

**PERENCANAAN PENYEMENAN CASING 7 INCH DENGAN METODE DUAL  
STAGE CEMENTING PADA SUMUR NR-X LAPANGAN LIMAU DI  
PT.PERTAMINA DRILLING SERVICES INDONESIA  
AREA SUMBAGSEL, PRABUMULIH**

***CEMENTING DESIGN FOR CASING 7 INCH WITH DUAL STAGE CEMENTING  
METHOD IN PT. PERTAMINA DRILLING SERVICES INDONESIA SUMBAGSEL  
AREA, PRABUMULIH***

***Sahbudin<sup>1)</sup>, Syamsul Komar<sup>2)</sup>, Muhammad Amin<sup>3)</sup>.***

*<sup>1,2,3</sup> Jurusan Teknik Pertambangan, Fakultas Teknik Universitas Sriwijaya  
Jln. Raya Prabumulih KM. 32 Inderalaya (30662) Telp/Fax. (0711) 580137  
e-mail : [sahbudinsoyo@gmail.com](mailto:sahbudinsoyo@gmail.com)*

**ABSTRAK**

*Lubang bor hasil pengeboran berarah yang memiliki kolom yang panjang pada formasi yang mempunyai litologi sebagai zona lost circulation alami dimana tekanan hidrostatik fluida penyemenan lebih besar dari tekanan maksimum formasi memiliki potensi yang besar terjadinya lost circulation saat proses penyemenan. Salah satu solusi yang dapat digunakan adalah mengurangi tekanan hidrostatik fluida penyemenan dengan metode dual stage cementing. Penentuan metode penyemenan casing 7 inch pada trayek 8.5 inch ditentukan dengan cara melakukan interpretasi data master log, melakukan korelasi sumur dan membandingkan tekanan maksimum formasi dengan tekanan hidrostatik fluida penyemenan, kemudian dilakukan perhitungan pada design penyemenan. Berdasarkan data master log diketahui bahwa litologi sumur didominasi oleh batuan shale, sandstone dan limestone. Tekanan maksimum formasi sebesar 3.642,6488 psi sedangkan tekanan hidrostatik fluida penyemenan sebesar 4.363,3186 psi, jika dilakukan penyemenan dengan cara normal maka formasi akan pecah sehingga penyemenan dilakukan dengan metode dual stage cementing dengan membagi penyemenan kedalam dua tahap yaitu stage 1 pada interval 821,75 – 1.812,40 mMD selanjutnya Stage 2 pada interval 0 – 821,75 mMD. Dari hasil perhitungan pada design penyemenan didapat total fluida penyemenan yang dibutuhkan adalah 425,1396 bbl pada stage 1 dan 248,5022 bbl pada stage 2 yang terdiri dari semen slurry, displacement, spacer dan fresh water.*

Kata kunci : Pengeboran, hidrostatik, formasi, Penyemenan, loss sirkulasi

**ABSTRACT**

*Drill hole drilling results which has a long column on the formation that has lost circulation zones as litologi natural cementing fluid hydrostatic which atmospheric pressure is greater than the maximum formation pressure has a huge potential for the occurrence of lost circulation while cementing process. One of the solutions that can be used is a hydrostatic fluid pressure reducing cementing with dual stage cementing methods. Determination method of cementing casing 7 inch on trackage 8.5 inch determined by interpretation of the master's data logs, perform well correlation and compares the maximum pressure hydrostatic pressure fluid formations with cementing, then do the calculations on cementing design. Based on data master logs known that lithology sumur dominated by rocks shale, sandstone and limestone. Maximum pressure formation of 3.642,6488 pounds while pressure hydrostatic fluid cementing of 4.363,3186 pounds, if done cementing with the normal way and formations would break so cementing done by method dual stage cementing cementing by dividing into two phases stage 1 at intervals 821,75 - 1.812,40 mmd next stage 2 at intervals 0 - 821,75 mmd. Of a result of calculation on design cementing obtained total fluid cementing what it needs is 425,1396 bbl on stage 1 and 248,5022 bbl on stage 2 consisting of cement slurry, displacement, spacer and fresh water.*

Keyword : Drilling, hydrostatic, formation, cementing, lost circulation

## 1. PENDAHULUAN

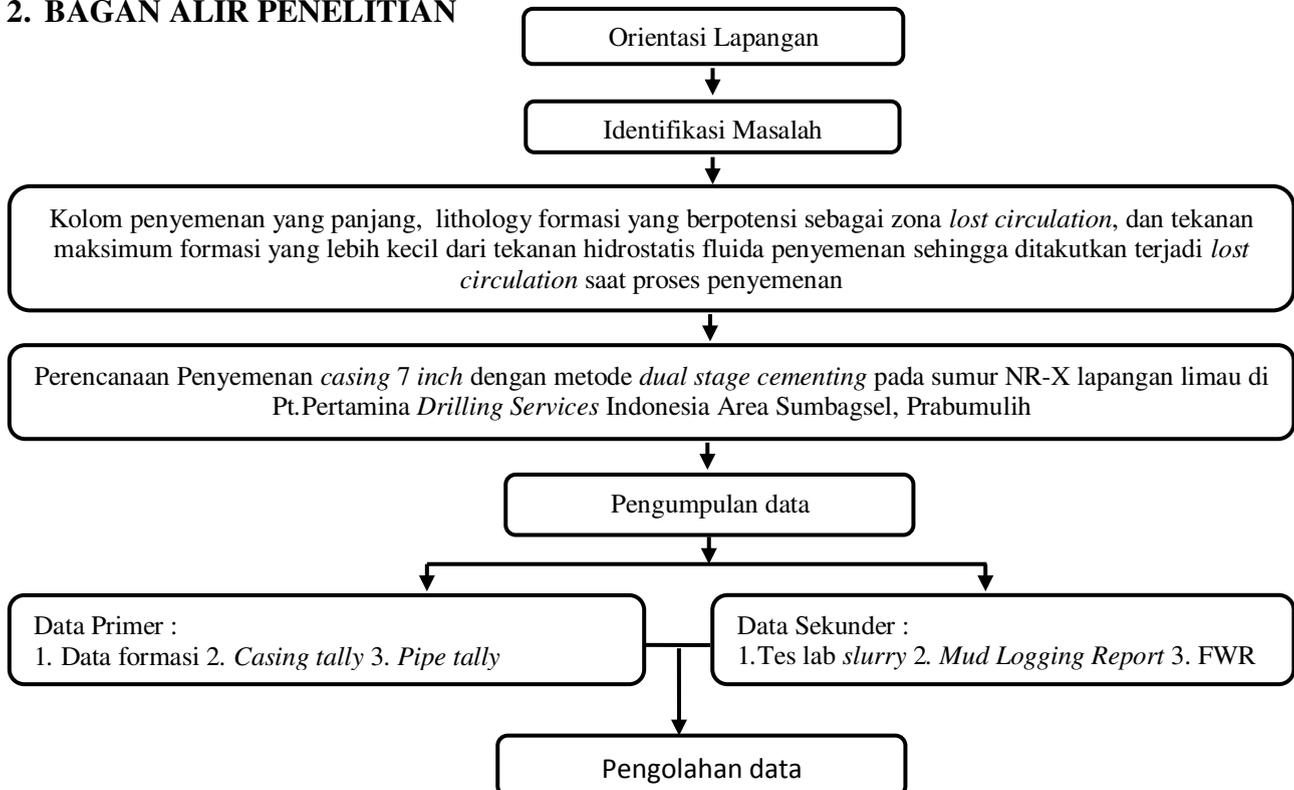
Pemboran sumur NR-X merupakan pemboran berarah (*Directional Drilling*) yang dilakukan selama 40 hari dengan kedalaman akhir 2.009,26 mMD/1.617,07 Mtvd[1]. Pemboran secara berarah dimulai pada trayek 8.5 *inch* untuk *casing* 7 *inch* dengan kemiringan mencapai sebesar 56,50°, kemudian dibor secara horizontal pada trayek 6 *inch* sebagai zona produktif. Tujuan dari pemboran ini adalah untuk menguras *attic oil* lapisan X2. Dimana berdasarkan hasil pemboran sumur sebelumnya yaitu sumur NR-35 diketahui ada 1 lapisan produktif yaitu lapisan W1.

Lubang bor hasil pemboran berarah pada trayek 8.5 *inch* untuk *casing* 7 *inch* memiliki kolom yang panjang dan menembus formasi dengan litologi yang didominasi oleh batuan sandstone, limestone dan shale, dengan kondisi dimana tekanan maksimum formasi lebih rendah dari tekanan hidrostatik fluida penyemenan sehingga memiliki potensi yang besar terjadinya *lost circulation* pada saat penyemenan[2]. Adapun solusi yang dapat digunakan untuk mencegah terjadinya *lost circulation* adalah mengurangi tekanan hidrostatik fluida penyemenan dengan metode *dual stage cementing*[2].

*Dual stage cementing* adalah salah satu metode penyemenan yang digunakan pada penyemenan *casing* sumur. Metode ini digunakan jika kondisi sumur diperkirakan tidak mampu menahan tekanan hidrostatik fluida penyemenan sehingga ditakutkan terjadi *lost circulation* pada saat proses penyemenan[3]. Untuk menghindari terjadinya *lost circulation* dilakukan penyemenan dengan metode *dual stage cementing*. Prinsip dasar dari metode ini adalah membagi tahapan penyemenan kedalam dua tahap yaitu tahap 1 (*stage 1*) dan tahap 2 (*stage 2*)[3]. Tujuannya adalah untuk mengurangi tekanan hidrostatik fluida penyemenan terhadap formasi. Tahap awal dari penyemenan dengan teknik ini dirancang sebagaimana pada penyemenan satu tahap. Semen dipompa dibawah melalui *casing* dan naik melalui annulus. Tahap selanjutnya semen dipompa melalui suatu *special port collar* yang akan membuka jika tahap pertama telah selesai[4].

Berdasarkan masalah dan solusi seperti yang dijelaskan diatas maka penulis melakukan penelitian tentang penyemenan *casing* khususnya *casing* 7 *inch* dengan metode *dual stage cementing* untuk menghindari terjadinya *lost circulation* pada trayek 8,5 *inch*. Penyemenan dengan metode *dual stage* dilakukan dengan menginterpretasi data *master log* untuk mengetahui litologi sumur, melakukan korelasi sumur untuk memperkirakan tekanan formasi, menentukan tekanan maksimum formasi dan membandingkannya dengan tekanan hidrostatik fluida penyemenan untuk menentukan metode penyemenan kemudian melakukan perhitungan-perhitungan yang dibutuhkan untuk *design* penyemenan dan menentukan prosedur pelaksanaan penyemenan.

## 2. BAGAN ALIR PENELITIAN



Gambar 1. Bagan Alir Penelitian

### 3. HASIL DAN PEMBAHASAN

Secara geografis lokasi sumur NR-X terletak 30 km barat kota Prabumulih dan 130 km sebelah barat daya kota Palembang, tepatnya di Kecamatan Rambang Dangku, Kabupaten Muara Enim. Pemboran dimulai untuk trayek  $17\frac{1}{2}$  inch pada interval kedalaman 0 sampai 94,3 m, dilanjutkan dengan pemboran trayek  $12\frac{1}{4}$  inch pada interval kedalaman 94,3 sampai 487,5 m, selanjutnya pemboran dilakukan secara berarah untuk trayek  $8\frac{1}{2}$  inch pada interval kedalaman 847,5 m sampai 1815 mMD. Kemudian dilakukan pemboran secara horizontal untuk trayek 6 inch sebagai zona produktif minyak pada interval kedalaman 1815 mMD sampai 2009,26 mMD. Data hasil pemboran sumur NR-X dapat dilihat pada penampang akhir sumur gambar 2 [5].

Berdasarkan data *master log mud logging report* sumur NR-X, terdapat tiga formasi batuan yang ditembus/dilalui trayek 8,5 inch yaitu : formasi gumai, formasi Baturaja, dan formasi Talang Akar. Litologi formasi yang ditembus didominasi oleh *Shale*, *Sandstone*, dengan sisipan *Siltstone* pada Formasi Gumai dan *Limestone* dari Formasi Batu Raja, dan pada bagian bawah yaitu pada Formasi Talang Akar yang merupakan zona Target selang seling antara *Sandstone*, *Shale* dengan sisipan tipis *Coal* dan *Limestone*. Contoh data *master log* dapat dilihat pada gambar 3[5].

Sebelum melakukan operasi penyemenan terlebih dahulu harus ditentukan metode penyemenan yang akan digunakan untuk menghindari *hole problem* yang mungkin terjadi seperti halnya *lost circulation*. Adapun parameter-parameter yang menjadi pertimbangan untuk menentukan metode penyemenan adalah korelasi sumur yang berdekatan, tekanan maksimum formasi dan tekanan hidrostatik semen slurry[6].

Sumur yang dipakai sebagai perbandingan adalah sumur NR-35, NR-36 dan NR-39, dengan menganalisa *Final Well Report* masing-masing sumur tersebut. Hasil korelasi sumur tersebut dapat dilihat pada tabel 1.

Dari korelasi sumur diketahui bahwa sumur yang mirip dengan sumur NR-X adalah sumur NR-35 yang berjarak sekitar 200 m dari lokasi sumur NR-X. Tekanan formasi sumur NR-35 sekitar SG 1,09 – 1,15 dimana diperkirakan ada zona lemah dibawah *shoe casing* 95/8 pada rentang kedalaman 845 – 852 mMD sehingga penyemenan *casing* 7 inch pada sumur NR-35 dilakukan dengan metode *dual stage cementing*. Tekanan formasi sumur NR-35 akan dijadikan sebagai acuan estimasi tekanan formasi saat dilakukan MOT pada sumur NR-X.

Tekanan maksimum formasi dapat ditentukan jika tekanan gradien formasi diketahui. tekanan gradien formasi didapat dari hasil MOT pada zona lemah formasi untuk menentukan *Equivalent Mud weight* (EMW) yang bisa dipakai pada proses pemboran trayek 8,5 inch[6]. MOT dilakukan pada kedalaman 855 mMD (2.805,3 ft) 8 meter dibawah *shoe casing* sebelumnya (*casing* 95/8 inch). Lumpur yang digunakan untuk MOT tipe *KCL-Polymer* dengan densitas lumpur masuk sebesar 1,09 SG dan tekanan permukaan sebesar 600 psi (hasil korelasi sumur). Tekanan ditahan selama 5 menit. Setelah diyakini hasilnya baik kemudian dihitung *Equivalent mud weight* dengan persamaan berikut[7] :

$$\begin{aligned} \text{EMW (ppg)} &= [ \text{Pressure Surface (psi)} ] : 0,052 : [ \text{Depth MOT (TVD ft)} ] + ( \text{Mud Weight} ) \\ \text{EMW (ppg)} &= (600 \text{ psi}) : 0,052 : (2.805,3 \text{ ft}) + 9,08 \text{ ppg} \\ &= 13,19 \text{ ppg} = 1,58 \text{ SG} \end{aligned}$$

Dari hasil perhitungan diatas didapat EMW sebesar SG 1,58 atau 13,19 ppg.

Gradien tekanan formasi dapat dihitung dengan persamaan berikut[7] :

$$\begin{aligned} P_{\text{Gradien}} (\text{Psi /ft.}) &= \text{Equivalent mud weight (PPG)} \times 0,052 \\ &= 13,19 \text{ ppg} \times 0,052 \\ &= 0,6859 \text{ psi/ft} \end{aligned}$$

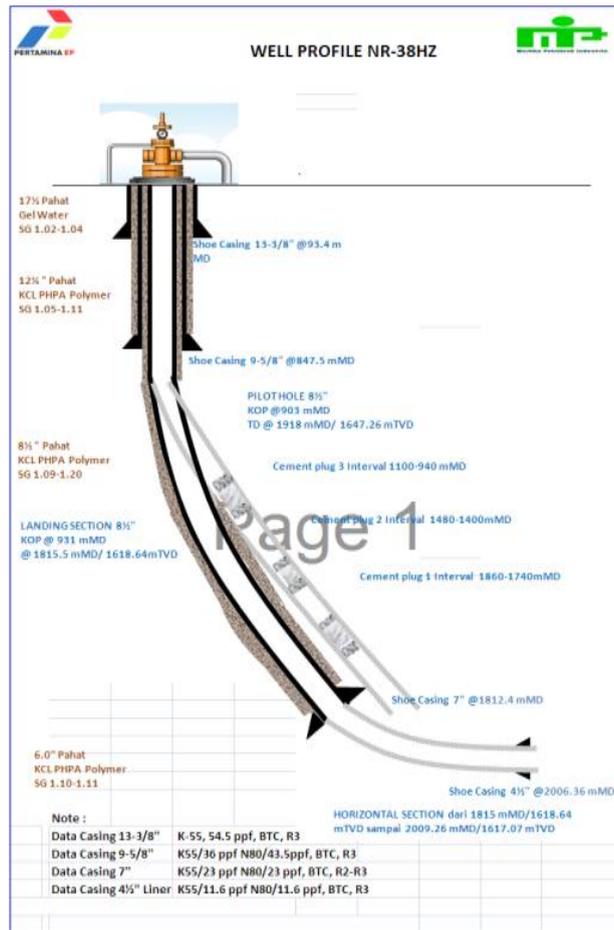
Dengan gradien formasi sebesar 0,6859 psi/ft maka tekanan formasi trayek 8,5 inch pada kedalaman 1.815,00 mMD/1.618,64 mTVD adalah[7] :

$$\begin{aligned} P_{\text{formasi}} (\text{psi}) &= \text{Gradien (psi/ft)} \times \text{Depth (TVD ft)} \\ &= 0,6859 \text{ psi/ft} \times (1.618,64 \times 3,281) \text{ ft} \\ &= 3.642,6488 \text{ psi} \end{aligned}$$

Tekanan hidrostatik semen slurry ditentukan berdasarkan karakteristik hasil pengoboran trayek 8.5 inch dimana Rentang kedalaman *casing* 7 inch yaitu 0 sampai 1.815 mMD/1.618,64 mTVD atau 5.310,7578 ft. Dengan rentang kedalaman ini semen yang cocok adalah semen kelas G (0-8.000 ft) dengan densitas 15,80 ppg, sebelum ditentukan pertimbangan lain berdasarkan hasil test uji laboratorium *cement slurry*. Tekanan hidrostatik *cement slurry* dapat dihitung sebagai berikut[7] :

$$\begin{aligned} P_{\text{hydro}} (\text{psi}) &= 0,052 \times \text{mud weight (ppg)} \times \text{depth (TVD ft)} \\ &= 0,052 \times 15,80 \text{ ppg} \times (1.618,64 \times 3,281) \text{ ft} \\ &= 4.363,3186 \text{ psi} \end{aligned}$$

Dari hasil perhitungan didapatkan bahwa tekanan formasi sumur trayek 8,5 inch pada kedalaman 5.310,7578 ft adalah sebesar 3.642,6488 psi sedangkan tekanan hidrostatik *cement slurry* dengan densitas sebesar 15,80 ppg adalah sebesar 4.363,3186 psi. Didapatkan bahwa tekanan hidrostatik *cement slurry* lebih besar dari tekanan formasi melebihi tekanan *over pressure* yang diijinkan sehingga jika *cement slurry* ditempatkan di anulus dengan metode penyemenan biasa (*single stage*) maka akan terjadi *fracture* pada formasi yang dapat menyebabkan terjadinya *lost circulation* [8].



**Gambar 2. Data Hasil Pemboran Sumur NR-X**

Maka perlu dilakukan perencanaan metode penyemenan agar tidak terjadi *fracture* pada formasi dengan cara menurunkan nilai tekanan hidrostatik fluida penyemenan pada batas *over pressure* yang diijinkan. Salah satu metode yang memungkinkan adalah penyemenan dengan metode *dual stage cementing*[3]. Prinsip kerja dari penyemenan dengan metode *dual stage cementing* adalah dengan membagi proses penyemenan menjadi dua tahap yang terdiri dari *stage 1* dan *stage 2*[3]. Untuk memisahkan penyemenan *stage 1* dan *stage 2* dilakukan dengan memasang alat bantu berupa *External Casing Packer* (ECP) dikedalaman 835,57 mMD satu joint diatas *shoe casing 95/8* dan *Dual Stage Cementing Collar* (DSCC) ditempatkan 1 joint diatas ECP yaitu pada kedalaman 821,57 mMD. Penyemenan *stage 1* dilakukan pada interval 821,57 mMD sampai *reamer shoe casing 7 inch* di kedalaman 1.812,40 mMD/1.588,78 mTVD sehingga dapat ditentukan panjang kolom *stage 1* adalah 767.21 m dan *stage 2* pada interval 0 m sampai 821.57 mMD. Ilustrasi perencanaan penyemenan dapat dilihat pada gambar 2.

Penyemenan pada *stage 1* merupakan tahapan penyemenan yang berpotensi terjadi *lost circulation* karena kolom yang akan di semen adalah annulus antar *casing 7 inch* dengan *open hole* sedangkan kolom *stage 2* merupakan annulus antara *casing 7 inch* dengan *casing 95/8 inch* sehingga tidak berpotensi terjadinya *hole problem* seperti *lost circulation*. Sehingga penyemenan *stage 1* menjadi fokus utama pada *design* penyemenan.

Penyemenan pada *stage 1* terdiri dari *lead slurry* ditempatkan pada interval interval 821.75 – 1.663 mMD/1.506,30 mTVD dan *tail slurry* pada interval 1.663 mMD/1.506,30 – 1.812,40 mMD/1.588,78 mTVD. Perbedaan antara *lead slurry* dan *tail slurry* adalah pada densitas masing-masing dimana berdasarkan hasil tes laboratorium PT. HPS *lead slurry* mempunyai densitas 13,50 ppg dan *tail slurry* 15,80 ppg.

Berdasarkan data ini selanjutnya dapat ditentukan perbandingan antara tekanan hidrostatik *cement slurry* dengan tekanan maksimum formasi pada *stage 1* yaitu :

Tekanan formasi  $P_{formasi} = 3.642,6488$  psi.

Sedangkan tekanan hidrostatik *cement slurry* merupakan jumlah tekanan hidrostatik *tail slurry* dan *lead slurry* yang dapat ditentukan dengan persamaan berikut :

$$P_{hydro\ tail} = 0,052 \times 15,80 \text{ ppg} \times [(1.588,78 - 1.506,30) \text{ mTVD} \times 3,281] \text{ ft}$$

$$= 222,3388 \text{ psi}$$

Tekanan hidrostatik *lead slurry* adalah :

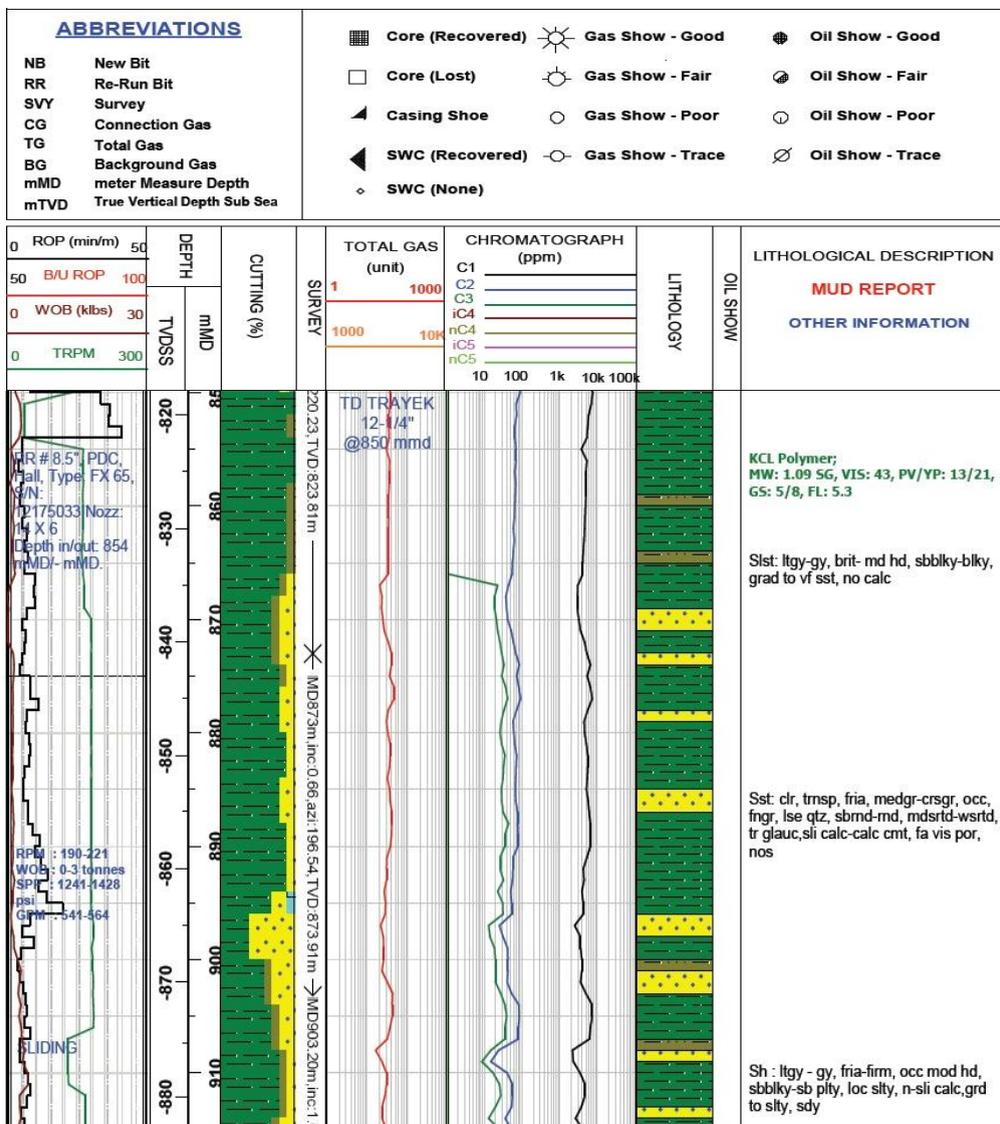
$$P_{\text{hydro lead}} = 0,052 \times 13,50 \text{ ppg} \times [(1.506,30 - 835,57) \text{ mTVD} \times 3,281] \text{ ft}$$

$$= 1.577,1126 \text{ psi}$$

Maka tekanan hidrostatik *cement slurry* pada *stage 1* adalah sebesar  $222.3388 + 1577.1126 \text{ psi} = 1799.4514 \text{ psi}$

Berdasarkan perhitungan diatas didapat hasil bahwa tekanan formasi 3.642,6488 psi lebih besar dari tekanan hidrostatik *cement slurry* 1.799,1126 psi. Maka tidak akan terjadi *fracture* pada formasi saat penempatan *cement slurry stage 1*. Sebaliknya kemungkinan terjadinya *kick* juga tidak ada meskipun tekanan formasi menjadi lebih besar dari tekanan hidrostatik, hal ini dikarenakan setelah ECP terpasang pada dinding *casing* sebelumnya maka akan meminimalisir tekanan balik fluida sedangkan pada *casing* telah dipasang *reamer shoe* yang tidak memungkinkan terjadinya aliran balik fluida penyemenan.

Setelah dibuktikan tidak terjadi *lost circulation* dengan metode *dual stage cementing*, selanjutnya dilakukan perencanaan penyemenannya. Pada perencanaan penyemenan hal pertama yang harus dilakukan adalah melakukan pemilihan semen. Jenis semen yang digunakan adalah semen kelas G yang memiliki densitas sebesar 18,50 ppg. Semen ini merupakan jenis semen yang tahan terhadap sulfat tingkat tinggi dan dapat digunakan pada kedalaman 0 – 8000 ft, dengan temperatur sumur antara 80° F sampai 200° F [3]. Semen ini dipilih berdasarkan sifat dan karakteristik sumur NR-X yang memiliki kedalaman 5.310,7578 ft dan *bottom hole circulation temperatur* sebesar 195° C serta kandungan sulfat yang tinggi.



Gambar 3. Data Master Log

**Tabel 1. Data Korelasi Sumur**

Keterangan	Data Sumur Korelasi					
	Sumur NR-35		Sumur NR-36		Sumur NR-39	
	Nilai	Satuan	Nilai	Satuan	Nilai	Satuan
<i>Shoe casing 9 5/8 inch</i>	842	mMD	748,81	mMD	1.845	mMD
<i>Depth MOT</i>	852	mMD	753	mMD	1.104	mMD
<i>Mud MOT</i>	SG 1,09	-	SG 1,09	-	SG 1,15	-
<i>EMW MOT</i>	SG 1,59	-	SG 1,4	-	SG 1,5	-
<i>Surface pressure MOT</i>	600	Psi	332	psi	545	psi
Estimasi Tekanan Formasi	SG 1,09 – 1,15	-	SG 1,00 – 1,10	-	SG 1,12 – 1,27	-
<i>TD Trayek 8,5 inch</i>	1.751	mMD	1.850	mMD	2.620	mMD
Metode Penyemenan	<i>Dual Stage</i>	-	<i>Dual Stage</i>	-	-	<i>Single stage (linear packer)</i>
ECP	827	mMD	731,26	mMD	-	-
DSCC	812	mMD	717,04	mMD	-	-
TOC	743	mMD	716	mMD	1.820	mMD

Tahap selanjutnya dilakukan tes laboratorium terhadap slurry semen. Hasil tes laboratorium cement slurry dapat dilihat pada tabel 2.

Kemudian ditentukan excess cement slurry dengan metode lag time. Perhitungan *excess* dengan metode *lag time* pada prinsip nya adalah menghitung kelebihan volume sumur akibat terjadinya peluruhan dinding sumur saat proses pemboran. Perhitungan *excess* dilakukan dengan cara memasukkan beras kedalam cairan fluida lumpur dan mensirkulasikannya kembali ke permukaan. Jumlah *excess* di tentukan dengan cara membandingkan volume sumur secara teori dan volume aktualnya. Persentase selisih volume aktual sumur dengan volume teori didapat *excess* dari semen yang akan di tambahkan untuk penentuan volume *cement slurry*. Volume sumur secara aktual dapat dihitung dengan persamaan lag stroke berikut[9]:

$$\text{Lag stroke (stroke)} = \text{volume anulus (bbl) : Pum Out Put (bbl/stroke)}$$

Rata-rata diameter lubang sumur dapat ditentukan dengan persamaan berikut[9] :

$$D = \sqrt{[\text{hole Vol (bbl) x 1029.4}] : \text{length OH (ft)}}$$

Berdasarkan hasil perhitungan diatas maka didapat *excess* untuk penyemenan *casing 7 inch* sebesar 26,455% dengan diameter rata-rata *open hole* sebesar 9,5583. Karena perhitungan *excess* dan diameter rata-rata lubang sumur dengan metode *lag time* dianggap perhitungan diameter lubang sumur tanpa menggunakan *caliper logging* maka *excess* semen untuk sumur tanpa menggunakan *caliper logging* ditambahkan sebesar 50% [4], sehingga *excess cement slurry open hole* trayek 8,5 *inch* adalah sebesar 75%.

Perencanaan selanjutnya adalah merencanakan volume cement slurry yang dibutuhkan. Volume semen dapat ditentukan dengan persamaan berikut[7] :

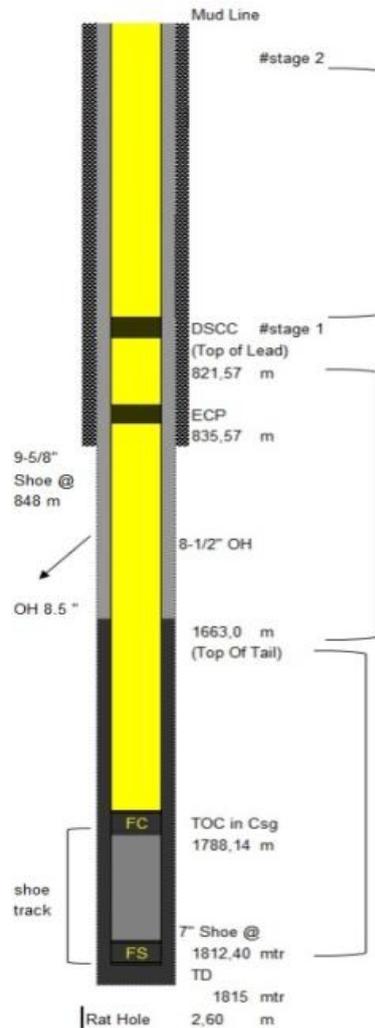
$$\text{Volume Semen (bbl)} = \text{kapasitas (bbl/ft)} \times 3,281 \times h \text{ (ft)}$$

Hasil perencanaan volume semen untuk stage 1 dan 2 dapat dilihat pada tabel 3 dan tabel 4.

Setelah dilakukan perencanaan volume semen slurry selanjutnya dilakukan perencanaan penempatan cement slurry. Penempatan *cement slurry* kedalam annulus dilakukan dengan cara mendorongnya menggunakan tekanan pompa dengan bantuan lumpur *displacement, spacer* dan *fresh water*, sehingga urutan fluida saat proses pemompaan adalah

*fresh water, spacer, cement slurry*, dan *displacement* yang dipompakan secara bersamaan sesuai dengan urutannya masing-masing.

Tekanan yang diberikan pompa agar formasi tidak pecah maka harus mengikuti ketentuan  $P_{pompa} + P_{hydro} < P_{formasi}$  [10]. Total tekanan hidrostatik fluida adalah 3.408,25 psi. maka tekanan maksimum pompa saat proses pemompaan *cement slurry* agar formasi tidak terjadi *fracture* adalah  $P_{formasi} - P_{hydro} = 3.642,6488 \text{ psi} - 3.408,25 \text{ psi} = 234,3988 \text{ psi}$ . Tahap terakhir yang perlu direncanakan adalah waktu pemompaan. Waktu pemompaan *cement slurry* tidak boleh



**Gambar 2. Ilustrasi Perencanaan Penyemenan**

melebihi waktu pengerasan semen (*thickening time*). Jika waktu pemompaan semen lebih besar daripada *thickening time* semen maka semen akan mengeras sebelum ditempatkan di annulus. Dengan *Rate* pemompaan sebesar 4 bbl/menit maka waktu yang dibutuhkan pada proses pemompaan *stage 1* dan *stage 2* masing-masing dapat dilihat pada tabel 5.

Pemompaan *cement slurry* terbagi dua yaitu pemompaan pada *stage 1* dengan total waktu 216 menit atau 3,6 jam dan *stage 2* dengan total waktu selama 122 menit atau 2,03 jam. Waktu yang didapat sudah termasuk waktu *safety* selama 120 menit pada *stage 1* dan 60 menit pada *stage 2*, waktu ini diperlukan jika terdapat permasalahan saat pemompaan *cement slurry*. Waktu pemompaan *cement slurry* diatas telah di anggap aman jika dibandingkan dengan *thickening time* terkecil *slurry* yaitu *tail slurry* selama 4 : 43 jam.

Setelah dilakukan perencanaan penyemenan selanjutnya dilakukan operasi penyemenan dengan tahapan pelaksanaan sebagai berikut [4]:

- Sirkulasikan lumpur
- Pompakan *spacer*
- Drop *Flexible Plug*
- Pompakan *stage 1 slurry*
- Displace* dengan lumpur
- Uji tekanan *casing*
- Periksa aliran balik
- Drop *opening bomb* untuk membuka DSCC
- Tekan dengan pompa hingga tekanan tertentu untuk membuka DSCC
- Sirkulasikan lumpur melalui DSCC
- Persiapkan untuk kegiatan selanjutnya

- l. Pompakan *spacer stage 2*
- m. Pompakan *cement slurry stage 2*
- n. Drop *closing plug*
- o. *Displace* dengan lumpur
- p. Uji tekanan *casing*
- q. Cek aliran balik
- r. Tekan sampai *sleeve* pada DSCC tertutup kembali
- s. Tunggu sampai semen mengeras (WOC)

Setelah dilakukan operasi penyemenan selanjutnya dilakukan analisa hasil penyemenan secara sederhana. Setelah *cement slurry* pada *stage 1* di pompakan kedalam annulus dan dipastikan ECP telah terpasang baik pada *casing 9 5/8 inch*, ada sisa *cement slurry* yang masuk pada zona *stage 2* dari kedalaman ECP 821,57 mMD sampai pada kedalaman DSCC 812 mMD karena *top stage 1* berada 812 mMD yang merupakan posisi DSCC.

Selanjutnya sebelum penyemenan *stage 2* dilaksanakan, terlebih dahulu kedalam sumur disirkulasikan lumpur untuk membersihkan anulus antara *casing 9 5/9 inch* dengan *casing 7 inch* yang merupakan zona untuk penyemenan *stage 2*. Saat sirkulasi lumpur akan mendorong sisa *cement slurry stage 1* ke permukaan dan di *shale shaker* dilakukan pengecekan. Pengecekan dilakukan dengan cara meneteskan cairan *penophtalyn* pada aliran lumpur di *shale shaker*, jika lumpur berubah warna menjadi kemerahan maka lumpur itu adalah *cement slurry stage 1* yang masuk ke zona *stage 2*. Aliran lumpur ini bisa dijadikan indikasi apakah terjadi *lost circulation* saat penyemenan atau tidak. Dimana jika sisa *cement slurry* yang masuk ke zona *stage 2* tidak ditemukan dipermukaan maka saat penyemenan terjadi *lost circulation* yang menyebabkan pengurangan fluida penyemenan atau pembesaran lubang sumur lebih besar dari prediksi dengan menggunakan metode *lag time* cek[9]. Jika hal ini terjadi maka dilakukan proses *cement bond logging* (CBL) untuk menganalisa hasil penyemenan dan menentukan apakah akan dilakukan *remedial cementing* atau tidak.

Waktu pengecekan dapat ditentukan dengan persamaan berikut [10] :

$$\begin{aligned}
 \text{Waktu} &= \text{Volume lumpur surface to surface : Pump Out Put Pompa rig} \\
 &= (\text{displacement stage 2}) : \text{Pump output pompa} \\
 &= (108,3886 \text{ bbl}) : 6,6807 \text{ bbl/menit} \\
 &= 16,2241 \text{ menit} = 16 \text{ menit}
 \end{aligned}$$

Setelah dilakukan pengecekan di *shale shaker* sesuai dengan waktu yang ditentukan yaitu sekitar 16 menit, ditemukan ada nya aliran fluida *cement slurry*, sehingga dapat dipastikan perhitungan volume sesuai dengan kondisi faktual sumur dan tidak terjadi *lost circulation* saat penyemenan.

**Tabel 2. Hasil Tes Laboratorium Cement Slurry**

<i>Slurry Properties</i>	<i>Stage 1 (1815 mMD)</i>		<i>Stage 2 (821,75 m)</i>
	<i>Lead</i>	<i>Tail</i>	<i>Lead</i>
<i>Density</i>	13,50 ppg	15,80 ppg	13,50 ppg
<i>Compressiv strength</i>	1.932 psi	2.368 psi	1.752 psi
<i>Thickening Time</i>	5 : 48 hours	4 : 43 hours	5 : 33 hours
<i>WOC</i>	24 hours	24 hours	24 hours
<i>Temperatur (BHST)</i>	195 deg F	195 deg F	135 deg F
<i>Yield slurry</i>	1,81 cuft/sack	1,16 cuft/sack	1,81 cuft/sack
<i>Mixing water</i>	7,81 gal/sack	4,42 gal/sack	7,82 gal/sack
<i>Volume Spacer</i>	50 bbl		50 bbl
<i>Volume Fresh water</i>	10 bbl		10 bl

Tabel 3. Hasil Perencanaan Volume Semen untuk Stage 1

<b>KALKULASI VOLUME ( Excess 75%)</b>					
<i>Casing / Open hole</i>	<b>Kapasitas</b> (bbl/m)	<b>TD (m)</b>	<b>Hasil</b> (bbl)	<b>FK</b> (cuft/bb)	<b>Hasil</b> (cuft)
<i>Pocket (tail)</i>	0,2303	0,60	1,0491	5,6146	5,8902
<i>Shoe track (tail)</i>	0,1293	24,26	3,1368		17,6118
<i>Ann, OH 8,5"- Csg 7''(tail)</i>	0,0741	149,40	19,3734		108,7736
<i>Ann,OH 8,5"-Csg 7''(lead)</i>	0,0741	815	105,6851		593,3778
<i>Ann,csg 95/8-Csg 7''(lead)</i>	0,0975	26,25	2,5594		14,3699
<b>Total Volume Cement slurry (lead + tail)</b>			131,8038		740,0233
<i>Displacement</i>	0,1293	1788,14	231,2065		1298,1282
<i>Stick up</i>	0,1293	1	0,1293		0,7260
<i>Surface line</i>	-	-	2		11,2292
<b>Total Volume Displacement</b>			233,3358		1.310,0834
<i>Spacer</i>			50	280,7292	
<i>Fresh Water</i>			10	56,1458	
<b>Total Volume Keseluruhan</b>			425,1396	2.386,9817	

Tabel 4. Hasil Perencanaan Volume Semen untuk Stage 2

<b>KALKULASI VOLUME</b>					
<i>Casing / Open hole</i>	<b>Capasitas</b> (bbl/m)	<b>TD (m)</b>	<b>Hasil</b> (bbl)	<b>FK</b> (cuft/bb)	<b>Hasil</b> (cuft)
<i>Ann, top lead to surface</i>	0,0975	821,75	80,120	5,6146	449,843
<b>Total Volume cement slurry</b>			80,120		449,843
<i>Displacement</i>	0,1293	821,75	106,252		596,562
<i>Stick up</i>	0,1293	1	0,129		0,726
<i>Surface line volume</i>	-	-	2		11,229
<b>Total Volume Displacement</b>			108,388		608,517
<i>Volume Spacer</i>			50		280,729
<i>Volume Fresh Water</i>			10		56,145
<b>Total Volume</b>			248,502		1.395,236

**Tabel.5 waktu Proses Pemompaan Cement Slurry**

Kegiatan	Waktu (menit)	
	Stage 1	Stage 2
pemasangan ( <i>switch</i> )	10	10
Pemompaan <i>lead slurry</i>	27	20
Pemompaan <i>tail slurry</i>	6	-
<i>drop plug</i>	5	5
pemompaan <i>displace</i>	58	20
<i>safety</i>	120	60
<i>Total</i>	216	122

#### 4. KESIMPULAN

Dari penelitian yang dilakukan mengenai perencanaan penyemenan casing 7 inch pada dengan metode *dual stage cementing*, maka dapat diambil kesimpulan sebagai berikut:

- Berdasarkan hasil interpretasi master log *mud logging report* pada saat pengeboran trayek 8,5 inch maka litologi batuan pada trayek 8,5 inch terdiri dari lapisan batuan sandstone, siltstone, shale, limestone terdapat sedikit lapisan batubara, batuan yang paling mendominasi adalah sandstone dan shale.
- parameter yang digunakan dalam menentukan metode penyemenan adalah perbandingan antara tekanan formasi dengan tekanan hidrostatik fluida penyemenan, tekanan formasi didapat dari hasil korelasi sumur sebelumnya yang berdekatan dengan sumur NR-X.
- Sumur yang dijadikan sebagai sumur korelasi adalah sumur NR-35, NR-36 dan NR-39. Berdasarkan Hasil korelasi sumur diketahui bahwa sumur NR-35 memiliki kemiripan dengan sumur NR-X yang mempunyai tekanan formasi sebesar SG 1,09 – 1,15. MOT sumur NR-35 dilakukan pada kedalaman 600 mMD menggunakan lumpur dengan densitas sebesar SG 1,09.
- MOT sumur NR-X dilakukan pada kedalaman 855 mMD (2.805,3 ft) dengan SG lumpur sebesar 1,09 dan tekanan permukaan sebesar 600 psi sehingga didapatkan tekanan maksimum formasi pada kedalaman 1.815,00 mMD/1.618,64 mTVD sebesar 3.642,6488 psi sedangkan tekanan hidrostatik fluida penyemenan pada kedalaman ini sebesar 4.363,3186 psi.
- Berdasarkan analisis litologi dan evaluasi kondisi sumur hasil pengeboran trayek 8,5 inch dapat disimpulkan bahwa untuk penyemenan casing 7 inch tidak dapat dilakukan dengan penyemenan biasa (*single stage*) karena dapat menyebabkan terjadinya *lost circulation*, sehingga untuk mencegah terjadinya *lost circulation* penyemenan casing 7 inch dilakukan dengan metode *dual stage cementing* dengan membagi penyemenan kedalam dua tahap yaitu *stage 1* terdiri dari *Lead slurry* sg 1,6 pada interval 821.75 - 1663 mMD dan *Tail Slurry* Sg 1,9 pada interval 1.663 m – 1.812,40 mMD selanjutnya *Stage 2* yang terdiri dari *Lead Slurry* Sg 1,6 pada interval 0 – 821.75 mMD.
- Berdasarkan hasil perhitungan pada *design* penyemenan maka didapat hasil sebagai berikut :
  - Semen yang digunakan pada operasi penyemenan casing 7 inch adalah semen kelas G yang di anggap mempunyai sifat semen yang sesuai dengan karakteristik sumur berdasarkan hasil tes laboratorium
  - Volume semen masing-masing adalah :
    - Stage 1* yang terdiri dari *lead* dan *tail slurry* sebanyak 131,8038 bbl, *displacement* 233,3358 bbl, *spacer* 50 bbl dan *fresh water* 10 bbl sehingga total volume yang dipompakan pada tahap pertama sebanyak 425.1396 bbl.
    - Stage 2* yang terdiri dari *lead slurry* 80,1206 bbl, *displacement* 108,3816 bbl, *spacer* 50 bbl dan *fresh water* 10 bbl sehingga total volume yang dipompakan pada tahap pertama sebanyak 248,5022 bbl.
    - Volume *excess cement slurry* pada *stage 1* adalah sebesar 75% dari volume total *cement slurry* hasil perhitungan secara teori.
  - Tekanan maksimum pompa saat proses pemompaan *cement slurry* agar formasi tidak terjadi *fracture* adalah 234,3988 psi.
  - Waktu pemompaan agar *cement slurry* tidak mengeras sebelum mengisi anulus adalah *stage 1* selama 216 menit atau 3,6 jam dan *stage 2* selama 122 menit atau 2,03 jam. Sedangkan *thickening time* terkecil pada *stage 1* adalah *tail slurry* selama 4,43 jam dan *thickening time* pada *stage 2* adalah 5,33 jam. Jika dibandingkan dengan waktu pemompaan masing-masing tahapan maka tidak terjadi pengerasan *cement slurry* sebelum ke anulus.

## 5. UCAPAN TERIMA KASIH

Tugas akhir ini berjalan dibawah bimbingan Bapak Dr. Ir. H. Syamsul Komar dan bapak Ir. Muhammad Amin, MS. selaku dosen jurusan Teknik Pertambangan Universitas Sriwijaya. Oleh sebab itu penulis mengucapkan terimakasih atas segala bimbingan, saran dan kritik selama pengerjaan tugas akhir ini. Penulis juga mengucapkan terimakasih kepada PT.PERTAMINA *DRILLING SERVICES* INDONESIA area Sumbagsel Prabumulih yang telah mendukung pelaksanaan penelitian sehingga tugas akhir ini dapat diselesaikan dengan baik.

## DAFTAR PUSTAKA

- [1] Anonim. (2013). Laporan Akhir Pemboran Sumur NR-X. PT. PDSI, Prabumulih.
- [2] Nelson, Erik B. 1990. *Well Cementing*. Schlumberger Educational Services : Texas
- [3] Rubiandini, Rudi. 2012. *Teknik Operasi Pemboran Vol.1*. Penerbit ITB : Bandung
- [4] Rabia, Hussain. 2002. *Well Engineering and Construction*. Entrac Consulting : Australia
- [5] Anonim. (2013). *Final Well Report* Sumur NR-X. PT. PDSI, Prabumulih.
- [6] Lyons, C. William. 1996. *Standard Handbook Of Petroleum & Natural Gas Engineering Vol.1*. Gulf Publishing Company : Houston, Texas
- [7] Lapeyrouse, Norton J. 2002. *Formulas and Calculations for Drilling Productions, and Workover*. Elsevier Science : USA
- [8] Smith, K. Dwight. 1990. *The Cementing Monograph Volume 4*. Society of Petroleum Engineers Inc: New York
- [9] Wardhana, Kresna. 2007. *Basic Mud Logging Hand Book*. Mustika Petrotech Indonesia: Jakarta
- [10] Rubiandini, Rudi. 2012. *Teknik Operasi Pemboran Modern Vol.3*. Penerbit ITB : Bandung