



Raport de Amplasament

Rompetrol Rafinare SA

August 2017

CUPRINS

1	DATE GENERALE	1
1.1	DENUMIREA UNITĂȚII	1
1.2	PROFILUL DE ACTIVITATE	1
1.3	REGIMUL DE LUCRU	2
1.4	NUMĂR PERSONAL	2
2	INTRODUCERE	3
2.1	CONTEXT	3
2.2	OBIECTIVE	4
2.3	SCOP ȘI ABORDARE	4
3	DESCRIEREA TERENULUI	6
3.1	LOCALIZAREA TERENULUI	6
3.2	PROPRIETATEA ACTUALĂ	7
3.3	UTILIZAREA ACTUALĂ A TERENULUI	7
3.4	UTILIZĂRILE TERENULUI DIN ÎMPREJURIMI	8
3.5	MODUL DE UTILIZARE A SUBSTANȚELOR CHIMICE	8
3.6	DATE CLIMATICE	9
3.7	TOPOGRAFIE ȘI SCURGERE	11
3.8	GEOLOGIE ȘI HIDROGEOLOGIE	11
3.9	HIDROLOGIE	24
3.10	AUTORIZAȚII CURENTE	27
3.11	DETALII DE PLANIFICARE	28
3.12	INCIDENTE LEGATE DE POLUARE	35
3.13	VECINĂTATEA CU SPECII ȘI HABITATE PROTEJATE SAU ZONE SENSIBILE	35
3.14	CONDIȚIILE CLĂDIRILOR	37
4	ISTORICUL TERENULUI	38

4.1	FOLOSINȚE ANTERIOARE ALE TERENULUI	38
5	TEHNICI DE MANAGEMENT. ASPECTE OPERAȚIONALE	39
6	RECUNOAȘTEREA TERENULUI	40
6.1	PROBLEME IDENTIFICATE	40
6.2	DESCRIEREA INSTALAȚIILOR ȘI A PROCESELOR TEHNOLOGICE	41
6.3	DESCRIEREA INSTALAȚIILOR ȘI PROCESELOR AUXILIARE	98
6.4	INTRĂRI DE MATERIALE	102
6.5	DEPOZITE	103
6.6	UTILITĂȚI	110
7	EMISII DE POLUANȚI ÎN ATMOSFERĂ ȘI PROTECȚIA CALITĂȚII AERULUI	117
7.1	SURSE DE POLUANȚI ȘI NATURA EMISIILOR	117
7.2	INSTALAȚII ȘI ECHIPAMENTE PENTRU REȚINEREA, EVACUAREA ȘI DISPERSIA POLUANȚILOR ÎN AER	118
7.3	REZULTATELE MONITORIZĂRII CALITĂȚII AERULUI	119
7.4	EMISII COV	123
7.5	EMISII CO ₂	124
7.6	CONCLUZII PRIVIND EMISIILE ATMOSFERICE	124
8	EVACUĂRI DE POLUANȚI ÎN APĂ ȘI PROTECȚIA CALITĂȚII APEI	125
8.1	SURSE DE POLUANȚI	125
8.2	INSTALAȚII DE PREEPURARE/EPURARE A APELOR UZATE	127
8.3	MONITORIZAREA CALITĂȚII FACTORULUI DE MEDIU APĂ	135
8.4	CONCLUZII	140
9	EVACUĂRI ÎN SOL ȘI SUBSOL	141
9.1	SURSE DE POLUANȚI PENTRU SOL ȘI SUBSOL	141
9.2	MONITORIZAREA FACTORULUI DE MEDIU SOL	142
9.3	CONCLUZII	146

10	ZGOMOT ȘI VIBRAȚII	147
11	GESTIONAREA DEȘEURILOR	149
11.1	EVIDENȚA ȘI MODUL DE GESTIONARE A DEȘEURILOR REZULTATE	149
11.2	LISTA CONTRACTELOR CU FIRME DE VALORIFICARE/ ELIMINARE A DEȘEURILOR	152
12	ENERGIA	153
12.1	ASIGURAREA ENERGIEI ELECTRICE	153
12.2	ASIGURAREA ENERGIEI TERMICE	153
13	ACCIDENTE ȘI CONSECINȚELE LOR	154
14	PLAN DE MONITORIZARE	155
15	ÎNCETAREA ACTIVITĂȚII	162
	Anexa 1 Certificat de înregistrare elaborator Raport de Amplasament	163
	Anexa 2 Lista substanțelor chimice periculoase	164
	Anexa 3 Planul de încadrare în zonă	169
	Anexa 4 Planul general al amplasamentului Rompetrol Rafinare	170

Abrevieri

AGA	Autorizația de Gospodărire a Apelor
AIM	Autorizația Integrată de Mediu
APM	Agenția de Protecție a Mediului
BAT	Best Available Technologies (Cele mai bune tehnici disponibile)
CC	Cracare Catalitică
COV	Compuși Organici Volatili
Cx	Cocsare Întârziată
DAV	Distilare Atmosferică/în Vid
DCP	Decanol Peroxid
DGRS	Desulfurare gaze recuperare sulf
FG	Fracționare Gaze
GPL	Gaz Petrolier Lichefiat
HB	Hidrofinare Benzină
HDV - HM	Hidrofinare Distilat de Vid ce funcționează ca Hidrofinare Motorină
HPM	Hidrofinare Petrol Motorină
HPR	Hidrofinare Petrol Reactor
MHC	Instalația Hidrocracare Blândă
MTBE	Metil-tert-butil-eter
PIP/HDPE	Polietilenă de Înaltă Presiune / joasă densitate
PJP/LDPE	Polietilenă de joasă presiune/înaltă densitate
PP	Instalația Polipropilenă
RC	Reformare Catalitică
RGF	Recuperare Gaze Faclă
SEF	Stația de Epurare Finală
SRU&TGT	Recuperare Sulf și Tratare Gaze Reziduale
VLE	Valoarea Limită de Emisie

1 DATE GENERALE

1.1 DENUMIREA UNITĂȚII

Unitatea care solicită revizuirea autorizației integrate de mediu este Rompetrol Rafinare SA, în vederea integrării activităților desfășurate de SC Rompetrol Petrochemicals SRL și SC Rompetrol Gas SRL și a activelor preluate de la aceste două societăți în activitatea proprie și implicit în activitatea ce va fi autorizată din punct de vedere al protecției mediului.

Rompetrol Rafinare SA – sediu B-dul Năvodari nr. 215, mun Năvodari, jud. Constanța, înscrisă în Registrul Comerțului cu nr. J13/534/05.02.1991, cod unic de înregistrare 1860712.

1.2 PROFILUL DE ACTIVITATE

Activitățile pentru care se solicită autorizarea, conform codurilor CAEN, sunt:

CAEN rev.2	Denumire
Uzina Rafinare (activități desfășurate de Rompetrol Rafinare SA)	
1920	Fabricarea produselor obținute din prelucrarea țițeiului
Uzina Petrochimie (activități preluate de la Rompetrol Petrochemicals SRL)	
2016	Fabricarea materialelor plastice în forme primare
Sector Gas (activități preluate de la Rompetrol Gas SRL)	
4671	Comerț cu ridicata al combustibililor solizi, lichizi și gazoși și al produselor derivate
4950	Transporturi prin conducte
5210	Depozitări

Conform Anexei 1 din Legea 278/2013 privind emisiile industriale, activitățile desfășurate pe platforma industrială analizată se încadrează după cum urmează:

Categorie	Denumire	
Uzina Rafinare		
1.2.	Rafinarea petrolului și a gazului	
Uzina Petrochimie		
4.1.	Producerea compușilor organici, precum:	a) Hidrocarburile simple (liniare sau ciclice, saturate sau nesaturate, alifatică sau aromatice)
		h) Materiale plastice de bază (polimeri, fibre sintetice și fibre pe bază de celuloză)

Activitatea S.C. Rompetrol Gas S.R.L. nu se află sub incidența Legii 278/2013 privind emisiile industriale, dar, deoarece activele acesteia au fost preluate de Rompetrol Rafinare, autorizația integrată de mediu revizuită va acoperi și activitatea preluată de la S.C. Rompetrol Gas S.R.L.

1.3 REGIMUL DE LUCRU

1.3.1 Uzina Rafinare

- 24 ore/zi în 3 schimburi;
- 7 zile/săptămână;
- 365 zile/an.

1.3.2 Uzina Petrochimie

- 24 ore/zi în 3 schimburi;
- 7 zile/săptămână;
- 365 zile/an.

1.3.3 Sector Gas

- 24 ore/zi în 3 schimburi;
- 7 zile/săptămână;
- 365 zile/an.

1.4 NUMĂR PERSONAL

Numărul angajaților pentru toate cele trei sectoare analizate în prezentul raport de amplasament este de 900 de persoane.

2 INTRODUCERE

2.1 CONTEXT

Raportul de amplasament a fost întocmit de KPMG în România , companie înscrisă în Registrul Național al elaboratorilor de studii de mediu la poziția 333 (Certificatul de înregistrare este prezentat în Anexa 1), conform criteriilor prevăzute în Ghidul tehnic general pentru aplicarea procedurii de emitere a autorizației integrate de mediu aprobat de Ordinul nr. 36/2004, și se referă la amplasamentul instalațiilor de petrochimie, rafinare și distribuție a produselor petroliere și gaze lichefiate, aparținând Rompetrol Rafinare S.A.

Acest raport a fost întocmit în vederea conformării cu principiile de control, reducere și prevenire a poluării, precum și pentru includerea activității desfășurate de S.C. Rompetrol Petrochemicals S.R.L. și S.C. Rompetrol Gas S.R.L. în autorizația integrată de mediu, ce urmează a fi revizuită, a Rompetrol Rafinare S.A.

Prezenta documentație reprezintă actualizarea datelor din rapoartele de amplasament anterioare întocmite de S.C. Mediu Consulting S.R.L. Galați pentru Rompetrol Rafinare S.A. în anul 2012 și de Cabinet Expert Mediu Traian Petrescu în anul 2010 pentru S.C. Rompetrol Petrochemicals S.R.L. Raportul de securitate pentru amplasamentul din B-dul Năvodari, nr. 215, Năvodari, jud. Constanța, întocmit de Auditeco Ges SRL, în mai 2017, a fost de asemenea consultat și utilizat în ceea ce privește informațiile actualizate cu privire la starea amplasamentului.

Au fost utilizate informații cu privire la calitatea factorilor de mediu conform rezultatelor monitorizărilor recente ale acestora, realizate de laboratoare acreditate RENAR în acest sens, precum și informații referitoare la instalațiile autorizate ale celor trei entități.

Informațiile conținute de aceasta documentație sunt proprietatea intelectuală a Rompetrol Rafinare SA și nu pot fi utilizate sau copiate, în parte sau în întregime, fără consimțământul scris al reprezentanților companiei.

Geta Diaconu



Director Sustainability Advisory

2.2 OBIECTIVE

Principalele obiective ale Raportului de amplasament, conform prevederilor principiului de prevenire, reducere și control integrat al poluării, sunt:

- Analizarea stării actuale a amplasamentului cu scopul constituirii unui punct de referință pentru investigațiile ulterioare, prin evidențierea stării actuale a zonei, din punct de vedere al situației prezente a factorilor de mediu;
- Furnizarea de informații cu privire la caracteristicile fizice și vulnerabilitățile amplasamentului;
- Investigarea calității actuale a factorilor de mediu în zona amplasamentului precum și a zonelor învecinate;
- Prezentarea utilizărilor anterioare și actuale ale amplasamentului supus analizei pentru identificarea zonelor cu potențial de contaminare;
- Identificarea parametrilor ce necesită monitorizare pe parcursul funcționării instalațiilor cu scopul asigurării calității factorilor de mediu, în conformitate cu cerințele legale de protecția mediului, aplicabile;
- Furnizarea de informații despre zonele contaminate;
- Furnizarea de suficiente informații pentru a descrie interacțiunea factorilor de mediu.

Prezentul raport a fost elaborat pentru întregul amplasament constituit din instalațiile funcționale și nefuncționale ce aparțin Rompetrol Rafinare S.A.

2.3 SCOP ȘI ABORDARE

Prezentul raport a fost elaborat pe baza informațiilor și datelor privind calitatea mediului pe amplasament disponibile la data elaborării raportului, în conformitate cu Legea 278/2013 privind emisiile industriale.

Raportul de amplasament include anexe în care sunt prezentate date și informații care clarifică și susțin prezentările și analizele din partea scrisă a raportului.

Pentru întocmirea raportului au fost utilizate următoarele surse de informare:

- Informații puse la dispoziție de beneficiar;
- Intervievarea personalului unității;
- Studierea documentelor de monitorizare a emisiilor;
- Analiza raportărilor către autoritățile de mediu ale beneficiarului;
- Studierea procedurilor interne cu privire la protecția mediului;
- Analiza contractelor cu furnizorii de servicii în domeniul protecției mediului.
- Autorizația de Gospodărire a Apelor nr.203/19.08.2016, a Rompetrol Rafinare SA, valabilă pentru tot amplasamentul;
- Autorizația integrată de mediu nr. 1/10.05.2013 aferentă Rompetrol Rafinare S.A.;
- Autorizația integrată de mediu nr. 9/03.10.2011 deținută de S.C. Rompetrol Petrochemicals S.R.L.;

- Autorizația de mediu nr. 27/27.01.2014 valabilă pentru S.C. Rompetrol Gas S.R.L.;
- Rezultatele programului de monitorizare a factorilor de mediu (2016, 2017);
- Raportul anual de mediu 2016;
- Documente referitoare la certificarea sistemului integrat de management de mediu – calitate – sănătate/siguranță în muncă (conform cerințelor standardelor internaționale ISO 14001, ISO 9001 și OHSAS 18001);
- Ghidul tehnic general pentru aplicarea procedurii de emitere a autorizației integrate de mediu, aprobat prin Ordinul nr. 36/2004;
- Raportul de amplasament pentru Rompetrol Rafinare S.A., elaborat de S.C. Mediu Consulting S.R.L. Galați în anul 2012;
- Raportul de amplasament pentru S.C. Rompetrol Petrochemicals S.R.L., elaborat de Cabinet Expert Mediu Traian Petrescu în anul 2010;
- Raportul de securitate pentru platforma rafinării Petromidia, elaborat de AUDITECO GES S.R.L. în anul 2017;
- Legislația de mediu în vigoare în anul 2017.

În conformitate cu prevederile Ghidului Tehnic General, activitățile de elaborare ale raportului au fost împărțite în trei faze: *Faza 1a*, *Faza 1b* și *Faza 2*.

Obiectivele Fazei 1a au fost următoarele:

- analiza utilizărilor anterioare și actuale ale amplasamentului pentru a identifica existența unor posibile zone poluate;
- analiza informațiilor în raport cu condițiile de mediu de pe amplasament în vederea înțelegerii naturii, dispersiei și comportamentului poluării care ar putea fi depistată;
- obținerea informațiilor suficiente cu privire la amplasamentul analizat, cu scopul dezvoltării inițiale a unui model conceptual al terenului și al împrejurimilor sale. Termenul de “model conceptual” se utilizează cu sensul de prezentare în imagini sau text, care să descrie clar relațiile dintre toate elementele mediului, receptori și poluare care pot exista pe amplasament.

Obiectivul Fazei 1b al analizei condițiilor inițiale ale amplasamentului a constatat în îmbunătățirea “modelului conceptual” ce a fost elaborat în cadrul Fazei 1a, pentru a interpreta în mod corect rezultatele utilizate la caracterizarea amplasamentului și poluarea prezentă pe acesta, prin documentarea suplimentară.

Obiectivul Fazei 2 a fost culegerea de informații și date suplimentare necesare unui raport privind condițiile actuale de pe amplasament care să însoțească solicitarea emiterii autorizației integrate de mediu.

3 DESCRIEREA TERENULUI

Amplasamentul analizat este situat pe B-dul Năvodari nr. 215, mun. Năvodari, jud. Constanța (fost DJ 226 km 23).

În partea de nord-vest a amplasamentului se situează Lacul Corbu, la vest lacul Tașaul și satul Sibioara, la sud - est zona industrială Port Midia, la sud-vest localitatea Lumina, la sud lacul Siutghiol și stațiunea Mamaia, iar la est Marea Neagră.

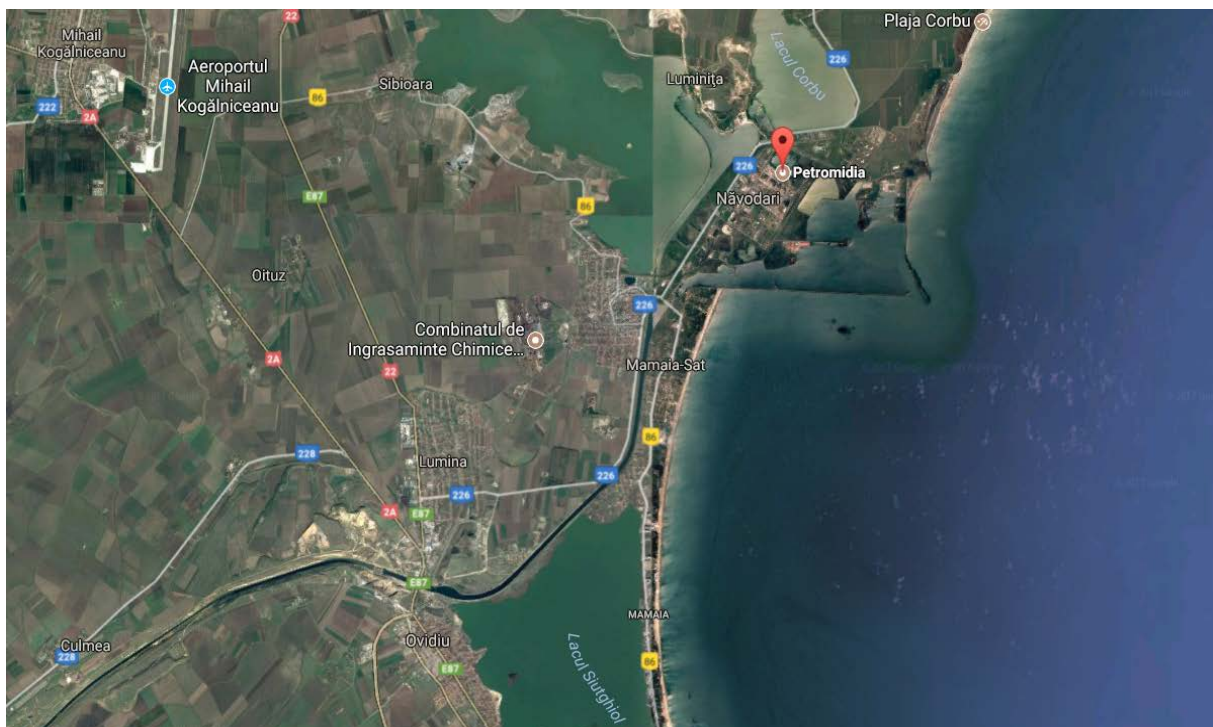


Figura 1 Localizare amplasament

Platforma complexului Industrial (Rompetrol Rafinare SA, SC Rompetrol Petrochemicals SRL și SC Rompetrol Gas SRL) s-a realizat prin înălțarea cotei terenului la cca. 2,50 m - 3,00 m RMN, prin hidromecanizare, cca. 100 ha reprezentând extinderea acesteia în mare. Materialul de umplură este un nisip marin ale cărui caracteristici structurale nu diferă substanțial de suportul natural.

Există de asemenea areale unde umplutura s-a refăcut cu depozite loessoide sau argiloase, excavate din Canal. În aceste zone apare potențialul reținerii apelor de suprafață.

În partea de sud a platformei, terenul a rămas la un nivel coborât, cu bălți drenate slab între cele două ramuri ale Canalului și înspre mare.

3.1 LOCALIZAREA TERENULUI

Suprafața de teren pe care Rompetrol Rafinare SA își desfășoară activitatea este de aprox. 306,03 ha în cadrul platformei industriale, cu o suprafață totală de 495,7 ha, aparținând Grupului Rompetrol SA.

Societatea este amplasată pe platforma Petromidia într-o zonă industrială. Perimetrul societății are următoarele vecinătăți:

- N - Lacul Corbu;
- E - Marea Neagră;
- S – localitatea Năvodari Sat;
- V - Lacul Tașaul.

Pe platforma industrială își desfășoară activitatea firmele aparținând Grupului Rompetrol:

- Rompetrol Rafinare SA
- SC Rompetrol Petrochemicals SRL
- SC Rominserv SA - Punct de lucru Constanța
- SC Rompetrol Gas SRL - Sediul secundar Năvodari
- SC MIDIA MARINE TERMINAL SRL
- SC Rompetrol Quality Control SRL
- SC Ecomaster Servicii Ecologice SA - Punct de lucru Constanța
- BYRON SHIPPING SRL

Amplasarea terenului și delimitarea este evidențiată în figura nr. 1.

În imediata vecinătate a platformei tehnologice funcționează UT Midia care produce abur pentru rafinare și alte firme: N&O Refilling SRL, TMUCB, Argenta, Arconi, Butan Gaz, Portul Midia (Căpitănia), precum și două unități militare U.M. 01835 și U.M. 2003.

3.2 PROPRIETATEA ACTUALĂ

În anul 2001, Grupul ROMPETROL devine acționar majoritar la PETROMIDIA S.A., care se va numi Rompetrol Rafinare - Complex PETROMIDIA, așa după cum rezultă din Rezoluția 5071/21.03.2001 - CC Industrie, Navigație și Agricultură Constanța.

Terenul este proprietatea Rompetrol Rafinare SA, în baza Certificatului de atestare a dreptului de proprietate asupra terenului Seria M03 Nr. 0749 emis în data de 7 ianuarie 1994 de către Ministerul Industriilor (actualul Minister al Economiei).

Conform actului de proprietate mai sus menționat suprafața de teren aflată în proprietatea Rompetrol SA este stabilită la 4.957.649,97 m² (495,7 ha) din care Uzina Rafinării ocupă o suprafață de 240 ha, (93% - suprafață betonată, 2% - spații verzi și 5% - suprafață liberă), Uzina Petrochimie ocupă 646.800 m² (64,68 ha) iar Sectorul Gas 13.500 m² (1,35 ha), conform anexelor nr. 3 și 4 (Planul de încadrare în zonă și, respectiv, Planul amplasamentului).

3.3 UTILIZAREA ACTUALĂ A TERENULUI

Profilul de activitate al Rompetrol Rafinare SA îl constituie fabricarea și comercializarea produselor obținute din prelucrarea țițeiului, a materialelor plastice în forme primare și îmbutelierea GPL-ului.

Societatea analizată deține pe amplasamentul său o serie de instalații tehnice funcționale, independente dar care funcționează interconectat în funcție de procesele de producție, o serie de instalații nefuncționale precum și instalații asociate cu fabricarea produselor (spații de depozitare, construcții, utilități).

În sectoarele de producție regimul de lucru este continuu, 3 schimburi/zi, 8 ore/zi, 7 zile/săptămână. În sectorul administrativ, activitatea se desfășoară pe parcursul a 8 ore/zi, 5 zile/săptămână.

Platforma dispune de surse și rețele de utilități, parcuri de rezervoare, rampe de încărcare – descărcare, facle, instalații de epurare, tratare și dispersie a poluanților, depozite, anexe tehnico-administrative, etc.

Obiectivul analizat este dotat cu utilitățile și echipamentele necesare pentru desfășurarea proceselor de producție, astfel:

- Depozite de materii prime, auxiliare și produse finite;
- Spații de depozitare temporară;
- Stații de epurare și preepurare;
- Sisteme de canalizare;
- Sistem de transport și distribuție utilități (energie electrică, apă);
- Sisteme de stins incendii;
- Anexe sociale;
- Sedii administrative.

3.4 UTILIZĂRILE TERENULUI DIN ÎMPREJURIMI

Platforma analizată este amplasată într-o zonă cu utilizare preponderent industrială. Vecinătățile amplasamentului sunt constituite în principal de așezări umane, lacuri și Marea Neagră. Așa cum se poate observa în figura nr. 1, principalele așezări umane, ce se găsesc în zonă, sunt:

- la N - satul Corbu, la cca. 2,5 km;
- la S - municipiul Constanța, la cca. 17 km;
- la S - stațiunea Mamaia, la cca. 10 km;
- la V-SV - orașul Năvodari, la cca. 3 km;
- la S - Tabăra de copii Năvodari, la cca. 4 km.

3.5 MODUL DE UTILIZARE A SUBSTANȚELOR CHIMICE

În procesul de producție desfășurat în cadrul instalațiilor de pe amplasament sunt utilizate cantități semnificative de substanțe chimice, motiv pentru care amplasamentul intră sub incidența Legii 59/2016 privind controlul asupra pericolelor de accident major în care sunt implicate substanțe periculoase. În vederea conformării cu legislația națională, Rompetrol Rafinare SA (operatorul) a luat următoarele măsuri:

- Autoritatea competentă SRAPM (Secretariatul de Risc al APM Constanța) a fost notificată prin intermediul adresei nr. 9500/07.10.2016, pentru actualizarea informațiilor;
- A fost întocmită o politică de prevenire a accidentelor majore, ca parte integrată a Raportului de Securitate;
- A fost elaborat un Raport de Securitate pentru întreg amplasamentul;
- Sunt elaborate planuri de urgență internă pentru instalațiile tehnologice din uzina rafinării și petrochimie.

Toate produsele chimice utilizate sunt achiziționate numai de la furnizori autorizați și este ținută o evidență strictă a acestora. Sunt afișate documente privind utilizarea în condiții de siguranță a substanțelor chimice în zona spațiilor destinate depozitării și utilizării materiilor prime și produselor, conform prevederilor legale în domeniu. Produsele sunt însoțite de Fișe tehnice de securitate, actualizate în conformitate cu Regulamentul 1907/2006 (REACH) cu modificările și completările ulterioare, care cuprind toate informațiile privind caracteristicile, depozitarea, utilizarea, măsurile de protecție necesare și acțiunile care trebuie întreprinse în caz de accident.

Materialele utilizate în cantități mici sunt ambalate în ambalajul furnizorului, conform prescripțiilor standard. Ambalajele de orice tip în care se depozitează substanțele chimice sunt închise. Ambalajul substanțelor periculoase este astfel confecționat, încât transportul să se desfășoare în condiții de maximă securitate.

Manipularea și transportul substanțelor chimice se realizează cu mijloace de transport speciale, de către personal echipat corespunzător și instruit cu privire la măsurile speciale de protecție pentru astfel de activități. Produsele chimice utilizate sunt păstrate în zone desemnate, în recipiente corespunzătoare și în zone împrejmuite și marcate conform cerintelor legale.

Substanțele chimice utilizate la momentul actual în cadrul activității desfășurate pe amplasamentul analizat sunt prezentate în anexa nr. 2.

3.6 DATE CLIMATICE

Clima județului Constanța evoluează pe fondul general al climatului temperat continental, prezentând anumite particularități legate de poziția geografică și de componentele fizico-geografice ale teritoriului. Existența Mării Negre și a fluviului Dunărea, cu o permanentă evaporare a apei asigură umiditatea aerului și totodată reglarea încălzirii acestuia.

Climatul este caracterizat prin veri a căror căldură este atenuată de briza mării și ierni blânde, marcate de vânturi puternice și umede ce bat dinspre mare. Valorile temperaturilor medii anuale variază între 10°C în nordul și centrul județului și peste 11°C în sud. Variațiile multianuale nu depășesc 4°C. Precipitațiile anuale variază între 400 mm și 500 mm, zona cea mai săracă în precipitații fiind litoralul unde valoarea cantității de precipitații se situează sub 400 mm.

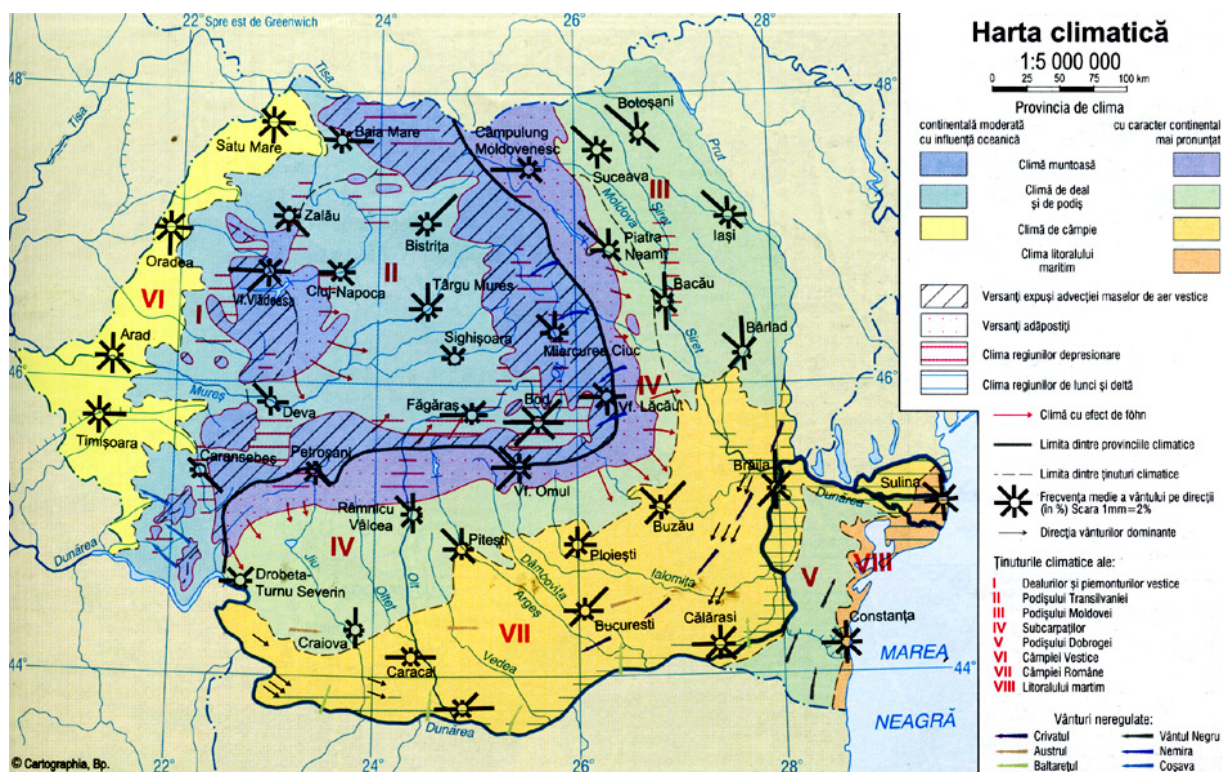


Figura 2 Harta climatică a României

Influențele Mării Negre se resimt prin toamne lungi și călduroase și prin primăveri târzii și răcoroase. Vântul predominant este cel care bate în direcția N-NE, caracterizându-se printr-o umiditate redusă vara și viscole cu ger iarna.

Regimul climatic se caracterizează atât prin veri călduroase, uneori toride și secetoase și ierni puțin friguroase, marcate adeseori de viscole puternice în arealul continental al județului, cât și prin veri mai puțin fierbinți datorită brizei marine și ierni blânde în zona litoralului Mării Negre. Temperatura medie în lunile iunie-august depășește 25°C.

Amplitudinea termică anuală în zona amplasamentului (jumătatea „maritimă” a climatului litoral) este de 21-22°C. În mod similar se ajunge pe litoral la 10 - 20 zile tropicale, față de 30 - 40 zile spre Câmpia Română. Durata de strălucire a soarelui atinge vara 10 - 12 h/zi.

Cea mai apropiată stație meteo față de amplasament este cea din Mangalia.

Vara, circulația maselor de aer este determinată de anticicloul Azorelor care se deplasează spre Marea Mediterană și invadează teritoriul județului cu aer tropical nord-african, provocând temperaturi ridicate, secete, timp senin.

Iarna, circulația atmosferică este mai intensă, fiind determinată mai ales de anticicloul siberian, ceea ce duce la pătrunderea vânturilor puternice și uscate (Crivățul) din NE. Temperatura aerului este elementul climatic asupra căruia se manifestă mai intens influența mării și a Dunării.

În anul 2016, la stația meteo Mangalia s-au înregistrat temperaturi în medie de 11,6°C. Valoarea minimă a temperaturii s-a înregistrat în Ianuarie, (-13°C), iar cea maximă în Iunie, (31,2°C). Ponderea precipitațiilor a fost de 107 mm cu o valoare maximă de 30 mm într-un interval de 3 h. Suma acestora a fost de 469 mm.

Cantitățile reduse de precipitații încadrează teritoriul județului Constanța printre regiunile cu cele mai reduse precipitații din țară. Valorile scăzute se explică prin continentalitatea maselor de aer în deplasarea lor de la vest la est, precum și prin particularitățile locale, cum ar fi existența bazinelor de apă ale Mării Negre și Dunării, precum și a reliefului de altitudine coborâtă.

3.7 TOPOGRAFIE ȘI SCURGERE

Dealul Corbu coboară în pantă domoală spre Marea Neagră și spre lacul Corbu. Înălțimile descresc de la 100 m până la 3 - 4 m. Dealul Tașaul coboară într-o pantă mai mare spre Lacul Tașaul, pantă ce a determinat manifestarea proceselor de eroziune. Podișul Tortomanului cuprinde suprafețe de teren ce aparțin dealurilor Caracvila, Sibioara și Dataluc. Dealurile sunt despărțite de văi adânci săpate spre Lacul Tașaul (Valea Adâncă, Valea Caracvila). Versanții nordici, dezvoltăți spre Lacul Tașaul, au o pantă adâncă, ceea ce au permis manifestarea intensă a proceselor de eroziune. Spre sud, dealurile coboară în pantă lină până la mare.

În lungul litoralului se dezvoltă podișul litoralului, stâncos și săpat în calcare dure în zona Capului Midia. Faleza este discontinuă, întreruptă de văi largi, care se deschid spre mare și se continuă estompate pe sub apă, pe șelful continental. La sud de Capul Midia, faleza verticală sau în trepte de garnituri este însoțită de plaje de nisip fin, scoicos. Plajele sunt largi în dreptul perisipurilor, strâmte în dreptul interfluviilor, iar în unele sectoare sunt amenințate a fi complet distruse de valurile mării.

Terenul pe care este amplasată instalația analizată a necesitat o serie de lucrări de consolidare, sisteme de drenuri și ecrane pentru menținerea la un nivel minim a apei subterane.

De asemenea, pentru fundație a fost necesară adaptarea unor soluții speciale pentru a asigura stabilitatea și comportarea normală în timp a clădirilor și construcțiilor (coloane de balast, piloți din beton armat, etc.).

Platforma complexului petrochimic s-a construit prin înălțarea cotei terenului la cca. 2,50 - 3,00 m RMN. Materialul de umplură este, în general, tot un nisip marin, ale cărui caracteristici geotehnice nu diferă substanțial de suportul natural. Există, însă, și areale restrânse, unde umplutura s-a făcut cu depozite loessoide sau argiloase, excavate din canal.

Pentru prevenirea pierderii de produse petroliere în afara platformei complexului, s-a realizat un ecran perimetral de argilă, constând dintr-un șanț de 2 + 6 m adâncime, umplut cu argilă caolinică impermeabilă; produsele petroliere scăpate accidental sunt reținute astfel în incintă, fiind captate de sistemul de drenaj perimetral, interior și trimise la Stația de epurare finală.

3.8 GEOLOGIE ȘI HIDROGEOLOGIE

Teritoriul județului Constanța cuprinde două mai subdiviziuni: în partea de nord marginea sudică a Podișului Casimcea și în partea de sud Podișul Dobrogei de Sud.

Marginea sudică a podișului Casimcea este formată din șisturi verzi strâns cutate, peste care se găsesc calcare jurasice și depozite de loess. Pe laturile de est și vest relieful podișului coboară în trepte. Spre est, marginea litorală a Podișului Casimcea este marcată de două trepte de abraziune marină (de 35 – 55 m și 55 – 85 m) care domină depresiunile complexelor lacustre Corbu-Tașaul și Razem-Sinoe, separate de mare prin cordoane de nisip. În partea de

sud-est a podișului, rocile calcaroase au permis dezvoltarea reliefului carstic reprezentat prin lapiezuri, doline, polii, peșteri de mici dimensiuni și văi în chei.

La sud de linia care unește localitatea Hârșova cu Capul Midia se întinde a doua mare unitate de podiș de pe teritoriul județului Constanța - podișul Dobrogei de sud. Aspectul general este de câmpie înaltă, calcaroasă, acoperită cu depozite groase de loess, care domină prin abrupturi unitățile învecinate mai joase.

Litoralul maritim corespunzător teritoriului județului Constanța prezintă două sectoare distincte, separate între ele prin promontoriul Pescărie din Constanța. La nord, zona litorală este joasă, formată din cordoane de nisip relict sau actuale care separă lacurile Sinoie, Corbu, Tașaul, Siutghiol. La sud, zona litorală este reprezentată de faleză abruptă, cu înălțimi cuprinse între 15 și 30 m, sculptată în calcare și loess.

Studiul geotehnic, elaborat de Institutul de Studii Geotehnice și Geofizice GEOTEC S.A. București, a fost realizat în urma executării a 8 foraje, cu recoltare de probe netulburate și tulburate, din metru în metru, până la adâncimea de 15 m, și a 3 penetrări statice la adâncimea de 15 m.

Din Studiul geotehnic rezultă că în zona amplasamentului există o un strat de umplură cu grosimea de 1,5 + 3,0 m. Fundamentul cristalin al zonei este alcătuit din roci dure (șisturi verzi) care se află la adâncimea de 60 m. Peste acestea, între 35 + 40 m și 60 m adâncime apare un complex nisipos la partea superioară, având în bază pietrișuri și bolovănișuri calcaroase, cu intercalații argiloase și fragmente de calcar.

Între 16 + 18 și 35 + 40 m adâncime apare un complex slab coeziv, argilos prăfos. De la suprafață până la adâncimea de 16+18 m apare un nisip fin, prăfos, cu cochilii de brahiopode și lamelibranhiate, având diverse grade de îndesare, în general predominând cele afânate.

Coloana litologică a evidențiat prezența unui strat de umplură tehnogenă constituit din nisip argilos-cenușiu cu fragmente de roci depuse prin hidromecanizare cu grosimi ce variază între 0,8 și 1,5 m, sub care se dezvoltă nisipuri fine, cenușii cu fragmente de cochilii. Nivelul hidrostatic este stabilizat la cca. 1,8 m adâncime pe întreg amplasamentul.

Probele au fost testate în laboratorul firmei GEOTEC S.A., iar în urma examinării forajelor și analizei rezultatelor de laborator s-au evidențiat următoarele aspecte:

Stratificația terenului:

- 0 + 1,40 - 1,80 m: umplură de nisip cenușiu, mediu, îndesat, slab argilos;
- 15 + 15 m: nisipuri cenușii afânate, cu fragmente de cochilii. Aceste nisipuri se încadrează în categoria nisipurilor fine, cu granulozitate foarte uniformă și stare de îndesare afânată, cu rare treceri spre medie, în special deasupra nivelului hidrostatic.

Conform îndrumătorului tehnic pentru studiul proprietăților pământurilor necoezive lichifiabile, indicativ P125-84, nisipurile din amplasament se definesc ca fiind lichifiabile.

Nivelul hidrostatic a fost interceptat în majoritatea forajelor la cca. 1,80 m și numai într-un foraj s-a întâlnit la 1,50 m de la suprafața terenului, cu posibile variații funcție de nivelul sezonier al pânzei freatice, dar și de unele influențe locale (pierderi din conducte, canalizări, etc.).

În urma analizei de laborator s-a constatat că apa freatică prezintă agresivitate slab sulfatică și foarte slab carbonică față de betoane și este corozivă pentru metale.

Din punct de vedere seismic, amplasamentul se încadrează în zona seismică de calcul „E”, coeficient $K_s = 0,12$, perioada de colț $T_c = 0,7$ sec.

Adâncimea de îngheț este $D_g = 0,80$ m.

Dobrogea Centrală apare ca un horst față de unitățile structurale învecinate. Cea mai mare parte este constituită din șisturi verzi, formațiune slab metamorfozată, dispusă discordant peste un cristalin mezozonal.

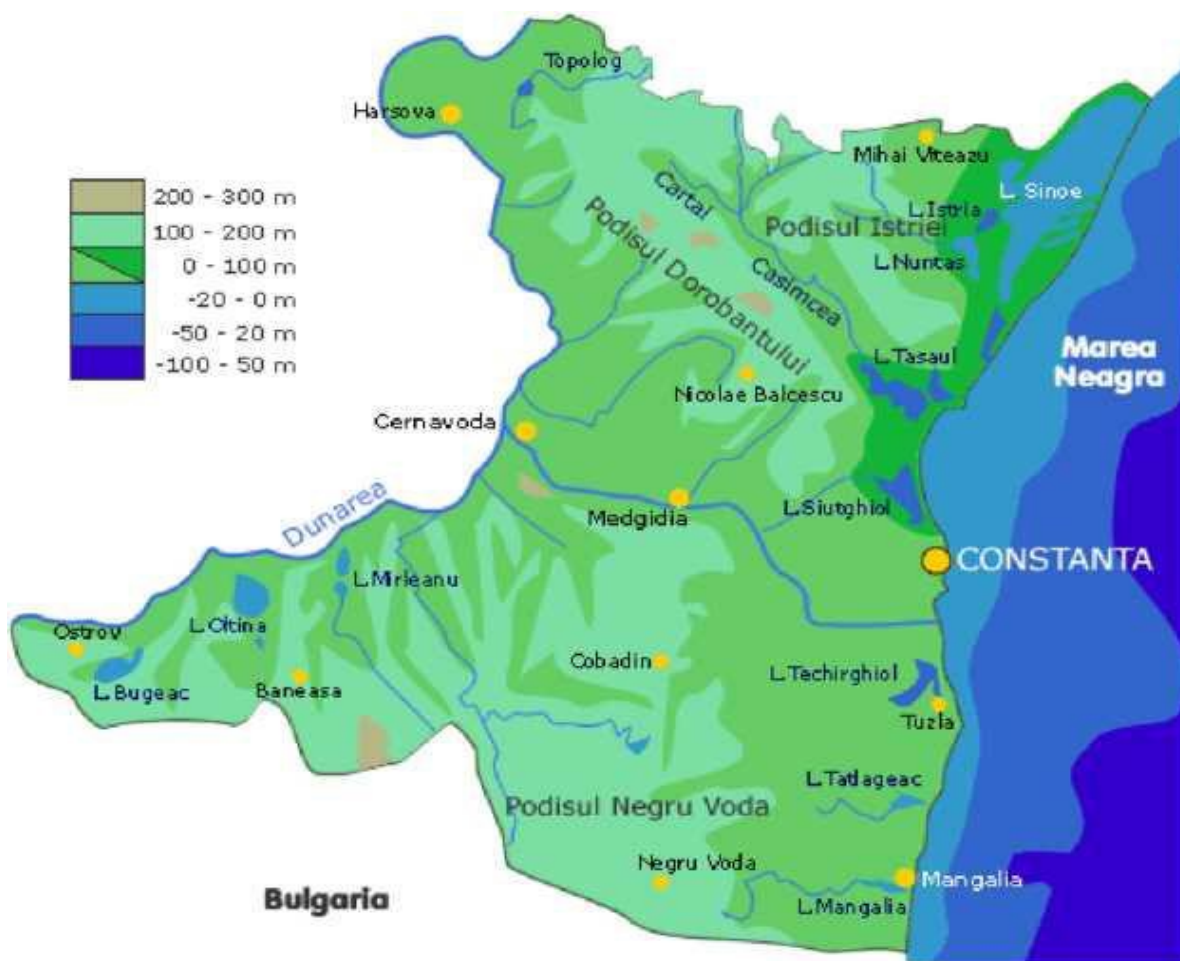


Figura 3 Harta înălțimilor – Dobrogea

Zona analizată are un fundament cutat, constituit dintr-o serie sedimentară epimetamorfică denumită Seria șisturilor verzi. În unele zone, peste șisturile verzi apar petice de depozite epicontinentale de din perioadele jurasică și cretacică, ce aparțin unei cuverturi sedimentare, îndepărtată în mare parte de eroziune.

Contactul stratigrafic dintre fundament și cuvertura calcaroasă jurasică este marcat de cursul inferior al râului Casimcea, pe care s-a instalat actualul lac Tașaul.

3.8.1 Activitate seismologică

Tectonic, Dobrogea aparține unor microplăci diferite: în nord, microplaca Mării Negre (pe care se regăsește și nordul Dobrogei) aflată într-un proces de subducție, în lungul unui plan Wadati-Benioff, în fața Carpaților Curburii și în sud microplaca moesică (cuprinzând fundamentul Câmpiei Române și Dobrogea de Sud).

Pe harta gravimetrică apar două falii majore:

- Urziceni - Fierbinți - Eforie;
- Negru Vodă – Mangalia.

Seismic, România aparține unei zone seismice moderate până la ridicată. Totuși, amplasamentul este situat într-un teritoriu de calm seismic, în afara zonelor active. Această regiune poate fi afectată numai de evenimente care au loc la cca. 150 - 200 km distanță.

Perioadele de revenire din Vrancea sunt de 6 ani pentru $M = 6$, de 30 de ani pentru $M = 7$ și de 120 ani pentru $M = 7,5$.

Din punct de vedere seismic, amplasamentul se încadrează în zona seismică de calcul „E”, coeficient $K_s = 0,12$, perioada de colț $T_c = 0,7\text{sec}$. Conform Codului de proiectare seismică P 100/2006, pentru zona studiată, caracteristicile geofizice sunt:

- coeficient de seismicitate $a_g = 0,16\text{ g}$, conform Figurii 3.1 din Codul de proiectare seismică - Zonarea teritoriului României în termeni de valori de vârf ale accelerației terenului pentru proiectare a_g pentru cutremure având intervalul mediu de recurență $IMR=100$ ani;
- perioada de colț $T_c = 0,7\text{ sec}$, conform Figurii 3.2 din Codul de proiectare seismică - Zonarea teritoriului României în termeni de perioadă de control, T_C a spectrului de răspuns (figura nr. 4 în prezentul Raport de amplasament);

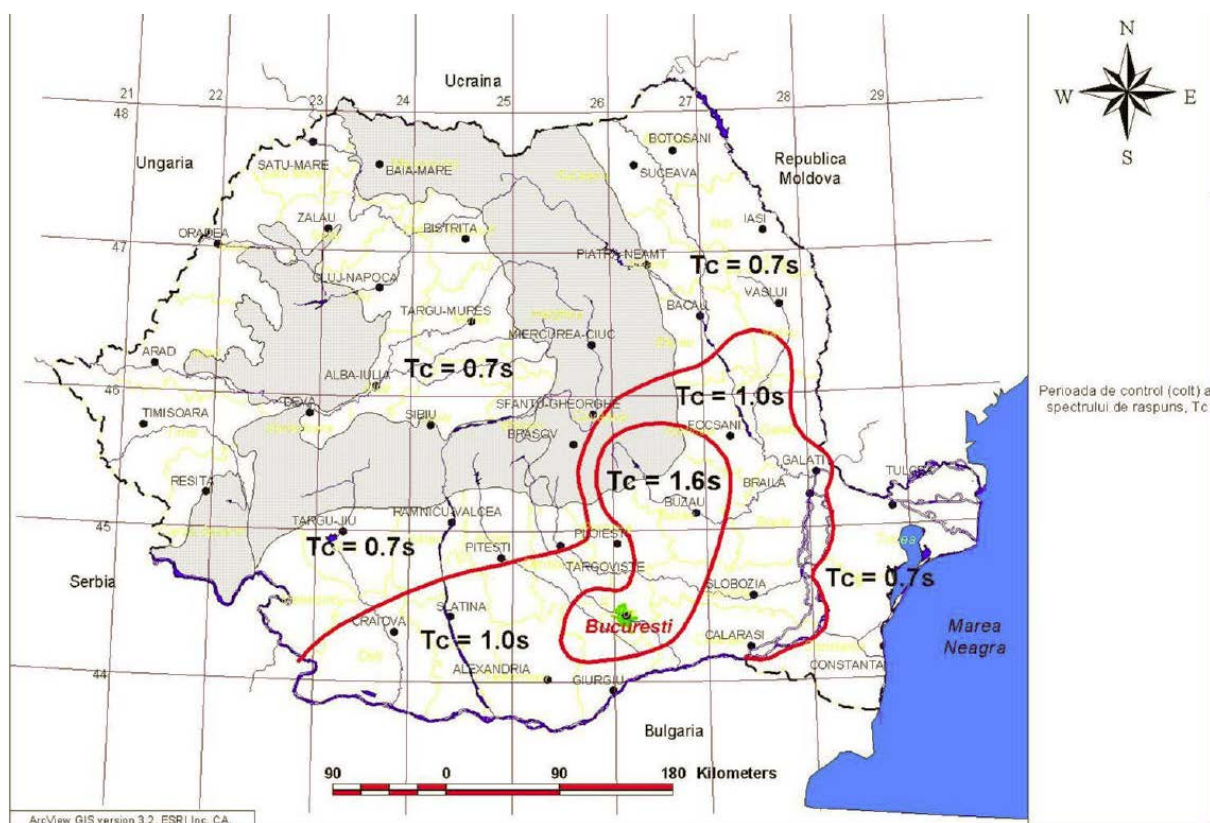


Figura 4 Harta seismică

3.8.2 Solurile

În funcție de destinația lor, terenurile se împart în mai multe categorii:

- terenuri cu destinație agricolă;
- terenuri cu destinație forestieră;
- terenuri aflate permanent sub ape;
- terenuri din intravilan, aferente localităților urbane și rurale pe care sunt amplasate construcțiile, alte amenajări ale localităților, inclusiv terenurile agricole și forestiere;
- terenuri cu destinații speciale cum sunt cele folosite pentru transporturile rutiere, feroviare, navale și aeriene, plajele, rezervațiile, monumentele naturii, ansamblurile și siturile arheologice și istorice etc.

Solurile bălane, regăsite în zona platformei studiate, sunt denumite și brune deschise de stepă, normale sau închise. Acestea sunt caracterizate de loess-uri cu textură mai grosieră (lutnisipoasă spre nisiplutoasă), conținut mai ridicat de carbonați de la suprafață și conținut mai scăzut de humus (moderat, în general), datorită mineralizării intense. Astfel, aceste soluri prezintă un epipedon mollic mai deschis la culoare decât cernoziomurile.

În zona de luncă bioacumularea are loc pe depozite aluviale în condițiile existenței unui exces de umiditate ce favorizează procesele de reducere și apariția fenomenelor de hidromorfism. În funcție de grosimea epipedonului mollic aici s-au format lăcoviști și soluri gleice.

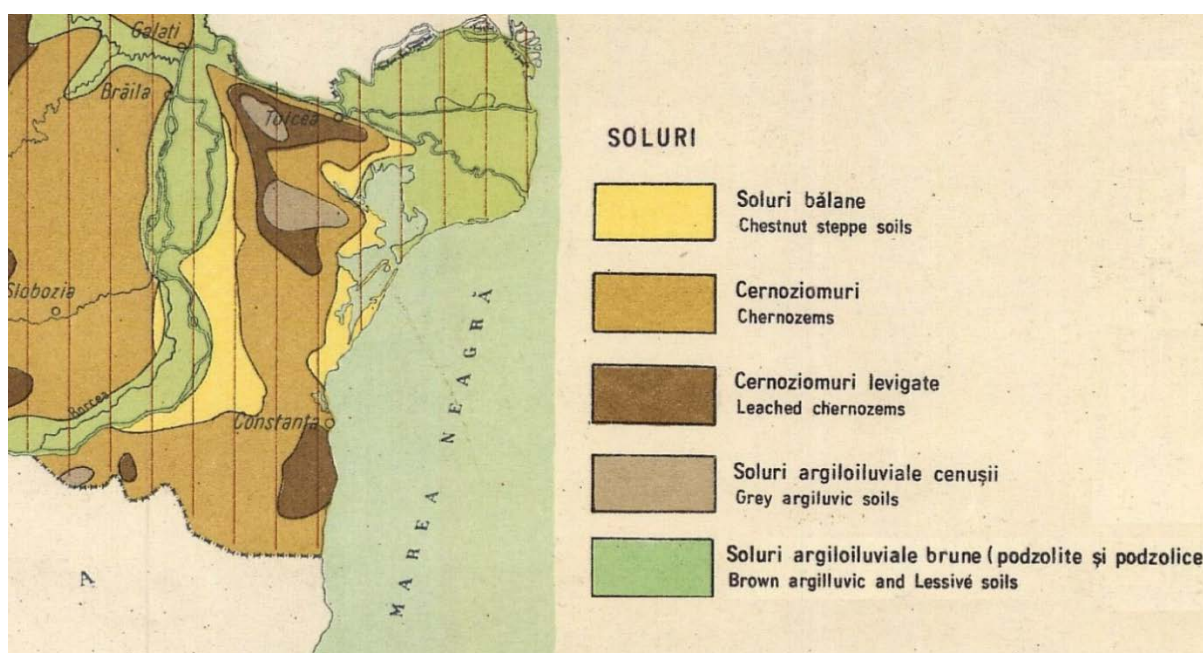


Figura 5 Harta solurilor – Dobrogea

Datorită condițiilor variate, învelișul de soluri din județul Constanța este împărțit în 5 clase de calitate, cărora le corespund 12 tipuri de sol: litosol, regosol, aluviosol, psamosol, entiantrosol, cernoziom, kastanoziom, rendzina, solonet, solonceac, gleiosol, erodosol.

Din totalul suprafeței agricole a județului Constanța de 558.204 ha, aproximativ 60% este cartografiată din punct de vedere pedologic, conform Sistemului de Taxonomie a solurilor. Principalele tipuri de soluri întâlnite:

1. Clasa cernisoluri - ocupă 82,3% din suprafața cartografiată și are ca tipuri de sol: kastanoziomurile (18,7%), cernoziomurile (62,5%) și rendzinele (1,1%). Solurile din clasa cernisoluri ocupă cea mai mare suprafață din județ. Acestea sunt formate pe material parental de tip loess (solul bălan și cernoziomul) sau roca subiacentă - calcare (rendzine). Au cel mai mare potențial productiv, bogate în elemente nutritive; excepție fac rendzinele care au un potențial productiv mai scăzut și sunt folosite ca pășune sau pentru unele culturi agricole;
2. Clasa protisoluri - ocupă 11,9% din suprafața cartografiată, cuprinzând următoarele tipuri de soluri: litosol (1,4%), regosol (6,4%), aluviosol (2,4%) și psamosol (1,7%). Aceste soluri sunt formate pe materiale parentale diferite, depozite fluviatile (aluviosoluri), depozite maritime (psamosoluri) sau rocă subiacentă diferită, respectiv calcare sau șisturi verzi. Au potențial de producție diferit: aluviosolurile sunt fertile în general, pretabile pentru culturi agricole (grâu, porumb, floarea soarelui, legume), bogate în elemente nutritive. Psamosolurile, litosolurile, regosolurile și entiantrosolurile sunt soluri cu potențial productiv scăzut, mai puțin fertile, folosite pentru pășuni, uneori plantații de pomi, vie.
3. Clasa salsodisoluri - ocupă 0,9% din suprafața cartografiată, cu următoarele tipuri de soluri: soloneturi (0,3%) și solonceacuri (0,6%). Sunt formate pe materiale parentale loessoide, sunt bogate în săruri solubile; au fost identificate în jurul lacurilor Oltina și Sinoe. Prin ameliorare pot fi cultivate cu plante rezistente la salinitate (moderat favorabile pentru pășuni, grâu, porumb, floarea soarelui).

3.8.3 Vulnerabilitatea și rezistența solurilor dominante

Solurile din județul Constanța prezintă o mare diversitate de condiții genetice și de mediu. În general, în condiții naturale, fertilitatea și potențialul de producție al acestor soluri permit diversificarea structurii culturilor. În ultima perioadă, datorită atât modificărilor climatice cât și factorului uman, starea fertilității solurilor a scăzut, crescând suprafețele cu terenuri degradate. Din punct de vedere genetic majoritatea solurilor au ca material parental loessul care contribuie la degradarea mai rapidă a solurilor.

În teritoriul dobrogean unul din procesele de degradare a solurilor ce are implicații directe în vulnerabilitatea la fenomenul deșertificării, îl reprezintă eroziunea. Eroziunea puternică și foarte puternică se înscrie pe latura dunăreană a teritoriului, ca și în lungul văilor cu versanți abrupti. Se suprapune cu fragmentarea cea mai accentuată din arealele despădurite și din pășunile degradate antropice, caracterizându-se prin intensificarea acțiunii torențiale și prin înlăturarea orizonturilor superioare ale solurilor.

Așa cum reiese din Raportul anual 2015 publicat de APM Constanța, suprafața terenurilor afectate de eroziune este de 558.204 ha.

Potențialul regiunii este mare și aceasta dacă se iau în considerare numai doi dintre numeroși alți factori și anume: agresivitatea pluvială și rezistența extrem de scăzută a solurilor, având în vedere textura, precum și intensitatea vânturilor specifice zonei.

Unul dintre indicatorii solului, considerat ca expresie a fenomenului de deșertificare, este conținutul în humus și celelalte elemente nutritive.

În Dobrogea, datorită condițiilor variate de mediu se întâlnesc mai multe tipuri de soluri, din care pondere au cernisolurile (cernoziomurile și kastanoziomuri) caracterizate ca fiind, în condiții naturale, soluri cu însușiri fizice, chimice și biologice favorabile tuturor culturilor.

Rezultatele cartografiilor agrochimice efectuate de Oficiul pentru Studii Pedologice și Agrochimice Constanța demonstrează scăderea evidentă a conținutului în humus.

În ceea ce privește conținutul solurilor în N, P, K acesta este cu mult mai mic față de caracteristica solurilor. 80 - 90% din suprafețele cartografiate au o asigurare mijlocie și slabă cu azot și fosfor și o asigurare dominant bună cu potasiu.

Pe lângă aceste procese majore de degradare s-au extins, fără însă a atinge încă proporții prea mari, suprafețele afectate de exces de umiditate sau salinizare.

Un alt fenomen vizibil, sub aspect fizic, în ceea ce privește efectul antropic asupra stării solurilor îl reprezintă compactarea, cu repercusiuni asupra structurii inițiale al solurilor. O consecință directă a compactării orizonturilor superioare o reprezintă formarea crustei, fenomen care, pe măsura intensificării lui, impune o anumită intensitate a proceselor fizico-chimice și un anumit grad de cimentare a particulelor solului. Pentru remedierea acestor fenomene este necesară îmbunătățirea tehnicilor agricole, corelând sistemele de lucrare a solului cu condițiile de umiditate a acestuia.

Un alt fenomen care s-a extins mai ales în zonele limitrofe Mării Negre este cel de salinizare a solurilor cauzat atât de influența Mării Negre cât și de agricultura practică în zonă (structura culturilor și irigarea nerațională).

Toate aceste procese nespecifice tipurilor de soluri din zonă s-au accentuat sub influența în timp a intervenției omului, prin activitatea economică.

În zona amplasamentului analizat, protosolurile aluviale ocupă suprafețe destul de mici și sunt formate prin aportul de material aluvionar. Protosolurile antropice sunt întâlnite în zonele supuse unei puternice influențe antropice.

Depozitele sunt constituite din nisipurile ce alcătuiesc faleza lirală. În funcție de condițiile de formare sunt sau nu salinizate și gleizate. Nisipurile, având în vedere textura lor grosieră și conținutul foarte mic de materie organică (0,13% - 0,43%) și de argilă, au o capacitate de schimb cationică foarte mică, deci o capacitate de reținere a poluanților foarte mică.

Caracteristic platformei unde este localizat amplasamentul studiat, este zona cu altitudine joasă și în apropierea a două lacuri, precum și a Mării Negre. În locul de amplasare a platformei, pânza de apă freatică se află foarte aproape de nivelul solului. Pentru a se evita poluarea solului, au fost luate o serie de măsuri încă din faza de construcție, astfel:

- betonarea platformei;
- prevederea ecranului perimetral și a sistemului de drenuri. Terenul pe care este amplasată aceasta a necesitat o serie de lucrări de consolidare, sisteme de drenuri și ecrane pentru menținerea la un nivel minim a apei subterane.

Fundarea a necesitat, de asemenea adaptarea de soluții speciale pentru a asigura stabilitatea și comportarea normală în timp a clădirilor și construcțiilor (coloane de balast, piloți din beton armat, etc.).

Platforma complexului petrochimic s-a construit prin înălțarea cotei terenului la cca. 2,50 - 3,00 m RMN. Materialul de umplură este, în general, tot un nisip marin, ale cărui caracteristici geotehnice nu diferă substanțial de suportul natural. Există, însă, și areale restrânse, unde umplutura s-a făcut cu depozite loessoide sau argiloase excavate din canal.

3.8.4 Resursele solului și subsolului

Bogățiile solului sunt reprezentate de suprafețele întinse de terenuri agricole, în timp ce în subsol sunt importante resurse minerale (feroase, ape mineralizate, materiale de construcții, izvoare mezotermale, roci comune și fosfatice etc). Suprafața podișului este în mare parte acoperită de o pătura de calcar și loess, podișul Casimcea având chiar o structură aparte: un amestec de șisturi verzi acoperite de calcare jurasice și straturi de loess. Platforma continentală a Mării Negre are importante resurse de hidrocarburi și minerale.

Din punct de vedere al resurselor, un interes special îl prezintă lacurile sărate Techirghiol și Nuntași, cu importante rezerve de nămol sapropelic cu valoroase calități terapeutice.

3.8.5 Hidrogeologie

Forajele geo-tehnice executate pe cordonul litoral, în dreptul Stației de tratare a apei, relevă succesiunea unor depozite nisipoase și argiloase formate în diferite ambianțe de sedimente litorale.

Cele mai vechi depozite interceptate de foraje pe cordonul Tașaul, în dreptul Stației de tratare a apei, sunt reprezentate prin argile măloase, dispuse între adâncimile de 20,8 m și baza

forajului 30 m. Acest nivel corespunde unei ambianțe de sedimentare în regim continental, lagunar - salamastru. Pachetul de nisipuri fine, cu cochilii rare și elemente de pietriș, dispus la adâncimea de 20,8 - 14,2 m, corespunde unei ambianțe marine litorale.

Ca urmare a unei mici regresii marine (Regresiunea fanagoriană), asociată creșterii ratei de sedimentare litorală, la adăpostul capului Clisargic se dezvoltă o remarcabilă barieră litorală spre sud, care izolează în spatele său o întinsă arie lagunară. Aici se creează condiții palustre: se depun maluri siltice cu faună dulcicolă, bogate în material vegetal, care le oferă caracter de turbă. În zona cordonului Tașaul, această secvență sedimentară se întâlnește la adâncimea de 14,20 - 10,80 m. Prin creșterea ulterioară a nivelului mării (Transgresiunea ninfeană) se continuă procesul de înnisipare a lagunelor marine.

Treptat, în zona Tașaul se stabilesc condițiile actuale de sedimentare, materialul aluvionar adus de Dunăre fiind purtat în lungul țărmului și depus la sud de capul Clisargic. Astfel, se formează depozitele actualului cordon litoral.

3.8.6 Nivelul și adâncimea pânzei freatice

Întregul cordon litoral Tașaul – Corbu este străbătut de o pânză de apă subterană, aflată în regim de curgere înspre mare.

Direcțiile de curgere dominante, la nivelul patului impermeabil, sunt frontale spre Complex în zona centrală a acestuia și oblice, în evantai, spre zona nordică și sudică. În partea de est, în fața ecranului perimetral, direcțiile de curgere devin frontale, spre mare.

Fată de fondul general, de curgere naturală, la interiorul ecranului perimetral mai apar unele zone (mult reduse ca areal), în care direcțiile de curgere sunt deviate de la normal, sugerând existența unor surse locale de pierdere a apei.

Corpul de ape freatice este de tip carstic-fisural, fiind localizat în depozite jurasice medii (reprezentate prin calcare cu siliciferi, calcare gresificate, calcare conglomeratice, marne) și/sau în depozite jurasice superioare (reprezentate prin calcare cu siliciferi, calcare dolomitice, calcare recifale, marnocalcare, dolomite, argile). Depozitele carbonatice prezintă numeroase fisuri și goluri carstice. Depozitele jurasice mediu-jurasice superioare se dispun discordant peste șisturile verzi și mulează un relief preexistent. Aceste depozite sunt ușor ondulate și formează, de-a lungul cursului inferior al râului Casimcea, sinclinalul Casimcea-Midia orientat de la nord-vest spre sud-est. Sinclinalul este ușor asimetric, având flancul de sud-vest mai inclinat. În interiorul său, sinclinalul prezintă mai multe cute secundare, care îi imprimă un caracter de sincliniu. Situația sincliniului de depozite jurasice peste sincliniul șisturilor verzi precambrian-superioare arată că cele două entități cronolitostratigrafice au fost afectate împreună în faza de cutare preaustriacă, deoarece depozitele aptiene sunt dispuse discordant peste cele jurasice.

Sistemul acvifer jurasic este reprezentat prin hidrostructura Târgușor - Sartorman - Piatra - Luminița. Aceasta reprezintă un sinclinal orientat de la nord-vest la sud-est, ridicat axial spre nord - vest. Acviferul este alimentat din precipitații, din apele de suprafață și prin condensare endocarstică. Fragmentarea hidrostructurii a determinat apariția unor izvoare, așa cum sunt cele de la Vistierna (5 l/s), Piatra (2-5 l/s), Fântânele (15 l/s), Gura Dobrogei (9,7 l/s).

Într-o peșteră inundată, de pe malul nordic al lacului Tașaul, la poalele dealului Piatra, a fost amenajată o alimentare cu apă prin aducțiune pentru localitatea Fântânele. Nu se cunosc date certe privind chimismul apei și debitul exploatat. Apa provine din sistemul fisural-carstic al

calcarelor jurasice. Nivelul piezometric al apelor care inundă peștera este situat la cota absolută de 5 m. Drenajul apelor subterane a fost diminuat prin obturarea parțială a fisurilor din calcare, pe măsura colmatării lacului Tașaul.

Un corp compact de calcare este reprezentat de dealul Sartorman și dealul Mare, intens exploatate în regim de carieră. La baza calcarelor, la contactul cu șisturile verzi, condițiile hidrogeologice locale au permis formarea unui important acvifer.

Platforma industrială a fost ridicată prin hidromecanizare pe un teren de umplutură, din care cca. 100 ha reprezintă extinderea acesteia în mare.

În perioada premergătoare realizării platformei, regimul curgerii apei freatice era influențat de sursele de alimentare (lacurile Corbu și Tașaul, aportul pluvial) și drenare (Marea Neagră) cu direcția generală a scurgerii de la N-V la S-E, pantă hidrolică medie fiind de $i = 1$, iar adâncimile frecvente ale nivelului freatic de 0,3 - 1 m.

De remarcat este prezența primului nivel impermeabil de argile siltice, situat la adâncimea de cca. 11 - 14 m. Nisipurile marine de deasupra acestui pat impermeabil sunt foarte permeabile, ceea ce duce la realizarea unui amestec relativ facil între apele dulci - lacustre și apele marine mai dense și mai sărate.

În partea de sud a platformei, terenul a rămas la un nivel mai scăzut, cu bălți drenate slab. Prin partea de nord a cordonului litoral trece canalul de scurgere a surplusului de ape din Lacul Corbu spre mare.

Pentru împiedicarea migrării de produse petroliere în afara întregii platforme s-a prevăzut un ecran perimetral de argilă, care constă într-un șanț, umplut cu argilă caolinică impermeabilă, cu cota de adâncime de 4 ÷ 5 m RMN.

Apa subterană este neafectată, aceasta trecând pe sub ecran, pe direcția dinspre lacuri spre mare.

Pentru menținerea unui nivel constant al pânzei freatice, în incinta amplasamentului s-a introdus un sistem de drenaj perimetral și intern.

În zona de amplasare a platformei petrochimice, pânza de apă freatică se situează la adâncimi reduse, fiind astfel supusă riscului de impurificare, îndeosebi cu produse petroliere, pe care le-ar putea antrena în mare. Pentru protejarea apei freatice, platforma este împrejmuită de un ecran perimetral, cufundat în sol. Rolul acestuia este de a împiedica scurgerea apelor subterane impurificate și de a reține hidrocarburile pe care aceste ape le antrenează. Ecranul este prevăzut cu 47 puțuri pentru măsurători piezometrice de control. Adâncimea puțurilor este de cca. 5,5 m. La nivelul județului Constanța apele subterane sunt cantonate la adâncimi variabile, mai mici în jurul lacurilor și pe fundul văilor și mai mari pe podiș (60 + 70 m).

Complexul nisipos din cadrul cordonului litoral cantonează apa cu nivelul liber care se întâlnește la o adâncime de 0,2 + 1,5 m. Acest nivel prezintă variații în timp, funcție de precipitațiile locale, corectate de nivelul apelor de suprafață (Marea Neagră, Lacul Năvodari, Lacul Corbu) cu care stratul este în legătură directă.

Din măsurătorile efectuate a rezultat că apa subterană se găsește între cotele +0,01 m RMN și +1,47 m RMN, valori care se înscriu între cotele apelor de suprafață:

- +1,57 m RMN (lacul Năvodari);
- +1,12 m RMN (lacul Corbu).

Direcția de curgere a apei subterane este NE-SE, cu o pantă de curgere cuprinsă între 0,002 + 0,004 din spre Lacul Năvodari.

Din forajele efectuate pe amplasament de către institutul GEOTEC SA rezultă că nivelul hidrostatic pe amplasament a fost întâlnit la majoritatea forajelor litologice la cca.1,8 m F1, F3+F7, și numai la F2 la 1,5 m. Se poate concluziona că nivelul hidrostatic este stabilizat la cca. 1,8 m pe întreg amplasamentul.

3.8.7 Starea tehnică a piezometrelor

Începând cu anul 1987, au fost efectuate măsurători lunare ale cotei apei freatice și a grosimii poluantului petrolier în 42 din cele 45 de piezometre funcționale mai vechi ale rețelei de monitorizare. Acestea au fost realizate de ISPIF București în perioada 1981 – 1982, având adâncimi de 6 – 10 m, fiind echipate cu țevă PVC 210 mm și indicativ al evidenței anterioare: “S”, sau “O” pentru puțurile din incinta Rafinărie și Petrochimie și “P” pentru cele din zona ecranului perimetral.

Rețeaua de monitorizare a fost completată cu alte 35 de piezometre noi, cu adâncimea de 6 m, echipate cu țevă PVC 90 mm, având indicativul **F201 – F316**, executate de GEOTEC București în perioada martie – iunie 1996. Măsurătorile de nivel din piezometre au fost continuate de GEOTEC până în septembrie 1996.

În anul 1999 rețeaua de monitorizare hidrogeologică este completată cu două foraje de observație (**H1** și **H2**), amplasate în spațiul cuprins între batalurile de nămol și canalul de scurgere din lacul Corbu, și cu două foraje **P5** și **P6**, la exteriorul ecranului perimetral dinspre mare. Aceste foraje au fost executate de S.C. PROLIF S.A. Constanța.

S.C. GEOTEC S.A. București a efectuat în zona C4 de pe Drumul 22 alte 8 foraje hidrogeologice, care au fost incluse în rețeaua de observație. Toate acestea însă au fost distruse, sau acoperite cu pământ cu ocazia lucrărilor de reabilitare a ecranului perimetral din lungul Drumului 22.

În luna iunie 2004, GEOTEC SA a realizat o prospecțiune electrometrică în lungul ecranului perimetral în scopul verificării etanșeității acestuia.

În cursul lunii octombrie 2004, S.C. GEOTEC S.A. București a executat 9 foraje piezometrice, amplasate conform recomandărilor făcute de S.C. GERA S.R.L.:

- Pz1 – Stația de golire rapidă; Pz 2 – aval separator 8;
- Pz3 – nord Rampa descărcare produse neconforme;
- Pz4 – interior ecran perimetral Drumul 22, în apropierea capacului de dren D675; Pz5 - exterior ecran perimetral Drum 22, pereche cu Pz4;
- Pz6 - exterior ecran perimetral Drum 22, în vecinătatea cuvei C4;
- Pz7, Pz8, Pz9 – aval de Rampa încărcare produse albe.

Prin lucrările de reparații făcute la hidroizolația separatoarelor (S2, S5, S6, S7, S9) s-a eliminat riscul de exfiltrații de produse petroliere în subteran.

Tabelul 1 prezintă piezometrele funcționale de pe amplasament.

Tabel nr. 1 Lista piezometrelor de pe amplasament

Uzină	Piezometre	Număr de piezometre
Uzina Rafinărie	F203, O9, Pz5, H1, S1, S2, S2B, S3, S4, S5, S6, S7, S9, S10, O10, O11, O16, O20, P1, P2, P3, P4, P5, P6, P7, P8, P9, P10, P11, P12, P13, P14, P15, P16, P17, P19, P20, P21, F315, Pz1, Pz2, Pz3, Pz4, Pz6, Pz7, Pz8, Pz9	47
Uzina Petrochimie	O1, O2, O4, O5, O6, O7, O8, O20, PO3', PO3", P1, P2, P3, P8, P9, P10, P11, P12, F223, F225, F233, F302, F304, F305, F306, F308, F316	27

3.8.8 Produsele petroliere

În prezent, la analiza vizuală a piezometrelor de pe amplasament nu a mai fost constatată prezența produselor petroliere în apa subterană.

Pe amplasament există o rețea vastă de drenuri subterane, deservite de 11 stații de pompare, 6 aferente Uzinei Rafinărie, 4 aferente Uzinei Petrochimie și 1 stație de dren perimetral.

Scopul acestei rețele este de a menține pânza freatică la o cotă cât mai joasă (ideal la radier), astfel încât tubul drenului să funcționeze în regim liber, pentru decantarea suspensiilor și a potențialelor emulsiilor de produse petroliere.

Atat pentru diminuarea impactului asupra mediului, cât și pentru „izolarea” zonelor cu potențial de poluare, S.C. GERA S.R.L. Constanța a recomandat implementarea unei serii de măsuri, printre care:

- Înlocuirea Stației de Golire Rapidă actuală cu un sistem de golire rapidă închisă ptr. instalația de Cocsare.
- În scopul prevenirii poluării acvatorului port Midia cu produse petroliere, ca măsură suplimentară, se va monta un baraj care să protejeze sectorul cuprins între piezometrul P17 și căminul de dren D678, pe o lungime de cca 120 m.
- Necesitatea eliminării surselor de poluare, întrucât ecranul perimetral de argilă nu poate asigura o protecție pe termen foarte lung.

La data realizării prezentului raport de amplasament, toate măsurile recomandate, au fost implementate.

Apele impurificate, reținute de ecranul perimetral, sunt preluate de un dren perimetral, de unde sunt trimise la Stația de epurare finală. Drenul perimetral, precum și o rețea interioară de drenuri, au rolul de a menține apa freatică la un nivel minim, astfel încât să se prevină riscul impurificării acesteia cu poluanți nemiscibili (hidrocarburi), mai ușori și să împiedice apele impurificate cu poluanți miscibili să părăsească platforma.

3.8.9 Calitatea apei din pânza freatică

Platforma societății Rompetrol Rafinare se găsește în Dobrogea Centrală. Zona este caracterizată printr-un acvifer mai puțin bogat, alimentat în general din precipitații și irigații. Din monitorizările efectuate de către Administrația Națională Apele Române se întâlnesc creșteri semnificative la indicatorii analizați în forajele din pânza freatică de la Nuntași pentru reziduu fix, cloruri, magneziu și CCO-Mn, și la Ceamura de Jos pentru reziduu fix, sulfați, magneziu și CCO-Mn.

Resursele acvifere freactice prezintă risc ridicat la poluare, atât pe termen lung, cât și pe termen scurt. Din acest motiv, ele nu mai pot constitui surse de alimentare cu apă pentru populație. Este important de precizat că, poluarea freaticului este, adesea, un fenomen aproape ireversibil și, ca atare, depoluarea acestui tip de apă este extrem de anevoioasă, dacă nu chiar imposibilă, cu consecințe grave asupra utilizării în scop potabil.

Nivelul apei freactice în zona amplasamentului Rompetrol Rafinare SA este puternic influențat de condițiile impuse pentru securitatea funcționării instalațiilor. Construcțiile reprezentate prin ecranul perimetral care se regăsește de-a lungul limitei exterioare a platformei, precum și sistemul de drenuri interioare prezent pe platformă, determină menținerea nivelului pânzei freactice la $0,5 \div -1$ m față de suprafața terenului.

Tendența naturală de curgere a freaticului este dinspre zona de lacuri Nord-Vest către Marea Neagră (Sud-Est).

Studiile efectuate în perioada 1980-1990 de către ISPIF București relevă o regresie a influenței aportului din Marea Neagră odată cu construirea Portului Midia - Năvodari. Acest fapt a dus în principal la scăderea concentrației de săruri provenite din apa de mare în freatic în favoarea celor din lacurile dulci.

3.9 HIDROLOGIE

Bazinul hidrografic în care se găsesc amplasate societățile analizate este Dobrogea - Litoral, prezentat în figura nr. 6.



Figura 6 Bazinul hidrografic DOBROGEA – LITORAL

Bazinul hidrografic Dobrogea-Litoral este foarte sărac în resurse proprii de suprafață. Practic, acestea sunt formate din câteva râuri de suprafață mai importante și din lacurile litorale și cele aferente Dunării.

Resursele de apă subterană aferente bazinului hidrografic Dobrogea Litoral (până la adâncimea de 0 - 300 m) totalizează circa 3.172 mil. m³/an (100,6 m³/s), din care 84,8 m³/s -

din straturile de adâncime, de foarte bună calitate și 15,8 m³/s - apa potabilă cu o mineralizare mai ridicată din freatic.

Apele de suprafață sunt reprezentate prin Lacurile Tașaul și Corbu. Acestea sunt alimentate în special din Canalul Poarta Alba - Midia Năvodari, aportul de suprafață (Râurile Casimcea și Corbu) fiind nesemnificativ.

Principalul afluent al Lacului Tașaul (Raul Casimcea) are un debit mediu anual de 1,2 m³/s. Apa lacului, având un volum de cca. 49 milioane m³, are un caracter mixt oligohalin și a suferit în ultimii ani un intens proces de eutrofizare sub influența factorilor poluanți din bazinul său de recepție.

Lacul Tașaul ocupă o suprafață de 3.070 ha. Configurația alungită da imaginea clară a unui sector din valea Casimcei, inundat de apele mării și ulterior izolat printr-un perisip (cordon litoral) pe care trece o șosea și o cale ferată. Cuveta lacustră prezintă în general adâncimi mici.

Versantul sudic al țărmului, între Năvodari și Sibioara, este abrupt în cea mai mare parte, prezentând o faleza lacustră.

Nivelul Lacului Tașaul se situează la cote medii de +1,2 m - 1,45 m, RMN, fiind impus, în actualele condiții, de nivelul apei din Canalul Poarta Albă - Midia Năvodari. Alimentarea lacului se face din surse subterane carstice și din canal, digul care îl separă de acesta fiind permeabil.

Cordonul de nisip ce separă lacurile Corbu și Tașaul de Marea Neagră avea o lățime de cca. 400 m, înălțându-se cu 1,5 - 2 m deasupra nivelului mării. Morfologia actuală a cordonului litoral este marcată de relieful tehnogen creat prin supraînălțarea terenului, a cărui cotă se situează la 2,5 - 3 m.

La nord de grupa lacustră Tașaul - Corbu, aproximativ până în valea Râului Slava, zona de litoral corespunde unei suprafețe de abraziune înclinată spre est, constituită ca și precedentă din trei trepte realizate pe seama șisturilor verzi, mulată de depozite loessoide și marine. Pe aceasta zonă litorală se suprapun o serie de văi ale unor sisteme hidrografice dominant intermitente, pe alocuri cu un profil transversal foarte larg, dând impresia de golfuri insinuate în uscat.

Rețeaua hidrografică este foarte săracă, cu excepția Râului Casimcea, care izvorăște de la Altân Tepe și se varsă în Lacul Tașaul.

Lacurile litorale fac parte din categoria limanelor fluvio - marine (Lacul Tașaul și Lacul Corbu), și a lagunelor marine (Complexul Razelm - Sinoe, Lacul Siutghiol).

Pe Canalul Poarta Alba-Midia, Năvodari au fost construite două porturi - Ovidiu și Luminița.

Lacul Corbu

Este un liman fluvio - marin, situat în valea Corbu, cu folosința piscicolă și pentru irigații. În lacul Corbu se varsă pârâul cu același nume, iar printr-un canal de legătura este alimentat din lacul Tașaul; tot printr-un canal se leagă și de Marea Neagră. Frecvența de recoltare a probelor este de patru ori pe an, din trei secțiuni: ieșire lac Corbu, legătura Marea Neagră, legătura lac Tașaul.

Interpretând valorile indicatorilor pentru procesul de eutrofizare și structura biocenozei fitoplanctonice în conformitate cu Ordinul 161/2006 putem încadra lacul Corbu la nivelul anului 2009, ca fiind hipertrof.

Lacul Tașaul

Format pe valea Casimcei, este un liman fluvio - marin, ce se alimentează din ape de suprafață și subterane, în lacul Tașaul vărsându-se râul Casimcea. Printr-o conductă primește apă din Siutghiol, iar surplusul îl cedează printr-un canal în lacul Corbu.

Are folosința piscicola, productivitatea fiind direct legată de alimentarea lui cu apă dulce din Siutghiol.

Interpretând valorile indicatorilor pentru procesul de eutrofizare și structura biocenozei fitoplanctonice în conformitate cu Ordinul 161/2006, putem încadra lacul Tașaul în categoria hipertrofă.

Canalul Poarta Albă - Midia - Năvodari

În cursul anului 2009 laboratorul Administrației Bazinale de Apă Dobrogea – Litoral a prelevat probe în vederea efectuării de analize fizico - chimice în secțiunile Valea Cocoșu și Aval confluenta Ramura Luminița, iar pentru secțiunea Priza Galeșu, sursa de apă brută, utilizată pentru potabilizare, frecvența de prelevare a fost lunară.

După determinările fizico-chimice, apa Canalului Poarta Albă - Midia Năvodari (C.P.A.M.N.) se încadrează pe grupe de indicatori și pe secțiuni conform tabelului nr. 2.

Tabel nr. 2 Starea ecologică a apei în secțiunile de control

Cursul de apă	Secțiunea de control	Stare ecologică
C.P.A.M.N.	Galeșu	bună
	Aval Ramura Luminița	bună

Marea Neagră

În anul 2009 s-a efectuat o analiză a indicatorilor fizico-chimici utilizați în monitoringul calității apelor tranzitorii, costiere și marine din zona litoralului românesc al Mării Negre, bazată pe un număr de 104 probe de suprafață colectate dintr-o rețea alcătuită din 44 de stații localizate între Sulina și Vama Veche.

Au fost analizați indicatorii generali și cei de stare care caracterizează nivelul eutrofizării și anume: transparența, temperatura, pH-ul, salinitatea, oxigenul dizolvat, nutrienți anorganici și clorofila a.

Transparența apei, măsurată în-situ cu discul Secchi, a oscilat între 0,6-10 m. În toate corpurile de apă, valorile minime se situează sub 2m, valoarea admisă atât pentru starea ecologică cât și pentru zona de impact a activității antropice.

În medie, temperatura apei înregistrează de-a lungul întregului litoral românesc valori cuprinse între 3,4°C și 27,6°C.

Salinitatea corpurilor de apă din zona litoralului românesc a înregistrat valori cuprinse între 0,12 - 19,11%.

Pe baza determinării ritmurilor de modificare a liniei de contact mare-uscat s-a realizat evaluarea magnitudinii proceselor costiere (eroziune/echilibru dinamic/acrețiune) pentru sectoarele cu plajă, prin gruparea acestora în 7 clase (intervalul clasei fiind de 5m).

În cadrul sectorului Năvodari - Vama Veche procesele costiere de pe plajele turistice au avut următoarea pondere:

- eroziune 64%;
- stabilitate relativă 18%;
- acrețiune 18%.

Raportul eroziune / acrețiune, ca indicator de stare a mediului s-a calculat pe o lungime de 11.800 m din plajele turistice, din sectorul sudic al litoralului românesc și are valoarea de 3,24.

Nivelul mării ca indicator de stare a zonei costiere a prezentat în anul 2009 o abatere constant pozitivă de la media multianuala pe durata întregului an.

Abaterea maximă a fost de + 19,1 cm în decembrie, cu numai 4,1 cm sub media lunară maximă pentru această luna (36,1 cm în 2002).

Evoluția multianuală a densității numerice fitoplanctonice din apele sectorului românesc al Mării Negre s-a încadrat în tendința generală de scădere ca urmare a atenuării procesului de eutrofizare, manifestat la intensități maxime în perioada anilor '80. În perioada februarie - iunie 2009, biocenoza zooplanctonică a fost dominată de componenta sa trofică, singura lună în care zooplanctonul netrotic a înregistrat valori mai ridicate decât cel trofic fiind iunie.

O măsură a gradului de poluare a subteranului este dată de prezența produselor petroliere în puțurile piezometrice. Astfel, piezometrele sunt monitorizate în vederea identificării prezenței acestui indicator. Se menționează faptul că în anul 2016 și în prima jumătate a anului 2017 nu a fost detectată prezența produselor petroliere în puțurile piezometrice monitorizate.

3.10 AUTORIZAȚII CURENTE

În prezent societățile analizate dețin următoarele acte de reglementare valabile:

- Autorizația de Gospodărire a Apelor nr. 203 din 19.08.2016 valabilă pentru toate societățile din cadrul Grupului Rompetrol care se regăsesc pe amplasamentul studiat în prezentul raport;
- Autorizația integrată de mediu nr. 9 din 03.10.2011 valabilă până la data de 02.10.2021, pentru Rompetrol Petrochemicals SRL;
- Autorizația integrată de mediu nr. 1 din 10.05.2013 valabilă până la data de 10.05.2023, pentru Rompetrol Rafinare SA;
- Autorizația de mediu nr. 27 din 7.01.2014 valabilă până la data de 27.01.2019, pentru SC Rompetrol Gas SRL;

- Autorizația privind emisiile de gaze cu efect de seră pentru perioada 2013 – 2020 nr. 73/24.01.2013, revizuita in data de 27.03.2014 valabilă pentru Rompetrol Rafinare SA Uzina Petrochimie;
- Autorizația privind emisiile de gaze cu efect de seră pentru perioada 2013 – 2020 nr. 73/24.01.2013, revizuită la data de 27.03.2014, valabilă pentru Rompetrol Rafinărie SA.

3.11 DETALII DE PLANIFICARE

Calitatea mediului pe amplasament este evaluată în baza planurilor de monitorizare stabilite, prin autorizațiile integrate de mediu nr. 1/10.05.2013 valabilă pentru Rompetrol Rafinare SA și nr. 9/03.10.2011 aferentă activitatilor SC Rompetrol Petrochemicals SRL și prin autorizația de mediu nr. 27/27.01.2014 valabilă pentru activitatea SC Rompetrol Gas SRL.

În tabelul nr. 3 se prezintă planurile de monitorizare ținând cont de condițiile impuse în autorizațiile menționate mai sus și, unde a fost cazul, de Deciziile de stabilire a concluziilor privind BAT în temeiul Directivei 2010/75/UE privind emisiile industriale.

Tabelul nr. 3 Monitorizarea emisiilor în aer

Nr. crt.	Instalația	Sursa	Coș	Indicator	Frecvența de monitorizare	Valori asociate BAT* / V.L.E. [mg/Nm ³]
1		100H1	C1 100H1	SO ₂	Lunar	20
				NO _x		150
				CO		80
				pulberi		5
2	DAV	100H2	C2 100H2	SO ₂	Lunar	20
				NO _x		150
				CO		80
				pulberi		5
3		100H3	C3 100H3	SO ₂	Lunar	20
				NO _x		150
				CO		80
				pulberi		5
4	HB	120H1	C4 120H1	SO ₂	Lunar	20
				NO _x		150
				CO		80
				pulberi		5
5		120H2	C5 120H2	SO ₂	Lunar	20
				NO _x		150
				CO		80
				pulberi		5
7	HPR	121H1	C6 121H1	SO ₂	Lunar	20
				NO _x		150
				CO		80
				pulberi		5
8	HPM	122H1	C7 122H1	SO ₂	Lunar	20
				NO _x		150
				CO		80
				pulberi		5
9	HDV - HM	125H1	C8 125H1	SO ₂	Lunar	20
				NO _x		150

Nr. crt.	Instalația	Sursa	Coș	Indicator	Frecvența de monitorizare	Valori asociate BAT* / V.L.E. [mg/Nm ³]
10		125H2	C9 125H2	CO	Lunar	80
				pulberi		5
				SO ₂		20
				NO _x		150
				CO		80
11	RC	130H1	C10 130H1	pulberi	Lunar	5
				SO ₂		20
				NO _x		150
				CO		80
				SO ₂		20
12	RC	130H2	C11 130H2	pulberi	Lunar	5
				SO ₂		20
				NO _x		150
				CO		80
				SO ₂		20
13	RC	130H3	C12 130H3	pulberi	Lunar	5
				SO ₂		20
				NO _x		150
				CO		80
				SO ₂		20
14	RC	130H5	C13 130H5	pulberi	Lunar	5
				SO ₂		20
				NO _x		150
				CO		80
				SO ₂		20
15	RC	130H6	C14 130H6	pulberi	Lunar	5
				SO ₂		20
				NO _x		150
				CO		80
				SO ₂		20
16	CC	138FH4	C15 138H4	pulberi	Lunar	50
				SO ₂		100-800
				NO _x		100-300
				CO		<100
				SO ₂		25
17	Cx	180H1	C16 180H1	pulberi	Lunar	15
				SO ₂		25
				NO _x		150
				CO		80
				SO ₂		25
18	DGRS	185H2D	C17 185H2D	pulberi	Lunar	80
				SO ₂		1.000
				NO _x		150
				CO		80
				SO ₂		25
19	Brichetare**	Uscare cocs - Cuptor	C18	Pulberi	Anual	50
				SO ₂		35
				NO _x		150
				CO		100
		Omogenizare Amestecătoare	C19	Pulberi	Lunar	10
20	Fabrica de Hidrogen – nouă	Cuptor reformer H 201 / C30	C20	Pulberi	Trimestrial	5
				SO ₂		35
				NO _x		150
				CO		100
				SO ₂		25
21	Instalația Hidrocracare	220H1/220 H2 - C25	C21	Pulberi	Trimestrial	5
				SO ₂		35

Nr. crt.	Instalația	Sursa	Coș	Indicator	Frecvența de monitorizare	Valori asociate BAT* / V.L.E. [mg/Nm ³]
	blândă (MHC)			NO _x		150
				CO		100
22	Piriliză	Cazane abur	C121A,B	NO _x	Lunar	300
				SO _x		35
				Pulberi		5
23	Focare alimentate cu combustibil gazos (centrala termica birou statie imbuteliere)			Pulberi	La solicitarea autoritatii de mediu	5**
				CO		100**
				SO _x		35**
				NO _x		350**

** Valorile sunt stabilite prin Ordinul 462/1993

* Monitorizarea se va efectua numai în cazul în care instalația a funcționat

Monitorizarea calității factorului de mediu apă este realizată conform capitolului nr. 6 al Autorizației de Gospodărire a Apelor nr. 203 din 19.08.2016, pentru întreg amplasamentul cuprinzând sectoarele Rafinărie, Petrochimie și Gas. Probele de apă sunt prelevate de la Stația de Epurare Finală (ieșire Iaz II – intrare Gârla Buhaz).

Planul de monitorizare a apei uzate epurate valabil pentru întregul amplasament este prezentat în tabelul nr. 4, tabelele 5 și 6 prezentând planul de monitorizare pentru apa subterană și sol pentru amplasamentul analizat.

Tabel nr. 4 Monitorizarea indicatorilor de calitate ai apelor uzate epurate

Punct prelevare probe	Parametru	VLE	U.M.	Frecvența de monitorizare	Punct de evacuare	
Stația de Epurare Finală (SEF)	pH	6,5 - 8,5	unit. pH	Lunar	Iazul II (cu stuf) intrare în Gârla Buhaz	
	Materii în suspensie	35	mg/l	Lunar		
	CBO5	25	mg/l	Lunar		
	CCO-Cr	125	mg/l	Lunar		
	Produs petrolier	5 (fără irizații)	mg/l	Trimestrial		
	Substanțe extractibile	20	mg/l	Lunar		
	Amoniu	2	mg/l	Lunar		
	Sulfuri și H ₂ S	0,5	mg/l	Trimestrial		
	Azot total	10	mg/l	Lunar		
	Fosfor total	2	mg/l	Lunar		
	Detergenți sintetici	0,5	mg/l	Lunar		
	Ni	0,5	mg/l	Trimestrial		
	Pb	0,2	mg/l	Trimestrial		
	Cd	0,2	mg/l	Trimestrial		
	Fier total ionic	5	mg/l	Lunar		
	Dietilhexilftalat (DEHP)	Conform Autorizației de Gospodărire a Apelor nr. 203/19.08.2016				Semestrial
	Triclorbenzen					Semestrial
	1,2 dicloretan					Semestrial
	Diclorometan					Semestrial
	Tetracloretilena					Semestrial
PCB				Semestrial		
Hexaclorbutadiena				Semestrial		

Tabelul nr. 5 Monitorizarea calității apei subterane

Locul prelevării probelor	Indicator de calitate	Valoarea de referință (RA 2006), mg/l	Frecvența de monitorizare
F203, O9, Pz5, H1, P14	Sulfuri	0,008	Anual
	Fenoli	0	
	Azot amoniacal	1,22	
	CCO-Cr	38,4	
	CBO 5	12,33	
	SEEP	0,8	
	Nichel	0,006	
	Cadmiu	0,008	
	Produs petrolier	<1	
P6 (în exteriorul ecranului)	pH	7,25	
	Pb	0,013	
	Produs petrolier	<1	
	Clorura de metilen	<0,01	
	Cloroform	<0,01	
	1,2 dicloretan	<0,01	
	Tetraclorura de carbon	<0,01	
	Tricloretilena	<0,01	
	Percloretilena	<0,01	
	Bis (2 ethilexil ftalat)	<0,01	
	Naftalina	<0,01	
	Antracen	<0,01	
	Clorocalcani C10 – C13	<0,01	
	Benzo (a) piren	<0,01	
	Benzo (b) fluoraten	<0,01	
	Benzo (k) fluoraten	<0,01	
	Benzo (g,h, l) perilen	<0,01	
Indeno (1,2,3cd) piren	<0,01		
Benzo (a) antracen	<0,01		
S1, S2, S2B, S3, S4, S5, S6, S7, S9, S10, O10, O11, O16, O20, P1, P2, P3, P4, P5, P6, P7, P8, P9, P10, P11, P12, P13, P14, P15, P16, P17, P19, P20, P21, F315, Pz1, Pz2, Pz3, Pz4, Pz6, Pz7, Pz8, Pz9	Produs petrolier	vizual	Lunar
Piezometre: O1, O2, O4, O5, O6, O7, O8, O20, PO3', PO3", P1, P2, P3, P8, P9, P10, P11, P12, F223, F225, F233, F302, F304, F305, F306, F308, F316	pH		- Anual
	Nivel hidrostatic		
	Sulfuri		
	Sulfați		
	Produse petroliere		
	Substanțe extractibile cu solvenți organici		
	Materii în suspensie		
	CCOCr		
	CBO5		
	Fenoli		
Amoniu			

Evaluarea calității apei subterane în zona Uzinei Rafinare se realizează prin compararea rezultatelor monitorizărilor cu valorile de referință înregistrate la momentul autorizării inițiale.

Tabelul nr. 6 Monitorizarea calității solului

Nr. crt.	Locul de prelevare: - la suprafață (5 cm) - în adâncime (30 cm)	Indicatorul analizat	Prag de alertă pentru folosințe mai puțin sensibile (mg/kg s.u.*)	Prag de intervenție pentru folosințe mai puțin sensibile (mg/kg s.u.)	Frecvența de monitorizare
1	Rampa păcură SP 3R Laboratorul produse petroliere Parc 50.000 Rampa automată produse albe Depozit șlops Rampa produse neconforme	Arsen	25	50	Anual
		Bariu	1.000	2.000	
		Cadmium	5	10	
		Crom total	300	600	
		Cupru	250	500	
		Mangan	2.000	4.000	
		Mercur	4	10	
		Nichel	200	500	
		Plumb	250	1.000	
		Seleniu	10	20	
		Vanadiu	200	400	
		Zinc	700	1.500	
		Sulfuri	5.000	50.000	
		Sulfuri	400	2.000	
		Benzen	0,5	2	
		Toluen	30	100	
	Xilen	15	25		
	Fenol	10	40		
	Tabăra Năvodari	Total hidrocarburi aromatice	50	150	
	Pădurea Vadu	Total HAP	25	150	
		Total hidrocarburi din petrol	1.000	2.000	
2	Fabrica de Hidrogen Ob.352	Total hidrocarburi din petrol	1.000	2.000	
3	S1 - 20 m față de Instalația de Piroliză	THP	1.000	2.000	
		Fenoli	10	40	
		Sulfuri	400	2.000	
		Plumb	250	1.000	
4	S2 - 0,5 m față de marginea cuvei de retenție a rezervoarelor criogenice de etilenă și propilenă, pe direcția Est	THP	1.000	2.000	
		Fenoli	10	40	
		Sulfuri	400	2.000	
		Plumb	250	1.000	
5	S3 - 10 m de Instalația de Polipropilenă, pe direcția Vest	THP	1.000	2.000	
		Fenoli	10	40	
		Sulfuri	400	2.000	
		Plumb	250	1.000	
6	S4 - direcția NV, la 3 Km de societate, 700 m față de Rafinărie și 1,5 Km față de Stația de Epurare Finală	THP	1.000	2.000	
		Fenoli	10	40	
		Sulfuri	400	2.000	
		Plumb	250	1.000	

*s.u – substanță uscată

Zgomot – monitorizarea se realizează anual. Limita admisibilă stabilită conform STAS 10009/1988 este de 65dB(A), pentru zonă industrială grea.

Gestiunea deșeurilor

Societatea analizată are implementat un sistem de colectare separată a deșeurilor menajere și a celorlalte categorii generate ca urmare a activităților desfășurate în instalațiile autorizate, amplasamentul fiind dotat cu containere și spații de depozitare cu un volum corespunzător cantităților generate și marcate/identificate/inscripționate conform categoriei de deșeu colectat.

Deșeurile generate din activitatea celor două uzine (Rafinărie și Petrochimie) sunt gestionate în comun, fiind colectate și depozitate temporar în spații special amenajate, împrejmuite și securizate.

Tabelul nr. 7 prezintă tipurile de deșeuri rezultate din instalațiile de pe amplasament, așa cum sunt monitorizate și raportate conform cerințelor legale în domeniu.

Tabelul nr. 7 Evidența gestiunii deșeurilor

Nr. Crt.	Sursa	Cod deșeu, cf. HG 856/2002	Denumire deșeu	Mod stocare
1	Lucrări decolmatăre/curățare	05 01 03*	Șlam	Colectare separată în ambalaje metalice etanșe
2	Extracție Halda 2	05 01 09*	Nămol	Stoc istoric Halda 2
3	Dezafectare/Conservare instalații tehnologice	05 01 15	Sită moleculară	Colectare separată în butoaie de metal/ big bag
4	Suport catalizator (procese de rafinare a țițeiului)	05 01 99	Bile ceramice	Colectare separată în butoaie de metal/ big bag
5	Procese tehnologice	07 02 13	Deșeu de materiale plastice din procese chimice organice	Colectare separată și stocare temporară
6	Utilaje dinamice	13 01 10*	Uleiuri minerale hidraulice, neclorinate	Colectare separată în butoaie de metal închise etanș, în spații amenajate corespunzător, împrejmuite și securizate
7	Utilaje dinamice	13 02 05*	Uleiuri minerale neclorurate de motor, de transmisie și de ungere	
8	Utilaje dinamice	13 02 08*	Alte uleiuri	
9	Activități administrative și ambalaje	15 01 01	Hârtie și carton	Colectare separată și stocare temporară în spațiul securizat din Baza de utilaje
10	Ambalajele substanțelor chimice	15 01 02	Ambalaje de plastic	
11	Paleți lemn din Depozitul de chimicale	15 01 03	Deșeu ambalaj de lemn	
12	Produse chimice de proces ambalate	15 01 04	Ambalaje de metal	
13	Achiziționare substanțe chimice	15 01 10*	Ambalaje contaminate cu substanțe periculoase	

Nr. Crt.	Sursa	Cod deșeu, cf. HG 856/2002	Denumire deșeu	Mod stocare
	pentru instalații tehnologice			
14	Activități/lucrări curente	15 02 02*	Absorbant, materiale filtrante, îmbrăcăminte de protecție contaminate cu substanțe periculoase	Stocare temporară pe platforma betonată în recipiente etichetate
15	Lucrări de reparații/Activități administrative	16 01 03	Anvelope scoase din uz	Stocare temporară pe platforma betonată
16	Lucrări de mentenanță	16 01 07*	Filtre de ulei	Stocare temporară recipiente etichetate
17	Casări echipamente	16 02 14	Echipamente casate (DEEE)	Stocare temporară în recipiente etichetate
18	Lucrări de reparații și mentenanță la instalațiile tehnologice	16 02 16	Deșeu de motoare	Stocare temporară în cadrul secției
19	Activități de laborator	16 03 03*	Deșeuri anorganice cu conținut de substanțe periculoase (reactivi expirați)	Stocare temporară în recipiente etichetate
20	Instalația de reformare Catalitică	16 08 01	Catalizatori uzați cu conținut de platină	Colectare separată în butoaie de metal
21	Procese de hidrofinaie produse petroliere	16 08 02*	Catalizatori uzați cu conținut de metale tranzitionale	Colectare separată în butoaie de metal
22	Instalația Cracare Catalitică	16 08 04	Catalizator echilibru uzat de cracare catalitică	Colectare directă în mașini tip container în vederea regenerării la producător
23	Activități administrative	17 01 07	Deșeu demolare	Colectare separată și stocare temporară pe platforma betonată
24	Lucrări de mentenanță și reparații	17 02 02	Sticlă	Stocate temporar pe platforma betonată în recipiente etichetate
25	Lucrări civile	17 04 01	Deșeu bronz	Colectare separată și stocare temporară în spațiul securizat din Baza de utilaje
26	Lucrări civile	17 04 02	Deșeu aluminiu	
27	Lucrări de reparații și mentenanță la instalațiile tehnologice	17 04 05	Deșeu de fier și oțel	
28	Activități revizie	17 04 11	Deșeu de cablu	Colectare separată și stocare temporară în spațiul securizat din Baza de utilaje
29	Lucrări de ecologizare	17 05 03*	Pământ contaminat cu substanțe periculoase	Colectare în condiții controlate și în ambalaje etanșe
30	Activități administrative (colectare plăci de la clădiri vechi)	17 06 01*	Deșeu plăci de azbociment	Colectare separată și stocare temporară în rampa de deșeuri
31	Lucrări civile	17 06 03*	Deșeu vată minerală (material izolant)	
32	Lucrări civile	17 06 04	Deșeu vată minerală (material izolant)	
33	Epurare ape uzate	19 08 13*	Nămol deshidratat	Colectare separată în bena metalică
34	Înlocuire tuburi fluorescente arse	20 01 21*	Deșeu tuburi fluorescente	Colectare separată în containere speciale

Nr. Crt.	Sursa	Cod deșeu, cf. HG 856/2002	Denumire deșeu	Mod stocare
35	Lucrări de ecologizare	20 02 03	Deșeu municipal amestecat	Colectare separată în bena
36	Activități administrative	20 03 01	Deșeu menajer	Colectare separată și stocare temporară în cadrul secției, în containere metalice speciale tip municipal

3.12 INCIDENTE LEGATE DE POLUARE

În cursul anului 2016 nu au fost înregistrate plângeri sau reclamații întemeiate din partea publicului în legătură cu activitatea desfășurată pe amplasamentul Rompetrol.

3.13 VICINĂTATEA CU SPECII ȘI HABITATE PROTEJATE SAU ZONE SENSIBILE

Zonele protejate în conformitate cu H.G. 1284/2007 privind declararea ariilor de protecție specială avifaunistică ca parte integrantă a rețelei ecologice europene Natura 2000 în România și cu Ordinul 1964/2007 privind instituirea regimului de arie naturală protejată a siturilor de importanță comunitară, ca parte integrantă a rețelei ecologice europene Natura 2000 în România din vecinătatea obiectivului și distanțele până la acestea sunt (măsurători Google Earth):

- aprox. 300 m până la ROSPA0060 Lacurile Tașaul-Corbu;
- aprox. 1,35 km până la limita comună a ROSCI0065 Delta Dunării și ROSPA0031 Delta Dunării și Complexul Razelm Sinoe;
- aprox. 1,35 km până la ROSPA0076 Marea Neagră;

Pe teritoriul județului Constanța se regăsește o parte din aria naturală protejată ce face parte din rețeaua națională Rezervația Biosferei Delta Dunării, remarcabilă prin suprafață și biodiversitate. Această rezervație este cea mai întinsă arie compactă de stufărișuri și zone umede din lume, precum și un habitat al păsărilor acvatice reprezentate prin mai mult de 300 de specii, printre care se numără colonii unice de pelican comun (*Pelecanus onocrotalus*) și creț (*P. crispus*). Aceasta se află la 1,5 km de amplasamentul studiat.

Rezervația Biosferei Delta Dunării (RBDD) este unica deltă din lume declarată Rezervație a Biosferei și are un statut de protecție internațional, recunoscut din anul 1990.

În ceea ce privește zona RBDD, precizăm că suprafața corespunzătoare intervalului aprox. 1,35 km - 15 km distanță pe direcția N-NE față de amplasamentul vizat, reprezintă o zonă de tampon - zona economică, urmată pe intervalul aprox. 15 km - 21 km de o zonă de tampon deltaică. Astfel, cele mai apropiate zone cu protecție integrală se află la aprox 21 km distanță de obiectivul analizat, fiind vorba de Grindul Chituc și Istria-Sinoe. Întreaga suprafață din Marea Neagră inclusă în Rezervația Biosferei Delta Dunării are rolul de zonă de tampon marină.

Teritoriul Rezervației Biosferei Delta Dunării acoperă o suprafață totală de 580.000 ha, fiind situat în SE României, având un triplu statut internațional: Rezervație Biosferei, Sit Ramsar și Sit al Patrimoniului Mondial Natural și Cultural. Suprafața sa include: Delta Dunării propriu-

zisă, Complexul lacustru Razim-Sinoe, Dunărea maritimă până la Cotul Pisicii inclusiv zona inundabilă Somova-Parches, lacul Sărături-Murighiol și zona marină cuprinsă între litoral și izobata de 20 m.

Biodiversitatea locală a fost afectată atât direct cât și indirect, prin poluarea factorilor de mediu (aer, apă, sol), însă, totodată, s-a realizat și o adaptare treptată a florei și faunei la noile condiții specifice activităților industriale desfășurate; pe lângă speciile lemnoase plantate cu rol de perdea naturală de protecție, aici s-a dezvoltat și o floră ruderală fără valoare conservativă.

La momentul actual, biodiversitatea din cadrul amplasamentului este reprezentată preponderent de spațiile verzi amenajate în scop de perdea de protecție și flora ruderală asociată habitatelor antropizate precum și de o serie de specii din fauna sinantropă (ex.: **Corvus corone cornix**, **Corvus frugilehus**, **Pica pica**, **Columba livia domestica**, **Passer domesticus**, etc.).

În imediata vecinătate a zonei de amplasare a faclelor se regăsesc suprafețe întinse ocupate de habitate lacustre cu stufăriș ce reprezintă loc de adăpost și hrănire pentru o serie de specii caracteristice (**Phalacrocorax carbo**, **Cygnus olor**, **Alcedo atthis**, **Anas platyrhynchos**, **Larus sp.**, **Circus aeruginosus**, **Pelecanus onocrotalus**, **Fulica atra**, **Ardea cinerea**, **Emys orbicularis**, **Natrix natrix**, **Pelophylax sp.**, **Bufo viridis**).

Limitele amplasamentului studiat sunt survolate de păsări răpitoare precum:

- sorecar mare - *Buteo rufinus*;
- vanturel de seara - *Falco vespertinus*;
- vinderel - *Falco tinnunculus*;
- sorecar comun - *Buteo buteo*;
- erete de stuf - *Circus aeruginosus*.

La nivelul bazinului portuar sunt prezente stoluri de cormorani - *Phalacrocorax pygmeus*, lebede - *Cygnus olor* și lisite - *Fulica atra*.

Pescărușii - *Larus cachinans* (Ordinul Charadriiformes, Familia Laridae) reprezintă și ei o constantă în ceea ce privește compoziția avifaunistică, însă există și exemplare de fazan - *Phasianus colchicus*.

Se poate aprecia astfel că, în ceea ce privește componența avifaunistică a biodiversității, perimetrul analizat nu este deloc sărac în specii și număr de exemplare, ținându-se cont de specificul strict industrial al amplasamentului.

Efectuându-se o raportare a amplasamentului la zonele învecinate pentru protecția avifaunei (ROSPA0060 Lacurile Tașaul-Corbu și ROSPA0031 Delta Dunării și Complexul Razelm Sinoe) rezultă că suprafețele acestor zone de protecție nu sunt afectate de existența zonei industriale, chiar dacă distanța până la acestea nu este foarte mare și trecerea de la o zonă la alta fiind relativ bruscă. Acest aspect poate avea ca explicație faptul că în afara de perimetrul industrial, factorii de stres asupra biodiversității se diminuează brusc și pe suprafețe foarte mari se înregistrează o constantă în ceea ce privește starea de conservare a zonelor protejate.

În ceea ce privește Situl de Importanță Comunitară ROSCI0065 Delta Dunării și implicit Rezervația Biosferei Delta Dunării, amprenta activității industriale analizate și a instalațiilor

funcționale și nefuncționale aferente este redusă, comparativ cu cea asupra Siturilor de Protecție Avifaunistică, ca urmare a distanței considerabile până la acestea și ținându-se cont și de faptul că posibiii factori de stres asupra faunei, florei și habitatelor din cadrul perimetrului industrial au un caracter local.

Distanța de aprox 21 km până la cele mai apropiate zone cu protecție integrală din cadrul Rezervației reprezintă o garanție în ceea ce privește asigurarea protecției și integrității acestora. În plus, până la aceste zone de protecție integrală se interpun și zone de tampon (zona de tampon economică, zona de tampon deltaică și zona de tampon marină) care își îndeplinesc cu succes rolul funcțional în cadrul Rezervației.

În legătură cu vecinătatea cu Marea Neagră, contactul dintre amplasament și zona Mării Negre nu se face direct, Portul Midia fiind o zonă tampon între cele două zone, acesta servind ca o barieră împotriva unei scurgeri de produs petrolier generată de ruperea ecranului de protecție subterană. Efectul activităților rafinării asupra Mării Negre este reprezentat de deversarea indirectă a apelor uzate epurate în mare, după o prealabilă scurgere prin sistemul de iazuri, gârlă și balta Buhaz (sistemul Vadu).

Cercetările și studiile efectuate pe o perioadă de cel puțin 10 ani de către Rompetrol Rafinare SA, cu sprijinul cercetătorilor de specialitate din cadrul Universității din Pitești și Institutului de Biologie, arată eficiența sistemului de la Vadu 4 „ca factor de epurare perfectă a apelor reziduale, structura populațiilor fitoplanctonice, zooplanctonice, zoobentonice - prezența unui număr mare de specii este cea mai bună dovadă a unei foarte bune calități a apei care este evacuată în efluenți naturali (Gârla Buhaz și Marea Neagră)”.

3.14 CONDIȚIILE CLĂDIRILOR

Clădirile în care Rompetrol Rafinare SA își desfășoară activitatea sunt supuse expertizei de specialitate, în urma căreia se întocmește un Raport de inspecție privind stabilitatea terenului de fundare, etanșeitate și altele.

Pe amplasament se regăsesc clădiri cu destinații diferite:

- Clădiri pentru activități administrative;
- Secții și instalații de producție, ateliere destinate activităților de întreținere;
- Stația de îmbuteliere GPL și rampe de încărcare/descărcare produse petroliere și chimicale;
- Laboratoare;
- Stații de epurare apă uzată;
- Spații de depozitare produse finite și chimicale;
- Spații de depozitare temporară deseuri ;
- Tablouri/centre de comandă și control.

Clădirile sunt executate din materiale rezistente și se află în condiții bune de utilizare.

Toate clădirile sunt racordate la utilități (apă, energie electrică, energie termică), în funcție de destinație și numărul de personal care le utilizează.

4 ISTORICUL TERENULUI

4.1 FOLOSINȚE ANTERIOARE ALE TERENULUI

Complexul Petrochimic Midia Năvodari face parte din centrele de prelucrare a țițeiului construite după 1975. Complexul a fost proiectat în perioada 1975 - 1977, pe baza tehnologiilor românești de rafinare și a unor licențe străine. Combinatul Petrochimic Midia a fost înființat prin decret prezidențial în 1978; în anul 1979 a fost pornită prima instalație tehnologică - Instalația DAV.

În 1991 Combinatul Petrochimic Midia Năvodari se transformă în societate comercială pe acțiuni, prin preluarea integrală a patrimoniului vechii unități, iar noua societate, purtând denumirea de S.C Petromidia S.A, a fost constituită în temeiul Hotărârii Guvernului nr.1176/1990, emise în baza Legii nr.15/1990 privind reorganizarea unităților economice de stat ca regii autonome și societăți comerciale.

În anul 2000, societatea a fost privatizată, prin achiziționarea pachetului majoritar de acțiuni de către The Rompetrol Group NV, Rotterdam, Olanda, ca principalul acționar al rafinăriei. Grupul Rompetrol s-a angajat, prin contractul de cumpărare, la îndeplinirea unui program complex de investiții pentru modernizarea și transformarea Petromidiei în cea mai performantă unitate de acest gen din Europa Centrală și de Est.

Prin Rezoluția Oficiului Registrului Comerțului nr. 50265 din 08.02.2001, se schimbă natura acționariatului societății din capital mixt în capital privat. Denumirea societății s-a schimbat succesiv, prin Rezoluția ORC 50701 din 21.03.2001 și prin Rezoluția ORC 50640 din 18.03.2003, organizându-se societatea Rompetrol Rafinare S.A., ca parte a Grupului Rompetrol S.A.

Amplasamentul este situat pe litoralul Mării Negre, la 17 km Nord de municipiul Constanța și la 225 km Est de București, platforma având asigurată infrastructura necesară transportului rutier, feroviar, precum și către portul Constanța prin conducte.

Unitatea este racordată la rețeaua rutieră națională prin b-dul Năvodari și la rețeaua națională de căi ferate, prin stația tehnică CF Cap Midia. Complexul are legătură, prin intermediul altor societăți comerciale cu porturile maritime Constanța și Midia și ieșire la canalul Dunăre – Marea Neagră cu posibilitatea de transport pe Dunăre spre Europa Centrală.

Suprafața totală a terenului este de cca. 496 ha, din care doar 306 ha sunt ocupați de sectoarele analizate în prezentul raport.

Instalațiile studiate au fost puse în funcțiune în perioada 1985 – 1989.

Prin proiect au fost amenajate două iazuri (bazin de liniștire și bazin plantație de stuf) utilizate ca treaptă terțiară pentru epurarea apelor uzate epurate din Stația de Epurare Finală în Gârla Buhaz și apoi în Marea Neagră (punct de evacuare Capul Midia).

5 TEHNICI DE MANAGEMENT. ASPECTE OPERAȚIONALE

În vederea asigurării desfășurării activității, atribuțiile și desemnarea personalului responsabil pentru fiecare fază a procesului tehnologic sunt clar stabilite. De asemenea, Rompetrol Rafinare SA a implementat și certificată sisteme integrate de management al calității, mediului și sănătății și securității ocupaționale, demonstrând preocuparea pentru îmbunătățirea calității produselor, a controlului situației de mediu și pentru reducerea riscului ocupațional, în vederea asigurării unui mediu de lucru performant.

Astfel, Rompetrol Rafinare SA deține următoarele certificate:

- Certificat pentru sistemul de management al calității, conform cerințelor standardului ISO 9001:2008, având certificatul emis în iunie 2015 de DNV-GL Business Assurance cu nr. 177025-2015-AQ-ROU-RvA, valabil până la data de 30 iunie 2018;
- Certificat pentru sistemul de management de mediu conform cerințelor ISO 14001:2004, emis în iunie 2015 de DNV-GL Business Assurance cu nr. 177026-2015-AQ-ROU-RvA, valabil până la data de 30 iunie 2018, ce demonstrează gestionarea tuturor aspectelor de mediu, astfel încât să asigure o îmbunătățire continuă a situației din punct de vedere al protecției mediului;
- Certificat referitor la sănătatea și securitatea ocupațională, conform cerințelor standardului OHSAS 18001:2007, emis în iunie 2015 de DNV-GL Business Assurance cu nr. 177024-2015-AHSO-ROU-RvA, valabil până la data de 30 iunie 2018.

Sistemul de management integrat și, evident, procedurile acestuia, este aplicabil atât activităților din Uzina Rafinare cât și celor din Uzina Petrochimie.

6 RECUNOAȘTEREA TERENULUI

6.1 PROBLEME IDENTIFICATE

Activitatea desfășurată pe platforma studiată poate afecta, în unele cazuri, calitatea factorilor de mediu.

Problemele de poluare identificate și evaluate în urma procedurii de emitere a autorizației integrate de mediu depind de:

- vechimea instalațiilor tehnologice;
- procesele și fluxurile tehnologice de producție;
- modul de exploatare și întreținere a instalațiilor;
- performanțele tehnice ale sistemelor de depoluare;
- incidente și accidente tehnice legate de poluare;
- zonele afectate de poluarea istorică cu produs petrolier.

Din analiza efectuată asupra activităților desfășurate pe amplasament a rezultat că potențialii poluanți ai factorilor de mediu sunt specifici instalațiilor existente pe platforma industrială.

Căile prin care poluanții pot pătrunde în sol, subsol, ape subterane, ape de suprafață sunt:

- scurgeri accidentale de la echipamentele instalațiilor, rezervoare, depozite/halde de deșeuri periculoase, trasee de conducte/canalizare datorită neetanșeităților sau deteriorării lor;
- pierderi accidentale de produse în timpul încărcării/descărcării, depozitării, manipulării, transportului, etc.;
- practici operaționale necorespunzătoare de prelevare a probelor, curățare a utilajelor/echipamentelor, transportului și stocării deșeurilor, etc.;
- exfiltrații datorate deteriorării sistemului de canalizare ape uzate;
- infiltrații de produse (reziduuri petroliere) în subsol și apa subterană, cauzate de poluarea istorică a unor zone de teren aparținând Rompetrol Rafinare SA.

Sursele de deșeuri industriale nepericuloase sunt:

- Instalațiile de producție (materiale și mase plastice);
- Activități de reparații (deșeuri metalice, site moleculare, materiale izolante, DEEE, etc.);
- Activități administrative (ambalaje, deșeu menajer).

Sursele de deșeuri periculoase sunt următoarele:

- Instalații tehnologice (absorbanți, deșeuri anorganice, etc.);
- Activități de întreținere și reparații (ulei uzat, catalizatori, etc.);

— Aprovizionare (ambalaje).

Haldele de nămol nr. 1 și 2 au o suprafață de 2,72 ha și o capacitate de 130.000 m³. Depozitarea a fost sistată în anul 1994, iar haldele au fost închise începând cu anul 1995. Aceste halde nu sunt incluse în prevederile HG nr. 349/2005 privind depozitarea deșeurilor.

Instalația tehnologică Brichetare Cocs de Petrol a fost realizată cu scopul valorificării/reciclării reziduurilor petroliere stocate/depozitate în haldele 1, 2. În prezent, însă, datorită conținutului redus de reziduu petrolier, nămolul de la Halda 2 este predat prin firma autorizată S.C. ECOMASTER SERVICII ECOLOGICE S.R.L. către CRH Ciment Medgidia, cu stocare temporară la OilDepol Service S.R.L.

Halda de nămol nr. 3, are o suprafață betonată de 2,47 ha și o capacitate de 123.370 m³. Aceasta este inclusă în prevederile HG nr. 349/2005 privind depozitarea deșeurilor, Tabel 5.5 "Depozite de deșeuri industriale periculoase care sistează/încetează depozitarea până la 31.12.2006".

Activitatea de depozitare în halda nr. 3 a fost sistată în anul 2006 conform cerințelor HG nr. 349/2005, iar în 2007 a fost emis de către APM Constanța "Avizul de mediu pentru încetarea activității nr. 39/19.07.2007, pentru stabilirea obligațiilor de mediu și a programului de conformare post-închidere pentru o perioadă de minim 30 de ani".

Produsul petrolier recuperat în urma procesării nămolului de pe halda nr. 3 a fost reutilizat pe fluxul tehnologic de rafinărie, fiind trimis în instalația DAV unde era prelucrat în amestec cu țițeiul.

În prezent halda nr. 3 a fost complet golită și ecologizată, urmând a se lua o decizie cu privire la destinația sa ulterioară.

Situl contaminat cu produse petroliere (poluare istorică) din afara amplasamentului, cu suprafața de 5.000 m², a fost ecologizat în întregime, conform Raportului de Finalizare Lucrări întocmit de SC UNIRECYCLING SRL și transmis către APM Constanța.

Zonele care necesită o verificare mai detaliată din cadrul platformei sunt cele cu structuri subterane.

6.2 DESCRIEREA INSTALAȚIILOR ȘI A PROCESELOR TEHNOLOGICE

În total, în anul 2016 instalațiile ce aparțin Rompetrol Rafinare SA au funcționat 8.238 de ore, iar în primul trimestru din 2017, 2.880 de ore. Instalația preluată de la SC Rompetrol Gas SRL a funcționat 2.000 de ore până în mai 2016 după care a fost oprită.

Din 2014, instalațiile funcționale ale SC Rompetrol Petrochemicals SRL au fost preluate de către Rompetrol Rafinare SA, în proprietatea sa rămânând doar instalațiile nefuncționale.

6.2.1 INSTALAȚII FUNCȚIONALE

Profilul de activitate al societății îl constituie fabricarea și comercializarea produselor obținute din prelucrarea țițeiului, după cum urmează:

- Benzina COR 92;
- Benzine: Benzina Euro plus, Efix Benzina 95, Benzina RON 98, Efix S benzina 98;
- Benzina de chimizare: fracția ușoară nafta, rafinat chimizare;
- Petroluri: Petrol, Petrol reactor jet A1;
- Motorine: Motorina Euro 5, Efix Motorina 51, Motorina Euro 5 cu biodisel, Motorina 55, Efix S Motorina 55;
- Combustibil tip M: Calor extra 1;
- Slurry;
- CLU: Calor economic 3;
- Păcură: Păcură, Reziduu CC, Distilat în vid, VGO, Reziduu de vid;
- Gaze: Gaze de chimizare, Propan combustibil, Propan chimizare, Frația C5-C6;
- Gaze de ardere: Gaze combustibile;
- Frație Propan-Propilenă (de la CC-GASCON);
- GPL: GPL aragaz, GPL consum casnic pentru butelii, GPL auto, Propan-butan comercial 20-80, 40-60, 30-70;
- Cocs: cocs de petrol sulfuros, cocs de petrol sortat pentru uz casnic; brichete de cocs
- Sulf de petrol;
- Propan;
- MTBE;
- Polietilenă de joasă presiune și înaltă densitate;
- Polietilena de înaltă presiune și joasă densitate;
- Polipropilenă.

Produse semifabricate:

- Benzina: DA, HB, 1CX, RC, CC, MHC;
- Petrol: DA, HPR, petrol component;
- Motorina: DA, 2CX, 1CC, motorina component, MHC;
- Distilate: Distilat de vid , Distilat de vid hidrofinat;
- Păcură: Reziduu de vid DA;
- Izo-butan-izo-butene CC;
- Slops;
- Frație C4 (n-Butan și Izo-butan FG);
- Izo-butan FG;
- Frație C5 plus;
- Hidrogen RC și HPP;
- Propilenă polimerizabilă;
- Azot.

Societatea Rompetrol Rafinare SA deține pe amplasamentul său o serie de instalații tehnice funcționale, independente dar care funcționează interconectat conform proceselor de producție, o serie de instalații nefuncționale precum și instalații asociate cu fabricarea produselor (spații de depozitare, construcții, utilități, etc.).

Tabelul nr. 8 prezintă instalațiile funcționale autorizate de pe amplasament.

Tabelul nr. 8 Instalațiile existente pe amplasament

Nr. Crt.	Denumirea instalației	Combustibil utilizat	Descrierea procesului	Capacitate proiectată (tone/an)
1	Distilare Atmosferică și în Vid (DAV)	Gaz de rafinărie	DA - Distilarea țițeiului la presiune atmosferică cu obținerea de semifabricate: benzină, petrol, motorina I+II DV a produsului rezidual din DA (păcură) cu obținerea semifabricatelor: distilat de vid, reziduu de vid.	5.000.000
2	Hidrofinare Benzină (HB)	Gaz de rafinărie	Reducerea conținutului de sulf și azot, prin proces catalitic în prezența H ₂ , din benzină nafta DA și benzină CX în vederea prelucrării în RC.	850.000
3	Reformare Catalitică (RC)	Gaz de rafinărie	Prelucrarea benzinei hidrofinare de HB cu obținere de: benzină cu cifră octanică ridicată, hidrocarburi aromatice și hidrogen necesar proceselor de hidrofinare.	500.000
4	Hidrofinare Petrol-Motorină (HPM)	Gaz de rafinărie	Reducerea conținutului de sulf și azot, prin proces catalitic în prezența H ₂ , dintr- un amestec de motorină DA, CX, CC și petrol DA.	920.000
5	Hidrofinare Petrol Reactor (HPR)	Gaz de rafinărie	Reducerea conținutului de sulf și azot, prin proces catalitic în prezența H ₂ , dintr- un amestec de motorină DA, CX, CC și petrol DA.	500.000
6	Fracționare Gaze (FG)	-	Prelucrarea fracțiilor C2-C5 de la HB și RC cu obținere de gaz combustibil, C3, iC4, nC4, iC5, nC5.	200.000
7	Metil-tert-butil-eter (MTBE)	-	Eterificarea izo-butenei de CC cu CH ₃ OH în vederea obținerii unui produs cu cifră octanică ridicată - MTBE, component pentru prepararea benzinei auto.	36.000
8	Hidrofinare Distilat de Vid ce funcționează ca Hidrofinare Motorină (HDV - HM)	Gaz de rafinărie	Reducerea conținutului de sulf, azot și metale, prin proces catalitic în prezența H ₂ dintr-un amestec de motorină de distilare atmosferică, motorină ușoară de CC și cocsare sau amestec de distilate de vid și motorină grea de cocsare.	1.400.000
9	Recuperare gaze faclă (RGF)	Gaz natural (pt. cele 3 facle – pilotii de siguranță)	Stocare gaze. Facle de emergenta.	20.000 m ³ /an
11	Fabrica de hidrogen – Ob. 352	Gaz natural	Procesul de reformare cu abur a gazului metan cu obținere de hidrogen utilizat în procesul de hidrocracare blândă MHC și în procesele de hidrofinare	40.000 Nm ³ /h
12	Sistem de faclă pentru FH – Ob. 352	Gaz natural + gaz esapat	Sistem de direcționare a gazelor de la Fabrica de H ₂ , în cazul unei avarii sau urgențe.	76,37 m ³ /h

Nr. Crt.	Denumirea instalației	Combustibil utilizat	Descrierea procesului	Capacitate proiectată (tone/an)
13	Cocsare întârziată (CX)	Gaz de rafinărie	Proces de cracare termică a rezidului de vid de la DV cu obținere de gaze, benzină, motorină ușoară, motorină grea și cocs.	1.200.000
14	Desulfurare gaze recuperare sulf - DGRS	Gaz de rafinărie	Eliminarea H ₂ S prin procesul de absorbție din gazele rezultate din procesele de hidrofinare cu obținere de gaze combustibile și sulf.	223.950
15	Recuperare Sulf și Tratare Gaze Reziduale – New SRU&TGT	Gaz de rafinărie	Prelucrarea gazelor cu conținut ridicat de sulf provenite din cadrul rafinăriei, în vederea îndepărtării sulfului.	
16	Instalația Azot-Oxigen, Aer comprimat	-	Proces prin care se obțin: azot, oxigen (stare lichidă/ gazoasă) și aer comprimat.	1.500 Nm ³ /h*4 3.000 Nm ³ /h
17	AFPE	-	Amestec finisare produse rafinărie	239.400
18	Instalația de Hidrocracare Blandă (MHC)	Gaz de rafinărie	Prelucrează un amestec de motorine grele provenite din instalațiile de distilare în vid și cocsare	1.753.400 t/an 220 m ³ /h
19	Cracare catalitică CC	Gaz de rafinărie (pt. COBoiler)	Prelucrarea hidrofinatului / nehidrofinatului de vid și a motorinei grele de Cx.	
20	Instalația Polipropilenă PP	-	Polimerizarea propilenei de puritate 99,6% sau copolimerizarea propilenei cu etilenă în vederea obținerii polipropilenei.	80.000 t/an
21	Instalația Polietilenă de Înaltă Presiune PIP/ joasă densitate LDPE	-	Polimerizarea etilenei la presiune de 2.400 kg/cm ² G și temperatură de maxim 300 °C cu scopul obținerii polietilenei de înaltă presiune și joasă densitate	60.000 t/an
22	Instalația Polietilenă de joasă presiune PJP/înaltă densitate HDPE	-	Polimerizarea etilenei cu catalizatori superactivi, la presiune și temperatură scăzute cu scopul obținerii polietilenei de joasă presiune și înaltă densitate.	60.000 t/an
23	Instalația Olefine I Cazane abur	Amestec gaze, preponderent natural și de rafinărie	Obținerea aburului de înaltă presiune în două cazane	100 t/h
24	Instalația Olefine II – Instalația purificare propilenă	-	Producerea propilenei polimerizabile, de puritate 99,6 %, prin separarea amestecului propan – propilenă provenit din instalația CC și din surse externe.	100.000 t/an
25	Instalația Olefine III – Instalația Recuperare Gaze Faclă	Gaze evacuate	Colectarea evacuărilor de la supapele de siguranță, recuperarea gazelor evacuate și arderea lor	2.000 Nm ³ /h

Nr. Crt.	Denumirea instalației	Combustibilul utilizat	Descrierea procesului	Capacitate proiectată (tone/an)
26	Instalația Utilități & Conservare – Instalația frig 20°C	-	Asigurarea agentului frigorific, solă – 20 °C, necesar instalațiilor din Uzina Petrochimie	22,4 t
27	Instalația Utilități & Conservare – Instalația Depozit Criogenic	-	Două instalații de stocare criogenică a propilenei și a etilenei.	10.000 t etilenă 14.000 t propilenă
28	Stația de îmbuteliere GPL	-	Îmbutelierea GPL-ului	16.900 l/h

Descrierea proceselor, a fluxurilor tehnologice, a intrărilor și ieșirilor pentru întreaga activitate a Rompetrol Rafinare SA este prezentată în continuare.

Uzina Rafinării

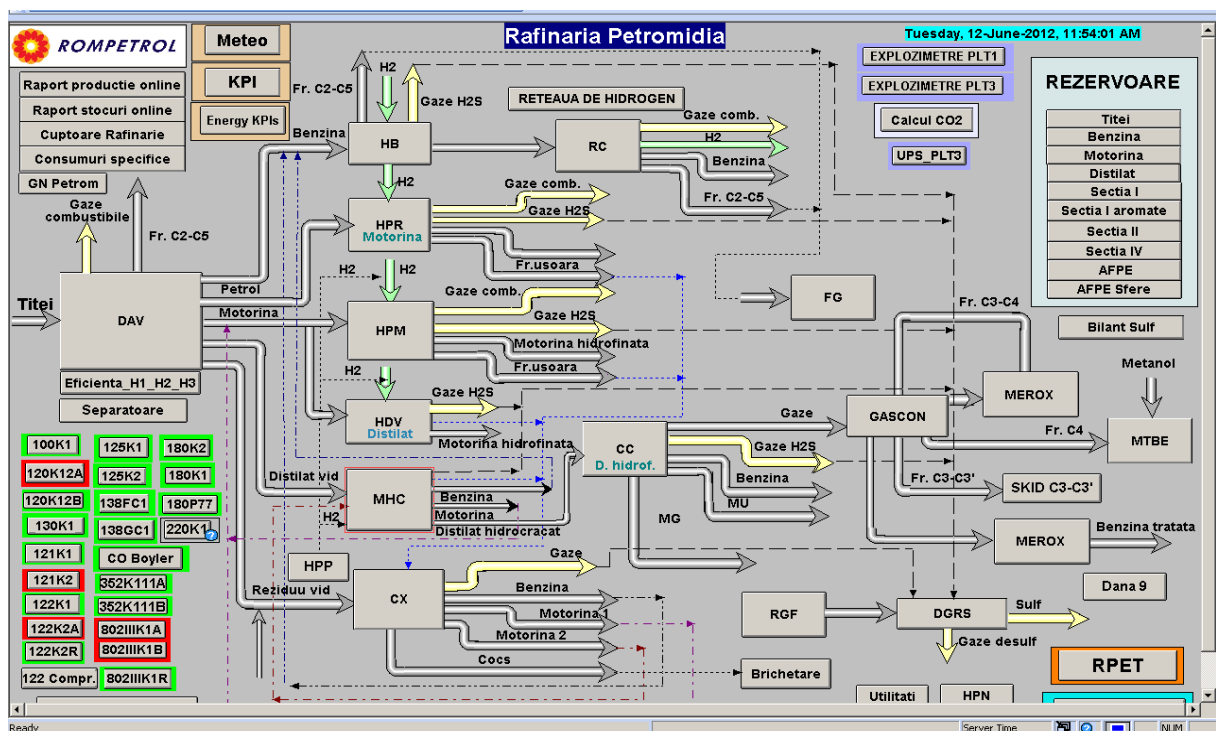


Figura 7 Diagrama elementelor principale ale instalației

1 Instalația Distilare Atmosferică în Vid (DAV)

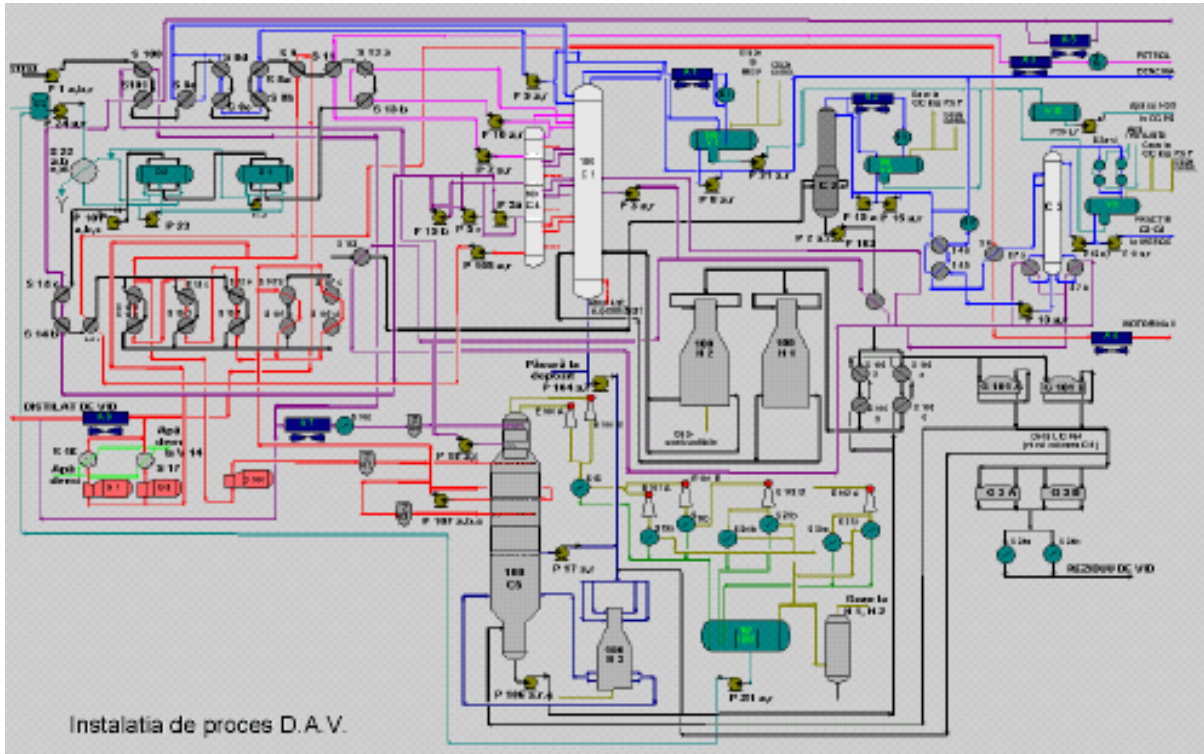


Figura 8 Diagrama instalației de proces DAV

Instalația DAV are în componență 2 părți distincte:

- distilarea atmosferică a țițeiului – DA;
- distilarea în vid a produsului rămas de la distilarea atmosferică – DV.

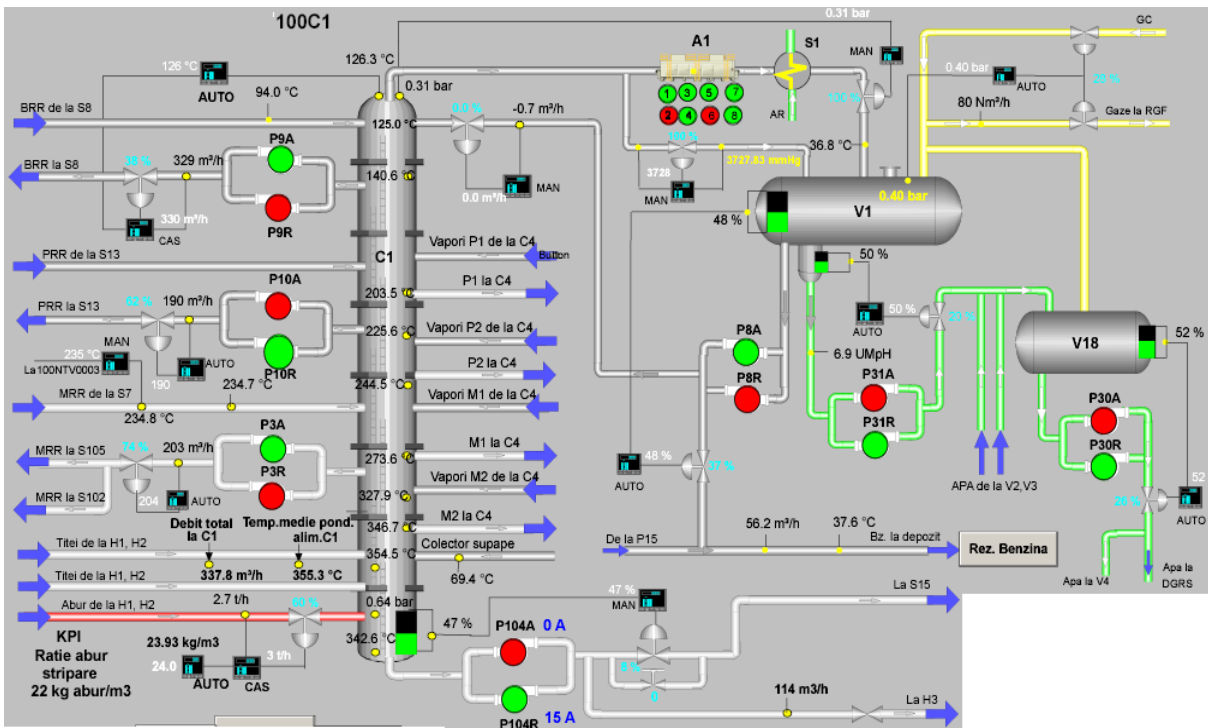


Figura 9 Diagrama instalației DA

Document Classification - KPMG Public

Distilarea atmosferică este prima operație la care este supus țițeiul și constă în fracționarea țițeiului în fracții petroliere definite prin intervalul lor de distilare.

Pusă în funcțiune în anul 1979, cu o capacitate inițială de 3,5 mil. t/an, instalația a atins o capacitate de 5.000.000 t/an prin acțiunea de modernizare din 1991.

Fracțiile obținute prin distilare atmosferică sunt:

- gaze C2-C5;
- benzina ușoară;
- benzina grea;
- petrol;
- motorina ușoară;
- motorina grea;
- păcură.

Țițeiul prelucrat fiind sulfuros, produsele rezultate prezintă un conținut mare de sulf, ceea ce impune purificarea fracțiilor lichide în instalații de Hidrofinare și a gazelor rezultate în instalația Desulfurare gaze și recuperare sulf (DGRS).

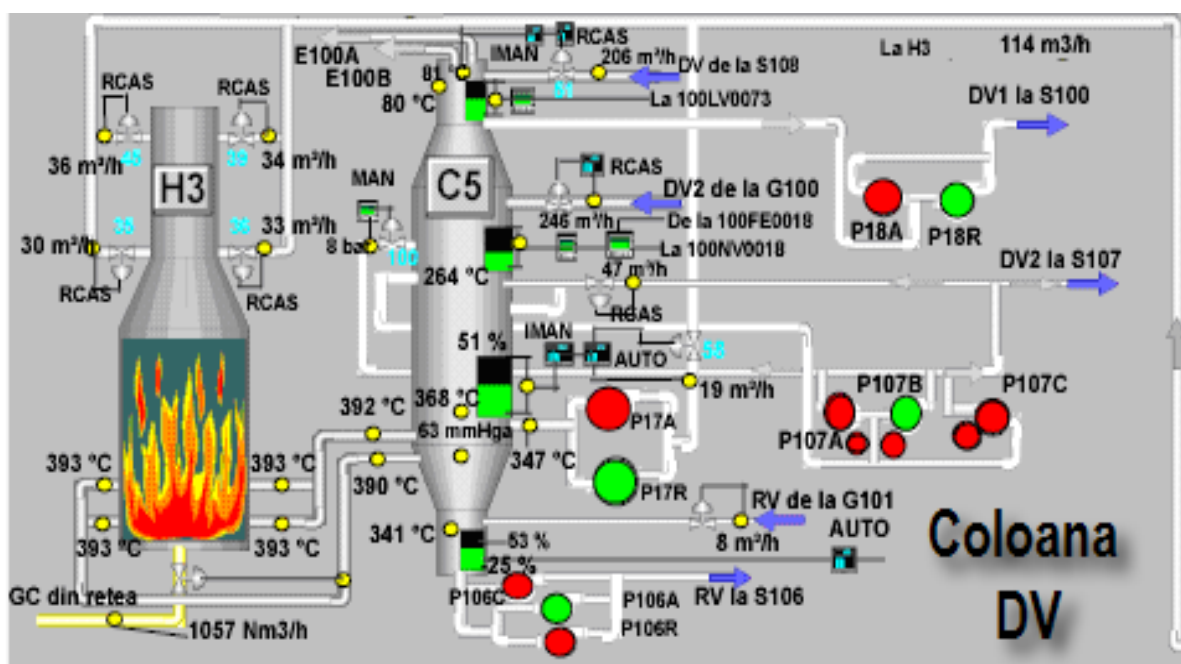


Figura 10 Diagrama instalației DV

Distilarea în vid a păcurii produce separarea distilatului de vid, care după hidrodesulfurare, constituie materia primă pentru instalația de Cracare Catalitică (CC) și a rezidului de vid, pentru instalația de Cocsare (Cx).

Prin acțiunea de modernizare din 1991, coloana de vid a fost echipată cu umplutură tip Sulzer.

Distilarea atmosferică (DA) pentru distilarea țițeiului la presiune atmosferică conduce la obținerea de semifabricate: benzină, petrol, motorină I + II.

Distilarea în vid (DV) a produsului rezidual din DA (păcură) cu obținerea semifabricatelor: distilat de vid, reziduu de vid.

2 Instalația de procesare Hidrofinare Benzină – Reformare Catalitică

2.1. Instalația de procesare HB

În cadrul instalației HB se hidrofinează un amestec de benzină de distilare atmosferică, benzină de cocsare și fracție condensată de la compresorul de cocsare, produsul rezultat fiind utilizat în instalația RC. În aceasta, se realizează hidrofinarea de la un conținut de sulf inițial de 0,2 %, la un conținut de max. 1 ppm.

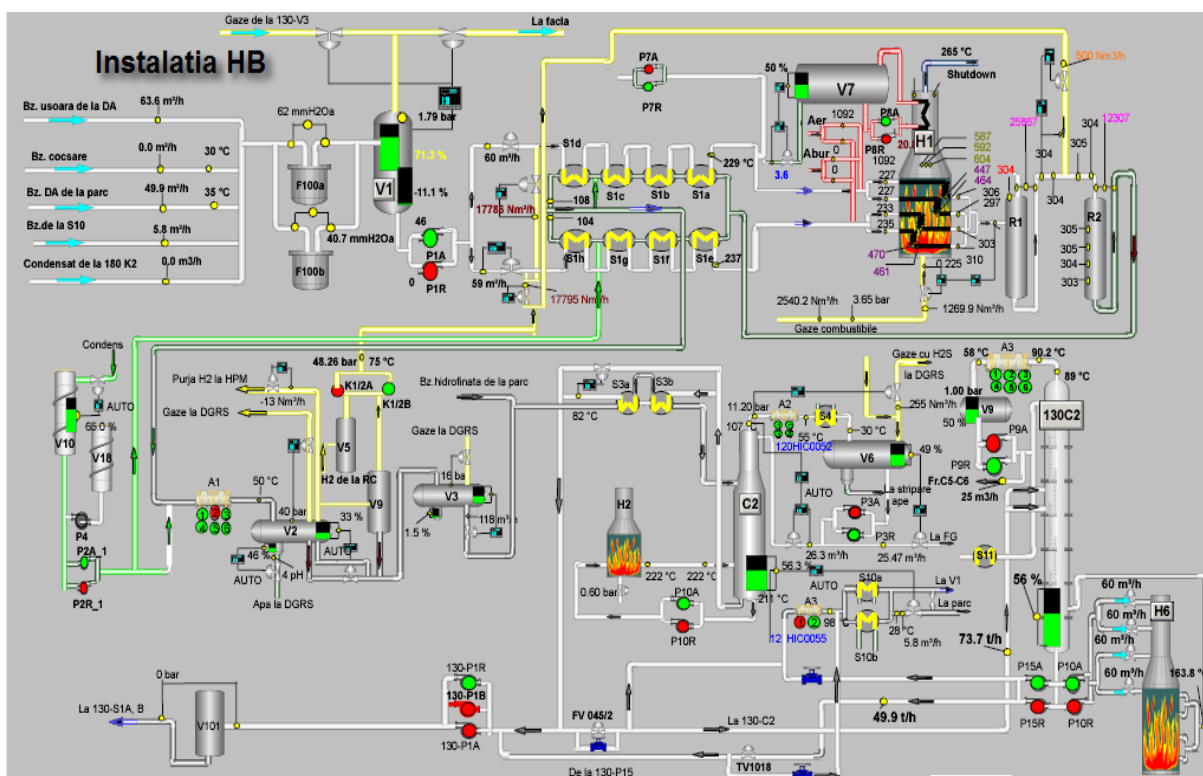


Figura 11 Diagrama instalației de proces HB

Fluxul tehnologic

Benzina DA este pompată din rezervoarele B5, B6, B7 și B8 prin intermediul pompelor 200 BP1 și P100 în vasul de alimentare 120-V1, împreună cu benzina de cocsare din instalația Cx. Din vasul de alimentare, materia primă este pompată prin intermediul pompelor 120 P1, se amestecă cu gazele cu H₂ ce provin de la compresoarele 120-K1,2 și este dirijată în schimbătoarele de căldură 120-S1A-H. Din schimbătoarele de căldură, materia prima este dirijată în cuptorul cilindric 120-H1.

După încălzire, amestecul de benzină cu gaze cu H₂, total vaporizat, este dirijat în cele două reactoare, 120-R1 și 120-R2, unde, la temperatura de 265 – 321°C, au loc reacțiile de hidrogenare a legăturilor duble și de îndepărtare a sulfului și azotului, sub formă de H₂S și NH₃, în prezența catalizatorului de tip Ni – Mo.

Răcirea are loc în schimbătoarele 120-S1 și 120-A1, după care efluentul intră în vasul separator de înaltă presiune 120-V2, unde are loc separarea fazei lichide de cea gazoasă (gaze bogate în hidrogen) și cu eliminarea unei părți din gazele cu H₂S la DGRS.

Gazele de recirculare separate în vasul separator de înaltă presiune sunt comprimate și recirculate în sistem. Compresoarele au două circuite: circuitul de completare – comprimare de la 12 la 45 bari ce se realizează în două trepte de comprimare (completarea se face de la RC) și circuitul de recirculare – comprimare de la 40 la 45 bari ce se realizează într-o singură treaptă.

Surplusul de gaze este dirijat către instalația SRU + TGT, în vederea menținerii unei presiuni constante în sistem.

Benzina, împreună cu gazele dizolvate în ea, trec în separatorul de joasă presiune 120-V3, în care are loc separarea gazelor cu H₂S (care merg la SRU + TGT) de benzină, după care ajunge prin proprie presiune în coloana de stripare 120-C2. În această coloană are loc procesul de eliminare din benzină a unei fracții ușoare ce conține hidrogen, hidrogen sulfurat și fracție C₂ – C₅.

Benzina hidrogenată, fracția 56 – 174°C, stripată de hidrocarburi ușoare, este separată la baza coloanei de stripare. După răcire, o parte din acest tip de benzină este dirijată către alimentarea coloanei 130-C2, unde se îndepărtează fracția C₅ – C₆ și precursorii de benzen din benzină hidrofinată. Din baza coloanei 130-C2, benzina trece prin vasul de gardă de sulf 120-V102, unde se îndepărtează eventualele urme de sulf, după care este dirijată către alimentarea instalației RC, iar cealaltă parte este trimisă la rezervorul de benzină hidrofinată (în cazul în care se dorește), după ce s-a răcit în răcitoarele cu aer și apă.

2.2. Instalația de procesare RC

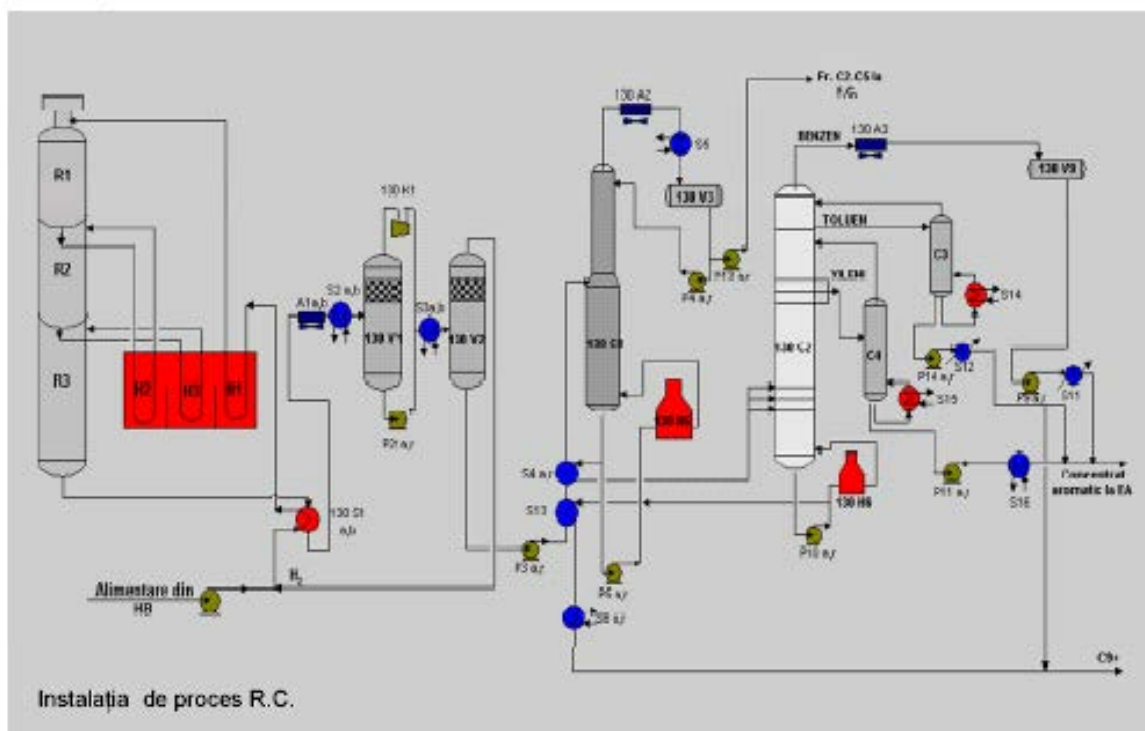


Figura 12 Diagrama instalației de proces RC

Instalațiile de proces HB și RC au fost puse în funcțiune în anul 1982 și sunt complet integrate, întrucât funcția instalației de Hidrofinare Benzină este să pregătească materia primă pentru instalația de Reformare Catalitică, prin eliminarea poluanților care sunt otrăvuri pentru catalizatorii instalației RC.

Instalația de Hidrofinare Benzină are o capacitate de 850.000 t/an și hidrofinează un amestec de benzină de distilare atmosferică, benzină de cocsare și fracție condensată de la compresorul de Cocsare. Hidrofinarea se realizează de la un conținut inițial de sulf de 0,2 % la un conținut de max. 1 ppm. Produsul hidrofinat este stabilizat într-o benzină pentru Reformare Catalitică în care rezultă și o fracție C2-C5, materie primă pentru instalația Fraționare Gaze.

Instalația de Reformare Catalitică are o capacitate de 500.000 t/an și utilizează ca materie primă benzina hidrofinată, fiind destinată îmbunătățirii cifrei octanice a benzinei de la 55-56 la 98.

Procesul de reformare este realizat cu ajutorul unui catalizator de platină-reniu, în trei reactoare succesive. Instalația produce și o cantitate semnificativă de hidrogen, care alimentează instalațiile de Hidrofinare și fracție C9+, component al benzinei auto.

3 Instalația de procesare Hidrofinare Petrol Motorină – HPM

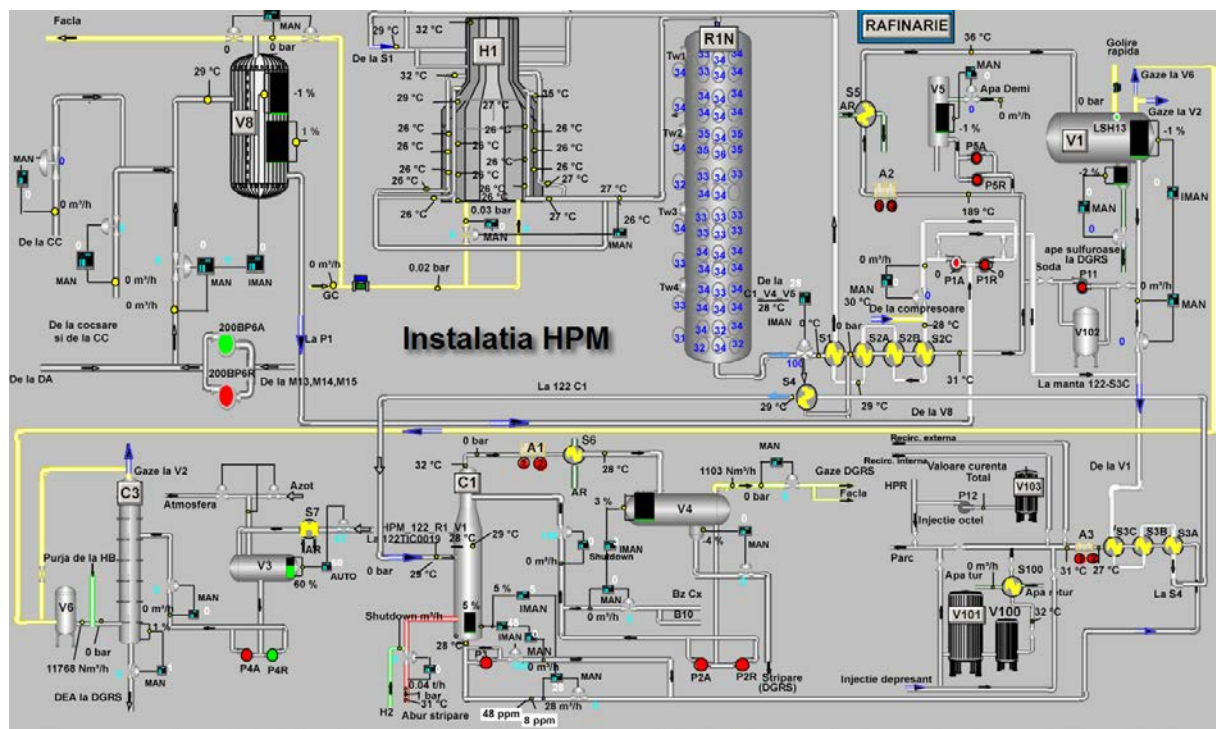


Figura 13 Diagrama instalației HPM

Instalația HPM a fost pusă în funcțiune în anul 1983, capacitatea de producție fiind de 920.000 t/an. Instalația hidrofinează un amestec de petrol și motorine, rezultând un combustibil Diesel (tip Euro 3 și 4) cu caracteristici superioare. Se obțin de asemenea și două produse secundare, anume o fracție ușoară ce este trimisă la instalația Hidrofinare Petrol Reactor (HPR) și gaze cu hidrogen sulfurat ce sunt trimise la instalația de Desulfurare Gaze și Recuperare Sulf (DGRS).

Fluxul tehnologic

Materia primă, motorina, este pompată direct din instalația DA în instalația HPM cu temperatura de 100°C. Hidrogenul necesar este furnizat din rafinărie.

Materia primă amestecată cu gaze cu H₂ este preîncălzită și vaporizată parțial în schimbătoare până la temperatura de 264/312°C, după care este încălzită în cuptorul cu șase arzătoare până la temperatura necesară reacției de hidrofinare, 316/359°C. Amestecul de reacție (motorină + gaze cu H₂) trece prin stratul de catalizator din reactor, unde își modifică compoziția ca urmare a reacțiilor principale de hidrogenare a compușilor impurificatori cu sulf, azot și oxigen, precum și a aromatelor policiclice.

Din reactor, efluentul cedează o parte din căldură pentru preîncălzirea amestecului de reacție, iar cealaltă parte pentru încălzirea alimentării coloanei de stripare 122-C1.

După recuperarea căldurii utile din efluentul de reacție, acesta este în continuare condensat și răcit până la temperatura de 40°C, dirijat în vasul separator, de unde, gazele bogate în H₂, conținând și cea mai mare parte a H₂S rezultat din reacție, intră în vasul separator de picături și în coloana de spălare cu MEA.

Din schimbătoare motorina hidrofinată intră în un alt schimbător, unde este preîncălzită la temperatura de 240°C prin recuperarea căldurii efluentului de reacție. Aceasta intră apoi în alimentarea coloanei de stripare, unde hidrocarburile ușoare rezultate din reacțiile secundare sunt îndepărtate prin stripare cu abur de medie presiune, supraîncălzite prin convecție și introduse în baza coloanei.

Din baza coloanei, motorina stripată este direcționată prin presiune proprie sau cu ajutorul unei pompe în schimbătoare și răcitoare unde este răcită; după răcire motorina este filtrată, deshidratată și livrată la depozit.

La vârful coloanei de stripare rezultă hidrocarburile ușoare și aburul de stripare, care intră cu temperatura de 170°C în răcitorul cu aer și în răcitorul cu apă și sunt răcite până la temperatura de 40°C, după care se separă în vasul de reflux. De aici, gazele necondensate, și impurificate cu hidrogen sulfurat, sunt direcționate în instalația DGRS ca materie primă (gaze combustibile).

Faza apoasă separată în domul vasului este transferată prin presiune proprie la instalația de stripare ape uzate, iar faza organică este preluată, surplusul fiind livrat la depozit ca benzină ușoară.

Gazele bogate în H₂, spălate de hidrogenul sulfurat rezultat în urma reacțiilor de hidrofinare, sunt separate de eventuale picături antrenate, hidrogenul rezultat fiind utilizat ca materie primă.

4 Instalația de procesare Hidrofinare Petrol Reactor - HPR

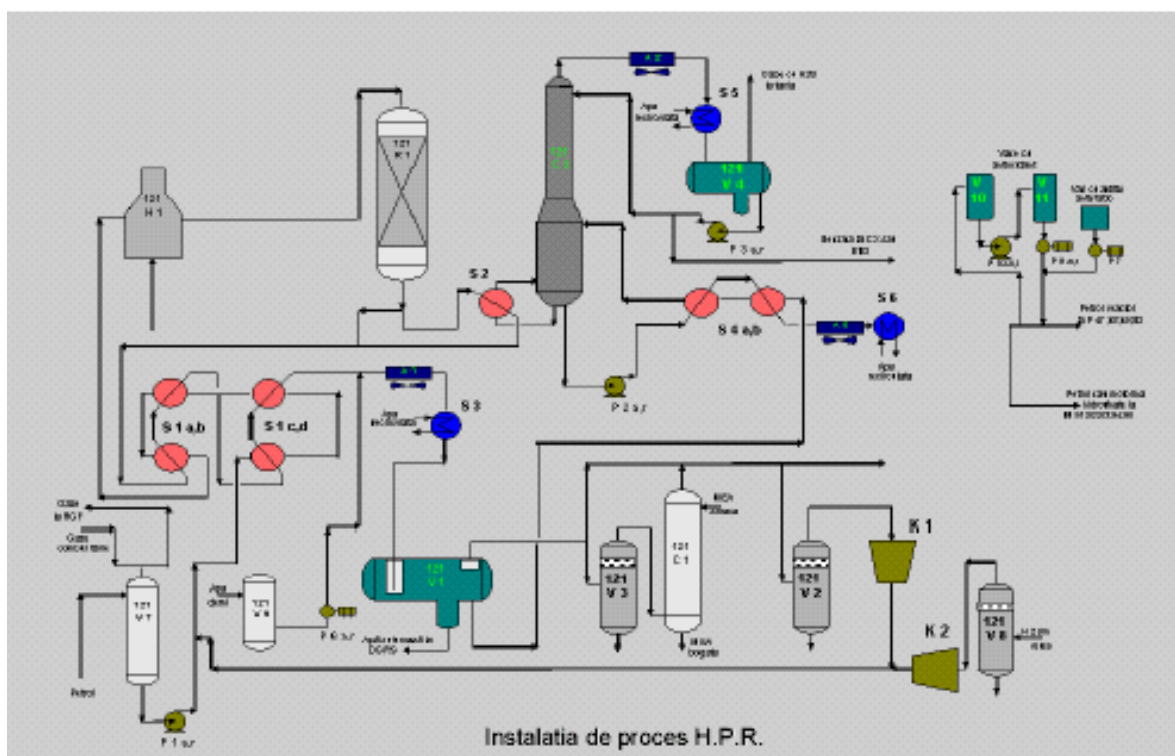


Figura 14 Diagrama instalației de procesare HPR

Instalația HPR a fost pusă în funcțiune în anul 1984, având o capacitate de 500.000t/an. Utilizează ca materie primă petrolul de distilare atmosferică, acesta fiind supus procesului de hidrofinare termo-catalitică, cu obținerea unui produs tip combustibil Jet A1. Instalația poate prelucra și un amestec de petrol de distilare atmosferică și motorine, cu obținere de combustibil Diesel Euro 3 sau 4. De asemenea, rezultă și un produs secundar, anume o fracție ușoară, care este trimisă la Cocsare, gazele cu hidrogen sulfurat fiind trimise la instalația de desulfurare și recuperare sulf.

Fluxul tehnologic

Materia primă, petrol DA, este pompată direct din instalația DA în vasul de alimentare al instalației HPR. Din vasul de alimentare, petrolul este extras cu ajutorul pompelor de alimentare.

După ventilul regulator, materia primă se amestecă cu gazele bogate în H_2 și intră în schimbătoare de căldură și se încălzește până la temperatura de 260 – 290°C. După încălzire, amestecul de petrol și gaze cu H_2 , intră pe doi pași dispuși simetric și echilibrați în convecția cuptorului 121-H1, unde este încălzit până la 340 – 370°C.

Din cuptor, materia primă combinată intră în reactor. La ieșirea din reactor, produsul este împărțit în două părți: o parte din produs trece prin țevile schimbătorului 121-S2, unde se încălzește baza coloanei de stripare, și este răcit până la aproximativ 240°C, iar cealaltă parte trece din ventilul cu trei căi și se amestecă cu partea de efluent ce a trecut prin 121-S2; cele două părți de produs intră în țevile schimbătoarelor de căldură cu materie primă și sunt răcite până la temperatura de 115°C.

În continuare, efluentul intră într-un răcitor cu aer unde este răcit până la temperatura de 60°C. Pentru a se evita depunerea de săruri de amoniu în țevile răcitorului, se face injecție de apă cu o pompă dozatoare.

Amestecul de petrol lichid și gaze bogate în H_2 este direcționat în vasul separator de înaltă presiune prevăzut la partea inferioară cu un dom unde se separă: faza gazoasă formată din gazele bogate în H_2 , faza lichidă formată din petrol hidrofinat și apa provenită din injecția de condens în linia de efluent.

Apa colectată în domul vasului este trimisă prin proprie presiune la instalația de stripare a apelor reziduale; gazele bogate în H_2 trec în vasul separator de picături; produsul lichid este direcționat prin proprie presiune către coloana de stripare 121-C2.

Petrolul separat iese din vas și se unește cu petrolul hidrofinat de la vasul 121-V1.

Gazele bogate în H_2 intră în coloana de absorbție cu DEA la o temperatură de 45 – 50°C, după care trec stratul de inele Raschig, unde sunt reținute eventualele picături de lichid antrenate.

Fracția de petrol separată, care mai conține hidrocarburi gazoase ușoare și hidrogen sulfurat este trimisă prin proprie presiune la schimbătoarele de căldură unde este încălzită și intră în coloana de stripare 121-C2, unde sunt eliminate urmele de hidrocarburi ușoare și H_2S rămase după separare.

Aportul de căldură necesar stripării în baza coloanei este asigurat de efluentul de la ieșirea din reactor în schimbătorul 121-S2.

Gazele ies pe la partea superioară, sunt trimise către comprimare și mai departe către Instalația DGRS sau conducta de faclă de joasă presiune.

Fracția lichidă ușoară este trimisă ca reflux la vârful coloanei de stripare 121-C2. Din baza acestei coloane, fracția de petrol hidrofinat stripat este răcit și trimis mai departe în depozit.

În cazul în care petrolul hidrofinat urmează să fie folosit ca și combustibil pentru reactor, la ieșirea din instalație acesta se aditivează cu aditiv antiox cu scopul prevenirii formării gumelor.

5 Instalația Fraționare Gaze – FG

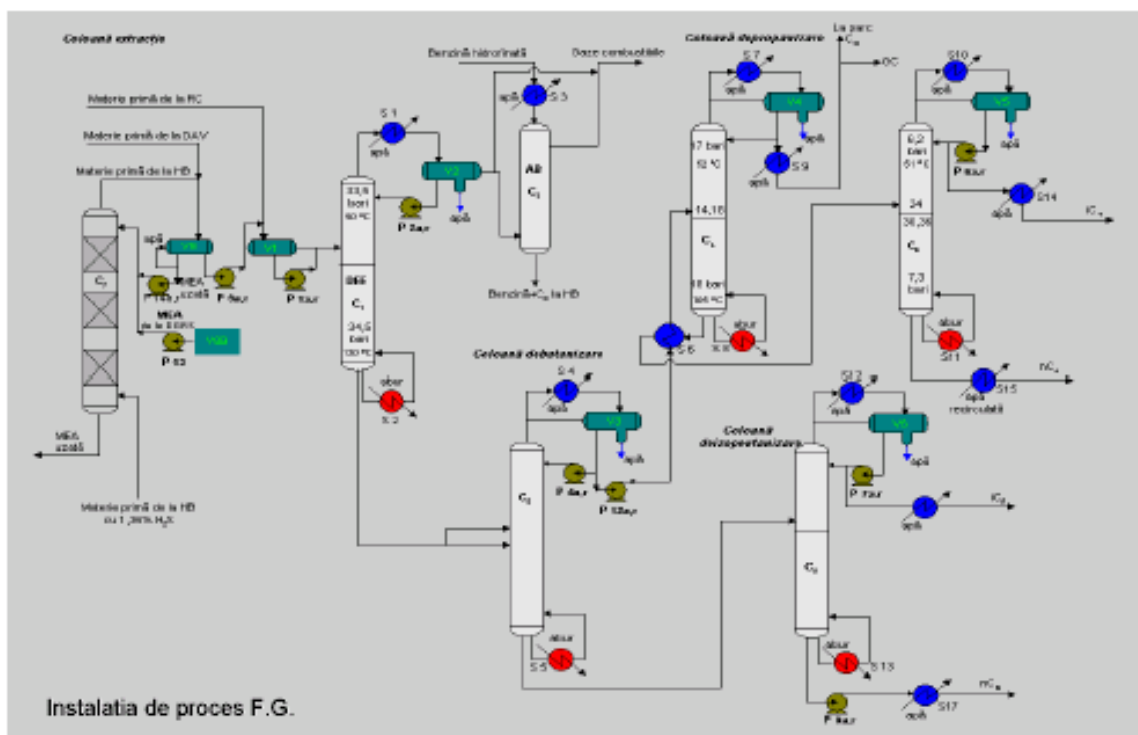


Figura 15 Diagrama instalației de proces FG

Instalația FG are o capacitate de 200.000 t/an, fiind pusă în funcțiune în anul 1980. Gazele C2-C5 rezultate din instalațiile de proces Hidrofinare Benzină și Reformare Catalitică sunt supuse separării prin fracționare clasică rezultând următoarele produse:

- Propan comercializat;
- Frație C4 component benzină auto, comercializat ca atare sau sub formă de gaze lichefiate (aragaz);
- Frație C5 - component benzină auto sau materie primă pentru rafinăria Vega.

Fluxul tehnologic

Fracția C₂ – C₅ este pompată din HB în coloana 135-C7, unde se îndepărtează conținutul de H₂S (1,36 %) prin extracție cu soluția DEA.

Soluția de DEA necesară procesului este primită din instalația DGRS și este introdusă în vasul de depozitare de 20 m³, pentru a fi ținută sub pernă de gaz inert. În condițiile menținerii parametrilor de lucru ai instalației neschimbați, soluția DEA poate fi pompată direct în instalația SRU + TGT.

Gazele sunt spălate în contracurent cu soluția de DEA, iar pe la baza coloanei 135-C7 iese soluția DEA bogată, iar gazul desulfurat lichefiat iese pe la vârful coloanei și intră în vasul 135-V9 care are două compartimente. Gazul lichefiat împreună cu antrenările de soluție DEA, intră în primul compartiment, iar de aici trece peste pragul deversor în al doilea compartiment. De aici, acestea sunt pompate în un vas de alimentare.

Fracția C₁ – C₆ de la Petromar intră în vasul de alimentare V1.

Fracția de la RC este pompată în funcție de regimul de lucru al instalației RC. În cazul în care rafinăria lucrează la o capacitate redusă (sub 50 %), funcționarea instalației FG nu se justifică, întreaga cantitatea de gaze provenite din instalațiile secției 1 fiind trimise la instalația FCC – Gascon.

Coloana 135-C1 are rolul de a separa etanul din materia primă și, datorită presiunii mari de vapori a etanului și propanului, lucrează la o presiune de 34 de bar. Produsul de vârf de la coloană merge sub formă de vapori la condensator, unde condensează parțial și se acumulează în un vas de reflux.

Lichidul din vasul de reflux este pompat ca reflux total pe primul taler al coloanei 135-C1. Prin debitul de reflux se reglează temperatura la vârful coloanei în jurul valorii de 50°C. Vaporii necondensați merg în alimentarea coloanei 135-C2 pentru absorbția propanului antrenat în gaze cu benzină hidrofinată.

Fracția deetanizată din coloana 135-C1 trece prin proprie presiune în alimentarea coloanei de debutanizare 135-C3, prin două prize.

În coloana de debutanizare are loc separarea fracției C₃ – C₄ de fracția C₅ – C₆. Pe la vârful coloanei, fracția C₃ – C₄ este trimisă pentru condensarea parțială cu apa recirculată sub formă de vapori în un condensator. După condensarea parțială, fracția C₃ – C₄ se adună în vasul de reflux 135-V3, de unde este împinsă ca reflux în coloana 135-C4.

Din baza coloanei 135-C3, fracția de pentan, pleacă prin proprie presiune în alimentarea coloanei de deizopentanizare 135-C6. Surplusul de fracție C₃ – C₄ este împins cu pompe în preîncălzitorul 135-S6 și mai departe în alimentarea coloanei de depropanizare 135-C4, pe talere. Aportul de căldură de la baza coloanei 135-C4 este asigurat de schimbătorul 135-S8, având ca agent termic abur de 4 ata.

Fracția de C₄ intră în coloana 135-C5. Vaporii de i – C₄ pleacă pe la vârful coloanei, condensează și se acumulează în vasul de reflux 135-V5.

Din baza coloanei 135-C5 produsul pleacă prin proprie presiune și se răcește cu apă recirculată. În regimul actual, coloana 135-C5 nu funcționează, amestecul n – C₄, i – C₄ fiind folosit ca și component pentru aragaz.

Produsul de la baza coloanei 135-C6 este pompat către rezervoarele de produse finite.

Produsul de vârf (gazele sărace) este direcționat în circuitul de gaze combustibile.

6 Instalația Metil-tert-butil-eter – MTBE

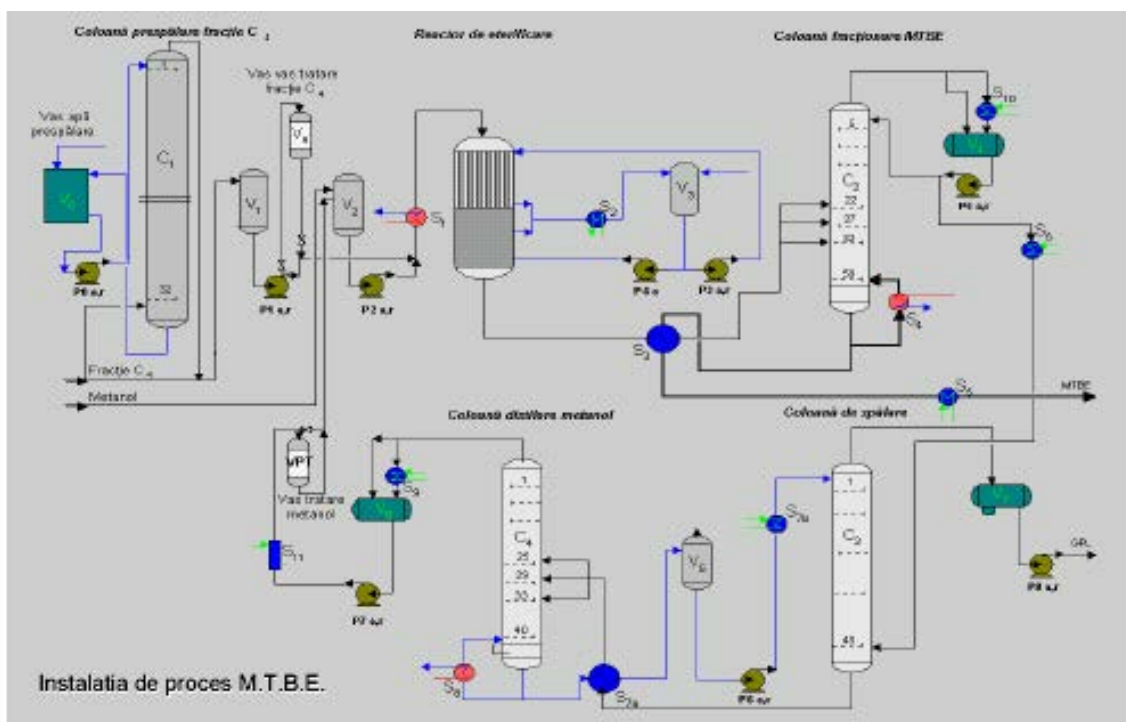


Figura 16 Diagrama instalației de proces MTBE

Această instalație a fost proiectată pentru o capacitate de 36.000 tone/an MTBE de concentrație min. 96%. Datorită selectivității ridicate a procesului MTBE se poate utiliza drept materie primă orice fracție C4 care conține izobutilenă.

Instalația primește fracție C4 de la instalația Cracare Catalitică care poate fi completată cu alte fluxuri de fracție C4 care să conțină min. 20% - 37% izobutilenă.

Timpu de funcționare este 330 zile/an cu întrerupere în perioada reviziilor planificate, care au loc o dată la 4 ani. Timpu anual de funcționare este același cu al instalației de Cracare Catalitică.

Fluxul tehnologic

Fracția C₄ ușoară, cu un conținut de izobutenă cuprins între 20 % - 37 % gr., este pompată în instalația MTBE. În primă fază are loc reținerea produșilor bazici (NH₃, amine, NaOH etc., sau compuși cu sulf) conținuți în fracția C₄. Fracția este apoi dirijată în vasul de alimentare 147-V1 pentru pompare spre secția de reacție.

Metanolul tehnic, cu o puritate de minim 99,5 % gr. și un conținut de apă de max. 0,5 % gr., este pompat discontinuu, de 2 ori/zi din parcul de depozitare metanol al instalației AFPR/E în vasul 147-V2.

Din vas, metanolul este pompat prin conducta de amestecare a metanolului și fracției C₄.

După ce este încălzit, amestecul de reacție intră în reactorul de eterificare și parcurge de sus în jos spațiul tubular ce conține catalizatorul de eterificare și apoi trece în zona a II-a a reactorului, tip coloana plină cu cationit.

Reacția de eterificare este moderat exotermă. Pentru menținerea temperaturii de reacție la 60 – 65°C, se vehiculează condens de abur, cu temperatura de 50°C la intrare și temperatura de 55°C la ieșire.

Amestecul de reacție intră în spațiul tubular al preîncălzitorului, unde este preîncălzit. De acolo, amestecul de reacție intră în coloana de separare MTBE.

La vârful coloanei, ies vaporii de fracție C₄ și metanol ce intră în condensator, apoi în vas de reflux, de unde, prin pompare, o parte este direcționată la vârful coloanei 147-C2, iar restul se dirijează la coloana de extracție a metanolului.

După ieșirea din baza coloanei 147-C2, MTBE este răcit până la temperatura de 38°C, după care este trimis la depozit.

Metanolul din fracția C₄ este extras cu ajutorul apei. Amestecul de metanol și apă, este răcit și trimis în partea de jos a coloanei de spălare 147-C3 sub ultimul taler tip sită.

Din zona de liniștire de la vârful coloanei 147-C3, rezultă fracția C₄ lichidă cu un conținut de max. 50 ppm. metanol, iar pe la baza coloanei iese soluția apoasă ce conține cca. 10% metanol și care se direcționează către recuperare metanol.

În vasul 147-V7 se acumulează fracția C₄ de la vârful coloanei 147-C3, de unde este direcționată la depozit.

7 Instalația Hidrofinare Distilat în Vid – HDV (reconfigurată la HM)

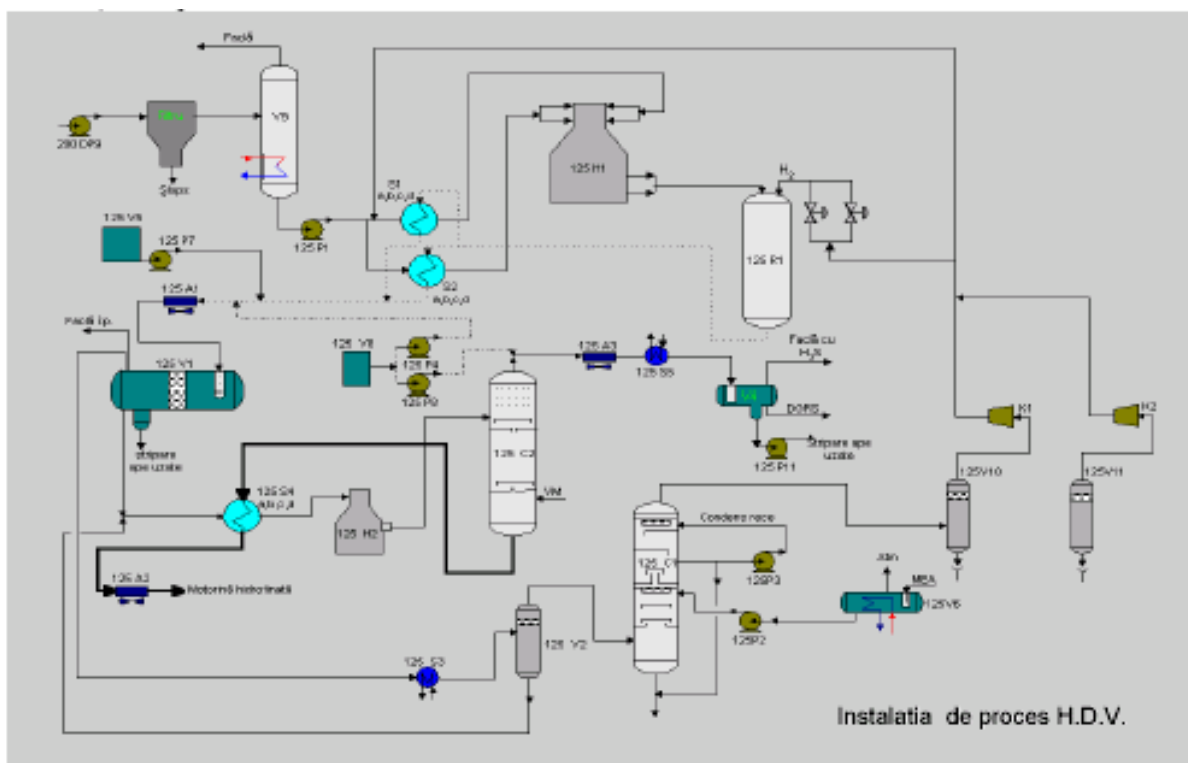


Figura 17 Diagrama instalației de proces HDV

Instalația de Hidrofinare în Vid are o capacitate de 1.400.000 t/an și a fost pusă în funcțiune în 1984. Aceasta supune motorina grea de distilare atmosferică, distilatele de vid și motorina grea de cocsare unui proces termo-catalitic de hidrodesulfurare, în vederea îndepărtării sulfurii, azotului și metalelor.

Datorită faptului că tratarea distilatului de vid se face în noua instalație de Hidrocracare Blandă MHC, toate motorinele semifabricate au fost preluate prin transformarea instalației de hidrodesulfurare distilat de vid în instalație de hidrofinare motorină care produce o motorină cu un conținut de sulf mai mic de 7 ppm/gr.

Pentru perioade scurte de timp, instalația poate funcționa pe hidrofinare distilat de vid, în cazul în care instalația Hidrocracare blandă (MHC) este oprită sau stocul de distilat de vid este foarte mare.

Instalația poate elimina sulfurii dintr-un amestec de motorine cu obținere de motorină Diesel de tip Euro 5.

Fluxul tehnologic

Secția de încălzire și reacție: în cadrul acestei secții au loc reacțiile specifice procesului de desulfurare. Reacțiile au loc în reactoarele 125-R1 și 125-R2, la temperaturi cuprinse între 340 – 395°C (temperatură intrare reactor), la o presiune de 43 – 58 barg la ieșirea din reactor (40 – 55 barg în vasul de înaltă presiune), pe un catalizator special pentru hidrodesulfurări. Efluentul din reactoare este răcit până la temperatura de 160 – 180°C, în schimbătoarele 125-S1 A, B, C, D, după care este răcit până la temperatura de 85 – 115°C în răcitorul cu aer 125-

A1°C. Reactorul 125-R1 funcționează cu schimbătoarele de căldură 125-S1 A, B, C, D și cu două din cele patru serpentine ale cuptorului 125-H1, iar reactorul 125-R2 funcționează cu schimbătoarele de căldură 125-S2 A, B, C, D și cu celelalte două serpentine ale cuptorului 125-H1.

Secția de separare a gazelor din efluent și desulfurarea lor: separarea gazelor cu hidrogen din produsul lichid se realizează în vasul separator de înaltă presiune 125-V1. Gazele cu hidrogen trec prin răcitorul cu apă 125-3, unde se răcesc până la temperatura de cca. 45 – 60°C, după care trec prin vasul separator 125-V2. De acolo sunt dirijate în coloana de absorbție cu DEA 125-C1, unde are loc îndepărtarea H₂S din gaze.

Secția de comprimare și recirculare a gazelor bogate în hidrogen: este compusă din vasul 125-V10 de aspirație al compresorului de recirculare 125-K1, vasul 125-V11 de aspirație al compresorului de completare 125-K2 și din compresoarele 125-K1 și 125-K2 și sistemele lor anexe.

Secția de stripare a motorinei/distilatului hidrofinat: în cadrul acestei secții are loc îndepărtarea hidrogenului sulfurat și a gazelor reținute în produsul lichid. Procesul are loc în coloana de stripare 125-C2 și utilajele aferente.

8 Instalația Cracare Catalitică

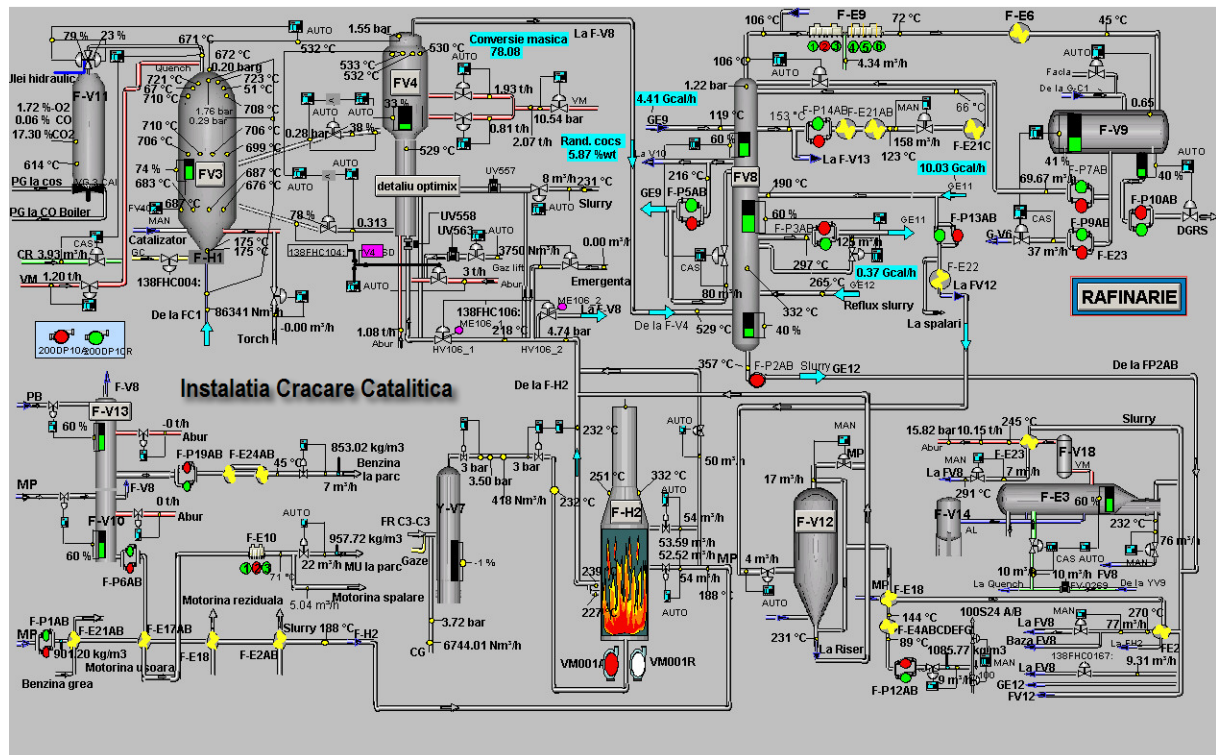


Figura 18 Diagrama instalației CC

Capacitatea instalației este de 1.400.000 t/an, aceasta fiind în funcțiune în anul 1984.

Complexul cuprinde două secții:

- secția de reacție-regenerare catalizatori;
- secția de concentrare-fracționare gaze.

Fluxul tehnologic

Distilatul de vid hidrofinat din instalația MHC este pompat în instalația CC, trecând printr-un tren de schimbătoare de căldură. De acolo, materia primă este trimisă în nodul de amestec la riser, unde se întâlnește cu catalizatorul regenerat. La ieșirea din partea superioară a riserului, amestecul de catalizator și produsele de reacție cad prin intermediul a trei pompe în stripperul reactorului.

După stripare, produsele de reacție în fază de vapori împreună cu restul de catalizator antrenat trec în reactor, unde au loc reacțiile finale de cracare, după care intră în cele trei separatoare ciclon ale reactorului, de unde produsele de reacție cu urme de catalizator trec prin camera plenum a reactorului, în coloana 138-FV8.

În coloana 138-FV8 are loc fracționarea produselor, pe baza punctelor de fierbere. La baza coloanei se obține produsul slurry, care este trimis în decantor în vederea separării urmelor de catalizator și dirijat către rezervor. Din coloană se obțin încă două fracții: motorina ușoară și benzina grea.

Vaporii rămași în efluentul de la reactor constituie produsul de vârf al coloanei de fracționare și conțin H_2S , $C_1 + C_4$ și abur de la riser și stripere.

Vaporii sunt separați apoi de faza lichidă, apa rezultată fiind trimisă la instalația de stripare ape uzate. Frațiile $C_3 - C_4$ din vapori sunt absorbite de benzină și de motorină în coloanele de absorbție.

Gazele sărace, cu conținut de fracție $C_1 - C_2$ sunt dirijate prin proprie presiune la DGRS.

Fracția lichidă este trimisă în coloana de stripare 138-GV8, iar apoi în coloana de debutanizare.

Produsul din vârful coloanei de debutanizare intră în 138-GV10 și răcit după care, o parte este trimisă ca reflux la 138-GV9 iar o parte constituie alimentarea instalației MEROX gaze, unde are loc extracția RSH. De acolo fracțiile C_4 și C_3 sunt separate și trimise către MTBE și AFPE. Benzina debutanizată este dirijată în instalația MEROX benzină, unde are loc eliminarea H_2S și transformarea RSH în disulfuri necorozive, iar apoi trimisă către AFPE.

Instalația de separare particule ESP este o componentă a Instalației CC, fiind destinată reținerii prafului din gazele arse evacuate de CO Boiler înainte de a fi evacuate în atmosferă.

9. Instalația de Cocsare Întârziată - Cx

Instalația CX a fost pusă în funcțiune în anul 1985. Materia primă este reprezentată de reziduu rezultat de la instalația de Distilare în Vid, acesta fiind supus cocsării întârziate, din care rezultă:

- O fracție de motorină grea care merge la instalația de Hidrofinare Distilat de Vid (HDV);
- O fracție de motorină ușoară care merge la Hidrofinare Motorine (HPM);
- O fracție de benzină care merge la Hidrofinare Benzina (HB);
- Cocs de petrol, care se comercializează ca atare.

Gazele cu H_2S , rezultate din proces, sunt trimise la instalația DGRS pentru eliminarea H_2S .

Stația de Golire Rapidă este prevăzută să funcționeze în două cazuri distincte:

- periodic, în cazul stripării cu abur a camerelor de cocs (aprox. 1h 30min la fiecare ciclu de umplere a unei camere de cocs);
- în caz de avarie, care implică oprirea forțată a instalației.

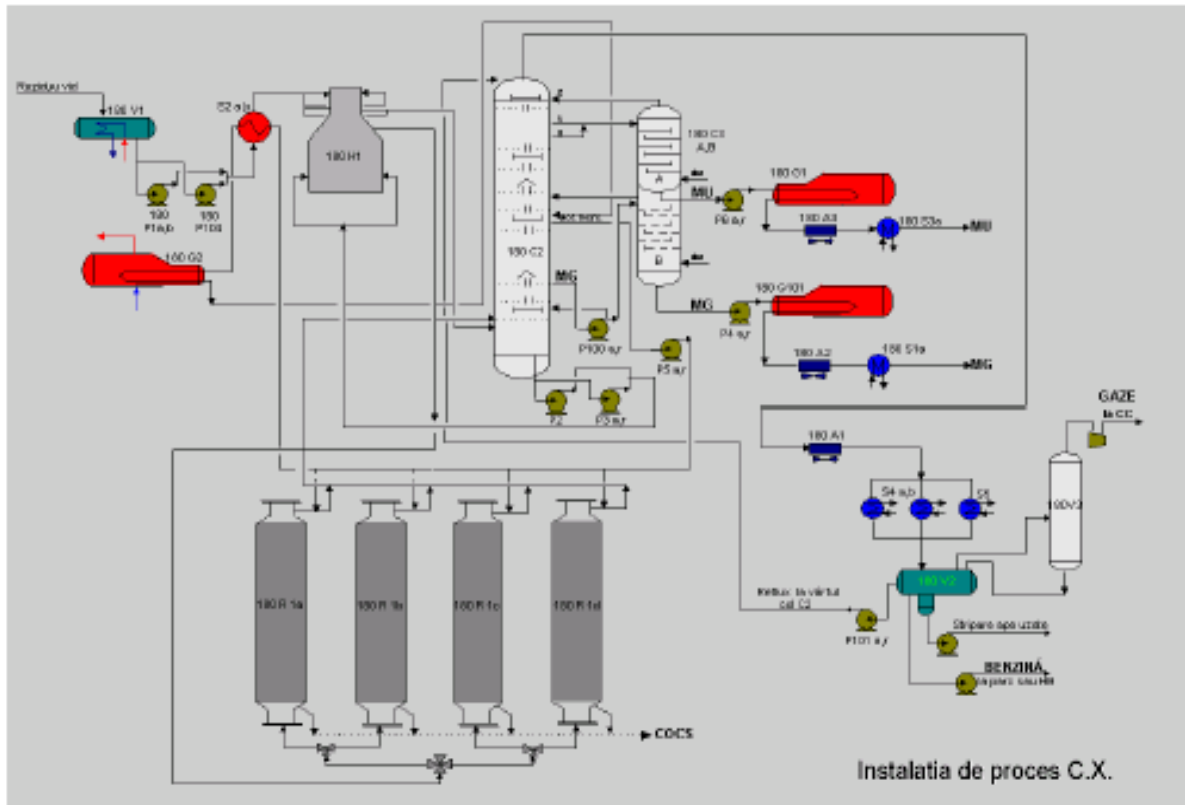


Figura 19 Diagrama instalației de Cocsare Întârziată (Cx)

Bazinul de golire rapidă este prevăzut să funcționeze cu ambele compartimente. În primul compartiment se descarcă de regulă vapori de la stripare camere, iar în al doilea, pe care este montat și podul raclor, se descarcă produse lichide. Cele două compartimente sunt legate între ele, fie pentru a putea fi interschimbate, fie pentru a lucra numai unul pentru ambele circuite.

Instalația de Cocsare Întârziată a fost modernizată prin montarea unui sistem închis de golire rapidă.

Depozitul de cocs face parte din Instalația de Cocsare întârziată, având o suprafață de aproximativ 3.500 m² și o capacitate proiectată de 15.000 t. Cocsul este depozitat pe platforma betonată, prevăzută cu sistem de drenare a apei, cu transmiterea acesteia către decantorul orizontal.

După operația de răcire și tăiere a cocsului rezultă apă impurificată cu cocs. Aceasta se scurge de pe planul înclinat în decantorul orizontal. Admisia apei se face prin intermediul unui grătar și filtre de cocs care au ca scop reținerea particulelor mari de cocs. Depunerile de cocs din decantor se evacuează mecanic și se descarcă în halda de cocs. Apa din decantorul orizontal este pompată și reutilizată.

Depozitul este prevăzut cu pereți de aprox. 6 m înălțime pe latura de est, pentru a se evita antrenarea particulelor de cocs de vânt. Între cocsul depozitat și perete se află 2 linii CF de încălzire a cocsului în vagoane.

10. Instalația de proces Desulfurare Gaze și Recuperare Sulf DGRS

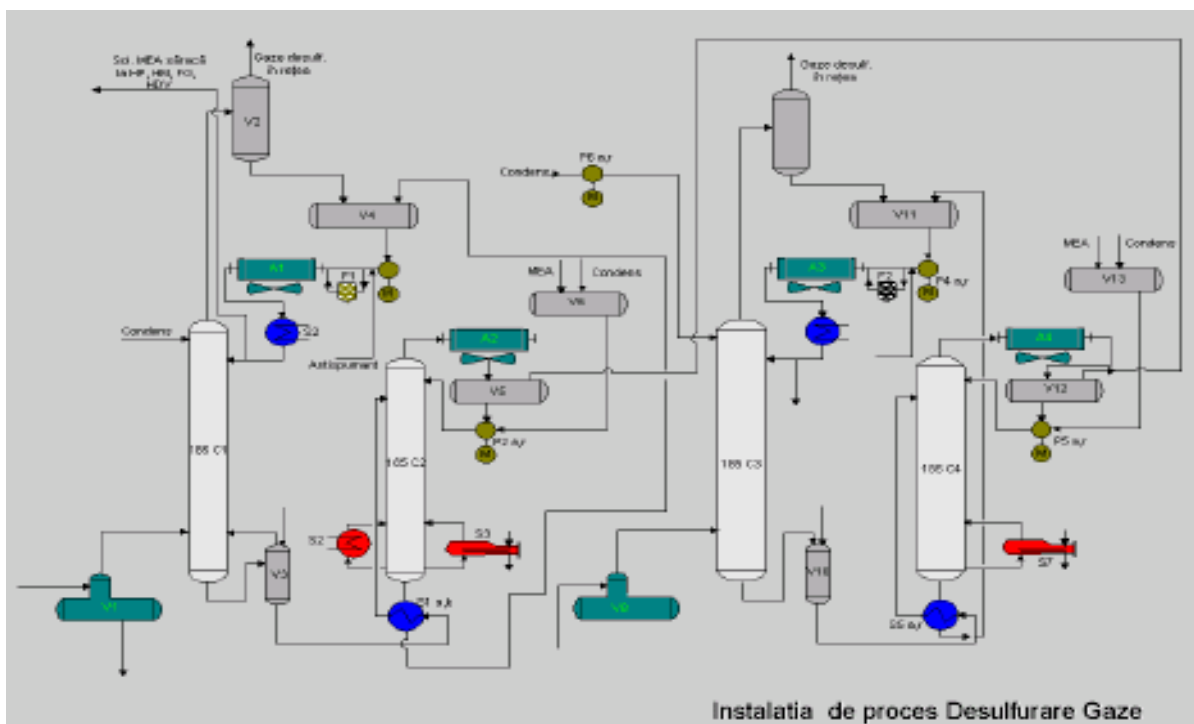


Figura 20 Diagrama instalației de proces Desulfurare Gaze

Instalația DGRS este alcătuită din două linii:

- Linia 1: desulfurarea gazelor rezultate din instalațiile de hidrofinare și de la instalația de recuperare gaze faclă. Linia 1 funcționează la presiuni de până la 5 bar;
- Linia 2: desulfurarea gazelor provenite de la instalațiile cocsare și cracare catalitică. Linia 2 funcționează la presiuni de până la 12 bar.

De asemenea, în cadrul celor două linii are loc regenerarea soluției de amină bogată în H_2S ce provine din instalațiile FG, HDV, HPM, HPR, MHC și instalația Gascon FCC.

Fluxul tehnologic în cadrul liniei 1

Gazele bogate în H_2S intră în instalația DGRS pe la partea superioară a domului vasului separator de gaze 185-V1, unde sunt separate picăturile de hidrocarburi lichide.

H_2S este absorbit în soluție de DEA săracă, soluția antrenată de gaze fiind separată în un vas separator.

Gazele desulfurate spălate cu condens sunt apoi trimise spre instalația FG. .

Soluția DEA săracă răcită și dirijată parțial către coloana de absorbție și parțial către utilizatori.

Soluția DEA bogată, trece prin cădere liberă din coloana C1 în vasul degazor 185-V3, unde , intră și soluția DEA bogată care vine de la Platforma I și Platforma IV. Aceasta este apoi încălzită și regenerată, soluția rezultată fiind trimisă în mantaua schimbătorului de căldură 185-S1 a, b.

Hidrogenul sulfurat și aburul de stripare intră în condensatorul cu aer 185-A2, de unde condensatul și gazele trec în vasul de reflux 185-V5 unde are loc separarea celor două faze.

Din vasul 185-V5, hidrogenul sulfurat este dirijat în colectorul de H₂S al liniilor de recuperare sulf.

Fluxul tehnologic în cadrul liniei 2

Gazele nesaturate bogate în H₂S provenite din instalațiile CC și Cx, intră pe la partea superioară a domului vasului separator de gaze 185-V8, unde are loc separarea gazelor de picăturile de hidrocarburi lichide și dirijarea acestora către vasul 802 III – V2 de instalația RGF.

Din vasul 185-V8, gazele trec în partea inferioară a coloanei 185-C3, unde are loc absorbția H₂S din gazele care circulă de jos în sus în soluție DEA săracă la o presiune de 12 atm. Gazele desulfurate ies din coloana 185-C3 pe la vârf și trec în vasul separator de gaze 185-V9, unde se separă soluția antrenată de gaze.

Gazele desulfurate sunt trimise apoi spre vasul de gaze combustibile 135-V7 de la instalația FG. Gazele desulfurate sunt spălate la vârful coloanei 185-C3 cu condens alimentat cu pompa 185-P6A, R în vederea diminuării pierderilor de soluție DEA.

Soluția DEA săracă este pompată din 185-V11 cu pompa 185-P4A, R și împinsă spre răcitorul cu aer 185-A3 trecând prin mantaua răcitorului cu apă 185-S6, după care o parte este dirijată către coloana de absorbție 185-C2 iar o parte este dirijată către utilizatori.

Soluția DEA bogată trece prin cădere liberă din coloana 185-C3 în vasul degazor 185-V10, unde intră și soluția DEA bogată care vine de la Platforma IV; în acest vas, are loc destinderea soluției bogate, gazele rezultate trecând în linia de faciă.

Din vasul 185-V10, soluția bogată trece în schimbătorul 185-S5 A, B, unde se încălzește prin căldura cedată de soluția săracă ce vine de la coloana 185-C4.

În coloana 185-C4, se realizează regenerarea soluției DEA bogate. În această coloană, are loc destinderea soluției la o presiune de 2 ata și o încălzire la temperatura de 120°C, combinată cu o stripare cu vapori de apă rezultați ca urmare a fierberii soluției din baza coloanei în schimbătorul 185-S7; mantaua schimbătorului este alimentată cu soluție din baza coloanei; soluția regenerată trece din baza coloanei 185-C2 în mantaua schimbătorului 185-S1 A, B.

Hidrogenul sulfurat și aburul de stripare părăsesc coloana 185-C4 pe la vârf și intră în condensatorul cu aer 185-A4, de unde condensatul și gazele trec în vasul de reflux V 12, cu scopul separării celor două faze.

Din vasul 185-V12, hidrogenul sulfurat este dirijat în colectorul de H₂S al liniilor de recuperare sulf.

11. Instalația de Recuperare Sulf și Tratate Gaze Reziduale – New SRU & TGT

Instalația New SRU & TGT are ca scop prelucrarea gazelor cu conținut ridicat de sulf provenite din cadrul rafinării, în vederea îndepărtării sulfurii. Materia primă pentru instalație este reprezentată de gaze de la secția amine și gaze de la secția de stripare ape acide, la care se adaugă gazul recirculat SCOT de la secția de regenerare.

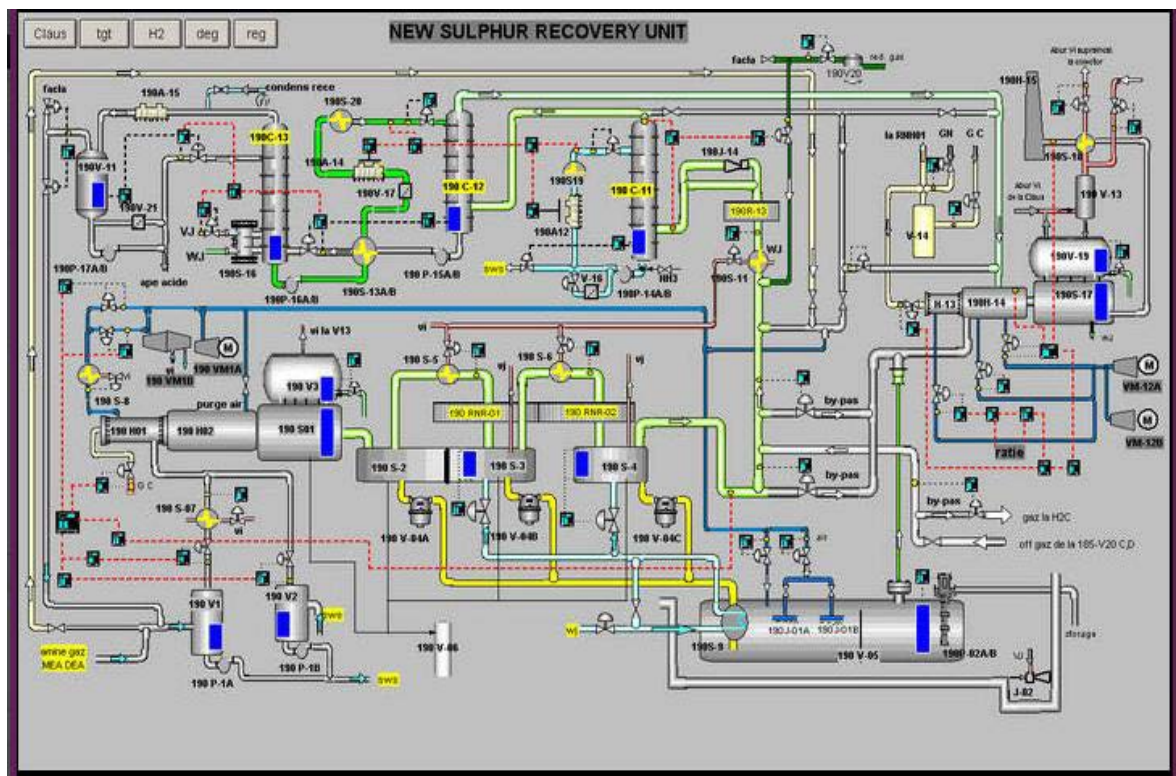


Figura 21 – Schema instalației New SRU

Instalația New SRU cuprinde următoarele secții:

- Secția Claus;
- Secția Scot;
- Secția de regenerare;
- Secția de degazare a sulfurii;
- Secția de incinerare.

Fluxul tehnologic în cadrul secției Claus

Gazele de la secția amine din amonte și gazele recirculate de la secția de regenerare din coloana de regenerare Scot sunt amestecate iar apa este îndepărtată. Gazele de la striparea apei acide trec prin un vas separator.

După ce au părăsit vasul, gazele de la secția amine sunt preîncălzite și amestecate cu gazele de la striparea apei. Amestecul este apoi trimis în arzătorul principal.

Temperatura de combustie în camera de ardere (Soba Claus) este peste 1.250°C, astfel se asigură distrugerea NH₃.

Gazele de proces trec printr-un fascicul tubular al cazanului recuperator de căldură 190-S1 pentru eliminarea căldurii generate în arzător. Gazele de proces sunt apoi răcite cu apă, generându-se abur saturat la presiunea de 40 barg. O parte din abur este utilizat pentru încălzirea gazelor de proces în preîncălzitoare, iar surplusul este supraîncălzit și trimis la secția de incinerare.

Din cazanul recuperator de căldură 190-S1, gazele de proces sunt introduse în primul condensator de sulf 190-S2 în vederea răcirii acestora, vaporii de sulf rezultați fiind condensați. Sulful lichid este direcționat în vasul de degazare, prin intermediul închiderii hidraulice 190-V4A.

În reactoarele 190-R1 și 190-R2 are loc conversia gazelor de proces în sulf prin intermediul unui proces catalitic, pe suport de alumina. Gazele sunt încălzite în prealabil în preîncălzitorul 190-S5 până la temperatura de 240°C.

Gazul efluent este trecut prin condensatorul de sulf 190-S3. după condensare, sulful este direcționat către vasul de degazare 190-V5, prin intermediul închiderii hidraulice 190-V 4B. După prima treaptă se regenerează aproximativ 90% din sulful prezent în gazele de alimentare. A doua treaptă de reacție este utilizată în vederea creșterii gradului de recuperare al sulfului.

Din condensatorul 190-S3, gazele de proces sunt încălzite în preîncălzitorul 190-S6, până la temperatura de 205°C, după care intră în reactorul 190-R2 (treapta a II-a de reacție). din reactor gazele sunt direcționate către condensatorul de sulf 190-S4.

Sulful condensat este direcționat către vasul de degazare, prin intermediul închiderii hidraulice 190-V 4C. după cea de-a doua treaptă, sulful este recuperat aproximativ 95%.

Gazul rezidual din cadrul secției este direcționat către secția Scot.

Fluxul tehnologic în cadrul secției Scot

Gazul rezidual din secția Claus este încălzit în preîncălzitorul 190-S11, până la temperatura de 220 - 240°C după care intră în reactorul Scot, 190-R13, ce conține un catalizator de reducere. Aici are loc conversia catalitică a componentelor cu sulf în H₂S. Reacțiile sunt exoterme, așadar temperatura gazului crește.

După ieșirea din reactorul Scot, gazul de proces este răcit cu apă de răcire până la temperatura de 42°C, în coloana 190-C11. Vaporii de apă din gazul de proces sunt parțial condensați și amestecați cu apa de răcire. O parte din apa de răcire este filtrată în 190-V16, iar surplusul de apă de răcire este trimis la sistemul de stripare ape acide.

Apa circulantă este răcită până la temperatura de aproximativ 45°C în răcitorul cu aer 190-A12, după care este răcită în continuare până la temperatura de 40°C în răcitorul 190-S19 și trimisă la partea superioară a coloanei de răcire.

În amonte de coloana de răcire este instalat un ejector de gaze, ce este operat numai la pornire, la presulfurare și la oprirea instalației.

Din vârful coloanei de răcire 190-C11, gazul este direcționat către coloana de absorbție Scot (190-C12), unde intră în contact cu o soluție de MDEA 30 % masa, ce este introdusă în contracurent pe la partea superioară a coloanei.

Din baza coloanei de absorbție Scot, solventul bogat este pompat cu pompele 190-P15 A/B la schimbătorul de căldură 190-S13 A/B și apoi în coloana de regenerare 190-C13.

Fluxul tehnologic în cadrul secției de regenerare

În schimbătorul de căldură 190-S13 A/B, solventul bogat este încălzit cu solvent regenerat fierbinte din baza coloanei de regenerare, 190-C13.

În coloana de regenerare, 190-C13, are loc desorbția H_2S și CO_2 din solvent. solventul bogat este încălzit în schimbătorul de căldură 190-S16, prin intermediul aburului de joasă presiune.

În urma procesului de desorbție, H_2S , CO_2 și aburul rezidual sunt direcționate de la partea superioară coloanei de regenerare la vasul de reflux 190-V11, prin condensatorul 190-A15 unde este separată apa condensată de gazul acid. Gazul acid este recirculat la secția Claus.

Lichidul din vasul de reflux, este introdus ca reflux, prin intermediul pompei 190-P17A,B la partea superioară a coloanei de regenerare. O parte din apa acidă este trimisă la coloana de răcire 190-C11 din cadrul secției Scot.

Din baza coloanei de regenerare (190-C13) solventul sărac este pompat cu pompa 190-P16A, B la schimbătorul de căldură 190-S13A/B. Solventul răcit este filtrat în vasul 190-V17, după care este răcit până la temperatura de $40^\circ C$ în răcitorul cu aer 190-A14 și în răcitorul cu apă 190-S20.

După ce a fost răcit, solventul este direcționat în coloana de absorbție SCOT, 190-C12 prin intermediul sistemului de golire a solventului ce constă într-un vas de colectare a scurgerilor 190-V12, pompă de recirculare a solventului 190-P18 și filtrul 190-V18.

Fluxul tehnologic în cadrul secției de degazare a sulfului

Recuperarea sulfului are loc în zona de stripare a vasului de degazare a sulfului 190-V5 în vederea reducerii conținutului de H_2S de la 300 ppmw, la mai puțin de 10 ppmw. După intrarea în vasul 190-V5, sulful de la închiderile hidraulice este răcit prin intermediul răcitorului 190-S9, de la temperatura de $169^\circ C$ până la temperatura de $154^\circ C$.

Cu ajutorul suflantei 190-VM-1 A/B se introduce aer de stripare, ce are rolul de a obține o circulație forțată a sulfului în interiorul vasului și în jurul coloanelor de barbotare.

Pe lângă aerul de stripare, în vasul de degazare a sulfului se adaugă o cantitate suplimentară de aer de antrenare. Cantitatea totală de gaze, împreună cu H_2S eliberat din sulful din vasul de degazare este trimisă la secția de incinerare a gazelor.

Sulful degazat este pompat la rezervoarele de stocare/manipulare cu pompa de sulf 190-P2 A/B.

Fluxul tehnologic în cadrul secției de incinerare a gazelor

Gazul rezidual Scot și gazul evacuat din vasul de degazare a sulfului sunt direcționate în incineratorul 190-H14, unde, la o temperatură de 750°C, are loc conversia H₂S rezidual și a compușilor cu sulf în SO₂.

Gazele ce urmează să fie incinerate sunt încălzite prin amestecare cu gazele de ardere fierbinți.

Aerul necesar procesului de incinerare a gazelor este asigurat de suflanta 190-VM-12 A/B.

Gazele de ardere ies din incinerator sunt răcite până la o temperatură de aproximativ 350°C prin intermediul cazanului recuperator de căldură 190-S17 și supraîncălzitorului de abur 190-S18 după care sunt evacuate în atmosferă prin intermediul coșului de dispersie.

Aburul supraîncălzit de înaltă presiune produs (HP) este condiționat și exportat în colectorul de abur HP, iar alternativ, poate fi destins și exportat în rețeaua de medie presiune (MP) a RPM.

12. Instalația Recuperare gaze faclă – RGF

Instalația are ca scop colectarea gazelor eșapate în sistemul de faclă și redarea lor circuitului de gaze combustibile a rafinăriei.

Capacitatea proiectată a acestei instalații este de 20.000 m³/an.

Instalația RGF se compune din următoarele secțiuni:

- Evacuare gaze la faclă;
- Recuperare gaze faclă și stația de compresoare;
- Golire rapidă cocsare;
- Recuperare șlops;
- Vaporizatorul de propan;

Capacitatea instalației este următoarea:

- recuperare gaze faclă 20.000 Nm³;
- stația de compresoare 10.000 Nm³/h;
- recuperare șlops 3.700 m³.

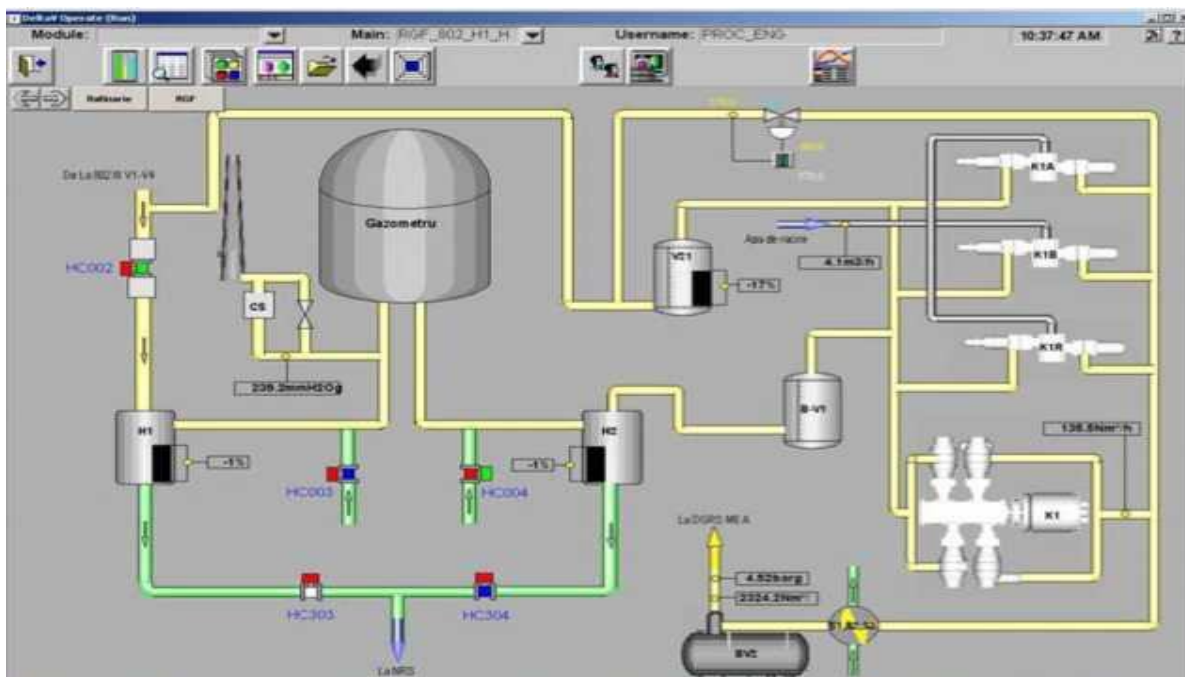


Figura 22 Diagrama instalației de recuperare gaze faclă

Instalația Recuperare gaze faclă (RGF) a fost introdusă în profilul rafinăriei pentru a recupera gazele ce se pierd în mod accidental în rețeaua de facle, mai exact de la supapele de siguranță ale instalațiilor tehnologice din rafinărie. În acest mod se reduc la minim gazele ce se ard la facle, iar gazele recuperate sunt desulfurate și dirijate în rețeaua de gaze combustibile.

Instalația RGF este destinată preluării curente a gazelor arse evacuate, iar în caz de urgență gazele ce depășesc capacitatea sistemului de recuperare sunt dirijate spre faclele de urgență.

Noul sistem de facle realizat în anul 2011 pe platforma Petromidia este format din 3 turnuri de tip faclă cu înălțimea de 115 m, ghidate de structuri metalice cu secțiune triunghiulară variabilă pe înălțime corespunzătoare sistemelor de joasă și înaltă presiune și Instalației de Cracare Catalitică. Necesitatea reabilitării din punct de vedere tehnologic a sistemului vechi de faclă a rezultat și ca urmare a includerii în fluxul tehnologic a Instalației de Hidrocracare Blândă și a noii Fabrici de Hidrogen.

Cele trei colectoare sunt distribuite astfel: pentru Cracarea Catalitică, pentru joasă presiune și pentru înaltă presiune, ele fiind amplasate pe o estacadă metalică. Datorită spațiului limitat din zona vaselor separatoare, conductele colectoare sunt amplasate numai în plan orizontal pornind de la vasele separatoare de picături (limita de baterie) până la capetele de faclă.

Terenul pe care s-a construit noul sistem de facle este în apropierea platformei Petromidia, are o forma trapezoidală, cu baza mare pe latura de nord (conform Plan încadrare în zonă – anexa 4). Zona respectivă de teren se situează la extremitatea nordică a incintei Rompetrol Rafinare SA, în spațiul delimitat de două cai ferate uzinale. Cea de-a treia este amplasată la nord de gardul incintei.

Tehnologia utilizată de instalațiile existente pe amplasamentul complexului industrial Rompetrol Rafinare S.A. necesită existența unui sistem de colectare a tuturor gazelor toxice, inflamabile și explozive ce pot fi evacuate prin supapele de siguranță montate pe utilajele fluxurilor tehnologice ale instalațiilor.

În cazul întreruperi totale a alimentării cu energie electrică a întregii platforme, gazele existente în utilaje se evacuează instantaneu prin supapele de siguranță existente.

Pentru a evita accidentele ce pot duce la poluare sau explozie, gazele captate sunt neutralizate. Neutralizarea se realizează prin sistemul de conducte, cu echipamente specializate pentru arderea la înălțime.

Rafinăria Petromidia dispune de un sistem de facle format din rețele de conducte colectoare și subcolectoare la care sunt racordate supapele de siguranță aferente utilajelor, vase separatoare de picături, vase de închidere hidraulică și coșuri de faclă echipate cu capete de faclă.

În cazul unei avarii sau a unei urgențe cauzate de funcționarea anormală (ex. opriri accidentale) a instalațiilor, evacuările de la supapele de siguranță sunt preluate de sistemul de colectare pentru a fi arse la faclă, eliminându-se astfel pericolul de explozie și de poluare a aerului cu hidrocarburi și gaze toxice.

Sistemul de facle are rolul de a distruge prin ardere substanțele toxice, inflamabile și explozive rezultate din eșapările supapelor de siguranță din instalații, inclusiv în cazul unor avarii sau al funcționării anormale a instalațiilor Uzinei Rafinărie. Eșapările supapelor sunt fi colectate în funcție de parametri fizico-chimici (presiune, compoziție) a gazelor la trei conducte colectoare care dirijează gazele spre facle. În acest scop, sunt prevăzute trei colectoare la care sunt conectate supapele de siguranță conform distribuției prezentate în continuare.

Sistemul de facle de pe platforma rafinăriei este alcătuit din:

- 3 colectoare principale de faclă:
 - Colectorul de joasă presiune, ce colectează gazele evacuate de supapele de siguranță cu presiunea de setare cuprinsă în domeniul: 3,5 - 9 bar;
 - Colectorul de înaltă presiune, ce colectează gazele descărcate de supapele de siguranță cu presiunea de setare mai mare de 9,11 bar;
 - Colectorul Instalației de Cracare Catalitică.
- Subcolectoare care realizează legătura dintre supapele de siguranță amplasate în interiorul limitei bateriei fiecărei instalații și colectoarele principale;
- Separatoare de picături pentru fiecare colector, amplasate în interiorul platformei Petromidia, în vecinătatea Instalației de Recuperare Gaze Faclă (RGF);
- vase de închidere hidraulică, aferente fiecărui colector;
- 3 coșuri echipate cu capete de faclă amplasate pe estacadă metalică:
 - un coș pentru colectorul de joasă presiune;
 - un coș pentru colectorul de înaltă presiune;
 - un coș pentru colectorul Instalației de Cracare Catalitică.

Pe platforma există 19 instalații deservite de acest sistem de facle.

La colectorul de joasă presiune sunt conectate supapele de siguranță aferente instalațiilor:

- Unitatea 100 Distilare atmosferică și în vid;

- Unitatea 120 Hidrofinare benzină;
- Unitatea 121 Hidrofinare petrol;
- Unitatea 122 Hidrofinare petrol-motorină;
- Unitatea 125 Hidrofinare distilat de vid;
- Unitatea 130 Reformare catalitică;
- Unitatea 135 Fraționare gaze;
- Unitatea 136 Extracție aromate;
- Unitatea 147 MTBE;
- Unitatea 180 Cocsare;
- Unitatea 185 DGRS;
- Unitatea 313V Stripare ape uzate;
- Unitatea 220 Hidrocracare blândă (MHC);
- Unitatea 190 Instalația de recuperare sulf și tratare gaze reziduale (New SRU).

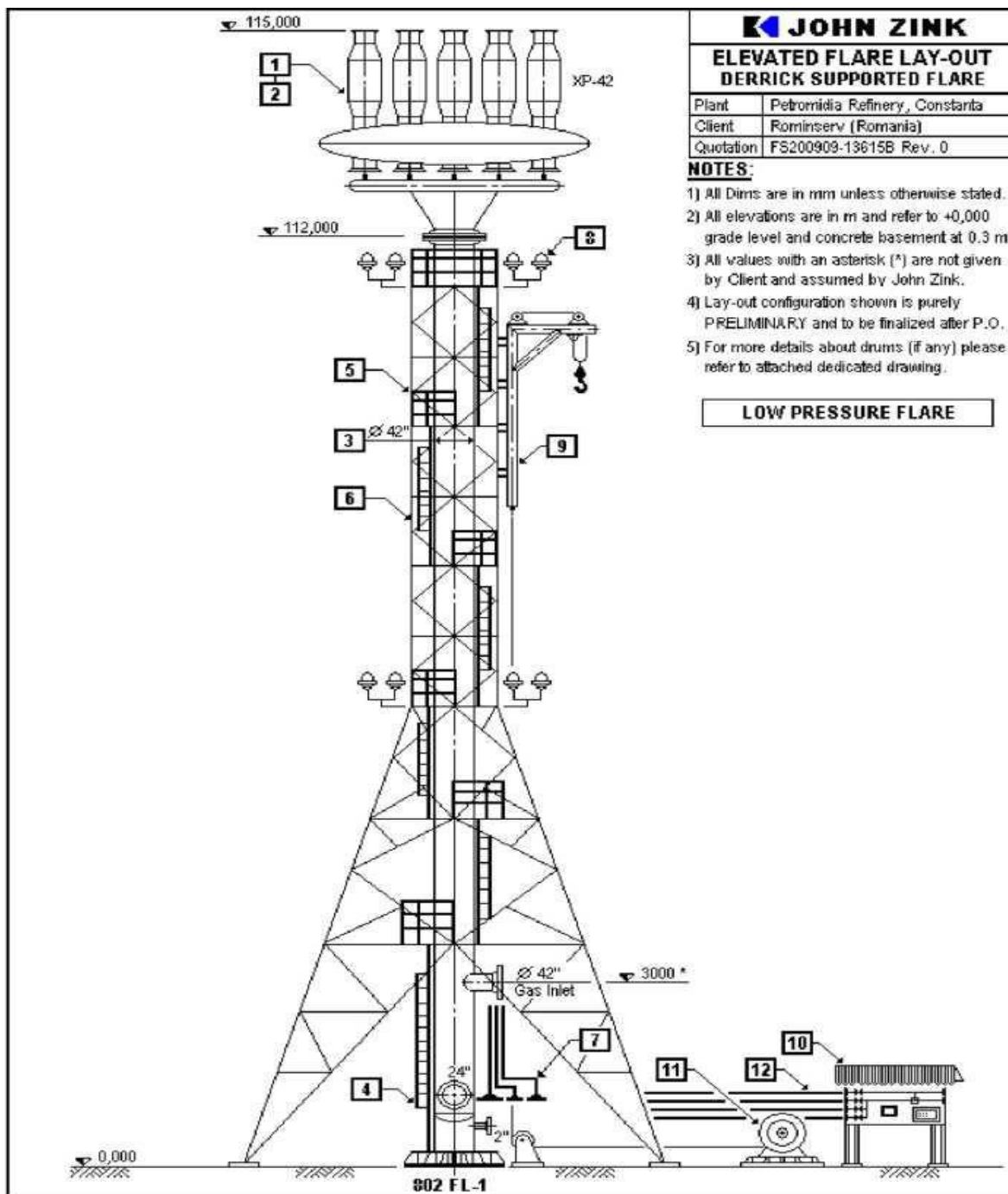


Figura 23 Coș pentru colectorul de joasă presiune și colectorul instalației PAREX

La colectorul de înaltă presiune sunt conectate supapele de siguranță aferente instalațiilor:

- Unitatea 120 Hidrofinare benzină;
- Unitatea 121 Hidrofinare petrol;
- Unitatea 122 Hidrofinare petrol-motorină;
- Unitatea 125 Hidrofinare distilat de vid;
- Unitatea 130 Reformare catalitică;

- Unitatea 135 Fraționare gaze;
- Unitatea 180 Cocsare Întârziată;
- Unitatea 185 DGRS;
- Unitatea 802.VI Gospodărie gaze combustibile;
- Unitatea 220 Hidrocracare blândă (MHC).

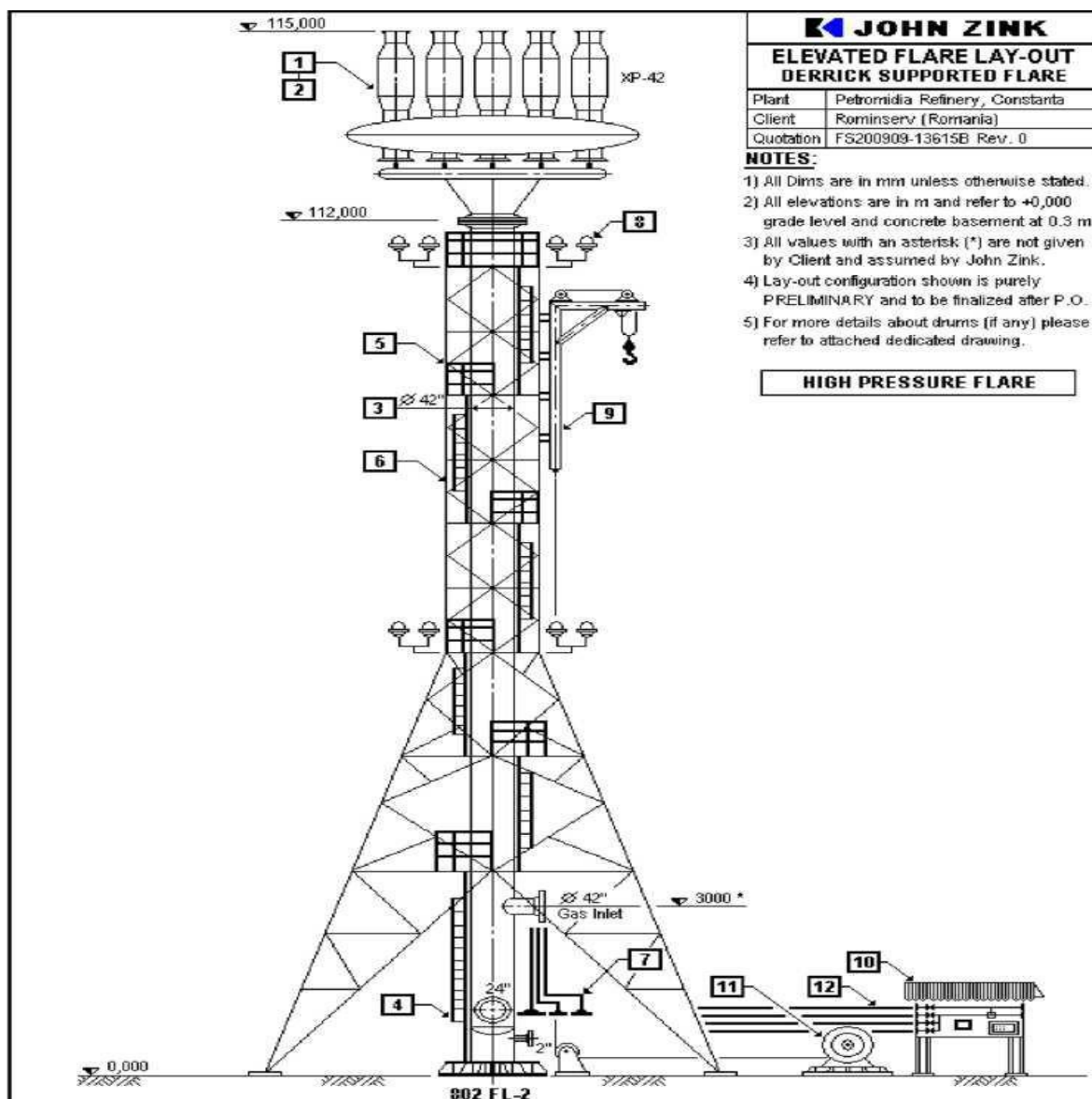


Figura 24 Coș pentru colectorul de înaltă presiune

La colectorul Instalației de Cracare Catalitică sunt conectate supapele de siguranță aferente unităților:

- Unitatea 138F Fraționare;
- Unitatea 138G Gascon;
- Unitatea 138Me Merox.

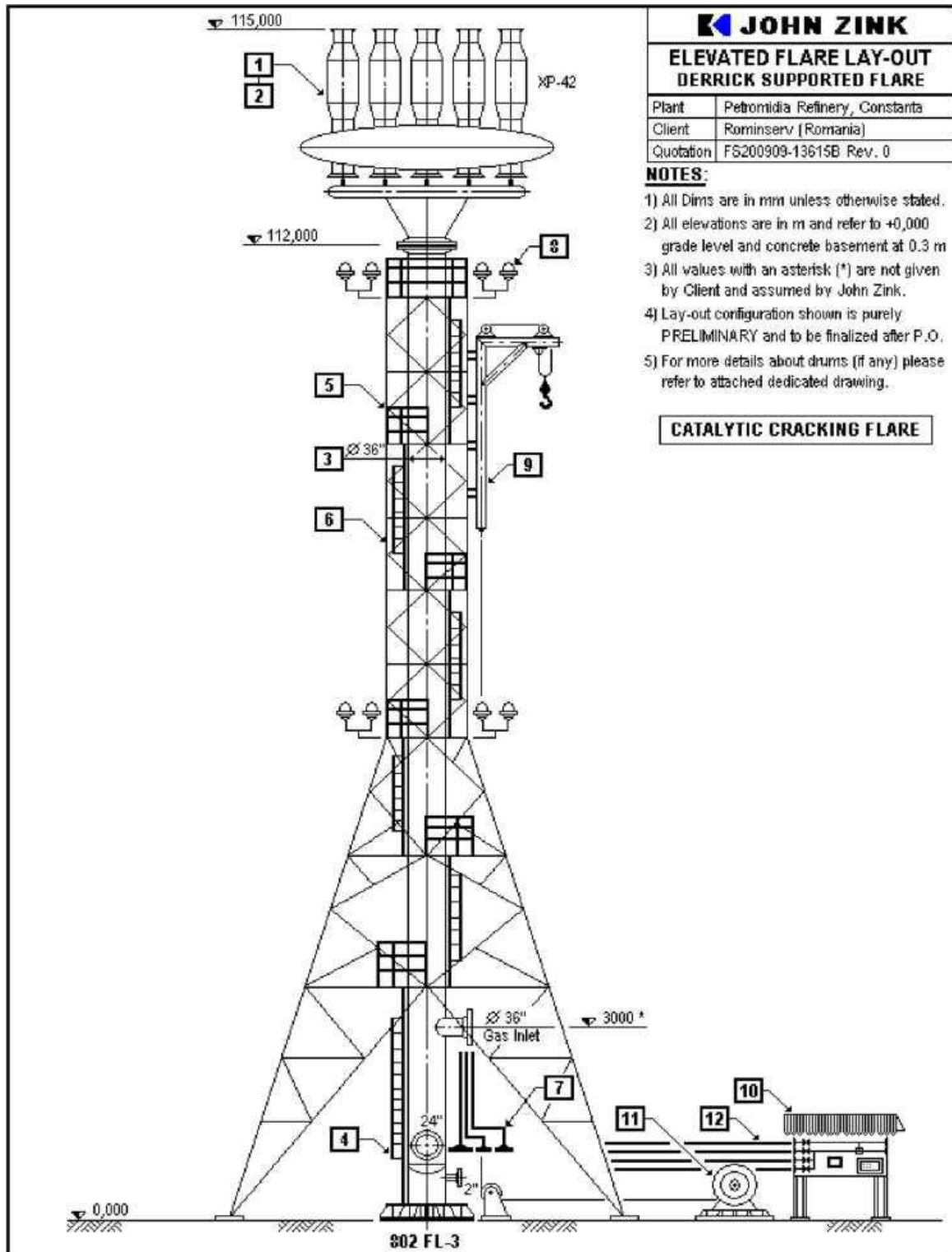


Figura 25 Coș pentru colectorul instalației de cracare catalitică

Etapele procesului tehnologic în cadrul instalației RGF:

- Sistemul de faclă de joasă presiune preia eșapările supapelor de siguranță la presiuni cuprinse între 3,5 – 9 atm. În colectorul faclei presiunea este cuprinsă între 0 – 1 atm;
- Colectorul de joasă presiune preia eșapările supapelor de siguranță din instalațiile: DAV, HB, RC, FG, HPR, HPM, Cx, DGRS, SEBOX, Aromate, IMx, HDV. Colectorul de joasă presiune are Dn = 1.100 mm;
- Sistemul de faclă de înaltă presiune preia eșapările supapelor de siguranță la presiuni de 9 atm. În colectorul faclei presiunea este cuprinsă între 0 – 4 atm;
- Colectorul de înaltă presiune preia eșapările supapelor de siguranță din instalațiile: DAV (MEROX), HB, HPR, HPM, FG, Cx, DGRS, HDV. Colectorul de înaltă presiune are Dn = 1.000 mm, al instalației CC are Dn = 900 mm, iar al instalației Px are Dn = 600 mm;
- Pe traseul gazelor în drumul lor către facla se găsesc vase separatoare de condens, vase de închidere hidraulică și coșuri. Coșurile au înălțimi de 60 m și împreună cu închizătoarele hidraulice sunt amplasate la cca. 2.000 m de Rafinărie. Gazele din colectoare pot intra în sistemul de recuperare gaze faclă sau pot fi trimise direct la coș și anume gazele de la Px și cele din sistemul de joasă presiune merg la coșul F1, gazele de la colectorul de înaltă presiune merg la coșul F2, iar cele de la colectorul CC la coșul F3;
- Coșul faclei este prevăzut cu etanșare moleculară și cap de faclă. Etanșarea moleculară asigură în permanență un flux constant de gaze cu greutate moleculară mai mică decât a aerului. Se împiedică astfel returnarea flăcării și pătrunderea aerului în coș. Capul de faclă este dotat cu inel colector abur;
- Înainte de a pleca spre recuperare sau spre coșuri, gazele trec prin vasele separatoare de condens V1 – V4. Condensul rezultat este preluat de una din pompele P1A,R sau P1B și trimis la rezervoarele de slops din parcul 335;
- Gazele intră mai întâi în vasele separatoare de condens V1 – V4 ca mai apoi colectoarele de joasă și înaltă presiune precum și cel al cracării să se unească și să intre în colectorul EF- 802 - III - 04 – 1.200 care merge la recuperare gaze;
- Înainte de pătrunderea în colectorul comun, pe fiecare colector în parte există câte un clapet de reținere care împiedică circulația în sens invers a gazelor. Din colectorul comun, gazele intră în vasul de închidere hidraulică H1 și mai apoi în gazometru care servește la depozitarea gazelor;
- Stația de compresoare este alcătuită din trei compresoare mici 802 – III-K1a,b,r și unul mare 180 – K1, care pot aspira fie din vasul V-1 când gazometrul este în funcțiune, fie din V-21 când gazometrul este bypass-at și gazele din sistem intră direct în acest vas. Construcția interioară a vaselor permite separarea gazelor de condensul antrenat;

În situațiile în care produsul este neconform din cauza conținutului prea mare de sulf, când instalația CC pornește cu o cantitate prea mică de materie primă, când nu sunt cereri de propan și nu mai există spațiu de depozitare sau când cererea de gaze combustibile este mare și nu există o sursă suplimentară de gaze, se pompează propan lichid în sistemul de gaze combustibile.

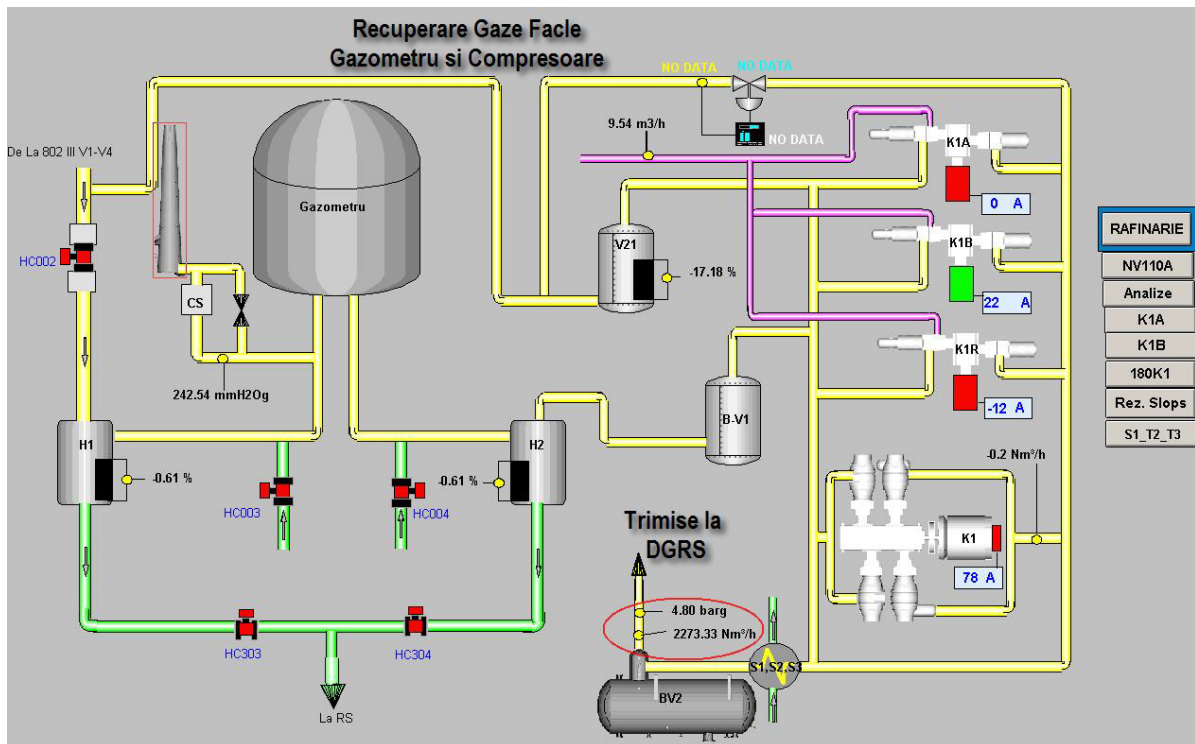


Figura 26 Schema gazometrului și a compresoarelor

Sistem de faclă pentru Instalația de Hidrogen HPP

Amplasarea faclei aferentă instalației de hidrogen s-a realizat în incinta rafinării, în partea de NV a acesteia, în apropierea fabricii de hidrogen HPP. Pentru a se ajunge la amplasamentul faclei de hidrogen se va utiliza aleea de acces existentă. Aceasta este betonată și are o lățime minimă de 4 m. Drumul va fi folosit pentru mentenanță și situații de urgență.

În dreptul vasului de închidere hidraulică și al faclei s-au amenajat platforme betonate pentru asigurarea mentenanței, cu acces la drumul existent.

Sistemul de faclă are rolul de a distruge prin ardere substanțele toxice, inflamabile și explozive rezultate din eșapările supapelor de siguranță din instalația de hidrogen HPP, inclusiv în cazul unor avarii sau al funcționării anormale a instalației. Eșapările supapelor vor fi colectate în funcție de parametri fizico-chimici (presiune, compoziție) ai gazelor la conducta colectoare care va dirija gazele ce trebuie arse, pentru a putea fi eliminate în condiții de siguranță, spre faclă.

Instalația de neutralizare a gazelor inflamabile - explozive și toxice este formată din următoarele componente - utilaje:

- supape de siguranță;
- rețele de conducte de diferite diametre;
- separatoare de picături;
- închizătoare hidraulice;
- coș de evacuare;
- capete de faclă;

- aparatura de automatizare, măsură și control;
- armături.

Supapele de siguranță sunt parte comună utilajului și sistemului de conducte. Presiunea de eșapare a supapelor este reglată în funcție de presiunea de funcționare a utilajului unde este montată. Întrucât în conductele colectoare sunt racordate supape de siguranță de la diferite utilaje care funcționează la presiuni diferite, în conducte pot apare suprapresiuni asupra capetelor de supapă, influențând funcționarea acestora. Pentru a se asigura o bună funcționare a supapelor de siguranță se utilizează supape tip echilibrate și tip pilot.

Rețelele de conducte sunt realizate din oțel carbon cu grosimi care să le asigure rezistența la presiunea de lucru, eroziune și acțiunea corozivă a fluidelor care sunt transportate.

Separatoarele de picături asigură reținerea picăturilor de lichid din gazele eșapate din utilajele protejate prin supape, în vederea asigurării unei arderi complete la faclă. Dimensiunea maximă a picăturilor permisă a exista în fluxul de gaze care ajunge în capetele de faclă este de 600 de microni.

Închizătorul hidraulic este montat la baza coșului și asigură separarea faclei de rețeaua de conducte. Gazele trimise la faclă trec prin stratul de apă din închizătorul hidraulic unde are loc și o reținere a eventualelor picături rămase în fluxul de gaze. Apa impurificată cu hidrocarburi este eliminată în canalizarea de ape chimic impure și trimisă la separatorul de hidrocarburi, iar apoi la stația de epurare.

Coșul de evacuare asigură transportul gazelor până la înălțimea (60 m) la care se asigură arderea optimă, precum și o distanță suficientă față de obiectivele de la sol în raport cu efectele radiației termice.

Capătul de faclă este un echipament ce asigură arderea, cu ajutorul gazului combustibil sau a gazului natural, a gazelor eșapate din instalațiile rafinării. Pentru achiziționarea acestui component s-au avut în vedere următoarele cerințe, transmise furnizorului: emisia cât mai redusă de fum, zgomot cât mai mic. Capătul de faclă ales are un alt avantaj major, cu rezultate deosebite pentru protecția mediului: reducerea posibilității ca flacăra să fie înclinată până la planul orizontal în condiții de vânt și, ca urmare, păstrarea eficienței arderii la valori foarte ridicate, chiar și atunci când debitul gazelor este redus.

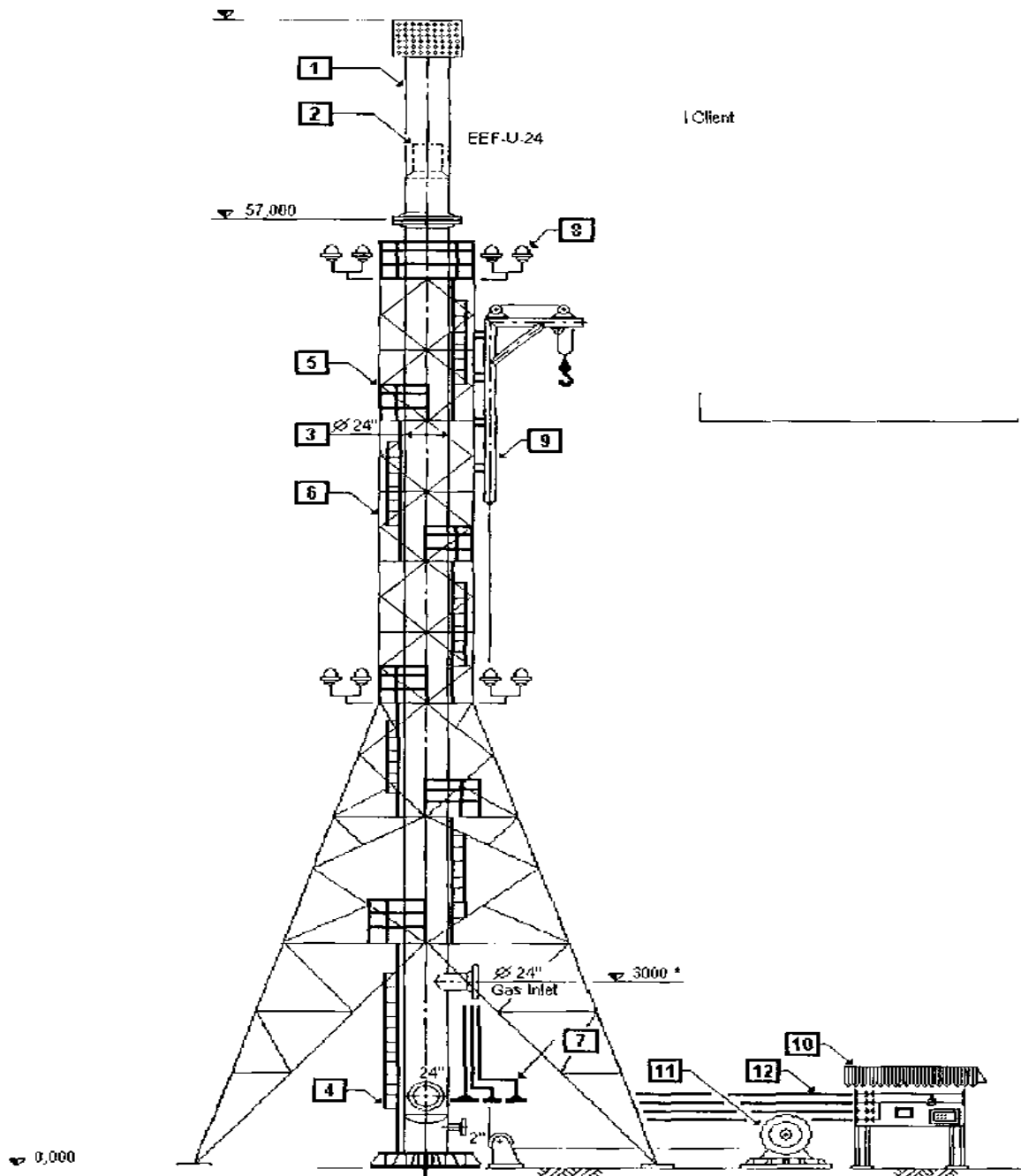


Figura 27 Coșul pentru colectorul instalației de hidrogen

Sistemul de control cd al procesului este conectat la DSC-ul care asigură următoarele funcții:

- Monitorizarea variabilelor de proces;
- Operarea în mod controlat asupra buclilor de măsură;
- Înregistrarea în timp-real și stocarea datelor;
- Operarea alarmelor anunțate și afișate;
- Starea închis/deschis a robinetelor manuale și a butoanelor de acționare a motoarelor;
- Monitorizarea interblocărilor și a secvențelor de operare.

13 Instalația de Hidrocracare Blândă - MHC

Instalația MHC are ca scop producerea de benzină și motorină cu conținut redus de sulf și de azot, prin procedeul de cracare catalitică în prezența hidrogenului, utilizând ca materie primă motorinele grele, motorinele de cracare termică și de cocsare și reziduurile obținute la instalația DAV.

Instalația MHC este compusă din trei (3) secții principale:

- Secția de reacție;
- Secția de stripare;
- Secția de fracționare.

Fluxul tehnologic în cadrul secției de reacție

Materia primă, alimentează vasul 220-V1, de unde este preluată cu pompe și preîncălzită în schimbătoarele de căldură 220-S7 și 220-S10; în cazul în care în instalație se utilizează materie primă caldă, schimbătorul de căldură 220-S7 este by – passat.

Materia primă preîncălzită este trimisă în vasul 220 – V2, de unde este pompată și amestecată cu hidrogen de recirculare preîncălzit în 220-S2A, B și cu hidrogen de completare; amestecul este preîncălzit în schimbătoarele de căldură 220-S1A, B, C cu efluentul de la reacție și este adus la temperatura optimă de reacție.

În reactoarele 220-R1, 220-R2 și 220-R3, în prezența catalizatorului, au loc reacțiile de desulfurare, denitrogenare, demetalizare, saturare a hidrocarburilor aromatice și reacțiile de hidrocracare. Deoarece reacțiile specifice procesului de hidrocracare sunt puternic exoterme, controlul optim al temperaturii se realizează prin injecția de H₂ de răcire, prin trei prize.

Efluentul de reacție este răcit și trimis către vasul separator de înaltă presiune 220-V3, unde are loc separarea în faza lichidă și în faza de vapori. Faza de vapori este răcită și condensată parțial. Faza lichidă este dirijată în coloana de stripare 220-C2.

Efluentul care părăsește răcitorul cu aer 220-A1, este colectat în separatorul rece de înaltă presiune 220-V4, în care are loc separarea grosieră în trei faze:

- faza gazoasă bogată în H₂, dar cu un conținut ridicat de H₂S;
- faza organică (hidrocarburi lichide);
- faza apoasă cu urme de hidrocarburi.

Hidrocarburile lichide, împreună cu fluxul de apă, sunt introduse în separatorul de joasă presiune 220-V5. Gazele bogate în H₂ sunt trimise prin vasul 220-V6 în coloana de absorbție 220-C1, pentru îndepărtarea H₂S prin absorbție în soluție de DEA, iar gazul sărac (H₂ de recirculare purificat) este comprimat cu ajutorul compresorului de recirculare 220-K1 și împărțit în două fluxuri:

- Fluxul de H₂ de recirculare utilizat la menținerea temperaturii optime în cele trei reactoare 220-R1, 220-R2, 220-R3;

— Fluxul de H₂ de recirculare, preîncălzit în 220-S2A, B, amestecat cu H₂ de completare și cu materia primă înainte de a intra în schimbătorul de căldură 220-S1A, B, C.

Soluția DEA bogată (DEA + H₂S) este dirijată la instalația DGRS.

Fluxul de hidrocarburi lichide din vasul separator de joasă presiune 220-V5 este amestecat cu fluxul de la vasul separator de înaltă presiune 220-V3 și constituie alimentarea coloanei de stripare 220-C2.

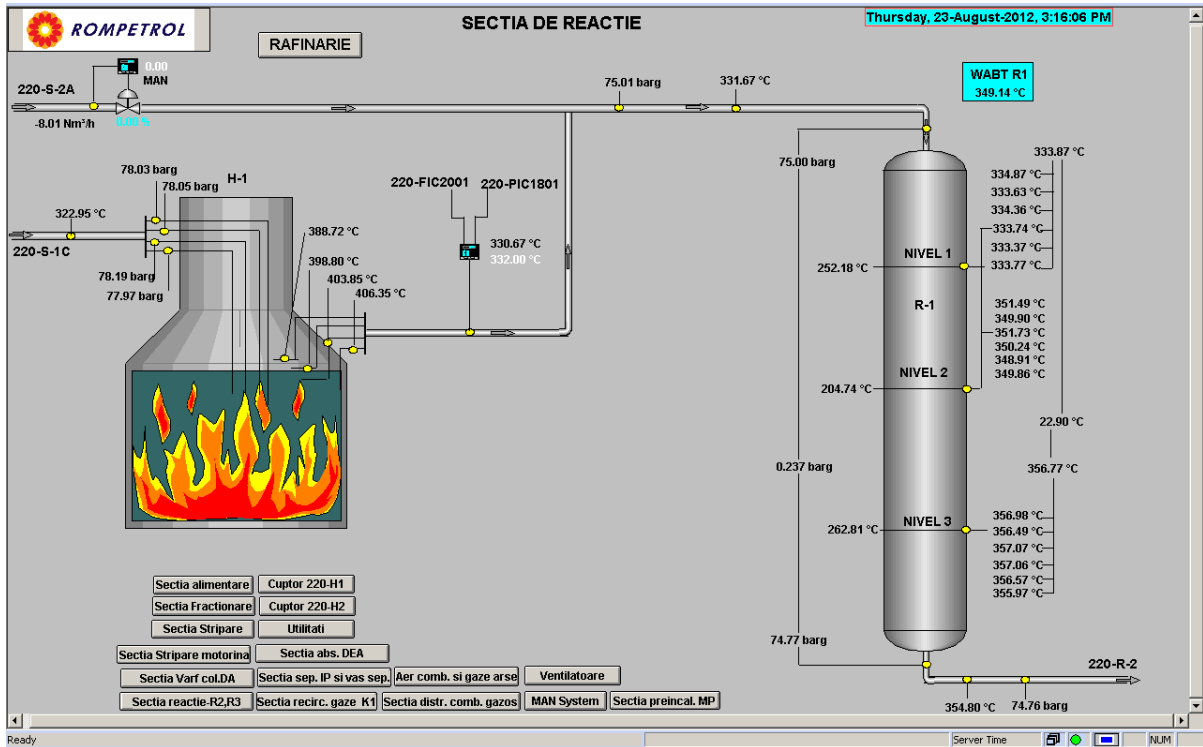


Figura 28 – Schema secției de reacție din cadrul instalației MHC

Fluxul tehnologic în cadrul secției de stripare

Amestecul de hidrocarburi lichide ce intră în alimentarea coloanei 220-C2 conține o cantitate însemnată de H₂S, care este îndepărtat prin stripare cu abur în interiorul coloanei. Vaporii ce părăsesc vârful coloanei 220-C2 sunt parțial condensați în răcitorul cu aer 220-A2, respectiv în răcitorul cu apă 220-S3, iar amestecul lichid – vapori este colectat în vasul de reflux 220-V10.

O parte din fluxul de hidrocarburi lichide separate în 220-V10 este trimisă ca reflux la coloana de stripare 220-C2 prin pompele 220-P7A, B, iar cealaltă parte este trimisă la instalația DAV.

Gazele cu H₂S separate în 220-V10 sunt dirijate la instalația DGRS.

Produsul din baza coloanei de stripare, din care a fost îndepărtat H₂S este preluat cu pompele 220-P6 A, B și constituie alimentarea coloanei de fracționare atmosferică 220-C3.

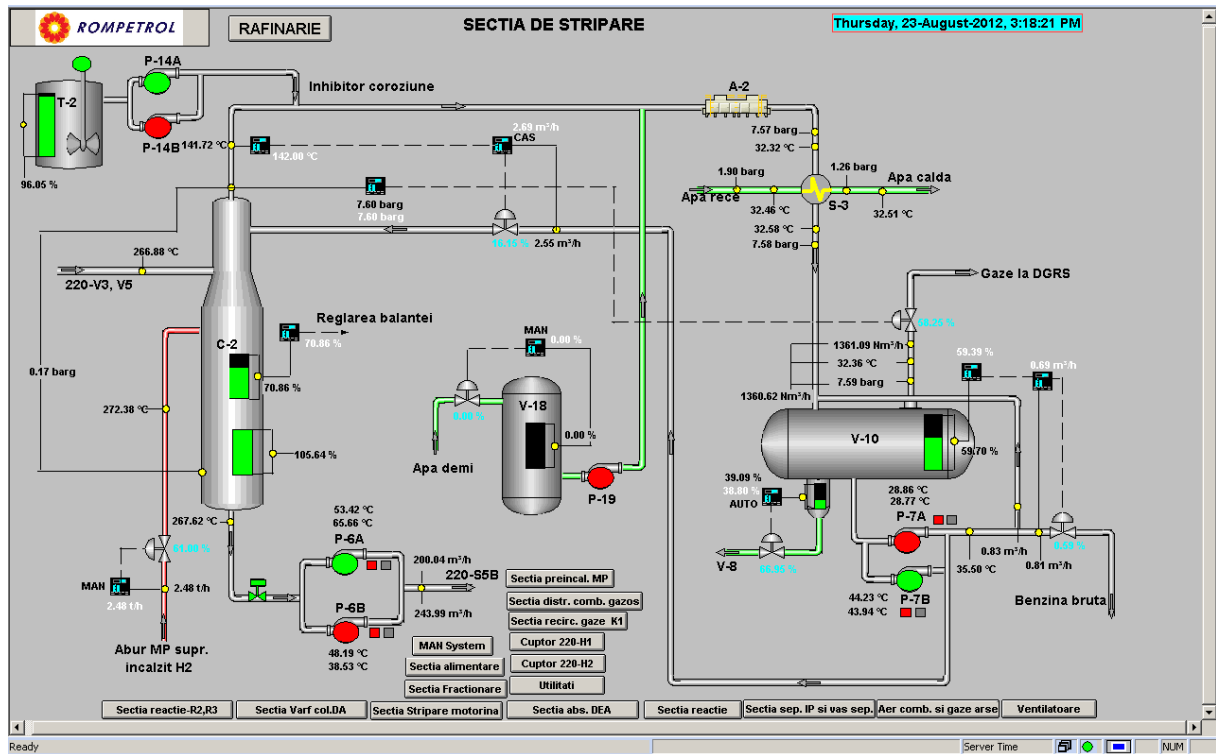


Figura 29 – Schema secției de stripare din cadrul instalației MHC

Fluxul tehnologic la secția de fracționare

Produsul din baza coloanei de stripare 220-C2 este preîncălzit în bateria de schimbătoare de căldură 220-S5 A, B și este parțial vaporizat în cuptorul 220-H2, de unde alimentează coloana de fracționare 220-C3.

Reziduu hidrotratată este stripată cu abur supraîncălzit de joasă presiune în zone de stripare a coloanei 220-C3 și este trimis cu pompele 220-P12 A, B la depozit; înainte de a fi depozitat, reziduu hidrotratată cedează căldură în schimbătorul 220-S13 al striperului lateral 220-C4, preîncălzește alimentarea coloanei de fracționare 220-C3 în schimbătoarele de căldură 220-S5 A, B și materia primă în 220-S10, generează abur de joasă presiune în 220-S11 și este adus la temperatura de depozitare cu ajutorul răcitorului cu aer 220-A5.

Vaporii de la vârful coloanei de fracționare 220-C3 sunt condensați în totalitate și subraciți în răcitorul cu aer 220-A3.

Fracția de motorină este extrasă din coloana de fracționare 220-C3 și alimentează striperul lateral 220-C4, pe la partea superioară.

Fluxul de motorină de la baza striperului 220-C4 este trimis, prin pompare cu pompa 220-P11, la depozit prin generatorul de abur de mediu presiune 220-S9, răcitorul cu aer 220-A4 și răcitorul cu apă 220-S12.

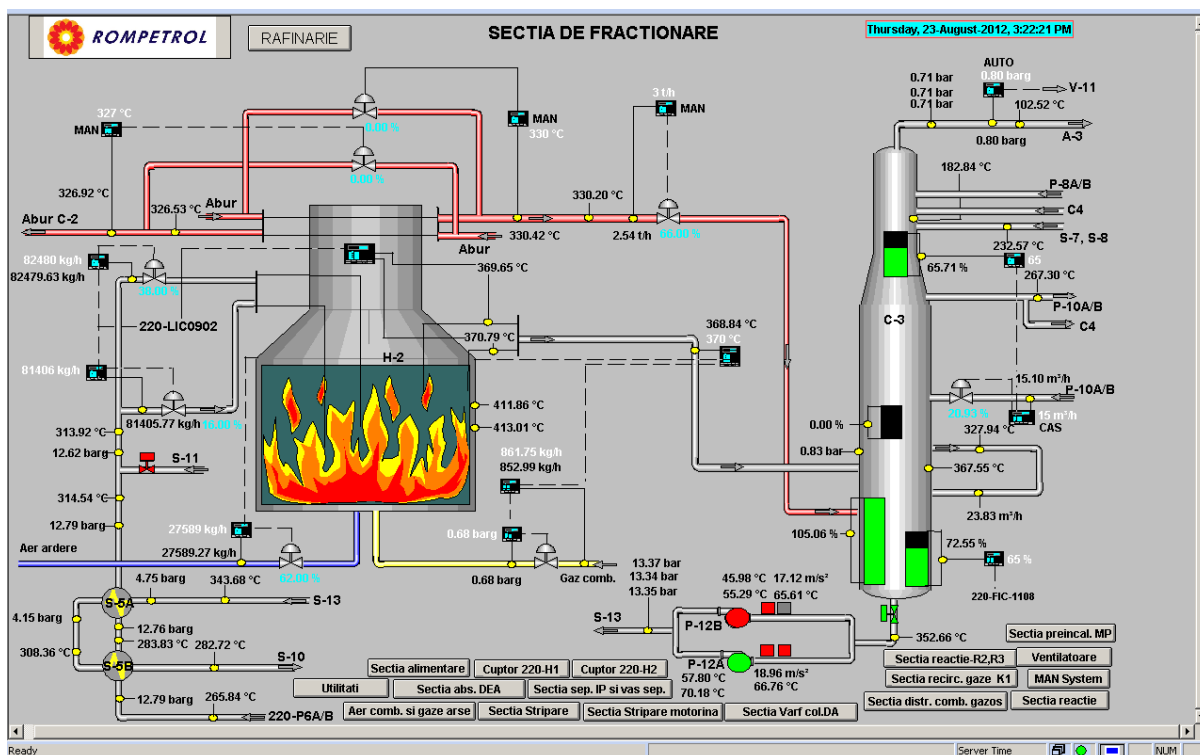


Figura 30 – Schema secției de fracționare din cadrul instalației MHC

14 Fabrica de Hidrogen de Înaltă Puritate - HPP

Instalația de hidrogen de înaltă puritate HPP cu o capacitate de producție de 40.000 Nm³/h este amplasată în intravilanul localității Năvodari, județul Constanța, pe platforma Rompetrol Rafinare S.A, în conformitate cu Planul de amplasare și Planul General anexate.

Suprafața totală a platformei Fabricii de Hidrogen este de 3.640 m², cu regim de înălțime de 0-30 m.

Instalația HPP are ca scop obținerea hidrogenului prin reacția de reformare a gazelor naturale cu aurul și asigurarea necesarului de hidrogen în cadrul instalațiilor de hidrocracare și hidrofinare din rafinărie.

Tehnologia de obținerea hidrogenului presupune următoarele etape:

- Îndepărtarea mercurului din gazele de alimentare și din gazul combustibil;
- Amestec alimentare – hidrogen;
- Îndepărtare As și desulfurare;
- Reformare și amestec alimentare abur;
- Conversie la temperatură ridicată;
- Recuperarea căldurii din gazele de proces;
- Răcirea finală a gazelor de proces;
- Unitatea de concentrare a hidrogenului (PSA UNIT);
- Sistem de generare abur.

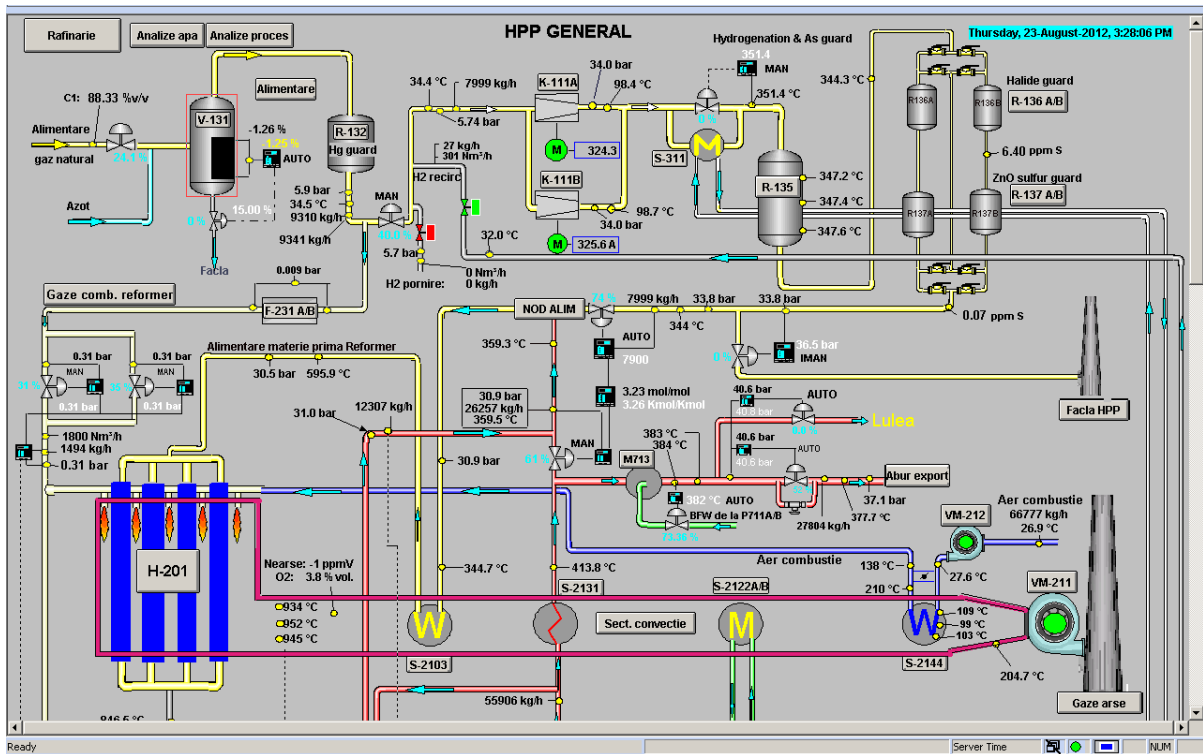


Figura 31 – Schema fluxului tehnologic din cadrul instalației HPP

Fluxul tehnologic

Alimentare

Gazul natural, împreună cu o parte din combustibilul de amestec intră în instalație, cu temperatura de 15°C și presiunea de 6 bar. Amestecul trece prin separatorul de picături V-131, apoi este dirijat către reactorul R-135 pentru îndepărtarea compușilor organici cu Hg și As și către reactorul R-132 de hidrogenare a compușilor organici cu hidrogen sulfurat și halogenuri. Sulfurile și halogenurile formate sunt reținute prin adsorbție în două baterii de reactoare cu funcționare alternativă, R-136/A/B cu Na₂O/Al pentru reținerea halogenurilor până la 0,1 ppm vol. și R-137/A/B cu ZnO pentru reținerea H₂S până la 0,1 ppm vol.

Reformare

Fluxul de gaze de alimentare și abur intră în cuptorul de reformare în vederea supraîncălzirii și traversează tuburile acestuia ce conțin un catalizator de nichel în pat fix. Încălzirea cuptorului de reformare se realizează utilizând drept combustibil gazos o combinație între gazele reziduale de la PSA și gaze naturale. Secția de convecție a reactorului de reformare este echipată cu serpentină pentru încălzirea alimentării cuptorului de reformare. Gazele de proces circulă în contracurent cu gazele arse. Aerul de ardere este alimentat de către un ventilator cu tiraj.

Gazele arse sunt evacuate în atmosferă printr-un coș prevăzut la înălțime la ieșirea din secția de convecție.

Purificarea hidrogenului (PSA)

În timpul fazei de adsorbție, hidrogenul brut trece prin patul de adsorbție unde sunt adsorbiți metanul, CO, CO₂ și apa, rezultând hidrogen de înaltă puritate. În timpul regenerării, adsorberul este mai întâi depresurizat la un vas tampon de gaze reziduale, parte integrantă a instalației PSA. Contaminanții reziduali sunt eliminați înainte ca adsorberul să fie re-presurizat și pus în linie cu ajutorul unei purje de hidrogen. Aceste gaze reziduale sunt trimise la cuptorul de reformare pentru a fi utilizate ca și gaze combustibile și/sau ventilate la faclă.

Instalația de purificare a hidrogenului este prevăzută cu paturi de adsorbție ce funcționează într-un ciclu de adsorbție și regenerare.

Tratarea apei de alimentare a cazanului/condens de preîncălzire și de proces

Apa demineralizată intră în pachetul de tratare, unde este preîncălzită într-o serpentină și trimisă la de-aerator în vederea stripării gazelor dizolvate și aerului, prin intermediul unui flux în contracurent al aburului saturat. Apa de alimentare de-aerată a cazanului este dozată cu produse chimice. Condensul de proces este dirijat la zona de tratare unde se face degazarea și tratarea cu ioni, pentru îndepărtarea CO și a amoniacului. Apa demineralizată și condensul tratate sunt apoi dirijate într-un preîncălzitor de condens.

Generare de abur

Aburul este generat prin preluarea căldurii reziduale rezultate în cadrul serpentinelor:

- Serpentina de generare abur, în secția de convecție a cuptorului de reformare;
- Schimbător de căldură (răcire gaze de proces/producere abur) situat la ieșirea din cuptorul de reformare;
- Schimbător efluent situat la ieșirea din reactorul de conversie.

Pentru menținerea solidelor din apa de cazan la o concentrație acceptabilă, se trage în mod continuu un flux de purjare din vasul cu abur la vasul de purjare. Aburul saturat ce iese din acest vas cu abur este supraîncălzit printr-o serpentină de supraîncălzire. Aburul de înaltă presiune se ramifică: partea principală este furnizată în linia de abur de înaltă presiune, iar o parte la cuptorul de reformare.

15 Instalația Polipropilenă PP

Instalația PP are ca scop obținerea polipropilenei și are o capacitate de producție de 80.000 t/an. Propilena este obținută prin polimerizarea propilenei de puritate min. 99,6 % sau copolimerizarea propilenei cu etilena, cu catalizatori super-activi, la presiune și temperatură scăzută, cu un randament de 97,5 %.

Reacția de polimerizare are loc în solvent (hexan) în trei reactoare tip autoclavă cu agitator-turbină. Masa moleculară este controlată prin schimbarea debitului de alimentare hidrogen.

Principala caracteristică a polipropilenei este reprezentată printr-un interval de ICT, indicele de curgere la topire (ICT).

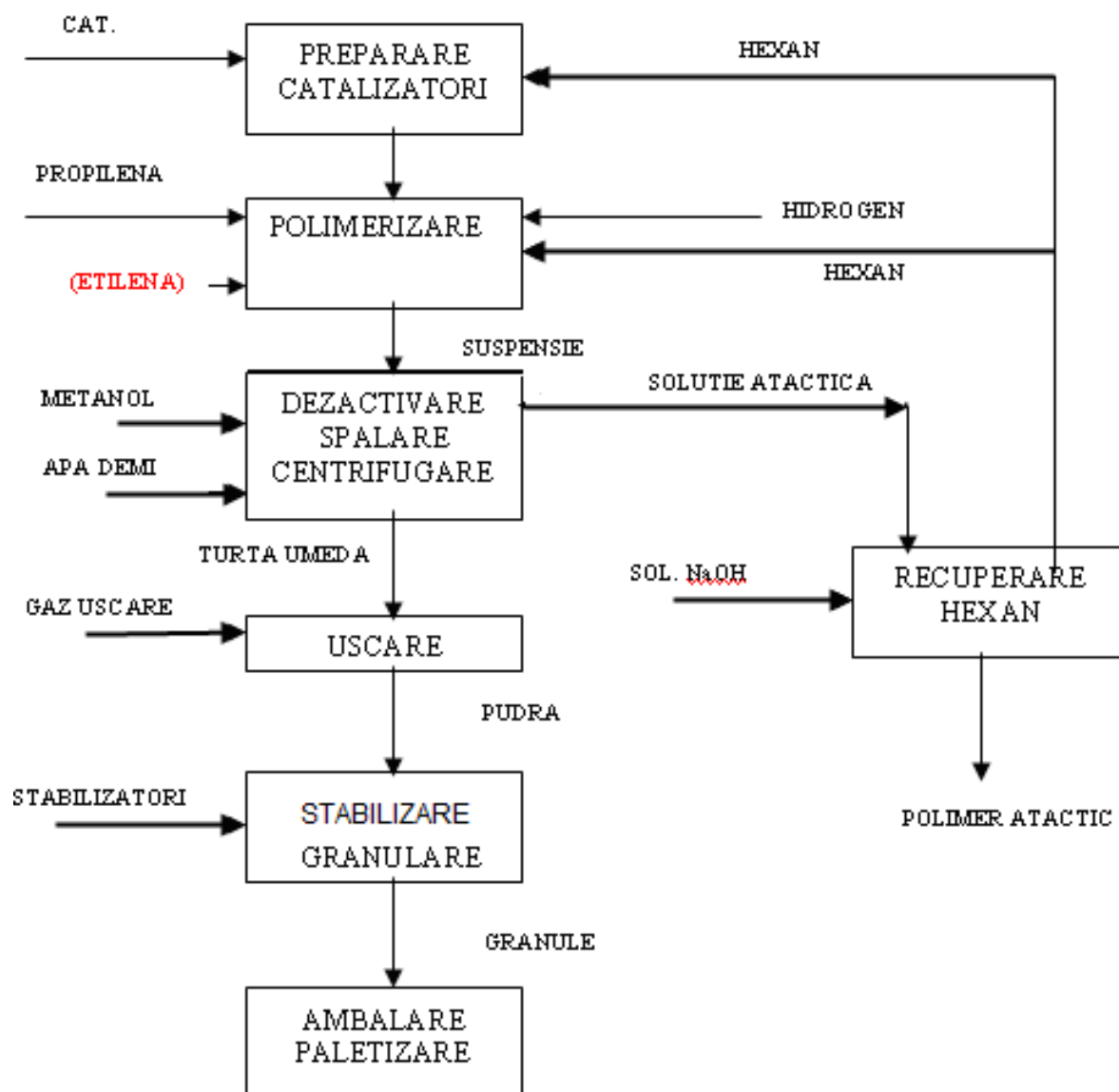


Figura 32 – Schema fluxului tehnologic din cadrul instalației PP

Fluxul tehnologic

Catalizatorii sunt preparați prin intermediul a doi componenți catalitici și un donor extern, suspenzați/dizolvați în n – hexan.

Reacția de polimerizare a propilenei are loc în trei/patru reactoare, în urma căreia rezultă un amestec de doi homopolimeri cu proprietăți fizice diferite. Tehnologia mai oferă posibilitatea obținerii de co-polimeri, prin co-polimerizarea propilenei cu etilena.

Componenții metalici proveniți din catalizator sunt eliminați cu soluții alcaline, rezultând precipitate de hidroxizi metalici, ce sunt îndepărtate.

Polimerul solid este apoi separat de mediul de reacție prin centrifugare, hexanul rezultat fiind purificat și rezultat. Polimerul este apoi uscat (eliminarea hexan), fiind astfel transformat în

puđră. După uscare, polipropilena este amestecată cu stabilizatori și granulată prin extrudare și trimisă către ambalare.

16 Instalația de polietilenă de joasă presiune/înalță densitate PJP/HDPE

Instalația PJP are ca scop obținerea polietilenei de joasă presiune/înalță densitate și are o capacitate de 60.000 t/an. Polietilena de înalță densitate se obține prin polimerizarea etilenei cu catalizatori superactivi, la presiune și temperatură scăzută, cu un randament de 97%.

Polimerizarea are loc în mod continuu, în două reactoare de tip autoclavă, reacția având loc în faza de suspensie de hexan la temperatura de 80°C și presiunea sub 10 kg/cm²G.

Instalația produce sorturi de polietilenă de înalță densitate care se pot prelucra prin injecție, suflare și extrudare.

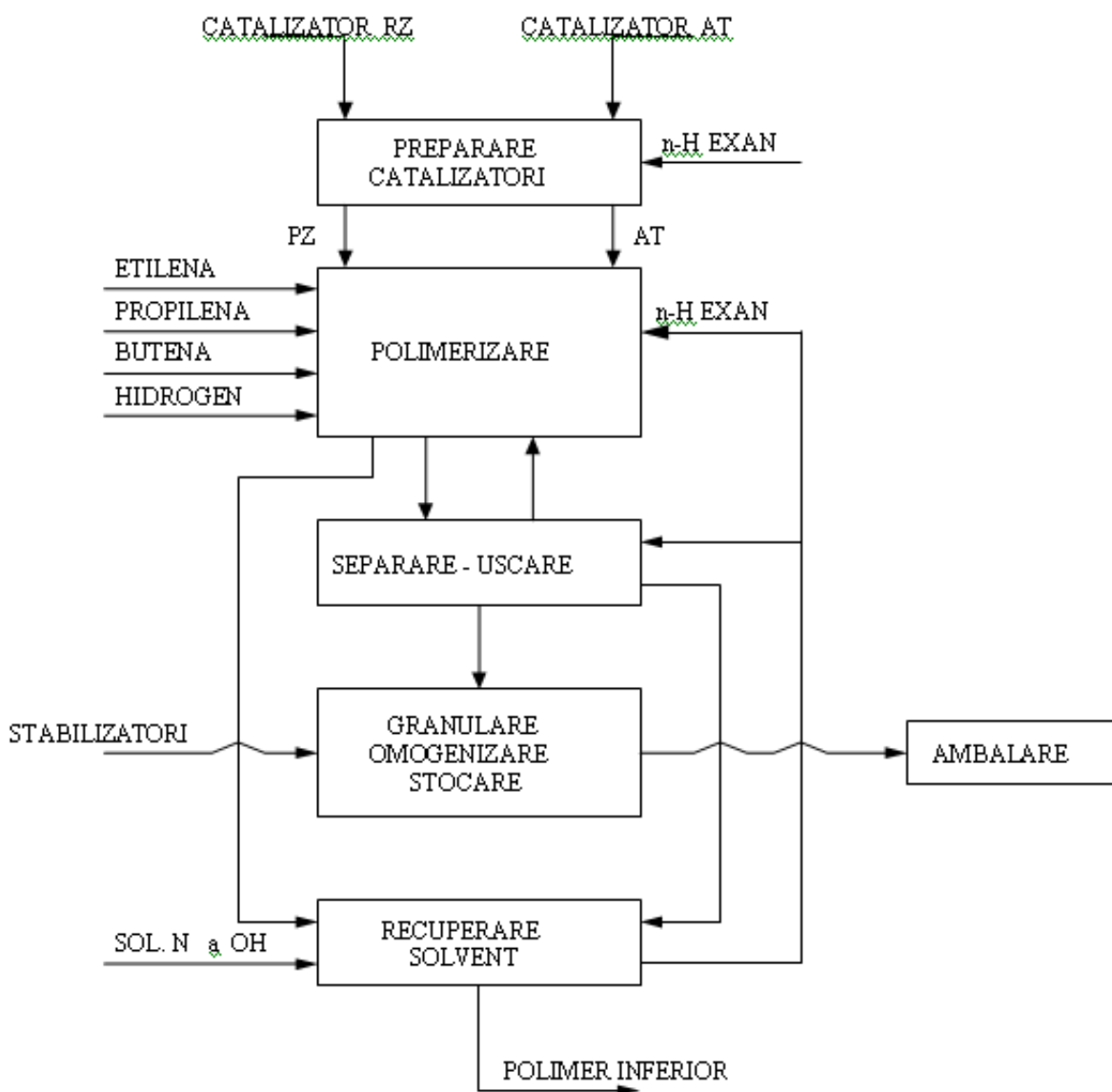


Figura 33 – Schema fluxului tehnologic din cadrul instalației PJP

Fluxul tehnologic

Catalizatorii sunt preparați prin solvire în n-hexan, solvent în care are loc reacția de polimerizare și alimentată separat în reactoarele de polimerizare. Procesul de polimerizare are loc în mod continuu, în suspensie de hexan. Densitatea polimerului rezultat este strâns legată de structura polimerului (homopolimer și comonomer).

Suspensia rezultată în procesul de polimerizare este pompată direct în centrifugă în vederea separării polimerilor de solvenți. Turta umedă este condusă în uscătorul tubular cu abur și este uscată. Pulberea uscată este transportată pneumatic în prezența azotului la secțiunea granulare. Soluția – mămă, descărcată din centrifugă, este separată în două curenți de lichid, unul recirculat direct la secțiunea polimerizare ca solvent, iar celălalt este transferat la secțiunea recuperare hexan, pentru a fi separat în polimer inferior și solvent.

Granulare – omogenizare: pulberea uscată de polietilenă, împreună cu stabilizatorii, sunt cântărite și alimentate simultan în mixer, transferul pulberii de la buncărul la extruder fiind făcut în atmosferă de azot. În urma granularii se obțin granule uniforme care sunt transferate la solozurile de omogenizare în vederea amestecării și transferare pentru ambalare.

Hexanul uzat este recuperat prin spălare, stripare, deshidratare și uscare după care este reutilizat.

17 Instalație Polietilenă de înaltă presiune/joasă densitate PIP/LDPE

Instalația PIP are ca scop obținerea polietilenei de înaltă presiune/joasă densitate și are o capacitate de 60.000 t/an. Polietilena de joasă densitate se obține prin polimerizarea etilenei la presiunea de 2.400 kg/cm²G și temperatura de maxim 300°C, într-un reactor tubular, în prezența de inițiatori: peroxid de decanoil și oxigen, cu un randament de 98%. Soluția de peroxid de decanoil este solubilizată în n-heptan.

Pentru aditivare se utilizează o soluție de aditivi în n-heptan, iar pentru controlul densității polimerului produs se utilizează propilena polimerizabilă.

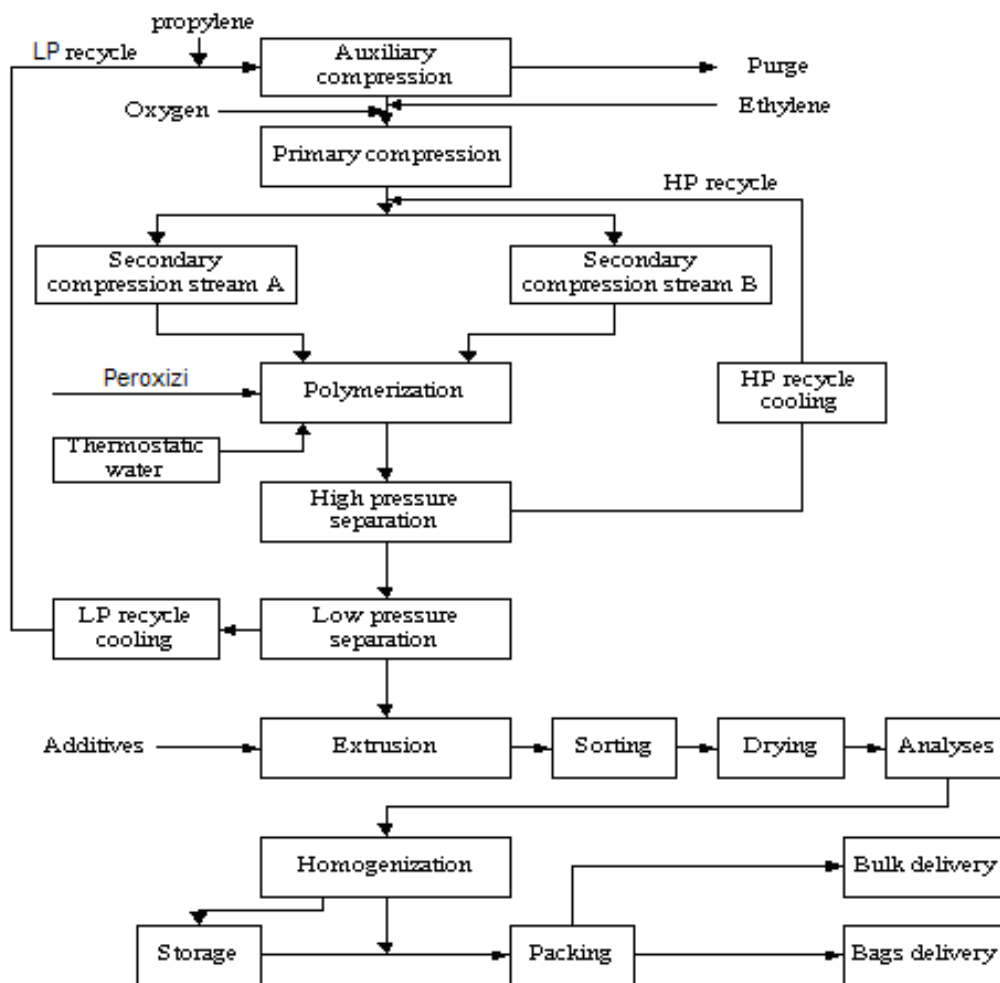


Figura 34 – Schema fluxului tehnologic din cadrul instalației PIP

Etilena proaspătă este comprimată, în prima fază prin amestecarea cu etilena reciclului de joasă presiune și în a doua fază, prin amestecarea cu etilena reciclului de înaltă presiune.

Polimerizarea se realizează în reactorul de polimerizare al instalației, procesul necesitând alimentarea cu oxigen încălzit în prealabil, cu inițiator (peroxid de decanoil preparat ca soluție în solvent n – heptan) și cu agenți de transfer de lanț în stare lichidă (propan/propilenă). În vederea separării de înaltă presiune (SIP), în vasul cu manta și cu fund conic, amestecul gaz-polimer intră în capul separatorului de înaltă presiune, unde etilena ce nu a reacționat și polietilena sunt separate.

Separarea de joasă presiune (SJP) are loc în separatorul de joasă presiune, polietilena fiind separată total de etilenă.

Polimerul rezultat este tratat cu aditivi (antioxidant, agent de alunecare și stabilizator UZ), iar apoi extrudat și uscat în vederea granularii, degazării, analizării, omogenizării. La finalul procesului, produsul final este ambalat/paletizat.

18 Instalația Olefine I – Cazane abur

Instalația Olefine I are ca scop obținerea aburului de înaltă presiune, având presiunea de 105 bari și temperatura de 525°C. Instalația este prevăzută cu două cazane de abur ce funcționează cu gaz combustibil (amestec de gaz natural și gaz de rafinare).

Fluxul tehnologic

- Apa de alimentare a cazanului (condens tehnologic din uzina Piroliză + apa demi) intră în degazor în vederea eliminării oxigenului dizolvat;
- Tratarea apei în vederea reducerii conținutului de oxigen, corectării pH-ului și neutralizării gazelor acide (CO₂) din sistemul de condens;
- Preîncălzirea apei în pachetul de țevi al economizorului pe baza temperaturii gazelor de ardere;
- Apa preîncălzită intră în tamburul de abur, de unde curge apoi pe pereții membranei evaporatorului aflat în drumul I al gazelor de ardere;
- Pe conducta ascendentă, urcă în tambur un amestec de apă și abur; tamburul este prevăzut cu separatoare de picături, ce separă apa de abur;
- Din tambur apa curge în evaporator, iar aburul saturat intră pe rând în cele 4 supraîncălzitoare de unde rezultă aburul supraîncălzit având o presiune de 105 bari și o temperatură de 525°C.

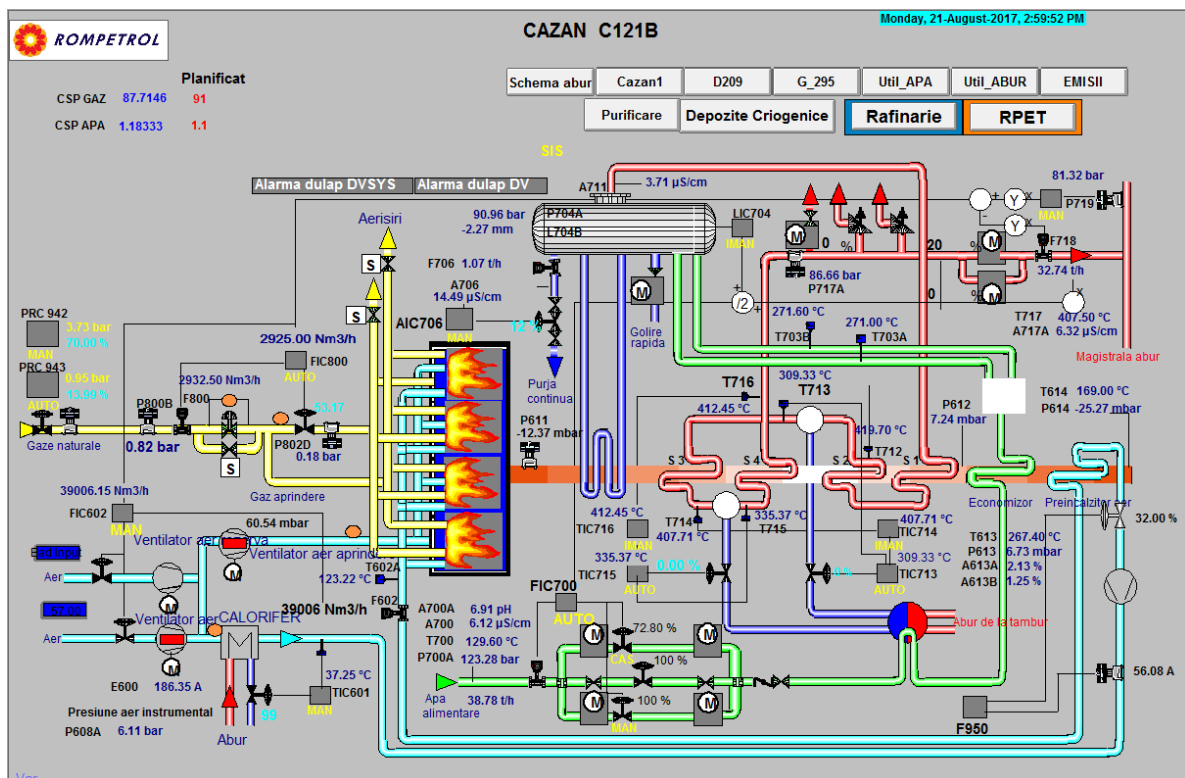


Figura 35 – Schema cazanelor de abur din instalația Olefine I

Cazanul este caracterizat prin:

- Tipul cazanului este radiație acvatubular;
- Cazanul de abur din uzina Piroлиза este alcătuit din: focar cu 4 arzătoare, sistemul evaporator (pereți membrană), sistemul de supraîncălzitoare, sistemul economizor – preîncălzire apă alimentare cazane, calorifer de aer;
- Instalația de aprindere a cazanului este compusă din patru aprinzătoare montate la cele patru arzătoare și conductele de gaz și aer de aprindere;
- Sistemul de combustie al cazanului se compune din două sisteme, cel de aer și cel de gaz combustibil;
- Cazanul este prevăzut cu protecție de temperatură maximă a aburului (535°C).

19 Instalația Olefine II – Purificare propilenă (coloana D209)

Instalația Olefine II are ca scop obținerea propilenei polimerizabile, de puritate 99,6 %, prin separarea amestecului propan – propilenă, min. 75 % vol. propilenă, provenit din instalația CC și din surse externe și eliminarea compușilor cu S, P și As.

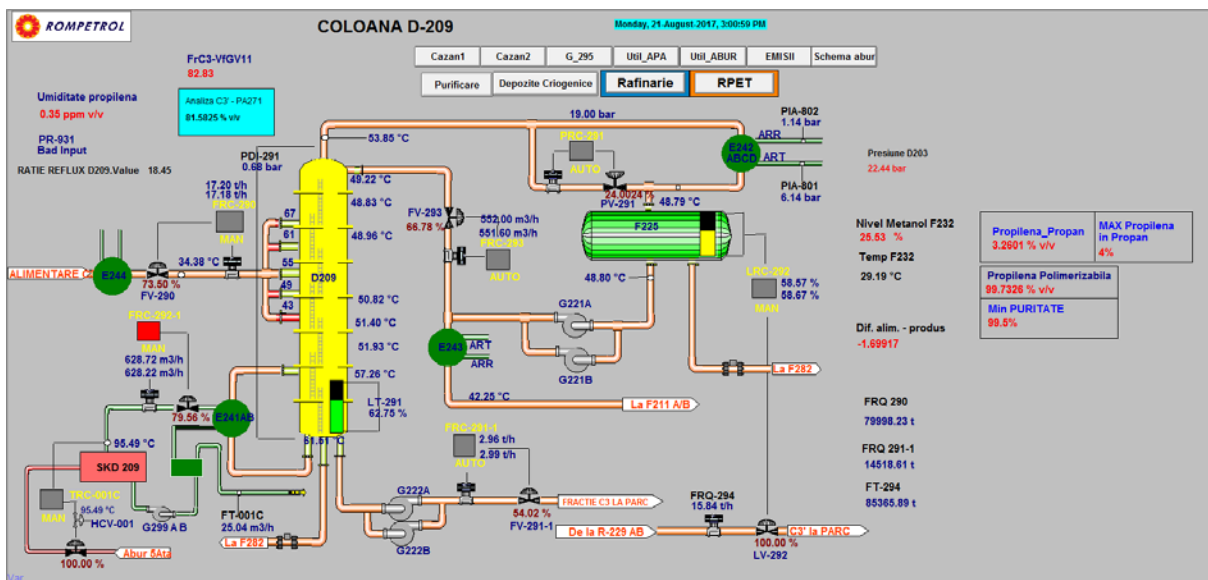


Figura 36 Schema de proces din cadrul instalației de separare și purificare avansată a propilenei din cadrul instalației Olefine II

Fluxul tehnologic

- Amestecul propan – propilenă este trimis în linia de alimentare a coloanei D 209 unde vaporii de propilenă de concentrație min. 99,5 % sunt separați și condensați;
- Propilena lichidă este colectată în un vas de reflux, o parte fiind trimisă ca reflux la vârful coloanei, iar cealaltă răcită cu apă recirculată, și trimisă la uscătoare în vederea reținerii urmelor de apă;
- Din uscătoare, propilena merge la purificare avansată (adsorbția produșilor cu S și O₂, P și As);

- Propilena purificată este trimisă către filtrare, pentru reținerea particulelor fine de catalizator și dirijată în parcul LPG;
- Propanul separat și propilena tip 92 sunt trimise către parcul de sfere;
- Din vasul de reflux, o parte din propilena purificată, cu o concentrație de minim 99,5%, este răcită iar urmele de apă sunt reținute pe site moleculare;
- Propilena uscată este trimisă apoi la instalația de purificare și către parcul de sfere;
- Pentru eliminarea excesului de apă, rezultat în urma condensării vaporilor de abur introduși în sistem, s-a prevăzut o conductă Dn = 80 prin care surplusul de apă eliminat din sistem este trimis în spre vasul degazor de la cazane;
- În refierbătoarele coloanei D – 209, agentul termic circulă prin țevi, iar amestecul propan-propilena circulă prin manta.

20 Instalația Olefine III – Recuperare gaze faclă

Instalația Olefine III are ca scop următoarele:

- Colectarea tuturor evacuărilor permanente sau accidentale de la supapele de siguranță și discurile cu membrană de rupere, de la sistemul de egalizare a rezervoarelor, scurgerile de la presetupele compresoarelor, purjele tehnologice din cadrul instalațiilor: piroliză, PIP/LDPE, PJP/HDPE, PP, parcurile de rezervoare de gaze lichefiate, depozitele criogenice;
- Recuperare gazelor evacuate constant la faclă și a unei părți a gazelor eșapate accidental;
- Arderea gazelor ce depășesc accidental capacitatea stației de recuperare gaze.

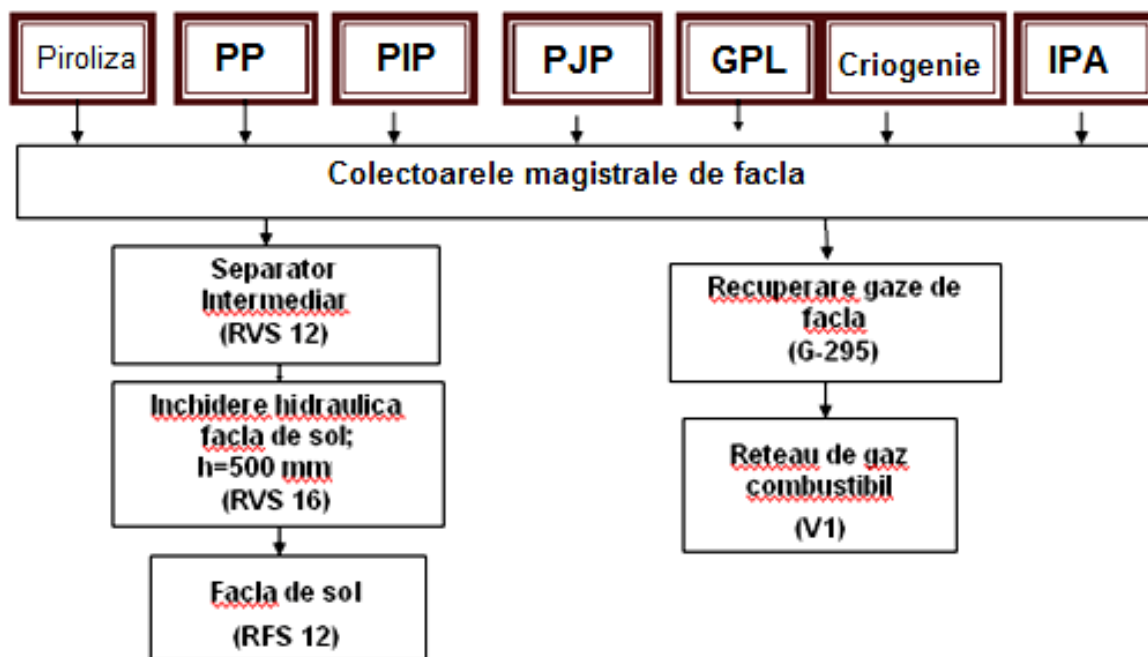


Figura 37 – Schema sistemului de colectare gaze faclă

Capacitatea de recuperare gaze faclă a instalației RGF în situația de funcționare actuală este determinată/limitată de capacitatea compresorului G – 295, acesta având debitul maxim de 2.000 Nm³/h.

În stația de recuperare gaze, o parte din gaze este recuperată, gazele sunt comprimate la 6 barg cu compresorul G – 295 și sunt trimise în rețeaua de gaz combustibil a combinatului.

Pentru a se asigura un debit constant de gaze, în aspirația compresorului a fost prevăzută o linie de recirculare. Surplusul de gaze este ars la facla de sol.

Descrierea tehnică a faclei la sol:

- Diametru interior: 7.110 mm, diametru exterior: 7.285 mm, înălțime: 32.350 mm;
- Instalația de faclă la sol este prevăzută cu 469 arzătoare în cinci trepte de ardere care se deschid pe rând, în funcție de presiunea gazului de faclă: treapta 1, 2, 3, 4, 5 cu 6, 12, 36, 108, respectiv 307 arzătoare;
- Temperatura gazelor la ieșire: 180°C;
- Aerul pentru combustie este aspirat prin fantele de la camera de combustie, aspirația gazului datorându-se tirajului natural generat de camera de combustie.

21 Depozit criogenic

Acest depozit are un rezervor criogenic de etilenă (F901) = 20.000 m³ (10.000 t) și un rezervor criogenic de propilenă (F911) = 22.000 m³ (14.000 t).

În cadrul depozitului criogenic de etilenă se desfășoară următoarele operații:

- descărcarea etilenei adusă cu vaporul în Dana 9;
- descărcarea / încărcarea etilenei din/în cisterne auto;
- comprimarea vaporilor rezultați din rezervorul criogenic în vederea menținerii rezervorului F 901 în parametrii normali de funcționare;
- răcirea vaporilor de etilenă rezultați după comprimare;
- pomparea și preîncălzirea etilenei lichide în vederea livrării la consumatori.

Depozitul criogenic de propilenă este prevăzut cu instalații pentru:

- răcirea propilenei polimerizabile în vederea stocării în rezervorul criogenic F911;
- comprimarea vaporilor rezultați din rezervorul criogenic în vederea menținerii rezervorului F911 în parametrii normali de funcționare;
- răcirea vaporilor de propilenă;
- pomparea și preîncălzirea propilenei lichide în vederea livrării la consumatori.

22 Stația de îmbuteliere GPL

Capacitatea instalației este de aprox. 650 butelii/oră. În cadrul stației de îmbuteliere GPL se desfășoară următoarele activități:

- Aprovizionarea cu GPL (aragaz) din depozitul de GPL din cadrul rafinăriei;
- Depozitarea GPL în 2 rezervoare, V1 și V4, de capacitate 50 m³, respectiv 250 m³;

- Încărcarea buteliilor de capacitate de 26 de litri fiecare, cu GPL în flux continuu, prin intermediul unei instalații semi-automatizată cu 12 posturi de încărcare;
- Livrarea buteliilor cu GPL, în sistem paletizat.

Alimentarea și stocarea GPL în rezervoare se realizează prin pomparea GPL-ului din cadrul rafinării în rezervoarele de stocare, astfel:

- Se deschide conducta de egalizare de presiune spre rafinare;
- robinetele de pe conductele de alimentare și de egalizare ale celui alt rezervor vor rămâne închise pe perioada alimentării unui rezervor;
- După finalizarea alimentării se închid robinetele de izolare a rezervorului de pe conductele de alimentare și egalizare.

GPL-ul este apoi pompat din unul din cele două rezervoare de alimentare către hala de îmbuteliere de unde este încărcat în butelii pe conveierul cu lanț acționat mecanic. Buteliile sunt triate de către salariați, fiind trimise către încărcare doar buteliile fără defecte, aflate în perioada de valabilitate. Buteliile defecte sau cu aflate în afara termenului de valabilitate sunt scoase din flux și trimise spre verificare. Buteliile sunt împinse pneumatic pe caruselul de umplere prevăzut cu 12 posturi de încărcare cu 8, 9 sau 10 kg de GPL. Recipientele umplute sunt preluate de către un sistem cu gheară acționat pneumatic și sunt introduse pe conveierul cu lanț.

Buteliile pline intră pe cântarul de verificare a greutății (tara butelie + cantitate de GPL). Dacă greutatea se încadrează în limitele de toleranță +/- 0,5 kg, buteliile sunt trimise spre zona de verificare a etanșeității. Dacă buteliile au o greutate mai mare sau mai mică decât cea necesară, sunt scoase automat de pe flux, urmând a fi corectată greutatea. Toate recipientele neconforme și corectate sunt dirijate din nou pe conveier pentru a fi din nou verificate de cântarul electronic. Buteliile cu robinetele parțial deschise și piulița de siguranță strânsă se introduc într-o cuvă metalică cu apă caldă (30 – 40°C) în vederea verificării etanșeității. Buteliile cu defecte sunt însemnate cu cretă și eliminate de pe conveier la capătul căzii de verificare de către pistonul sistemului pneumatic de scoatere din flux. Etichetele cu instrucțiuni sunt atașate de robinetul buteliei prin intermediul unui sigiliu termocontractabil. Buteliile sigilate sunt trimise pe fluxul conveierului spre sistemul de paletizare de unde sunt încărcate direct în autocamioane sau sunt depozitate pe platforma de depozitare.

În cazul unei opriri de lungă durată, a reviziilor tehnice sau a unor intervenții pentru reparații la sistemul de conducte de GPL, este necesară degazarea la sistemul de faclă până la presiunea atmosferică și inertizarea. Degazarea rezervoarelor se face numai după golirea acestora, aceasta realizându-se pe linia de refulare a pompelor. Pentru degazarea unei conducte, aceasta trebuie să fie inclusă într-un sistem care va fi izolat prin închiderea robinetelor care îl delimitează. Sistemul va include și o legătură la conductele ce pot fi degazate prin pompă. Numai după inertizare se poate interveni pentru reparații luându-se toate măsurile necesare pentru astfel de cazuri. Pentru repornire, după terminarea lucrărilor, se va decide dacă este necesară spălarea de conducte. Se inertizează din nou sistemul înainte de reluarea circulației de GPL.

6.2.2 INSTALAȚII OPRITE

1. Fabrica de Hidrogen – FH Veche (nefuncțională)

Instalația cu o capacitate de 7.500 t/an a fost pusă în funcțiune în anul 1986. Materia primă utilizată (hidrogen) provine de la instalația de Reformare Catalitică (RC), asigurându-se astfel necesarul de hidrogen pentru funcționarea instalațiilor rafinării.

2. Instalația de procesare nămol Willacy – HSPU (funcțională)

Instalația de procesare a nămolului este amplasată pe o suprafață de 12.800 m² în zona haldelor de nămol și a parcului de rezervoare de țiței de 50.000 m³. Transportul rutier se realizează pe drumurile Nr. 1 și Nr. 5. Drumul de accesul spre haldă este betonat fiind racordat la drumul Nr.1.

Instalația Willacy procesează nămolul prin separarea celor 3 faze: apă, produs petrolier și fază solidă.

Instalația a fost pusă în funcțiune în anul 2010, în vederea procesării nămolului rezultat în urma procesului de epurare depozitat în Halda 3, cu recuperarea produsului petrolier. La data elaborării prezentului raport de amplasament, nămolul din Halda 3 a fost procesat în întregime, procesul fiind finalizat în anul 2014, iar instalația Willacy este oprită.

Fluxul tehnologic

Colectarea și sortarea nămolului petrolier se realizează, în funcție de tipul nămolului, astfel: nămolul petrolier lichid poate fi pompat direct cu pompa cu șurub, la unitatea de pre-tratare sau poate fi utilizat pentru fluidizarea nămolului cu consistență solidă, iar nămolul petrolier cu consistență solidă este dirijat la unitatea de pre-tratare (HSPU), iar nămolurile cu conținut de corpuri solide mari sunt trimise direct pe platforma de decontaminare, unde sunt spălate cu apă.

Prelucrarea primară a nămolului se realizează în unitatea de pre-tratare nămol (HSPU). Nămolul este încălzit la temperatura de 60 – 80°C pentru reducerea vâscozității și amestecat cu ajutorul unor agitatoare pentru omogenizare; solidele mari sunt predate către o firmă autorizată. Nămolul lichid omogenizat în unitatea de pre-tratare este colectat și stocat în rezervoarele de stocare pentru a fi utilizat în următoarele faze de prelucrare; în rezervoarele de stocare nămolul este păstrat la temperatura de 60 – 80°C.

Pregătirea nămolului pentru prelucrarea finală se efectuează prin amestecarea cu agitatoare și încălzirea suplimentară după ieșirea din unitatea de preparare.

Prelucrarea finală constă în centrifugarea în vederea obținerii produsului petrolier, nămolului umectat și a apei. Pentru buna desfășurare a procesului de centrifugare, se introduce agent de floculare în centrifugă, preparat în prealabil din pulbere polimerică cationică, și apă.

Produsul petrolier obținut este stocat în rezervoare de produs petrolier și apoi livrat în rafinărie. Produsul solid obținut este testat și, în cazul în care este corespunzător, este trimis la o firmă autorizată. Apa obținută prin centrifugare este introdusă într-un rezervor prevăzut cu șicane pentru reținerea eventualelor urme de produs petrolier, după care este dirijată la Stația de Epurare Finală a rafinării.

3. Instalația de Brichetare cocs de petrol (funcțională)

Instalația de brichetare cocs de petrol este amplasată în zona „Baza de utilaje” a Rompetrol Rafinare SA și ocupă o suprafață de aprox. de 82.900 m². Accesul în obiectiv se face din drumurile de acces existente, iar drumurile nou proiectate sunt racordate la cele existente, cu raze de racordare de min.13m.

Instalația de brichetare cocs de petrol are ca scop obținerea brichetelor de cocs, prin valorificare superioară a cocsului de petrol produs în instalația de Cocsare întârziată și a nămolului tratat rezultat din epurarea apelor reziduale.

La momentul elaborării raportului de față, Instalația de Brichetare cocs de petrol este oprită pe o perioadă nedeterminată.

Fluxul tehnologic

Sortare cocs

Cocsul stocat în depozitul de cocs de pe platforma Instalației de cocsare are dimensiuni de la 0 la peste 300 mm, cu diverse ponderi. Pentru brichetare este necesară fracția 0 – 20 mm, cu o pondere de aproximativ 30%. Sortarea constă în cernerea cocsului în instalația de cernere.

Colectarea, sortarea și tratarea nămolului

Nămolul utilizat în procesul de brichetare provine din stația de epurare a apelor și a fost depozitat în haldele 1 și 2. Nămolul este pompat în utilajul tip benă pentru prepararea cimentului în vederea pretratării cu var a acestuia (reducere umiditate sub 10%). Tot cu ajutorul acestui utilaj se realizează și transportul nămolului pre-tratat către instalația de brichetare. Tratarea finală a nămolului se face în șarje. După finalizarea operațiilor de tratare, amestecul rezultat este depozitat în hala B, prevăzută cu platformă betonată și sistem natural de aerisire tip jaluzele. Durata de depozitare este de minim 3 zile și are ca scop principal maturarea nămolului în vederea atingerii parametrilor ceruți de proces. Din hala B este trimis prin intermediul unui sistem de benzi transportoare către secția de brichetare în hala A.

Brichetare, alimentarea cu cocs a secției de brichetare

Fracția de cocs cu granulație 0 – 20 mm rezultată în urma operațiilor de concasare și sortare este transportată cu ajutorul camioanelor la zona de depozitare cocs, pe o platformă betonată.

Prima etapă pregătitoare a cocsului în vederea aducerii parametrilor la limitele impuse de procesul de brichetare este etapa de uscare într-un uscător rotativ în vederea reducerii umidității cocsului sub 2%. Pentru a fi supus procesului de brichetare, granulația cocsului trebuie să fie situată în intervalul 0 – 4 mm.

Alimentarea cu melasă a secției de brichetare

Melasa se utilizează drept liant în cadrul procesului de brichetare. Melasa aprovizionată pe cale maritimă este depozitată în două rezervoare de 5.000 m² cu serpentină interioară de încălzire, agentul termic utilizat fiind apa caldă. Din rezervoarele de depozitare, melasa este injectată în secția de brichetare în mixerul SCM-29.

Secția de brichetare

După operațiile de dozare, materiile prime care intră în componența brichetelor de cocs, sunt dirijate în alimentarea presei de brichetare BP-31. Brichetele formate sunt dirijate spre depozit printr-un sistem de benzi transportoare și sunt stocate pentru o perioadă de 3 zile, în vederea creșterii durității prin definitivarea reacției dintre var și melasă.

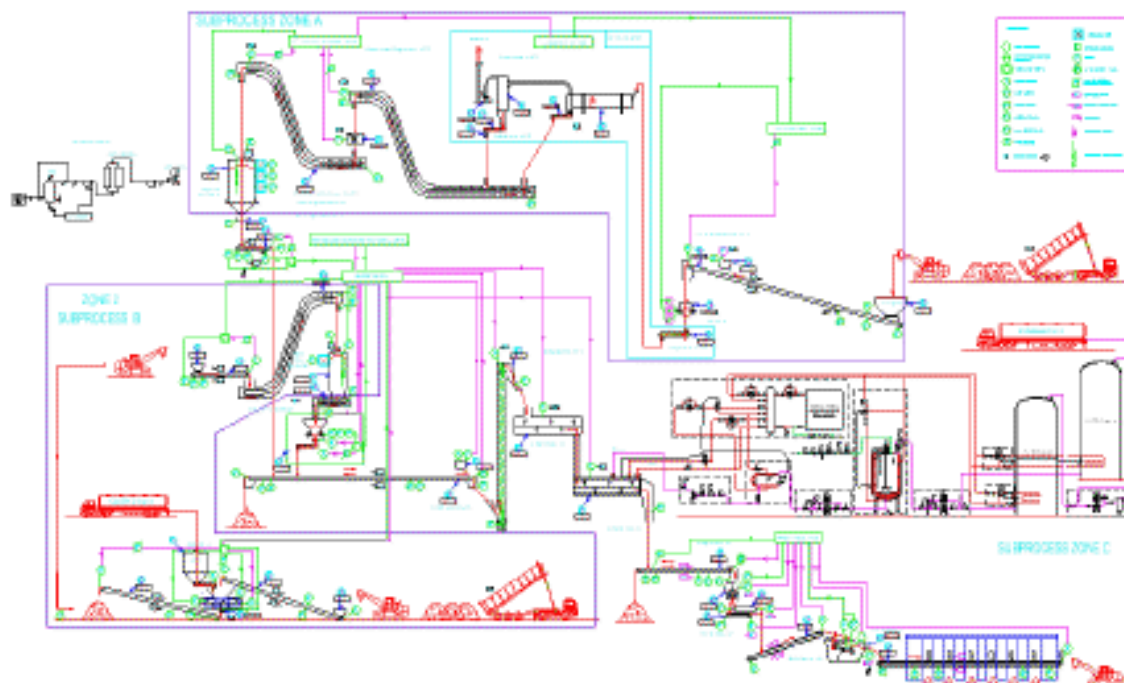


Figura 38 Schema procesului de brichetare cocs

4. Instalația extracție aromate – EA (nefuncțională)

Instalația cu o capacitate de 420.000 t/an, a fost pusă în funcțiune în anul 1982. Prelucrează concentratul de la Reformare Catalitică și fracția BTX de la Piroliză în vederea obținerii rafinatului și extractului.

Se realizează prin extracție lichid-lichid, folosind ca solvent PEG-200, cu regenerarea continuă a solventului uzat, separarea unei fracții bogate în aromate - extractul, de fracția săracă în aromate rafinate.

Etapele procesului de extracție

- Extracția hidrocarburilor aromate;
- Prelucrarea soluției de rafinat;
- Prelucrarea soluției de extract;
- Striparea hidrocarburilor.

5. Instalația de Separare Aromate - B.T.X. (nefuncțională)

Utilizează ca materie primă extract aromatic de la Instalație de Extracte Aromate - EA, ce este un amestec de benzen, toluen, xileni și etilbenzen, cu un conținut redus de compuși nearomați saturați și nesaturați.

Scopul instalației:

- eliminarea din materia primă a compușilor nearomatici nesaturați;
- separarea din amestec a benzenului și toluenului „grad nitrare” pentru utilizarea în petrochimie.

Amestecul de etilbenzen și xileni izomeri obținuți sunt materie primă pentru instalația SEBOX.

- Etapele procesului de extracție;
- Faza de rafinare cu pământ decolorant;
- Faza de obținere a benzenului;
- Faza de obținere a toluenului.

6. Instalația de fracționare xileni - SEBOX. (nefuncțională)

Utilizează ca materie primă amestecul de xileni bruți de la BTX.

Scopul instalației este de valorificare o-xilenului și a etilbenzenului din concentratul xilenic și obținerea unui amestec de (m+p) xileni folosiți ca materie primă în instalația de izomerizare.

Etapele procesului de fracționare:

- Faza de obținere a o-xilenului în doua coloane de fracționare;
- Faza de obținere a etilbenzenului în trei coloane de fracționare.

7. Instalația de izomerizare m-Xilen, I.M.X, (nefuncțională)

Furnizează materii prime pentru:

- izomerizatul finit - instalația de separare paraxilen - PAREX;
- fracția ușoară - extracție sau component auto;
- aromate grele - component auto;
- hidrogen recirculat - gaze combustibile.

Scopul instalației este de a izomeriza hidrocarburi aromate CB (mX și EB) cu obținerea pX și oX. Are în componenta secțiilor:

- Secția de reacție pe catalizator Engelhard (Pt/Al₂O₃);
- Secția de fracționare pentru îndepărtarea aromaticelor ușoare în două coloane de fracționare și a hidrocarburilor olefinice din izomerizatul brut în turnul cu pământ decolorant.

8. Instalația de separare paraxilen - PAREX, I.M.X, (nefuncțională)

Este compusă din:

- Sistem de adsorbție ce are în componență 2 camere cu sită moleculară ADS 7 și un ventil rotativ;
- Sistem de fracționare compus din 4 coloane de separare (de rafinat, de extract, de finisare și turnul de pământ decolorant).

9. Obiectiv 341 - deservește Secția 1 (nefuncțională)

Acesta cuprinde rezervoare de capacitate 2.000 m³ fiecare, cu capac fix, tip FCR (CA 27, CA 28, CA 29, CA 30, CA 31, CA 32, CX 33, CX 34).

10. Halda de nămol nr.1 și Halda nr. 2

Au o suprafață de 2,72 ha și o capacitate de 130.000 m³. Depozitarea s-a sistat în anul 1994, haldele fiind astfel închise.

Aceste halde nu sunt incluse în prevederile HG nr. 349/2005 privind depozitarea deșeurilor, Tabel 5.5 "Depozite de deșeuri industriale periculoase care sistează/încetează depozitarea până la 31.12.2006".

Deșeurile existente în aceste halde reprezintă materie primă pentru funcționarea instalației tehnologice BRICHETARE COCS DE PETROL, aceasta fiind realizată cu scopul valorificării/reciclării reziduurilor petroliere stocate/depozitate în haldele 1, 2. La data elaborării prezentului raport de amplasament, Instalația de Brichetare cocs petrol este oprită, și, datorită conținutului redus de produs petrolier, nămolul de la Halda 2 este predat către o firmă autorizată.

11. Halda de nămol nr. 3

Are o suprafață betonată de 2,47 ha și o capacitate de 123.370 m³. A fost pusă în folosință în anul 1994, iar depozitarea a fost sistată la data de 01.04.2006.

În anul 2006 a fost sistată activitatea de depozitare în halda conform cerințelor HG nr. 349/2005, iar în 2007 a fost emis de către APM Constanta "Avizul de mediu pentru încetarea activității nr. 39/19.07.2007, pentru stabilirea obligațiilor de mediu și a programului de conformare post-închidere pentru o perioadă de minim 30 de ani".

În prezent, Halda 3 a fost complet golită, iar Instalația Willacy utilizată în acest proces este oprită.

Produsul petrolier recuperat în urma procesării nămolului din halda nr. 3 a fost reutilizat pe fluxul tehnologic de rafinărie, fiind trimis în instalația DAV unde a fost prelucrat în amestec cu țițeiul.

6.3 DESCRIEREA INSTALAȚIILOR ȘI PROCESELOR AUXILIARE

1 Instalația Azot-Oxigen, Aer Comprimat

În cadrul instalației de azot de înaltă puritate (HPN) are loc separarea criogenică a azotului din aerul lichefiat. Materia primă utilizată este aerul comprimat, azotul rezultând în urma proceselor de extracție în formă gazoasă GAN și în formă lichidă LIN.

Echipele principale din cadrul instalației HPN sunt:

- Modulul de purificare a aerului (V182): instalație de adsorbție ce reține CO_2 , urmele de hidrocarburi și umiditatea din aer;
- Modulul este compus din două adsorbere umplute cu sită moleculară și alumină activată, unul pe flux și altul pe regenerare, după un ciclu de operare definit. Trecerea de la o fază a ciclului la alta se face printr-un joc de ventile acționate de o secvență automată. Regenerarea se face cu gaz rezidual la presiune scăzută, încălzit electric.

2. Stația Electrică

Alimentarea cu energie electrică a consumatorilor de pe platforma este asigurată din sistemul energetic național prin intermediul a 5 stații de transformatoare. Fiecare stație este dotată cu o bază de avarie ce recuperează eventualele scurgeri de ulei.

3. Instalația Rețele Utilități

Această instalație cuprinde toate rețelele de conducte pentru utilități, inclusiv apa de incendiu care este transportată prin o rețea de tip inelar și se ramifică în toate instalațiile tehnologice.

4. Instalația Acizi și Baze

Instalația Acizi și Baze cuprinde următoarele părți:

- depozit de acizi și baze (hidroxid de sodiu, acid sulfuric, acid clorhidric);
- rampa CF de încărcare - descărcare.

Substanțele depozitate sunt utilizate ca materii auxiliare în instalațiile din Uzinele Rafinărie și Petrochimie, precum și în instalațiile de utilități (tratate ape turnuri de răcire).

H_2SO_4 poate fi descărcat la unul din cele trei posturi de descărcare de la rampă, cuplând furtunul flexibil de la capătul conductei la ștuțul de descărcare al cisternei, aflat la partea superioară a acesteia, acidul sulfuric fiind ulterior trimis la depozit.

Depozitul de hipoclorit de sodiu este alcătuit din 2 rezervoare verticale, fiecare având o capacitate de depozitare de 100 m^3 și din rampa CF cu un singur post de descărcare al hipocloritului.

Rampa CF de încărcare și descărcare cuprinde trei posturi cu câte 3 guri de descărcare din cisterne CF pentru hidroxid de sodiu 50 %, acid sulfuric 98 % și acid clorhidric 32 % și un post cu 2 guri, una de descărcare din cisterne pentru hipoclorit de sodiu și una de încărcare în cisterne pentru leșia uzată.

Pompele de încărcare - descărcare a produselor sunt montate în cuvele depozitului, ele având și funcția de expediere a produselor la consumatori.

Acidul sulfuric și acidul clorhidric se descarcă din cisterna CF pe la partea ei superioară.

5. Instalația Utilități și Conservare, Instalația Frig -20°C

Această instalație este utilizată în vederea asigurării agentului frigorific, solă – 20°C, necesar în anumite zone ale Uzinei Petrochimie.

Materialele auxiliare utilizate în cadrul instalației sunt următoarele:

- Sola: amestec monoetilenglicol cu apă demineralizată în proporție de 46,4%, cu inhibitori de coroziune borax și trietanolamină;
- Amoniacul: se regăsește în instalație în două circuite, amoniac lichid de concentrație aproximativ 100% gr., soluție hidroamoniacală săracă și bogată în amoniac;
- Soluția amoniacală săracă sau bogată (în amoniac) se prepară în instalație prin absorbția amoniacului în stare de vapori în apă, proces ce are loc în absorberul AB – 800.

6. Instalația Tratare ape și Gospodăria de ape

Instalațiile de răcire sunt incluse în cadrul Gospodăriei de ape și sunt alcătuite din:

- trei gospodării de apă recirculată: G1, G2 și G3, alcătuite din trei turnuri de răcire identice care asigură apa recirculată pentru instalațiile tehnologice din Rafinărie;
- stațiile de apă de răcire ASU, G100, G200 și G300.

Pentru a aduce apa de răcire la indicatorii de calitate necesari instalațiilor tehnologice, aceasta este supusă unui tratament de condiționare după cum urmează:

- tratament anticorrosiv, asociat cu tratament de împiedicarea formării crustelor realizat cu ajutorul inhibitorilor;
- tratament de combatere a dezvoltărilor biologice care se face în special cu hipoclorit de sodiu și biocizi;
- corecție de pH cu acid sulfuric.

Gospodăria de apă G1

Constă dintr-un turn de răcire ce deservește instalațiile tehnologice din rafinărie și are în componență două stații de pompe independente (Stația 1 și Stația 2):

- Stația 1 alimentează cu apă recirculată instalațiile CC, HB, RC, FG, HDV, H₂.
- Stația 2 alimentează cu apă recirculată instalațiile: HPM, HPR, Cx, DGRS, DAV și RGF.

Turnul este alcătuit din 5 celule, fiecare celulă având o capacitate de înmagazinare de 800 m³ și o capacitate de recirculare de 4.500 m³/h.

Cele două stații de pompe sunt echipate în total cu 7 electropompe.

Turnul de răcire G2

Turnul de răcire G2 deservește instalațiile din Uzina Petrochimie, anume Piroлиза, Depozitele de Criogenie și Stația de Frig.

Este alcătuit din două baterii:

- Bateria I – ce constă din 7 celule și echipată cu 8 electropompe;
- Bateria II – alcătuită din 6 celule și echipată cu 6 electropompe.

Celulele au o capacitate de înmagazinare de 800 m³ și o capacitate de recirculare de 4.500 m³/h. Fiecare celulă este echipată cu câte un ventilator.

Volumul instalației este de 4.000 m³, debitul apei recirculate este de 3.600 m³/h, debitul apei de adaos 60 m³/h, iar gradul de recirculare $n = 2$.

Turnul de răcire G3

Turnul G3 este alcătuit din trei celule cu o capacitate de înmagazinare de 800 m³ și o capacitate de recirculare de 9.000 m³/h și este echipat cu 9 pompe (3 de tip MV 603, 3 de tip VDF500 și 3 de tip VDF400).

Volumul instalației este de 6.150 m³, debitul apei recirculate este de 4.000 m³/h, debitul apei de adaos 70 m³/h, iar gradul de recirculare $n = 2$.

Fiecare celulă are câte un ventilator tip SIROCO.

Apele provenite de la purjele turnurilor de răcire au un conținut ridicat în săruri fără alte impurificări. Ele sunt colectate prin rețele separate de alte categorii de ape și sunt evacuate printr-o stație meteo direct la Stația de Epurare Finală.

Stația de apă de răcire ASU

Este alcătuită din trei celule de răcire cu tiraj forțat (tip AT38-736/furnitura EVAPCO). Are capacitate totală de răcire de 500 m³/h la un ecart de temperatură de 10°C. Recircularea apei de răcire se realizează cu trei pompe verticale de tip 10H-61.

Caracteristicile instalației: 150 m³, debit apă recirculată 250 m³/h; Debit apă de adaos 3 m³/h; Grad de recirculare $n = 2$.

Stația de apă de răcire G100

Volumul instalației este de 990 m³ și este compusă din următoarele pompe:

- P11 350LNN; Q = 1.700 m³/h; H = 44 mCA; n = 985 rot/min, P = 280 kW;
- P12 300LNN; Q = 1.550 m³/h; H = 26 mCA; n = 985 rot/min, P = 150 kW.

Stația de apă de răcire G200

Volumul instalației este de 1840 m³ și este compusă din următoarele pompe:

- P21 350LNN; Q = 1.700 m³/h; H = 44 mCA; n = 985 rot/min, P = 355 kW;
- P22 200LNN; Q = 670 m³/h; H = 27 mCA; n = 1.480 rot/min, P = 75 kW;
- P23 250LNN; Q = 870 m³/h; H = 20 mCA; n = 1.480 rot/min, P = 132 kW.

Stația de apă de răcire G300

Este compusă din 4 pompe:

- P21 3a,b,c,d; Q = 450 m³/h.

Volumul instalației = 120 m³.

7. Secția AFPE

Este constituită din următoarele:

- Parcuri de rezervoare de produse finite;
- Depozit GPL (sfere);
- Instalația Amestec și Finisare Produse Rafinare - AFPR;
- Rampe CF;
- Instalația IPPA.

Instalația are rolul de a depozita produsele rezultate din procesele tehnologice ale instalațiilor din rafinărie. Aceste produse sunt amestecate pentru a rezulta produse finite cu calitate mai bune, conform tehnologiilor prescrise.

Instalația AFPR

Cuprinde următoarele obiective:

- Stații de pompare;
- Parcuri de rezervoare;
- Instalația de amestec în linie benzine;
- Instalația de amestec în linie motorine;
- Sistem de transfer produse lichide prin conducte pigabile;
- Sistem fiscal de măsurare debite produse lichide;
- Rampe de descărcare cazane CF;
- Rampe auto de descărcare aditivi benzine / motorine și biodiesel;
- Bazine separatoare;
- Instalația de stins incendiu.

În vederea încărcării produselor pentru livrare pe CF, vagoanele cisternă sunt aduse de către operatorul feroviar, urmând ca după gararea acestora să fie pregătite pentru încărcare.

Instalația Rampe CF - IPPA

Instalația are rolul de a încărca vagoanele cisternă și autocisterne cu produse petroliere lichide; întocmirea documentelor de marfă aferente operațiunilor de încărcare; exploatarea și întreținerea instalațiilor și echipamentelor destinate încărcării.

Cuprinde următoarele obiective:

- Rampa automată - Ob 423 (rampa de încărcare produse albe + rampa de încărcare produse negre);
- Rampa de pacură;
- Rampa descărcare metanol-hexan;
- Rampa de descărcare produse neconforme;
- Instalația de stins incendiu;
- Stația IPPA - încărcare cisterne auto;
- Rampa GPL (CF și auto).

Operarea activelor logistice ale Rompetrol Rafinare SA (managementul depozitului de țiței, terminalelor navale și ale rampelor de încărcare auto și CF) – este realizată de către MIDIA MARINE TERMINAL S.R.L.

6.4 INTRĂRI DE MATERIALE

Societatea ține o evidență completă a materialelor și materiilor prime intrate în proces.

Lista cu principalele materii prime și cele auxiliare utilizate în procesele tehnologice este prezentată în tabelul nr. 9.

Tabelul nr. 9 Principalele materii prime utilizate în anul 2016

Denumire substanță periculoasă	Stoc Midia 01.01.2016 [tone]	Producție [tone]	Livrări [tone]	Stoc 31.12.2016 [tone]
TITEI	67.672,29	4.707.837,42	4.745.640,34	105.475,22
Benzine	276,11	34.924,74	35.894,24	1.245,60
Motorina de DA MP	389,82	404.261,41	416.959,13	13.087,54
Pacura de prima distilare MP	0	18.102,48	18.102,48	0
Slops	10,06	13,10	13,10	10,06
Metanol	833,18	16.403	16.188,08	618,27
MTBE	7.100,29	51.803,25	46.909,12	2.206,16
Propan de Piroлиза	0	25.802,50	25.802,50	0
Gaz metan	0	60.733,20	60.733,20	0
Biodiesel	1.860,51	66.889,88	67.596,28	2.566,91
Bioetanol	443,89	18.438,49	19.600,35	1.605,74
Melasa	1.312,17	0	0	1.312,17
ETBE	701,12	2.685,87	2.840,33	855,58
VAR hidratat	6,80	0	0	6,80
Dyeguard green	0	0,37	0,37	0
KEROPUR DP 5205	0	17,18	17,18	0
Keropur 3576	0	13,99	13,99	0
Dyeguard blue	0	0,81	0,81	0

Materia primă pentru Instalația de comprimare este reprezentată de aerul atmosferic și, în cazul instalației azot – oxigen, aerul tehnic produs de instalația de comprimare.

Sistemul de facle are drept materia primă gazele eșapate prin supapele de siguranță ale instalațiilor ce își desfășoară activitatea pe amplasamentul studiat.

6.5 DEPOZITE

Rezervoare produse semifinite

Produsele semifinite rezultate din instalațiile tehnologice sunt stocate în rezervoarele prezente pe amplasament conform tabelului nr. 10.

Tabelul nr. 10 Lista rezervoarelor în care sunt stocate produsele semifinite

Nr. Crt.	Indicativ rezervor	Capacitate [m ³]	Destinație Actuală
1	P 47	1.000	Petrol hidrofinat
2	P 48	1.000	Petrol hidrofinat
3	B 51	3.150	Rafinat
4	B 52	3.150	Rafinat
5	B 56	400	Rafinat
6	B 57	400	Rafinat
7	B 58	400	Rafinat
8	B53	2.000	Component benzină
9	B 54	2.000	Component benzină
10	B 55	2.000	Component benzină
11	B 59	400	Component benzină
12	B 60	400	Component benzină
13	B 61	400	Component benzină
14	B 84	10.000	Component benzină
15	B 85	10.000	Component benzină
16	M 90	10.000	Motorină component
17	M 91	10.000	Motorină component
18	C 99	10.000	Motorină component
19	C 97	10.000	Motorină component
20	P 11	3.150	Petrol DA
21	P 12	5.000	Petrol DA
22	M 13	5.000	Motorina DA
23	M 15	5.000	Motorina DA
24	M 16	3.150	Petrol DA
25	P 17	3.150	Reziduu vid
26	M 18	3.150	Motorină ușoară CC+CX
27	DV 19	5.000	Distilat de vid
28	DV 20	5.000	Reparație capitală
29	DV 21	5.000	Distilat de vid
30	DV 22	5.000	Distilat de vid
31	EB 77	100	Aditiv - lubricitate
32	OX 81	400	Aditiv - dispersant
33	OX 82	400	Aditiv - depresant
34	OX 83	400	Aditiv - cifra cetanica
35	V 18	200	Component benzină (MTBE)
36	V 19	200	Component benzină (MTBE)
37	RT 1	400	Component benzină (MTBE)
38	RT 2	400	Component benzină (MTBE)
39	B 5	5.000	Benzina DA

Nr. Crt.	Indicativ rezervor	Capacitate [m ³]	Destinație Actuală
40	B 6	5.000	Benzina DA
41	B 7	5.000	Benzina DA
42	B 8	5.000	Benzina DA
43	B 9	3.150	Benzina HB
44	B 10	3.150	Benzina HB
45	DH 23	5.000	Distilat de vid hidrofinat
46	DH 24	5.000	Distilat de vid hidrofinat
47	DH 25	5.000	Distilat de vid hidrofinat
48	DH26	5.000	Distilat de vid hidrofinat
49	EB 78	100	Scos din flux
50	S 122	700	Slops
51	S 123	700	Slops
52	S 125	700	Slops
53	S 126	200	Slops
54	Bz 63	700	Scos din flux
55	M 14	5.000	Scos din flux
56	TL 67	700	Scos din flux
57	TL 68	700	Scos din flux
58	AN 71	400	Scos din flux
59	B 62	400	Scos din flux
60	S 121	700	Scos din flux
61	S 124	700	scos din flux
62	EB 80	400	scos din flux
63	B62	400	scos din flux

Rezervoare produse finite

Produsele finite sunt stocate pe amplasament conform tabelului nr. 11.

Tabel nr. 11 Lista rezervoarelor de produse finite

Nr. Crt	Indicativ Rezervor	Capacitate. m ³	Destinație actuală
1	P 49	2.000	Petrol reactor Jet A1
2	P 50	2.000	Petrol reactor Jet A1
3	V 28	10.000	Petrol reactor Jet A1
4	PX 72	400	Motorina55
5	PX 73	400	Motorina55
6	PX 74	400	Motorina55
7	PX 76	1.000	Motorina
8	EB 79	400	Motorina55
9	B 86	10.000	Benzina finita
10	B 87	10.000	Benzina finita
11	B 88	10.000	Benzina finita
12	T 102	3.150	benzina finita
13	T 103	3.150	Benzina finita
14	T 104	3.150	Benzina finita
15	V 26/1A	5.000	Benzina finita
16	V 26/1B	5.000	Benzina finita
17	V 27	5.000	Benzina finita
18	TL 69	2.000	Benzina finita
19	TL 70	2.000	Benzina finita
20	M 92	10.000	Motorina finita

Nr. Crt	Indicativ Rezervor	Capacitate. m ³	Destinație actuală
21	M 93	10.000	Motorina finita
22	M 94	10.000	Motorina finita
23	M 95	10.000	Motorina finita
24	V 26/2	5.000	reparatie capitala
25	PX 75	1.000	reparatie capitala
26	C 96	10.000	Pacura
27	C100	10.000	Reziduu cracare
28	C 101	10.000	Reziduu de Vid

Rezervoare țitei

Țiteiul este stocat în rezervoarele existente pe amplasament, conform datelor prezentate în tabelul nr. 12.

Tabel nr. 12 Lista rezervoarelor de țitei

Nr. Crt	Indicativ Rezervor	Capacitate. m ³	Destinație actuală
1	T1	50.000	titei
2	T2	57.000	titei
3	T3	50.000	titei - scos din flux în prezent, în curs de modernizare
4	T4	57.000	titei
5	T5	50.000	titei
6	T6	50.000	titei
7	T7	57.000	titei
8	T8	50.000	titei

Rezervoarele de titei sunt operate de Midia Marine Terminal pe baza de contract.

Rezervoare materii prime

Materiile prime sunt stocate în rezervoare conform tabelului nr. 13.

Tabel nr. 13 Lista rezervoarelor de materii prime

Nr. Crt.	Indicativ Rezervor	Capacitate [m ³]	Destinație actuală
1	Bz 64	700	biodiesel
2	Bz 65	3.150	biodiesel
3	Bz 66	3.150	biodiesel
4	V25/4	1.000	Metanol
5	V10	500	Metanol
6	B 89	10.000	MTBE
7	B45	1.000	BIOETANOL
8	B46	1.000	BIOETANOL
9	R1	5.000	MELASA
10	R2	5.000	MELASA
11	C 98	10.000	SRGO
12	T115 (sfera)	1.800	ETBE

Rezervoare sferice

Fracțiile rezultate din procesul instalațiilor tehnologice sunt stocate în rezervoare sferice conform tabelului nr. 14.

Tabel nr. 14 Lista rezervoarelor sferice

Nr. Crt.	Indicativ Rezervor	Capacitate, m ³	Destinație actuală
1	V5/1	1.800	Fractie C4
2	V5/2	1.800	Fractie C4
3	V5/3	1.800	Fractie C4
4	T113	1.800	Fractie C4
5	T114	1.800	iC4 – iC4'
6	V17/1	1.000	Fractie C5-C6
7	V17/2	1.000	Fractie C5-C7
8	T120	1.000	fracție iC5
9	T121	1.000	fracție iC5
10	T122	1.000	Fractie C5-C6
11	V18	1.000	fracție iC5
12	V1/2	1.000	propan
13	V1/3	1.000	propan
14	V14/1	1.000	Fractie nC4
15	V14/2	1.000	Fractie nC4
16	T117	1.000	Fractie iC4
17	T118	1.000	Fractie iC4
18	V1/1	1.000	Propan-propilena
19	T103	1.000	Propan-propilena
20	T104	1.000	propilena polimerizabila
21	T105	1.000	propilena polimerizabila

Rezervoare IPPA

În plus față de rezervoarele enumerate în tabelele 10 – 14, pe amplasament se mai regăsesc o serie de rezervoare prezentate în tabelul nr. 15.

Tabel nr. 15 Lista rezervoarelor IPPA

Nr. Crt.	Indicativ Rezervor	Capacitate [m ³]	Destinație actuală
1	V5	50	Benzina RON 98
2	V6	50	Benzina RON 98
3	V7	50	Motorina 55
4	V8	50	Motorina 55
5	V1	50	Scos din flux
6	V2	50	Scos din flux
7	V3	50	Scos din flux
8	V4	50	Scos din flux
9	R1	5.000	Benzina RON 95
10	R2	5.000	Motorina

Rezervoare scoase din flux

Rezervoarele scoase din flux aflate în prezent pe amplasament sunt prezentate în tabelul nr. 16. Rezervoarele scoase din flux, pentru reparatii capitale, vor putea fi utilizate și reintegrate în fluxul de producție după finalizarea reparațiilor, în funcție de necesitate.

Tabel nr. 16 Lista rezervoarelor scoase din flux

Nr. Crt.	Indicativ Rezervor	Capacitate [m ³]
1	CA27	2.000
2	CA28	2.000
3	CA29	2.000
4	CA30	2.000
5	CA31	2.000
6	CA32	2.000
7	CX33	2.000
8	CX34	2.000
9	S35	1.000
10	S36	1.000
11	MX37	2.000
12	MX38	2.000
13	MX39	2.000
14	CX40	2.000
15	CX42	2.000
16	IX41	2.000
17	IX43	2.000
18	IX44	2.000

Toate rezervoarele sunt supraterane și prevăzute cu cuve de retenție.

Depozitul de cocs

Acest depozit face parte din Instalația de Cocsare Întârziată (Cx), având o suprafață de aproximativ 3.500 m² și o capacitate proiectată de 15.000 t. Cocsul se depozitează pe platforma betonată, prevăzută cu sistem de drenare a apelor antrenate de cocs și apelor pluviale. Din sistemul de drenare apele sunt trimise într-un decantor orizontal. Depozitul este prevăzut cu pereți (aprox 6 m înălțime) pe latura de est, pentru a se evita antrenarea particulelor de cocs de către vânt. Între cocsul depozitat și perete se află liniile CF(2). Pentru manipularea și încărcarea cocsului sunt utilizate două macarale.

În depozitul de cocs există și un sortator care încarcă cocs pentru populație.

Depozitul de sulf

Are o suprafață de aprox. 15.000 m² și o capacitate proiectată de 10.000 tone. Acest depozit deservește instalația DGRS.

Rezervoare pentru Șlops

Aceste rezervoare sunt parte componentă a instalației Cx. Ele sunt de două tipuri, după cum urmează:

- 5 rezervoare cu capac fix, tip FCR: S121, S122, S123 și S124, fiecare cu o capacitate de 700 m³ și rezervorul S125 cu o capacitate de 200 m³;
- Rezervoare, cu capac fix, tip FCR: S25 și S36, fiecare cu o capacitate de 1.000 m³.

Depozite de materii prime și auxiliare

Depozit de peroxizi

Are ca destinație depozitarea în exclusivitate a Decanoil peroxidului (DCP) folosit ca inițiator de polimerizare în instalația LDPE. Depozitul este format din 6 celule de depozitare de 4x5 m fiecare și o cameră de ventilație (2x5 m), despărțite între ele printr-un perete de beton de 25 cm grosime și cu acces separat, construcția având un singur nivel. Depozitarea DCP-ului se face în cuvele existente în fiecare celula de depozitare.

Capacitatea depozitată este de max. 2 t DCP/celulă, dar, pentru siguranță, se menține o celulă goală.

De asemenea, în instalațiile tehnologice de producție a polimerilor sunt asigurate spații de depozitare temporară pentru asigurarea stocului minim de catalizatori necesar funcționării continue a instalațiilor.

Magaziile și depozitele se regăsesc atât în afara platformei, cât și în interiorul acesteia, după cum urmează:

- Baza de utilaje (în afara platformei):
 - magazia 1 – piese schimb + custodii;
 - magazia 2 – motoare, pompe, cablu, custodii;
 - magazia 3 – pompe, motoare, custodii;
 - magazia 4 – motoare, electrice și gestiune piese schimb;
 - magazia 5 – piese schimb și custodii;
 - magazia 6 – fascicole, utilaje și custodii;
 - magazia 7 – piese schimb, țevă și custodii;
 - magazia Rulouri;
 - magazia de var – rulouri plasă;
 - magazia chimicale (catalizatori);
 - magazia de active neproductive (deșeuri nepericuloase);
 - depozit de deșeu hârtie;
 - depozit deșeu material izolanț.
- Pe platformă:
 - Depozit central (clădire PRAM) – mărfuri generale și echipament de protecție;

- Magazie rechizite;
- Depozit Chimicale;
- Depozit Teal – OH;
- Magazie Folie;
- Depozit Uleiuri;
- Magazie Gaze sub presiune;
- Magazie Ambalaje.

În exterior se regăsesc de asemenea și 3 platforme betonate exterioare, cu capacitatea de 1.265 t (Platforma 1), 1.139 t (Platforma 2) și 570 t (Platforma 3).

Se menționează că în cazul în care se acumulează cantități mari de produse finite, se pot utiliza temporar și alte platforme betonate aferente instalațiilor tehnologice nefuncționale/dezafectate.

Depozite de produse finite

- Depozit PP: capacitate = 2.502,5 t, aria utilă = 3.587 m²;
- Depozit PJP: capacitate = 2.805 t, aria utilă = 3.469 m²;
- Depozit PIP: capacitate = 4.642 t, aria utilă = 4.524 m².

Alte spații de depozitare

- Parc rezervoare intermediar instalația PP: 3 rezervoare 500 m³ + 1 rezervor 350 m³ pentru hexan/ 2 rezervoare 350 m³ pentru MeOH + 1 rezervor 100 m³ pentru butenă (ob.408);
- Parc rezervoare intermediar instalația HDPE: 2 rezervoare 630 m³ pentru hexan;
- Rezervoare instalația LDPE – 1 rezervor de 50,7 m³ pentru heptan + 1 rezervor de 12,5 m³ pentru ulei pentru compresor;
- Rezervoarele sferice de propilenă V1/1; T103; T104; T105 (1.000 m³ / sferă).

Spații de stocare temporară deșeurii

- Platforma betonată secțiunea 800 instalație polipropilenă (deșeu de producție, lemn, plastic, polimer atactic etc);
- Spațiul de depozitare ulei proaspăt și uzat Secțiunea 800;
- Spațiul de depozitare ulei proaspăt și uzat Instalația Piroliză;
- Rampa de stocare temporară a deșeurilor (drum 23);
- Spații de depozitare temporară la limita instalațiilor, pe platforma betonată;
- Spațiile prevăzute în baza de utilaje.

Se menționează faptul că la acumularea de stocuri mari de deșeurii (revizii, audituri tehnice, etc) se pot utiliza temporar și alte platforme betonate aferente instalațiilor tehnologice nefuncționale /dezafectate.

Rezervoare metalice de stocare și butelii

Aceste obiective se regăsesc pe amplasamentul preluat de la Rompetrol Gas, pe o platformă ce are o suprafață de 400 m².

Magazii materiale

În zona preluată de la Rompetrol Gas sunt amplasate 2 clădiri utilizate în scopul stocării materialelor, fiecare având o suprafață de 18 m².

6.6 UTILITĂȚI

6.6.1 Depozitul de leșie uzată

Depozitul de leșie uzată este prevăzut cu 4 rezervoare a câte 200 m³ fiecare pentru depozitarea hidroxidului de sodiu, 3 dintre ele pentru sodă 50 % și al patrulea pentru diluție până la 20%.

6.6.2 Apa potabilă

Alimentarea cu apă potabilă se realizează conform contractului nr. 530/03.01.2013 de furnizare/prestare a serviciului de alimentare cu apă și canalizare, încheiat cu S.C. Raja S.A. Sursa funcționează permanent, 365 zile/an, 24 ore/zi.

Volume și debite autorizate:

- $Q_{zi\ med} = 1.000\ m^3/zi$ (11,5 l/s);
- $Q_{zi\ max} = 5.832\ m^3/zi$ (67,5 l/s).

Captarea se realizează prin intermediul unei conducte de racord cu diametrul Dn = 250 mm, conectată la conducta magistrală Palas Constanța, ce are Dn = 800mm.

Prin conducta de captare, apa potabilă ajunge la Gospodăria de apă potabilă, alcătuită din:

- 1 rezervor de înmagazinare – compensare cu $V = 750\ m^3$;
- 1 stație de pompe cu hidrofor, dotată cu 4 electropompe tip LOTRU 125, $Q = 150\ m^3/h$, $H = 55\ m$, $P = 37\ Kw$;
- 2 recipiente hidrofoare din oțel cu $V = 5.000\ l$ și $D = 1.600\ m$.

În interiorul amplasamentului, rețeaua de distribuție a apei potabile este realizată din conducte de oțel – carbon cu diametre Dn = 50, 80, 100, 150 și 200 mm. Acestea sunt amplasate în subteran, de-a lungul drumurilor principale și secundare. Lungimea totală a conductelor este de aprox. 50 km.

Consumul de apă potabilă în anul 2016 a fost de 379.678 m³.

6.6.3 Apa tehnologică și de incendiu

Alimentarea cu apă tehnologică și de incendiu se realizează din două surse de captare. Prima sursă este reprezentată de malul stâng al Canalului Poarta Albă – Midia, Năvodari, km 23 +

800, prin intermediul stației de pompare Saligny creastă, aflată în proprietatea ANIF Sucursala Constanța. Această sursă are un grad de asigurare al utilizării de 95%. A doua sursă este ramura Luminița a Canalului Poarta Albă – Midia, utilizată în caz de avarie.

Volumele și debitele autorizate:

- $Q_{zi\ min} = 15.000\ m^3/zi$ (173,6 l/s);
- $Q_{zi\ med} = 20.000\ m^3/zi$ (231,5 l/s);
- $Q_{zi\ max} = 195.840\ m^3/zi$ (2.266,66 l/s);
- $V_{an\ max} = 71.481,6\ mii\ m^3$.

Funcționarea este permanentă, 365 zile/an, 24 ore/zi.

Pentru situații normale de funcționare, captarea se realizează printr-o priză amplasată la km 23 + 800 pe malul stâng al canalului dotată cu o stație de pompare Saligny creastă ce pompează apa într-un bazin tampon ($V = 10.000\ m^3$). Din bazin, apa este pompată prin intermediul unei stații proprii situată la km 7, ce are în dotare 5 pompe, după cum urmează:

- 3 pompe MV 803: $Q = 4.500\ m^3/h$, $H = 68\ Mca$, $n = 741\ rot/min$, $P = 1.250\ Kw$;
- 2 pompe MV 603: $Q = 4.500\ m^3/h$, $H = 50\ Mca$, $n = 960\ rot/min$, $P = 800\ Kw$.

Prin intermediul stației de pompare proprii, apa este transportată prin 2 conducte $\Phi = 1.200\ mm$ până la camera de rupere și $\Phi = 1.000\ mm$ până la stația de tratare. Lungimea totală este de aprox. 21 km. Debitul autorizat de captare a apei brute este $Q = 650 - 1.000\ m^3/h$, respectiv $Q = 15.600 - 24.000\ m^3/zi$.

Pentru situații de avarie, apa tehnologică este captată cu ajutorul unei stații de pompare echipată cu 4 pompe tip BRATEȘ 600, $Q = 3.000\ m^3/h$, $H = 15\ Mca$, $n = 588\ rot/min$, $P = 200\ Kw$.

Înainte de a fi utilizată, apa captată în scop tehnologic și pentru incendii trece prin instalația de tratare de pe amplasament, cu o capacitate de 2.000 l/s. Procesul de tratare constă în decantare, dedurizare, filtrare și corectare pH. În prezent, singura fază funcțională a procesului este filtrarea. Astfel, este asigurată apa necesară atât pentru turnurile de răcire cât și pentru consumatori precum U.T. Midia sau Petromar – Oil Terminal Midia. Instalația de tratare este alcătuită din:

- 1 bazin de amestec și distribuție apă brută, $V_{util} = 30\ m^3$;
- 3 decantoare suspensionale: $Dn = 53\ m$, $V_{util} = 6.000\ m^3$;
- 1 stație de filtre cu 20 de filtre rapide;
- 1 bazin pentru colectarea apei filtrate dotat cu șicane pentru omogenizarea apei, $V = 5.000\ m^3$;
- 2 bazine de compensare a variațiilor de consum și asigurare alimentare în caz de avarie, $V = 10.000\ m^3$;
- 1 gospodărie de reactivi;
- 1 concentrator de nămol, scos în prezent din flux, $V = 3.000\ m^3$.

Apa tehnologică este distribuită pe amplasament cu ajutorul a 2 conducte Dn = 1.000 mm și o rețea ramificată alcătuită din conducte din oțel cu diametre Dn = 300, 400, 600, 800 și 1.000 mm. Lungimea totală este de aprox. 9 km.

Apa pentru stingerea incendiilor se captează prin intermediul următoarelor echipamente:

- Stația de pompare dotată cu 7 electropompe, din care 6 pompe au caracteristicile $Q = 1.000 \text{ m}^3/\text{h}$, $H = 180 \text{ Mca}$, $n = 1.500 \text{ rot}/\text{min}$, $P = 630 \text{ Kw}$, iar 1 pompă tip 8NDS $Q = 400 \text{ m}^3/\text{h}$, $H = 90 \text{ Mca}$, $n = 1.480 \text{ rot}/\text{min}$, $P = 160 \text{ Kw}$;
- În caz de avarie se utilizează 5 motopompe $Q = 800 \text{ m}^3/\text{h}$, $H = 176 \text{ Mca}$, $n = 1.600 \text{ rot}/\text{min}$.

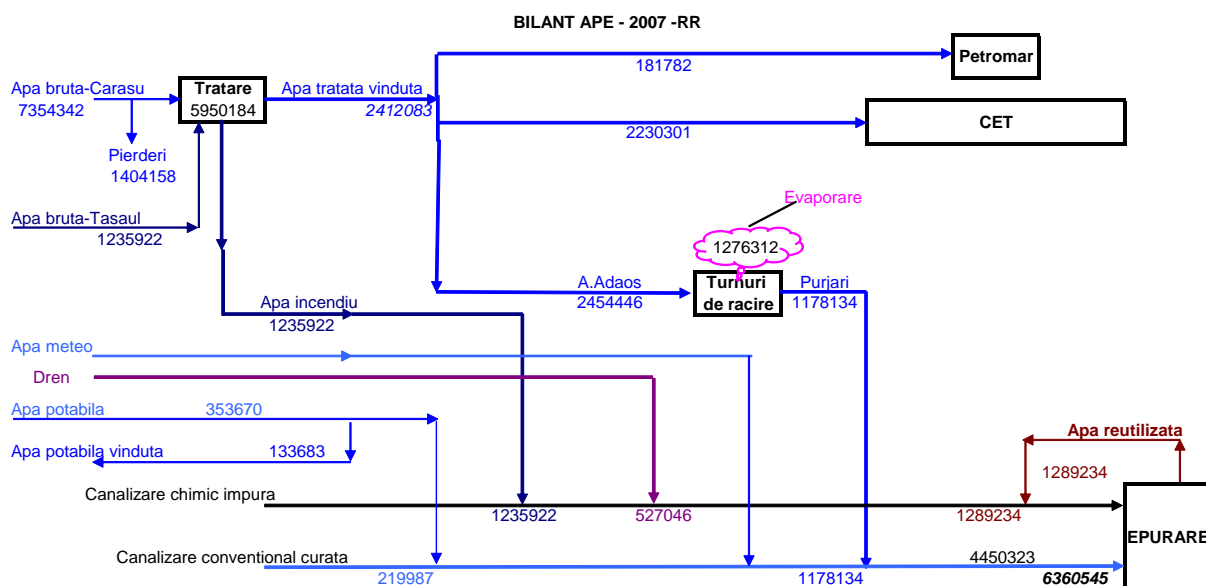


Figura 39 Schema generala a rețelelor de alimentare cu apă a instalațiilor de pe amplasament

Gradul de recirculare al apei este de 95 – 97 %.

Consumul de apă tehnologică și incendiu la nivelul anului 2016 a fost de 6.041,17 mii m^3 .

6.6.4 Măsurarea debitelor de apă

Alimentare cu apă:

- Conducta de aducțiune a apei: debitmetru tip SONO FLOW;
- Conductele de refulare a apei de incendiu: debitmetru tip SONO FLOW;
- Racordurile de la magistrala RAJA Constanța de apă potabilă: apometru cu diametrul de 250 mm,

Evacuarea apelor uzate:

- Conductele de evacuare în iazul de decantare de la Vadu: 2 debitmetre cu diafragmă și $Dn = 1.000\text{mm}$;
- Conducta de apă uzată epurată reutilizată: 1 debitmetru cu diafragmă și $Dn = 1.000\text{mm}$.

6.6.5 Sistemul de canalizare pentru ape uzate

1. Canalizarea menajeră

Apele menajere sunt preluate de la toate grupurile sanitare de pe amplasamentul studiat.

Amplasamentul Rompetrol Rafinare este dotat cu 5 stații de pompare echipate cu câte 2 pompe tip MA. La scurgerea apelor menajere în bazinul stației se găsește un grătar metalic ce reține corpurile solide. Canalizarea este realizată din tuburi de fontă (Dn = 50 – 200 mm) care deversează într-un cămin de canalizare. De la cămine, apele sunt preluate prin tuburi de beton (Dn = 200 – 300mm) până la stațiile de pompare ape menajere. Înainte de intrarea în stația de epurare finală se unește cu apele uzate rezultate din procesele de producție și cu apele meteorice.

În Uzina Petrochimie apele menajere, cele chimic impure și meteorice impurificare se colectează cumulat.

2. Canalizarea pluvială

Apele pluviale potențial impurificate de pe platformele betonate ale instalațiilor tehnologice de pe amplasament, din parcurile de rezervoare, de la rampele CF și sub estacadele de produse, sunt colectate printr-un sistem mixt de canalizare alcătuit din rigole amplasate de-a lungul drumurilor și colectoare din tuburi de beton Dn = 300, 400 și 500 mm, tuburi PREMO Dn = 600, 800 și 1.000 mm prin intermediul cărora apele pluviale ajung la colectoarele magistrale (4 pentru Rafinărie și 3 pentru Petrochimie) amplasate paralel cu drumurile principale.

Colectoarele magistrale sunt dotate fiecare cu câte o stație de pompare echipate la rândul lor cu pompe tip MV-403: $Q = 1.600 \text{ m}^3/\text{h}$, $H = 45 \text{ Mca}$, $n = 1.450 \text{ rot/min}$, $P = 315 \text{ Kw}$. De la stațiile de pompare, apele sunt trimise către Stația de Epurare Finală ($Q_{\text{med zi}} = 5.000 \text{ m}^3/\text{h}$, $Q_{\text{max zi}} = 1.400 \text{ m}^3/\text{h}$).

Rețeaua de canalizare are o lungime totală de cca. 116 km.

3. Canalizarea de ape reziduale chimic impure

Apele uzate provenite de la procesele de producție de pe platformă sunt colectate prin canalizarea ape reziduale chimic impure.

În Uzina Petrochimie apele chimic impure sunt colectate în separatoare, pompate în instalațiile de epurare aferente și apoi trimise către Stația de Epurare Finală.

Canalizarea aferentă zonei Rompetrol Rafinare este alcătuită din:

- 15 separatoare de produse petroliere (11 simple și 4 duble). Apa colectată are un conținut de produs petrolier de $<300 \text{ mg/l}$, aceasta fiind pompată prin intermediul unor pompe tip ACV la gospodăria de șlops și reintrodusă în procesul de prelucrare țiței. Separatoarele sunt echipate cu pompe tip ACV și MA care dirijează apele către Stația de Epurare Finală;
- Instalație Stripare ape sulfuroase care elimină sulfurile antrenate în apele de spălare a gazelor, rezultând ape cu un conținut de sulfuri $<100 \text{ mg/l}$, la un debit maxim de $100 \text{ m}^3/\text{h}$.

4. Rețeaua de canalizare ape bogate în săruri

Acest tip de apă uzată rezultă de la purjele turnurilor de răcire, depozitele de acid-baze și hipoclorit de sodiu, ele fiind colectate într-o rețea separată. Rețeaua este executată din tuburi de gresie ceramică cu Dn = 800 mm. Colectoarele de apă bogată în săruri sunt dirijate prin intermediul colectoarelor meteo în Stația de Epurare Finală (SEF).

5. Rețeaua de apă epurată reutilizată

Apa epurată în SEF este reintrodusă în procesul desfășurat în instalațiile tehnologice de pe amplasament. Aceasta este reutilizată pentru spălarea platformelor și utilajelor, răcirii prin stropire la rezervoarele de gaze lichefiate, la depozitele de produse lichide, la camere de cocs și alte necesități gospodărești.

Apa epurată reutilizată este transportată cu ajutorul conductelor de OLC cu Dn = 80, 100, 150, 200, 500, 600, 800, 1.000 mm amplasate în subteran. Lungimea totală a rețelei este de aprox. 30 km.

6. Sistemul de rețele de drenuri

Amplasamentul este prevăzut cu un sistem de drenuri perimetrare și 4 rețele de drenuri interioare care colectează apa subterană din interiorul platformei industriale în vederea reducerii debitelor infiltrate dinspre lacurile Tașaul și Corbu către platforma industrială și de la amplasament către Marea Neagră, precum și de a menține un nivel stabil al apei subterane de +1,5 m. Sistemul de dren perimetral este prevăzut cu un ecran perimetral, care delimitează amplasamentul platformei industriale de jur împrejur.

Ecranul perimetral are rol de ecran protector este constituit din materiale impermeabile (un amestec de bentonită și ciment) cu o grosime de 0,5 m și este executat până la cota -4 ÷ -5 mdMN, fiind capabil să rețină în interiorul său scurgerile de produse petroliere de pe platformă.

Lungimea totală a ecranului perimetral este de 8,15 km (6,75 km inițial + 1,4 km executat suplimentar pe latura N). Acesta este dublat de un dren perimetral interior ce colectează eventualele exfiltrații de produse petroliere de la rezervoare, rețele, și o parte din apa căzută sub formă de precipitații. Pe amplasament există în total de 8 rețele de drenuri interioare.

Rețeaua de dren este alcătuită din tuburi ceramice perforate la jumătatea superioară, cu diametre Dn = 200, 300, 400, 500 și 600 mm deasupra cărora se regăsește un strat de filtru invers din pietriș cu granulație de 7 ÷ 15 mm în stratul de lână tub și 1 ÷ 3 mm în exterior.

Pe amplasament sunt în total 11 stații de dren care pompează apa la Stația de Epurare Finală:

- Rafinărie: 6 stații de dren, 4 dintre ele având debitul autorizat de $Q_{med} = 150 \text{ m}^3/\text{zi}$, $Q_{max \text{ orar}} = 200 \text{ m}^3$ (SP1R, SP2R, SP3R și SP4R), iar 2 cu debitul de $Q_{max \text{ orar}} = 30 \text{ m}^3$ (SP5R, și SP6R);
- Petrochimie: 4 stații de dren având debitul $Q_{med} = 150 \text{ m}^3/\text{zi}$, $Q_{max \text{ orar}} = 200 \text{ m}^3$ (SP1P, SP2P, SP3P, și SP4P);
- 1 stație de dren perimetral cu $Q_{max \text{ orar}} = 22 \text{ m}^3$ (SPII).

Fiecare rețea este dotată cu 1 sau 2 stații de pompare:

- Tip ACV150: $Q = 250 \text{ m}^3/\text{h}$, $H = 45 \text{ Mca}$, $n = 1.500 \text{ rot}/\text{min}$, $P = 55 \text{ Kw}$;
- Tip MA200: $Q = 180 \text{ m}^3/\text{h}$, $H = 45 \text{ Mca}$, $n = 1.470 \text{ rot}/\text{min}$, $P = 40 \text{ Kw}$.

Pe platforma industrială s-au executat în total 74 de piezometre în vederea urmării sistemului de drenaj, a nivelului pânzei freatice și a eventualelor exfiltrații de produs petrolier.

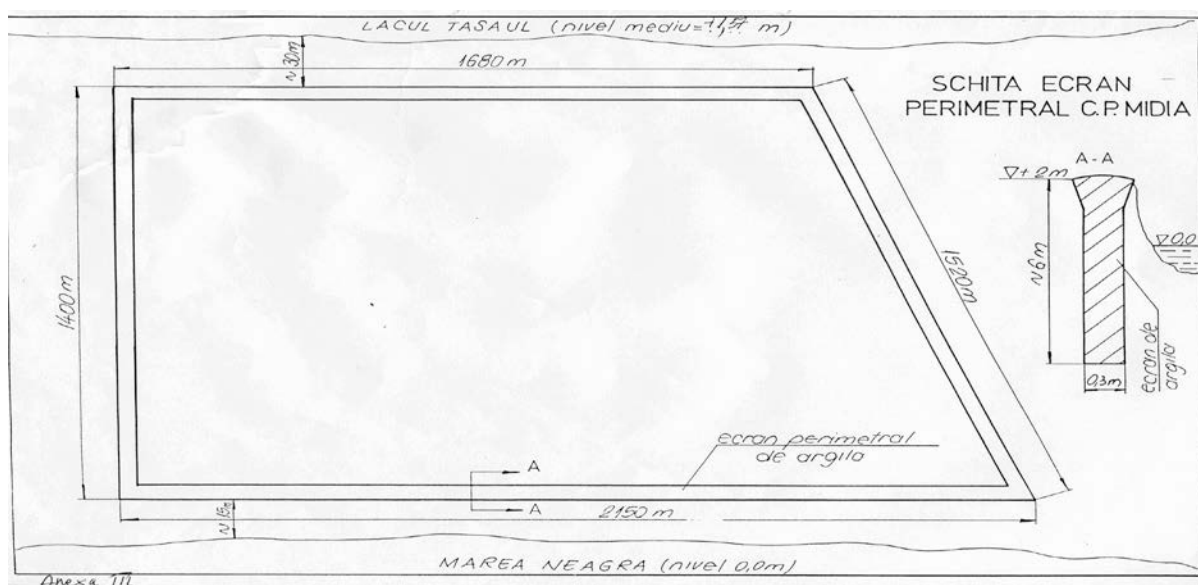


Figura 40 Ecranul perimetral al amplasamentului

6.6.6 Energia electrică

Energia electrică este asigurată în baza Contractului de furnizare a energiei electrice nr. 5/15.12.2016 , încheiat între ENEL ENERGIE MUNTENIA S.A. și ROMPETROL RAFINARE S.A.

Consumatorii majori de energie primară din Uzina Rafinărie:

- Distilare Atmosferică în Vid (DAV) – 15%;
- Cracare Catalitică (CO-Boiler) CC – 15,2%;
- Reformare Catalitică (RC) 10,5%.

Luând în considerare cantitatea materii prime procesate în anul 2016 (cca. 5.407.928 tone), consumul specific de energie electrică a instalațiilor de pe platforma industrială în anul 2016 a fost de 0,088 MWh/ tona de materie primă.

Reviziile și reparațiile echipamentelor și instalațiilor de distribuție sunt asigurate de prestator prin subcontractori.

În vederea respectării recomandărilor BAT de utilizare eficientă a energiei se întocmește anual un raport privind consumul de energie în vederea identificării și aplicării măsurilor de utilizare eficientă a energiei. În plus, se au în vedere următoarele:

- Contorizarea cantității de energie consumată;
- Minimizarea consumului de apă;
- Izolarea termică a conductelor de transport fluide energetice pentru evitarea pierderilor de căldură;
- Măsuri optimizate de eficiență pentru instalațiile de ardere;
- Evitarea funcționării în gol a utilajelor tehnologice;
- Iluminarea spațiilor de lucru cu sisteme ce asigură consum mic de energie.

Instalațiile din Uzina Petrochimie sunt alimentate cu energie electrică la tensiunea de 0,4Kv și 6Kv.

Pentru respectarea recomandărilor B.A.T. privind utilizarea eficientă a energiei, se au în vedere următoarele măsuri:

- utilizarea oalelor de condens performante;
- identificarea și înlocuirea motoarelor electrice supradimensionate față de necesarul de putere;
- reducerea timpului de funcționare în gol sau pe recirculare.

6.6.7 Gaze naturale

Gazul natural este achiziționat în conformitate cu prevederile Contractului de vânzare-cumpărare gaze naturale nr 4 RR/2011 încheiat între OMV PETROM GAS (gaz natural din producția internă + import) și Rompetrol Rafinare SA.

Consumul total de energie al activităților din anul 2016 este prezentat în tabelul nr. 17, în funcție de sursa de energie.

Tabel nr. 17 Consumul de energie la nivelul anului 2016

Nr. Crt.	Sursa de energie	Consum de energie	U.M
1	Energie electrică din rețeaua publică	474.508,16	MWh
2	Gaze, Pcal = 8.000 kcal/Nm ³	57.106,92	Mii Nm ³
3	Energie termică	474.508,386	MWh

7 EMISII DE POLUANȚI ÎN ATMOSFERĂ ȘI PROTECȚIA CALITĂȚII AERULUI

7.1 SURSE DE POLUANȚI ȘI NATURA EMISIILOR

Tabelul nr. 18 prezintă sursele de emisii atmosferice punctiforme aferente, precum și informații referitoare la caracteristicile coșurilor/faclelor aferente.

Tabel nr. 18 Sursele de emisii atmosferice punctiforme

Instalația	Sursa / Punct de emisie (Coș / Facă)	Dimensiuni coș / facă Înălțime x Diametru bază x Diametru vârf m x m x m	Poluant
DAV	100H1 /100H2 / 100H3 / C1	100/6,11/4,2	SO ₂
			NO _x
			CO
HB	120 H1 / C2	35/2,47/1,38	SO ₂
			NO _x
			CO
HPR	121 H1 /C4	30/2,06/1,66	SO ₂
			NO _x
			CO
HPM	122 H1 / C5	31/2,4/2,25	SO ₂
			NO _x
			CO
Fabrica de H ₂ nouă	cuptor reformer H 201/ C25	30/1,8/1,8	SO ₂
			NO _x
			CO
HDV –HM	125 H1 / C9	37/3,01/1,28	SO ₂
			NO _x
			CO
RC	130 H2/ C10	37/3,01/1,28	SO ₂
			NO _x
			CO
			SO ₂
			NO _x
CC	138 FH4/ C17	60/4,5/2,86	SO ₂
			NO _x
			CO
			SO ₂
			NO _x
COCSARE Cx	180 H1/ C18	80/2,04/1,43	SO ₂
			NO _x
			CO
			SO ₂
			NO _x
DGRS	Cos 185Z1D/ C22	85/1,65/1,12	SO ₂

Instalația	Sursa / Punct de emisie (Coș / Faclă)	Dimensiuni coș / faclă Înălțime x Diametru bază x Diametru vârf m x m x m	Poluant
			NO _x
			CO
Brichetare	Uscare cocs - Cuptor / C23	24/0.75	SO ₂
			NO _x
			CO
	Cuptor uscare – Moara cu ciocane	C24 22/0.75	Pulberi
	Omogenizare – Amestecătoare		Pulberi
MHC	220H1/220H2 - C25	49/ 1.9	SO ₂
			NO _x
			CO
			Pulberi
Secția Piroliză – Cazane abur	121A și B	H = 150 m, D = 7,56 m	SO _x
			NO _x
			Pulberi

În zona de îmbuteliere GPL, sursele de emisii atmosferice sunt reprezentate de focarele de alimentare cu combustibil gazos la centrala termică, poluanții emiși fiind pulberile, CO, SO_x și NO_x.

7.2 INSTALAȚII ȘI ECHIPAMENTE PENTRU REȚINEREA, EVACUAREA ȘI DISPERSIA POLUANȚILOR ÎN AER

Principalele emisii pe amplasament sunt gazele arse rezultate din procesele de obținere a produselor finite.

În vederea alinierii instalațiilor la cerințele de mediu europene, respectiv, conformarea cu cerințele din BAT/BREF (cele mai bune tehnici disponibile pentru rafinării) Rompetrol Rafinare a finalizat o serie de proiecte de mediu, după cum urmează:

- înlocuirea arzătoarelor existente la cuptoare cu arzătoare low-NO_x (proiectul a constat în montarea de arzătoare noi, performante la cuptoarele din rafinărie, având ca scop reducerea emisiilor de NO_x de la valori de 300 mg/Nm³ (VLE înainte de conformare) la valori sub 150 mg/Nm³ (VLE după conformare);
- modernizarea instalației DGRS (Desulfurare Gaze Recuperare Sulf), proiect de amploare, desfășurat pe parcursul a 3 ani, având ca scop reducerea emisiilor de SO₂ în atmosferă atât la cuptoarele din rafinărie, cât și pentru instalația SRU (de la valori ale SO₂ de 10.000 mg/Nm³ la valori sub 1.000 mg/Nm³);
- modernizarea instalației de Cracare Catalitică, în scopul reducerii pulberilor emise în atmosferă și montarea filtrului electrostatic ESP;
- modernizarea instalației de Cocsare (Realizarea sistemului de golire rapidă închisă pentru instalația de Cocsare) - în vederea recuperării integrale a efluenților rezultați în perioada de încălzire camere cocs, stripării și răcirii cocsului, precum și în cazul descărcării supapelor de siguranță de pe camere și a cuptorului de încălzire și reacție, și prevenirii poluării aerului și solului.

Instalațiile aflate în Uzina Petrochimie utilizează tehnici de reducere a emisiilor și creșterea siguranței în exploatare, după cum urmează:

- Utilajele care lucrează sub presiune sunt prevăzute cu supape de siguranță ce permit colectarea într-un sistem închis de conducte, care evacuează la sistemul de faclă caldă;
- Analizoare de gaze explozive;
- Coșuri de dispersie a fumului, cu înălțimi mari (coșul de la cazanele C121A și C121B din secția PIROLIZĂ are H = 150 m și D = 7,56 m);
- Sistem de uscare cu azot a pulberii de polimer la instalațiile HDPE și PP;
- Filtru cu saci pentru reținerea pulberii de polimer la instalațiile HDPE și PP;
- Hotă pentru aspirația prafului de stabilizatori, care se degajă și refularea acestuia în exteriorul turnului granulării printr-un filtru ce reține praf la instalațiile HDPE și PP;
- Elemente elastice care preiau suprasarcinile în cazul ruperii conductelor și scăpării de gaze, vapori sau lichide inflamabile și toxice în atmosferă.

7.3 REZULTATELE MONITORIZĂRII CALITĂȚII AERULUI

Monitorizarea calității aerului pe amplasament s-a realizat conform capitolelor 10 și 13 al Autorizațiilor Integrate de Mediu nr. 1 din 10.05.2013 aferentă Rompetrol Rafinare S.A. și nr. 9 din 03.10.2011 emisă pentru S.C. Rompetrol Petrochemicals S.R.L., precum și conform capitolului 3 al Autorizației de Mediu nr. 27 din 27.01.2014 emisă pentru S.C. Rompetrol Gas S.R.L.

În tabelele nr. 19 și 20 sunt prezentate rezultatele monitorizărilor emisiilor de poluanți pentru anul 2016 și pentru lunile Ianuarie, Februarie și Aprilie 2017, efectuate pe amplasamentul studiat în prezentul raport, pentru Uzina Rafinarie. De asemenea, tabelul nr. 21 prezintă rezultatele monitorizărilor din anul 2016 efectuate în Uzina Petrochimie.

Tabel nr. 19 Rezultatele monitorizărilor efectuate în Uzina Rafinarie 2016

Nr. crt.	Sursă	Coș	Poluant	VLE [mg/Nm ³]	Valoare măsurată [mg/Nm ³]	Monitorizare
1	DAV	100H1	SO ₂	20	3,7	Monitorizare discontinuă/lunară
		100H2			6,1	
		100H3			5,1	
		100H1	NO _x	150	137,8	
		100H2			132,8	
		100H3			130,8	
		100H1	CO	80	9,9	
		100H2			12,9	
		100H3			0,7	
		100H1	Pulberi	5	3,45	
		100H2			3,53	
		100H3			3,6	
2	HB	120H1	SO ₂	20	5,27	Monitorizare discontinuă/lunară
		120H2			5,25	
		120H1	NO _x	150	95,55	
		120H2			129,83	
		120H1	CO	80	54,82	

Nr. crt.	Sursă	Coș	Poluant	VLE [mg/Nm ³]	Valoare măsurată [mg/Nm ³]	Monitorizare	
		120H2	Pulberi	5	5,5		
		120H1			3,61		
		120H2			3,41		
3	HPR	121H1	SO2	20	4,5	Monitorizare discontinuă/lunară	
			Nox	150	122,25		
			CO	80	29		
			Pulberi	5	3,46		
4	HPM	122H1	SO2	20	3,92	Monitorizare discontinuă/lunară	
			NOx	150	80		
			CO	80	31,25		
			Pulberi	5	3,53		
5	HDV	125H1	SO2	20	5,18	Monitorizare discontinuă/lunară	
		125H2			6		
		125H1	NOx		109,27		
		125H2			103,82		
		125H1	CO		80		4,36
		125H2			0,55		
		125H1	Pulberi		5		3,63
		125H2			3,58		
6	RC	130H1	SO2	20	2,82	Monitorizare discontinuă/lunară	
		130H2			4,09		
		130H3			3,91		
		130H5			4,55		
		130H1	NOx		150		131,55
		130H2			124,18		
		130H3			131,64		
		130H5			78,36		
		130H1	CO		80		10,09
		130H2			1,82		
		130H3			7,27		
		130H5			60,82		
		130H6	3,8				
		130H1	Pulberi		5		3,37
		130H2			3,58		
		130H3			3,43		
		130H5			3,64		
		130H6			3,54		
7	CC	138FZ	SO2	20	3,73	Monitorizare discontinuă/lunară	
			NOx	150	110		
			CO	80	2,82		
			Pulberi	50	16,52		
8	Cx	180H1	SO2	25	5,75	Monitorizare discontinuă/lunară	
			NOx	150	127,67		
			CO	80	0,33		
			Pulberi	15	8,03		
9	HPP	352H201	SO2	35	0,58	Monitorizare discontinuă/lunară	
			NOx	150	73,83		
			CO	100	0,5		
			Pulberi	5	3,5		
10	MHC	220H1/H2	SO2	35	7,5		
			NOx	150	105,83		

Nr. crt.	Sursă	Coș	Poluant	VLE [mg/Nm ³]	Valoare măsurată [mg/Nm ³]	Monitorizare
11	DGRS	H13/14	CO	100	0,67	Monitorizare discontinuă/lunară
			Pulberi	5	3,49	
			SO ₂	1000	440	Monitorizare discontinuă/lunară
			NO _x	150	56	
CO	80	68,10				

Tabel nr. 20 Rezultatele monitorizărilor din Uzina Rafinărie în 2017

Nr. crt.	Sursă	Coș	Poluant	VLE [mg/Nm ³]	Ianuarie	Februarie	Aprilie
1	DAV	100H1	SO ₂	20	9	0	0
		100H2			16	1	1
		100H3			18	0	2
		100H1	NO _x	150	143	143	133
		100H2			137	146	137
		100H3			138	74	92
		100H1	CO	80	10	0	20
		100H2			6	4	3
		100H3			6	17	4
		100H1	Pulberi	5	3,94	3,75	3,76
		100H2			4,2	3,61	3,66
		100H3			3,87	3,78	3,67
2	HB	120H1	SO ₂	20	16	1	1
		120H2			17	2	1
		120H1	NO _x	150	93	112	108
		120H2			132	122	124
		120H1	CO	80	77	4	7
		120H2			0	8	1
		120H1	Pulberi	5	3,8	3,64	3,66
		120H2			3,21	3,8	3,8
3	HPR	121H1	SO ₂	20	0	1	3
			NO _x	150	105	108	95
			CO	80	25	8	4
			Pulberi	5	3,42	3,88	3,57
4	HPM	122H1	SO ₂	20	0	0	0
			NO _x	150	102	100	100
			CO	80	4	3	4
			Pulberi	5	3,67	3,79	3,66
5	HDV	125H1	SO ₂	20	2	3	16
		125H2			0	2	2
		125H1	NO _x	150	88	89	108
		125H2			87	89	116
		125H1	CO	80	4	2	1
		125H2			8	2	1
		125H1	Pulberi	5	3,86	3,67	3,51
		125H2			3,21	3,38	3,46
6	RC	130H1	SO ₂	20	0	7	1
		130H2			17	0	1
		130H3			8	4	18
		130H4			8	4	18
		130H5			4	1	1

Nr. crt.	Sursă	Coș	Poluant	VLE [mg/Nm ³]	Ianuarie	Februarie	Aprilie
		130H6	NOx	150	19	0	0
					142	144	137
					149	142	126
					146	145	142
					72		60
					59	66	59
		130H1	CO	80	3	2	13
					0	8	3
					0	0	3
					61		7
					2	1	2
		130H3	Pulberi	5	3,21	3,33	3,57
					2,92	2,82	3,85
					3,38	3,59	3,45
					3,12		3,39
3,43	3,63				3,53		
7	CC	138FZ	SO2	20	0	0	3
			NOx	150	145	126	141
			CO	80	3	7	0
			Pulberi	50	3,51	9,87	13,14
8	Cx	180H1	SO2	25	11	5	2
			NOx	150	137	109	126
			CO	80	0	1	0
			Pulberi	15	9,32	8,68	6,82
9	HPP	352H201	SO2	35	1	1	0
			NOx	150	75	83	75
			CO	100	0	1	0
			Pulberi	5	3,51	2,86	2,73
10	MHC	220H1/H2	SO2	35	1	1	4
			NOx	150	103	122	88
			CO	100	2	2	0
			Pulberi	5	3,65	3,37	3,48
11	DGRS	H13/14	SO2	1000	481	620	101
			NOx	150	74	80	54
			CO	80	67	75	70

Tabel nr. 21 Rezultatele monitorizărilor efectuate în Uzina Petrochimie 2016

Nr. crt.	Luna monitorizării	SO ₂	NOx	Pulberi
V.L.E.*		35 mg/Nm³	300 mg/Nm³	5 mg/Nm³
Instalația Piroliză/Cazane abur - Coș C121 A,B				
1	Ianuarie	32,9	227,3	0,2
2	Februarie	33,7	231,9	0
3	Martie	20,4	255,6	0
4	Aprilie	14,93	222,98	0
5	Mai	34,22	162,22	0
6	Octombrie	16	191	0
7	Noiembrie	20	220	0
8	Decembrie	15,91	199,31	0

*V.L.E. – Valoare limită de emisie

Se menționează faptul că în perioada iunie – septembrie 2016 cazanele de producere a aburului au fost oprite datorită necesarului redus de agent termic al instalațiilor în perioada de vară și a reviziei tehnice generale.

Tabelul nr. 22 prezintă rezultatele monitorizărilor realizate în zona de îmbuteliere GPL în anul 2016 la centralele termice.

Tabel nr. 22 Rezultatele monitorizărilor efectuate în zona de îmbuteliere GPL

Loc prelevare probă	Indicator	V.L.E. cf. Ord. 462/1993	Valoare determinată	U.M.
Centrala termică ROCCA	SO ₂	35	2	mg/Nm ³
	NO _x	350	293	
	CO	100	6	
	O ₂	-	16,25	
	Pulberi	5	38,054	
Centrala termică VAILLANT	SO ₂	35	1	mg/Nm ³
	NO _x	350	102	
	CO	100	45	

7.4 EMISII COV

Rezervoarele de țiței și produse petroliere constituie sursa de poluare cu compuși organici volatili pe amplasament datorită proceselor de respirație a rezervoarelor și de deplasare a nivelului de lichid la umplerea acestora.

Surse/măsuri de reducere a emisiilor de COV:

- Rezervoarele de depozitare a țițeiului și a produselor ușoare sunt prevăzute cu capac flotant cu dublă etanșare sau capac fix;
- Rampele de încărcare sunt prevăzute cu un sistem de automatizare a încărcării și instalații de recuperare vapori;
- Bazinele separatoare de produse petroliere sunt acoperite cu plăci;
- Operațiile de aerisire, scurgeri la pompe, la prelevarea de probe de analiză, scurgerile de apă de la rezervoarele, vasele și cazanele cu produse se efectuează sub strictă supraveghere pentru a se evita scurgerea de cantități excesive și se asigură curgerea produsului petrolier numai în pâlnia colectoare corespunzătoare.

Pentru reducerea emisiilor fugitive, instalațiile din Uzina Rafinărie sunt prevăzute cu următoarele echipamente:

- Pompele au prevăzute etanșări mecanice simple și duble. Un număr redus de pompe au etanșare de tip "moale", mai exact un șnur la care există pierderi normale de produs ce asigură răcirea și ungerea etanșării;
- Compresoarele cu piston sunt prevăzute cu presetupe mecanice;
- Îmbinările cu flanșe sau de alt tip sunt prevăzute cu garnituri spirometalice, metaloplastice, marsit sau oringuri de cauciuc siliconic;
- Flanșele de conexiune între utilaje și conducte sau tronsoane sunt etanșate cu garnituri spirometalice, metaloplastice, sau marsit;

Instalațiile de pe platforma sunt supuse periodic mentenanței predictive în scopul prevenirii poluării accidentale.

Instalațiile tehnologice, rampele, casele de pompe și compresoare au fost prevăzute cu detectoare semnalizatoare de atmosferă explozivă.

Rampele auto și CF sunt dotate cu sistem de recuperare a vaporilor.

Tabelul nr. 23 Transferul COV

De la	Către	Substanțe	Tehnici utilizate pentru minimizarea emisiilor
Rampa CF	Cisterne CF	COV	Instalații de recuperare vapori. Vas cărbune activ care se regenerează, vaporii de COV absorbiți se întorc în vasul de benzină.
Rampa auto	Cisterne auto		

Instalațiile de depozitare, încărcare și descărcare a benzinei aflate în Uzina Rafinării sunt verificate o dată la 2 ani de către o firmă acreditată, în conformitate cu prevederile HG 568/2001 republicată, în urma cărora se emit certificate de inspecție COV.

7.5 EMISII CO₂

Rompetrol Rafinare S.A. deține autorizația privind emisiile de gaze cu efect de seră nr. 73/24.01.2013, revizuită în data de 27.03.2014 – aferentă Uzinei Rafinării, iar Uzina Petrochimie deține autorizația GES nr 73/24.01.2013, revizuită în data de 27.03.2014, ambele valabile pentru perioada 2013 - 2020.

Astfel, au fost alocate operatorilor un număr total de 5.406.608 certificate (538.953 certificate pentru Uzina Petrochimie și 4.867.655 certificate pentru Uzina Rafinării).

În urma monitorizării emisiilor de gaze cu efect de seră, pentru anul 2016, a fost obținută o cantitate de 984.821 t CO₂ pentru instalațiile din Uzina Rafinare și 44.145 t CO₂ pentru Uzina Petrochimie. Astfel, totalul emisiilor de CO₂ în anul 2016 este de 1.028.966 tCO₂.

Raportul privind emisiile de CO₂ a fost verificat și validat de către un organism acreditat în acest sens.

7.6 CONCLUZII PRIVIND EMISIILE ATMOSFERICE

Investigațiile efectuate pe amplasament în anul 2016 și prima jumătate a anului 2017 au evidențiat faptul că emisiile atmosferice s-au situat sub valorile BAT, în cazul instalațiilor din Uzina Rafinării, și sub valorile limită de emisie stabilite conform autorizației integrate de mediu nr. 9 din 10.05.2011 aferentă instalațiilor din Uzina Petrochimie și autorizației de mediu nr. 27 din 27.01.2014 valabilă pentru instalațiile din Sectorul Gas. În concluzie, nu sunt necesare măsuri suplimentare de reducere a poluării.

8 EVACUĂRI DE POLUANȚI ÎN APĂ ȘI PROTECȚIA CALITĂȚII APEI

8.1 SURSE DE POLUANȚI

Apele uzate rezultate din activitatea desfășurată pe amplasamentul studiat sunt direcționate prin trasee de conducte și sisteme de canalizare în vederea tratării în funcție de tipul de poluant cu care sunt încărcate, după cum urmează: Instalația de Stripare ape uzate, în cazul apelor cu un conținut de sulf ridicat, către Separatoarele de produse petroliere, pentru apele contaminate cu produse petroliere și în final către Stația de Epurare Finală.

Tipurile de apă uzată rezultate din activitatea desfășurată și modul de evacuare a acestora sunt:

- Ape meteorice – epurare în SEF;
- Ape chimic impure – Rafinărie: separatoarele de produse petroliere și instalația de stripare ape uzate; Petrochimie: separatoare, stațiile de preepurare corespunzătoare și apoi SEF;
- Ape bogate în săruri – epurare în SEF;
- Ape de răcire – epurare în SEF;
- Ape menajere – epurare în SEF.

Tabelul nr. 24 evidențiază principalii poluanți rezultați de pe platforma Uzinei Rafinărie, sursele acestora și punctele de evacuare.

Tabel nr. 24 Sursele de poluanți din Uzina Rafinărie

Poluant	Sursa de apa uzată	Punctul de evacuare
Sulfuri și hidrogen sulfurat	DAV, HB, HPM, HPR, HDV – HM, CC, Cx, HSPU, MHC, DGRS, Apa uzată menajeră	În canalizarea Rompetrol Rafinare SA apoi la instalația de Stripare ape uzate din DGRS Stația de Epurare Finală SEF
Fenoli	DAV, HB, HPM, HPR, HDV – HM, CC, Cx, HSPU, MHC, DGRS, Apa uzată menajeră, Separatoare produse petroliere	În canalizarea Rompetrol Rafinare SA apoi la instalația de stripare ape uzate din DGRS sau la separatoare de produse petroliere. Stația de Epurare Finală SEF
Materii în suspensie (Praf cocs)	Cx, HSPU, Bricetare, Separatoare produse petroliere, Apă spălare platforme betonate, Apa uzată menajeră	Stația de Epurare Finală SEF
Substanțe extractibile	DAV, HB, HPM, HPR, HDV – HM, CC, Cx, HSPU, MHC, Separatoare produse petroliere, Apă spălare platforme betonate, Apa uzată menajeră	Stația de Epurare Finală SEF

Poluant	Sursa de apa uzată	Punctul de evacuare
Amoniu, Azot total,	DAV, HB, HPM, HPR, HDV – HM, CC, Cx, HSPU, MHC, Separatoare produse petroliere, Apă spălare platforme betonate, Apa uzată menajeră	Stația de Epurare Finală SEF
Reziduu filtrat, CBO5, CCOCr	DAV, HB, HPM, HPR, HDV – HM, CC, Cx, Bricetare cocs de petrol, MHC, Separatoare produse petroliere, HSPU, Apă spălare platforme betonate, Apa uzată menajeră	Stația de Epurare Finală SEF
Produs petrolier	DAV, HB, HPM, HPR, HDV – HM, CC, Cx, MHC, Separatoare produse petroliere, HSPU, Apă spălare platforme betonate	Stația de Epurare Finală SEF
Sulfați	DAV, HB, HPM, HPR, HDV – HM, CC, Cx, MHC, Separatoare produse petroliere, HSPU, Apă spălare platforme betonate, Apa uzată menajeră	Stația de Epurare Finală SEF
Fosfor total	DAV, HB, HPM, HPR, HDV – HM, CC, Cx, MHC, G1, G2, G3, ASU, G100, G200, Separatoare produse petroliere, Apă spălare platforme betonate	Stația de Epurare Finală SEF
Detergenți sintetici	Apa uzată menajeră	Stația de Epurare Finala SEF
Ni, Pb, Cd, Fe total ionic	DAV, HB, HPM, HPR, HDV – HM, CC, Cx, MHC, Separatoare produse petroliere, Apă spălare platforme betonate	Stația de Epurare Finală SEF
Stația de Epurare Finală SEF	DAV, HB, HPM, HPR, HDV – HM, CC, Cx, MHC, Separatoare produse petroliere, Apă spălare platforme betonate, Apa menajeră	Iazurile biologice (I și II), Gârla Buhaz

În tabelul nr. 25 sunt prezentate sursele de poluanți aflate în Uzina Petrochimie.

Tabel nr. 25 Sursele de poluanți din Uzina Petrochimie

Sursa generatoare	Natura apei	Metode de epurare	Punctul de evacuare
Instalația de Polipropilenă	Ape chimic impure tehnologice și din spălare	Stația locală de preepurare, aferentă instalației PP	Stația de Epurare Finală SEF
Instalația PJP/ HDPE	Ape chimic impure tehnologice și din spălare	Stația locală de preepurare, aferentă instalației PJP	
Instalația PIP/ LDPE	Ape chimic impure din spălare	Stația locală de preepurare, aferentă instalației PIP	
Cazane abur	Ape chimic impure tehnologice și din spălare	Stația locală de preepurare- E.Pir.O1 aferentă instalației Olefine1&1 Secția PZ Se recirculă în sistemul de apă de răcire	
Instalația de separare- purificare propilenă	Ape chimic impure din spălare	Stația locală de preepurare - E.Pir. O2, aferentă instalației Olefine- Secția PZ	
Stația de Frig	Ape chimic impure din spălare	-	
Depozit criogenic	Ape chimic impure din spălare	-	
Facla de sol	Ape chimic impure din spălare	-	
Activități igienico-sanitare	Ape uzate menajere	-	

Apele uzate rezultate din activitatea Sectorului Gas sunt evacuate în canalizarea Uzinei Rafinării și epurate în Stația de Epurare Finală.

8.2 INSTALAȚII DE PREEPURARE/EPURARE A APELOR UZATE

1. Separatoare de produse petroliere

Recuperarea peliculei de produse petroliere din apele uzate are loc în bazinele separatoare printr-un proces fizic de separare. Apa reziduală, cu un conținut de produs petrolier <300 mg/l intră în separator prin canalizare și este evacuată prin pompare.

Produsul petrolier colectat se pompează la gospodăria de șlops și este apoi reintrodus în procesul de prelucrare țitei.

Fluidele care trebuie evacuate din bazin sunt:

- Apa separată. Aceasta trece pe sub peretele deversor și este evacuată cu ajutorul unor pompe către o rețea care asigură evacuarea la Stația de Epurare Finală;
- Pelicula de șlops. Este captată prin intermediul dispozitivului plutitor de captare. Șlopsul separat trece prin pompare în rețeaua de șlops către rezervoarele de șlops;

— Nămolul care se depune în timp pe fundul separatorului se extrage cu ajutorul vasului de monteajare.

Bazinul de separare este alcătuit din pereți betonați, izolați pentru a se evita infiltrațiile și exfiltrările, o baterie de pompe de apă și șlops.

Pentru asigurarea funcționării corecte și evitarea poluării zonei limitrofe bazinelor separatoare, există puțuri de observare care dau indicații asupra etanșeității acestora.

Rafinăria este deservită în total de un număr de 15 separatoare de produse petroliere – bazine (11 simple și 4 duble) de capacități diferite, adaptate necesităților rafinăriei.

În tabelul nr. 26 sunt prezentate caracteristicile constructive ale separatorilor de produse petroliere din cadrul Rompetrol Rafinare.

Tabel nr. 26 Caracteristici constructive ale separatorilor de produs petrolier

Separator	Dimensiuni			Pompe șlops	Pompe apă	Instalația/ Secția deservită
	Lungime (m)	Lățime (m)	Înălțime (m)			
S 1	26	3,5	3,3	718/1 P2 Q=10-25 m ³ /h	718/1 P1A,R Q=110-250 m ³ /h	Secția 4 (Platforma tehnologică 3)
S 2	26,8	3,5	3,08	718/2 P2 Q=19 m ³ /h	718/2 P1A,R Q=50 m ³ /h	Secția 1 (Platforma tehnologică 1)
S 3	16	3,5	3	718/3 P2 Q=10 m ³ /h	718/3 P1A,R Q=200 m ³ /h	
S 4	16	3,2	2,7	718/4 P2 Q=10 m ³ /h	718/4 P1A,R Q=200 m ³ /h	
S 5	20,1	3,82	2,82	718/5 P2 Q=20 m ³ /h	718/5 P1A,R Q=65 m ³ /h	Parc rezervoare
S 6	27,4	3,82	4,1	718/6 P2 Q=20 m ³ /h	718/6 P1A,R Q=65 m ³ /h	Parc rezervoare și stații pompe af. Ob. 415 și 412
S 7	24,6	3,58	3,4	718/7 P2 Q=20 m ³ /h	718/7 P1A,R Q=65 m ³ /h	Ob. 417 și parc rezervoare
S 8	18,7	4	3,8	718/8 P2 Q=150 m ³ /h	718/8 P1A,R Q=150;200 m ³ /h	Secția 2 (Platforma tehnologică 2)
S 9	33,7	8,19	4,75	718/9 P2 Q=150 m ³ /h	718/9 P1A,R Q=200 m ³ /h	

Separator	Dimensiuni			Pompe șlops	Pompe apă	Instalația/ Secția deservită
	Lungime (m)	Lățime (m)	Înălțime (m)			
S 10	33,3	8	2,5	718/10 P2 Q=150 m ³ /h	718/10 P1A,R Q=200;250 m ³ /h	
S 11	31,15	8,2	3,6	718/11 P2A,R Q=19 m ³ /h	718/11 P1, P3A,R, P5 Q=50 m ³ /h	Secția 4 (Platforma tehnologică 3)
S 12	28	3,65	3	718/12 P2 Q=19 m ³ /h	718/12 P1A,R Q=50 m ³ /h	Parcul de rezervoare țitei și Instalația Willacy
S 13	28	3,65	3	718/13 P2 Q=19 m ³ /h	718/13 P1A,R Q=50 m ³ /h	
S 14	10	5,1	3	718/14 P2 Q=54 m ³ /h	718/14 P3A,R Q=90 m ³ /h	Parc de rezervoare
S 15	28,9	8,5	3,3	718/1P2A,R Q=10-25 m ³ /h	718/1P1A,R Q=10-30 m ³ /h 718/1P3A,R Q=35-100 m ³ /h	Instalații CC, HDV, MTBE, Rampa descărcare prod. grele

2. Instalația de stripare a apelor sulfuroase

Apele uzate provenite din instalațiile de DA, HB, HPM, HPR, HDV, MHC, CC și Cx conțin dizolvate hidrogen sulfurat și amoniac legate chimic sub formă de hidrosulfură de amoniu.

Capacitatea instalației de stripare ape este de 100 m³/h ape uzate și are rolul de a elimina sulfurile antrenate în apele de spălare a gazelor, rezultând apa cu un conținut de sulfuri mai mic de 100 mg/l, la un debit de maxim 70 m³/h.

Apele uzate dirijate către instalația de stripare sunt stocate într-un rezervor de echilibrare (3.150 m³) după care sunt stripate în coloana instalației. Gazele cu conținut de sulf și azot sunt dirijate la DGRS iar apele rezultate sunt trimise în Stația de Epurare Finală.

Apele stripate rezultate din instalația de stripare au un conținut de 10 ppm amoniac, hidrogenul sulfurat fiind înlăturat în totalitate din aceste ape.

După stripare apele sunt trimise la Stația de Epurare Finală.

3. Stația de preepurare aferenta instalației de piroliză

Apele chimic impure provenite de la instalația de piroliză sunt preepurate în această stație, debitul mediu de apă fiind de 17 m³/h, debitul maxim de 27 m³/h, iar debitul zilnic 408 m³/h.

Apele convențional curate (pluviale), cele impurificate de la spălarea platformei instalației și cele curate de la golirea schimbătoarelor de căldură sunt colectate în două bazine prevăzute în cadrul instalației de Piroliză. Aceste bazine au fiecare un volum de 250 m³. În plus, ele sunt dotate cu următoarele echipamente:

- Pompe tip MA: Q = 200 m³/h, H = 50 mCA, n = 1.500 rot/min, P = 55 kW;
- Pompe centrifuge tip Tn: Q = 190 m³/h, H = 50 mCA, n = 1.500 rot/min, P = 55 kW.

4. Stația de preepurare de la instalația de polietilene de înaltă presiune (PIP)

Apele chimic impure au un debit mediu de 11 m³/h, respectiv 264 m³/zi.

Această stație constă în un singur bazin decantor ce deservește instalația PIP. Acesta este dotat cu o stație de pompe ce au următoarele caracteristici:

- Pompe MA: Q = 180 m³/h, H = 45 mCA, n = 1.440 rot/min, P = 55 kW;
- Pompe centrifuge tip Tn: Q = 190 m³/h, H = 50 mCA, n = 2.880 rot/min, P = 15 kW.

5. Stația de preepurare de la instalația de polietilenă de joasă presiune (PJP)

Este alcătuită din un singur bazin decantor. Debitul mediu de ape chimic impure de la această stație este de Q = 11 m³/h, respectiv 264 m³/zi. Stația de pompe din dotare este echipată cu 2 pompe MA Q = 180 m³/h, H = 45 mCA, P = 55 kW.

6. Stația de preepurare de la instalația de polipropilenă (PP)

Este compusă din 3 bazine, două cu volumul de 10 m³ fiecare și unul cu V = 28 m³. Debitul maxim de ape chimic impure este Q = 35 m³/h, respectiv 840 m³/zi. Stația de pompe din dotare este echipată cu 3 pompe MA Q = 180 m³/h, H = 45 mCA, n = 1.440 rot/min, P = 55 kW.

7. Stația de preepurare de la instalația de acizi și baze

Apele reziduale acide sau alcaline erau colectate și neutralizate în bazinele BCP1, 2 (V = 15 m³/bazin) care funcționau în regim alternativ. Neutralizarea se realiza cu HCl 32% sau NaOH 40% în funcție de pH. Apele neutre rezultate erau apoi evacuate în canalizarea de ape bogate în săruri.

Această stație a fost în prezent scoasă din flux, apele neutre fiind evacuate în canalizarea chimic impură.

8. Stația de preepurare de la depozit și rampa de hipoclorit

Apele cu hipoclorit erau colectate și neutralizate în bazinele poz. 201/1,2 (V = 11 m³/bazin) unde erau tratate cu sulfat de sodiu 10% sub amestecare mecanică. Degajările eventuale de clor erau captate în vasele 104/1,2 umplute în prealabil cu sulfat de sodiu. Apele neutre rezultate erau apoi evacuate în canalizarea de ape bogate în săruri. Debitul era de 11 m³/h, respectiv 264 m³/zi

Această stație a fost în prezent scoasă din flux, apele neutre fiind evacuate în canalizarea chimic impură.

9. Stația de preepurare de la instalația de oxid de etilenă și glicoli

Această stație este alcătuită dintr-un bazin de neutralizare. Debitul maxim de ape chimic impure este $Q = 50 \text{ m}^3/\text{h}$, respectiv $1.200 \text{ m}^3/\text{zi}$. Stația de pompare este dotată cu 3 pompe MA: $Q = 180 \text{ m}^3/\text{h}$, $H = 45 \text{ mCA}$, $n = 1.440 \text{ rot/min}$, $P = 55 \text{ kW}$.

În stațiile de preepurare locală (PIP, PP, PJP, piroliză, acizi și baze, rampa de hipoclorit etc.), au loc procese fizice de decantare/separare; datorită funcționării reduse a Uzinei Petrochimie nu se desfășoară procese chimice/biologice de preepurare.

10. Stația de Epurare Finală

Stația de epurare finală are ca scop colectarea și epurarea apelor uzate (ape chimic impure, ape uzate menajere și ape meteorice) din rafinărie și petrochimie, apelor uzate menajere de la populația orașului Năvodari și a apelor uzate provenite de la Petromar și Termoelectrica Midia.

Stația realizează separarea produselor petroliere sub formă de slops, acestea fiind returnate în rafinărie. Apele uzate epurate sunt reutilizate parțial în rafinărie și parțial în treapta terțiară de epurare compusă din două iazuri localizate în zona Vadu.

În cadrul stației de epurare se separă și se tratează trei fluxuri după cum urmează:

- Fluxul apei;
- Fluxul slopsului (reziduu petrolier);
- Fluxul nămolului.

Fluxul apei în cadrul stației de epurare este prezentat în cele ce urmează:

- Epurare primară – treapta mecanică – chimică: deznisipare, separare de produse petroliere, omogenizare, floculare – coagulare, corecție pH;
- Epurare secundară – treapta biologică: denitrificare, nitrificare, decantare secundară;
- Epurare terțiară – efluentul este trecut în iazuri, parțial plantat cu macrofitele ce realizează epurarea terțiară naturală avansată înainte de revărsarea în Marea Neagră prin intermediul Gârlei Buhaz.

Fluxul tehnologic în cadrul epurării primare – treapta mecanică – chimică este următorul:

Apele uzate evacuate din rafinărie și petrochimie sunt pompate în stația de epurare pe estacada magistrală, de unde intră în două distribuitoare care le repartizează în cele patru compartimente al deznisipatorului, două dintre ele fiind destinate apelor uzate din cadrul rafinării, iar celelalte apelor uzate din cadrul Uzinei Petrochimie. Evacuarea nisipului se face periodic cu un elevator pneumatic în căminul de la SPP 102/8. Din cele două compartimente de ape uzate din cadrul rafinării, se direcționează apele în bazinul separator de produse petroliere (API) 102/7 (102/8 rezervă), iar din compartimentele apelor uzate din cadrul Uzinei Petrochimie, apele intră în bazinul API 102/6 (102/5 rezervă).

În bazinele API, datorită densității, nămolul cade pe radier, gravitațional, iar produsele ușoare, imiscibile cu apa, se separă la suprafață. Slopsul este preluat de podul raclor API, acționat de un motor electric și este colectat în căminul de slops de unde curge gravitațional la separatorul final de produse petroliere. Nămolul de la fundul bazinelor este preluat de podul raclor și îndepărtat gravitațional.

Din bazinele separatoare de produse petroliere, apele chimic impure ajung, prin cădere liberă prin colectoarele Dn = 1.200, în căminele de distribuție CD1 și CD2, iar de aici, prin conductele Dn = 1.000, sunt trimise la bazinele de omogenizare 103/1, 4, 7, 9 (volum 6.000 m³ și diametru 45 m) pentru egalizarea debitelor și omogenizarea concentrațiilor impurificatorilor. Prin omogenizare se amestecă fluxurile de ape uzate provenite de la rafinărie și petrochimie, se separă în continuare suspensiile și produsul petrolier și sunt preluate vârfurile de debit și de impurificatorii. Produsul petrolier colectat din bazinele de omogenizare cu ajutorul podului raclor, curge gravitațional spre separatorul final de produse petroliere, iar nămolul este colectat în bașe, cu ajutorul podului raclor, de unde ajunge gravitațional în omogenizatorul de nămol 125/2.

Din bazinele de omogenizare, 103/1, 4, 7, 9, apa uzată este pompată spre cele două bazine de floclare DAF (dissolved air flotation), fiecare având capacitatea de 60 m³. Tratamentul chimic are loc în bazinele de floclare DAF 102/1, 2 și constă în două linii paralele de floclare și separare. În interiorul bazinelor de floclare, floclantul și coagulantul sunt dozate și amestecate rapid cu un agitator și în același timp se injectează apă saturată cu aer. La intrarea în bazin presiunea apei scade și se separă bulele de aer ce se atașează de materialul floclant și îl transportă rapid spre suprafața bazinului, unde se formează un strat rezidual plutitor.

Apa tratată chimic, iese pe la suprafața bazinului, trece prin bazinul de corecție pH 108/1,2 cu acid sulfuric (V = 1.680 m³) și curge gravitațional spre treapta de epurare biologică. pH-ul optim al apelor înainte de intrarea în treapta biologică este de 7,5 – 8,5 unit. pH. În cazul în care pH-ul nu se încadrează în limitele optime, corectarea se realizează cu acid sulfuric.

Reziduul de la suprafața bazinelor de floclare este adunat de un pod raclor, după care este transportat de un transportor elicoidal la căminul de nămol.

Separatorul de apă menajeră (Năvodari)

Pre-epurarea apei menajere provenite din orașul Năvodari are loc în obiectivele 130/1, 2.

Filtrarea fină se realizează prin intermediul unui filtru cu interspații de 3 mm (grătar), care are rolul de a îndepărta particulele mari din apa reziduală. Filtrul funcționează automat în funcție de nivelul apei din amonte. Eficiența îndepărtării particulelor se mărește prin crearea unei diferențe mari între nivelul apei din fața filtrului și cea din spatele său. Particulele sunt colectate într-un compactor care acționează ca o presă, îndepărtând apa, și apoi transportate într-un container. Se prelevează probe de 300 ml pe debitmetrul 20.FT01 la volume programate sau la intervale de timp prestabilite cu ajutorul sampler-ului. pH-ul este înregistrat continuu.

Apa filtrată este distribuită în mod egal în deznisipator, în două camere paralele a câte 12.000 m³ fiecare, unde nisipul și alte particule grele sunt îndepărtate. Deznisipatoarele primesc aer de la o suflantă pentru a permite particulelor grele să sedimenteze, în timp ce celelalte particule sunt păstrate în suspensie și rămân în faza apoasă. Fiecare deznisipator are o pompă submersibilă care trimite nisipul sedimentat în clasorul (sortator) de nisip, de unde este transportat de un "melc" în container. Pietrișul colectat nu conține mai mult de 20% material organic.

Când apa este aerată, grăsimile se ridică la suprafață, sunt îndepărtate prin o conductă cu basculare și colectate într-un cămin. De aici sunt pompate în punctul de intrare a apei, în fața grătarului.

Decantarea primară, are loc în bazine de sedimentare, fiecare având un volum de 5.000 m³. Aici apa este liniștită pentru a permite particulelor solide să se sedimenteze. Nămolul de la fundul bazinelor este îndepărtat prin vane care se deschid periodic și este direcționat în omogenizatorul de nămol 125/2, iar apa uzată curge gravitațional peste lame deversoare în treapta biologică.

Fluxul tehnologic în cadrul epurării secundare și terțiare – treapta biologică, este următorul:

Tratamentul biologic

Treapta biologică are două faze, anoxică și aerobă. Ambele au loc în prezența de nămol activ în bazinele de aerare 110/2 și 110/3. Sub canalul central, un zid despărțitor împarte fiecare bazin în două zone longitudinale, fiecare având patru compartimente, dintre care patru, DN1 – DN4, sunt folosite pentru denitrificare, iar celelalte patru, N1 – N4, sunt folosite pentru nitrificare. În zidul despărțitor dintre DN1 și N4, este instalată o pompă cu elice, care recirculă apa nitrificată din N4 în DN1.

În faza anoxică are loc denitrificarea ($\text{materie organică} + \text{NO}_3\text{-N} = \text{N}_2 + \text{CO}_2 + \text{H}_2\text{O}$) în DN1, DN2, DN3 și DN4, azotul din nitrat trecând în azot gazos. Concentrația oxigenului este păstrată la un nivel scăzut în vederea asigurării denitrificării.

În faza aerobă, apa intră prin N1, N2, N3, și N4. Microorganismele utilizează oxigenul pentru a metaboliza substanțele organice, eliberând CO₂. Microorganismele cresc cu ajutorul materiei organice și nutrienților. Aici se formează flocoanele de nămol activ și nitrații (NO₃-N) din azotul organic și azotul amoniacal. O atenție deosebită trebuie acordată conținutului de oxigen, care trebuie menținut în intervalul 1,5 – 2 mg/l. Acesta este controlat prin intermediul oxigen-metrului aflat în zona aerobă. Sistemul de aerare este alcătuit din difuzoare fine de bule, din cauciuc (membrane) și trei suflante, cantitatea de O₂ furnizată fiind controlată de oxigen-metre. Cantitatea necesară de oxigen se schimbă la variația încărcăturii de substanțe organice sau azot.

După această treaptă apa este direcționată în bazinele de sedimentare 111/1 și 111/2.

Sedimentarea finală

După treapta biologică, apa este distribuită egal în două bazine de sedimentare circulare, unde are loc sedimentarea finală. Flocoanele de nămol sunt separate de apă și repompate în treapta biologică (nămol recirculat).

Nămolul în exces este scos printr-un stăvilar și este pompat în omogenizatorul 125/2.

Apa epurată este evacuată spre stația de pompare finală, de unde o parte este trimisă în rafinărie (reutilizare), iar cealaltă parte este trimisă către iazurile biologice (Iaz I și Iaz II – punct prelevare probe), apoi prin Gârla Buhaz în receptorul natural, Marea Neagră.

Fluxul șlopsului în cadrul stației de epurare:

- Procesul fizic de separare a șlopsului se realizează pe baza diferenței de densitate dintre apă și produsele petroliere nemiscibile.
- Produsele petroliere (șlopsul) sunt colectate într-un cămin și transportate gravitațional spre depozitul existent de produse petroliere.

Ajuns în apropiere de căminul de ieșire, podul raclor acționează un sistem care rotește colectorul API cu fanta către interiorul bazinului separator, astfel încât șlopsul trece în colector și ajunge în cămine, iar de aici curge gravitațional către separatoarele finale de produse petroliere. Șlopsul recuperat de la bazinul API 102/7 se amestecă cu șlopsul provenit de la omogenizatoarele 103/1, 103/4, 103/7 și 103/9 în separatorul final de produse petroliere destinat Uzinei Rafinărie, iar șlopsul de la bazinul API 102/6 ajunge în compartimentul separatorului destinat Uzinei Petrochimie.

De la bazinele API și de la bazinele de omogenizare se separă șlops care conține aproximativ 30% produs petrolier și 70% apă.

Parcul de rezervoare șlops cuprinde patru (4) rezervoare identice 122/1-4, cu o capacitate de 400 m³ fiecare, cu D = 8 m și două rezervoare 122/5,6, cu o capacitate de 600 m³ fiecare, cu D = 10 m. Șlopsul care ajunge în rezervoare mai conține 5 – 10% apă. Există posibilitatea ca prin jocul de ventile să se introducă șlops în oricare dintre rezervoare.

Rezervoarele sunt amplasate într-o cuvă de retenție 70 x 15 m + 15 x 15 m.

Pentru menținerea fluidității necesare pompării, în perioada de iarnă, rezervoarele sunt prevăzute cu serpentină de încălzire. Apa care se mai separa în rezervor este evacuată periodic.

Șlopsul provenit de la rafinărie este trimis în rafinărie, iar cel de la petrochimie poate fi folosit drept combustibil.

Fluxul nămolului în cadrul stației de epurare

Nămolul rezultat de la separatoarele API 102/6, 102/7 și de la bazinele de omogenizare 103/1, 4, 7, 9 este direcționat în bașele de colectare, de unde este evacuat prin presiunea hidrostatică a apei în căminul de nămol. Din cămin, nămolul curge gravitațional spre omogenizatorul de nămol 125/2. În omogenizatoare, suspensiile decantate sunt colectate în bașa din centrul bazinului cu ajutorul lamei de fund a podului raclor. Din bașă, nămolul se evacuează în căminul de nămol de unde gravitațional curge în omogenizatorul de nămol.

Nămolul de fund rezultat în urma decantării nămolului chimic în bazinele DAF este condus de lama de fund a podului raclor montat pe radierul bazinului către basă și apoi către căminul de nămol. De aici, nămolul curge gravitațional către omogenizatorul de nămol.

Nămolul rezultat în urma treptei biologice, bazinele 110/2 și 110/3, este un nămol activ care se separă în decantarele secundare 111/1 și 111/2, de unde este trimis în căminele de nămol, de unde cu ajutorul pompelor este trimis înapoi în cuvele de aerare. Excesul de nămol activ este trimis la omogenizatorul de nămol 125/2.

Din omogenizatorul de nămol 125/2, nămolul este pompat cu o pompă submersibilă în îngroșătorul de nămol 125/1. Nămolul îngroșat și omogenizat este pompat și trimis spre bazinul de nămol din clădirea centrifugelor unde este deshidratat până la o concentrație a părții solide de aprox. 15 – 23%. După decantarea apei, aceasta este dirijată în căminul de apă de nămol, de unde este pompată în căminele de distribuție CD 1,2. Nămolul este tratat prin injectarea unui polimer cationic în conductele de alimentare. Nămolul cade pe un transportor elicoidal de sub centrifugă, este încărcat în camion și trimis în vederea valorificării.

Apa evacuată curge gravitațional în jgheabul de la îngroșătorul de nămol 125/1.

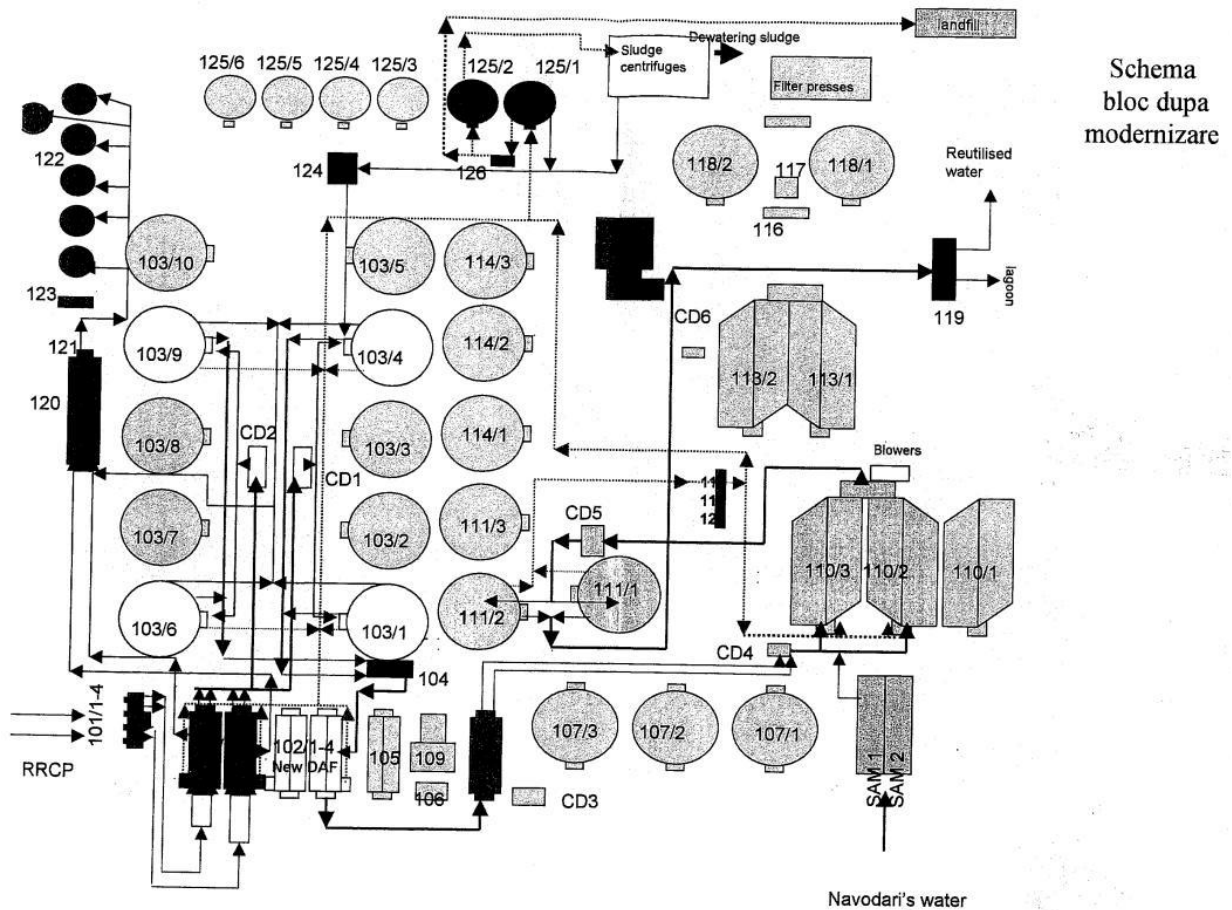


Figura 41 Schema bloc a Stației de Epurare Finală

8.3 MONITORIZAREA CALITĂȚII FACTORULUI DE MEDIU APĂ

Calitatea apei este monitorizată pe amplasamentul studiat conform planului stabilit prin Autorizație de Gospodărire a Apelor nr. 203 din 19.08.2016, valabilă pentru întreaga platformă Petromidia. Probele sunt prelevate de la punctul de evacuare a apelor epurate din Stația de Epurare Finală (iesire Iaz II – intrare Gârla Buhaz) și analizate de un laborator acreditat.

Tabelul nr. 27 prezintă rezultatele monitorizărilor efectuate pe amplasament în anul 2016.

Tabelul nr. 27 Monitorizarea calității apei în anul 2016

Punctul de prelevare a probei	Indicatori analizați	V.L.E., cf. NTPA 001/2002	U.M.	Valoare medie anuală
Evacuarea din SEF	pH	6,5 - 8,5	unități pH	7,64
	Substanțe extractibile	20	mg/l	1,19
	Produse petroliere	5 (fără irizații)	mg/l	0,38
	Sulfuri și H ₂ S	0,25	mg/l	0,011
	Fenoli antrenabili cu vapori de apă	0,3	mg/l	0,0098
	Materii în suspensii	35	mg/l	12,1
	CCOCr	125	mgO ₂ /l	59,8
	CBO ₅	25	mgO ₂ /l	16,21
	Sulfați	600	mg/l	133,3
	Amoniu	2	mg/l	1,77
	Azot total	10	mg/l	4,14
	Fosfor total	2	mg/l	0,783
	Detergenți sintetici	0,5	mg/l	0,1
	Nichel	0,1	mg/l	0,0238
	Plumb	0,2	mg/l	0,0294
	Cadmium	0,1	mg/l	0,0046
	Fier total ionic	2,5	mg/l	0,1827
	Dietilhexilftalat DEHP	Cf. AGA nr. 203 din 19.08.2016	μg/l	< 0,5
	Triclorbenzen		μg/l	< 0,1
	1,2-diclorețan		μg/l	< 3,5
	Diclorometan		μg/l	< 6
	Tetracloretilena		μg/l	< 0,1
	Hexaclorbutadiena		μg/l	< 0,25
Policlorbifenili PCB	μg/l		< 0,5	
*	Reziduu fix		2.000	mg/l
	Sulfizi	1	mg/l	0,2083
	Aluminiu	5	mg/l	0,0533
	Oxigen dizolvat	>0	mg/l	7,4
	Mercur	0,05	mg/l	0,0009
	Naftalină	1,2	μg/l	ND
	Benzen	50	μg/l	ND
	Antracen	0,4	μg/l	ND
	Benzo (b) fluoranten benzo (k) fluoranten	0,03	μg/l	ND
	Benzen (a) piren	0,01	μg/l	ND
	Indeno (1,2,3 - cd) piren	0,0015	μg/l	ND

*Probele au fost prelevate de la evacuarea din Stația de Epurare Finală (Iaz II), iar indicatorii monitorizați sunt conform Autorizației de Gospodărie a Apelor nr. 184 emisă în anul 2014, care în prezent nu mai este în vigoare. Începând cu luna septembrie 2016, monitorizarea se realizează conform AGA nr.203/19.08.2016.

Tabelul nr. 28 Monitorizarea calității apei în anul 2017

Punctul de prelevare a probei	Indicatori analizați	V.L.E., cf. NTPA 001/2002	U.M.	Februarie	Aprilie
Evacuarea din SEF	pH	6,5 - 8,5	unități pH	7,5	7,5
	Substanțe extractibile	20	mg/l	1,2	1,4
	Produse petroliere	5 (fără irizații)	mg/l	0,36	0,36
	Sulfuri și H ₂ S	0,25	mg/l	0,012	0,011
	Fenoli antrenabili cu vapori de apă	0,3	mg/l	0,03	0,011
	Materii în suspensii	35	mg/l	14	10
	CCOCr	125	mgO ₂ /l	48	48
	CBO ₅	25	mgO ₂ /l	18	13
	Sulfați	600	mg/l	50	200
	Amoniu	2	mg/l	2	0,22
	Azot total	10	mg/l	5,8	1
	Fosfor total	2	mg/l	0,41	0,6
	Detergenți sintetici	0,5	mg/l	0,1	<0,1
	Nichel	0,1	mg/l	0,0137	Monitorizare trimestrială
	Plumb	0,2	mg/l	0,0198	
	Cadmium	0,1	mg/l	0,0009	
	Fier total ionic	2,5	mg/l	0,085	

Apele chimic impure tehnologice, de proces, cele de spălare a instalațiilor, uzate menajere și pluviale din Uzina Petrochimie sunt evacuate în Stația de Epurare Finală.

Apa subterană

Calitatea apei subterane este monitorizată în 74 piezometre (47 în Uzina Rafinărie și 27 în Uzina Petrochimie), conform programului stabilit de Autorizațiile Integrate de Mediu nr. 1 din 10.05.2013 aferentă Rompetrol Rafinare S.A. și nr. 9 din 03.10.2011 valabilă pentru S.C. Rompetrol Petrochemicals S.R.L. Măsurarea nivelului apei freatice și controlul produsului petrolier se realizează lunar.

Conform AIM nr. 1/10.05.2013, evaluarea calității apei subterane pentru Uzina Rafinărie se realizează prin compararea rezultatelor monitorizărilor cu valorile de referință înregistrate la momentul autorizării, incluse în Raportul de Amplasament întocmit în anul 2006, la pagina 61.

Tabelele nr. 29 și 30 prezintă rezultatele monitorizărilor anuale efectuate pentru Uzina Rafinărie în luna noiembrie 2016 pentru piezometrele F203, O9, Pz5, P14, H1 și P6, precum și rezultatul controalelor lunare a produsului petrolier în piezometrele indicate de AIM nr. 9 din 10.05.2013.

Tabelul nr. 29 Monitorizarea calității apei subterane în Uzina Rafinărie

Cod piezometru	Indicator de calitate	Valoarea de referință (RA 2006), mg/l	Valoarea măsurată, 2016
F203	Sulfuri	0,008	0,027
	Fenoli	0	0,027
	Azot amoniacal	1,22	3,75

Cod piezometru	Indicator de calitate	Valoarea de referință (RA 2006), mg/l	Valoarea măsurată, 2016
	CCO-Cr	38,4	38
	CBO 5	12,33	11
	SEEP	0,8	
	Nichel	0,006	0,0075
	Cadmiu	0,008	0,0024
	Produs petrolier	<1	<0,24
O9	Sulfuri	0,098	0,012
	Fenoli	0	0,022
	Azot amoniacal	1,74	3,18
	CCO-Cr	67,2	53
	CBO 5	22,35	16
	SEEP	0,2	
	Nichel	0,03	0,017
	Cadmiu	0,005	0,0039
Produs petrolier	<1	<0,24	
PZ5	Sulfuri	0,004	0,005
	Fenoli	0,045	0,029
	Azot amoniacal	2,15	2,61
	CCO-Cr	48	34
	CBO 5	15,75	10
	SEEP	0,2	
	Nichel	0,014	0,013
	Cadmiu	0,01	0,004
Produs petrolier	<1	<0,24	
H1	Sulfuri	0,011	0,01
	Fenoli	0,014	0,012
	Azot amoniacal	24,7	20,4
	CCO-Cr	57,6	48
	CBO 5	18,69	16
	SEEP	0,2	
	Nichel	0,01	0,0066
	Cadmiu	0,516	0,00044
Produs petrolier	<1	0,6	
P14	Sulfuri	0,006	0,006
	Fenoli	0	0,024
	Azot amoniacal	3,05	2,61
	CCO-Cr	144	62
	CBO 5	46,2	19
	SEEP	0,4	
	Nichel	0,012	0,0067
	Cadmiu	0,012	0,00409
Produs petrolier	<1	0,36	
S1, S2, S2B, S3, S4, S5, S6, S7, S9, S10, O10, O11, O16, O20, P1, P2, P3, P4, P5, P6, P7, P8, P9, P10, P11, P12, P13, P14, P15, P16, P17, P19, P20, P21, F315, Pz1, Pz2, Pz3, Pz4, Pz5, Pz6, Pz7, Pz8, Pz9	Produs petrolier	vizual	Lipsă
	pH,	7,25	7,2

Cod piezometru	Indicator de calitate	Valoarea de referință (RA 2006), mg/l	Valoarea măsurată, 2016
P6, în exteriorul ecranului perimetral	Pb,	0,013	0,0102
	Produs petrolier	<1	0,48
	Clorura de metilen	<0,01	0,0001
	Cloroform	<0,01	0,0005
	1,2 dicloretan	<0,01	0,0001
	Tetraclorura de carbon	<0,01	0,0001
	Tricloretilena	<0,01	0,00012
	Percloretilena	<0,01	<0,00001
	Bis (2 ethilexil ftalat)	<0,01	
	Naftalina	<0,01	0,000053
	Antracen	<0,01	0,000023
	Clorocalcani C10 – C13	<0,01	0,00025
	Benzo (a) piren	<0,01	0,000024
	Benzo (b) fluoraten	<0,01	<0,00001
	Benzo (k) fluoraten	<0,01	<0,00001
	Benzo (g,h, l) perilen	<0,01	<0,00001
	Indeno (1,2,3cd) piren	<0,01	0,000015
Benzo (a) antracen	<0,01	0,000013	

În Uzina Petrochimie piezometrele sunt monitorizate lunar cu scopul măsurării nivelului apei subterane și analizei vizuale a calității apei, pentru a se înregistra prezența sau absența produsului petrolier. De menționat este faptul că în anul 2016 nu a fost înregistrată prezența produsului petrolier în nici unul din piezometrele aferente Uzinei Petrochimie.

În plus, se analizează calitatea apei subterane în cadrul unui program de monitorizare anual, conform AIM nr. 1 din 03.10.2011. Tabelul nr. 30 evidențiază rezultatele monitorizării realizate în cursul anului 2016.

Tabelul nr. 30 Monitorizarea calității apei subterane în Uzina Petrochimie

Piezo metru	pH	Sulfuri mg/l	Sulfați mg/l	PP mg/l	SEEP mg/l	CCOCr mg/l	CBO5 mg/l	Fenoli mg/l	Suspensii mg/l	Amoniu mg/l
O1	6,96	0,12	32	48,5	54	389	110	1,62	23,6	2
O2	7,14	0,04	27	48,4	50	85	54	0,565	240	5
O4	8,26	0,01	130	11,6	14,4	30,2	10	0,198	17,6	2
O5	8,86	0,01	46	11,6	20,4	37,1	10	0,138	52,8	1
O6	8,85	0,02	16	2,4	23,6	51,1	16	0,37	198,8	1
O7	8,29	0,01	60	2,8	16,4	25,6	11	0,127	154,8	1
O8	7,33	0,03	50	9,6	28,4	2.307	729	0,748	51,6	1
O20	7,73	0,02	4	18	20	298	159	0,833	208,8	2
PO3'	8,27	0,02	56	17,07	20,8	21,8	8	0,149	8	2
PO3"	8,04	0,05	70	16	18,4	24,2	9	0,147	8,8	2
P1	7,56	0,01	470	17,9	22,8	25,1	8	0,564	26,4	1
P2	7,94	0,02	170	9,2	14	124	42	0,197	12,8	2
P3	7,9	0,01	1	6	32,4	86,6	36	0,341	133,6	4

Piezo metru	pH	Sulfuri mg/l	Sulfați mg/l	PP mg/l	SEEP mg/l	CCOCr mg/l	CBO5 mg/l	Fenoli mg/l	Suspensii mg/l	Amoniu mg/l
P8	7,5	0,01	70	15,7	20,4	20	5	0,074	88,4	1
P9	7,95	0,03	50	32	37,2	321	98	0,23	12	2
P10	7,3	0,02	2	7,07	32	1.440	724	0,54	48,8	4
P11	7,32	0,02	2	7,6	31,6	1.440	722	0,541	54,8	3
P12	7,11	0,01	50	45,87	56,8	127	49	0,33	16	2
F223	8,57	0,11	11	6,8	8,8	64,8	16	0,746	122	11
F225	8,78	0,03	480	5,1	15,2	23,2	10	0,21	117,2	1
F233	7,51	0,02	780	7,73	9,6	32,6	16	0,817	5,2	14
F302	7,14	0,28	6	216,4	503,6	2.271	638	2,14	292	41
F304	8,12	0,03	70	8,4	9,6	50,3	16	0,276	142,8	8
F305	8,08	0,01	70	7,7	9,2	32,7	17	0,187	40	1
F306	9,92	0,12	13	5,6	16	257	131	2,22	55,6	1
F308	8,36	0,01	8	9,7	28,8	38	17	0,25	55,6	1
F316	8,13	0,02	66	9,33	10,8	15,4	4	0,116	26	10

8.4 CONCLUZII

Valorile indicatorilor de calitate a apei uzate monitorizați nu au depășit valorile limită admise de legislația națională. De asemenea, conform Raportului Anual de Mediu transmis către APM Constanța, valorile indicatorilor de calitate ai apelor subterane rezultate în urma monitorizării anuale pentru Uzina Petrochimie nu se abat semnificativ de la valorile anuale înregistrate în anii anteriori.

Se poate concluziona faptul că nu sunt necesare măsuri suplimentare de reducere a poluării apelor.

9 EVACUĂRI ÎN SOL ȘI SUBSOL

9.1 SURSE DE POLUANȚI PENTRU SOL ȘI SUBSOL

Încărcările, descărcările de materiale și depozitățile se realizează în zone stabilite, special amenajate, pe platforme betonate pentru a preveni scurgerile/infiltrațiile în sol.

Rezervoarele și conductele sunt supuse unui program de testare și verificare cel puțin o dată la doi ani.

Toate flanșele și valvele de pe conductele de suprafață utilizate pentru transportul de substanțe sunt verificate vizual ori de câte ori este necesar, rezultatele fiind înregistrate într-un registru.

De asemenea, pe amplasament există materiale absorbante și echipamente pentru eliminarea efectelor oricărui poluant pe sol.

În vecinătatea zonei se regăsesc Stația de Epurare Finală, Parcul de rezervoare de țiței , Șenalul de descărcare a apelor din lacul Corbu în Marea Neagră, estacada tehnologică haldele de nămol 1, 2 și 3.

Având în vedere gradul ridicat de poluare, în anul 2011 ARPM Galați a emis Decizia etapei de încadrare nr. 849 / 17.11.2011 pentru proiectul **Reabilitare zona Facle – Halde – Șenal**. Prin acest proiect s-a propus decontaminarea zonei prin tratarea în situ, fără excavarea solului.

În perioada 24.10.2011 – 12.12.2013 situl a fost suspus unor lucrări de decontaminare, conform contractului nr. RR 1/25.10.2011/nr. UR 134/24.10.2011 încheiat între Rompetrol Rafinare S.A. și S.C. UNI-RECYCLING S.R.L.. În cadrul acestor lucrări, au fost îndepărtate reziduurile de produse petroliere, iar terenul a fost adus la stare inițială aferentă utilizării industriale. Suplimentar, au fost realizate lucrări de reconstrucție ecologică, stabilizare mecanică urmată de înierbare și plantare arbuști ornamentali.

La finalizarea lucrărilor de remediere, concentrația TPH în sol a fost determinată ca fiind sub 1.000 mg/kg substanță uscată, conform Raportului de Finalizare Lucrări întocmit de firma ce a prestat serviciile de ecologizare a zonei contaminate.

Produsul petrolier rezultat în urma lucrărilor de decontaminare a fost preluat de către Rompetrol Rafinare S.A. și reintrodus în procesul tehnologic. În total, a fost recuperată o cantitate de 21.520 litri de produs petrolier din zona contaminată.

După decontaminarea completă a sitului, S.C. UNI-RECYCLING S.R.L. a întocmit un raport de finalizare a lucrărilor, transmis către APM Constanța. Astfel, la data elaborării prezentului raport de amplasament, situl este considerat ca fiind decontaminat.

9.2 MONITORIZAREA FACTORULUI DE MEDIU SOL

Monitorizarea calității solului se realizează conform planurilor stabilite prin capitolele 13 ale Autorizațiilor Integrate de Mediu nr. 1 din 10.05.2013 valabilă pentru Rompetrol Rafinare S.A. și nr. 9 din 03.10.2011 aferentă S.C. Rompetrol Petrochemicals S.R.L.

În cazul Uzinei Rafinărie, monitorizarea calității solului se realizează cu o frecvență anuală. În tabelul nr. 31 se regăsesc valorile înregistrate în anul 2016.

Tabelul nr. 31 Monitorizarea calității solului - Uzina Rafinărie

Nr. crt.	Punct prelevare	Indicatori	Prag alertă [mg/kg s.u.]	Rezultate determinări [mg/kg s.u.]	
				La suprafață, 5 cm	În adâncime, 30 cm
1	Rampa de păcură	arsen	25	8,67	10,13
		bariu	1000	240	180
		cadmiu	5	1,65	1,65
		crom total	300	13,4	11,7
		cupru	250	30,6	30,5
		mangan	2000	341	329,3
		mercur	4	0,068	0,082
		nichel	200	36	33,6
		plumb	250	48,5	53
		seleniu	10	0,44	0,31
		vanadiu	200	78	62
		zinc	700	45,1	60,3
		sulfati	5000	195	165
		sulfuri	400	0,81	0,515
		benzen	0,5	ND	
		toluen	30	ND	
		xilen	15	ND	
		fenol	10	0,52	0,44
		Hidrocarburi aromatice policiclice	50	0,285	0,209
		Total HAP	25		ND
Produs petrolier	1000	385	325		
2	SP3R	arsen	25	5,81	6,55
		bariu	1000	275	220
		cadmiu	5	2,44	1,88
		crom total	300	17,4	9,6
		cupru	250	33,8	33,4
		mangan	2000	156,6	199
		mercur	4	0,166	0,14
		nichel	200	42	42,2
		plumb	250	54,4	53
		seleniu	10	0,52	0,41
		vanadiu	200	58	41
		zinc	700	55,3	44
		sulfati	5000	105	75
		sulfuri	400	0,28	0,205
		benzen	0,5	ND	
		toluen	30	ND	
		xilen	15	ND	

Nr. crt.	Punct prelevare	Indicatori	Prag alertă [mg/kg s.u.]	Rezultate determinări [mg/kg s.u.]	
				La suprafață, 5 cm	În adâncime, 30 cm
		fenol	10	0,17	0,105
		Hidrocarburi aromatice policiclice	50	0,147	0,134
		Total HAP	25	ND	
		Produs petrolier	1000	95	80
3	Laboratorul de produse petroliere	arsen	25	8,4	8,34
		bariu	1000	308	248
		cadmiu	5	1,06	2,18
		crom total	300	10,6	10,1
		cupru	250	32,8	29
		mangan	2000	266	252
		mercur	4	0,15	0,069
		nichel	200	40,2	37,1
		plumb	250	44,7	39,2
		seleniu	10	0,51	0,56
		vanadiu	200	59	50
		zinc	700	53,7	49,04
		sulfati	5000	210	180
		sulfuri	400	0,96	0,875
		benzen	0,5	ND	
		toluen	30	ND	
		xilen	15	ND	
		fenol	10	0,48	0,645
		Hidrocarburi aromatice policiclice	50	0,186	0,171
		Total HAP	25	ND	
		Produs petrolier	1000	265	245
4	Parc 50.000	arsen	25	8,49	7,4
		bariu	1000	311	278
		cadmiu	5	1,89	0,59
		crom total	300	12,6	13,3
		cupru	250	30,2	28,5
		mangan	2000	202	195
		mercur	4	0,13	0,11
		nichel	200	32,3	30,4
		plumb	250	65,4	65,7
		seleniu	10	0,6	0,48
		vanadiu	200	67	62
		zinc	700	41,4	48,8
		sulfati	5000	110	85
		sulfuri	400	0,395	0,305
		benzen	0,5	ND	
		toluen	30	ND	
		xilen	15	ND	
		fenol	10	0,645	0,535
		Hidrocarburi aromatice policiclice	50	0,189	0,169
		Total HAP	25	ND	
		Produs petrolier	1000	205	160
5		arsen	25	10,21	7,37

Nr. crt.	Punct prelevare	Indicatori	Prag alertă [mg/kg s.u.]	Rezultate determinări [mg/kg s.u.]	
				La suprafață, 5 cm	În adâncime, 30 cm
	Rmpa automată de produse albe	bariu	1000	266	232
		cadmiu	5	0,94	0,5
		crom total	300	10	7,9
		cupru	250	27	25
		mangan	2000	307	402
		mercur	4	0,49	0,071
		nichel	200	29	28
		plumb	250	61,8	60,1
		seleniu	10	0,55	0,61
		vanadiu	200	78	69
		zinc	700	47,7	42,8
		sulfati	5000	90	55
		sulfuri	400	0,805	0,76
		benzen	0,5	ND	
		toluen	30	ND	
		xilen	15	ND	
		fenol	10	0,795	0,67
		Hidrocarburi aromatice policiclice	50	0,795	0,67
		Total HAP	25	ND	
		Produs petrolier	1000	200	165
6	Depozit de șlops	arsen	25	5,84	6,33
		bariu	1000	156	120
		cadmiu	5	1,11	0,65
		crom total	300	10,6	11,4
		cupru	250	23,3	34,7
		mangan	2000	180	186
		mercur	4	0,062	0,172
		nichel	200	32	33
		plumb	250	74,3	78,3
		seleniu	10	0,71	0,68
		vanadiu	200	40	38
		zinc	700	40,7	47,4
		sulfati	5000	155	140
		sulfuri	400	0,81	0,745
		benzen	0,5	ND	
		toluen	30	ND	
		xilen	15	ND	
		fenol	10	0,97	0,845
		Hidrocarburi aromatice policiclice	50	0,221	0,17
		Total HAP	25	ND	
Produs petrolier	1000	305	255		
7	Rampa de produse neconforme	arsen	25	5,71	11,86
		bariu	1000	294	215
		cadmiu	5	1,48	0,93
		crom total	300	12,5	13,8
		cupru	250	52	33
		mangan	2000	510	436
		mercur	4	0,169	0,8

Nr. crt.	Punct prelevare	Indicatori	Prag alertă [mg/kg s.u.]	Rezultate determinări [mg/kg s.u.]	
				La suprafață, 5 cm	În adâncime, 30 cm
		nichel	200	34	32
		plumb	250	63,8	66
		seleniu	10	0,75	0,69
		vanadiu	200	56	44
		zinc	700	42,8	40,2
		sulfati	5000	135	115
		sulfuri	400	0,97	0,895
		benzen	0,5	ND	
		toluen	30	ND	
		xilen	15	ND	
		fenol	10	0,905	0,79
		Hidrocarburi aromatice policiclice	50	0,137	0,125
		Total HAP	25	ND	
		Produs petrolier	1000	185	140
		8	Tabăra Năvodari	arsen	25
bariu	1000			166	140
cadmiu	5			0,57	0,47
crom total	300			8,4	8,5
cupru	250			28	29
mangan	2000			106	151
mercur	4			0,632	0,478
nichel	200			30	30
plumb	250			36	41,3
seleniu	10			0,33	0,3
vanadiu	200			55	42
zinc	700			31,9	31,6
sulfati	5000			120	95
sulfuri	400			0,105	0,08
benzen	0,5			ND	
toluen	30			ND	
xilen	15			ND	
fenol	10			0,095	0,075
Hidrocarburi aromatice policiclice	50			0,05	0,047
Total HAP	25			ND	
Produs petrolier	1000	45	30		
9	Pădurea Vadu	arsen	25	9,52	9,41
		bariu	1000	97	90
		cadmiu	5	0,58	0,44
		crom total	300	8,8	8,3
		cupru	250	28,5	28,7
		mangan	2000	150	166
		mercur	4	0,16	0,106
		nichel	200	29,6	29,8
		plumb	250	44,1	40
		seleniu	10	0,22	0,16
		vanadiu	200	20	18
		zinc	700	31,4	31,3
		sulfati	5000	60	45

Nr. crt.	Punct prelevare	Indicatori	Prag alertă [mg/kg s.u.]	Rezultate determinări [mg/kg s.u.]	
				La suprafață, 5 cm	În adâncime, 30 cm
		sulfuri	400	0,075	0,06
		benzen	0,5	ND	
		toluen	30	ND	
		xilen	15	ND	
		fenol	10	0,07	0,055
		Hidrocarburi aromatice policiclice	50	0,053	0,048
		Total HAP	25	ND	
		Produs petrolier	1000	29	25
10	Fabrica de Hidrogen	Produs petrolier	100	95	75

s.u. – substanță uscată

Monitorizarea calității solului aferent Uzinei Petrochimie se realizează cu o frecvență anuală, iar rezultatele obținute în 2016 sunt prezentate în tabelul nr. 32.

Tabelul nr. 32 Monitorizarea calității solului – Uzina Petrochimie

Punct prelevare	pH	Conținut de apă [mg/kg]	Plumb [mg/kg]	Fenoli [mg/kg]	Produs petrolier [mg/kg]	Sulfuri [mg/kg]
S4/2-30cm	8,48	7.900	13,9	2,66	746,37	17,9
S4/1-5cm	8,52	22.300	49,2	4,63	974,58	66,5
S3/2-30cm	8,27	52.400	179	6,03	966,19	29,2
S3/1-5cm	8,18	63.500	223,1	5,99	993,37	97,9
S2/2-30cm	8,51	10.800	104,5	3,75	783,71	43,4
S2/1-5cm	8,06	12.700	63,1	5,69	995,15	125,4
S1/2-30cm	8,37	57.500	18,9	5,54	800,16	14,9
S1/1-5cm	8,39	18.300	42,9	6,5	940	69,4
Prag de alertă			250	10	1000	400
Prag de intervenție			1000	40	2000	2000

9.3 CONCLUZII

Având în vedere rezultatele monitorizărilor efectuate în Uzina Rafinărie și Uzina Petrochimie, se poate concluziona că nu au fost depășite limitele stabilite prin AIM nr. 1 din 10.05.2013 și AIM nr. 9 din 03.10.2011, nefiind astfel necesare măsuri suplimentare de reducere a poluării.

10 ZGOMOT ȘI VIBRAȚII

Nivelul de zgomot este monitorizat pe amplasamentul studiat cu o frecvență anuală, conform AIM nr. 1 din 10.05.2013 aferentă Rompetrol Rafinare S.A. și AIM nr. 9 din 03.10.2011 valabilă pentru S.C Rompetrol Petrochemicals S.R.L.

În anul 2016, valoarea măsurată pentru Uzinele Rafinărie și Petrochimie s-a încadrat în limita admisibilă de 65 dB pentru zonele industriale, rezultatul determinat fiind de 44,2 dB.

În ceea ce privește Sectorul Gas, monitorizarea nivelului de zgomot se realizează la solicitarea autorităților de protecție a mediului.

În anul 2016 au fost realizate măsurători ale nivelului de zgomot, în luna Februarie la limita incintei zonei de imbuteliere gas, conform tabelului nr. 33.

Tabelul nr. 33 - Monitorizarea nivelului de zgomot sector Gas

Nr. Crt.	Loc măsurare	Data	Valoare determinată	V.L.E. cf. STAS 10009/98	U.M.
1	Limită amplasament - Poarta Acces	2.02.2016	57,3	65	dB(A)

Având în vedere conformarea cu legislația în vigoare, nu este necesară implementarea unor măsuri suplimentare de reducere a nivelului de zgomot pe amplasamentul analizat.

11 GESTIONAREA DEȘEURILOR

11.1 EVIDENȚA ȘI MODUL DE GESTIONARE A DEȘEURILOR REZULTATE

Pe amplasament există implementat un sistem de colectare separată a deșeurilor menajere și deșeurilor rezultate din procesul de producție.

Întreaga platformă este dotată cu containere de tip euro, spații exterioare special amenajate, platforme betonate, amplasate optim față de punctele de generare, ce au o capacitate de depozitare temporară corespunzătoare cantităților generate în perioada de timp dintre două ridicări. Containerele sunt colorate și marcate/inscripționate corespunzător categoriei/tipului de deșeu colectat, iar spațiile/platformele de colectare sunt adecvat marcate.

Situația privind gestionarea deșeurilor pentru anul 2016 este prezentată în tabelul nr. 34.

Tabelul nr. 34 Evidența și modul de gestionare a deșeurilor în anul 2016

Nr. Crt.	Sursa	Cod deșeu, cf. HG 856/2002	Denumire deșeu	Generat [t]	Valorificat [t]	Eliminat [t]	Stoc 31.12.2016 [t]
1	Lucrări decolmatate/curățate	05 01 03*	Șlam	580,61	580,61		0
2	Extracție Halda 2	05 01 09*	Nămol	26.993,16	26.993,16		Stoc istoric Halda 2
3	Dezafectare/Conservare instalații tehnologice	05 01 15	Sită moleculară	0			13,8 (estimat)
4	Support catalizator (procese de rafinare a țițeiului)	05 01 99	Bile ceramice	5,8			46,15
5	Procese tehnologice	07 02 13	Deșeu de materiale plastice din procese chimice organice	164,4	164,4		0
6	Utilaje dinamice	13 01 10*	Ulei Uzat	0,4	0,4		0
7	Utilaje dinamice	13 02 05*		92,47	92,47		0
8	Utilaje dinamice	13 02 08*	Alte uleiuri de motor, transmisie și ungere	0,03645			0,03645

Document Classification - KPMG Public

Nr. Crt.	Sursa	Cod deșeu, cf. HG 856/2002	Denumire deșeu	Generat [t]	Valorificat [t]	Eliminat [t]	Stoc 31.12.2016 [t]
9	Activități administrative și ambalaje	15 01 01	Hârtie și carton	21,86	21,76		0,1
10	Ambalajele substanțelor chimice	15 01 02	Ambalaje de plastic	56,49	56,84		0,05
11	Paleți lemn din Depozitul de chimicale	15 01 03	Deșeu ambalaj de lemn	41,62	41,62		0
12	Produse chimice de proces ambalate	15 01 04	Ambalaje de metal	6,7	6,7		0
13	Achiziționare substanțe chimice pentru instalații tehnologice	15 01 10*	Ambalaje contaminate cu substanțe periculoase	0,03	0,03		0
14	Activități/lucrări curente	15 02 02*	Absorbanți, materiale filtrante, îmbrăcăminte de protecție contaminate cu substanțe periculoase	1,01	1,01		0
15	Lucrări de reparații/Activități administrative	16 01 03	Anvelope scoase din uz	0,1			0,1
16	Lucrări de mentenanță	16 01 07*	Filtre de ulei	0,02	0,02	0	0
17	Casări echipamente	16 02 14	Echipamente casate (DEEE)	0,22	0,22	0	0
18	Lucrări de reparații și mentenanță la instalațiile tehnologice	16 02 16	Deșeu de motoare	0			0
19	Activități de laborator	16 03 03*	Deșeuri anorganice cu conținut de substanțe periculoase (reactivi expirați)	8,8		8,8	0
20	Instalația de reformare Catalitică	16 08 01*	Catalizatori uzați cu conținut de platină	49,62	49,62		22,09 (estimat)
21	Procese de hidrofinare produse petroliere	16 08 02* (06 03 15*)	Catalizatori uzați cu conținut de metale tranziționale	390,5	992,42		200 (estimat)
22	Instalația Cracare Catalitică	16 08 04	Catalizator echilibru uzat de cracare catalitică	467,92	467,92		0
23	Activități administrative	17 01 07	Deșeu demolare	0			5
24	Lucrări de mentenanță și reparații	17 02 02	Sticlă	0	0	0	0
25	Lucrări civile	17 04 01	Deșeu bronz	1,266	1,266		0
26	Lucrări civile	17 04 02	Deșeu aluminiu	2,51	2,51		0
27	Lucrări de reparații și mentenanță la instalațiile tehnologice	17 04 05	Deșeu de fier și oțel	271,665	578,66		330,825

Nr. Crt.	Sursa	Cod deșeu, cf. HG 856/2002	Denumire deșeu	Generat [t]	Valorificat [t]	Eliminat [t]	Stoc 31.12.2016 [t]
28	Activități revizie	17 04 11	Deșeu de cablu	0			1,12
29	Lucrări de ecologizare	17 05 03*	Pământ contaminat cu substanțe periculoase	1.127,66		1.127,66	0
30	Activități administrative (colectare plăci de la clădiri vechi)	17 06 01*	Deșeu plăci de azbociment	9,98		9,98	0
31	Lucrări civile	17 06 03*	Deșeu vată minerală (material izolant)	105,62		105,62	0
32	Lucrări civile	17 06 04	Deșeu vată minerală (material izolant)				40,62 (estimat)
33	Epurare ape uzate	19 08 13*	Nămol deshidratat	5.963,92	5963,92		0
34	Înlocuire tuburi fluorescente arse	20 01 21*	Deșeu tuburi fluorescente	0,26		0,26	0
35	Activități administrative	20 01 36 (16 02 14)	DEEE	4,65	4,62		0,1
36	Lucrări de ecologizare	20 02 03	Deșeu municipal amestecat	0			0
37	Activități administrative	20 03 01	Deșeu menajer	111,578		111,578	0

11.2 LISTA CONTRACTELOR CU FIRME DE VALORIFICARE/ ELIMINARE A DEȘEURILOR

Rompetrol Rafinare S.A. are încheiate o serie de contracte cu firme autorizate în vederea colectării și valorificării/eliminării deșeurilor generate de activitățile desfășurate pe întregul amplasament.

În plus, societatea a încheiat un contract de prestări servicii de ecologizare, decolmatăre, igienizare a obiectivelor de pe platformă, colectare și sortare a deșeurilor periculoase și nepericuloase și transport al deșeurilor către firma valorificatoare/eliminatoare autorizată cu S.C. Ecomaster Servicii Ecologice S.R.L. pe o perioadă de 24 luni.

Lista contractelor valabile și în curs de semnare la data elaborării prezentului Raport de Amplasament sunt prezentate în tabelul nr. 35.

Tabelul nr. 35 Lista contractelor cu firme autorizate pentru preluarea deșeurilor

Nr. Crt.	Denumire deșeu	Denumire firmă autorizată	Nr. Contract	Valabilitate
1	Deșeu cablu	Danconstruct Com	1/02.05.2017	02.05.2018
2	Deșeu hârtie/carton			
3	Ulei uzat	Steaua Romana	2/30.03.2015	Prelungire automată până la colectarea cantității stabilite prin contract
4	Deșeuri periculoase	Ecomaster Servicii Ecologice	RR 1/26.05.2016 ECO 2370 BIS/26.05.2016	26.05.2018
5	Deșeuri periculoase	Ecomaster Servicii Ecologice	RR 2/20.08.2015 ECM 2329/20.08.2015	20.07.2017
6	Deșeuri periculoase	Ecomaster Servicii Ecologice	RR 2/05.05.2016 ECM 2363/06.05.2016	06.05.2018
7	Deșeuri menajere	Polaris	În curs de semnare	

Deșeurile de fier vechi, tablă și plastic sunt scoase periodic la licitație și vândute către operatori autorizați.

12 ENERGIA

12.1 ASIGURAREA ENERGIEI ELECTRICE

Energia electrică este asigurată de ENEL ENERGIE MUNTENIA S.A. în baza contractului nr. 5/15.12.2016. Sectoarele Petrochimie (tensiuni 0,4 kV și 6 kV) și Gas sunt alimentate cu energie electrică din rețeaua Uzinei Rafinărie.

Consumul de energie electrică în anul 2016 a fost de 474.508,16 MWh.

12.2 ASIGURAREA ENERGIEI TERMICE

Gazul natural este furnizat de OMV PETROM GAS din producția internă și import, conform contractului nr. 4 RR/2011. Sectoarele Gas și Petrochimie sunt racordate la rețeaua de alimentare a Uzinei Rafinărie.

Consumul de gaze la nivelul anului 2016 a fost de 57.106,92 mii m³.

13 ACCIDENTE ȘI CONSECINȚELE LOR

Amplasamentul studiat se află sub incidența Legii 59/2016 privind controlul asupra pericolelor de accident major în care sunt implicate substanțe periculoase. În acest sens, a fost trimisă către Secretariatul de Risc (SRAPM) notificarea actualizată cu nr. 9500/07.10.2016. De asemenea, a fost întocmit un Raport de Securitate în luna mai 2017 de către firma AUDITECO GES pentru întreaga platformă Petromidia.

Raportul de Securitate cuprinde următoarele:

- Identificarea și analizarea riscurilor de accidente, precum și a metodelor de prevenire a acestora;
- Măsuri de protecție și intervenție pentru limitarea consecințelor unui accident major.

Politica de prevenire a accidentelor majore este integrată în Raportul de Securitate.

Situațiile ipotetice identificate în Raportul de Securitate pentru fiecare instalație de pe amplasament se încadrează în 2 mari categorii:

- Scurgerea substanțelor din instalațiile tehnologice sau din rezervoare;
- Incendiu/explozie în zona instalațiilor tehnologice sau în zonele de depozitare a produselor.

Evaluarea amplitudinii și a gravității consecințelor a fost realizată având în vedere scenariile cel mai puțin favorabile dar maxim credibile, pentru fiecare pericol considerat și accidentele majore estimate pentru fiecare dintre acestea. Astfel, în cadrul evaluării s-au avut în vedere următoarele:

- Unde de șoc generate de explozii;
- Gradul estimat de deteriorare al altor instalații de pe amplasament;
- Efectul asupra sănătății și siguranței propriilor angajați, precum și asupra altor persoane din exteriorul amplasamentului.

În urma evaluărilor riscurilor efectuate au fost identificate o serie de potențiale consecințe ce pot avea efecte negative majore.

Pe amplasament pot apărea scurgeri semnificative de substanțe chimice ce pot afecta mediul înconjurător, personalul unității și reputația companiei. De asemenea, pot apărea fisurări ale unor conducte sau contactul direct al substanțelor chimice scurse cu o sursă de aprindere, declanșându-se astfel un incendiu ce poate avea consecințe grave asupra personalului unității.

Apariția emisiilor de amoniac sau hidrogen sulfurat va afecta inclusiv localitățile din apropierea amplasamentului, în funcție de condițiile atmosferice și cantitatea de substanță evacuată.

În concluzie, majoritatea incendiilor au avut loc pe amplasament în timpul lucrărilor de mentenanță sau reparație, iar consecințele negative semnificative s-au manifestat în principal asupra persoanelor din imediata vecinătate, dar și asupra reputației societății.

14 PLAN DE MONITORIZARE

Pentru monitorizarea calității mediului înconjurător pe amplasament, se propune planul de monitorizare conform tabelelor nr 36 – 40.

Tabelul nr. 36 Monitorizarea calității aerului

Nr. crt.	Instalația	Sursa	Coș	Indicator	Frecvența de monitorizare	Valori asociate BAT* / V.L.E. [mg/Nm ³]	
1	DAV	100H1	C1 100H1	SO ₂	Lunar	20	
				NO _x		150	
				CO		80	
				pulberi		5	
2		100H2	C1 100H2	SO ₂	Lunar	20	
				NO _x		150	
				CO		80	
				pulberi		5	
3		100H3	C1 100H3	SO ₂	Lunar	20	
				NO _x		150	
				CO		80	
				pulberi		5	
4	HB	120H1	C2 120H1	SO ₂	Lunar	20	
				NO _x		150	
				CO		80	
				pulberi		5	
5		120H2	C3 120H2	SO ₂	Lunar	20	
				NO _x		150	
				CO		80	
				pulberi		5	
7	HPR	121H1	C4 121H1	SO ₂	Lunar	20	
				NO _x		150	
				CO		80	
				pulberi		5	
8	HPM	122H1	C5 122H1	SO ₂	Lunar	20	
				NO _x		150	
				CO		80	
				pulberi		5	
9	HDV - HM	125H1	C12 125H1	SO ₂	Lunar	20	
				NO _x		150	
				CO		80	
				pulberi		5	
10		125H2	C6 125H2	SO ₂	Lunar	20	
				NO _x		150	
				CO		80	
				pulberi		5	
11	RC	130H1	C7 130H1	SO ₂	Lunar	20	
				NO _x		150	
				CO		80	
				pulberi		5	
12			130H2	C8 130H2	SO ₂	Lunar	20

Nr. crt.	Instalația	Sursa	Coș	Indicator	Frecvența de monitorizare	Valori asociate BAT* / V.L.E. [mg/Nm ³]
				NO _x		150
				CO		80
				pulberi		5
13		130H3	C9 130H3	SO ₂	Lunar	20
				NO _x		150
				CO		80
14		130H5	C10 130H5	pulberi	Lunar	5
				SO ₂		20
				NO _x		150
15		130H6	C11 130H6	CO	Lunar	80
				pulberi		5
				SO ₂		20
16	CC	138FH4	C12 138H4	SO ₂	Lunar	100-800
				NO _x		100-300
				CO		<100
17	Cx	180H1	C13 180H1	pulberi	Lunar	50
				SO ₂		25
				NO _x		150
18	DGRS	185H2D	C14185H2 D	CO	Lunar	80
				NO _x		150
				SO ₂		1.000
19	Brichetare**	Uscare cocs - Cuptor	C15	Pulberi	Anual	50
				SO ₂		35
				NO _x		150
				CO		100
		Omogenizare Amestecătoare	C29	Pulberi	Lunar	10
20	Fabrica de Hidrogen – nouă	Cuptor reformer H 201 / C30	C16	Pulberi	Trimestrial	5
				SO ₂		35
				NO _x		150
				CO		100
21	Instalația Hidrocracare blândă (MHC)	220H1/220 H2 - C25	C17	Pulberi	Trimestrial	5
				SO ₂		35
				NO _x		150
				CO		100
22	Piroliză	Cazane abur	C121A,B	NO _x	Lunar	300
				SO _x		35
				Pulberi		5
23	Focare alimentate cu combustibil gazos (centrala termică birou stație imbuteliere)			Pulberi	La solicitarea autorității de mediu	5**
				CO		100**
				SO _x		35**
				NO _x		350**

* Valorile sunt stabilite prin Ordinul 462/1993

** Monitorizarea se va efectua numai în cazul în care instalația a funcționat

Tabelul nr. 37 Monitorizarea calității apei uzate epurate

Punctul de prelevare a probei	Indicatori analizați	V.L.E., cf. NTPA 001/2002	U.M.	Frecvență de monitorizare
Evacuarea din SEF	pH	6,5 - 8,5	unități pH	Lunar
	Substanțe extractibile	20	mg/l	
	Fier total ionic	2,5	mg/l	
	Materii în suspensii	35	mg/l	
	CCOCr	125	mgO ₂ /l	
	CBO ₅	25	mgO ₂ /l	
	Amoniu	2	mg/l	
	Azot total	10	mg/l	
	Fosfor total	2	mg/l	
	Detergenți sintetici	0,5	mg/l	
	Nichel	0,1	mg/l	Trimestrial
	Plumb	0,2	mg/l	
	Cadmium	0,1	mg/l	
	Sulfati	600	mg/l	
	Produse petroliere	5 (fără irizații)	mg/l	
	Sulfuri și H ₂ S	0,25	mg/l	
	Fenoli antrenabili cu vapori de apă	0,3	mg/l	Semestrial
	Dietilhexilftalat DEHP	Cf. AGA nr. 203/19.08.2016	μg/l	
	Triclorbenzen		μg/l	
	1,2-diclorețan		μg/l	
Diclorometan	μg/l			
Tetracloretilena	μg/l			
Hexaclorbutadiena	μg/l			
Policlorbifenili PCB	μg/l			

Se menționează faptul că, datorită frecvenței mai ridicate de reînnoire a Autorizațiilor de Gospodărire a Apelor, programul de monitorizare se poate schimba conform noii AGA, care va fi transmisă de operator către autoritățile competente.

Tabelul nr. 38 Monitorizarea calității apei subterane

Locul prelevării probelor	Indicator de calitate	Valoarea de referință (RA 2006 – pag 61), mg/l	Frecvența de monitorizare
F203, O9, Pz5, H1, P14	Sulfuri	0,008	Anual
	Fenoli	0	
	Azot amoniacal	1,22	
	CCO-Cr	38,4	
	CBO 5	12,33	
	SEEP	0,8	
	Nichel	0,006	
	Cadmium	0,008	
	Produs petrolier	<1	
	P6 (în exteriorul ecranului)	pH	
Pb		0,013	
Produs petrolier		<1	
Clorura de metilen		<0,01	
Cloroform		<0,01	
1,2 diclorețan		<0,01	

Locul prelevării probelor	Indicator de calitate	Valoarea de referință (RA 2006 – pag 61), mg/l	Frecvența de monitorizare
	Tetraclorura de carbon	<0,01	
	Tricloretilena	<0,01	
	Percloretilena	<0,01	
	Bis (2 ethilexil ftalat)	<0,01	
	Naftalina	<0,01	
	Antracen	<0,01	
	Clorocalcani C10 – C13	<0,01	
	Benzo (a) piren	<0,01	
	Benzo (b) fluoraten	<0,01	
	Benzo (k) fluoraten	<0,01	
	Benzo (g,h, l) perilen	<0,01	
	Indeno (1,2,3cd) piren	<0,01	
Benzo (a) antracen	<0,01		
S1, S2, S2B, S3, S4, S5, S6, S7, S9, S10, O10, O11, O16, O20, P1, P2, P3, P4, P5, P6, P7, P8, P9, P10, P11, P12, P13, P14, P15, P16, P17, P19, P20, P21, F315, Pz1, Pz2, Pz3, Pz4, Pz6, Pz7, Pz8, Pz9	Produs petrolier	vizual	Lunar
Piezometre: O1, O2, O4, O5, O6, O7, O8, O20, PO3', PO3", P1, P2, P3, P8, P9, P10, P11, P12, F223, F225, F233, F302, F304, F305, F306, F308, F316	pH		Anual
	Nivel hidrostatic		
	Sulfuri		
	Sulfați		
	Produse petroliere		
	Substanțe extractibile cu solvenți organici		
	Materii în suspensie		
	CCOCr		
	CBO5		
	Fenoli		
	Amoniu		

Tabelul nr. 39 Monitorizarea calității solului

Nr. crt.	Locul de prelevare: - la suprafață (5 cm) - în adâncime (30 cm)	Indicatorul analizat	Prag de alertă pentru folosințe mai puțin sensibile [mg/kg s.u.]	Prag de intervenție	Frecvența de monitorizare
1	Rampa păcură	Arsen	25	50	Anual
		Bariu	1.000	2.000	
	SP 3R	Cadmiu	5	10	
		Crom total	300	600	
	Laboratorul produse petroliere	Cupru	250	500	
		Mangan	2.000	4.000	
	Parc 50.000	Mercur	4	10	
		Nichel	200	500	
	Rampa automată produse albe	Plumb	250	1.000	
		Seleniu	10	20	
	Depozit șlops	Vanadiu	200	400	
		Zinc	700	1.500	

	Rampa produse neconforme Tabăra Năvodari Pădurea Vadu	Sulfați	5.000	50.000
		Sulfuri	400	2.000
		Benzen	0,5	2
		Toluen	30	100
		Xilen	15	25
		Fenol	10	40
		Total hidrocarburi aromatice	50	150
		Total HAP	25	150
		Total hidrocarburi din petrol	1.000	2.000
2	Fabrica de Hidrogen Ob.352	Total hidrocarburi din petrol	1.000	2.000
3	S1 - 20 m față de Instalația de Piroliză	THP	1.000	2.000
		Fenoli	10	40
		Sulfuri	400	2000
		Plumb	250	1000
4	S2 - 0,5 m față de marginea cuvei de retenție a rezervoarelor criogenice de etilenă și propilenă, pe direcția Est	THP	1.000	2.000
		Fenoli	10	40
		Sulfuri	400	2.000
		Plumb	250	1.000
5	S3 - 10 m de Instalația de Polipropilenă, pe direcția Vest	THP	1.000	2.000
		Fenoli	10	40
		Sulfuri	400	2.000
		Plumb	250	1.000
6	S4 - direcția NV, la 3 Km de societate, 700 m față de Rafinărie și 1,5 Km față de Stația de Epurare Finală	THP	1.000	2.000
		Fenoli	10	40
		Sulfuri	400	2.000
		Plumb	250	1.000

Zgomot

Se propune monitorizarea anuală a nivelului de zgomot pe amplasament (zona imbuteliere GPL), cu încadrarea în limita admisibilă de 65 dB, conform tabelului nr. 40.

Tabelul nr. 40 Monitorizarea nivelului de zgomot

Nr. Crt.	Punct măsurare	Frecvența	V.L.E.	U.M.	Cadrul Legal
1	Limită amplasament - Poarta Acces	Anuală	65	dB(A)	STAS 10009/98

De asemenea, se propune monitorizarea cantităților de deșeuri generate pe amplasament și modul de gestionare a acestora, conform tabelului nr. 41.

Tabel nr. 41 Evidența și modul de gestionare a deșeurilor

Nr. Crt	Sursa	Cod deșeu, cf. HG 856/2002	Denumire deșeu	Mod stocare
1	Lucrări decolmatate/curățate	05 01 03*	Șlam	Colectare separată în ambalaje metalice etanșe
2	Extracție Halda 2	05 01 09*	Nămol	Stoc istoric Halda 2
3	Dezafectare/Conservare instalații tehnologice	05 01 15	Sită moleculară	
4	Suport catalizator (procese de rafinare a țițeiului)	05 01 99	Bile ceramice	Colectare separată în butoaie de metal/ big bag
5	Procese tehnologice	07 02 13	Deșeu de materiale plastice din procese chimice organice	Colectare separată și stocare temporară
6	Utilaje dinamice	13 01 10*	Uleiuri minerale hidraulice, neclorinate	Colectare separată în butoaie de metal închise etanș, în spații amenajate corespunzător, împrejmuite și securizate
7	Utilaje dinamice	13 02 05*	Uleiuri minerale neclorurate de motor, de transmisie și de ungere	
8	Utilaje dinamice	13 02 08*	Alte uleiuri	
9	Activități administrative și ambalaje	15 01 01	Hârtie și carton	Colectare separată și stocare temporară în spațiul securizat din Baza de utilaje
10	Ambalajele substanțelor chimice	15 01 02	Ambalaje de plastic	
11	Paleți lemn din Depozitul de chimicale	15 01 03	Deșeu ambalaj de lemn	
12	Produse chimice de proces ambalate	15 01 04	Ambalaje de metal	
13	Achiziționare substanțe chimice pentru instalații tehnologice	15 01 10*	Ambalaje contaminate cu substanțe periculoase	
14	Achiziționate substanțe chimice pentru instalații	15 01 10*	Ambalaje care conțin reziduuri sau sunt contaminate cu substanțe periculoase	Stocare temporară pe platforma betonată în recipiente etichetate
15	Activități/lucrări curente	15 02 02*	Absorbant, materiale filtrante, îmbrăcăminte de protecție contaminate cu substanțe periculoase	
16	Lucrări de reparații/Activități administrative	16 01 03	Anvelope scoase din uz	
17	Lucrări de mentenanță	16 01 07*	Filtre de ulei	
18	Casări echipamente	16 02 14	Echipamente casate (DEEE)	
19	Lucrări de reparații și mentenanță la instalațiile tehnologice	16 02 16	Deșeu de motoare	Stocare temporară în cadrul secției
20	Activități de laborator	16 03 03*	Deșeuri anorganice cu conținut de substanțe	

Nr. Crt	Sursa	Cod deșeu, cf. HG 856/2002	Denumire deșeu	Mod stocare
			periculoase (reactivi expirați)	
21	Instalația de reformare Catalitică	16 08 01*	Catalizatori uzați cu conținut de platină	Colectare separată în butoaie de metal
22	Procese de hidrofinare produse petroliere	16 08 02*	Catalizatori uzați cu conținut de metale tranziționale	Colectare separată în butoaie de metal
23	Instalația Cracare Catalitică	16 08 04	Catalizator echilibru uzat de cracare catalitică	Colectare directă în mașini tip container în vederea regenerării la producător
24	Activități administrative	17 01 07	Deșeu demolare	Colectare separată și stocare temporară în rampa de deșeuri
25	Lucrări de mentenanță și reparații	17 02 02	Sticlă	Stocate temporar pe platforma betonată în recipiente etichetate
26	Lucrări civile	17 04 01	Deșeu bronz	Colectare separată și stocare temporară în spațiul securizat din Baza de utilaje
27	Lucrări civile	17 04 02	Deșeu aluminiu	
28	Lucrări de reparații și mentenanță la instalațiile tehnologice	17 04 05	Deșeu de fier și oțel	
29	Activități revizie	17 04 11	Deșeu de cablu	
30	Lucrări de ecologizare	17 05 03*	Pământ contaminat cu substanțe periculoase	Colectare în condiții controlate și în ambalaje etanșe
31	Activități administrative (colectare plăci de la clădiri vechi)	17 06 01*	Deșeu plăci de azbociment	Colectare separată și stocare temporară în rampa de deșeuri
32	Lucrări civile	17 06 03*	Deșeu vată minerală (material izolant)	
33	Lucrări civile	17 06 04	Deșeu vată minerală (material izolant)	
34	Epurare ape uzate	19 08 13*	Nămol deshidratat	Colectare separată în bena metalică
35	Înlocuire tuburi fluorescente arse	20 01 21*	Deșeu tuburi fluorescente	
36	Lucrări de ecologizare	20 02 03	Deșeu municipal amestecat	
37	Activități administrative	20 03 01	Deșeu menajer	Colectare separată și stocare temporară în cadrul secției, în containere metalice speciale tip municipal

Notă: în timpul desfășurării activităților de investiții/reparații/dezafectări există posibilitatea generării unor categorii de deșeuri nemenționate în tabelul nr. 40.

15 ÎNCETAREA ACTIVITĂȚII

Instalațiile analizate funcționează pe o perioadă nedeterminată.

La încetarea activității cu impact asupra mediului ce se află sub incidența Legii 278/2013, precum și la vânzarea pachetului majoritar de acțiuni, vânzări de active, fuziune, divizare, concesiune sau în alte situații care implică schimbarea titularului activității, precum și în caz de dizolvare urmată de lichidare, lichidare sau faliment, părțile implicate transmit către autoritățile competente de protecția mediului obligațiile asumate privind protecția mediului, printr-un document certificat pentru conformitate cu originalul.

În cazul închiderii definitive, Rompetrol Rafinare S.A. va întocmi planul de închidere a instalațiilor, care va cuprinde:

- Punerea în siguranță a instalației;
- Oprirea alimentării cu energie electrică, gaz natural și apă industrială;
- Golirea tuturor instalațiilor;
- Eliminarea completă, în deplină siguranță, a uleiurilor și emulsiilor de răcire din echipamentele tehnologice, colectarea lor în recipiente adecvate și predarea acestora la firme autorizate în vederea valorificării/eliminării;
- Dezafectarea tuturor zonelor de stocare materii prime;
- Demontarea instalațiilor și valorificarea/eliminarea materialelor rezultate;
- Colectarea deșeurilor generate în spații special amenajate și valorificarea/eliminarea lor prin firme autorizate;
- Investigații privind nivelul de contaminare a solului și a apei subterane și compararea rezultatelor cu valorile din cadrul Raportului de Amplasament;
- La demolarea și demontarea instalațiilor tehnologice, materialele feroase neferoase și cele provenite din construcții vor fi valorificate prin societăți autorizate;
- Ecologizarea întregului amplasament după finalizarea dezafectării tuturor instalațiilor;
- Asigurarea pazei non-stop a obiectivului și menționarea într-un registru de evidență a tuturor evenimentelor ce apar pe amplasamentul instalației;
- Anunțarea oricărui eveniment la APM Constanța și GNM – CJ Constanța. Planurile de închidere identifică resursele necesare pentru punerea în aplicare și declară mijloacele de asigurare a disponibilității acestor resurse, indiferent de situația financiară a titularului/operatorului activității.

La încetarea activității se va analiza impactul produs de activitatea tehnologică asupra solului pentru a constata gradul de poluare și necesitatea decontaminării solului.

Dezafectarea, demontarea instalațiilor, demolarea construcțiilor se va face conform unui proiect de dezafectare. Se va solicita acordul de mediu pentru proiectele de dezafectare aferente activității cu impact semnificativ asupra mediului.

Anexa 1 Certificat de înregistrare elaborator Raport de Amplasament



MINISTERUL MEDIULUI,
APELOR ȘI PĂDURILOR

CERTIFICAT DE ÎNREGISTRARE

În conformitate cu prevederile Ordonanței de urgență a Guvernului nr. 195/2005 privind protecția mediului, aprobată cu modificări și completări prin Legea 265/2006, cu modificările și completările ulterioare și ale Ordinului ministrului mediului nr. 1026/2009 privind condițiile de elaborare a rapoartelor de mediu, rapoartelor privind impactul asupra mediului, bilanșurilor de mediu, rapoartelor de amplasament, rapoartelor de securitate și studiilor de evaluare adecvată.

În urma evaluării solicitării de reînnoire din data de 03.02.2016 depuse în procedura de înregistrare de:

S.C KPMG ROMANIA S.R.L

cu sediul în: București, Sos. Bucuresti-Ploiesti, nr. 69-71,
Telefon: 021 201 22 22, Fax: 021 201 22 11
CIF RO2627023 înregistrată în Registrul Comerțului la J40/1829/1995

persoana juridică este înscrisă în *Registrul Național al elaboratorilor de studii pentru protecția mediului la poziția nr. 333* pentru

RM	<input checked="" type="checkbox"/>
RIM	<input checked="" type="checkbox"/>
BM	<input checked="" type="checkbox"/>
RA	<input checked="" type="checkbox"/>
RS	<input checked="" type="checkbox"/>
EA	<input type="checkbox"/>

Evaluat la data de: **03.02.2016**
Reînnoit cu data de : **04.02.2016**
Valabil până la data de : **04.02.2021**

PREȘEDINTELE COMISIEI DE ÎNREGISTRARE

Corina LUPU
SECRETAR DE STAT

Anexa 2 Lista substanțelor chimice periculoase

Nr.crt	Denumirea substantei periculoase	Nr. CAS	Fraza de pericol	Cantitatea medie lunară deținută, tone	Capacitatea Proiectata de stocare, tone	Mod de stocare
Uzina Rafinărie						
1	TITEI	8002-05-9	H350	67.672	334.400	Rezervor cu capac fix+flotant 5 rezervoare * 50.000 to/rezervor 3 rezervoare * 57.000 to/rezervor
2	BENZINE (produs finit)	86290-81-5	H350, H304	20.119	46.520	Rezervoare cu capac fix / plutitor și/sau Rezervoare cu capac flotant, etansare primara+secundara
3	Benzine produse intermediare		H350, H304	14.673	41.480	Rezervoare cu capac fix / plutitor Rezervoare cu capac flotant, etanșare primară + secundară
	benzină DA	64741-42-0		3.895	16.000	
	benzină HB	64742-48-9		3.796	5.040	
	benzină RC	64741-63-5		2.169	4.800	
	benzină CC	64741-54-4		4.813	16.000	
4	Light Naphtha (component benzină)	64742-89-9	H350, H304	276	960	Rezervoare cu capac fix / plutitor Rezervoare cu capac flotant etanșare primară + secundară
5	MOTORINE	68334-30-5	H351	22.373	99.872	Rezervoare cu capac fix
6	PETROLURI	8008-20-6 64742-81-0	H304	1.823	19.320	Rezervoare cu capac fix/ plutitor
7	PACURĂ componente pacură	68553-00-4	H350	3.556	8.000	Rezervoare cu capac fix
8	REZIDUU CC	64741-62-4	H350	2.176	8.000	Rezervoare cu capac fix

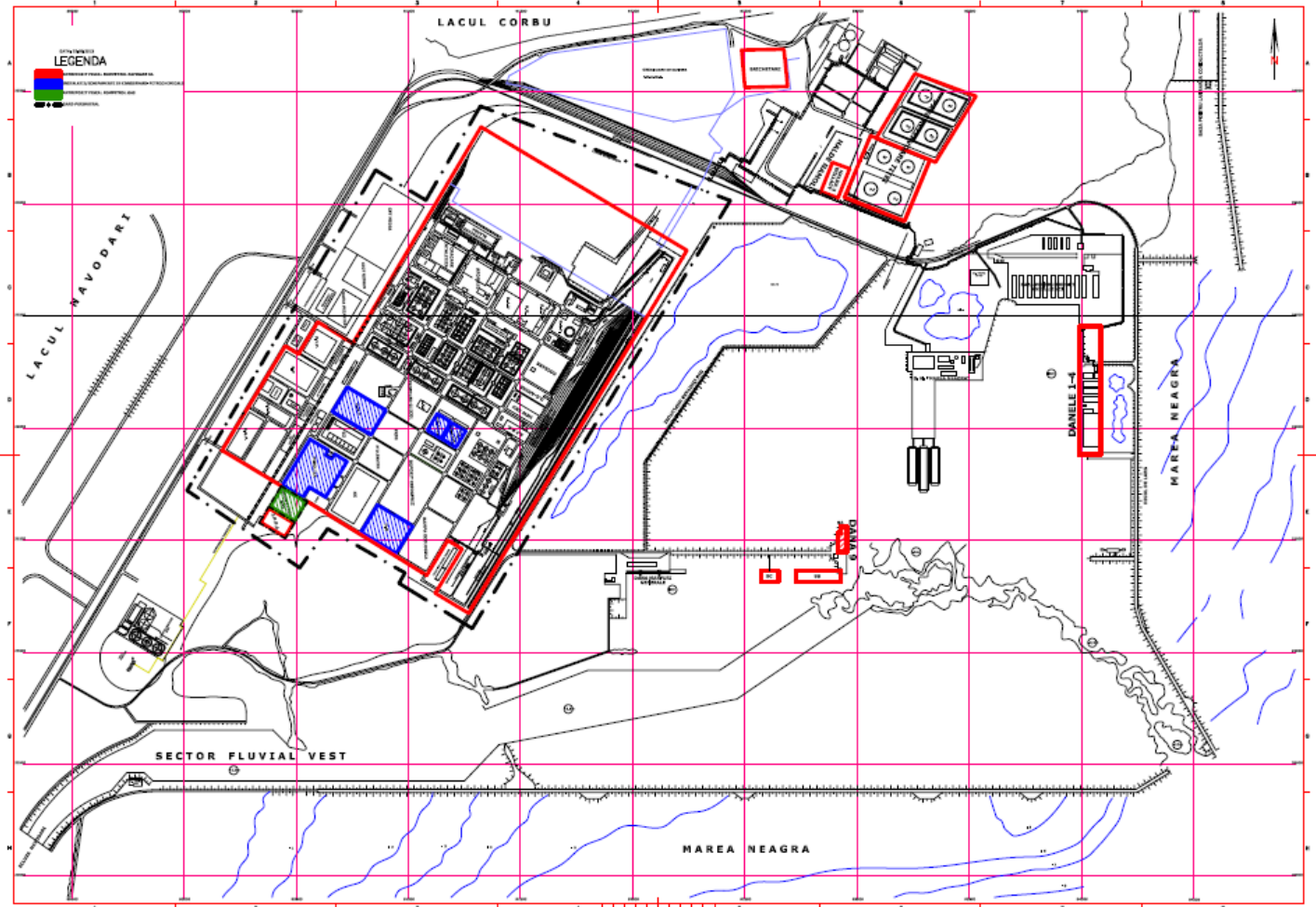
Nr.crt	Denumirea substantei periculoase	Nr. CAS	Fraza de pericol	Cantitatea medie lunară deținută, tone	Capacitatea Proiectată de stocare, tone	Mod de stocare
9	REZIDUU VID	64741-56-6	Nu este clasificat cf. R 1272/2008	5.488	10.520	Rezervoare cu capac fix
10	DISTILAT VID	68955-27-1	H350	13.400	32.000	Rezervoare cu capac fix
11	Slops	68476-33-5	H350	756	4.893	Rezervoare cu capac fix
12	MTBE	1634-04-4	H225, H315	2.309	11.470	Rezervor cu capac plutitor
13	ETBE	637-92-3	H225, H315	701	1.200	Rezervor cu capac plutitor
14	Bioetanol	64-17-5	H225	444	1.600	Rezervor cu capac plutitor
15	Biodiesel	67762-38-3	Nu este clasificat cf. R 1272/2008	1.335	5.236	Rezervoare cu capac fix
16	Gaz petrolier lichefiat (GPL)	68476-85-7	H220, H280, H340, H350	3.671	4.786	Sfere
17	Propan	74-98-6	H220	426	1.200	Sfere
18	GAZE CHIMIZARE Propan-propilenă	68606-26-8	H220, H350 H340, H280	403	1.248	Sfere
19	i-Butan-Butene (materie primă)	87741-01-3	H220, H350 H340, H280	60	1,006	Sfere
20	N Pentan + i-Pentan (fracție C5)	68476-55-1	H350, H304	282	1.024	Sfere
21	Fracție C5-C6	68476-50-6	H350, H304	1.259	1.885	Sfere
22	HIDROGEN	1333-74-0	H220		Capacitate de producție Fabricii H2: 40.000 Nm ³ /h	Se utilizează din instalație, direct în procesele tehnologice
23		7783-06-4		8.478,4 Nm ³ /h		Gazometru

Nr.crt	Denumirea substanei periculoase	Nr. CAS	Fraza de pericol	Cantitatea medie lunară deținută, tone	Capacitatea Proiectată de stocare, tone	Mod de stocare
	Gaze cu H2S (rezultă din procesul tehnologic)		H220, H330 H400		14.560 tone Comb Conv	
24	Gaze combustibile (Amestec H2 + CH4 + fracție C2 + fracție C3 + nC4 + IC4)	1333-74-0 74-82-8 74-98-6 87741-01-3	H220, H350 H340	25.000 Nm ³ /h	-	Nu se stochează
25	METAN	74-82-8	H220	-	-	Se utilizează din rețea direct în procesul de producție
26	SULF	7704-34-9	Nu este clasificat cf. R 1272/2008	220 to/zi	7.500 tone (capacitatea depozitului de sulf este aceeași)	Depozit de sulf special amenajat
27	COCS	64741-79-3	Nu este clasificat cf. R 1272/2008	-	12.000	Depozit de cocs special amenajat
28	METANOL	67-56-1	H225, H301 H311, H331 H370	605	2.500	Rezervoare cilindrice verticale + Vase cilindrice orizontale
29	HIDROXID DE SODIU, soluție	1310-73-2	H314	67,99	306	Rezervor cilindric vertical
30	HIPOCLORIT DE SODIU	7681-52-9	H290, H400	70,31	100	Rezervor cilindric vertical
31	ACID SULFURIC	7664-93-9	H314	85,39	400	Rezervor cilindric vertical
32	ETHANOLAMINE	141-43-5	H332, H312 H302, H314	1,23	404	Rezervor cilindric vertical
33	DIETANOLAMINA (DEA)	111-42-2	H302, H373 H315, H318	64,80	440	Rezervor cilindric vertical.

Nr.crt	Denumirea substantei periculoase	Nr. CAS	Fraza de pericol	Cantitatea medie lunară deținută, tone	Capacitatea Proiectată de stocare, tone	Mod de stocare
34	Amestec Keropur DP 5205	64742-94-5; 91-20-3; 104-76-7; 556-67-2	H319, H315, H41, H304, H336, H351	189,50	1.040	Budane 1 m ³
	Amestec Keropur 3576	64771-72-8; 64742-48-9; 337367-30-3	H315, H412			
35	Amestecuri (aditivi)	64742-94-5 25551-13-7 91-20-3 108-67-8	H304, H351 H302, H400 H410	57,38	360	Rezervor cilindric vertical
36	AZOTAT 2-ETILHEXIL	27247-96-7	H302, H312, H332, H411, EUH044, EUH066	129	387	Rezervor cilindric vertical
37	PROPILENĂ	115-07-1	H220	2.437,26	12.740	-În rezervorul criogenic la temp. -47 °C și presiune atmosferică -În rezervoare sferice la temperatura ambiantă și max.10 atm Se utilizează în flux continuu în instalațiile tehnologice. -Vase verticale V-334A/B
38	ETILENĂ	74-85-1	H220	5.689,79	10.000	-În rezervorul criogenic la temp. -104 °C și presiune atmosferică Se utilizează în flux continuu în instalațiile tehnologice.
39	AMONIAC	7664-41-7	H221, H280, H314, H331, H400	5,43	43,75	Vase cilindrice vertical / orizontale
40	CATALIZATOR TEAL	97-93-8	H250, H260, H314	9,66	10,20	Containere metalice

Nr.crt	Denumirea substantei periculoase	Nr. CAS	Fraza de pericol	Cantitatea medie lunară deținută, tone	Capacitatea Proiectată de stocare, tone	Mod de stocare
41	HEXAN	(64742-49-0) 110-54-3	H225, H304, H315, H373, H361f, H411	404,06	1.680	Rezervoare cilindrice verticale
42	PEROXID DE DECANOIL (DCP)	762-12-9	H242	10,85	12	Stocare în saci etanși (25 kg), în celulele depozitului
43	XILENI	1330-20-7 (90989-38-1)	H226, H304, H312, H315, H319, H332, H335, H373	10	16	Vase cilindrice vertical, în instalația PIP/LDPE.
44	N-HEPTAN	-	H225, H315, H336, H304, H411	26,59	32	Vase cilindrice verticale, în instalația PIP/LDPE și butoaie metalice.
45	1-BUTENĂ	106-98-9	H220	75,64	81,60	Rezervoare cilindrice orizontal
46	METANOL	67-56-1	H225, H301, H311, H331, H370	36,83	557	Vase cilindrice orizontale și rezervoare
47	OXIGEN	7782-44-7	-	5	8	Rezervor criogenic cu manta în vid, capacitate 8 t
48	Azot	-	-	200	380	Rezervor ciogenic cu manta în vid. 2 rezervoare * 100 t 4 rezervoare * 45 t

Anexa 3 Planul de încadrare în zonă



Anexa 4 Planul general al amplasamentului Rompetrol Rafinare



Document Classification - KPMG Public

