigit, Satriana, Peifer, & Linawati, 1999).



Gambar 3.1 Peta Lapangan Duri (Sigit, Satriana, Peifer, & Linawati, 1999)

Area 1, 3, 4, dan 5 dikerjakan dengan pattern *7 spot inverted* yang memiliki luas area 11.625 hektar. Area 6, 7, 8, 9, 10, dan 11 menggunakan pattern

9 *spot inverted* dengan luas area 15.5 hektar. Tipe kompleksi yang digunakan bervariasi seperti perforasi *case hole completion* tetapi sebagian besar produksi diselesaikan dengan *openhole gravel packs completion*. *Injection completion* dilakukan dengan menyelesaikan $\frac{1}{2}$ well dengan *comingle packer completion* dan $\frac{1}{2}$ lagi diselesaikan dengan *slimhole injector*.

3.2 Karakteristik Reservoir

Sesar geser mendatar “*Sebanga Fault*” membatasi struktur Duri sepanjang sisi barat. Sesar-sesar lapangan minyak Duri mempunyai kemiringan yang curam (65 derajat sampai vertikal) dengan pergeseran semu dari 10 sampai 100 ft. Lapangan minyak Duri merupakan struktur antiklin yang hampir simetris, membentang dari arah utara keselatan sepanjang 18 km dengan lebar 8 km. Patahan-patahan dengan arah Timur Laut – Barat Daya terdapat dibagian Utara, dan yang berarah Utara – Selatan dibagian Selatan daerah lapangan minyak Duri ini. (PT. Chevron Pacific Indonesia, 2018)

Reservoir minyak ditemukan pada lapisan-lapisan batu pasir berumur “*Early Miocene*” pada kedalaman 300 sampai 700 ft, yaitu formasi-formasi Duri dan Bekasap dimana satu dengan yang lain dipisahkan dengan lapisan *shale* yang hampir menerus. Lapisan-lapisan batu pasir dari kedua formasi ini dapat dikelompokkan dalam tiga kelompok besar. Kelompok paling atas adalah Rindu, pertama dan kedua yang merupakan kelompok terpenting karena mengandung sekitar dua pertiga dari seluruh cadangan minyak dilapangan minyak Duri. Kelompok yang paling bawah adalah kelompok Baji, Jaga, dan Dalam yang penyebarannya hanya terdapat dibagian Selatan struktur Duri saja. (PT. Chevron Pacific Indonesia, 2018)

Ketebalan rata-rata dari gabungan seluruh lapisan anggota formasi Duri dan Bekasap adalah 140 feet. Jebakan gas (Gas Cap) ditemui pada lapisan-lapisan Rindu dan Pertama dibebberapa daerah lapangan minyak Duri. Batas air-minyak (*Oil Water Contact*) pada lapisan-lapisan utama, pertama dan kedua mempunyai elevasi yang berlainan pada daerah yang berbeda. Data-data tentang sifat fisik batuan *reservoir* diperoleh dari analisa terhadap sejumlah 2200 *sample* batuan

yang diambil secara konvensional pada waktu pengeboran dan waktu *logging*. Sebagian besar dari jumlah data tersebut berasal dari lapisan pertama dan kedua. (PT. Chevron Pacific Indonesia, 2018)

3.3 Statigrafi Lapangan Duri

Statigrafi regional daerah Duri terlihat pada Gambar 3.2. Hasil studi biostatigrafi regional telah memetakan bagian statigrafi waktu dari umur Miosen ke tingkat lokal (Wongsosantiko, 1976). Tingkatan ini menunjukkan perbedaan yang jelas antara unit-unit statigrafi batuan dan statigrafi waktu yang telah memberikan pengertian dari unit variasi sedimentasi lateral. Lapangan minyak Duri mempunyai statigrafi dari bawah keatas, yaitu:

1. Formasi Pematang,
Merupakan formasi tertua yang tertembus oleh sumur-sumur pada lapangan Duri. Letaknya tidak bersesuaian dengan kompleks batuan dasar pra-tercier dengan litologi dan komposisi tanpa adanya fosil, aneka batuan lempung dari ukuran halus sampai kasar pada lapisan pasir *shale* yang kompak berasal dari batuan dasar.
2. Formasi Bangko,
Disebut sebagai formasi dalam yang mengandung *calcareous shale* dan batu pasir yang diselingi dengan *limestone*.
3. Formasi Bekasap,
Pengendapan pada formasi bekasap yang terjadi selama tingkat transgesi *paleogen* yang dipengaruhi oleh inti benua. Bagian bawahnya terendapkan dalam dataran delta melalui celah pada fasies muka delta yang disebabkan oleh perpindahan saluran distribusi pada bagian atas formasi bekasap. Sebagai hasil perkembangan variasi fasies muka delta, contohnya adalah penyekatan garis pantai distribusi aliran pasir dan distribusi penyekat mulut delta. Ditinjau dari reservoirnya formasi bekasap yang dibagi jadi dua zona produktif:
 - a. Anggota bawah yang ditunjukkan oleh Baji, Jaga dan Dalam.
 - b. Anggota atas yang ditunjukkan oleh zona pertama dan kedua.

Aktifitas pembentukan sistem delta kearah selatan dan tenggara menghasilkan perubahan fasies yang sangat cepat, karena itu pengendapan dari sekat garis pantai dan distribusi mulut delta selalu diikuti dengan pengendapan dari batuan pasir kompak. Dalam beberapa area perluasan baris kearah atas telah berkembang tepat diatas top lapisan pasir Pertama dan Kedua. Proses terjadinya in dapat dipengaruhi oleh energi yang tinggi dan pengendapan selama miosen.

4. Formasi Duri

Formasi duri menyesuaikan dengan formasi bekasap. Bagian bawah formasi ini ditunjukkan oleh lapisan pasir Rindu yang dibagi menjadi Rindu Pertama, Rindu Kedua, dan Rindu Ketiga. Biasanya lapisan pasir Rindu ditunjukkan sebagai sekat garis pantai dengan persamaan perkembangan dari distribusi terusan lapisan pasir. Lapisan *Shale Out* yang terletak pada rindu Kedua ternyata berkembang luas, bagian atas formasi ini mengandung lapisan batu pasir dan lapisan lempung.

5. Formasi Petani

Sedimen termuda yang ditemukan dilapangan Duri adalah Formasi Petani, berupa sedimen regresif dari *shale* hijau keabu-abuan dari *silt* diantara lapisan-lapisan pasir. Formasi ini menerangkan sisi sebelah Barat antiklin lapangan Duri.

6. Formasi Telisa

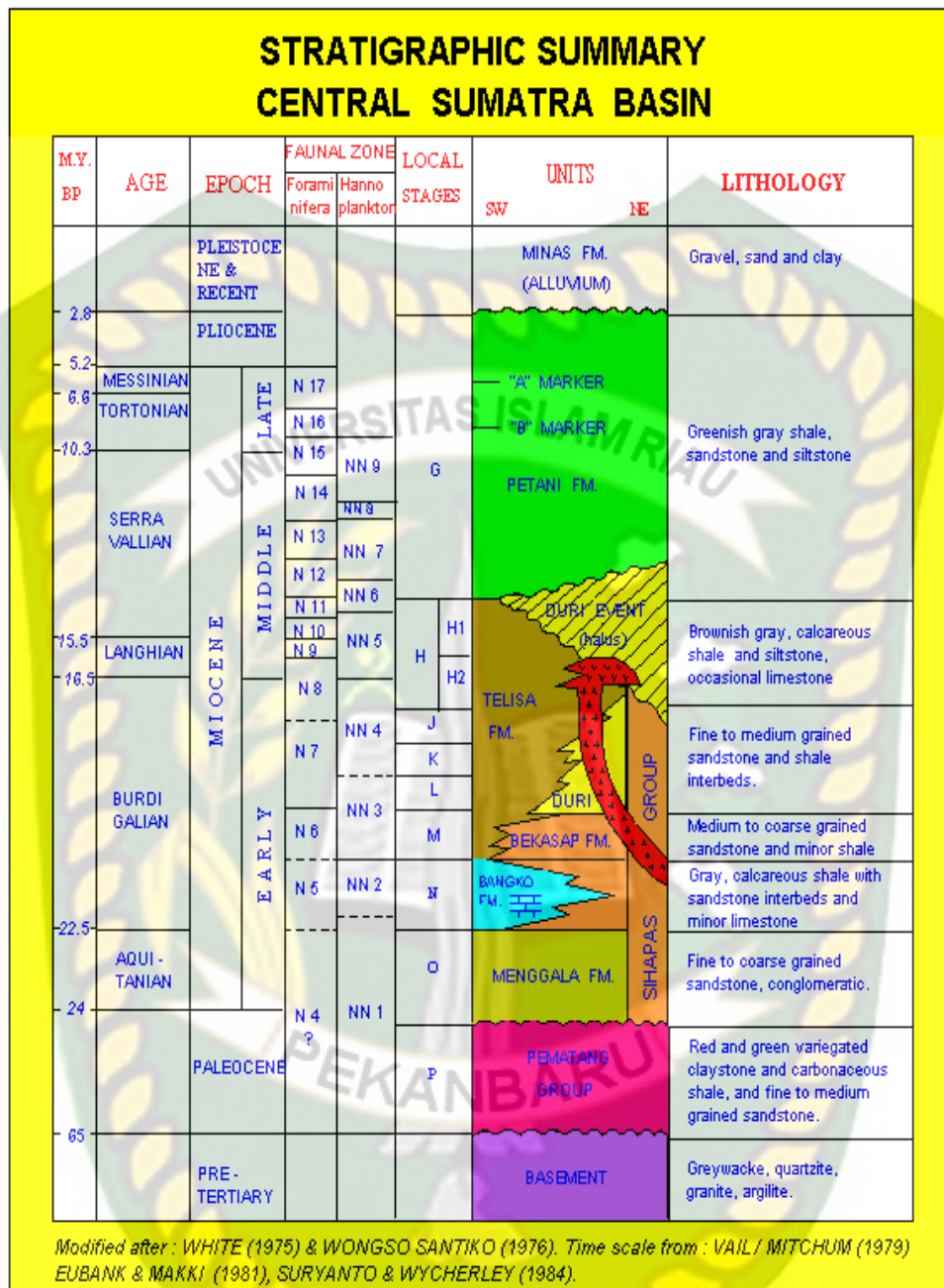
Formasi ini mengandung *calcareous shale* dan *siltstone* kadang *limestone*.

7. Formasi Minas

Formasi Minas mengandung batu pasir dan *clay*

8. Formasi Alluvium

Formasi ini mengandung batu pasir dan *clay*



Gambar 3.2 Rangkuman stratigrafi cekungan sumatera tengah (Wongsosantiko, 1976)

BAB IV

HASIL DAN PEMBAHASAN

Penelitian ini menganalisis lima sumur yang sedang melakukan operasi pengeboran. Sumur A dan sumur B merupakan sumur yang belum diperhatikan *solid control*-nya sedangkan sumur C, D, dan E merupakan sumur yang diperhatikan *solid control*-nya. Lima sumur tersebut merupakan tipikal sumur yang hampir sama. Sumur tersebut memiliki program tiga *section* pengeboran, pertama *surface* dengan ukuran $17 \frac{1}{2}$ kedua *intermediate* dengan ukuran $9 \frac{7}{8}$ dan terakhir zona produksi $6 \frac{1}{8}$. Pengeboran pada *surface section* dan *intermediate section* dilakukan menggunakan jenis lumpur *water-based mud*.

Tabel 4.1 Parameter yang digunakan pada perhitungan *total efficiency of solid control system* untuk *intermediate section*

Parameter		Sumur				
		A	B	C	D	E
V _i	(bbls)	450,2	483,7	500,0	520,0	416,0
V _f	(bbls)	28,5	542,8	471,0	529,0	958,0
K _i	(vol. fraction)	0,004	0,002	0,003	0,008	0,009
K _s	(vol. fraction)	0,060	0,060	0,060	0,060	0,060
K _w	(vol. fraction)	0,987	0,985	0,994	0,983	0,988
X	(vol. fraction)	0,013	0,015	0,006	0,017	0,012
Y	(bbl/bbl)	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
D	(in.)	9,875	9,875	9,875	9,875	9,875
L	(ft)	743	839	600	652	648
W	(vol. fraction)	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
V _w	(bbls)	590	950	650	550	627

Sumber: (PT. Chevron Pasific Indonesia, 2018)

Well schematic drilling program lapangan X memiliki 3 *section* pengeboran pertama *surface section* dengan rata –rata kedalaman 200 - 300ft dan kecepatan pompa 350 – 600 GPM. Setelah *section* pertama selesai dan dilakukan

cementing lalu dilanjutkan *intermediate section* dengan kedalaman 400 – 800 ft dan kecepatan pompa 300 – 650 GPM dengan parameter seperti pada tabel 4.1. Setelah *section* kedua selesai dan dilakukan *cementing* dilanjutkan *production section* dengan jenis lumpur yang berbeda di kedalaman 1.000 – 2.000 ft dengan parameter pada tabel 4.2.

Tabel 4.2 Parameter yang digunakan pada perhitungan *total efficiency of solid control system* untuk *production section*

Parameter	Sumur				
	A	B	C	D	E
V _i (bbls)	28,5	542,8	471,0	529,0	958,0
V _f (bbls)	71,2	303,8	676,0	605,0	923,0
K _i (vol. fraction)	0,013	0,015	0,006	0,017	0,012
K _s (vol. fraction)	0,060	0,060	0,060	0,060	0,060
K _w (vol. fraction)	0,978	0,99	0,976	0,974	0,984
X (vol. fraction)	0,022	0,012	0,024	0,026	0,016
Y (bbl/bbl)	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
D (in.)	6,125	6,125	6,125	6,125	6,125
L (ft)	813	729	1100	1043	1324
W (vol. fraction)	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
V _w (bbls)	755	2521	525	525	447

Sumber: (PT. Chevron Pasific Indonesia, 2018)

Dari parameter yang diperoleh dari masing-masing sumur pada *intermediate section* maka diperoleh hasil tabel 4.3 dengan melakukan perhitungan pada lampiran I, lampiran III, lampiran V, lampiran VII, dan lampiran IX. Untuk *production section* menggunakan perhitungan yang ada pada lampiran II, lampiran IV, lampiran VI, lampiran IX, dan lampiran X. Berdasarkan data tabel 4.3 terlihat bahwa volume *cutting* yang berbeda-beda pada masing-masing sumur. Perbedaan jumlah volume *cutting* disebabkan oleh perbedaan kedalaman masing-masing sumur pada sesi yang sama. Dimana sumur B merupakan sumur yang paling dalam dengan panjang sumur sebesar 839 ft. Dan sumur C merupakan sumur yang paling dangkal dengan panjang sumur sebesar 600 ft.

4.1 Total Cost of Diluted

Tabel 4.3 Hasil perhitungan parameter yang digunakan pada *intermediate section*

Parameter	Sumur				
	A	B	C	D	E
V_c (bbls)	77,39	87,39	62,49	67,91	67,49
V_d (bbls)	772,38	880,82	500,49	591,46	688,34
X_c (vol. fraction)	0,89	0,55	0,48	0,50	0,13
V_d (bbls)	-284,65	154,47	31,59	77,01	560,02
V_t (bbls)	1299,93	1451,88	1062,98	1179,37	1171,83
V_{sw} (bbls)	2,07	2,63	0,73	2,34	1,64
V_{lw} (bbls)	1191,97	819,07	528,76	580,12	144,70
$V_{liquid disposal}$ (bbls)	1297,86	1449,25	1062,25	1177,03	1170,19

Setelah *volume cutting* dihitung, langkah selanjutnya adalah menghitung nilai *volume diluted*, *volume liquid waste*, *volume wet solid* dan *volume solid and liquid* yang akan dibuang (*disposed*). Seperti yang telah dijelaskan pada Bab II sebelumnya bahwa *disposal cost* merupakan parameter yang langsung mempengaruhi efisiensi biaya pengeboran karna dilihat dari penggunaan lumpur itu sendiri dan merupakan elemen penting dalam *drilling system* (Lal, 1988). Dari data diatas, maka peneliti bisa menghitung total biaya masing-masing sumur dan menentukan efisiensi kinerja *solid control system* masing-masing sumur sebelum *solid control system* diperhatikan dan sesudah *solid control*-nya diperhatikan.

Tabel 4.4 Hasil perhitungan *total cost of diluted* pada *intermediate section*

Sumur	<i>Drilled Solids Removed</i>	<i>Equipment Cost (\$)</i>	<i>Addition / Dillution Costs (\$)</i>
A	0,013	5.000,00	5.959,86
B	0,015	5.000,00	4.095,34
C	0,006	5.000,00	2.643,78
D	0,017	5.000,00	2.900,60
E	0,012	5.000,00	723,50

Tabel 4.5 Hasil perhitungan *total cost of diluted* pada *intermediate section* (tambahan)

Sumur	Disposal Cost (\$)		Total Cost (\$)
	Solids	Liquids	
A	11,58	3.893,58	14.865,03
B	14,73	4.347,76	13.457,84
C	4,08	3.186,75	10.834,62
D	13,09	3.531,09	11.444,80
E	9,19	3.510,58	9.243,28

Tabel 4.4 dan tabel 4.5 merupakan hasil perhitungan total biaya *dilution* untuk *intermediate section*. Penggunaan biaya peralatan diasumsikan untuk pada setiap sumur dengan penggunaan peralatan *solid control* seharga \$5.000. Dengan penetapan biaya asumsi *dilution cost* sebesar \$5/bbl, biaya *liquid waste cost* sebesar \$3/bbl, biaya *solid waste cost* sebesar \$5,6/bbl maka diperoleh sumur dengan biaya paling tinggi adalah sumur A yang pertama kali dilakukan pengeboran. Sedangkan sumur dengan biaya terendah adalah sumur E yang dilakukan pengeboran terakhir kali. Penurunan biaya yang signifikan terjadi dari sumur B ke sumur C dengan selisih total biaya sebesar \$2.623,22. Seperti yang telah dijelaskan oleh Bouse dalam jurnalnya yang menyatakan bahwa penurunan total biaya disebabkan oleh pengurangan penambahan material lumpur dan pengurangan lumpur yang dibuang (*disposal*) (Bouse & Carrasquero, 1992), pada kasus peneliti penurunan biaya disebabkan oleh perubahan ukuran *mesh* yang digunakan pada *shale shaker* yang menyebabkan peningkatan efisiensi kinerja pada *solid control system*.

Sumur A di awal pengeboran ukuran *mesh* yang digunakan adalah 100 dan 120, setelah dilakukan penggantian ukuran *mesh* pada pengeboran sumur selanjutnya dengan ukuran *mesh* 120 dan 140 maka diperoleh penurunan total biaya *dilution* yang disebabkan oleh penurunan kadar *solid* pada lumpur, penurunan volume *mud disposal*, dan penurunan *mud volume addition*. Terlepas dari penggunaan ukuran *mesh* yang tidak sesuai pada peralatan *shale shaker*, masih banyak faktor lain yang dapat mempengaruhi kinerja *solid control system*.

Beberapa diantaranya adalah seperti: kerusakan pada komponen peralatan *desilter* dan *desander*, kebocoran pada pipa alir lumpur di permukaan dan lain-lain (Bouse & Carrasquero, 1992).

Tabel 4.6 Hasil perhitungan parameter yang digunakan pada *production section*

Parameter	Sumur				
	A	B	C	D	E
V_c (bbls)	32,58	29,21	44,08	41,79	53,05
V_d (bbls)	477,14	45,45	248,65	260,45	53,92
X_c (vol. fraction)	0,77	0,56	0,08	0,27	0,11
V_d (bbls)	93,15	-206,21	211,83	98,81	-23,42
V_t (bbls)	538,22	617,46	763,72	831,24	1064,97
v_{sw} (bbls)	1,42	0,70	2,13	2,17	1,71
V_{lw} (bbls)	433,02	283,79	41,51	182,28	87,21
$V_{liquid\ disposal}$ (bbls)	536,80	616,76	761,59	829,07	1063,26

Tabel 4.6 merupakan parameter yang digunakan pada perhitungan *total cost of diluted*. Dari data diatas diketahui bahwa volume *liquid disposal* paling tinggi diperoleh pada sumur E dan paling rendah pada sumur A dengan nilai masing-masing sebesar 1063,26 bbl dan 536,80 bbl. Pada sesi pengeboran ini juga diperoleh nilai volume *liquid waste* masing-masing sumur. Nilai volume *liquid waste* paling tinggi pada sumur A dan yang paling rendah pada sumur E dengan nilai masing-masing sebesar 433,02 bbl dan 41,51 bbl. Dari data parameter diatas nantinya akan dihitung nilai *addition/ dilution cost*, *disposal cost*, dan *total cost*.

Tabel 4.7 Hasil perhitungan *total cost of diluted* pada *production section*

Sumur	<i>Drilled Solids Removed</i>	<i>Equipment Cost (\$)</i>	<i>Addition / Dillution Costs (\$)</i>
A	0,022	5.000,00	2.165,08
B	0,012	5.000,00	1.418,95
C	0,024	5.000,00	207,57
D	0,026	5.000,00	911,39
E	0,016	5.000,00	436,03

Tabel 4.8 Hasil perhitungan *total cost of diluted* pada *production section* (tambahan)

Sumur	Disposal Cost (\$)		Total Cost (\$)
	Solids	Liquids	
A	7,92	1.610,41	8.783,44
B	3,94	1.850,28	8.273,18
C	11,93	2.284,78	7.504,31
D	12,16	2.487,21	8.410,79
E	9,57	3.189,78	8.635,40

Tabel 4.7 dan tabel 4.8 merupakan tabel hasil perhitungan total biaya *dilution* untuk *production section*. Penggunaan biaya peralatan diasumsikan untuk pada setiap sumur dengan penggunaan peralatan *solid control* seharga \$5.000. Dengan penetapan biaya asumsi yang sama dengan *production section*. Asumsi yang digunakan adalah *dilution cost* sebesar \$5/bbl, biaya *liquid waste cost* sebesar \$3/bbl, biaya *solid waste cost* sebesar \$5,6/bbl maka diperoleh sumur dengan biaya paling tinggi adalah sumur A yang pertama kali dilakukan pengeboran. Sedangkan sumur dengan biaya terendah adalah sumur C. Penurunan biaya yang signifikan terjadi dari sumur B ke sumur C dengan selisih total biaya sebesar \$768,87.

Tingginya total biaya pada sumur A dan B disebabkan oleh terjadinya *lost circulation* yang menyebabkan penambahan biaya *addition/ dilution cost* untuk *treatment* lumpur pengeboran. Sedangkan pada sumur C, D, dan E disebabkan oleh peningkatan volume *disposal solids* dan *liquid* karena sebagai akibat dari perubahan ukuran *mesh* yang digunakan pada *shale shaker*. Pada sumur A dan B di awal pengeboran menggunakan ukuran *mesh* 140 dan 120, setelah dilakukan penggantian ukuran *mesh* pada pengeboran sumur selanjutnya dengan ukuran *mesh* 140 dan 140 maka diperoleh peningkatan total biaya *dilution* yang disebabkan oleh peningkatan kadar *solid* pada lumpur, peningkatan volume *mud disposal*, dan peningkatan *mud volume addition*. Namun untuk melihat pengaruh kinerja sistem *solid control* setiap sumur secara keseluruhan maka

dilakukanlah analisa dengan melihat biaya *total cost per feet* setiap sumur seperti pada subbab 4.2 dibawah ini.

4.2 Total Efficiency of Solid Control System

Tabel 4.9 Hasil perhitungan *total efficiency of solid control system*

Sumur	Et	Total Cost (\$)	Cost per-feet (\$/ft)
A	0,69	23.648,47	15,20
B	0,39	21.731,02	13,86
C	0,82	18.338,93	10,79
D	0,76	19.855,58	11,71
E	0,87	17.878,68	9,07

Tabel 4.10 Hasil pengukuran *yield point* sumur A pada setiap *section*

Section	Depth (ft)	Mud Yield Point Specification (lbs/100ft ²)	Yeld Point Measurement (lbs/100ft ²)				
			1	2	3	4	5
Intermediate	100	25 - 30	15	27	28	-	-
	506	20 - 25	30	30	31	-	-
	722	20 - 30	30	20	-	-	-
Production	801	25 - 30	30	29	29	-	-
	1407	25 - 30	30	33	32	28	29
	1656	25 - 30	29	30	30	29	-

Sumber: (PT. Chevron Pasific Indonesia, 2018)

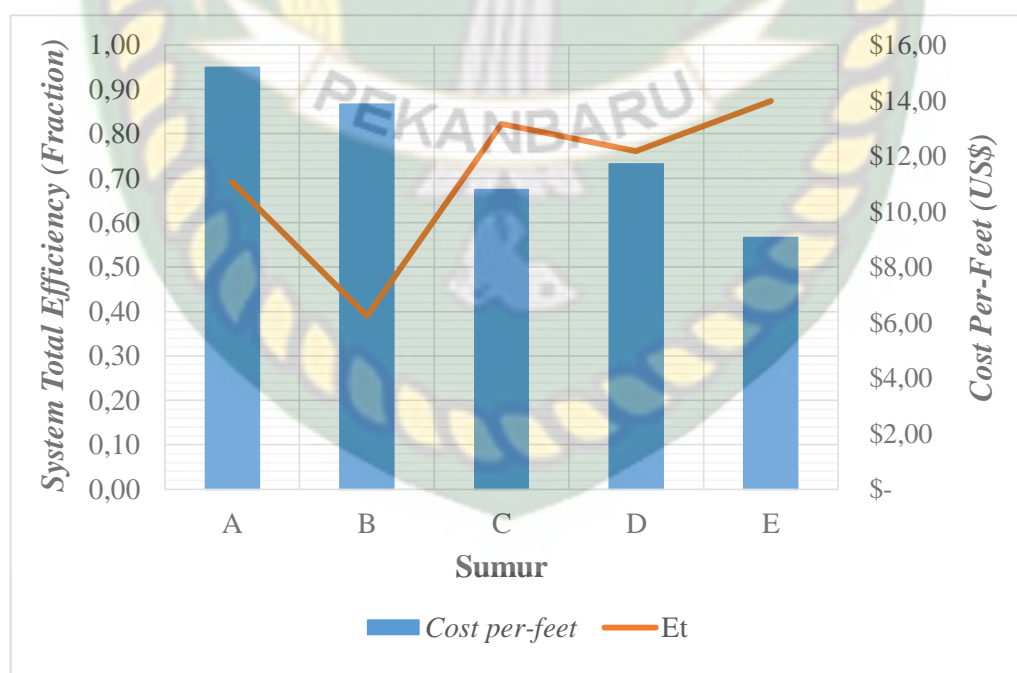
Tabel 4.11 Hasil pengukuran *yield point* sumur E pada setiap *section*

Section	Depth (ft)	Mud Yield Point Specification (lbs/100ft ²)	Yeld Point Measurement (lbs/100ft ²)				
			1	2	3	4	5
Intermediate	310	20 - 25	22	25	-	-	-
	674	25 - 30	25	28	29	-	-
	702	25 - 30	27	26	28	27	-
Production	890	25 - 30	30	29	21	22	25
	1503	25 - 30	25	27	28	26	-
	2026	25 - 30	26	27	28	28	-

Sumber: (PT. Chevron Pasific Indonesia, 2018)

Total efisiensi setiap sumur dihitung dengan menggunakan data pada subbab sebelumnya. Dari data tersebut dihitunglah nilai total efisiensi setiap

sumur seperti yang ditulis pada lampiran XI dan diperoleh nilai efisiensi tertinggi pada sumur E. Sedangkan penurunan kinerja peralatan *solid* terlihat dari berkurangnya nilai efisiensi kinerja dari sumur A ke sumur B dengan selisih sebesar 30%. Sedangkan setelah peralatan *solid control* mulai dijaga dengan baik yaitu salah satunya dengan menggunakan pemilihan ukuran *mesh* pada *shale shaker* dengan tepat. Diperoleh peningkatan efisiensi kinerja *solid control* seperti pada tabel 4.9. Analisis ini didukung oleh data *yield point* masing-masing sumur pada tabel 4.10 dan tabel 4.11 yaitu sumur A dan sumur E. Parameter *yield point* pada sumur A menunjukkan bahwa terjadinya peningkatan nilai *yield point* lumpur setelah lumpur diinjeksikan melebihi nilai spesifikasi yang ditentukan pada saat pembuatan desain lumpur pengeboran seperti yang ditunjukkan pada kedalaman 506ft dan 1407ft. Peningkatan *yield point* yang terjadi pada lumpur pemboran menunjukkan bahwa adanya kontaminasi yang terjadi pada lumpur pemboran yang disebabkan oleh kinerja *solid system* yang kurang baik yang menyebabkan meningkatnya kandungan *solid* (*cutting* dan *low gravity solid*) pada lumpur. Peningkatan *yield point* pada lumpur pengeboran dapat menurunkan ROP (*rate of penetration*). Menurunnya ROP dapat mengurangi efisiensi pengeboran yang dilakukan pada suatu sumur.



Gambar 4.1 Grafik *solid control system total efficiency* dan *total cost per-feet* setiap sumur

Peningkatan kinerja pada peralatan *shale shaker* juga dapat diperoleh dengan berbagai cara. Beberapa diantaranya seperti yang dijelaskan oleh B. Dahl dalam journal penelitiannya adalah dengan menggunakan *double deck shaker* dimana pada top shaker deck menggunakan *screen* dengan ukuran *mesh* 60-100 serta membersihkan padatan yang tertinggal pada *top shaker deck* secepat mungkin (Dahl, Saasen, & Omland, 2008).

Gambar 4.1 menunjukkan bahwa semakin meningkat efisiensi kinerja peralatan *solid control* maka semakin rendah pula biaya yang dibutuhkan dalam melakukan suatu kegiatan pembran apabila dilihat dari konsumsi lumpur dan *treatment* yang perlu dilakukan. Apabila selisih biaya operasi pada sumur E dan A dihitung maka dapat disimpulkan apabila dilakukan *maintanance solid control* yang baik maka perusahaan dapat melakukan *cost saving* sebesar \$6,13/ft. Jika dihitung biaya yang dibutuhkan untuk pengeboran dengan kedalaman 1656 ft pada sumur A maka perusahaan bisa menghemat (*cost savings*) sebesar biaya \$10.151,28 seperti yang ada pada Lampiran XI. Allah Ta'ala berfirman dalam surah Al A'raaf ayat 31 yang artinya, “*Hai anak Adam, pakailah perhiasanmu (pakaian yang indah) waktu shalat (atau thawaf keliling ka'bah). Dan makan serta minumlah, dan jangan kamu berlebih-lebihan (royal). Sesungguhnya Allah tidak menyukai orang yang berlebih-lebihan.*” (QS Al A'raaf : 31). Menjaga kinerja *solid control* yang baik merupakan salah satu yang bisa kita lakukan meminimalisir penggunaan biaya lumpur dan menghindari permasalahan disaat proses pengeboran dan menjauhi pengeluaran yang berlebihan sebagaimana yang telah dijelaskan oleh firman Allah yang artinya ditulis di atas (Bakry H. , 1983).

BAB V

PENUTUP

5.1 Kesimpulan

Penelitian ini dilakukan guna melihat pengaruh efisiensi kinerja *solid control* terhadap *total cost* guna melihat pentingnya menjaga *solid control* agar pengeboran dapat dilakukan dengan lebih efisien. Adapun kesimpulan yang dapat diperoleh dari penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Dari hasil perhitungan *economic justification* diperoleh biaya terendah pada sumur E dengan biaya \$9,07/ft dan biaya tertinggi pada sumur A dengan biaya \$15,20/ft. Hal ini menunjukkan bahwa semakin baik kinerja *solid control* maka semakin rendah biaya yang dibutuhkan. Adapun biaya lainnya pada sumur B, sumur C, dan sumur D masing-masing secara berurutan yaitu \$13,86/ft, \$10,79/ft, dan \$11,71/ft. Apabila dilakukan *maintanance solid control* yang baik maka perusahaan dapat melakukan *cost saving* sebesar \$6,13/ft. Jika dihitung biaya yang dibutuhkan untuk pengeboran dengan kedalaman 1656 ft pada sumur A maka perusahaan bisa menghemat (*cost savings*) biaya sebesar \$10.151,28.
2. Berdasarkan hasil perhitungan efisiensi *solid control* pada masing-masing sumur diperoleh kesinambungan dengan *total cost* yang dihitung sebelumnya. Nilai efisiensi tertinggi diperoleh dari data sumur E sedangkan yang terendah diperoleh dari data sumur B dengan nilai masing-masing yaitu 0,87 dan 0,39. Sedangkan nilai efisiensi sumur A, sumur C, dan sumur D yaitu 0,69, 0,82, 0,76.

5.2 Saran

Berdasarkan kesimpulan yang telah dijabarkan dibutuhkan penelitian lebih lanjut untuk melihat pengaruh *penetration rate* terhadap peningkatan

efisiensi biaya (*saving cost*) dalam hubungannya terhadap *solid control maintenance* dan menghitung *cut point* masing-masing peralatan.

DAFTAR PUSTAKA

- Bakry, H. (1983). Al-A'raaf. In *Al-Qur'an dan Tafsir Rahmat* (p. 289). Jakarta: Menteri Koordinator Bidang Kesejahteraan Rakyat Republik Indonesia .
- Bakry, H. O. (1983). Al-Isra'. In *Al Qur'an dan Tafsir Rahmat* (p. 553). Jakarta: Menteri Koordinator dan Kesejahteraan Rakyat Republik Indonesia.
- Bouse, E. (2005). Centrifuges. In A. S. Comitte, *Drilling Fluids Processing Handbook* (pp. 303-326). Oxford: Elsevier.
- Bouse, E., & Carrasquero, J. (1992). Drilling Mud *Solids* Control and Waste Management. *Second Latin American Petroleum Engineering Conference*, 207-213.
- Dahl, B., Saasen, A., & Omland, T. (2008). Successfull Drilling of Oil and Gas Wells by Optimal Drilling Fluid/ *Solids* Control - A Practical and Theoretical Evaluation. *SPE Drilling and Completion*, 409-414.
- Froment, T., Rodt, G., Houwen, O., & Titreville, B. (1986). A Drilling Contractor Test *Solids* Control Equipment. *IADC/ SPE 1986 Drilling Conference*, 251-257.
- Irawan, S., Kinif, B. I., & Bayuaji, R. (2017). Maximizing Drilling Performance Through Enhanced *Solid* Control System. *IOP Conference Series: Material Science and Engineering* 267, 1-14.
- Lal, M. (1988). Economic and Performance Analysis Models for *Solid* Control. *63rd Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers*, 209 - 218.
- Merrill, J., & Robinson, L. (2005). Shale Shakers. In A. S. Committee, *Drilling Fluid Processing Handbook* (pp. 111-181). Oxford: Elsevier.

- Morgan, M. (2005). Hydrocyclones. In A. S. Committee, *Drilling Fluids Processing Handbook* (pp. 257-282). Oxford: Elsevier.
- Morgan, M. (2005). Tank Arrangement. In A. S. Committee, *Drilling Fluids Processing Handbook* (pp. 93-110). Oxford: Elsevier.
- Novriati, Khalid, I., & Melysa, R. (2018). Performance Analysis of Local Pekanbaru Bentonite For Reactive *Solid* Application of Mud Drilling. *Journal of Earth Energy Engineering Vol. 6 No. 1*, 23-31.
- Planck, J. W. (1980). Field Evaluation of *Solid* Control Equipment. *50th Annual California Regional Meeting of Society of Petroleum Engineers of AIME*, 1 - 5.
- PT. Chevron Pacific Indonesia. (2018). *Letak Geografis, Karakteristik Reservoir, Stratigrafi*.
- PT. Chevron Pacific Indonesia. (2019). Chapter 2: Economic. In *Drilling Calculation Guide Book* (pp. 2.1-2.12). Indonesia.
- PT. Chevron Pacific Indonesia. (2018). *Drilling Daily Report*.
- PT. Chevron Pacific Indonesia. (2019, Januari 2). *Chevron di Indonesia*. Retrieved from Indonesia Chevron: <https://indonesia.chevron.com/about>
- PT. Chevron Pacific Indonesia. (2019, Januari 2). *Operasi Sumatera*. Retrieved from Indonesia Chevron: <https://indonesia.chevron.com/our-businesses/sumatra-operations>
- Rehm, B. (2005). Gas Buster, Separators, and Degassers. In A. S. Committee, *Drilling FLuid Processing Handbook* (pp. 189-211). Oxford: Elsevier.
- Richards, M. (2005). Suspension Agitation, and Mixing of Drilling Fluids. In A. S. Committee, *Drilling FLuids Processing Handbook* (pp. 213-255). Oxford: Elsevier.
- Robinson, L. (2005). Historical Prespective and Introduction. In A. S. Commitee, *Drilling Fluids Processing Handbook* (pp. 1-13). Oxford: Elsevier.

- Robinson, L. (2005). Mud Cleaners. In A. S. Committee, *Drilling Fluid Processing Handbook* (pp. 283-302). Oxford: Elsevier.
- Robinson, L. (2005). Settling Pits. In A. S. Committee, *Drilling FLuid Processing Handbook* (pp. 183-188). Oxford: Elsevier.
- Sigit, R., Satriana, D., Peifer, J., & Linawati, A. (1999). Seismically Guided Bypassed Oil Identification in A Mature Steamflood Area, Duri Field, Sumatera, Indonesia. *1999 SPE Asia Pasific Improved Oil Recovery Conference*, 1-12.
- Wongsosantiko, A. (1976). Lower Miocene Duri Formation Sands, Central Sumatera Basin. *5th Annual Convention Proceedings (Volume 1)*, 133-150.

