

RAPORT DE SECURITATE ROMPETROL RAFINARE

Nr. crt.	Responsabil	Activitate
4	Reprezentant QHSE Operator proces Şef loc de muncă Responsabil SMI sector Echipa de audit	Înregistrare și analizare conformitate rezultate monitorizare și măsurare.
5	Manager QHSE Şef Departament Şef loc de muncă Reprezentant QHSE Responsabil SMI sector Echipa de audit	Monitorizare neconformități identificate și urmărirea stadiu implementare acțiuni corective/ preventive.
6	Şef loc de muncă Şef Departament Responsabil SMI sector	Transmitere, la solicitarea Departamentului QHSE, a datelor și informațiilor referitoare la funcționarea SIM în departamente.
7	Şef loc de muncă Şef Departament Director Departament Reprezentant QHSE Responsabil SMI sector	Stabilire și calculare indicatori de performanță specifici fiecărui proces/ activitate.
8	Manager QHSE Reprezentant QHSE Şef loc de muncă Director Departament Manager Proiect	Raportarea stadiului aplicării cerințelor legale, ale SIM și a celorlalte cerințe stabilite de organizație.
9	Top management: Manager QHSE Director Departament	Analizare și evaluare performanță SIM și stabilire orientări și direcții de acțiune viitoare.

2.9. Audit și revizuire

Auditul intern este reglementat prin procedura *Audit intern al sistemelor de Management cod PEM-QHS-PR-C09-0015-R8 din 04.06.2020* care definește responsabilitățile și cerințele pentru planificarea și efectuarea auditului intern al Sistemului de Management Integrat (calitate, mediu și sănătate și securitate în muncă) implementat în RR și pentru stabilirea înregistrărilor și raportarea rezultatelor.

Auditurile interne se aplică asupra fiecărui element al sistemului de management al calității, protecției mediului, sănătății și securității ocupaționale pentru a verifica dacă procesele și rezultatele aferente acestora sunt conforme cu reglementările cuprinse în documentele sistemului de management elaborate și documentele de referință, respectiv de a evalua eficacitatea sistemului de management implementat în cadrul organizației.

Principiile enunțate ale procedurii PEM – QHS – PR - C09 – 0015 - R8 din 04.06.2020 sunt următoarele:

- a. *Auditul intern se efectuează la intervale planificate sau ori de câte ori este necesar, pentru a determina dacă sistemul integrat de management este:*
 - conform cu cerințele proprii organizației pentru sistemele de management implementate;
 - conform cu cerințele standardelor de referință și legislației aplicabile;
 - în acord cu politica, obiectivele și tinte stabilite;
 - implementat și menținut în mod eficace.
- b. *Criteriale de audit (referențialele) utilizate în auditul intern sunt standardele de referință, politicile, obiectivele și tinte declarate, legislația aplicabilă, prevederi contractuale, procedurile și instrucțiunile aplicabile zonei auditate, rapoarte de audit intern/extern, rapoarte de inspecție autorizate, etc.*

RAPORT DE SECURITATE ROMPETROL RAFINARE

- c. Persoanele care efectueaza auditurile sunt instruite corespunzator, cunosc zona auditata si nu au responsabilitati directe in zona auditata.
- d. Selectarea auditorilor si modul de efectuare a auditurilor asigura obiectivitatea si imparțialitatea auditului; auditorii nu isi vor audita propria lor activitate.
- e. Auditorii documenteaza si mentin inregistrari ale auditului (raport de audit si anexe).
- f. Rezultatele auditului sunt raportate, conform ariei de interes, managementului relevant, reprezentantilor lucratorilor si altor parti interesate relevante (ex: in cazul neconformitatilor de interfata- reprezentantilor altor departamente/entitati)
- g. Coordonatorii departamentelor auditate sunt responsabili cu stabilirea si implementarea corectiilor si/sau actiunilor corective, respectiv actiuni de imbunatatire convenite de comun acord cu auditorul pentru eliminarea cauzei constatarilor documentate sau implementarea unei oportunitati.
- h. Verificarea modului in care s-au realizat actiunile corective si incheierea auditului este responsabilitatea conducatorului echipei de audit.

Programul auditurilor interne QHSE se întocmește la începutul fiecărui an de către departamentul QHSE, care definește departamentul auditat, perioada de desfășurare și conducătorul echipei de audit. Conducătorul echipei de audit stabilește mărimea și componența echipei pe baza unei liste actualizate anual cu auditori calificați (în funcție de educație, competență și experiență).

Colectarea informațiilor în timpul utilizate în procesul de audit constă în interviuri cu persoanele auditate, observarea activităților, mediului și a condițiilor de lucru și evaluarea conformității cu cerințele aplicabile. Finalizarea auditului se efectuează prin întocmirea Raportului de audit de către conducătorul echipei de audit, care anexează dovezile colectate, cererile de acțiune corectivă/ preventivă și planul de acțiuni pentru implementarea observațiilor și propunerilor de îmbunătățire.

3. Prezentarea mediului în care este localizat amplasamentul

3.1. Descrierea amplasamentului

3.1.1. Localizare

RPM este situată la adresa Bd. Năvodari nr. 215 (DJ226 km 23), jud. Constanța, în nord-estul municipiului Năvodari, la altitudini cuprinse între aproximativ 2,5 și 3 m MN75.

Pe baza documentelor disponibile, amplasamentul ocupă o suprafață totală de aproximativ 498,5 ha, dintre care 240 ha reprezintă aria platformei industriale pe care se află cele două sectoare de producție aferente, și anume: sectorul Rafinare (75 ha) și sectorul Petrochimie (65 ha). Împrejurimile amplasamentului sunt prezentate în Tabelul 4 de mai jos.

Tabelul 4 – Împrejurimile amplasamentului și distanțe aproximative față de acestea

Direcție	Împrejurimi și distanțe aproximative	Observații
Nord	<ul style="list-style-type: none"> •T.M.U.Ch.B. (organizare de șantier); •Drumul județean DJ226; •SC Petrom SA, grup de zăcăminte PETROMAR – secția terminal Midia •Lacul Corbu de Jos ≈ 200 m și terenuri agricole. 	<p>Obiective clasificate în conformitate cu HG 804/2007 la 31.12.2014²:</p> <ul style="list-style-type: none"> •SC Petrom SA, grup de zăcăminte PETROMAR – secția terminal Midia (la limita superioară).
Est	<ul style="list-style-type: none"> •Dig limitare umpluturi; 	Obiective clasificate în conformitate cu HG 804/2007 la 31.12.2014:

² Lista operatorilor economici clasificați în conformitate cu HG 804/2007 la 31.12.2014 (<http://www.igsu.ro/index.php?pagina=seveso>)

RAPORT DE SECURITATE ROMPETROL RAFINARE

	<ul style="list-style-type: none"> •Portul Midia cu danele de încărcare aferente și operatorii economici care își desfășoară activitatea în incintă; •Marea Neagră ≈ 2.500 m. 	<ul style="list-style-type: none"> •SC Octogon Gas & Logistics SRL Constanța (la limita superioară).
Sud	<ul style="list-style-type: none"> •Portul Midia – sector fluvial vest și ecluza Năvodari; •Butan Gas – depozitare și distribuție GPL ≈ 500 m; •TMUCB construcții industriale ≈ 550 m; •SC Argenta SRL construcții industriale ≈ 600 m; •Marea Neagră ≈ 900 m. 	<ul style="list-style-type: none"> •Obiective clasificate în conformitate cu HG 804/2007 la 31.12.2014; •Butan Gas – depozitare și distribuție GPL (la limita superioară).
Vest	<ul style="list-style-type: none"> •CET Midia; •Bd. Năvodari; •Lacul Tașaul ≈ 200 m. 	<ul style="list-style-type: none"> •Obiective clasificate în conformitate cu HG 804/2007 la 31.12.2014; •CET Midia (la limita inferioară).

Cele mai apropiate zone locuite se află la distanțe de aproximativ 2,9 km nord (Corbu), 1,5 km sud (Mamaia-sat), 2,5 km sud-vest (Năvodari) și 2,2 km nord-vest (Luminița).

Amplasamentul nu se află în interiorul unor arii naturale protejate. Cele mai apropiate arii naturale protejate se află la o distanță de aproximativ 850 m sud (ROSPA0076 Marea Neagră), 850 m est față de stația de epurare (ROSCI0065 Delta Dunării și ROSPA0031 Delta Dunării și Complexul Razim-Sinoie) și 1.000 m est față de stația de epurare (ROSCI0066 Delta Dunării – zona marină).

Accesul pe amplasament este asigurat după cum urmează:

- Rutier: dinspre Bd. Năvodari prin intermediul a trei (3) porți numerotate Poarta 1-3 și porți secundare aferente proprietăților aflate în exteriorul platformei industriale (ex: stație de epurare, parc rezervoare țitei);
- Feroviar: prin intermediul rampei CF aflate în nordul platformei industriale;
- Naval: prin intermediul celor șapte (7) dane numerotate Dana 1-4 (pentru produse petroliere brute cu lungime totală 532 m și 9 m adâncime) și Dana 9A-C (Dana 9A și Dana 9B pentru produse petroliere rafinate, etilenă și GPL cu lungime totală 204 m și 9 m adâncime și Dana 9C pentru produse petroliere cu lungime de 41 m și adâncime de 3,70 m)³.

3.1.2. Activitățile principale

Activitățile principale a RPM constă în „1920 Fabricarea produselor obținute din prelucrarea țiteiului” și „2016 Fabricarea materialelor plastice în forme primare” (cod CAEN rev.2). Activitățile conexe activităților principale cuprind următoarele:

- Depozitarea țiteiului și produselor finite fluide și solide;
- Depozitarea temporară a substanțelor chimice periculoase și a deșeurilor rezultate;
- Îmbutelierea gazului petrolier lichefiat (GPL);
- Ambalarea produselor finite solide;
- Încărcarea produselor finite și descărcarea țiteiului în/din transportoare navale;
- Încărcarea produselor finite în cisterne auto și transportoare rutiere;
- Încărcarea produselor finite în cisterne și vagoane CF;
- Epurarea apelor uzate menajere și tehnologice;
- Arderea gazelor naturale și a gazului facă în instalații cu putere termică nominală totală de peste 20 MW;
- Transportul țiteiului, produselor finite fluide și a apei uzate;
- Întreținerea și repararea instalațiilor de producție;
- Activități de birou.

³http://www.portofconstantza.com/apmc/portal/static.do?package_id=infgen_porturi_satelit&x=load&resource=infgen_port_midia_ro.htm

RAPORT DE SECURITATE ROMPETROL RAFINARE

O parte dintre activitățile menționate anterior sunt desfășurate direct de către RR, iar o parte sunt desfășurate de către companii terțe (membre ale KMG International) după cum urmează:

- MIDIA MARINE TERMINAL S.R.L.: gestionarea activelor logistice ale RPM (managementul depozitului de țiței, terminalelor navale și ale rampelor de încărcare auto și CF);
- ROMINSERV: servicii complete, integrate pentru RPM de inginerie, mentenanță, diagnoză industrială și altele;
- ROMPETROL QUALITY CONTROL: monitorizarea în timp real a activității de producție, a calității produselor și a calității factorilor de mediu.

3.1.3. Personalul din cadrul amplasamentului

Pe amplasamentul RPM sunt prezenți efectiv un număr total de 951 angajați distribuiți după cum urmează:

- QHSE Petromidia: 15 angajați;
- Activități administrativ-financiare (Financiar-Contabilitate, Administrativ, Juridic, PR, Securitate): 81 angajați;
- Producție Rafinare: 392 angajați;
- Producție Petrochimie: 248 angajați;
- Utilități: 162 angajați;
- Procese și Inginerie: 31 angajați;
- Mentenanță și Inspecții: 22 angajați;

Adițional personalului RR prezent pe amplasamentul RPM, este prezent personalul firmelor terțe care își desfășoară activitatea în regim nepermanent (ex: firme de transport, construcții etc.). Numărul personalului adițional este variabil în funcție de complexitatea activității desfășurate. Pentru firmele de transport rutier a materiilor prime și finite au fost amenajate spații de parcare corespunzătoare în incinta rafinăriei.

3.1.4. Situația autorizărilor, inspecții

RPM funcționează în baza următoarelor acte de reglementare emise de către autoritățile publice privind protecția mediului:

- Autorizația Integrată de Mediu nr. 1/10.05.2013 emisă de către Agenția pentru Protecția Mediului Constanța, actualizată în data de 18.02.2019 valavila pe termen nelimitat cu viza anuală în proces de revizuire
- Autorizația de Gospodărire a Apelor emisă de către Administrația Națională „Apele Române” București;
- Autorizația de prevenire și stingere a incendiilor nr. 3765/14.03.2002 emisă de către Brigada de pompieri „Dobrogea” a județului Constanța;
- Autorizația nr. 135/2013 privind emisiile de gaze cu efect de seră pentru perioada 2013-2020, revizuită în data de 05.06.2019 în derulare procedura de autorizare pentru faza IV2021-2030.

RPM a fost inspectată de către Inspectoratul pentru Situații de Urgență „Dobrogea” al județului Constanța și de către Garda Națională de Mediu Comisariatul Județean Constanța, la nivelul anului 2020, Rezumatele inspecțiilor sunt incluse în Tabelul 6 de mai jos.

Tabelul 5– Inspecții desfășurate în cursul anului 2019-2020 de către ISU și GNM-CJ Constanța

An inspecție	2019-2020
Nr. ISU	187/09.07.2020/20/SU-CT09.07.2020
Nr. GNM-CJ Constanța	
Data inspecției	19.06/22.06-30.06/01.07-09.07.2020

RAPORT DE SECURITATE ROMPETROL RAFINARE

An inspecție	2019-2020
INSPECȚIE PLANIFICATE	cf RI NR 1887/19/SU-CT/17.05.2019 din cele 17 masuri dispuse au fost realizate 3 celelalte au fost realizate partial urmand sa se realizeze la termene stabilite in actul de control. La uzina Rafinare au fost dispuse 8 masuri din care s-au realizat 5, 2 fiind in stadiu de terminare una neterminata la uzina petrochimie au fost dispuse 10 masuri si s-au realizat 8 din care doua s-au realizat partial urmand sa se realizeze la termenele stabilite in procesul verbal Statia de imbuteliere GPL a fost dispusa in 2019 o masura care s-a realizat
Sanțiuni aplicate	nu s-au aplicat sanțiuni
Măsuri stabilite	ISU: 24 măsuri;

3.2. Descrierea mediului

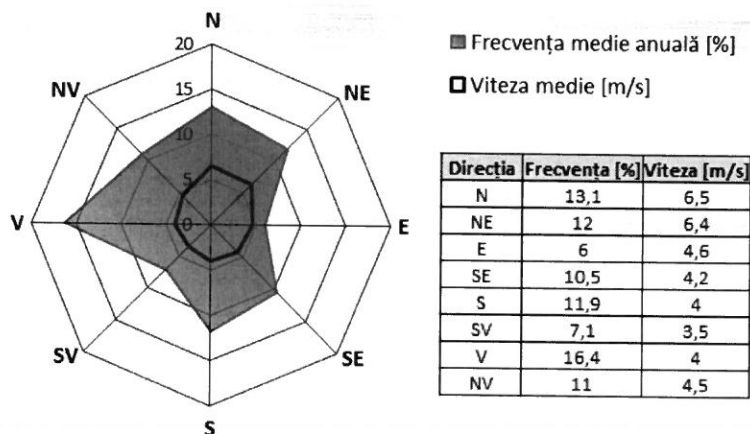
3.2.1. Date climatologice

Amplasamentul RPM se află în sectorul cu climă de litoral maritim caracterizat prin veri răcoroase datorită brizei mării care atenuează căldura și prin ierni blânde cu vânturi puternice și umede dinspre mare⁴.

În vederea descrierii indicatorilor climatologici pentru amplasamentul RPM, au fost considerate valorile înregistrate la stația meteorologică din municipiul Constanța și publicate de către Administrația Națională de Meteorologie⁵.

Datorită locației sale pe litoralul românesc, amplasamentul este caracterizat de către brizele marine care iau naștere ca urmare a contrastului termic dintre uscat și apă. Astfel, se produce o atenuare a vitezei vânturilor la trecerea curenților de pe mare pe uscat și o intensificare la trecerea curenților de pe uscat pe mare. În Figura 4 de mai jos este inclusă roza vânturilor și valorile utilizate pentru generarea acesteia și anume: frecvența medie anuală a vântului și viteza medie a vântului pe direcții.

Figura 3 – Roza vânturilor pentru municipiul Constanța



Viteza maximă a vântului cu intervale medii de recurență de 5, 10, 20, 50 și 100 de ani și probabilitățile aferente de revenire au următoarele valori: 29 m/s (20%), 31 m/s (10%), 37 m/s (5%), 40 m/s (2%) și 44 m/s (1%).

⁴ Posea G. et.al. (1982) – „Enciclopedia geografică a României”, Editura Științifică și Enciclopedică București

⁵ Administrația Națională de Meteorologie (2008) – „Clima României”, Editura Academiei Române

RAPORT DE SECURITATE ROMPETROL RAFINARE

Radiația solară globală reprezintă suma dintre radiația solară directă (provenită direct de la discul solar) și radiația solară difuză (radiația solară directă rezultată din procesele atmosferice de difuzie, reflexie și refracție) reprezintă cel mai important parametru radiativ.

Valorile medii multianuale înregistrate sunt prezentate în Tabelul 6 de mai jos.

Tabelul 6– Valori medii multianuale pentru lunile iunie și decembrie [Sursa: ANM 2008]

Luna/Ora	6 ⁰⁰	9 ⁰⁰	12 ⁰⁰	15 ⁰⁰	18 ⁰⁰
Iunie [W/m ²]	181	719	935	733	168
Decembrie [W/m ²]	-	161	384	140	-

Valorile maxime și minime înregistrate în municipiul Constanța pe suprafețe orizontale sunt prezentate în Tabelul 7 de mai jos.

Tabelul 7 – Valorile maxime și minime ale radiației solare globale înregistrate la stația Constanța [Sursa: ANM 2008]

Luna	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Max. [W/m ²]	614	705	977	1.075	1.089	1.124	1.110	1.054	963	859	607	489
Min. [W/m ²]	10	12	26	30	42	54	50	42	34	18	17	9

Temperatura aerului înregistrată la stația meteorologică din Constanța este prezentată în Tabelul 8 de mai jos.

Tabelul 8 – Valorile temperaturii înregistrate la stația meteorologică Constanța [Sursa: ANM 2008]

Temperatura medie (°C)			Temperatura minimă (°C)		Temperatura maximă (°C)	
Anuală	Ianuarie	Iulie	Extrema absolută	Ianuarie	Extrema absolută	Iulie
11,7	0,6	22,3	-25,0 (10.02.1929)	-24,7 (1942)	38,5 (10.07.1927)	38,5 (1927)

Precipitațiile înregistrate la stația meteorologică din Constanța între anii 1961 și 2000 indică următoarele valori:

- Cantitatea medie anuală: 406,9 mm;
- Cantitatea medie lunară – ianuarie: 28,5 mm;
- Cantitatea medie lunară – iulie: 31,3 mm;
- Cantitatea medie lunară maximă: 44,4 mm (noiembrie);
- Cantitatea maximă căzută în 24 h: 77,8 mm (august).

3.2.2. Elemente de geologie și seismologie

În conformitate cu harta geologică scara 1:200.000, foaia 46 Constanța, întocmită de către Institutul Geologic în anul 1968, amplasamentul RPM se suprapune formațiunilor din Holocenul Superior constituite din depozite marine, iar stația de epurare a apelor uzate se suprapune formațiunilor din Pleistocenul Mediu și Superior constituite din depozite deluvial-proluviale și o formațiune din Jurasicul Mediu (Callovian și Bathonian) constituite din calcare cu siliciferi, calcare grezoase și calcare conglomeratice.

În conformitate cu Reglementarea tehnică „Cod de proiectare seismică – Partea I – Prevederi de proiectare pentru clădiri” indicativ P100-1/2013, aprobat prin Ordinul 2465/2013, amplasamentul se află într-o zonă cu accelerația seismică de $a_g = 0,2g$ cu interval mediu de recurență (T) de 225 ani și o perioadă de colț T_c a spectrului de răspuns de 0,7 s.

Probabilitatea (P) de apariție a unui cutremur care să depășească accelerația seismică de 0,2g pe durata de funcționare (D) a rafinăriei se calculează cu ajutorul formulei următoare:

$$P = \left(1 - \left(1 - \frac{1}{T} \right)^D \right) \cdot 100 [\%]$$

RAPORT DE SECURITATE ROMPETROL RAFINARE

Astfel, considerând o durată de viață a rafinăriei de 100 ani, probabilitatea de depășire este 36%.

În conformitate cu standardul *SR 11100-1:1993 Zonarea Seismică. Macrozonarea Teritoriului României*, amplasamentul se află într-o zonă cu o intensitate seismică de gradul VII pe scara MSK (Medvedev-Sponheuer-Karnik), cu un interval mediu de recurență de 50 ani. Intensitatea calculată are la bază efectele evenimentelor seismice majore; gradul VII pe scara MSK64 reprezintă un cutremur foarte puternic în care majoritatea oamenilor sunt speriați și părăsesc locuințele, crăpături mari și adânci apar în pereți, are loc căderea coșurilor de fum și distrugerea unor acoperișuri, apar surpări ale părților carosabile pe pante abrupte, distrugerii ale porțiunilor de îmbinare a conductelor și se produc alunecări de teren.

Având în vedere faptul că prima instalație din RPM a fost pusă în funcțiune în anul 1979, intensitatea seismică avută în vedere la proiectarea clădirilor și instalațiilor conform STAS 2923-63 și STAS 11100/1-77 a fost similară cu zona în vigoare conform SR 11100-1:1993. Cu toate acestea, riscul seismic împreună cu efectele directe asupra construcțiilor și instalațiilor nu trebuie exclus având în vedere următoarele:

- Normativul de proiectare seismică P100-92 și codurile elaborate ulterior (P100-1/2006 și P100-1/2013) conțin hărți de zonare proprii pentru accelerația seismică și a perioadei de control a spectrului de răspuns, care în general sunt mai restrictive decât normele anterioare de proiectare;
- Gradul de uzură al instalațiilor și construcțiilor existente ca urmare a efectelor factorilor de mediu și a seismelor resimțite pe litoralul Mării Negre.

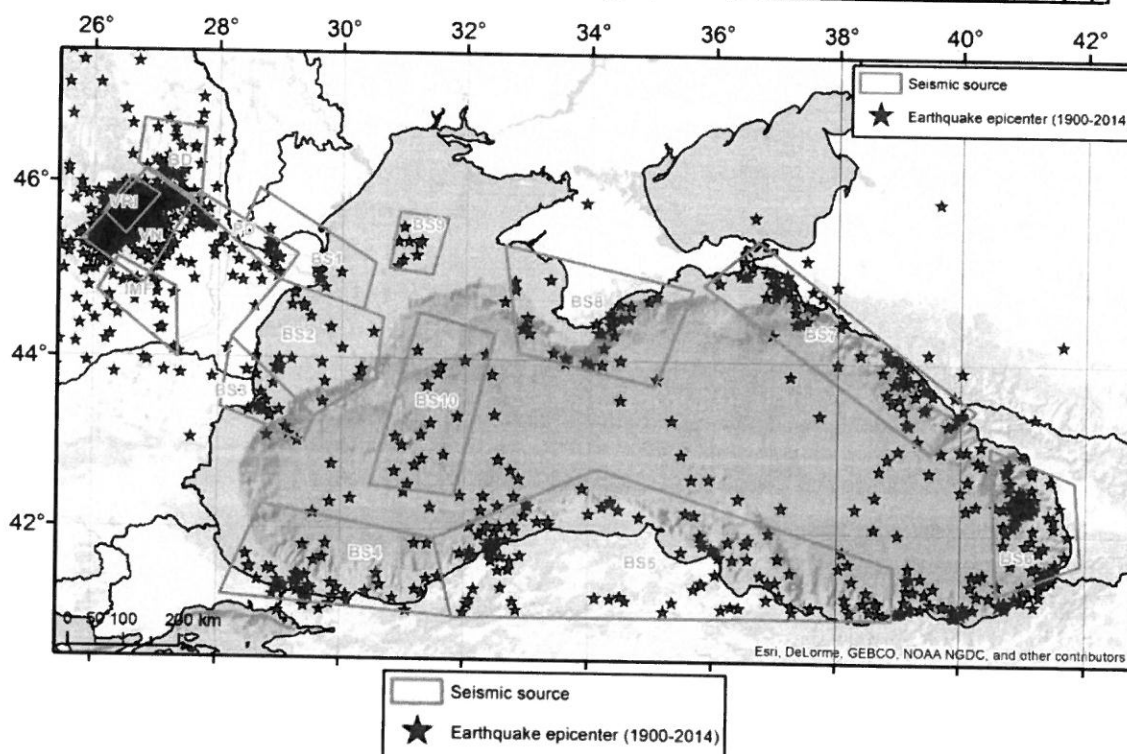
Zonarea seismică pentru regiunea Mării Negre a fost elaborată de către Institutul Național pentru Fizica Pământului (INFP) care a luat în considerare cutremurele de suprafață și cutremurele adânci din Marea Neagră și din zona de sud-est a României. Astfel, au fost identificate un număr de 14 surse crustale și o sursă de adâncime intermediară (sursa subcrustală Vrancea) prezentate în Tabelul 9 și Figura 5 de mai jos. O sursă adițională aferentă sursei Shabla (DUL) este localizată la vest față de sursa BS3.

Tabelul 9 Surse seismice pentru regiunea Mării Negre [Sursa: <http://tsunami.infp.ro/seismic.php>]

Indicator sursă	Nume sursă	Adâncime medie [km]	Magnitudine Moment [M _w]		Intensitate MSK [I]	
			min.	max.	min.	max.
VRI	Vrancea	130	5,0	7,9	4,0	10
VN	Vrancea normal	30	3,0	5,9	2,5	7,0
BD	Depresiunea Bârlad	10	2,5	5,5	2,0	6,5
PD	Nord Dobrogea	10	3,0	5,5	3,0	6,5
IMF	Falia Intramosică	15	3,0	5,4	3,0	6,5
DUL	-	15	3,0	7,2	3,0	9,0
BS1	Nord Dobrogea Marea Neagră	33	3,0	3,5	2,5	3,5
BS2	Dobrogea central	11	3,0	5,0	2,5	5,5
BS3	Shabla	16,4	3,0	7,2	2,5	9,0
BS4	Istanbul	22,1	3,0	6,7	2,5	8,0
BS5	Falia N. Anatoliană	14,8	3,0	6,1	2,5	7,5
BS6	Georgia	13,5	3,0	5,5	2,5	6,5
BS7	Novorossjsk	20,8	3,0	5,2	2,5	6,0
BS8	Crimeea	22,8	3,0	6,5	2,5	8,0
BS9	Vestul Mării Negre	14,8	3,0	4,9	2,5	5,5
BS10	Centrul Mării Negre	26,9	3,0	3,9	2,5	4,0

RAPORT DE SECURITATE ROMPETROL RAFINARE

Figura 4 – Surse seismice pentru regiunea Mării Negre [Sursa: <http://tsunami.infp.ro/seismic.php>]



3.2.3. Elemente de hidrologie și hidrogeologie

Cele mai apropiate cursuri de apă sunt Canalul Poarta Albă-Midia Năvodari aflat la aproximativ 2,3 km sud-vest și râul Casimcea aflat la aproximativ 12 km nord-vest care se varsă în lacul Tașaul. În conformitate cu hărțile de hazard și de risc la inundații întocmite conform Directivei Inundații 2007/60/CE de către Administrația Națională „Apele Române”, amplasamentul nu se află într-o zonă care prezintă risc de inundații⁶.

Întrucât hărțile de risc la inundații nu includ riscurile induse de către Marea Neagră s-a avut în vedere creșterea nivelului Mării Negre ca urmare a următoarelor evenimente:

- Creșterea aportului de apă dulce din cursurile de apă continentale;
- Marea și valuri generate de furtuni în largul mării;
- Valuri de origine seismică (tsunami).

În urma analizei graficelor de variație ale debitelor de apă medii lunare ale Dunării și ale nivelului medii lunare ale Mării Negre în diverse puncte costiere s-a concluzionat faptul că există un sincronism aproape perfect între variațiile debitelor de apă ale Dunării la vărsare și a nivelului Mării Negre în diverse puncte. Amplitudinea variază de la aproximativ 14-20 cm (niveluri medii lunare) la 2-12 cm (niveluri medii anuale)⁷.

⁶ <http://gis2.rowater.ro:8989/flood/>

⁷ Oaie Gh. Et.al. (2007) – „Hazard Natural: Evenimente Tsunami în Marea Neagră”, GEOECOMAR București

RAPORT DE SECURITATE ROMPETROL RAFINARE

În conformitate cu Planul de Management⁸ elaborat de către ANAR, amplasamentul se suprapune corpului de apă subterană freatică RODL05 Dobrogea Centrală, care este un corp de tip poros cu suprafața de 3.000 km² cu un grad de protecție globală medie. Apa subterană este utilizată pentru populație (3193,24 mii m³/an în 2013), industrie (57,551 mii m³/an în 2013) și zootehnie (205,936 mii m³/an în 2013), iar sursele de poluare identificate sunt agricole și industriale.

În urma monitorizării stării calitative a corpului de apă RODL05 desfășurată în anul 2013, au fost constatate depășiri punctuale ale standardului de calitate pentru azotați și ale valorilor de prag pentru fosfați, cloruri și azotiți. Astfel, s-a concluzionat că corpul de apă subterană RODL05 are o stare chimică bună.

3.2.4. Istoricul amplasamentului

Platforma RPM s-a realizat prin înălțarea cotei terenului la aproximativ 2,5-3 m MN75 prin hidromecanizare. Amplasamentul a fost extins la data construirii 100 ha în mare utilizând umplutură din nisip marin asemănătoare cu suportul natural, însă în anumite areale au fost utilizate umpluturi din depozite loessoide și argiloase în care există un potențial de reținere a apelor de suprafață.

Complexul a fost proiectat în perioada 1975-1977 pe baza tehnologiilor românești de rafinare și pe baza unor licențe străine și a fost pus în funcțiune sub denumirea „Combinatul Petrochimic Midia”.

Prima instalație pusă în funcțiune este stația de epurare a apelor uzate (1978), urmată de instalația de Distilare Atmosferică și în Vid (1979) și secția AFPE (1979) din cadrul sectorului Rafinare. Primele instalații din cadrul sectorului Petrochimie au fost puse în funcțiune începând cu anul 1988. Cele mai noi instalații sunt Noua fabrică de hidrogen (HPP) și Hidrocracare blândă (MHC), ambele puse în funcțiune în anul 2012. Anii punerii în funcțiune aferenți fiecărei instalații sunt incluși în Tabelul 11 din Capitolul 3.3.

În anul 1990 Combinatul petrochimic Midia a devenit societate pe acțiuni în urma aprobării HG 1176/1990⁹ sub denumirea Petromidia S.A.

În anul 2000, rafinăria este privatizată prin achiziționarea pachetului majoritar de acțiuni de către The Rompetrol Group NV, care s-a angajat la îndeplinirea unui program complex de investiții pentru modernizarea și transformarea RPM în cea mai performantă unitate de acest gen din Europa Centrală și de Est.

Ulterior, prin Rezoluția Oficiului Registrului Comerțului nr. 50265 din 08.02.2001, se schimbă natura acționarului 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, se organizează societatea RR, ca parte a Grupului Rompetrol S.A.

În anul 2014, RR preia activele societății S.C. Rompetrol Petrochemicals S.R.L. care funcționează pe platforma RPM.

Din punct de vedere al accidentelor de mediu a fost înregistrată o scurgere accidentală la faza de pornire a instalațiilor în 1978 care a cauzat formarea unei pelicule de produs petrolier cu grosimi de 1-5 cm la suprafața pânzei freatice.

⁸ Administrația Națională „Apele Române”-Administrația Bazinală a Apelor Dobrogea litoral – „Planul de management actualizat al Fluviului Dunărea, Deltei Dunării, spațiului hidrografic Dobrogea și apelor costiere”

⁹ HG 1176/1990 privind înființarea de societăți comerciale pe acțiuni în industrie

RAPORT DE SECURITATE ROMPETROL RAFINARE

În perioada 2002-2004 a fost reabilitat un tronson de ecran perimetral de aproximativ 500 m. Astfel, produsele petroliere scurse accidental sunt captate de către sistemul perimetral de drenaj și transportate la stația de epurare a apelor uzate.

3.3. Identificarea instalațiilor și a altor activități ale amplasamentului care ar putea prezenta un pericol de accident major

În vederea identificării instalațiilor și activităților amplasamentului care ar putea prezenta un pericol de accident major, RPM poate fi structurată pe categorii de activitate generale după cum urmează:

- Descărcarea materiilor prime și încărcarea produselor finite: dane, rampe de încărcare cisterne auto, rampe de încărcare cisterne CF, conducte de transport și piesele de îmbinare aferente;
- Depozitarea materiilor prime, produselor finite și a produselor auxiliare: rezervoare de țiței, benzină, motorină, amoniac, etilenă etc., conducte de transport și piesele de îmbinare aferente;
- Prelucrarea țițeiului în sectorul Rafinare: schimbătoare de căldură, vase, cuptoare, conducte de transport și piesele de îmbinare aferente;
- Prelucrarea materiilor prime în sectorul Petrochimie: schimbătoare de căldură, vase, cuptoare, conducte de transport și piesele de îmbinare aferente, zona de ambalare și depozitare a materiilor prime;
- Depozitarea și îmbutelierea gazului petrolier lichefiat: rezervoare de depozitare, rastel de butelii GPL, secția de încărcare GPL;
- Epurarea apelor uzate: decantoare și aeratoare;
- Întreținerea și repararea instalațiilor și echipamentelor de producție.

Accidentele majore care pot fi generate de către activitățile menționate anterior, au fost identificate la nivel general și includ următoarele:

- Deversări accidentale care pot să producă contaminarea/ poluarea mediului geologic și a apelor de suprafață sau incendii în cazul contactului cu surse de aprindere;
- Emisii de vapori periculoși (toxici, nocivi, iritanți etc.), cu excepția celor inflamabili și explozivi, din instalațiile de prelucrare a materiilor prime;
- Inflamarea și incendierea instalațiilor;
- Explozia vaporilor inflamabili în instalațiile cu formare de amestecuri explozive (GPL, benzen, toluen etc.) și cu presiuni și temperaturi ridicate.

Instalațiile din cadrul amplasamentului care ar putea prezenta un pericol de accident major sunt prezentate în Tabelul 10 de mai jos. De asemenea, se menționează faptul că aproape toate instalațiile și zonele de depozitare de pe amplasamentul RPM constituie un risc de generare a accidentelor majore ca urmare a activităților desfășurate pe platformă. Descrierea detaliată a instalațiilor și a proceselor care pot genera accidente majore se găsește în Capitolul 4.

Tabelul 2 – Instalațiile care pot genera accidente majore existente pe platforma RPM

Nr. crt.	Instalație	Capacitate proiectată	U.M.	Tipul substanței periculoase	Cantitate substanță existentă în instalație	U.M.	Punere în funcțiune
1.	Parc rezervoare țiței	363.660	t	Țiței	Maxim: 340.605 Minim: 117.400	t	1979
2.	Parcuri de rezervoare produse finite (AFPE), Instalația AFPR și Instalația Depozit și Rampe GPL	239.400	m ³	Benzine	61.880	t	1979 2020
				Benzine nafta, produse intermediare DA, HB, RC, Cx	24.246	t	
				Motorine și motorină DA, motorină Cx	93.409	t	
				Petrol	12.000	t	

RAPORT DE SECURITATE ROMPETROL RAFINARE

Nr. crt.	Instalație	Capacitate proiectată	U.M.	Tipul substanței periculoase	Cantitate substanță existentă în instalație	U.M.	Punere în funcțiune
				Păcură	10.500	t	
				Calor	10.580	t	
				Slops	4.893	t	
				Distilat de vid și distilat de vid hidrofinat	3.600	t	
				Reziduu de vid	10.000	t	
				Reziduu de CC	10.970	t	
				Fracția C ₄	1.006	t	
				Propan – propilenă	3.030	t	
				GPL	4.332	t	
				Fracția C ₅	1.920	t	
				Fracția C ₅ – C ₆	1.885	t	
				MTBE	12.234	t	
				ETBE	4.476	t	
				Metanol	1.975	t	
3.	Danele 1 – 4	-	-	Țiței	2 x 400	m ³ /h	2001
4.	Danele 9 (A, B, C)	-	-	Etilenă	120.000	t/an	2006
5.	Terminalul petrolier maritim offshore de la Midia	-	-	Țiței	7.000	m ³ /h	2009
Sector Rafinare							
6.	Distilare atmosferică și în vid (DAV)	5.305.608	t/an	Zestre instalație	2.400	t	1979
				Combustibili	638	t/h	
				Fracții C ₂ – C ₅	20,4	t/h	
7.	Hidrotratate benzină nafta (HB)	887.484	t/an	Zestre instalație	400	t	1982
8.				Benzine	58	t/h	
				Gaze cu H ₂	1,5	t/h	
				Fracții C ₂ – C ₅	10,72	t/h	
9.	Reformare catalitică (RC)	524.740	t/an	Benzine	37	t/h	1982
				Gaze cu H ₂	4,8	t/h	
10.	Hidrotratate petrol/motorină (HPM)	906.444	t/an	Motorine	109	t/h	1982
				Gaze cu H ₂	1,32	t/h	
11.	Hidrotratate petrol reactor (HPR)		t/an	Petrol	43,39	t/h	1984
				Gaze cu H ₂	0,46	t/h	
12.	Fracționare gaze (FG)	182.592	t/an	Fracții C ₂ – C ₅	22	t/h	1982
13.	Metil Terț Butil Eter (MTBE)	138.046	t/an	Zestre instalație	232	t	1996
				Fracție i – butan	14,83	t/h	
				Aragaz	11,96	t/h	
				MTBE	4,6	t/h	
				Metanol	1,77	t/h	
14.	Cocsare întârziată (Cx)	1.200.000	t/an	Reziduu vid	144	t/h	1985
				Cocs	48	kg/h	
15.	Desulfurare gaze și recuperare sulf (DGRS) + modernizare Instalația SRU + TGT	223.950	t/an	Gaze cu H ₂ S	26,93	t/h	2012
				Sulf de petrol	4	t/h	
16.	Hidrotratate distilat de vid (HDV)	1.297.296	t/an	Distilat de vid	156	t/h	1985
				H ₂	4,09	t/h	
		1.159.749	t/an	Distilat hidrofinat	129	t/h	1983

RAPORT DE SECURITATE ROMPETROL RAFINARE

Nr. crt.	Instalație	Capacitate proiectată	U.M.	Tipul substanței periculoase	Cantitate substanță existentă în instalație	U.M.	Punere în funcțiune
17.	Cracare catalitică (CC)			Benzină ușoară	52	t/h	
				Motorină ușoară	27,78	t/h	
				Motorină grea	8,2	t/h	
				Gaze cu H ₂ S	15	t/h	
				Propan	3,6	t/h	
				Propilenă	5,9	t/h	
				Aragaz	5,9	t/h	
				Fracție i – C ₄	8,9	t/h	
				Cocs de catalizator	9	t/h	
18.	Hidrocracare blândă (MHC)	-	-	Motorine	220	m ³ /h	2012
				Reziduu DAV			
19.	Fabrica de hidrogen (HPP)	-	-	Hidrogen	40.000	Nm ³ /h	2012
20.	Instalația recuperare faclă (RGF)+Instalatia LPG	50.000	t/an	Gaze cu H ₂ S	20.000	Nm ³ /h	1983 2020
Sector petrochimie							
21.	Instalația propilenă (PP)	80.000	t/an	Hexan (maxim)	1.000	t	1988
				Metanol (maxim)	440	t	
				Propilenă	11	t/h	
				Catalizator TEAL	1,7	t	
22.	Instalația propilenă de joasă presiune/înaltă densitate (PJP/HDPE)	60.000	t/an	1 – butena	64	t	1988
				Hexan	680	t	
				Etilenă	8	t/h	
				Catalizator TEAL	1,7	t	
23.	Instalația polietilenă de înaltă presiune (PIP/LDPE)	60.000	t	Etilenă	1,5	m ³	1988
				Peroxizi	0,25	t	
				Xileni	14	t	
				n – heptan	32	t	
				Propilenă	3,7	t	
				Propan	4	t	
24.	Instalația Olefine I	100	t/h	Gaz metan	8.000	Nm ³ /h	1988
25.	Instalația Olefine II	100.000	t/an	Propilenă	150	t	1988
				Propan rezidual	1,3	t/h	
				Metanol	12	t	
26.	Instalația Olefine III	2.000	Nm ³ /h	Gaze faclă	2.000	Nm ³ /h	1988
27.	Instalația Utilități și Conservare, Instalația Frig (- 20 °C)	22,4	t	Amoniac	17	t	1988
28.	Depozite criogenice	10.000 (etilenă)	t	Etilenă	5.000	t	1988
		14.000 (propilenă)	t	Propilenă	3.000	t	
			Metanol	12	t		
			Amoniac	5	t		
29.	Instalația Azot - Oxigen	5.800 (oxigen) 36.000 (azot)	m ³	Oxigen	0	t	-
				Azot	1	t	
Alte instalații							
30.	Instalația brichetare cocs	40	t/h	Cocs de petrol	-	-	2010
31.	Stația de epurare finală	6.789	m ³ /h	Ape cu conținut de produse petroliere	-	-	1978

RAPORT DE SECURITATE ROMPETROL RAFINARE

Nr. crt.	Instalație	Capacitate proiectată	U.M.	Tipul substanței periculoase	Cantitate substanță existentă în instalație	U.M.	Punere în funcțiune
32.	Instalația de procesare nămol (Willacy)	42.000	m ³ /an	Nămol petrolier	-	-	2010
33.	Stația de îmbuteliere GPL	16.900	l/h	GPL	-	-	1994

3.4. Identificarea amplasamentelor învecinate, zone și amenajări care ar putea genera sau crește riscul ori consecințele unui accident major și ale unor efecte domino

Amplasamentele învecinate RPM se pot clasifica în amplasamente care constituie un risc pentru rafinare și în amplasamente pentru care rafinaria reprezintă un risc. Astfel, au fost clasificate conform Tabelului 11 de mai jos și s-au identificat sumar riscurile pe care le generează pentru rafinare și riscurile la care amplasamentul este expus.

Tabelul 3 – Amplasamente învecinate care pot genera sau crește riscul sau consecințele unui accident major

Denumire amplasament	Potențiale riscuri generate și efecte Domino
T.M.U.Ch.B. (organizare de șantier)	Nu sunt estimate activități care pot să genereze riscuri de accidente majore care implică substanțe chimice periculoase.
SC Petrom SA, grup de zăcăminte PETROMAR – secția terminal Midia	<ul style="list-style-type: none"> • Incendii și explozii cu extindere mare care pot să afecteze în mod direct depozitul de țiței al RPM provocând o reacție în lanț; • Emisii de gaze inflamabile și extrem de inflamabile care pot constitui factorul generator a unor incendii și explozii pe amplasamentul RPM; • Potențial factor de declanșare a incendiilor și exploziilor datorită surselor de energie electrică în cazul unor scurgeri de gaze inflamabile și extrem de inflamabile de pe amplasamentul RPM; • Contaminarea mediului geologic și transportul contaminanților în zona RPM.
Lacul Corbu de Jos ≈ 200 m și terenuri agricole	• Extinderea incendiilor și exploziilor pe distanțe considerabile în cazul incendierii vegetației, în special în perioadele secetoase.
SC Octogon Gas&Logistics SRL	<ul style="list-style-type: none"> • Incendii și explozii cu extindere mare a gazelor extrem de inflamabile (GPL) care pot să afecteze în mod direct RPM provocând o reacție în lanț; • Emisii de gaze extrem de inflamabile care pot constitui factorul generator a unor incendii și explozii pe amplasamentul RPM.
Marea Neagră ≈ 900 m.	• Transportul acvatic al potențialilor contaminanți în cazul unor scurgeri accidentale de produse petroliere în cantități considerabile.
Portul Midia – sector fluvial vest și ecluza Năvodari	• Transportul acvatic al potențialilor contaminanți în cazul unor scurgeri accidentale de produse petroliere în cantități considerabile.
Butan Gas – depozitare și distribuție GPL ≈ 500 m	<ul style="list-style-type: none"> • Incendii și explozii cu extindere mare a gazelor extrem de inflamabile (butan, propan și amestec butan-propan) care pot să afecteze în mod direct RPM provocând o reacție în lanț; • Emisii de gaze extrem de inflamabile care pot constitui factorul generator a unor incendii și explozii pe amplasamentul RPM.
TMUCB construcții industriale ≈ 550 m	Nu sunt estimate activități care pot să genereze riscuri de accidente majore care implică substanțe chimice periculoase.
CET Midia	<ul style="list-style-type: none"> • Incendii cu extindere mare a rezervoarelor de păcură, care pot să afecteze în mod direct RPM provocând o reacție în lanț; • Emisii de gaze extrem de inflamabile care pot constitui factorul generator a unor incendii și explozii pe amplasamentul RPM; • Scurgeri de substanțe chimice periculoase care pot cauza emisii de gaze toxice (HCl, NaOH) sau contaminarea mediului geologic și transportul contaminanților în zona RPM.

RAPORT DE SECURITATE ROMPETROL RAFINARE

Denumire amplasament	Potențiale riscuri generate și efecte Domino
Lacul Tașaul ≈ 200 m	Nu sunt estimate activități care pot să genereze riscuri de accidente majore care implică substanțe chimice periculoase.
Localități (Corbu, Mamaia-sat, Năvodari și Luminița)	•Creșterea considerabilă a numărului de victime (accidentate sau decedate) în cazul unui accident major cu extindere mare.

3.5. Descrierea zonelor în care poate avea loc un accident major

Accidentele majore care implică substanțe chimice periculoase pot să fie generate în orice zonă și în orice instalație prezentă pe amplasament care vizează activități de producție și care implică produsele petroliere (inclusiv zonele de încărcare/descărcare și depozitare).

În Tabelul 12 de mai jos sunt prezentate zonele și instalațiile în care accidentele majore pot să fie generate.

Tabelul 4 – Descrierea zonelor aferente instalațiilor în care poate avea loc un accident major

Zona RPM	Instalații componente	Descrierea fizică a zonei
Zona Danelor și Terminalul petrolier maritim offshore de la Midia	Danele 1-4	Localizate în zona de est a bazinului portului Midia, sud față de baza pentru export animale vii și vest față de Marea Neagră
	Danele 9A-C	Localizate în zona centrală a bazinului portului Midia, la aproximativ 1 km est față de limita estică a RPM
	Terminalul petrolier maritim offshore de la Midia	Localizat în largul Mării Negre, la aproximativ 8 km est față de Danele 1-4
Parc de rezervoare țiței	Parc rezervoare 1 Parc rezervoare 2	Localizare în zona de NE a amplasamentului, la cota +3 m MN75 (Parc rezervoare 1) și +5 m MN75 (Parc rezervoare 2), în exteriorul RPM la aproximativ 700 m distanță. Parcul de rezervoare țiței este înconjurat după cum urmează: •N: Drumul nr. 9, SC Petrom SA, grup de zăcăminte PETROMAR – secția terminal Midia; •E: Drumul nr. 2, Drumul nr. 4, zonă nedezvoltată a portului Midia; •S: Drumul nr. 5, zonă nedezvoltată și cale ferată; •V: Instalația de procesare nămol (Willacy) și stația de epurare finală.
Platforma tehnologică 1	Distilare Atmosferică și în Vid (DAV)	Platforma tehnologică 1 este localizată în zona nordică a amplasamentului RPM și are următoarele limite: N: Drumul nr. 0, Drumul nr. 1 și iazuri de decantare; E: Drumul nr. 10 și Recuperare Gaze Faclă (RGF); S: Drumul nr. 2 și rezervoare produse finite (din cadrul secției AFPE); V: Drumul nr. 6, Rampa de descărcare păcură și CET Midia. Platforma tehnologică constă în instalațiile existente, precum și clădiri cu birouri și camere de supraveghere conectate la sistemul DCS.
	Hidrotratare Benzină Nafta (HB)	
	Reformare Catalitică (RC)	
	Hidrotratare Petrol/Motorină (HPM)	
	Hidrotratare Petrol Reactor (HPR)	
	Fracționare Gaze (FG)	
	Metil Terț Butil Eter (MTBE)	
	Noua Fabrică de Hidrogen (HPP)	
Instalația de Hidrocracare Blândă (MHC)		
Platforma tehnologică 2	Cocsare întârziată (Cx)	Platforma tehnologică 2 este localizată în zona nord-estică a amplasamentului, cu extindere paralelă cu limita estică a amplasamentului RPM și are următoarele limite: •N: Drumul nr. 1, Faclă;
	Desulfurare Gaze și Recuperare Sulf, Noua Instalație de Recuperare Sulf + Tratare Ape Uzate (DGRS + New SRU + TGT)	

RAPORT DE SECURITATE ROMPETROL RAFINARE

Zona RPM	Instalații componente	Descrierea fizică a zonei
	Recuperare Gaze Facă (RGF) Rezervoare pentru Slops (OB 335) – Parte din instalația Cocsare întârziată (Cx) Instalația de recuperare LPG Depozitul de cocs Depozitul de sulf	<ul style="list-style-type: none"> ●E: Drumul nr. 11, rampa CF de încărcare a produselor petroliere; ●S: Amestec și Finisare Produse Expediție (AFPE); ●V: Drumul nr. 10, rezervoare de produse finite (din cadrul AFPE).
Platforma tehnologică 3	Hidrotratare Distilat de Vid (HDV) numită și Instalația de Hidrofinare Motorină (HM) Cracare catalitică (CC) Fabri de hidrogen (FH1, FH2, FH3) – aflate în conservare, cu propunere pentru demolare	Platforma tehnologică 3 este localizată în zona nordică a amplasamentului și are următoarele limite: <ul style="list-style-type: none"> ●N: Drumul nr. 1, stația de apă de răcire G300; ●E: Secția Aromate; ●S: Drumul nr. 2, stația SRA1 și rezervoare de produse finite (parte din AFPE); ●V: Drumul nr. 6, CET Midia.
Secția Amestec și Finisare Produse Expediție (AFPE)	Amestecare Finisare Produse Rafinare (AFPR)	Secția Amestec și Finisare Produse Expediție (AFPE) este dispersată pe amplasamentul RPM. Astfel, limitele fiecărei secție au fost descrise corespunzător în dreptul fiecărei instalații componente. Instalația AFPR se află în centrul RPM, cuprinde rezervoarele de stocare a produselor finite lichide și este delimitată după cum urmează: <ul style="list-style-type: none"> ●N: Drumul nr. 10 (Cx, DGRS + New SRU + TGT); ●E: Drumul nr. 5 (CCR și instalații aflate în conservare); ●S: Drumul nr. 6 și CET Midia; ●V: Drumul nr. 2 (CC, DAV, HB, RC, FG).
	Depozit gaze lichefiate	Depozitul de gaze lichefiate sub formă de rezervoare sferice este localizat în zona estică a amplasamentului și are următoarele limite: <ul style="list-style-type: none"> ●N: Drumul nr. 5, AFPE; ●E: Rampa CF expediție; ●S: Rampa ecologică; ●V: Instalația FRIG.
	Instalația de încărcare cu produse petroliere a cisternelor auto (IPPA)	Localizare în zona sudică a RPM. Instalația are următoarele limite: <ul style="list-style-type: none"> ●N: Stația de îmbuteliere GPL; ●E: Zonă nedezvoltată în Portul Midia; ●S: Zonă nedezvoltată a Portului Midia și Butan Gas; ●V: Parcare auto.
	Rampe CF	Localizate pe latura estică (GPL, spălare, produse albe și produse negre) și vestică (păcură și descărcare biodiesel) a RPM. Rampa de pe latura estică are următoarele limite: <ul style="list-style-type: none"> ●N: Iaz de decantare; ●E: Portul Midia; ●S: Drum de acces Dana 9; ●V: Drumul nr. 11 (Facle, RGF, Cx, DGRS+New SRU, AFPE) și Drumul nr. 21. Rampa de pe latura vestică are următoarele limite: <ul style="list-style-type: none"> ●N: Iaz de decantare; ●E: Drumul nr. 6 (Platforma 1, Platforma 3 și rezervoare de produse finite din cadrul AFPE); ●S: Stația de acumulatori; ●V: CET Midia.

RAPORT DE SECURITATE ROMPETROL RAFINARE

Zona RPM	Instalații componente	Descrierea fizică a zonei
Stația de îmbuteliere GPL	Stația de îmbuteliere GPL	Localizare în zona sud-vestică a amplasamentului RPM. Instalația are următoarele limite: <ul style="list-style-type: none"> •N: Instalația Piroliză; •E: Zonă nedezvoltată a Portului Midia; •S: Instalația de încărcare cu produse petroliere a cisternelor auto (IPPA); •V: Parcare auto.
Uzina Piroliză	Instalația Olefine I – cazane abur	Localizare în zona sud-vestică a amplasamentului RPM. Instalațiile se află în apropierea limitei vestice a amplasamentului și la limita sudică a PIP (ex: RGF) și dispersate în zona sudică a amplasamentului în apropierea rezervoarelor de produse finite (AFPE).
	Instalația Olefine II – purificare propilenă	
	Instalația Olefine III – recuperare gaze faclă (RGF)	
	Instalația Utilități și Conservare (Instalația FRIG și Instalația de depozitare criogenică etilenă și propilenă)	
	Instalația Azot - Oxigen	
Uzina Polimeri	Instalația Polipropilenă (PP)	Uzina Polimeri este localizată în zona de vest a amplasamentului RPM. Instalația are următoarele limite: <ul style="list-style-type: none"> •N: CET Midia; •E: Uzina Piroliză; •S: Uzina Piroliză, Stația de îmbuteliere GPL, Instalația de încărcare cu produse petroliere a cisternelor auto (IPPA); •V: Bulevardul Năvodari.
	Instalația Polietilenă de Joasă Presiune (PJP) – Înaltă Densitate (HDPE)	
	Instalația Polietilenă de Înaltă Presiune (PIP) – Joasă Densitate (LDPE)	
	Depozit de peroxid de didecanoil (OB 806B)	
	Depozit de containere de catalizatori de alchil aluminiu (OB 806F)	
	Magazii (PP, chimicale și PIP)	
Alte instalații	Stația de epurare finală	Stația de epurare finală este localizată în exteriorul platformei RPM și are următoarele limite: <ul style="list-style-type: none"> •N: Zonă nedezvoltată, teren agricol și lacul Tașaul; •E: SC Petrom SA, grup de zăcăminte PETROMAR – secția terminal Midia și Rezervoare țiței; •S: Halde nămol; •V: Drum de acces rezervoare țiței și instalația Brichetare cocs de petrol.
	Separatoare de hidrocarburi	Pe amplasamentul RPM există un sistem format din 15 separatoare de hidrocarburi care preepurează apele provenite din scurgeri de suprafață și apoi le transportă către stația de epurare finală.

4. Descrierea instalațiilor

4.1. Descrierea activităților și a produselor principale

Activitățile principale desfășurate pe amplasamentul RPM au fost descrise după cum urmează:

- a) Sector Rafinare:
 - i) Depozitarea țițeiului, produselor finite fluide și solide și a produselor auxiliare;
 - ii) Descărcarea materiilor prime și încărcarea produselor finite;
 - iii) Fabricarea produselor obținute din prelucrarea țițeiului;
 - iv) Recuperare gaze și ardere la faclă+Instalație recuperare LPG

RAPORT DE SECURITATE ROMPETROL RAFINARE

- b) Sector Petrochimie:
 - i) Fabricarea materialelor plastice în forme primare, ambalare și depozitare;
 - ii) Producere de abur de înaltă presiune;
 - iii) Producere de propilenă polimerizabilă de puritate 99%;
 - iv) Recuperare gaze și ardere la faclă;
 - v) Asigurare agent frigorific;
 - vi) Depozitare criogenică.
- c) Alte instalații:
 - i) Valorificarea cocsului;
 - ii) Epurarea apelor uzate;
 - iii) Procesarea nămolului;
 - iv) Îmbutelierea gazului petrolier lichefiat (GPL).

Principalele surse de risc de pe amplasamentul RPM asociate activităților desfășurate sunt următoarele:

- Volume mari de produse petroliere în formă brută și prelucrată care sunt depozitate, circulat sau utilizate în diverse instalații sub formă solidă sau fluidă care măresc riscul de apariție a unor scurgeri accidentale;
- Debite mari de produse petroliere pompate și vehiculate în instalații;
- Parametrii înalți de lucru din punct de vedere a temperaturilor (până la 800 °C în sectorul Rafinare și 300 °C în sectorul Petrochimie) și presiunilor (până la 60 barg în sectorul Rafinare și 3.000 barg în sectorul Petrochimie);
- Proprietățile fizico-chimice ale substanțelor și preparatelor utilizate (produse petroliere, catalizatori) care pot forma amestecuri explozive sau instabile;
- Instalații tehnologice dinamice și/sau statice complexe (compresoare, pompe, reactoare, suflante etc.) cu o multitudine de îmbinări și fittinguri care măresc riscul de apariție a unor scurgeri accidentale;
- Prezența gazelor acide și a produselor rezultate și/sau utilizate în sectorul Petrochimie care pot cauza coroziunea instalațiilor;
- Prezența aparatelor și echipamentelor electrice și electronice care pot constitui o sursă de aprindere în cazul unor izolații necorespunzătoare;
- Condițiile meteorologice care pot cauza deteriorarea instalațiilor și echipamentelor aferente acestora;
- Factorul uman ca urmare a diferitelor procese și activități desfășurate (control, verificare, întreținere, reparare etc.).

Măsurile de prevenire generale organizatorice și tehnice implementate la nivelul întregii rafinării și care sunt aplicabile pentru toate activitățile desfășurate pe platformă includ următoarele:

- Sistem de supraveghere automată a activității și a parametrilor de funcționare, cu posibilitate de oprire automată a instalațiilor, cu excepția rezervoarelor de țiței (sistemul DCS);
- Dotarea instalațiilor și echipamentelor cu interblocări acționate automat (cu excepția rezervoarelor de țiței) prin sistemul DCS și manual prin intervenția operatorilor din teren;
- Dotarea instalațiilor, echipamentelor și conductelor cu paratrăsnete și împământări;
- Inspectarea regulată a echipamentelor și instalațiilor și întreținerea corespunzătoare și preventivă a acestora;
- Inspecția periodică a supapelor de siguranță și a etanșeității îmbinărilor;
- Controlul accesului în incinta RPM;
- Controale aleatorii cu ajutorul etilotestului în incinta RPM pentru a identifica persoanele aflate sub influența băuturilor alcoolice;
- Dimensionarea și semnalizarea zonelor cu risc de explozie și a zonelor privind accesul interzis pentru persoane neautorizate și utilizarea exclusivă a echipamentelor certificate;

RAPORT DE SECURITATE ROMPETROL RAFINARE

- Elaborarea Regulamentelor de Funcționare a Instalației Tehnologice (RFIT) și ale altor instrucțiuni și procedurilor care reglementează modul de funcționare și operare a instalațiilor și instruirea corespunzătoare a angajaților;
- Instruirea angajaților și vizitatorilor privind riscurile existente pe amplasament și căile de comunicare disponibile privind situațiile de urgență, precum și obligația acestora privind comunicarea în cazul observării unor pericole care pot genera situații de urgență;
- Spălarea periodică a platformelor industriale pentru îndepărtarea produselor petroliere;
- Identificarea și evaluarea factorilor de risc și a potențialelor situații de urgență prin metode recunoscute pentru toate instalațiile funcționale care implică substanțe periculoase;
- Amenajarea unor zone dedicate pentru fumători.

Asocierea dintre activitățile principale și instalațiile aferente acestora, inclusiv a produselor implicate (materie primă și produse rezultate), surselor de risc și a măsurilor de prevenire suplimentare (altele decât cele generale), este detaliată în Tabelul 13 de mai jos.

RAPORT DE SECURITATE ROMPETROL RAFINARE

Tabelul 5 – Activitățile principale, instalațiile, sursele de risc de accident major și măsurile suplimentare de prevenire a accidentelor majore existente pe platforma RPM

Nr. crt.	Activitate principală	Instalația	Produse principale		Surse de risc de accident major	Măsuri suplimentare de prevenire a accidentelor majore
			Materie primă	Produs rezultat		
1.	Depozitarea țiteiului, produselor finite fluide și solide și a produselor auxiliare	Parcul de rezervoare țitei Amestecare Finisare Produse Rafinate (AFPR) și depozitul de gaze lichefiate din cadrul AFPE	<ul style="list-style-type: none"> • Țitei • Benzine • Motorine • Petrol • Solvent greu • Reziduu de vid • Distilat de vid • Distilat hidrofinat de vid • Concentrat aromatic • Hexan • Metanol • Biodiesel 	-	<ul style="list-style-type: none"> • Volume mari de produse depozitate și vehiculate care măresc riscul de apariție a unor scurgeri accidentale; • Deteriorarea etanșărilor conductelor, pompelor, rezervoarelor, vanelor etc. sau cedarea rapidă a etanșeităților; • Creșterea temperaturii și presiunii în interiorul rezervoarelor ca urmare a încălzirii excesive a suprafeței rezervoarelor; • Condițiile meteorologice și riscurile de hazard natural care pot cauza deteriorarea instalațiilor și echipamentelor aferente acestora; • Contactul substanțelor chimice conținute cu surse de aprindere naturale (ex: descărcări electrice) sau artificiale (ex: cabluri neizolate); • Prezența aparatelor și echipamentelor electrice și electronice care pot constitui o sursă de aprindere în cazul unor izolații necorespunzătoare; • Intervenții neautorizate sau necorespunzătoare sau lipsa intervențiilor la componentele instalației; • Neglijență sau greșeli în operare, întreținere și reparare. 	<ul style="list-style-type: none"> • Rezervoarele sunt vopsite cu un strat de culoare deschisă cu coeficient mic de absorbție a căldurii; • Rezervoarele sferice de depozitare a gazelor lichefiate permit intervenția rapidă în caz de necesitate întrucât sunt prevăzute cu robinete pneumatice pilotate cu solenoid acționat automat prin sistemul DCS sau manual prin panouri locale; • Sistem de inele de răcire instalate pe toate rezervoarele de depozitare; • O parte dintre rezervoare sunt dotate cu supape mecanice de respirație pentru preluarea suprapresiunilor.
2.	Descărcarea materiilor prime și încărcarea produselor finite	Danele 1 – 4 Danele 9 (A – C)	<ul style="list-style-type: none"> • Țitei, SRGO, VGO • Benzine, motorine, MTBE, ETBE, Biodiesel, hexan, Jet A1, etilenă 	-	<ul style="list-style-type: none"> • Debite mari de produse circulante în timpul încărcării/descărcării produselor petroliere și gazelor lichefiate; 	<ul style="list-style-type: none"> • Limitarea vitezei pentru transportoare pe amplasamentul RPM;

RAPORT DE SECURITATE ROMPETROL RAFINARE

Nr. crt.	Activitate principală	Instalația	Produce principale		Surse de risc de accident major	Măsuri suplimentare de prevenire a accidentelor majore
			Materie primă	Produce rezultat		
		Terminalul petrolier maritim off-shore de la Midia Rampe CF	<ul style="list-style-type: none"> • Țiței • Biodiesel • GPL (propan, propilenă, i-butan, n-butan etc.) • Benzine • Motorine • Petrol • Concentrat aromatic • Hexan • Metanol • MTBE • Păcură • Benzină • Motorină 	-	<ul style="list-style-type: none"> • Defectarea echipamentelor componente (ex: pompe) sau de măsură și control ca urmare a factorilor de mediu (eroziune, coroziune); • Conectarea necorespunzătoare a brațelor de încărcare/descărcare; • Deteriorarea etanșărilor conductelor, pompelor, rezervoarelor locale, vanelor etc. sau cedarea rapidă a etanșeiților; • Coliziune între transportoarele navale aflate la încărcare/descărcare; • Deraierea garniturilor de tren încărcate sau în timpul intrării pe amplasament; • Pierderea controlului transportoarelor auto; • Formarea amestecurilor explozive în timpul încărcării/descărcării produselor petroliere, în special în cazul gazelor lichefiate; • Condițiile meteorologice și riscurile de hazard natural care pot cauza deteriorarea instalațiilor și echipamentelor aferente acestora; • Prezența aparatelor și echipamentelor electrice și electronice care pot constitui o sursă de aprindere în cazul unor izolații necorespunzătoare; • Intervenții neautorizate sau necorespunzătoare sau lipsa intervențiilor la componentele instalației; • Neglijență sau greșeli în operare, întreținere și reparare. 	<ul style="list-style-type: none"> • Stabilirea obligațiilor privind operarea rampelor și postarea acestora în rețeaua Rompetrol; • Detectoare fixe și portabile de gaze inflamabile, detectoare de amestecuri explozive, hidrogen, gaze toxice, sisteme de monitorizare a gazelor.
		Instalația de încărcare cu produse petroliere a cisternelor auto (IPPA)	<ul style="list-style-type: none"> • Benzină • Motorină 	-	<ul style="list-style-type: none"> • Defectarea echipamentelor componente (ex: pompe) sau de măsură și control ca urmare a factorilor de mediu (eroziune, coroziune); • Conectarea necorespunzătoare a brațelor de încărcare/descărcare; • Deteriorarea etanșărilor conductelor, pompelor, rezervoarelor locale, vanelor etc. sau cedarea rapidă a etanșeiților; • Coliziune între transportoarele navale aflate la încărcare/descărcare; • Deraierea garniturilor de tren încărcate sau în timpul intrării pe amplasament; • Pierderea controlului transportoarelor auto; • Formarea amestecurilor explozive în timpul încărcării/descărcării produselor petroliere, în special în cazul gazelor lichefiate; • Condițiile meteorologice și riscurile de hazard natural care pot cauza deteriorarea instalațiilor și echipamentelor aferente acestora; • Prezența aparatelor și echipamentelor electrice și electronice care pot constitui o sursă de aprindere în cazul unor izolații necorespunzătoare; • Intervenții neautorizate sau necorespunzătoare sau lipsa intervențiilor la componentele instalației; • Neglijență sau greșeli în operare, întreținere și reparare. 	<ul style="list-style-type: none"> • Stabilirea obligațiilor privind operarea rampelor și postarea acestora în rețeaua Rompetrol; • Detectoare fixe și portabile de gaze inflamabile, detectoare de amestecuri explozive, hidrogen, gaze toxice, sisteme de monitorizare a gazelor.

RAPORT DE SECURITATE ROMPETROL RAFINARE

Nr. crt.	Activitate principală	Instalația	Produse principale		Surse de risc de accident major	Măsuri suplimentare de prevenire a accidentelor majore			
			Materie primă	Produs rezultat					
3.	Fabricarea produselor obținute din prelucrarea țițeiului	Distilare atmosferică și în vid (DAV)	<ul style="list-style-type: none"> • Țiței 	<ul style="list-style-type: none"> • Benzină DA (benzină ușoară + benzină grea) • Petrol (I + II) • Motorină (I + II) • Păcură • Distilat de vid (I + II) • Reziduu de vid 	<ul style="list-style-type: none"> • Debite mari de produse circulate în timpul încălzirii/descărcării produselor petroliere și gazelor lichefiate; • Parametrii înalți de lucru din punct de vedere a temperaturilor (până la 800 °C) și presiunilor (până la 60 barg); • Proprietățile fizico-chimice ale substanțelor și preparatelor utilizate (produse petroliere, catalizatori) care pot forma amestecuri explozive sau instabile; • Instalații tehnologice dinamice și/sau statice complexe (compresoare, pompe, reactoare, suflante etc.) cu o multitudine de îmbinări și fitinguri care măresc riscul de apariție a unor scurgeri accidentale; • Conducele de transport a produselor petroliere prin interiorul cuptoarelor, aflate în contact direct cu flăcările; • Condițiile meteorologice și riscurile de hazard natural care pot cauza deteriorarea instalațiilor și echipamentelor aferente acestora; • Prezența aparatelor și echipamentelor electrice și electronice care pot constitui o sursă de aprindere în cazul unor izolații necorespunzătoare; • Deteriorarea etanșărilor conductelor, pompelor, rezervoarelor, vanelor etc. sau cedarea rapidă a etanșetăților; • Intervenții neautorizate sau necorespunzătoare sau lipsa intervențiilor la componentele instalației; • Neglijență sau greșeli în operare, întreținere și reparare. 	<ul style="list-style-type: none"> • Detectoare fixe și portabile de gaze inflamabile, detectoare de amestecuri explozive, hidrogen, gaze toxice, sisteme de monitorizare a gazelor. 			
				Hidrofinare benzină (HB)			<ul style="list-style-type: none"> • Benzină ușoară DA • Benzină grea DA • Benzină Cx • Gaze cu H₂ 	<ul style="list-style-type: none"> • Benzină hidrofinată – fracție C₆ • Frație C₅ – C₆ • Frație C₂ – C₅ • Gaze cu H₂S 	
							Reformare catalitică (RC)	<ul style="list-style-type: none"> • Benzină hidrofinată 	<ul style="list-style-type: none"> • Benzină – fracție C₉ • Gaze cu H₂ • Frație C₂ – C₅ • Gaze combustibile
								Hidrofinare petrol/motorină (HPM)	<ul style="list-style-type: none"> • Petrol DA • Motorină DA • Motorină Cx • Motorină CC
		Hidrofinare petrol reactor (HPR)	<ul style="list-style-type: none"> • Petrol I DA • Gaze cu H₂ de la RC 		<ul style="list-style-type: none"> • Petrol hidrofinat • Frație ușoară • Gaze cu H₂S • H₂S cu MEA 				
			Fracționare gaze (FG)	<ul style="list-style-type: none"> • Frație C₂ – C₅ de la HB • Frație C₂ – C₅ de la RC 	<ul style="list-style-type: none"> • Propan • n – butan • Aragaz • Pentan • MTBE • Aragaz 				
		Metil – Terț – Butil – Eter (MTBE)		<ul style="list-style-type: none"> • Frație i – butenă • Metanol 	<ul style="list-style-type: none"> • Aragaz 				

RAPORT DE SECURITATE ROMPETROL RAFINARE

Nr. crt.	Activitate principală	Instalația	Produse principale		Surse de risc de accident major	Măsuri suplimentare de prevenire a accidentelor majore
			Materie primă	Produs rezultat		
		Cocsare întârziată (Cx)	<ul style="list-style-type: none"> Reziduu de vid DV 	<ul style="list-style-type: none"> Gaze combustibile Benzină Motorină ușoară Motorină grea Cocs 		
		Desulfurare gaze și recuperare sulf (DGRS)	<ul style="list-style-type: none"> Gaze cu H₂S 	<ul style="list-style-type: none"> Gaze combustibile Sulf 		
		Recuperare sulf și gaz rezidual și tratare ape uzate (SRU + TGT)	<ul style="list-style-type: none"> Gaze de la secția amine Gaze de la secția de stripare ape acide 	<ul style="list-style-type: none"> Gaze combustibile Sulf 		
		Hidrofinare distilat de vid (HDV)	<ul style="list-style-type: none"> Distilat de vid/ Motorină DA/ Motorină Cx Hidrogen pentru hidrofinare 	<ul style="list-style-type: none"> Distilat de vid/motorină hidrofinată Fracție ușoară Gaze cu conținut de sulf 		
		Cracare catalitică (CC)	<ul style="list-style-type: none"> Hidrofinat/nehidrofinat de vid Motorină grea de Cx 	<ul style="list-style-type: none"> Benzină ușoară Motorină ușoară Motorină grea (slurry) Gaze cu H₂S Propan Propilenă Aragaz Fracție i – C₄ Cocs pe catalizator 		

RAPORT DE SECURITATE ROMPETROL RAFINARE

Nr. crt.	Activitate principală	Instalația	Produce principale		Surse de risc de accident major	Măsuri suplimentare de prevenire a accidentelor majore
			Materie primă	Produs rezultat		
4.	Recuperare gaze și ardere la faclă și recuperare LPG	<p>Hydrocracare blândă (MHC)</p> <p>Fabrica de hidrogen (HPP)</p> <p>Instalația de recuperare faclă (RGF) și recuperare LPG</p>	<ul style="list-style-type: none"> Amestec de motorine grele din DAV și Cx Gaz natural cu conținut de CH₄ Gaze faclă 	<ul style="list-style-type: none"> Gaze cu H₂ și H₂S Benzină brută Motorină grea Motorină Produs hidrotratat (reziduu) H₂ de puritate avansată 		
Sector Petrochimie						
5.	Fabricarea materialelor plastice în forme primare Ambalarea produselor finite solide Depozitarea produselor finite solide	<p>Polipropilenă (PP)</p> <p>Poliетенă de joasă presiune/înaltă densitate (PJP/HDPE)</p> <p>Poliетенă de înaltă presiune (PIP/LDPE)</p>	<ul style="list-style-type: none"> Hexan Propilenă Etilenă Metanol Hexan Etilenă Propilenă Butenă Hidrogen Etilenă Xileni N-heptan Propilenă Propan Gaz natural Amestec propan - propilenă Gaze faclă 	<ul style="list-style-type: none"> Granule polipropilenă Granule poliетенă de joasă presiune Polimer inferior Granule poliетенă de înaltă presiune Abur de înaltă presiune Propilenă polimerizabilă 	<ul style="list-style-type: none"> Debite mari de produse petroliere și gaze pompate și vehiculate în instalații; Parametrii înalți de lucru din punct de vedere a temperaturilor (până la 300 °C) și presiunilor (până la 3.000 barg); Proprietățile fizico-chimice ale substanțelor și preparatelor utilizate (materie primă, catalizatori) care pot forma amestecuri explozive sau instabile; Instalații tehnologice dinamice și/sau statice complexe (compresoare, pompe, reactoare, suflante etc.) cu o multitudine de îmbinări și fittinguri care măresc riscul de apariție a unor scurgeri accidentale; Depozitarea polimerilor obținuți în procesul de producție; Condițiile meteorologice și riscurile de hazard natural care pot cauza deteriorarea instalațiilor și echipamentelor aferente acestora; 	<ul style="list-style-type: none"> Compartimentarea parcului în vederea separării zonelor cu substanțe polare (ex: metanol) de substanțe nepolare (ex: hexan); Detectoare fixe și portabile de gaze inflamabile, detectoare de amestecuri explozive, hidrogen, gaze toxice, sisteme de monitorizare a gazelor.
6.	Producerea de abur de înaltă presiune	Olefine I				
7.	Producerea de propilenă polimerizabilă de puritate 99 %	Olefine II				
8.	Recuperare gaze și ardere la faclă	Olefine III				

RAPORT DE SECURITATE ROMPETROL RAFINARE

Nr. crt.	Activitate principală	Instalația	Produse principale		Surse de risc de accident major	Măsuri suplimentare de prevenire a accidentelor majore
			Materie primă	Produs rezultat		
9.	Asigurare agent frigorific	Instalația Utilități și Conservare, Instalația Frig de -20 °C	<ul style="list-style-type: none"> • Amoniac 	-	<ul style="list-style-type: none"> • Prezența aparatelor și echipamentelor electrice și electronice care pot constitui o sursă de aprindere în cazul unor izolații necorespunzătoare; • Deteriorarea etanșărilor conductelor, pompelor, rezervoarelor, vanelor etc. sau cedarea rapidă a etanșeităților; • Intervenții neautorizate sau necorespunzătoare sau lipsa intervențiilor la componentele instalației; • Neglijență sau greșeli în operare, întreținere și reparare. 	
10.	Depozitare criogenică	Depozite criogenice	<ul style="list-style-type: none"> • Etilenă • Propilenă 	-		
11.	Depozitarea oxigenului și a azotului lichid	Depozit criogenic azot – oxigen	<ul style="list-style-type: none"> • Oxigen • Azot 	-	<ul style="list-style-type: none"> • Volume mari de produse depozitate și vehiculate care măresc riscul de apariție a unor scurgeri accidentale; • Deteriorarea etanșărilor conductelor, rezervoarelor, vanelor; • Creșterea presiunii în interiorul rezervoarelor datorită unor defecțiuni ale supapelor de siguranță care protejează vasul, ca urmare a pierderii vidului din rezervoare; • Contactul oxigenului cu surse de aprindere; • Neglijența sau greșeli în operare, întreținere și reparare. 	<ul style="list-style-type: none"> • Rezervoarele/conductele criogenice sunt prevăzute cu supape de siguranță pentru preluarea suprapresiunilor; • Rezervoarele criogenice au o manta în vid pentru evitarea încălzirii rezervoarelor (lichidul criogenic se poate vaporiza și poate duce la creșterea presiunii în vas).
Alte instalații						

RAPORT DE SECURITATE ROMPETROL RAFINARE

Nr. crt.	Activitate principală	Instalația	Produse principale		Surse de risc de accident major	Măsuri suplimentare de prevenire a accidentelor majore
			Materie primă	Produs rezultat		
12.	Valorificarea cocsului	Instalația de brichetare cocs	<ul style="list-style-type: none"> Cocs de petrol 	<ul style="list-style-type: none"> Brichete de cocs 	<ul style="list-style-type: none"> Proprietățile fizico-chimice ale cocsului și ale prafului de cocs care poate forma amestecuri explozive; Instalații tehnologice dinamice și/sau statice complexe (compresoare, pompe, reactoare, suflante etc.) cu o multitudine de îmbinări și fittinguri care măresc riscul de apariție a unor scurgeri accidentale; Condițiile meteorologice și riscurile de hazard natural care pot cauza deteriorarea instalațiilor și echipamentelor aferente acestora; 	
13.	Epurarea apelor uzate	Stația de epurare finală	<ul style="list-style-type: none"> Ape uzate cu conținut de produse petroliere 	<ul style="list-style-type: none"> Produs petrolier 	<ul style="list-style-type: none"> Debite mari de apă uzată, slops și nămol pompate și vehiculate în stație; Volumul mare de slops depozitat în rezervoare; Proprietățile fizico-chimice ale slopsului și nămolului circulat; Instalații tehnologice dinamice și/sau statice complexe (compresoare, pompe, reactoare, suflante etc.) cu o multitudine de îmbinări și fittinguri care măresc riscul de apariție a unor scurgeri accidentale; Condițiile meteorologice și riscurile de hazard natural care pot cauza deteriorarea instalațiilor și echipamentelor aferente acestora; Deteriorarea etanșărilor conductelor, pompelor, rezervoarelor, vanelor etc. sau cedarea rapidă a etanșeităților; Intervenții neautorizate sau necorespunzătoare sau lipsa intervențiilor la componentele instalației; Neglijență sau greșeli în operare, întreținere și reparare. 	

RAPORT DE SECURITATE ROMPETROL RAFINARE

Nr. crt.	Activitate principală	Instalația	Produce principale		Surse de risc de accident major	Măsuri suplimentare de prevenire a accidentelor majore
			Materie primă	Produce rezultat		
14.	Procesarea nămolului	Instalația de procesare nămol (Willacy)	<ul style="list-style-type: none"> Nămol cu conținut de produse petroliere 	<ul style="list-style-type: none"> Produce petrolier 	<ul style="list-style-type: none"> Debite mari de nămol pompate și vehiculate în stație; Volumul mare de nămol depozitat în halde; Proprietățile fizico-chimice ale slopsului și nămolului circulat; Instalații tehnologice dinamice și/sau statice complexe (compresoare, pompe, reactoare, suflete etc.) cu o multitudine de îmbinări și fittinguri care măresc riscul de apariție a unor scurgeri accidentale; Condițiile meteorologice și riscurile de hazard natural care pot cauza deteriorarea instalațiilor și echipamentelor aferente acestora; Deteriorarea etanșărilor conductelor, pompelor, rezervoarelor, vanelor etc. sau cedarea rapidă a etanșeităților; Intervenții neautorizate sau necorespunzătoare sau lipsa intervențiilor la componentele instalației; Neglijență sau greșeli în operare, întreținere și reparare. 	

RAPORT DE SECURITATE ROMPETROL RAFINARE

Nr. crt.	Activitate principală	Instalația	Produce principale		Surse de risc de accident major	Măsuri suplimentare de prevenire a accidentelor majore
			Materie primă	Produs rezultat		
15.	Îmbutelierea gazului petrolifer lichefiat (GPL)	Stația de îmbuteliere GPL	<ul style="list-style-type: none"> • GPL (butan) 	-	<ul style="list-style-type: none"> • Debitul GPL în cadrul procesului de îmbuteliere; • Volumul de GPL depozitat în rezervoare și rastele de butelii; • Proprietățile fizico-chimice ale gazului; • Instalațiile tehnologice dinamice și/sau statice din cadrul procesului de îmbuteliere cu o multitudine de îmbinări și fittinguri care măresc riscul de apariție a unor scurgeri accidentale; • Condițiile meteorologice și riscurile de hazard natural care pot cauza deteriorarea instalațiilor și echipamentelor aferente acestora; • Deteriorarea etanșărilor conductelor, pompelor, rezervoarelor, vanelor etc. sau cedarea rapidă a etanșeităților; • Intervenții neautorizate sau necorespunzătoare sau lipsa intervențiilor la componentele instalației; • Neglijență sau greșeli în operare, întreținere și reparare. 	<ul style="list-style-type: none"> • Detectoare de gaz instalate în incinta stației de îmbuteliere.

RAPORT DE SECURITATE ROMPETROL RAFINARE

4.2. Descrierea proceselor și a metodelor de operare

4.2.1. Parcul de rezervoare

Parcul de rezervoare este destinat stocării țițeiului brut, ce reprezintă materia primă utilizată în cadrul RPM. Parcul de rezervoare are în componență opt (8) rezervoare, dintre care cinci (5) au o capacitate de 50.000 de m³ fiecare, iar trei (3) au o capacitate de 56.000 m³ fiecare.

Parcul de rezervoare este compus din:

- Parcul unu (1) – cuprinde rezervoarele T1, T2, T3 și T4;
- Parcul doi (2) – cuprinde rezervoarele T5, T6, T7, și T8.

Fluxul tehnologic în parcul de rezervoare este următorul:

- Pomparea țițeiului în parcul de rezervoare din OIL – Terminal Constanța, Portul Midia – Danele 1 – 4 și din terminalul petrolier maritim offshore Midia (BOUY);
- Preluarea țițeiului după stația de godevilare și dirijarea acestuia în cele două parcuri, T1 și T2;
- Pomparea țițeiului din rezervoare în instalația DAV prin intermediul stației de pompare formată din grupurile de pompe 100P100 (A,R), 200A – P1 (A,R), 200A – P2(A, R), 200A – P3(A, R) prin unul din colectoarele PT – 337 – 012 – 600 pentru parcul unu (1), respectiv PT – 337 – 018 – 600 pentru parcul doi (2).

4.2.2. Instalația Amestec și Finisare Produse Expediție - AFPE

Secția AFPE, este formată din următoarele:

- Parcuri de rezervoare de produse finite: benzine, motorine, arome, petrol, păcură, CLU;
- Depozit GPL;
- Instalația Amestec și Finisare Produse Rafinare - AFPR;
- Rampe CF;
- *Rampa de incarcare /descarcare pacura si motorina in/din cisterne CF*
- Instalația IPPA.

Parcurile de rezervoare sunt prezentate în cele ce urmează:

- a) **OB 338** cuprinde următoarele rezervoare:
 - i) Rezervoarele B5 – B8, cu o capacitate de 5.000 m³ fiecare, sunt destinate depozitării benzinei din instalația DA;
 - ii) Rezervorul B9, cu o capacitate de 3.150 m³, este destinat depozitării benzinei din instalația HB;
 - iii) Rezervorul B10, cu o capacitate de 3.150 m³, este destinat depozitării benzinei din instalația Cx.
- b) **OB 339** – cuprinde următoarele rezervoare:
 - i) Rezervorul P11, cu o capacitate de 3.150 m³, este destinat stocării fracției 180-250 °C de petrol I din instalația DA;
 - ii) Rezervorul P12, cu o capacitate de 5.000 m³, este destinat stocării solventului greu;
 - iii) Rezervoarele M13, M14 și M15, cu o capacitate de 5.000 m³ fiecare, sunt destinate depozitării motorinei din instalația DA;
 - iv) Rezervoarele M16 și M18, cu o capacitate de 3.150 m³ fiecare, sunt destinate stocării motorinei din instalația CC/Cx;
 - v) Rezervorul P17, cu o capacitate de 3.150 m³, este destinat stocării rezidului de vid din instalația DV.

RAPORT DE SECURITATE ROMPETROL RAFINARE

- c) **OB 340** – cuprinde rezervoarele DV19, DV20, DV21, DV22, DH23, DH24, DH25, DH26, cu o capacitate de 5.000 m³ fiecare, sunt destinate depozitării distilatului de vid și distilatului hidrofinat de vid;
- d) **OB 341** – cuprinde rezervoarele CA27, CA28, CA29, CA30, CA31, CA32, CX33 și CX34, cu o capacitate de 2.000 m³ ;
- e) **OB 343** – cuprinde rezervoarele MX37, MX38, MX39, CX40, IX41, CX42, IX43, IX44, cu o capacitate totală de 16.000 m³; OB 343 mai cuprinde două (2) rezervoare de slops (scoase din flux), cu o capacitate de 1.000 m³ fiecare;
- f) **OB 408 A, B** (în conservare) – parc de rezervoare pentru recepția și depozitarea hexanului și metanolului;
- g) **OB 408 C** – cuprinde următoarele rezervoare:
 - i) Rezervoarele V426/1A și V 426/1B, cu o capacitate de 5.000 m³ fiecare, sunt destinate stocării benzinei din instalația CC;
 - ii) Rezervorul V27, cu o capacitate de 5.000 m³, este destinat stocării rafinatului;
 - iii) Rezervorul V28, cu o capacitate de 10.000 m³, este destinat stocării motorinei din instalația HPR.
- h) **OB 409** – cuprinde următoarele rezervoare:
 - i) Rezervoarele B45 și B46, cu o capacitate de 1.000 m³ fiecare, sunt destinate stocării benzinei hidrofinite;
 - ii) Rezervoarele P47 și P48, cu o capacitate de 1.000 m³ fiecare, sunt destinate stocării petrolului reactor;
 - iii) Rezervoarele P49 și P50, cu o capacitate de 2.000 m³ fiecare, sunt destinate stocării tipului de combustibil Jet Fuel A1;
 - iv) Rezervoarele B51 și B52, cu o capacitate de 3.150 m³ fiecare, sunt destinate stocării benzinei Euro plus.
- i) **OB 410** – cuprinde rezervoarele B53 – B62, cu o capacitate totală de depozitare de 8.800 m³, destinate depozitării rafinatului, benzinei din instalația RC și componentelor de benzină auto;
- j) **OB 411** – cuprinde următoarele rezervoare:
 - i) Rezervoarele Bz63 și Bz64, cu o capacitate de 700 m³ fiecare și rezervoarele Bz65 și Bz66, cu o capacitate de 3.150 m³ fiecare, sunt destinate depozitării biodieselului;
 - ii) Rezervoarele TL69 și TL70, cu o capacitate de 2.000 m³ fiecare, sunt destinate depozitării de BioETBE;
 - iii) Rezervoarele TL67 și TL68 (scoase din flux), cu o capacitate de 700 m³ fiecare.
- k) **OB 412** – cuprinde rezervoare pentru depozitarea motorinei E4 și calor extra, cu o capacitate totală de depozitare de 5.400 m³;
- l) **OB 413** – cuprinde rezervoarele B86 – B89, cu o capacitate de 10.000 m³ fiecare, destinate depozitării benzinei din instalația CC și a benzinelor finite;
- m) **OB 413/1**, cuprinde rezervoare cu o capacitate totală de depozitare de 20.000 m³, destinate recepției și depozitării benzinei din instalația CC;
- n) **OB 414** – cuprinde rezervoarele M90 – M92, cu o capacitate de 10.000 m³ fiecare, destinate stocării motorinei din instalația HPM și a motorinei finite din instalația HDV;
- o) **OB 414/1** – cuprinde rezervoarele M93 – M95, cu o capacitate de 10.000 m³ fiecare, destinate stocării motorinei hidrofinite, motorinei Euro 3 și 4;
- p) **OB 415** – cuprinde rezervoarele C 10 și C 96 – C 100, cu o capacitate totală de depozitare de 60.000 m³, destinate depozitării combustibilului lichid și a calorului economic;
- q) **OB 417/E** – cuprinde rezervoarele T102 – T 104, V18, V19, T1, T2, V1 (KLT), V2 (OGP), cu o capacitate totală de depozitare de 10.650 m³, destinate depozitării benzinei euro – standard, benzinei premium E plus și MTBE;
- r) **OB 335** – cuprinde rezervoarele S121-S126, cu o capacitate de 700 m³ fiecare, destinate stocării slopsului recuperate de la separatoarele de produs petrolier;

RAPORT DE SECURITATE ROMPETROL RAFINARE

Depozitul GPL are în componență șase (6) obiective, după cum urmează:

- a) OB 407A – B – cuprinde șase (6) rezervoare sferice, V5/1 – V5/3, T113 – T115, cu o capacitate de 1.800 m³ fiecare, destinate stocării MTBE, fracției grea C₄ și fracției iC₄ – iC₄' de la instalația CC;
- b) OB 407E – cuprinde șase (6) rezervoare sferice, T120-T122, V18, V17/1, V17/2, cu o capacitate de 1.000 m³ fiecare, destinate depozitării fracțiilor nC₅, iC₅ de la instalația FG și izomerizare și fracției C₆₊;
- c) OB 407I – cuprinde șase (6) rezervoare sferice, V1/1 – 3, T103 – T105, cu o capacitate de 1.000 m³ fiecare, destinate depozitării fracțiilor C₃, C₃' de la instalațiile FG, piroliză, CC;
- d) OB 407J – cuprinde patru (4) rezervoare sferice, V14/1, V14/2, T117, T118, cu o capacitate de 1.000 m³ fiecare, destinate depozitării fracției C₄ de la instalația FG;
- e) OB 420A – rampă încărcare – descărcare gaz lichefiat.

Instalația AFPR, are în componență următoarele obiective:

- a) Stații de pompare:
 - i) OB 430 Rampa de incarcare /descarcare pacura si motorina in/din cisterne CF
 - ii) OB 431 – stația de pompare produse negre, care deservește parcurile de rezervoare 414, 414/ 1A, 415;
 - iii) OB 425 – stația de pompare produse arome, care deservește parcurile de rezervoare 411, 412;
 - iv) OB 424 și OB 428 – stația de pompare produse albe, care deservește parcurile de rezervoare 413, 413/1, 409, 410.
- b) Instalații de amestec (blending) în linie:
 - i) OB 417/A – amestecare benzine în linie;
 - ii) OB 417/M – amestecare motorine în linie;
 - iii) OB 723 – Instalația de stins incendii.
- c) Rampe de încărcare – descărcare:
 - i) OB 422 – rampă descărcare benzină nafta, m – xilen, toluen, MTBE;
 - ii) OB 422A – rampă descărcare metanol și hexan; cuprinde 23 de posturi de descărcare metanol și 23 de posturi de descărcare hexan;
 - iii) OB 423 – rampă automată încărcare produse albe și negre;
 - iv) OB 803 – rampă de descărcare produse neconforme.

Obiectivul 430 Rampa de incarcare /descarcare pacura si motorina in/din cisterne CF

Rampa de incarcare pacura si motorina in cisterne CF din cadrul RR a facut obiectul unui proiect de modernizare a instalatiilor existente avand ca scop cresterea capacitatii de export a RR prin relocarea operatiunilor de incarcare pacura din Rampa Automata in rampa modernizata si marirea capacitatii de export pe CF a motorinei prin incarcarea de motorina si in rampa modernizata

Profilul si capacitatea de incarcare in rampa modernizata sunt definite in urmatoarele conditii:

- *Pe fiecare CF din incinta rampei vor fi manevrate, garate si incarcate grupuri de cate 9 cisterneCF formate din cisterne cu capacitate de referinta de 60mc si cu lungimea de referinta de 12,6m*
 - *Numarul de cisterne si lungimea acestora mentionate mai sus sunt corelate urmatoarele doua restrictii de spatiu impuse de lungimea de lucru disponibila a rampei CF.*
- Fluxul tehnologic si modul de operare al incarcarii respecti al descarcarii motorinei pe Lina 10 este prezentat in fig.6A*

RAPORT DE SECURITATE ROMPETROL RAFINARE

Figura 6A Fluxul tehnologic -Linia 10 incarcare motorina

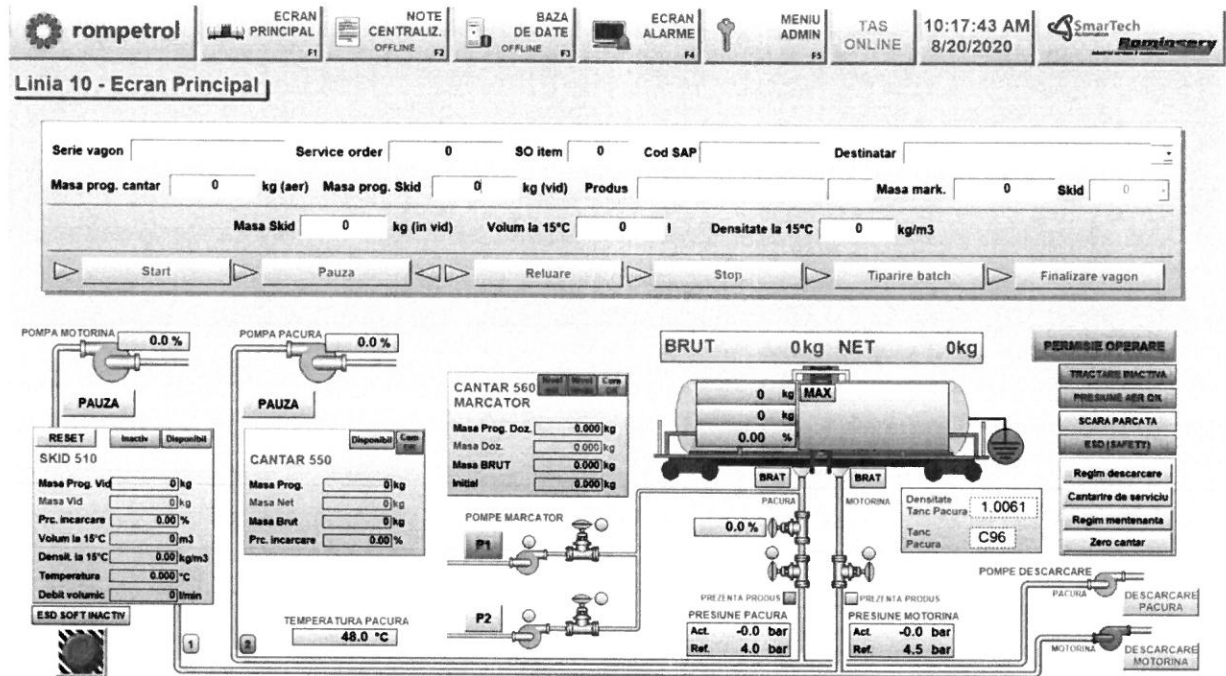
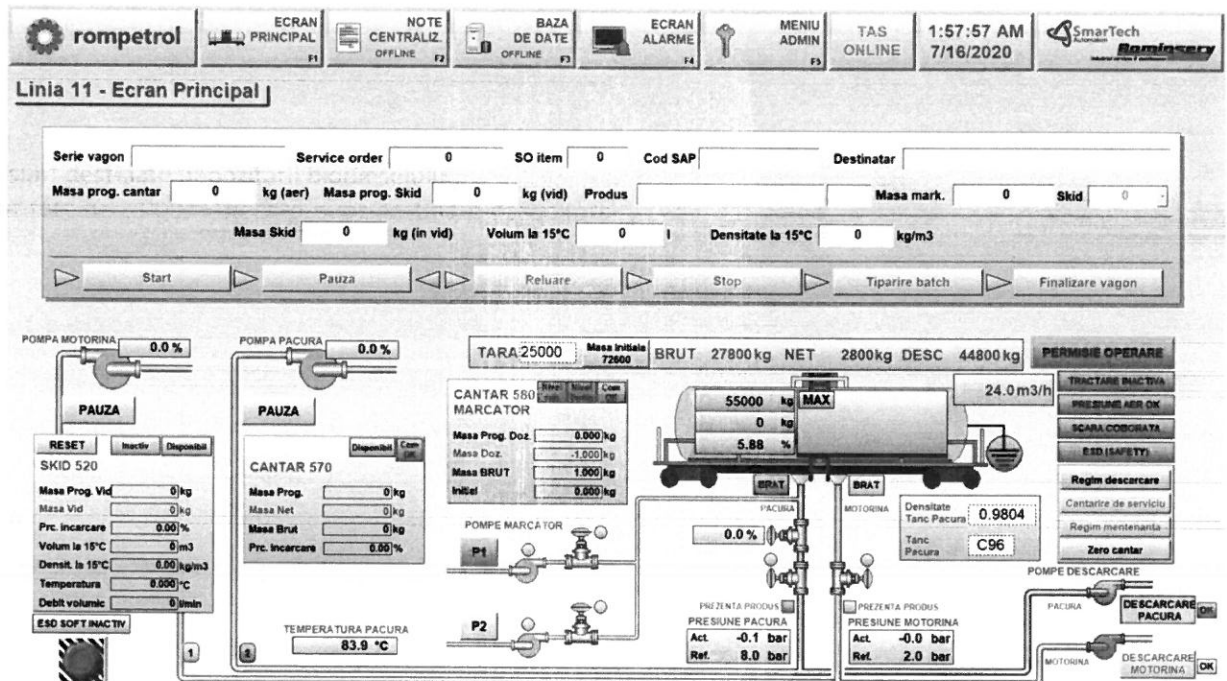


Figura 6B Fluxul tehnologic -Linia 11 incarcare pacura



4.2.3. Danele 1 – 4 și 9 (A – C)

În cadrul danelor 1 – 4 și 9 (A – C) se desfășoară activități de încărcare – descărcare produse petroliere.

Procesele desfășurate în cadrul danelor 1 – 4 sunt următoarele:

RAPORT DE SECURITATE ROMPETROL RAFINARE

- Descărcarea navelor de țiței prin intermediul a două conducte Dn250 (firul 1 și firul 2, separat sau simultan, fie în parcul 1, fie în parcul 2), având debite de descărcare de 400 m³/h;
- Pomparea țițeiului în parcul de rezervoare prin intermediul pompelor navelor;
- Încărcare VGO (motorină, distilat de vid) – se realizează pe firul 2, prin intermediul pompelor, direct din secția AFPE;
- Încărcare păcură DA – se realizează pe firul 2, prin intermediul pompelor, direct din secția AFPE;
- Descărcare melasă.

Procesele desfășurate în cadrul danelor 9 (A – C) sunt următoarele:

- Descărcarea navelor cu materii prime (MTBE, ETBE, biodiesel, etilenă, propilenă), prin intermediul pompelor navelor;
- Încărcarea navelor cu produse finite – benzine, motorine, GPL, hexan, Jet A1 prin intermediul pompelor, direct din secția AFPE;
- Pentru tranzitarea produselor, dana 9A este prevăzută cu un braț maritim de încărcare/descărcare 102 și cu două conexiuni cu furtun prin care se vor vehicula toate tipurile de produse și un braț maritim 101 pentru GPL; conexiunile cu furtun se utilizează în cazul în care se dorește tranzitarea a două produse diferite (benzină sau motorină) în același timp;
- Pentru tranzitarea produselor, dana 9B este prevăzută cu un singur braț maritim de încărcare/descărcare și cu două conexiuni cu furtun prin care se vor vehicula toate tipurile de benzină și motorină, cu condiții de pescaj pentru nave maritime de max. 40.000 tdw;
- Pentru tranzitarea produselor, dana 9C este prevăzută cu un singur braț maritim de încărcare/descărcare și cu o conexiune cu furtun prin care se vor vehicula toate tipurile de benzină și motorină, cu condiții de pescaj pentru barje fluviale de max. 2.000 tdw;

Transportul hidrocarburilor lichide se face prin intermediul conductelor pigabile. Sistemul de linii pigabile, este descris în cele ce urmează:

- Este prevăzut cu un sistem de control al liniilor pigabile, cu scopul de a monitoriza și controla operațiunile cu elementul de separare – pig și evitare a contaminărilor ce pot apărea la începutul și sfârșitul fiecărui transfer de produs petrolier;
- Pomparea succesivă a produselor petroliere și transferul cu ajutorul pigurilor este un proces complet automatizat și controlat de un sistem (Sistem 7).
- Realizează tranzitarea succesivă a produselor de calități diferite de la rafinărie la Danele 9 (A – C), respectiv de la Danele 9 (A – C) la rafinărie, în condițiile asigurării unui control strict al calității acestora, prin evitarea impurificării lor;
- Este compus din două (2) linii, fiecare constând din: stații de lansare/primire a pigurilor (Launch/Receive Station - LRS), stații intermediare și conducte de legătură; un sistem vehiculează patru (4) tipuri de benzină, MTBE și concentrat aromatic, iar celălalt sistem vehiculează două (2) tipuri de motorină, biodiesel și petrol reactor. Stațiile de lansare/primire sunt amplasate în incinta rafinării și la dana 9A, iar stațiile intermediare sunt amplasate la danele 9B și 9C.

4.2.4. Distilare Atmosferică și în Vid – DAV

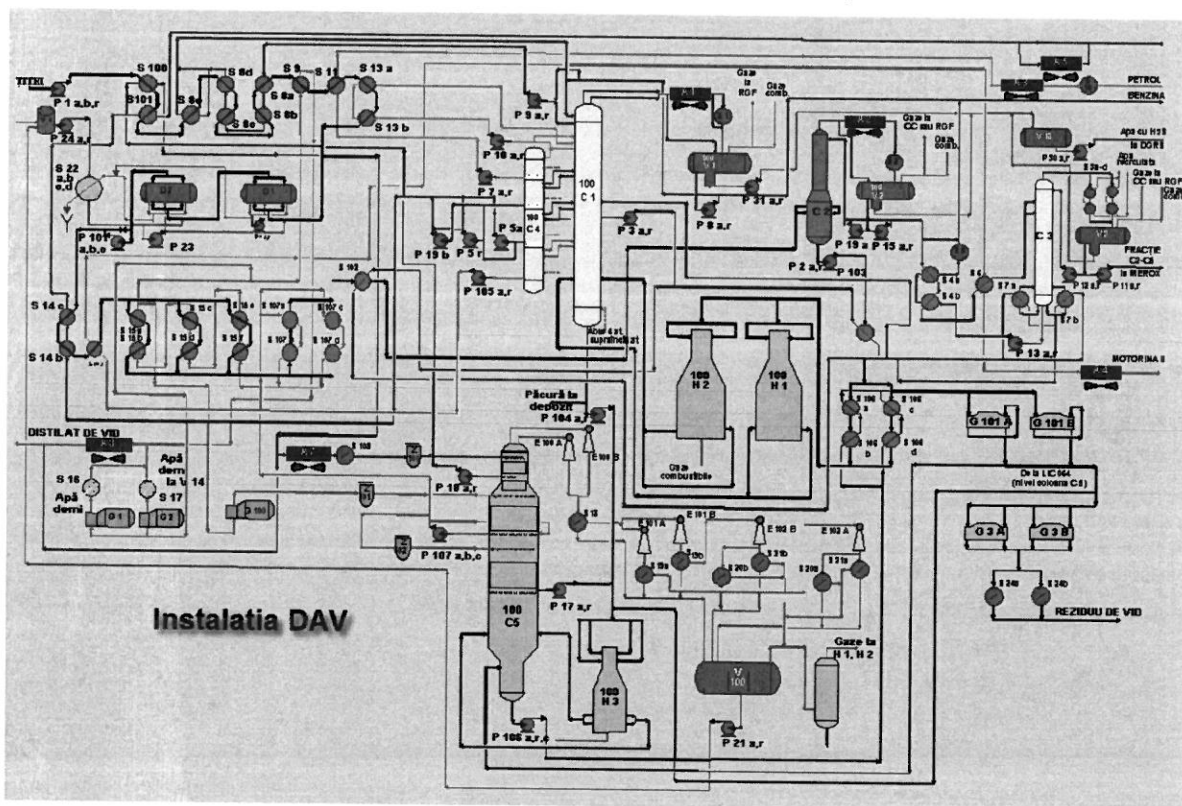
Procesul tehnologic în cadrul instalației DAV are două (2) componente, după cum urmează:

- Distilare atmosferică (DA) – reprezintă procesul de distilare a țițeiului la presiune atmosferică, cu obținere de benzină DA (benzină ușoară + benzină grea), petrol (I + II), motorină (I + II) și păcură;
- Distilare în vid (DV) – reprezintă procesul de distilare în vid a produsului rezidual rezultat în instalația DA (păcură), cu obținere de distilat de vid și de reziduu de vid.

RAPORT DE SECURITATE ROMPETROL RAFINARE

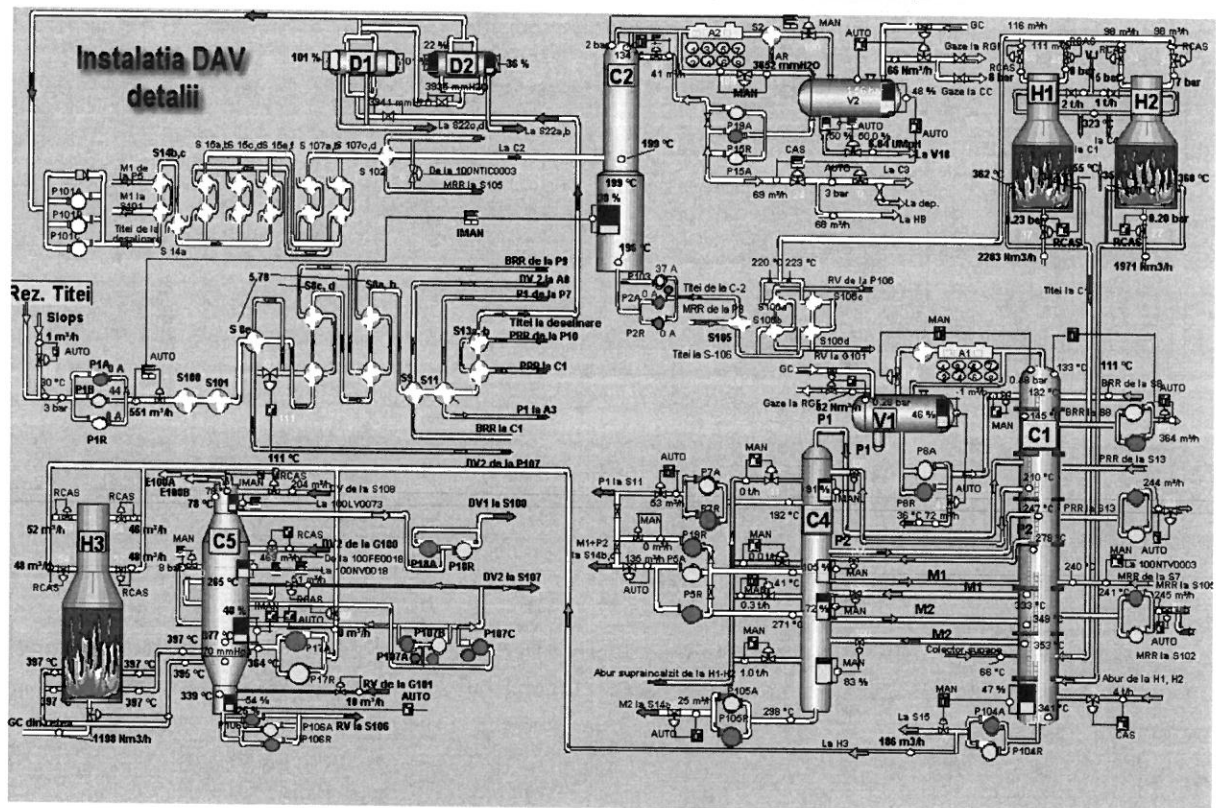
În Figura 7 de mai jos este prezentată schema fluxului tehnologic a instalației, iar în Figura 8 este prezentată schema detaliată a fluxului tehnologic a instalației.

Figura 7 – Schema fluxului tehnologic în cadrul instalației DAV



RAPORT DE SECURITATE ROMPETROL RAFINARE

Figura8 – Schema detaliată a fluxului tehnologic în cadrul instalației DAV



Fluxul tehnologic în cadrul instalației DA este următorul:

- Înainte de a intra în coloana 100-C2, țițeiul se desalinizează;
- Țițeiul este pompat în coloana de dezbenzinare 100-C2, în interiorul căreia se separă o fracție de benzină nestabilizată cu temperatura finală de 100 °C; temperatura necesară dezbenzinării este asigurată prin încălzirea țițeiului cu produsele obținute în instalație;
- Din coloana de dezbenzinare, benzina se trimite direct în instalația HB sau în amestec cu benzina grea la depozit;
- Țițeiul dezbenzinat este încălzit și vaporizat parțial în două cuptoare paralelipipedice 100-H1 și 100-H2, după care este supus fracționării în coloana de distilare atmosferică 100-C1.

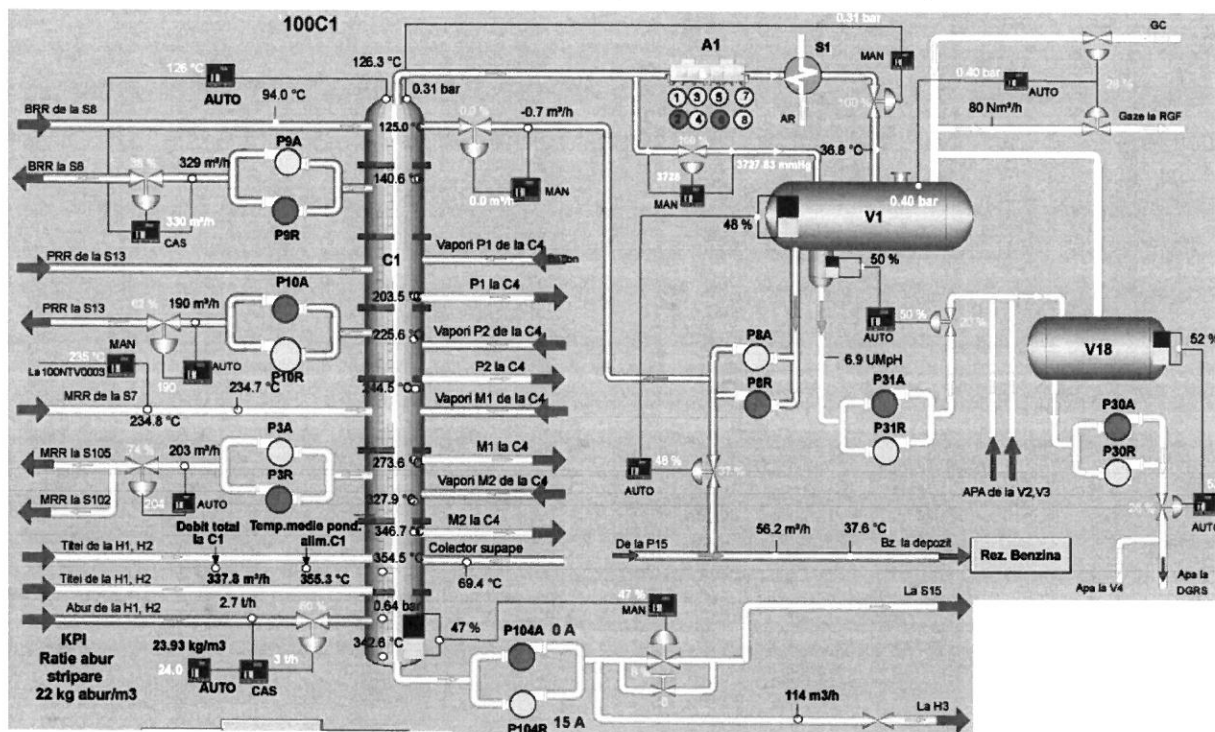
Din coloana de distilare atmosferică 100-C1, se obțin următoarele produse:

- Gaze necondensabile, ce sunt dirijate la instalația RGF;
- Benzina cu temperatura finală de 180 °C, care împreună cu benzina stabilizată sunt dirijate în rezervoarele de alimentare a instalației de hidrofinare benzină B5, B6, B7, B8, de capacitate 5.000 m³ fiecare;
- Petrolul I, fracția 180-250 °C este dirijat în rezervoarele de alimentare a instalației de hidrofinare petrol reactor P11 de capacitate 5.000 m³ și P12 de capacitate 3.150 m³;
- Petrolul II, fracția 250 – 280 °C și motorina I, fracția 280 – 340 °C sunt dirijate în rezervoarele de alimentare a instalației de hidrofinare motorină M13, M14, M15, de capacitate 5.000 m³;
- Motorina II, fracția 340 – 370 °C este dirijată în rezervoarele de alimentare a instalației de hidrofinare distilat de vid DV19, DV20, DV21, DV22, de capacitate 5.000 m³ fiecare;
- Păcura, care este dirijată în coloana de distilare în vid 100-C5.

În Figura 9 de mai jos este prezentată schema fluxului tehnologic la coloana 100-C1, în instalația DA.

RAPORT DE SECURITATE ROMPETROL RAFINARE

Figura 9 – Schema fluxului tehnologic la coloana 100-C1 – instalația DA



Fluxul tehnologic în cadrul instalației DV este următorul:

- Păcura rezultată în fundul coloanei de distilare atmosferică 100-C1 este dirijată în cuptorul de vid 100-H3, unde are loc procesul de încălzire suplimentară;
- Din cuptorul 100-H3, păcura încălzită este dirijată în coloana de distilare în vid 100-C5, unde are loc procesul de fracționare a acesteia. Coloana 100-C5 lucrează la un vid înaintat realizat cu un sistem de vid în trei trepte.

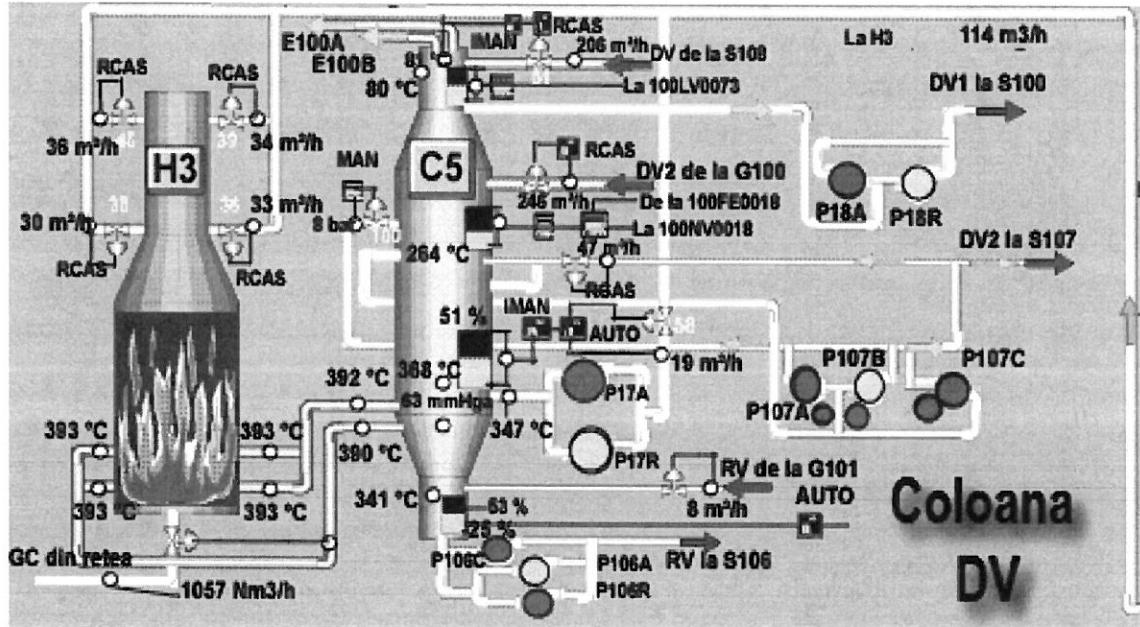
Din coloana de distilare în vid 100-C5, se obțin următoarele produse:

- Frațiile de distilat 370 – 400 °C și 400 – 525 °C, împreună cu motorina II DA sunt dirijate la rezervoarele de alimentare a instalației de hidrofinare distilat de vid DV19, DV20, DV21, DV22, de capacitate 5.000 m³ fiecare;
- Reziduu de vid fracția 525 °C este dirijată parțial la parcul de rezervoare C96 – 101, de capacitate 10.000 m³ fiecare, cu scopul preparării combustibilului lichid, iar restul este dirijat în instalația de cocsare - alimentare directă, sau prin intermediul rezervoarelor P17 și M18.

În Figura 10 de mai jos este prezentată schema fluxului tehnologic la coloana 100-C5, în instalația DV.

RAPORT DE SECURITATE ROMPETROL RAFINARE

Figura 10 – Schema fluxului tehnologic la coloana 100-C5 – instalația DV



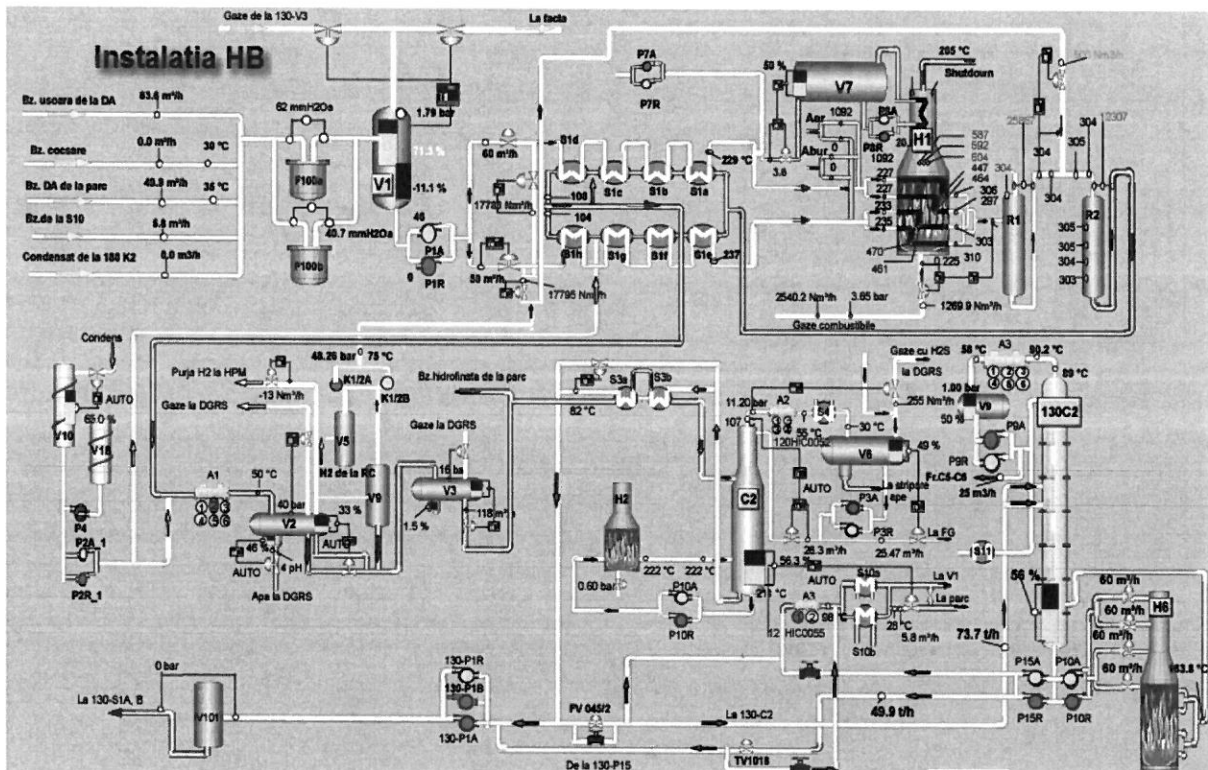
4.2.5. Instalația Hidrofinare Benzină – HB

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 cadrul instalației, se realizează hidrofinarea de la un conținut de sulf inițial de 0,2 %, la un conținut de max. 1 ppm.

În Figura 11 de mai jos este prezentată schema fluxului tehnologic în cadrul instalației HB.

RAPORT DE SECURITATE ROMPETROL RAFINARE

Figura 11 – Schema fluxului tehnologic în cadrul instalației HB



Fluxul tehnologic în cadrul instalației HB este următorul:

- 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 120-V1, materia primă este pompată prin intermediul pompelor 120 P1, se amestecă cu gazele cu H_2 ce provin de la compresoarele 120-K1,2 și este dirijată în schimbătoarele de căldură 120-S1A-H. Din schimbătoarele de căldură, materia primă este dirijată în cuptorul cilindric 120-H1;
- După ce a fost încălzit, amestecul de benzină cu gaze cu H_2 , 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 sulfurii și azotului, sub formă de H_2S și NH_3 , în prezența catalizatorului de tip Ni – Mo;
- După ce este răcit în schimbătoarele 120-S1 și 120-A1, 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 H_2S 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;
- Surplusului 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 H_2S (care merg la SRU + TGT) de benzină, după care ajunge prin proprie presiune în coloana de stripping 120-C2;
- În coloana 120-C2 are loc procesul de eliminare din benzină a unei fracții ușoare ce conține hidrogen, hidrogen sulfurat și fracție C₂ – C₅;

RAPORT DE SECURITATE ROMPETROL RAFINARE

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 benzina 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.

4.2.6. Instalația Reformare Catalitică – RC

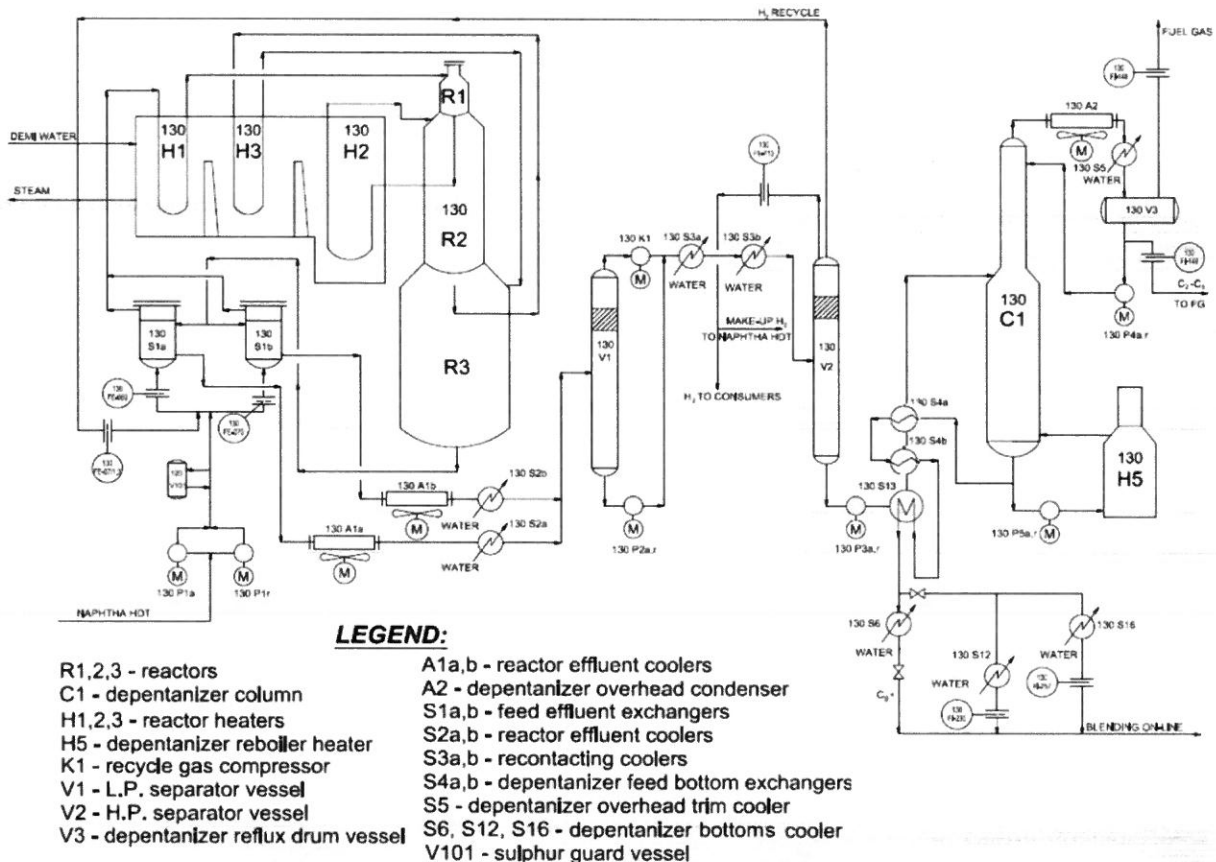
Instalația de reformare catalitică folosește ca materie primă benzina hidrofinată și are rolul de a îmbunătăți cifra octanică a benzinei de la 55 – 56 la 98. De asemenea, în cadrul RC se produce o cantitate semnificativă de H₂ care alimentează instalațiile de hidrofinare, un concentrat benzenic care alimentează instalația de Extracte aromate și fracția C₉₊, care este component al benzinei auto.

În cadrul procesului din instalația RC, transformările catalitice se realizează pe catalizatori cu dublă funcție, construiți dintr-un metal sau două, Pt – Re pe suport acid de alumină; metalul conferă catalizatorului o funcție dehidrogenantă, iar suportul conferă o funcție acidă favorizând reacțiile de izomerizare și hidrocracare.

În Figura 12 de mai jos este prezentată schema fluxului tehnologic în cadrul instalației RC.

Figura 12– Schema fluxului tehnologic în cadrul instalației RC

Reformare catalitica RC



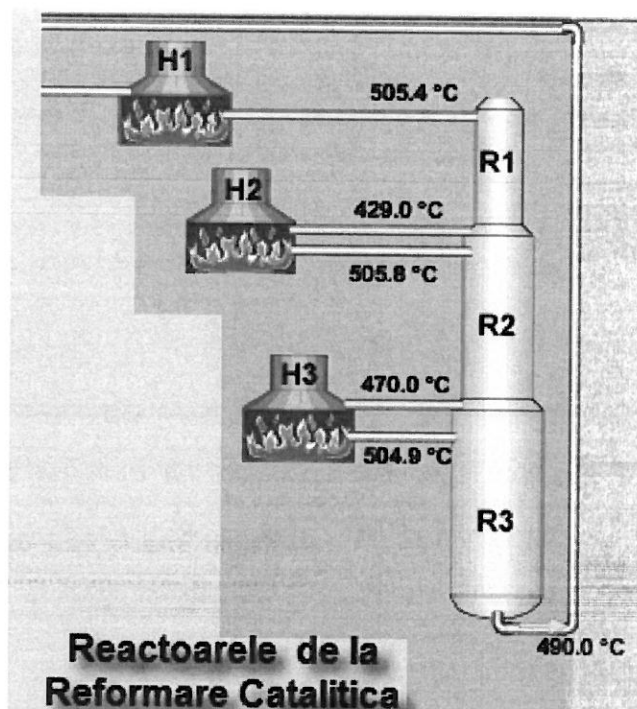
Fluxul tehnologic în cadrul instalației RC este următorul:

RAPORT DE SECURITATE ROMPETROL RAFINARE

- Din vasul 120-V101, benzina hidrofinată ajunge în schimbătoarele 130-S1 a, b și după ce se amestecă cu gazele cu H_2 recirculate de compresorul 130-K1, intră succesiv în cuptoarele 130-H1, H2, H3 și reactoarele 130-R1, R2, R3 unde au loc procesele de încălzire și transformare a amestecului de reacție la presiunea de 13 – 15 bari și temperatura de 470 – 530 °C;
- Din ultimul reactor R3, efluentul trece prin schimbătoarele de căldură 130-S1 a, b și este răcit în 130-A1 și 130-S2 a, b, după care este dirijat către separatorul de joasă presiune 130-V1;
- Din 130-V1, gazele cu hidrogen separate din benzină sunt aspirate de compresorul 130-K1 și recirculate în sistem prin 130-S3 și 130-V3, separatorul de înaltă presiune;
- Din 130-V2, benzina reformată intră în sistemul de fracționare compus din coloana de depentanizare 130-C1, care are rolul de a elimina fracția $C_2 - C_5$ din benzina reformată.

În Figura 13 de mai jos sunt prezentate reactoarele instalației RC.

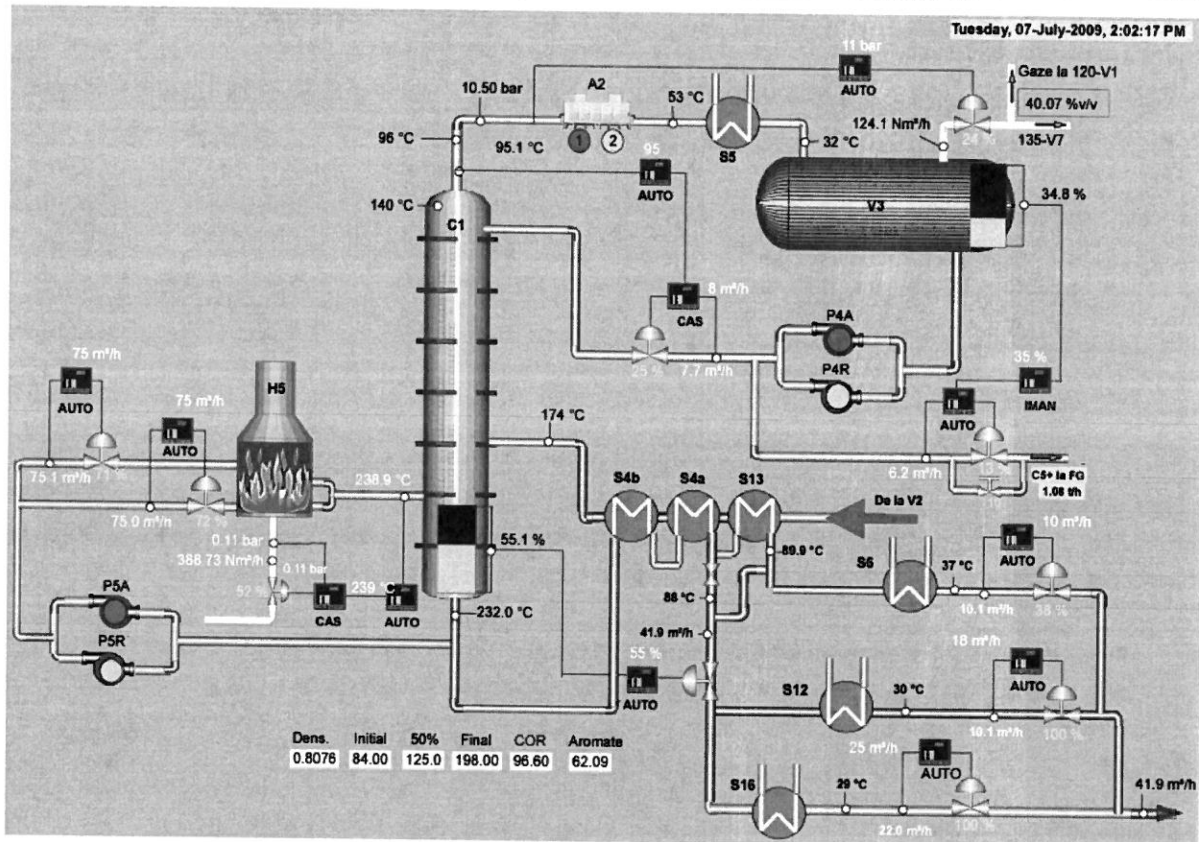
Figura 13 – Reactoarele instalației RC



În Figura 14 de mai jos este prezentat fluxul tehnologic în cadrul coloanei 130-C1 – instalația RC.

RAPORT DE SECURITATE ROMPETROL RAFINARE

Figura 14 – Fluxul tehnologic în cadrul coloanei 130-C1 – instalația RC



4.2.7. Instalația Hidrofinare Petrol și Motorină – HPM

Instalația HPM are rolul de a hidrofina un amestec de petrol și motorine, cu scopul obținerii unui combustibil Diesel de tip Euro 3 și Euro 4, cu caracteristici superioare. Ca produse secundare se obțin o fracție ușoară, care este trimisă la instalația HPR și gaze cu H₂S, care sunt trimise la instalația DGRS.

În Figura 15 de mai jos este prezentată schema fluxului tehnologic a instalației, iar în Figura 16 este prezentată schema detaliată a fluxului tehnologic a instalației.

RAPORT DE SECURITATE ROMPETROL RAFINARE

Figura 15 – Schema fluxului tehnologic în cadrul instalației HPM

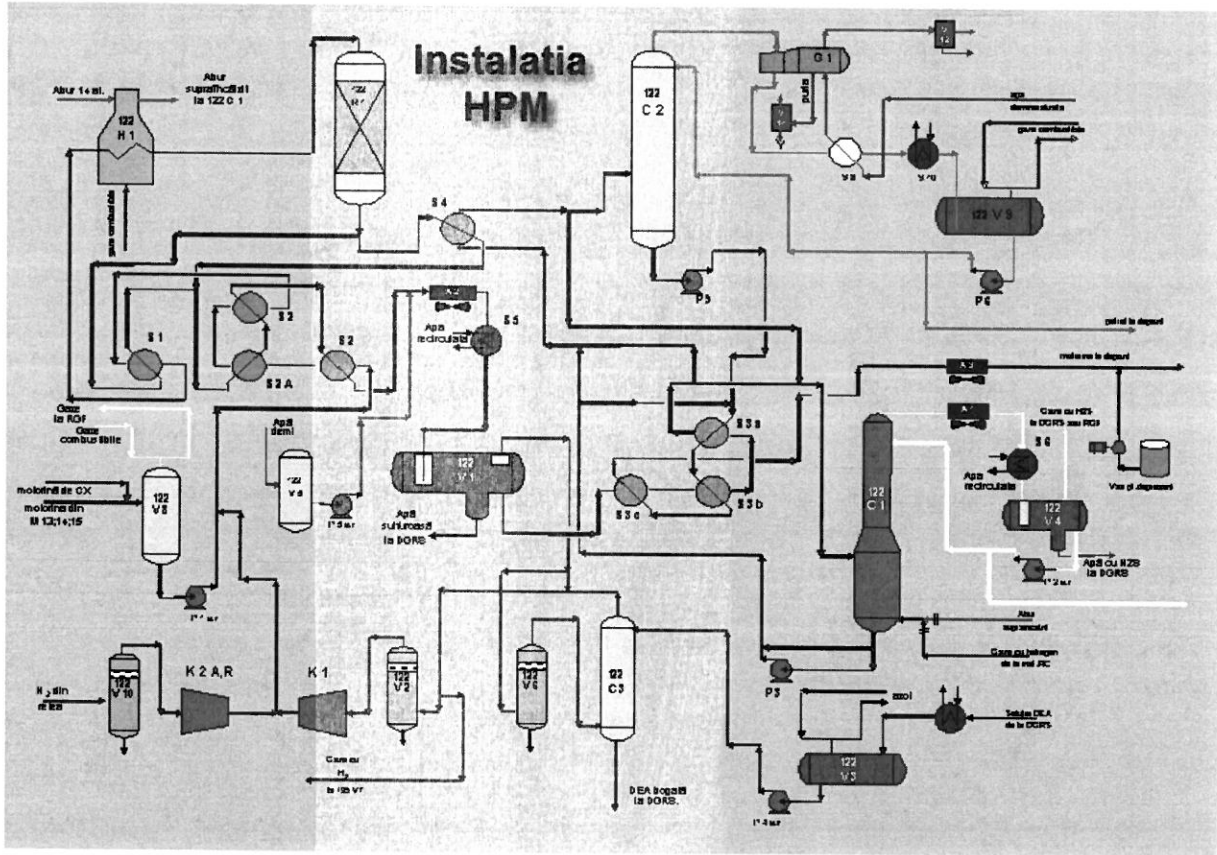
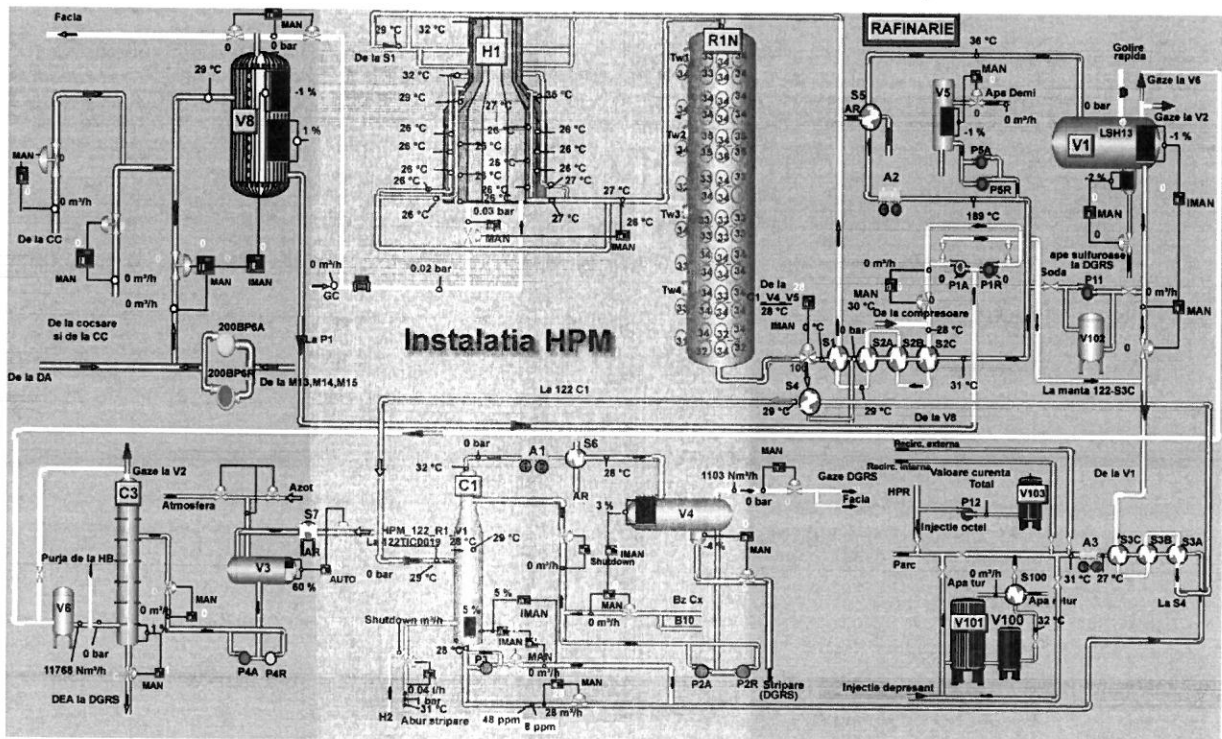


Figura 16 – Schema detaliată a fluxului tehnologic în cadrul instalației HPM



RAPORT DE SECURITATE ROMPETROL RAFINARE

Fluxul tehnologic în cadrul instalației HPM este următorul:

- Materia primă, motorina, este pompată direct din instalația DA cu temperatura de 100 °C în vasul de alimentare 122-V8;
- Din 122-V8, materia primă este pompată în instalație la presiunea de lucru de 49,5 bari, prin intermediul pompei 122-P1 AR;
- Hidrogenul necesar conversiei catalitice cu sulf este furnizat din rafinărie; hidrogenul este comprimat la o presiune de lucru de 45 bari, în compresorul 122-K2, iar hidrogenul ne-reacționat este reciclat și reintrodus în sistem cu ajutorul compresoarelor pentru hidrogen de completare, 122-K1;
- Materia primă amestecată cu gaze cu H₂ este preîncălzită și vaporizată parțial în schimbătoarele 122-S2 ABC și 122-S1 până la temperatura de 264/312 °C, după care este încălzită în cuptorul cu șase (6) arzătoare 122-H1 până la temperatura necesară reacției de hidrofinare, 316/359 °C;
- Amestecul de reacție (motorină + gaze cu H₂) trece prin stratul de catalizator din reactorul 122-R1N, 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 iese cu temperatura de 346/389 °C și presiunea de 38,2/38,3 bari și cedează o parte din căldură pentru preîncălzirea amestecului de reacție în schimbătoarele 122-S2 ABC și 122-S1, iar cealaltă parte pentru încălzirea alimentării coloanei de stripare 122-C1, în schimbătorul 122-S4;
- După recuperarea căldurii utile din efluentul de reacție, acesta este în continuare condensat și răcit, în răcitoarele cu aer 122-A2 și în răcitoarele cu apă 122-S5, până la temperatura de 40 °C și este dirijat în vasul separator 122-V1;
- Din 122-V1, gazele bogate în H₂, conținând și cea mai mare parte a H₂S rezultat din reacție, intră în vasul separator de picături 122-V6, cu temperatura de 40 °C și presiunea de 34 de bari și de aici în coloana de spălare cu MEA 122-C3;
- Fluxul principal, constituit din motorină hidrofinată și hidrocarburile ușoare rezultate din reacții secundare, se destinde la presiunea de 8,4 bari și este preîncălzit în schimbătoarele 122-S3 ABC la temperatura de 186/187 °C, prin recuperarea căldurii produsului din baza coloanei de stripare 122-C1;
- Din schimbătoarele 122-S3 ABC, motorina hidrofinată intră în schimbătorul 122-S4, unde este preîncălzită la temperatura de 240 °C prin recuperarea căldurii efluentului de reacție și apoi intră în alimentarea coloanei de stripare 122-C1;
- În coloana de stripare 122-C1, hidrocarburile ușoare rezultate din reacțiile secundare sunt îndepărtate prin stripare cu abur de medie presiune, supraîncălzit prin convecție în cuptorul 122-H1 și introdus în baza coloanei, în scopul asigurării temperaturii de inflamabilitate impusă de norme;
- Din baza coloanei 122-C1, motorina stripată, cu temperatura de 239 °C este direcționată prin presiune proprie sau cu ajutorul unei pompe (122-P3 sau 122-P9 AR) în schimbătoarele 122-S3 ABC, unde este răcită până la temperatura de 102 – 103 °C (pentru recuperarea căldurii) și în răcitoarele cu aer 122-A3 și cu apă 122-S100, unde este răcită până la temperatura de 40 °C; după ce este răcită, motorina este filtrată în filtrul 122-V100, deshidratată în coalescerul 122-V101 și livrată la depozit;
- La vârful coloanei de stripare, 122-C1, rezultă hidrocarburile ușoare și aburul de stripare, care intră cu temperatura de 170 °C în răcitorul cu aer 122-A1 și în răcitorul cu apă 122-S6 și sunt răcite până la temperatura de 40 °C, după care se separă în vasul de reflux 122-V4;
- Din vasul de reflux 122-V4, gazele necondensate, cu presiunea de 6 bari, impurificate cu hidrogen sulfurat, sunt direcționate în instalația DGRS ca materie primă (gaze combustibile);

RAPORT DE SECURITATE ROMPETROL RAFINARE

- Faza apoasă separată în domul vasului 122-V1 este transferată prin presiune proprie la instalația de stripare ape uzate, iar faza organică este preluată cu pompa 122-P2 AR care asigură refluxul la vârful coloanei de stripare, surplusul fiind livrat la depozit ca benzină ușoară;
- Din vasul separator de picături, 122-V6, gazele bogate în H₂ intră cu temperatura de 40 °C și presiunea de 34 de bari în baza coloanei de spălare cu amină 122-C3, sub talerul 17, unde sunt spălate în contracurent cu soluție de MEA săracă; în baza coloanei, soluția de MEA bogată care a absorbit H₂S din gazele bogate în H₂, este transferată prin proprie presiune la instalația DGRS. Soluția MEA săracă de la instalația DGRS este răcită în schimbătorul 122-S7, până la temperatura de 40 °C și recepționată în vasul 122-V3, de unde cu ajutorul pompei 122-P4 AR este pompată cu presiunea de 34 de bari în coloana de spălare cu amină 122-C3;
- Gazele bogate în H₂, spălate de hidrogenul sulfurat rezultat în urma reacțiilor de hidrofinare, sunt separate de eventuale picături antrenate în vasul de aspirație 122-V2, de unde sunt vehiculate cu compresorul de recirculare 122-K1;
- Gazele bogate în H₂ ce provin din instalația RC, sunt separate de eventuale picături antrenate în vasul de aspirație 122-V10 și sunt vehiculate cu compresorul de completare 122-K2;
- Hidrogenul recirculat, vehiculat cu compresorul 122-K1, împreună cu hidrogenul de completare vehiculat cu compresorul 122-K2, se amestecă și este introdus în materia primă, înainte de intrarea în schimbătoarele de căldură 122-S2 ABC, la o presiune de 44/44,9 bari și cu o temperatură de 82/83 °C.

4.2.8. Instalația Hidrofinare Petrol Reactor – HPR

În cadrul instalației HPR, petrolul DA este supus procesului de hidrofinare termo-catalitică. Instalația poate prelucra și un amestec de petrol DA și motorină, cu obținere de combustibil Diesel tip Euro 3 sau Euro 4. Ca produs secundar, rezultă o fracție ușoară care este trimisă la instalația Cx, iar gazele cu H₂S sunt trimise la instalația DGRS.

În Figura 17 de mai jos este prezentată schema fluxului tehnologic a instalației, iar în Figura 18 este prezentată schema detaliată a fluxului tehnologic a instalației.

RAPORT DE SECURITATE ROMPETROL RAFINARE

Figura 17 – Schema fluxului tehnologic în cadrul instalației HPR

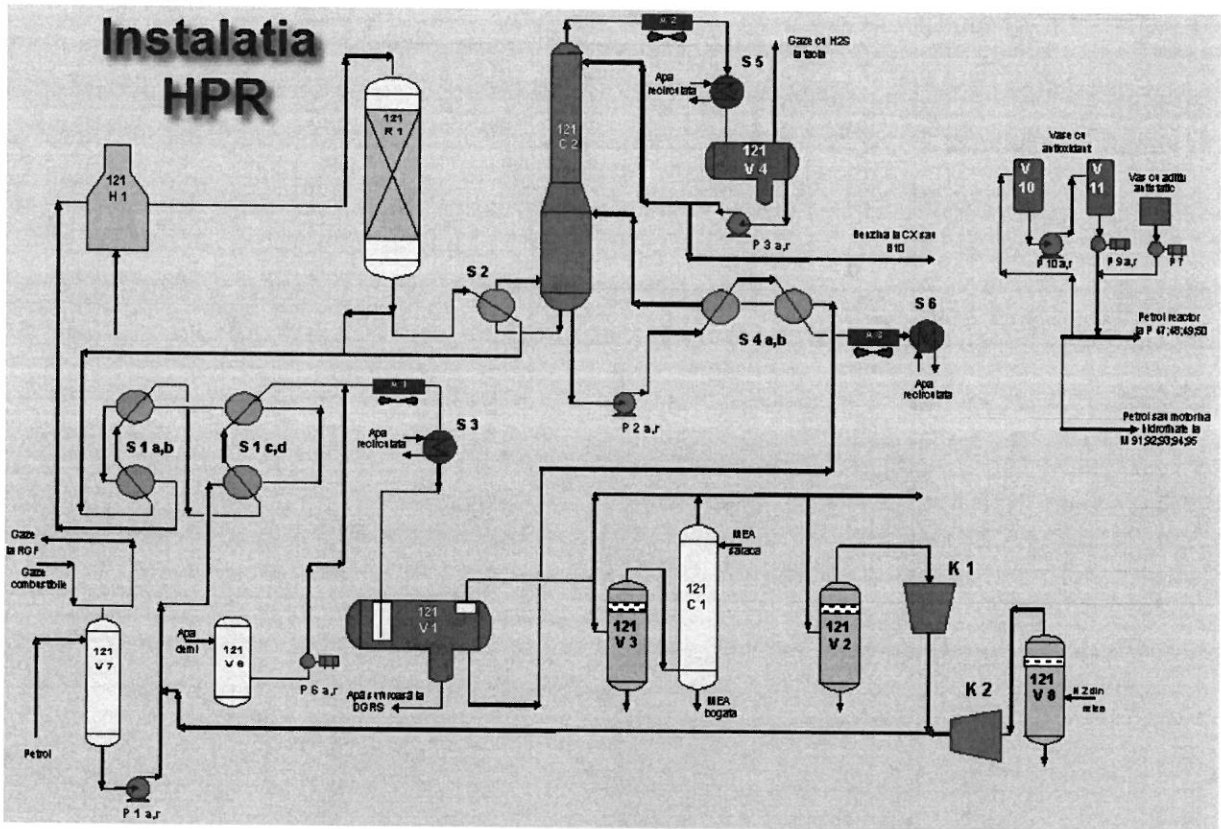
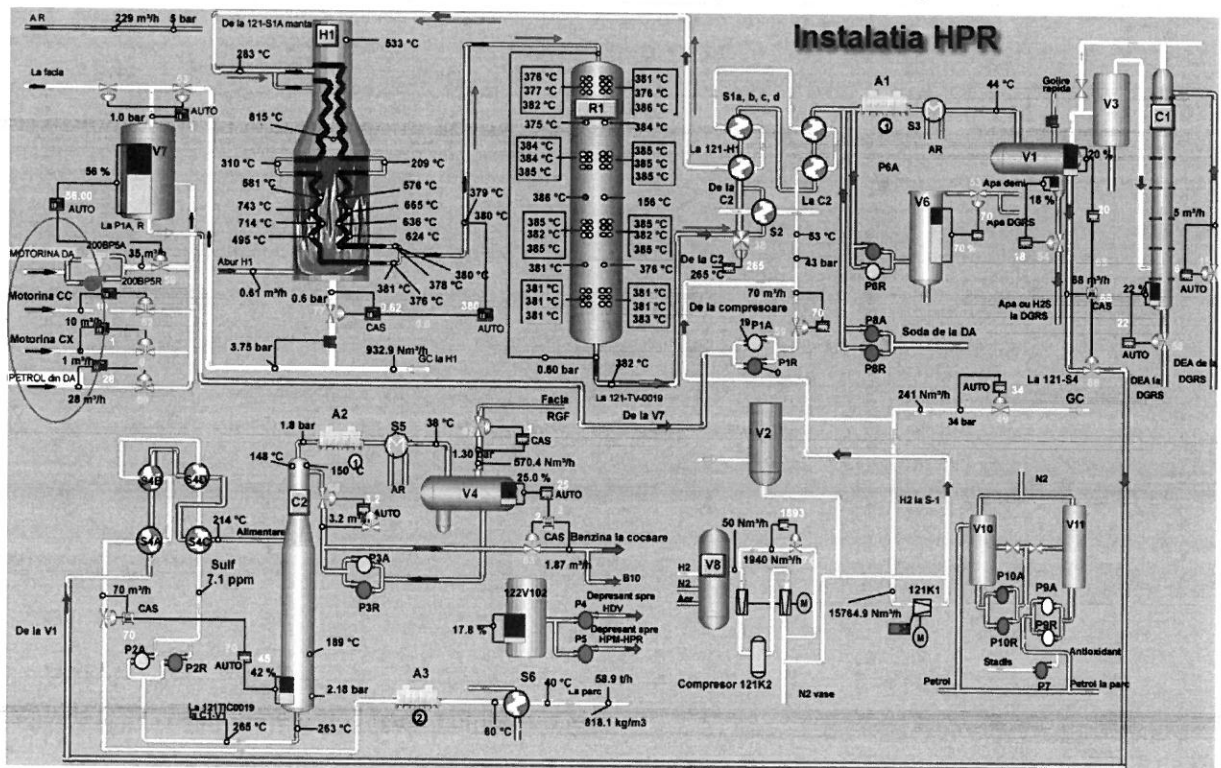


Figura 18 – Schema detaliată a fluxului tehnologic în cadrul instalației HPR



RAPORT DE SECURITATE ROMPETROL RAFINARE

În procesul de hidrofinare petrol reactor, se desfășoară următoarele faze principale:

- Fazele de încălzire și de reacție, în care au loc reacțiile de transformare a sulfului în hidrogen sulfurat;
- Faza de separare a gazelor bogate în H_2 de petrolul lichid în vasul separator de înaltă presiune 121-V1;
- Desulfurarea gazelor cu hidrogen de recirculare, comprimarea și recircularea acestora. Gazele cu H_2 ce conțin hidrogen sulfurat format din reacțiile de hidrofinare sunt spălate în coloana de absorbție MEA 121-C1, după care sunt aspirate și comprimate cu ajutorul compresorului 121-K1 și sunt recirculate în sistem;
- Faza de stripare a hidrogenului sulfurat din petrol hidrofinat: după ce au fost separate gazele cu H_2 din petrolul hidrofinat, acestea trec în coloana 121-C2 unde are loc striparea urmelor de gaze dizolvate în petrol. Încălzirea materiei prime se realizează în schimbătoarele de căldură 121-S1 A, B, C, D pe seama efluentului ce iese din reactorul 121-R de la temperatura de 60 °C la temperatura de 260 °C și în cuptorul 121-H1 de la temperatura de 260 °C la temperatura de 370 °C. Reacția are loc în reactorul 121-R, în prezența catalizatorului în strat fix de cobalt – molibden;
- Răcirea efluentului din reactor până la temperatura de 450 °C, în schimbătoarele 121-S A, B, C, D, răcitorul cu aer 121-A1 și răcitorul cu apă 121-S3.

Fluxul în cadrul instalației HPR este următorul:

- Materia primă, petrol DA – fracția 180-250 °C, este pompată direct din instalația DA în vasul de alimentare 121-V7 al instalației HPR. La oprirea instalației DA, până la epuizarea capacității de depozitare a petrolului, materia primă este extrasă direct din rezervorul P11;
- Din vasul de alimentare 121-V7, petrolul este extras cu ajutorul pompelor de alimentare 121-P1 a, r cu o presiune de cca. 48 barg și temperatura de 30 – 40 °C;
- După ventilul regulator, materia primă se amestecă cu gazele bogate în H_2 și intră în schimbătoarele de căldură 121-S1 A, B, C, D și se încălzește de la temperatura de 50 °C la temperatura de 260 – 290 °C cu efluentul ce iese din reactorul 121-R1;
- După ce este încălzit, 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 cuptorul 121-H1, materia primă combinată intră în reactorul 121-R1. La ieșirea din reactor, produsul cu temperatura de 370 – 375 °C, cu presiunea de aproximativ 41 atm. este împărțit în două părți: o parte din produs trece prin țevile schimbătorului 121-S2, unde se încălzește baza coloanei de stripare 121-C1, 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 în răcitorul cu aer 121-A1, unde este răcit până la temperatura de 60 °C; în scopul evitării depunerii de săruri de amoniu în țevile răcitorului, se face injecție de apă cu pompa dozatoare 121-P6 a, r care aspiră apa din vasul 121-V6;
- Amestecul de petrol lichid și gaze bogate în H_2 este direcționat în vasul separator de înaltă presiune 121-V1 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 121-V1 conține NH_3 și H_2S și este trimisă prin proprie presiune la instalația de stripare a apelor reziduale; gazele bogate în H_2 , separate în vasul 121-V1 care conține hidrogen sulfurat format în timpul reacțiilor de hidrofinare trec în vasul separator de picături 121-V3; produsul lichid separat în vasul 121-V1 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;

RAPORT DE SECURITATE ROMPETROL RAFINARE

- Gazele bogate în H_2 , ce conțin H_2S ies din vas și intră în coloana de absorbție cu DEA 121-C1, pe la partea inferioară a acesteia. Absorbția H_2S în soluția de DEA (concentrație 15 % gr.) are loc la o temperatură de 45 – 50 °C. Soluția de DEA intră pe la partea superioară a coloanei de absorbție 121-C1, pe talerul 4;
- Soluția de DEA, bogată în H_2S , iese prin proprie presiune pe la baza coloanei 121-C1 și este direcționată în instalația DGRS, pentru a fi regenerată;
- Gazele bogate în H_2S , trec prin stratul de inele Raschig, unde sunt reținute eventualele picături de lichid antrenate și trec în vasul de aspirație 121-V2 al compresorului de recirculare 121-K1;
- By – passarea coloanei de absorbție 121-C1 se face doar dacă concentrația de H_2S din gazele cu hidrogen de recirculare nu implică un consum exagerat de mare de hidrogen de completare;
- Frația de petrol separată în vasul separator de înaltă presiune 121-V1, care mai conține hidrocarburi gazoase ușoare și hidrogen sulfurat este trimisă prin proprie presiune la schimbătoarele de căldură 121-S4 A, B, unde este încălzită pe baza căldurii cedate de produsul de bază al coloanei de stripare 121-C2 până la temperatura de 175 °C și intră în coloana de stripare 121-C2;
- În coloana de stripare 121-C2, are loc eliminarea din petrolul hidrofinat a urmelor de hidrocarburi ușoare și H_2S rămase după separare din vasul separator 121-V1;
- Aportul de căldură necesar stripării în baza coloanei este asigurat de efluentul de la ieșirea din reactor în schimbătorul 121-S2. Petrolul lichid din baza coloanei 121-C2 intră cu temperatura de aproximativ 232 °C în mantaua schimbătorului 121-S2, de unde iese cu o temperatură de aproximativ 236 °C și este vaporizat în proporție de 25 %. Coloana este prevăzută cu 26 de talere. În vârful coloanei ies gazele cu hidrogen sulfurat la o temperatură de aproximativ 160 °C, care sunt condensate parțial în răcitorul cu aer 121-A2 și apoi sunt trimise în răcitorul cu apă 121-S5;
- Cu o temperatură de 40 °C, amestecul de hidrocarburi ușoare, lichide și gazoase necondensate este trimis în vasul de reflux 121-V4;
- Gazele ies pe la partea superioară, în vasul de aspirație 121-V9, ajung mai departe în compresorul 121-K3 a, b unde sunt comprimate până la 8 - 10 atm. și apoi trimise în instalația DGRS. După desulfurare, în DGRS, gazele sunt trimise în rețeaua de gaze combustibile; când instalația DGRS este oprită, gazele se pot trimite în conducta de faclă de joasă presiune;
- Frația lichidă ușoară este trasă cu pompa 121-P3 și este trimisă ca reflux la vârful coloanei de stripare 121-C2;
- Din baza coloanei 121-C2, fracția de petrol hidrofinat stripat, cu temperatura de 232 °C, este preluat cu pompele 121-P2 A, R, trece prin schimbătoarele de căldură 121-S4 unde se răcește până la temperatura de 120 °C încălzind alimentarea coloanei, apoi trece în răcitorul cu aer 121-A3 unde se după ce s-a răcit până la temperatura de 70 °C ajunge 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; injecția cu aditiv se realizează cu ajutorul pompei dozatoare 121-P8 A, R;
- Gazele bogate în H_2 , desulfurate în coloana 121-C1 intră în vasul de aspirație 121-V1. Gazele au o presiune de aproximativ 34 kgf/cm² și sunt aspirate de compresorul cu piston acționat electric 121-K1 și sunt comprimate până la presiunea de 45 kgf/cm².

4.2.9. Instalația de Fraționare Gaze – FG

Instalația FG are ca scop prelucrarea fracției $C_2 - C_5$ provenită din instalațiile HB, RC și din Petromar în vederea obținerii fracțiilor de gaze combustibile: propan, i-butan, n-butan, i-pentan și n-pentan.

În Figura 19 de mai jos este prezentată schema fluxului tehnologic a instalației, iar în Figura 20 este prezentată schema detaliată a fluxului tehnologic a instalației.

RAPORT DE SECURITATE ROMPETROL RAFINARE

Figura 19 – Schema fluxului tehnologic în cadrul instalației FG

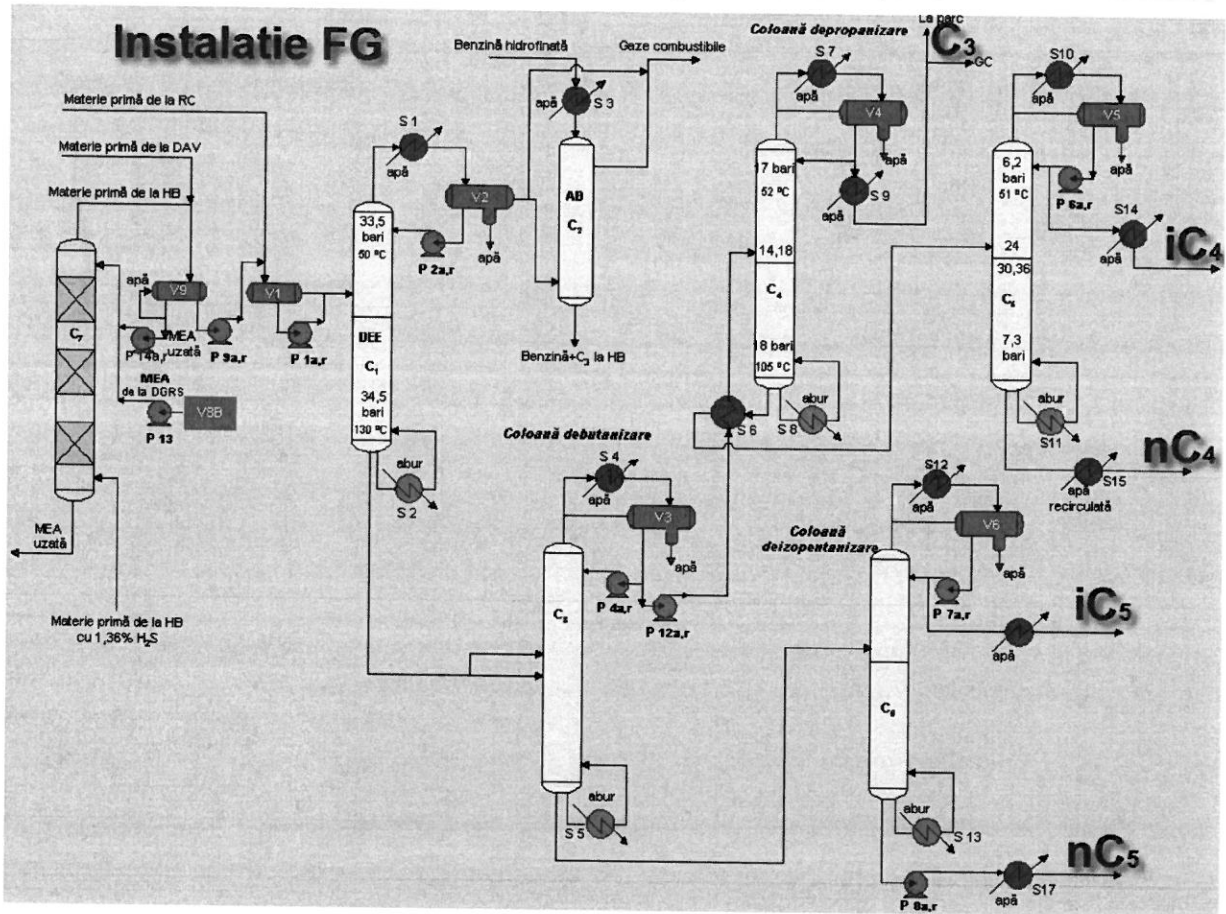
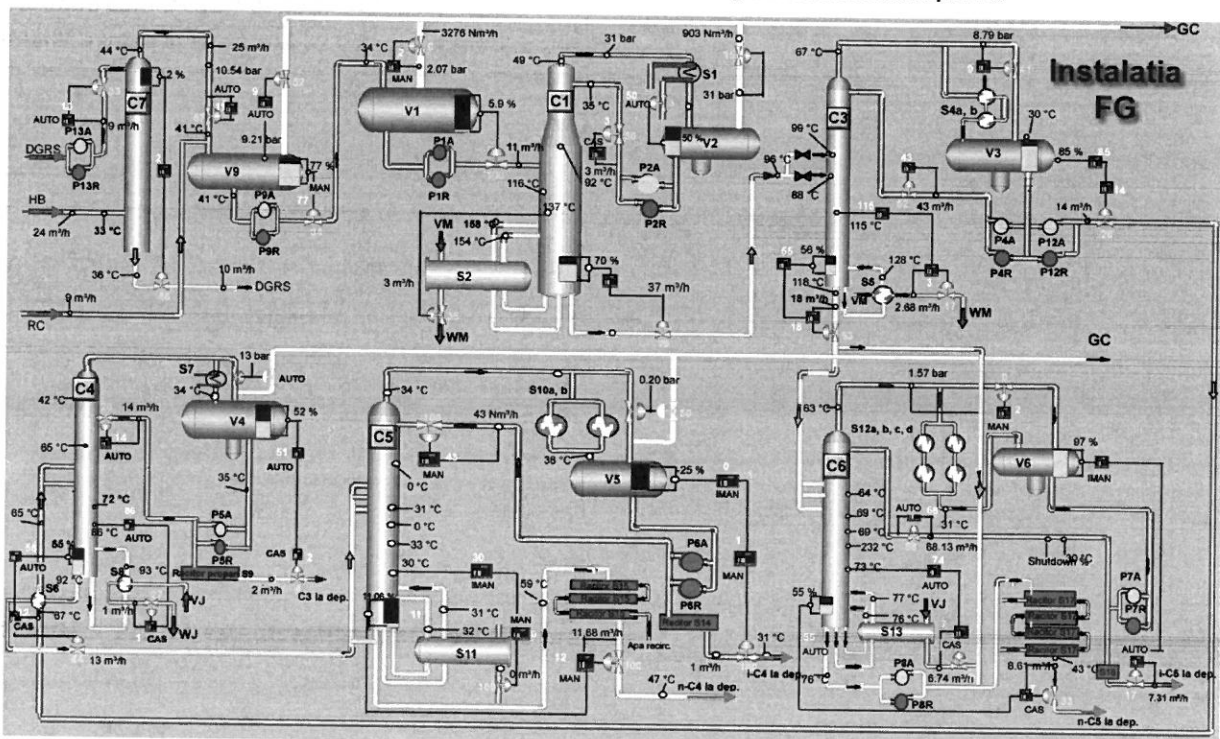


Figura 20 – Schema detaliată a fluxului tehnologic în cadrul instalației FG



RAPORT DE SECURITATE ROMPETROL RAFINARE

Fluxul tehnologic în cadrul instalației FG este următorul:

- Frația $C_2 - C_5$ este pompată din HB cu ajutorul pompei 120-P3 A, R din vasul de reflux 120-V6 al coloanei de stripare și intră în coloana 135-C7 cu un debit de 12,54 t/h, la presiunea de 11 kgf/cm² și temperatura de 40 °C. În coloana 135-C7 se îndepărtează conținutul de H₂S (1,36 %) prin extracție cu soluția DEA. Coloana de extracție 135-C7 are în interior trei zone de umplură de inele Raschig;
- Soluția de DEA necesară procesului este primită din instalația DGRS și este introdusă în vasul de depozitare de 20 m³, 135-V8 B. În vasul 135-V8 B, soluția DEA se ține 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 (2) compartimente. Gazul lichefiat împreună cu antrenările de soluție DEA, intră în primul compartiment, iar de aici gazul lichefiat trece peste pragul deversor în al doilea compartiment. Gazele lichefiate sunt pompate în vasul de alimentare 135-V1, cu pompa 135-P9 a, r, care are rolul de a comprima gazele lichefiate de la presiunea de 6 bari la presiunea de alimentare de 35 bari;
- Frația $C_1 - C_6$ de la Petromar intră în vasul de alimentare V1;
- Frația de la RC este pompată cu un debit de 9 – 15 m³/h, în funcție de regimul de lucru al instalației RC, cu pompele 130-P13 a, r. 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 (unu) 1 fiind trimise la instalația FCC – Gascon, vasul 138-GV5 din refularea pompei 135-P9 A, R;
- 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 coloana 135-C1 merge sub formă de vapori la condensatorul 135-S1, unde condensează parțial și se acumulează în vasul de reflux 135-V2;
- Lichidul din 135-V2 este trimis, prin intermediul pompelor 135-P2, 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 din vasul de reflux 135-V2, merg în alimentarea coloanei de absorbție 135-C2, unde are loc o absorbție a propanului antrenat în gaze cu benzină hidrofinată;
- Temperatura la baza coloanei 135-C1 se reglează în jurul valorii de 130 °C, cu ajutorul schimbătorului 135-S2. Aportul de căldură este adus de aburul de medie presiune care circulă prin țevi. Produsul din baza coloanei intră în schimbător, se vaporizează în mantaua acestuia și se întoarce în coloană deasupra nivelului de lichid;
- Frația deetanizată din coloana 135-C1 trece prin proprie presiune în alimentarea coloanei de debutanizare 135-C3, prin două prize pe talerele 12 și 16;
- În coloana de debutanizare 135-C3, are loc separarea fracției $C_3 - C_4$ de fracția $C_5 - C_6$. Pe la vârful coloanei, fracția $C_3 - C_4$ este trimisă sub formă de vapori în condensatorul 135-S4 a, r unde condensează parțial cu apă recirculată la temperatura de 28 °C. După condensarea parțială, fracția $C_3 - C_4$ se adună în vasul de reflux 135-V3, de unde, prin intermediul pompelor 135-P4 A, R este împinsă ca reflux în coloana 135-C4, pe talerul 1;
- Din baza coloanei 135-C3, fracția de pentan, pleacă prin proprie presiune în alimentarea coloanei de deizopentanizare 135-C6. Surplusul de fracție $C_3 - C_4$ este împins cu pompele 135-P12 a, r în preîncălzitorul 135-S6 și mai departe în alimentarea coloanei de depropanizare 135-C4, pe talerele 14 și 18. Aportul de căldură de la baza coloanei 135-C4 este asigurat de schimbătorul 135-S8, având ca agent termic abur de 4 ata;

RAPORT DE SECURITATE ROMPETROL RAFINARE

- Frația de C_4 care iese din 135-S6, intră în coloana 135-C5 cu temperatura de 50 °C. Vaporii de $i - C_4$, pleacă pe la vârful coloanei, condensează în 135-S10 a, b și se acumulează în vasul de reflux 135-V5 la o presiune de aproximativ 6 bari. Aportul de căldură de la baza coloanei este asigurat de schimbătorul 135-S11, având ca agent termic abur de 4 ata.
- Din baza coloanei 135-C5, produsul pleacă prin proprie presiune la schimbătorul 135-S15, unde se răcește cu apă recirculată până la temperatura de 38 °C. În regimul actual, coloana 135-C5 nu funcționează, amestecul $n - C_4, i - C_4$ fiind folosit ca și component pentru aragaz;
- Frația de la baza coloanei de debutanizare 135-C3 alimentează coloana de deizopentanizare 135-C6. Vaporii de la vârful coloanei, alimentează condensatoarele 135-S12 A, B, C, D, iar produsul condensat intră în vasul de reflux 135-V6;
- Produsul de la baza coloanei 135-C6 intră în schimbătorul 135-S13 și prin intermediul pompelor 135-P8 a, r este pompat prin răcitorul 135-S 17 la rezervoarele de produse finite;
- Din vasul de reflux 135-V6, o parte din fracția $i - C_5$ este pompată ca reflux pentru menținerea unei temperaturi de 52 °C la vârful coloanei, prin intermediul pompelor 135-P7 a, r, iar surplusul este pompat prin răcitorul 135-S16 la parcul de rezervoare;
- În regimul actual, coloana 135-C6 nu funcționează, fracția C_5 fiind introdusă în benzina auto în cantitate dozată în funcție de caracteristicile benzinei;
- Produsul de vârf (gazele sărace) este direcționat în circuitul de gaze combustibile.

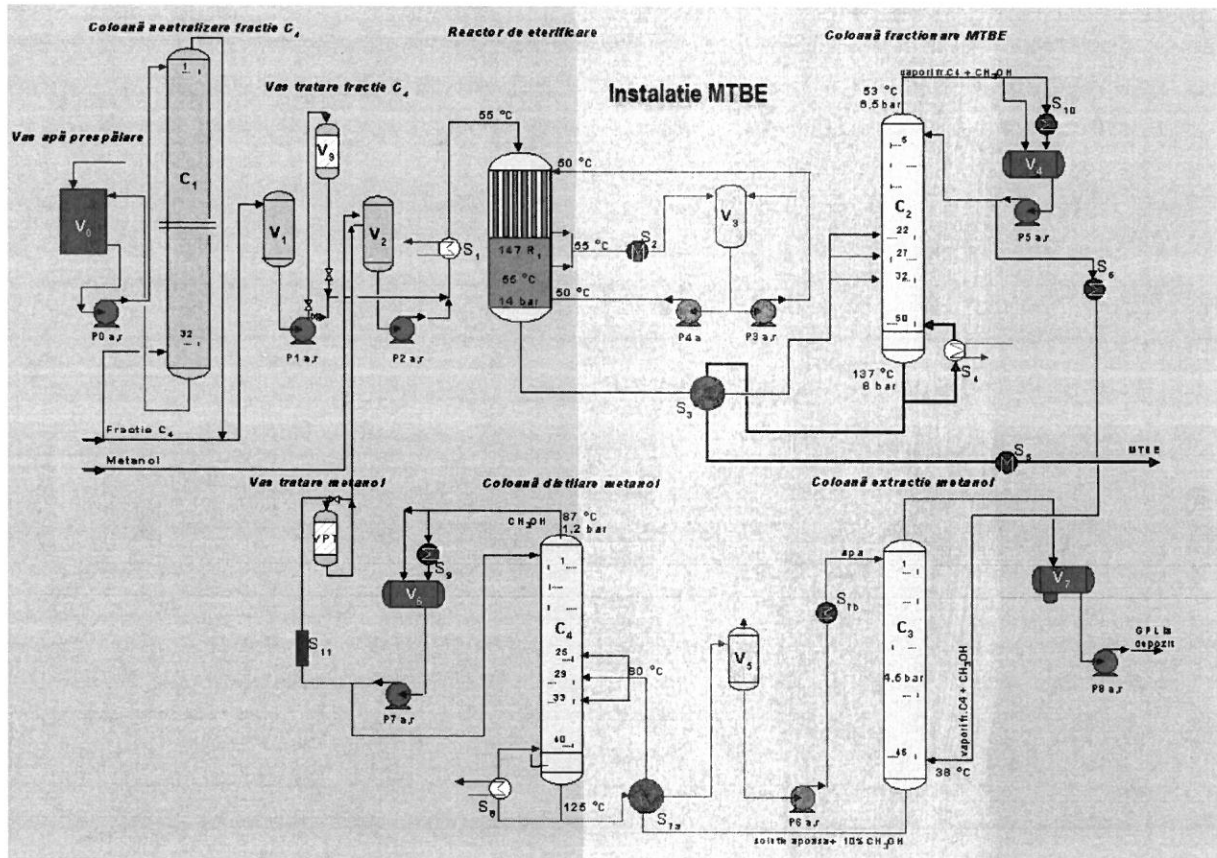
4.2.10. Instalația Metil – Terț – Butil – Eter – MTBE

Instalația MTBE are ca scop obținerea de metil – terț – butil – eter prin reacția de eterificare dintre izobutena din fracția C_4 ușoară provenită de la instalația CC și metanol.

În Figura 21 de mai jos este prezentată schema fluxului tehnologic în cadrul instalației MTBE.

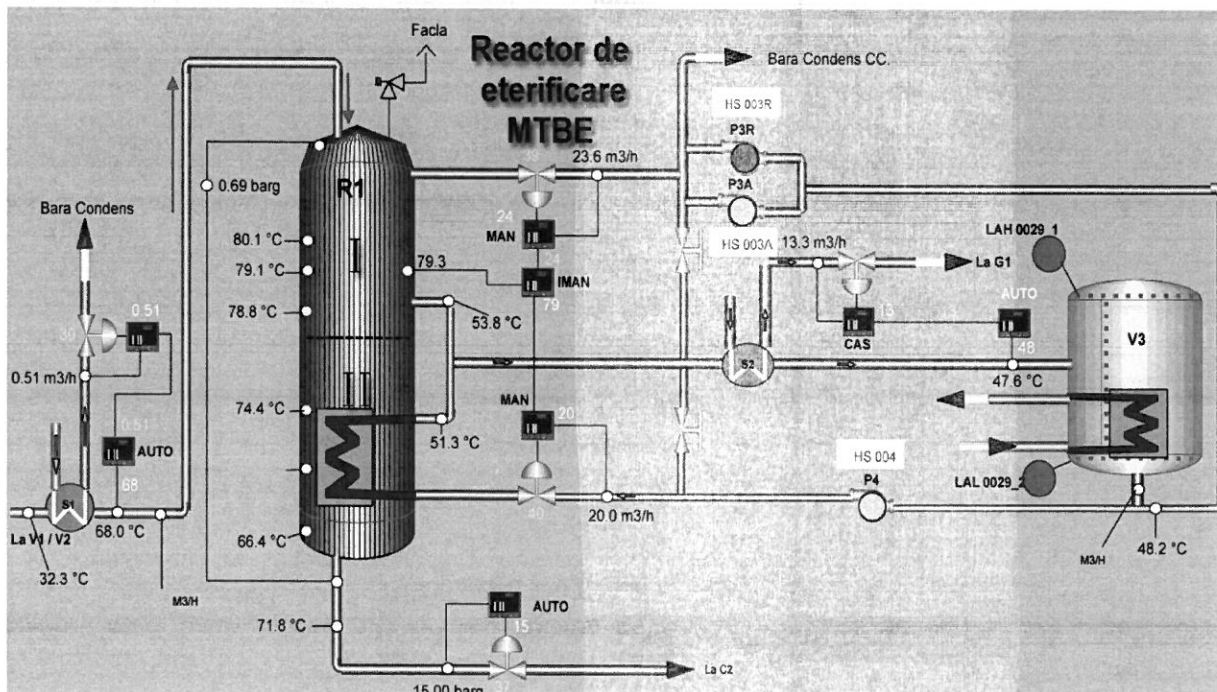
RAPORT DE SECURITATE ROMPETROL RAFINARE

Figura 21 – Schema fluxului tehnologic în cadrul instalației MTBE



În Figura 22 de mai jos este prezentă schema reactorului de eterificare din instalația MTBE.

Figura 22 – Schema reactorului de eterificare din instalația MTBE



RAPORT DE SECURITATE ROMPETROL RAFINARE

Fluxul tehnologic în cadrul instalației MTBE este următorul:

- Frația C_4 ușoară, cu un conținut de izobutenă cuprins între 20 % - 37 % gr., separată la vârful coloanei de fracționare $iC_4 - nC_4$ din instalația CC, este pompată în instalația MTBE, fiind dirijată prin coloana 147-C1, unde are loc reținerea produșilor bazici (NH_3 , amine, NaOH etc., sau compuși cu sulf) conținuți în fracția C_4 . Din coloana 147-C1, fracția C_4 este dirijată în vasul de alimentare 147-V1;
- Din vasul de alimentare 147-V1, fracția C_4 lichidă, este pompată prin pompa 147-P1 a, r, spre secția de reacție, la presiunea de 16 bari și temperatura mediului ambiant;
- Metanolul tehnic, cu o puritate de minim 99,5 % gr. și un conținut de apă de max. 0,5 % gr., este pompat din parcul de depozitare metanol al instalației AFPR/E în vasul 147-V2. Pomparea metanolului se face discontinuu, de două ori pe zi;
- Din vasul 147-V2, metanolul este pompat cu pompa 147-P2 a, r, la presiunea de 16 bari și temperatura mediului ambiant, în conducta PG – 147-OC4 – 80 – 4ORC1 unde se realizează amestecul dintre metanol și fracția C_4 ;
- Amestecul de reacție format din metanol și fracția C_4 , trece prin mantaua schimbătorului 147-S1, unde este încălzit până la temperatura de 55 °C, cu aburul de joasă presiune, care circulă prin țevile schimbătorului. Reacția de adiție a metanolului la izobutenă se amorsează la temperatura de 55 °C;
- După ce este încălzit, amestecul de reacție intră în reactorul de eterificare 147-R1 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 și se desfășoară la temperatura de 60 °C, cu obținerea unor randamente de 89 – 92 % moli. 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;
- Pentru a se asigura agentul de răcire, în vasul 147-V3 se introduce condens de abur din colectorul instalației până la nivel normal. Din vas condensul este preluat cu pompele 147-P3 a, r și este trimis în spațiul inter-tubular din zona I de reacție și 147-P4 în zona a II – a de reacție, unde preia căldura de reacție și iese cu temperatura de 55 °C și se răcește în schimbătorul 147-S2 până la temperatura de 50 °C și de aici în vasul 147-V3 de unde se recirculă la reactor;
- Amestecul de reacție, cu temperatura de 60 °C și presiunea de 8 barg, intră în spațiul tubular al preîncălzitorului 147-S3, unde este preîncălzit. Din 147-S3, amestecul de reacție intră în coloana 147-C2, pe una din cele trei (3) prize de alimentare, 22, 27, 32, unde la baza coloanei, se separă MTBE;
- La vârful coloanei 147-C2, la temperatura de 53 °C și presiunea de 6,5 bari, ies vaporii de fracție C_4 și metanol și intră în condensatorul 147-S10;
- Din condensatorul 147-S10, vaporii de fracție C_4 , intră în vasul de reflux 147-V4, de unde prin intermediul pompelor 147-P5 a, r, o parte este direcționată la vârful coloanei 147-C2, iar restul se dirijează la coloana de extracție a metanolului;
- Coloana 147-C2 este prevăzută cu un sistem de reglare a presiunii, pentru a se evita acționarea supapei de siguranță în cazul creșterii presiunii pe coloană și este protejată cu supapa de siguranță 147-SS 03 care descarcă în faclă;
- În baza coloanei 147-C2, la o presiune de 7,9 bar și o temperatură de 137 °C se separă MTBE. Temperatura de 137 °C în baza coloanei este asigurată prin intermediul schimbătorului de căldură 147-S4, având ca agent termic abur de medie presiune;
- După ieșirea din baza coloanei 147-C2, MTBE este răcit în schimbătorul de căldură 147-S3 până la temperatura de 38 °C, după care este trimis la depozit; după ieșirea din 147 - S3, se află priza pentru al doilea punct de analiză al cromatografului în flux, cu ajutorul căruia se urmărește compoziția MTBE obținut;

RAPORT DE SECURITATE ROMPETROL RAFINARE

- Frația C₄ de la vârful coloanei 147-C2, ce conține 2 – 3 % gr. metanol, este trimisă în alimentarea coloanei 147-C3 unde se realizează extracția metanolului din fracție cu ajutorul apei; amestecul de metanol și apă, este răcit în schimbătorul de căldură 147-S6 până la temperatura de 38 °C și este trimis în partea de jos a coloanei de spălare 147-C3 sub ultimul taler tip sită;
- Coloana este prevăzută cu supapa de siguranță 147-SS 11 legată la facă, ce are rol de protecție împotriva depășirii presiunii maxime admisibile. Deasupra talerului 1 de vârf al coloanei, se introduce apa pentru extracția metanolului. Ca rezultat al diferenței de greutate specifică, între cele două fluxuri are loc contactarea în contracurent la trecerea prin orificiile sitelor și metanolul trece complet în faza apoasă. 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; tot pe această linie este montat al treilea punct de analiză al cromatografului în flux, cu ajutorul căruia se urmărește dacă s-a îndepărtat total metanolul din fracția C₄;
- În vasul 147-V7, se acumulează fracția C₄ de la vârful coloanei 147-C3, de unde este direcționată la depozit cu ajutorul pompelor 147-P8 a, r; vasul este prevăzut cu dom pentru scurgere apă antrenată;
- Vasul 147-V7 este protejat împotriva suprapresiunii maxime admisibile de supapele de siguranță 147-SS 7 și 147-SS 76 montate pe robinet cu trei (3) căi;
- Apa de extracție folosită în alimentarea coloanei 147-C3 este asigurată din vasul atmosferic 147-V5; din vasul 147-V5, apa de extracție este pompată cu pompa 147-P 6 a,r și este e147-C3;
- Recuperarea metanolului din apa de extracție se realizează în coloana de distilare 147-C4 cu 40 de talere;
- Apa cu metanol de la baza coloanei 147-C3 este preîncălzită în preîncălzitorul 147-S7A la temperatura de 80 °C, prin schimbul de căldură cu apa ce separă la baza coloanei 147-C4; din preîncălzitor, apa cu metanol intră pe talerul 29 în alimentarea 147-C4. Coloana este prevăzută cu trei prize de alimentare pe talerele 25, 29 și 33 și este protejată cu supapă de siguranță împotriva presiunii;
- La vârful coloanei 147-C4, la temperatura de 87 °C și presiunea de 1,2 bari, vaporii de metanol se condensează în 147-S9, după care se acumulează în vasul de reflux 147-V6; din vasul de reflux 147-V6, o parte din metanol este trimis cu pompa 147-P7 a, r ca reflux la vârful coloanei, iar o parte este direcționată la vasul 147-V2;
- Temperatura de 125 °C este asigurată în baza coloanei 147-C4 cu schimbătorul 147-S8 cu fascicol cu abur de presiune medie. Apa separată la baza coloanei 147-C4 este evacuată pe nivel constant, prin 147-S7A în vasul 147-V5. Din vasul 147-V5, apa este reutilizată la faza de extracție.

4.2.11. Instalația Cocsare Întârziată – Cx

Instalația de Cocsare Întârziată are ca scop valorificarea rezidului de vid din instalația DV, prin procesul de cocsare întârziată. În urma procesului rezultă o fracție de motorină grea care merge la instalația HDV, o fracție de motorină ușoară care merge la instalația HPM, o fracție de benzină care merge la instalația HB și cocsul de petrol care se comercializează. Gazele cu H₂S rezultate din proces sunt trimise la instalația DG.

În Figura 23 de mai jos este prezentată schema fluxului tehnologic a instalației, iar în Figura 24 este prezentată schema detaliată a fluxului tehnologic a instalației.

RAPORT DE SECURITATE ROMPETROL RAFINARE

Figura 23 – Schema fluxului tehnologic în cadrul instalației Cx

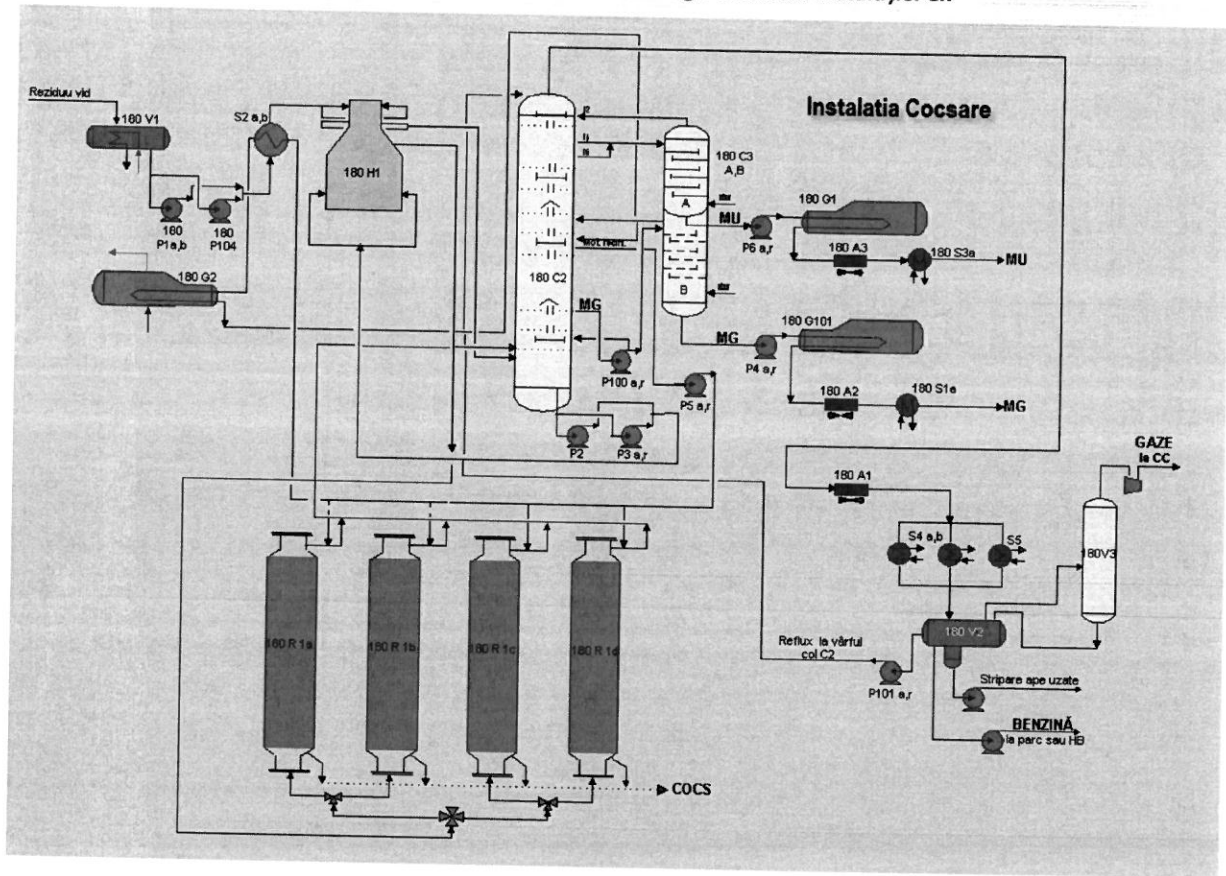
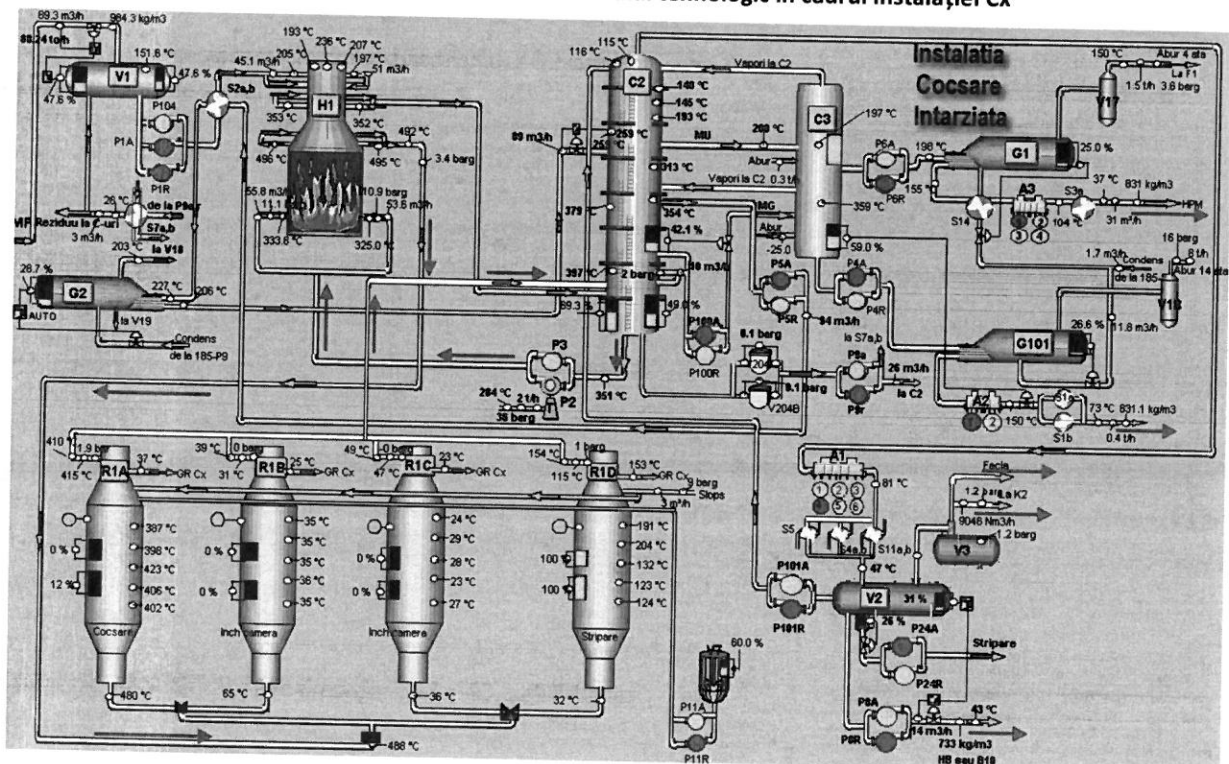


Figura 24 – Schema detaliată a fluxului tehnologic în cadrul instalației Cx



RAPORT DE SECURITATE ROMPETROL RAFINARE

Fluxul tehnologic în cadrul instalației Cx este următorul:

- Reziduul de vid alimentează instalația de cocsare direct din coloana de vid sau dintr-un rezervor M18 sau P17; temperatura de alimentare este de 200 °C, în cazul în care alimentarea se face direct din coloana de vid și de 110 – 120 °C, în cazul în care alimentarea se face din rezervoarele M18 sau P17;
- Reziduul de vid intră în vasul 180-V1 și este menținut sub pernă de gaze combustibile, iar cu ajutorul pompelor P1A, R și P 104 este trimis în schimbătoarele S2A, B, iar de aici în secția de convecție a cuptorului H1, unde este preîncălzit la temperatura de cca. 330 – 370 °C;
- Din cuptorul H1, reziduul de vid preîncălzit este direcționat către fundul coloanei de fracționare C2, în zona de lichid;
- De la fundul coloanei C2, reziduul de vid, cu o temperatură de cca. 360 °C, împreună cu re-ciclul format din fracțiile grele, trece secția de radiație a cuptorului H1 unde are loc încălzirea și vaporizarea produsului, precum și o parte din reacție; din cuptor, produsul iese cu o temperatură de 490 – 495 °C;
- La ieșirea din radiația cuptorului, cele două serpentine se unesc în linia de transfer care merge la alimentarea camerelor de cocs 180-R1A, B, C, D.

Camerele de cocs:

Deși proiectul de modernizare al instalației prevede funcționarea cu două camere în paralel, datorită faptului că nu se funcționează la debitul de proiect de 144 t/h, se merge cu câte o singură cameră.

O prezentare succintă a funcționării în condiții de operare normală cu camerele de cocsare este următoarea:

- În noua procedură de operare a camerelor de cocsare folosind robinetele MOV și DCS, se vor putea stabili șase (6) moduri de selecție a operațiilor în care deschiderea sau închiderea anumitor robinete automate va fi permisă sau nu prin schema de interblocare a robinetelor;
- Modurile de selecție, care coincid cu modul de funcționare a camerelor sunt următoarele:
 0. „TEST PRESIUNE” (Pressure test) eliminare aer, încălzire și testare camere;
 1. „DEPRESURIZARE ȘI DRENARE” (Depressure/Drain) depresurizare și drenare a camerelor după stripare și răcire;
 2. „DESCHIDERE TĂIERE ȘI ÎNCHIDERE CAMERA DE COCS” (Head/Unhead);
 3. „STRIPARE CU ABUR ȘI RACIRE CU APĂ” (Steamout/Quench);
 4. „ÎNCALZIRE CU VAPORI” (Backwarm) de la camera aflată în flux;
 5. „SCHIMBARE CAMERE ȘI UMLERE” (Switch drums) .

Secția de fracționare Cx:

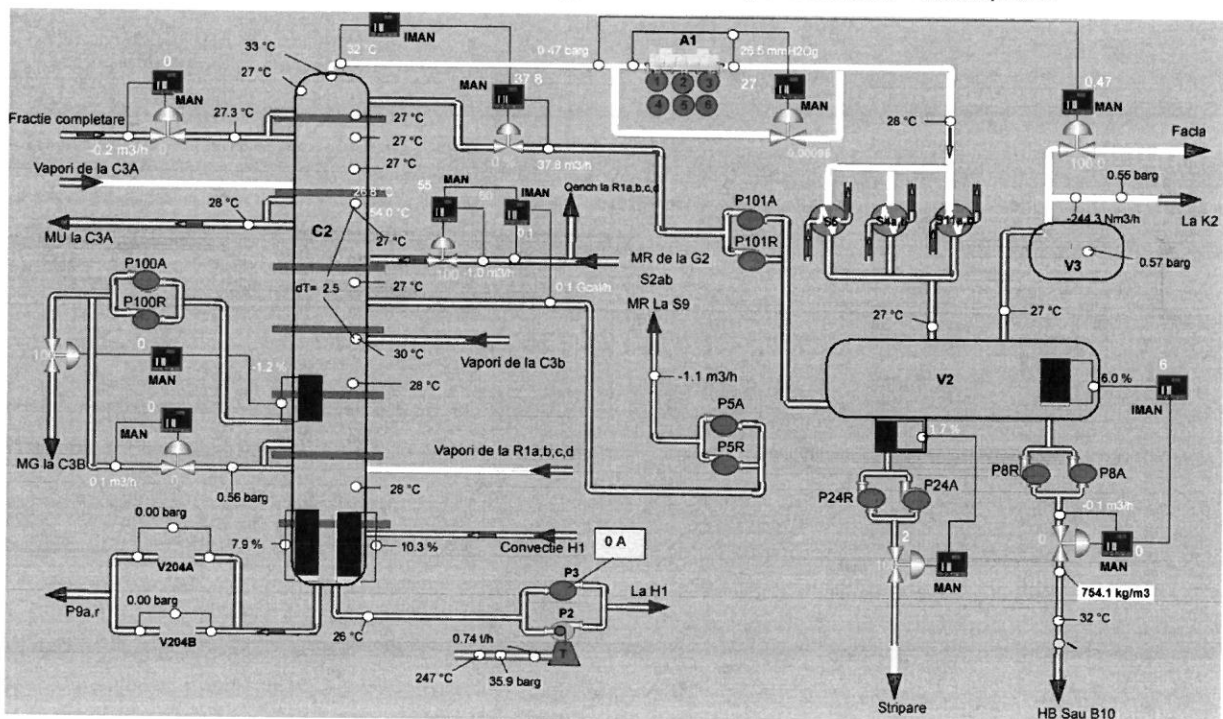
- Vaporii care ies din camera de cocs sunt răciți până la temperatura de cca. 426 °C, temperatură cu care intră în baza coloanei de fracționare C2;
- La intrarea în coloana C2, vaporii de la camera de cocs întâlnesc în contracurent refluxul recirculat de motorină grea.
- În coloana de fracționare C2, la o temperatură de 387 °C, se obține motorina grea ce este trimisă cu ajutorul pompelor P100A, R la coloana de stripare C3B. O parte din motorina grea refulată de pompele P100A, R este trimisă ca reciclu la coloana de fracționare C2. Motorina grea stripată este trasă de pompele P4A, R și trimisă la generatorul de abur de medie presiune G – 101. După ce generează abur, motorina grea, cu temperatura de 210 °C intră în răcitorul cu aer A2, unde se răcește până la temperatura de 120 °C. Din răcitorul cu aer A2, motorina grea intră în răcitorul cu apă S1A, B, unde se răcește până la temperatura de cca. 49 °C;

RAPORT DE SECURITATE ROMPETROL RAFINARE

- În coloana de fracționare C2, la o temperatură de cca. 241 °C, se obține motorina ușoară ce este trimisă la coloana de stripare C3A. Din coloana de stripare C3A, motorina ușoară este dirijată cu ajutorul pompelor P6 a, r către generatorul de abur de joasă presiune G1. După ce se generează abur, motorina ușoară merge la schimbătorul de căldură S14, după care intră în răcitorul cu apă S3, unde se răcește până la temperatura de cca. 50 °C;
- Gazele și benzina, împreună cu vaporii de apă proveniți din aburul introdus în serpentina cuptorului și din aburul de stripare motorine, părăsesc coloana de fracționare C2 pe la vârf, cu o temperatură de cca. 130 °C și intră în răcitorul cu aer A1, unde o parte din vaporii de apă și benzină condensează; din răcitorul A1, vaporii intră în răcitoarele cu apă S4A, B și S5 și se răcesc până la temperatura de aproximativ 40 °C;
- Din răcitoarele S4A, B și S5 și S11, produsul intră în vasul de reflux V2, unde se separă apa, benzina și gazele; din vasul de reflux V2, produsul este trimis ca reflux, cu ajutorul pompelor P101A, R către coloana C2, iar benzina este trimisă cu ajutorul pompelor P8A, R către instalația HB sau la parcul de rezervoare;
- Apa separată este direcționată la stripare ape uzate;
- Gazele din vasul de reflux V2, merg la separatorul de picături V3, iar de aici în aspirația compresorului GC1 de la instalația CC sau la compresorul 180 K2;
- De la compresorul 180 K2, gazele sunt trimise pentru desulfurare în instalația DEA.

În Figura 25 de mai jos este prezentată schema fluxului tehnologic la coloana C2 și a vasului V2, în instalația Cx.

Figura 25 – Schema fluxului tehnologic la coloana C2 și a vasului V2 – instalației Cx



4.2.12. Instalația Desulfurare Gaze și Recuperare Sulf – DGRS

Instalația DGRS este alcătuită din două linii:

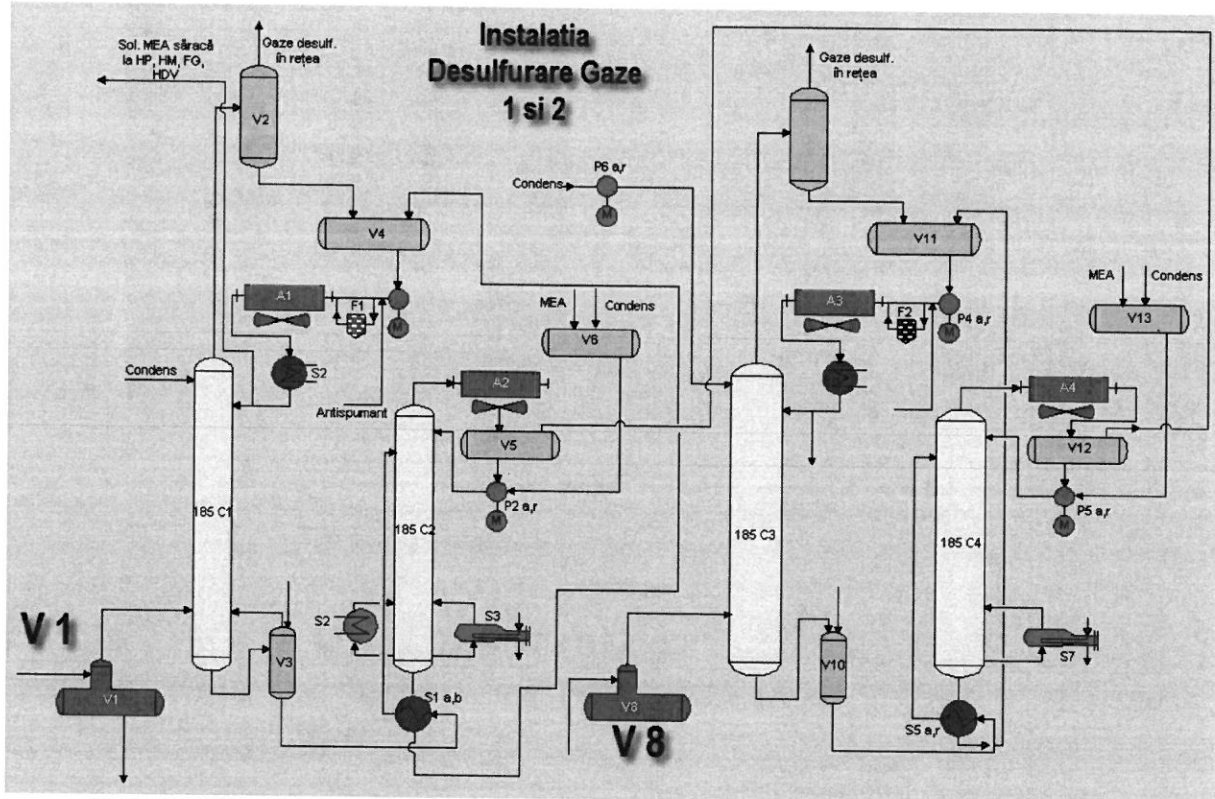
- Linia 1, în cadrul căreia are loc procesul de desulfurare a gazelor rezultate din instalațiile de hidrofinare și de la instalația de recuperare gaze facilă. Linia 1 funcționează la presiuni de până la 5 bar;

RAPORT DE SECURITATE ROMPETROL RAFINARE

- Linia 2, în cadrul căreia are loc procesul de desulfurare a gazelor provenite de la instalațiile cocsare și cracare catalitică. Linia 2 funcționează la presiuni de până la 12 bar.

În Figura 26 de mai jos este prezentată schema fluxului tehnologic în cadrul instalației DGRS.

Figura 26 – Schema fluxului tehnologic în cadrul instalației DGRS



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 – Instalația de desulfurare a gazelor rezultate din instalațiile de hidrofinare și de la instalația de recuperare gaze facilă este următorul:

- Gazele bogate în H_2S intră în instalația DGRS pe la partea superioară a domului vasului separator de gaze 185-V1, unde are loc separarea gazelor de picăturile de hidrocarburi lichide; hidrocarburi lichide sunt dirijate către vasul 802/III – V2 de la instalația RGF;
- Din vasul 185-V1, vasele trec în partea inferioară a coloanei 185-C1, unde are loc absorbția H_2S în soluție DEA săracă, la o presiune de 5 at;
- Gazele desulfurate ies din coloana 185-C1 pe la vârful și trec în vasul separator de gaze 185-V2 unde se separă soluția antrenată de gaze;
- Gazele desulfurate sunt trimise din vasul 185-V2 spre vasul 135-V7 de la instalația FG; pentru diminuarea pierderilor de soluție DEA, gazele desulfurate sunt spălate la vârful coloanei 185-C1 cu condens alimentat cu pompa 185-P3 a, r;
- Soluția DEA săracă este pompată din vasul tampon 185-V4 cu pompa 185-P1 a, r și împinsă spre răcitorul cu aer 185-A1 și trece prin mantaua răcitorului cu apă 185-S2, după care o parte este dirijată către coloana de absorbtie 185-C1 și o parte către utilizatori;

RAPORT DE SECURITATE ROMPETROL RAFINARE

- 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; în vasul 185-V3, are loc destinderea soluției bogate, gazele rezultate trecând în coloana 185-C1; vasul este protejat de o supapă de siguranță legată la linia de faclă;
- Din vasul 185-V3, soluția bogată trece în schimbătorul 185-S1 a, b, unde se încălzește prin căldura cedată de soluția săracă ce vine de la coloana C2;
- În coloana 185-C2, 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-S3; 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 ies din coloana 185-C2 pe la vârful și 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 doi (2) – Instalația de desulfurare a gazelor provenite de la instalațiile CC și Cx este următorul:

- 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; hidrocarburi lichide sunt dirijate la 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 vârful și trec în vasul separator de gaze 185-V9, unde se separă soluția antrenată de gaze;
- Gazele desulfurate sunt trimise din vasul 185-V9 spre vasul de gaze combustibile 135-V7 de la instalația FG; pentru diminuarea pierderilor de soluție DEA, gazele desulfurate sunt spălate la vârful coloanei 185-C3 cu condens alimentat cu pompa 185-P6A, R;
- Soluția DEA săracă este pompată din 185-V11 cu pompa 185-P4A, R și este împinsă spre răcitorul cu aer 185-A3 și trece prin mantaua răcitorului cu apă 185-S6, după care o parte este dirijată către coloana de absorbție 185-C2 și 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 vasul 185-V10, are loc destinderea soluției bogate, gazele rezultate trecând în linia de faclă;
- 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 vârful și intră în condensatorul cu aer 185-A4;
- Din condensatorul cu aer 184-A4, condensatul și gazele trec în vasul de reflux V 12, unde are loc separarea celor două faze;
- Din vasul 185-V12, hidrogenul sulfurat este dirijat în colectorul de H₂S al liniilor de recuperare sulf.

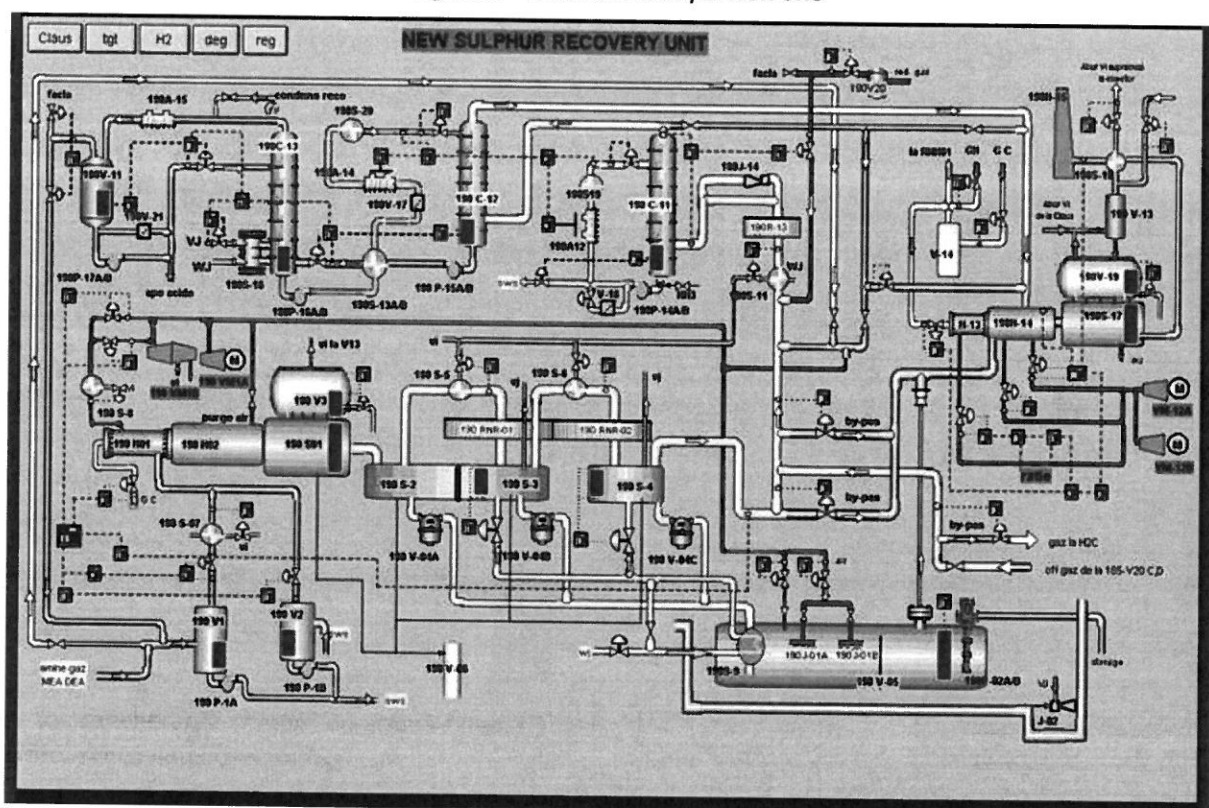
RAPORT DE SECURITATE ROMPETROL RAFINARE

4.2.13. Instalația de Recuperare Sulf și Tratare 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 sulfului. 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.

În Figura 27 de mai jos este prezentată schema instalației New SRU.

Figura 27– Schema instalației New SRU



Instalația New SRU cuprinde următoarele secții:

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

Fluxul tehnologic în cadrul secției Claus este următorul:

- Gazele de la secția amine din amonte și gazele recirculate de la secția de regenerare din coloana de regenerare Scot, sunt amestecate și dirijate în vasul separator 190-V1, în scopul îndepărtării apei, iar gazele de la striparea apei acide trec prin vasul separator SWS 190-V2;
- După ce au părăsit vasul, gazele de la secția amine sunt preîncălzite până la temperatura de 150 °C, cu abur de înaltă presiune, în preîncălzitorul 190-S7;
- Gazele de la secția amine de gazele de la striparea apei sunt amestecate și sunt trimise în arzătorul principal 190-H1;
- Temperatura de combustie în camera de ardere (Soba Claus) este peste 1.250 °C, astfel se asigură distrugerea NH₃;

RAPORT DE SECURITATE ROMPETROL RAFINARE

- Gazele de proces trece printr-un fascicul tubular al cazanului recuperator de căldură 190-S1, în scopul eliminării căldurii generate în arzător; gazele de proces este răcit cu apă, generând 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 exportat la secția de incinerare;
- Din cazanul recuperator de căldură 190-S1, gazele de proces este introdus în primul condensator de sulf 190-S2, unde sunt răcite, iar vaporii de sulf sunt 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 în sulf a gazelor de proces, prin intermediul unui proces catalitic, pe suport de alumina;
- Înainte de a intra în reactorul 190-R1, treapta I de reacție, gazele se încălzesc 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; în scopul creșterii gradului de recuperare al sulfului, este utilizată a doua treaptă de reacție;
- 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 secție este direcționat către secția Scot.

Fluxul tehnologic în cadrul secției Scot este următorul:

- Gazul rezidual din secția Claus, precum și cel din secția Claus existentă, 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;
- În reactor, are loc conversia catalitică a componentelor cu sulf în H₂S; reacțiile ce au loc în cadrul reactorului sunt exoterme, astfel încât 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 circulată 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;
- În coloana de absorbție Scot, gazul de proces intră în contact cu o soluție de MDEA 30 % masa, ce este introdusă în contra-curent 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 este următorul:

- 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 H₂S și CO₂ din solvent; solventul bogat este încălzit în schimbătorul de căldură 190-S16, prin intermediul aburului de joasă presiune;

RAPORT DE SECURITATE ROMPETROL RAFINARE

- În urma procesului de desorbție, H₂S și CO₂ și aburul rezidual sunt direcționate de la partea superioară coloanei de regenerare la vasul de reflux 190-V11, prin condensatorul 190-A15;
- În vasul de reflux 190-V11, apa condensată este separată 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 °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 este următorul:

- Recuperarea sulfului are loc în zona de stripare a vasului de degazare a sulfului 190-V5 în vederea reducerii conținutului de H₂S 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 °C până la temperatura de 154 °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 H₂S eliberat din sulf 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 este următorul:

- 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.

4.2.14. Instalația Hidrodesulfurare Motorină (Distilat de Vid) – HDV

Instalația HDV are ca scop eliminarea parțială a sulfului, azotului și a metalelor dintr-un amestec de motorină DA/motorină ușoară de cocsare și motorină de LCO de la cracare (sau amestec de distilat de vid și motorină grea de cocsare. În urma procesului se obține motorina hidrofinată (sau distilat de vid hidrofinat).

Instalația HDV cuprinde următoarele: secția de încălzire și reacție, secția de separare a gazelor din efluent și desulfurarea lor, secția de comprimare și recirculare a gazelor bogate în hidrogen și secția de stripare.

RAPORT DE SECURITATE ROMPETROL RAFINARE

În Figura 28 de mai jos este prezentată schema fluxului tehnologic a instalației, iar în Figura 29 este prezentată schema detaliată a fluxului tehnologic a instalației.

Figura 28 – Schema fluxului tehnologic în cadrul instalației HDV

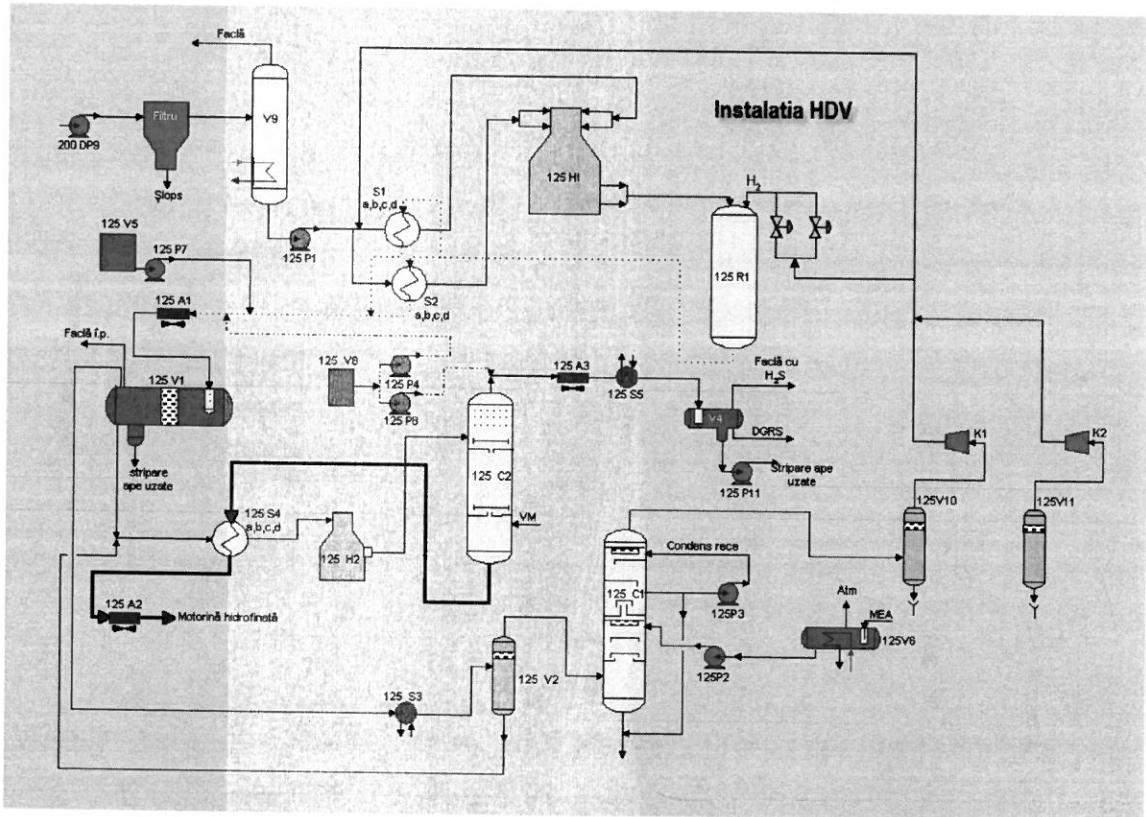


Figura 29 – Schema detaliată a fluxului tehnologic în cadrul instalației HDV

