

## BAB V

### PENUTUP

#### 5.1. Kesimpulan

*Lay barge* Castoro 8 menurut spesifikasi tekniknya mampu melakukan pemasangan jalur pipa dengan diameter 5 Inch (1320.8mm). Dalam hal ini kemampuan dari *tensioner* yang berfungsi sebagai penahan dan pengatur pergerakan pipa pada saat pemasangan menjadi tolok ukur dalam perhitungan kemampuannya melakukan proses *shorepull*. Dari perhitungan dan analisa yang dilakukan pada pembahasan sebelumnya, dapat disimpulkan bahwa:

1. Kekuatan dari *tensioner* sebanyak 3 unit yang terpasang pada *firing line* di geladak *lay barge* dengan kapasitas masing-masing sebesar 45 Ton berperan sebagai penyangga utama jalur pipa yang menjulur sampai ke TDP (*Tuch Down Point*) di dasar laut.
2. *Horizontal pulling winch* dengan kemampuan tarik maksimal 500 Ton yang berada di darat didukung oleh pondasi sistem anchor pipe tidak mampu menarik jalur pipa yang menjulur dari *laybarge* sampai ke target yang diinginkan di garis pantai, dikarenakan kekuatan tarik minimal yang dibutuhkan untuk dapat menarik jalur pipa tersebut adalah 668 Ton.
3. *Horizontal pulling winch* dengan kemampuan tarik maksimal 500 Ton yang berada di darat didukung oleh pondasi sistem anchor pipe mampu menarik jalur pipa yang menjulur dari *laybarge* sampai ke target yang diinginkan di garis pantai dengan menggunakan *buoyancy tank* yang terpasang pada setiap *joint* pipa, dikarenakan kekuatan tarik minimal yang dibutuhkan untuk dapat menarik jalur pipa tersebut adalah 180 Ton.
4. Jalur pipa yang duduk di dasar laut berada dalam posisi jalur parit yang telah dipersiapkan sebelumnya dengan kedalaman 3 meter di bawah dasar laut, sesuai dengan spesifikasi dari pemesan. Untuk selanjutnya dapat dilakukan penimbunan dengan batu (*rock dumping*) dalam rangka untuk pengamanan jalur pipa di daerah pantai.
5. Jalur pipa bawah laut di daerah pantai dapat terpasang dengan baik dengan proses *shorepull*, sesuai dengan spesifikasi dan standard keamanan, hal ini dapat terjadi karena dilakukan pemasangan *buoyancy tank* pada setiap *joint* pipa yang menjulur keluar dari *firing sistem* yang merupakan faktor perigan dari beban jalur pipa secara keseluruhan.

## 5.2. Saran

1. Data-data dari hasil survey harus lengkap, akurat, terbaru, dan dapat dipertanggungjawabkan, karena digunakan sebagai dasar informasi awal dalam perencanaan jalur pipa.
2. Dalam menentukan rancangan jalur pipa bawah laut harus memahami peraturan-peraturan yang ditetapkan oleh DnV'81, ASME B31.8, API 5L dan kaidah-kaidah lainnya yang mengatur tata cara perencanaan jalur pipa.
3. Teknis pemasangan, pelepasan dan pengumpulan kembali buoyancy tank agar dapat dilakukan lagi studi lebih lanjut untuk mendapatkan metode yang lebih efektif, ekonomis dan aman.
4. Rancangan jalur pipa bawah laut haruslah mempertimbangkan teknik pemasangan yang efisien dan aman.
5. Rancangan jalur pipa bawah laut haruslah mempertimbangkan faktor kesehatan dan keselamatan lingkungan hidup.
6. Penggunaan *official home spread sheet* dan *software* aplikasi pendukung lainnya dalam merancang jalur pipa sangat membantu dalam memperhitungkan dan menganalisa rancangan jalur pipa.

## DAFTAR PUSTAKA

- [1.] DNV (1981), *Rules for the Design, Construction and Inspection of Submarine Pipeline Systems*, Det Norske Veritas, Veritasveien 1, N-1322 Høvik, Norway
- [2.] ASME B31.4, Pipeline Transportation System for Liquid Hydrocarbon Pipelines, American Society of Mechanical Engineering 1998
- [3.] API Specification 5L, *Specification for Linepipe*, American Petroleum Institute 43<sup>rd</sup> Edition March 2004
- [4.] API RP 1111 (1999), *Design, Construction, Operation and Maintenance of Offshore Hydrocarbon Pipelines*, American Petroleum Institute 3<sup>rd</sup> Edition 1999
- [5.] New Offshore Crude Oil Unloading Facilities Project, Report – *Shore Approach and Start-up Analysis*, PT. Saipem Indonesia, Jakarta
- [6.] New Offshore Crude Oil Unloading Facilities Project, Procedure – *Shorepull*, PT. Saipem Indonesia, Jakarta
- [7.] New Offshore Crude Oil Unloading Facilities Project, *Design Basis Manual*, PT. Saipem Indonesia, Jakarta
- [8.] PennWell, *Offshore Pipeline Design Analysis and Method*, Mousseli A.H, PennWell Publishing Company 1421 SSR Tulsa, Oklahoma 74101
- [9.] Trevor Jee 2004, *Offshore Pipeline Construction*, Trevor Jee Ass. Engineering Consultant, 26 Camden Rd, Tunbridge Wells England

## **LAMPIRAN**

- [1.] *Winch Shorepull Force Calculation without Buoyancy Tank.* 2 lembar
- [2.] *Winch Shorepull Force Calculation with Buoyancy Tank.* 2 lembar
- [3.] *Gambar Shorepull Plan Longitudinal Profile.* 3 lembar
- [4.] *Gambar Shorepull General Arrangement.* 1 lembar



## WINCH SHORE PULL FORCE CALCULATION

WINCH SHORE PULL FORCE CALCULATION

PIPE MOVEMENT SEQUENCES RESULT

## WINCH SHORE PULL FORCE CALCULATION

BARGE POSITION		PIPE PROPERTIES		CONSTANTS		INPUT DATA		GENERATE																			
Barge Name (assumed)	Castrol B	Material Grade	API 5L	X05	Gravity Acceleration Sea water density	9.807 kg/m <sup>3</sup>	m <sup>2</sup> 1025																				
KP LOCATION	Beadball at KP 2.179 279.0	OD	1320.80 (mm)		Steel Density	7850.00 (kg/m <sup>3</sup> )																					
Onshore/offshore limit	0.0m WD; At KP 0.000	WT	25.40 (mm)		Corrosion Coating Thickness	3.00 (mm)																					
Pulling end target	At KP 0.000				Concrete Coating Density	940.00 (kg/m <sup>3</sup> )																					
Effective water level for pipe submerged weight	1.5605m WD; At KP 0.050				Concrete Coating Thickness	127.00 (mm)																					
Effective water level for Buoyancy Tank	2.9305m WD; At KP 0.100				Concrete Coating Density	3044.00 (kg/m <sup>3</sup> )																					
ELEVATION & WATER DEPTH					Field joint density	370.00 (mm)																					
Elevation at KP = 0	(m) 0.00				Water absorption	1200.00 (kg/m <sup>3</sup> )																					
Water depth at KP = 2.179	(m) 15.00				Pipe joint Length	0.00 (m)																					
OD buoy	(m) 1.350				OTHERS																						
Buoy weight on air	(Te) 1.600				Bottom tension	400.00 (kN)																					
Net buoyancy	(Te) 5.500				Maximum allowed shorepull force	350.00 (Te)																					
BT Arrangement	1BT / 1JT				Safety factor	1.20 (degree)																					
No. of Buoyancy Tank @ Zone 1	(1) 1				Slope Angle	0.20 (degree)																					
No. of Buoyancy Tank @ Zone 2a	(1) 5				Dynamic Amplification Factor	1.00 (1.0)																					
No. of Buoyancy Tank @ Zone 2b	(1) 5				SOIL FRICITION FACTOR																						
No. of Buoyancy Tank @ Zone 3	(1) 148				Zone 1 - Onshore	0.00 (0.0)																					
BT detached position	(1) At KP 0.000				Zone 2a - Max. Water Depth = OD_wt + Dist.	0.30 (0.30)																					
WIRE PROPERTIES					Zone 2b - Max. Water Depth = OD_wt + Dist.	0.30 (0.30)																					
Wire OD:	(Inches) 3.50				Zone 3 - Water Depth > OD_pipes + Dist.	0.50 (0.50)																					
Wire weight in air	(kg/m) 32.00				ITERATION (FOR PIPE MOVEMENT SEQUENCES)																						
					Pipe Movement Sequences	(Km) 0.20																					
					No. of Iteration	(Km) 9																					
RESULTS																											
SLOPE ANGLE (Degree)																											
SLOPE (Degree)		Zone 3	Zone 2b	Zone 1	SUMMARY OF RESULT																						
0.340		1.547	1.513	0.000	Buoyancy Tank Spacing Total Pipe Length to be Pulled Min. Shorepull Force Required																						
PIPELINE INTEGRITY CHECK																											
SMYS		448.00 (MPa)	358.40 (MPa)	103368 (mm <sup>2</sup> )																							
Allowable Tension Stress																											
Tension Area																											
PIPE & WIRE																											
52in pipe with 127mm CWC thk.																											
Submerged Pipe Weight Dry Pipe Weight Soil Friction for wire Submerged Wire Weight		(kN/m) 5.023 24.752 0.500 0.026	Total BT Length with Soil Factor Length with Capacity No. of BT Weight per Unit Length	(kN/m) 50 50 50 50	Total Weight Length with Soil Factor Length with Capacity No. of BT Weight per Unit Length	(kN/m) 50 50 50 50	Zone 2b	Zone 2a	Zone 1 (onshore)																		
TOUCH DOWN POINT		(at KP)	1.900																								
Touch Down Point																											
RESULT																											
PIPE LINE PROFILE																											
Midspan Position	WD below Soil	Length with Soil Factor	Total Weight	No. of BT	Length with Soil Factor	Total Weight	No. of BT	Length with Soil Factor	Total Weight	No. of BT																	
KP	(m)	(m)	(kg/m)	(pc)	(m)	(kg/m)	(pc)	(m)	(kg/m)	(pc)																	
2.1119	15.0	1800	1800	148	5.500	0.588	0.50	50	1.600	6.592	0.30	50	50	1.600	26.322	0.3	0	Q	1	1.600	1593.672	1E+05	1073	149	1767	180	5

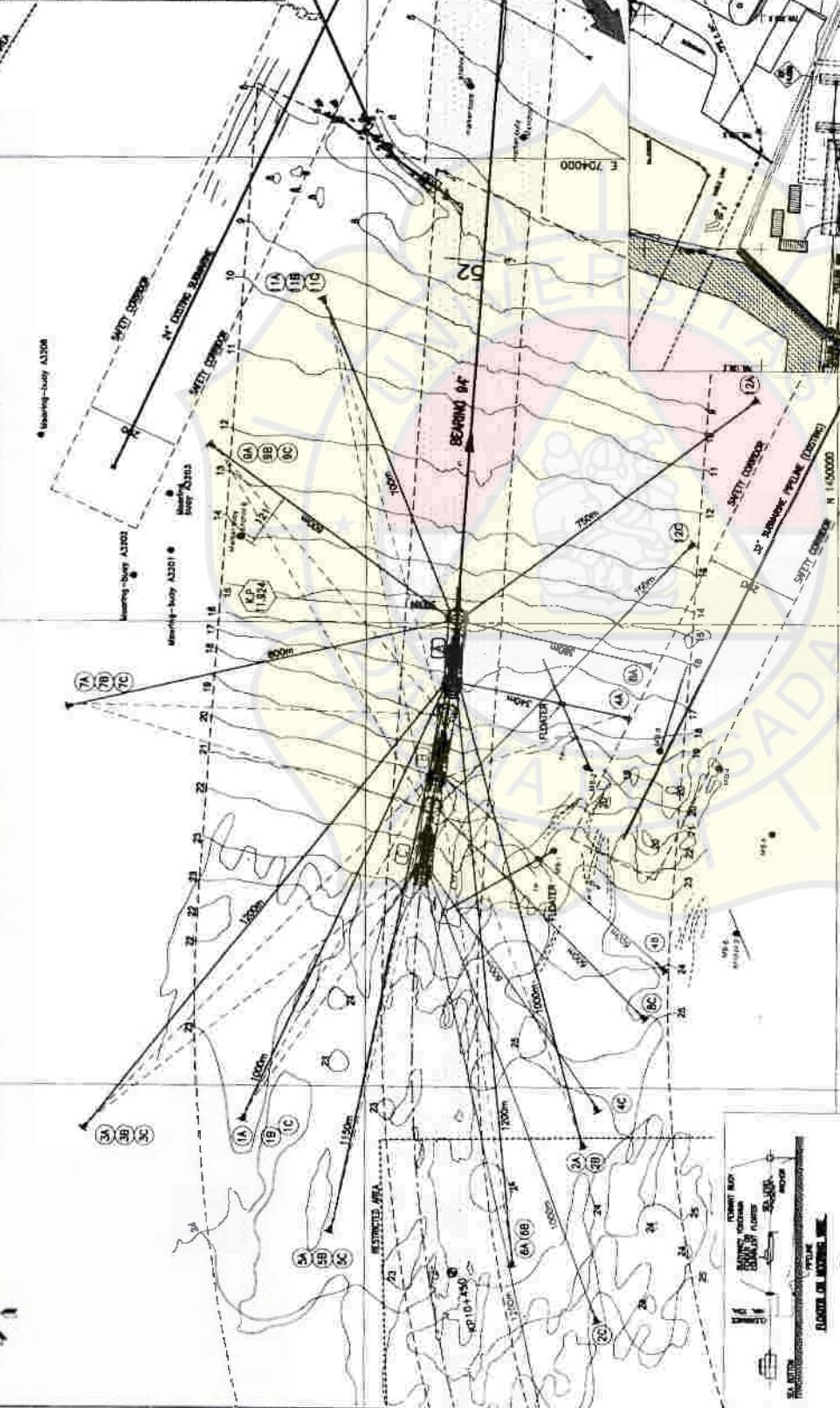
## WINCH SHORE PULL FORCE CALCULATION

PIPE MOVEMENT SEQUENCES RESULT

CASTORO 8

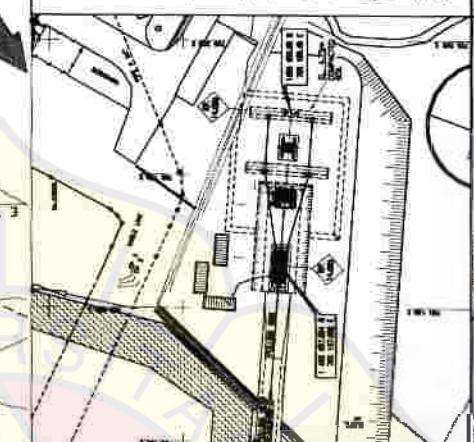
ANCHOR COORDINATES

ANCHOR NO.	EASTING (m)	NORTHING (m)	ANCHOR NO.	EASTING (m)	NORTHING (m)
1,A,B,C	701650.765	1451266.976	1	701520.831	1450511.115
2,A,B	701894.371	1450517.684	2C		
3,A,B,C	701878.518	1451577.561	3		
4,	701873.15	1451054.748	4B	702270.750	1450484.715
5,A,B,C	701712.749	1451054.877	4C	701972.061	1450511.574
6,A,B	701842.220	1450951.177	4C	701759.140	1450507.561
7,A,B,C	702021.344	1451601.891	7		
8,A,B	702051.522	1450472.752	8C	7021164.520	1450474.216
9,A,B,C	702051.522	1451307.594	9		

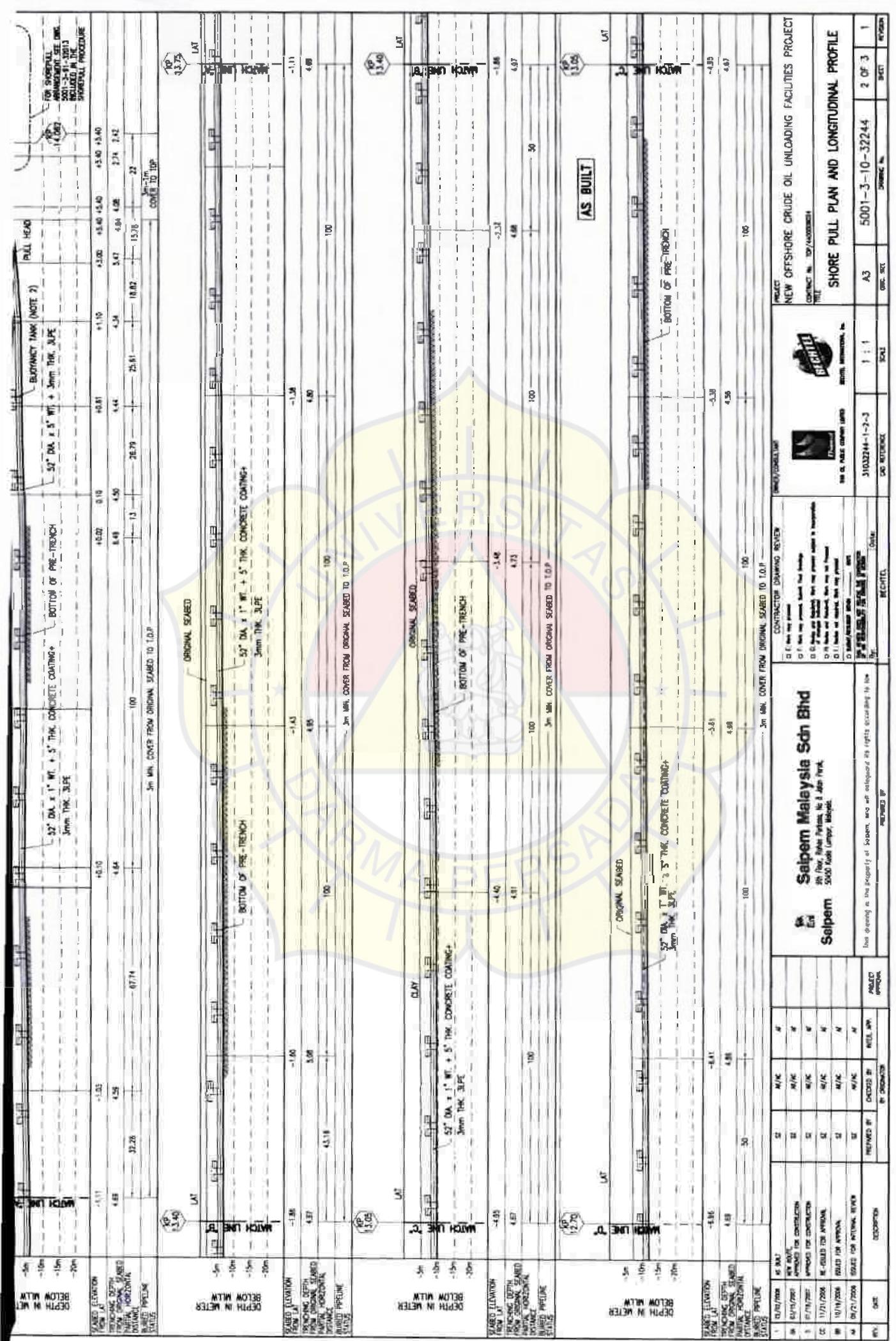


JETTY PILES  
POSSIBLE OBSTRUCTION  
BENEATH SEALED  
SANDY SEDIMENTS.  
LAWD SUREMENTS.

NOTE I. DEPLOY ANCHOR POSITION FOR SHIP/PULLING OF CASTOR® R  
SEE DRAWING NO. 4400-14-14-12-007



**NEW OFFSHORE CRUDE OIL UNLOADING FACILITIES PROJECT**

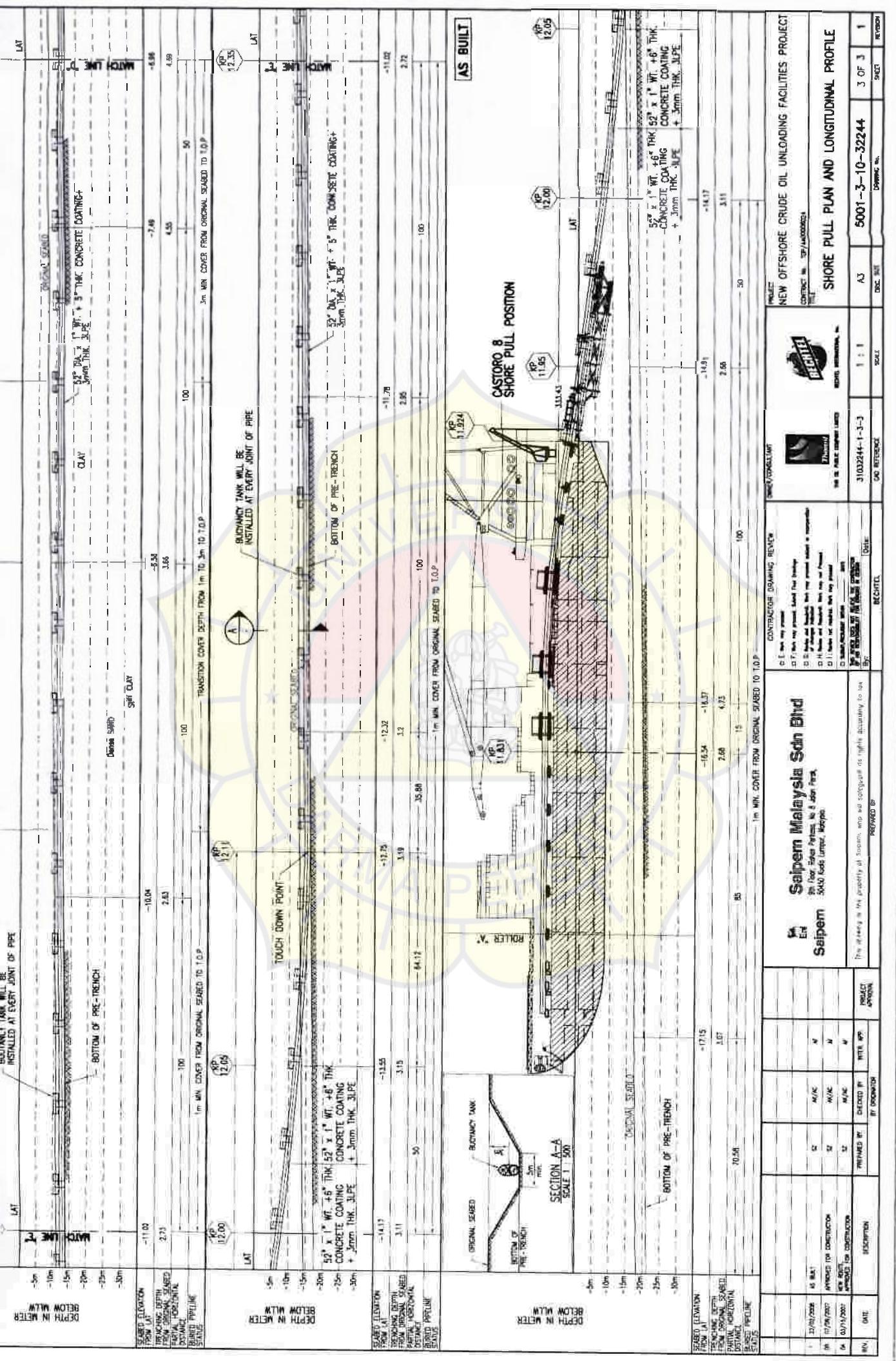


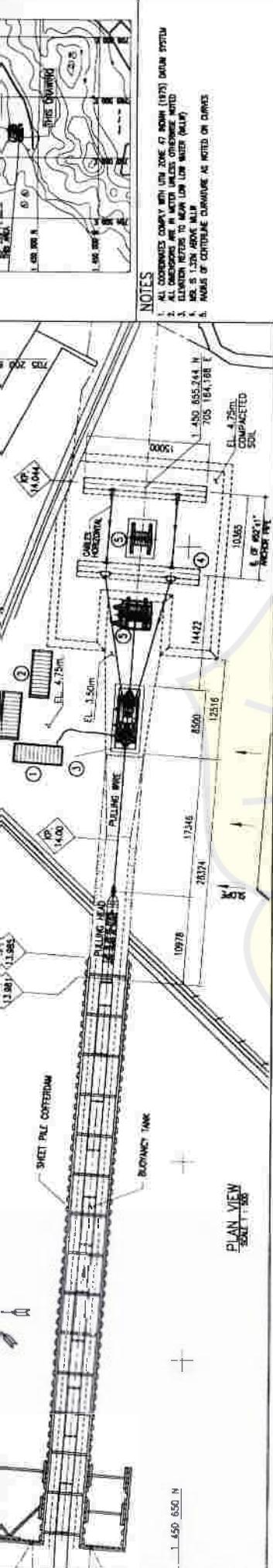
ESTABLISHED 1891  
THE EIGHTH JOINT OF SPEECH

三

44

8





ELEVATION		SIGHT LINE A	
SITE NO.	DESCRIPTION	STY	SIZE (IN)
1	CONTROL PANEL CONTAINER	1	6.05 x 7.25 x 3.5
2	POWER PACK CONTAINER	1	6.05 x 7.25 x 3.5
3	LEAD PELLING MACHIN	1	2.50 x 2.25 x 1.5
4	SPREADING MACHINE	1	4.00 x 3.50 x 1.5
5	WIRE REEL C/W 140m OF 50mm GA CABLE	2	3.00 x 2.5 x 3.5

CROSS SECTION		ELEVATION		SLOPE		SECTION A-A SLOP E 1:10		OVER LAYER	
NO.	DESCRIPTION	NO.	DESCRIPTION	NO.	DESCRIPTION	NO.	DESCRIPTION	NO.	DESCRIPTION
1	HHR	1	HHR	2	3 mm W/C COATING	3	VS	4	MLW
4	RD	5	RD	6	4.50	7	1.15	8	LW
13.819	13.814	13.840	13.845	4.06					

PROJECT NEW OFFSHORE CRUDE OIL UNLOADING FACILITIES PROJECT		CONTRACTOR BECHTEL	
REFERENCE NO. TP/14000004		GENERAL ARRANGEMENT	
CONTRACTOR DRAWING REVIEW		DRAWING NUMBER TP/14000004	
SAPERM MALAYSIA SDN BHD Engr. Engr. Engr. Engr. Sapem 118, Jalan Permai, No. 4, 60100, Kuala Lumpur, Malaysia.		TP/14000004	
DATE PREPARED BY 11/10/2007		DATE APPROVED BY 11/10/2007	
DESCRIPTION GROUTING FOR INTERNAL TOWER		APPROVAL BY CONTRACTOR MCAC	
PREPARED BY MCAC		APPROVAL BY CONTRACTOR MCAC	
This drawing is the property of Sapem, and its information is rights according to law.		DRAWING NUMBER TP/14000004	
		DRAWING DATE 11/10/2007	
		DRAWING SCALE As shown	
		DRAWING STATUS REVISION	
		DRAWING NO. A3	
		DRAWING DATE 05/01/2013	
		DRAWING STATUS 1 OF 1	
		DRAWING REVISION AA	