

CUPRINS

GENERALITĂȚI


CONTENTS

GENERALITĂȚI.....	6
1. INTRODUCERE.....	7
1.1. Date generale	7
1.2. Context	8
1.3. Obiective.....	10
1.4. Scop și abordare	10
2. DESCRIEREA TERENULUI	15
2.1. Localizarea terenului	15
2.2. Proprietatea actuală.....	16
2.3. Utilizarea actuală a terenului	17
2.4. Folosirea terenului din vecinătăți	19
2.5. Procese tehnologice desfășurate pe amplasament, produse chimice folosite	20
2.5.1. Descrierea proceselor tehnologice.....	22
2.5.2. Evaluarea tehnologiilor aplicate pe platforma PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești în raport cu recomandările BAT (Best Available Techniques)	110
2.5.3. Substanțe și produse chimice utilizate pe platforma PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești.....	123
2.6. Topografie.....	131
2.7. Geologie și hidrogeologie	132
2.8. Hidrologie.....	133
2.9. Autorizații curente	135
2.10. Detalii privind planul de supraveghere a calității amplasamentului.....	138
2.10.1. Monitorizarea emisiilor în aer	138
2.10.2. Monitorizarea emisiilor în apa	141
2.10.3. Monitorizarea factorului de mediu sol	142
2.10.4. Monitorizarea zgomotului	142
2.10.5. Monitorizare deșeuri tehnologice	143
2.10.6. Monitorizare mirosuri	144
2.10.7. Monitorizare parametrii tehnologici.....	145

2.10.8. Evaluarea monitorizării activității comparativ cu recomandările BAT	146
2.11. Incidente legate de poluare.....	149
2.12. Vecinătatea cu specii sau habitate protejate sau zone sensibile	152
2.13. Starea clădirilor aflate pe amplasament	158
2.14. Interventia si managementul in situatie de urgență.....	158
3. ISTORICUL TERENULUI	166
4.RECUNOAȘTEREA TERENULUI	169
4.1. Probleme identificate	169
4.2. Deșeuri.....	174
4.3. Depozite provizorii de deșeuri.....	187
4.3.1. Depozite de deșeuri periculoase	187
4.3.2. Depozite de deșeuri nepericuloase	189
4.4. Instalații de epurare ape uzate.....	190
4.5. Sistemul de canalizare.....	198
4.6. Aria internă de depozitare – depozite de materii prime, auxiliare și produse finite: Aria AFPE – Amestecare finisare produse expediție.....	201
4.6.1. Depozite produse chimice și petroliere	201
4.6.2. Rampele de încărcare – descărcare combustibili.....	210
4.6.3. Rampa țigii	225
4.7. Alte zone de folosire: estacade de transport produse.....	236
4.8. Alte posibile impurificări din folosința anterioară a terenului	236
5. PREZENTAREA SURSELOR DE POLUARE SI REZULTATUL ANALIZELOR.....	238
5.1. Surse de poluare a solului și a apei subterane	238
5.2. Efecte ale poluării solului și apei subterane.....	239
5.3. Prezentarea rezultatelor analizelor efectuate și a evoluției în timp a gradului de poluare	244
5.3.1. Starea actuală și evoluția în timp a poluării solului.....	244
5.3.2. Starea actuală și evoluția în timp a poluării pânzei freatice	256
5.3.3. Calitatea apelor epurate evacuate în emisar	277
5.3.4. Calitatea aerului	291
5.3.5. Zgomot	405
6. INTERPRETAREA DATELOR SI RECOMANDARI	409
6.1. Analiza datelor referitoare la sol	409

6.1.1. Evoluția calității solului în incinta societății	409
6.1.2. Starea actuală a amplasamentului din punctul de vedere al calității solului din incinta rafinăriei	410
6.2. Analiza datelor referitoare la pânza freatică.....	410
6.2.1. Evoluția nivelului de poluare a pânzei freatice	410
6.2.2. Starea actuală a amplasamentului din punctul de vedere al calității apei freatice	411
6.3. Analiza datelor referitoare la calitatea efluentului evacuat în emisar	411
6.4. Analiza datelor referitoare la calitatea aerului în zona Rafinărie	411
.....	6
1. INTRODUCERE.....	7
1.1. Date generale	7
1.2. Context	8
1.3. Obiective.....	10
1.4. Scop și abordare	10
2. DESCRIEREA TERENULUI	15
2.1. Localizarea terenului	15
2.2. Proprietatea actuală.....	16
2.3. Utilizarea actuală a terenului	17
2.4. Folosirea terenului din vecinătăți	19
2.5. Procese tehnologice desfășurate pe amplasament, produse chimice folosite	20
2.5.1. Descrierea proceselor tehnologice.....	22
2.5.2. Evaluarea tehnologiilor aplicate pe platforma PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești în raport cu recomandările BAT (Best Available Techniques)	110
2.5.3. Substanțe și produse chimice utilizate pe platforma PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești.....	123
2.6. Topografie.....	131
2.7. Geologie și hidrogeologie	132
2.8. Hidrologie.....	133
2.9. Autorizații curente	135
2.10. Detalii privind planul de supraveghere a calității amplasamentului.....	138
2.10.1. Monitorizarea emisiilor în aer	138
2.10.2. Monitorizarea emisiilor în apa	141
2.10.3. Monitorizarea factorului de mediu sol	142

2.10.4. Monitorizarea zgomotului	142
2.10.5. Monitorizare deșeuri tehnologice.....	143
2.10.6. Monitorizare mirosuri	144
2.10.7. Monitorizare parametrii tehnologici.....	145
2.10.8. Evaluarea monitorizării activității comparativ cu recomandările BAT	146
2.11. Incidente legate de poluare.....	149
2.12. Vecinătatea cu specii sau habitate protejate sau zone sensibile.....	152
2.13. Starea clădirilor aflate pe amplasament	158
2.14. Interventia si managementul in situatie de urgență.....	158
3. ISTORICUL TERENULUI	166
4.RECUNOAȘTEREA TERENULUI	169
4.1. Probleme identificate	169
4.2. Deșeuri.....	174
4.3. Depozite provizorii de deșeuri.....	187
4.3.1. Depozite de deșeuri periculoase	187
4.3.2. Depozite de deșeuri nepericuloase	189
4.4. Instalații de epurare ape uzate.....	190
4.5. Sistemul de canalizare.....	198
4.6. Aria internă de depozitare – depozite de materii prime, auxiliare și produse finite: Aria AFPE – Amestecare finisare produse expediție.....	201
4.6.1. Depozite produse chimice și petroliere	201
4.6.2. Rampele de încărcare – descărcare combustibili.....	210
4.6.3. Rampa țigii	225
4.7. Alte zone de folosire: estacade de transport produse.....	236
4.8. Alte posibile impurificări din folosința anterioară a terenului	236
5. PREZENTAREA SURSELOR DE POLUARE SI REZULTATUL ANALIZELOR.....	238
5.1. Surse de poluare a solului și a apei subterane	238
5.2. Efecte ale poluării solului și apei subterane.....	239
5.3. Prezentarea rezultatelor analizelor efectuate și a evoluției în timp a gradului de poluare	244
5.3.1. Starea actuală și evoluția în timp a poluării solului.....	244
5.3.2. Starea actuală și evoluția în timp a poluării pânzei freatice	256
5.3.3. Calitatea apelor epurate evacuate în emisar	277
5.3.4. Calitatea aerului	291

	CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești	Comanda DG-0545 din 15.03.2022
	LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT	Proiect nr. MD 2000.006

5.3.5. Zgomot 405

6. INTERPRETAREA DATELOR SI RECOMANDARI 409

6.1. Analiza datelor referitoare la sol 409

6.1.1. Evoluția calității solului în incinta societății 409

6.1.2. Starea actuală a amplasamentului din punctul de vedere al calității solului din incinta rafinăriei 410

6.2. Analiza datelor referitoare la pânza freatică..... 410

6.2.1. Evoluția nivelului de poluare a pânzei freatice 410

6.2.2. Starea actuală a amplasamentului din punctul de vedere al calității apei freatice 411

6.3. Analiza datelor referitoare la calitatea efluentului evacuat în emisar 411

6.4. Analiza datelor referitoare la calitatea aerului în zona Rafinărie 411

ANEXE


ANEXA 1 - Plan de amplasare puncte prelevare probe de sol

ANEXA 2 - Plan amplasare foraje de control apă freatică în incinta și în exteriorul platformei PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești

ANEXA 3 - Plan amplasare surse emisie dirijată în atmosferă

ANEXA 4 - Schema de flux - Stație preparare sodă

ANEXA 5 – Planuri rețele utilitare

	CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești	Comanda DG-0545 din 15.03.2022
	LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT	Proiect nr. MD 2000.006

GENERALITĂȚI

Autorizație integrată de mediu este actul administrativ emis de autoritățile competente de mediu, care permite unei instalații să funcționeze în totalitate sau în parte, în condiții care să garanteze că instalația respectă prevederile **Legii nr. 278/2013**. Autorizația integrată de mediu se emite pentru activitățile prevăzute în anexa nr. 1 la **Legea nr. 278/2013** și poate fi emisă pentru una sau mai multe instalații sau părți ale instalațiilor exploatate de către același operator pe același amplasament.

Elaborarea documentației pentru emiterea **Autorizației Integrate de Mediu** se face conform prevederilor **Legii nr. 278/2013 privind emisiile industriale**.

Procedura de reglementare este stabilită prin **Ordinul M.A.P.A.M. nr. 818/2003 pentru aprobarea procedurii de emitere a autorizației integrate de mediu**, modificat și completat de **Ordinul nr. 1158/2005** și de **Ordinul nr. 3970/2012**, competența de emitere a Autorizației integrate de mediu revenind agențiilor locale pentru protecția mediului.

Revizuirea autorizației integrate de mediu se realizează ori de câte ori există o schimbare de fond a datelor care au stat la baza emiterii ei. Titularul va informa în scris Agenția pentru Protecția Mediului despre acest lucru, iar autoritatea competentă pentru protecția mediului va emite o autorizație de mediu revizuită, incluzând acele date care s-au modificat, sau va decide reluarea procedurii de emitere a unei noi autorizații de mediu.

Societatea PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești deține **Autorizația Integrată de Mediu nr. PH -10 din 10.08.2015 revizuită în data de 05.12.2019** emisă de A.P.M. Prahova.

Categoria de activitate

Cod CAEN: 2320 (cod CAEN rev. 2 - 1920) Fabricarea produselor obținute din prelucrarea țițeiului

Categoria de activitate conform Anexei nr. 1 a **Legii nr. 278/2013** este:

1.2. Rafinarea petrolului și a gazului

Cod NOSE-P: 105.08 - Procesarea produselor petroliere

Cod SNAP 2: 0401 - Procesarea produselor petroliere

Raportul de amplasament este parte a documentațiilor de mediu pe care societatea PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești le va depune la Agenția pentru Protecția Mediului Prahova pentru a solicita **emiterea unei noi Autorizații integrate de mediu**.

Prezenta documentație de mediu este elaborată pentru revizuirea Autorizației Integrate de Mediu de către autoritatea de mediu competentă, A.P.M. Prahova, datorita finalizării unor proiecte de investitii.

1. INTRODUCERE

1.1. Date generale

Denumire elaborator studiu: **IPROCIM S.A. BUCUREȘTI**

Adresa: *Str. Mihai Eminescu nr. 19 - 21, Sector 1, București*

Telefon: +40 21 211 78 10

Fax: +40 21 210 27 01

E-mail: office@iprochim.ro

Cod unic de înregistrare: *RO 457747*

Număr de ordine în registrul comerțului: *J40/6485/1991*

Obiect de activitate: *Activitate de inginerie și consultanță tehnică legată de aceasta, Cod CAEN 7112.*

Denumire beneficiar: **PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești**

Adresa: *Str. Mihai Bravu nr. 235, Mun. Ploiești, Jud. Prahova, Cod poștal 100410*

Telefon: *0244 / 504 000*

Fax: *0244 / 504 625*

E-mail: office@petrotel.lukoil.com

Website: www.lukoil.ro/

Certificat de înmatriculare la Oficiul Registrului Comerțului nr.: *J 29/111/05.03.1991*

Cod Unic de Înregistrare: *1350659/29.11.1992*

Persoană de contact: *Dr. Ing. Gheorghe Duca - Șef Serviciu Ecologie*

Telefon: *0752 150 014*

Adresă e-mail: GDuca@Petrotel.LUKoil.com

Amplasament: Societatea PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești este amplasată în zona industrială Teleajen, între Pârâul Dâmbu spre Vest și râul Teleajen spre Nord - Nord-Est, albia râului Teleajen fiind la 1,0 - 1,5 km de obiectiv.


Vecinătăți: Vecinătățile Rafinăriei PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești sunt:

• la Est:

- MATIZOL S.A . - fabricare de materiale izolante (carton asfaltat), la cca. 1 km;
- UZTEL S.A. - activitate de metalurgie, în imediata vecinătate;
- Grup Școlar Industrie Ușoară - activitate de învățământ, la cca. 1 km;
- Grup Școlar Industrial de Petrol Teleajen - activitate de învățământ, la cca. 1 km;
- Satul Moara Nouă - preponderent activități agricole, la cca. 5 km;
- Comuna Berceni - preponderent activități agricole;
- Comuna Rafov;
- Locuințe, cămine.

• la Sud:

- Depozitul și Stația de pompe PETROTRANS (în prezent fără activitate) - la cca. 0,5 km;
- Blue Bird S.R.L. - activitate de valorificare a deșeurilor metalice, la cca. 0,3 km;

	CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești	Comanda DG-0545 din 15.03.2022
	LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT	Proiect nr. MD 2000.006

- BULROM S.A. Ploiești - producător și distribuitor GPL;
- UBEMAR S.A. - activitate cu profil mecanic;
- STORAD EXIM S.R.L. - activitate de prelucrare și fasonare sticlă;
- Șoseaua Mihai Bravu - Matizol;
- Călea ferată Ploiești - Buzău.
- la Sud - Sud-Vest:
 - SAINT GOBAIN ISOVER Romania - fabricare și comercializare materiale izolante, la cca. 0,5 km;
 - REMAT HOLDING S.A. - colectare și valorificare deșeurii metalice, la cca. 0,75 km;
 - Parc Industrial GRIVCO - comerț cu energie electrică, la cca. 1 km;
 - Cartierul Mihai Bravu;
 - Cartierul Dâmbu al orașului Ploiești, la cca. 2 km.
- la Nord:
 - JET FLY HUB - depozitare și comerț cu produse petroliere;
 - Teren arabil, localitatea Bucov, la cca. 3 km.
- la Nord-Vest: - Cartierul Bereasca al orașului Ploiești, la cca. 1,5 - 2 km.
- la Nord-Est: - Centura Ploiești Est.

1.2. Context

Raportul de amplasament a fost elaborat în vederea evidențierii stării amplasamentului pe care se găsesc instalațiile de rafinare a țițeiului și prelucrare a subproduselor, pentru obținerea de produse comerciale din cadrul societății PETROTEL - LUKOIL Ploiești.

Lucrarea a fost întocmită cu scopul de a îndeplini cerințele de prevenire și control al poluării, astfel încât să ofere informațiile relevante pentru susținerea revizuirii Autorizației Integrate de Mediu aparținând PETROTEL - LUKOIL Ploiești, în acord cu reglementările în domeniul protecției mediului:

- **O.U.G. nr. 195/2005** privind Protecția mediului, aprobată cu modificări prin **Legea nr. 265/2006**, modificată și completată prin **O.U.G. nr. 57/2007**, **O.U.G. nr. 114/2007**, **O.U.G. nr. 164/2008**, **O.U.G. nr. 71/2011**, **O.U.G. nr. 58/2012**, **Legea nr. 187/2012**, **Legea nr. 117/2013** și **Legea nr. 226/2013**);

- **Legea nr. 278/2013** privind emisiile industriale.

Raportul urmărește aria de instalare și aria din vecinătatea platformei PETROTEL-LUKOIL, care poate afecta sau poate fi afectată de zona de instalare.

Societatea PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești deține **Autorizația Integrată de Mediu nr. PH -10 din 10.08.2015 revizuită în data de 05.12.2019**, pentru instalații de rafinare a petrolului și gazelor folosite, în principal, în scopul rafinării petrolului și prelucrării subproduselor pentru obținerea de produse comerciale și livrarea acestora.

Activitățile desfășurate în cadrul Rafinării PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești intră sub incidența următoarelor Directive Europene:

➔ **Directiva Seveso II – Directiva 96/82/CE** privind controlul asupra riscului de accidente majore care implică substanțe periculoase, amendată de Directivele 2003/105/CE și 2012/18/UE și de Regulamentele (CE) nr. 1882/2003 și nr. 1137/2008 (se va abroga începând cu 01.06.2015 prin Directiva 2012/18/UE), transpusă total în legislația românească prin **LEGEA nr. 59 din 11 aprilie 2016 privind controlul asupra pericolelor**

de accident major în care sunt implicate substanțe periculoase.

Unitatea industrială analizată - Rafinăriei PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești - intră sub incidența Directivei Seveso II întrucât în cadrul acesteia sunt stocate și vehiculate substanțe periculoase în cantități care depășesc limita superioară din directivă, substanțe ce pot genera accidente majore.

Prin măsurile luate în cadrul managementului de securitate al societății se urmărește prevenirea riscurilor de accidente majore, precum și limitarea consecințelor unor astfel de accidente atât pentru om (aspectele de securitate și sănătate), cât și pentru mediu (aspectul de mediu).

➔ **Directiva Emisiilor Industriale – Directiva 2010/75/UE** a Parlamentului European și a Consiliului din 24 noiembrie 2010 privind emisiile industriale (prevenirea și controlul integrat al poluării).

Această directivă regroupează Directiva 2008/1/CE (așa-numita „**Directivă IPPC**”) și alte șase directive într-o singură directivă privind emisiile industriale. Este transpusă în legislația românească prin **Legea nr. 278/2013 privind emisiile industriale**.

Directiva Emisiilor Industriale este aplicabilă Rafinăriei PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești întrucât activitatea acesteia, de rafinare a petrolului și gazelor, este enumerată în anexa 1 la directivă, care definește activitățile industriale cu potențial major de poluare. Acest fapt impune ca operatorul să respecte anumite obligații de bază, dintre care se menționează:

- să ia măsuri de prevenire a poluării;
- să aplice cele mai bune tehnici disponibile (BAT);
- să nu genereze o poluare semnificativă;
- să limiteze, să recicleze sau să elimine deșeurile într-un mod cât mai puțin poluant;
- să maximizeze eficiența energetică;
- să prevină accidentele și să limiteze consecințele acestora;
- să readucă amplasamentul la o stare satisfăcătoare după încetarea activităților.


Directiva 2010/75/UE menționată anterior înlocuiește definitiv, începând cu data de 7 Ianuarie 2014, **Directiva 1999/13/CE privind reducerea emisiilor de compuși organici volatili (COV)**.

➔ **Directiva privind emisiile de gaze cu efect de seră – Directiva 2003/87/CE** a Parlamentului European și a Consiliului din 13 Octombrie 2003 de stabilire a unui sistem de comercializare a cotelor de emisie de gaze cu efect de seră în cadrul Comunității și de modificare a Directivei 96/61/CE a Consiliului. În conformitate cu prevederile acestei Directive europene a fost adoptat **Regulamentul (UE) Nr. 601/2012** al Comisiei, din 21 Iunie 2012, **privind monitorizarea și raportarea emisiilor de gaze cu efect de seră**.

Acest regulament prevede norme pentru monitorizarea și raportarea emisiilor de gaze cu efect de seră și a datelor de activitate, în conformitate cu Directiva 2003/87/CE, pentru perioada de comercializare a schemei de comercializare a certificatelor de emisii de gaze cu efect de seră a Uniunii care începe la data de 1 ianuarie 2013.

Rafinăria PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești deține *Autorizația nr. 17/30.12.2020* revizuită în 02.12.2021 *privind emisiile de gaze cu efect de seră pentru perioada 2021 - 2030*. În conformitate cu prevederile acesteia, unitatea industrială respectă prevederile cerințelor legale privind obligațiile operatorului, prin realizarea următoarelor:

– Monitorizarea emisiilor de gaze cu efect de seră, inclusiv metodologia și frecvența de monitorizare, cu respectarea planului de monitorizare și raportare a emisiilor de gaze

	CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești	Comanda DG-0545 din 15.03.2022
	LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT	Proiect nr. MD 2000.006

cu efect de seră, aprobat de autoritatea competentă pentru protecția mediului.

– Raportarea emisiilor de gaze cu efect de seră, pe baza planului de monitorizare și raportare a emisiilor de gaze cu efect de seră și a metodologiei, aprobate de autoritatea competentă pentru protecția mediului, cu respectarea Regulamentului (UE) Nr. 2066/2018.

– Restituirea certificatelor de emisii de gaze cu efect de seră, până cel târziu la data de 30 Aprilie a fiecărui an, a unui număr de certificate de emisii de gaze cu efect de seră egal cu numărul total de emisii de gaze cu efect de seră provenite din instalație în anul calendaristic anterior, conform prevederilor legale în vigoare în domeniul schemei de comercializare a certificatelor de emisii de gaze cu efect de seră pentru perioada 2021 - 2025.

– Informarea autorității competente pentru protecția mediului asupra modificărilor planificate la nivelul instalației, ce pot determina revizuirea planului de monitorizare și raportare a emisiilor de gaze cu efect de seră și a autorizației privind emisiile de gaze cu efect de seră.

Acest Raport de amplasament a fost întocmit de: **IPROCHEM S.A. București**

Adresa: *Str. Mihai Eminescu nr. 19 - 21, Sector 1, București, Cod poștal 010512*

Telefon: *021 / 211 76 54; 211 79 80; 212 34 74*

Fax: *021 / 210 27 01*

E-mail: *office@iprochim.ro*

Website: *www.iprochim.ro*

Certificat de înregistrare la Oficiul Registrului Comerțului Nr.: *J40/6485/1991*

Cod Unic de Înregistrare: *457747*

- Certificat ISO 9001:2008, nr. 12 100 12743 TMS, organism de certificare TÜV SÜD Management Service GmbH, Germania
- Certificat SR EN ISO 14001:2005, nr. EMS-4439/R/05-11-2012, organism de certificare RINA SIMTEX
- Certificat SR OHSAS 18001:2008, nr. S.378.1/14-08-2012, organism de certificare RINA SIMTEX

Certificat de atestare pentru elaborarea de studii de mediu: Înregistrată în Registrul Național al elaboratorilor de studii pentru protecția mediului la poziția nr. 649 pentru: RM, RIM, BM, RA, EA

1.3. Obiective


Principalele obiective ale Raportului de amplasament, în conformitate cu principiile prevenirii și controlului integrat al poluării, sunt următoarele:

- evaluarea complexă a calității amplasamentului;
- identificarea zonelor afectate de poluare;
- evaluarea efectelor emisiilor asupra mediului;
- managementul deșeurilor;
- evaluarea stării clădirilor;

Obiectul lucrării îl constituie investigarea stării factorilor de mediu din zona de impact a activităților desfășurate în incinta societății PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești și cuantificarea răspunderii acesteia, față de situația prezentată în documentația Raport de amplasament 2014, actualizat 2018; Elaborator: IPROCHEM București.

1.4. Scop și abordare

Scop

	CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești	Comanda DG-0545 din 15.03.2022
	LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT	Proiect nr. MD 2000.006

Raportul de amplasament reprezintă parte a documentației pe care societatea PETROTEL - LUKOIL Ploiești o va supune analizei pentru solicitarea emiterii unei noi Autorizații integrate de mediu.

Mod de abordare

Cadrul pentru culegerea datelor și documentelor necesare realizării Raportului de amplasament a constat în:

- analiza utilizărilor anterioare și actuale ale amplasamentului, pentru a identifica existența unor posibile zone potențial poluate;
- colectarea de noi informații despre natura surselor de poluare și cuantificarea efectelor acestora.


Valorile de evaluare luate în considerare pentru interpretarea datelor de monitorizare realizate pe amplasament, din punctele, la indicatorii și cu frecvența la care au fost impuse prin Autorizația Integrată de Mediu nr. PH-10 din 2015 revizuită în 2019, sunt în conformitate cu legislația de mediu în vigoare și anume:

→ **Factorul de mediu apă**

- ↪ **Legea nr. 107/1996** - Legea apelor, modificată și completată prin **Legea nr. 310/2004**, **Legea nr. 112/2006**, **O.U.G. nr. 12/2007**, **O.U.G. nr. 3/2010** aprobată prin **Legea nr. 146/2010** și prin **O.U.G. nr. 69/2013**;
- ↪ **Legea nr. 458/2002** - privind calitatea apei potabile, republicată, modificată și completată prin **Legea nr. 311/2004**, prin **O.G. nr. 11/2010** aprobată prin **Legea nr. 124/2010**, prin **O.G. nr. 1/2011** aprobată prin **Legea nr. 182/2011**;
- ↪ **H.G. nr. 188/2002** - pentru aprobarea unor norme privind condițiile de descărcare în mediul acvatic a apelor uzate, modificată și completată de **H.G. nr. 352/2005** și **H.G. nr. 210/2007**;
- ↪ **H.G. nr. 570/2016** - privind aprobarea Programului de eliminare treptată a evacuărilor, emisiilor și pierderilor de substanțe prioritare periculoase și alte măsuri pentru principalii poluanți
- ↪ **Ordinul M.M.G.A. nr. 161/2006** - pentru aprobarea Normativului privind clasificarea calității apelor de suprafață în vederea stabilirii stării ecologice a corpurilor de apă.

→ **Factorul de mediu aer**

- ↪ **Legea nr. 104/2011** - privind calitatea aerului înconjurător;
- ↪ **Legea nr. 278/2013** - privind emisiile industriale;
- ↪ **Ordinul nr. 462/1993** - pentru aprobarea Condițiilor tehnice privind protecția atmosferei și Normelor metodologice privind determinarea emisiilor de poluanți atmosferici produși de surse staționare, modificat prin **Legea nr. 104/2011**;
- ↪ **STAS 12574/1987** - Aer din zonele protejate. Condiții tehnice de calitate;
- ↪ **LEGEA nr. 293/2018** - privind reducerea emisiilor naționale de anumiți poluanți atmosferici;
- ↪ **ORDIN nr. 668/2022** - pentru aprobarea Regulamentului privind gestionarea și operarea conturilor din registrul Uniunii al emisiilor de gaze cu efect de seră, aflate sub jurisdicția statului român;
- ↪ **ORDIN nr. 1.256 /2020** - pentru aprobarea Procedurii de emiterie a autorizației privind emisiile de gaze cu efect de seră pentru perioada 2021-2030;
- ↪ **H.G. nr. 780/2006** - privind stabilirea schemei de comercializare a certificatelor

	CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești	Comanda DG-0545 din 15.03.2022
	LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT	Proiect nr. MD 2000.006

de emisii de gaze cu efect de seră, modificată și completată prin **H.G. nr. 133/2010, H.G. nr. 399/2010, H.G. nr. 1300/2010, O.U.G. nr. 115/2011, H.G. nr. 204/2013.**

→ Factorul de mediu sol

- ↪ **Ordinul M.A.P.P.M. nr. 756/1997** - pentru aprobarea Reglementării privind evaluarea poluării mediului, modificat prin **Legea nr. 104/2011**;
- ↪ **O.U.G. nr. 68/2007** - privind răspunderea de mediu cu referire la prevenirea și repararea prejudiciului asupra mediului, aprobată prin **Legea nr. 19/2008**, modificată și completată de **O.U.G. nr. 15/2009, O.U.G. nr. 64/2011, Legea nr. 187/2012**;
- ↪ **LEGEA nr. 74/2019** - privind gestionarea siturilor potențial contaminate și a celor contaminate;
- ↪ **H.G. nr. 140/2008** - privind stabilirea unor măsuri pentru aplicarea prevederilor Regulamentului (CE) al Parlamentului European și al Consiliului nr. 166/2006 privind înființarea Registrului European al Poluanților Emiși și Transferați și modificarea directivelor Consiliului 91/689/CEE și 96/61/CE.


→ Deșeuri

- ↪ **OUG nr. 92/2021**- privind regimul deșeurilor;
- ↪ **OUG nr. 2/2021** - privind depozitarea deșeurilor
- ↪ **H.G. nr. 856/2002** - privind evidența gestiunii deșeurilor și pentru aprobarea listei cuprinzând deșeurile, inclusiv deșeurile periculoase, modificată și completată de **H.G. nr. 210/2007**;
- ↪ **LEGE nr. 249/2015** - privind modalitatea de gestionare a ambalajelor și a deșeurilor de ambalaje;
- ↪ **H.G. nr. 1132/2008** - privind regimul bateriilor și acumulatorilor și al deșeurilor de baterii și acumulatori, modificată și completată de **H.G. nr. 1079/2011**;
- ↪ **H.G. nr. 170/2004** - privind gestionarea anvelopelor uzate;
- ↪ **H.G. nr. 124/2003** - privind prevenirea, reducerea și controlul poluării mediului cu azbest, modificată prin **H.G. nr. 734/2006** și **H.G. nr. 210/2007**;
- ↪ **Ordinul nr. 95/2005** - privind stabilirea criteriilor de acceptare și procedurilor preliminare de acceptare a deșeurilor la depozitare și lista națională de deșeuri acceptate în fiecare clasă de depozit de deșeuri, modificat prin **Ordinul nr. 3838/2012**;
- ↪ **H.G. nr. 1061/2008** - privind transportul deșeurilor periculoase și nepericuloase pe teritoriul României.

→ Zgomot

- ↪ **H.G. nr. 493/2006** - privind cerințele minime de securitate și sănătate referitoare la expunerea lucrătorilor la riscurile generate de zgomot, modificată și completată de **H.G. nr. 601/2007**;
- ↪ **STAS 10009/1988** - privind acustica urbană; limite admisibile ale nivelului de zgomot.

→ Biodiversitate

	CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești	Comanda DG-0545 din 15.03.2022
	LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT	Proiect nr. MD 2000.006


- ☞ **Legea nr. 5/2000** - privind aprobarea Planului de amenajare a teritoriului național - Secțiunea a III-a - zone protejate;
- ☞ **Ordin nr. 203/2009** - privind Procedura de stabilire a derogărilor de la măsurile de protecție a speciilor de floră și de faună sălbatică;
- ☞ **H.G. nr. 2151/2004** - privind instituirea regimului de arie naturală protejată pentru noi zone;
- ☞ **H.G. nr. 1581/2005** - privind instituirea regimului de arie naturală protejată pentru noi zone;
- ☞ **O.U.G. nr. 154/2008** - pentru modificarea și completarea **O.U.G. nr. 57/2007** privind regimul ariilor naturale protejate, conservarea habitatelor naturale, a florei și faunei sălbatice și a **Legii vânătorii și a protecției fondului cinegetic nr. 407/2006**;
- ☞ **O.U.G. nr. 57/2007** - privind regimul ariilor naturale protejate, conservarea habitatelor naturale, a florei și faunei sălbatice, modificată și completată de **Legea nr. 329/2009** și **Legea nr. 49/2011**;
- ☞ **Ordin nr. 1964/2007** - privind instituirea regimului de arie naturală protejată a siturilor de importanță comunitară, ca parte integrantă a rețelei ecologice europene Natura 2000 în România, modificat prin **Ordinul nr. 2387/2011**;
- ☞ **H.G. nr. 1284/2007** - privind declararea ariilor de protecție specială avifaunistică ca parte integrantă a rețelei ecologice europene Natura 2000 în România, modificată și completată de **H.G. nr. 971/2011**;
- ☞ **H.G. nr. 1143/2007** - privind instituirea de noi arii naturale protejate.

➔ **Substanțe toxice și periculoase**

- ☞ **LEGE nr. 59/2016** - privind controlul asupra pericolelor de accident major în care sunt implicate substanțe periculoase
- ☞ **Ordin nr. 1.175/39/2020** - privind aprobarea Procedurii de notificare a activităților care prezintă pericole de producere a accidentelor majore în care sunt implicate substanțe periculoase
- ☞ **Legea nr. 360/2003** - privind regimul substanțelor și preparatelor chimice periculoase, modificată și completată cu **Legea nr. 263/2005** și **Legea nr. 254/2011**;

Documentațiile principale care au furnizat datele pe baza cărora s-a realizat prezentul Raportul de amplasament sunt:

- Raport de amplasament, elaborat de I.C.I.M. București, ediția 2005
- Formular de Solicitare IPPC, elaborat de PETROTEL - LUKOIL S.A, ediția 2006
- Studiu de evaluare a riscului asupra mediului, elaborat de I.C.I.M. București, ediția 2005
- Bilanț de mediu nivel I pentru S.C. PETROTEL - LUKOIL S.A., elaborat de I.C.I.M. București, ediția 2005
- Bilanț de mediu nivel II pentru S.C. PETROTEL - LUKOIL S.A., elaborat de I.C.I.M. București, ediția 2005
- Raport de amplasament, elaborat de S.C. IPROCHIM S.A. București, ediția 2009
- Studiu tehnic privind valorile limită de emisie la unele surse fixe întocmit de S.C. IPROCHIM S.A. București, ediția 2009

	CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești	Comanda DG-0545 din 15.03.2022
	LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT	Proiect nr. MD 2000.006

- ❑ Studiu tehnic privind Elaborarea tehnologiei de neutralizare a sodei uzate ținând cont de schemele existente de epurare a apelor uzate, elaborat de Universitatea de Petrol-Gaze Ploiești, Catedra Inginerie Chimică și Petrochimică, ediția 2009
- ❑ Raport de Securitate, întocmit de S.C. IPROCHIM S.A, ediția 2009
- ❑ Studiu de evaluare a riscului și impact asupra stării de sănătate a populației în relație cu obiectivul PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești, elaborat de Centrul de Mediu și Sănătate Cluj Napoca și Cabinet de Medicina Mediului Cluj Napoca, ediția 2006
- ❑ Studiu privind îmbunătățirea randamentului treptei biologice a stației de epurare întocmit de S.C. Biosol PSI, 2010
- ❑ Studiu de soluție privind recuperarea produsului petrolier și depoluarea pânzei freactice din zona amplasamentului S.C. PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești, jud. Prahova, elaborat de D&V ENVIRONMENT S.R.L. Slobozia, 2011
- ❑ Studiu de dispersie a poluanților emiși specifici activităților de rafinare a petrolului din cadrul S.C. PETROTEL - LUKOIL S.A., elaborat de WESTAGEM S.R.L. București, Mai 2012
- ❑ Raport de securitate, elaborat de IPROCHIM S.A. București, revizuit 2014
- ❑ Rapoarte de analiză, 2012, 2013: Prelevare - măsurare / Analize probe de sol - S.C. LAJEDO S.R.L. Ploiești
- ❑ Monitorizare calitate ape evacuate în râul Teleajen, realizată de laboratorul S.C. PROWATER-ECOSISTEM S.R.L. Ploiești, 2012, 2013, 2014 sem. I
- ❑ Rapoarte de analiză ape uzate, 2013, 2014 - S.C. LAJEDO S.R.L. Ploiești
- ❑ Raport de încercare, 2012 - Analiză apă epurată pentru substanțe prioritare și poluanți specifici toxici - INCD - ECOIND București
- ❑ Rapoarte privind Monitorizarea discontinuă emisii atmosferice (prin S.C. PROWATER-ECOSISTEM S.R.L. Ploiești) și Monitorizare continuă emisii atmosferice (prin Serviciul Monitorizarea Mediu al societății)
- ❑ Rapoarte de încercare 2012, 2013, 2014 sem. I - Măsurători zgomot ambiental - S.C. PROWATER-ECOSISTEM S.R.L. Ploiești
- ❑ Rapoarte încercare nămol de la epurare și șlam petrolier, realizate de WESSLING România S.R.L. și respectiv S.C. LAJEDO S.R.L. Ploiești, 2013
- ❑ Măsurători noxe chimice în zona instalațiilor și respectiv imisii în zone rezidențiale, realizate de PROWATER-ECOSISTEM S.R.L. Ploiești, în perioada lun. ÷ Iul. 2014
- ❑ Raport de amplasament, elaborat de S.C. IPROCHIM S.A. București, ediția 2014, actualizat 2019;
- ❑ Raport de securitate, elaborat de IPROCHIM S.A. București, revizuit 2021

2. DESCRIEREA TERENULUI

2.1. Localizarea terenului

PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești este un complex industrial care cuprinde un sector de producție și livrare produse petroliere și un sector de producere și distribuție utilități.

Obiectivul este amplasat în zona industrială Teleajen, între Pârâul Dâmbu spre Vest și râul Teleajen spre Nord - Nord-Est, albia râului Teleajen fiind la 1,0 - 1,5 km de obiectiv.

Societatea PETROTEL - LUKOIL S.A. are sediul în str. Mihai Bravu, nr. 235, orașul Ploiești.

Suprafața totală ocupată de PETROTEL - LUKOIL S.A., conform certificatelor de proprietate, este de 229 ha, iar altitudinea terenului este de aproximativ 145 m față de nivelul Mării Negre.

Amplasarea terenului și delimitarea lui sunt prezentate în **Figura 1**.

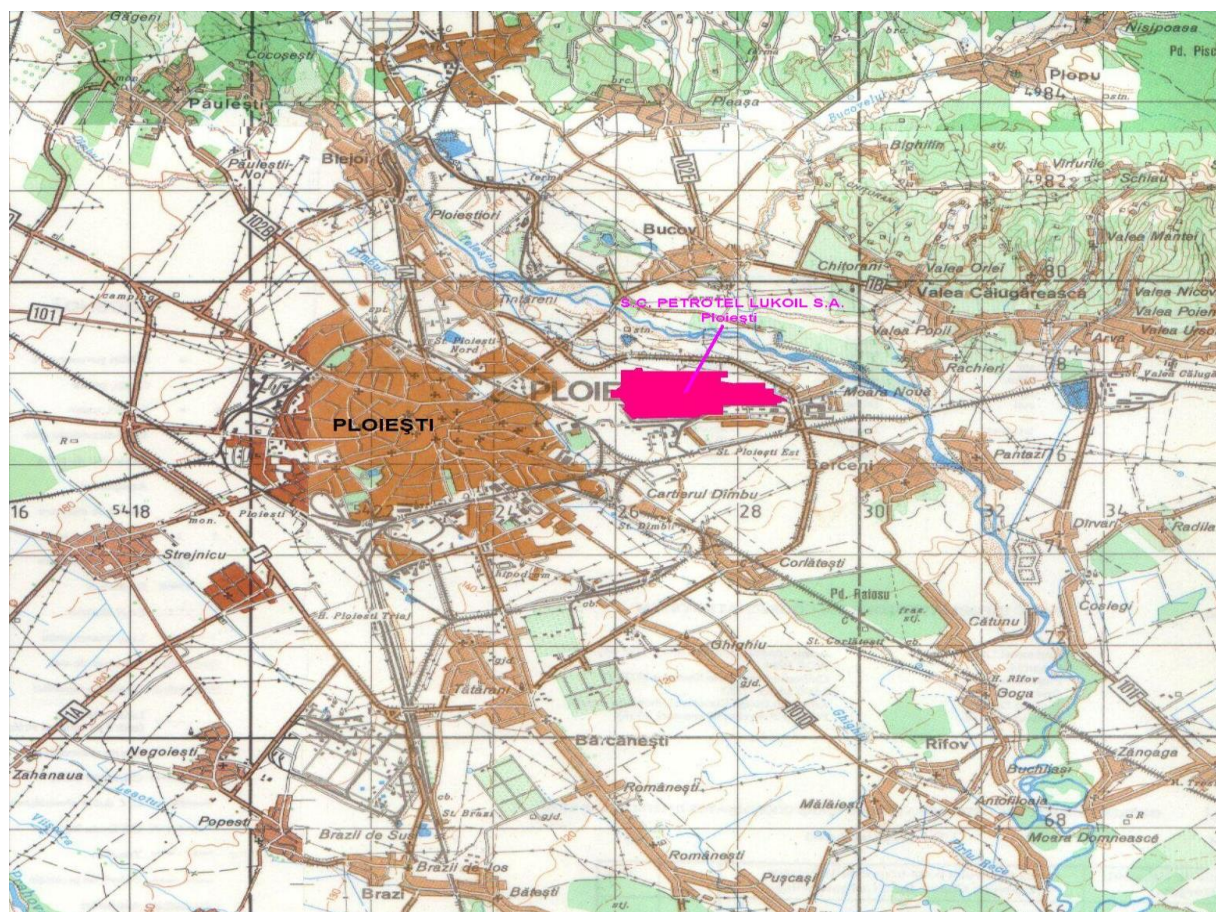


Figura. 1. Plan de încadrare în zonă PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești

Elemente climatice

Clima orașului Ploiești este temperat - continentală, având următorii parametrii:

- temperatura medie anuală: +10,6 °C
- temperatura minimă absolută: -30,0 °C

- temperatura maximă absolută: +39,4 °C

Precipitațiile medii anuale au valoarea de 588 mm și reprezintă media valorilor înregistrate de-a lungul a 10 ani, reprezentate pe anotimpuri astfel:

- primăvara: 138,3 mm; vara: 211,8 mm
- toamna: 132,0 mm; iarna: 105,9 mm

Mărimea și direcția vânturilor:

Direcția predominantă a vânturilor este din NE (14,9 %), N (10,2), urmate de cele din E (10,3 %) și V (7,6).

Calmul înregistrează valoarea procentuală de 25,8 %, iar intensitatea medie a vânturilor la scara Beaufort are valoarea de 2,3 - 3,1 m/s.

Adâncimea maximă de îngheț este de 0,8 - 0,9 m, iar frecvența medie a zilelor de îngheț ($T \leq 0$ °C) este de 101,2 zile/an.

Variația temperaturii aerului în funcție de presiune și de înălțime, este unul din factorii importanți care intervin în deplasarea maselor de aer și implicit, de răspândire în atmosferă a nocivităților.

Mărirea variației temperaturii aerului cu înălțimea se numește Gradient vertical de temperatură și, în funcție de mărime, se pot deosebi mai multe **tipuri de stratificare** sau stări ale atmosferei.

Instabilitatea este caracterizată printr-o scădere a temperaturii cu înălțimea, mai mare decât media gradientului vertical (0,98 °C pe 100 m). Această condiție se realizează cel mai frecvent în zilele senine de vară când încălzirea rapidă a solului, datorită insolației, încălzește straturile de aer de lângă suprafață, rezultând un amestec vertical pronunțat și curenți ascendenți puternici.

Aceasta favorizează dispersia substanțelor nocive pe verticală.

Stabilitatea se caracterizează printr-o scădere a temperaturii mai mici decât media gradientului vertical. În acest caz, masa de aer în ascensiune, prin destindere adiabatică se va răci cu mai puțin decât media gradientului vertical de temperatură. Atmosfera înconjurătoare considerată în repaus, dispune de o energie termică mai mare decât masa de aer în deplasare. Această masă de aer va fi dirijată spre nivelul său inițial, frânând mișcările ascendente ale atmosferei. Tendința de a rezista deplasărilor verticale este caracteristică stabilității, stare atmosferică în care difuziunea este aproape absentă, ceea ce favorizează răspândirea nocivităților.

Starea atmosferică neutră prezintă o scădere a temperaturii cu înălțimea, după relația adiabatică, adică în repartiția verticală a temperaturii aerului din atmosfera înconjurătoare și din masa de aer supusă deplasării, nu există nici o diferență.

Stări atmosferice deosebite sunt izotermiile și inversiunile termice. În cazul izotermiilor, temperatura este staționară cu înălțimea, iar în cazul inversiunilor, temperatura aerului crește cu înălțimea, ceea ce implică un gradient vertical de temperatură negativ.

Inversiunea termică acționează ca un ecran, care nu permite dezvoltarea convecției și nici amestecul vertical. În acest caz dispersia noxelor pe verticală este împiedicată aproape total.

2.2. Proprietatea actuală

PETROTEL - LUKOIL S.A. este societate pe acțiuni, ce face parte din Grupul de firme LUKOIL.

Capitalului social al societății, conform *Certificat*, este prezentat în **Tabelul 1**:

Tabelul 1: Capitalul social al societății

CLIENT: **PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești**Comanda **DG-0545** din
15.03.2022LUCRARE: **RAPORT DE AMPLASAMENT**Proiect nr.
MD 2000.006

Denumire	Valoare, RON	Observații
Capital social subscris	301.526.735	integral vărsat
Capital social vărsat	301526735	
Număr acțiuni	-	120.610.694 acțiuni
Valoare nominală acțiuni	2,5	

Acționari persoane juridice:

LUKOIL EUROPE HOLDINGS [S.R.L.] (prin absorbția PETROTEL - LUKOIL HOLDINGS BV)

Calitate: asociat

Sediul: Olanda, Amsterdam, Strawinkylaan 3105 Atrium, 1077ZX

Aport la capital: 288.336.010 RON

Nr. acțiuni: 115.334.404

Cota de participare la beneficii și pierderi: 95,6254 % / 95,6254 %

Acționari persoane fizice:

Nu există înregistrări

Asociați listă

Alți acționari: 2 persoane juridice

Aport la capital: 13.190.725 RON

Nr. părți sociale: 5.276.290

Cota de participare la beneficii și pierderi: 4,3746 % / 4,3746 %

2.3. Utilizarea actuală a terenului

Terenul pe care este amplasată rafinăria PETROTEL - LUKOIL este utilizat astfel:

- în cea mai mare parte, pentru desfășurarea activităților industriale proprii profilului;
- închiriat societăților comerciale.

A. Teren utilizat pentru desfășurarea activităților industriale proprii profilului

Rafinăria PETROTEL - LUKOIL este amplasată pe platforma industrială din str. Mihai Bravu nr. 235 din Ploiești. Terenul este utilizat în principal în scopul rafinării petrolului și prelucrării subproduselor pentru obținerea de produse comerciale și livrării acestora.

Suprafața totală a rafinăriei, conform *Certificat de proprietate* seria MO3 nr. 2929, emis la 25.06.1996, era de 2.296.924,705 m²

În prezent, urmare a vânzărilor făcute, suprafața incintei este de 2.201.262,705 m², din care:

- suprafață construită aferentă clădirilor: 96.908,91 m²
- suprafață construită aferentă construcțiilor speciale: 1.020.482,74 m²
- suprafață aferentă rețelelor: 252.595,00 m²
- suprafața aferentă căilor de transport: 669.110,00 m²
- suprafață liberă: 162.165,80 m²

B. Teren închiriat

Spațiile închiriate de PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești în incinta rafinăriei sunt prezentate în **Tabelul 2**.

Tabelul 2: Spații închiriate în incinta rafinăriei

Nr. crt.	Denumire firmă	Nr. contract închiriere	Suprafața închiriată
1	ARM GRUP FERVIAR	453/23.11.2015	10 m ² - Teren
2	BEST SOLUTION S.T.	456/24.11.15	18,27 m ² - Spațiu administrativ
3	CEMS EPC	586/30.12.2016	928,01 m ² - Spatiu industrial 100 m ² - Teren
4	CENTER TEA&CO	071/28.01.2015	122.5 m ² - Spatiu industrial
5	ANDU CONCRETE & SERVICES SRL	062/22.01.2019	150 m ² - Teren 97.9 m ² - Spatiu industrial 47.5 m ² - Spațiu administrativ
6	CARPATI COM	127/13.03.2017	154.43 m ² - Spatiu industrial 500 m ² - Teren
7	CAR PETROTEL	141/27.04.2018	7.36 m ² - Spatiu industrial
8	CONPET	183/19.03.2014	3384,5 m ² - Teren
9	DENTALUX	162/30.03.2016	47,79 m ² - Spatiu industrial
10	GRUP FERVIAR ROMAN	372/30.08.2016	850 m ² - Spatiu industrial
11	IMUC	107/08.04.2021	300 m ² - Teren
12	INDUSTRIAL MONTAJ	508/2016	1113 m ² - Teren
13	LUKOIL ROMANIA	021/11.01.2018	400 m ² – Teren 26.6 m ² - Spațiu administrativ
14	LAND POWER	126/30.03.2021	551,18 m ² - Spațiu administrativ
15	LITASCO	348/04.11.2020	37.37 m ² - Spațiu administrativ
16	MONTICOR INDUSTRIES	507/15.12.2016	836 m ² – Teren
17	OIL DEPOL seVICES	105/29.02.2016	180 m ² – Teren
18	PROWATER - ECOSYSTEMS	262/12.12.2021	12182 m ² - Teren 284 m ² - Spațiu administrativ
19	PROWATER - ECOSYSTEMS	141/21.03.2016	238 m ² - Spatiu industrial
20	PET COMMUNICATIONS S.R.L.	267/16.09.21	270 m ² - Teren
21	S.C. REMERO FIL S.A	262/13.09.2021	828 m ² - Teren
22	SALARY FINANCE	500/14.12.2015	10 m ² - Spațiu administrativ
23	SPOTING	023/17.01.2017	326,7 m ² - Spatiu industrial

Nr. crt.	Denumire firmă	Nr. contract închiriere	Suprafața închiriată
24	TOTAL MONTAJ	009/11.01.2017	200 m ² - Teren
25	TUV AUSTRIA	358/08.12.2021	7533.16 - Spațiu industrial
26	TP LOG EXPED	497/10.12.2015	36.17 m ² - Spațiu administrativ
27	Turboenergipower	166/12.05.2021	276.6 m ² – Teren 726.21 m ² - Spațiu administrativ
28	Traun guard hms	104/07.04.2021	18 m ² - Spațiu administrativ
29	TECHNO MONTAJ SRL	263/14.09.2021	80 m ² - Teren
30	ROPE ACCES CONSTRUCT SRL	265/14.09.2021	199,5 m ² - Teren
31	S.C. WIART GROUP S.R.L.	271/27.09.2021	220 m ² - Teren
32	Falck Fire Services S.R.L.	332/18.11.2021	Remiza PSI, birouri,
33	Fortastes Srl	357/11.11.2020	Cladire cantina
34	UNIUNEA SINDICATELOR LUKOIL DIN ROMANIA,	037 / 22.01.2014	Birou

2.4. Folosirea terenului din vecinătăți

Societatea comercială PETROTEL - LUKOIL este situată în zonă industrială Teleajen, între pârâul Dâmbu spre Vest și râul Teleajen spre N-NE.

Terenul din vecinătate este utilizat astfel:

- la Est:
 - MATIZOL S.A . - fabricare de materiale izolante (carton asfaltat);
 - UZTEL S.A. - activitate de metalurgie;
 - Grup Școlar Industrie Ușoară - activitate de învățământ;
 - Grup Școlar Industrial de Petrol Teleajen - activitate de învățământ;
 - Satul Moara Nouă - preponderent activități agricole;
 - Comuna Berceni - preponderent activități agricole;
 - Comuna Rafov;
 - Locuințe, cămine.
- la Sud:
 - Depozitul și Stația de pompe PETROTRANS (în prezent fără activitate);
 - Blue Bird S.R.L. - activitate de valorificare a deșeurilor metalice;
 - BULROM S.A. Ploiești - producător și distribuitor GPL;
 - UBEMAR S.A. - activitate cu profil mecanic;
 - STORAD EXIM S.R.L. - activitate de prelucrare și fasonare sticlă;
 - Șoseaua Mihai Bravu - Matizol;
 - Calea ferată Ploiești - Buzău.
- la Sud - Sud-Vest:

- SAINT GOBAIN ISOVER Romania - fabricare și comercializare materiale izolante;
 - REMAT HOLDING S.A. - colectare și valorificare deșeuri metalice;
 - Parc Industrial GRIVCO - comerț cu energie electrică;
 - Cartierul Mihai Bravu;
 - Cartierul Dâmbu al orașului Ploiești.
- la Nord:
 - JET FLY HUB SRL - depozitare și comerț cu combustibili;
 - Teren arabil, localitatea Bucov.
 - la Nord-Vest: - Cartierul Bereasca al orașului Ploiești.
 - la Nord-Est: - Centura Ploiești Est.

Nu există informații referitoare la schimbarea destinației terenurilor din împrejurimi și eventuale amenajări viitoare în imediata vecinătate a obiectivului.

2.5. Procese tehnologice desfășurate pe amplasament, produse chimice folosite

Profilul de activitate al societății PETROTEL - LUKOIL S.A constă în producerea și livrarea de carburanți, folosind ca materie primă **țițeiul**.

Capacitatea actuală de prelucrare este **2,4 milioane tone țiței / an**.

Rafinăria poate prelucra orice tip de țiței sulfuros sau nesulfuros, parafinos, naftenic, aromatic sau un amestec al acestora.

În mod curent rafinăria prelucrează **țiței Ural**s cu următoarele **caracteristici**:

- Densitate, la 20 °C: - med. 0.88, max. 0,97 g/cm³
- Compoziție chimică: - conținut mediu de sulf = 1,35 % gr.
 - conținut maxim de sulf = 1,8 % gr.
 - conținut de parafină = max. 6 % gr.
 - conținut de apă și sedimente = max. 1,2 % gr.
 - conținut de săruri = max. 100 mg/l
- Viscositatea la 20 °C: - med. 22 mm²/s

Pe platforma PETROTEL - LUKOIL sunt în funcțiune următoarele obiective:

A. INSTALAȚII TEHNOLOGICE

1. Instalația Distilare atmosferică și în vid, **DAV3**
2. Instalația Hidrofinare petrol - motorină, **HPM**
3. Instalația Hidrofinare benzină, **HB**
4. Instalația Reformare catalitică, **RC**, care include:
 - Instalația modulară de concentrare H₂ din gazele de proces de la Instalația RC, PSA-RC
5. Instalația Fraționare gaze, **FG**
6. Instalația Izomerizare fracție C₅-C₆
7. Fabricile de hidrogen 1 și 2
8. Complex Cracare catalitică, **CC**, care include:
 - Instalația Cracare Catalitică, CC, ce cuprinde:
 - Instalația de tratare a gazelor arse BELCO.
 - Instalația Fraționare gaze de cracare catalitică, ce cuprinde:
 - Blocul de Concentrare gaze (GASCON);
 - Blocul de Fraționare GPL;
 - Blocul Merox GPL;

- Sistemul de adsorbție sulf din propilenă de la Fraționare gaze din Instalația CC.

9. Instalația Hidrodesulfurare benzină de cracare catalitică, **HDS-CC**

10. Instalația **TAME** (Terț-amil-metil-eter) / **TAEE** (Terț-amil-etil-eter) și **MTBE** (Metil-terț-butil-eter) / **ETBE** (Etil-terț-butil-eter)

11. Instalația Cocsare, **Cx**

12. Instalația Desulfurare gaze și Recuperare sulf, **DGRS**, care include:

- Blocul de Desulfurare gaze, DG
- Blocul de Recuperare sulf, RS - prin procedeul Claus (RS2 și RS3)
- Blocul de Tratare gaze reziduale, Tail Gas (TG1 și TG2)
- Instalația de Stripare ape uzate

13. Instalația Recuperare gaze faclă - Evacuare gaze faclă (**RGF - EGF**), care include:

- Instalația Recuperare gaze faclă (RGF)
- Instalația Evacuare gaze faclă (EGF)

14. Aria **AFPE** (Amestecare Finisare Produse Expediție), care include:

• Parcuri de rezervoare (materii prime, semifabricate și produse finite), cu excepția Parcului de metanol și cel al Instalației Cocsare;

• Rampe de livrare combustibili, ce cuprind:

- Rampă automată CF (cu sistem de contorizare fiscală, instalație de climatizare și presurizare, sistem recuperare vapori)
- Rampă Auto (cu parcuri de rezervoare, case de pompe, rampa de încărcare propriu-zisă, sistem recuperare vapori)
- Rampă Parc Gaze lichefiate (cu rampă de încărcare GPL în cisterne auto și instalația Rampă Parc Gaze lichefiate)
- Rampă descărcare Bioetanol (cu 4 posturi de descărcare pentru cazane CF și 1 post pentru descărcare din autocisterne)

• Rampe de descărcare produse utilizate în cadrul instalațiilor (rampa descărcare etanol, ETBE, FAME, metanol, NaOH, chimicale).

B. INSTALAȚII ANEXE PROCESULUI TEHNOLOGIC

1. Instalația Azot, 4000 Nm³/h

2. Instalația SAR-DA (*gestionată de firma PROWATER-ECOSISTEM S.R.L.*), care include:

- ♦ Sisteme de apă recirculată, SAR (CC-DAV3, MONOMERI și SECȚIA III)
- ♦ Sistemul de distribuție apă (DA) și stații pompe incendiu

3. Instalația de producerea aerului și distribuția aerului, aburului și gazelor - PADAAG (*gestionată de firma PROWATER-ECOSISTEM S.R.L.*)

4. Instalația epurare ape uzate (*gestionată de firma PROWATER-ECOSISTEM S.R.L.*), care include:

- ♦ Instalația de preepurare BU (Bloc Ulei)
- ♦ Instalația de preepurare Cocsare, DGRS, PGL
- ♦ Stația de epurare finală - RV (mecanică, fizico-chimică și biologică)


5. Instalația prelucrare deșeuri (*gestionată de firma PROWATER-ECOSISTEM S.R.L.*)

Societatea dispune, pentru funcționarea instalațiilor tehnologice, în scopul fabricării produselor, de următoarele secții / instalații auxiliare:

• **Instalație azot,**

• **Instalația SAR-DA** - sisteme apă recirculată, distribuție apă și stații pompe apă incendiu - gestionate de Prowater-Ecosistem S.R.L.;

• **Instalația PADAAG** - producere aer comprimat, distribuție aer, abur, gaze, apa demineralizată, recuperare condens - gestionate de Prowater-Ecosistem S.R.L.;

	CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești	Comanda DG-0545 din 15.03.2022
	LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT	Proiect nr. MD 2000.006

- **Instalația Stocare, prelucrare deșeuri, canalizări magistrale și gospodăria de chimicale** - gestionate de Prowater-Ecosistem S.R.L.;
- **Stații de preepurare și epurare** - gestionate de Prowater-Ecosistem S.R.L.

Procesele desfășurate în cadrul instalațiilor tehnologice ale PETROTEL - LUKOIL în urma cărora se obține o paletă largă de produse petroliere și materii prime pentru petrochimie acoperă:

↪ *Procese fizice:*

- fracționare atmosferică (distilare atmosferică);
- fracționare sub vid (distilare în vid);
- încălzire;
- vaporizare;
- condensare;
- răcire;
- adsorbție;
- absorbție;
- desorbție.

↪ *Procese chimice:*

- cracare catalitică;
- cracare termică;
- cocsare întârziată;
- reformare catalitică;
- hidrofinare;
- oxidarea catalitică;
- conversia hidrogenului sulfurat în sulf.

Procesele aplicate în instalațiile existente, în mare parte, s-au realizat prin import de tehnologii, inginerie și echipamente, ca urmare a colaborării cu firme de specialitate din străinătate.

Tehnologiile implementate pentru modernizarea instalațiilor se caracterizează printr-un nivel tehnic ridicat și eficiență mare, iar utilajele folosite pentru realizarea măsurilor de modernizare sunt performante.

Principalele materii prime și materiale auxiliare utilizate în procesele tehnologice sunt: țiței, metanol, etanol, gaz metan, MTBE, component biodiesel, aditivi pentru creșterea cifrei octanice, monoetanolamină, dietanolamină, catalizatori, inhibitori de coroziune, dispersanți, etc.


2.5.1. Descrierea proceselor tehnologice

1. **Instalația Distilare atmosferică și în vid – DAV3**

➤ *Date generale despre instalație*

Capacitate de proiect:	3.500.000 t/an
Anul punerii în funcțiune:	1977
Tehnologie:	IPIP - Ploiești
Modernizare sau re tehnologizare:	2003-2004; 2008-2009; 2014, 2017,
2021;	
Tehnologie de modernizare:	IPIP - Ploiești
Capacitate de proiect după modernizare:	2.400.000 t/an

➤ *Amplasare instalație*

	CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești	Comanda DG-0545 din 15.03.2022
	LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT	Proiect nr. MD 2000.006

Instalația DAV3 face parte din cadrul Ariei de Producție - Sectorul 1 și este amplasată în partea de Vest a Sectorului 1, având ca vecinătăți

- la Nord – instalația HPM;
- la Est – instalația FG;
- la Sud – Drumul 5;
- la Vest – Drumul D1.

➤ *Tehnologie*

Instalația are ca scop distilarea țuțeiului brut și distilarea atmosferică și în vid a acestuia în vederea obținerii fracțiunilor de benzină, motorină, distilat de vid și semigudron, materii prime pentru procesele secundare de prelucrare.

Fazele procesului tehnologic:

- preîncălzirea materiei prime, țuței;
- desalinarea electrică în vederea separării apei și a sărurilor minerale;
- încălzirea țuțeiului desalinat;
- separarea prin fracționare la presiune atmosferică;
- distilarea în vid a păcurii cu obținerea distilatului de vid și a semigudronului.

Schema de flux tehnologic pentru instalația distilare atmosferică și în vid este prezentată în **Figura 2**.

➤ *Modernizări în perioada 2003-2004:*

Având în vedere reducerea capacității de prelucrare la 68,6 % față de cea proiectată pentru instalația existentă precum și schimbarea materiei prime de proiect, schema de prelucrare a fost modificată după cum urmează:

- s-a realizat eliminarea din fluxul tehnologic de proces coloana 01-C2 de dezbenzinare a țuțeiului (coloana “zero”);
- a fost eliminat cel de al doilea cuptor existent din circuitul tehnologic;
- pentru reducerea emisiilor de poluanți și pentru creșterea eficienței energetice au fost înlocuite arzătoarele cuptorului de distilare atmosferică, 01-H2;
- a fost modernizat sistemul de producere a vacuumului prin adoptarea tehnologiei TEHNOVACUUM cu hidrocicloane;
- aplicarea tehnologiei de distilare uscată a păcurii în coloana 01-C5 de distilare în vid;
- în scopul reducerii emisiilor de poluanți în apă, pe platforma instalației s-a amplasat un vas îngropat pentru colectarea hidrocarburilor scurse din punctele joase ale utilajelor și conductelor și care deservește și alte instalații din cadrul platformei. Această soluție completează măsurile de control și supraveghere prevăzute în scopul reducerii posibilităților de poluare a mediului;
- pentru îmbunătățirea sistemului de control și siguranță a instalației s-a implementat Sistemul de Control Distribuit (DCS) și de oprire automată în caz de urgență, ESD.

➤ *Modernizări în perioada 2008-2009:*

- În cadrul proiectului Euro 5 se vor executa unele modernizări la sistemul de vid constând în:
- Amenajare interioară a coloanei de vid și înlocuirea paturilor de umplură;
- Injecția de abur în baza coloanei 01-C5;
- Optimizarea schimbului de căldură și adăugarea de schimbătoare noi;
- Modernizarea sistemului de obținere vacuum;
- Înlocuirea echipamentului de automatizare existent și completarea pentru zonele extinse.

➤ *Modernizări în perioada 2013-2014:*

- Pentru asigurarea și reducerea riscurilor de accidente/incidente a liniilor de produse congelabile, după efectuarea manevrelor de pompare, s-a implementat pentru suflarea liniilor înlocuirea aerului cu gaz inert (azot) și anume:
 - Suflare cu azot a liniei de semigudron între instalațiile DAV3 și AFPE;
 - Suflare cu azot a liniei de semigudron între instalațiile DAV3 și Cocsare. Azotul este furnizat de Fabrica nouă de Azot de pe platforma rafinării.
- Realizare sistem de recuperare produs petrolier din apa de la desalinatoarele electrice 01D1 și 01D2 și reintroducerea în instalația de alimentare a DAV3 .
- *Modernizări în instalația DAV3 în 2015*
Implementarea unor noi robinete cu deschidere progresiva si automată din DCS a perdelor de abur de pe fiecare cuptoare tehnologice 01-H2 si 01-H3.

➤ *Modernizarea instalației DAV3 în anul 2017*

-Montat Schimbator de caldura 01-NS24 in cadrul proiectului de reutilare tehnica 2016-2017 (la revizie) si autorizat sa functioneze cf. Raport de inspectie nr. 271-371/21.04.2017, de tip tubular, care a inlocuit vechea baterie de schimbatoare 01-S24; modificarea a constata in inlocuirea fluidului de racire din apa recirculata in titei desalinat;

➤ *Modernizarea instalației DAV3 în anul 2021*

-Modernizarea trenului II de schimbatoare de caldura la instalatia DAV3 consta in inlocuirea celor 16 aparate tip FMT existente (01-S13A/B, 01-S14A/B, 01-S15A-F, 01-S22A/B, 01-S51A-D), cu 6 schimbatoare performante (4 buc. in placi, respectiv 2 buc. in spiral).

Tabelul 3: Modernizarea instalației DAV3 în anul 2021

Echipament inlocuit	Echipament nou
S13A, S13B	S13
S14A, S14B	S14
S15C, S15D, S15E, S15F	S15
S22A, S22B	S22
S51A, S51B, S51C, S51D	S51A - S51B

Scopul proiectului:

- Reducerea cheltuielilor legate de consumul de combustibil la instalatia DAV3 prin modernizarea trenului II de schimbatoare de caldura;
- Reducerea cheltuielilor cu mentenanta echipamentelor existente (spalari, autorizatii) datorita reducerii numarului de echipamente;
- Cresterea sigurantei in functionare.

➤ *Materii prime și auxiliare*

Materia primă:

- țigăi tip Ural's.


Materiile auxiliare utilizate sunt:

- dezemulsionant
- neutralizant
- soluție NaOH

➤ *Produse*

Produsele obținute în cadrul procesului de distilare atmosferică și în vid constituie materie primă pentru alte instalații ale societății, după cum urmează:

- benzină - pentru instalația Hidrofinare benzină;

	CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești	Comanda DG-0545 din 15.03.2022
	LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT	Proiect nr. MD 2000.006

- amestec de petrol și motorină - pentru instalația Hidrofinare petrol - motorină;
- distilat de vid - pentru instalația Cracare catalitică;
- semigudron - pentru instalația Cocsare;
- gaze cu H₂S - pentru instalația RGF.

➤ *Evacuări către mediu*

1. Evacuări de ape

Apele uzate rezultate din procesul tehnologic sunt:

- apa conținută de țitei și apa introdusă în țitei pentru spălarea sărurilor solubile, în cantitate de 14-15m³/h , se scurge la canalizarea industrială a instalației;
- apa separată din benzină în vasele 01-V1 și 01-V3 provenind din aburul de stripare introdus la baza coloanei 01-C1, în cantitate de cca. 3 m³/ h se colectează în vasul 01-V16, de unde se trimite la instalația Stripare ape uzate – DGRS.

Periodic, atunci când se efectuează decocsarea cuptoarelor, se evacuează o cantitate de cca. 200 m³/ h, într-o perioadă de cca. 4 zile.

Apele menajere provenite de la instalație sunt colectate în canalizarea menajeră și sunt tratate final la instalația de Epurare ape reziduale a rafinăriei.

Debitul estimat de ape menajere este: mediu zilnic = 3 m³/zi Apele meteorice sunt evacuate la canalizarea industrială.

Apele rezultate în caz de incendiu sunt evacuate la canalizarea industrială a instalației și sunt dirijate la stația de epurare.

Apele reziduale de pe platforma instalației și apa rezultată în urma spălării utilajelor, după colectarea în sistemul de canalizare sunt tratate în stația de epurare.

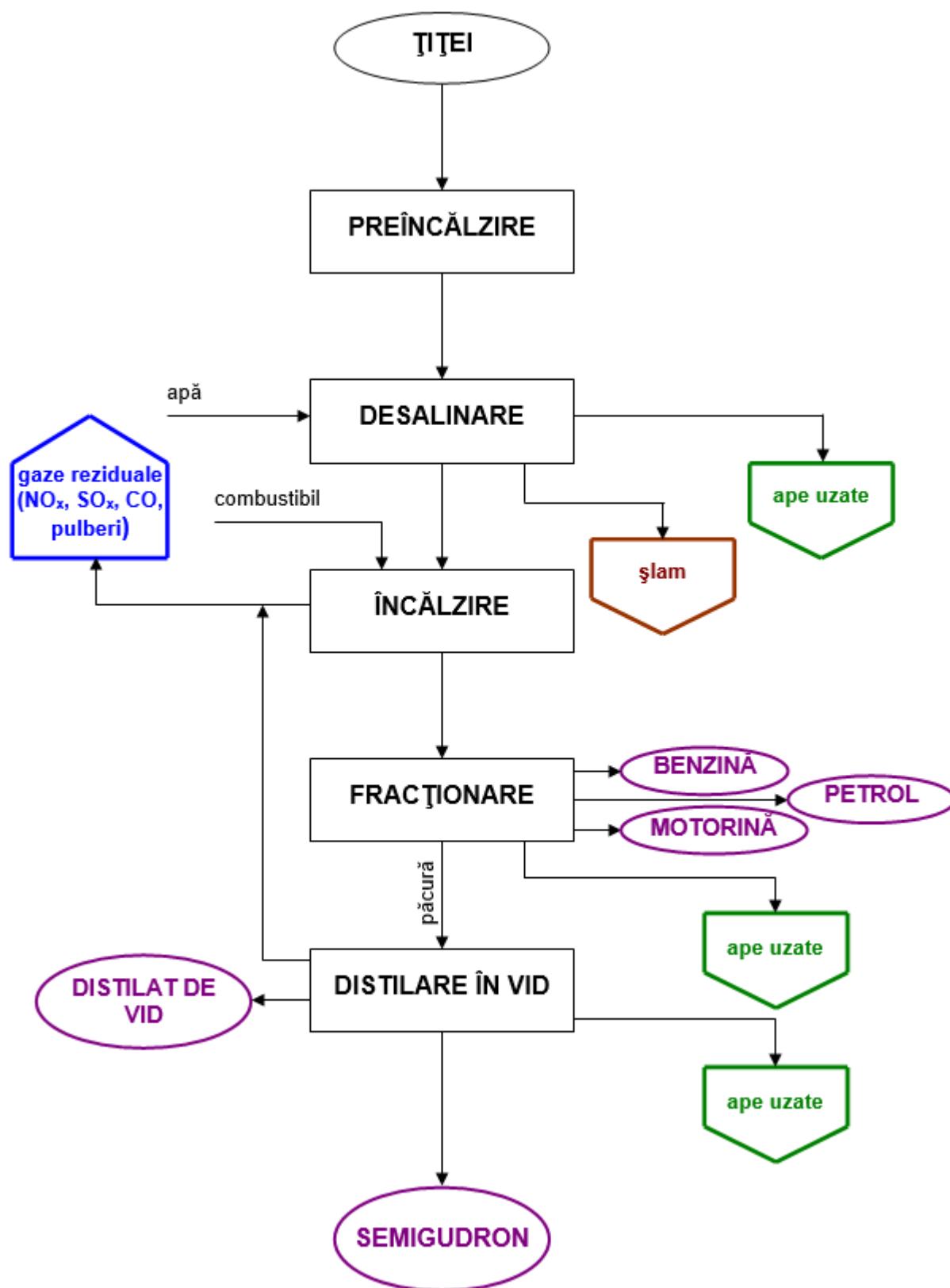


Figura 2. – Schema de flux tehnologic pentru instalația Distilarea atmosferică și în Vid - DAV3

2. Emisii punctiforme

În condiții de operare normală a instalației nu există pericolul poluării atmosferei cu vapori de produse petroliere sau alte substanțe gazoase.

La oprirea instalației, degazarea utilajelor se va face în linia de faclă.

Gazele cu conținut de hidrogen sulfurat și mercaptani, rezultate din proces sunt dirijate în instalația DGRS unde sunt desulfurate, urmând a fi folosite drept gaze combustibile.

Sursele staționare de emisii în atmosferă din cadrul instalației sunt:

- procesul de distilare atmosferică și în vid a țuțeiului, ca urmare a arderii combustibilului gazos, gaze de rafinare în cuptoarele 01-H2 și 01-H3;

Gazele de ardere rezultate de la cuptoare sunt evacuate printr-un coș de dispersie care constituie sursa fixă de emisie în atmosferă aferentă instalației DAV 3.

3. Deșeuri

Ca deșeu de fabricație rezultă șlam de la desalinare, deșeu stocat în recipienți metalici până la valorificare în cadrul societății.

➤ *Tipuri de risc ce pot apare în cadrul instalației*

Evenimentele care pot determina opriri accidentale sau situații de avarii ale instalației DAV3 cu apariția riscului pentru factorii de mediu și factorul uman, a exploziilor și a incendiilor sunt:


- Opriri accidentale:
 - întreruperea alimentării cu țuței;
 - întreruperea alimentării cu apa recirculată;
 - întreruperea alimentării cu energie electrică;
 - întreruperea alimentării cu abur;
 - întreruperea alimentării cu combustibil;
 - întreruperea alimentării cu aer AMC.
- Deranjamente mecanice
 - spargerea unui tub în cuptor;
 - spargerea unei garnituri, fisuri pe traseul unei conducte principale.
 - deranjamente la arzătoare.
- Situații de avarii:
 - neetanșeități cu/fără incendiu;
 - avarii grave: spargerea sau ruperea unei conducte; ruperea ștuțurilor de scurgere la vase sub presiune; ruperea conductelor de faclă - în interiorul sau exteriorul instalației; ruperea unor utilaje.

➤ *Pentru această instalație sunt identificate următoarele riscuri potențiale:*

- Risc de incendiu, datorită:
 - spargerii izolatoarelor de trecere la desalinarea electrică, cu formarea unei fisuri mari care produce o evacuare puternică de țuței.
 - spargerii garniturilor, flanșelor, presetupelor, ventilelor aferente conductelor de produs, prin care se pot scurge cantități însemnate de substanțe inflamabile.
- Risc de explozie, datorită:
 - substanțelor, produselor cu caracter exploziv vehiculate în cadrul instalației, gaze de rafinare, benzină, motorină, păcură;
 - spargerii unui tub în interiorul cuptoarelor.

Zonarea din punct de vedere al pericolului de explozie se prezintă astfel:

- grupele de explozie și clasele de temperatură, conform standardului CEI 79-10 sunt următoarele :
 - țuței: IIA, IIB; T 3
 - gaze de dezbenzinare: IIA, IIB, IIC; T 3
 - benzină: IIA; T 3
 - petrol: IIA; T 3

	CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești	Comanda DG-0545 din 15.03.2022
	LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT	Proiect nr. MD 2000.006

- motorină: IIA; T 3
- distilat de vid: IIA; T 2
- zona de explozie conform standardului CEI 79-10: 2
 - Risc asupra stării de sănătate, datorită:
 - noxelor posibil a fi prezente în atmosfera locurilor de muncă: H2S;
 - procese fizice care au loc la temperaturi ridicate;
 - procese chimice, folosirea inhibitorilor de coroziune pe baza de compuși toxici, procese de neutralizare la concentrații ridicate;
 - prezenta curentului electric în procesul de desalinare electrică, a motoarelor electrice;
 - lucrul la înălțime pe coloane, estacade, vase, cuptoare;
 - intervențiilor mecanice frecvente la utilaje dinamice, statice, intrări în vase și coloane pe perioada reviziei.

Efectele acestor situații pot fi: intoxicații, arsuri termice și chimice, electrocutări, entorse, luxații, fracturi.

- Risc de poluare a mediului, datorită:
 - evacuărilor de ape uzate cu conținut de: sulfuri, extractibile, suspensii, cloruri, Fe;
 - efluentului gazos în care emisiile punctiforme de: SO_x, NO_x, CO, particule, pot conduce la poluarea atmosferei;
 - avariilor prezentate, prin care se evacuează în mediu cantități însemnate de produse petroliere cu efect asupra solului și apei subterane.

Se apreciază că instalația prezintă un grad ridicat de pericol de incendiu/explozie deoarece consecințele posibile se pot resimți asupra propriilor operatori, lucrătorilor din zona învecinată instalației, asupra factorilor de mediu, zona afectată, funcție de gravitatea evenimentului, putând fi importantă ca mărime și efecte.

Instalațiile sunt dotate cu aparatură, echipamente și mijloace de intervenție pentru controlul și minimizarea unor astfel de evenimente.

2. Instalația Hidrofinare petrol-motorină HPM


➤ Date generale despre instalație

Capacitate de proiect:	1 000 000 t/an
Anul punerii în funcțiune:	1980
Tehnologie:	IPIP - Ploiești
Modernizare sau re tehnologizare:	2003-2004, 2008-2009
Tehnologie de modernizare:	Haldor-Topsoe Danemarca și IPIP
Ploiești Capacitate de proiect după modernizare:	1 233 648 t/an

➤ Amplasare instalație

Instalația Hidrofinare petrol-motorină face parte din Aria de Producție – Sectorul 1 a platformei și este amplasată în partea de Nord-Vest a sectorului. Instalația HPM este învecinată după cum urmează:

- la Nord – drumul 4;
- la Est – tablou comandă, instalația RC;
- la Sud – instalația DAV3, instalația FG;
- la Vest – Drumul D1.

	CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești	Comanda DG-0545 din 15.03.2022
	LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT	Proiect nr. MD 2000.006

Parc rezervoare HPM

Pentru alimentarea cu materie prima în mod continuu și la parametrii ceruți de procesul tehnologic, sunt utilizate patru rezervoare amplasate în Parc rezervoare HPM deservite de Casa Pompe Furfurol;

Parcul de rezervoare HPM este situat în zona de vest a instalației HPM, la circa 120 m de aceasta și are următoarele vecinătăți și delimitări apropiate:

- la Nord – drumul 3;
- la Est – drumul D;
- la Sud – drumul 4;
- la Vest – zonă neconstruită.

➤ Tehnologie

Instalația Hidrofinare Petrol Motorina prelucrează fracția de petrol și motorină de Distilare Atmosferică în amestec cu motorina ușoară de Cocsare și motorina ușoară de Cracare Catalitică în scopul obținerii de motorină finită cu un conținut scăzut de sulf conform cerințelor actuale.

Instalația Hidrofinare Petrol Motorină cuprinde următoarele secții:

- Încălzire, reacție și separare
- Absorbție cu soluție MEA a hidrogenului sulfurat din gazele cu hidrogen recirculate
- Comprimare și recirculare a gazelor bogate în hidrogen
- Stripare
- Aditivare
- Preîncălzire aer

Schema de flux tehnologic pentru instalația Hidrofinare petrol – motorină HPM este prezentată în **Figura 3**.

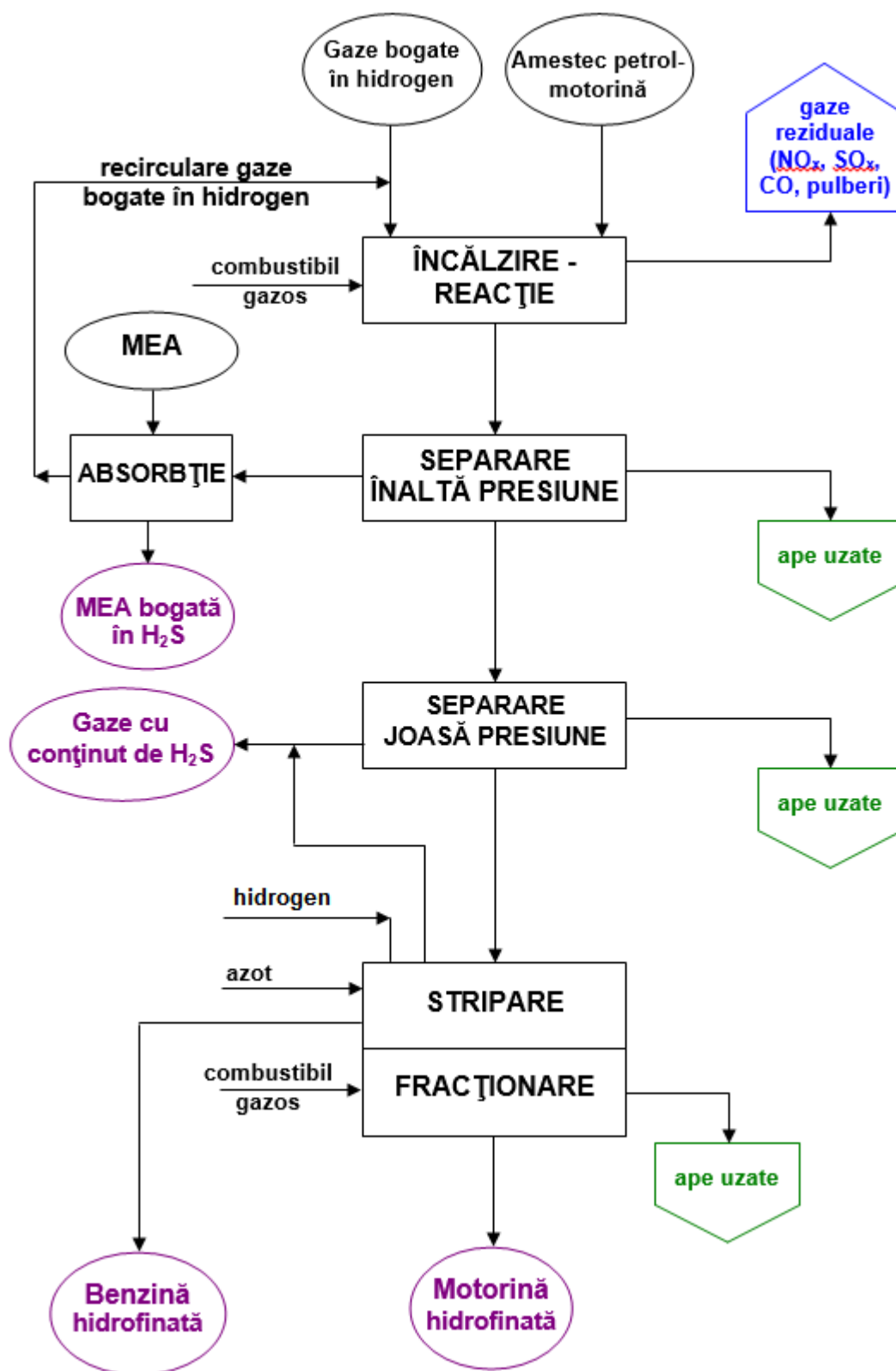


Figura 3 - Schema de flux tehnologic pentru instalația Hidrofinare petrol –motorină HPM

➤ *Modernizări în perioada 2003-2004:*

Modificările operate în schema existentă a instalației pentru modernizare sunt următoarele:

- montarea unui reactor suplimentar (06-NR1A) cu amenajări interioare livrate de firma Haldor-Topsoe;
- montarea unui compresor nou de completare și recirculare care să asigure debitul de gaze cu H₂ necesar obținerii calității motorinei. De asemenea, au fost prevăzute legături de conducte pentru ca din refularea treptei de completare a acestui compresor să se asigure hidrogenul necesar instalațiilor Hidrofinare Benzina CC și Izomerizare;
- montarea unui vas de alimentare nou;
- modernizarea schimbătoarelor de căldură efluent – materie primă, 06-NS2 A-D;
- montarea unui sistem de preîncălzire a aerului de combustie la cuptor;
- înlocuirea unor utilaje dinamice uzate fizic și moral;
- prevederea unui răcitor efluent (06-NA1), cu aer, cu o sarcină termică mai mare, în locul celui existent;
- pozarea supraterană a conductelor de apă recirculată tur și retur
- colectarea hidrocarburilor scurse din punctele joase ale utilajelor și conductelor la vasul de colectare puncte joase instalat în platforma secției.
- implementarea în instalație a Sistemului de Control Distribuit (DCS) și de oprire automată în caz de urgență, ESD.

În urma modernizării s-au obținut:

- mărirea capacității instalației de la 1.000.000 t/an la 1.101.600 t/an ;
- reducerea căderilor de presiune pe sistemul de reacție;
- reducerea consumurilor de utilități;
- îmbunătățirea calității factorilor de mediu;
- creșterea eficienței energetice prin optimizarea proceselor de schimb de căldură;
- reducerea costurilor de prelucrare;
- creșterea siguranței în funcționare prin înlocuirea sistemului de automatizare convențional cu sistemele DCS și ESD.

➤ *Modernizări în perioada 2008-2009:*

În cadrul proiectului Euro 5 în schema tehnologică actuală se înlocuiește un reactor cu alte două reactoare noi și pompele aferente. Modernizările au ca efect obținerea unui produs cu un conținut scăzut de sulf în vederea reducerii emisiilor de SO₂ din gazele de eșapament. Capacitatea instalației se majorează la 1233648 tone/an.

➤ *Modernizări în 2015*

Implementarea unor noi robinete cu deschidere progresivă și automată din DCS a perdelor de abur de pe fiecare cuptorul tehnologic 06-H1.


➤ *Materii prime și auxiliare*

Materiile prime sunt:

- fracție de petrol și motorină de Distilare Atmosferică;
- motorina ușoară de Cocsare;
- motorina ușoară de Cracare Catalitică;
- gaze bogate în hidrogen de la Reformare catalitică;
- hidrogen de la Fabrica de hidrogen.

Materiile auxiliare utilizate sunt:

- catalizator hidrofinare;
- suport catalizator;
- inhibitor de coroziune;
- aditiv filtrabilitate;

	CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești	Comanda DG-0545 din 15.03.2022
	LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT	Proiect nr. MD 2000.006

- aditiv cifră cetanică;
- aditiv lubricitate;
- soluție săracă MEA.

➤ *Produse*

- motorina hidrofinată

Celelalte produse obținute în cadrul instalației HPM sunt dirijate la alte instalații ale societății, după cum urmează:

- gaze cu H₂S - pentru instalația RGF;
- gaze combustibile;
- soluție MEA bogată - DGRS;
- benzină - pentru instalația HB.

➤ *Evacuări către mediu*

1. Evacuări de ape

Apele de proces impurificate cu H₂S sunt dirijate la vasul colector 01-V16 și de aici la instalația Stripare ape uzate-DGRS. Apele rezultate de la sugerea vaselor și pompelor sunt colectate la canalizare și de aici sunt trimise la stația de epurare. Conținutul apelor reziduale este controlat periodic prin programul de control analitic.

2. Evacuări în aer

- gaze arse de la cuptorul 06 H1 din fazele de încălzire și reacție
- hidrocarburi datorate neetanșeităților la utilaje (COV)
- hidrocarburi ușoare de la sistemul de recirculare apă-accidental

3. Deșeuri


Din instalația HPM rezultă deșeuri de catalizatori la epuizarea duratei de viața a acestora.

Acestea se valorifică prin firme autorizate pentru recuperarea metalelor.

➤ *Tipuri de risc ce pot apărea în cadrul instalației*

Evenimentele care pot determina opriri accidentale sau situații de avarii ale instalației HPM cu apariția riscului pentru factorii de mediu și factorul uman, a exploziilor și a incendiilor sunt:

- Opriri accidentale:
 - scăderea presiunii aburului;
 - întreruperea alimentării cu energie electrică;
 - întreruperea alimentării cu aer AMC;
 - întreruperea alimentării cu apă;
 - întreruperea alimentării cu materie primă;
 - întreruperea alimentării combustibilului gazos;
 - întreruperea alimentării cu azot;
 - oprirea compresoarelor;
 - lipsa hidrogenului de completare.
- Deranjamente mecanice
 - spargerea unei țevi în cuptor;
 - defecțiuni la țevile schimbătoarelor;
 - defecțiuni la țevile răcitoarelor - condensatoarelor cu apă;
 - deranjamente la arzătoare;
- Situații de avarii:

	CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești	Comanda DG-0545 din 15.03.2022
	LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT	Proiect nr. MD 2000.006

- neetanșeități cu/fără incendiu;
- defecțiuni la țevile cuptorului;
- avarii grave: spargerea sau ruperea unei conducte; explozia unui cuptor; ruperea ștuțurilor de scurgere la vase sub presiune; ruperea conductelor de faclă - în interiorul sau exteriorul instalației; spargerea unor garnituri la vase sau conducte; ruperea unor utilaje

➤ *Pentru această instalație sunt identificate următoarele riscuri potențiale:*

• Risc de incendiu, datorită:

- unor scăpări de produse calde sau scurgeri la neetanșeități flanșe, conducte, guri vizitare, cu producere de incendiu de tip local mic;
- spargerii garniturilor, flanșelor, presetupelor, ventilelor aferente conductelor de produs, vase sub presiune prin care se pot scurge cantități însemnate de substanțe inflamabile;
- defecțiuni la țevile cuptoarelor, care, funcție de fisura țevii pot produce incendiu de tip mare cu afectarea zonei de influență a instalației.

• Risc de explozie, datorită:

- substanțelor, produselor cu caracter exploziv vehiculate în cadrul instalației, gaze de rafinărie cu H₂S, benzină, gaze bogate în hidrogen, motorine
- acumulării de gaze în interiorul cuptoarelor;
- prezenței hidrogenului care se manipulează la presiuni și temperaturi ridicate.
- Pentru păstrarea integrității instalației, cuptoarele sunt prevăzute cu uși de explozie care asigură evacuarea parțială a volumului de gaze format.

Zonarea din punct de vedere al pericolului de explozie se prezintă astfel:

- grupele de explozie și clasele de temperatură, conform standardului CEI 79-10 sunt următoarele:
 - fracție C2- C5: IIA; T1
 - benzina: IIA; T3
 - motorina: IIA; T3
- zona de explozie conform standardului CEI 79-10: 2

• Risc asupra stării de sănătate, datorită:


- noxelor posibil a fi prezente în atmosfera locurilor de muncă: H₂S
- proceselor fizice care au loc la temperaturi ridicate;
- proceselor chimice, folosirea de substanțe chimice periculoase;
- prezenței curentului electric ca alimentare, a motoarelor electrice;
- lucrului la înălțime pe coloane, estacade, vase, cuptoare;
- intervențiilor mecanice frecvente la utilaje dinamice, statice, intrări în vase pe perioada reviziei;

Ca efecte ale acestor cauze pot fi: intoxicații, arsuri termice și chimice, electrocutări, entorse, luxații, fracturi.

• Risc depoluare a mediului, datorită:

- evacuărilor de ape uzate cu conținut de: sulfuri, cloruri, Fe;
- efluentului gazos în care emisiile punctiforme de: SO_x, NO_x, CO, pot conduce la poluarea atmosferei;
- avariilor prezentate, prin care se evacuează în mediu cantități însemnate de produse petroliere cu efect asupra solului și apei subterane.

Se apreciază că instalația prezintă un grad ridicat de pericol de incendiu / explozie deoarece consecințele posibile se pot resimți asupra propriilor operatori, lucrătorilor din zona

	CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești	Comanda DG-0545 din 15.03.2022
	LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT	Proiect nr. MD 2000.006

învecinată instalației, asupra factorilor de mediu, zona afectată, funcție de gravitatea evenimentului putând fi importantă ca mărime și efecte.

Instalația este dotată cu aparatură, echipamente și mijloace de intervenție pentru controlul și minimizarea unor astfel de evenimente.

3. Instalația Hidrofinare benzină HB

➤ *Date generale despre instalație*

Capacitate de proiect:	900 000 t/an
Anul punerii în funcțiune:	1978
Tehnologie:	ICITPR Ploiești
Modernizare sau re tehnologizare:	2003-2004
Tehnologie de modernizare:	IPIP Ploiești
Capacitate de proiect după modernizare:	550 000 t/an

➤ *Amplasare instalație*

Instalația Hidrofinare Benzină este amplasată în partea de S a platformei și face parte din cadrul Ariei de Producție – Sector 1, având vecinătățile:

- la N – Tablou comandă, instalația HPM, drumul 4;
- la E – Instalația RC, drumul F;
- la S – Instalația Izomerizare, drumul 5;
- la V – instalația FG, instalația DAV3.

➤ *Tehnologie*

Instalația Hidrofinare Benzină prelucrează un amestec de benzină de DA nestabilizată (majoritar), benzină de HPM și benzină de Cocsare nestabilizată.

Hidrofinarea benzinei are ca scop îndepărtarea compușilor nedorți cu sulf, azot, compuși organici cu oxigen, olefine din materia primă, compuși ce constituie otrăvuri pentru catalizatorii cu platină din instalația Reformare Catalitică.

Fazele principale ale procesului tehnologic:

- încălzire materie primă, reacție și separare gaze - în care au loc reacțiile specifice procesului de hidrofinare care constau în hidrogenarea selectivă a legăturilor carbon-sulf, carbon-azot, carbon-oxigen, carbon-metal și ale legăturilor nesaturate carbon-carbon.
- comprimarea și recircularea gazelor bogate în hidrogen
- striparea, în care are loc procesul de îndepărtare din benzină a H₂S și a fracțiilor ușoare absorbite.
- splitarea benzinei

Schema de flux tehnologic pentru instalația Hidrofinare petrol – motorină HPM este prezentată în **Figura 4**.

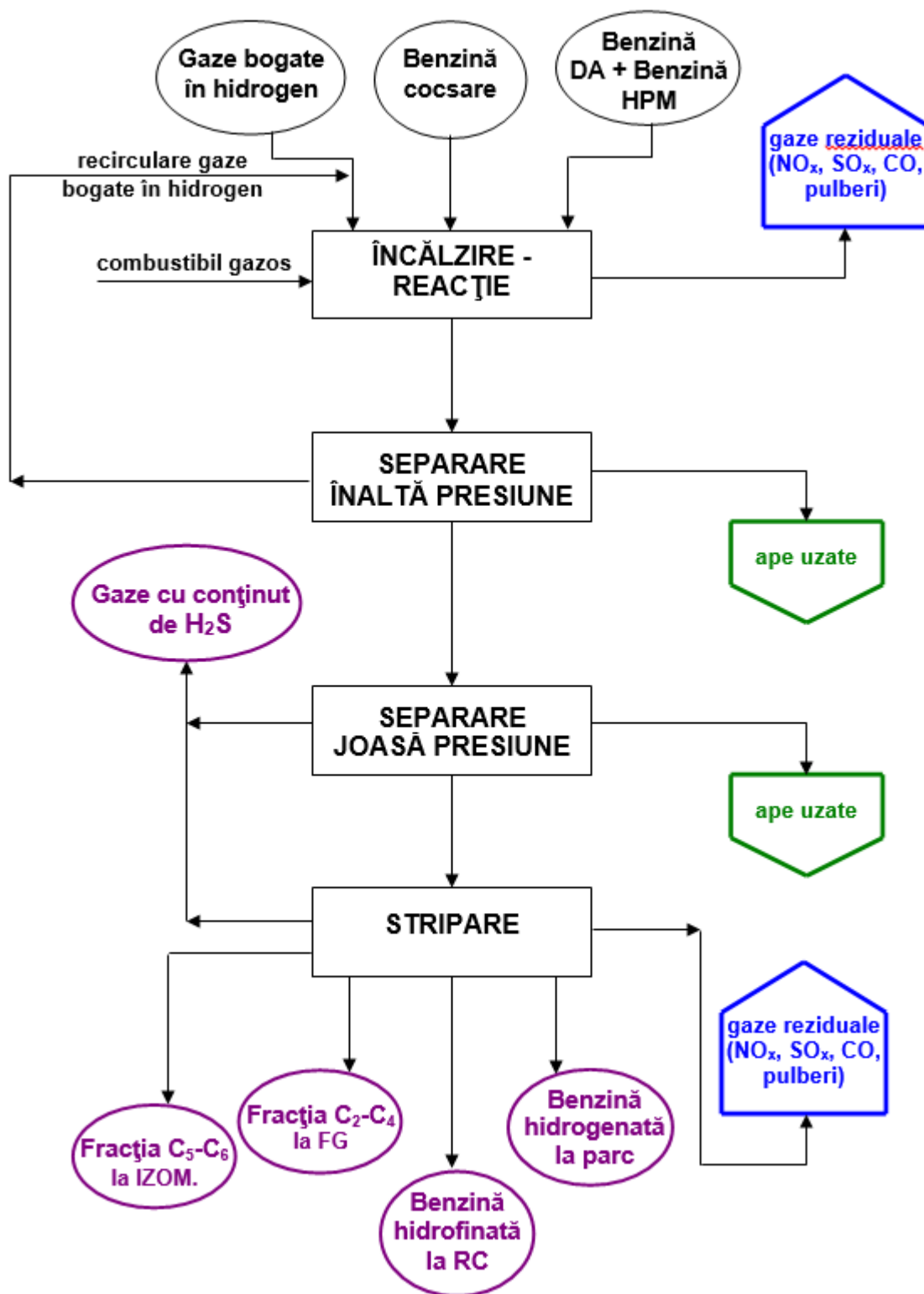



Figura 4 - Schema de flux tehnologic pentru instalația Hidrofinare benzină – HB

➤ *Modernizări în perioada 2003-2004:*

Față de schema inițială a instalației, conform proiectelor IPIP S.A., s-au efectuat următoarele:

- modernizarea sistemului de preîncălzire al materiei prime;
- modificări la unele utilaje (cuptor încălzire materie primă 03-MH1 și schimbătoare de căldură efluent - materie primă, 03-S1 A-D);

	CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești	Comanda DG-0545 din 15.03.2022
	LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT	Proiect nr. MD 2000.006

- pozarea supratrană a conductelor de apă recirculată tur și retur;
- colectarea hidrocarburilor scurse din punctele joase ale utilajelor și conductelor la vasul de colectare puncte joase instalat în platforma secției.

Pentru îmbunătățirea sistemului de control și siguranța a instalației s-a implementat Sistemul de Control Distribuit (DCS) și de oprire automata în caz de urgență, ESD.

În urma modernizării s-au obținut:

- îmbunătățirea calității benzinei hidrofinare prin scăderea conținutului de sulf sub valoarea de 0,1 ppm;
- îmbunătățirea eficienței energetice prin optimizarea proceselor de schimb de căldură;
- scăderea emisiilor de poluanți în aer și apă
- creșterea siguranței în funcționare prin înlocuirea sistemului de automatizare convențional cu sistemele DCS și ESD.

➤ *Modernizări în perioada 2012-2013:*

Amenajări pentru creșterea eficienței energetice pe baza schimbului de căldură. Lucrările de implementare a proiectului au constat în montarea a încă două schimbătoare de căldură 03 S1 –e, f, în continuarea schimbătoarelor 03MS1 a,b,c,d.

➤ *Modernizare - amenajări efectuate în 2015*

Implementarea unor noi robinete cu deschidere progresiva și automata din DCS a perdelelor de abur de pe fiecare din cuptoarele tehnologice 03-H2, 04-H5, 03-H1.

➤ *Materii prime și auxiliare*

Materiile prime sunt:

- benzină de DA nestabilizată;
- benzina de HPM nestabilizată;
- benzină de Cocsare nestabilizată;
- gaze bogate în hidrogen (de la instalația RC și Fabrica de hidrogen).

Materiile auxiliare utilizate sunt:

- catalizator de hidrofinare;

➤ *Produse finite*

Produsele obținute în cadrul instalației HB constituie materie primă pentru alte instalații ale societății, după cum urmează:

- gaze cu H₂S - pentru instalația DGRS.


➤ *Evacuări către mediu*

1. Evacuări de ape

- ape de proces, din fazele de reacție și stripare, ape cu conținut ridicat de hidrogen sulfurat, care sunt dirijate vasul de ape sulfuroase V16 din DAV3 și de aici sunt trimise la instalația stripare.
- apele uzate industriale din scurgeri și apele menajere sunt trimise la stația de epurare.

2. Evacuări în aer

- gaze arse de la cuptoarele 03-H1, 03-H2
- Cuptoarele utilizează drept combustibil gaze de rafinare
- hidrocarburi de la neetanșeități utilaje - COV
- hidrocarburi ușoare de la sistemul de recirculare apă – accidental.

	CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești	Comanda DG-0545 din 15.03.2022
	LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT	Proiect nr. MD 2000.006

3. Deșeuri

Din instalația HB rezultă deșeuri de catalizatori la epuizarea duratei de viață a acestora.

Acestea se valorifică prin firme autorizate pentru recuperarea metalelor.

➤ *Tipuri de risc ce pot apărea în cadrul instalației*

Evenimentele care pot determina opriri accidentale sau situații de avarii ale instalației HB cu apariția riscului pentru factorii de mediu și factorul uman, a exploziilor și a incendiilor sunt:

- Opriri accidentale:
 - întreruperea alimentării cu energie electrică;
 - întreruperea alimentării cu aer AMC;
 - întreruperea alimentării cu apă;
 - întreruperea alimentării cu materie primă;
 - întreruperea alimentării combustibilului gazos
 - întreruperea alimentării cu azot
 - întreruperea alimentării cu abur
 - oprirea compresoarelor;
 - lipsa hidrogenului de completare.
- Deranjamente mecanice
 - spargerea unei țevi în cuptor;
 - defecțiuni la țevile schimbătoarelor;
 - defecțiuni la țevile răcitoarelor - condensatoarelor cu apă;
 - deranjamente la arzătoare.
- Situații de avarii:
 - neetanșeități cu/fără incendiu;
 - defecțiuni la țevile cuptorului;
 - avarii grave: spargerea sau ruperea unei conducte; ruperea ștuțurilor de scurgere la vase sub presiune; ruperea conductelor de faclă - în interiorul sau exteriorul instalației; spargerea unor garnituri la vase sau conducte; ruperea unor utilaje


➤ *Pentru această instalație sunt identificate următoarele riscuri potențiale:*

- Risc de incendiu, datorită:
 - unor scăpări de produse calde sau scurgeri la neetanșeități flanșe, conducte, guri vizitare, cu producere de incendiu de tip local mic;
 - spargerii garniturilor, flanșelor, presetupelor, ventilelor aferente conductelor de produs, vase sub presiune prin care se pot scurge cantități însemnate de substanțe inflamabile;
 - defecțiuni la țevile cuptoarelor, care, funcție de fisura țevii pot produce incendiu de tip mare cu afectarea zonei de influență a instalației.
- Risc de explozie, datorită:
 - substanțelor, produselor cu caracter exploziv vehiculate în cadrul instalației, gaze de rafinare cu H₂S, fracție C₂-C₄, benzină
 - acumulării de gaze în interiorul cuptoarelor;
 - prezenței hidrogenului care se manipulează la presiuni și temperaturi ridicate.

Pentru păstrarea integrității instalației, cuptoarele sunt prevăzute cu uși de explozie care asigură evacuarea parțială a volumului de gaze format.

Zonarea din punct de vedere al pericolului de explozie se prezintă astfel:

- grupele de explozie și clasele de temperatură, conform standardului CEI 79-10 sunt următoarele:

	CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești	Comanda DG-0545 din 15.03.2022
	LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT	Proiect nr. MD 2000.006

- fracție C2-C6: IIA ; T1
- fracție C1 -C5: IIA; T1 -T3
- benzină: IIA; T3
- zona de explozie conform standardului CEI 79-10 : 2
- Risc asupra stării de sănătate, datorită:
 - noxelor posibil a fi prezente în atmosfera locurilor de muncă: H2S
 - proceselor fizice care au loc la temperaturi ridicate;
 - proceselor chimice, folosirea de substanțe chimice periculoase;
 - prezenței curentului electric ca alimentare, a motoarelor electrice;
 - lucrului la înălțime pe coloane, estacade, vase, cuptoare;
 - intervențiilor mecanice frecvente la utilaje dinamice, statice, intrări în vase pe perioada reviziei;

Ca efecte ale acestor cauze pot fi: intoxicații, arsuri termice și chimice, electrocutări, entorse, luxații, fracturi.

- Risc de poluare a mediului, datorită:
 - evacuărilor de ape uzate cu conținut de: sulfuri, cloruri, Fe;
 - efluentului gazos în care emisiile punctiforme de: SOx, NOx, CO, pot conduce la poluarea atmosferei;
 - avariilor prezentate, prin care se evacuează în mediu cantități însemnate de produse petroliere cu efect asupra solului și apei subterane.

Se apreciază că instalația prezintă un grad ridicat de pericol de incendiu / explozie deoarece consecințele posibile se pot resimți asupra propriilor operatori, lucrătorilor din zona învecinată instalației, asupra factorilor de mediu, zona afectată, funcție de gravitatea evenimentului putând fi importantă ca mărime și efecte.

Instalația este dotată cu aparatură, echipamente și mijloace de intervenție pentru controlul și minimizarea unor astfel de evenimente.

4. Instalația Reformare catalitică – RC

➤ Date generale despre instalație

Capacitatea de proiect:	500 000 t/an
Anul punerii în funcțiune:	1978
Tehnologie:	UOP- USA
Modernizare sau re tehnologizare:	2003-2004; 2008-2009
Tehnologie de modernizare:	UOP și IPIP Ploiești
Capacitate de proiect după modernizare:	450 000 t/an

➤ Amplasare instalație

Instalația Reformare Catalitică este amplasată în partea de partea de S a platformei și face parte din cadrul Ariei de Producție – Sectorul 1 (partea de Est a sectorului), având vecinătățile:

- la N – drumul 4;
- la E – drumul F (secția VI-a);
- la S – instalațiile HB și Izomerizare, drumul 5;
- la V – instalația FG și Camera de comandă.

➤ Tehnologie

Reformarea catalitică este un proces termocatalitic prin care benzina hidrofinată de la instalația HB, care are cifra octanică scăzută, este transformată în benzină cu cifră octanică ridicată.

Instalația Reformarea catalitică cuprinde următoarele secții:

- Secția de încălzire materie primă și reacție;
- Secția de separare gaze;
- Secția de comprimare și recirculare a gazelor bogate în hidrogen;
- Secția de fracționare;
- Secția de generare abur;
- Secția de regenerare continuă a catalizatorului

Secția concentrare hidrogen (instalația PSA) Schema de flux tehnologic este prezentată în **Figura 5**.

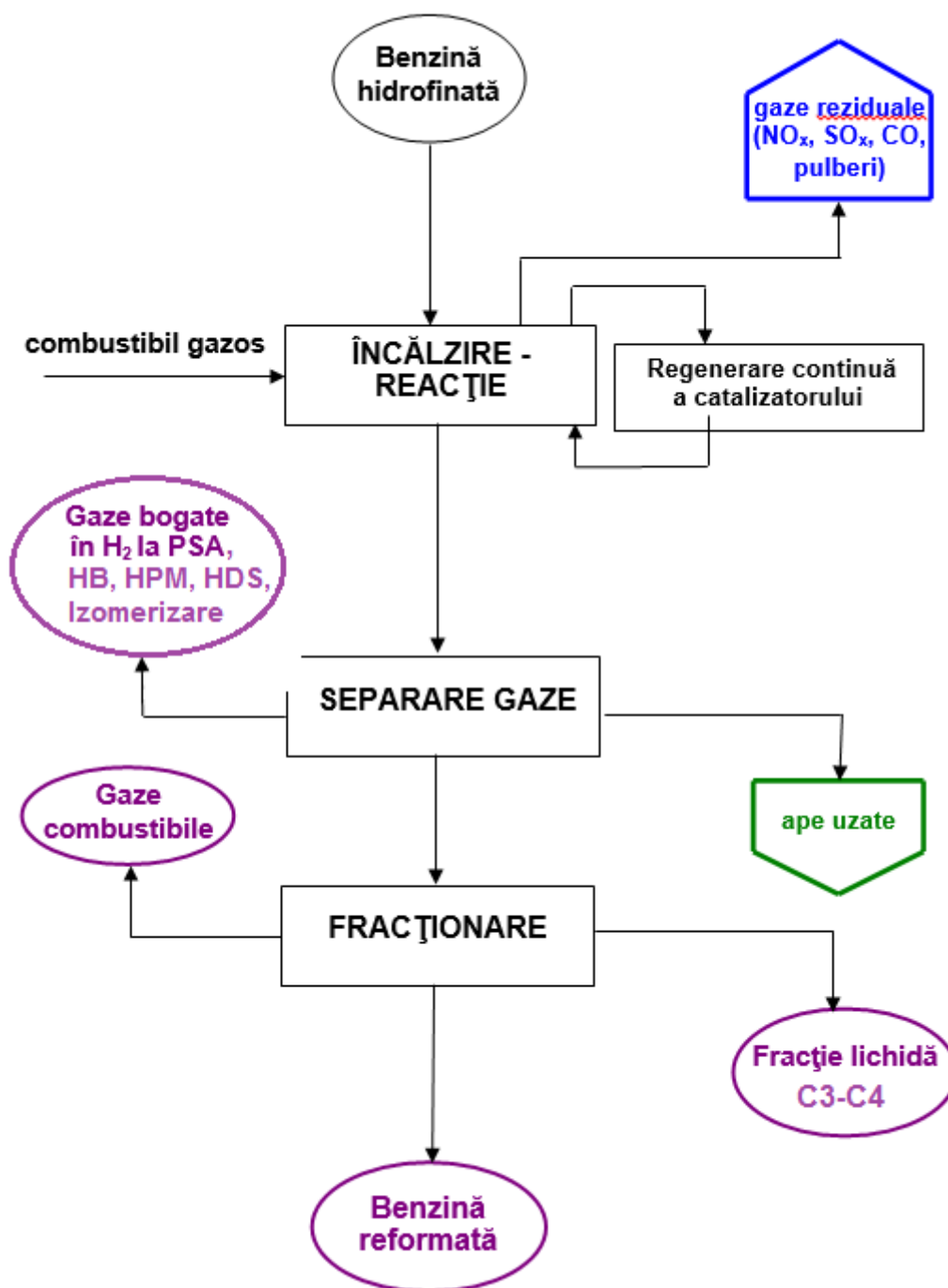



Figura 5 - Schema de flux tehnologic pentru instalația Reformare catalitică - RC

	CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești	Comanda DG-0545 din 15.03.2022
	LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT	Proiect nr. MD 2000.006

➤ *Modernizări în perioada 2003-2004:*

Modernizarea Instalației de Reformare Catalitică respectă schema inițială adăugându-se sistemul de regenerare continuă a catalizatorului.

Principalele modificări în cadrul proiectului de modernizare sunt:

- introducerea unui schimbător de căldură „în placi”, tip Packinox în locul schimbătoarelor efluent-materie prima verticale;
- introducerea a două filtre tip conic, pe circuitul de benzină hidrofinată;
- introducerea unui filtru tip conic pe circuitul de efluent de la reactor;
- realizarea modulului de regenerare continuă a catalizatorului, CCR;
- realizarea unor linii noi pentru gazele reziduale din secția de regenerare, în scopul arderii în vatra cuptoarelor 04-H1 și 04-H2;
- s-a realizat pozarea supraterană a conductelor de apă recirculată tur și retur;
- colectarea hidrocarburilor scurse din punctele joase ale utilajelor și conductelor la vasul de colectare puncte joase instalat în platforma secției;
- s-a implementat în instalație Sistemul de Control Distribuit (DCS) și de oprire automată în caz de urgență, ESD.

➤ *Modernizări în 2008:*

Instalație modulară de concentrare a hidrogenului din gazele de proces de la instalația RC (PSA-RC): este destinată concentrării hidrogenului din gazele de proces rezultate din instalația RC. Este o instalație modulară pe skid-uri alcătuită din patru vase de adsorbție cu site moleculare care va asigura o puritate a hidrogenului de 99.9%.

În urma modernizării s-au obținut:

- creșterea randamentului de benzină;
- creșterea cifrei octanice COR la 102;
- creșterea randamentului de hidrogen, care va fi utilizat în procesele de hidrofinare;
- creșterea eficienței energetice prin optimizarea proceselor de schimb de căldură;
- reducerea costurilor de prelucrare;
- îmbunătățirea calității factorilor de mediu;
- creșterea siguranței în funcționare prin înlocuirea sistemului de automatizare convențional cu sistemele DCS și ESD.

➤ *Modernizări în anul 2012-2013*

- Realizarea etanșării uscate la compresorul 04 K1;
- Eliminarea acidului clorhidric din gazele bogate în hidrogen.

➤ *Modernizări în anul în anul 2015*

Implementarea unor noi robinete cu deschidere progresivă și automata din DCS a perdelelor de abur de pe fiecare din cuptoarele tehnologice 04-H1, 04-H2 și 04-H3.

➤ *Materii prime și auxiliare*

Materii prime:

- benzină hidrofinată de la instalația HB
- Materiale auxiliare:
- catalizator de reformare și de gardă;
- dicloretan;
- soluție NaOH.

➤ *Produse finite*

Benzină reformată

Celelalte produsele obținute în cadrul instalației RC sunt dirijate la alte instalații ale societății, după cum urmează:

- gaze cu H₂ - pentru instalațiile HB, HPM, Izomerizare și HB-CC;
- gaze combustibile;
- fracție C₂+C₄- pentru instalația FG.

➤ *Evacuări către mediu*

1. Evacuări de ape

- Apele reziduale rezultate din scurgeri vase, pompe sunt dirijate la canalizarea industrială.
- Apele menajere instalație sunt trimise la stația de epurare.

2. Evacuări în aer

- Gaze arse de la cuptoarele 04-H1,2,3,5 care utilizează drept combustibil gaze de rafinare
- Hidrocarburi de la neetanșeiți utilaje -COV
- Hidrocarburi de la sistemul de recirculare apă - accidental

3. Deșeuri

Din instalația RC rezultă deșeuri de catalizatori la epuizarea duratei de viață a acestora.


Acestea se valorifică prin firme autorizate pentru recuperarea metalelor prețioase.

În procesul de Reformare Catalitică se utilizează 0,006 kgNaOH/t. Cantitatea de sodă uzată se depozitează în rezervoarele de soda uzată din cadrul parcului monomeri.

➤ *Tipuri de risc ce pot apărea în cadrul instalației*

Evenimentele care pot determina opriri accidentale sau situații de avarii ale instalației RC cu apariția riscului pentru factorii de mediu și factorul uman, a exploziilor și a incendiilor sunt:

- Opriri accidentale:
 - oprirea compresorului de recirculare;
 - întreruperea alimentării cu abur;
 - întreruperea alimentării cu energie electrică;
 - întreruperea alimentării cu aer AMC;
 - întreruperea alimentării cu apă;
 - întreruperea alimentării cu materie primă;
 - întreruperea alimentării combustibilului gazos;
 - întreruperea alimentării cu azot;
 - defecțiuni la cazanul recuperator.
- Deranjamente mecanice
 - spargerea unei țevi în cuptor;
 - defecțiuni la țevile schimbătoarelor;
 - defecțiuni la țevile răcitoarelor - condensatoarelor cu apă;
 - deranjamente la arzătoare.
- Situații de avarii:
 - Neetanșeiți cu/fără incendiu;
 - Defecțiuni la țevile cuptoarelor (care au în țevi amestec de hidrocarburi și hidrogen 04- H1, H2, H3, sau numai amestec de hidrocarburi 04-H5);

	CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești	Comanda DG-0545 din 15.03.2022
	LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT	Proiect nr. MD 2000.006

- Avarii grave: spargerea sau ruperea unei conducte; ruperea ștuțurilor de scurgere la vase sub presiune; ruperea conductelor de faclă - în interiorul sau exteriorul instalației; spargerea unor garnituri la vase sau conducte; ruperea unor utilaje.

➤ *Pentru această instalație sunt identificate următoarele riscuri potențiale:*


- Risc de incendiu, datorită:
 - unor scăpări de produse calde sau scurgeri la neetanșeități flanșe, conducte, guri vizitare, cu producere de incendiu de tip local mic;
 - spargerii garniturilor, flanșelor, presetupelor, ventilelor aferente conductelor de produs, vase sub presiune prin care se pot scurge cantități însemnate de substanțe inflamabile;
 - defecțiuni la țevile cuptoarelor, care, funcție de fisura țevii pot produce incendiu de tip mare cu afectarea zonei de influență a instalației.
- Risc de explozie, datorită:
 - Explozia unui cuptor care este o avarie gravă rezultată din nerespectarea procesului tehnologic sau a unor reguli de exploatare ca:
 - nu s-a realizat suflarea cu gaz inert a cuptorului înainte de aprinderea piloților;
 - nu s-a introdus abur de incendiu în camera de combustie, concomitent cu stingerea focului la cuptor cu acumulare de gaze în interiorul acestuia;
 - Explozie datorată prezenței hidrogenului la presiuni mari,
 - Explozie datorată intrării oxigenului în sistem în prezența hidrogenului, explozie care poate distruge toată instalația;
 - Explozie datorată substanțelor, produselor cu caracter exploziv vehiculate în cadrul instalației.

Pentru păstrarea integrității instalației, cuptoarele sunt prevăzute cu uși de explozie care asigură evacuarea parțială a volumului de gaze format. Zonarea din punct de vedere al pericolului de explozie se prezintă astfel:

- grupele de explozie și clasele de temperatura, conform standardului CEI 79-10 sunt următoarele:
 - fracție C2-C6: IIA; T1
 - benzina: IIA; T3
- zona de explozie conform standardului CEI 79-10 : 2
- Risc asupra stării de sănătate, datorită:
 - proceselor fizice care au loc la temperaturi ridicate;
 - proceselor chimice, folosirea de substanțe chimice periculoase;
 - prezenței curentului electric ca alimentare, a motoarelor electrice;
 - lucrului la înălțime pe coloane, estacade, vase, cuptoare;
 - intervențiilor mecanice frecvente la utilaje dinamice, statice, intrări în vase pe perioada reviziei;

Ca efecte ale acestor cauze pot fi: intoxicații, arsuri termice și chimice, electrocutări, entorse, luxații, fracturi.

- Risc de poluare a mediului, datorită:
 - evacuărilor de ape uzate cu conținut de: sulfuri;
 - efluentului gazos în care emisiile punctiforme de: SO_x, NO_x, CO, pot conduce la poluarea atmosferei;
 - avariilor prezentate, prin care se evacuează în mediu cantități însemnate de produse petroliere cu efect asupra solului și apei subterane.

	CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești	Comanda DG-0545 din 15.03.2022
	LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT	Proiect nr. MD 2000.006

Se apreciază că instalația prezintă un grad ridicat de pericol de incendiu / explozie deoarece consecințele posibile se pot resimți asupra propriilor operatori, lucrătorilor din zona învecinată instalației, asupra factorilor de mediu, zona afectată, funcție de gravitatea evenimentului putând fi importantă ca mărime și efecte.

Instalația este dotată cu aparatură, echipamente și mijloace de intervenție pentru controlul și minimizarea unor astfel de evenimente.

5. Instalația Fraționare gaze FG

➤ *Date generale despre instalație*

Capacitate de proiect:	150 000 t/an
Anul punerii în funcțiune:	1978
Tehnologie:	IPIP Ploiești
Modernizare sau re tehnologizare:	2003-2004
Tehnologie de modernizare:	IPIP Ploiești
Capacitate de proiect după modernizare:	66 000 t/an

➤ *Amplasare instalație*

Instalația Fraționare gaze este amplasată în Aria de Producție – Sectorul 1, având ca vecinătăți:

- la N: instalația HB+RC;
- la S: drum 5;
- la E: drum F;
- la V: instalația DAV3

➤ *Tehnologie*

Instalația FG are ca scop prelucrarea unor fracții gazoase în vederea obținerii fracției C3-C4.

Instalația Fraționare gaze cuprinde următoarele secții:

- Secția de extracție;
- Secția deetanizare;
- Secția de absorbtie cu MEA.

Schema de flux a instalației este prezentată în **Figura 6**.

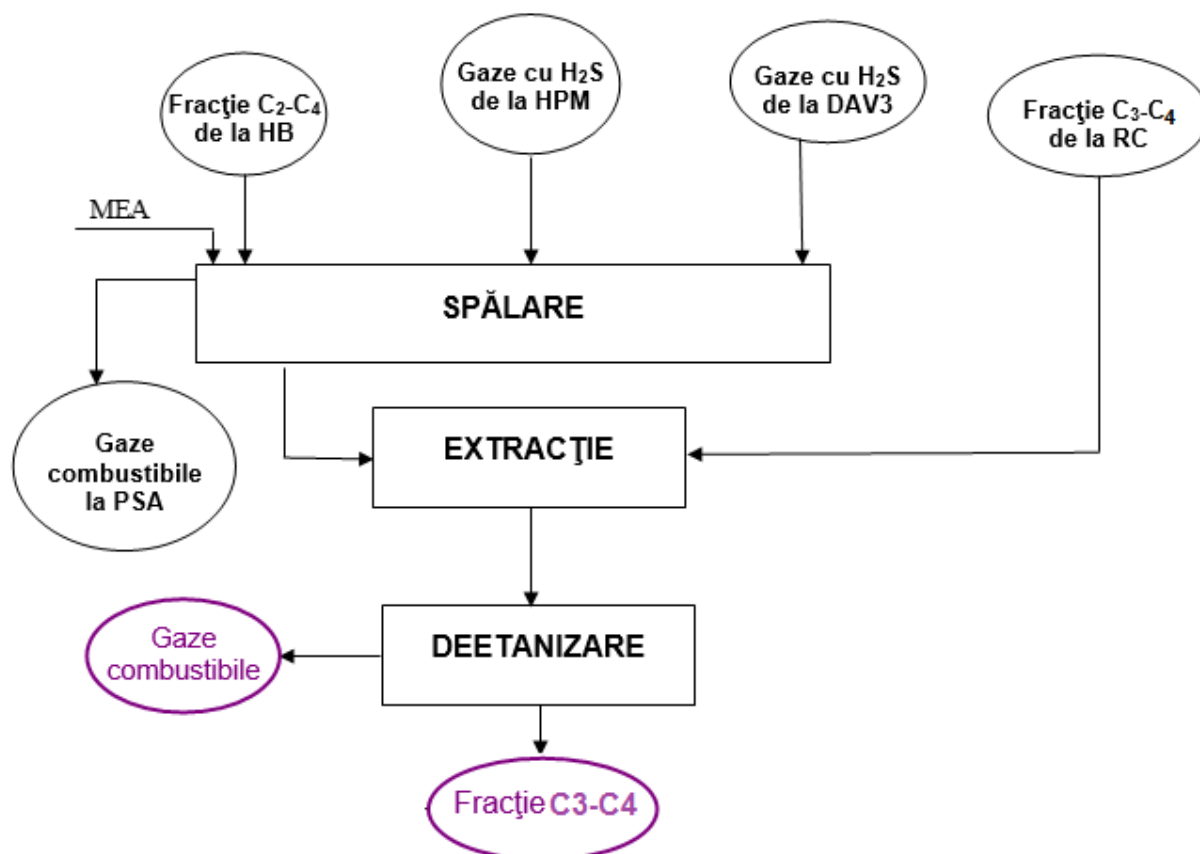


Figura 6 - Schema de flux pentru instalația Fraționare gaze FG

➤ *Modernizări în perioada 2003-2004:*

Modernizările aduse instalației nu au condus la modificarea schemei inițiale de flux și au constat în:


- modernizarea echipamentului interior al coloanei 05-C1;
- legături de conducte noi pentru schimbătoarele de căldură existente;
- pozarea supraterană a rețelei de apă recirculată;
- colectarea hidrocarburilor scurse din punctele joase ale utilajelor și conductelor la vasul de colectare puncte joase instalat în platforma secției;
- s-a implementat în instalație Sistemul de Control Distribuit (DCS). și de Opreire Automată în caz de Urgență, ESD.

În urma modernizării s-au obținut:

- creșterea eficienței energetice prin optimizarea proceselor de schimb de căldură
- reducerea costurilor de prelucrare
- îmbunătățirea calității factorilor de mediu
- creșterea siguranței în funcționare prin înlocuirea sistemului de automatizare convențional cu sistemele DCS și ESD.

➤ *Modernizări după 2008:*

- implementarea sistemului de spălare gaze din instalațiile HPM și DAV3, cu MEA în coloana existentă 05-C2 actual 05 – MC2.

	CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești	Comanda DG-0545 din 15.03.2022
	LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT	Proiect nr. MD 2000.006

Modificările și completările realizate în instalația FG au ca obiectiv creșterea gradului de recuperare a gazelor combustibile și reducerea consumurilor energetice prin scoaterea din funcțiune a două compresoare la RGF și utilizarea noului compresor de la PSA.

Modificările realizate în cadrul instalației Fraționare Gaze constau în:

- Amenajări la coloana existentă 05-C2 pentru a se asigura funcționalitatea acesteia în noile condiții de lucru.
 - Montaj și legături conducte noi pentru asigurarea alimentării cu gaze bogate de la 01-V22 respectiv dirijarea gazelor sărace la PSA și pentru realizarea circuitelor de MEA săraca la coloana de absorbție și MEA bogată care se trimite la DGRS din instalația FG pe traseul existent.
 - Montarea de instrumente noi, atât locale, cât și electronice (conectate la Sistemul de Control Distribuit existent), care să asigure funcționarea corectă și sigură în noile condiții de proces.
 - Actualizarea Sistemului de Control Distribuit (DCS) existent, prin conexiunea instrumentelor electronice noi la acest sistem și prin actualizarea ecranelor de monitorizare;
- *Modernizări efectuate în cadrul instalației în anul 2012*
- Sistemul de spălare gaze din instalațiile hpm și dav3, cu mea în coloana 05- C2

Modificările și completările realizate în instalația FG au ca obiectiv creșterea gradului de recuperare a gazelor combustibile și reducerea consumurilor energetice prin scoaterea din funcțiune a două compresoare la RGF și utilizarea noului compresor de la PSA. În acest scop, în cadrul instalației FG s-au realizat amenajările necesare pentru spălarea cu amine a gazelor bogate din vasul 01-V22, provenite din instalațiile HPM și DAV3, pentru reducerea conținutului de hidrogen sulfurat, înainte de a fi dirijate în rețeaua de gaze combustibile a rafinăriei. Capacitatea maxima de prelucrare este de 6 000 Nm³/h gaze cu H₂S (de la 01-V22). Secția de absorbție cu amine poate funcționa 8000 ore pe an cu personal de operare existent în instalația FG.

➤ *Materii prime și auxiliare*

Materiile prime sunt:

- fracția C2-C4 de la instalația HB și de la instalația RC;

Materiile auxiliare utilizate sunt: soluție săraca MEA.

➤ *Produse finite*


Produsele finite ale procesului desfășurat în cadrul instalației sunt:

- gaze combustibile;
- fracție C3 -C4;

➤ *Evacuări către mediu*

1. Evacuări de ape

- Apele industriale rezulte din scurgeri vase, pompe sunt dirijate la canalizarea industrială respectiv statia de epurare.
- Apele menajere provenite de la instalație sunt colectate în canalizarea menajeră și sunt tratate final la instalația de Epurare ape reziduale a rafinăriei.
- Debitul estimat de ape menajere este: mediu zilnic 1,5 m³/zi
- Apele rezultate în caz de incendiu sunt evacuate la canalizarea industrială a instalației și sunt dirijate la stația de epurare.

	CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești	Comanda DG-0545 din 15.03.2022
	LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT	Proiect nr. MD 2000.006

- Apele reziduale de pe platforma instalației și apa rezultată în urma spălării utilajelor, după colectarea în sistemul de canalizare sunt tratate în stația de epurare.

2. Evacuări în aer

- hidrocarburi datorate neetanșeităților la utilaje-COV;
- hidrocarburi de la sistemul de recirculare apă-accidental.

3. Deșeuri

Din instalația FG nu rezultă deșeuri.

➤ Tipuri de risc ce pot apare în cadrul instalației


Evenimentele care pot determina opriri accidentale sau situații de avarii ale instalației cu apariția riscului pentru factorii de mediu și factorul uman, a exploziilor și a incendiilor sunt:

- Opriri accidentale:
 - întreruperea alimentării cu energie electrică;
 - întreruperea alimentării cu aer AMC;
 - întreruperea alimentării cu apă;
 - întreruperea alimentării cu materie primă;
 - întreruperea alimentării cu azot;
 - întreruperea alimentării cu abur
- Deranjamente mecanice
 - defecțiuni la țevile schimbătoarelor
- Situații de avarii:
 - neetanșeități cu/fără incendiu
 - Avarii grave: spargerea sau ruperea unei conducte; ruperea ștuțurilor de scurgere la vase sub presiune; ruperea conductelor de faclă - în interiorul sau exteriorul instalației; spargerea unor garnituri la vase sau conducte; ruperea unor utilaje.

➤ Pentru aceasta instalație sunt identificate următoarele riscuri potențiale:

- Risc de incendiu, datorită:
 - unor scăpări de produse calde sau scurgeri la neetanșeități flanșe, conducte, guri vizitare, cu producere de incendiu de tip local mic;
 - spargerii garniturilor, flanșelor, presetupelor, ventilelor aferente conductelor de produs, vase sub presiune prin care se pot scurge cantități însemnate de substanțe inflamabile.
 - Aceste cauze pot provoca incendii localizate sau extinse la următoarele echipamente din cadrul instalațiilor: coloane, schimbătoare de căldură, vase de reflux, pompe, diferite conducte.
- Risc de explozie, datorită:
 - produselor lichide și gazoase inflamabile vehiculate în cadrul instalație.
- Risc asupra stării de sănătate, datorită:
 - proceselor fizice care au loc la temperaturi ridicate;
 - proceselor chimice, folosirea de substanțe chimice periculoase;
 - prezenței curentului electric ca alimentare, a motoarelor electrice;
 - lucrului la înălțime pe coloane, estacade, vase, cuptoare;
 - intervențiilor mecanice frecvente la utilaje dinamice, statice, intrări în vase pe perioada reviziei;

Ca efecte ale acestor cauze pot fi: intoxicații, arsuri termice și chimice, electrocutări, entorse, luxații, fracturi.

	CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești	Comanda DG-0545 din 15.03.2022
	LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT	Proiect nr. MD 2000.006

- Risc de poluare a mediului, datorită:
 - evacuărilor de ape uzate cu conținut de: sulfuri;
 - avariilor prezentate, prin care se pot evacua în mediu cantități însemnate de produse petroliere cu efect asupra solului și apei subterane.

Se apreciază că instalația prezintă un grad ridicat de pericol de incendiu / explozie deoarece consecințele posibile se pot resimți asupra propriilor operatori, lucrătorilor din zona învecinată instalației, asupra factorilor de mediu, zona afectată, funcție de gravitatea evenimentului putând fi importantă ca mărime și efecte.

Instalația este dotată cu aparatură, echipamente și mijloace de intervenție pentru controlul și minimizarea unor astfel de evenimente.

6. Instalația Izomerizare

➤ Date generale despre instalație

Capacitate de proiect:	180 000 t/an
Anul punerii în funcțiune:	2001
Tehnologie:	UOP-SUA și IPIP Ploiești
Modernizare sau re tehnologizare:	2003-2004
Tehnologie de modernizare:	UOP-SUA și IPIP Ploiești
Capacitate de proiect după modernizare:	194 500 t/an

➤ Amplasare instalație

Instalația Izomerizare este amplasată în Aria de Producție – Sectorul 1, având ca vecinătăți:

- la N: instalația HB+RC;
- la S: drum 5;
- la E: drum F;
- la V: instalația DAV3

➤ Tehnologie

Instalația izomerizare are ca scop, în primă fază, separarea fracției C5-C6 din benzina hidrofinată de la instalația HB și, în a doua fază, realizarea conversiei normal parafinelor C5/C6 cu cifră octanică scăzută, în izomerii lor corespunzători cu cifra octanică mare.

Instalația cuprinde următoarele secții:

- Secția de splitare a benzinei stabilizate de la HB, urmată de deizopentanizarea fracției de la vârful coloanei de splitare în amestec cu fracția de la baza coloanei de debutanizare din FG.
- Secția de reacție, în care se realizează izomerizarea propriu-zisă. Reacțiile au loc în atmosferă de hidrogen pe catalizator de hidro-izomerizare tip LPI-100, care promovează izomerizarea și minimizează reacțiile nedorite de hidrocracare.
- Secția compresoarelor și de stabilizare a efluentului.
- Secția de fracționare a efluentului, cu recircularea normal-hexanului și a metil-pentanilor în secția de reacție.

Schema de flux a instalației este prezentată în **Figura 7**.

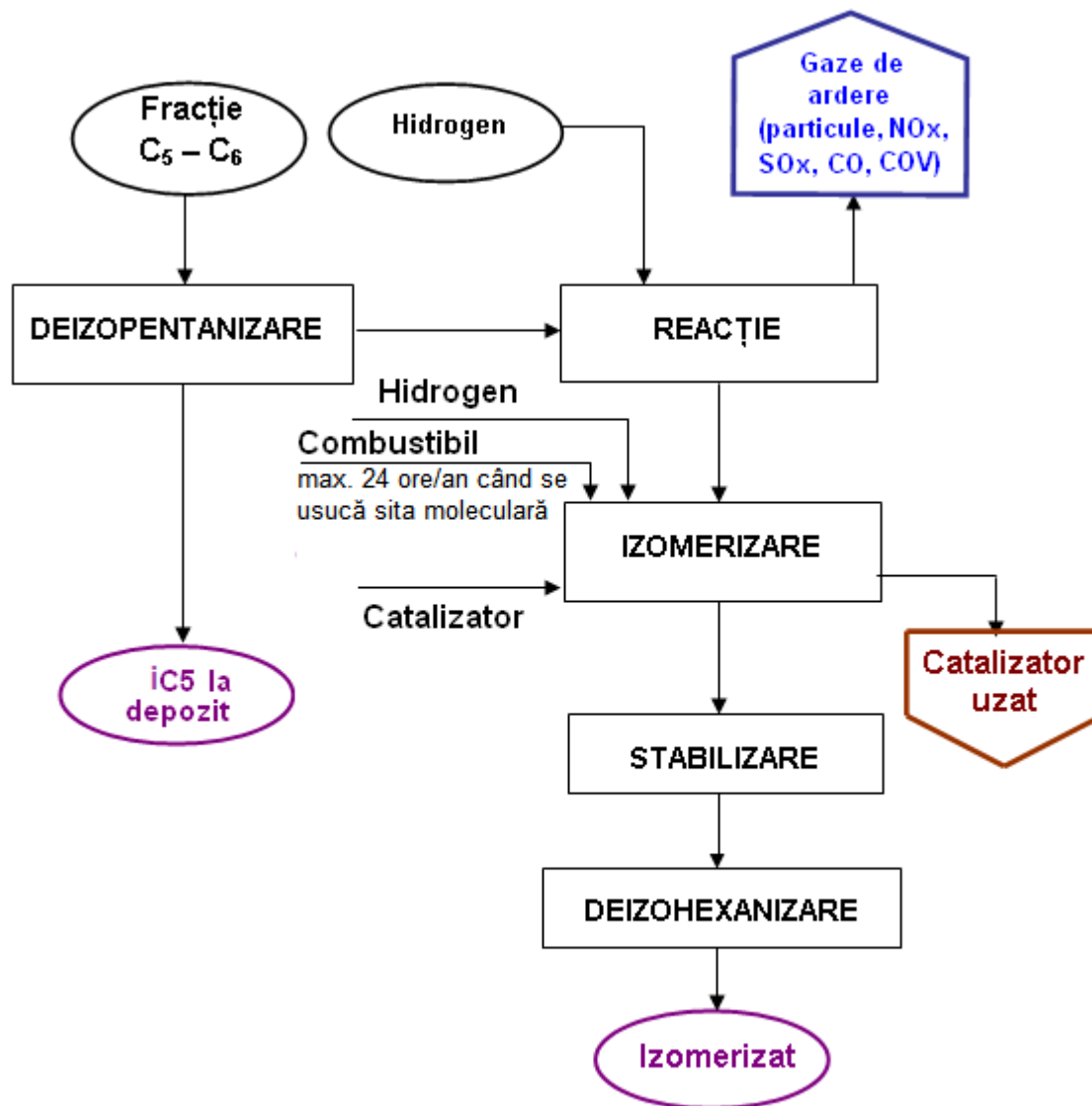


Figura 7 - Schema de flux tehnologic pentru instalația Izomerizare C5-C6

➤ *Modernizări în perioada 2003-2004*

Instalația inițială a fost modificata/adaptata pentru procesul tehnologic Par-Isom al firmei UOP.

Utilajele sunt în cea mai mare parte refofolosite din Instalația Izomerizare existentă sau din utilaje disponibile, verificate pentru noile condiții de funcționare și de calcul.

S-a realizat, de asemenea, colectarea hidrocarburilor scurse din punctele joase ale utilajelor și conductelor la vasul de colectare puncte joase instalat în platforma secției

În urma modernizării s-au obținut:

- creșterea cifrei octanice a fracției C5/C6 de la 76,6 la 84 COR
- creșterea randamentului procesului
- îmbunătățirea calității factorilor de mediu
- creșterea eficienței energetice prin optimizarea proceselor de schimb de căldura
- reducerea costurilor de prelucrare
- creșterea siguranței în funcționare prin înlocuirea sistemului de automatizare convențional cu sistemele DCS și ESD

➤ *Materii prime și auxiliare*

Materiile prime sunt:

- fracția C5-C6 de la HB
- gaze cu H₂;

Materiile auxiliare utilizate sunt:

- catalizator izomerizare;
- site moleculare.

➤ *Produse finite*

- izo-pentan
- izomerizat - la depozit.

➤ *Evacuări către mediu*

1. Evacuări de ape

Apele menajere provenite de la instalație sunt colectate în canalizarea menajeră și sunt tratate final la instalația de Epurare ape reziduale a rafinăriei.

Debitul estimat de ape menajere este : mediu zilnic 1,5 m³/zi

Apele rezultate în caz de incendiu sunt evacuate la canalizarea industrială a instalației și sunt dirijate la stația de epurare.

Apele reziduale de pe platforma instalației și apa rezultată în urma spălării utilajelor, după colectarea în sistemul de canalizare industrială sunt tratate în stația de epurare unde sunt supuse proceselor de epurare mecanică, chimică și biologică.

2. Evacuări în aer

- hidrocarburi datorate neetanșeităților la utilaje-COV;
- hidrocarburi de la sistemul de recirculare apă-accidental

Cuptorul instalației IZOMERIZARE care folosește combustibil gaze de rafinărie se introduce în circuit numai la regenerarea catalizatorului.

3. Deșeuri

Din instalația Izomerizare rezultă deșeuri de catalizatori la epuizarea duratei de viață a acestora. Acestea se valorifică prin firme autorizate pentru recuperarea metalelor prețioase.

➤ *Tipuri de risc ce pot apărea în cadrul instalației*


Evenimentele care pot determina opriri accidentale sau situații de avarii ale instalației cu apariția riscului pentru factorii de mediu și factorul uman, a exploziilor și a incendiilor sunt:

- Opriri accidentale:
 - oprirea compresoarelor de recirculare;
 - întreruperea alimentării cu materie primă;
 - lipsa totală sau parțială a hidrogenului de completare;
 - instabilitatea temperaturii;
 - întreruperea alimentării cu aer AMC;
 - întreruperea alimentării cu energie electrică;
 - întreruperea alimentării cu apă;
 - întreruperea alimentării cu azot;
 - întreruperea alimentării cu abur.

- Deranjamente mecanice:

Defecțiuni la utilaje sau compresor, explozii, incendii, ruperea liniilor sau scurgeri serioase.

- Situații de avarii:

	CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești	Comanda DG-0545 din 15.03.2022
	LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT	Proiect nr. MD 2000.006

- neetanșeități cu/fără incendiu;
- Avarii grave: spargerea sau ruperea unei conducte; explozia cuptorului de regenerare; ruperea ștuțurilor de scurgere la vase sub presiune; ruperea conductelor de faclă - în interiorul sau exteriorul instalației; spargerea unor garnituri la vase sau conducte; ruperea unor utilaje;

Pentru aceasta instalație sunt identificate următoarele riscuri potențiale:

- Risc de incendiu, datorită:

- Prezenței produselor inflamabile, lichide și gazoase în instalație (benzină; gaze cu C1-C4 și H₂; gaze cu H₂ și H₂S; fracția C5/C6);
- Nivelul ridicat al temperaturilor și presiunilor din instalații;
- Potențialele pericole de avarii și neetanșeități pe care le prezintă instalația și utilajele aferente.

Aceste cauze pot provoca incendii localizate sau extinse la următoarele echipamente din cadrul instalațiilor: coloane, schimbătoare de căldură, vase de reflux, pompe, diferite conducte.

- Risc de explozie, datorită:

- Caracteristicilor hidrocarburilor privind autoaprinderea, arderea, precum și formarea în anumite condiții a amestecurilor explozive în amestec cu aerul;
- Electricitatea statică și descărcările electrice atmosferice care pot constitui surse de explozie sau incendiu.

Zonarea din punct de vedere al pericolului de explozie se prezintă astfel:

- grupele de explozie și clasele de temperatură, conform standardului CEI 79-10 sunt următoarele:

- benzina: IIA; T3
- izomerizat: IIB; T3
- gaze cu conținut de H₂: IIC; T3
- gaze combustibile - în rețea: IIA; T2
- izopentan IIA; T2

- zona de explozie conform standardului CEI 79-10 : 2

- Risc asupra stării de sănătate, datorită:

- proceselor fizice care au loc la temperaturi ridicate;
- proceselor chimice, folosirea de substanțe chimice periculoase;
- prezenței curentului electric ca alimentare, a motoarelor electrice;
- lucrului la înălțime pe coloane, estacade, vase, cuptoare;
- intervențiilor mecanice frecvente la utilaje dinamice, statice, intrări în vase pe perioada reviziei;


Ca efecte ale acestor cauze pot fi: intoxicații, arsuri termice și chimice, electrocutări, entorse, luxații, fracturi.

- Risc de poluare a mediului, datorită:

- evacuărilor de ape uzate din instalație: sulfuri;
- avariilor prezentate, prin care se pot evacua în mediu cantități însemnate de produse petroliere cu efect asupra solului și apei subterane.

Se apreciază că instalația prezintă un grad ridicat de pericol de incendiu / explozie deoarece consecințele posibile se pot resimți asupra propriilor operatori, lucrătorilor din zona învecinată instalației, asupra factorilor de mediu, zona afectată, funcție de gravitatea evenimentului putând fi importantă ca mărime și efecte.

Instalația este dotată cu aparatură, echipamente și mijloace de intervenție pentru controlul și minimizarea unor astfel de evenimente.

	CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești	Comanda DG-0545 din 15.03.2022
	LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT	Proiect nr. MD 2000.006

7. Fabricile de hidrogen

➤ Date generale despre instalație

Capacitate de proiect:	5 000 Nm ³ /h fiecare
Anul punerii în funcțiune:	2004; 2009
Tehnologie:	SAT LINDE Franța

➤ Amplasare instalație

Fabricile de hidrogen se află amplasate în Aria de Producție – Sectorul 1, între drumurile 4; 5; DI și F, având ca vecinătăți:

- la N: drumul 4;
- la V: drumul D1;
- la S: drumul 5;
- la E: instalațiile DAV3, HPM

➤ Tehnologie

Fabricile de hidrogen produc hidrogenul necesar proceselor de hidrofinare, prin reformarea gazului metan cu vapori de apă, în prezența unor catalizatori specifici.

Hidrogenul este produs prin reformarea catalitică a gazului natural (gaz metan) în prezența aburului la temperaturi ridicate într-un cuptor de reformare direct încălzit RIOI. Impuritățile (monoxid de carbon, dioxid de carbon, metan nereacționat și apa) sunt îndepărtate în Sistemul de Adsorbție cu Presiune Oscilantă, producându-se astfel hidrogen ultra pur.

Procesul tehnologic de obținere a hidrogenului este constituit din trei faze distincte și anume:

- pregătirea materiei prime;
- obținerea gazelor de proces și îmbogățirea acestora prin creșterea cantității de hidrogen;
- eliminarea impurităților din gazul de proces.

➤ Modernizări ale instalației -2016

Fabrica de hidrogen a fost re tehnologizată pentru convertirea stocului de materie prima din gaze naturale (GN) în gaze reziduale de rafinare. (GRR). Fabrica de hidrogen va putea să opereze atât cu gaze naturale, ca materie prima, cât și cu orice amestec de GN și GRR.

Schema fluxului tehnologic pentru fabricile de hidrogen este prezentată în **Figura 8**.

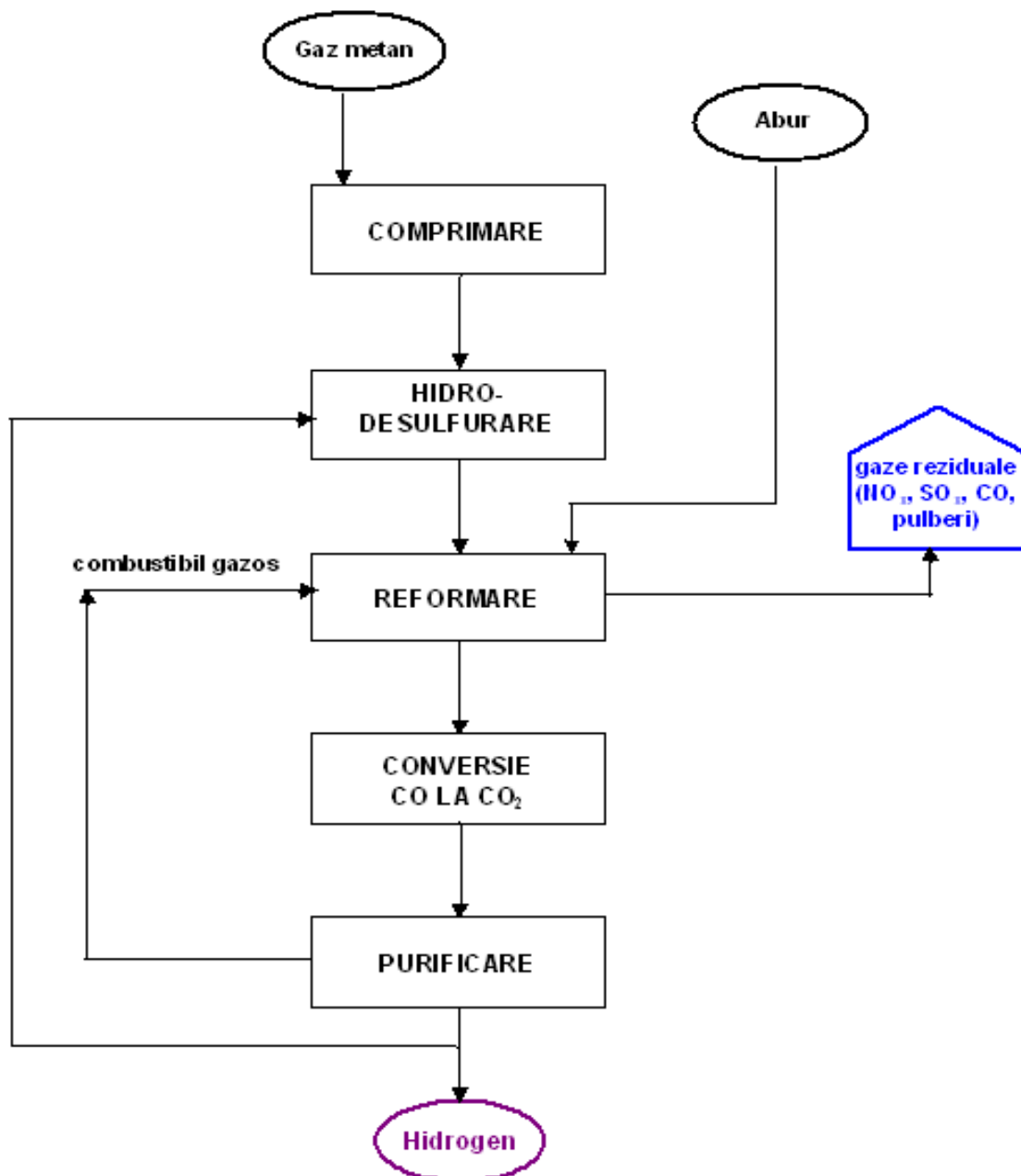


Figura 8. Schema de flux tehnologic pentru Fabricile de hidrogen

➤ *Materii prime și auxiliare*

Materiile prime sunt:

- gaz metan/ gaze reziduale de rafinărie;

Materiale auxiliare:


- catalizatori de desulfurizare, de hidrogenare, de reformare și de conversie;
- adsorbenți.

➤ *Produse finite*

- hidrogen puritate 99,9%;

➤ *Evacuări către mediu*

1. Evacuări de ape

	CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești	Comanda DG-0545 din 15.03.2022
	LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT	Proiect nr. MD 2000.006

Scurgerile de apă sunt cele de ape menajere, ape meteorice și cele rezultate de la spălarea utilajelor și platformei și în caz accidental cele de incendiu.

Debitul estimat de ape menajere este:

- maxim zilnic 1,43 m³/zi
- maxim orar 0,06 m³/ora

Apele menajere sunt colectate în canalizarea menajeră și tratate final la instalația de Epurare, treapta biologică.

La canalizarea industrială se vor evacua apele meteorice de pe platforma instalației precum și cele rezultate în caz de incendiu. Aceste ape sunt preluate de sistemul de canalizare industrială a Rafinăriei.

Apa rezultată în urma spălării utilajelor se trimite la canalizarea industrială a rafinăriei.

2. Evacuări în aer

- gaze arse de la cuptoarele 21/I H1 și 21/II H2 de la faza de încălzire materie primă
- gazele arse de la reformere

3. Deșeuri

- catalizatori uzați, care se înlocuiesc atunci când se dezactivează.

➤ *Tipuri de risc ce pot apare în cadrul instalației*

Evenimentele care pot determina opriri accidentale ale Fabricilor de hidrogen cu apariția riscului pentru factorii de mediu și factorul uman, a exploziilor și incendiilor sunt:

- avarii tehnologice;
- oprirea alimentării cu materie primă;
- întreruperea energiei electrice;
- scăderea presiunii de aer AMC;
- otrăvirea temporară cu sulf a catalizatorului de reformare.
- avarii mecanice, care conduc la scăpări de substanțe și produse generate de neetanșeități, ruperea unui tub în reformer.

➤ *Pentru această fabricație sunt identificate următoarele potențiale riscuri:*

• Risc de incendiu, datorită:

- unor scăpări de produse sau scurgeri la neetanșeități flanșe, conducte, guri vizitare, cu producere de incendiu de tip local mic;
- spargerii garniturilor, flanșelor, presetupelor, ventilelor aferente conductelor de produs, vase sub presiune prin care se pot scurge cantități însemnate de substanțe inflamabile.

Aceste cauze pot provoca incendii localizate sau extinse la echipamente din cadrul instalației.

• Risc de explozie, datorită:


- Explozie datorată gazelor cu caracter exploziv vehiculate în cadrul instalației.

Zonarea din punct de vedere al pericolului de explozie se prezintă astfel:

- grupele de explozie și clasele de temperatură, conform standardului CEI 79-10 sunt următoarele:
 - hidrogen: IIC; T1
 - gaz metan: IIA; T1
- zona de explozie conform standardului CEI 79-10 : 2

• Risc asupra stării de sănătate, datorită:

- proceselor fizice care au loc la temperaturi ridicate;
- proceselor chimice, folosirea de substanțe chimice periculoase;

	CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești	Comanda DG-0545 din 15.03.2022
	LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT	Proiect nr. MD 2000.006

- prezenței curentului electric ca alimentare, a motoarelor electrice;
- lucrului la înălțime pe echipamente;
- intervențiilor mecanice frecvente la utilaje dinamice, statice, intrări în vase pe perioada reviziei;

Ca efecte ale acestor cauze pot fi: arsuri termice și chimice, electrocutări, entorse, luxații, fracturi.

- Risc de poluare a mediului, datorită:
 - avariilor prezentate care pot avea impact potențial asupra mediului.

Se apreciază că instalația prezintă un grad ridicat de pericol de incendiu / explozie deoarece consecințele posibile se pot resimți asupra propriilor operatori, lucrătorilor din zona învecinată instalației, asupra factorilor de mediu, zona afectată, funcție de gravitatea evenimentului putând fi importantă ca mărime și efecte.

Instalația este dotată cu aparatură, echipamente și mijloace de intervenție pentru controlul și minimizarea unor astfel de evenimente.

8. Complex Cracare Catalitică (CC)

➤ *Date generale despre instalație*

Capacitate de proiect:	1 000 000 t/an
Anul punerii în funcțiune:	1980
Tehnologie:	UOP- SUA și IPIP Ploiești
Modernizare:	2003 2004: 2008-2009, 2012,2014
Tehnologie de modernizare:	IPIP Ploiești
Capacitate după modernizare:	1 000 000 t/an

➤ *Amplasarea Complexului:*

Complexul Cracare Catalitică face parte din Aria de Producție – Sectorul 2 și are ca vecinătăți:

- la N: drumul 9A și turnuri de răcire;
- la V: drumul D;
- la S: drumul 11B;
- la E: drumul E, turnuri de răcire și parcul de rezervoare 16/12

➤ *Tehnologie*

Complexul de cracare catalitică are drept scop fabricarea benzinelor de calitate superioară, prin cracarea hidrocarburilor grele, în prezența unui catalizator, după procedeul UOP.


Complexul de cracare catalitică cuprinde următoarele instalații:

- Instalația Cracare catalitică:
- Secția Reacție - Regenerare - Fraționare;
- Instalația Fraționare gaze de cracare catalitică:
- Sector Concentrare gaze (Gascon);
- Sector Fraționare GPL;
- Sector Merox GPL;

Secția Reacție - Regenerare - Fraționare

Instalația de Cracare catalitică are drept scop fabricarea benzinelor de calitate superioară, prin cracarea hidrocarburilor grele, în prezența unui catalizator.

În secția Reacție – Regenerare - Fraționare are loc reacția propriu-zisă de cracare catalitică în prezența unui catalizator de tip zeolit și fraționare a efluentului rezultat la vârful

	CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești	Comanda DG-0545 din 15.03.2022
	LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT	Proiect nr. MD 2000.006

reactorului, în vederea obținerii fracțiilor petroliere care constituie materie primă pentru celelalte instalații din cadrul complexului.

Instalația Concentrare gaze (GASCON)

Instalația Concentrare Gaze face parte din Complexul Cracare Catalitică și are ca scop prelucrarea gazelor rezultate din sectorul de fracționare, în vederea obținerii componentilor valoroși C3 și C4. Procedul utilizat constă în absorbția gazelor cu ajutorul unor absorbanți disponibili în instalație: benzină nestabilizată și motorină ușoară de la coloană de fracționare și benzină debutanizată obținută la baza coloanei de debutanizare.

Instalația Fraționare GPL

Instalația Fraționare GPL are ca scop prelucrarea fracției C3 - C4 provenită din Instalația Merox Gaze, în vederea obținerii propanului, propilenei și a fracției C4.

Instalația Merox GPL

Instalația Merox GPL are ca scop îndepărtarea hidrogenului sulfurat (cu soluție de dietanolamina - DEA) și mercaptanilor (cu soluție de sodă caustică) din fracția C3 - C4.

Benzină debutanizată este tratată în această instalație pentru transformarea sulfului mercaptanic (compus coroziv) în disulfuri (compuși necorozivi).

Schema fluxului tehnologic pentru Complexul Cracare catalitică este prezentată în **Figura 9.**

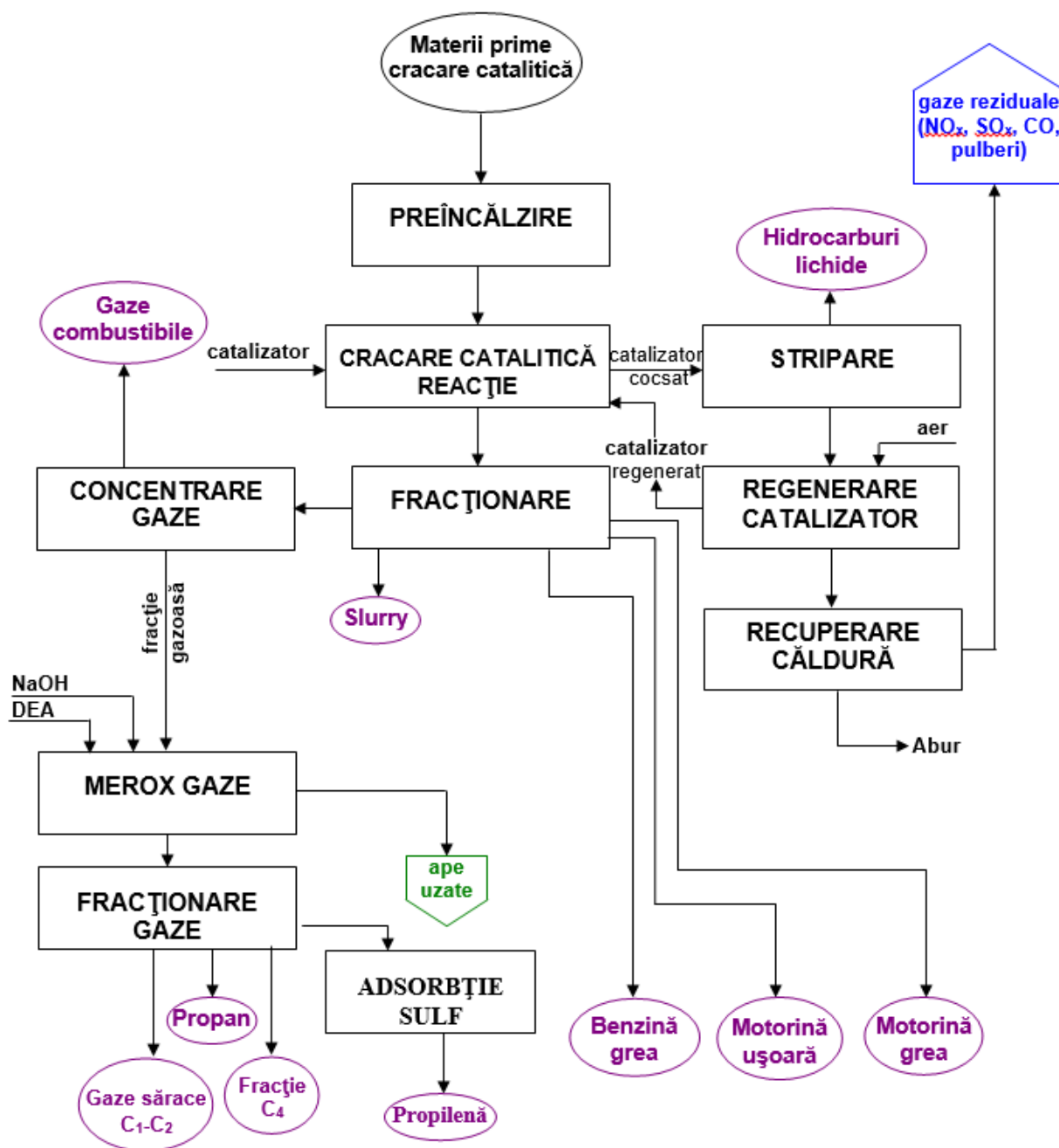


Figura 9 Schema de flux tehnologic pentru Complex Cracare Catalitică

➤ *Modernizări 2003-2004:*

- Inlocuire distribuitorul de aer la regenerator cu unul nou conform licenței contractate de la UOP pentru asigurarea arderii totale în faza densă a cocsului de pe catalizatorul regenerat;
- Prevederea unui inel de insuflare a aerului necesar fluidizării catalizatorului conform licenței UOP;
- Inlocuirea rețelilor subterane de apă recirculată
- Prevederea unor aparate de măsură și control noi cu traductoare compatibile cu Sistemele de Control Distribuit (DCS) și Oprire Automată în caz de Urgență, ESD.

➤ *Modernizări în perioada 2008-2009:*

În cadrul proiectului Euro 5 se va re tehnologiza sistemul reacție-regenerare având ca efect:

- îmbunătățirea contactului catalizator-materie primă prin noul sistem de distribuție a materiei prime;
- mărirea concentrației de hidrocarburi în dispozitivul de închidere a riserului interior pentru reducerea semnificativă a procesului de cracare neselectivă după părăsirea riserului;
- separarea rapide a catalizatorului din efluentul de reacție;
- striparea avansată a hidrocarburilor din catalizatorul uzat.

În urma modernizării s-au obținut:

- reducerea randamentului de cocs pe catalizator;
- îmbunătățirea calității produselor prin optimizarea performanței de separare
- îmbunătățirea calității factorilor de mediu
- creșterea eficienței energetice prin optimizarea proceselor de schimb de căldură
- creșterea siguranței în funcționare prin înlocuirea sistemului de automatizare convențional cu sistemele DCS și ESD

➤ *Modernizări în 2012:*

- implementare instalație de tratare fracții C3-C4 pentru transformarea sulfului mercaptanic (compus coroziv) în disulfuri (compuși necorozivi) și spălarea acestora cu benzină hidrofinată.
- toate apele uzate care erau tratate în instalația Stripare Ape uzate sunt direcționate în instalația Stripare de ape uzate de la DGRS;
- implementarea în instalația FG-CC a blocului de adsorbție S din propilenă care are ca scop purificarea superioară a propilenei, prin adsorbția sulfului pe pat de catalizator
- creșterea gradului de recuperare a fracției C3+ din gazele sărace de la cracare catalitică;
- înlocuirea vasului de înaltă presiune 09G-V5 din instalația concentrare gaze cu un vas de capacitate mai mare 09G-NV5;
- înlocuirea schimbătoarelor (răcitoarelor) 09G-E2AB cu schimbătoare în plăci (mai eficiente), 09G-N E2AB;
- montarea răcitoarelor în plăci 09G-113 pe conducta de benzină debutanizată la absorberul 09G-V6;
- înlocuire răcitoare în plăci 09F- E6AB cu răcitoare în plăci 09F-N E6A,B,C,D,E.

➤ *Modernizări în 2014*

- realizarea instalației BELCO pentru tratare a gazelor arse cu conținut de SO_x, NO_x și pulberi, rezultate de la regeneratorul Instalației de Cracare Catalitică. Instalația de tratare a gazelor arse BELCO este situată în zona de amplasament a Complexului Cracare Catalitică, din care face parte și va avea o capacitate de tratare de 97.635 kg/h gaze arse.
- Procesul BELCO este constituit din două blocuri (unități) de tratare: Scruber și Unitatea de tratare a purjei - PTU (Purge Treatment Unit).
- realizarea unei noi gospodării de hidroxid de sodiu care asigură necesarul de hidroxid de sodiu al instalației BELCO cât și necesarul întregii platforme.
- montarea unei noi suflante NI 280-14-1 (lângă actuala suflantă 09 F C1), care va asigura aerul necesar arderii cocsului de pe catalizator în locul suflantei existente 09FC1.

➤ *Materii prime și auxiliare*

Materiile prime sunt:

- distilat de vid de la DAV3;

- motorina grea de la Cocsare
- gaze de la Cocsare

Materiile auxiliare utilizate sunt:

- catalizator de tip zeolitic (aluminosilicați cristalini)
- catalizator Merox
- soluție NaOH
- soluție DEA
- inhibitori de coroziune
- coagulant

➤ *Produse finite*

Produsele obținute din instalație constituie materie primă pentru celelalte instalații ale complexului CC, după cum urmează:

- gaze sărace - pentru DGRS;
- benzină stabilizată –pentru HB-CC ;
- motorină ușoară - pentru instalația HPM;
- motorină reziduală pentru instalația Cocsare;
- propan;
- propilenă;
- fracție C4

➤ *Evacuări către mediu*

1. Evacuări de ape

Apele uzate industriale rezultă din procesul tehnologic din vasele YV7, FV10, scurgeri pompe etc. în cantitate aproximativ 5 m³ și sunt dirijate la canalizarea industrială a instalației. Apele impurificate cu sulfuri rezultate din procesul tehnologic se colectează în vasul tampon YV1 de unde merg la instalația Stripare ape uzate DGRS unde este eliminat hidrogenul sulfurat, iar apele stripate merg prin canalizarea industrială la stația de epurare.

Apele uzate cu conținut de sulfați și azotați de sodiu (TDS = 10,2 % gr.), de la unitatea de tratare a purjei din cadrul instalației de tratare gaze arse BELCO, sunt evacuate la sistemul de canalizare.

Apele menajere provenite de la instalație sunt colectate în canalizarea menajeră și sunt tratate final la instalația de Epurare ape reziduale a rafinăriei.

Debitul estimat de ape menajere este: mediu zilnic 2 m³/zi Apele meteorice sunt evacuate la canalizarea meteo.

Apele rezultate în caz de incendiu sunt evacuate la canalizarea industrială a instalației și sunt dirijate la stația de epurare.


Apele reziduale de pe platformă instalației și apă rezultată în urma spălării utilajelor, după colectarea în sistemul de canalizare sunt tratate în stația de epurare unde sunt supuse proceselor de epurare.

2. Evacuări în aer

- gaze de ardere tratate de la coșul scrubberului instalației de tratare gaze arse BELCO conținând:
- SO_x = max. 350 mg/Nm³
- NO_x = max. 150 mg/Nm³
- pulberi mecanice = max. 40 mg/Nm³

La coșul scrubberului instalației de tratare BELCO concentrația poluanților este monitorizată continuu prin intermediul analizorului de gaze arse.

- gaze de ardere de la coș cuptor tehnologic;
- hidrocarburi datorate neetanșeităților la utilaje;
- hidrocarburi de la sistemul de recirculare apă.

	CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești	Comanda DG-0545 din 15.03.2022
	LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT	Proiect nr. MD 2000.006

3. Deșuri

Din necesități tehnologice, când zestrea de catalizator în sistem depășește 85%, acesta se scoate ca și catalizator de echilibru care se depozitează într-un buncăr special. După necesități, se poate reintroduce în sistem.

De la Unitatea de tratare a purjei (PTU) din cadrul instalației de tratare gaze arse BELCO, rezultă o turtă de catalizator ce se încarcă în containere adecvate și evacuează din instalație către un operator autorizat.

➤ *Tipuri de risc ce pot apare în cadrul instalației*

Evenimentele care pot determina opriri accidentale sau situații de avarii ale instalației cu apariția riscului pentru factorii de mediu și factorul uman, a exploziilor și a incendiilor sunt:

- **Opriri accidentale:**
 - scăderea presiunii aburului;
 - întreruperea alimentării cu energie electrică;
 - întreruperea alimentării cu aer AMC;
 - scăderea presiunii apei de răcire;
 - căderea pompei de recirculare apă de cazan (de la răcitorul de gaze arse al CO Boilerului);
 - căderea suflantei principale de aer;
 - căderea pompei pentru produsele de fund de la coloana principală;
 - căderea alimentării cu materie primă la riser;
 - inversarea alimentării;
 - înfundarea riserului;
 - căderea reciclului de slurry la riser;
 - căderea robinetelor glisante;
 - căderea compresorului de gaze umede;
 - pierderea bruscă a nivelului de catalizator din regenerador;
 - creșterea conținutului de apă și sedimente al produsului din baza coloanei de fracționare;
 - rămânerea în urmă cu arderea/arderea întârziată (a cocsului de pe catalizator).
- **Deranjamente mecanice:**
 - spargerea unei țevi în cuptor;
 - defecțiuni la țevile schimbătoarelor;
 - defecțiuni la țevile răcitoarelor, condensatoarelor;
 - deranjamente posibile la arzătoare.
- **Situații de avarii:**
 - neetanșeități cu/fără incendiu;
 - defecțiuni la țevile cuptorului;
 - avarii grave: spargerea sau ruperea unei conducte; explozia cuptorului; ruperea ștuțurilor de scurgere la vase sub presiune; ruperea conductelor de faclă - în interiorul sau exteriorul instalației; spargerea unor garnituri la vase sau conducte; ruperea unor utilaje.

Complexul Cracare Catalitica prezintă următoarele riscuri:

- Risc de incendiu, datorită:
 - unor scăpări de produse calde sau scurgeri la neetanșeități, flanșe, conducte, guri vizitare, cu producere de incendiu de tip local mic;
 - spargerii garniturilor, flanșelor, presetupelor, ventilelor aferente conductelor de produs, vase sub presiune prin care se pot scurge cantități însemnate de substanțe inflamabile;

- defecțiuni la țevile cuptorului, care, funcție de fisura țevii pot produce incendiu de tip mare cu afectarea zonei de influență a instalației.

- Risc de explozie, datorită:

- hidrocarburilor lichide și gazoase vehiculate în cadrul instalației.
- nerealizării ventilației cuptorului înainte de aprinderea piloților;
- neintroducerii aburului de incendiu în camera de combustie, concomitent cu stingerea focului la cuptor și acumulării de gaze în interiorul acestuia;

Pentru păstrarea integrității instalației, cuptorul este prevăzut cu uși de explozie care asigură evacuarea parțială a volumului de gaze format.

- grupele de explozie și clasele de temperatură, conform standardului CEI 79-10 sunt următoarele:
 - distilat de vid: IIA; T2;
 - motorină ușoară: IIA ; T3
 - motorină reziduală: IIA ; T3
 - benzină: IIA; T3
 - gaze: IIA;T1-T3
 - șlops: IIA, IIB, T3
- zona de explozie conform standardului CEI 79-10 : 2

- Risc asupra stării de sănătate, datorită:

- noxelor posibil a fi prezente în atmosfera locurilor de muncă: H₂S;
- proceselor chimice, folosirea de substanțe chimice periculoase;
- proceselor fizice care au loc la temperaturi ridicate;
- prezenței curentului electric ca alimentare, a motoarelor electrice;
- lucrului la înălțime pe coloane, estacade, vase, cuptoare;
- intervențiilor mecanice frecvente la utilaje dinamice, statice, intrări în vase pe perioada reviziei.

Ca efecte ale acestor cauze pot fi: intoxicații, arsuri termice și chimice, electrocutări, entorse, luxații, fracturi.

- Risc de poluare a mediului, datorită:

- evacuărilor de ape uzate cu conținut de: sulfuri, extractibile, fenol, suspensii, cloruri, Fe, NH₃, ioni cian;
- efluentului gazos în care emisiile punctiforme de: SO_x, NO_x, CO, particule, pot conduce la poluarea atmosferei;
- avariilor prezentate, prin care se pot evacua în mediu cantități însemnate de produse petroliere cu efect asupra solului și apei subterane.

Instalația este dotată cu aparatură, echipamente și mijloace de intervenție pentru controlul și minimizarea unor astfel de evenimente.

Sistemul de adsorbție sulf din propilenă

➤ **Date generale despre instalație**

Capacitate de proiect: 76.160 t/an (funcționare 330 zile/an)
Anul punerii în funcțiune: 2012
Tehnologie: Proiectant IPIP Ploiești

➤ **Amplasare instalație**

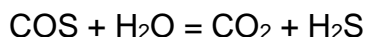
Instalația este situată în zona de amplasare a Complexului Cracare Catalitică și **face parte din acest Complex.**

➤ **Tehnologie**

Sistemul de adsorbție sulf din propilenă de la Fraționare gaze din Instalația CC are drept scop purificarea superioară a propilenei, prin adsorbția sulfului pe pat de catalizator.

Îndepărtarea sulfului din propilena lichidă se realizează în două etape:

- În prima etapă are loc hidroliza sulfurii de carbonil în prezență de catalizator, cu formare de dioxid de carbon și hidrogen sulfurat, după reacția:



Reacția se desfășoară în condiții normale de temperatură (40 °C) la presiunea de lucru (25,7 barg).

- În a doua etapă are loc reținerea hidrogenului sulfurat pe catalizator de oxizi de metal (în principal ZnO).

Materia primă (propilena), din care a fost separat propanul la vârful unei coloane de separare, astfel încât să se mențină un raport constant propan - propilenă, intră într-un sistem de adsorbție constituit din două reactoare prevăzute cu pat de catalizator, montate în serie, primul de hidroliză a sulfurii de carbonil (COS) și al doilea de desulfurare, care constă în adsorbția H₂S pe catalizator de oxizi de metal (în principal ZnO).

Conducerea automată a Sistemului de adsorbție sulf se realizează cu un Sistem de Control Distribuit (DCS) existent, care este amplasat în Camera de comandă a Instalației Cracare Catalitică.

Întrucât echipamentele tehnologice (reactoare, răcitor) lucrează cu produse petroliere inflamabile, există posibilitatea apariției de zone cu pericol de explozie.

În conformitate cu zonarea ariilor de explozie, sistemul de adsorbție este echipat cu echipamente electrice în construcție antiexplozivă, corespunzătoare zonei 2, grupei de explozie IIB pentru gaze și clasei de temperatură T4.

Înainte de a porni instalația este necesară purjarea aerului din utilaje și conducte și inertizarea cu azot.

Sistemul de detectare a amestecurilor explozive este destinat măsurării continue și monitorizării amestecului de gaze în atmosferă din platforma Complexului Cracare Catalitică, respectiv instalația Fraționare GPL.

Depășirea valorii limită a concentrației de gaze combustibile va fi semnalizată și alarmată optic și acustic în DCS. Sistemul este compus din:

- detectoare de gaz amplasate pe platforma tehnologică;
- unitatea de comandă și monitorizare;
- echipament de calibrare.

Instrucțiunile de operare a instalației sunt provizorii, ele urmând a fi îmbunătățite pe parcursul funcționării instalației, iar parametrii optimi vor fi stabiliți pe baza experienței acumulate. Toate modificările ce vor fi efectuate de beneficiar este recomandabil a avea avizul proiectantului.

➤ **Materii prime și auxiliare**

Compoziția propilenei la intrarea în instalație:

Propilenă	94 - 98 % vol.
Propan + butan	2 - 6 % vol.
Sulf total	8 - 34 ppmw
- CH ₃ SH	0,5 - 3 ppmw
- COS	7 - 34 ppmw

Materii auxiliare:

- Catalizator proaspăt.

➤ **Produs finit**

Compoziția propilenei la ieșirea din instalație:

Propilenă	94 - 98 % vol.
Propan + butan	2 - 6 % vol.
Sulf total	0,6 - 3,1 ppmw
- CH ₃ SH	0,5 - 3 ppmw
- H ₂ S + COS	< 0,1 ppmw

➤ **Evacuări către mediu**

1. Evacuări de ape

- Apele uzate provenite din scurgeri cu produs de la utilajele tehnologice (reactoare, răcitor), precum și apele meteorice ce pot fi infestate cu produs de pe suprafața betonată a instalației sunt colectate prin intermediul gurilor de scurgere și dirijate la canalizarea industrială a platformei.

- Supapele de siguranță de pe răcitoarele cu apă sunt preluate prin colectoarele instalației și sunt evacuate în colectorul central, cu destinația Stația de Epurare chimico-biologică a rafinării.

- Apa de incendiu folosită pentru stingerea în cazul unui incendiu în instalație se evacuează prin intermediul gurilor de scurgere racordate la sistemul de canalizare a apelor chimic impure pentru întreaga platformă a instalației.

2. Evacuări în aer

- Emisii ale supapelor de siguranță ce protejează reactorul de hidroliză și reactorul de desulfurare la faclă.

- Emisii de la operațiile de golire completă a reactorului de hidroliză și de desulfurare ce pot fi aerisite la faclă.

1. Deșeuri

La interval de cca. 2 ani rezultă 24 t catalizator epuizat.

Instalația de tratare a gazelor arse BELCO

(afereantă Complexului de Cracare Catalitică)

➤ **Date generale despre instalație**

Capacitatea de proiect: 97.635 kg/h

Tehnologie: BELCO

➤ **Amplasare instalație**


Instalația de tratare a gazelor arse BELCO este situată în zona de amplasament a Complexului Cracare Catalitică, din care face parte.

➤ **Tehnologie**

Instalația BELCO are ca scop tratarea gazelor arse produse în regeneratorul Instalației de Cracare Catalitică în vederea reducerii emisiilor atmosferice de SO_x, NO_x și pulberi mecanice (particule fine de catalizator) conform normelor BAT, respectiv:

- SO_x = max. 350 mg/Nm³
- NO_x = max. 40 mg/Nm³
- pulberi mecanice = max. 40 mg/Nm³

Descrierea procesului tehnologic

	CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești	Comanda DG-0545 din 15.03.2022
	LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT	Proiect nr. MD 2000.006

Procesul BELCO este constituit din două blocuri (unități) de tratare: Scruber și Unitatea de tratare a purjei - PTU (Purge Treatment Unit).

1. Scruberul are rolul de a elimina poluanții SO_x și NO_x din gazele arse, prin tratarea acestora cu o soluție de sodă caustică (NaOH), cu formarea de sulfiți, sulfați și azotați de sodiu.

Pentru eliminarea NO_x a fost implementat procesul LoTO_x care presupune injecția de ozon în zona de reacție a scruberului pentru oxidarea preferențială a NO_x la N₂O₅. În final, ca urmare a prezenței vaporilor de apă se formează acidul azotic (HNO₃).

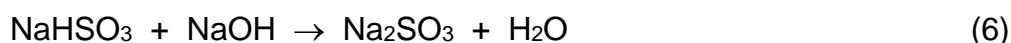
Reacțiile care au loc în zona de reacție a scruberului sunt următoarele:



Acidul azotic format (HNO₃) va fi transformat în azotat de sodiu (NaNO₃) în urma tratării cu NaOH, conform reacției:



Totodată, SO_x este transformat în sulfid de sodiu, Na₂SO₃, conform reacțiilor:



Conform celor prezentate anterior, poluanții SO_x și NO_x sunt extrași din gazele arse FCC și ajung sub formă de sulfiți, sulfați și azotați de sodiu, iar soluția respectivă rezultată este purjată din scruber și tratată în continuare în Unitatea de tratare a purjei - PTU (vezi **Figura 10**).

2. Unitatea de tratare a purjei - PTU (Purge Treatment Unit)

În Unitatea de tratare a purjei - PTU are loc eliminarea suspensiilor solide (particule fine de catalizator) prezente în purja scruberului și oxidarea sulfiților la sulfați, pentru reducerea Consumului Chimic de Oxigen (COD).

Schema de proces a Unității de tratare a purjei (PTU) este prezentată în **Figura 11**.

Turta de catalizator produsă este încărcată în dispozitive speciale și eliminată, iar soluția de sulfați și azotați de sodiu (TDS = 10,2 % gr.) poate fi evacuată la canalizare.

➤ **Materii prime și auxiliare**

Materia primă: Gazele arse cu conținut de SO_x, NO_x și pulberi, rezultate de la regeneratorul Instalației de Cracare Catalitică.

Materii auxiliare: soluție NaOH; soluție coagulant / floclulant; soluție reactiv.

➤ **Produs finit**

Gaze arse tratate, cu conținut redus de SO_x, NO_x și pulberi, ce sunt evacuate în atmosferă.

➤ **Evacuări către mediu**

1. Evacuări de ape

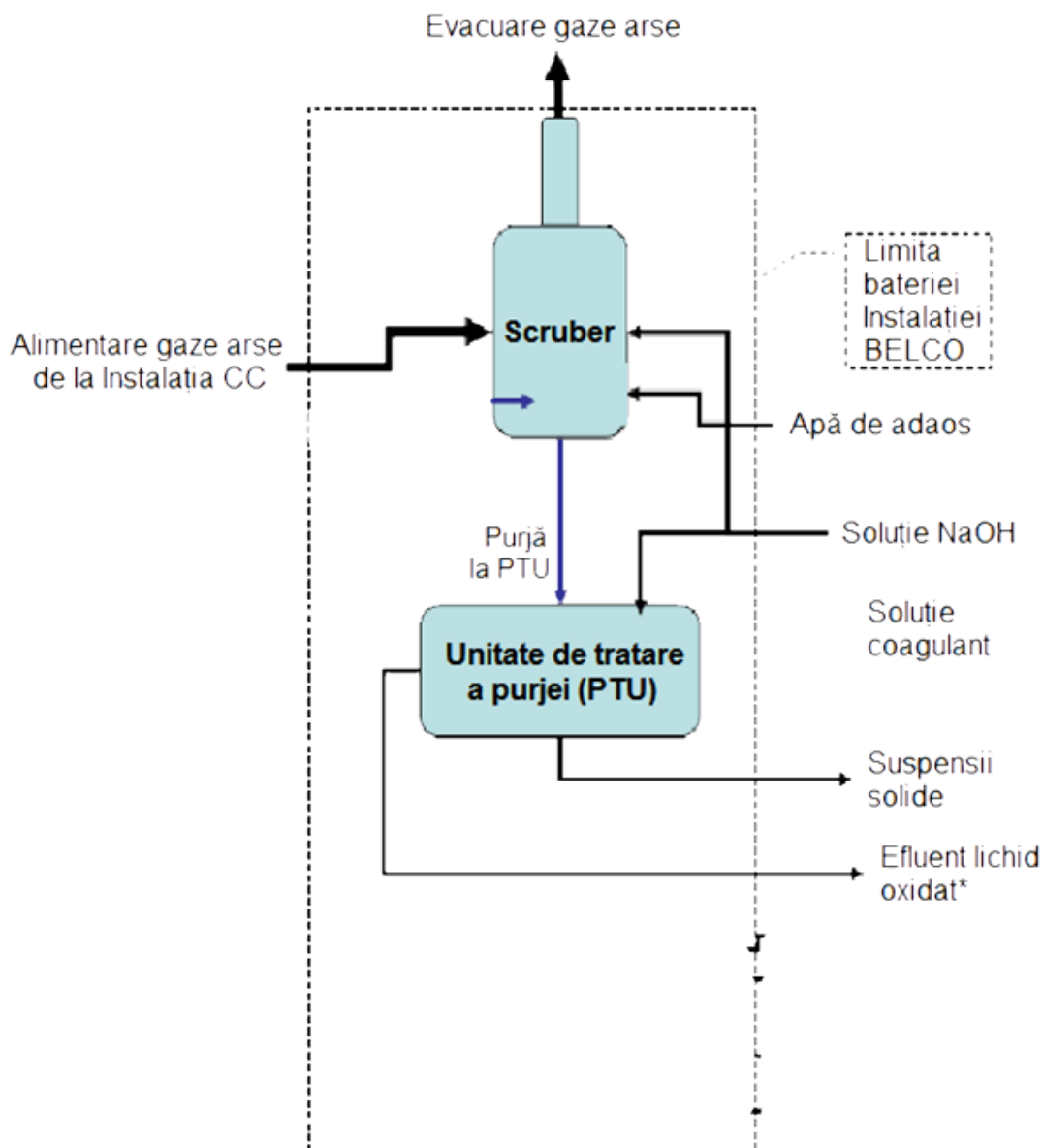
De la Unitatea de tratare a purjei (PTU) rezultă ape uzate cu conținut de sulfați și azotați de sodiu (TDS = 10,2 % gr.), ce pot fi evacuate la sistemul de canalizare.

2. Evacuări în aer

Instalația BELCO este prevăzută special pentru tratarea gazelor arse produse în regeneratorul Instalației CC în vederea reducerii emisiilor atmosferice de SO_x , NO_x și pulberi. Gazele arse tratate rezultate sunt evacuate în atmosferă și au un conținut de poluanți sub limitele prevăzute de legislația de mediu în vigoare și Documentul de referință BAT.

3. Deșeuri

De la Unitatea de tratare a purjei (PTU) rezultă o turtă de catalizator ce se încarcă în containere adecvate și evacuează din instalație.



*Efluentul lichid de la Unitatea de tratare a purjei (PTU) este purjat la Unitatea de cristalizare (CU)

Figura 10. Schema de proces simplificată a sistemului de tratare gaze arse FCC

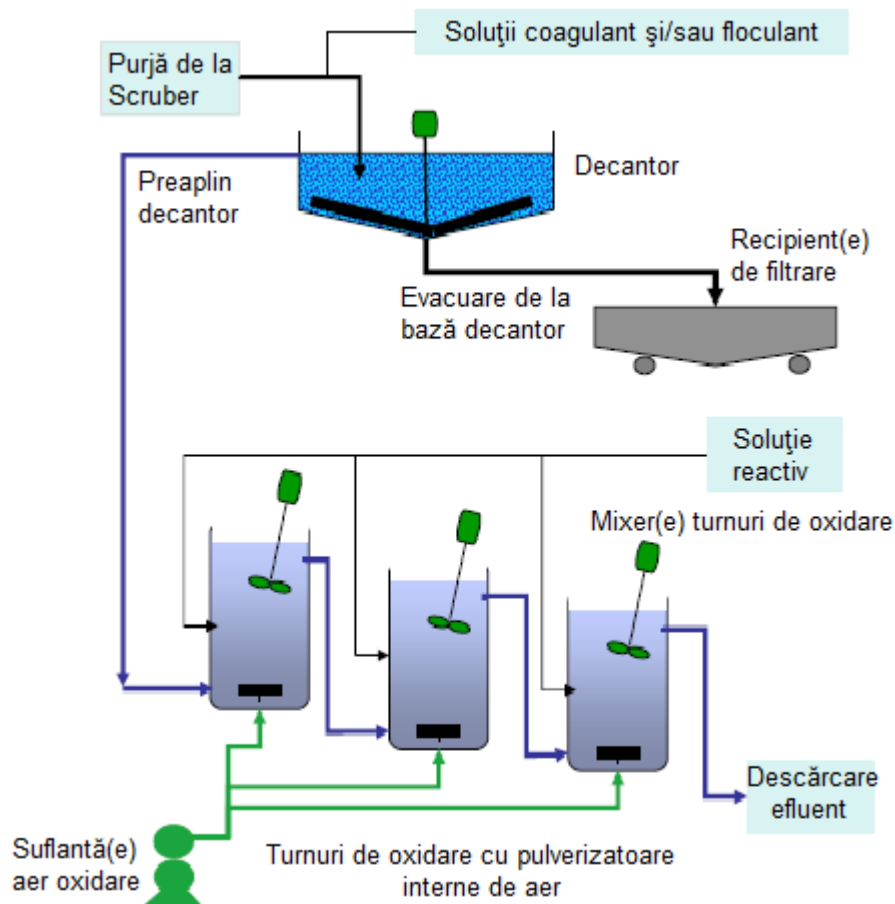


Figura 11. Schema de proces a Unității de tratare a purjei (PTU)

Stație de preparare sodă (afereantă Instalației de tratare a gazelor arse BELCO)

Fluxul tehnologic aferent Stației de preparare sodă se va desfășura conform **Schemei de flux** prezentată în **Anexa 4**.

Stația de preparare sodă cuprinde:

- Rampa CF de descărcare materie primă (soluție NaOH 50 % gr.) din cisterne, prevăzută cu două posturi de descărcare.
- 4 rezervoare metalice, cilindrice verticale, echipate corespunzător:
 - 1 rezervor, 09B-R202 de 1000 m³ pentru depozitare materiei prime NaOH 50 % gr.;
 - 2 rezervoare noi, 09B-R200, 09B-R201, de 200 m³ fiecare, pentru preparare soluție NaOH (25 °Be);
 - 1 rezervor, 09B-R203, de 200 m³, pentru depozitare produs neconform.
- 3 pompe (09B-P200A - pompă alimentare soluție NaOH 50 % gr.; 09B-P200B - pompă transfer soluție de NaOH 50 % gr. și 09B-P201A/B - pompe alimentare consumatori).

Rezervoarele se vor amplasa în cuve de retenție din beton, impermeabilizate cu rășini epoxidice rezistente la acțiunea corosivă a soluției de NaOH. Rezervorul de 1000 m³ va fi amplasat într-o cuvă betonată impermeabilizată cu înălțimea digului de retenție de 1,7 m, iar celelalte trei rezervoare vor fi amplasate într-o cuvă comună cu înălțimea digului de retenție de 1,0 m. Capacitatea cuvelor este calculată astfel încât, în caz de necesitate, să preia întreaga cantitate de produs din rezervoare.

Materia primă, NaOH 50 % gr. se descarcă din cisterne cu pompa 09B-P200A în rezervorul de stocare 09B-R202. De aici este transferată cu pompa 09B-P200B în rezervoarele de preparare a soluției de NaOH 25 °Be (09B-R200, 09B-R201), în care se află deja încărcată apa de diluție în cantitatea necesară amestecului.

Amestecul de apă și sodă se omogenizează prin recirculare în rezervoarele de preparare cu pompa de transfer. Timpul de recirculare va fi de 1 ÷ 4 ore, funcție de nivelul din rezervorul 09B-R200. Soluția de NaOH 25 °Be preparată se livrează la consumatorii din rafinărie cu pompele 09B-P201A/B.

În cazul în care nu s-a obținut concentrația dorită, soluția se transferă cu pompa 09B-P200B în rezervorul de produs neconform 09B-R203, unde se face corecția de concentrație. Soluția corectată se transferă în rezervorul de amestec, fără a mai fi necesară încărcarea apei de diluție în rezervor.

Recepția materiei prime NaOH 50 % gr., prepararea soluției de NaOH 25 °Be și livrarea la consumatori se pot derula discontinuu, succesiv și/sau simultan, pe mai multe secvențe de lucru interblocate, astfel încât să nu se permită activarea simultană a mai multor secvențe ce nu pot avea loc în același timp.

Materia primă va fi livrată către PETROTEL - LUKOIL S.A. pe CF cu o frecvență de odată la 3 luni.

Operația de încărcare apă pentru diluție în rezervorul de preparare soluție 09B-R200 se poate face în paralel, independent de operația de descărcare a materiei prime din cisterne, de încărcare, recirculare și/sau furnizare către consumatori.

Cantitatea de apă de diluție se calculează funcție de concentrația materiei prime descărcată din cisterne și de volumul liber disponibil din rezervor. După încărcare în rezervor, apa va fi încălzită cu abur până la temperatura de 40 °C.

Operația de transfer de NaOH 50 % gr. în rezervorul 09B-R202 nu se va efectua, până când apa din rezervor nu va atinge temperatura de 40 °C.

9. Instalația Hidrodesulfurare benzină de CC

➤ Date generale despre instalație

Capacitate de proiect:	350 000 t/an
Anul punerii în funcțiune:	2004
Tehnologie:	Proiectant IPIP pe bază de licența ExxonMobil
Modernizare sau re tehnologizare:	2008
Tehnologie de modernizare:	AXENS PRIME G+
Capacitatea după modernizare:	420 000 t/an

➤ Amplasare instalație

Instalația este amplasată în partea centrală a Rafinăriei, face parte din Aria de Producție Sectorul 2 și are ca vecinătăți:

- la N: drumul 9A;
- la V: drumul D;
- la S: drum 11B;
- la E: instalația CC.

➤ Tehnologie

Instalația de hidrodesulfurare benzină de CC are drept scop prelucrarea unei fracții de benzină debutanizată obținută în Instalația Fraționare CC pentru îndepărtarea compușilor cu sulf și azot.

Instalația de Hidrodesulfurare benzină de Cracare Catalitică este compusă din următoarele secții:

- Secția de hidrogenare selectivă;
- Secția de separare benzină;
- Secția de hidrodesulfurare selectivă;
- Secția de stabilizare.

Schema fluxului tehnologic este prezentată în **Figura 12**.

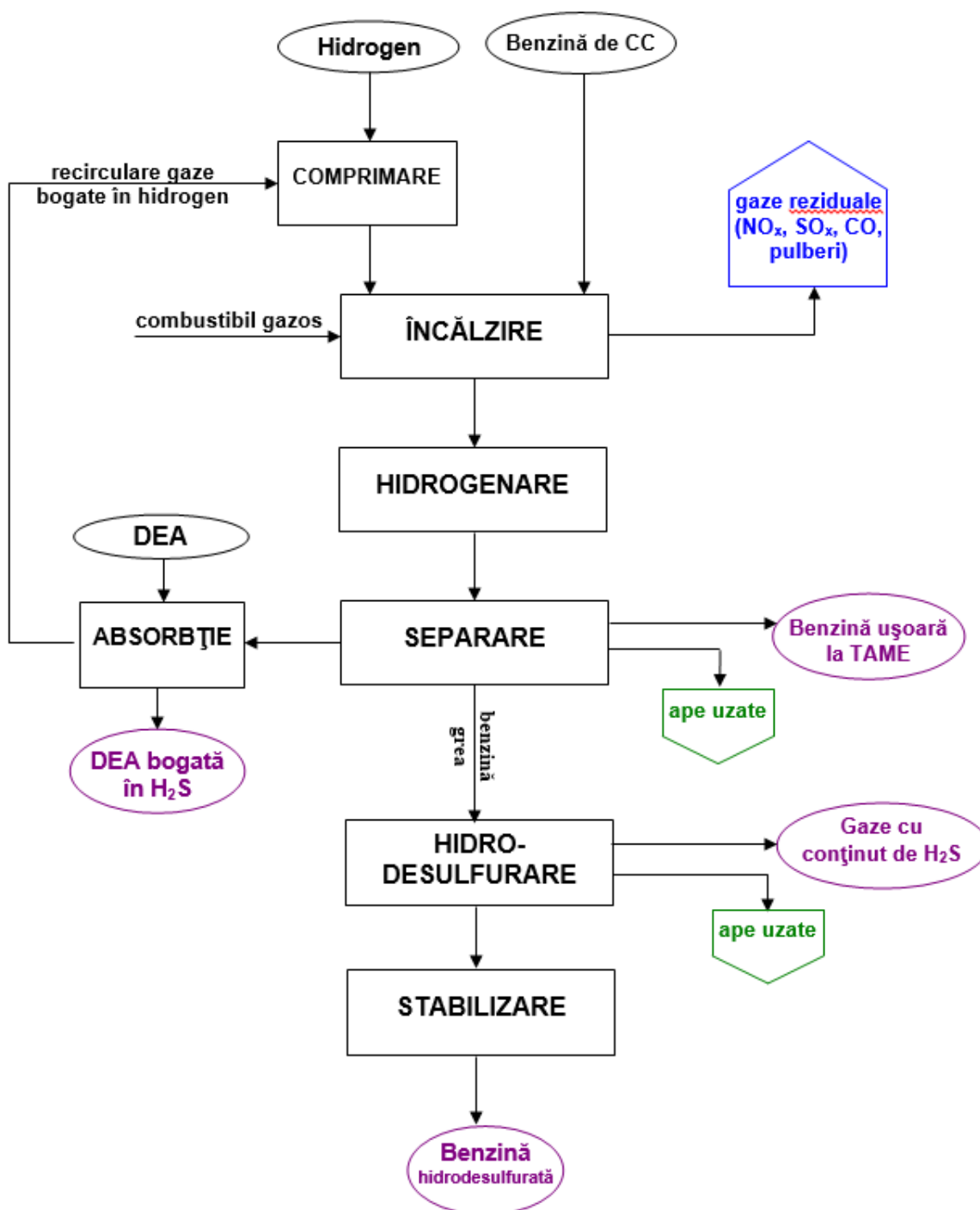



Figura 12 - Schema de flux tehnologic pentru instalația Hidrodesulfurare benzină de CC

	CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești	Comanda DG-0545 din 15.03.2022
	LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT	Proiect nr. MD 2000.006

➤ *Modernizări în perioada 2008-2009:*

În cadrul proiectului Euro 5 în schema tehnologica se includ utilaje noi - reactoare noi, filtru pe linia de alimentare a instalației, pompe noi, schimbător de căldură, preîncălzitor electric și reechiparea coloanei de separare C5 din instalația TAME.

Modernizările au ca efect obținerea unui produs cu un conținut scăzut de sulf, concomitent cu minimizarea conținutului de olefine saturate și maximizarea cifrei octanice. Modulul EXOMER se afla în conservare din anul 2008 datorită schimbării catalizatorilor Exxonmobil cu cei de la AXENS.

➤ *Materii prime și auxiliare*

Materiile prime sunt:

- benzina de la CC;
- gaze cu H₂ de la RC, Fabrica Hidrogen.

Materiile auxiliare utilizate sunt:

- catalizator de hidrodesulfurare
- soluție săracă DEA pentru absorbție H₂S, care se recirculă la DGRS pentru regenerare

➤ *Subproduse și Produse finite*

- benzina hidrodesulfurată;
- benzină ușoară pentru obținere TAME/TAEE;
- gaze bogate în H₂ la recirculare;
- gaze cu H₂S;
- DEA cu H₂S;

➤ *Evacuări către mediu*

1. Evacuări de ape

Apele uzate industriale rezultă din procesul tehnologic din următoarele surse 75-V1, 75-V4, 75-V2 în cantitate 0,5 mc și sunt dirijate la stripare ape uzate.

Apele menajere provenite de la instalație sunt colectate în canalizarea industrială și sunt tratate final la instalația de Epurare ape reziduale a rafinăriei.

Debitul estimat de ape menajere este : mediu zilnic 2 m³/zi

Apele meteorice sunt evacuate la canalizarea industrială a combinatului.

Apele rezultate în caz de incendiu sunt evacuate la canalizarea industrială a instalației și sunt dirijate la stația de epurare.

Apele reziduale rezultate din scurgeri și apa rezultată în urma spălării utilajelor, după colectarea în sistemul de canalizare industrială sunt tratate în stația de epurare.

2. Evacuări în aer


- gaze arse de la cuptorul 75-H1;
- hidrocarburi de la neetanșeiți utilaje - COV.

3. Deșuri

În condițiile unei exploatare corespunzătoare, instalația nu produce deșuri care să necesite condiții speciale de manipulare și depozitare.

Instalația HDS utilizează catalizatori pe bază de oxizi de cobalt nichel și molibden iar durata de viață este de aproximativ 3 ani, catalizatorul uzat se depozitează în spații special amenajate urmând a fi valorificat sau eliminat conform prevederilor legale.

➤ *Tipuri de risc ce pot apare în cadrul instalației*

	CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești	Comanda DG-0545 din 15.03.2022
	LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT	Proiect nr. MD 2000.006

Evenimentele care pot determina opriri accidentale sau situații de avarii ale instalației cu apariția riscului pentru factorii de mediu și factorul uman, a exploziilor și a incendiilor sunt:

- Opriri accidentale:
 - căderea energiei electrice;
 - întreruperea apei de răcire;
 - oprirea aerului instrumental;
 - scăderea presiunii aburului;
 - oprirea compresorului de gaze de recirculare;
 - oprirea cuptorului;
 - oprirea alimentării cu materie primă;
 - oprirea gazelor cu hidrogen de completare;
 - oprirea alimentării cu DEA săracă;
 - temperaturi mari în reactor.
- Deranjamente mecanice
 - spargerea unei țevi în cuptor;
 - defecțiuni la țevile schimbătoarelor;
 - defecțiuni la țevile răcitoarelor, condensatoarelor;
 - deranjamente posibile la arzătoare.
- Situații de avarii:
 - neetanșeități cu/fără incendiu;
 - defecțiuni la țevile cuptorului;
 - avarii grave: spargerea sau ruperea unei conducte; explozia cuptorului; ruperea ștuțurilor de scurgere la vase sub presiune; ruperea conductelor de facă - în interiorul sau exteriorul instalației; spargerea unor garnituri la vase sau conducte; ruperea unor utilaje.

Pentru această instalație sunt identificate următoarele riscuri potențiale:

- Risc de incendiu, datorită:
 - unor scăpări de produse calde sau scurgeri la neetanșeități flanșe, conducte, guri vizitare, cu producere de incendiu de tip local mic;
 - spargerii garniturilor, flanșelor, presetupelor, ventilelor aferente conductelor de produs, vase sub presiune prin care se pot scurge cantități însemnate de substanțe inflamabile;
 - defecțiuni la țevile cuptorului, care, funcție de fisura țevii pot produce incendiu de tip mare cu afectarea zonei de influență a instalației.
- Risc de explozie, datorită:
 - hidrocarburilor lichide și gazoase vehiculate în cadrul instalației;
 - nerealizării ventilației cuptorului înainte de aprinderea piloților;
 - neintroducerii aburului de incendiu în camera de combustie, concomitent cu stingerea focului la cuptor și acumulării de gaze în interiorul acestuia.

Pentru păstrarea integrității instalației, cuptorul este prevăzut cu uși de explozie care asigură evacuarea parțială a volumului de gaze format.

Grupele de explozie și clasele de temperatură, conform standardului CEI 79-10 sunt următoarele:

- zona de explozie conform standardului CEI 79-10 : 2
- benzina de la instalația fracționare CC : II A; T 3
- gaze cu H₂ de la CCR sau de la HPM

- Risc asupra stării de sănătate, datorită:

- noxelor posibil a fi prezente în atmosfera locurilor de muncă;
- proceselor chimice, folosirea de substanțe chimice periculoase;
- proceselor fizice care au loc la temperaturi ridicate;
- prezenței curentului electric ca alimentare, a motoarelor electrice;
- lucrului la înălțime pe coloane, estacade, vase, cuptoare;
- intervențiilor mecanice frecvente la utilaje dinamice, statice, intrări în vase pe perioada reviziei.

Ca efecte ale acestor cauze pot fi: intoxicații, arsuri termice și chimice, electrocutări, entorse, luxații, fracturi.

• Risc de poluare a mediului, datorită:

- evacuărilor de ape uzate cu conținut de: sulfuri, fenol, cloruri, Fe;
- efluentului gazos în care emisiile punctiforme de: SO_x, NO_x, CO, pot conduce la poluarea atmosferei;
- avariilor prezentate, prin care se pot evacua în mediu cantități însemnate de produse petroliere cu efect asupra solului și apei subterane.

Se apreciază că instalația prezintă un grad ridicat de pericol de incendiu / explozie deoarece consecințele posibile se pot resimți asupra propriilor operatori, lucrătorilor din zona învecinată instalației, asupra factorilor de mediu, zona afectată, funcție de gravitatea evenimentului putând fi importantă ca mărime și efecte.

Instalația este dotată cu aparatură, echipamente și mijloace de intervenție pentru controlul și minimizarea unor astfel de evenimente.

10. Instalația TAME/TAEE – MTBE/ETBE

➤ *Date generale despre instalație*

Capacitate de proiect:	22 000 t/an MTBE 26 500 t/an ETBE 90 000 t/an TAME + fracție C5+ 08 800 t/an TAEE + fracție C5+
Anul punerii în funcțiune:	2006
Tehnologie:	INCERP Ploiești - tehnologia de baza pentru MTBE Institut YARSINETZ - Rusia - tehnologia de baza pentru TAME
Modernizare sau re tehnologizare:	2008 – transformarea instalației de producere pentru funcționare alternativă pentru producere MTBE și TAME respectiv ETBE și TAEE .


➤ *Amplasare instalație*

Instalațiile sunt amplasate în partea centrală a Rafinăriei, având ca vecinătăți:

- la N de drumul 2, clădire formație pompieri;
- la S de drumul 3;
- la V de instalația Hidrofinare ulei - dezafectată;
- la E de drumul D, instalația Cracare catalitică.

➤ *Tehnologie*

Procesul tehnologic din instalația TAME/TAEE constă în reacția de adiție a metanolului/etanolului la amilenene din fracția C5 obținută la vârful coloanei de fracționare

	CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești	Comanda DG-0545 din 15.03.2022
	LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT	Proiect nr. MD 2000.006

din instalația HB-CC (fracționarea efluentului după reactorul de hidrofinare olefine) în prezența unui catalizator schimbător de ioni - cationit macroporos (acizi minerali, acizi sulfonici și rășini solide puternic sulfonate) , urmată de spălarea cu apă pentru îndepărtarea metanolului/etanolului nereacționat.

Procesul tehnologic din instalația MTBE/ETBE constă în reacția de adiție a metanolului/etanolului la izobutilena din fracția C4 de la complexul de cracare catalitică, în prezența unui catalizator schimbător de ioni - cationit macroporos (acizi minerali, acizi sulfonici și rășini solide puternic sulfonate) urmată de separarea produselor de reacție.

Procesul tehnologic al instalației TAME/TAEЕ cuprinde următoarele faze:

- spălarea cu apă a fracției C5;
- reacția – formarea de TAME / TAEЕ în doua trepte – reactoarele R3 și R4;
- extracția metanolului/ etanolului;

Principalele faze ale procesului tehnologic din instalația MTBE/ ETBE sunt:

- alimentarea cu materii prime și pretratarea acestora;
- uscare etanol;
- eterificare – formarea MTBE/ ETBE în două trepte în reactoarele R1 și R2;
- debutanizarea – separarea MTBE/ETBE de fracția C4' și metanolul/etanolul nereacționat;
- extracția cu apă a metanolului/ etanolului din fracția C4' reziduală;
- recuperare metanol/etanol și recircularea acestuia în faza de reacție.

Schema de flux tehnologic pentru instalația TAME este prezentată în **Figura 13**.

Schema de flux tehnologic pentru instalația TAEЕ este prezentată în **Figura 14**.

Schema de flux tehnologic pentru instalația MTBE este prezentată în **Figura 15**.

Schema de flux tehnologic pentru instalația ETBE este prezentată în **Figura 16**.

➤ *Modernizări*

Modificarea instalației TAME – MTBE în TAEЕ-ETBE include utilizarea utilajelor existente, iar suplimentar pentru secția de uscare etanol sunt prevăzute următoarele utilaje noi:

- Două vase de uscare 319-V12 A,B. Aceste vase se vor realiza prin amenajări din coloana D 208 recuperata din petrochimie. Vasele vor fi prevăzute cu site moleculare 17m³ pe fiecare vas cu rol de adsorbție umiditate din fluxul tehnologic de etanol utilizat ca reactant.
- Vas apa de la desorbție 319-V13 se va realiza prin amenajarea vasului existent F130.
- Răcitor 319-S22 se va realiza prin amenajarea unui schimbător existent E 462 pentru care se va prevedea fasciculul nou.
- Încălzitor electric 319-S21, nou.
- Preîncălzitor 319-S9B, se va realiza prin amenajarea schimbătorului existent cu fasciculul nou. Deoarece temperatura de intrare în coloana 319-C4 trebuie să fie 900C față de 500C (existent) a reieșit ca necesar un schimbător suplimentar.

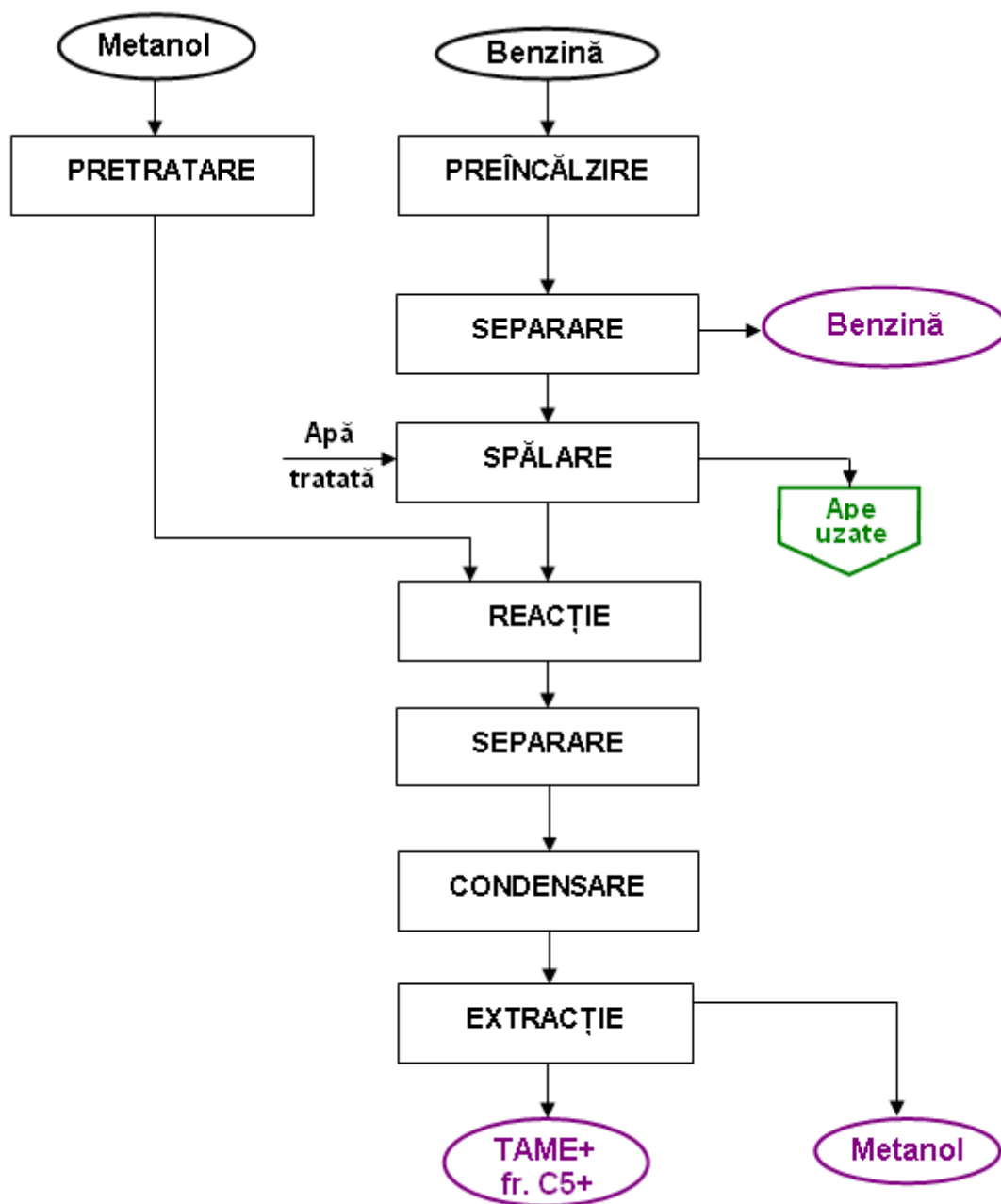


Figura 13 Schema de flux tehnologic pentru instalația TAME

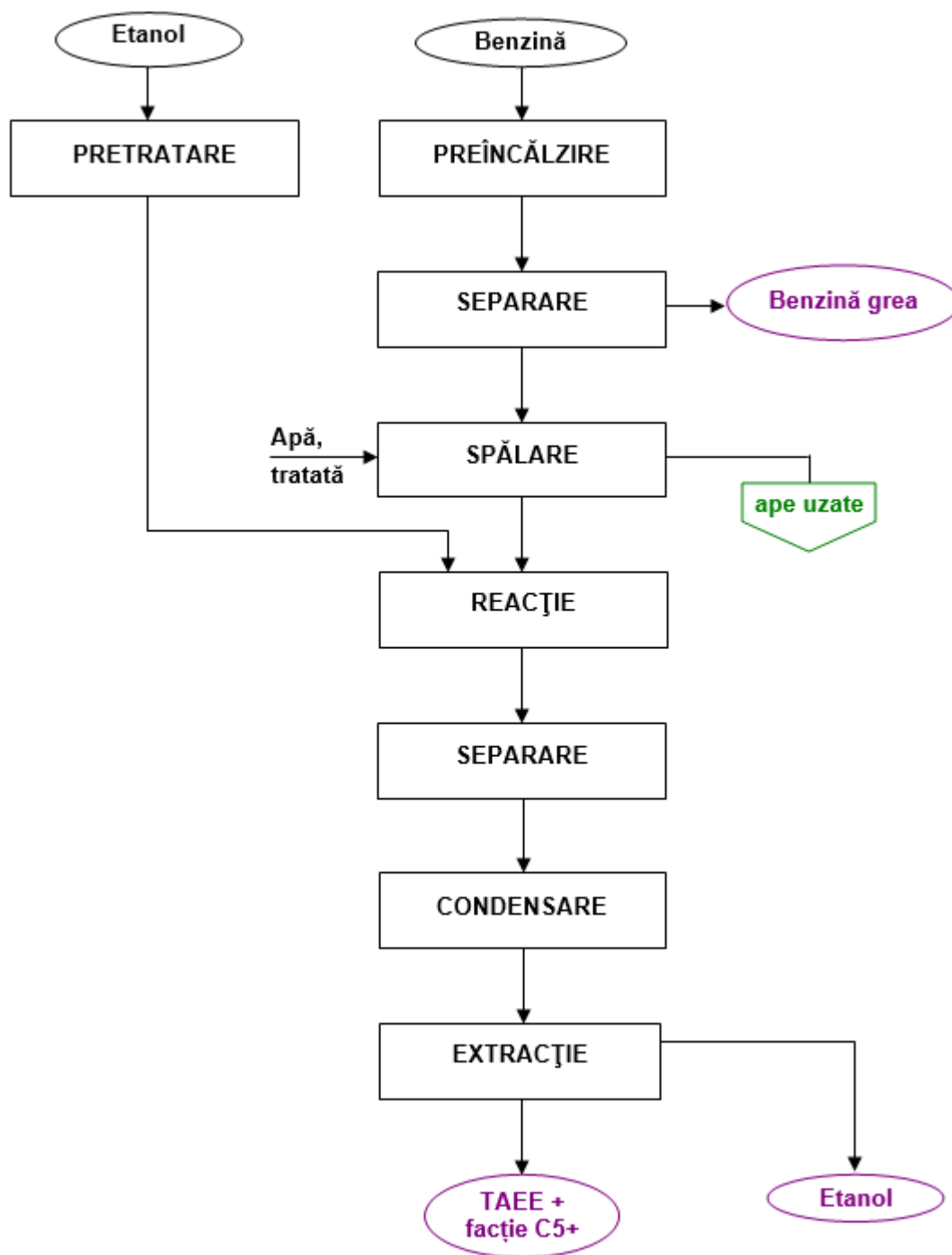


Figura 14 Schema de flux tehnologic pentru instalația TAE

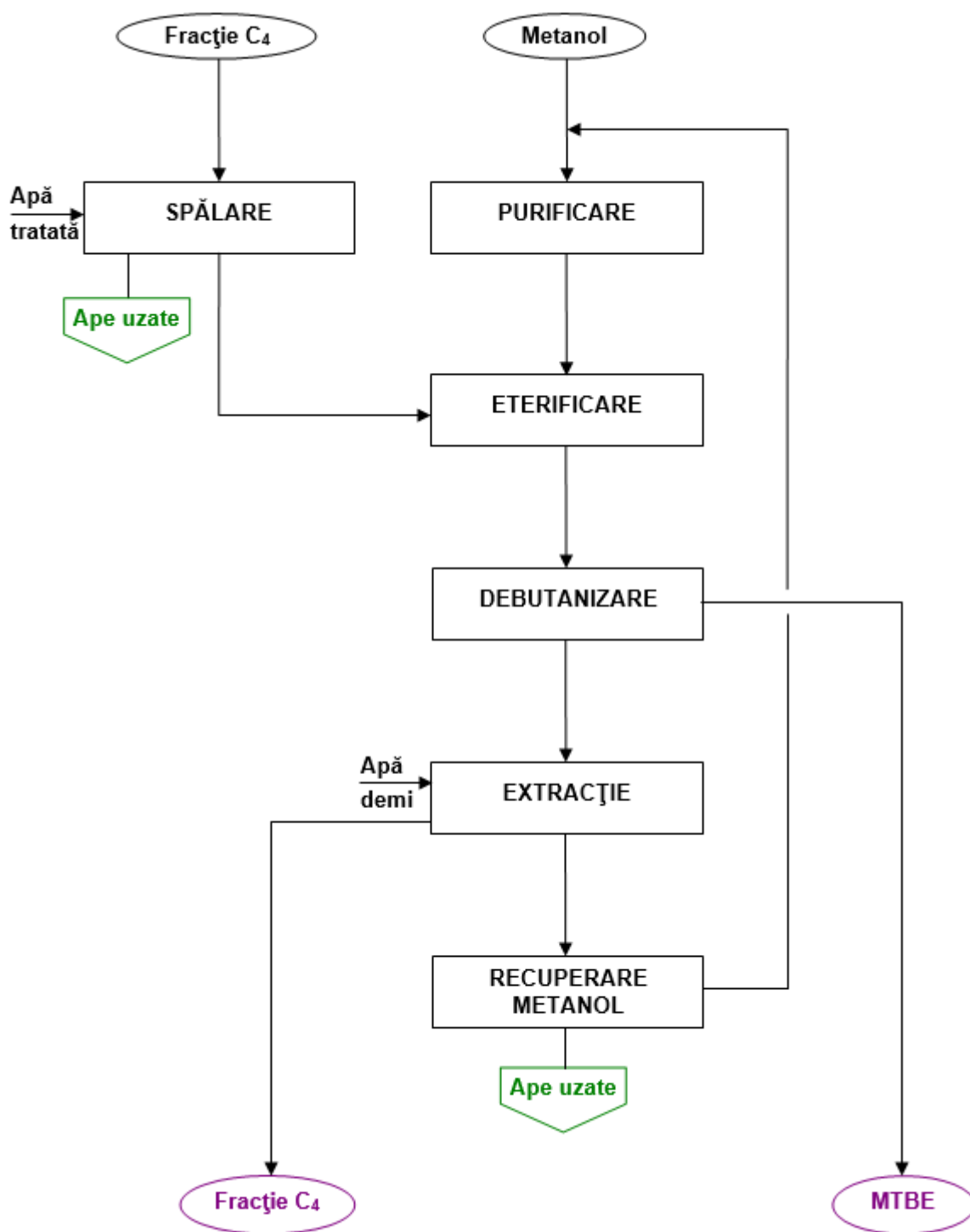


Figura 15 Schema de flux tehnologic pentru instalația MTBE

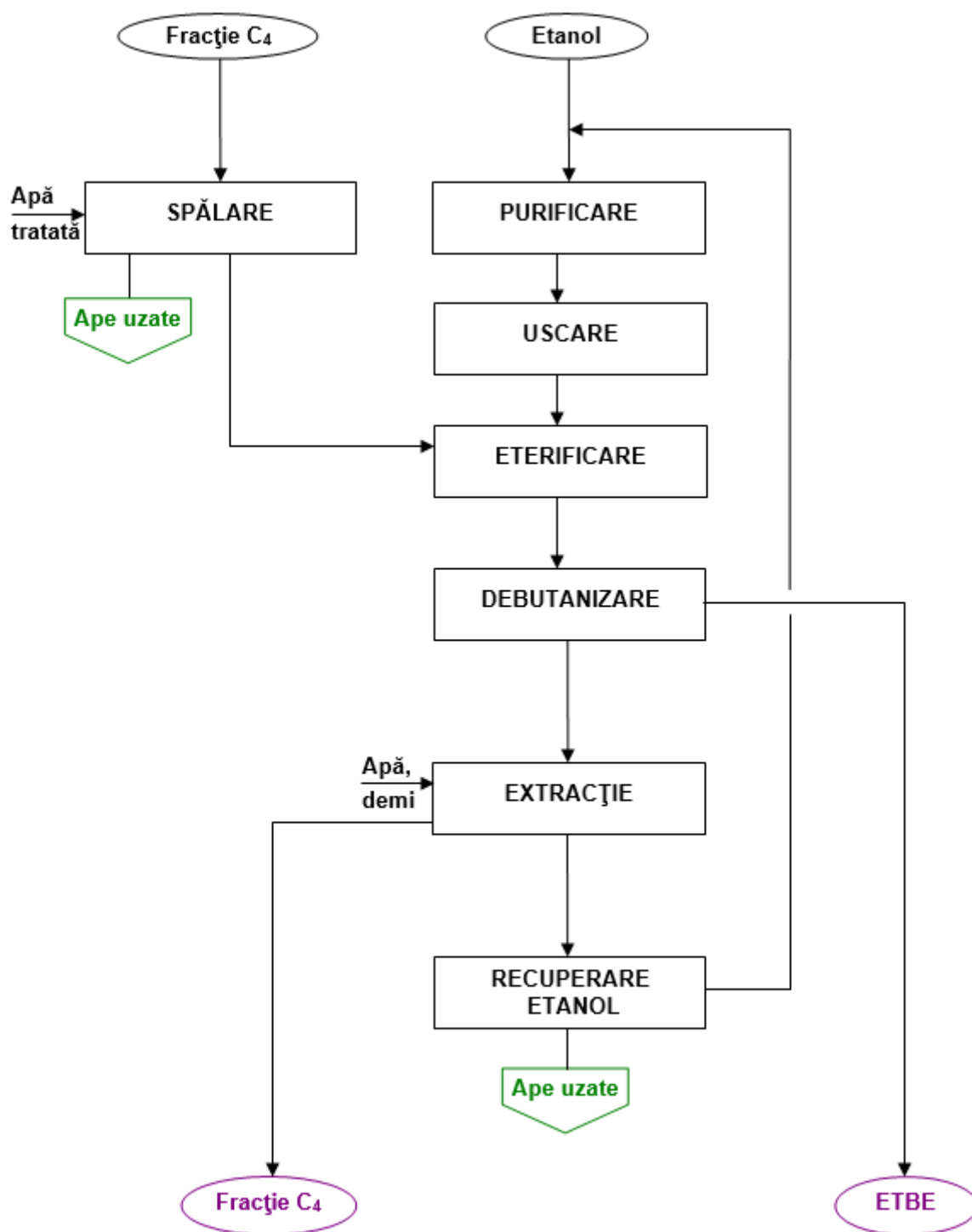



Figura 16 Schema de flux tehnologic pentru instalația ETBE

➤ *Materii prime*

Materiile prime sunt:

- fracție C4 și metanol/etanol pentru MTBE/ETBE;
- fracția C5+ din benzină hidrofinată și metanol/etanol pentru TAME/TAAE;

Materiile auxiliare utilizate sunt:

	CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești	Comanda DG-0545 din 15.03.2022
	LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT	Proiect nr. MD 2000.006

- catalizator schimbător de ioni
- *Produse finite*
- MTBE/ETBE și amestec de fracție C5 cu TAME/TAEE

➤ *Evacuări către mediu*

1. Evacuări de ape uzate

Din cadrul instalației se evacuează următoarele tipuri de ape uzate:

- ape uzate de proces de la faza recuperare metanol sau etanol, ape provenite de la baza coloanei de recuperare metanol sau etanol, ape cu conținut de substanțe organice;
- ape spălare utilaje, platformă instalație, ape cu încărcătură organică. Aceste ape sunt dirijate la canalizarea industrială respectiv stația de epurare.

2. Evacuări de emisii atmosferice

a) Emisii punctiforme

Din cadrul procesului de fabricație nu rezultă emisii atmosferice din surse punctiforme.

b) Emisii difuze

Sursele emisiilor difuze sunt rezultatul neetanșeităților de la utilaje dinamice, statice, legături de conducte dintre acestea.

3. Deșeuri

Din procese ce au loc în cadrul instalației nu rezultă deșeuri de fabricație.


➤ *Tipuri de risc ce pot apare în cadrul instalației*

Evenimentele care pot determina opriri accidentale sau situații de avarii ale instalației cu apariția riscului pentru factorii de mediu și factorul uman, a exploziilor și a incendiilor sunt:

- Opriri accidentale:
 - întreruperea alimentării cu abur;
 - întreruperea alimentării cu apă recirculată;
 - întreruperea alimentării cu energie electrică;
 - întreruperea alimentării cu aer AMC;
 - întreruperea alimentării cu azot;
 - întreruperea alimentării cu materii prime.
- Deranjamente mecanice:
 - defecțiuni la țevile răcitoarelor, condensatoarelor
- Situații de avarii:
 - neetanșeități cu/fără incendiu;
 - avarii grave: spargerea sau ruperea unei conducte; ruperea ștuțurilor de scurgere la vase sub presiune; ruperea conductelor de faclă - în interiorul sau exteriorul instalației; spargerea unor garnituri la vase sau conducte; ruperea unor utilaje.

Pentru această instalație sunt identificate următoarele riscuri potențiale:

- Risc de incendiu, datorită:
 - unor scăpări de produse calde sau scurgeri la neetanșeități flanșe, conducte, cu producere de incendiu de tip local mic;

	CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești	Comanda DG-0545 din 15.03.2022
	LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT	Proiect nr. MD 2000.006

- spargerii garniturilor, flanșelor, presetupelor, ventilelor aferente conductelor de produs, vase sub presiune prin care se pot scurge cantități însemnate de substanțe inflamabile;
- Risc de explozie, datorită:
 - degajări de vapori organici care creează pericolul formării de amestecuri explozive.

Zonarea din punct de vedere al pericolului de explozie se prezintă astfel:

 - grupele de explozie și clasele de temperatură, conform standardului CEI 79-10 sunt următoarele:
 - fracție C2-C5: IIA; T1
 - benzina: IIA; T3
 - metanol: IIA; T1
 - zona de explozie conform standardului CEI 79-10 : 2
- Risc asupra stării de sănătate, datorită:
 - noxelor posibil a fi prezente în atmosfera locurilor de muncă: metanol, fracție C4;
 - proceselor chimice, folosirea de substanțe chimice periculoase;
 - proceselor fizice care au loc la temperaturi ridicate;
 - prezenței curentului electric ca alimentare, a motoarelor electrice;
 - lucrului la înălțime pe coloane, estacade, vase, cuptoare;
 - intervențiilor mecanice frecvente la utilaje dinamice, statice, intrări în vase pe perioada reviziei.

Ca efecte ale acestor cauze pot fi: intoxicații, arsuri termice și chimice, electrocutări, entorse, luxații, fracturi.

- Risc de poluare a mediului, datorită:
 - avariilor prezentate, prin care se evacuează în mediu cantități însemnate de produse organice cu efect asupra solului și apei subterane.

Se apreciază că instalația prezintă un grad ridicat de pericol de incendiu / explozie deoarece consecințele posibile se pot resimți asupra propriilor operatori, lucrătorilor din zona învecinată instalației, asupra factorilor de mediu, zona afectată, funcție de gravitatea evenimentului putând fi importantă ca mărime și efecte.

Instalația este dotată cu aparatură, echipamente și mijloace de intervenție pentru controlul și minimizarea unor astfel de evenimente.

11. Instalația Cocsare - Cx

➤ Date generale despre instalație

Capacitate de proiect:	700 000 t/an
Anul punerii în funcțiune:	1979
Tehnologie:	IPIP Ploiești
Modernizare sau re tehnologizare:	2002-2004;2014,2015, 2017-2018, 2021
Tehnologie de modernizare:	Institutul GUP INKhP - UFA- Rusia
Capacitate de proiect după modernizare:	600 000 t/an

➤ Amplasare instalație

Instalația Cocsare este amplasată în partea de vest a combinatului și face parte din Aria de Producție – Sectorul 3, fiind limitată astfel:

- la nord - drumul 3;
- la sud - drumul 19;
- la est - drumul C;

- la vest - drumurile B1, B.

➤ Tehnologie

În instalația de cocsarea are loc un proces de conversie al reziduurilor petroliere grele cu producere de gaze, benzină, motorină ușoară, motorină grea și cocs. Fazele procesului tehnologic sunt:

- încălzire materie primă;
- fracționare cu obținere de gaze, benzină și motorină;
- proces de cocsare ;
- stripare - răcire cocs;
- tăiere hidraulică cocs;

Schema fluxului tehnologic este prezentată în **Figura 17**.

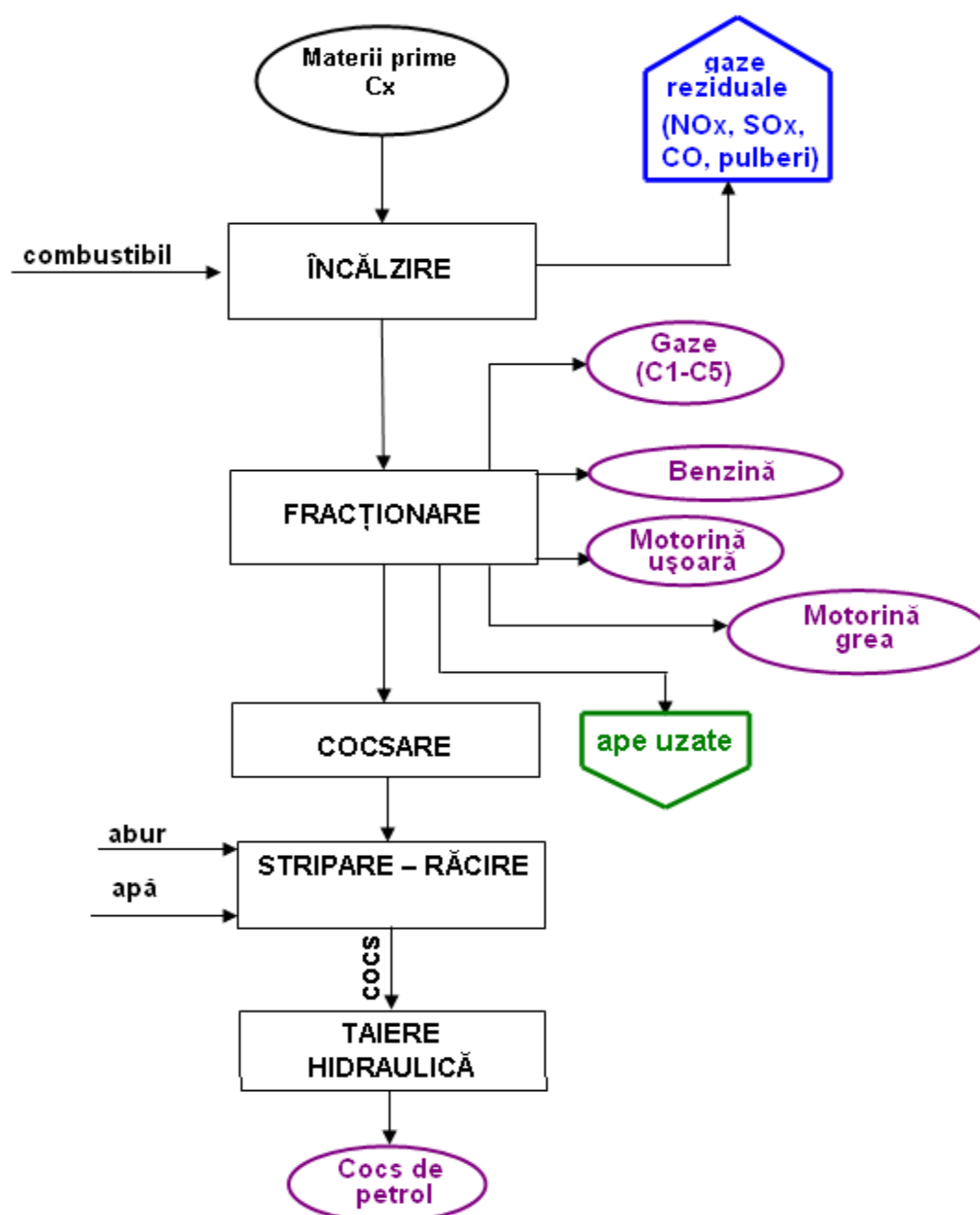


Figura 17 - Schema de flux tehnologic pentru instalația Cocsare – Cx

➤ *Modernizări în perioada 2003-2004:*

Modificările majore intervenite în instalația inițială sunt:

- montarea noilor linii de transfer la cuptorul 02-H1, ventile cu patru căi;
- montarea liniei de by-pass a coloanei C1;
- montarea sistemului de răcire a liniilor de vapori de la vârful camerelor de cocsare;
- montarea sistemului închis de încălzire a camerelor;
- montarea traductoarelor de nivel cu radiații pe camerele de cocs;
- montarea cuțitelor hidraulice pentru tăierea cocsului și a reducărilor pe capacele superioare ale camerelor cu mecanism de închidere – deschidere;
- montarea sistemului de alimentare șlops în coloana 02 C4, cu dirijarea șlopsului deshidratat în linia de vapori a camerelor de cocs;
- montarea sistemului de alimentare direct de la instalațiile CC și DAV3;
- montarea sistemului de alimentare cu motorină ușoară de Cocsare în serpentinele din secția de radiație a cuptorului 02 H1;
- montarea sistemului de colectare, depozitare și alimentare a condensului provenit din aburul folosit pentru turbulizare;
- scoaterea supraterană a conductelor de apă recirculată și PSI.
- s-a implementat în instalație Sistemul de Control Distribuit (DCS) și de Opreire Automata în caz de Urgență, ESD.

➤ *Lucrări realizate la revizia capitală 2006:*


- înlocuirea camerelor de cocsare 02-R1A și 02-R1D;
- înlocuirea părții superioare a coloanei 02-C1.

➤ *Lucrări realizate la revizia capitală decembrie 2008-ianuarie 2009:*

- înlocuirea părții inferioare a coloanei 02-C1;
- înlocuirea coloanei 02-C2;
- înlocuire tuburi la cuptorul 02-H1.

În urma modernizării s-au obținut:

- funcționarea instalației de Cocsare în condiții de maximă siguranță a procesului din punct de vedere al protecției mediului, respectiv sistemele închise de suflare și aburire, stripare a camerelor de cocsare, alimentare apă, sisteme transport cocs ce minimizează producerea prafului;
- reducerea randamentului de cocs și gaze cu creșterea corespunzătoare a motorinei ușoare și grele
- creșterea ciclului de funcționare prin creșterea perioadei de funcționare între două opriri ale instalației pentru decocsarea cuptorului și/sau revizie a instalației;
- îmbunătățirea parametrilor ecologici ai procesului prin diminuarea poluării atmosferei, diminuarea cantității de ape reziduale și a gradului de poluare a acesteia, reutilizarea apei de răcire a cocsului prin realizarea sistemului închis de apă de răcire a cocsului;
- automatizarea operării instalației și crearea condițiilor de operare eficientă și de siguranță în timpul operațiilor secundare (comutare, deschidere, răcire camere cocsare, descărcare cocs) prin mecanizarea operațiilor;
- asigurarea sistemului unic de forare și tăiere cocs.
- creșterea siguranței în funcționare prin înlocuirea sistemului de automatizare convențional cu sistemele DCS și ESD

	CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești	Comanda DG-0545 din 15.03.2022
	LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT	Proiect nr. MD 2000.006

➤ *Modernizări în 2014*

Pentru asigurarea și reducerea riscurilor de accidente/incidente a liniilor de produse congelabile, după efectuarea manevrelor de pompare, s-a implementat pentru suflarea liniilor, înlocuirea aerului cu gaz inert (azot) și anume:

- Suflare cu azot a liniei de semigudron între instalațiile DAV3 și Cocsare;
- Suflare cu azot a liniei de motorină 2 CC între instalațiile CC și Cocsare;
- Suflarea cu azot a liniei de motorină 2 CC din instalația Cocsare la parcul Cocsarii rezervoare T30, T31.

Azotul este furnizat de Fabrica nouă de Azot de pe platforma rafinăriei.

➤ *Lucrări realizate la Oprirea Tehnologica din martie – aprilie 2015:*

- înlocuirea părții inferioare a coloanei 02-C2;
- demontarea coloanei 02-C1
- montat schimbator de caldura 02-S7 pentru preincalzire gaze combustibile;
- montat schimbator de caldura 02-S8 pentru preincalzirea gazelor sarace de la CX la CC.
- Pus in functiune proiectul de incalzire a benzinei de la CX la HB in schimbatorul 02-S103.
- montat sistem filtrare cocs din baza coloanei 02-C2

➤ *Lucrări realizate la revizia capitală din martie- aprilie 2017*

- înlocuirea a patru virole la coloana 02-C2
- modificarea liniei de vapori de la camerele de cocs la coloana 02-C2 pentru eliminarea inchiderilor hidraulice date de linia de by-pass coloana 02-C1;
- montaj electroventile cu 3 si patru cai in locul ventilelor mecanice cu teri si patru cai existente.
- înlocuirea coloanei 02-C5

➤ *Lucrări in perioada 2017-2018*

In scopul eficientizării activității economice prin procesarea unor materii prime alternative, Petrotel- LUKOIL a amenajat o rampă CF si un nou rezervor care sa asigure descărcarea in condiții de siguranța a unor produse grele din vagoane special CF precum si stocarea si conectarea la existent.

Rampa are in componenta urmatoarele obiective principale:

- Linie noua cale ferata;
- Rampa descărcare produs formata din 8 posturi de descarcare
- Stația de pompare cu pompele 02-P100A/R
- Rezervor NT42 cu o capacitate 10000 m³;
- Instalație PSI.

Locația se afla in zona parc rezervoare CX, Instalația Cocsare.

➤ *Lucrări in perioada 2021*

Sistem inchis de stripare si racire camere cocs (CBS): Sistemul inchis de stripare si racire camere cocs proceseaza efluentii rezultati in urma ciclului de decocsare a camerelor existente de cocs (02-R1a,b,c,d). Au fost instalate urmatoarele echipamene:

- Coloana Stripare si Racire Camere Cocs 02-C-301
- Filtrul de slops 02-F-301A/B

- Pompa de slops 02-P-301A/B
- Pompa slops 02-P-303A/B
- Pompe ape uzate 02-P-302A/B
- Schimbator de caldura baza coloana 02-S-301
- Vas de condens 02-V-302
- Vas separator varf coloana (02-V-301)
- Racitor de slops 02-A-303
- Racitorul de slops 02-A-302
- Condensator varf coloana 02-A-301

➤ *Materii prime și auxiliare*

Materiile prime sunt:

- semigudron de la DAV3;
- motorina grea de la Cracare Catalitică (slurry);
- șlops.

Materiile auxiliare utilizate sunt:

- inhibitor de coroziune;
- antispumant.

➤ *Produse finite*

- Cocs de petrol

Celelalte produse obținute din instalație constituie materie primă pentru alte instalații ale societății, după cum urmează:

- gaze - pentru instalația FG-CC;
- benzină - pentru instalația HB;
- motorină ușoară - pentru instalația HPM;
- motorină grea - pentru instalația CC.

➤ *Evacuări către mediu*

1. Evacuări de ape

Apele uzate industriale rezultate din procesul tehnologic sunt din urmatoarele surse:

- scurgerile colectate din punctele joase ale utilajelor și conductelor (hidrocarburi și urme de apă) sunt dirijate la canalizare, la zumb și apoi la Stația de Preepurare. Debit estimat 2 m³/h.
- apa cu H₂S, colectata în vasul 02-V1 este dirijată la instalația Stripare ape uzate – DGRS. Debitul de apă cu H₂S este de 3-6 m³/h.
- apa utilizată pentru condensarea aburului în timpul decocsării cuptoarelor, precum
- și condensul rezultat, lipsite de hidrocarburi, sunt dirijate în rețeaua de canalizare industrială a rafinării și apoi la Stația de Preepurare.
- apa rezultată de la tăierea cocsului este vehiculată în sistem închis (se reutilizează)

Apele menajere provenite de la instalație sunt colectate în canalizarea menajeră și sunt tratate final la instalația de Epurare ape reziduale a rafinării.

Debitul estimat de ape menajere este :

- mediu zilnic 10 m³/zi

Apele meteorice sunt evacuate la canalizarea conventional curată.

Apele rezultate în caz de incendiu sunt evacuate la canalizarea industrială a instalației și sunt dirijate la stația de epurare.

Apele uzate rezultate în urma spălării utilajelor, după colectarea în sistemul de canalizare sunt tratate în stația de epurare.

2. Evacuări în aer

a) Emisii punctiforme

Sursa de emisie punctiformă o constituie faza de încălzire materie primă prin arderea combustibilului gazos - gaze de rafinare / combustibil lichid, la cuptorul 02-H1.

Gazele de ardere rezultate sunt evacuate prin tiraj natural în atmosferă printr-un coș de dispersie.

b) Emisii difuze

Sursele emisiilor difuze sunt rezultatul neetanșeităților de la utilaje dinamice, statice, legături de conducte dintre acestea.

3. Deșeuri

Din instalația cocsare nu rezultă deșeuri solide specifice.


➤ *Tipuri de risc ce pot apare în cadrul instalației*

Evenimentele care pot determina opriri accidentale sau situații de avarii ale instalației cocsare cu apariția riscului pentru factorii de mediu și factorul uman, a exploziilor și a incendiilor sunt:

- Opriri accidentale:
 - trecerea materialului pe vârful camerei de cocs în coloana de fracționare;
 - blocarea cu cocs a ramurilor din transfer spre camerele de cocs;
 - întreruperea funcționării pompei de produs cald de la coloana de fracționare spre cuptor;
 - întreruperea alimentării cu abur;
 - întreruperea alimentării cu energie electrică;
 - întreruperea alimentării cu aer AMC;
 - scăderea presiunii de apă de răcire;
 - întreruperea alimentării cu materie primă;
 - întreruperea alimentării combustibilului gazos.
- Deranjamente mecanice:
 - spargerea unei țevi în cuptor;
 - defecțiuni la țevile schimbătoarelor;
 - defecțiuni la țevile răcitoarelor, condensatoarelor, refierbător;
 - deranjamente posibile la arzătoare.
- Situații de avarii:
 - neetanșeități cu/fără incendiu;
 - defecțiuni la țevile cuptorului;
 - avarii grave: spargerea sau ruperea unei conducte; explozia cuptorului; ruperea ștuțurilor de scurgere la vase sub presiune; ruperea conductelor de faclă - în interiorul sau exteriorul instalației; spargerea unor garnituri la vase sau conducte; ruperea unor utilaje.

Pentru această instalație sunt identificate următoarele riscuri potențiale:

- Risc de incendiu, datorită:
 - unor scăpări de produse calde sau scurgeri la neetanșeități flanșe, conducte, guri vizitare, cu producere de incendiu de tip local mic;
 - spargerii garniturilor, flanșelor, presetupelor, venalelor aferente conductelor de produs, vase sub presiune prin care se pot scurge cantități însemnate de substanțe inflamabile;
 - defecțiuni la țevile cuptoarelor, care, funcție de fisura țevii pot produce incendiu de tip mare cu afectarea zonei de influență a instalației;

	CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești	Comanda DG-0545 din 15.03.2022
	LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT	Proiect nr. MD 2000.006

- surselor de aprindere a amestecurilor de vapori – aer din rezervoare: sarcinile electrostatice.

- Risc de explozie, datorită:

- nerealizării ventilației cuptorului înainte de aprinderea piloților;
- neintroducerii aburului de incendiu în camera de combustie, concomitent cu stingerea focului la cuptor și acumulării de gaze în interiorul acestuia;

Pentru păstrarea integrității instalației, cuptorul este prevăzut cu uși de explozie care asigură evacuarea parțială a volumului de gaze format.

Zonarea din punct de vedere al pericolului de explozie se prezintă astfel:

- grupele de explozie și clasele de temperatură, conform standardului CEI 79-10 sunt următoarele:
 - fracție C2-C5: IIA; T1
 - benzina: IIA; T3
 - motorina: IIA; T3
- zona de explozie conform standardului CEI 79-10 : 2

- Risc asupra stării de sănătate, datorită:

- noxelor posibil a fi prezente în atmosfera locurilor de muncă: H₂S, vapori de benzină, SO₂;
- proceselor chimice, folosirea de substanțe chimice periculoase;
- proceselor fizice care au loc la temperaturi ridicate;
- prezenței curentului electric ca alimentare, a motoarelor electrice;
- lucrului la înălțime pe coloane, estacade, vase, cuptoare;
- intervențiilor mecanice frecvente la utilaje dinamice, statice, intrări în vase pe perioada reviziei.

Ca efecte ale acestor cauze pot fi: intoxicații, arsuri termice și chimice, electrocutări, entorse, luxații, fracturi.

- Risc de poluare a mediului, datorită:

- evacuărilor de ape uzate cu conținut de: sulfuri, extractibile, fenol, suspensii, cloruri, Fe;
- efluentului gazos în care emisiile punctiforme de: SO_x, NO_x, CO, pot conduce la poluarea atmosferei;
- avariilor prezentate, prin care se evacuează în mediu cantități însemnate de produse petroliere cu efect asupra solului și apei subterane.

Se apreciază că instalația prezintă un grad ridicat de pericol de incendiu / explozie deoarece consecințele posibile se pot resimți asupra propriilor operatori, lucrătorilor din zona învecinată instalației, asupra factorilor de mediu, zona afectată, funcție de gravitatea evenimentului putând fi importantă ca mărime și efecte.

Instalația este dotată cu aparatură, echipamente și mijloace de intervenție pentru controlul și minimizarea unor astfel de evenimente.

12. Desulfurare gaze -Recuperare sulf - Tratate gaze reziduale - Stripare ape uzate-RGF-EGF – DG-RS-TG-SAU-RGF-EGF

➤ Date generale despre instalații

1. Instalația de desulfurare gaze (DG)și recuperare sulf (RS) II

Anul punerii în funcțiune:	1978
Tehnologie:	IPIP Ploiești
Modernizare sau re tehnologizare:	2003-2004; 2008-2009, 2011
Tehnologie de modernizare:	IPIP Ploiești

Capacitate de proiect după modernizare: 20 000 t sulf/an

2. Instalația de tratare gaze reziduale – Tail Gas I

Anul punerii în funcțiune: 2009

Tehnologie: Le Gaz Integral (LGI) – Franța

3. Complex recuperare RS TG III

Anul punerii în funcțiune: 2022

Tehnologie: Le Gaz Integral (LGI) – Franța

Capacitatea finală a complexului de recuperare sulf (liniile 2+3), este de 46.000 t sulf /an.

4. Instalația de Stripare ape uzate

Capacitatea de proiect: 70 mc/h

Anul punerii în funcțiune: 2009

Tehnologie: IPIP Ploiești

5. Instalația de Recuperare gaze facă - RGF

Capacitatea de proiect: 5 000 Nm³/h

Anul punerii în funcțiune: 1978

Modernizare sau re tehnologizare: 2003-2004;

Tehnologie: IPIP Ploiești

➤ *Amplasarea instalațiilor*

Instalațiile DG- RS sunt amplasate în partea de vest a Rafinăriei și aparțin Ariei de producție sector 3, având vecinătățile:

- la N: drumul 18;
- la S: drumul 19;
- la E: drumul B1, instalația Cocsare;
- la V: drumul A 4.

Instalația RS II + RS III este amplasată în incinta rafinării PETROTEL-LUKOIL SA, în spațiul disponibil de pe platforma instalației DGRS, între Instalația Tail Gas, și calea ferată pentru Rampa CF GPL.

Instalația Tratare Gaze Reziduale – Tail Gas, care tratează gazele reziduale provenite de la instalația DGRS, este amplasată în spațiul disponibil de pe platforma instalației DGRS, între Depozitul de sulf, instalația Recuperare Sulf și calea ferată pentru Rampa CF GPL.


Instalațiile RGF EGF aparțin Ariei de producție, sector 3 și sunt amplasate în partea de vest a Rafinăriei, între drumurile A, B, 17 c și 8, având ca vecinătăți:

- la N: magazie electrice;
- la S: drum 17 c;
- la E: drum B;
- la V: magazie chimicale.

➤ *Tehnologie*

Instalația DG-RS realizează desulfurarea gazelor de rafinărie rezultate din prelucrarea țițeiului, pentru a fi utilizate drept gaze combustibile și recuperarea sulfului, prin procedeul Claus.

Procesul tehnologic cuprinde următoarele faze:

	CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești	Comanda DG-0545 din 15.03.2022
	LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT	Proiect nr. MD 2000.006

- partea de absorbția cu MEA a H₂S din gazele de rafinare de la DAV3; HB; HPM și RGF;
 - partea de absorbția cu DEA a H₂S din gazele de rafinare de la CC; Cocsare și HB- CC;
 - desorbția H₂S și regenerarea soluțiilor de MEA și DEA;
 - recuperarea sulfurului prin procedeul Claus (o treaptă termică și 2 trepte catalitice);
 - colectare sulf ;
- ❖ Instalație Tail Gas care are ca scop conversia în H₂S a compușilor cu sulf rezultați de la soba Claus. Instalația cuprinde:
- treapta de hidrogenare și hidroliza; - treapta de eliminare a apei;
 - treapta de absorbție a H₂S în soluție de MDEA;
 - treapta de regenerare a aminei bogate;
 - treapta de incinerare a gazului rezidual.
- ❖ Instalație de stripare ape uzate care are ca scop îndepărtarea hidrogenului sulfurat și amoniacului din apele acide, rezultate din operațiile de stripare cu abur, răcire și spălare a gazelor obținute din instalațiile în care au loc procese termo-catalitice. Prin aplicarea acestei tehnologii se realizează:
- striparea apelor uzate menționate în scopul îndepărtării H₂S și NH₃ și obținerea unei ape uzate slab încărcată care se dirijează la stația de epurare;
 - dirijarea gazelor cu H₂S și NH₃ rezultate la instalația DGRS.
- ❖ Instalația Recuperare Gaze Facă (RGF) are ca scop valorificarea gazelor de joasă presiune rezultate din proces în instalațiile DAV3 și HPM și a gazelor de medie presiune de la CC, eșapate ocazional în colectoarele de facă din instalațiile tehnologice ale rafinării. Gazele utile recuperate sunt dirijate la instalația DGRS, desulfurate și apoi reintroduse în sistemul de gaze combustibile al rafinării.
- ❖ Instalația Evacuare Gaze Facă (EGF) asigură eliminarea în condiții de siguranță a fluxurilor de gaze evacuate din instalațiile tehnologice în condiții de urgență. Ea a fost dimensionată pentru a prelua debite mari de gaze rezultate din depresurizarea simultană a mai multor instalații, în condiții deosebite de funcționare.

Schemele de flux pentru instalații sunt prezentate în **Figurile 18 și 19**.

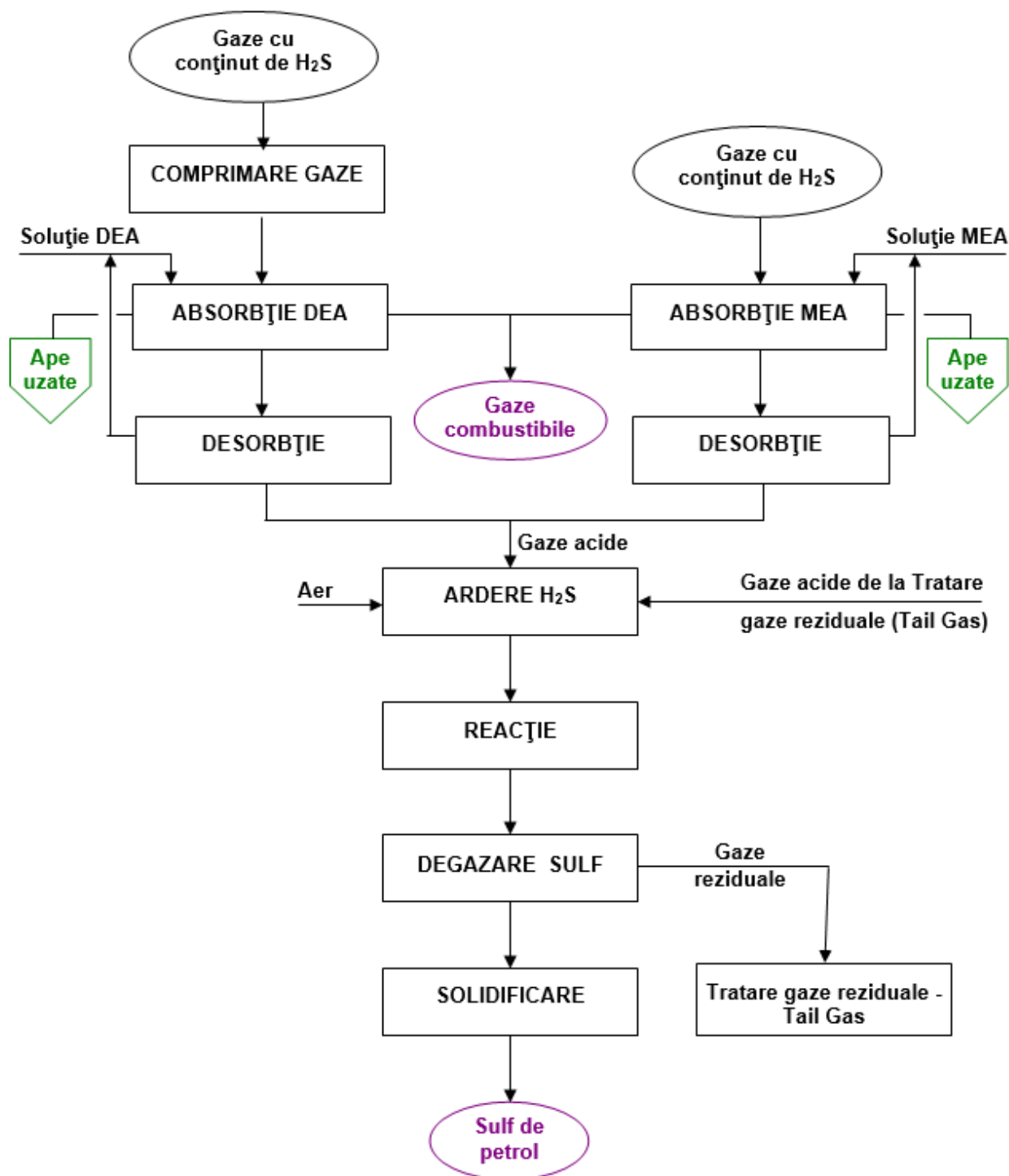


Figura 18 Schema de flux tehnologic pentru instalația Desulfurare gaze recuperare sulf

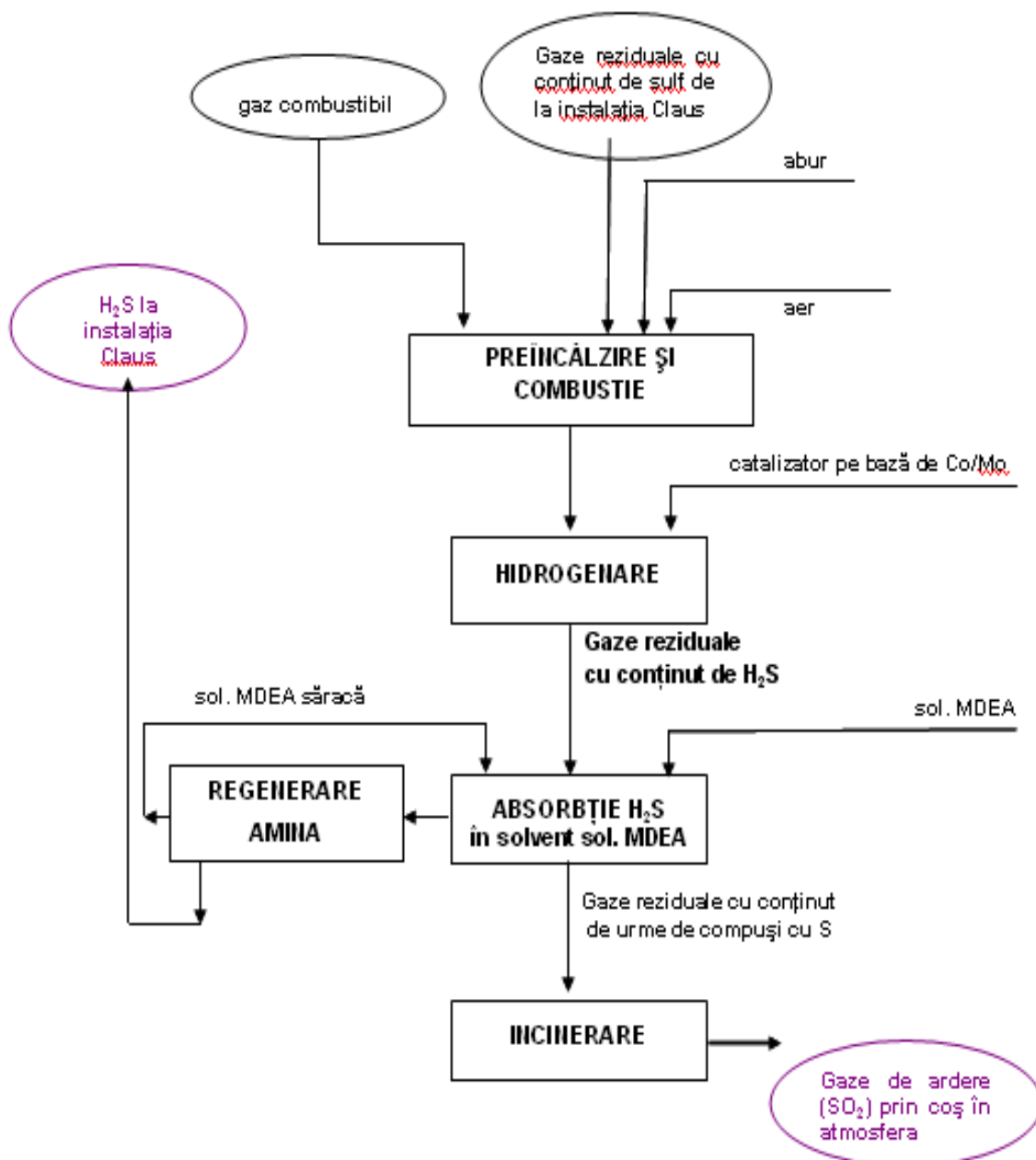


Figura 19 - Schema de flux tehnologic pentru instalația Tail Gas

Modernizări instalații DG-RS – TG – SAU

➤ *Modernizări efectuate în perioada 2003-2004:*

Desulfurare gaze:

- s-a implementat în instalație Sistemul de Control Distribuit (DCS) și de Oprere Automata în caz de Urgență, ESD.
- montare și legături conducte pentru filtrele de soluție MEA și soluție DEA;
- posibilitate by-passare pompe pentru menținerea pompelor de rezervă în stare caldă pe perioada înghețului;
- pozarea supraterană a conductelor de apă recirculată (tur și retur);
- înlocuirea conductelor subterane și modernizarea sistemului PSI conform normelor și normativelor în vigoare;

➤ *Recuperare sulf.*

- prevederea unor suflante noi de aer cu debite corespunzătoare creșterii de capacitate a instalației;
- prevederea unui “arzător de mare intensitate”;
- prevederea unui sistem de spălare a gazelor acide și de separare a apei antrenate prin spălare, în vederea îndepărtării amoniacului;
- înlocuirea cazanului recuperator și condensatorului de sulf, existente, cu echipamente noi corespunzătoare noii capacități;
- prevederea răcitorului de șlam;
- prevederea unui vas separator de lichid pe fluxul de gaze combustibile;
- prevederea unui catalizator performant;
- eliminarea H₂S degajat din sulful lichid colectat în cuva de sulf lichid;
- prevederea unui analizor de raport H₂S/SO₂ pe fluxul de gaze reziduale pentru controlul arderii parțiale a H₂S la soba Claus;
- s-a implementat în instalație Sistemul de Control Distribuit (DCS) și de Opreire Automata în caz de Urgență, ESD.

➤ *Modernizări efectuate în 2008:*

• Instalație recuperare sulf care are ca scop recuperarea sulfului din gazele acide provenite din procesul de desulfurare gaze cu MEA și DEA și noua instalație „Stripare ape uzate”, cu un randament de obținere a sulfului de min 97% și cuprinde:

- treapta termica (Soba Claus);
- 2 trepte catalitice care au loc în două reactoare;
- sistem de condensare și solidificare a sulfului;
- sistem de evacuare a gazelor reziduale la Instalația Tail Gas.

• Instalație Tail Gas care are ca scop conversia în H₂S a compușilor cu sulf rezultați de la soba Claus. Instalația cuprinde:

- treapta de hidrogenare și hidroliza;
- treapta de eliminare a apei;
- treapta de absorbție a H₂S în soluție de MDEA;
- treapta de regenerare a aminei bogate;
- treapta de incinerare a gazului rezidual.

• Instalație de stripare ape uzate care are ca scop îndepărtarea hidrogenului sulfurat și amoniacului din apele acide, rezultate din operațiile de stripare cu abur, răcire și spălare a gazelor obținute din instalațiile în care au loc procese termo-catalitice.


Prin aplicarea acestei tehnologii se realizează:

- striparea apelor uzate menționate în scopul îndepărtării H₂S și NH₃ și obținerea unei ape uzate slab încărcată care se dirijează la stația de epurare;
- dirijarea gazelor cu H₂S și NH₃ rezultate la instalația DGRS.

În urma modernizării s-au obținut:

- creșterea capacității de recuperare a sulfului din gazele de rafinare
- îmbunătățirea calității gazelor de rafinare utilizate drept combustibil
- creșterea eficienței energetice prin optimizarea proceselor de schimb de căldură
- îmbunătățirea calității factorilor de mediu
- creșterea siguranței în funcționare prin înlocuirea sistemului de automatizare convențional cu sistemele DCS și ESD.

➤ *Din anul 2011*

	CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești	Comanda DG-0545 din 15.03.2022
	LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT	Proiect nr. MD 2000.006

Proiectului de completare pentru instalația DG se compune din:

- Schema de conducte și automatizare (SCA) ;
- Plan de amplasare pentru întreaga platformă DGRS – Desulfurare gaze și Recuperare sulf;
- Plan cu clasificare ariilor periculoase pentru întreaga platformă DGRS – Desulfurare gaze și Recuperare sulf;
- Aparatură de automatizare adecvată cu posibilitatea conectării acesteia la sistemul de control distribuit al rafinării-DCS- (specificații de proiect pentru aparatele de măsură și control, montaj AMC, jurnale de cabluri, încălziri AMC);
- Montarea filtrelor cu cărbuni activi NF1C, NF2C;
- Înlocuirea vaselor verticale, cu rol de separatoare lichid - lichid, cu vase orizontale de capacitate mai mare, NV4, NV12;
- Montarea vaselor de scurgere puncte joase NV17, NV19;
- Montarea pompelor P11, P12 și P13, P14 care deservește vasele NV17 și NV19;
- Montaj și legături între conducte pentru filtrele de soluție MEA și DEA, separatoarelor lichid-lichid , schidurile de antispumant și a vaselor de scurgere puncte joase;
- Montarea analizoarelor de H₂S pe fluxul de gaze purificate la ieșirea din coloanele C1 și C3.
- Montarea demisterelor de tip Sulzer la vasele V3 și V11.

➤ *Modernizări 2018-2021*

Realizare complex recuperare sulf 3 (Instalația SRU&TGTU).

Proiectul constă în instalarea unei noi linii operaționale care să asigure, suplimentar față de capacitățile existente, recuperarea a 26.000 t sulf/an, (72 t sulf/zi) pentru un regim de funcționare de 8.760 h/an.

Astfel, capacitatea finală a complexului de recuperare sulf, a ajuns la 46.000 t sulf/an. În acest mod, este posibilă, în condițiile unui control mai bun al emisiei de compuși cu sulf în atmosferă procesarea în cadrul rafinării inclusiv a materiei prime cu un conținut mai mare de sulf.

Realizarea investiției a adus următoarele modificări:

- extinderea depozitului de sulf;
- montare suflante noi de aer pentru soba/sobele Claus și Generatoarele de gaz redus (RGG) din TG necesare ambelor linii;
- filtrarea MDEA pentru a asigura filtrarea a 10% din debitul vehiculat, inclusiv înlocuirea pompelor de amină săracă;
- instalare și montaj a incineratorului nou modernizat, cu recuperare de căldură;
- racordarea scurgerilor din punctele joase ale echipamentelor existente la noul vas (comun pentru ambele linii) pentru colectarea drenajelor de amină;
- alimentarea cu energie electrică a noii instalații și verificarea rezervei de capacitate la stația electrică 32/2F;
- realizarea distribuției de 0,4 KV din stația electrică 32/2F, astfel încât alimentarea noului complex să se facă din aceeași stație cu complexul existent, cu delimitarea celor două complexe;
- realizare instalație de climatizare și semnalizare incendiu la stația electrică 32/2F;

- modificare a clădirii stației electrice 32/2F, inclusiv expertize, avize;
- adaptarea camerei de comandă existente;
- demolarea coșului de dispersie existent și realizarea unui coș nou;
- configurarea sistemului de comandă și extinderea celui existent;
- integrarea celor două complexe RS & TG 2 și 3 în vederea operării unitare.

Modernizarea instalațiilor RGF-EGF

➤ *Modernizări efectuate în perioada 2003-2004:*

- Modernizarea instalației RGF a presupus următoarele modificări:
 - linie nouă de alimentare cu gaze de joasă presiune provenite din instalațiile DAV3 și Hidrofinare petrol-motorina.
 - înlocuirea compresoarelor tip CREPELLE, de mică capacitate, cu două compresoare cu piston tip C 502 cu capacitate de 2500 mc fiecare;
 - înlocuirea vasului de aspirație al compresoarelor, a răcitorului final și a vasului separator după treapta a doua de compresie cu utilaje mai mari, dimensionate corespunzător noii capacități de prelucrare;
 - montarea unor filtre basket pe linia de aspirație a compresoarelor nou introduse în schema instalației.
 - montarea unor pompe noi pentru vehicularea produselor separate (condens din gaze și apa acidă);
 - introducerea în schema instalației a sistemului de purjare cu N₂ a compresoarelor;
 - s-a realizat pozarea supraterană a conductelor de apă recirculată tur și retur;
 - amenajări ale utilajelor existente pentru montarea noilor echipamente de automatizare;
 - s-a implementat în instalație Sistemul de Control Distribuit (DCS) și de Opreire Automata în caz de Urgență, ESD.
- Modificările realizate pentru modernizarea instalației EGF:
 - înlocuirea capetelor de faclă existente cu capete de faclă NAO cu etanșare fluidică;
 - înlocuirea sistemului de teleaprindere și supraveghere de la distanță a arderii;
 - un nou sistem de alimentare și reglare a gazului combustibil pentru aprindere și pentru piloți.
 - conducte noi de alimentare cu gaz a etanșării fluidice.
 - prevederea unui sistem de reglare automată a injecției de abur la capetele de faclă pentru asigurarea arderii fără fum;
 - montarea unor pompe noi pentru vehicularea apei acide;
- În urma modernizării s-au obținut:
 - mărirea gradului de recuperare a gazelor de rafinare și reducerea cantităților de gaze dirijate la faclă.
 - îmbunătățirea calității factorilor de mediu.

Instalații DG-RS – TG – SAU

➤ *Materii prime și auxiliare*

Materii prime

- gaze cu hidrogen sulfurat și mercaptani de la instalațiile tehnologice

Materiale auxiliare

- soluție MEA și DEA
- catalizatori

➤ *Produse*

- gaze combustibile pentru consum intern
- sulf
- soluții sărace de MEA și DEA.

Din instalația de recuperare sulf rezultă și gaze reziduale care se transmit la incinerator până la pornirea instalației de tratare gaze reziduale Tail Gas.

➤ *Evacuări către mediu*

1. Evacuări de ape

Apele uzate industriale rezulta din procesul tehnologic din următoarele surse:

- V1, V9 în cantitate mică și sunt dirijate la canalizarea industrială a instalației.
- Apa cu H₂S rezultată în vasele 10-NV30 și 10-NV31 este dirijată în sistem închis în vasul de condensate al faclei de joasă presiune și de aici în instalația Stripare ape uzate. Debitul continuu de apă cu H₂S este de maxim 1 m³/h.

2. Evacuări în aer

a) Emisii punctiforme

Sursa de emisie punctiformă o constituie faza de incinerare gaze cu conținut de H₂S, urmare a arderii combustibilului gazos - gaze de rafinare și a gazelor acide .

Gazele de ardere rezultate sunt evacuate prin tiraj natural în atmosferă, printr-un coș de dispersie.

b) Emisii difuze

Sursele emisiilor difuze sunt rezultatul neetanșeităților de la utilaje dinamice, statice, legături de conducte dintre acestea.

3. Deșeuri

Din instalația DGRS rezultă deșeuri de catalizatori la epuizarea duratei de viață a acestora.


➤ *Tipuri de risc ce pot apare în cadrul instalației*

Cauzele care conduc la abateri de la funcționarea normală a instalației sunt:

- opriri și porniri prin nerespectarea sau necorelarea secvențelor de urmat sau întârzierii în punerea sau scoaterea din circuit a unor fluxuri din cadrul proceselor;
- diminuarea sau căderea unor utilități în timpul desfășurării proceselor ca abur, apă, azot, curent electric sau a unor fluxuri ca fluxul de hidrogen sulfurat, soluție MEA;
- schimbarea calitativă a materiei prime;
- reacții necontrolate din cauza unor dozări greșite, nerespectarea condițiilor de temperatură, presiune, mediu de lucru.

Aceste cauze pot crea următoarele situații:

- depășirea presiunii și / sau temperaturii maxime admisibile care pune în pericol rezistența echipamentului;
- regim de temperaturi și / sau presiuni sub valorile celor de lucru cu producere de pagube economice ce se reflectă în calitatea produsului;
- scăderea temperaturii în domeniul temperaturii negative datorită depresurizării utilajelor sau sistemelor.

	CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești	Comanda DG-0545 din 15.03.2022
	LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT	Proiect nr. MD 2000.006


Evenimentele care pot determina opriri accidentale sau situații de avarii ale instalației DGRS cu apariția riscului pentru factorii de mediu și factorul uman, a exploziilor și a incendiilor sunt:

1. La Desulfurare Gaze (DG):

- Opriri accidentale:
 - întreruperea alimentării cu abur;
 - întreruperea alimentării cu energie electrică;
 - întreruperea alimentării cu aer AMC;
 - întreruperea alimentării cu azot;
 - scăderea presiunii de apă de răcire;
 - întreruperea alimentării cu materie primă;
 - oprirea sistemului de filtrare soluție MEA;
 - oprirea sistemului de filtrare soluție DEA.
- Deranjamente mecanice la filtre sau pe conducte
- Situații de avarii:
 - neetanșeități la conducte;
 - spargerea sau ruperea unei conducte;
 - ruperea unor racorduri de scurgere la filtre;
 - spargerea unor garnituri la filtre sau conducte;
 - ruperea unui filtru.

2. La Recuperare Sulf (RS):

- Opriri accidentale:
 - întreruperea curentului electric;
 - întreruperea alimentării cu abur;
 - oprirea apei de răcire;
 - întreruperea aerului AMC;
 - întreruperea alimentării cu gaze combustibile;
 - întreruperea alimentării apei demineralizate și dezaerate;
 - întreruperea alimentării cu gaze acide;
 - repornirea instalației după oprirea accidentală.
- Deranjamente mecanice
 - înfundarea, corodarea și fisurarea ambrazurii arzătoarelor;
 - spargere țevi condensatoare.
- Situații de avarii
 - neetanșeități cu incendiu;
 - neetanșeități fără incendiu;
 - defecțiuni la soba Claus.
- Avarii grave:
 - spargerea sau ruperea unei conducte;
 - explozia sobei Claus;
 - ruperea unor racorduri de scurgere la vase sub presiune;
 - ruperea conductelor de faclă;
 - ruperea conductei în interiorul instalației;
 - ruperea conductei la exteriorul instalației;
 - spargerea unor garnituri la vase sau conducte;
 - ruperea unor utilaje.

	CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești	Comanda DG-0545 din 15.03.2022
	LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT	Proiect nr. MD 2000.006

Pentru această instalație sunt identificate următoarele riscuri potențiale:

- Risc de incendiu, datorită:
 - unor scăpări de produse calde sau scurgeri la neetanșeități flanșe, conducte, guri vizitare, cu producere de incendiu de tip local mic;
 - spargerii garniturilor, flanșelor, presetupelor, ventilelor aferente conductelor de produs, vase sub presiune prin care se pot scurge cantități însemnate de substanțe inflamabile;
 - surselor de flacără directă: arzătoarele sobei Claus, incineratorul, scântei din frecare sau lovire, suprafețe metalice supraîncălzite, reacții chimice exoterme apărute în manipularea necorespunzătoare la depozitul de sulf, echipament electric defect sau descărcarea electricității statice, motoarele automobilelor.
- Risc de explozie, datorită:
 - manipulării necorespunzătoare la depozitul de sulf, unde există pericolul de explozie a prafului de sulf.

Grupele de explozie și clasele de temperatură, conform standardului CEI 79-10 sunt următoarele:

- gaze cu H₂S: II C ; T 3;
- monoetanolamina, dietanolamina: II A; T 1;
- gaze combustibile (H₂, CH₄, C₂H₆): IIA ; T2;
- hidrogen sulfurat: IIB; T 3;
- gaze DGRS: IIB ;T 2
- zona de explozie conform standardului CEI 79-10 : 2

- Risc asupra stării de sănătate, datorită:
 - noxelor posibil a fi prezente în atmosfera locurilor de muncă: H₂S, SO₂;
 - proceselor chimice, folosirea de substanțe chimice periculoase;
 - proceselor fizice care au loc la temperaturi ridicate;
 - prezenței curentului electric ca alimentare, a motoarelor electrice;
 - lucrului la înălțime pe coloane, estacade, vase;
 - intervențiilor mecanice frecvente la utilaje dinamice, statice, intrări în vase pe perioada reviziei.


Ca efecte ale acestor cauze pot fi: intoxicații, arsuri termice și chimice, electrocutări, entorse, luxații, fracturi.

- Risc de poluare a mediului, datorită:
 - evacuărilor de ape uzate cu conținut de: sulfuri;
 - efluentului gazos în care emisiile punctiforme de: SO_x, NO_x, CO, pulberi, pot conduce la poluarea atmosferei;
 - avariilor prezentate, prin care pot evacua în mediu produse petroliere cu efect asupra solului și apei subterane.

Se apreciază că instalația prezintă un grad ridicat de pericol de incendiu / explozie deoarece consecințele posibile se pot resimți asupra propriilor operatori, lucrătorilor din zona învecinată instalației, asupra factorilor de mediu, zona afectată, funcție de gravitatea evenimentului putând fi importantă ca mărime și efecte.

Instalația este dotată cu aparatură, echipamente și mijloace de intervenție pentru controlul și minimizarea unor astfel de evenimente.

Măsurile de intervenție în cazul apariției accidentelor cu efecte asupra factorilor de mediu și factorului uman sunt menționate în planurile de intervenție.

	CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești	Comanda DG-0545 din 15.03.2022
	LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT	Proiect nr. MD 2000.006

Informații complete privind siguranța în exploatare și funcționare, SSM, SU sunt prezentate în regulamentul de funcționare și exploatare a instalației.

Instalația Recuperare gaze faclă - Evacuare gaze faclă

➤ ***Materii prime și auxiliare:***

- gaze de joasă presiune de la DAV3;
- gaze de joasă presiune de la HPM;
- gaze faclă (de joasă, medie și înaltă presiune).

➤ ***Produse:***

- gaze cu H₂S la DGRS;
- condensat din gaze (șlops);

Instalația Evacuare Gaze Facla (EGF) asigură eliminarea în condiții de siguranță a fluxurilor de gaze evacuate din instalațiile tehnologice în condiții de urgență. Ea a fost dimensionată pentru a prelua debite mari de gaze rezultate din depresurizarea simultană a mai multor instalații, în condiții deosebite de funcționare.

În instalație se realizează:

- colectarea și dirijarea gazelor descărcate din instalațiile rafinării, în condiții normale de lucru și de urgență;
- separarea eventualelor lichide antrenate în gazele dirijate spre faclă;
- arderea gazelor la faclă, în condiții de siguranță.

Capacitatea de evacuare a sistemului de colectare și eliminare (ardere) a gazelor este dată de capacitatea de ardere a capetelor de faclă NAO:

- faclă de joasă presiune - care colectează gazele eșapate din instalațiile: izomerizare, FG, RC, HB, HPM, DAV3, Cocsare, DGRS - max. 142.550 kg/h
- faclă de medie presiune - care colectează gazele eșapate din instalațiile Cracare catalitică și HDS-CC - max. 112.000 kg/h
- faclă de înaltă presiune - care colectează gazele eșapate de la instalațiile DGRS, izomerizare, HPM, RC, HB, parc sferă și rampa GPL și parc solvenți - max. 126.615 kg/h

➤ ***Evacuări către mediu***

1. Evacuări de ape


Apele uzate industriale rezultă din procesul tehnologic din următoarele surse 21/2-NV4, 21/1-V1, 21/1-V2, 21/1-V3. Aceste ape cu conținut de H₂S care rezultă în funcționarea normală în instalație, sunt colectate și trimise la secția Stripare Ape Uzate din cadrul instalației Cracare Catalitică.

Apele menajere provenite de la instalații sunt colectate în canalizarea menajeră și sunt tratate final la instalația de Epurare ape reziduale a rafinării.

Debitul estimat de ape menajere este: mediu zilnic 1m³ /zi. Apele meteorice sunt evacuate la canalizarea meteo.

Condensul rezultat din proces este recuperat integral și dirijat în rețeaua de condens a rafinării.

Apele rezultate în caz de incendiu sunt evacuate la canalizarea industrială a instalației și sunt dirijate la stația de epurare. Apele uzate de la scurgerile vaselor, pompelor de pe platforma instalației și apa rezultată în urma spălării utilajelor, după colectarea în sistemul de canalizare sunt tratate în stația de epurare.

	CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești	Comanda DG-0545 din 15.03.2022
	LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT	Proiect nr. MD 2000.006

Apele uzate industrial, apele menajere și cele meteo din instalația RGF sunt dirijate la stația de preepurare și apoi la stația de epurare.

2. Evacuări în aer

- gaze arse provenite de la facla de joasă, medie și înaltă presiune;
- hidrocarburi datorate neetanșeităților la utilaje

3. Deșeuri

Din instalație nu rezultă deșeuri solide specifice.

➤ *Tipuri de risc ce pot apare în cadrul instalației*

Evenimentele care pot determina opriri accidentale sau situații de avarii ale instalației cu apariția riscului pentru factorii de mediu și factorul uman, a exploziilor și a incendiilor sunt:

- Opriri accidentale:
 - întreruperea alimentării;
 - întreruperea alimentării cu combustibil;
 - întreruperea alimentării cu abur;
 - întreruperea alimentării cu energie electrică;
 - întreruperea alimentării cu aer AMC;
 - întreruperea alimentării cu apă recirculată;
 - întreruperea alimentării cu azot.
- Deranjamente mecanice
 - spargerea unei garnituri, fisuri pe traseul unor conducte principale;
 - deranjamente la arzătoarele pilot;
- Situații de avarii:
 - spargerea sau ruperea unei conducte din instalația RGF;
 - spargerea sau ruperea unei conducte din instalația EGF;
 - ruperea conductei în interiorul instalației RGF;
 - ruperea conductei în exteriorul instalației EGF;
 - ruperea ștuțurilor de scurgere la vasele sub presiune;
 - spargerea unor garnituri la vase sau conducte;
 - ruperea unor utilaje;
 - avarii la capetele de faclă;
 - explozia unui coș de faclă sau a unui colector de faclă principal.

Pentru această instalație sunt identificate următoarele riscuri potențiale:

- Risc de incendiu, datorită:
 - unor scăpări de produse sau scurgeri la neetanșeități flanșe, conducte, guri vizitare, cu producere de incendiu de tip local mic;
 - spargerii garniturilor, flanșelor, presetupelor, ventilelor aferente conductelor de produs, vase sub presiune prin care se pot scurge cantități însemnate de substanțe inflamabile;
 - surselor de flacăra directă: lucrări cu foc deschis, scântei din frecare sau lovire, suprafețe metalice supraîncălzite, echipament electric defect sau descărcarea electricității statice, motoarele automobilelor.
- Risc asupra stării de sănătate, datorită:
 - noxelor posibil a fi prezente în atmosfera locurilor de muncă: H₂S;
 - proceselor fizice care au loc la temperaturi ridicate;

- prezenței curentului electric ca alimentare, a motoarelor electrice;
- lucrului la înălțime pe coloane, estacade, vase
- intervențiilor mecanice frecvente la utilaje dinamice, statice, intrări în vase pe perioada reviziei.

Ca efecte ale acestor cauze pot fi: intoxicații, arsuri termice și chimice, electrocutări, entorse, luxații, fracturi.

- Risc de poluare a mediului, datorită:

- evacuărilor de ape uzate cu conținut de: sulfuri;
- efluentului gazos în care emisiile punctiforme de: SO_x, NO_x, CO, pulberi, pot conduce la poluarea atmosferei;
- avariilor prezentate, prin care pot evacua în mediu produse petroliere cu efect asupra solului și apei subterane.

Se apreciază că instalația prezintă un risc sever de incendiu/explozie deoarece consecințele posibile se pot resimți asupra propriilor operatori, lucrătorilor din zona învecinată instalației, asupra factorilor de mediu, zona afectată, funcție de gravitatea evenimentului, putând fi importantă ca mărime și efecte.

Instalația este dotată cu aparatură, echipamente și mijloace de intervenție pentru controlul și minimizarea unor astfel de evenimente.

➤ *Modernizări 2017*

S-a montat și pus sistemele fixe de detectare a gazelor explozive, hidrogenului sulfurat și a amoniacului din cadrul instalației DG-RS-TG- SWS-RGF

13. Aria AFPE (Amestecare Finisare Produse Expediție)

➤ *Date generale despre instalație:*

Instalațiile aflate în coordonarea Ariei AFPE, sunt: parcuri de rezervoare (materii prime, semifabricate și produse finite) și rampe de livrare combustibili (de încărcare auto, CF), rampe de descărcare produse utilizate în cadrul instalațiilor.


Rampele de livrare combustibili (de încărcare auto, CF) și rampele de descărcare produse utilizate în cadrul instalațiilor, aparțin de platforma PETROTEL-LUKOIL, însă sunt exploatate de TP LOG EXPED SERVICES SRL.

În cadrul Ariei AFPE se realizează următoarele activități:

- recepționarea țițeiului aprovizionat prin conducte sau vagoane CF și transmiterea spre prelucrare;
- recepționarea tuturor produselor obținute în Rafinărie;
- stocarea produselor finite și semifabricate;
- amestecarea diferitelor tipuri de produse petroliere din aceeași gamă: benzine, motorine, în vederea obținerii produselor comerciale;
- finisarea amestecurilor prin aditivare;
- expediția produselor către beneficiari prin rampe auto sau CF;
- expediție GPL prin rampe auto și CF

➤ *Modernizări efectuate în perioada 2003-2004:*

- Montarea membranelor interioare la rezervoarele cu capac fix de depozitare benzina comerciala, aferente Rampei auto și la rezervoarele de depozitare MTBE.

	CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești	Comanda DG-0545 din 15.03.2022
	LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT	Proiect nr. MD 2000.006

- Înlocuirea sistemului de cântărire al rampelor CF pentru combustibili lichizi și rampa GPL
- Realizarea sistemului de telemăsură tip „radar” la toate rezervoarele funcționale

➤ *Modernizări efectuate în 2007-2008:*

În anul 2007, s-au realizat:

- Montarea sistemelor de recuperare vapori la rampele de încărcare benzina, AUTO și CF.
- Principiul de funcționare al instalației de recuperare vapori se bazează pe fenomenul de adsorbție – desorbție ciclica al hidrocarburilor ușoare până la C6 pe cărbune activ.
- Sistemele includ monitorizarea continua a emisiilor de COV la evacuarea în atmosfera

În anul 2008 s-au realizat:

- Montarea sistemelor de etanșare dublă la rezervoarele cu capac flotant de depozitare benzina comerciala, aferente Rampei CF
- Vopsirea rezervoarelor de benzina aferente terminalelor

În urma modernizării s-au obținut:

- Reducerea emisiilor de COV de la rezervoarele de depozitare menționate, conform cerințelor HG 568/2001.
- Creșterea gradului siguranța și precizie în funcționare.

➤ *Modernizări efectuate în 2013:*

La rampa auto , printr-un proiect realizat de firma SPOTING in colaborare cu firma OPTIMATIC, au fost schimbate vechile contoare fiscale de la postul 7, prin contoare Emerson DL-8000.

➤ *Modernizări efectuate în 2014*

Pentru a reduce riscurile de accidente/incidente și asigurarea liniilor de produse congelabile, după efectuarea manevrelor de pompare, s-a implementat pentru suflarea liniei de motorină 2 CC între instalațiile CC și AFPE, înlocuirea aerului cu gaz inert (azot). Azotul este furnizat de Fabrica nouă de Azot de pe platforma rafinăriei.

➤ *Modernizări efectuate în 2015:*

La rampa auto , printr-un proiect al firmei “BURGASNEFTEPROEKT EOOD”(numar de proiect 118-PLK-RA-MA-BD-01-00) au fost schimbate compresoarele ATLAS COPCO K1, K2 cu alte compresoare ATLAS COPCO de o generatie mai noua.

➤ *Modernizări în perioada 2016-2017:*

Mărirea capacității de descărcare a FAME si BIOETANOL.

Pentru acesta în rampa CF s-a montat un colector cu 10 posturi de descărcare pentru FAME si un colector cu 10 posturi de descărcare pentru BIOETANOL. Pentru FAME se vor realoca 2 pompe centrifuge. Descărcarea din vagoanele CF in colector se va face cu furtune flexibile Dn100, prevăzute cu supape antiretur. Pompele pentru descărcarea BIOTENOL vor fii de tipul „POMPETERMA 100-34”.


➤ *Modernizări în 2017-2018:*

RAMPA AUTO

- Reconstrucția rampei auto existente.
- Reconstrucția rampei auto existente presupune realizarea următoarelor lucrări:
- Inlocuirea bratelor de incarcare cu brate care permit incarcarea pe jos in autocisterne si marirea capacitatii de incarcare prin montarea unor brate noi de incarcare pe jos in autocisterne astfel incat sa se poata realiza incarcarea distincta pentru fiecare produs livrat prin rampa auto;
- S-au creat 2 posturi de incarcare separat pentru Lukoil Moldova
- S-au montat sisteme de aditivare independente la fiecare skid de incarcare
- S-au montat 4 pompe noi de capacitate mare 350 m/h(2 buc pentru benzina si 2 buc pentru motorina)
- S-au relocat 2 pompe de 180m/h (1 buc pentru Lukoil Moldova si 1 buc pentru Bz 100)
- S-a inlocuit instalatia SRV cu una noua care preia vaporii si ii duce la rezervorul R6
- Montaj brate adecvate pentru colectarea vaporilor de benzina si directionarea lor catre sistemul de recuperare vaporii;
- Înlocuirea pompelor existente cu pompe noi de capacitate mărita care sa asigure din punct de vedere tehnic încărcarea a 2.000-2.500 litri/min, indiferent de numărul brațelor de încărcare cu același produs folosite simultan;
- Inlocuirea sistemelor fiscale de masurare si control cantitativ de produse tip PETRO-COUNT cu sistem tip Emerson bazate pe controlerul DL 8000, 4 sisteme Emerson sunt existente si 8 sisteme Emerson sunt noi;
- Instalarea a 2 skid-uri de depozitare si pompare aditivi ECTO. Skid-urile au urmatoarele caracteristici: capacitate de stocare 2000 litri/skid, sunt dotate cu sistem de incalzire, au inclusa pompa si sistem de transvazare din butoaie/IBC in rezervoare, pompele de aditiv sunt dotate cu sistem automat de recirculare in perioadele de reducere debit sau oprire incarcare;
- Optimizarea tehnologiei de încărcare. Este necesara asigurarea logistica astfel încât, de la intrarea pe poarta pana la ieșire, cisterna sa se deplaseze într-o singura direcție fără manevre suplimentare, evitând întâlnirile cu alte cisterne. Timpul maxim de la intrare si pana la ieșirea din rampa auto nu trebuie sa depășească 60 de minute;
- Implementare sistem integrat de conducere automatizata și întocmire documente de însoțire;
- Automatizarea fluxului de acces, încărcare si eliberare documente de însoțire in scopul minimizării participării angajaților PETROTEL-LUKOIL S.A. si LUKOIL ROMANIA S.R.L. in procesul livrării;
- Reabilitarea cailor de acces si platforme betonate;
- Amenajare sistem de colectare a eventualelor scurgeri de produs pentru fiecare post de incarcare (5 sisteme pe toata lungimea postului de incarcare);
- Amenajare parcare exterioara și cale acces către incinta PLK;
- Refacere sistem canalizare si PSI.

RAMPA AUTOMATA CF

- Sistemul de tractare vagoane model RS50 a fost pus in functiune in anul 2017(firele 2 si 3 si anul 2018(firele 1 si 4)Autor Voller AnlagenbauGmbH
- Inlocuirea cantarelor firele 1,2.,3,4 cu noile sisteme de cantarire tip PHILRO echipamente destinate utilizarii in zone Ex(I si II)

	CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești	Comanda DG-0545 din 15.03.2022
	LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT	Proiect nr. MD 2000.006

Efecte estimate

- Reducerea timpului de încărcare a produselor finite în autocisterne și, respectiv, creșterea livrărilor de produse petroliere în perioada verii;
- Reducerea timpului de întocmire a documentelor de intrare/ieșire a mașinilor în/din Rampa Auto;
- Reducerea cheltuielilor cu prelevarea și analiza probelor în laborator;
- Reducerea cheltuielilor cu serviciile de întocmire a documentelor datorită automatizării obiectivului;
- Creșterea fiabilității în funcționare a utilajelor tehnologice.

➤ *Tipuri de risc ce pot apărea în cadrul instalațiilor din Aria AFPE*

Evenimentele care pot determina opriri accidentale ale ariei cu apariția riscului pentru factorii de mediu și factorul uman, a exploziilor și incendiilor sunt:

- avarii tehnologice:

a) Întreruperea alimentării cu materie primă, a recepționării produselor petroliere de la instalațiile producătoare ale Rafinăriei ;

b) Întreruperea alimentării cu utilități: energie electrică, abur de 4 bar.

c) avarii mecanice, care conduc la scăpări de produse petroliere generate de neetanșeități, fisuri sau rupturi de conducte, defecțiuni de rezervoare, pompe.

Pentru Aria AFPE sunt identificate următoarele potențiale riscuri:

- Risc de incendiu, datorită:

- prezenței produselor inflamabile
- posibilității formării de amestecuri explozive între vaporii de substanțe explozive și aer;
- nerespectării parametrilor de depozitare;
- surselor de aprindere a amestecurilor de vapori – aer din rezervoare: sarcinile electrostatice;
- utilizării instalațiilor electrice care nu sunt antiex;
- unor scăpări de produse calde sau scurgeri la neetanșeități flanșe, conducte, guri vizitare, cu producere de incendiu de tip local mic;
- spargerii garniturilor, flanșelor, presetupelor, ventilelor aferente conductelor de produs.

- Risc de explozie:

- prezența produselor inflamabile ce pot genera explozii;


Posibilitatea formării amestecurilor explozive în rezervoarele de produse petroliere este determinată de existența în interiorul rezervorului a unui spațiu de vapori de produs și aer la suprafața lichidului. Concentrația vaporilor în spațiul de deasupra lichidului este funcție de temperatura de fierbere a produsului și de condițiile climatice.

Lichidele cu temperatura de inflamabilitate cuprinsă între 55 – 100 °C produc vapori care pot da naștere la amestecuri explozive atunci când sunt manipulate, prelucrate sau depozitate în condiții în care temperatura depășește temperatura de inflamabilitate.

În consecință zonele de pericol de explozie existente în cadrul ariei sunt:

- zonele 1 și 2 pentru suprafețele rezervoarelor de diferite capacități ce conțin lichide cu punct de inflamare sub 28 °C;
- zona 0, spațiul de vapori din interiorul rezervorului.

În cazul în care unul din lichidele vehiculate la o temperatură peste punctul de fierbere la presiune atmosferică, sau unul din gazele inflamabile lichefiate prezintă scăpări datorită defectării etanșării, situația impune extinderea zonei deja clasificate astfel:

	CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești	Comanda DG-0545 din 15.03.2022
	LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT	Proiect nr. MD 2000.006

-în interiorul zonei 2 pot exista zone 1 limitate ca întindere cum ar fi:

a) o sferă cu raza de 0,3 m în jurul unei etanșări mecanice a pompei ce vehiculează fie un lichid inflamabil la / sau peste punctul său de fierbere la presiune atmosferică, fie un gaz inflamabil lichefiat;

b) toate spațiile sub nivelul solului fără ventilație adecvată: cămine canalizare, cuve.

Întinderea zonei periculoase în apropierea rezervoarelor este propusă la 1,5 m de jur împrejurul capacului și mantalei, iar întinderea orizontală a zonei periculoase la nivelul solului neținând seama de nici un efect al unui perete împrejmuitor, este propusă la 15 m de rezervor.

- clase de temperatură: T 1, T 2, T 3;
- clasă de explozie: II A, II B.

În vederea prevenirii și combaterii incendiilor / exploziilor, rezervoarele pentru depozitarea produselor petroliere sunt echipate cu:

- legături de punere la pământ;
- legături de spumă chimică;
- supape de aerisire și respirație;
- opritori de flăcări, pentru rezervoarele pentru produs inflamabile sub 65°C pe supapele de aerisire și respirație.

Pentru a reduce riscurile de accidente/incidente liniile de produse congelabile, după efectuarea manevrelor de pompare, se suflă cu gaz inert (azot).

- Risc asupra stării de sănătate, datorită:

- produselor inflamabile ce pot genera incendii;
- produselor inflamabile ce pot genera explozii;
- toxicității hidrocarburilor aromatice;
- prezenței curentului electric ca utilitate;
- lucrului la înălțime pe rezervoare;
- intervențiilor mecanice frecvente la utilaje dinamice, statice;

Ca efecte ale acestor cauze pot fi: intoxicații, arsuri termice și chimice, electrocutări, entorse, luxații, fracturi.

- Risc de poluare a mediului, datorită:

- emisiilor masive de gaze ce pot avea loc la producerea incendiilor / exploziilor;
- avariilor prezentate, prin care se evacuează în mediu cantități însemnate de produse petroliere cu efect asupra apei, solului și pânzei freatice.

Se apreciază că Aria AFPE prezintă un **risc de incendiu / explozie sever** deoarece consecințele posibile se pot resimți asupra propriilor operatori, lucrătorilor din zona învecinată ariei, asupra factorilor de mediu, zona afectată putând fi importantă ca mărime și efecte, funcție de gravitatea evenimentului.

Aria AFPE este dotată cu aparatură, echipamente și mijloace de intervenție pentru controlul și minimizarea unor astfel de evenimente. Măsurile de intervenție în cazul apariției accidentelor cu efecte asupra factorilor de mediu și factorului uman sunt menționate în planurile de intervenție.

Instalațiile tehnologice principale descrise anterior au în componență **cuptoare tehnologice**.

Localizarea cuptoarelor tehnologice, codul, tipul, puterea termică a acestora, numărul de arzătoare, produsul vehiculat și combustibilul utilizat, precum și caracteristicile coșurilor de evacuare a gazelor arse sunt prezentate în tabelul următor (**Tabelul 4**).

	CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești	Comanda DG-0545 din 15.03.2022
	LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT	Proiect nr. MD 2000.006

Tabelul 4: Caracteristici Cuptoare tehnologice


Nr. crt.	Instalația	Cod cuptor tehnologic	Tip cuptor / funcționalitate	Putere termică, MWt	Număr arzătoare	Produs vehiculat	Combustibil utilizat	Evacuare gaze arse
1.	Distilare atmosferică și în vid, DAV 3	01-H2	Cuptoare tehnologice paralelipipedice pentru încălzirea materiei prime	42,3	14 - LowNOx	Țiței	Combustibil gazos	Coș comun de evacuare gaze arse - Înălțime: 100 m - Diametru la vârf: 3,8 m
		01-H3		15,1	7 - LowNOx	Păcură DA	Combustibil gazos	
	Hidrofinare petrol și motorină, HPM	06-H1	Cuptor tehnologic cilindric vertical pentru încălzirea materiei prime	11	7 - LowNOx	Motorină	Combustibil gazos	
2.	Hidrofinare benzină, HB	03-H1	Cuptoare tehnologice cilindrice verticale pentru încălzirea materiei prime	3,2	7 - LowNOx	Benzină	Combustibil gazos	Coș de evacuare gaze arse - Înălțime: 35,2 m - Diametru la vârf: 1,38 m
3.		03-H2		11,1	6 - LowNOx	Benzină	Combustibil gazos	Coș de evacuare gaze arse - Înălțime: 33,8 m - Diametru la vârf: 1,4 m
4.	Reformare catalitică, RC	04-H1	Cuptoare tehnologice de proces	5,4	12 - LowNOx	Benzină	Combustibil gazos	Coș de evacuare gaze arse - Înălțime: 51,6 m - Diametru la vârf: 1,58 m
5.		04-H2		5,4	12 - LowNOx	Benzină	Combustibil gazos	Coș de evacuare gaze arse - Înălțime: 62,2 m - Diametru la vârf: 2,05 m
6.		04-H3		5,4	12 - LowNOx	Benzină	Combustibil gazos	Coș de evacuare gaze arse - Înălțime: 51,6 m - Diametru la vârf: 1,58 m
7.		04-H5		7	4 - LowNOx	Benzină	Combustibil gazos	Coș de evacuare gaze arse - Înălțime: 33,3 m - Diametru la vârf: 1 m
8.	Izomerizare	76-H1	Cuptor tehnologic*	-	LowNOx		Combustibil gazos	Coș de evacuare gaze arse - Înălțime: 10,75 m - Diametru la vârf: 0,85 m

Notă: *Cuptorul tehnologic de la Instalația Izomerizare funcționează numai la pornire pentru uscarea sistemului, a sitei moleculare de la uscătoarele de materie primă și regenerarea catalizatorului.

	CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești	Comanda DG-0545 din 15.03.2022
	LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT	Proiect nr. MD 2000.006

Tabelul 4 (continuare): Caracteristici Cuptoare tehnologice

Nr. crt.	Instalația	Cod cuptor tehnologic	Tip cuptor / funcționalitate	Putere termică, MWt	Număr arzătoare	Produs vehiculat	Combustibil utilizat	Evacuare gaze arse
9.	Fabricile de hidrogen	R101/1	Reformer	10,6	3 - LowNOx	Metan si abur	Combustibil gazos	Coș de evacuare gaze arse - Înălțime: 19,7 m - Diametru la vârf: 0,6 m
		R101/2	Reformer	10,6	3 - LowNOx	Metan si abur	Combustibil gazos	Coș de evacuare gaze arse - Înălțime: 19,7 m - Diametru la vârf: 0,6 m
10.	Cracare catalitică, CC	09-FV3	Regenerator catalizator	-	-	Catalizator de echilibru	-	Coș de evacuare gaze arse - Înălțime: 60 m - Diametru la vârf: 2,9 m (prin inst. Belco)
11.	Hidrodeshulfurare benzină, HDS-CC	75-H1	Cuptor cilindric vertical	4,2	4 - LowNOx	Benzina	Combustibil gazos	Coș de evacuare gaze arse - Înălțime: 30,6 m - Diametru la vârf: 0,5 m
12.	Cocsare, Cx	02-H1	Cuptor tehnologic pentru încălzirea materiei prime	41,3	12 - LowNOx	Reziduu de vid	Combustibil gazos	Coș de evacuare gaze arse - Înălțime: 75 m - Diametru la vârf: 2,5 m

	CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești	Comanda DG-0545 din 15.03.2022
	LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT	Proiect nr. MD 2000.006

INSTALAȚII CONEXE PROCESULUI TEHNOLOGIC

1. Instalația azot

➤ **Date generale despre instalație:**

Capacitatea de proiect: 4.000 Nm³/h
Anul punerii în funcțiune: 2009
Tehnologie: Air Liquide / Proiectare S.C IPIP S.A. Ploiești

➤ **Tehnologie:**

Instalația realizează producerea azotului din aerul atmosferic, prin distilarea fracționată în regim criogenic. Azotul gazos obținut are puritatea 99,9 %.

După punerea în funcțiune a acestei instalații noi de producere azot, instalația veche de azot (ce a funcționat din 1989), cu o capacitate de 8.000 Nm³/h, a intrat în conservare și în prezent a fost propusă pentru dezafectare.

Planul cu *rețelele de azot* este anexat ANEXA 5 – Planuri rețele utilitare.

2. Instalația SAR-DA - sisteme de apă recirculată, de distribuție apă și stații pompe incendiu

Instalația SAR-DA este gestionată de PROWATER-ECOSISTEM S.R.L. Ploiești și se compune din:

2.1. Sisteme de apă recirculată

1. TURNURI DAV-CC

Noul sistem de răcire implementat în 2017 prezintă următoarele avantaje:

- Creșterea nivelului de siguranță industrială și scăderea riscurilor apariției de avarii și incidente;

- Asigurarea unei temperaturi mai scăzute a apei la limita instalațiilor (maxim 28 °C);

- Flexibilitate bună în utilizarea celulelor, respectiv pompelor de apă rece, cu posibilitatea utilizării modulelor în funcție de necesarul de apă într-o anumită perioadă de timp;

- Economie de consum energetic prin asigurarea necesarului strict de apă recirculată, funcție de cerințele de operare a instalațiilor și de temperatura mediului ambiant;


- Îmbunătățirea randamentelor la Instalația DAV3 în perioada caldă a anului prin optimizarea procesului de distilare în vacuum.

Sistemul de turnuri de răcire cu tiraj forțat este format din 4 turnuri de răcire cu tiraj forțat cu capacitatea de 2000 m³/h fiecare, alcătuite din câte două module de 1000 m³/h fiecare.

Turnurile de răcire sunt dimensionate pentru cerințele tehnologice ale instalațiilor deservite, asigurând 8000 m³/h la o diferență de temperatură de 10°C.

Debitul de apă proaspătă necesar completării pierderilor de presiune din sistem prin evaporare și purja turnurilor este de 240 m³/h.

2. Gospodăria de apă recirculată CET

	CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești	Comanda DG-0545 din 15.03.2022
	LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT	Proiect nr. MD 2000.006

Este alcătuit dintr-un turn de răcire cu tiraj natural de construcție hiperboloid de capacitate 10000 m³/h cu umplutura de fibra de sticlă și modernizat în anul 2008. Acest turn asigură apa recirculată pentru CET (consumator majoritar) și instalațiile de azot.

3. Sistem de răcire la secția III

Sistemul de răcire pus în funcțiune în 2008 cuprinde turnuri cu tiraj forțat în sistem contracurent și sistemele aferente de pompare și chimicale. Apa răcită este utilizată de instalațiile: Cocsare, DGRS- Tail Gas, Stripare ape uzate, RGF (recuperare gaze faclă) și TAME - MTBE.

Zestrea sistemului de răcire este de 1300 m³.

Sistemul de turnuri de răcire cu tiraj forțat este format din 4 turnuri de răcire cu tiraj forțat cu capacitatea de 1000 m³/h fiecare, alcătuite din câte două module de 500 m³/h fiecare, asigurând 4000 m³/h la o diferență de temperatură de 10°C.

Debitul de apă proaspătă necesar completării pierderilor de presiune din sistem prin evaporare și purja turnurilor este de 90 m³/h.

2.2. Sistemul de distribuție apă și stații pompe incendiu

Instalația puțuri - rețele apă

Distribuția apei din subteran potabilă și industrială - Apa captată din puturi este pompată în rețele înelare cu ramificații către consumatori, fără a se face înmagazinare. Rețeaua de apă din foraje are lungimea de 7,5 km și diametrul de Dn50-Dn200.

Rețeaua de apă de puț este alcătuită dintr-un număr de **14** de foraje care sunt care sunt active, 3 captează apă potabilă și 11 apă industrială, sunt echipate cu pompe submersibile de tip Vogel, Grundfos și Pedrolo.

Sistemul de captare și distribuție a apei potabile din subteran este destinat satisfacerii consumului de apă potabilă a personalului care lucrează pe teritoriul Rafinării PETROTEL-LUKOIL S.A.

Sistemul de captare a apei potabile este constituit dintr-un număr de 3 puturi, 2 situate în zona centrală a Rafinării puturile P14 și P1 și unul în rafinaria veche P4 RV.

Rețele de apă potabilă de pe teritoriul Rafinării PETROTEL-LUKOIL sunt rețele în lungime de 6,6 km, cu diametre de la Dn 25 la Dn100, cu ramificații către fiecare consumator din care 3,6 km în zona centrală și 3 km zona în Rafinaria veche.

Întreaga cantitate de apă captată din puturi este pompată direct în rețea, fără a se face înmagazinarea apei.


Exploatarea sistemului de captare și distribuție a apei potabile trebuie să asigure funcționarea continuă și economică a instalației de captare, cu apă la parametri normali, în condițiile respectării normelor de igienă sanitară (normelor de potabilitate a apei).

Sistemul de captare și distribuție a apei industriale din subteran este destinat asigurării volumului de apă pentru procesele din sectoarele de producție ale Rafinării.

Rețele de apă industriale din subteran de pe teritoriul Rafinării PETROTEL-LUKOIL sunt rețele în lungime de 1,50 km cu diametre de la Dn 200 la Dn 1000 (100 mm), cu ramificații către fiecare consumator.

Întreaga cantitate de apă captată din puturi este pompată direct în rețea de distribuție și în cele 4 bazine de 5000 mc de la stațiile de apă pentru incendiu.

În situația unei avarii pe cele două magistrale de alimentare cu apă de suprafață a Rafinării, din sursa Brazi/Paltin Fir 1, se poate utiliza întreaga cantitate de apă captată din puturi prin pompare în rețeaua interioară.

	CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești	Comanda DG-0545 din 15.03.2022
	LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT	Proiect nr. MD 2000.006

Exploatarea sistemului de captare si distributie a apei industriale din subteran trebuie sa asigure functionarea continua si economica a instalatiei de captare, cu apa la parametrii normali .

Distribuția apei din rezervoarele de înmagazinare de 5000 m³ se face printr-o rețea de conducte în lungime de 15.4 km pentru apa de incendiu, cu diametrul Dn 250 - Dn 400.

Alimentarea cu apă de suprafața din sursa Brazi / Paltinu a PETROTEL–LUKOIL S.A. se face de catre ESZ Prahova - prin două aducțiuni;

1) ESZ Prahova- nod hidrotehnic Brazi - o singura conducta de Dn=800 mm, cu lungimea de 15 km, conducta din azbociment cu portiuni metalice in zonele de subtraversari de drumuri si CF. Capacitate de transport este de 600 l/s.

2) ESZ Prahova - NH Movila Vulpii - F1 Paltinu cu diametrul de Dn=600-800 si lungimea de 17 km, conducta din azbociment cu portiuni metalice in zonele de subtraversari de drumuri si CF. Capacitatea de transport a conductei este de 400 l/s si este sursa de rezerva.

Instalatiile de inmagazinare constau in 2 bazine de 500 mc fiecare, pentru apa industrială si 4 bazine de 5000 mc fiecare, pentru statiile de apa incendiu.

Distributia apei de suprafața din sursa Brazi/NH Movila Vulpii - F1 Paltinu , din rezervoarele de inmagazinare de 500 mc catre consumatorii tehnologici din sectoarele de productie nr.1 si nr.2, se face prin pompare, printr-o rețea de conducte Dn 300 - Dn 200 – Dn 100 in lungime de 1 km.

Statia de pompare pentru a apei de suprafața din sursa Brazi / Paltinu Fir1
Movila Vulpii este dotata cu 7 pompe care au urmatoarele caracteristici;

3 Pompe Lotru 100 cu Q = 90 mc/h, H = 50 mCA ;P=22 KW

2 pompe Lotru 125 cu Q = 140 mc/h, H = 52 mCA ; P=37 KW.

2 pompe FLOWSERV cu Q = 20mc/h, H = 60mCA ; P=11KW

Instalațiile de înmagazinare apă constau în 2 rezervoare de 500 m³ fiecare, pentru apa industrială și 4 bazine de 5000 m³ fiecare, pentru apa incendiu.

Stațiile de apă incendiu Volumul intangibil de apă de incendiu este de 4 x 5000 mc. Folosința dispune de o rețea de incendiu radială cu diametre de 300 mm, 400mm lungime de 15.4 km și un număr de 385 hidranți.

Debitul suplimentar pentru refacerea volumului de incendiu este de 100 l/s.

Pentru a putea fi operat în condiții de eficiență, sistemul de distribuție al apei de incendiu a fost modernizat în următoarele direcții:

- reducerea diametrelor conductelor de distributie apa incendiu combinat cu scoaterea din funcțiune a unor zone unde nu mai exista obiective tehnologice in functiune;
- program de modernizare a stațiilor de pompe apă de incendiu 1,2 ,3 și renunțarea la stația de pompe 4 amplasată în zona de nord a platformei care deservea instalații care în prezent sunt demolate;

- implementarea unui sistem procedural privind executarea operațiilor de întreținere a rețelei de conducte și a pompelor în ceea ce privește asigurarea parametrilor de calitate;
- operarea conceptului de întreținere predictivă la pompele de incendiu.

Stația de apă incendiu PSI 1 este dotată cu 2 pompe de mică capacitate destinate să mențină presiunea de cca. 6 bar în rețeaua de apă de incendiu și intrarea secvențial în funcțiune a pompelor de capacități mai mari funcție de necesarul de apă cerut de consumatori, trecerea pe manual în funcțiune a pompelor de apă incendiu nu trebuie să depășească 5 minute de la apariția unui incendiu.

Casa de pompe nr.1 (QE = 1200 mc/h, H= 140 mCA) compusă din două electropompe P1, P2 tip D1250-125 având următoarele caracteristici fiecare:

- Q = 600 mc/h;
- H = 140 mCA
- N = 630 kW;
- n = 1450rpm

și două electropompe P3, P4 pentru menținerea unei presiuni constante în rețea (JOKEY) tip S100 KY – 210, având:

- Q = 60 mc/h;
- H = 140 mCA
- 1 pompa diesel Q=1000 mc/h, H= 130 mCA

Casa de pompe nr. 2 (QE = 1200 mc/h, H= 140 mCA, QD= 600mc/h, H = 140 mCA). Electropompele EP1, EP2:

- Q= 600mc/h;
- H = 140 mCA

Motopompa DIESEL MP3

- Q= 600mc/h;
- H = 140 mCA

Casa de pompe nr.3 (QE = 1100 mc/h, H= 130 mCA, QD= 1100mc/h, H = 130 mCA) Electropompa EP+Pompa acționată cu motor diesel DP2.

- Q = 1100 mc/h;
- H = 130 mCA
- N = 800 kW;
- n = 1500rpm


Planurile cu rețelele de distribuție apă potabilă, consumatorii de apă potabilă, apă industrială, apă industrială pompată în Aria 1, apă recirculată și planul de amplasare hidranți apă de incendiu sunt anexate, ANEXA 5 – Planuri rețele utilitare.

3. Instalația de producerea aerului și distribuția aerului, aburului și gazelor - PADAAG

În Instalația PADAAG, ce este gestionată de PROWATER-ECOSISTEM S.R.L., se produce aerul tehnic și instrumental și se asigură distribuția aerului, aburului și gazelor combustibile, pe platforma PETROTEL-LUKOIL. În instalație se desfășoară următoarele activități:

- Producerea și distribuția aerului comprimat instrumental, în rafinarie toți consumatorii utilizează aer instrumental la următoarele procese: acționarea automatizării proceselor, regenerări de catalizatori, suflări de conducte și transport de materiale.

- Distribuția gazelor combustibile la consumatorii de gaze (pentru cuptoarele tehnologice) și ca materie primă la instalațiile de producere a hidrogenului.

	CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești	Comanda DG-0545 din 15.03.2022
	LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT	Proiect nr. MD 2000.006

- Preluarea și distribuirea aburului la instalațiile tehnologice, rețelele de însoțitori și perdele de abur.

- Distribuția și recuperarea apei de termoficare din sistemul de încălzire cu calorifere și boilere de apă caldă.

➤ **Caracteristicile instalațiilor**

Caracteristicile principale ale instalațiilor de producere și distribuție a aerului comprimat, a aburului și gazelor sunt:

- Presiunea aerului instrumental: 6,1- 6,7 bar. Debitul este în funcție de necesitățile instalațiilor tehnologice, de la 1.500 m³/h până la 8.500 m³/h.

Presiunile pe barele de abur au valori între 3 și 35 bar, în funcție de necesități.

Presiunile pe rețelele de condens au valori între 2 și 6 bar.

Presiunile pe rețelele de gaze combustibile au valori cuprinse între 2,7 și 4,5 bar, funcție de caracteristicile rețelei.

Presiunea pe rețeaua de apă caldă termoficată este: 5 bar pe tur și 2 bar pe retur.

Temperatura apei termoficate are valori de 90 °C pe tur și 45 °C pe retur.

➤ **Schema de funcționare**

Aerul instrumental este aspirat din atmosferă, comprimat cu ajutorul compresoarelor, refulat în vasele tampon, trecut prin agregatele de uscare a aerului cu căldură și prin conducte ajunge la utilizatori.

Transportul produselor distribuite: aer, abur, gaze combustibile, condens, apă caldă termoficată se realizează prin conducte din oțel carbon.

Planurile rețelelor de gaz metan, gaze combustibile, aer instrumental și aer comprimat tehnic sunt prezentate în ANEXA 5 – Planuri rețele utilitare.

Instalația de producere abur (CET) asigură aburul și apa fierbinte necesare instalațiilor tehnologice de pe platformă .

Planurile cuprinzând *rețelele de distribuție de abur*, de diferite temperaturi și presiuni, de pe platforma PETROTEL - LUKOIL S.A. sunt anexate, ANEXA 5 – Planuri rețele utilitare

4. Energia electrică

Energia electrică este preluată din secția CET , prin intermediul a două Stații de înaltă tensiune - 110/6 kV, SRA 1 și SRA 2, fiecare având puterea de 40 MVA.

Energia electrică este distribuită consumatorilor prin intermediul a 26 de Stații Electrice 6/04 kV.

Planul cu *rețelele de distribuție energie electrică* este anexat, **ANEXA 5 – Planuri rețele utilitare.**

5. Instalația epurare. Prelucrare deșeuri.

Atât **Instalația epurare** cât și **Instalația prelucrare deșeuri** (prezentată la subcapitolul 4.4.) sunt gestionate de firma PROWATER-ECOSISTEM S.R.L. Ploiești.

➤ *Date generale despre instalație:*

Capacitatea de proiect: 1 500 m³/h- treapta mecanică și chimică

1 700 m³/h- treapta biologică

Anul punerii în funcțiune: 1975

Tehnologie: Institutul de Inginerie Tehnologica și Proiectare Rafinării- Ploiești
Modernizare sau re tehnologizare: 2003-2004
Tehnologie de modernizare: IPIP Ploiești și IPROMED București
Capacitate de proiect după modernizare: 1 500 m³/h- treapta mecanică și chimică
1 700 m³/h- treapta biologică

➤ *Tehnologie:*

Instalația epurare are drept scop îndepărtarea impurificărilor din apele reziduale provenite din instalațiile rafinării și a scurgerilor menajere din toata platforma, astfel încât apa epurată să se încadrează în limitele admise de evacuare în râul Teleajen.

➤ *Amplasarea instalațiilor*

Instalația de epurare chimico-biologică este situată în extremitatea N-E a platformei PETROTEL-LUKOIL, având ca vecini la N-E șoseaua centură Ploiești-Est, instalația Parc Rezervoare

Stația de preepurare BU este amplasată în extremitatea platformei Petrotel Lukoil Sa, având ca vecini: zona panouri fotovoltaice, Drumul 5, Drumul 6 și Drumul C.

➤ *Materiile prime:*

Materii prime:

- ape impurificate din instalațiile tehnologice, parcuri de rezervoare
- ape impurificate de la UZTEL SA
- ape pluviale
- ape menajere din platforma și Colonia Teleajen

Materii auxiliare:

- var hidratat
- polielectrolit - anionic
- fosfat trisodic
- acid sulfuric

➤ *Produse finite:*

- apa epurată, din care o parte se recircula în scopuri tehnologice, iar restul se evacuează în râul Teleajen


➤ *Modernizarea efectuată în perioada 2003-2004:*

- Lucrările realizate pentru modernizarea instalației de epurare a apelor reziduale cuprind:*
- *Montaj instalație nouă pentru dozarea chimicalelor și sistem de omogenizare al acestora în bazinul de tratare chimică; montaj pompe namol și spuma chimică -2004*
 - *Inlocuirea sistemului de aerare existent la treapta biologică cu un sistem de aerare cu bule fine - 2004*
 - *Montaj instalație de tratare apă epurată cu ultraviolete – 2004*

Instalații auxiliare de pompare și deshidratare pentru:

produsul petrolier recuperat în treapta de separare mecanică (centrifuga trifazică Flottweg) - 2004

nămolurile rezultate din diverse trepte de epurare centrifuga bifazică (mecanică, fizico-chimică, biologică)- 2012 (Modernizarea gospodăriei de deseuri a constat în construcția unui bloc de deshidratare a dewateringului de namol de epurare rezultate din funcționarea curentă a stației în scopul reducerii volumului generat, stocat și eliminat).

	CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești	Comanda DG-0545 din 15.03.2022
	LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT	Proiect nr. MD 2000.006

Modernizare statie de epurare etapa II - cresterea eficientei si fiabilitatii echipamentelor tehnologice – 2013

- *Curatitor desnisipator nou;*
- *Poduri racloare noi la decantoarele flotatoare;*
- *Poduri racloare noi la decantoarele de la treptele biologice;*
- *Poduri racloare noi la bazinele ingrosatoare de namol;*
- *Pompe noi de slops, P1, P2, P3;*
- *Pompe noi de relevare, P1, P2;*

In statia de preepurare:

- *Pompe noi de slops;*
- *Pompe noi de apa uzata;*

Monitorizare continua on line a indicatorilor de calitate a apei uzate la intrare in statia de epurare si dupa treapta mecanica de epurare prin montarea de analizoare pentru monitorizarea consumului chimic de oxygen (CCOCr) – 2015

Amenajări la bazine separatoare, bazin de floclare și decantoare flotatoare, bazine de aerare treapta I și a II-a, existente în cadrul instalației;

Lucrări conexe – acoperiri bazine, legături conducte, amenajări fundații, canalizări, demontări, devieri, necesare pentru a corespunde fluxului tehnologic al instalației.


În urma modernizării s-au obținut:

- îmbunătățirea calității efluentului rezultat pe trepte de epurare și a efluentului final cu respectarea prevederilor legislației în vigoare și evitarea poluării accidentale a râului Teleajen;
- reducerea cantităților de reziduuri solide rezultate din procesul de epurare și prelucrarea lor la o calitate corespunzătoare care să permită valorificarea sau depozitarea în condiții de siguranță în depozite special amenajate;
- reducerea cantității de apă proaspătă folosită pentru completarea sistemului de apă recirculată prin reutilizarea apei epurate, dezinfectate cu radiații UV;
- recuperarea produsului petrolier separat în treptele mecanice ale instalațiilor de preepurare și epurare finală și depozitarea în vederea reutilizării în rafinărie.
- reducerea emisiilor de compuși organici volatili în atmosferă;

➤ *Tipuri de risc ce pot apare în cadrul instalației*

Evenimentele care pot determina opriri accidentale sau situații de avarii ale instalației epurare cu apariția riscului pentru factorii de mediu și factorul uman, a exploziilor și a incendiilor sunt:

- **Opriri accidentale:**
 - oprirea alimentării cu curent electric a instalației, care poate duce la opriri de echipamente, injecția reactivilor, oprirea aerului comprimat
- **Avarii:**
 - avarii tehnologice provocate de nerespectarea instrucțiunilor de exploatare și a parametrilor de funcționare normală a instalației;
 - avarii mecanice provocate de rupturi echipamente, utilaje, conducte, armături, datorate nerespectării protecțiilor anticorozive, normelor ISCIR;
 - avarii la opriri și reporniri a instalațiilor datorate nerespectării instrucțiunilor prevăzute în mod expres pentru aceste operații;

	CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești	Comanda DG-0545 din 15.03.2022
	LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT	Proiect nr. MD 2000.006

- lipsa unei monitorizări continue a indicatorilor specifici și a debitelor de apă evacuate;
- nerespectarea planurilor de intervenție în caz de calamități naturale și accident chimic și lipsa unor materiale specifice și necesare pentru intervenții în cazurile de incidente/accidente;
- incendii la rezervoarele de șlops.

Pentru această instalație sunt identificate următoarele riscuri potențiale:

- Risc de incendiu, datorită:
 - unor scăpări de produse sau scurgeri la neetanșeități flanșe, conducte, guri vizitare, cu producere de incendiu de tip local mic;
 - surselor de flacără directă: scânteii din frecare sau lovire, echipament electric defect sau descărcarea electricității statice
- Risc asupra stării de sănătate, datorită:
 - noxelor posibil a fi prezente în atmosfera locurilor de muncă: emisii de aerosoli pe treapta biologică de epurare, COV
 - proceselor chimice, folosirea de substanțe chimice periculoase;
 - prezenței curentului electric ca alimentare, a motoarelor electrice;
 - lucrului la înălțime pe rezervoare, estacade, bazine;
 - intervențiilor mecanice frecvente la utilaje dinamice, statice, intrări în vase pe perioada reviziei.

Zonarea din punct de vedere al pericolului de explozie se prezintă astfel:

- grupele de explozie și clasele de temperatură, conform standardului CEI 79-10 sunt următoarele:
- șlops: IIA; T 3
- zona de explozie conform standardului CEI 79-10 : 2


Ca efecte ale acestor cauze pot fi: intoxicații, arsuri termice și chimice, electrocutări, entorse, luxații, fracturi.

- Risc de poluare a mediului, datorită:
 - evacuărilor de ape uzate cu conținut de: sulfuri, extractibile, suspensii, CCOCr, CBO₅, fenol, detergenți, produse petroliere, azot amoniacal, sulfați, fosfor, azotiți, azotați, cloruri, crom, fier, zinc
 - emisiile punctiforme de aerosoli din treapta biologică, COV, pot conduce la poluarea atmosferei;
 - avariilor prezentate, prin care pot evacua în mediu produse petroliere cu efect asupra solului și apei subterane.

Instalația este dotată cu aparatură, echipamente și mijloace de intervenție pentru controlul și minimizarea unor astfel de evenimente.

2.5.2. Evaluarea tehnologiilor aplicate pe platforma PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești în raport cu recomandările BAT (Best Available Techniques)

Evaluarea tehnologiilor de fabricație aplicate pe platforma rafinării a luat spre comparație *Documentul de referință BREF - "Reference Document on Best Available Techniques for Mineral Oil and Gas Refineries"* - ultima ediție, ce oferă informații referitoare la sectorul industrial al Rafinăriilor de produse petroliere, un sector de o

	CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești	Comanda DG-0545 din 15.03.2022
	LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT	Proiect nr. MD 2000.006

importanță strategică.

Principiile **Celor Mai Bune Tehnici Disponibile** includ concepte privind modul în care un proces este proiectat, exploatat, controlat, echipat sau întreținut. Acești factori permit obținerea unei bune performanțe în ceea ce privește prevenirea și minimizarea emisiilor, eficiența procesului și reducerea costurilor. Controlul eficient al procesului este utilizat pentru a obține aceste beneficii și, de asemenea, pentru a menține condițiile de siguranță.

Prezentarea comparativă a măsurilor / recomandărilor prevăzute în **Documentul de referință BAT** referitoare la procesele tehnologice aplicate în cadrul unei rafinării de produse petroliere și situația existentă la nivelul societății PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești este sintetizată, pe fiecare instalație în parte, în **Tabelul 5**.

	CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești	Comanda DG-0545 din 15.03.2022
	LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT	Proiect nr. MD 2000.006

Tabelul 5: Prezentare măsuri tehnologice aplicate, comparativ cu recomandările din Documentul de referință BAT

Nr. crt.	Denumire instalație	Tipul de măsuri	RECOMANDĂRI BAT	Alte efecte asociate aplicării BAT	Capitolul din BREF	Starea implementării la nivelul societății PETROTEL - LUKOIL
1.	Distilare atmosferică și în vid, DAV3	Desalinare	Aplicarea de bune procedee de desalinizare, printre care:			
			- desalinizatoare cu mai multe trepte, recircularea apei de spălare, folosirea unui instrument de amestecare (apă -țiței) cu palete mici, evitarea turbulențelor în vasul de desalinizare	-	4.9.1	Apa demineralizată utilizată la spălare în treapta 2 este refolosită apoi la treapta 1.
			- creșterea separării apă / țitei (separare suplimentară a apei de desalinizare înaintea deversării în stația de epurare	- 10 - 20 % mai puțin produs petrolier la separatoarele API	4.9.2	Dotare cu sonde AGAR. Se folosesc dezemulsionanți.
			- creșterea separării suspensiilor solide	- reduce nămolul la DA	4.9.3	NU
		- maximizarea refolosirii apelor uzate din rafinărie în procesul de desalinizare (ape stripate, ape de proces fără suspensii)	- scăderea consumului de apă; reducerea încărcării stației de epurare	4.9.4	DA Se utilizează apă stripată.	
		Integrate	Maximizarea integrării termice prin selecția între:			
- unități de distilare înalt integrate	-		4.19.1	NU direct. Unitățile integrate direct prezintă un dezavantaj major: orice perturbație într-o instalație este transmisă și în cea integrată. Integrarea s-a făcut indirect prin intermediul unui flux tampon de abur care este dirijat pe platformă la instalațiile învecinate.		
	- creșterea integrării termice între distilarea atmosferică și distilarea în vid, sau cu alte unități de procesare (de ex. aplicarea analizei optimizării energiei pentru procesul de preîncălzire a țiteiului)	- reduce consumul de combustibil	4.19.2-3	DA Distilarea atmosferică, distilarea în vid și DE sunt integrate termic.		

Nr. crt.	Denumire instalație	Tipul de măsuri	RECOMANDĂRI BAT	Alte efecte asociate aplicării BAT	Capitolul din BREF	Starea implementării la nivelul societății PETROTEL - LUKOIL
		Integrate	- creșterea utilizării pompelor de vid și a condensatoarelor de suprafață, în locul ejectoarelor cu aburi în trepte (reduce volumul de apă uzată de 5 ori)	- scade consumul termic, consumul de apă de răcire; crește consumul electric	4.19.4	DA Se utilizează sistemul livrat de TEHNOVACUUM.
		Integrate	Control avansat al procesului în scopul optimizării utilizării energiei.	- scăderea consumului de combustibili	4.19.2-3	DA control DCS combinat cu ACP
			Controlul fracțiilor necondensabile: scrubere, recompresie și introducere în sistemul de gaze al rafinăriei, incinerare.	- reducerea emisiilor de COV _{NM}	4.19.6	DA; Gazele necondensabile sunt utilizate pentru ardere în cuptoarele tehnologice după desulfurare. Necondensabilele separate la sistemul de vacuum sunt arse la cuptorul 01-H3, ajutând la încălzirea păcurei care se trimite pe DV.
2.	Hidrofinare benzină, HB	Integrate	Recuperarea căldurii din procesele care au loc la temperaturi ridicate.	- eficiență energetică	4.13.1-2	DA Schimbătoare de căldură.
		Integrate	Recuperarea energiei în unități de presiune ridicată (prin coborârea lichidului).	- integrare termică	4.13.1-2	Nu este cazul.
		Reducerea emisiilor atmosferice	Dirijarea gazelor cu conținut ridicat de H ₂ S la DGRS (amine).	- reducerea emisiilor de SO ₂	4.23.5.1	DA
		Reducerea emisiilor în apă	Dirijarea apei impurificate cu H ₂ S și N la stația de tratare corespunzătoare.	- reducerea emisiilor de S	4.24.1 4.15.6	DA
		Reducerea generării de deșeuri	Creșterea regenerării catalizatorului / opțiuni de reciclare în cooperare cu furnizorul de catalizatori / producător.	-	4.25.3	DA; Regenerare și reciclare în colaborare cu furnizorul sau firme specializate.
3.	Hidrofinare petrol - motorină, HPM	Integrate	Recuperarea căldurii din procesele care au loc la temperaturi ridicate.	- eficiență energetică	4.13.1-2	DA; Schimbătoare de căldură; Încălzirea aerului de combustie.
		Integrate	Recuperarea energiei în unități de presiune ridicată (prin coborârea lichidului).	- integrare termică	4.13.1-2	Nu este cazul.

Nr. crt.	Denumire instalație	Tipul de măsuri	RECOMANDĂRI BAT	Alte efecte asociate aplicării BAT	Capitolul din BREF	Starea implementării la nivelul societății PETROTEL - LUKOIL
		Reducerea emisiilor atmosferice	Dirijarea gazelor cu conținut ridicat de H ₂ S la DGRS (amine).	reducerea emisiilor de SO ₂	4.23.5.1	DA
		Reducerea emisiilor în apă	Dirijarea apei impurificate cu H ₂ S și N la stația de tratare corespunzătoare.	reducerea emisiilor de S	4.24.1 4.15.6	DA
		Reducerea generării de deșuri	Creșterea regenerării catalizatorului / opțiuni de reciclare în cooperare cu furnizorul de catalizatori / producător.	-	4.25.3	DA; Regenerare și reciclare în colaborare cu furnizorul sau firme specializate.
4.	Reformarea catalitică, RC	Integrate	Proces continuu: catalizatorul este regenerat continuu într-un reactor extern și menținut la un nivel ridicat de activitate.	- eficiență energetică	4.6.1	DA Catalizatorul este regenerat.
		Reducerea emisiilor atmosferice	Folosirea unui sistem de scrubere pentru gazele evacuate de la regenerator (gaze cu HCl, H ₂ S, praf de catalizator, urme de Cl ₂ , SO ₂ și dioxine).	- reducerea emisiilor de PM și volatile acide	4.6.4	DA Secția de regenerare este prevăzută cu sistem de tratare a gazelor rezultate la regenerare.
			Optimizarea cantității de promotori (de ex. CCl ₄) la regenerarea catalizatorului; manipularea promotorului în incinte închise; înlocuirea substanțelor care afectează stratul de ozon (de ex. percloretilena) cu altele mai puțin agresive.	- reducerea emisiilor de substanțe care distrug stratul de ozon	4.6.3	Dicloretanul este folosit într-un sistem închis la regenerarea catalizatorului. Clorul sau HCl din gazele de la regenerare sunt absorbite în soluție de NaOH. Leșiile uzate sunt trimise la stația de epurare.
			Cuantificarea / monitorizarea emisiilor de dioxine de la regenerarea catalizatorului.	-	4.6.6	DA
		Reducerea emisiilor în apă	Trimiterea fluxului de scurgere de la sistemul de spălare la stația de epurare a apelor uzate.	-		DA
5.	Fracționare gaze, FG	Integrate	Integrare termică cu celelalte instalații prin preluarea căldurii de la aburul recirculat.	- eficiență energetică	4.12.1	DA
			Refolosirea combustibilului gazos utilizat la regenerarea uscătoarelor moleculare de la	-	4.12.4	Nu este cazul.

Nr. crt.	Denumire instalație	Tipul de măsuri	RECOMANDĂRI BAT	Alte efecte asociate aplicării BAT	Capitolul din BREF	Starea implementării la nivelul societății PETROTEL - LUKOIL
			producerea GPL (în loc de a fi trimise la faclă).			
		Reducerea emisiilor atmosferice	Prevenirea oricărei scăpări de odorant pentru GPL în aer sau apă în timpul stocării și manipulării (standarde ridicate pentru echipamentele de etanșare, supraetanșare).	-	4.12.5 4.21.21	Nu se folosesc odorizanți.
			Reducerea emisiilor fugitive de COV. (implementarea LDAR).	-	4.12.3 4.23.6.1	DA
6.	Izomerizare	Integrate	Folosirea unui catalizator pe baza de Cl (Al și Pt) - procesul are loc la temperaturi mai scăzute, dar materia primă trebuie să nu conțină S sau apă.	- eficiență energetică	4.16.1	DA
			Folosirea unui catalizator zeolitic.	-	4.16.2	NU
			Optimizarea compușilor clorurați utilizați la întreținerea catalizatorului.	-	4.16.1	Nu este cazul la acest tip de catalizator.
		Reducerea emisiilor atmosferice	Reducerea emisiilor fugitive de COV. (implementarea LDAR)	-	3.16.2	DA
7.	Fabricile de hidrogen 1 și 2	Integrate	Utilizarea tehnologiei de reformare a fluxului de gaz încălzit, inclusiv recuperarea căldurii de la gazul de ardere de la reformarea aburului și integrarea căldurii în jurul absorbantului de solvent și al reductorului catalitic de dehidrogenare.	- eficiență energetică	4.14.1	DA
			Recuperarea hidrogenului din procesele de gazeificare a păcurii și cocsului.	-	4.14.2	Nu este cazul.
			Utilizarea AOP doar pentru purificarea hidrogenului, deoarece alte utilizări sporesc emisiile în aer.	-	4.14.5	DA
			Utilizarea gazului de purjare de la AOP drept combustibil în cadrul rafinăriei.	-	4.14.7	DA



CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești

LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT

Comanda DG-0545 din
15.03.2022

Proiect nr.
MD 2000.006

Nr. crt.	Denumire instalație	Tipul de măsuri	RECOMANDĂRI BAT	Alte efecte asociate aplicării BAT	Capitolul din BREF	Starea implementării la nivelul societății PETROTEL - LUKOIL
		Reducerea generării de deșeuri	Regenerarea / reciclarea catalizatorilor în cooperare cu furnizorul / producătorul.	-	4.25.3	DA; Regenerare și reciclare în colaborare cu furnizorul sau firme specializate.
8.	Desulfurare gaze și recuperare sulf, DGRS	Reducerea emisiilor atmosferice	Capacitate suficientă a instalației și o configurație corespunzătoare pentru a permite tratarea tuturor gazelor impurificate din rafinărie și o activitate de întreținere gândită pentru a asigura o funcționare continuă de cel puțin 96 % din timp, inclusiv pentru reparațiile capitale planificate.	-	4.23.5.1	DA Toate fluxurile de gaze de rafinărie sunt dirijate la DGRS.
			Folosirea de procese cu regenerarea aminei.	-	4.23.5.1	DA
			Refolosirea soluțiilor de amine ori de câte ori este posibil (purificarea aminei pentru a extinde durata de viață a acesteia).	-	4.23.5.1	DA
			Reducerea concentrației de H ₂ S în gazele de rafinărie la valori cuprinse între 20 - 150 mg/Nm ³ .	-	4.23.5.1	DA
			Folosirea de sobe Claus cu două trepte: eficiența 94 - 96 %; cu trei trepte: eficiența 97 - 98 %.	-	4.23.5.2	DA O sobă și un reactor în două trepte.
			Folosirea sistemului de tratare tail-gas, cu eficiență de 98,5 - 99,9 % (conduce la valori ale concentrației de SO ₂ în gazele evacuate cuprinsă între 400 - 2000 mg/Nm ³ .	-	4.23.5.2	DA
			Folosirea celei mai bune tehnologii pentru controlul procesului și un sistem de monitorizare legat la sistemul de control al procesului (feed-back control).	-	4.23.5.2	DA; Monitorizare online SO ₂ și H ₂ S la incinerator și indirect monitorizare online a SO ₂ la DAV3 prin care se poate aprecia eficiența îndepărtării sulfului.
			Folosirea unei sobe Claus cu o geometrie adecvată a camerei de ardere, temperatura	-	4.23.5.1	DA

Nr. crt.	Denumire instalație	Tipul de măsuri	RECOMANDĂRI BAT	Alte efecte asociate aplicării BAT	Capitolul din BREF	Starea implementării la nivelul societății PETROTEL - LUKOIL
			corespunzătoare și un sistem de control al O ₂ în situația în care la DGRS se trimit și gaze de la stripare ape uzate, astfel încât să se desăvârșească și neutralizarea amoniacului.			
		Reducerea emisiilor în apă	Folosirea unui tanc de stocare pentru a controla apa uzată generată (soluții uzate de amine) în scopul protejării treptei biologice a stației de epurare.	-	4.23.5.1	DA Două vase pe cele două linii de spălare.
9.	Cracare catalitică, CC	Integrate	Ardere fracționată la regenerador + CO Boiler	Emisii asociate aplicării BAT: (mg/Nm ³) - CO = 50 - 100 ^{a)} - NO _x = 100 - 500 ^{a)}	4.5.3	Nu este aplicabil.
		Integrate	Controlul O ₂ (de regulă 2 %) pentru modul de combustie "total".	Emisii asociate aplicării BAT: (mg/Nm ³) - CO = 50 - 100 - NO _x = 300 - 600	4.5.1	DA
		Integrate	Conservarea energiei (boiler pentru căldura pierdută cu extensie la evacuarea gazelor de la regenerador).	- eficiența energiei	4.5.5	DA
		Integrate	Hidrotratarea materiei prime de la CC.	Emisii asociate aplicării BAT: (mg/Nm ³) - NO _x = 40 - 150 ^{b)} SO ₂ = 10 - 350 ^{d)} Pulberi = <50	4.5.4	Nu este cazul.
		Reducerea emisiilor de NO _x	SNCR la gazele arse de la regenerador (60 - 70 % reducere).	Emisii asociate aplicării BAT: (mg/Nm ³) - NO _x = 200 - 400	4.5.8.2	Nu este cazul. Catalizator special care nu generează NO _x ridicat.
			SCR la gazele arse de la regenerador (85 - 90 % reducere).	2 - 5 mg/Nm ³ NH ₃ Emisii asociate aplicării BAT: (mg/Nm ³) - NO _x = 30 - 250	4.5.8.1	Nu este cazul. Catalizator special care nu generează NO _x ridicat.



CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești

LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT

Comanda DG-0545 din
15.03.2022

Proiect nr.
MD 2000.006

Nr. crt.	Denumire instalație	Tipul de măsuri	RECOMANDĂRI BAT	Alte efecte asociate aplicării BAT	Capitolul din BREF	Starea implementării la nivelul societății PETROTEL - LUKOIL
		Reducerea emisiilor de particule	Cicloane adiționale (treaptă terțiară sau mai mult).	Emisii asociate aplicării BAT: (mg/Nm ³) Pulberi = 100 - 400	4.5.9.1	NU
			Filtru electrostatic (sau scrubber) la gazele arse de la regenerador (95 - 99 % reducere).	Ni + Sb + V < 1 ppm Ni < 0,3 ppm	4.5.9.2 4.5.10.2	DA. S-a implementat un sistem integrat BELCO.
				Emisii asociate aplicării BAT: (mg/Nm ³) Pulberi = < 50		
			Utilizarea de catalizatori rezistenți la frecare.	Emisii asociate aplicării BAT: (mg/Nm ³) Pulberi = 300 ^{c)}	4.5.6	DA
		Reducerea emisiilor de SO ₂	Captarea pierderilor în atmosferă a catalizatorilor în timpul operațiilor de încărcare / descărcare.	-	4.5.9.4	DA
			Aditiv DeSO _x la catalizator (30 % reducere, în modul de ardere fracționată).	-	4.5.10.1	DA
		Reducerea evacuărilor de apă	Desulfurarea gazelor arse de la regenerador (scrubber umed) 95 - 99 % reducere - dacă hidrotratarea materiei prime nu este posibilă.	Emisii asociate aplicării BAT: (mg/Nm ³) SO ₂ = 10 - 400	4.5.10.2-6	DA
			Minimizarea folosinței de apă prin reciclare și aplicarea unui sistem în cascadă.	-	4.5.7	DA
			Reutilizarea apei uzate la desalinizare.	-	4.5.7	NU. Apa uzata contine saruri care in contact cu dezemulsionantul ii afecteaza proprietatile acestuia.
			Îmbunătățirea tratării apei impurificate cu sulfură de sodiu (prin oxidare) și striparea apei uzate.	-		DA

Nr. crt.	Denumire instalație	Tipul de măsuri	RECOMANDĂRI BAT	Alte efecte asociate aplicării BAT	Capitolul din BREF	Starea implementării la nivelul societății PETROTEL - LUKOIL
		Reducerea generării de deșeuri	Aplicarea politicii de bună practică în managementul catalizatorilor uzați și reducerea pierderilor necontrolate de catalizatori (operațiunile de încărcare / descărcare, filtre la depozite).	- reducerea emisiilor de particule	4.5.12	DA
			Utilizarea de catalizatori rezistenți la frecare.	- scăderea frecvenței de schimbare; scăderea emisiilor	4.5.6	DA
Observatii: <ul style="list-style-type: none"> a) medie zilnică (3 % O₂, condiții standard de operare) b) limita inferioară a domeniului se atinge când se folosește SCR și materie primă cu conținut scăzut de sulf c) la intrarea în sistemul de filtrare a gazelor arse d) limita inferioară a domeniului se atinge când se face desulfurarea gazelor evacuate și materie primă cu conținut scăzut de sulf 						
10.	Hidrofinarea benzinei de CC, HDS-CC	Integrate	Recuperarea căldurii din procesele care au loc la temperaturi ridicate.	- eficiență energetică	4.13.1-2	DA Schimbătoare de căldură.
		Integrate	Recuperarea energiei în unități de presiune ridicată (prin coborârea lichidului).	- integrare termică	4.13.1-2	NU
		Reducerea emisiilor atmosferice	Dirijarea gazelor cu conținut ridicat de H ₂ S la DGRS (amine).	- reducerea emisiilor de SO ₂	4.23.5.1	DA
		Reducerea emisiilor în apă	Dirijarea apei impurificate cu H ₂ S și NH ₃ la stația de tratare corespunzătoare.	- reducerea emisiilor de S	4.24.1 4.15.6	DA
		Reducerea generării de deșeuri	Creșterea regenerării catalizatorului / opțiuni de reciclare în cooperare cu furnizorul de catalizatori / producător.		4.25.3	DA; Regenerare și reciclare în colaborare cu furnizorul sau firme specializate.
11.	Cocsarea, Cx	Integrate	Recuperarea căldurii de la procesele de cocsare / calcinare.	- eficiență energetică	4.7.1 4.7.3-4	Se recuperează căldura produselor obținute în coloana de fracționare.
		Integrate	Folosirea procesului de "flexicoking" (cocsare în pat fluidizat + gazeificare) pentru a maximiza producția de gaze și a crește integrarea termică din rafinărie.	- integrare termică	4.7.4	NU Instalația nu este concepută pentru acest sistem.



CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești

LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT

Comanda DG-0545 din
15.03.2022

Proiect nr.
MD 2000.006

Nr. crt.	Denumire instalație	Tipul de măsuri	RECOMANDĂRI BAT	Alte efecte asociate aplicării BAT	Capitolul din BREF	Starea implementării la nivelul societății PETROTEL - LUKOIL
			Folosirea cocsării ca o alternativă (cealaltă fiind DAV) pentru eliminarea șlopsului și nămolului de la stația centrală de epurare ape uzate.	- reducerea cantității de deșeuri; depinde de calitatea dorită pentru cocs	4.7.5	DA
		Reducerea emisiilor atmosferice	Dirijarea gazelor acide la DGRS.	- reducerea emisiilor de SO ₂	4.7.6	DA; Gazele ajung la Cracare Catalitică și apoi la DGRS.
			Conversia COS (sulfura de carbonil) din gazele de la flexicocsare la H ₂ S.	-	4.7.6	Nu direct. Gazele cu urme de COS ajung la soba Claus. Partea din gaze ce nu a fost eliminată în Claus ajunge în Tail Gas unde este convertită în H ₂ S.

Nr. crt.	Denumire instalație	Tipul de măsuri	RECOMANDĂRI BAT	Alte efecte asociate aplicării BAT	Capitolul din BREF	Starea implementării la nivelul societății PETROTEL - LUKOIL
			Reducerea emisiilor de particule (cu conținut de metale) prin: <ul style="list-style-type: none"> ▪ Colectarea și reciclarea particulelor fine de cocs generate în procesul de cocsare. ▪ Manipulare și stocare corespunzătoare a cocsului obținut, inclusiv construcția de bariere de vânt (împrejmuirea depozitului de cocs) sau incinte de stocare complet închise. ▪ Benzi transportoare închise și depresurizate cu filtre de retenție. ▪ Zonă de încărcare complet închisă, menținută la o ușoară depresiune și evacuarea aerului prin filtre cu saci, sau încorporarea în echipamentele de încărcare a unor sisteme de reținere a particulelor. ▪ Utilizarea de electrofiltre¹⁾ și/sau cicloane sau filtre cu saci pentru toate evacuările în atmosferă care conțin particule; VLE BAT = 10 - 50 mg/Nm³ 	-	4.7.8 și 4.7.11.1 4.7.8 4.7.8 4.7.8 4.7.9.1	Colectarea cocsului se face în coloana de spălare de la bazinul de zumf după care șlamul este eliminat către fabricile de ciment. Incinta de stocare este deschisă, dar cocsul se păstrează în formă umedă pentru a preveni antrenările.
			Reducerea emisiilor de SO ₂ , prin: <ul style="list-style-type: none"> ▪ Reducerea emisiilor de SO₂ din gazele 	-	4.7.9.2	Nu este cazul.
			evacuate de la calcinare prin tehnici de desulfurare (eficiență > 90 %) ⁽²⁾ ; VLE BAT = 25 - 300 mg/Nm ³			
		Reducerea emisiilor în apă	Folosirea apei epurate (de la stația centrală de epurare) ca apă de răcire / tăiere în procesul de cocsare întârziată / calcinare.	- reducerea volumului de apă consumată	4.7.7	DA
			Striparea apei uzate generate înainte de trimiterea ei la stația centrală de epurare.	- reducerea încărcării stației centrale de epurare	4.7.10.1	DA

	CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești	Comanda DG-0545 din 15.03.2022
	LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT	Proiect nr. MD 2000.006

Nr. crt.	Denumire instalație	Tipul de măsuri	RECOMANDĂRI BAT	Alte efecte asociate aplicării BAT	Capitolul din BREF	Starea implementării la nivelul societății PETROTEL - LUKOIL
		Reducerea generării de deșuri	Creșterea procentului de separare a particulelor fine de cocs din apa folosită la tăiere.	-	4.7.10.2	DA
<p>Observatii: 1) Reprezentanții industriei consideră că electrofiltrul nu este utilizabil din cauza conductivității particulelor de cocs și, ca urmare, valoarea superioară a domeniului ar trebui să fie 100 mg/Nm³.</p> <p>2) Reprezentanții industriei consideră că, prin aplicarea unui sistem de desulfurare gaze evacuate cu eficiență de 90 % nu este posibil să se respecte limita superioară a domeniului - din cauza conținutului foarte ridicat de sulf din materia primă - și ca urmare recomandă o VLE de 500 mg/Nm³.</p>						
12.	TAME / MTBE	Integrate	Aplicarea integrării termice in instalație sau rafinărie.	- eficiență energetică	4.10.1.3	Se recuperează căldura produselor obținute prin rețeaua de schimb de căldură.
			Utilizarea unui rezervor de stocare sau planificarea producției astfel încât să se controleze cantitatea de ape uzate generate, pentru a preveni orice defecțiune în instalația de epurare biologică.	- reducerea încărcării stației de epurare	4.11.2	DA; Se utilizează un vas tampon (vas de puncte joase) în care se drenează apele cu urme de metanol. Apele sunt repompate și procesate în instalație.

O prezentare comparativă între cele mai bune tehnici disponibile recomandate de *Documentul de referință BAT* pentru rafinării și performanțele realizate la nivelul societății PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești, atât din punct de vedere al tehnologiilor aplicate cât și al performanțelor de mediu, este realizată detaliat în lucrarea: "**Studiul comparativ între performanțele de mediu actuale ale instalațiilor aferente PETROTEL - LUKOIL S.A. și nivelul de performanță asociat BAT**".

CONCLUZII:

→ Analiza datelor prezentate în **Tabelul 5** relevă faptul că instalațiile tehnologice existente pe amplasamentul societății PETROTEL - LUKOIL S.A. respectă recomandările BAT specific proceselor tehnologice aplicate într-o rafinărie. Toate instalațiile tehnologice se încadrează în reglementările BAT, fie datorită modernizărilor survenite începând cu anul 2004, fie direct din faza de proiectare pentru instalațiile noi.

→ În ceea ce privește evacuările către mediu, pe ansamblu se înregistrează:

– Emisiile de CO₂ ale rafinării se încadrează în domeniul înregistrat de alte unități de profil din Europa. Cu toate că documentele BAT nu specifică un interval de valori pentru emisiile de CO₂, valoarea realizată de PETROTEL - LUKOIL de 173 kg / t țiței o situează printre rafinăriile considerate BAT.

– Emisiile de SO₂ ale societății au scăzut continuu în ultimii ani, valorile medii înregistrate la coșurile cuptoarelor tehnologice fiind mult sub limita de 35 mg/Nm³. Emisiile specifice raportate la tona de țiței procesată se situează la nivelul rafinăriilor europene.– Pe ansamblu, emisiile de NO_x ale rafinării se încadrează în valorile BAT, toate cuptoarele fiind echipate cu arzătoare cu emisii reduse de NO_x.

– Emisiile de pulberi ale rafinării, sursele fixe respectă condițiile BAT.

– Recomandările documentelor BAT privind emisiile de COV sunt implementate la nivelul societății.

– Indicatorii de calitate ai apei deversate în emisar se încadrează în domeniul de valori obținute de alte rafinării europene care au atins cerințele BAT. De asemenea, consumul specific de apă proaspătă se situează în domeniul BAT.

– Sistemul de management al deșeurilor implementat la nivelul societății respectă cerințele BAT.

2.5.3. Substanțe și produse chimice utilizate pe platforma PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești

Conform legislației în vigoare privind substanțele toxice și periculoase, materiile prime, produsele intermediare și produsele finite vehiculate în platforma PETROTEL - LUKOIL S.A. sunt în marea lor majoritate produse chimice periculoase, care prezintă posibile surse de risc prin declanșarea unor accidente.

Principalele substanțe periculoase conform Legii nr. 59/2016 privind controlul asupra pericolelor de accident major în care sunt implicate substanțe periculoase vehiculate pe amplasamentul PETROTEL - LUKOIL S.A. sunt prezentate în Tabelul 6:

Tabelul 6: Substanțe periculoase vehiculate pe amplasament

Nr. Crt.	Denumirea comercială Puritatea substanței / compoziție, în %	Denumire conform IUPAC, Formula moleculară / Masa moleculară	Nr. CAS	Nr. EC (Nr. EINECS/ Nr. NLP / Nr. ELINCS)	Tip substanță / Starea fizică a substanței
1.	Țiței	Petrol brut; Țiței	8002-05-9	232-298-5	produs petrolier / lichid vâscos
2.	Păcură	Păcură	68476-33-5	270-675-6	produs petrolier / lichid vâscos
3.	Etanol	C ₂ H ₆ O/46	64-17-5	200-578-6	organica / lichid
4.	MTBE	Metil Terț Butil Eter / C ₅ H ₁₂ O / 88	1634-04-4	216-653-1	organica / lichid incolor, miros caracteristic eteric

5.	Metanol	Metanol / CH ₃ OH / 32	67-56-1	200-659-6	organica / lichid
6.	Aditivi de carburanți	-	-	-	-
7.	GPL semifabricat și finit (propan, propilenă, GPL auto și casnic) și gaz natural (combustibil)	Gaze petroliere lichefiate	74-98-6 115-07-1 68477-71-4 74-82-8	200-827-9 115-07-1 270-752-4 200-812-7	organica / lichid
8.	Hidrogen	Hidrogen / H ₂ / 2	1333-74-0	215-605-7	element / gaz
9.	Fracție C₅-C₆	Fracție C ₅ -C ₆	-	-	organica / lichid
10.	Benzina semifabricată	Benzină	-	-	organica / lichid
11.	Benzina component și finită	Benzină; Nafta cu punct de fierbere scăzut – fără specificații	86290-81-5	289-220-8	organica / lichid
12.	Fame (biodiesel)	(Esteri metilici ai acizilor grași din uleiuri vegetale)	67762-38-3	267-015-4	organica / lichid
13.	Motorina semifabricată	Motorina	-	-	produs petrolier / lichid
14.	Motorina finită	Combustibili, diesel, motorină – fără specificații;	68334-30-5	269-822-7	produs petrolier / lichid
15.	Fuel oil	Motorina reziduala	68476-33-5		produs petrolier / lichid
16.	Semigudron	Intemediar izolat la locul de producere	68955-27-1	273-263-4	produs petrolier / lichid
17.	ETBE	Etil –tert- butil -eter	211-309-7		organica / lichid

În **Tabelul 7** este prezentată cantitatea maximă posibil existentă a acestor substanțe periculoase, respectiv locul unde se găsește substanța, stare fizică și condițiile de stocare.

Tabel 7

Nr. crt.	Denumirea substanței periculoase	Cantitate relevantă Legea 59/2016 Anexa 1 Partea 1, 2 (tone)	Cantitate maxim posibil existentă (tone)	Localizare	Stare fizică	Condiții de stocare
1.	Țiței	50000	12180 0	Depozit țitei și zestre conducte și instalație	Lichid	Generatoare de spumă aeromecanică, apă de stropire, serpentină de încălzire

Nr. crt.	Denumirea substanței periculoase	Cantitate relevantă Legea 59/2016 Anexa 1 Partea 1, 2 (tone)	Cantitate maxim posibil existentă (tone)	Localizare	Stare fizică	Condiții de stocare
2.	Păcură	25000	70	Vehiculată în instalația DAV3 ca produs intermediar	Lichid	-
3.	Etanol	50000	2100	Instalație	Lichid	Generatoare de spumă aeromecanică, apă de stropire, membrană dublă de etanșare
4.	MTBE	50000	2950	Blending benzină și instalația MTBE	Lichid	Generatoare de spumă aeromecanică, apă de stropire, membrană dublă de etanșare
5.	Metanol	5000	1620	Parc de rezervoare instalația MTBE	Lichid	Rezervoare presurizate cu azot, prevăzute cu generatoare de spumă
6.	Aditivi carburanți	500	500	Instalații magazie	Lichid	-
7.	GPL semifabricat și finit (propan, propilenă, GPL auto și casnic) și gaz natural (combustibil)	200	7280	Sfere vase, Zestre instalații Rampa GPL Conducte	Lichid	Sistem stropire cu apă, supape de siguranță
8.	Hidrogen	50	2	Depozit H2	Gaz	Vase sub presiune
9.	Fracție C ₅ -C ₆	25000	1970	Rezervoare parc GPL Zestre instalații	Lichid	Sistem stropire cu apă, supape de siguranță
10.	Benzina semifabricat	25000	1200 0	Rezervoare Zestre instalații	Lichid	Generatoare de spumă aeromecanică, apă de stropire
11.	Benzina component și finită	25000	5900 0	Rezervoare AFPE-RV Zestre conducte Rampa auto Rampa CF	Lichid	Generatoare de spumă aeromecanică, apă de stropire
12.	Motorina semifabricat	25000	2590 0	Rezervoare Zestre instalații	Lichid	Generatoare de spumă aeromecanică, apă de stropire
13.	Motorina finită	25000	9500 0	Rezervoare AFPE-RV Zestre conducte Rampa auto Rampa CF	Lichid	Generatoare de spumă aeromecanică, apă de stropire
14.	Fame	25000	6500	Rezervoare	Lichid	Generatoare de spumă aeromecanică, apă de stropire

Nr. crt.	Denumirea substanței periculoase	Cantitate relevantă Legea 59/2016 Anexa 1 Partea 1, 2 (tone)	Cantitate maxim posibil existentă (tone)	Localizare	Stare fizică	Condiții de stocare
15	Fuel oil	25000	9038	Rezervoare	Lichid	Serpentina de incalzire si sistem PSI ,generator de spuma ,inel de racire pe manta si capac ,supape si traductoare de nivel si temperatura
16	Semigudron	25000	1200 0	Rezervoare	Lichid	Generatoare de spumă aeromecanică, apă de stropire
17	ETBE	50000	2775	Rezervoare	Lichid	Generatoare de spumă aeromecanică, apă de stropire, membrană dublă de etanșare

Cantitățile de deșuri periculoase care intră sub incidența legii 59/2016 sunt prezentate în **Tabelul 8**.

Tabel 8

Nr. crt.	Deșeu	Cantitatea maxim posibilă pe amplasament t tone	Starea Fizică/mod de depozitare	Localizare	Cantitatea relevanta din Anexa1, partea 1 sau partea 2 din Legea 59/2016- coloana 3
1	Șlam de rezervor	7900	Lichid/ depozit temporar conform	Zona statie Epurare	50000 (500)
2	Nămol de epurare cu conținut de substanțe periculoase	17000	Solid/ depozit temporar conform	Zona statie Epurare	500
3	Deșuri cu continut de sulfuri periculoase - Sode uzate	3000	Lichid/ rezervoare	Rezervoarele V6/1; V6/2; V2/3 de la instalația CC.	200 (500)
4	Deșuri de ambalaje metalice care contin reziduuri sau sunt contaminate cu substante periculoase	20	Solid	Platforma betonata	

Categoria de pericol, Clasele de pericol și frazele de pericol, conform Regulamentului CE 1272/2008 pentru principalele substanțe și amestecuri periculoase vehiculate pe amplasament, se prezintă în continuare, **Tabelul 9**.

Tabelul 9

Nr. Crt.	Denumirea substanței periculoase/ amestecului	Nr. CAS	Fraza de pericol	Clasa de pericol	Categoria de pericol
1	1	3	4	5	6
1.	Titei	8002-05-9	H350; H411	carcinogen Pericol cronic pentru mediu acvatic	1B
2.	Etanol	64-17-5	H225 H319	lichid inflamabil iritarea ochilor	2 2
3.	MTBE	1634-04-4	H225 H315	lichid inflamabil provoaca iritarea pielii	2 2
4.	Metanol	67-56-1	H225	lichid inflamabil	2
			H331	toxic in caz de inhalare	3
			H311	toxic in contact cu pielea	3
			H301	toxic in caz de inghitire	3
5.	Aditivi carburanti	-	H370	cauzeaza daune ale organelor sistemului nervos central,nervului optic	1
			H302	toxicitate acuta orala	4
			H312	toxicitate acuta dermica	4
			H332	toxicitate acuta inhalare	4
			H411	Pericol cronic pentru mediu acvatic	2
			H351	carcinogen	2
6.	LPG semifabricat si finit(propan, propilena, GPL auto si casnic) si gaz natural (combustibil).	74-98-6	H220	gaz inflamabil	1
			H280	gaz lichefiat 1A	1A
		115-07-1	H220	gaz inflamabil	1
			H280	gaz lichefiat 1A	1A
			H340	Mutagen	cat.1B
68477-71-4	H350	Carcinogen	cat.1B		
7.	Hidrogen	1333-74-0	H220	gaz inflamabil	1
8	Fractie C5-C6	68476-26-6	H340	Mutagen	cat.1B

Tabelul 9 continuare

Nr. Crt.	Denumirea substanței periculoase/ amestecului	Nr. CAS	Fraza de pericol	Clasa de pericol	Categoria de pericol
1	1	3	4	5	6
9	Benzina semifabricat		H224	Lichid inflamabil	cat.1
			H315	Iritatie piele	cat.2
			H340	Mutagen	cat.1B
			H361	Reproducere	cat.2
			H304	Toxicitate prin aspirare	cat.1


Nr. Crt.	Denumirea substanței periculoase/amestecului	Nr. CAS	Fraza de pericol	Clasa de pericol	Categoria de pericol
1	1	3	4	5	6
			H350	Carcinogen	cat.1B
			H336	STOT SE	cat3
			H411	Pericol cronic pentru mediu acvatic	cat2
10.	Benzina component si finita	86290-81-5	H224	Lichid inflamabil	cat.1
			H315	Iritatie piele	cat.2
			H340	Mutagen	cat.1B
			H361	Reproducere	cat.2
			H304	Toxicitate prin aspirare	cat.1
			H350	Carcinogen	cat.1B
			H336	STOT SE	cat3
			H411	Pericol cronic pentru mediu acvatic	cat2
11.	FAME	67762-28-3	-	-	-
12.	Motorina semifabricat		H226	Lichid inflamabil	cat 3
			H315	Iritatie piele	cat.2
			H332	toxicitate acuta	cat 4
			H351	carcinogen	cat2
			H304	toxicitate prin aspirare	cat 1
			H336	STOT SE	cat3
			H411	Pericol acvatic acut	cat2
13.	Motorina finita	68334-30-5	H226	Lichid inflamabil	cat 3
			H315	Iritatie piele	cat.2
			H332	toxicitate acuta	cat 4
			H351	carcinogen	cat2
			H304	toxicitate prin aspirare	cat 1
			H336	STOT SE	cat3
			H411	Pericol cronic pentru mediu acvatic	cat2
14	Pacura	68476-33-5	H226	Lichid inflamabil	cat 3
			H332	toxicitate acuta	cat 4
			H350	Carcinogen	cat.1B
			H361 d	toxic reproducere	cat2
			H 373	STOT RE	cat 2
			H 400	toxic pentru mediul acvatic	cat1
			H410	foarte toxic pentru mediul acvatic	cat1

Prezența substanțelor periculoase poate conduce la apariția riscului pentru factorii de mediu și factorul uman, prin producerea de evenimente, cum ar fi:

- accident chimic, prin care se dezvoltă evacuări masive sub aspect calitativ și cantitativ de substanțe chimice;
- incendiu;
- explozie.

În cadrul platformei rafinării PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești obiectivele în care sunt implicate substanțe periculoase și unde apariția riscului pentru mediu și factorul uman este mare, îl constituie instalațiile tehnologice.

Evaluarea nivelului de risc / pericol asupra obiectivelor relevante pentru securitate efectuată în cadrul lucrării "**Raport de securitate**", a condus la cuantificarea nivelului de

	CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești	Comanda DG-0545 din 15.03.2022
	LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT	Proiect nr. MD 2000.006

risc al platformei PETROTEL - LUKOIL S.A., reprezentat prin matricea de risc de mai jos (Figura 20).

Figura 20. Matrice de risc

	Insignifiant	Scăzut	Mediu	Mare	Foarte mare	Catastrofal	
F6							Frecvent
F5							Des
F4							Ocazional
F3							Rar
F2				Instalația HPM Instalația HB Instalația RC Instalația FG Fabricile de hidrogen Instalația MTBE /ETBE Instalația Cocsare Instalația HDS-CC	Instalația DAV3 Instalația Izomerizare Complex Cracare Catalitica Instalațiile DG-RS- TG- SAU Aria AFPE		Improbabil
F1		Instalația Epurare Prelucrare deșeuri	Instalația RGF, Instalația EGF ARIA TERMO- ENERGETICĂ	Instalația TAME /TAEE			Aproape imposibil
	I1	I2	I3	I4	I5	I6	

	RISC ACCEPTABIL
	RISC ACCEPTABIL, CU REDUCEREA PE CÂT POSIBIL A RISCURILOR(ALARP)
	RISC INACCEPTABIL. SE IMPUN INVESTIȚII MAJORE PENTRU REDUCEREA RISCULUI. DACĂ ACESTEA NU SUNT FEZABILE, SE IMPUNE ÎNCETAREA ACTIVITĂȚII

Analizând matricea de risc, respectiv consecințele ce pot apărea în cazul unui accident și probabilitatea apariției acestuia, precum și măsurile ce sunt prevăzute și întreprinse pentru diminuarea acestora, se poate concluziona că riscul la nivelul întregii platforme este acceptabil.

Așa cum reiese din **Figura 20**, nivelul de risc pentru majoritatea instalațiilor din cadrul rafinăriei PETROTEL - LUKOIL S.A. este mediu, ceea ce conduce la un **nivel de risc mediu** pentru întreaga platformă, fundamentat pe probabilitățile mici de apariție a unui accident și pe măsurile de reducere a acestora, luate de societate.

Pentru asigurarea măsurilor de prevenire a unui accident major, de limitare a consecințelor și intervenția în cazul producerii unui eventual accident, atât la nivelul instalațiilor, cât și la nivelul întregii platforme a rafinăriei, se acționează astfel:

- Întreținerea / repararea / înlocuirea utilajelor dinamice și statice, conductelor prin revizie periodică - mentenanță planificată (Grafic de revizie / Plan de revizie) și revizie de urgență, în situațiile în care devine iminentă producerea evenimentului.
- Întreținerea / repararea rezervoarelor prin revizie periodică - mentenanță planificată (Grafic de revizie / Plan de revizie) și revizie de urgență, în situațiile în care devine iminentă producerea evenimentului.
- Asigurarea întreținerii și repararea sistemului de încărcare / descărcare produse petroliere.
- Asigurarea măsurilor de minimizare a riscurilor de incendii și explozii încă din faza de proiect a instalațiilor, conform legislației de apărare împotriva incendiilor:
 - amplasare la distanțe minime corespunzătoare a instalațiilor;
 - pereți antifoc sau rezistenți la explozie;
 - căi de evacuare în caz de incendiu;
 - sistem de ventilație;
 - tip sistem de încălzire;
 - tipul instalațiilor electrice;
 - stabilirea / semnalizarea zonelor cu pericol de explozie;
 - sisteme de alimentare alternative cu utilități, etc..
- Dotarea instalațiilor tehnologice cu:
 - echipamente de automatizare pentru controlul temperaturii, presiunii și a debitului;
 - detectoare de gaze cu semnalizare la tabloul de comandă.
- Asigurarea instruirii periodice a personalului în vederea respectării PSFI și a Procedurilor de mentenanță utilaje statice și dinamice, și întreținere și reparații utilaje statice și dinamice (cuptoare, compresoare, pompe, coloane, reactoare, schimbătoare de căldură, conducte, rezervoare de depozitare, etc.).
- Verificare rețele de hidranți, instalații fixe și mobile de stingere, etc., sisteme/echipamente de împământări; legături echipotențiale; avertizoare).
- Monitorizarea calității evacuărilor către factorii de mediu și verificarea / asigurarea încadrării în limitele maxime admisibile, conform Programului de monitorizare a mediului.


Pentru creșterea siguranței în funcționare a instalațiilor tehnologice în urma modernizărilor realizate pe platforma rafinării PETROTEL - LUKOIL au fost implementate:

☞ **Sistemul de Control Distribuit - DCS** care a înlocuit Sistemul de automatizare convențional cu conducere centralizată de la tabloul de comandă.

☞ **Sistemul de oprire automată în caz de urgență - ESD** care asigură oprirea automată a instalațiilor tehnologice în caz de urgență.

Societatea deține în dotare autospeciale de pompieri, astfel încât să poată interveni cu forțe proprii la stingerea unui incendiu, precum și alte dotări pentru situații neprevăzute, cum sunt:

- instalații de semnalizare și avertizare incendii;
- mijloace de alarmare de protecție civilă;
- mijloace de legătură;
- rețea de hidranți și gospodării de apă;
- stații centrale și locale de spumă;
- stingătoare, prize și furtunuri pentru abur, perdele abur, tunuri fixe;

	CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești	Comanda DG-0545 din 15.03.2022
	LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT	Proiect nr. MD 2000.006

- instalații de stingere aferente rezervoarelor, rampelor CF;
- detectoare de gaze;
- utilaje de transport și materiale necesare intervenției în situații de urgență;
- mijloace de protecție individuale.

2.6. Topografie

Zona ocupată de rafinăria PETROTEL - LUKOIL S.A. aparține județului Prahova, aflat în zona central-sudică a României, județ care dispune de condiții fizico-geografice variate și de un însemnat potențial economic.

Situat la sud de lanțul carpat, nu departe de curbură, cu o suprafață de 4.716 km² și o populație de 762.886 locuitori (2011), *județul Prahova* se desfășoară pe direcția NNW-SSE, fiind limitat la nord de județul Brașov, la est de județul Buzău, la vest de județul Dâmbovița, iar la sud de județele Ilfov și Ialomița.

Reședința administrativă a județului este Municipiul Ploiești, oraș cu o populație de 209.405 locuitori (2011), situat la 60 km nord depărtare de București, al doilea oraș după București ca industrie.

Caracteristica principală a reliefului din județul Prahova constă în varietatea și disponerea lui sub forma unui amfiteatru, într-un echilibru perfect: munții ocupă 26,2 % din suprafața județului, dealurile 36,5 %, iar câmpiile 37,3 %.

Formațiunile sedimentare care alcătuiesc relieful regiunii se sprijină pe un fundament de șisturi cristaline rezultate din metamorfozarea unor sedimente foarte vechi.

Terenul de amplasament al rafinăriei PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești are valori ale altitudinii cuprinse între cca. 140 m la sud-est și cca. 148 m la nord-vest. Panta terenului este de cca. 1%, având o cădere de la N-V la S-E.

Local se delimitează următoarele unități geomorfologice:

- câmpia Ploieștiului, de vârstă pleistocenă, formată datorită eroziunii și depunerii materialului transportat din zona deluroasă și montană, prin acțiunea apei; se caracterizează printr-o fragmentare slabă a reliefului cu văi și terase slab individualizate;
- albia majoră a râului Teleajen, în care se întâlnesc aluviuni recente, în marea lor majoritate scheletice, datorită faptului că procesele de eroziune și depunere sunt continue, nepermițând avansarea procesului de solidificare;
- terasa Teleajenului, o zonă destul de îngustă și nu prea extinsă, în care se găsesc soluri aluvionare;
- lunca pârâului Dâmbu, pârâu cu albie puțin extinsă și foarte îngustă.


Amplasamentul rafinăriei face parte din subunitatea Câmpia Ploieștilor, parte componentă a Câmpiei Române, fiind formată prin suprapunerea conurilor de dejecție ale râurilor Prahova și Teleajen, la ieșirea acestora din Subcarpați.

Terenul amplasamentului este situat între pârâul Dâmbu și râul Teleajen spre N-NE, albia râului Teleajen fiind la 1,0 - 1,5 km de obiectiv.

Din punct de vedere litologic, depozitele ce formează cuvertura zonei de amplasare a rafinăriei PETROTEL - LUKOIL sunt depozite aluviale, cu textură ușoară până la grea, reprezentate prin nisipuri, luturi nisipoase, argile și pietrișuri, interceptate în foraje până la 50 - 60 m.

Zona studiată se caracterizează prin soluri aluviale tipice și malice de depozite fluviatile, iar în zona limitrofă râului Teleajen, pe suprafețe restrânse, se întâlnesc protosoluri aluviale litice, pe pietrișuri fluviatile.

Acviferul din conul aluvionar Prahova - Teleajen având roci magazin predominant grosiere, au un înalt grad de vulnerabilitate la poluare.

	CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești	Comanda DG-0545 din 15.03.2022
	LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT	Proiect nr. MD 2000.006

Zona amplasamentului PETROTEL - LUKOIL se găsește în partea estică a acestui con aluvionar Prahova - Teleajen.

Râul Teleajen străbate în lung județul Prahova de la un capăt la altul, traversând toate unitățile de relief. Odată intrat în câmpie, Teleajenul se abate spre S-E, ocolind conul de dejecție al Prahovei, după care își schimbă direcția spre sud și pătrunde în regiunea joasă a Gheorghitei cu șerpuiți înainte de vărsare. În câmpie, Teleajenul primește doi afluenți: Bucovelul pe stânga și Dâmbu pe dreapta, a cărui origine este în regiunea Băicoiului.

Apele de suprafață, în special râul Prahova și râul Teleajen au contribuit în mare măsură la formarea monostructurii actuale atât prin depunerea de material aluvionar și construirea conului proluvial, cât și prin eroziunea care a avut ca efect formarea nivelurilor de terasă în această unitate geomorfologică. Aluviunile s-au depus peste o pătură ondulată de argile și argile marmoase. Astfel, în zonele riverane, caracteristice sunt solurile nisipoase și solurile aluvionare.

Solurile aluviale sunt soluri cu texturi diferite, fiind amplasate pe depozite diferite cu cantități variabile de materie organică și elemente nutritive. Reacția acestora este în majoritate de la slab alcalin la moderat alcalin.

2.7. Geologie și hidrogeologie

Din punct de vedere geologic cele mai noi depozite care apar în regiunea orașului Ploiești aparțin pleistocenului.

Zona societății PETROTEL - LUKOIL S.A. se caracterizează prin soluri aluviale tipice și malice pe depozite fluviatile, iar în zona limitrofă râului Teleajen, pe suprafețe restrânse se întâlnesc protosoluri aluviale litice pe pietrișuri fluviatile.

Cele mai vechi formațiuni prezente în zona studiată sunt de vârsta pleistocenă și aparțin Subcarpaților ce se dezvoltă în nordul (N-V, N, N-E) conului aluvionar Prahova - Teleajen.

Acviferul din conul aluvionar Prahova - Teleajen, având roci magazin predominant grosiere, au un înalt grad de vulnerabilitate la poluare.

Din punct de vedere litologic aceste depozite sunt foarte variate: nisipuri, pietrișuri, gresii, conglomerate slab cimentate, argile slab nisipoase, marmo-argile cu sare.

Peste formațiunile pliocene sunt sedimentate depozite villafranchiene în faciesul Stratelor de Cândești cu grosimi care ating 500 - 700 m și care aflurează în Dealul Bucovului și Dealul Băicoi - Tintea. Faciesul Stratelor de Cândești își încheie ciclul de sedimentare cu argilă neagră cu fosile, care constituie convențional patul depresionar al conului propriu-zis. Ea reprezintă o ridicare în nordul conului și o plonjare de la est la vest căreia îi corespunde o subțiere a depozitelor acoperitoare.


Suprafața patului argilos are o pantă generală, de la vest la est, de cca. 5 ‰ pe care se intersectează două rupturi de pantă: una mai pronunțată (6 ‰) la Aricești - Târgșorul Nou și alta mai puțin accentuată la Florești sud - Corlățești.

Depozitele proluviale fluviatile care formează conul de dejecție sunt heterogene. Ele se caracterizează prin structura tipic încrucișată, procentul ridicat de nisipuri, pietrișuri și bolovănișuri (75 %) și frecvente intercalații de argile și prafuri.

Variația pantei patului acestor depozite a provocat sortări ale materialului sedimentat, de exemplu la Târgșorul Vechi - Crângul lui Bot s-a depus un material mai grosier care favorizează o circulație mai activă a apei subterane.

Sortarea s-a realizat începând de la piciorul pantei unde s-a depus bolovăniș și pietriș și a continuat pe porțiunea de atenuare a pantei cu material din ce în ce mai fin.

Ținând seama de condițiile geologice de formare a conului aluvionar și de evoluția în timp a acestuia trebuie admise atât limitarea spre nord-vest a extinderii depozitelor

	CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești	Comanda DG-0545 din 15.03.2022
	LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT	Proiect nr. MD 2000.006

proluviale cât și o deplasare continuă dinspre nord-vest spre sud-est a centrului de sedimentare (inflexiunea pantei de depunere) a depozitelor proluviale.

Grosimea depozitelor conului este condiționată de poziția stratului argilos, fiind maximă pe axul conului - peste 50 m și scăzând pe flancuri spre exteriorul bazinului.

Apele de suprafață, în special râul Prahova și râul Teleajen au contribuit în mare măsură la formarea monostructurii actuale atât prin depunerea de material aluvionar și construirea conului proluvial cât și prin eroziunea care a avut ca efect formarea nivelurilor de terasă în această unitate geomorfologică.

Ansamblu aluvionar al conului de dejecție Prahova - Teleajen este acoperit cu argile sau cu șisturi argiloase, cu grosimi ce variază de la 1 la 3 m în sudul, respectiv de la 4 la 5 m în nordul regiunii orașului Ploiești.

Complexul aluvionar acoperă la rândul său un complex marmo-argilos, cu grosimi cuprinse între 40 - 60 m. Acest substrat nu este plan la partea sa superioară, fiind mai mult sau mai puțin undulat. Din acest motiv, grosimea complexului aluvionar de deasupra poate prezenta grosimi variabile pe distanțe relativ mici.

Substratul marmo-argilos este așezat pe depozite ale Pleistocenului, alcătuite din nisipuri și pietrișuri, cunoscute și sub denumirea de Straturi de Cândești și care datează din Terțiar. Grosimea acestor straturi depășește 50 m, putând ajunge până la 250 m.

Depozitele pleistocene inferioare au grosimi de 50 ÷ 60 m și sunt constituite din alternante de pietrișuri și nisipuri cu argile.

Pleistocenul mediu care se dispune în continuare are o compoziție predominant pelitică, marnele fiind majoritatea cantitativ, formațiune litologică cunoscută sub numele de complexul marmos. Aceasta are o dezvoltare regională cu grosime și compoziție variabile, limita superioară fiind întâlnită prin foraje la adâncimi cuprinse între 27 ÷ 29 m în zona societății PETROTEL - LUKOIL și 16 ÷ 20 m în zona Bărcănești - Tătărani.

Cele mai noi depozite care apar în regiune aparțin Pleistocenului superior și sunt formate din depozitele conului aluvionar Prahova - Teleajen.

Complexul psamo-pseftic este acoperit de pelite, dezvoltate pe grosimi care variază între 1 m și 6,5 m. Sunt compuse din argile maronii, argile loessoide, macroporice, cu zone compacte și cu lentile slab nisipoase, loessuri și marmo-argile cenușii sau vineții, nisipuri argiloase. Secțiunile argiloase arată că acestea s-au depus pe un paleorelief cu diferențe de altitudine puțin accentuate.

Prin constituția sa litologică acest depozit pelitic ar putea constitui un bun izolator cu condiția ca grosimea acestuia să fie mai mare de 4 m.

Din acest motiv pe suprafața lui au fost amplasate obiective industriale, conducte, depozite de deșeuri petroliere ale rafinăriilor din zonă. Este de menționat că prin încastrarea fundațiilor la diferite adâncimi în acest strat, grosimea impermeabilului a fost diminuată și implicit s-a redus capacitatea de protejare a subsolului împotriva infiltrațiilor substanțelor poluante. În plus, prin tasările și fisurile ulterioare, capacitatea de izolare a acestui complex argilos a scăzut și mai mult.

2.8. Hidrologie

Din punct de vedere hidrologic amplasamentul societății PETROTEL - LUKOIL S.A. se situează în Bazinul hidrografic Buzău - Ialomița, prezentat în **Figura 21**.



Figura 21. Bazinul hidrografic Buzău - Ialomița

Date generale ce caracterizează Bazinul hidrografic Buzău - Ialomița:

- Suprafața totală în România 26.205 km²
- Lungimea hidrografică 5.424 km
- Lungime râu Buzău 308 km
- Lungime râu Ialomița 400 km
- Populație 2.604.000 locuitori

Resurse apă:

- suprafață 731,53 mil. m³
- subterane 1.025 mil. m³

Lacuri de acumulare cu folosință complexă:


- vol. total 852,856 mil. m³
- vol. util 632,370 mil. m³

Lucrări pentru combaterea inundațiilor:

- apărări de maluri 242 km
- regularizări albiei 200,4 km
- îndiguiri 678 km

Obiective apărate

- 209 localități
- 220 obiective industriale
- 22.457 case și gospodării
- 847 km căi ferate
- 585 km drumuri

	CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești	Comanda DG-0545 din 15.03.2022
	LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT	Proiect nr. MD 2000.006

Sistemul de monitoring integrat al apelor:

- 49 stații hidrometrie
- 537 foraje hidrogeologice
- 110 posturi pluviometrice
- 61 secțiuni de control a calității apei în râuri
- 34 secțiuni de control la debitele prelevate și restituite de folosințe

Bazinul hidrografic Buzău - Ialomița cuprinde părți din județele Dâmbovița, Prahova, Buzău, Brăila, Ialomița și Ilfov și se învecinează cu Bazinele hidrografice ale râurilor Olt, Siret, Argeș și Dunăre.

În cuprinsul județului Prahova se regăsesc următoarele cursuri de ape:

- Doftana, 51 km;
- Teleajen, 122 km;
- Cricovul Sărat, 94 km;
- Ialomița, circa 35 km din lungimea sa totală;
- Cricov, circa 8 km din lungimea sa totală;
- Prahova, circa 180 km din lungimea sa totală.

Bazinul hidrografic cuprinde *12 lacuri naturale*, cu o suprafață de 1982 ha și un volum de 38,371 mil. m³ și *27 lacuri de acumulare* cu o suprafață totală de 4762 ha și un volum de 327,5 mil. m³.

2.9. Autorizații curente

Funcționarea societății PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești este certificată și se derulează în conformitate cu cerințele prevăzute în următoarele autorizații / contracte, prezentate în **Tabelul 10**:

Tabelul 10: Situația autorizațiilor de funcționare ale societății

Nr. crt.	Număr document	Denumire document	Emitent	Subiect
1.	Nr. Autorizație: PH 10/2015	▪ Autorizație integrată de mediu revizuită în data de 05.12.2019	▪ Agenția pentru Protecția Mediului Prahova	- autorizează funcționarea societății din punct de vedere al protecției mediului
2.	Nr. Autorizație: 36/28.02.2020	▪ Autorizație de Gospodărire a Apelor	▪ Administrația Națională "APELE ROMÂNE"	- autorizează dreptul de folosință a surselor pentru alimentarea cu apă și receptorii pentru evacuarea apelor - autorizează debitele și volumele de apă potabilă și industrială și de ape uzate evacuate

Nr. crt.	Număr document	Denumire document	Emitent	Subiect
3.	Nr. Autorizație: 17/30.12.2020 Revizuita 02.12.2021	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Autorizație privind emisiile de gaze cu efect de seră pentru perioada 2021 - 2030 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Ministerul Mediului și Schimbărilor Climatice ▪ Agenția Națională pentru Protecția Mediului 	<ul style="list-style-type: none"> - definește activitatea de monitorizare și raportare a emisiilor de gaze cu efect de seră - stabilește cerințele privind restituirea certificatelor de emisii de gaze cu efect de seră - stabilește cerințele privind informarea autorității competente pentru protecția mediului asupra modificărilor la nivelul instalației, ce pot determina revizuirea planului de monitorizare și raportare a emisiilor de gaze cu efect de seră
4.	Nr. Autorizație: CI RC 1295/2021	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Autorizație pentru desfășurarea de activități în domeniul nuclear 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Comisia Națională pentru Controlul Activităților Nucleare 	<ul style="list-style-type: none"> - autorizează PETROTEL-LUKOIL S.A. să utilizeze surse de radiații și instalații radiologice, în cadrul Unității de Tehnică Nucleară - nivelmetrie
5.	Nr. Certificat: 2113/11.12.2021	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Certificat de inspectare tehnică C.O.V. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ S.C. LAJEDO S.R.L. Ploiești 	<ul style="list-style-type: none"> - certifică respectarea cerințelor legale de dotare a Instalației de încărcare benzină în vagoane-cisternă la rampa CF, privind recuperarea și limitarea emisiilor de C.O.V.
6.	Nr. Certificat 0565/21.04.2021	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Certificat de inspectare tehnică C.O.V. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ S.C. LAJEDO S.R.L. Ploiești 	<ul style="list-style-type: none"> - certifică respectarea cerințelor legale de dotare a instalației de depozitare - rezervorul R207, privind recuperarea și limitarea emisiilor de C.O.V.
7.	Nr. Certificat 0564/21.04.2021	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Certificat de inspectare tehnică C.O.V. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ S.C. LAJEDO S.R.L. Ploiești 	<ul style="list-style-type: none"> - certifică respectarea cerințelor legale de dotare a instalației de depozitare - rezervorul T136, privind recuperarea și limitarea emisiilor de C.O.V.
8.	Nr. Certificat 0563/21.04.2021	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Certificat de inspectare tehnică C.O.V. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ S.C. LAJEDO S.R.L. Ploiești 	<ul style="list-style-type: none"> - certifică respectarea cerințelor legale de dotare a instalației de depozitare benzina – rezervorul T99, privind recuperarea și limitarea emisiilor de C.O.V.

Nr. crt.	Număr document	Denumire document	Emitent	Subiect
9.	Nr. Certificat: 1580/01.09.2021	▪ Certificat de inspectare tehnică C.O.V.	▪ S.C. LAJEDO S.R.L. Ploiești	- certifică respectarea cerințelor legale de dotare a Instalației de încărcare benzină în autocisterne la rampa auto, privind recuperarea și limitarea emisiilor de C.O.V.
10.	Nr. Contract: 1305/2020	▪ Contract de vânzare-cumpărare gaze naturale	▪ OMV Petrom Gas S.R.L., str. Coralilor nr. 22, sector 1, București	- definește condițiile de vânzare - cumpărare fermă a unor cantități de gaze naturale, la prețul și la punctul de predare / preluare gaze naturale - Poarta 4 PETROTEL - LUKOIL
11.	Nr. Contract: 45/15.01.2019	▪ Contract de furnizare apă industrială și potabilă	▪ S.C. PROWATER ECOSISTEM S.R.L. str. Mihai Bravu nr. 235, Ploiești	- definește condițiile de furnizare apă industrială din sursa Brazi, conform cantităților și la parametrii calitativi stabiliți în Anexa 1.c și f la contract - definește condițiile de furnizare apă potabilă din sursa subteran, conform cantităților și la parametrii calitativi stabiliți în Anexa 1.a și d la contract
12.	Nr. Contract: 548 / 19.12.2019 241/23.08.2021	▪ Contract de prestări servicii pentru depozitarea deșeurilor	VITALIA SERVICIILOR PENTRU MEDIU – TRATAREA DEȘEURILOR S.R.L. ROSAL GRUP S.A. SUCURSALA PLOIESTI	- definește condițiile pentru depozitarea deșeurilor menajere, stradale și industriale, în condițiile impuse de lege
13.	Nr. Contract: 147/17.05.2021	▪ Contract de prestări servicii pentru eliminarea deșeurilor cu conținut de produs petrolier	▪ Geocycle Romania S.R.L.	- definește condițiile de preluare, transport, prelucrare, tratare a deșeurilor petroliere rezultate din procesul curent de producție al Rafinăriei, depozitate în instalația de stocare temporară
14.	Nr. Juridic: 209/21.07.21	▪ Contract de vânzare - cumpărare deșeuri metalice	▪ S.C. Remat Brasov S.A.	- reglementează raporturile de vânzare - cumpărare dintre furnizor și prestator privind colectarea și valorificarea deșeurilor metalice feroase și neferoase
15.	Nr. Juridic: 369/17.12.21	▪ Contract de eliminare deseuri de catalizator Belco	Oil Depol Srl	- definește condițiile de preluare, transport și eliminare a deșeurilor de la instalația Belco.

Nr. crt.	Număr document	Denumire document	Emitent	Subiect
16.	Nr. Juridic: 340/24.11.21	▪ Contract de furnizare servicii meteo	ANM	- definește condițiile de furnizare a serviciilor meteo.

2.10. Detalii privind planul de supraveghere a calității amplasamentului

Conform prevederilor **O.U.G. nr. 195/2005 privind protecția mediului**, aprobată cu modificări prin **Legea nr. 265/2006**, cu modificările și completările ulterioare și **Legii nr. 278/2013 privind emisiile industriale**, titularul are următoarele obligații:

- să realizeze controlul emisiilor de poluanți în mediu, precum și controlul calității factorilor de mediu, prin analize efectuate de personal calificat, în laboratorul din dotare sau în laboratoare terțe, cu echipamente de prelevare și analiză adecvate, conform standardelor de prelevare și analiză specifice;
- să raporteze autorităților de mediu rezultatele monitorizării, în forma adecvată, stabilite prin autorizația de mediu și la termenele solicitate;
- să transmită la A.P.M. Prahova și la G.N.M. - C.J. Prahova orice alte informații solicitate, să asiste și să pună la dispoziție datele necesare pentru desfășurarea controlului instalației și pentru prelevarea de probe sau culegerea oricăror informații pentru verificarea respectării prevederilor autorizației.

Activitatea de monitorizare a emisiilor și a calității mediului este externalizată, fiind derulată prin societatea PROWATER-ECOSISTEM S.R.L. Ploiești.

“**Planul de monitorizare a mediului**” cuprinde, pentru factorii de mediu monitorizați, punctele de monitorizare, indicatorii și frecvența de prelevare a probelor.

Pe baza măsurătorilor efectuate, se întocmesc **rapoarte lunare**, care sunt trimise la organele de control (Agenția pentru Protecția Mediului Prahova).

Structura organizatorică a societății PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești (ANEXA 2), prin Serviciul ECOLOGIE, asigură condiții de supraveghere a nivelului de poluare a factorilor de mediu, permițând luarea într-un interval de timp scurt a măsurilor de diminuare a acestuia, în cazul depășirii limitelor admise.

Activitatea de monitorizare a evacuărilor către factorii de mediu a fost externalizată, între firma PROWATER-ECOSISTEM S.R.L. Ploiești, care efectuează monitorizarea și Serviciul Ecologie al rafinăriei existând un sistem de informare care permite cunoașterea tuturor problemelor ce apar în funcționarea instalațiilor și modalitatea de soluționare a acestora, astfel încât să fie prevenită poluarea mediului înconjurător.

2.10.1. Monitorizarea emisiilor în aer

Societatea PETROTEL - LUKOIL, prin firma PROWATER-ECOSISTEM S.R.L., realizează monitorizarea calității aerului, programul stabilit pentru supravegherea calității factorului de mediu aer fiind următorul:

A. Emisii

Pentru monitorizarea evacuării de poluanți în atmosferă, prin surse dirijate, se efectuează următoarele măsurători / determinări:

- **Instalația Distilare atmosferică și în vid, DAV3**
 - Coș comun gaze arse (de la cuptoarele tehnologice 01-H2, 01-H3 și 06-H1)
 - Indicatorii monitorizați: CO, NO_x, SO₂ și pulberi

- Frecvența determinării: continuu
- *Instalația Hidrofinare petrol-motorină, HPM*
 - Coș gaze arse comun cu instalația DAV3
 - Indicatorii monitorizați: CO, NO_x și SO₂
 - Frecvența determinării: continuă pe cosul comun
 - Metoda de analiză: continuu
- *Instalația Hidrofinare benzină, HB*
 - Coș gaze arse (de la cuptoarele tehnologice 03-H1 și 03-H2)
 - Indicatorii monitorizați: CO, NO_x și SO₂
 - Frecvența determinării: 2/lună
 - Metoda de analiză: Automat, aparat TESTO
- *Instalația Reformare catalitică, RC*
 - Coș gaze arse (de la cuptoarele tehnologice 04-H1, 04-H2, 04-H3 și 04-H5)
 - Indicatorii monitorizați: CO, NO_x și SO₂
 - Frecvența determinării: 2/lună
 - Metoda de analiză: Automat, aparat TESTO
- *Instalația Izomerizare*
 - Coș gaze arse (de la cuptorul tehnologic 76-H1)
 - Indicatorii monitorizați: CO
 - Frecvența determinării: 1/lună (în situații de funcționare)
 - Metoda de analiză: Automat, aparat TESTO
- *Fabricile de Hidrogen nr. 1 și 2*
 - Coșuri de gaze arse R101/1 și R101/2 (de la reformere)
 - Indicatorii monitorizați: CO, NO_x și SO₂
 - Frecvența determinării: 1/lună
 - Metoda de analiză: Automat, aparat TESTO
- *Instalația Cracare catalitică, CC*
 - Coș gaze arse (de la cuptorul tehnologic 09-FH2)
 - Indicatorii monitorizați: CO, NO_x și SO₂
 - Frecvența determinării: 2/lună
 - Metoda de analiză: Automat, aparat TESTO
 - Coș gaze arse (de la regeneratorul 09-FV3)
 - Indicatorii monitorizați: CO, NO_x, SO₂ și pulberi
 - Frecvența determinării: continuu
- *Instalația Hidrodesulfurare benzină, HDS-CC*
 - Coș gaze arse (de la cuptorul tehnologic 75-H1)
 - Indicatorii monitorizați: CO, NO_x și SO₂
 - Frecvența determinării: 2/lună
 - Metoda de analiză: Automat, aparat TESTO
- *Instalația Cocsare, Cx*
 - Coș gaze arse (de la cuptorul tehnologic 02-H1)
 - Indicatorii monitorizați: CO, NO_x și SO₂
 - Frecvența determinării: 1/săptămână
 - Metoda de analiză: Automat, aparat TESTO
- *Instalația Desulfurare gaze și recuperare sulf, DGRS*
 - Coș gaze arse (de la incineratorul 10-H2)

- Indicatorii monitorizați: H₂S și SO₂
- Frecvența determinării: continuu

Suplimentar, pe lângă monitorizarea efectuată de laboratorul PROWATER-ECOSISTEM S.R.L., se realizează și o monitorizare a concentrației poluanților cu o firmă terță acreditată, astfel:

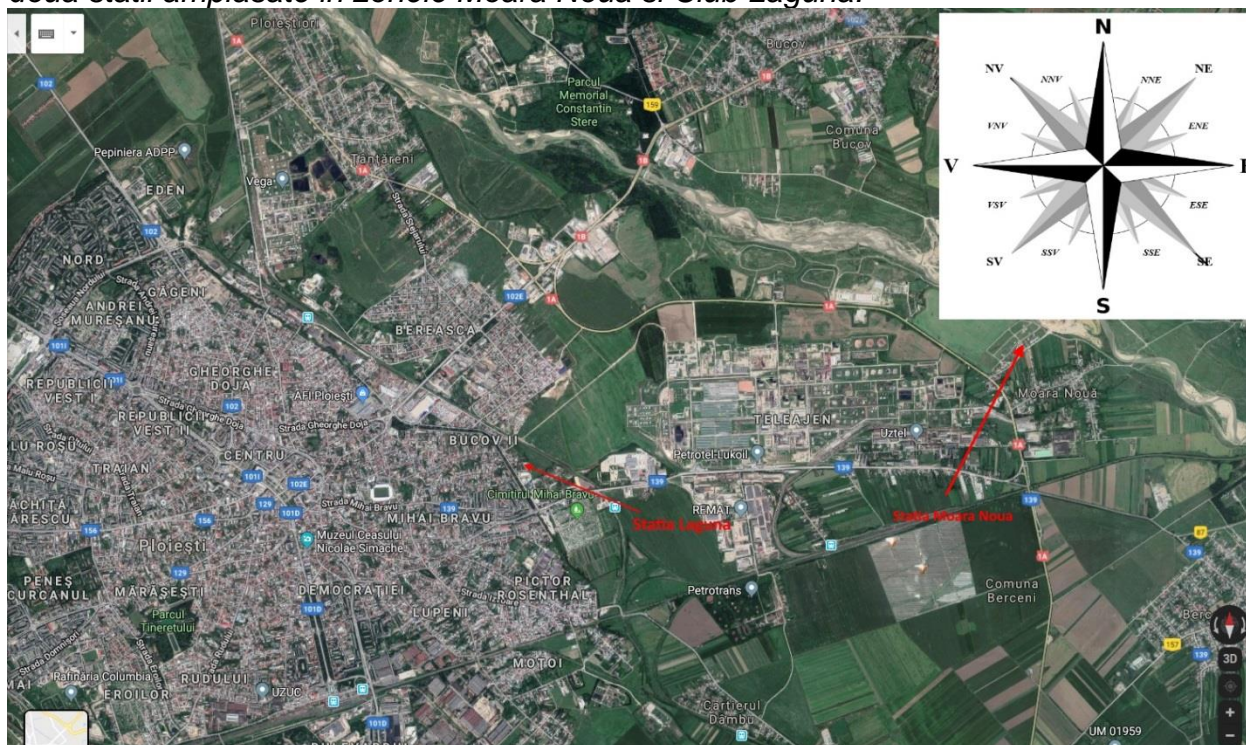
Efectuare masuratori semestriale pentru monitorizarea pulberilor la:

- tubulatura evacuare cuptoare: 02-H1 Instalatia Cocsare si R101/1, R101/2 Instalatia fabrica de Hidrogen;
- tubulatura evacuare cuptoare: 03-H1, 03-H2 Instalatia Hidrofinare Benzina si 04-H1, 04-H2, 04-H3, 04-H5 Instalatia Reformare Catalitica;
- tubulatura evacuare cuptoare 75-H1 Instalatia Hidrodesulfurare benzina si tubulatura comuna de evacuare cuptoare 06-H1, 01-H2, 01-H3 Instalatia Hidrofinare petrol motorina si Instalatia de Distilare atmosferica si in vid;

Planul de amplasare a surselor de emisie dirijată în atmosferă este prezentat în Anexa 3.

B. Imisii


Pentru monitorizarea calitatii aerului in zona de influenta, Petrotel-Lukoil detine doua statii amplasate in zonele Moara Noua si Club Laguna.



Amplasarea statiilor de monitorizare continua a calitatii aerului ambiental.

Acestea masoara urmatorii indicatori:

- hidrogen sulfurat;
- dioxid de sulf;
- BTX;
- pulberi mecanice;

	CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești	Comanda DG-0545 din 15.03.2022
	LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT	Proiect nr. MD 2000.006

2.10.2. Monitorizarea emisiilor în apa

Societatea PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești realizează monitorizarea calității apei epurate evacuate în emisar, în conformitate cu prevederile **Autorizației de Gospodărire a Apelor nr. 36/28.02.2020**, astfel:

Tabelul 11: Monitorizare calitate efluent final


Punct de prelevare	Indicatori	Metoda de analiză	Frecvența de prelevare
Evacuare în râul Teleajen	- pH - suspensii - reziduu filtrat la 105 °C - subst. extractibile cu solvenți organici - sulfuri + H ₂ S	SR ISO 10523/2012 STAS 6953/81 STAS 9187/84 SR 7587/96 SR ISO 10530/97	3/zi
Evacuare în râul Teleajen	- CCOCr - fenoli - detergenți - amoniu (NH ₄ ⁺)	SR ISO 6060/96 SR ISO 6439/01 SR EN 903/03 SR ISO 7150-01	1/zi
	- sulfatați - fosfor total - azotiți - cianuri - azotați - azot total - cloruri	SR EN ISO 6878/08 SR EN ISO 6878/08 SR EN 26777/02 SR ISO 6703-1/98 SR ISO 7890-3/98 SR EN ISO 13395/02 PL-LA 15/Ed.3	1/zi
	- produse petroliere - crom total - fier, Fe - zinc, Zn	SR 7877-2/95 SR ISO 1233/03 SR 13315/96 SR ISO 8288/01	1/săptămână
	- CBO ₅	SE EN 1899-1/08	3/săptămână
	- nichel, Ni - plumb, Pb	SR ISO 8288/01 SR ISO 8288/01	2/lună
	- benzen - benzo-a-piren - benz-b-fluoranten + benzo-k- fluoranten - benz-g,h,i-perilen + indeno-1,2,3-cd-piren -naftalina	SR ISO11423-1:2000 SR EN ISO 17993/04 SR EN ISO 17993/04 SR EN ISO 17993/04 SR EN ISO 17993/04	1/semestru

Determinarea semestrială a indicatorilor benzen, benzo-a-piren, benz-b-fluoranten + benzo-k- fluoranten, benz-g,h,i-perilen + indeno-1,2,3-cd-piren, naftalina este efectuată de un laborator terț acreditat.

Apă subterană

Apa subterană se monitorizează din următoarele foraje:

- P1, P2, P3, P4, P5, Fseră, FP6, H809, F1' - situate în incinta platformei rafinăriei;
- F1b, F2b, F3b - situate în zona batal;
- F4b, F5b, F6b - situate în zona Instalației de stocare temporară a deșeurilor;

	CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești	Comanda DG-0545 din 15.03.2022
	LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT	Proiect nr. MD 2000.006

○ F4, F17- situate în exteriorul platformei PETROTEL - LUKOIL.

Planul de amplasare a forajelor de control pentru apa subterană, atât din incinta rafinării PETROTEL - LUKOIL S.A., cât și din exteriorul acesteia, este prezentat în Anexa 2.

Indicatorii și frecvența de determinare sunt prezentate în **Tabelul 12**:

Tabelul 12: Monitorizare foraje de observație

<i>Foraje de prelevare</i>	<i>Indicatori</i>	<i>Metoda de încercare</i>	<i>Frecvența de prelevare</i>
P1, P2, P3, P4, P5, F _{seră} , FP6, H809, F1'	- pH	SR ISO 10523-12	2/an
	- sulfuri totale	SR ISO 10520-97	2/an
F1b, F2b, F3b	- extractibile în eter de petrol	SR 7587-96	2/an
F4b, F5b, F6b	- CCOCr	SR ISO 6060-96	2/an
F4, F17	- nivel hidrostatic	ruletă	1/lună

Prin programul de monitorizare a forajelor de observație se urmărește evoluția în timp a calității apei subterane.

2.10.3. Monitorizarea factorului de mediu sol

Societatea PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești realizează monitorizarea anuală a factorului de mediu sol, pentru *indicatorii*: total produse petroliere și metale grele (nichel și cupru), în următoarele puncte de prelevare:

- Zona forajului P1;
- Zona forajului P2;
- Zona forajului P3;
- Zona forajului P4;
- Zona forajului P5;
- Zona forajului seră;
- Zona forajului H 809;
- Zona forajului F1;
- Zona forajului FP6;
- Zona rampei descărcare țiței;
- Zona rampei CF de încărcare;
- Zona rampei auto de încărcare;
- Zona instalației cocsare;
- Zona depozitului de țiței;

Planul de amplasare a zonelor din care se prelevează probe de sol pentru monitorizarea acestui factor de mediu este prezentat în Anexa 1.


Valorile limită impuse pentru indicatorii ce sunt monitorizați în punctele de prelevare probe de sol trebuie să respecte valorile impuse prin **Ordinul nr. 756/1997 pentru aprobarea Reglementării privind evaluarea poluării mediului**.

2.10.4. Monitorizarea zgomotului

Societatea PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești realizează monitorizarea nivelului de zgomot, urmărindu-se încadrarea în limitele prevăzute de **STAS 10009/1988**.

Anual nivelul de zgomot este monitorizat în următoarele puncte, efectuându-se câte 5 determinări în fiecare punct monitorizat:

- Zona Poarta 1;
- Zona Poarta 3;
- Zona Poarta 4;
- Zona Poarta 5;
- Zona Poarta 7c;
- Zona Instalației Epurare;
- Zona Poarta Valgab;
- Zona Rampei CF - GPL;

	CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești	Comanda DG-0545 din 15.03.2022
	LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT	Proiect nr. MD 2000.006

- Zona Poarta 7b;
- Zona Faclă.

2.10.5. Monitorizare deșeurii tehnologice

• Deșeurii tehnologice

Societatea PETROTEL - LUKOIL S.A. are implementat sistemul de management al deșeurilor în conformitate cu legislația în vigoare, concretizat prin realizarea următoarelor documentații:

- Planul de gestionare a deșeurilor;
- Anchetă statistică - Gestiunea deșeurilor, documentație întocmită în fiecare an;
- Anchetă statistică privind cheltuielile pentru protecția mediului în întreprindere, în care se află și domeniul deșeurii, documentație întocmită în fiecare an.

Titularul activității respectă prevederile legale referitoare la monitorizarea deșeurilor generate pe amplasament, în principal prin:

- ținerea evidenței deșeurilor produse, în conformitate cu prevederile Anexei 1 la **H.G. nr. 856/2002**, cu completările ulterioare: tipul deșeurii și codul acestuia, secția/installația, cantitatea produsă, modul de stocare, transport și eliminare;
- ținerea unei evidențe cronologice a cantității, naturii, originii și, după caz, a destinației, a frecvenței, a mijlocului de transport, a metodei de tratare, precum și a operațiilor prevăzute de **OUG nr. 92 / 2021 privind regimul deșeurilor**;
- colectarea selectivă a deșeurilor, evitarea formării de stocuri, predarea deșeurilor reciclabile la agenții economici autorizați pentru valorificare;
- determinarea compoziției chimice și fizice și a caracteristicilor periculoase pentru deșeurile care se elimină de pe amplasament;
- efectuarea transportului de deșeurii în conformitate cu prevederile **H.G. nr. 1061/2008 privind transportul deșeurilor periculoase și nepericuloase pe teritoriul României**, cu modificările și completările ulterioare;
- caracterizarea deșeurilor în conformitate cu prevederile **Ordinului M.M.G.A. nr. 95/2005 privind stabilirea criteriilor de acceptare și procedurilor preliminare de acceptare a deșeurilor la depozitare și lista națională de deșeurii acceptate în fiecare clasă de depozit de deșeurii**.

Pentru uleiurile uzate, se respectă prevederile **OUG nr. 92 / 2021** privind regimul deșeurilor, cum sunt:

- asigurarea condițiilor de colectare pe tipuri (recipienți și spațiu amenajat) și predarea lor la unități autorizate în colectare/valorificare;
- inscripționarea vizibilă pe recipienți a categoriei de ulei uzat;
- nedeversarea pe sol, în canalizare sau în receptori naturali.

Pentru acumulatorii uzați, proveniți de la unitățile neîntreruptibile de tensiune aferente sistemelor D.C.S, societatea respectă prevederile **H.G. nr. 1132/2008 privind regimul bateriilor și acumulatorilor și al deșeurilor de baterii și acumulatorii**, cu modificările și completările ulterioare, asigurând:

- depozitarea acumulatorilor uzați în spații amenajate, împrejmuite și asigurate împotriva scurgerilor de electrolit;
- predarea la unități autorizate în colectarea/valorificarea lor;
- nedezmembrarea acumulatorilor uzați pentru recuperarea de părți componente;
- nedeversarea electrolitului pe sol, în canalizare sau receptori naturali.

• Instalația de depozitare temporară a deșeurilor

Operatorul instalației este obligat să instituie un sistem de automonitorizare care cuprinde: automonitorizarea tehnologică și automonitorizarea calității factorilor de mediu.

Automonitorizarea tehnologică constă în verificarea permanentă a stării și funcționării următoarelor amenajări și dotări din depozit:

- starea drumului de acces și a drumurilor din incintă;
- starea impermeabilizării depozitului;
- funcționarea sistemelor de drenaj;
- comportarea taluzurilor și a digurilor;
- urmărirea anuală a gradului de tasare a zonelor deja acoperite;
- funcționarea instalațiilor de epurare a apelor uzate;
- funcționarea instalațiilor de evacuare a apelor pluviale.

Automonitorizarea tehnologică are drept scop reducerea riscurilor de accidente prin incendii și explozii, distrugerea stratului de impermeabilizare, colmatarea sistemelor de drenaj și tasări inegale ale deșeurilor în corpul depozitului.

Determinările privind **automonitorizarea calității factorilor de mediu** constau în controlul calității levigatului și calității apei subterane.

Pentru stabilirea calității levigatului, controlul vizează următorii parametri:

- volumul de levigat - monitorizat lunar (în perioada de funcționare) și semestrial (post-închidere);
- compoziția levigatului - monitorizată semestrial (atât în perioada de funcționare cât și post-închidere).

Măsurarea volumului levigatului, prelevarea și analizarea probelor de levigat se efectuează pentru fiecare punct de evacuare a acestuia din instalația de stocare temporară.

Pentru determinarea calității apei subterane sunt monitorizați semestrial (atât în perioada de funcționare cât și post-închidere), nivelul și compoziția apei subterane.

Calitatea apei subterane este determinată în forajele de control F4, F5 și F6, amplasate unul în amonte și două în aval, pe direcția de curgere.

Pentru evaluarea volumului levigatului este importantă realizarea balanței apei din instalația de stocare temporară. Datele necesare balanței apei, frecvența urmăririi atât în faza de funcționare, cât și în faza de post-închidere, sunt:


Tabelul 13

Nr. crt.	Date meteorologice	În funcționare	Post-închidere
1.	Cantitatea de precipitații	zilnic	zilnic; medie lunară
2.	Temperatura minimă, maximă, la ora 15	zilnic	medie lunară
3.	Direcția și viteza dominantă a vântului	zilnic	-
4.	Umiditatea atmosferică, la ora 15	zilnic	medie lunară

Datele meteorologice se asigură prin stația meteorologică proprie montată în anul 2008 și pe baza de contract cu ANM.

2.10.6. Monitorizare mirosuri

Din procesul de rafinare a țițeiului rezultă mirosuri, datorate compușilor cu sulf (H₂S,

	CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești	Comanda DG-0545 din 15.03.2022
	LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT	Proiect nr. MD 2000.006

SO₂), hidrocarburilor de petrol, compușilor organici volatili.

Conform **STAS 12574/1987 - Condiții de calitate pentru aerul din zonele protejate**, emisiile de substanțe puternic mirositoare nu trebuie să creeze în zona de impact miros dezagreabil și persistent, sesizabil olfactiv.

Deși societatea nu are impusă limită la mirosuri specifice, se impune supravegherea proceselor tehnologice, astfel încât mirosurile dezagreabile și persistente să nu depășească limita incintei, iar concentrația substanțelor puternic mirositoare să se situeze în valorile prevăzute prin **Legea nr. 104/2011 privind calitatea aerului înconjurător și STAS nr. 12574/1987**.

2.10.7. Monitorizare parametrilor tehnologici

În vederea calculării emisiilor totale în atmosferă, titularul activității ține următoarele evidențe ale parametrilor tehnologici:

Tabelul 14: Parametrii tehnologici monitorizați

Nr. crt.	Parametrul tehnologic	Instalația
1.	Q _{IN gaze raf.} - cantitatea de gaze de rafinare arse, m ³	Cuptoare tehnologice
2.	Q _{IN gaze nat.} - cantitatea de gaze naturale arse, m ³	
3.	Conc. sulf - conținutul de sulf din gazele de rafinare, mg/Nm ³	
4.	Q _{IN țitei} - cantitatea de țitei prelucrată în rafinare, t	DAV3
5.	Debite de alimentare cu combustibili a focarelor	DAV3, HPM, Cocsare

Societatea are responsabilități privind înregistrarea și ținerea evidenței următoarelor informații:

- date privind funcționarea instalațiilor;
- date privind verificarea și întreținerea instalațiilor, a echipamentelor și dotărilor;
- date privind incidentele, poluările accidentale;
- date privind monitorizarea emisiilor și a calității mediului;
- date solicitate de A.P.M. Prahova;
- date privind verificările și inspecțiile pe linie de mediu;
- planurile și programele existente pentru desfășurarea în condiții de siguranță a activității;
- autorizațiile deținute pentru desfășurarea activității;
- contracte de prestări servicii;
- societățile care efectuează lucrări pe amplasament;
- modul de îndeplinire a măsurilor impuse de autoritățile de mediu, în urma inspecțiilor efectuate pe amplasament.

Evidențele se mențin pe perioada de funcționare a instalației autorizate, în format electronic sau registre. Titularul trebuie să mențină un dosar pentru informarea publică, disponibil publicului.

Raportări la Agenția pentru Protecția Mediului Prahova

Societatea PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești realizează următoarele raportări către unitatea teritorială pentru protecția mediului (**Tabelul 15**):

Tabelul 15: Raportări către APM Prahova



CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești

LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT

Comanda DG-0545 din
15.03.2022Proiect nr.
MD 2000.006

Nr. crt.	Raport	Termen raportare
Aer		
1.	Nivelul de emisii pentru fiecare poluant	15 ale lunii următoare
2.	Cantitatea anuală a emisiilor conform chestionarelor solicitate de A.P.M. Prahova	Conform termenului din chestionarul transmis de A.P.M. Prahova
3.	Tabele cu valorile orare ale indicatorilor monitorizați prin cele două stații de automonitorizare	Zilnic
Apă		
1.	Valorile concentrațiilor indicatorilor de calitate ai apelor uzate tehnologice rezultate în urma desfășurării activității pe amplasament	Trimestrial
Zgomot		
1	Valoarea determinării nivelului de zgomot	15 ianuarie anul în curs pentru anul precedent
Sol		
1.	Valoarea concentrației anuale a poluanților monitorizați	15 ale lunii următoare anului încheiat
Apă subterană		
1.	Calitatea apei din pânza freatică; analize din forajele de control	anual
Deșeuri		
1.	Situația lunară a gestiunii deșeurilor	10 ale lunii următoare
2.	Situația gestiunii deșeurilor, conform chestionarelor statistice anuale	Data înscrisă în chestionar conform solicitării APM
3.	Evidența uleiurilor uzate colectate, precum și evidența uleiurilor proaspete consumate	Semestrial, până pe data de 15 ale lunii următoare semestrului
Alte raportări*		
1.	Poluări accidentale imediat după producerea acestora	Imediat după producerea acestora
2.	Raport anual de mediu privind starea factorilor de mediu pe amplasament	În luna martie a anului următor raportării
3.	Poluanții care intra sub incidența în H.G. nr. 140/2008 privind stabilirea unor măsuri pentru aplicarea prevederilor Regulamentului (CE) al Parlamentului European și al Consiliului nr. 166/2006 privind înființarea Registrului European al Poluanților Emisi și Transferați și modificarea directivelor Consiliului 91/689/CEE și 96/61/CE.	30 aprilie al anului în curs pentru anul precedent.

2.10.8. Evaluarea monitorizării activității comparativ cu recomandările BAT

În ceea ce privește monitorizarea activității și a factorilor de mediu *Documentul de referință BREF - "Reference Document on the General Principles of Monitoring"* - ediția Iulie 2003, oferă informații despre teorie și metodologie, precum și informații despre tehnicile de monitorizare.

Grupul tehnic de lucru (TWG) desemnat să elaboreze Documentul de referință (BREF - IPPC) pentru rafinăriile de țiței, citând BREF-ul de monitorizare, a făcut următoarele recomandări generale privind monitorizarea factorilor de mediu pentru o rafinărie:

- monitorizarea trebuie făcută *la cererea autorității de mediu*; la porniri / opriri și pentru funcționare normală, dacă nu există motive întemeiate pentru a proceda altfel;
- monitorizarea trebuie să permită, pe lângă controlul emisiilor, și un control al proceselor;
- monitorizare continuă pentru volume mari evacuate (apă / aer) cu o variabilitate crescută a concentrațiilor de poluanți;
- monitorizare periodică sau utilizarea parametrilor relevanți pentru emisii - în cazul emisiilor cu o variabilitate scăzută în timp;
- calibrare periodică a instrumentelor de măsură;
- verificare periodică a rezultatelor prin măsurători simultane.

De menționat faptul că cerințele și frecvența probelor, analizele și felul monitorizării ce se va efectua, sunt specifice amplasamentului și procesului care are loc pe acel amplasament.

Prezentarea comparativă a recomandărilor prevăzute în **Documentul de referință BAT** referitoare la monitorizarea activității în cadrul unei rafinării de produse petroliere și situația existentă la nivelul societății PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești este sintetizată, pe factori de mediu, în **Tabelul 16**.

Tabelul 16: Prezentare comparativă recomandări BAT pentru monitorizare cu situația existentă la nivelul societății PETROTEL - LUKOIL S.A.

Nr. crt.	CERINȚA BAT	EFECTE ASOCIATE	Starea implementării la nivelul societății PETROTEL-LUKOIL
1.	Recomandări generale - Emisii în apă		
	Este necesară efectuarea "Auditului apei" în rafinărie - trimestrial Este recomandată monitorizarea continuă a efluenților din procese sau proporțional cu intensitatea evacuărilor. Se acceptă, totuși, prelevare la momente determinate de timp - în cazul evacuărilor reduse cantitativ (sub 1 l/s). Monitorizare paralelă - periodic.	- Creșterea eficienței utilizării apei. - Creșterea gradului de încredere în rezultatele măsurătorilor.	Monitorizare prin măsurători instantanee pentru emisiile în apă. Se fac monitorizări în paralel cu ANAR-SGA Prahova.
	Proceduri QA/QC (calibrare, intercalibrare, etc.).	- Creșterea gradului de încredere în rezultatele măsurătorilor.	Aparatura din laboratoarele societății este verificată metrologic iar laboratorul este acreditat ISO 17025
	Recomandări specifice - Emisii în apă		

Nr. crt.	CERINȚA BAT	EFECTE ASOCIATE	Starea implementării la nivelul societății PETROTEL-LUKOIL
	Monitorizare efluenți procese Monitorizare circuit apa de răcire Monitorizare intrare / ieșire stația de epurare Următorii parametri sunt monitorizați în mod curent: debit, pH, temperatură, TOC (un surrogat pentru COD/BOD). Probe se analizează de asemenea pentru: COD, BOD, produse petroliere, NH ₃ și azot total, suspensii solide, fenoli, sulfuri, oxigen dizolvat, fosfați, nitrați, nitriți, metale (Cd, HG, Cr, NI, Zn, Cu, As). Frecvența este zilnică, săptămânală sau lunară, în funcție de evaluarea de risc și de condițiile locale.	- Permite identificarea surselor / neconformităților. Împreună cu punctul anterior, determină și scăderea consumului de apă proaspătă.	DA, conform PCA specifice. Identificarea neconformităților se face conform unei proceduri interne. Se monitorizează zilnic sau conform frecvenței impusă prin Autorizația de Gospodărire a Apelor, următorii parametri: pH, suspensii, reziduu filtrat la 105°C, CCOCr; CBO5, fenoli, produs petrolier, subst. extractibile în eter de petrol, sulfuri, cloruri, azot amoniacal, azotiți, azotați, sulfati, fosfați, detergenți, Ni, Fe, Zn, Pb, Cr total, cianuri; benzen, PAH.
2.	Monitorizarea Emisiilor atmosferice - Recomandări specifice În multe rafinării se aplică conceptul "bubble" pentru unii poluanți atmosferici. Acest concept consideră rafinăria ca o sursă punctuală, adunându-se concentrațiile și volumele de aer evacuate de la toate sursele. Se calculează o concentrație medie a poluantului respectiv, fără a ține cont de sursă sau de coș. În general, SO ₂ , NO _x , CO și pulberi se monitorizează continuu într-o rafinărie (on-line sau predictiv). Sunt necesare, de asemenea, măsurători ale volumelor de gaze evacuate - pentru calculul emisiei specifice (t de poluant / an) sau pentru aplicarea conceptului "bubble".		
	Monitorizarea emisiilor din procesele de ardere (Principalii poluanți monitorizați sunt: SO ₂ , NO _x , CO, pulberi)	- Urmărirea calității evacuărilor în aer. - Permite identificarea surselor / neconformităților.	DA - Monitorizare continuă la inst. DAV3 + HPM (coș comun), CC (1 coș), DGRS. - Monitorizare discontinuă la HB, RC, HDS-CC, Cracare catalitică (1 coș), Cocsare, Fabricile de hidrogen.
	Monitorizare emisii de COV	- Urmărirea calității evacuărilor în aer. - Permite identificarea surselor / neconformităților.	DA; monitorizare continuă. Rezervoarele de produse volatile sunt dotate cu membrane interioare sau etanșare dublă, iar la încărcare se utilizează unități de recuperare vapori.
	Monitorizare instalație de faclă		DA
3.	Monitorizare sol / freatic		
	Incintă / exterior (zona de influență) Frecvența: anual pentru sol, trimestrial pentru freatic.	- Urmărirea calității evacuărilor către sol și freatic. - Permite identificarea surselor / neconformităților.	DA, măsurători nivel hidrostatic, grosime strat petrolier și analize apă freatică (prin prelevarea de probe din foraje de control atât din incinta rafinăriei cât și din exteriorul platformei).
4.	Monitorizare deșeuri		

Nr. crt.	CERINȚA BAT	EFECTE ASOCIATE	Starea implementării la nivelul societății PETROTEL-LUKOIL
	Proceduri de evidență, inclusiv pentru depozitare / reciclare / reutilizare. Frecvența analizelor este specifică amplasamentului.	- Urmărirea și gestionarea deșeurilor generate. - Permite identificarea surselor / neconformităților.	DA, conform H.G. nr. 856/2002 și a unei proceduri interne.

Concluzii:

- Sistemul de monitorizare implementat la nivelul societății PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești acoperă toate recomandările documentului de referință BAT.
- Programele de control analitic sunt în concordanță cu cerințele legale aplicabile pentru fiecare factor de mediu.
- Față de recomandările documentului de referință BAT societatea monitorizează suplimentar și zona de influență a acesteia.
- Societatea PETROTEL - LUKOIL S.A. a instituit un program de control zilnic al întregii rafinării pentru depistarea neconformităților legate de protecția mediului.

2.11. Incidente legate de poluare

De-a lungul existenței sale de peste 100 ani, Rafinăria PETROTEL - LUKOIL S.A. a cunoscut unele evenimente (bombardamentele din primul și al doilea război mondial, cutremurul din 1940), care au condus la poluări istorice ale solului și a primului strat de apă freatică (adâncime 10 - 14 m), precum:

- incendii la instalațiile și parcurile de depozitare;
- explozii;
- spargerii ale conductelor tehnologice și ale canalizărilor industriale, etc.

De asemenea, transportul deșeurilor industriale la depozite (bataluri) situate în afara platformei, au putut conduce uneori la poluări accidentale ale solului din zona de descărcare a acestora.

În legătură cu accidentele/incidentele produse în funcționarea rafinării, menționăm că accidentele majore care au avut loc au afectat instalații care nu mai sunt incluse în fluxul tehnologic actual, fiind și dezafectate.

Incidentele petrecute pe amplasamentul societății au fost notificate în "*Registrul de evidență evenimente*", întocmit conform Legea nr. 59/2016 privind controlul asupra pericolelor de accident major în care sunt implicate substanțe periculoase, acestea au fost cercetate conform unor proceduri interne, s-au întocmit acte de cercetare, s-au stabilit măsuri de remediere, inclusiv, după caz, măsuri de prevenire a unor situații similare.

Menționăm, de asemenea, practica existentă la nivelul Companiei referitoare la informarea trimestrială a tuturor sucursalelor privind accidentele/incidentele, alte evenimente care au avut loc în toate rafinările deținute, în vederea informării, instruirii personalului și aplicării unor măsuri de îmbunătățire / planuri de măsuri pentru evitarea repetării unor astfel de situații.

Conform informațiilor puse la dispoziție de societatea PETROTEL - LUKOIL S.A., câteva dintre incidentele care au avut loc pe amplasament în perioada **2011 ÷ 2014** au fost:

- **În 2011** un început de incendiu la gura de descărcare a camerei R1D la Instalația Cocsare.

Incidentul, un început de incendiu la gura de descărcare a camerei R1D pe

perioada tăierii cocsului din cameră, a fost cauzat probabil de neetanșeități pe circuitul tehnologic dintre cameră și vasul 02-V102, care au permis acumularea de gaze combustibile în zona de descărcare a camerei 02-R1D. Prezența pungilor de hidrocarburi volatile în masa de cocs, eliberate în atmosferă pe perioada tăierii cocsului, a condus la declanșarea incendiului. Izolarea liniei cu produs față de exterior se face prin intermediul unei singure armături. În cazul acumulării de cocs între elementele de închidere există posibilitatea scăpării de gaze combustibile în exterior. Ca urmare a incidentului produs, instalația a fost oprită din data de 13.07.2011 ora 3¹⁰ până la 15.07.2011 ora 15⁰⁰, daunele materiale ridicându-se la aprox. 200.000 USD.

- **În 2012** un început de incendiu la coloana C2, la izometria de nivel a tancului acumulator de motorină grea, la Instalația Cocsare.

În data de 01.02.2012, în timpul opririi normale a Instalației tehnologice Cocsare a avut loc un început de incendiu la coloana C2, la izometria de nivel a tancului acumulator de motorină grea.

Cauza apariției acestui incident a fost prezența unei neetanșeități între flanșa racordului Rzz Dn50 și flanșa robinetului de izolare a izometriei de nivel. Neetanșeitățile s-a produs datorită cedării garniturii în timpul regimului tranzitoriu favorizată de contracția diferită dintre cele două elemente ale îmbinării prin flanșe. La momentul producerii incidentului temperatura fluidului de lucru era de cca. 270 °C, iar temperatura exterioară de -19 °C, în condițiile în care produsul este într-un regim staționar.

În urma producerii acestei deetanșări, vaporii de hidrocarburi la o temperatură peste cea de inflamare s-au aprins. Incendiul a fost localizat operativ de personalul instalației și ulterior de personalul firmei specializate FIREPROOF, care a fost lichidat în cca. 20 minute.

- **În 2013** un început de incendiu la coloana 02-C1 la Instalația Cocsare.

În data de 01.02.2013 la Instalația Cocsare la vârful coloanei 02-C1, a apărut o neetanșeități la garnitura dintre ștuțul de pe coloană și linia de vaporii ce iese din coloana 02-C1 și intră în coloana 02-C2, cu scurgere de produs ce a provocat un început de incendiu.

Cauza producerii acestui incident: neetanșeități la garnitura dintre ștuțul de pe coloană și linia de vaporii ce iese din coloana 02-C1 și intră în coloana 02-C2.

- **În 2014** o răbufnire puternică a rezervorului T141 din Instalația Parc Rezervoare din cadrul ariei AFPE, care a generat deteriorarea acestuia și deversarea în incinta digului de retenție a unei cantități de cca. 200 tone de semigudron.

În data de 02.02.2014 în Instalația Parc Rezervoare din cadrul ariei AFPE a avut loc un incident la rezervorul cu capac fix T141. Acest rezervor are capacitatea de 10.000 m³ și este utilizat pentru stocarea temporară a semigudronului din Instalația DAV3 pe perioada opririi Instalației Cocsare sau când spațiul de stocare la Instalația Cocsare este limitat.

Împrejurările în care a avut loc incidentul, defecțiunea industrială și urmările acesteia sunt prezentate în continuare:

Pe perioada de staționare a Instalației Cocsare, semigudronul provenit din Instalația DAV3 a fost acumulat în rezervoarele din parcul Instalației Cocsare (T32 ÷ T38) precum și în rezervoarele amplasate în Aria AFPE, T140 și T141.

După repornirea Instalației Cocsare s-a început repomparea semigudronului din rezervoarele Ariei AFPE (T141) în rezervoarele de alimentare Cocsare.

Pomparea din rezervorul T141 a semigudronului s-a efectuat până la atingerea unui nivel de cca. 100 cm în rezervor. Când acest nivel a fost atins, s-a oprit pomparea de semigudron către rezervoarele din parcul Instalației Cocsare, în T32, respectiv T34, urmând să se procedeze la spălarea și suflarea liniilor conform instrucțiunii tehnologice în vigoare (I-TH-052/15.11.2012).


Astfel, conform procedurii și a dispozițiilor transmise, personalul de serviciu a executat următoarele operații:

- Premergător finalizării complete a pompării din rezervorul T141 de semigudron pentru diluția semigudronului cu un produs mai puțin vâcos, s-a pornit injecția de Motorină grea de CC din rezervorul T127. Ambele produse au fost pompate simultan spre rezervorul T34 de la Cocsare în intervalul 03:00 - 03:30, cantitatea de motorină grea CC pompată fiind de cca. 30 tone (estimativ echivalent zestrea conductei dintre casa de pompe 3B și punctul de conexiune în linia de semigudron a Instalației DAV3 spre Instalația Cocsare).
- La 3:30 pomparea din Aria AFPE către rezervoarele Instalației Cocsare s-a oprit, urmând a se parcurge etapele de spălare și asigurarea conductei contra congelării produsului din aceasta.
- Începând cu ora 3:30 s-a dirijat motorina grea CC din T127 pe liniile ce deservește rezervorul T141, spălarea zestrei făcându-se în acest rezervor. După pomparea a cca. 15 tone din rezervorul T127 în rezervorul T141, fluidizarea semigudronului s-a considerat finalizată, urmând a se trece la golirea totală a liniilor prin suflarea lor cu aer tehnic.
- La ora 3:50 - 4:00 s-a început golirea conductelor prin introducerea de aer tehnic, de la racordul amplasat la limita Instalației DAV3, golirea realizându-se în rezervorul T141.
- De menționat că aceste etape sunt în conformitate cu procedura aprobată aflată în vigoare, acest mod de lucru utilizându-se în cadrul PLK de foarte mult timp (min. 35 - 40 ani vechime - conform declarațiilor celor mai vechi lucrători din rafinărie).
- La ora 4:30, operatorul AFPE de deservire a casei pompe 3B, informează că aerul a ajuns la rezervor și că linia de semigudron de la Instalația DAV3 până la rezervorul T141, are trecerea liberă urmând a rămâne să fie suflată cu aer cel puțin până la ora 7:30 - 8:00, retrăgându-se pentru efectuarea altor manevre în parcul de rezervoare.
- La ora 6:30, în timp ce operatorul se afla în casa pompe 3B la 150 m de locul incidentului, s-a produs o răbufnire puternică din rezervorul T141, care a generat deteriorarea acestuia.
- Când operatorul a ajuns în apropierea rezervorului a constatat că din rezervorul T141 se scurgea semigudron în incinta digului de retenție al parcului, a informat Șeful de Formație AFPE, acesta, la rândul său a informat conform schemei de anunțare a incidentelor periculoase, Dispeceratul de Producție și datorită scurgerii de produs a anunțat Formația Civilă de pompieri FIREPROOF pentru a trimite un echipaj de prevenire în zona rezervorului T141.
- La evaluarea urmărilor acestei răbufniri din rezervorul T141, s-a constatat că o porțiune a capacului este desprinsă de la mantaua rezervorului și că scurgerea de semigudron din rezervor s-a produs datorită apariției unei neetanșeități între virola inferioară și fundul rezervorului.

Cauza incidentului: detenta gazelor din spațiul de liber al rezervorului datorită descărcării sarcinii electrostatice formate de fluxul de aer la intrare în stratul de semigudron.

Un efect suplimentar la formarea și eliberarea bruscă a energiei electrostatice, a constituit-o faptul că, nivelul racordului pe care se făcea suflarea este poziționat la cca. 80 cm față de fundul rezervorului, imediat sub nivelul de produs din rezervor (cca. 110 cm). Aceasta a generat pe durata suflării de cca. 2 h cu aer, o mișcare relativă a straturilor de semigudron (agitația, bolboroseala) foarte accentuată, favorizând acumularea de energie electrostatică și eliberarea ulterioară a acesteia, generându-se acea răbufnire.

În practica industrială există consemnate în diverse articole și lucrări tehnice (de ex.

	CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești	Comanda DG-0545 din 15.03.2022
	LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT	Proiect nr. MD 2000.006

”Static electric Discharge Hazard On Bulk Oil Tank Vessels”), dezvoltarea unor astfel de încărcături electrostatice care se pot descărca brusc și care în anumite condiții propice (amestec de gaze în limite de explozie) au condus la accidente similare.

Disciplina de producție este strict respectată de angajații societății.

Controlul proceselor tehnologice este supravegheat de personalul secțiilor și de personalul de control al calității, care la apariția unei abateri de la valorile optime ale proceselor tehnologice iau măsurile necesare sau anunță factorii responsabili, pentru eliminarea pericolelor.

Accesul în societate este permis personalului societății și numai pe bază de permis de intrare altor persoane.

Pentru a preveni acte de vandalism care să conducă la incidente de poluare, securitatea este asigurată prin paza permanentă a perimetrului.

- **In 2020**, in Rampa auto (10.11.2020), la o autocisternă cu o capacitate de 35 t cu numar de inmatriculare DB67RST/ DB22RYM, detinator SC ROMSTYL IMPEX SRL, aflata la incarcare cu motorina la postul 7 incarcare se produce un incendiu la partea din spate-sus a cisternei. Incendiul se manifesta la toata autocisterna, postul nr. 7 si postul nr. 5 care este invecinat cu postul 7. Celelalte posturi de incarcare nr. 3, 9, si 11 nu sunt afectate de incendiu.

Evenimentul este observat de către personalul operator al rampei și soferul autocisternei, care procedează prima intervenție la locul de muncă pentru limitarea consecințelor și la anunțarea evenimentului, inclusiv serviciul SPSU al obiectivului - FIREPROOF TEAM.

Datorită începerii incendiului se degaja un nor de fum care se propagă către gara de est Ploiești, direcția E-NE. Nu au fost victime omenești. S-au început procedurile de oprire a instalației, s-au scos de sub tensiune instalațiile din rampa de încărcare, s-au dispus măsuri de autoevacuare ale personalului care are activități în zona și a celor 3 autocisterne care se aflau la încărcare la celelalte posturi, s-au pus în funcțiune instalațiile de stingere și prima intervenție la incendiu din dotare, s-au anunțat concomitent personalul de la locul de muncă, sefi ierarhici, dispeceratul de producție, SPSU și ambulanta GRAL-PLK, instalațiile învecinate, conform Schemei de anunțare. SPSU a intervenit cu autospecialele din dotare pentru stingerea incendiului, direcția de deplasare a vântului este de la E-NE. Ulterior au fost anunțati și ISUJ Prahova pentru suplimentarea forțelor de intervenție. În jurul orei 12:35 incendiul a fost lichidat. Au fost anunțate autoritățile în conformitate cu prevederile Legii 59/2016 și s-a notificat incidentul în termenul legal. Cauza producerii evenimentului a fost aprinderea atmosferei remanente aer-vapori de benzină rezultat de la transportul precedent în compartimentul nr.4, urmata de incendiu cauzat de către descărcări electrostatice produse de potențialul ridicat al motorinei.


2.12. Vecinătatea cu specii sau habitate protejate sau zone sensibile

Vegetația și fauna din orașul Ploiești sunt caracteristice zonei de câmpie.

◆ Vegetația

Partea de sud a județului Prahova, care include și Municipiul Ploiești, este reprezentată prin elemente de stepă, în special graminee, corespunzătoare zonei de silvostepă. În zona de câmpie se cultivă cereale (ovăz, secară, grâu, porumb).

Speciile ierboase spontane întâlnite în lungul drumurilor, șanțurilor și pășunilor sunt reprezentate prin: pir (*agropyrum repens*), pălămide (*cirsium arvense*), troscot (*poligonum aviculare*), rapiță sălbatică (*sinapsis arvensis*), laptele cucului (*euphorbia cyparissias*), romaniță (*matricaria camomilla*), neghină (*agrostemma githago*). În luncă

	CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești	Comanda DG-0545 din 15.03.2022
	LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT	Proiect nr. MD 2000.006

se adaugă mohorul (*setaria viridis*), pătlagina (*plantago lanceolata*).

Vegetația ce se dezvoltă în lungul râurilor este alcătuită din sălcii și plop, formând în luncile Prahovei și Teleajenului zăvoaie cu vegetație dornică de apă.

În zona de amplasament a societății PETROTEL - LUKOIL S.A., ca urmare a amenajărilor antropice, vegetația este reprezentată de arbori ornamentali și spații verzi plantate cu flori.

În județul Prahova, la cca. 45 km nord de Ploiești, zona Slănic Prahova, există rezervația naturală întinsă pe 1,8 ha, care cuprinde: Muntele de sare, Lacul Grota Miresei și Lacul Baia Baciului.

- Muntele de sare este un masiv de sare la suprafața pământului, înalt de câțiva zeci de metri, remarcat prin lapiezurile de sare formate prin dizolvarea acesteia. În interiorul muntelui sunt galerii.

- Lacul Grota Miresei se află în interiorul muntelui și s-a format prin prăbușirea tavanului uneia din ocnele de sare. Are o adâncime de 32 m.

- Lacul Baia Baciului s-a format într-o ocină prăbușită, la sfârșitul sec. al XIX-lea. Pe solurile sărăturoase se dezvoltă o vegetație specifică halofilă, reprezentată prin pelin, steluță cătină.

◇ Rezervația naturală Glodeasa prezintă un caracter forestier, constituind rămășițele unei păduri vechi de fag, în amestec cu rășinoase, în special brad.

Situată la 37 km de orașul Câmpina, județul Prahova, rezervația se află pe pârâul Doftanei, afluent de stânga al Prahovei. Cu o suprafață de 528 ha, din care 347 ha este rezervație, această pădure este alcătuită din fag (*Fagus sylvatica*) și brad (*Abies alba*), care prezintă înălțimi cuprinse între 32 - 36 m și diametre de 52 - 60 cm.

Arbuștii sunt reprezentați de alun (*Corylus avellana*), soc negru și roșu (*Sambucus nigra* și *Sambucus racemosa*). Se mai întâlnesc o serie de plante ierboase care ocupă suprafețe întinse, precum brebenelul (*Corydalis solida*), brusturele negru (*Symphytum cordatum*), coada cocoșului (*Polygonatum multiflorum*), ca și o serie de ferigi -*Dryopteris filix-mas*, *Athyrium filix-femina*, *Polystichum lobatum*, *Phaegopteris robertiana*, etc.

Rezervațiile naturale ale județului sunt situate la distanțe mari față de amplasamentul societății, astfel încât activitățile desfășurate în instalațiile PETROTEL - LUKOIL S.A. se poate afirma că nu afectează vegetația din ariile protejate.

◆ Fauna

Fauna, de la cele mai mari mamifere până la cele mai mici și variate forme, o întâlnim în zona pădurii județului Prahova. Fauna stepei (câmpie) este mai puțin bogată decât a pădurilor.

Păsările caracteristice sunt: mierlele, cucul, porumbeii sălbatici, turturelele, etc. Iarna în câmpie sosesc coțofenele.

Pe sol, pe scoarța copacilor, în coroana lor, se găsesc nenumărate insecte, reprezentate prin fluturi, cărăbuși, urechelnițe, etc, care rod frunzele copacilor, lăstarii tineri, semințele și fructele. Prin frunzișul căzut, întâlnim gărgărițe, greieri, melci, etc.

Apele de suprafață sunt destul de bogate în pește și broaște.

În orașul Ploiești, ca urmare a activităților antropice urbane, fauna este reprezentată în special de câini și pisici, precum și de rozătoare, păsări și insecte.

Păsările sunt destul de numeroase și legate de biotopul citadin: turturica, cioara, și altele.

Zone sensibile din zona de impact a platformei

Zona Municipiului Ploiești se caracterizează prin obiectivele sale de interes cultural,

etnografic și folcloric, prin monumente istorice și specii de plante care au calitatea de monument al naturii.

Activitatea societății PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești nu induce impact negativ asupra monumentelor istorice și a speciilor rare de plante.

REȚEAUA NATURA 2000

În județul Prahova au fost desemnate **9 situri de importanță comunitară** (prin **Ordinul M.M.D.D. nr. 1964/2007** privind instituirea regimului de arie naturală protejată a siturilor de importanță comunitară, ca parte integrantă a rețelei ecologice europene Natura 2000 în România, modificat și completat prin **Ordinul nr. 2387/2011**) și **2 arii de protecție avifaunistică** (prin **H.G. nr. 1284/2007** privind declararea ariilor de protecție specială avifaunistică ca parte integrantă a rețelei ecologice europene Natura 2000 în România, modificată și completată prin **H.G. nr. 971/2011**), și anume:

Denumire SCI / SPA	Localități cuprinse în arie pe teritoriul Jud. Prahova
1. ROSCI0013 – Bucegi	Azuga (29%), Bușteni (64%), Comarnic (18%), Sinaia (50%), Valea Doftanei (<1%)
2. ROSCI0038 – Ciucaș	Cerașu (17%), Măneciu (28%)
3. ROSCI0096 – Lacul Bâlbâitoarea	Starchiojd (<1%)
4. ROSCI0153 – Pădurea Glodeasa	Valea Doftanei (2%)
5. ROSCI0164 – Pădurea Plopeni	Băicoi (1%), Cocorăștii Mislii (<1%), Plopeni (<1%)
6. ROSCI0224 – Scroviștea	Poienarii Burchii (<1%)
7. ROSCI0235 – Stânca Tohani	Gura Vadului (1%)
8. ROSCI0283 – Cheile Doftanei	Bertea (<1%), Brebu (22%), Comarnic (<1%), Secăria (10%), Valea Doftanei (3%), Șotriile (2%)
9. ROSCI0290 – Coridorul Ialomiței	Balta Doamnei (39%), Berceni (<1%), Brazi (8%), Ciorani (2%), Cocorăștii Colț (19%), Drăgănești (9%), Dumbrava (8%), Gherghița (6%), Gorgota (20%), Olari (3%), Poienarii Burchii (<1%), Puchenii Mari (7%), Râfov (20%), Tinosu (44%), Târgușoru Vechi (3%), Valea Călugărească (<1%), Sirna (16%)
10. ROSPA0112 – Câmpia Gherghiței	Baba Ana (<1%), Boldești - Grădiștea (18%), Ciorani (<1%), Colceag (<1%), Fulga (12%), Sălciile (10%)
11. ROSPA0140 – Scroviștea	Poienarii Burchii (<1%)

Dintre acestea, cel mai apropiat de obiectivul analizat este **ROSCI0290 – Coridorul Ialomiței**, care se găsește la o distanță de aproximativ **7,5 km** în direcția sud-est față de limita amplasamentului rafinării PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești.

În continuare se prezintă o scurtă descriere a sitului Natura 2000 din vecinătatea amplasamentului.

➔ **ROSCI0290 – Coridorul Ialomiței**

Situl face parte din regiunea biogeografică continentală și stepică, având o suprafață de 26.727 ha. Este un sit interregional având ca regiuni administrative două județe: Prahova (28 %) și Ialomița (72 %).

Caracteristici generale ale sitului:

Clase de habitate: 6 % râuri, lacuri; 2 % mlaștini, turbării; 10 % culturi (teren arabil); 6 % pășuni; 2 % alte terenuri arabile; 70 % păduri de foioase și 4 % habitate de păduri (păduri în tranziție).

Tipuri de habitate:

- Cursuri de apă din zona de câmpie până în etajul montan, cu vegetație din Ranunculion fluitantis și Callitriche-Batrachion;
- Râuri cu maluri nămolose cu vegetație din Chenopodium rubri p.p. și Bidens p.p.;
- Tufărișuri de foioase ponto-sarmatice
- Comunități de lizieră cu ierburi înalte higrofile de câmpie până la etajele montan și alpin;
- Păduri ripariene mixte cu Quercus robur, Ulmus laevis, Fraxinus excelsior sau Fraxinus angustifolia, din lungul marilor râuri (Ulmenion minoris);
- Vegetație de silvostepă eurosiberiană cu Quercus spp.;
- Păduri dacice de stejar și carpen;
- Zăvoaie cu Salix alba și Populus alba.

Specii de mamifere: Castor fiber (Castor, breb (reintrodusă)); Lutra lutra (Vidră, Lutră); Spermophilus citellus (Popândău, Șuită).

Specii de amfibieni și reptile: Bombina orientalis (Buhai de baltă cu burta roșie); Emys orbicularis (Broască țestoasă de apă); Triturus cristatus (Triton cu creastă).

Alte caracteristici ale sitului:

Situl este constituit din culoarul Văii Ialomiței, în aval de confluența cu Râul Prahova, până la confluența cu Dunărea, la care se adaugă în partea din amonte culoarul Râului Prahova, în aval de localitatea Cocorăștii, și Râul Teleajen, în aval de localitatea Coslegi, precum și dintr-o serie de trupuri de pădure situate pe terasele / interfluviile de pe partea dreaptă a Râului Ialomița. Lunca are o lățime cuprinsă între 4 - 6 km, pronunțat asimetrică, mai dezvoltată în partea stângă și cu albia minoră situată imediat sub malul drept. În cadrul luncii apar frecvente "brațe moarte", belciuge, lacuri de luncă, mlaștini, dar și porțiuni uscate de grinduri și plaje.

Altitudinea variază de la cca. 150 m în partea din amonte a sitului, situată pe Râul Prahova și afluentul său Teleajenul, la cca. 20 m la vărsarea Ialomiței în Dunăre.

Litologia de suprafață a luncii este constituită din depozite aluvionare, adesea acoperite cu loess.

Pe terase apar depozite de loess datând din cretacic până în cuaternar. Clima este temperat continentală de câmpie, cu un grad accentuat de continentalism, cu contraste termice mari de la iarnă la vară, cu precipitații medii anuale de 450 - 550 mm, temperatura medie anuală de 10 - 11 °C, cu frecvente perioade de uscăciune și secetă.


Solurile sunt de tip aluviosol în luncă și cernoziom pe terase.

În luncă vegetația este reprezentată de zăvoaie de plop și de salcie, de șleauri de luncă, dar și de pajiști cu Agrostis stolonifera, Alopecurus pratensis și Poa pratensis. Pe terase apar păduri de stejar brumăriu.

Calitate și importanță:

Situl reprezintă cel mai important coridor ecologic care străbate Bărăganul, care se dezvoltă de la vest la est, legând Subcarpații și Câmpia Ploieștiului de Dunăre, Ialomița fiind singurul râu alohton din Câmpia Bărăganului. În acest fel, Ialomița și afluenții săi principali - Prahova și Teleajenul - conectează lunca Dunării cu zona de câmpie forestieră și colinară, străbătând zona cea mai uscată a țării - Câmpia Bărăganului.

Situl este deosebit de important prin prisma habitatelor specifice luncilor marilor râuri pe care le adăpostește - șleauri de luncă cu stejar pedunculat, zăvoaie de plop și sălcii, vegetația de cursuri de apă și de maluri, comunitățile de ierburi higrofile, pajiștile de altitudine joasă, dar și prin vegetația specifică teraselor din stepă care mărginesc lunca - tufărișuri ponto-sarmatice, pajiști stepice, etc., precum și prin speciile de faună existente aici - castor, etc.

	CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești	Comanda DG-0545 din 15.03.2022
	LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT	Proiect nr. MD 2000.006

Vulnerabilitate:

Râul Ialomița și afluenții săi - Prahova și Teleajenul - constituie coloana vertebrală a Coridorului Ialomiței și, prin urmare, activitățile care generează un impact negativ asupra râului constituie factori de vulnerabilitate. Dintre aceștia amintim lucrările de regularizare a cursului Ialomiței, baraje și captări de apă din Ialomița și afluenții săi, extracția de agregate minerale, poluarea apei, etc. La acestea se adaugă tăierea pădurilor din luncă, înlocuirea arboretelor naturale cu plantații de plop și sălcii selecționate, extinderea speciilor invazive, construcțiile în zona de luncă, etc.

Amplasarea platformei rafinării PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești față de situl Natura 2000 învecinat **ROSCI0290 – Coridorul Ialomiței** se prezintă în **Figura 22**.

Concluzii:

- Funcționarea rafinării de pe amplasamentul analizat nu induce modificări fizice ale suprafețelor de păduri, mlaștini, zone umede sau habitate cu specii de plante și animale caracteristice ariei naturale protejată din vecinătate.
- Unitatea industrială analizată nu ocupă suprafețe din clasele de habitate ale sitului Natura 2000 învecinat, iar activitatea societății nu produce fragmentarea sau distrugerea habitatelor folosite pentru necesitățile de hrană, odihnă și reproducere ale speciilor de interes comunitar sau reducerea populațiilor acestora și ca urmare nu determină impact asupra relațiilor structurale și funcționale care creează și mențin integritatea sitului.
- Amplasamentul PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești, deși constituie un factor perturbator pentru vegetația și fauna din zonă, nu influențează managementul conservării biodiversității zonale.



CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești

LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT

Comanda DG-0545 din
15.03.2022

Proiect nr.
MD 2000.006

Figura 22. Amplasarea platformei rafinării PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești față de situl ROSCI0290 – Coridorul Ialomiței



2.13. Starea clădirilor aflate pe amplasament

Deteriorarea construcțiilor și a instalațiilor se produce datorită fenomenului de coroziune, ca urmare a existenței în atmosferă a compușilor acizi.

Degradarea materialelor poate include pierderi sau mărimi de masă sau volum, modificarea proprietăților substanțelor, schimbarea culorii.

Există întocmite fișe individuale pentru clădirile și construcțiile speciale aflate pe amplasament, care conțin:

- numărul de inventar al obiectului și codul de clasificare;
- data punerii în funcțiune;
- valoarea de evidență contabilă;
- valoarea rămasă;
- descrierea obiectului, respectiv: caracteristici constructive; dimensiuni; alte observații

Construcțiile sunt realizate din materiale precum: beton, beton armat, cărămidă și construcții metalice.

Activitatea de urmărire curentă în timp a construcțiilor de pe platforma rafinării PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești se desfășoară în cadrul în baza unui program aprobat de conducerea societății.

La realizarea procesului de urmărire se au în vedere reglementările în vigoare privind desfășurarea acestei activități și anume: Regulamentul privind urmărirea comportării în exploatare, intervenții în timp și post utilizarea construcțiilor, aprobat prin *H.G. nr. 766/1997*, respectiv *Normativul P 130/1999* - Normativ privind comportarea în timp a construcțiilor.

Pe parcursul anului, în cadrul tuturor instalațiilor se execută lucrări de întreținere a construcțiilor, modernizări, reabilitări, reparații, etc.

Lucrările executate au drept scop menținerea aptitudinilor funcționale ale construcțiilor așa cum au fost ele proiectate, siguranță și stabilitate în exploatare.

S-au reabilitat și dotat următoarele clădiri: sediile administrative, sediul departamentului tehnic, laboratoarele Serviciului Încercări și Protecția mediului, tablourile de comandă, vestiare și grupuri sociale, dispensarul medical și cantina.


Clădirile utilizate sunt în bună stare.

La nivelul societății există o planificare anuală de verificare a clădirilor. În cazul în care se depistează probleme, se emit note de constatare.

2.14. Intervenția și managementul în situație de urgență

Pentru a acționa în caz de accidente majore și pentru a minimiza efectele acestora, societatea a documentat și implementat planuri, proceduri și instrucțiuni, care stabilesc responsabilități la toate nivelele și anume:

1. Planul de urgență internă;
2. Planuri de lichidare a avariilor (pe instalații);
3. Planul de prevenire și combatere a poluării accidentale a apei;
4. Plan de intervenție la incendiu;
5. Plan de pregătire în domeniul situațiilor de urgență;
6. Plan de protecție și intervenție în caz de urgență radiologică;
7. Planul de evacuare în situații de urgență;
8. Procedura P-SMS-04 - "*Pregătire pentru situații de urgență și capacitate de răspuns*" - pentru a identifica posibilele accidente și situații de urgență care pot avea un impact de mediu și a răspunde unor astfel de situații în vederea prevenirii și diminuării

	CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești	Comanda DG-0545 din 15.03.2022
	LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT	Proiect nr. MD 2000.006

impacturilor dăunătoare asupra mediului și sănătății oamenilor.

PETROTEL - LUKOIL S.A. analizează și revizuieste periodic planurile / procedura pentru situații de urgență și capacitate de răspuns, în special după producerea accidentelor sau unor situații de urgență sau la modificarea cerințelor legale.

Programul managerial de preîntâmpinare a riscurilor, în ceea ce privește implementarea și dezvoltarea lui, cuprinde direcțiile prezentate în **Figura 23** și anume:

- evaluarea pericolelor;
- implementarea unui program de prevenire;
- implementarea unui program de acțiune în caz de urgență.

Situațiile de accident și/sau avarie, caracterizate de creșterea valorilor concentrațiilor de poluanți în mediu, conduc la depășiri semnificative ale concentrațiilor maxime admisibile impuse prin legislația în vigoare, cu efecte nedorite asupra personalului, a populației din zona de impact și a factorilor de mediu.

În funcție de profilul fluxului tehnologic, de fiabilitatea echipamentelor, de sistemele de automatizare din dotare, de disciplina tehnologică, stările de avarie sunt mai mult sau mai puțin frecvente și persistente.

Sistemul de management al evenimentelor înglobează:

- siguranța industrială;
- protecția civilă;
- protecția și stingerea incendiilor;
- protecția mediului.

Îndeplinirea obiectivelor stabilite prin politica de prevenire a accidentelor majore și prin sistemul de management al securității se realizează prin:

- creșterea securității tehnice a obiectivelor, prin mărirea fiabilității, și creșterea siguranței în funcționare a echipamentelor tehnologice, ca urmare a programului de modernizare a societății;
- modernizarea sistemului de stingere a incendiilor.

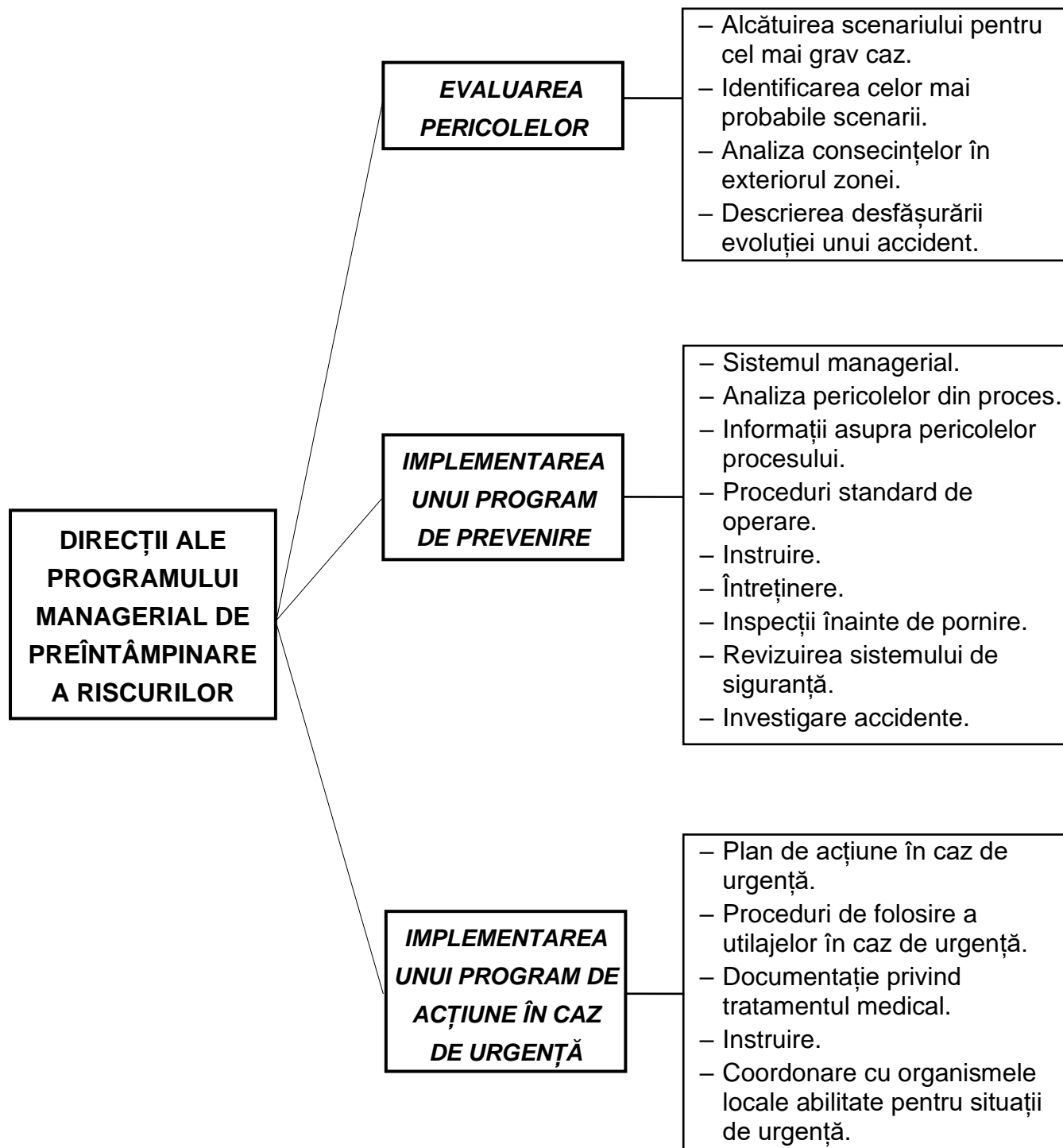



Figura 23. Programul managerial al siguranței proceselor tehnologice (EPA)

Prin "*Evaluarea capacității de apărare împotriva incendiilor la parcurile de rezervoare și instalațiile tehnologice*", a fost dimensionat necesarul de mijloace de prevenire și stingere a incendiilor și al echipamentelor de protecție a personalului ce participă la stingerea incendiilor, precum și măsurile tehnico-organizatorice necesare funcționării în condiții de siguranță.

În cadrul Societății se realizează efectiv a unui sistem de control pentru respectarea

	CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești	Comanda DG-0545 din 15.03.2022
	LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT	Proiect nr. MD 2000.006

cerințelor securității tehnice prin monitorizarea obiectivelor societății, astfel:

- ✓ monitorizarea și înregistrarea parametrilor tehnologici în foile de operare și în Sistemul de Control Distribuit (DCS);
- ✓ implementarea Sistemului de oprire automată în caz de urgență (ESD);
- ✓ ținerea sub control a documentațiilor (standarde, regulamente de funcționare, cerințe legale în vigoare);
- ✓ efectuarea controlului în producție - pe cele trei nivele de conducere, întocmirea proceselor verbale de control, care include acțiuni corective și preventive.

În cadrul Comitetului de securitate și sănătate în muncă se analizează și aprobă *Planul de prevenire și protecție* în vederea protejării sănătății și asigurarea securității personalului societății.

În cadrul societății PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești toate activitățile se desfășoară pe baza unor regulamente, proceduri și instrucțiuni după cum urmează:

➤ Angajarea și instruirea organizată a personalului conform procedurilor / instrucțiunilor prezentate în **Tabelul 17**.

La nivelul societății este implementat un regulament de formare, dezvoltare și evaluare profesională a personalului.


Tabelul 17: Proceduri privind Angajarea și instruirea personalului

Număr	Procedură
Ed1/2015	Regulament privind instruirea angajatilor
Ed 1/2010	Regulament privind angajarea personalului în cadrul PETROTEL - LUKOIL S.A.
Ed2/2019	Regulament intern si de evaluare a activitatii profesionale
Ed2/2019	Regulamentul privind formarea si pregatirea rezervei de cadre

➤ Sistemul organizat pentru asigurarea securității tehnice și protecția sănătății personalului, astfel:

Tabelul 18: Proceduri privind Sistemul de management al SSM

Număr	Procedură
IP-SSM-009	Modalitatea de organizare și realizare a lucrărilor de reparație în cadrul obiectivelor societății.
IP-SMS-001	Comunicarea evenimentelor și transmiterea raportărilor operative în domeniul SSM SU și protecția mediului.
IP-SSM-008	Modalitatea de organizare a lucrărilor cu pericol de gaze în condiții de siguranță în cadrul obiectivelor periculoase ale societății.
IP-SSM-020	Instrucțiune proprie de securitate și sănătate în muncă privind accesul pe rezervoare/cazane cf/autocisterne pentru măsurători, inspecție, control, prelevare probe, sigilare aria AFPE.
IP-SSM-003	Instrucțiune specifică de securitate și sănătate în muncă pentru circulația pietonală și transport intern.

	CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești	Comanda DG-0545 din 15.03.2022
	LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT	Proiect nr. MD 2000.006
IP- SSM-017	Instrucțiune proprie de securitate și sănătate în muncă privind cercetarea și evidența accidentelor ușoare.	
-	Regulament privind controlul în producție pentru respectarea cerințelor securității industriale la obiectivele de producție periculoase din cadrul PETROTEL - LUKOIL S.A.	

În cadrul acestui sistem de management sunt întocmite instrucțiuni specifice de securitate și sănătate în muncă pentru toate activitățile ce se desfășoară în instalațiile din cadrul platformei.


➤ Sistemul de monitorizare a factorilor de mediu în conformitate cu prevederile autorizațiilor de mediu și legislației în vigoare, care controlează emisiile de poluanți în aer, apă, sol în vederea prevenirii accidentelor de mediu conform procedurilor / instrucțiunilor.

➤ Implementarea și menținerea sistemului integrat management de mediu - securitate:

Tabelul 19: Proceduri privind Sistemul de management integrat

Număr	Procedură
M-SMI-01	Manualul sistemului integrat calitate management de mediu - securitate
P-SMS-01	Identificarea și evaluarea aspectelor, impacturilor și riscurilor
P-SI-03	Cerințe legale și alte cerințe
P-SMS-02	Competență, instruire și conștientizare
P-SI-04	Comunicare
P-SI-01	Controlul documentelor
P-SMS-03	Controlul operațional
P-SMS-04	Pregătire pentru situații de urgență și capacitate de răspuns
P-SMS-05	Măsurarea și monitorizarea performanțelor
P-SI-05	Audit intern
P-SI-06	Neconformitate, acțiune corectivă și preventivă
P-SI-02	Controlul înregistrărilor
PO-SMM-06	Monitorizarea calității apelor uzate și epurare
PO-SMM-05	Gestiunea deșeurilor
PO-SMM-03	Monitorizarea emisiilor atmosferice
PO-SMM-04	Monitorizarea solului și a pânzei freatice
PO-SMM-02	Monitorizarea și raportarea gazelor cu efect de seră
PO-SMM-01	Gestiunea substanțelor periculoase
ITP-SMM-001	Registrul incidentelor de mediu

Procedurile operaționale ale sistemului de management integrat la nivelul societății sunt reprezentate prin:

	CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești	Comanda DG-0545 din 15.03.2022
	LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT	Proiect nr. MD 2000.006


Tabelul 20: Proceduri operaționale privind Sistemul de management integrat

PO-SI-01	Elaborarea, analizarea și aprobarea documentelor sistemului de management integrat
PO-SI-03	Întocmirea documentelor necesare autorizării salariaților pentru acces și lucru cu informații clasificate secret de serviciu
PO-SI-05	Ținerea sub control a echipamentelor de măsurare, monitorizare și control
PO-SI-06	Măsurare vibrații
PO-SI-07	Inspekția supapelor de siguranță
PO-SI-08	Procedura de verificare și încercare a armăturilor industriale din oțel și fontă
PO-SI-10	Implicarea operatorilor în probleme de fiabilitate
PO-SI-11	Inspekția planificată echipamente
PO-SI-12	Curățarea cuvelor de retenție a rezervoarelor
PO-SI-13	Desfășurarea activității de mentenanță utilaje dinamice
PO-SI-14	Ținerea sub control a condițiilor de blocare la instalațiile tehnologice
PO-SI-15	Desfășurarea intervențiilor furmanite
PO-SI-17	Controlul mișcării materialelor
PO-SI-18	Controlul de securitate, înregistrarea primară și predarea trimerelor poștale și corespondenței adresate PLK
PO-SI-19	Acordarea accesului auto în incinta societății prin porțile de acces 2 și 3
PO-SI-21	Delimitarea cheltuielilor pe investiții în PETROTEL - LUKOIL S.A.
PO-SI-22	Ținerea sub control a calibrării rezervoarelor
PO-SI-23	Procedura de tratare a petițiilor
PO-SI-24	Desfășurarea activității de arhivare date tehnologice de operare
PO-SI-26	Identificarea, evidența și eliminarea neetanșeităților
PO-SI-27	Încărcarea/ descărcarea produselor periculoase în Aria 4

➤ Programul pentru întreținerea echipamentelor și inspekției, este reglementat printr-o serie de proceduri, instrucțiuni și planuri, astfel:

Tabelul 21: Proceduri pentru întreținerea echipamentelor și inspekției

P-DMEA-01.3.2	Cerințe pentru întocmirea documentației tehnice de autorizare a conductelor
P-DMEA-01.3.3	Cerințe pentru întocmirea documentației tehnice de autorizare a recipientelor sub presiune
PO-SI-05	Ținerea sub control a echipamentelor de măsurare monitorizare și control
PO-SI-07	Inspekția supapelor de siguranță
PO-SI-08	Procedura de verificare a armăturilor industriale din oțel și fontă
PO-SI-10	Implicarea operatorilor în probleme de fiabilitate
PO-SI-11	Inspekție planificată echipamente
PO-SI-12	Curățarea cuvelor de retenție a rezervoarelor
PO-SI-14	Ținerea sub control a condițiilor de blocare la instalațiile tehnologice
PO-SI-22	Ținerea sub control a calibrării rezervoarelor
PO-SI-26	Identificarea evidența și eliminarea neetanșeităților
PO-SI-13	Desfășurarea activității de mentenanță la utilajele dinamice

	CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești	Comanda DG-0545 din 15.03.2022
	LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT	Proiect nr. MD 2000.006

PO-SI-36	Planificarea și actualizarea normelor de consum resurse energetice
-	Regulament privind lucrările de reparații și verificare armături și supape de siguranță
P-DMEA-02.3.2	Branșarea și debranșarea echipamentelor electrice
P-DMEA-02.3.4	Modalități de acțiune în cazul opririi unei surse de abur
I-TH-634	Instrucțiuni specifice pentru întreținerea hidranților de suprafață

➤ Planificarea etalonării / verificărilor metrologice:

PO-SI-05 - Ținerea sub control a echipamentelor de măsurare monitorizare și control.

➤ Sistemul procedurilor și instrucțiunilor pentru operarea instalațiilor în condiții de siguranță și pentru executarea în siguranță a tuturor operațiunilor.

În Regulamentele de funcționare ale fiecărei instalații sunt prevăzute instrucțiuni pentru operare în condiții normale, pentru opriri forțate sau accidentale, după revizii generale sau parțiale.

➤ Sistemul măsurătorilor și înregistrărilor, care poate arăta performanța de siguranță a diferitelor activități - DCS.

➤ Planificare, instruire și simulări pentru cazurile de urgență, conform, Planului de pregătire în domeniul situațiilor de urgență, Planurilor de lichidare a avariilor, Planului de urgență internă, Planul de prevenire și combatere a poluării accidentale a apei, Plan de intervenție la incendiu, Plan de protecție și intervenție în caz de urgență radiologică, Planul de evacuare în situații de urgență.

➤ Sistemul de raportare și evaluare a incidentelor și accidentelor, conform legislației în vigoare.


➤ Sistemul de prevenire a îmbolnăvirilor profesionale și de protecție a sănătății personalului, prin asigurarea de servicii medicale care includ: controlul periodic pentru tot personalul salarizat, analize medicale specifice în funcție de noxele de expunere, asistență medicală de urgență și asistență medicală curentă.

Planificarea în cadrul urgenței descrie o serie de scenarii de accidente, ce servesc următoarelor scopuri:

- luarea tuturor măsurilor rațional posibil pentru reducerea probabilității de producere a accidentului și pentru limitarea consecințelor, eliminarea unui eventual efect de “domino”;
- stabilirea criteriilor de alertă;
- stabilirea locurilor și programului de monitorizare a factorilor de mediu posibil a fi afectate de poluanții evacuați pe durata evenimentului până la revenirea în starea de normalitate;
- stabilirea planurilor de acțiune, concrete, în vederea diminuării și eliminării daunelor.

În fiecare scenariu de accident tehnic, sunt necesare elementele:

- cauzele accidentului, cantitatea de poluant evacuat, starea fizică a poluantului, durata și rata evacuării, înălțimea sursei, viteza și temperatura poluantului emis;
- condițiile meteorologice caracteristice zonei;
- harta zonei și toate informațiile privind relieful, numărul și structura pe vârstă a locuitorilor, distanța de la instalație la zonele de locuit;

	CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești	Comanda DG-0545 din 15.03.2022
	LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT	Proiect nr. MD 2000.006

- modele și metode de estimare a parametrilor de emisie ai sursei, a câmpului de concentrații ale poluantului în atmosferă și a riscului pentru om și mediu.

Efectuarea din timp a analizelor de risc și siguranță, modelarea scăpărilor de poluanți în mediu - incluzând dinamica fluidelor, dispersia poluanților toxici, inflamabili și/sau explozivi, precizia și rapiditatea de transmitere a datelor meteorologice, dezvoltarea sistemului expert, vor da un răspuns rapid în cazul producerii unor astfel de evenimente.

În ultimii 30 de ani pe platforma Rafinăriei PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești nu au avut loc incidente majore sau accidente soldate cu dezastre.

Riscurile identificate și evaluate pe amplasament în Raportul de Securitate **PETROTEL-LUKOIL** sunt:

- avarii și accidente tehnologice;
- incendii;
- explozii;
- emisii de substanțe periculoase;
- accidente chimice majore;

3. ISTORICUL TERENULUI

Terenul pe care este amplasată actuala rafinărie PETROTEL - LUKOIL S.A. era până în 1905 moșia doctorului Gheorghe Sachelarie. Această moșie numită Bereasca de Jos, cu o suprafață totală de 375 ha a fost vândută societății „Româno-Americane”, pentru construirea Rafinăriei Teleajen. De atunci și până în prezent terenul a fost utilizat pentru extinderea și modernizarea rafinăriei.

Achiziționarea moșiei pe care s-a amplasat rafinăria s-a făcut prin contractul de vânzare - cumpărare încheiat la Tribunalul Prahova S-I-a, la 11 ianuarie 1905, între reprezentanții societății „Româno-Americane” se învecina cu:

- la Nord: moșia Berească de Sus a Baronului Christofer Sachelarie și moșia Bucovul a Banului Grigore Filipescu și tot moșia Bucovului a domnului Sredarul Joan Vrana;
- la Est: moșia Valea Călugărească a Mănăstirii Glavaciocului;
- la Sud: moșia Mărăcini Lungi a Mitropoliei și moșia Șoplea sau Berceni a domnului Pitaru Costache Crețulescu;
- la Vest: moșia orașului Ploiești și a domnului Paharnic Iordache Suslănescu și un pogon jumătate pentru construirea unei mori.

La început rafinăria avea 12 aparate de rectificare și un atelier mecanic. Rafinăria propriu-zisă ocupa la început suprafața de 97 ha. Restul terenului până la 375 ha, ce reprezenta suprafața moșiei Bereasca de Jos, era în 1919 împărțită astfel: 92 ha au fost expropriate conform Legii Agrare din 1918 pentru împrumutarea țăranilor, 31 ha au fost expropriate în 1913 CFR-ului, 5,4 ha erau prunduri pe Teleajen, 6,042 ha drumuri vechi, 1 ha izlaz, 3,8 ha conacul vechi, 0,4 ha drum special lăsat în urma convenției cu doamna Cantilli, 3,8 ha cale ferată proprie rafinăriei, 136 ha teren propus pentru dezvoltări viitoare ale rafinăriei.

Primele produse ale rafinăriei au ieșit pe piață în anul 1906. Acestea erau petrol lampant, benzina, uleiuri minerale și “toate derivatele petrolului brut”, așa cum era consemnat în ziarul “Ploiești” din 20 februarie 1906.

Țițeiul și produsele obținute din rafinarea țițeiului, constituie, din punct de vedere ecologic, poluanți ai factorului de mediu. Riscul de poluare a mediului a apărut odată cu primele producții ale rafinăriei, fiind direct proporțional cu cantitățile de produse vehiculate în rafinărie.

Producția rafinăriei a avut, în general, o evoluție ascendentă; oprirea producției sau reducerea ei producându-se doar în anumite situații limită (ex: în anumite perioade din timpul celor două războaie mondiale, după cutremurul din 1940 etc.).


Dintre evenimentele produse în rafinărie, cu impact asupra mediului, merită menționată incendierea rafinăriei, din timpul primului război mondial. Incendiul a cuprins parcul de rezervoare pline cu produse, apreciat în epoca drept unul dintre cele mai moderne parcuri de rezervoare. De asemenea, cutremurul din 1940 și spargerea unor conducte care traversează teritoriul rafinăriei au condus la o poluare istorică a solului și pânzei freactice.

În timp rafinăria s-a extins și modernizat continuu prin adăugarea de noi instalații și respectiv, prin înlocuirea unor utilaje vechi cu unele noi.

Pentru depozitarea țițeiului și a produselor, rafinăria dispunea în anul 1924 de 12 rezervoare cu o capacitate de 5.000 m³. Transportul produselor se făcea cu vagoane - cisternă.

În perioada interbelică s-a construit o instalație de dezbenzinare și stabilizare pentru benzinărie.

După cel de-al doilea război mondial și naționalizarea din 1948, modernizarea și

	CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești	Comanda DG-0545 din 15.03.2022
	LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT	Proiect nr. MD 2000.006

extinderea rafinării a continuat.

Astfel:

- În 1950 s-a mărit capacitatea de stabilizare a benzinei;
- În 1951 s-a construit instalația de distilare în vid;
- În 1952 - 1959 s-au construit și pus în funcțiune instalațiile din cadrul "Blocului de ulei" și Centrala electrotermică;
- În 1972 s-a pus în funcțiune instalația de hidrofinare uleiuri;
- În 1981 s-au pus în funcțiune două capacități pentru realizarea industrială a aditivilor pentru uleiuri;
- În 1977 - 1983 a avut loc extinderea activității prin realizarea instalațiilor pentru obținerea de carburanți (numită Dezvoltarea Rafinării Teleajen);
- După 1980 încep construcțiile din domeniul petrochimiei.
- În perioada 1990 - 1993 au fost puse în funcțiune instalațiile de reducere a vâscozităților și dezasfaltare cu propan.

Combinatul Petrochimic Teleajen a fost reorganizat urmare a H.G. nr. 1200/12.11.1990 privind înființarea de societăți comerciale pe acțiuni, în industrie sub denumirea de S.C. PETROTEL S.A. Ploiești, având ca obiect de activitate „fabricarea și comercializarea de uleiuri lubrifiante, carburanți, monomeri, polimeri și alte produse chimice și petrochimice” înmatriculată la camera de Comerț și Industrie a județului Prahova, Oficiul Registrului Comerțului sub Nr. J/29/111/05.03.1991 vol. 3.

În anul 1998 S.C. PETROTEL S.A. a fost preluat de grupul de firme LUKOIL, schimbându-și denumirea în PETROTEL - LUKOIL S.A..

În 1999 se construiește Fabrica de ulei incluzând o linie de îmbuteliere uleiuri cu o capacitate de 50.000 t /an și o Rampă de descărcare țitei din cisterne.

Fabrica de ulei include:

- Linia de îmbuteliere la bidoane de 1 l și respectiv 4 l cu o capacitate de 220.000 t/an uleiuri care cuprinde o unitate de umplere automată, programată și controlată de computer; îmbutelierea este urmată de montarea automată a capacelor, etanșarea cu folie tip "Alufoil" pe o mașină cu inducție, etichetarea și personalizarea bidoanelor, ambalarea și paletizarea.

- Linia de umplere în butoaie de 200 l are o capacitate de 96.000 t/an care este prevăzută cu un sistem automat de umplere, sistem de cântărire electronică programabil, sistem automat de închidere, benzi transportoare cu sistem de paletizare.


Dotările tehnice permit însă fabricarea și îmbutelierea a 50.000 t/an uleiuri de cel mai înalt nivel tehnic, acoperind întreaga gamă sortimentală, în funcție de cerințele pieței.

Menționăm ca din anul 2007 activitatea secției de uleiuri a fost preluată de către LLK Lubricants Romania S.R.L.

În anul 2003 au demarat lucrări de investiții de amploare, care au durat până în trimestru IV 2004, când rafinăria a fost repornită.

Principalele instalații ce sunt modernizate sunt:

- Instalația de distilare atmosferică și vid a țiteiului (DAV3);
- Instalația de hidrofinare benzină (HB);
- Instalația de reformare catalitică (RC);
- Instalația de hidrofinare petrol - motorină (HPM);
- Instalația de izomerizare a fracției nC₅-C₆;
- Instalația de cracare catalitică (CC);

	CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești	Comanda DG-0545 din 15.03.2022
	LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT	Proiect nr. MD 2000.006

- Instalația de hidrofinarea benzinei de cracare catalitică - instalație nouă (HDS-CC);
- Instalația cocsare întârziată (Cx);
- Instalația de desulfurare gaze și recuperare sulf (DGRS).

După repornirea rafinăriei, capacitatea de prelucrare este de 2.400.000 tone țiței / an, iar consumul tehnologic nu va depăși 1,1 %.

În conformitate cu hotărârea A.G.A. a S.C. PETROTEL - LUKOIL S.A. din data de 21.01.04 înregistrată la Oficiul Registrului Comerțului de pe lângă Tribunalul Prahova prin certificatul de înscriere mențiuni nr. 10163/1641/25.02.04 și nr. 10164/1687/03.03.04, S.C. PETROTEL - LUKOIL S.A. s-a transformat în societate de tip închis.

Societatea și-a dobândit acest statut în conformitate cu prevederile art. 138 din O.U.G. nr. 28/2002 privind valorile mobiliare, serviciile de investiții financiare și piețele reglementate.

4.RECUNOAȘTEREA TERENULUI

4.1. Probleme identificate

În urma analizei efectuate asupra activităților desfășurate în cadrul rafinării PETROTEL - LUKOIL S.A. a rezultat că potențialele surse de poluare a solului și apei subterane sunt *produsele petroliere*.

Căile prin care poluanții pot pătrunde în sol și subteran sunt:

- **scurgeri accidentale** de la echipamentele instalațiilor - rezervoare, conducte și / sau canalizare industrială - fiind datorate neetanșeităților la îmbinări sau spargeri / fisurări / perforări etc.;
- **deversări accidentale** de produse în timpul manipulării, operării normale / opririlor accidentale a instalațiilor, încărcării rezervoarelor și cisternelor;
- **practici operaționale necorespunzătoare** în timpul prelevării probelor, curățirii rezervoarelor și a altor utilaje, echipamente, drenării apelor meteorice din zonele îndiguite ale rezervoarelor, etc.

Ca urmare, direcțiile asupra cărora se va dezvolta analiza și se vor detalia investigațiile, acoperă:

- deșeurile;
- depozitele provizorii de deșeuri;
- depozitele de materii prime, auxiliare și produse finite;
- instalațiile de epurare a apelor uzate;
- sistemul de canalizare;
- alte zone de folosire.

Fiecare din zonele amintite mai sus vor fi analizate separat. Această parte va descrie în amănunt zonele de folosire și depozitare a produselor chimice cărora le pot fi atribuite un risc de mediu.

Sursele potențiale de poluare directă a solului și subsolului (specifice rafinăriilor) sunt:

1. Parcurile de rezervoare pentru țiței, produse petroliere intermediare și produse finite:
 - posibile scurgeri de produse petroliere;
 - posibile scurgeri de produs la curățarea și scurgerea rezervoarelor datorită înfundării canalizărilor;
 - deversarea accidentală a produselor petroliere stocate.
2. Rampele de încărcare-descărcare țiței și produse chimice:
 - scurgeri de produse petroliere sau produse chimice la încărcarea / descărcarea acestora.
3. Rezervoarele de stocare produse chimice, spații de stocare produse chimice:
 - posibile scurgeri de produse;
 - posibile scurgeri de produs la curățarea și scurgerea rezervoarelor;
 - deversarea accidentală a produselor stocate;
 - împrăștierea accidentală pe sol și subsol a produselor stocate, deversarea accidentală în rețeaua de canalizare.
4. Conducte transport produse petroliere și produse chimice:
 - scurgeri de produse datorită neetanșeității.
5. Instalații tehnologice:

- scurgeri de produse datorită neetanșeităților;
- depozitarea temporară de deșeurilor pe platforma instalației;
- fisuri, deteriorări a suprafețelor betonate.

6. Camerele canalizărilor:

- scurgeri de apă și produs petrolier datorită deversărilor din cămine (cămine înfundate, ploi abundente).

7. Separatoarele de produse petroliere din cadrul sistemelor de epurare ape uzate:

- scurgeri de produse petroliere în momentul curățirii;
- depășirea capacității în cazul ploilor abundente.

8. Casele pompelor de produse petroliere:

- scurgeri de produse petroliere.

9. Stațiile de transformatori, condensatorii:

- posibil scurgerea de uleiuri cu conținut de PCB-uri.

10. Batalurile de depozitare a produselor petroliere:

- deversarea de produse la descărcarea mijloacelor de transport;
- infiltrarea în sol și subsol datorită impermeabilizării necorespunzătoare.

11. Instalațiile dezafectate / aflate în conservare:

- scoaterea necorespunzătoare din funcțiune;
- îndepărtarea necorespunzătoare a produselor petroliere / chimice din instalații;
- deteriorarea în timp a acestora cu producerea de scurgeri de produse.

12. Forajele de alimentare cu apă potabilă și industrială, forajele de observație:

- gospodărirea necorespunzătoare a acestora;
- conservarea necorespunzătoare;
- neasigurarea zonei de protecție corespunzătoare.

13. Sistemul de canalizare:

- afectarea etanșeității sistemelor de canalizare, cu infiltrarea de produse petroliere în sol și subsol.

14. Sistemul de alimentare cu apă, materiale de construcții cu azbest.

În ceea ce privește rafinăria PETROTEL - LUKOIL S.A. se menționează următoarele aspecte, care au condus la o poluare istorică:

- Incendierea rafinăriei, din timpul primului război mondial, ce a afectat parcul de rezervoare pline cu produse (aproape 140 de rezervoare, cu o capacitate de 200.000 tone), rafinăria de ulei, atelierele, secția de regenerare și concentrare a acidului sulfuric, magazia de materiale a rafinăriei, stația de pompe și centrala electrică proprie.
- Cutremurul din 1940.
- Bombardarea rafinăriei în timpul celui de-al doilea război mondial.
- Avarii, spărturi din exploatare.


Surse indirecte de poluare a solului

Depunerea pe sol prin precipitații a compușilor emiși în aer din activitățile rafinăriei:

- oxizi de azot;
- oxizi de sulf;
- pulberi.

Surse de poluare ape de suprafață

Apele reziduale de pe platforma PETROTEL - LUKOIL S.A. sunt colectate prin

	CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești	Comanda DG-0545 din 15.03.2022
	LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT	Proiect nr. MD 2000.006

rețeaua de canalizare în stația de epurare mecanico-biologică.

Sistemul de canalizare este separativ (canalizare menajeră, canalizare pentru ape convențional curate și canalizare pentru ape industriale). Lungimea totală a conductelor și colectoarelor de canalizare este de 22,5 km.

După epurare, o parte din apă este refolosită în instalațiile tehnologice în diferite procese (tăierea cocsului, facă, răcirii rezervoare), iar restul este evacuată în emisar.

Apele uzate industriale sunt transportate gravitațional sau prin pompare la stația de epurare prin mai multe canale:

- Canal principal Dn 1400 mm, prevăzut la intrarea în stație cu un cămin cu prag deversor și vană stăvilă, racordat la bazinul de egalizare ($V_{max.} = 4016 \text{ m}^3$), care permite descărcarea în bazinul de egalizare a vârfurilor de debit sau a apelor impurificate peste limita admisă. Tronsonul de canalizare dintre acest cămin și treapta mecanică de epurare este de Dn 600 mm;
- Canal ape industriale din rafinăria veche, Dn 600 mm, racordat la canalul principal.
- Canal intern stație de epurare, Dn 300 mm, pentru colectarea scurgerilor de la îngroșătoarele de nămol și pelicula captată de la separatorul de ape convențional curate.

Apele pluviale de pe platforma industrială sunt dirijate astfel:

- o parte - prin instalația de preepurare BU, unde după ce urmează fluxul de preepurare, sunt trimise împreună cu celelalte ape preepurate la Instalația Cocsare, la stația de epurare;
- o parte (apele uzate de la DRT) intră într-un separator (bazin ape meteorice), pentru reținerea eventualelor urme de produse petroliere și după ce trec printr-un decantor final al stației de epurare, sunt evacuate în râul Teleajen.

Apele convențional curate - colectate prin canalizarea meteorică - sunt trecute printr-un bazin de control, unde prin intermediul unor pereți șicanati, se rețin eventualele produse petroliere. Apoi apele convențional curate sunt evacuate în bazinul de ape meteorice, iar produsul petrolier separat se recuperează și se reprelucrează.

Apele menajere sunt dirijate gravitațional prin canalizarea menajeră la stația de pompe, de unde prin pompare sunt trimise direct la treapta biologică a stației de epurare finale.

Evacuarea apelor uzate preepurate se realizează în receptor natural - râul Teleajen, astfel:

$$Q_{zilnic\ maxim} = 36.000 \text{ m}^3$$

$$Q_{zilnic\ mediu} = 25.714 \text{ m}^3$$

$$Q_{anual} = 9.386.000 \text{ m}^3$$

PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești primește ape uzate și menajere de la terții din zona societății și în funcție de capacitatea stației poate primi și ape uzate de aceeași natură cu cele din rafinărie de la alte societăți.

Surse de poluare aer

▶ Surse dirijate de poluare a aerului

Sursele dirijate de poluare a aerului se pot împărți în surse aferente în mod direct procesului de producție (ce nu includ surse de ardere) și surse de ardere - cuptoarele tehnologice.

Sursele punctuale dirijate de poluare a aerului cu NO_x, SO₂, CO, pulberi, H₂S aferente funcționării Rafinării PETROTEL - LUKOIL sunt asociate proceselor tehnologice din următoarele instalații:

- Instalația Distilare atmosferică și în vid - DAV3;
- Instalația Hidrofinare petrol și motorină - HPM;
- Instalația Hidrofinare benzină - HB;
- Instalația Reformare catalitică - RC;
- Instalația Izomerizare;
- Instalațiile de fabricare hidrogen FH1 și FH2;
- Instalația Cracare catalitică - CC;
- Instalația Hidrodesulfurare benzină - HDS-CC;
- Instalația Cocsare - Cx;
- Instalația Desulfurare gaze și recuperare sulf - DGRS.

În **Tabelul 22** sunt prezentate caracteristicile surselor dirijate în atmosferă din cadrul rafinării:


Tabelul 22: Caracteristici surse emisie dirijată în aer

Nr. crt.	Instalația	Sursa de emisie	Cod	Caracteristici coș		Observații
				Înălțime, m	Diametru la vârf, m	
1.	Distilare atmosferică și în vid, DAV 3	Cuptor tehnologic	01-H2	100	3,8	Coș comun
		Cuptor tehnologic	01-H3			
	Hidrofinare petrol și motorină, HPM	Cuptor tehnologic	06-H1			
2.	Hidrofinare benzină, HB	Cuptor tehnologic	03-H1	35,2	1,38	Coș
3.		Cuptor tehnologic	03-H2	33,8	1,4	Coș
4.	Reformare catalitică, RC	Cuptor tehnologic	04-H1	51,6	1,58	Coș
5.		Cuptor tehnologic	04-H2	62,2	2,05	Coș
6.		Cuptor tehnologic	04-H3	51,6	1,58	Coș
7.		Cuptor tehnologic	04-H5	33,3	1	Coș
8.	Izomerizare	Cuptor tehnologic	76-H1	10,75	0,85	Coș
9.	Fabricile de hidrogen	Reformer	R101/1	19,7	0,6	Coș
		Reformer	R101/2	19,7	0,6	Coș
10.	Cracare catalitică, CC	Regenerator catalizator	09-FV3	60	2,9	Coș
11.	Hidrodesulfurare benzină, HDS-CC	Cuptor tehnologic	75-H1	30,6	0,5	Coș
12.	Cocsare, Cx	Cuptor tehnologic	02-H1	75	2,5	Coș
13.	Desulfurare gaze și recuperare sulf, DGRS	Incinerator gaze reziduale	10-H2	83	1,12	Coș
14.	Evacuare gaze faclă	Facă de:	21/1-F1	60	0,9	Coș
		- joasă presiune	21/1-F2		1,1	
		- medie presiune	21/1-F3		1,2	
		- înaltă presiune				

• **Surse aferente în mod direct procesului de producție**

În cadrul acestora, procesele cu emisii semnificative în atmosferă sunt:

- Cracare catalitică - poluanți: SO₂, CO, NO_x, pulberi;

	CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești	Comanda DG-0545 din 15.03.2022
	LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT	Proiect nr. MD 2000.006

- Recuperare sulf - poluanți: SO_2 , H_2S ;
- Facla - poluanți: SO_2 , CO , NO_x .

Trebuie menționat că emisiile dirijate de la sursele aferente procesului de producție au ca punct de evacuare în atmosferă trei poziții:

- DGRS -Tail Gas (incinerator gaze reziduale);
- Regenerator catalizator;
- Facla (facilele de joasă, medie și înaltă presiune).

Din acest motiv, emisiile atmosferice dirijate provenite strict din procesul de producție se vor analiza în funcție de locul în care se emit.

• **Surse de ardere legate de procesul de producție**

Emisii atmosferice de la cuptoare tehnologice aferente instalațiilor:

- DAV3 + HPM;
- Hidrofinare benzină, HB;
- Reformare catalitică RC;
- Cracare catalitică, CC;
- HDS-CC;
- Cocsare, Cx;
- Fabricare Hidrogen;
- Izomerizare.

► Surse nedirijate de poluare a aerului

În cadrul unei rafinării de produse petroliere există o multitudine de surse de emisie nedirijate.

Sursele difuze / nedirijate de poluare a aerului din amplasamentul Rafinării PETROTEL - LUKOIL S.A. sunt asociate cu următoarele procese:

- – arderea gazelor la facile - surse punctuale nedirijate;
- – scurgeri prin neetanșeitățile componentelor echipamentelor sub presiune (valve, flanșe, garnituri pompe / compresoare, robinete, etc.);
- – epurarea apelor uzate;
- – răcirea apei în turnurile de răcire;
- – transferul, stocarea, manevrarea produselor petroliere.

Sistemul de facile reprezintă o sursă de emisii difuze. Facilele pentru arderea gazelor de proces în cazuri de avarie sunt dotate cu instalații de ardere de veghe (piloți), care asigură inițierea, atunci când este cazul, a combustiei gazelor transportate de la instalațiile aferente activităților de producție. Cele trei facile din cadrul rafinării Lukoil au următorii parametri fizici: înălțime: 60 m, diametre: - 0,90 m; 1,10 m și respectiv 1,20 m.


Neetanșeitățile echipamentelor și componentelor sub presiune dintr-o rafinărie, reprezintă surse de emisii fugitive a poluanților în atmosferă pe întreaga zonă a procesului de rafinare.

Procesul de epurare a apelor uzate are asociate emisii difuze generate de evaporarea hidrocarburilor antrenate în apele care ajung în separatoarele de produse petroliere.

Răcirea apei în turnurile de răcire este o sursă de emisie difuză, reprezentată de emisiile de compuși organici volatili proveniți din scurgerile de ulei din condensatoare și schimbătoare de căldură, care ajung în apa de răcire.

Transferul, stocarea, manevrarea produselor petroliere au asociate, ca principale surse de emisie, rezervoarele de stocare a țițeiului și a produselor petroliere și rampele de încărcare a produselor petroliere în mijloace de transport.

Poluantul principal este constituit de COV - compuși organici volatili, având în

	CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești	Comanda DG-0545 din 15.03.2022
	LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT	Proiect nr. MD 2000.006

compoziție: metan, etan, propan, n-butan, i-butan, pentani, hexani, heptani, octani, nonani, decani, ciclo-hexani, ciclo-heptani, ciclo-octani, ciclo-nonani, propene, butene, benzen, toluen, xilen. Pe lângă aceștia mai pot să apară și H₂S, NH₃ și alții.

Caracteristica surselor nedirijate de emisii este că ele au loc continuu.

4.2. Deșeuri

Gestionarea și monitorizarea deșeurilor rezultate din procesele tehnologice și din alte activități auxiliare desfășurate de societatea PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești se realizează în conformitate cu:

- ☞ **OUG nr. 92 din 19 august 2021 privind regimul deșeurilor;**
- ☞ **ORDONANȚĂ nr. 2 din 11 august 2021 privind depozitarea deșeurilor;**
- ☞ **H.G. nr. 856/2002** - privind evidența gestiunii deșeurilor și pentru aprobarea listei cuprinzând deșeurile, inclusiv deșeurile periculoase, modificată și completată de *H.G. nr. 210/2007*;
- ☞ **LEGE nr. 249** din 28 octombrie 2015 privind modalitatea de gestionare a ambalajelor și a deșeurilor de ambalaje
- ☞ **H.G. nr. 1132/2008** - privind regimul bateriilor și acumulatorilor și al deșeurilor de baterii și acumulatori, modificată și completată de *H.G. nr. 1079/2011*;
- ☞ **H.G. nr. 170/2004** - privind gestionarea anvelopelor uzate;
- ☞ **H.G. nr. 124/2003** - privind prevenirea și controlul poluării mediului cu azbest, modificată prin *H.G. nr. 734/2006* și *H.G. nr. 210/2007*;
- ☞ **Ordinul nr. 95/2005** - privind stabilirea criteriilor de acceptare și procedurilor preliminare de acceptare a deșeurilor la depozitare și lista națională de deșeuri acceptate în fiecare clasă de depozit de deșeuri, modificat prin *Ordinul nr. 3838/2012*;
- ☞ **H.G. nr. 1061/2008** - privind transportul deșeurilor periculoase și nepericuloase pe teritoriul României.

În urma activităților desfășurate pe platforma societății PETROTEL - LUKOIL S.A. rezultă următoarele categorii de deșeuri:

- Șlamuri și nămoluri de la epurarea apelor uzate;
- Șlamuri rezultate din curățirea rezervoarelor;
- Soluții de sodă uzate;
- Catalizatori uzați;
- Uleiuri uzate;
- Acumulatori uzați;
- Anvelope scoase din uz;
- Deșeuri metalice - feroase și neferoase;
- Amestecuri de beton, cărămizi, materiale ceramice din dezafectări / demolări construcții;
- Hârtie - carton;
- Sticlă;
- Deșeuri municipale amestecate (menajere);
- Deșeuri de echipamente electrice și electronice;
- Deșeuri de ambalaje: hârtie și carton, lemn, metalice, materiale plastice, sticlă;
- Lemn;
- Materiale de construcție cu conținut de azbest (plăci azbociment).

Toate acestea ar putea constitui surse de poluare pentru factorii de mediu dacă stocarea / depozitarea deșeurilor nu se face în spații amenajate care să înlăture efectul poluator.

Deșeurile produse, colectate, stocate temporar pe amplasament, rezultate din activitățile rafinării PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești, sunt prezentate în **Tabelul 23**.

Tabelul 23: Deșeuri

<i>Sursa</i>	<i>Cod deșeu cf. H.G. 856/2002</i>	<i>Tip deșeu</i>	<i>Mod colectare / depozitare</i>
Curățarea rezervoarelor	05 01 03*	- șlamuri	- colectare separată - stocare temporară în ambalaje metalice (rezervoare, butoaie) - valorificare / eliminare prin firme autorizate
Epurare ape uzate (mecanic, fizico-chimic, biologic)	05 01 09*	- nămol epurare	- colectare separată - stocare în celula 2 de depozitare temporară și prelucrare în centrifuga trifazică - valorificare / eliminare prin firme autorizate
Remedierea zonelor contaminate în urma incidentelor	05 01 08*	Alte gudroane	- se colectează și se valorifica/elimină prin firme autorizate
Epurare ape uzate (mecanic, fizico-chimic, biologic)	05 01 10	Nămoluri de la epurarea efluentilor în incinta cu continut de substante periculoase	Valorificare în incinta rafinării/ predare către societăți autorizate
Instalații - încheierea ciclului de activitate	05 01 99 05 07 99	- alte deșeuri nespecificate (suport ceramic, site moleculare)	- colectare pe tip de deșeu în saci sau containere în vederea depozitării la depozitul ecologic
Instalații - încheierea ciclului de activitate	05 07 99	- alte deșeuri nespecificate (cărbune activ)	- colectare separată în saci sau containere și depozitare la rampa ecologică
Operația de reținere a compușilor cu sulf din produsele petroliere	06 06 02*	- soluții uzate de NaOH	- colectare separată - eliminare conform Studiului tehnic privind Elaborarea tehnologiei de neutralizare a sodei uzate (se elimină prin stația de epurare, aprox. 150 t/lună)
Activități administrative	08 03 18	Deșeuri de tonere de imprimante, altele decât cele specificate la 08 03 17*	se colectează și se valorifica/elimină prin firme autorizate
Instalații și	13 02 05*	- uleiuri minerale	- colectare separată

<i>Sursa</i>	<i>Cod deșeu cf. H.G. 856/2002</i>	<i>Tip deșeu</i>	<i>Mod colectare / depozitare</i>
echipamente dinamice		neclorurate de motor, de transmisie și de ungere	- stocare temporară în butoaie, pe tipuri de ulei, și valorificare prin firme autorizate din punct de vedere al protecției mediului
Echipamente electrice	13 03 07*	- uleiuri minerale neclorinate izolante și de transmitere a căldurii	- colectare separată - stocare temporară în butoaie, pe tipuri de ulei, și valorificare prin firme autorizate din punct de vedere al protecției mediului
Sectia CET	13 01 10*	uleiuri hidraulice minerale necolorate	- colectare separată - stocare temporară în butoaie, pe tipuri de ulei, și valorificare prin firme autorizate din punct de vedere al protecției mediului
Activități administrative și din aprovizionare	15 01 01 15 01 02 15 01 03 15 01 04 15 01 07	-deșeuri ambalaje: hârtie și carton, lemn, metalice, materiale plastice, sticlă	- se colectează pe tip de deșeu și se valorifică / elimină prin firme autorizate
Din activitati de mentenanta	15 02 02*	Absorbantți , materiale filtrante, materiale de lustruire și îmbrăcăminte de protecție contaminate cu substanțe periculoase	- se colectează pe tipuri și se elimină prin firme autorizate
Sectia CET – saci filtre	15 02 03	Absorbantți, materiale filtrante, materiale de lustruire și îmbrăcăminte de protecție altele decat cele specificate la 15 02 02*	- se colectează pe tipuri și se elimină prin firme autorizate
Instalații - încheierea ciclului de activitate catalizatori	16 08 01	Catalizatori uzați cu conț. de metale prețioase de la reformare catalitică, izomerizare	- colectare separată - stocare temporară în butoaie în vederea valorificării metalelor prin firmele furnizoare, autorizate din punct de vedere al protecției mediului
	16 08 02* 16 08 03	Catalizatori uzați cu conț. de metale tranziționale de la procesele tehnologice	
	16 08 07*	Catalizator uzat contaminat cu substante periculoase	- colectare separată - stocare temporară în butoaie în vederea eliminării prin firme autorizate
Vehicule de transport	16 01 03	- anvelope scoase din uz	- se colectează și se valorifică prin firme autorizate

<i>Sursa</i>	<i>Cod deșeu cf. H.G. 856/2002</i>	<i>Tip deșeu</i>	<i>Mod colectare / depozitare</i>
Activitati administrative	16 02 13*	Echipamente casate cu continut de subst periculoase	- se colectează și se valorifică prin firme autorizate
Activitati administrative	16 02 14	Echipamente casate, altele decat cele specificate la 160209* – 160213*	- se colectează și se valorifică prin firme autorizate
Din activitatea de productie	16 03 03*	Deseuri anorganice cu continut de substante periculoase	- se colectează și se valorifică prin firme autorizate
Din activitatea de productie, la expirarea duratei de viata a aditivilor	16 03 05*	Deseuri organice cu continut de substante periculoase	- se colectează și se valorifică prin firme autorizate
Din activitati de laborator	16 05 06*	Substante chimice de laborator constand din substante periculoase	- se colectează și se valorifică prin firme autorizate
Din functionarea curenta a instalatiei Belco	16 08 04	Catalizatori uzați de la Cracare Catalitică (cu excepția 160807*)	- se colectează in instalatia Belco și se valorifica/elimină prin firme autorizate
Din activitati de laborator	16 05 09	Substante chimice expirate	- se colectează și se valorifică prin firme autorizate
Din UPS	16 06 XX	Baterii si acumulatori	se colectează și se valorifica/elimină prin firme autorizate
Dezafectări, demolări	17 01 07	- amestecuri de beton, cărămizi, materiale ceramice	- stocare temporară pe platforme betonate în vederea depozitării la depozitul ecologic
Dezafectări, demolări	17 02 01 17 02 02 17 02 04*	deseuri lemn deseuri sticla deseuri amestecate contaminate cu substante periculoase	- se colectează pe tip de deșeu și se valorifică prin firme autorizate
Dezafectări, demolări	17 03 02	asfalturi	- se colectează și se valorifică / elimină prin firme autorizate
Dezafectări, reparații, întreținere	17 04 01	Cupru, bronz, alamă	- se colectează pe tip de deșeu și se valorifică prin firme autorizate
	17 04 02	Aluminiu	
	17 04 03	Plumb	
	17 04 05	Fier și oțel	
Decontaminari in urma incidentelor tehnice	17 05 03*	Pamant si pietre cu continut de substante periculoase	- se colectează in butoaie metalice și se valorifică/elimina prin firme autorizate

Sursa	Cod deșeu cf. H.G. 856/2002	Tip deșeu	Mod colectare / depozitare
Dezafectări, demolări	17 06 01* 17 06 03* 17 06 04 17 06 05*	Materiale izolante - vată minerală - și de construcție cu conținut de azbest - plăci azbociment	- se colectează pe tipuri și se elimină prin firme autorizate
Activități întreținere instalații electrice	17 04 11	- cabluri electrice	- se colectează și se valorifică prin firme autorizate
Demolare turnuri racire	17 09 04	Deseuri ruloari fibra sticla / polipropilene	- se colectează pe tipuri și se valorifica/elimină prin firme autorizate
Instalații - încheierea ciclului de activitate catalizatori	19 09 05	Rasini schimbatoare de ioni saturate sau epuizate (catalizatori uzati inst MTBE)	- stocare temporară în butoaie în vederea valorificării prin firmele furnizoare, autorizate din punct de vedere al protecției mediului
Activități de întreținere/reparații echipamente electrice și electronice	20 01 21* 20 01 35* 20 01 36	- deșeuri de echipamente electrice și electronice	- se colectează și se valorifică / elimină prin firme autorizate
Activități administrative	20 01 01	- deșeuri de hârtie și carton	- se colectează și se valorifică prin firme autorizate
Activități igienico-sanitare	20 03 01	- deșeuri municipale amestecate	- se colectează și se elimină prin firme autorizate
Activități igienico-sanitare	20 03 99	- deșeuri municipale nespecificate	- se colectează și se elimină prin firme autorizate

Situația gestiunii deșeurilor rezultate din activitatea societății PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești atât în anul de referință (2005) cât și în perioada 2020 ÷ 2021 este prezentată în tabelele următoare:.

Tabelul 24: Situația gestiunii deșeurilor rezultate din activitatea PETROTEL - LUKOIL S.A. în anul de referință 2005

Denumire deșeu	Cod deșeu conf. H.G. 856/2002	Stoc la 31.12.2004 [tone]	Destinația deșeurilor			Unitatea prin care s-a realizat valorificarea / eliminarea deșeurului
			Cantitate generată [tone]	Cantitate valorificată [tone]	Cantitatea rămasă în stoc [tone]	
Uleiuri uzate	13 02 08*	0	1,4	-	1,4	-
Acumulatori uzați	16 06 05	0	0,1 (1 buc.)	0,1 (1 buc.)	0	S.C. DOLIER - COM S.R.L. (la schimb)
Anvelope uzate	16 01 03	0,11 (22 buc.)	2,936 (75 buc.)	-	3,064 (97 buc.)	-
Deșeuri hârtie și	20 01 01	0	7,45	7,18	0,27	MULLER-GUTTENBRUNN



CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești

Comanda **DG-0545** din
15.03.2022

LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT

Proiect nr.
MD 2000.006

Denumire deșeu	Cod deșeu conf. H.G. 856/2002	Stoc la 31.12.2004 [tone]	Destinația deșeurilor			Unitatea prin care s-a realizat valorificarea / eliminarea deșeurului
			Cantitate generată [tone]	Cantitate valorificată [tone]	Cantitatea rămasă în stoc [tone]	
carton						RECYCLING S.R.L. Ploiești
Deșeuri feroase	17 04 05	100	3157,936	3079,03	442,76	INCONEX COM S.R.L.
Deșeuri neferoase	17 04 07	0	12,0285	0	14,167	-

	CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești	Comanda DG-0545 din 15.03.2022
	LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT	Proiect nr. MD 2000.006

Tabelul 25: Situația gestiunii deșeurilor rezultate din activitatea PETROTEL - LUKOIL S.A. în anul 2021

Denumire deșeu	Cod deșeu conf. H.G. 856/2002	Stoc la 31.12.2020 [tone]	Destinația deșeurilor				Unitatea prin care s-a realizat valorificarea / eliminarea deșeurilor
			Cantitate generată [tone]	Cantitate valorificată [tone]	Cantitate eliminată [tone]	Cantitatea rămasă în stoc [tone]	
Șlam	05 01 03*	7034.56	2143.3	43.92	1850	7283.94	SETCAR SA / PETROTEL - LUKOIL*
Nămol de epurare cu conținut de substanțe periculoase	05 01 09*	13181.22	9566.11	5541.13	3200	14006.2	GEOCYCLE/ PETROTEL - LUKOIL*
Nămoli de epurare , altele decât cele specificate la 05 01 09	05 01 10	0	586.74	586.74	0	0	PETROTEL - LUKOIL*
Site moleculare	05 01 99	3,65	-	-	-	3,65	-
Soluții uzate de NaOH	06 06 02*	2516,61	1128.75	0	1171.43	2473.93	PETROTEL - LUKOIL
Uleiuri minerale neclorurate de motor, de transmisie și de ungere	13 02 05*	1.836	0	0	0	1.836	
Uleiuri minerale neclorurate izolate și de transmitere a căldurii	13 03 07*	2.1	0	0	0	2.1	
Deseuri de ambalaje de hartie și carton	15.01.01	0.125	0	0	0	0.125	
Deseuri ambalaje din materiale plastice	15.01.02	1.178	0	0.76	0	0.418	SES ELLASSEMBLY
Deseuri azbociment	17 06 05*	41.62	0	0	0	41.62	
Cupru, Bronz, Alamă	17 04 01	5.275	0	0	0	5.275	
Aluminiu	17 04 02	0.062	0	0	0	0,062	
Fier și oțel + inox	17 04 05	826.834	1998.06	1144.16	0	17.014	REMAT BRASOV
				1663.72			BLUE BIRD
Deșeuri municipale amestecate	20 03 01	0	92.42	0	92.42	0	S.C. VITALIA SERVICII PENTRU MEDIU TRATAREA DEȘEURILOR
Deseuri municipale nespecificate	20.03.99	0	115.62	0	115.62	0	S.C. VITALIA SERVICII PENTRU MEDIU TRATAREA DEȘEURILOR
Vată minerală	17 06 03*	23.38	180	-	177.3	23.08	OIL DEPOL SERVICE



CLIENT: **PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești**

LUCRARE: **RAPORT DE AMPLASAMENT**

Comanda **DG-0545** din
15.03.2022

Proiect nr.
MD 2000.006

Denumire deșeu	Cod deșeu conf. H.G. 856/2002	Stoc la 31.12.2020 [tone]	Destinația deșeurilor				Unitatea prin care s-a realizat valorificarea / eliminarea deșeurilor
			Cantitate generată [tone]	Cantitate valorificată [tone]	Cantitate eliminată [tone]	Cantitatea rămasă în stoc [tone]	
Deseuri ruloari din fibra de sticla din demolare turn	17.09.04	1.64	0	0	0	1.64	-
Deseuri rasini schimbatoare de ioni saturate sau epuizate	19.09.05	0	19.14	19.14	0	0	S.C. VITALIA SERVICII PENTRU MEDIU COLECTARE PRAHOVA
Deseuri absorbanti, materiale filtrante	15.02.02	0	16.38	0	16.38	0	GREEN ATLANTIC
Deseuri de catalizatori uzati cu continut de metale tranzitionale sau compusi ai acestor metale	16.08.02*	0	183.026	183.026	0	0	EURECAT SAS FRANCE
			147.238	147.238	0		ECOMASTER SERVICII ECOLOGICE
Deseuri de catalizator uzat contaminat cu substante periculoase	16.08.07*	0	246.029	246.029	0	0	ECOMASTER SERVICII ECOLOGICE
Deseuri ruloari din fibra de polipropilena din demolare turn	17.09.04	2.5	0	0	0	2.5	-
Cabluri, altele decat cele specificate la 17.04.10*	17.04.11	25.221	95.799	120.52	0	0.5	REMAT BRASOV
Deseuri de echipamente electrice si electronice casate, altele decat cele specificate la 16.02.09*-16.02.13*	16.02.14	0	263.501	0	263.501	0	WOOD EXPERT SOLUTION SI REMAT BRASOV
Deseuri de hartie si carton	20.01.01	0	5.54	5.54	0	0	VANCART
Deseuri de tonere de imprimanta	08.03.18	0	0.14	0.14	0	0	ULM CART
Deseuri de catalizatori uzati de la cracare catalitica	16.08.04		538.42		538.42	0	OIL DEPOL SERVICE
Deseuri de ambalaje metalice care contin reziduuri sau care sunt contaminate cu substante periculoase	15.01.10*	1.863	23		23.74	1.123	SETCAR
Deseu ambalaj metalic	15.01.04	0.451	57	56.682		0.769	EURECAT SAS FRANCE/ ECOMASTER SERVICII ECOLOGICE
Deseuri ambalaje din lemn	15.01.03	0.834	27.001	26.325	0	1.51	EURECAT SAS FRANCE/ ECOMASTER SERVICII



CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești

LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT

Comanda DG-0545 din
15.03.2022

Proiect nr.
MD 2000.006

Denumire deșeu	Cod deșeu conf. H.G. 856/2002	Stoc la 31.12.2020 [tone]	Destinația deșeurilor				Unitatea prin care s-a realizat valorificarea / eliminarea deșeurii
			Cantitate generată [tone]	Cantitate valorificată [tone]	Cantitate eliminată [tone]	Cantitatea rămasă în stoc [tone]	
							ECOLOGICE
Amestecuri de beton , caramizi, materiale ceramice	17.01.07	75	0	0	0	75	-
Deseuri traverse din lemn uzate rezultate din dezafectari	17.02.04*	60.64	360	404.7	0	15.94	ECOMASTER SERVICII ECOLOGICE
Cenusa de vatra, zgura si praf de cazan	10.01.01	0	17010.8	0	17010.8	0	S.C. VITALIA SERVICII PENTRU MEDIU
			988.660	988.66	0	0	GEOCYCLE
Deseuri solide, pe baza de calciu, de la desulfurarea gazelor de ardere	10.01.05	0	7840.24	0	7840.24	0	S.C. VITALIA SERVICII PENTRU MEDIU
Deseuri tuburi fluorescente si alte deseuri cu continut de mercur	20.01.21*	0	0.26	0.26	0	0	RECOLAMP
Deseuri de la rafinarea petrolului nespecificate in alta parte- deșeu de cocs	05.01.99	5.8	0	0	0	5.8	-
Deseuri alte gudroane	05.01.08*	0	12.2	12.2	0	0	OIL DEPOL SERVICE

Notă:

*drenat apă

** depunere pe sol in incinta rafinarii ca material de umplutura

Ierarhia deșeurilor se aplică în funcție de ordinea priorităților în cadrul legislației și al politicii în materie de prevenire a generării și de gestionare a deșeurilor, după cum urmează:

- prevenirea;
- pregătirea pentru reutilizare;
- reciclarea;
- alte operațiuni de valorificare;
- eliminarea.

Aplicarea ierarhiei deșeurilor are ca scop încurajarea acțiunii în materie de prevenire a generării și gestionării eficiente și eficace a deșeurilor, astfel încât să se reducă efectele negative ale acestora asupra mediului.

În acest sens, pentru anumite fluxuri de deșeuri specifice, aplicarea ierarhiei deșeurilor poate suferi modificări în baza evaluării de tip analiza ciclului de viață privind efectele globale ale generării și gestionării acestor deșeuri.

Gestionarea deșeurilor trebuie să se realizeze fără a pune în pericol sănătatea umană și fără a dăuna mediului, în special:

- fără a genera riscuri pentru aer, apă, sol, faună sau floră;
- fără a crea disconfort din cauza zgomotului sau a mirosurilor;
- fără a afecta negativ peisajul sau zonele de interes special.

Producătorii / Deținătorii de deșeuri, precum și operatorii economici autorizați din punctul de vedere al protecției mediului să desfășoare activități de colectare, transport, stocare, tratare sau valorificare a deșeurilor sunt obligați:

- să asigure evidența gestiunii deșeurilor pentru fiecare tip de deșeu, în conformitate cu modelul prevăzut în Anexa nr. 1 la **H.G. nr. 856/2002**, cu completările ulterioare, și să o transmită anual agenției județene pentru protecția mediului;
- să țină o evidență cronologică a cantității, naturii, originii și, după caz, a destinației, a frecvenței, a mijlocului de transport, a metodei de tratare, precum și a operațiunilor prevăzute OUG nr. 92 din 19 august 2021 privind regimul deșeurilor și să o pună la dispoziția autorităților competente, la cererea acestora;
- să păstreze evidența gestiunii deșeurilor cel puțin 3 ani, cu excepția operatorilor economici care desfășoară activități de transport, care trebuie să păstreze evidența timp de cel puțin 12 luni;
- să colecteze, să transporte și să stocheze separat diferitele categorii de deșeuri periculoase, în funcție de proprietățile fizico-chimice, de compatibilități și de natura substanțelor de stingere care pot fi utilizate pentru fiecare categorie de deșeuri în caz de incendiu, astfel încât să se poată asigura un grad ridicat de protecție a mediului și a sănătății populației, incluzând asigurarea trasabilității de la locul de generare la destinația finală;
- să păstreze buletinele de analiză care caracterizează deșeurile periculoase generate din propria activitate și să le transmită, la cerere, autorităților competente pentru protecția mediului;
- să supună deșeurile care nu au fost valorificate unei operațiuni de eliminare în condiții de siguranță;
- să efectueze operațiunile de tratare sau de a transfera aceste operațiuni unui operator economic autorizat care desfășoară activități de tratare a deșeurilor sau unui operator public ori privat de colectare a deșeurilor în conformitate cu ierarhia deșeurilor;

- să transporte deșeurile numai la instalații autorizate pentru efectuarea operațiunilor de tratare;
- să desemneze o persoană din rândul angajaților proprii care să urmărească și să asigure îndeplinirea obligațiilor prevăzute de lege sau să delege această obligație unei terțe persoane;
- ca persoanele desemnate, să fie instruite în domeniul gestiunii deșeurilor, inclusiv a deșeurilor periculoase, ca urmare a absolvirii unor cursuri de specialitate.

PETROTEL - LUKOIL S.A. ca *deținător de deșeuri*, are obligația să asigure valorificarea sau eliminarea deșeurilor prin mijloace proprii sau prin predarea deșeurilor proprii unor unități autorizate, în vederea valorificării sau eliminării acestora.

Societatea PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești are implementat managementul deșeurilor în conformitate cu: **ORDONANȚĂ DE URGENȚĂ nr. 92 din 19 august 2021 privind regimul deșeurilor, ORDONANȚĂ nr. 2 din 11 august 2021-** privind depozitarea deșeurilor și **H.G. nr. 856/05.09.2002** - privind evidența gestiunii deșeurilor și pentru aprobarea listei cuprinzând deșeurile, inclusiv deșeurile periculoase, concretizat prin **Planul de gestionare a deșeurilor**.

➔ **Gestionarea deșeurilor generate pe amplasament**

- Șlamurile și nămolurile rezultate din epurarea apelor uzate și șlamurile rezultate din curățarea rezervoarelor sunt centrifugate, depozitate în Instalația de stocare temporară și eliminate prin incinerare la fabricile de ciment.
- Soluțiile de sodă uzată, rezultate în urma proceselor de eliminare a compușilor cu sulf din benzine și gaze petroliere, se depozitează în vase închise și sunt eliminate treptat, prin intermediul stației de epurare, în ritmul de cca. 150 t/lună.
- Catalizatorii uzați care rezultă periodic, după încheierea ciclului de activitate:
 - catalizatorii cu conținut de metale prețioase se valorifică prin firmele furnizoare sau alte firme autorizate pentru recuperarea metalelor prețioase;
 - ceilalți catalizatori uzați se depozitează în condiții de siguranță pentru om și mediu, și se valorifică prin firme autorizate.

Restul deșeurilor generate pe amplasament se elimină prin firme autorizate.

➔ **Măsuri de minimizare a cantității de deșeuri produse sau existente pe amplasament**

Măsurile întreprinse pentru minimizarea cantității de deșeuri generate sunt strâns legate de re tehnologizarea și modernizarea tehnologiilor existente și căutarea de soluții viabile pentru tratarea și valorificarea deșeurilor tehnologice.

Prin externalizarea unor activități (exploatare stație de epurare, serviciul de încărcare produse finite, serviciul transporturi) a fost minimalizată generarea deșeurilor, deoarece gestiunea deșeurilor rezultate din activitățile externalizate intră în responsabilitatea firmelor care prestează serviciile respective.


➔ **Evaluarea măsurilor aplicate pentru reducerea generării de deșeuri, comparativ cu măsurile recomandate de Documentul de referință BAT**

Prezentarea comparativă a măsurilor / recomandărilor prevăzute în **Documentul de referință BAT**, referitoare la reducerea generării deșeurilor, și situația existentă la nivelul societății PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești este sintetizată în **Tabelul 26**.

	CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești	Comanda DG-0545 din 15.03.2022
	LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT	Proiect nr. MD 2000.006

Tabelul 26

Nr. crt.	Tipul de măsuri	RECOMANDĂRI BAT	Alte efecte asociate aplicării BAT	Capitolul din BREF	Starea implementării la nivelul societății PETROTEL - LUKOIL
1.	Integrate	<p>Implementarea unui management al deșeurilor (ca parte a unui EMS) care să includă:</p> <ul style="list-style-type: none"> ♦ Raportare lunară a cantității de deșeuri. ♦ Implementarea unui plan de măsuri pentru reducerea deșeurilor, incluzând reciclare / recuperare. ♦ Operarea stației de epurare la eficiență maximă, cu generarea minimă de nămoluri. ♦ Activități eficiente de gospodărire internă. ♦ Rata de deșeuri solide și nămol sub 0,3 % din produs. 	-	4.15.1,3 4.24.6	DA
2.	Integrate	<p>Minimizarea pierderilor de ulei și excluderea acelor care pot contamina solul (ca parte a unui bun sistem de gospodărire internă) care să includă, printre altele:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Implementare unui plan care să prevină pierderile din conducte sau tancuri (parte a EMS). Acest plan poate include inspecții, monitorizarea coroziunii, instrumente de detecție a pierderilor, fund dublu la tancurile de stocare, etc. 	- Prevenirea poluării solului și apei freactice.	4.25.1 4.25.1	DA În analiză.
		<ul style="list-style-type: none"> ▪ Efectuarea unei analize de risc, în scopul de a determina locurile cu probabilitate maximă de apariție a pierderilor (elementele care trebuie luate în calcul sunt: natura produselor din tancuri, țevi; vârsta echipamentului; natura solului și a apei freactice care ar putea fi afectate. Prioritizarea unor zone în care se impune impermeabilizarea suprafețelor. Plan multianual de etape necesare. 	- Prevenirea poluării solului și apei freactice.	1.15.6	DA
		<ul style="list-style-type: none"> ▪ Proiectarea instalațiilor noi cu un minim de conducte subterane. Pentru instalațiile existente să se includă țevile subterane în analiza de risc de la punctul anterior. 		4.25.1 4.21.22	DA

	CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești	Comanda DG-0545 din 15.03.2022
	LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT	Proiect nr. MD 2000.006

Nr. crt.	Tipul de măsuri	RECOMANDĂRI BAT	Alte efecte asociate aplicării BAT	Capitolul din BREF	Starea implementării la nivelul societății PETROTEL - LUKOIL
		Aplicarea de tehnici pentru reducerea deșeurilor solide generate de către fiecare secție în parte.	- Eficiența proceselor.	5.2	DA
		Inițierea unui plan de remediere / inventar al solului, inclusiv migrarea apei subterane contaminate cu ulei; acest plan are ca scop curățarea continuă a solului, astfel încât să permită reutilizarea viitoare a amplasamentului în conformitate cu reglementările (inter)naționale.	-	-	DA Dezafectarea surselor potențiale (rezervoare în construcție nituită, cu durata de viață la limită, etc.).
		Aplicarea tehnicilor de reducere a apei uzate generate în cadrul fiecărei activități / fiecărui proces specific.	-	-	DA

Analizând cele prezentate anterior se poate concluziona următoarele:

- Sistemul de management al deșeurilor aplicat la nivelul societății PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești se încadrează în cerințele Documentului de referință BAT.
- Rafinăria are implementat un sistem adecvat de gestiune a acestora, are implementat, de asemenea, un sistem de minimizare a deșeurilor generate din epurarea apelor uzate și urmărește zilnic, prin intermediul inginerilor tehnologi, parametrii de operare ai instalațiilor corelați cu durata de viață a sistemelor catalitice.
- De asemenea, pentru excluderea pierderilor la stocare și generarea de sol poluat, rafinăria a eliminat în totalitate rezervoarele în construcție nituită sau rezervoarele care prezentau urme de coroziune în manta. Din același motiv rafinăria nu mai utilizează conducte îngropate.

4.3. Depozite provizorii de deșuri

Conform prevederilor legislației în domeniu și procedurilor interne, în activitatea de gestionare a deșeurilor societatea are în vedere următoarele acțiuni:

- a) reducerea la minim a cantităților de deșuri rezultate din activitățile existente;
- b) asigurarea condițiilor necesare pentru depozitarea separată, pe diferite categorii de deșuri, funcție de proprietățile fizico-chimice, de compatibilități și de natura substanțelor de stingere care pot fi utilizate pentru fiecare categorie de deșuri, în caz de incendiu;
- c) să nu genereze fenomene de poluare prin descărcări necontrolate în mediu;
- d) ținerea evidenței deșeurilor și operațiilor cu deșuri, în conformitate cu prevederile **H.G. nr. 856/2002**;
- e) valorificarea sau eliminarea deșeurilor, prin predarea deșeurilor proprii unor firme autorizate pentru acest profil de activitate, pe bază de contract.

4.3.1. Depozite de deșuri periculoase

• Instalația de stocare temporară a deșeurilor

Instalația de stocare temporară a deșeurilor este o amenajare specială pentru colectarea și pregătirea deșeurilor rezultate din funcționarea curentă a instalațiilor rafinării, în vederea transportului și coincinerării la fabricile de ciment.

Capacitatea de depozitare de 24.900 tone este împărțită în două celule, astfel:

- ➔ o celulă cu volumul de 12.500 m³ (17.000 t) pentru nămolurile rezultate din funcționarea curentă a instalației de epurare: nămol treapta mecanică, nămol fizico-chimic, nămol biologic în exces (cod deșeu 05 01 09*);
- ➔ o celulă cu volumul de 7.100 m³ (7.900 t) pentru șlamurile rezultate din curățirea rezervoarelor de depozitare materii prime, semifabricate, produse finite și din prelucrarea șlopsului (cod deșeu 05 01 03*).

Etanșarea de bază și a taluzurilor corespunde cerințelor legale actuale, **ORDONANȚĂ nr. 2 din 11 august 2021 privind depozitarea deșeurilor**.

Caracteristicile deșeurilor stocate temporar în instalație (**nămol de la instalația de epurare**), pe probe prelevate și analizate în data de 06.03.2019, de către firma Heidelberg Cement RecyFuel Srl, sunt prezentate în **Tabelul 27**:

Tabelul 27: Caracterizare nămol de la instalația de epurare

Nr. crt.	Determinări	U.M.	Compoziție nămol
			Rezultat raportat la substanța originală
1.	pH (25°C)	unit. pH	7.9
2.	Conținut de apă	% (m/m)	45.7
3.	Putere calorifică superioară	GJ/t	19.29
4.	Putere calorifică inferioară	GJ/t	17.86
5.	Conținut de cenușă	% (m/m)	9.0
6.	Conținut de clor	% (m/m)	0.125
7.	Conținut de sulf	% (m/m)	1.73
8.	Telur	mg/kg	SLD
9.	Elemente: - Arsen	mg/kg	SLD

Nr. crt.	Determinări	U.M.	Compoziție nămol
			Rezultat raportat la substanța originală
	- Bariu - Beriliu - Cadmiu - Cobalt - Crom - Cupru - Mercur - Mangan - Nichel - Plumb - Seleniu - Stibiu - Staniu - Talii - Vanadiu - Zinc		- - 3.1 7.0 43 38 1.28 28 52 7.6 4.3 - - SLD 87 288
10.	Compuși bifenili policlorurați, PCB - PCB 28 - PCB 52 - PCB 101 - PCB 138 - PCB 153 - PCB 180 - PCB 118	mg/kg	0.325

Notă: - SLD = sub limita de detecție

Caracteristicile deșeurilor stocate temporar în instalație (**șlam petrolier**), pe probe prelevate și analizate în 08.07.2021, de către firma GeoCycle Romania S.R.L. , sunt prezentate în **Tabelul 28**.

Tabelul 28: Caracterizare șlam petrolier

Nr. crt.	Denumire indicator analizat	Metoda de analiză	U.M.	Rezultate obținute
1.	pH (25°C)	SR 7184-13:2001	unit. pH	7
2.	Umiditate	STAS 12586-87	%	30.74
3.	Cenușă	STAS 12586-87	%	-
4.	Inflamare	SREN ISO 2719/2016	°C	118
5.	Putere calorifică brută	ISO 1928:2009	GJ/t	29.88
6.	Cloruri	SR EN 14582/2017	%	0.190
7.	Mercur	ASTM D6052-08 ASTM D4326-13 ASTM D 6443-14 ASTM D 5839-15	mg/kg s.u.	SLD
8.	Stibiu ¹⁾		mg/kg s.u.	SLD
9.	Arsen		mg/kg s.u.	SLD
10.	Cadmiu		mg/kg s.u.	SLD
11.	Cobalt		mg/kg s.u.	SLD
12.	Crom		mg/kg s.u.	SLD
13.	Cupru		mg/kg s.u.	SLD
14.	Mangan		mg/kg s.u.	SLD
15.	Nichel		mg/kg s.u.	SLD
16.	Plumb		mg/kg s.u.	47

Nr. crt.	Denumire indicator analizat	Metoda de analiză	U.M.	Rezultate obținute
17.	Seleniu		mg/kg s.u.	SLD
18.	Staniu		mg/kg s.u.	SLD
19.	Taliu		mg/kg s.u.	SLD
20.	Telur		mg/kg s.u.	SLD
21.	Vanadiu		mg/kg s.u.	SLD
22.	Zinc		mg/kg s.u.	413
23.	Bifenili policlorurați, PCB - PCB 28 - PCB 52 - PCB 101 - PCB 138 - PCB 180 ¹⁾		SR EN ISO 12766-1- 03/2-03/3-07	mg/kg s.u.

Instalația este prevăzută cu sistem de colectare a levigatului, care se dirijează către stația de epurare.

De asemenea, s-au executat trei foraje de monitorizare în aval și amonte pentru monitorizarea apei freatică din zonă.

Instalația este împrejmuită, iluminată și asigurată paza în cadrul sistemului organizat de protecție din cadrul rafinăriei PETROTEL - LUKOIL S.A..

Din anul 2021 este în derulare un contract cu HOLCIM Romania SA - Valea Mare Pravat pentru coincinerarea acestor deșeuri.

• **Depozitul de sodă uzată**

Depozitul de sodă uzată este constituit din rezervoarele V2/1; V2/2; V3/1; V3/2; V6/1; V6/2, situate în parcul monomeri, în incinta Rafinăriei.

În prezent în rezervoarele depozitului mai sunt depozitate cca. 2682 t soluție uzată de NaOH; aceste deșeuri de sodă uzată sunt eliminate treptat, prin stația de epurare, în ritmul de 150 t/lună.

Există drum de acces și iluminat în zonă. Depozitul este asigurată cu pază în cadrul sistemului organizat de protecție din cadrul rafinăriei.

• **Platformă depozitare uleiuri uzate**

Uleiurile uzate se colectează pe tip de ulei și se ambalează în containere metalice închise etanș, etichetate vizibil cu categoria de ulei uzat conținut.

Stocarea se face pe platformă betonată, împrejmuită.

În zonă există iluminat și este asigurată paza în cadrul sistemului organizat de protecție din cadrul rafinăriei.

Uleiurile uzate sunt predate periodic la unități autorizate în colectare / valorificare.

4.3.2. Depozite de deșeuri nepericuloase

♦ **Magazii depozitare deșeuri**

În cadrul secțiilor și serviciilor există magazine pentru depozitarea de catalizatori uzați, deșeuri de hârtie și carton, deșeuri de ambalaje.

Depozitarea se face separat pe categorii, în vrac sau containere închise, după caz, etichetate corespunzător.

Magaziile sunt dotate cu sistem de iluminat și sisteme de stingere a incendiilor.

◆ **Platforme stocare deșeuri**

În incinta rafinăriei PETROTEL - LUKOIL S.A. există platforme betonate, împrejmuite, pentru stocarea temporară a deșeurilor feroase și neferoase, de vată minerală și din demolări.

Depozitarea se face separat pe categorii, în vrac sau containere, după caz, etichetate.

În zonă există iluminat și este asigurată pază în cadrul sistemului organizat de protecție din cadrul rafinăriei.

4.4. Instalații de epurare ape uzate

Rafinăria PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești dispune de stații de preepurare și o stație de epurare completă.

INSTALAȚII DE PREEPURARE

A) Instalația de preepurare BU

Procesul de preepurare a apelor reziduale provenite de pe platforma de vest (platforma Bloc Ulei – BU) cuprinde treapta mecanică, constând în colectarea produselor ușoare (șlops) și decantarea suspensiilor grosiere sub formă de nămol decantabil.

Instalația se compune din:

- *Bazin de egalizare* cu dimensiunile $L = 28,5$ m, $l = 23,5$ m și capacitatea de preluare de 1300 m³. Din bazinul de egalizare apa trece în separatoarele mecanice unde are loc prima separare a produselor petroliere, produse petroliere, care sunt colectate într-un bazin de colectare șlops, și de aici cu ajutorul pompelor 4A,R dirijate la rezervoarele de șlops 646, 648.

- *Bazin de ape meteorice* cu $L = 44$ m, $l = 31$ m și capacitatea maximă de preluare de 4675 m³, care se utilizează în situații de avarie (ploi torențiale) când volumul de apă depășește capacitatea de preluare a pompelor spre stația de epurare finală.

- *Separatoare de produse petroliere* unde sosesc apele din bazinul de egalizare prin două linii prevăzute cu robinete (Dn 500 mm și Dn 350 mm), unde are loc separarea peliculei de produse petroliere și a altor produse nemiscibile, dar și captarea acestora și sedimentarea suspensiilor; separatoarele sunt dotate cu pompe verticale cu șurub pentru evacuarea nămolului.

- *Aeratorul* - unde are loc decantarea, este format din 6 bazine dreptunghiulare, din beton cu $L = 21$ m, $l = 2$ m, adâncime de 1,3 m, la capetele cărora este o câte o cameră de colectare - distribuție a apei; evacuarea apei se realizează printr-o conductă Dn 300 mm, spre stația de epurare RV, cu pompele 3A, 3R, 3S;

- *Separator mecanic*, pentru separarea peliculei de produse petroliere din apele uleioase și chimic impure, are $L = 31$ m, $l = 4$ m și $H = 3$ m.

- *Colectoare de șlops*, câte două pentru fiecare separator de produse petroliere, constă din conducte cu Dn 300 mm, având câte o fantă longitudinală de captare, care transportă produsele petroliere într-un bazin de colectare șlops, de unde sunt preluate cu ajutorul pompelor 4A,R și dirijate în rezervoarele 646, 648.

- *Apele menajere* sunt colectate și dirijate în circuitul apelor industriale la intrarea în bazinul de egalizare.

B) Instalația de preepurare Cocsare, DGRS, PGL se compune din:

- *Bazin de egalizare* cu dimensiunile $L = 28,5$ m, $l = 15,5$ m, $H = 2,8$ m și capacitatea de preluare de 700 m³.

- *Separator de produse petroliere* cu dimensiunile $L = 30$ m, $l = 4$ m, $H = 2$ m, care primește apele rezultate din bazinul de egalizare și unde are loc separarea peliculei de produse petroliere nemiscibile ce prin intermediul colectoarelor de șlops sunt transportate la bazinul de colectare șlops, de unde apoi, prin intermediul pompelor 4A,R, sunt trimise la rezervoarele de șlops 646, 648.

Apele reziduale sunt repompate la Instalația Epurare RV prin intermediul pompelor 2A, 2R.

Circuitul produselor petroliere recuperate

Produsul petrolier recuperat în separatoarele BU și Cocsare din cadrul stației de Preepurare Ape Uzate, merge prin cădere liberă în căminul de colectare șlops, de unde este tras cu pompele 4 A,R și împins la rezervoarele de șlops 646, 648 cu capacitatea de 410 m³ fiecare.

Din rezervoare apa se scurge pe la partea inferioară la canalizare, iar șlopsul decantat este pompat cu pompa P5 la rezervoarele de șlops neconform T2, T12, T13, T14 din stația de epurare sau la Instalația Cocsare. Din rezervoarele de șlops neconform T2, T13 și T14 șlopsul este pompat în rezervorul D1 de unde este prelucrat prin centrifuga trifazică. Șlopsul conform rezultat de la centrifuga trifazică este pompat în rezervorul T1, rezervor de șlops conform, de unde este reintrodus în circuitul de producție al rafinării.

Produsul petrolier recuperat în cadrul stației de epurare RV este pompat cu ajutorul pompelor de șlops 45/1E P1-P2 și P3 la rezervoarele de șlops neconform T2, T13, T14 urmând a fi prelucrat la centrifuga trifazică. Șlopsul conform rezultat este pompat în rezervorul de șlops conform T1.

STAȚIA DE EPURARE FINALĂ - RV (mecanică, fizico-chimică și biologică)

Stația de epurare finală (RV) este compusă din:

- bazin de egalizare cu $V = 4016$ m³;
- treapta mecanică cu $V = 1500$ m³;
- treapta fizico-chimică cu $V = 1500$ m³;
- treapta biologică cu $V = 1700$ m³;
- separator RV cu $V = 430$ m³.

Procesul de epurare finală a apelor reziduale din rafinărie se desfășoară pe următoarele trepte de tratare succesivă:

- Compensarea variației debitelor influente și încărcării cu impurificatori prin egalizare / uniformizare;
- Pre-decantarea prin reținerea materialelor solide grosiere;
- Separarea gravitațională a produsului petrolier (șlops) și a particulelor solide fine antrenate;
- Neutralizarea caracterului acid / bazic al apelor uzate și coagularea / flocularea produsului petrolier și particulelor solide aflate în suspensie sub acțiunea reactivilor chimici;
- Flotația flocoanelor ușoare, cu aer dizolvat sub presiune, și sedimentarea celor grele în decantoarele-flotatoare;
- Epurarea biologică cu nămol activ prin care se produce degradarea compușilor organici dizolvați în apele reziduale sub acțiunea unei culturi de microorganisme aerobe;
- Dezinfectarea apelor epurate prin iradiere cu radiații UV.

1. Treapta de epurare mecanică, compusă din:

- Cămin deversor recepție ape reziduale, care permite ca vârfurile de debit sau depășirea valorilor admise ale poluanților la intrarea în stație să fie dirijate spre bazinul de egalizare.

- Bazin de egalizare pentru acumularea apelor reziduale, când acestea depășesc ca debit capacitatea de recepție a instalației; legătura bazinului de egalizare cu separatoarele de produse petroliere S1, S2 și S3 se face prin conductă cu Dn 400 mm.

- Camera grătarelor pentru reținerea suspensiilor grosiere: grătarele mecanice, în număr de două, sunt montate în paralel, având rolul de a reține materialele solide grosiere.

- Deznisipator - construcție din beton bicompartimentată, având rolul de a reține suspensiile materialele granulare (cu dimensiuni cuprinse între 0,2 ÷ 1,0 mm), caracterizate prin viteze de sedimentare superioare materiilor solide organice în suspensie; materialul solid depus este evacuat periodic cu pompe pneumatice.

- Separatoarele de produse petroliere S1, S2, S3 - fiecare compus din două secții independente, pot prelua debitul de 1.500 m³/h, la o încărcare a capacității lor nominale de 83 % (se consideră o secție în revizie, iar celelalte cinci secții încărcate la capacitatea maximă). Au funcția de separare a peliculei de produse petroliere și a altor lichide nemiscibile, precum și sedimentarea suspensiilor la fundul bazinului. Fiecare secție este prevăzută cu posibilitatea de descărcare laterală a șlopsului.

- Colectorul de șlops - (câte două pe fiecare separator) constă dintr-o țevă Dn = 300 mm, cu fantă longitudinală de captare a peliculei de produs petrolier plutitor.

- Pompele de șlops P1, P2 și P3 - montate pe căminul colector șlops de la separatoare, pompează șlopsul la rezervoarele T2, T12, T13, T14 și apoi în rezervorul D1 în vederea prelucrării în instalația de deshidratare șlops cu centrifugă trifazică FLOTWEG.

- Stație pompe relevare apă P1 - P6 pentru pomparea apelor reziduale din treapta mecanică în treapta fizico-chimică.

2. Treapta de epurare fizico-chimică, compusă din:


- Bazin de floclare compus din cameră de amestec și cameră de reacție: este o construcție din beton, compartimentată, în care are loc injecția soluțiilor de reactivi (lapte de var pentru corectarea pH-ului și polielectrolit tip FR 1424 ca agent de floclare). Pentru corecția pH-ului la ieșire din treapta mecanică se folosește acid sulfuric 98% și ca agent de coagulare se utilizează coagulant Mopac 14 HBL. Amestecarea acestora cu apă reziduală duce la formarea flocoanelor, care adsorb pe suprafața lor produsul petrolier existent în apele reziduale, sub formă de emulsie sau de suspensie liberă. În primul compartiment se realizează o agitație medie a sistemului apă reziduală - reactivi chimici, în timp ce, în al doilea compartiment, se realizează o agitare lentă, în vederea formării și aglomerării flocoanelor, prin agitare evitându-se și depunerea flocoanelor pe fundul bazinului.

- Instalația de flotație cu aer dizolvat, compusă din:

- stație de pompare pentru presurizarea apei P3, P4;
- vasul de presurizare V1;
- căminele de recepție a nămolului sedimentat și a spumei de suprafață;
- pompe verticale cu șurub pentru pompare nămol și spuma P1
- decantoarele flotatoare C-1,2;
- camera de evacuare;
- legăturile de conducte aferente.

Din jgheburile laterale ale camerei de reacție din bazinul de floclare, amestecul de apă cu reactivi de floclare, în două fluxuri distincte, este dirijat la cele două decantoare flotatoare, alimentarea având loc central, pe la partea inferioară. Pe tronsonul vertical al conductei de alimentare are loc injecția apei saturate cu aer, din vasul de presurizare.

În decantoarele flotatoare sunt eliminate produsele de densitate mare, precum și

	CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești	Comanda DG-0545 din 15.03.2022
	LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT	Proiect nr. MD 2000.006

flocoanele grele, prin decantare gravitațională. Flocoanele ușoare și cea mai mare parte a produselor petroliere sunt eliminate prin flotație. Apa tratată din bazinele decantoare flotatoare este deversată prin intermediul jgheburilor periferice în căminul de evacuare spre treapta de tratare biologică.

O parte din această apă este preluată cu pompele de recirculare apă și dirijată în vasul de presurizare în care se introduce aer la presiunea de 4 ÷ 6 bar. Amestecul apă - aer, astfel presurizat, este reintrodus apoi în decantoarele flotatoare.

- Stația de pompare ape sanitar fecaloide - apa uzată sanitar - fecaloid curge prin gravitație în bazinul stației de pompare, iar de aici prin pompare este introdusă în efluentul instalației de flotație (în influentul treptei de epurare biologică).

Spuma de la treapta fizico-chimică se pompează la rezervoarele de șlops T12, T13, T14 și sunt reprelucrate prin centrifuga trifazică.

Nămolul fizico-chimic se pompează la îngroșătorul de nămol fizico-chimic.

3. Treapta de epurare biologică

Epurarea biologică se realizează în bazinele de aerare utilizând decantoarele secundare și stațiile de pompe pentru recircularea nămolului, grupate în două trepte de epurare biologică. Aerarea se face prin sisteme de aerare cu tuburi difuzoare cu pori fini tip AQUA – PRO-M, aerul necesar pentru aerare fiind furnizat de două suflante KAESER.

Treapta I de epurare biologică, compusă din:

- Bazin de aerare treapta I: este o construcție din beton, de formă paralelipipedică, compus din două compartimente identice, alimentarea cu apă realizându-se printr-un jgheab central, iar evacuarea prin câte un jgheab lateral, de-a lungul laturilor mici ale bazinului.

În fiecare din compartimentele bazinului de aerare treapta I a este instalat un sistem de aerare cu bule de aer (câte 5 module de aerare în fiecare dintre cele două compartimente). În bazinul de aerare se formează și se dezvoltă nămolul activ epurator al apei de tratat. Amestecul, nămol activat - apă epurată, este evacuat gravitațional spre decantorul secundar.

- Decantor secundar treapta I: este de tip circular și asigură separarea nămolului activ de efluent. Apele decantate sunt preluate prin deversare într-un jgheab periferic și dirijate gravitațional spre bazinul de aerare treapta a II-a, iar nămolul este raclat de un pod raclor și dirijat spre bașa de fund, de unde este evacuat la pompele de recirculare.

- Stație de pompare nămol recirculat treapta I: este prevăzută cu pompele P1, P2, cu rol de a recircula nămolul separat în decantorul secundar.

Treapta a II-a de epurare biologică, compusă din:

- Bazin de aerare treapta a II-a: identic cu cel de la treapta I, având însă o capacitate dublă.


Amestecul nămol activat - apă epurată, este evacuat gravitațional spre decantorul secundar.

- Decantoarele secundare treapta a II-a: apele decantate sunt preluate prin deversarea într-un jgheab periferic și dirijate gravitațional spre bazinul tampon, iar nămolul dirijat spre bașa de fund, de unde este recirculat.

- Stația de pompare nămol recirculat - prevăzute cu pompele P1, P2 cu rol de a recircula nămolul separat în decantoarele secundare.

- Bazinul tampon final: are rolul de a continua decantarea nămolului care a fost antrenat cu efluentul din decantoarele secundare și este prevăzut cu stație de pompe apă reutilizată care cuprinde 5 pompe centrifuge, circa 40 % din debitul de apă este recirculat și reutilizat în activitățile din cadrul rafinării, restul fiind evacuat la râul Teleajen.

Tronsonul de canalizare spre stația de epurare Corlătești a fost blocat și sigilat,

	CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești	Comanda DG-0545 din 15.03.2022
	LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT	Proiect nr. MD 2000.006

toate apele uzate de pe platforma PETROTEL - LUKOIL S.A. fiind supuse epurării în stația de epurare proprie.

Nămolul biologic activ din treptele de epurare biologică a stației de epurare PETROTEL - LUKOIL este îmbunătățit cu un aport de microorganisme specializate în biodegradarea impurificatorilor.

În anul 2013, în urma studiilor efectuate pentru îmbunătățirea randamentului în metabolizarea compusilor cu azot (amoniu, azotiti, azotati), a fost implementată tehnologia care implică tratamentul cu microorganisme, în acest sens se utilizează microorganisme tip FREE FLOW EXTREME cod 2400G

În acest sens se utilizează microorganisme tip FREE FLOW EXTREME cod 2400G

Având în vedere că treapta biologică I de epurare este cea care primește prima toate posibilele șocuri de impurificatori, este necesar ca treapta de epurare biologică II să reprezinte o adevărată rezervă de nămol biologic pentru reînșămânțarea treptei de epurare biologică I.

Tratarea apei cu radiații UV - cu funcționare discontinuă, pentru dezinfecția apei epurate fizico-biologic, reutilizată în rafinărie. Debitul de apă pompat este măsurat cu debitmetru ultrasonic, instalația fiind compusă din:

- 3 camere de iradiere a apei cu radiații UV tip 03-36A;
- 3 sisteme de spălare chimică a tuburilor de cuarț aferente camerelor de iradiere;
- 3 panouri locale pentru comandă.

Apa epurată din bazinul tampon final este pompată cu pompele 3G - P1 ÷ P5 și trimisă în instalația de dezinfecție cu radiații UV pe conducta de apă recirculată. Apa rezultată în urma tratării cu radiații UV este pompată în instalații, în vederea refolosirii.

Capacitatea instalației

Instalația de epurare a apelor reziduale din rafinărie primește pentru prelucrare:

- ape reziduale / impurificate, provenite din instalațiile de proces, parcuri de rezervoare, rampe - debit mediu estimat la 965 m³/h;
- ape menajere / sanitare (sunt introduse numai în treapta biologică) - debitul mediu estimat la 80 m³/h (având vârful de debit 100 m³/h în timpul primului schimb);

Instalația de epurare ape reziduale existentă este proiectată pentru preluarea la treptele de epurare mecanică și fizico-chimică a unui debit de 1.500 m³/h, iar la treapta biologică 1.700 m³/h; deci debite superioare cu peste 50 %, în raport cu debitul mediu.

În cazul în care survin precipitații de intensitate mare, apele impurificate sunt deversate în bazinul de egalizare cu rol de bazin tampon pentru cazul în care capacitatea de recepție a instalației de epurare este depășită.

Instalația Epurare Finală poate funcționa neîntrerupt 8760 ore pe an, cu personal de operare organizat pentru lucrul la schimb.

După epurare cca. 40 % din apă este refolosită în instalațiile tehnologice, în diferite procese: la tăierea cocsului, faclă, răciri rezervoare. Restul de cca. 60 % este evacuat în emisar.


Evacuarea apelor epurate se realizează în receptor natural - râul Teleajen, astfel:

$$Q_{zilnic\ maxim} = 36.000\ m^3$$

$$Q_{zilnic\ mediu} = 25.714\ m^3$$

$$Q_{anual} = 9.386.000\ m^3$$

Măsurarea debitului de ape epurate ce se evacuează în râul Teleajen se face pe

	CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești	Comanda DG-0545 din 15.03.2022
	LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT	Proiect nr. MD 2000.006

canalul Parshall, cu traductor de debit cu ultrasunete.

Exploatarea instalației de epurare este realizată prin firma PROWATER - ECOSISTEM S.R.L. Ploiești.

Condiții de calitate ape uzate

Valorile limită de încărcare cu poluanți ale apelor epurate evacuate în râul Teleajen, din Instalația de Epurare Ape Reziduale, conform **Autorizației de Gospodărire a Apeilor, nr 36/28.02.2020** sunt prezentate în **Tabelul 29**:

Tabelul 29: Valori maxim admise ale indicatorilor efluentului final evacuat în râul Teleajen


Nr. crt.	Impurificatori	UM	Valori maxime admise (mg/l)
1.	pH	unit. pH	6,5 - 8,5
2.	Produs petrolier	mg/l	5
3.	Suspensii	mg/l	60
4.	Sulfuri și H ₂ S	mg/l	0,5
5.	CBO ₅	mg/l	25
6.	CCOCr	mg/l	125
7.	Fenoli	mg/l	0.3
8.	Reziduu filtrat la 105 °C	mg/l	2000
9.	Substanțe extractibile cu solvenți organici	mg/l	20
10.	Detergenți sintetici	mg/l	0.5
11.	Azot amoniacal (NH ₄ ⁺)	mg/l	2
12.	Azotiți	mg/l	1
13.	Azotați	mg/l	25
14.	Azot total	mg/l	10
15.	Fosfor total	mg/l	1
16.	Sulfati	mg/l	600
17.	Cloruri	mg/l	500
18.	Plumb, Pb	mg/l	0,2
19.	Nichel, Ni	mg/l	0,5
20.	Fier, Fe	mg/l	5
21.	Zinc Zn	mg/l	0,5
22.	Crom total	mg/l	1
23.	Cianuri totale	mg/l	0,1
24.	Benzen	μg/l	10
25.	Naftalina	μg/l	2,4
26.	Benzo-a-piren	μg/l	0,05
27.	Benz-b-fluoranten+benzo-k-fluoranten	μg/l	0,03
28.	Benz-g,h,i-perilen+indeno-1,2,3-cd-piren	μg/l	0,002

Rafinăria PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești deține **Instalații auxiliare de prelucrare șlops și nămol.**

► **Prelucrarea deseurilor**

Îngroșătoare de nămol fizico-chimic și biologic

Nămolul biologic în exces și nămolul fizico-chimic este alimentat central în bazinul îngroșător, în interiorul unui deversor metalic. Apa separată de nămol este evacuată la

	CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești	Comanda DG-0545 din 15.03.2022
	LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT	Proiect nr. MD 2000.006

șleabul periferic al îngroșătorului, de unde revine prin canalizare, la separatoare; nămolul îngroșat este transportat la Instalația de stocare temporară în compartimentul nămolului de epurare.

Deșeurii din procesul de epurare

În urma procesului de epurare rezultă următoarele tipuri de deșeurii:

- nămol mecanic din treapta mecanică;
- nămol de fund și spumă de suprafață din treapta fizico-mecanică;
- nămol biologic - constituit din nămol chimico-biologic în exces la îngroșătoare;
- șlam - care apare în treapta mecanică de separare și în rezervoarele de șlops.

Aceste deșeurii sunt depozitate în Instalația de stocare temporară a deșeurilor (capacitate = 24.900 tone) rezultate din stația de epurare, în celula destinată depozitării temporare a nămolurilor cu capacitatea de 12.500 m³; instalația de stocare temporară este operată de firma PROWATER-ECOSISTEM S.R.L.

Șlopsul se recuperează în treapta mecanică a stației de epurare.

Produsele petroliere eventual antrenate în efluentul stației de epurare sunt reținute în instalațiile Calamaz amplasate pe canalul de evacuare al apelor epurate în râul Teleajen, de unde se recuperează cu autovidanjele.

Instalația de deshidratare nămoluri de epurare cuprinde:

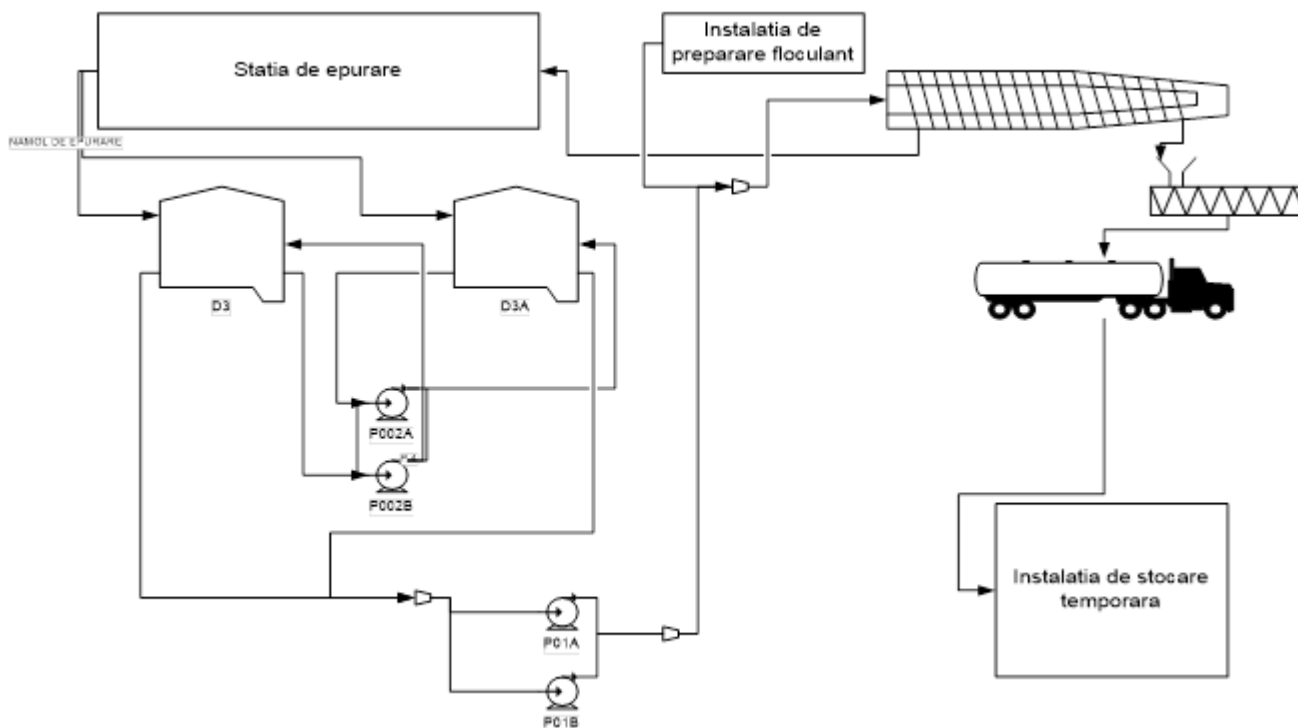
- bazinele îngroșătoare 45 / 4A 1 și 2 de nămol biologic și fizico-chimic;
- pompa 45 / 4A-P1 tip Tushaco cu debit de 16 mc/h pt transferul nămolului îngroșat din cele două bazine îngroșătoare la rezervoarele D3 și D3A pentru condiționare;
- rezervorul D3 cu capacitatea de 50 mc (125 l/cm) și D3A cu capacitatea de 100 mc, destinate condiționării nămolului în vederea pomparii la centrifuga bifazică; rezervorul D3 este dotat cu un agitator acționat electric, un termometru pentru urmărirea temperaturii nămolului în rezervor, serpentina pentru încălzirea nămolului; rezervorul D3A este dotat cu serpentina interioară pentru încălzire nămol cu abur și omogenizarea nămolului se face cu ajutorul aerului;
- pompele P01A/B tip SEEPEX cu debit variabil 0-20 mc/h destinate pomparii nămolului condiționat din rezervorul D3/D3A la centrifuga bifazică.
- pompele P002A/B tip MONO cu debit de 20 mc/h destinate transferului de nămol între rezervoarele D3 și D3A
- instalația de deshidratare nămoluri alcătuită din decantor centrifugal bifazic, instalație de preparare și dozare chimicale și șneclul transportor destinat evacuării nămolului deshidratat din centrifuga bifazică la mijlocul de transport. Caracteristicile principale ale separatorului centrifugal sunt:
 1. Tip - Flottweg - DECANter Z 5E-4/451 Mașina no.: 014.264.16
 2. Capacitate – max 12 mc/h
 3. Turatie max – 3500 rot/min
 4. Densitatea solidelor – max. 1,6 g/cm³
 5. Temperatura min./max. a produsului – 0/100° C.

Procesul tehnologic al instalației de deshidratare nămoluri constă în:

- condiționarea nămolului: condiționarea are loc în rezervoarele D3/D3A în care se pompează amestec de nămol biologic și fizico-chimic în proporție de 1:1. În rezervoare se preîncalzește (50 - 60°C) și se omogenizează nămolul.
- nămolul condiționat (preîncalzit, omogenizat) este pompat în alimentarea decantorului centrifugal bifazic pentru prelucrare (deshidratare), reducându-se conținutul de apă cu 50%.

- după prelucrare (deshidratare) rezultă o fază lichidă conținând apă și produs petrolier care se dirijează la stația de epurare în treapta mecanică și o fază solidă (turta) cu o umiditate de aproximativ 40% care ajunge în instalația de stocare temporară.

Schema fluxului tehnologic de deshidratare nămoluri:



► **Îngroșătoare de nămol fizico-chimic și biologic**

Nămolul biologic în exces și nămolul fizico-chimic este alimentat central în bazinul îngroșător, în interiorul unui deversor metalic. Apa separată de nămol este evacuată la jgheabul periferic al îngroșătorului, de unde revine prin canalizare, la separatoare; nămolul îngroșat este transportat la Instalația de stocare temporară în compartimentul nămolului de epurare.

Deșeurii din procesul de epurare

În urma procesului de epurare rezultă următoarele tipuri de deșeurii:


- nămol mecanic din treapta mecanică;
- nămol de fund și spumă de suprafață din treapta fizico-mecanică;
- nămol biologic - constituit din nămol chimico-biologic în exces la îngroșătoare;
- șlam - care apare în treapta mecanică de separare și în rezervoarele de șlops.

Aceste deșeurii sunt depozitate în Instalația de stocare temporară a deșeurilor (capacitate = 24.900 tone) rezultate din stația de epurare, în celula destinată depozitării temporare a nămolurilor cu capacitatea de 12.500 m³; instalația de stocare temporară este operată de firma PROWATER-ECOSISTEM S.R.L.

Șlopsul se recuperează în treapta mecanică a stației de epurare.

Produsele petroliere eventual antrenate în efluentul stației de epurare sunt reținute în instalațiile Calamaz amplasate pe canalul de evacuare al apelor epurate în râul Teleajen, de unde se recuperează cu autovidanșe.

Descrierea procesului de condiționare și prelucrare deșeurii

	CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești	Comanda DG-0545 din 15.03.2022
	LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT	Proiect nr. MD 2000.006

Echipamentul de centrifugare bifazic este prevăzut cu două rezervoare de condiționare D3 și D3A cu capacitate de 50 m³, respectiv 100 m³, care sunt alimentate cu nămol fizico-chimic și biologic rezultat din procesul de epurare al apelor. Aceste nămoluri sunt supuse unui proces de îngroșare care se realizează în două îngroșătoare, care au rolul de a micșora umiditatea acestora de la 98 % la circa 90 %. După această etapă nămolurile din îngroșătoare sunt pompate în cele două rezervoare în vederea condiționării (încălzirii) pentru alimentarea în Centrifuga bifazică.

În viitor se are în vedere extinderea acestei Instalații de prelucrare deșeuri prin montajul și punerea în funcțiune a unei Instalații de desorbție termică, care va prelucra faza solidă rezultată în urma proceselor de centrifugare și a solului infestat cu produse petroliere în scopul obținerii de solid steril.

4.5. Sistemul de canalizare

Apele reziduale de pe platforma PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești sunt colectate prin rețeaua de canalizare în stația de epurare. Sistemul de canalizare este separativ (canalizare menajeră, canalizare pentru ape convențional curate și canalizare pentru ape industriale). Lungimea totală a conductelor și colectoarelor de canalizare este de 22,5 km.

Sistemul de canalizare al platformei cuprinde:

- canalizarea industrială;
- canalizarea meteorică;
- canalizarea menajeră.

Canalizarea industrială colectează apele uzate industriale din instalațiile tehnologice. În funcție de procesul tehnologic al unei instalații, apa industrială uzată evacuată la canalizare are un anumit grad de impurificare, o anumită natură a impurificatorilor și un debit variabil de la o instalație la alta.


Apele uzate industriale sunt transportate gravitațional sau prin pompare la stația de epurare prin mai multe canale:

- canal principal Dn 1400 mm, prevăzut la intrarea în stație cu un cămin cu prag deversor și vană stăvilă, care permite descărcarea în bazinul de egalizare a vârfurilor de debit sau a apelor impurificate peste limita admisă. Tronsonul de canalizare dintre acest cămin și separatoarele mecanice este de Dn 600 mm;
- canal ape industriale din rafinăria veche Dn 600 mm - racordat la canalul principal;
- canal intern stație epurare Dn 300 mm, pentru colectarea scurgerilor de la îngroșătoarele de nămol, stația de filtrare nămol și pelicula captată de la separatorul de ape convențional curate;
- volumul tampon al bazinului de egalizare este de maxim 4016 m³.

Apele uleioase și chimic impure provenite din următoarele instalații: Cocsare, DGRS, RGF și PGL - în prima fază sunt preepurate în Instalația BU, unde după ce sunt separate de produsele petroliere în separatoarele mecanice, trec printr-o fază de decantare în aerator și apoi sunt repompate prin intermediul unei conducte Dn 300 mm și a pompelor 3A și 3R la Instalația Cocsare, fiind utilizate în procesele de răcire și tăiere cocs sau la stația de epurare.

La o funcționare la capacitate normală a instalațiilor tehnologice, canalizarea industrială colectează un debit mediu total la intrarea în stația de epurare finală de cca. 1000 m³ (conform estimării debitelor de apă uzată evacuată la canalizare de fiecare instalație tehnologică).

Din punct de vedere constructiv rețeaua de canalizare industrială este prevăzută cu cămine cu sisteme de închidere hidraulică amplasate în zona racordării canalizărilor de platformă ale instalațiilor în canalizarea magistrală, și de-a lungul traseului de canalizare.

	CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești	Comanda DG-0545 din 15.03.2022
	LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT	Proiect nr. MD 2000.006

Sistemele de închidere hidraulică au rolul de a stopa propagarea flăcării pe tubul de canalizare. Sistemele de închidere hidraulică au rolul de a stopa propagarea flăcării pe tubul de canalizare în eventualitatea producerii unui incendiu pe rețeaua de canalizare industrială.

Căminele cu închidere hidraulică funcționează cu nivel de apă, astfel că intrarea în cămin este sub nivelul de apă existent. În afara căminelor cu închidere centralizată canalizările dispun de cămine de vizitare, distanța dintre două cămine consecutive fiind de cel mult 40 m (pentru a se putea interveni cu instalația hidraulică de decolmatat conducte și canale, în cazul colmatării canalizării).

În zona instalațiilor tehnologice căminele sunt prevăzute cu un inel metalic în interiorul căruia este pusă o folie de masă plastică, peste care este turnat nisip. Acest sistem are rolul de a minimiza emisiile de gaze din sistemul de canalizare industrială în zona instalațiilor tehnologice.

Apa reziduală industrială necesită epurare în toate cele trei trepte de epurare ale stației datorită naturii impurificatorilor și valorilor acestora.

Valorile estimate ale principalilor indicatori ai apei industriale uzate la intrarea în stația de epurare (cămin cu prag deversor) sunt:

- pH:	6,5 - 8,5	- temperatură:	max. 40 °C;
- substanțe extractibile:	max. 4000 mg/l;	- fenoli:	max.20 mg/l;
- suspensii solide:	max. 150 mg/l;	- amoniu:	max.12 mg/l;
- sulfuri:	max. 40 mg/l;	- cianuri:	max.1,5 mg/l;
- CCO:	max. 994 mg/l;	- detergenți:	max. 5 mg/l;
- CBO ₅ :	max. 328 mg/l;		

Canalizarea meteorică colectează apele reziduale pluviale de pe platforma societății, astfel:

- O parte din apele pluviale de pe platformă intră în Instalația de preepurare BU, în bazinul de egalizare la stația de preepurare. După epurarea mecanică de la preepurare, apa pluvială este dirijată, împreună cu celelalte categorii de ape, la Instalația Cocsare sau la stația de epurare finală.

- O parte (ape uzate de la DRT) intră într-un separator (bazin ape meteorice) pentru reținerea eventualelor urme de produse petroliere și după ce trec printr-un decantor final al stației de epurare RV, sunt evacuate în râul Teleajen.


Canalizarea menajeră - colectează apele menajere de pe platforma rafinării (grupuri sanitare, birouri, vestiare). Apele menajere sunt dirijate, prin pompare, direct la treapta biologică a stației de epurare. Debitul estimat de ape menajere este cuprins între 80 - 100 m³/h.

De asemenea, apa uzată menajeră din colonie și Uzina UZTEL sunt colectate prin canalizarea menajeră în separatorul RV, de unde sunt pompate în treapta I de epurare biologică.

PETROTEL - LUKOIL S.A. primește ape uzate și menajere de la terții din zona societății și în funcție de capacitatea stației poate primi și ape uzate de aceeași natură cu cele din rafinărie de la alte societăți.

Planul cu rețelele de canalizare din incinta societății PETROTEL - LUKOIL S.A. este prezentat în **ANEXA 5 – Planuri rețele utilitare**.

Întreținerea și reparațiile rețelelor de alimentare cu apă și de canalizare

	CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești	Comanda DG-0545 din 15.03.2022
	LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT	Proiect nr. MD 2000.006

Reparațiile curente se execută conform unui program prestabilit în perioada dintre două revizii, remediindu-se defecțiunile care nu sunt de natură să producă întreruperea lucrului. În cadrul reparațiilor curente se execută în principal: repararea fisurilor, înlocuirea garniturilor de etanșare, revizia și repararea vanelor, curățirea conductelor, etc.

Revizia preventivă se execută o dată pe an.

Lucrările care fac obiectul exploatarei și întreținerii rețelelor de canalizare sunt:

- controlul periodic exterior și interior al rețelelor;
- întreținerea rețelelor și construcțiilor anexe;
- spălarea și curățirea rețelelor;
- desfundarea canalelor.

Controlul periodic al rețelelor de canalizare urmărește asigurarea funcționării normale a acestora și constă din verificarea tehnică la exterior și la interior a rețelei, a tuturor, construcțiilor și instalațiilor aferente, în vederea stabilirii măsurilor de luat.

Controlul exterior se face de echipe de control, prin parcurgerea la suprafață a traseelor canalelor.

În cadrul controlului exterior se desfac capacele tuturor căminelor de vizitare și se constată:

- dacă pavajul sau terenul din jurul căminelor și al gurilor de scurgere este uscat și dacă nu are denivelări;
- dacă, capacele căminelor, respectiv grătarele gurilor de scurgere, nu sunt crăpate sau dacă nu sunt bucăți de capac sau de grătare sparte care lasă găuri periculoase pentru circulație sau permit gunoaielor să înfunde canalele.

La controlul interior al canalizării, se face o verificare temeinică a stării căminelor de vizitare, a gurilor de scurgere și a canalelor și se stabilește necesitatea curățirii și a eventualelor reparații.

Controlul interior al colectoarelor vizitabile se face prin parcurgerea lor de către echipele de control, iar la canalele nevizitabile, verificarea lor de către echipele cu ajutorul oglinzii din căminele de la extremitățile fiecărui tronson.

În cadrul controlului interior se constată:


- dacă pereții căminelor de vizitare și al gurilor de scurgere nu au suferit degradări;
- dacă ramele capacelor și ale grătarelor, precum și treptele din cămine sunt bine fixate;
- dacă tuburile canalului nu prezintă fisuri sau deformații;
- dacă scurgerea prin rigolele căminelor și a camerelor de racordare se face normal și nu se produc depuneri care necesită curățirea.

În cazul unei defecțiuni se izolează tronsonul defect și se intervine pentru reparație. Dacă nu se poate interveni în timp util de la producerea defecțiunii, se notează în Raportul de activitate pe atelier pentru o intervenție ulterioară.

Canalele de evacuare a apelor uzate sunt întreținute corespunzător prin curățirea deversoarelor aferente canalelor de evacuare, săptămânal sau ori de câte ori este nevoie, sunt întreținute căile de acces către canalele de evacuare.

Sistemul de evidență și informare cu privire la accidente

Pentru exploatarea corectă a rețelelor de canalizare se țin la zi următoarele evidențe:

	CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești	Comanda DG-0545 din 15.03.2022
	LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT	Proiect nr. MD 2000.006

→ Evidența construcțiilor și instalațiilor care alcătuiesc fiecare obiectiv în parte;
Evidența construcțiilor și instalațiilor cuprinde: descrierea completă a componenței și a modului de funcționare a obiectivului precum și releveele acestora.

→ Evidența parametrilor funcționali cantitativi și calitativi.
Evidența parametrilor funcționali cuprinde: debitele preluate, evacuate, indicatorii de calitate ai apei, etc.

Evidența tuturor defecțiunilor și reparațiilor efectuate este ținută în Raportul pe tură completat de către personalul Atelierului Utilități.

Incidentele întâlnite cel mai des la rețelele de canalizare sunt spargerea accidentală (coroziune sau leziune material) și obturare, urmate de deversarea apei și poluarea subsolului și a pânzei freatice.

Pentru a evita eventualele accidente soldate cu poluarea solului, subsolului și a pânzei freatice beneficiarul a luat următoarele măsuri:

– Revizia generală a sistemelor de canalizare se face odată cu revizia generală a rafinării urmărindu-se:

- fenomenul de coroziune a conductelor și construcțiilor aferente;
- starea de etanșeitate a canalizării;
- prezența depunerilor în canalizări și cămine, cu luarea măsurilor care se impun pentru eliminarea deficiențelor constatate.

– Supravegherea calității apelor uzate evacuate în emisar printr-un sistem de monitoring, prin analize de laborator.

– Coordonarea activității de supraveghere a calității apelor evacuate prin Serviciul Ecologie, care dispune măsurile ce se impun pentru prevenirea poluării emisarului și stabilirea parametrilor normali de evacuare.

4.6. Aria internă de depozitare – depozite de materii prime, auxiliare și produse finite: Aria AFPE – Amestecare finisare produse expediție

4.6.1. Depozite produse chimice și petroliere

Societatea PETROTEL - LUKOIL Ploiești are în incintă depozite (parcuri de rezervoare) pentru materii prime (țitei, biocomponenți), pentru materii auxiliare, produse semifabricate și finite.

O astfel de instalație cuprinde depozite, parcuri de rezervoare și stații de pompe necesare vehiculării fluxurilor.

Principalele operații într-un parc de rezervoare sunt:

- Incarcare, descarcare rezervoare ;
- Pompare materii prime către instalații ;
- Primirea produselor semifabricate din instalații și a componentelor pentru produse finite ;
- Amestecarea, finisarea și prepararea produselor finite;
- Expedierea produselor finite prin pompare către Rampa Automată (la cazane CF) și Rampa Auto.
- Masurare, indicare și supraveghere parametrii de lucru ai rezervorului (temperatura, nivelul lichidelor depozitate) ;

- Menținerea suprapresiunii și a vacuumului din rezervor în limite admisibile ;
- Luare de probe pentru analize de laborator, din lichidele depozitate ;
- Scurgerea (drenarea apei) rezervoarelor ; Controlul, revizia, curățirea și repararea rezervoarelor. Instalația Parc Rezervoare se compune din:

PARCUL 16/1

Este compus din două rezervoare a câte 5.000 mc fiecare: T70; T71(tiei)

PARCUL 16/3

Este compus din două rezervoare a câte 20.000 mc fiecare: T3; T4(motorina)

PARCUL 16/4

Este compus din două rezervoare a câte 20.000 mc fiecare: T5; T6(titei)

PARCUL 16/5

Este compus din trei rezervoare a câte 20.000 mc fiecare: T7; T8; T9 (titei)

PARCUL 16/6

Este compus din patru rezervoare a câte 5.000 mc fiecare: T73(slops); T72; T74; T75(titei)

PARCUL de rezervoare de 50000 mc

Este compus din trei rezervoare de 50000 mc fiecare, sunt rezervoare cu capac flotant și se folosesc pentru depozitare motorina finită (rez T1/5), titei (rez T2/5), benzina finită (rez T3/5),

PARCUL 16/10

Este compus din două rezervoare cu capac flotant T22, T23 a câte 5.000 mc, în care se pompează de către instalația HB benzina hidrogenată, care este prelucrată de instalația RC. În cazul opririi instalației HB, pentru ca instalația RC să continue funcționarea, se va alimenta din aceste rezervoare timp de 72 de ore. Alimentarea se efectuează cu casa de pompe 2B, respectiv pompa 2A/R. cu debit de 105 mc/h, care trage pe conducta Dn 250 și împinge pe conducta Dn 200, la RC. Aceste pompe sunt de construcție japoneză și sunt întreținute de instalația RC.

PARCUL 16/11

Este compus din două rezervoare T24, T25 cu capac flotant a câte 5.000 mc, în care se pompează benzina din DAV3 pe conducta Dn 150.

Benzina pompată în acest parc constituie materie primă pentru instalația HB.


Din acest parc se trage pe conductele Dn 200, Dn 150 de către casa de pompe 2B cu pompa 3a.r. cu debitul de 190 mc/h și împinge la instalația HB pe conducta Dn 150 și de la parcul 25 pe conducta Dn 150.

Aceste pompe sunt de construcție japoneză, acționate cu motor electric și sunt întreținute de instalația HB.

PARCUL 16/16

Acest parc include rezervorul 2 cu capacitate de 6.000 mc, cu capac fix în care se prepară motorină finită din HPM și se încarcă la Rampa Automată sau pompează în Rampa Auto.

PARCUL 16/17

	CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești	Comanda DG-0545 din 15.03.2022
	LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT	Proiect nr. MD 2000.006

- rezervoarele 615, 616, care au capacitatea de 1.000 mc fiecare, destinate depozitarii de motorina usoara cracare
- rezervoarele 611, 612, 613, 614, 617, 618 care au capacitatea de 400 mc fiecare, sunt scoase din functiune si sunt propuse pentru casare.

PARCUL 16/18 – în prezent în conservare

Acest parc se compune din trei rezervoare cu capac fix, respectiv: T58, T59, T60 cu capacitatea de 700 mc fiecare (*scoase din funcțiune*) si propuse pentru casare.

PARCUL 16/19

Este compus din trei rezervoare cu capac fix: T61, T62, T63 cu o capacitate de 1.000 mc fiecare.

Parcul este scos din functiune, propus spre dezafectare.

PARCUL 16/21

Este compus din 4 rezervoare cu capac fix: T66, T67, T68 si 413.

Parcul este scos din functiune, propus spre dezafectare.

PARCUL 16/22

Acest parc se compune dintr-un rezervor T26, care are capacitatea de 5.000 mc, cu capac flotant, destinat depozitarii de benzina de cracare.

PARCUL 16/23

Este compus din 2 rezervoare cu capac fix: 416, 417.

Parcul este scos din functiune, propus spre dezafectare.

PARCUL 16/24


Acest parc se compune din rezervoarele:

- R79 cu o capacitate nominală de 1.500 mc și capac fix în care se depozitează component biodiesel,
- R80 cu o capacitate nominală de 1.200 mc și capac fix în care se depozitează motorină materia primă pentru instalația HPM.
- 117 cu o capacitate nominală de 2.500 mc și capac fix în care se depozitează component biodiesel.
- 26 cu o capacitate nominală de 1.800 mc și capac fix în care se depozitează component biodiesel.
- T81 cu o capacitate nominală de 1.500 mc și capac fix în care se depozitează component biodiesel.
- 77, 78 cu o capacitate nominală fiecare de 1.500 mc și capac fix în care se depozitează materie primă pentru instalația CC.
- 114 cu o capacitate nominală de 6.000 mc și capac fix în care se depozitează materie primă pentru instalația CC
- T80 cu o capacitate de 1000 mc scos din functiune si propus pentru casare.

PARC 16/25

- rezervoarele T83, T84 de 2000 mc fiecare in care se depozitează MTBE si sunt deservite de pompele 6A, 6R de la casa de pompe 4C, rezervoarele 119, 381, 382 scoase din functiune si propuse pentru casare.

PARCUL 16/28

	CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești	Comanda DG-0545 din 15.03.2022
	LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT	Proiect nr. MD 2000.006

Rezervoarele 91, 92 și T101 sunt folosite pentru depozitarea motorinei finite fără biocomponent, din care se poate pompa spre rampa auto sau CF.

PARC 16/29

-rezervoarele T126(2000 mc) si T125 (1500 mc) in care se descarca bioetanol din cisterne CF sau Auto.Din aceste rezervoare se pompeaza biocomponentul pentru fabricarea benzinei comerciale.

-rezervoarele T91 (1000 m³) si T124 (1000 m³) in care se descarca ETBE din cisterne CF sau Auto. Din aceste rezervoare se pompeaza biocomponentul pentru fabricarea benzinei comerciale.

-rezervorul T92 scos din functiune si propus pentru casare,

PARCUL 16/32

- rezervoarele T97, T98 de 400 mc folosite pentru depozitare benzina de la Statia de Recuperare Vaporii de la Rampa Automata.

PARCUL 16/33

Acest parc se compune din 2 rezervoare T99, T100 cu o capacitate de 5.000 mc fiecare cu capac flotant in care se depoziteaza benzina finita si din care se pompeaza cu CP 6A, la Rampa Automata si Rampa Auto.

PARCUL 16/35

Acest parc se compune din trei rezervoare: T106, T107 cu o capacitate de 2.000 mc fiecare(motorina finita cu biocomponent) și T108 cu 1.000 mc (motorina cu biocomponent). Toate au capac fix. Din aceste rezervoare se pompa cu CP 7A in Rampa Automata si Rampa Auto.

PARCUL 16/38

Rezervorul T117 cu capacitate de 10000 mc si capac fix folosit pentru depozitarea motorinei finite cu biocomponent, din care se poate pompa spre rampa auto sau CF

PARCUL 16/39

-rezervorul T118 cu capacitate de 10000 mc si capac fix folosit pentru depozitarea motorinei finite cu biocomponent, din care se poate pompa spre rampa auto sau CF.

PARCUL 16/40

Acest parc se compune din rezervoarele T119, T120, T122, care au capac fix și o capacitate de 2.000 mc fiecare și rezervoarele 68, 69 cu o capacitate de 5.000 mc cu capac fix. Rezervoarele T120, T122, 69 sunt destinate pentru benzina din RC, rezervorul 68 este destinat pentru motorina din HPM iar rezervorul T119 este scos din functiune si propus pentru casare.

PARC 16/41

- rezervorul T79 scos din functiune si propus pentru casare.


PARCUL 16/43

Acest parc se compune din rezervoarele

-T127, T128, care au capacitatea de 2.000 mc fiecare destinate depozitarii de motorina reziduala cracare

- Rezervorul 65 cu 6.000 mc, cu capac fix, propus pentru casare.

PARCUL 16/44 – în prezent în conservare

	CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești	Comanda DG-0545 din 15.03.2022
	LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT	Proiect nr. MD 2000.006

Acest parc se compune din rezervoarele T129, T130, T131 care au 1.000 mc fiecare, sunt scoase din funcțiune și sunt propuse pentru casare.

PARCUL 16/45

Acest parc se compune din următoarele rezervoare: T132, T133, T135, T136, T137, T138 care au o capacitate de 5.000 mc fiecare benzină finită și au capac flotant și T139 cu capac fix în care se depozitează motorină finită.

În acest parc pompează următoarele:

- pe conducta Dn80 ic4-ic5 de la parc 47;
- pe conducta Dn 100 benzina HDS;
- pe conducta Dn 200 benzina de la parcul 22 (T26), instalația CC;
- pe conducta Dn 200 benzina reformată de la instalația RC;
- pe conducta Dn 200 retur parc 45;

Din acest parc se trage pe conducta Dn 350 cu casa de pompe 3B pompa 1 a, r cu debit de 350 mc/h și împinge pe conductele:

- pe Dn 300 linia 14 benzina la Rampa Automată;
- pe Dn 300 linia 15 benzina la Rampa Automată;
- pe Dn 300 benzina pompare la Rampa Auto.

PARCUL 16/46

În acest parc se află

- rezervorul 15 de 5.000 mc cu capac flotant pentru benzina finită,
- rezervorul T140 cu o capacitate de 10.000 mc, cu capac fix în care se stochează semigudron,
- rezervorul 14 scos din funcțiune și propus pentru casare.

CASE DE POMPE

CASA DE POMPE 17/6A

Aceasta casa de pompe se compune din 8 pompe tip Aversa și Sulzer astfel:

Pompele 1a și 1r tip Sulzer sunt nefuncționale, iar pompa 1b tip Sulzer funcțională și se poate trage pe conducta Dn 250 de la parc 16/33 (rez T99,T100) și de la parcurile, 16/10 și 16 /11. Se împinge pe conducta Dn 150 la:

- parcurile 16/40, 16/45.
- împins la parc 16/11 (rez T24,T25)
- împins la Rampa Auto .

Pompele 4a,r. de tip Sulzer cu debit de 300 mc/h cu care se trage pe conducta Dn 350 din parcul 16/33 (T99,T100)

Se împinge pe conducta Dn 300 la:

- linia nr 14 benzina la Rampa Automata.
- linia nr15 benzina la Rampa Automata.

Impins la parcurile 16/33, 16/45, 16/46(rez 15).

Pompele 3 a,b,r tip Aversa cu debit de 370mc/h cu care se trage astfel : cu pompele 3a,b din parcul 16/39 (rez T118), 16/38 (rez T117) pe conducta Dn 350, cu pompele 3 b,r, se poate trage pe conducta Dn 250 din parcul 16/28 (rez 91,92, T101).

Se poate împinge pe conducta Dn 300 la:

- rampa automată și/sau rampa auto pe linia 11 motorina
- rampa automată pe linia 12 motorina
- împins retur la parc 16/39, 16/38.

Pompele 3 a ,b,r.sunt folosite pentru încărcare de motorina din rezervoarele 91, 92, T101,T117,T118 la Rampa Automata și din rezervoarele T117,T118 la Rampa Auto.

Avand in vedere multitudinea si diversitatea operatiilor care se executa cu aceste pompe impune ca pompagiul ce deserveste aceasta casa de pompe sa cunoasca in amanuntit toate posibilitatile de pompare, toate ramificatiile de conducte spre parcul de rezervoare pentru ca in cazul efectuarii unei pompari sa se ia toate masurile de izolare a celorlalte posibilitati pentru a nu se produce contaminari de produse.

In cazul separatiei de produse prin blinde au obligatia de a verifica periodic starea acestora si inlocuirea lor daca este cazul, inregistrarea manevrelor de blindare/deblindare in Registrul de blinde.

Va supraveghea pompele in timpul functionarii luand masuri pentru remedierea neetanseitatilor ,defectiunilor ivite , anuntand despre acestea sefului de schimb ,seful de formatie.

Efectueaza operatii de intretinere a pompelor.

CASA DE POMPE 17/7A

Aceasta casa de pompe se compune din 4 pompe astfel:

Pompa 3r.de tip Aversa, cu debit de 150mc/h tip Aversa care trage benzina din cazane cuplate la posturile de descarcare la firul 1 Rampa Automata si impinge la parcul 16/11(T24,T25).

Pompa 4a de tip Aversa, cu debit de 150mc/h care trage motorina de la C.P.P.Negre sau din cazane cuplate la posturile de descarcare la firul 1 Rampa Automata si impinge la CP Furfurol.

Pompa 4r de tip Aversa, cu debit de 150 mc/h care trage motorina din rez T106,T107,T108 si impinge la Rampa Auto.

CASA DE POMPE 17/5B

Aceasta casa de pompe se compune din 7 pompe de tip Aversa astfel :

Pompele 1a,r cu debit de 150 mc/h cu care se trage pe conducta Dn250 din parcul 16/22 (rez.T26)si impinge pe conducta Dn 200 la parcurile 16/40,16/45 si 16/46.iar pe conducta Dn100 se impinge la instalatia HDS.

Pompele 3,6 cu debit 165mc/h (- scoase din functiune).

CASA DE POMPE PRODUSE NEGRE

Aceasta casa de pompe se compune din urmatoarele pompe astfel:

Pompa1 de tip Aversa, cu debit de 150 mc/h, trage din rez 91,92,T101 si impinge la Rampa Auto.

Pompa 3 de tip Aversa,cu debit de 150 mc/h trage motorina din parcurile 16/17,16/24 si impinge la CP Furfurol.

Pompele 2 si 4 sun nefunctionale.

CASA DE POMPE 6B

Pompele 1, 2, 5 si 6 sunt nefunctionale;

Pompele 3 si 4 cu debit de 150 mc/h cu care se poate trage din parcul 16/29, pe conducta DN 100 si impinge pe conducta DN 100 la parcul 16/45.

Pompele 7,8 cu debit de 380mc/h cu care se poate trage din parcul 40 (T119,T120,T122,68,69,70), pe conducta Dn 350 si impinge astfel :

-pe conducta Dn 250 retur la parc 40;

-conducta Dn250 linia 14 benzina Rampa Automata ;

-conducta Dn 250 linia 15 benzina la Rampa Automata ;

Liniile 14 si 15 sunt blindate pentru a nu contamina calitatile;

-conducta Dn250 impins la parc 16/11.

CASA DE POMPE 17/3B

Aceasta casa de pompe se compune din 10 pompe centrifuge actionate electric de tip Terma si Sulzer si doua pompe duplex actionate cu abur, astfel:

1. Pompele 1a,r. de tip Sulzer au debitul de 350 mc/h si deservesc parcul 16/45, 16/33 si Rampa Automata

Cu aceste pompe se trage pe conducta Dn 350 din parcul 45 (15, T132, T133, T135, T136, T137, T138) si se poate impinge pe conducta Dn 300 liniile 14 si 15 la Rampa Automata/parcul 16/33, pe conducta Dn 250 retur la parc 45 sau la Rampa Auto.

2. Pompele 3,a,b,r. De tip Terma centrifuge actionate electric cu debit de 385mc/h deservesc parcurile 16/43 (T127,T128,), 16/46(T140).

Cu aceste pompe se trage pe conducta Dn350 si se impinge :

-Dn250,impins combustibil la DAV3, CC, Cocsare, Rampa Automata, CET;

-Dn 300 linia 20 de pacura si combustibil tip III la Rampa Automata.

3. Pompele 6a,b. sunt nefunctionale

4. Pompele 8,a,b,r. cu debitul de 385mc/h deservesc rezervoarele T139 si 2 pentru a se face pompari spre Rampa Automata si Rampa Auto.

Se trage din aceste rez. Motorina pe conducta Dn 350 si se impinge pe doua conducte Dn300(liniile 11 si 12) la Rampa Automata si/sau Rampa Auto.

5. Pompele 11 si 12 cu piston de tip duplex actionate cu abur se utilizeaza pentru pompare din rez T140,T127,T128 la Cocsare.

De exploatarea si intretinerea acestor pompe raspunde pompagiul de la csa de pompe 3B care trebuie sa cunoasca amanuntit toate legaturilor acestor pompe , toate posibilitatile de pompari si in cazul necesitatii efectuarii de pompari concomitente cu produse diferite sa ia masuri pentru evitarea contaminarii acestora prin inchiderea robinetilor de separatie sau daca este cazul prin montarea blindelor.

CASA DE POMPE 17/2B

Aceasta casa de pompe se compune din patru pompe de constructie japoneza astfel:

1. Pompele 2a.r cu debit 87 mc/h ce deservesc parcul 16/10 (rez. T22,T23) si instalatia RC .

Se trage din rezervoarele T22 si T23 pe conducta Dn250 si se impinge pe conducta Dn 200 la instalatia RC.

2. Pompele 3a.r. cu debit de 160 mc/h deservesc parcurile 16/11,16/33, si instalatia HB.

Cu aceste pompe se trage pe conducta Dn200 din parcurile mai sus mentionate ce contin rez.:T24,T25, si se imping pe conducta Dn150 la instalatia HB pentru alimentarea instalatiei.

Exploatarea acestor pompe intra in atributiile personale de la instalatia RC+HB in colaborare cu pompagiul de la casa de pompe 6A care trebuie sa aiba in vedere urmatoarele :

-inainte de a se da un rezervor la alimentarea instalatiei HB sau RC aceasta trebuie sa aiba analiza corespunzatoare si sa fie bine scurs de apa.

-in cazul alimentarii instalatiei RC benzina hidrogenata din rezervoarele T22,T23 se va deschide numai cel care trebuie luat la pompare ,controland ca celalalt sa fie bine inchis.

De asemenea, va controla ca legatura cu rezervoarele de benzina nehidrogenata sa fie blindata. Inainte de pornirea pompelor se va controla de catre personalul de la instalatia HB starea tehnica a acestora privind starea mecanica ,etanseitatea ,ungerea, racirea ,echiparea pompelor cu manometre ,supapa de siguranta ,legaturi de punere la pamant.

Schimbarea rezevorului de materie prima la instalatia HB si RC se va face in prezenta unei persoane de la aceste instalatii si se va tine legatura permanent cu instalatia privind desfasurarea.

CASA DE POMPE 17/4A

Aceasta casa de pompe se compune din patru pompe astfel;

1.Pompele 1A si 1R, cu debit de 350 mc/h, tip Sulzer, deserve sc parcul 16/45 si pompeaza pe linia 15(Rampa Automata).Momentan sunt blindate si nu se utilizeaza.

2.Pompele 2A si 2R, cu debit de 165mc/h, de tip Aversa, trag pe conducta Dn 150 motorina din parc 16/17 si imping pe conducta Dn 150 la parc 16/12(T27,T28,T29) pe linia de piroliza.

CASA DE POMPE 17/4B

Aceasta casa de pompe se compune din 5 pompe tip Aversa astfel:

1.Pompele 1A si 1R, cu debit de 30 mc/h trag pe conducta Dn 150 din parcul 16/24(rez.79,T81,26,117) si împing pe conducta Dn 100 spre rezervoarele de motorina Bio finita pentru dozare FAME.

2.Pompa 4R, cu debit de 100 mc/h deserve sc parcurile 16/24(rez.77,78,114,80),16/1 si 16/6, si pompeaza materie prima CC spre parcul 16/12.

3.Pompa 4B, cu debit de 100 mc/h deserve sc parcul 16/24(rez.77,78,114,80) si pompeaza materie prima CC spre parcul 16/12.

4.Pompa 4A cu debit de 100 mc/h deserve sc parcul 16/3(rez.T3 si T4) si pompează motorina finita la rezervoarele T106,T107,T108,T117,T118,91,92,T101,2,T139.

CASA DE POMPE 17/4C

Aceasta casa de pompe se compune din 2 pompe astfel:

1.Pompa 6A de tip Japoneza momentan scoasa din functiune.

2.Pompa 6R de tip Ensival Moret cu un debit de 100 mc/h, deserve sc parcul 16/25 (rez.T83,T84) si pompeaza spre parcurile 16/45 si 16/33 sau la Rampa Automata.

CASA DE POMPE 17/5A

Aceasta casa de pompe se compune din 3 pompe tip Aversa fiind nefunctionale.

CASA DE POMPE 17/ 3A

Aceasta casa de pompe se compune din 2 pompe tip Aversa astfel:

1.Pompele 1A si 1R, cu un debit de 160 mc/h deserve sc parcul 16/45 si pompeaza la Rampa Auto/ parcul de 50 000 mc.

CASA DE POMPE BUSTERE

Aceasta casa de pompe este compusa din 11 pompe de tip Sulzer si Aversa astfel:

1.Pompele 2A, 2R si 3A, cu in debit de 300mc/h deserve sc parcurile 16/4 si 16/5 si pompeaza in alimentarea instalatiei DAV3.

2.Pompele 1a si 1R, cu un debit de 180 mc/h deserve sc parcul 16/3 si pompeaza spre parcul 16/45 (momentan nu se utilizeaza).

3.Pompa 4 este nefunctionala.

4.Pompele 3R,1B,5A,5B,1b, cu debite cuprinse intre 100 si 190 mc/h sunt utilizate pentru pompari la DAV3 dar si intre parcurile 16/1, 16/3, 16/4, 16/5, 16/6.

CASA DE POMPE MTBE

Acesta casa de pompe este compusa din 2 pompe de tip Aversa astfel:

1. Pompele 1A și 1R, cu un debit de 100 mc/h desevesc parcul 16/25 și pompează spre parcurile 16/45 și 16/33 sau la Rampa Automată.

CASA DE POMPE T3/5

Această casă de pompe este compusă din două pompe de tip Aversa astfel:

1. Pompa 1A, cu un debit de 180 mc/h deserveste rezervorul T3/5 și pompează la parcul 16/45.

2. Pompa 1R, cu un debit de 180 mc/h deserveste rezervorul T1/5 și pompează la parcurile 16/38, 16/39, 16/16, 16/45 (T139).

CASA DE POMPE DESCARCARE MTBE - este nefuncțională și propusă pentru demolare.

RAMPA DE DESCARCARE TITEI

Se compune din :

- posturi de descărcare, un vas tampon și patru pompe astfel:

1. Pompele 1A și 1R, cu un debit de 150 mc/h deservesc vasul tampon și pompează spre parcurile 16/1, 16/3, 16/4, 16/5, 16/6.

2. Pompa 2R cu un debit de 100 mc/h deserveste vasul tampon și pompează spre parcurile 16/1, 16/3, 16/4, 16/5, 16/6.

3. Pompa 1 cu un debit de 150 mc/h utilizată pentru golirea separatorului.

În rampa CF țiței s-a montat un colector cu 10 posturi de descărcare pentru FAME și s-au relocat 2 pompe centrifuge și un colector cu 10 posturi pentru descărcare bioetanol și două pompe centrifuge relocate. Descărcarea din vagoanele CF în colectoare se va face cu furtunuri flexibile Dn100, prevăzute cu supape antiretur.

RAMPA DE DESCARCARE FAME

Se compune din zece posturi de descărcare și două pompe astfel:

- Pompa 1A care trage din vagoane tip cisterna CF și împinge la rezervoarele din parcul 16/24;
- Pompa 1R, rezerva, nealimentată electric.

RAMPA DE DESCARCARE ETANOL/ETBE/MTBE

Se compune din zece posturi de descărcare și două pompe astfel:

- Pompa 2A care trage din vagoane de tip cisterna CF și împinge la rezervoarele din parcurile 16/29 și 19/25;
- Pompa 2R, rezerva, nealimentată electric.

□ Parcuri de rezervoare care nu fac parte din Aria AFPE

a) PARCUL FURFUIROL

În acest parc se află rezervoarele T18, T19 de 5000 mc, T20, T21 de 3500 mc în care se depozitează motorina materie primă HPM. **Acest parc se află în gestiunea instalației HPM.**

b) PARCUL COCSARE

Parcul Cocsare se află în gestiunea instalației Cocsare. În acest parc se află:

- rezervorul T39 de 2000 mc în care se depozitează benzina de cocsare;
- rezervoarele T40 și T41 de 2000 mc în care se depozitează motorina de cocsare;

- rezervoarele T30, T31, T32, T33, T34, T35, T36 și T37 de 2000 mc în care se depozitează materia primă a instalației Cocsare;
- rezervoarele V9, V10, V11, V12 de câte 100 mc destinate motorinei reziduale de CC;
- rezervoarele T3CX, T4CX de câte 660 mc în care se depozitează șlups.

c) PARCUL DE METANOL

Parcul de metanol deservește instalația TAME - MTBE și este format din șase rezervoare: TK601A - 350 mc, TK601B - 350 mc, TK602 - 350 mc, TK701A - 500 mc, TK701B - 500 mc, TK702 - 500 mc. Toate rezervoarele sunt menținute sub pernă de azot.

Parcul de metanol se află în gestiunea instalației TAME - MTBE.

4.6.2. Rampele de încărcare – descărcare combustibili

Pe platforma PETROTEL - LUKOIL mai este exploatată ***Instalația RAMPE LIVRARE COMBUSTIBILI***, compusă din:

- Rampă CF automată de produse albe și negre
- Rampă CF GPL
- Rampă Auto de produse petroliere
- Rampă Auto GPL

Rampele de livrare combustibili (de încărcare auto, CF) și rampele de descărcare produse utilizate în cadrul instalațiilor, aparțin de platforma PETROTEL-LUKOIL, însă sunt exploatate de TP LOG EXPED SERVICES SRL.

4.6.2.1 Instalația RAMPĂ CF și SISTEM RECUPERARE VAPORI

Instalația Rampa Automata CF a fost pusă în funcțiune la 23 august 1978 conform proiectului executat de I.C.I.T.P.R și permite încărcarea produselor petroliere cu viteză mare, respectând normele de securitate, evitând pericolul sarcinilor electrostatice ca și erorile de manipulare.

Controlul cantitativ al produselor încărcate se face:

- ❖ prin cântărire. Un pod bascula efectuează această cântărire și transmite aceste informații la sistemul electronic ce permite citirea corectă a greutății și controlul încărcării (afisaj electronic),
- ❖ În anul 2006 s-au montat patru sisteme de contorizare fiscală și anume: pentru debitele de benzină (5 sortimente de benzină) –poz.FT-110, FT-120, pentru debitele de motorină (2 sortimente de motorină) poz.FT-210, FT-220.

Sistemul de contorizare fiscală a fost montat în anul 2006 conform proiectului executat de PETRODESING S. A.

Sistemele de contorizare fiscală (FT-110, FT-120, FT-210, FT-220) livrate de firma EMERSON PROCESS MANAGEMENT sunt sisteme de măsură verticale și sunt montate pe skiduri metalice livrate de furnizorul extern de echipamente – EMERSON.

În componența unui sistem de contorizare fiscală intră, printre altele, un senzor de debit masic tip Coriolis (care măsoară debitul mastic al produsului vehiculat, cu corecția temperaturii și a presiunii), cutii de joncțiune, robinet de blocare ON/OFF la valoarea prescrisă. Debitul măsurat de către debitmetrele masive sunt transmise la calculatoarele de debit tip Petrocaunt.

Selecția produselor la intrarea în sistemul de contorizare se face manual. Fiecare produs este adus pe o conductă separată la încărcătoarele din rampă.

Fiecare conductă este prevăzută cu o vană manuală de secționare la limita instalației și cu o vană de selecție în instalație.

Fiecare încărcător, prin intermediul brațelor articulate cu racorduri rotative poate fi mișcat vertical (coborâre - ridicare).

Un colector leagă vanele de selecție ale produselor la fiecare fir de încărcare.

O supapa in legătura cu atmosfera, montata pe colector, pune conducta in legătura cu aerul, când vana de la schid este închisă ceea ce permite golirea completa a traseului pana la vagonul cisterna.

Rampa de produse albe este prevăzută cu 2 încărcătoare, câte unul pe fiecare fir si cinci linii pentru produse prevăzute cu ventile de selecție si unite într-un colector pe fiecare fir.

Rampa de produse negre este prevăzută cu patru încărcătoare prevăzute astfel:

-Motorina se încarcă prin doua încărcătoare, cate unul la fiecare linie.

-Combustibil lichid se încarcă prin doua încărcătoare, cate unul la fiecare linie.

Deplasarea vagoanelor – cisterna pe linia de încărcare este asigurata de o instalație de tractare, poziționarea vagonului cisterna pe podul bascula făcând-se cu ajutorul căruțului de tractare.

Pentru utilizarea eficienta a rampelor si a caselor de pompe, la rampe, vagoanele cisterna vor fi triate in prealabil (in sectorul manevra), pe loturi de încărcare din același produs.

Procesul de încărcare permite încărcarea trenurilor in loturi de vagoane cisterna cuplate (max. 8 buc. la fiecare fir) fără a dezlega vagoanele unele de altele.

Este suficient de a destinde cuplele pentru a permite separarea tamponelor vagoanelor pe podul bascula.

Operatorul trebuie sa fie informat înainte de încărcare despre grupurile de vagoane cisterna ce trebuie încărcate. Este important ca înainte de fiecare încărcare sa se comunice operatorului lista cu numerele vagoanelor cisterna ce trebuie încărcate si grupul la care aparține vagonul, greutatea neto de pe tabela de inscripție in ordinea intrării la încărcare pe rampa.

Se trag grupuri a cate max. 8 cazane la fiecare fir, se poziționează primul vagon pe podul bascula pentru a fi cântărit la gol, se poziționează încărcătorul deasupra domei (operație posibilă datorită căruciorului mobil a port-încărcătoarelor) si se face verificarea legăturii la pământ vagonului cisterna.

Se introduce încărcătorul in vagon, se deschide vana de selecție, se programează cantitatea de încărcat si operația de încărcare poate începe.

Verificarea punerii la pământ a vagoanelor cisterna se face manual. Pentru eliminarea greșelilor operatorului instalația este prevăzută cu un sistem automat de blocaj care nu permite încărcarea vagoanelor cisterna daca punerea la pământ nu a fost făcută corect.

Pentru benzine, petroluri, o viteza de încărcare de 2,5-2,6 mc/sec este admisibila daca încărcătorul se găsește complet cufundat in produs.


Fără cufundarea completa a încărcătorului pana la fundul cisternei nu este admisa încărcarea.

Pentru încărcare de motorina si păcura se admite o viteza de încărcare de cca.4,3mc/sec. Aceasta viteza este admisa pentru motorina si păcura la care pericolul formarii sarcinilor electrostatice este foarte slab.

Descrierea tehnică a unui post de încărcare

Fiecare post de încărcare se găsește așezat între două linii de încărcare cu pod basculă pentru cântar. Rampele de încărcare sunt de tip transversal, betonate pe o lungime de 50 m de o parte și de alta a axului, cu pantă de scurgere la canalizare.

Podul basculă este prevăzut cu acces în cuvă (este accesibil pentru control și întreținere). Produsele care se scurg prin deversări sau scurgeri se colectează într-un cămin din interiorul rampei, partea de N a rampei I. De aici, printr-un ejector, produsul este introdus în bazinul circular sau în canalizarea industrială, operație ce se face periodic în funcție de nivelul de lichid. Toată platforma betonată este înconjurată de canale acoperite

	CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești	Comanda DG-0545 din 15.03.2022
	LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT	Proiect nr. MD 2000.006

de grătare metalice, care colectează toate scurgerile de produse petroliere, apa de spălare și ape meteorice. Aceste canale se leagă de canalizarea principală din drum.

Aerul (gazele) din cuva pod-bască este scos continuu prin aspirație cu ajutorul ventilatoarelor și evacuat la înălțime (cca. 15m). La sol, în partea de V se găsește blocul de tracțiune și comandă a căruciorului pentru fiecare linie CF, iar în partea de E este dispozitivul de reversibilitate a cablurilor.

Fiecare rampă mai are în partea de V un cămin cu un ventil acționat electric, pe linie de incendiu, care, la acționarea butonului din camera de comandă declanșează instalația de stins incendiu automată (spumă și stropire). Rampa de încărcare produse negre este prevăzută (în partea de V) cu un vas de spălare cu apa caldă și abur, prevăzut cu o pompă electrică.

Nivelul 0.0 m

La acest nivel se află sala aparatelor, sub sala de comandă. Aici se găsesc toate aparatele de automatizare, electrice și de cântărire.

Sala aparatelor este prevăzută cu două ventilatoare și nu este accesibilă decât personalului autorizat de întreținere. Intrarea în sală se face prin partea de E prin două uși, fiind necesar a se închide mai întâi ușa exterioară și apoi cea interioară. În prima sală se găsesc vasele cu spumogen.

Nivelul 3.2 m

La acest nivel se găsește sala de comandă. Aceasta este accesibilă din fiecare parte pe câte o scară. Sala este prevăzută în așa fel ca privirea operatorului să fie la nivelul domei cazanului și să îi permită să controleze ușor introducerea încărcătorului.

Aici sunt dispuse pe fiecare parte câte un pupitru de comandă deservit de câte un operator. Aici se găsesc: telefoane, aparate de avertizare (explozimetre) în cazul creșterii concentrației de gaze în camera aparatelor. Pe peretele de la ieșirea dinspre E este butonul de avertizare a pompierilor în caz de incendiu, iar în partea de V butoanele de declanșare a instalației de stins incendiu.

Pe platforma din partea de NE (la ieșire) se găsesc ventilele de abur de înăbușire la cuvele cântarelor în caz de incendiu. Camera este prevăzută cu ventilație de aer.

Nivelul 6.5 m

Deasupra sălii de comandă se găsește platforma betonată pe care sunt amplasate următoarele: construcția metalică, încărcătoarele cu cărucioarele lor, grupuri motor-reductor cu protecție de A,B care asigură mișcările verticale ale încărcătoarelor și orizontale ale port- încărcătoarelor. În anul 2006 s-au montat: sistemele de contorizare fiscală și instalația de climatizare și presurizare. Instalația de climatizare și presurizare s-a montat conform proiectului executat de IPIP.

Pe această platformă se găsesc ventilatoarele de suprapresiune. Toate aparatele indicate sunt ușor accesibile datorită scărilor intermediare. Siguranța personalului este asigurată de podețe cu balustrade.

Nivelul 12.5 m

La acest nivel se găsesc: înfășurătoarele de cabluri, (vanele de reglare, vanele de etanșitate) numai la Rampa negre și vanele de aerisire. În anul 2006 s-a montat instalația climatizare la Rampa albe.

Sistem recuperare vapori

Instalația sistem recuperare vapori a fost pusă în funcțiune în octombrie 2007 conform unui proiect executat de PREMIUM S.A.

Vaporii de benzina si aer rezultați in timpul operației de umplere a cisternelor CF sunt colectați cu ajutorul brațelor cu sistem de recuperare vapori cu etanșare pe con si trimiși printr-o conducta colectoare în instalația de recuperare vapori.

Principiul instalației de recuperare vapori se bazează pe fenomenul de adsorbție – desorbție ciclica a hidrocarburilor ușoare până la C6 pe cărbune activ.

In regim normal, adsorberele funcționează alternativ, unul in faza de adsorbție vapori de benzina, iar celalalt in faza de regenerare a cărbunelui activ.

Desorbția se realizează prin scăderea presiunii in adsorbere printr-un sistem de pompe de vid cu inel de lichid, urmata de absorbția hidrocarburilor extrase intr-o coloana cu umplutura într-un flux de benzina care se returnează la rezervoare.

Instalația de recuperare vapori este prevăzută cu 2 adsorbere. Fiecare adsorber are cite un racord de intrare- ieșire, racorduri de umplere cu cărbune activ, gura de vizitare, gratate suport pentru cărbune activ si un distribuitor de vapori. Fiecare adsorber este umplut cu cărbune activ selectat si fabricat special pentru astfel de proces tehnologic.

Fluxul de vapori ajunge in instalatia de recuperare, fiind alimentat pe la partea inferioara a adsorberului si strabate stratul de carbune de jos in sus. Vaporii de hidrocarburi sunt adsorbiti pe suprafața particulelor de carbune.

Factorii care favorizeaza adsorbția sunt concentratia mare de hidrocarburi in fluxul de alimentare si presiunea ridiata. Factorii care favorizeaza adsorbția sunt concentratia mare de hidrocarburi in fluul de alimentare si presiunea ridicata.

In timpul regenerării, desorbția vaporilor de hidrocarburi se realizează prin crearea unui vacuum in straturile de carbune activ.

Concentratia de hidrocarburi scade datorita vidului si in final pentru a se elimina o cantitate cit mai mare de hidrocarburi din carbune, se trece prin strat un flux de azot(aer). In regim normal, adsorberele functioneaza alternativ, unul in faza de adsorbție vapori de benzina, iar celalalt in faza de regenerare a carbunelui activ.

Funcționarea normală a celor doua adsorbere este controlata de 8 robinete electropneumatice. In timpul fazei de adsorbție sunt deschise robinetele de aerisire si de intrare gaz iar cel de regenerare este inchis.

In timpul fazei de regenerare sunt inchise robinetele de aerisire si de intrare gaz si este deschis cel de regenerare.

Programarea fazelor de adsorbție-regenerare este controlata de un PLC, care comanda închiderea si deschiderea menționate mai sus. Atunci când timpul de regenerare s-a încheiat, robinetul de regenerare este inchis apoi se deschide robinetul de stripare pentru represurizarea vasului. După represurizare se deschid robinetul pe conducta de intrare vapori si robinetul pe conducta de aerisire adsorberul intrând astfel in faza de adsorbție.

Timpul de adsorbție este de 15min. iar timpul de regenerare 13 minute


Procesul ce adsorbție are loc cu o crestere a temperaturii cu 20-25 °C peste temperatura de intrare a vaporilor in adsorber. Creșterea temperaturii peste 75 °C determina oprirea de urgenta a instalației In acest caz se iau masuri pentru răcirea stratului de cărbune, astfel:

- inundarea cu azot;
- inundarea cu apa.

Adsorberele sunt prevăzute cu aparatura pentru indicarea temperaturii si alarmarea la valori extreme. De asemenea sunt protejate la suprapresiune de supape de siguranța setate la max.6bar.

Sistemul de vid este format din 2 pompe de vid cu inel de lichid cu rolul de a realiza vidul necesar regenerării stratului de cărbune activ. In timpul fazei de regenerare, sistemul de vid reduce presiunea in adsorber de la presiunea admosferica la 60mbar.

In aceste conditii are loc etragerea vaporilor de hidrocarburi din stratul de cărbune

	CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești	Comanda DG-0545 din 15.03.2022
	LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT	Proiect nr. MD 2000.006

activ supus regenerării.

Simultan în pompa de vid este injectat glicol cu rol de racire și de realizare a inelului de lichid. Lichidul pentru inelul de etansare este preluat de către o pompa (pompa de glicol) și recirculat printr-un schimbător de căldură pentru a fi racit și reintrodus în pompele de vid.

Refularea pompei de vid este dirijată către un vas separator care separă vaporii desorbiti de hidrocarburi care conțin un volum mic de aer, lichidul care formează inelul de racire (glicol) și eventual condens.

Vaporii de hidrocarburi cu aer și condensul sunt trimisi către coloana de absorție unde sunt absorbiți în benzina reformată.

Coloana de absorție conține un material de umplutură care are proprietatea de a intensifica contactul dintre lichid și vaporii (inela Raschig). Absorberul este prevăzut la partea superioară cu un distribuitor și un demister pentru separarea cetei.

O cantitate mică de vaporii neabsorbiți și aer iese pe la vârful coloanei și este reintrodusă în fluxul de intrare de la adsorbere.

Benzina reformată este trasă cu o pompa din unul din rezervoarele T97, T98, pompata în coloana de absorție pentru a contacta vaporii de benzina proveniți de la adsorbere și din coloana de absorție este trasă cu o altă pompa și recirculată în rezervor.

Pe linia de alimentare a absorberului este prevăzut un robinet de reglare debit normal închis, care în cazul opririi unității de recuperare vaporii sau caderii curentului electric izolează rezervorul de coloana. Pe acest circuit se află un filtru care are rolul de evita infundarea distribuitorului de la vârful coloanei de absorție.

Lichidul absorbant care conține vaporii recuperați este colectat la baza coloanei de absorție. De aici este preluat cu o pompa și trimis la rez. T97 sau T98 din care se face pomparea. Rezervoarele sunt prevăzute cu traductoare de nivel și temperatură.

Benzina din rezervoarele T97 și T98 după ce ajunge la presiunea de vaporii de max. 600 mbar vara și de max. 900 mbar iarna este pompata către T99 și T100 în vederea înlocuirii ei.

Alimentarea cu azot se face din rețeaua rafinăriei.

4.6.2.2. Instalația RAMPĂ AUTO

Rampa auto cuprinde următoarele sectoare distincte din punct de vedere tehnic:

- parcurile de rezervoare;
- casele de pompe;
- rampa de încărcare propriu-zisă;
- instalația de recuperare vaporii.

Parcurile de rezervoare

Parc I


Cuprinde:

- T85, T86 - fiecare cu o capacitate de 400 mc, pentru depozitarea motorinei finite;
- T89, T90 - fiecare cu o capacitate de 700 mc, pentru depozitarea motorinei finite;

Parc II

Cuprinde:

- R 207 cu capacitate de 1063 mc pentru depozitarea benzinei benzinei Ecto 100;

	CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești	Comanda DG-0545 din 15.03.2022
	LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT	Proiect nr. MD 2000.006

- R 377 cu capacitate de 1330 mc.

Parc III

Cuprinde:

- R 1 capacitate de 1600 mc pentru depozitarea motorina bio;
- R 2, R 3 fiecare cu o capacitate de 1600 mc pentru depozitare motorina bio;

Parc IV

Cuprinde:

- R 4, R 5 fiecare cu o capacitate de 1600 mc pentru depozitarea benzinei Euroluk;
- R 6 cu o capacitate de 1600 mc pentru depozitarea benzinei super Euroluk 98. deservește pentru depozitarea benzinei din instalația Recuperare Vapor;

Casele de pompe

Casa de pompe I

Cuprinde pompele:

- P4A (relocată din casa de pompe III) – vehiculează motorină
- P7 a,b,r; - debit de refulare 64 mc/h; tras din T89, T90,T85,T86
- P8 a,r - debit de refulare 160/80 mc/h; tras din T85, T86; T89, T90
- P4A (relocată din casa de pompe III) 160mc/h – vehiculează motorină

Casa de pompe II

Cuprinde pompele:

- P5R (relocată din casa de pompe III) – vehiculează benzină.
- P 804 a,b - debit refulare 80 mc/h; tras din R 377;- nefuncionale
- P 802 a,b - debit refulare 160/80 mc/h; tras din R 207;


Casa de pompe III

Cuprinde pompele

- P1 A și P 1RN de motorina 6,5% arctic bio alimenteaza posturile 7, 9, 11
- P2 A și P 2RN de motorina 6.5% arctic bio alimenteaza posturile 9,11
- P 4 AN și P4R de benzina 8% bio alimenteaza posturile 7,9,11.
- P 5 RN și P5R de benzina 8 % bio - conducta refulare se cupleaza cu conductele de refulare de la pompele P4AN si P4R de benzina 4,5% Bio in fata postului 1, alimenteaza posturile7,9,11

P6A si P6R de benzina 95 alimenteaza postul 5, dar s-a montat si un racord de rezerva la postul 3.

Rampa de încărcare propriu-zisă

	CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești	Comanda DG-0545 din 15.03.2022
	LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT	Proiect nr. MD 2000.006

Rampa dispune de:

- 12 brate de incarcare (9 brate noi, 3 existente)
- 12 skiduri de masura (9 skiduri noi, 3 existente)
- 5 brate de recuperare vapori la fiecare post de incarcare;
- 5 skiduri de aditivare combustibil, pentru fiecare post de incarcare.
 - skid principal de alimentare cu aditivi.

Produsele sunt depozitate și pompate de la instalația Parc Rezervoare prezentată mai sus.

Presiunea de lucru în toate rezervoarele este presiunea atmosferică, supapele de respirație de pe rezervoare au domeniul de lucru conform tabelului 30 de mai jos:

Tabel 30 Supape de respirație rezervoare-domenii

	Suprapresiune, mmH2O	Vacuum, mmH2O
Supape mecanice	+40	-25
Supape hidraulice	+50	-35

Nivelul în rezervoare se măsoară cu ajutorul traductoarelor de nivel de presiune diferențială, cu indicare locală pentru T 89, T 90, și indicare la calculatorul dispecer AMC pentru rezervoarele R 1 - R 6. Nivelul maxim admis pentru umplere este situat la 20 cm sub deversoarele de spuma aeromecanică în rezervor.

În casele de pompe se realizează aspirația produselor din rezervoare și refularea lor la posturile de încărcare sau recircularea lor, în timpul re poziționării autocisternelor, când încărcarea este oprită temporar.

Încărcarea se poate face în trei sisteme:

- închis, cu recuperarea vaporilor (posturi rampa nouă);
- pe jos, postul nr.7;

Sistemul de încărcare închis, dispune de 6 posturi de încărcare, la fiecare dintre ele putându-se distribui 5 produse diferite. Brațele portîncărcător au posibilitatea de manevra atât în plan orizontal cât și în plan vertical. Sistemul este guvernat printr-un ansamblu MICROMOTION-PETROCOUNT-PLC, care asigură o încărcare automată.

Sistem recuperare vapori

Unitatea de recuperare a vaporilor cu numărul de serie 181 a fost proiectată pentru a satisface următoarele debite ale vaporilor de Hc de intrare + Aer:

Profil de încărcare	Benzină	Motorină	Total
---------------------	---------	----------	-------

Max. flux instantaneu(m ³ /min)	8	10	18
Max. volumul încărcat în 15 min.(m ³)	100	150	250
Max. volum orar încărcat (m ³)	140	210	350
Max. volum încărcat în 4 ore(m ³)	560	840	1400
Max. volum încărcat zilnic.(m ³)	2000	4200	6200

Lichid absorbant: benzină

Presiunea RVP (kPa) : 45/60 în timpul verii - 60/90 în timpul iernii- 45/90

Temperatura maximă intermediară (°C) : 45 în timpul verii -25 în timpul iernii

Limita de emisie garantată la debitele de mai sus:

➤ Total hidrocarburi <= 10g/Nm³

Presiunea admisă VRU a fi menținută cu ventilatoarele la 2..3 mbar

Procesul VRU exploatează capacitatea carbonului, datorită structurii sale foarte poroase și suprafeței largi, de a adsorbi, în mod preferențial, anumite molecule din amestecurile gazoase evacuate de la sursele generatoare de vapori.

Unitatea de recuperare a vaporilor este compusă din două paturi de carbon activ (D-1A și D-1B unul în funcțiune, în timp ce al doilea este în regenerare) pentru a asigura o întreținere neîntreruptă.

Moleculele HC sunt adsorbite pe suprafața carbonului și sunt reținute astfel încât aerul liber de HC este evacuat în atmosferă, dar carbonul poate adsorbi numai o cantitate limitată de HC după ce ajunge la punctul de saturație și trebuie regenerat, ceea ce înseamnă îndepărtarea HC de la carbon (procesul dedesorbție) sub vidul creat de pompele de vid cu șuruburi rotative P-2A/B.


Coborârea presiunii în pat nu este suficientă singură pentru a elimina cantitatea optimă de HC, pentru a ajuta la eficientizarea procesului de desorbție, este necesar să se admită o cantitate mică de aer prin vane de purjare în ultimele câteva minute ale ciclului de vid.

La sfârșitul curățării, aerul este admis în pat pentru a restabili presiunea atmosferică înainte de a pune din nou filtrul în funcțiune.

(a se vedea capitolul 4 pentru descrierea detaliată a operării detaliată VRU)

În aer sunt trimise către turnul de adsorbție T-1 unde sunt adsorbite în mod obișnuit, în virtutea concentrației lor ridicate, în fluxul de benzină lichidă pompat de P-1A / B de la unul dintre rezervoarele principale de depozitare ale terminalului.

Turnul T-1 este umplut cu inele *pall* care ajută vaporii să se condenseze și să se amestece cu lichidul.

	CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești	Comanda DG-0545 din 15.03.2022
	LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT	Proiect nr. MD 2000.006

Benzina, cu hidrocarburile recuperate absorbite, cade la vasul D-3 unde va putea forma un nivel.

De aici este pompată înapoi de pompele P-4A / B la același rezervor de stocare din care provine fluxul de benzină.

Aerul îndepărtat din pat în timpul ciclului de vid (aspirație) va trece din partea superioară a turnului de absorbție, care s-a îmbogățit cu vapori de HC când a trecut prin absorbant, în linia de reciclare a vaporilor și înapoi în pat în starea de adsorbție.

Funcționarea VRU este complet automată printr-un Controler Logic Programabil (PLC), Cele două dulapuri PLC și MCC sunt poziționate în zona de siguranță.

HMI este compus dintr-un calculator de supraveghere.

4.6.2.3 Instalația Rampă Parc Gaze Lichefiate

Rampa de încărcare GPL cisterne auto

Principalele componente ale platformei rampei de încărcare GPL în cisterne auto sunt:

- parc vase stocare gaze lichefiate și vase scurgere;
- platformă și șopron pompe și compresor;
- rampă de încărcare propriu-zisă;
- sistem de odorizare;
- cântare cu celule tensiometrice și șopronul aferent acestora;
- birou comercial și casa AMC;
- parcare autocisterne.

Datorita creșterii cererii pe piața de GPL Auto, amestecul de propan-butan, în diferite proporții, se realizează în sferile de GPL Auto (T154-T157) și apoi se pompează către Rampa Auto GPL.


Pentru siguranță și pentru a se evita oprirea pompelor de propan și butan, s-au prevăzut două conducte 9168-GLP-001b-100F271 și 168-GLB-001a-F271 pentru recircularea produselor în rezervoare.

Parc vase de stocare gaze lichefiate și vase scurgere

Au fost prevăzute 3 vase cilindrice horizontale pentru stocarea produselor ce urmează a fi încărcate la rampă, simbol 168-R1, 168-R2, 168-R3. Capacitatea fiecărui vas este 200 mc. Fiecare vas de stocare este în legătura cu un vas de scurgere apă, astfel ca există 3 vase cilindrice verticale, simbolizate 168-V1, 168-V2 și 168-V3.

Pentru flexibilitate s-a prevăzut posibilitatea ca în fiecare vas să se depoziteze oricare din produsele ce urmează a fi livrate la rampa astfel:

- Propanul se poate depozita în oricare din vasele de stocare, prin conductele de alimentare 168-GLP-001-80-F271 în 168-R1, 168-GLP-002-80-F271 în 168-R2 și 168-GLP-003-80-F271 în 168-R3;
- Autogazul se poate depozita în oricare din vasele de stocare prin conductele 168-GL-001-100-F271 în 168-R1, 168-GL-002-100-F271 în 168-R2 și 168-GL-003-100 în 168-R3;

	CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești	Comanda DG-0545 din 15.03.2022
	LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT	Proiect nr. MD 2000.006

Avantajul stocării produselor înainte de expediere, este posibilitatea analizei în prealabil a acestora, reducându-se timpul de staționare al autocisternelor în rampa.

Vasele de stocare sunt în legătură cu vasele de scurgere 168-V1, 168-V2, 168-V3 astfel:

- 168-V1 cu 168-R1 prin conducta 168-AP- 001-50-F271;
- 168-V2 cu 168-R2 prin conducta 168-AP 002-50- F271;
- 168-V2 cu 168-R2 prin conducta 168-AP-003-50-F271.

Aceste conducte, partea inferioară a vaselor de scurgere și conductele de scurgere (168-AC-001-20-F271, 168-AC-002-20-F271, 168-003-20-F271) la canalizare sunt izolate și însoțite electric pentru a preveni înghețarea apei.

Pe conductele de alimentare a vaselor de stocare sunt montate acționare de la distanță (electroventile) MOV111, MOV112, MOV113 care închid automat la nivel maxim maximorum sau la situații de urgență (a se vedea diagrama cauza-efect nr. 36-2588.04-0). Vasele de stocare sunt prevăzute cu:

- aparate de măsură pentru presiune (PI 001, PI 002, PI003) și temperatura (TE001, TE002, TE003);
- sistem de indicare a nivelului cu alarmare la nivel maxim și minim (LI001, LI002, LI003);
- racord pentru probe;
- racorduri pentru aburire și inertizare vase;
- racord pentru recircularea produsului de la brațele de încărcare;
- racord pentru depresurizare la facla în caz de avarie, de unde se racordează conductele 168-EF-008-100-F251, 168-EF-009-100-F251, 168-EF-010-100-F251. Pe acestea sunt montate robinete acționate de la distanță (electroventile) MOV 120, MOV 121 și MOV 123;
- sistem de stropire tehnologică simbolizat prin conductele 168-AS-002a-80-E301, 168-AS -003a -80-E301, 168-AS-004a-80-E301.

Vasele de scurgere sunt prevăzute cu:

- aparate de măsură pentru presiune (PI 004, PI 005, PI 006);
- sistem de indicare nivelului cu alarmare la nivel maxim (LAH 001, LAH 002, LAH 003).

Între posturile de încărcare, vasele de stocare, vasele de scurgere și rezervoarele din parcul de gaze lichefiate s-au prevăzut linii de egalizare a presiunii. Fiecare vas de stocare din cadrul rampei este prevăzut pentru protecție cu câte două supape de siguranță, una care descarcă în rețeaua de faclă de înaltă presiune și una care descarcă în atmosferă. Vasele de scurgere sunt și ele protejate cu câte o supapă de siguranță ce descarcă în conducta de faclă de înaltă presiune.

Platforma și șopron pompe și compresor

Vehicularea produselor de la vasele de stocare 168-R1, 168-R2, 168-R3 la rampa de încărcare se face cu pompele 168P1 A B C care au un debit de 50 mc/h. Pentru flexibilitatea sistemului s-a creat posibilitatea interconectărilor tuturor rezervoarelor cu cele 3 pompe, astfel încât dacă o pompă se defectează să poată fi înlocuită în orice moment cu una din cele două care nu este folosită.

Din vasele de stocare în aspirațiile pompelor sunt conductele 168-GL-004-100-F271, 168-GL-005-100-F271 și 168-GL-006-100-F271. Din refularea pompelor produsele sunt trimise la posturile de încărcare prin două linii denumite 168-GL-009-80-F271 și 168-GL- 010-80-F271.

Pentru cazul în care nu se mai încarcă în cisterne o scurtă perioadă, s-au realizat conducte de recirculare (168-GL-031-80-F271, 168-GL-032-80-F271) de la pompe la vasele de stocare. La cele două posturi de încărcare se poate livra simultan un singur produs sau două produse diferite. Pentru siguranța și pentru a se evita oprirea pompelor 168-P1A,B,C, s-au prevăzut conducte pentru recircularea produselor de la brațele de încărcare la vasele de stocare.

Pentru cazuri accidentale, dacă este necesară golirea autocisternei, s-a prevăzut un compresor 168-K1. Conducta din refularea compresorului este protejată cu o supapă de siguranță. S-a creat posibilitatea legării compresorului cu oricare din cele 3 rezervoare și cu autocisterna avariata. Prin presiunea creată compresorul asigură circulația produselor dinspre cisternă spre vasul de stocare necesar.

Pentru protecția acestor echipamente dinamice și a operatorilor ce le deservesc, s-a prevăzut un șopron metalic.

Rampa de încărcare propriu-zisă

Rampa de încărcare GPL a fost prevăzută cu două posturi de încărcare de 50 mc fiecare. Prin aceasta s-a creat posibilitatea încărcării simultane a două autocisterne cu același produs sau cu produse diferite. Posturile de încărcare sunt identice și sunt prevăzute cu câte două brațe de încărcare, unul pentru încărcarea autocisternei și altul pentru egalizarea presiunii între autocisternă și rezervorul din care se aprovizionează.

Conductele din refulările pompelor 168-P1A, B, C, ajung la brațele de încărcare astfel:


-168-GL-009-80-F271 se ramifică pentru a putea livra ambelor posturi la primul post ajunge 168-GL-009-80-F271, iar la al doilea 168-GL-013-80-F271. Pe aceste două conducte sunt montate robinete acționate de la distanță (electroventile) MOV127, MOV104 pentru a se putea face distribuția produsului la posturi. Totodată aproape de conectarea brațelor de încărcare la cele două conducte mai sunt montate două robinete acționate de la distanță (electroventile) MOV101, MOV102 care permit începerea umplerii autocisternei. Se iau toate aceste măsuri de siguranță deoarece orice mică neatenție poate provoca accidente periculoase.

-168-GL-010-50-F271 se ramifică pentru a putea livra produs ambelor posturi. Pentru primul post conducta 168-GL-010-80-F271 se interconectează cu 168-GL-009-80-F271, iar pentru al doilea conducta 168-GL-014-80-F271 se interconectează cu 168-GL-013-80-F271. Pe aceste două conducte sunt montate robinete acționate de la distanță (electroventile) MOV103, MOV105 pentru a se putea face distribuit produsului la posturi.

Pentru a nu se opri pompele 168-P1A,B,C s-au realizat recirculări la rezervoare ale produselor livrate. Pe conducte de recirculare, simbolizate 168-GL-015-50-F271 și 168-GL-018-50-F2710, sunt montate robinete acționate de la distanță (electroventile) MOV101-1, MOV101-2 pentru o exploatare mult mai sigură și mai rapidă. Pentru flexibilitatea sistemului, cele două recirculări sunt la rândul lor interconectate cu fiecare rezervor în parte.

Conductele de la brațele de egalizare, simbolizate 168-EG-007-50-F251 și 168-EG-007a-50-F251, sunt conectate într-o singură conducta (168-EG-007-50-F251) care apoi poate distribui produsul vapori la fiecare din cele trei rezervoare prin conductele 168-EG-004-50-F251 (168-R1), 168-EG-005-50-F251 (168-R2) și 168-EG-004-50-F251 (168-RR3).

Totodată produsul vapori poate fi dirijat și la rezervoarele din parcul de gaze lichefiate, prin conductele 168-EG-010-50-F251 (ramificată din 168-EG-004-50-F251), 168-EG-011-50-F251 (ramificată din 168-EG-005-50-F251) și 168-EG-012-50-F251 (ramificată din 168-EG-006-50-F251)

	CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești	Comanda DG-0545 din 15.03.2022
	LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT	Proiect nr. MD 2000.006

Pe conductele de egalizare, sunt montate robinete acționate de la distanță (electroventile) MOV101-2, MOV102-2 pentru o exploatare mult mai sigură și mai rapidă.

Sistem de odorizare

Gazele lichefiate trebuie să fie odorizate ca să poată fi recunoscute încă din momentul când sunt într-o concentrație foarte mică în atmosferă, evitându-se astfel accidentele.

Pentru aceasta se utilizează un sistem de odorizare cu etil mercaptan. Acest gaz este introdus prin conductele 168-EM-001-150-F271 și 168-EM-002-15-F271 în conductele (168-GL-009-80-F271, 168-GL-010-80-F271) ce transporta gazele lichefiate la cele două posturi de încărcare. Pentru injecția mercaptanului se folosește un sistem tip „package” ca atare.

Sistemul de odorizare, este funcțional însă, nu se mai utilizează, gazele lichefiate fiind odorizate înainte să ajungă în Parcul de Gaze Lichefiate!

Cântare cu celule tensiometrice și șopronul aferent acestora

În dreptul fiecărui post de încărcare se află montat câte un cântar cu celule tensiometrice pentru a se controla gradul de încărcare al autocisternei. În momentul în care s-a atins acest grad de încărcare se transmite un semnal la calculatorul de proces care comandă închiderea robinetelor cu motor montate pe conductele de încărcare (MOV101, MOV102) respectiv conductele de egalizare (MOV101-2, MOV102-2) și deschiderea robinetelor cu motor montate pe conductele de recirculare (MOV 101-1, MOV 102-1).

Pentru protecția acestor echipamente și a operatorilor ce le deservește, s-a prevăzut un șopron metalic.

Birou comercial și casa AMC

Pe platforma rampei de încărcare GPL în cisterne auto s-a prevăzut o clădire cu următoarele funcțiuni:

- birou pentru tranzacțiile comerciale între vânzător (reprezentant PLK) și cumpărător gaze lichefiate.
- amplasarea pupitrelor și echipamentelor AMC;
- amplasarea tabloului electric și UPS. Clădirea este prevăzută cu instalații sanitare.

Parcare autocisterne

Pentru parcare autocisternelor în așteptare la încărcare s-a prevăzut o parcare în cadrul platformei rampei.


Instalația Gaze Lichefiate

Instalația GL nu este o instalație tehnologică propriu-zisă, ea fiind destinată în principal depozitării gazelor lichefiate produse de instalațiile din cadrul rafinării (FG,CC).

Instalația este formată din următoarele obiective:

- parcul de rezervoare cilindrice orizontale 16/47a, cuprinzând 19 vase de câte 194 mc fiecare;
- parcul de rezervoare sferice 16/47b+c, cuprinzând 16 sfere de câte 1000 mc fiecare;
- rampa C.F. pentru încărcare gaze petroliere lichefiate.

Parcul de vase orizontale 16/47a

	CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești	Comanda DG-0545 din 15.03.2022
	LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT	Proiect nr. MD 2000.006

Parcul de vase orizontale 16/47a cuprinde 19 vase de câte 194 mc fiecare, destinația prin proiect a acestora fiind următoarea:

- vasele V1,V2,V3 destinate depozitarii de izopentan de la FG;
- vasele V4,V5,V6 destinate depozitarii de n-pentan din FG;
- vasele V7,V8,V9,V10,V11 destinate depozitarii n-butanului și izobutanului în FG;
- vasele V12,V13,V14,V15 destinate depozitării propanului din FG și CC;
- vasele V19,V20,V21,V22 destinate pentru depozitarea pentanului.

Casa de pompe 17/8a

Casa de pompe 17/8a este o platforma neacoperită, betonată pe care sunt amplasate pompele P2a,r, P2b,c, P3a,r, P4a,r, P5a,r, P6a,r, P7a,r.

Pompele sunt de tip centrifugal verticale-submersibile, livrate de firma Toyo-Menka din Japonia și au următoarele destinații:

- P8a,r – scoase din funcțiune;
- P4a,r – aspiră din vasele V10,V11 pe conducta PG-17/8a-011-150 sau din vasele V7,V8,V9 pe conducta PG-17/8a-018-150 și refulează pe conducta PG-17/8a-013-150, izobutan la rezervoarele de benzină auto din parcul 16/38,40,45 sau normal butan, izobutan la rampa de GPL pe conducta PG-17/8a-015-100.
- P5a,r – aspiră propan din vasele V12÷V15 pe conductele PG-17/8a-019-021 și 023- 100, refulează la rampa CF;
- P6a,r – aspiră fracție C5 din vasele V1÷V3 pe conducta PG-17/8a-029-200 sau pentan din vasele V19÷V22 după cum au fost prevăzute în proiect, urmând să refuleze la rampă sau la parcul de benzină auto.
- P7a,r – aspiră propan din vasele V12÷V15 din trasul pompei 5r, putându-se utiliza în locul pompei P5r.

Când produsul dintr-unul sau mai multe vase orizontale din parcul 16/47a este neconform acesta poate fi pompat cu una din pompele stației 17/8a, prin colectorul de neconform al instalației FG. Pomparea produselor neconforme se face numai cu avizul prealabil al șefului de instalație FG.

Parcul de rezervoare sferice 16/47b,c

Parcul 16/47b,c cuprinde 16 sfere de 1000 mc fiecare și două case de pompe. Destinația sferelor este:

- T144÷T150 se folosesc pentru depozitarea fracției C4;
- T151÷T153,T157 se depozitează propilena;
- T 154÷T155 depozitează GPL. auto;
- T156 poate stoca propan sau propilenă.

Urmare a deciziei de suplimentare a spațiului de depozitare pentru fracția C5 s-au realocat sferele F971A și F971B (sferele au fost inițial de etilenă). Pentru deservirea acestor sfere s-au alocat pompele G971a și G971b. S-au creat următoarele posibilități:

- F971A,F971B pot primi fracție C5 direct din FG;
- F971A,F971B pot primi fracție C5 din vasele de fracție C5 din parc;
- se poate pompa fracție C5 la izomerizare, la vasele de fracție C5 și recirculare la sfera paralela.

Casa de pompe 17/8b

Este o platformă betonată, neacoperită, pe care sunt amplasate pompele P8a,r, P9a,r, P10a,r și P151a,r.

Pompele P8a,r, P9a,r și P10a,r sunt pompe verticale submersibile livrate de firma Toyo Menka din Japonia, iar pompele P151a,r sunt pompe orizontale livrate de firma austriacă Worthinhton și au următoarele funcții:

- P8a,r – scoase din funcțiune;

P9a,r – aspiră din sferile T144-T145 pe conducta PG-17/8b-001-200, din sferile T146-T147 pe conducta PG-17/8b-0003-200 și din sferile T149-T150 prin același călăreț de la P8a,r și refulează la rampa de încărcare GPL pe conducta PG-17/8b-005-150 sau la rezervoarele de benzină auto din parcurile 16/38,40 și 45 pe conducta PG-17/8b-007-150.

- P10a,r – aspiră din sferile T149-T150 pe conducta PG-17/8b-017-200 și refulează la rampa de GPL pe conducta PG-17/8b-019-150.

- P151a,r – scoase din funcțiune.

Casa de pompe 17/8c

Este o platformă betonată neacoperită, ca și 17/8b, care cuprinde pompele: P11a,r, P12a,r; P14a,r și P15a,r.

În apropierea acestora, sunt amplasate pe o platformă mai mică pompele P13/1,2. Toate pompele sunt de tip vertical submersibile, livrate de aceeași firmă japoneză

Toyo-Menka (P11a,r; P12a,r și P14a,r) de Ocher Sden Linz din Austria (P13/1,2) și Byrin Jackson din Olanda (P15a,r). Aceste pompe îndeplinesc următoarele funcții:

- P11a,r – scoase din funcțiune;

- P12a,r – din T151÷T157 astfel: pe conducta PG-18/4a1-073-100 din T151, T152 și T153, pe conducta 18/4a1-086-100 și 7/8a-125-140 prelungire din sferile T156-T157 și refulează astfel:

- propilena la rampa GL prin călărețul ce face legătura cu conducta 18/4a1-046-150 (fracție butandienică la rampă);

- "călărețul" care unește conductele 18/4a1-136-80 cu 18/4a1-056-100, refulează în sferile T153, T152, T151 prin conducta 18/4a1-057-100;

- refulează prin "călărețul" care unește conducta 18/4a1-136-80 cu 18/4a1-056-100, în T154÷T157;

- P14a,r – aspiră din T151÷T153 pe conducta PG-18/4a1-064-250 sau din T154÷T157 pe conducta 18/4a1-068-250 și refulează la rampa de încărcare GPL.

- P15a,r – scoase din funcțiune;

- P13/1,2 – scoase din funcțiune;

Rampa de încărcare gaze petroliere lichefiate

Rampa de încărcare - descărcare GPL are rolul de a asigura expedierea produselor depozitate în parcurile 16/47a,b,c prin încărcarea acestora în cisterne (cazane) CF.

Rampa de încărcare GPL are rolul de a asigura expedierea produselor depozitate în parcurile 16/47 a,b,c prin încărcarea acestora în cisterne (cazane C.F.) și descărcarea g.p.l. (n-butan, propan,) expediate de alte combinate petrochimice prin cazane la instalația G.L. în parcurile 16/47 a,b,c.

Pentru înțelegerea procesului tehnologic se va prezenta mai întâi rampa de încărcare compusă din 4 posturi de încărcare și apoi rampa de descărcare compusă din 2 posturi.

Rampa de încărcare GPL Aceasta cuprinde:

1. Linia C.F. ;
2. Construcția rampei ;
3. Cantarele electronice ;
4. Cabinele cantarelor ;

5. Conductele tehnologice si de utilitati ;
6. Posturi de incarcare ;
7. A.M.C.

Linia C.F. Rampa de incarcare este amplasata pe linia C.F.U. Aceasta are o lungime totala de 323 m, din care 234 m in aliniament si 158 m in palier. In zona rampei de incarcare linia C.F. este in aliniament si palier.

Constructia rampei. Cuprinde o platforma de beton din stalpi prefabricati si placi prefabricate cu o lungime de circa 57 m, latime de 1-1,6 m, situata la o cota de nivel de 4,2 m. Aceasta este prevazuta cu balustrade metalice si 2 scari inclinate la capete. Are 4 posturi de incarcare. Prin proiect, au fost prevazute 3 posturi, dar aparand necesitatea evacuarii propanului si butanului s-au facut amenajarile necesare: conducte+ cantarul + linia cantarului – in partea sudica a rampei, pe palier opus si putin mai jos de postul nr. 1.

In dreptul celor 3 posturi initiale, s-a prevazut cate un podet rabatabil, un troliu de mana si 2 macarale pivotante pentru ridicarea furtunelor. Acestea au fost prevazute pentru cisternele cu incarcare pe sus, dar in prezent nu se mai utilizeaza, cisternele incarcandu-se pe jos.

Platforma rampei la nivelul "0" este prevazuta cu dale de beton.

Cantarele Sunt electronice, FLINTAB, prevazute pentru fiecare post de incarcare si au destinatia de a cantari produsul incarcat in cisterne.

Conductele tehnologice si de utilitati. In lungul rampei de incarcare sunt montate pe estacada urmatoarele conducte:

- conducte Dn 150 pentru 5 fractii de g.p.l., pe care se pompeaza din parcurile 16/47 a,b,c la rampa : fractie butadienica, izo-butan, fractie izoprenica (n-pentan), butan-butene - 5 conducte Dn 80-linii de egalizare spre parcurile 16/47a,b,c pentru fractiile mai sus mentionate ;
- abur medie presiune pe linie Dn 80, pentru statiile de serviciu ;
- linie Dn 50 pentru gaz inert ;
- linie Dn 150 pentru degazare in facla ;
- linie abur de joasa presiune pentru refierbatorul S1 si pentru insotitori ;
- linie de condens abur joasa presiune.


Posturi de incarcare

Incarcatoarele pe faza lichida de C3-C4 sunt legate fiecare la conductele principale Dn 150, de fractii lichide si respectiv la conducta de facla, prin linii Dn 50 prevazute cu 2 robineti de inchidere.

Egalizarile pe faza gazoasa de C3-C4 sunt legate fiecare la conductele principale Dn 80 de egalizare fractii C3-C4 vapori si respectiv la conducta de facla, prin liniile Dn 50 prevazute cu 2 robineti de inchidere.

Conducta de gaz inert este legata de conducta principala de G.I. Fiecare incarcator si egalizare sunt prevazute cu urmatoarele :

- un robinet de inchidere Dn 50 Pn 40 si o flansa Dn 50 Pn 40 PA1 pentru racordarea furtunului, montata la circa 1 m de la sol ;
- un robinet de inchidere Dn 50 Pn 40 si o flansa Dn 50 Pn 40 PA1 pentru racordarea furtunului, montata la circa 1 m de la platforma cotei de 4,2 m (pentru incarcarea cazanelor pe sus) ;
- Conducta cu racordul de gaz inert are prevazut urmatoarele :
- un robinet de inchidere Dn 50 Pn 25 si o flansa Dn 50 Pn 40 PA1 pentru racordarea furtunurilor, montata la circa 1 m de la sol si unul identic montat la circa 1 m de la platforma cotei de 4,2 m .

	CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești	Comanda DG-0545 din 15.03.2022
	LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT	Proiect nr. MD 2000.006

A.M.C.- din punct de vedere A.M.C., rampa de incarcare GPL este dotata cu manometre pentru masurarea presiunii pe diferite conducte.

4.6.3. Rampa țitei

Rampa de descărcare țitei se compune din doua fire de descarcare cu 10 posturi pe fir legate intr-un colector ce merge in aspiratia pompelor de descarcare. Rampa s-a modernizat, prin montarea a doua estacade de conducte, dotate cu podete de acces pe cazane, un colector cu zece posturi, pe firul 2, pentru descarcare biodiesel si 2 pompe aferente P1A,P1R, si un colector cu zece posturi, pe firul 1, pentru descarcare Bioetanol/MTBE/ETBE cu doua pompe aferente, P2A, P2R.

Pregătirea pentru descărcare titei

- Se verifică existența și integritatea sigiliilor. Dacă se constată nereguli, se încheie un proces verbal de constatare.
- Se ridica capacele domelor de la cazane.
- Se efectuează legarea furtunelor de descărcare la cazane și se verifică etanșeitarea legăturilor și a furtunelor.
- Se efectuează legătura la abur pentru cazanele al căror produs necesită decongelare.
- Se pune împământarea la cazane.
- Se pune în funcțiune încălzirea pentru decongelarea produselor petroliere din cazane, deschizând robinetii pe liniile de abur (dacă este cazul, în perioada rece).
- După decongelare, se deschid robinetii spre colector și vasul V1.

Racordarea la pompele de descărcare și golire a cisternelor CF

- După ce nivelul în vasul V1 depășește 27%, sunt amorsate pompele P1a,r și/sau pompa P2.
- Se realizează linia de descărcare de la pompe până la rezervoarele T5, T6, T70-T75 și se pornesc pompele P1a,r și/sau pompa P2.
- După ce a fost primită confirmarea efectuării traseului, operatorul șef rampă țitei pornește pompele P1 a,r și/sau P2.

Atâta timp cât durează descărcarea, sunt supravegheate:


- Nivelul în vasul V1: dacă scade sub 17% se oprește pomparea și se reia când crește peste 27%;
- Nivelul în cazane;
- Etanșeitarea întregului sistem.

Deconectarea cisternelor CF de la descărcarea și predarea operatorului de transport feroviar (OTF)

- După golire cazanele CF sunt verificate.
- Dacă se constată că sunt perfect golite se procedează la închiderea robinetului central, închidere capac domă, închidere robinet lateral, închidere robinet spre colector, demontarea legăturilor mobile de descărcare (furtune)
- Dacă nu sunt golite complet se dispune și se execută măsurile necesare pentru ca acestea să se descarce complet.
- Dacă s-a descărcat produs congelabil linia se spală cu motorină și se suflă.

Descărcarea de FAME decurge astfel:

Vagoanele de tip cisterna CF se cantaresc la plin (brut) si se genereaza tichete de cantar/nota de greutate.

	CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești	Comanda DG-0545 din 15.03.2022
	LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT	Proiect nr. MD 2000.006

Firma transportatoare introduce în Rampa descarcare titei la grupuri de maxim 10 cisterne, pe firul 2, pe baza de telefonograma transmisa de impiegatul de miscare.

Seful de formatie Parc Rezervoare transmite telefonograma la firma prestatoare de servicii de inspectie si incercare si solicita prelevarea probelor din cisternele CF pentru analiza.

In momentul sosirii probagiului, operatorul de la Instalatia Parc Rezervoare, desigileaza doma cazanului, iar probagiul recolteaza proba.

Seful de formatie Parc rezervoare transmite la firma prestatoare de servicii de inspectie si incercare certificatul de calitate a mărfii.

Seful de formatie Parc rezervoare desemneaza personalul care se ocupa de descarcarea cisternelor CF, asigura materialele si sculele necesare, echipamentul prevazut in normele de SSM.

Operatorul DCS noteaza in raportul de pompari masura initiala a rezervorului in care urmeaza sa se efectueze descarcarea.

Pentru descarcarea cisternelor CF, operatorul efectueaza linia de descarcare prin deschiderea ventililor de admisie la pompa P1A sau P1R din rampa de descarcare FAME si continua cu deschiderea ventililor pe linie, pana la rezervoarele T81, 26, 79, 117.

Dupa legarea furtunurilor la cisterne se incepe descarcarea prin amorsarea si pornirea pompei.

Operatorul Parc Rezervoare porneste pompa din Rampa FAME si deschide ventilul de pe refularea pompei.

Operatorul Parc Rezervoare urmareste descarcarea componentului FAME prin vizualizarea periodica a nivelului din cisternele CF.

La terminarea descarcarii cisternelor CF, operatorul Parc Rezervoare opreste pompa si inchide ventilile de pe refularea si aspiratia pompei si verifica prin inspectie vizuala daca cisternele s-au golit.

Dupa terminarea descarcarii se izoleaza linia in parc la rezervoarele T81,26,79,117.

Operatorul DCS inst. Parc Rezervoare noteaza in RP masura finala a rezervorului si transmite telefonograma catre firma transportatoare pentru scoaterea cisternelor din rampa si directionarea lor la cantarul CF. Cisternele CF se vor cantari la gol (tara) si se vor genera tichete de cantar in vederea intocmirii procesului verbal de receptie cantitativa a marfii (net).

Descărcarea de bioetanol/ETBE/MTBE decurge astfel:

Vagoanele de tip cisterna CF se cantaresc la plin (brut) si se genereaza tichete de cantar/nota de greutate.

Firma transportatoare introduce în Rampa descarcare titei la grupuri de maxim 10 cisterne, pe firul 1, pe baza de telefonograma transmisa de impiegatul de miscare.

Seful de formatie Parc Rezervoare transmite telefonograma la firma prestatoare de servicii de inspectie si incercare si solicita prelevarea probelor din cisternele CF pentru analiza.

In momentul sosirii probagiului, operatorul de la Instalatia Parc Rezervoare, desigileaza doma cazanului, iar probagiul recolteaza proba.

Seful de formatie Parc rezervoare transmite la firma prestatoare de servicii de inspectie si incercare certificatul de calitate a mărfii.

Seful de formatie Parc rezervoare desemneaza personalul care se ocupa de descarcarea cisternelor CF, asigura materialele si sculele necesare, echipamentul prevazut in normele de SSM.

Operatorul DCS noteaza in raportul de pompari masura initiala a rezervorului in care urmeaza sa se efectueze descarcarea.

Pentru descarcarea cisternelor CF, operatorul efectueaza linia de descarcare prin deschiderea ventilelor de admisie la pompa P2A sau P2R din rampa de descarcare FAME si continua cu deschiderea ventilelor pe linie, pana la rezervoarele T126,T125 pentru bioetanol, T91,T124 pentru ETBE sau T83,T84 pentru MTBE.

Dupa legarea furtunurilor la cisterne se incepe descarcarea prin amorsarea si pornirea pompei.

Operatorul Parc Rezervoare porneste pompa din Rampa bioetanol si deschide ventilul de pe refularea pompei.

Operatorul Parc Rezervoare urmareste descarcarea produsului prin vizualizarea periodica a nivelului din cisternele CF.

La terminarea descarcarii cisternelor CF, operatorul Parc Rezervoare opreste pompa si inchide ventilele de pe refularea si aspiratia pompei si verifica prin inspectie vizuala daca cisternele s-au golit.

Dupa terminarea descarcarii se izoleaza linia in parc prin inchiderea robinetelor, inclusiv la rezervorul unde s-a executat descarcarea.

Operatorul DCS inst. Parc Rezervoare noteaza in RP masura finala a rezervorului si transmite telefonograma catre firma transportatoare pentru scoaterea vagoanelor din rampa si directionarea lor la cantarul CF. Cisternele CF se vor cantari la gol (tara) si se vor genera tichete de cantar in vederea intocmirii procesului verbal de receptie cantitativa a marfii (net).

NOTĂ: Rampa de descărcare metanol, ca și Parcul de metanol deservesc instalația TAME – MTBE și nu fac parte din Aria AFPE. Detalii privind aceste obiecte se regăsesc la descrierea Instalației TAME / TAE - MTBE / ETBE, de la capitolul 2.5.1. Descrierea proceselor tehnologice al Raportului de amplasament.

Lista cuprinzând caracteristicile rezervoarelor din componența fiecărui parc este prezentată în **Tabelele 31, 32 și 33.**

Tabelul 31: Rezervoare funcționale de țitei, semifabricate și produse finite

Nr. crt.	Nr. rezervor/ Parc	Capacitate nominală m³	Diametru mm	Înălțime mm	Tip capac	Observații
ȚITEI						
1.	T5 / Parc 16/4	20.000	42670	16130	flotant	Etanșare dublă
2.	T6 / Parc 16/4	20.000	42670	16074	flotant	Etanșare dublă
3.	T7 / Parc 16/5	20.000	42670	16153	flotant	Etanșare dublă
4.	T8 / Parc 16/5	20.000	42670	16105	flotant	Etanșare dublă
5.	T9 / Parc 16/5	20.000	42670	16074	flotant	Etanșare dublă
6.	T2/5 /Parc țitei 50000	50.000	60960	20320	flotant	Etanșare dublă
BENZINĂ DAV3						
7.	T24 / Parc 16/11	5.000	22814	12930	flotant	
8.	T25 / Parc 16/11	5.000	22814	12930	flotant	
BENZINĂ Cx						



CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești

Comanda **DG-0545** din
15.03.2022

LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT

Proiect nr.
MD 2000.006

Nr. crt.	Nr. rezervor/ Parc	Capacitate nominală m ³	Diametru mm	Înălțime mm	Tip capac	Observații
9.	T39 / Parc Cocsare	2.000			flotant	
BENZINĂ HIDROGENATĂ						
10.	T22 / Parc 16/10	5.000	22814	12930	flotant	
11.	T23 / Parc 16/10	5.000	22814	12930	flotant	
BENZINĂ RC						
12.	69 / Parc 16/40	5.000	21250	12030	fix	
13.	T120 / Parc 16/40	2.000	15194	12030	fix	
14.	T122 / Parc 16/40	2.000	15194	12030	fix	
BENZINĂ CC						
15.	T26 / Parc 16/22	5.000	21250	12930	flotant	
BENZINĂ FINITĂ						
16.	T3/5 50000 mc	50.000	60960	20320	flotant	Etanșare dublă
17.	T132 / Parc 16/45	5.000	22814	12930	flotant	Etanșare dublă
18.	T133 / Parc 16/45	5.000	22814	12930	flotant	Etanșare dublă
19.	T135 / Parc 16/45	5.000	22814	12930	flotant	Etanșare dublă
20.	T138 / Parc 16/45	5.000	22814	12930	flotant	Etanșare dublă
21.	T100 / Parc 16/33	5.000	22814	12930	flotant	Etanșare dublă
22.	15 / Parc 16/46	5.000	22814	12930	flotant	Etanșare dublă
23.	T136 / Parc 16/45	5.000	22814	12930	flotant	Etanșare dublă
24.	T137 / Parc 16/45	5.000	22814	12930	flotant	Etanșare dublă
25.	T99 / Parc 16/33	5.000	22814	12930	flotant	Etanșare dublă
MTBE						
26	T83 / Parc 16/25	2.000	15180	12000	fix cu membrană plutitoare	
27	T84 / Parc 16/25	2.000	15180	12000	fix cu membrană plutitoare	
BIOETANOL						
28	T125 / Parc 16/29	2.000	15180	12289	fix cu membrană plutitoare	
29	T126 / Parc 16/29	2.000	15180	12289	fix cu membrană plutitoare	
ETBE						
30	T124/ Parc 16/29	1000	12380	10485	fix cu membrană plutitoare	



CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești

LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT

Comanda DG-0545 din
15.03.2022Proiect nr.
MD 2000.006

Nr. crt.	Nr. rezervor/ Parc	Capacitate nominală m ³	Diametru mm	Înălțime mm	Tip capac	Observații
31	T91/ Parc 16/29	1000	12380	10485	fix cu membrană plutitoare	
BENZINĂ FINITĂ – RAMPA AUTO						
30	R1 / Rampa auto	2.000	15194	11800	fix cu membrană plutitoare	
31	R4 / Rampa auto	2.000	15194	11800	fix cu membrană plutitoare	
32	R5 / Rampa auto	2.000	15194	11800	fix cu membrană plutitoare	
33	R6 / Rampa auto	2.000	15194	11800	fix cu membrană plutitoare	
34	207 / Rampa auto	1.000	12000	10000	fix cu membrană plutitoare	
MOTORINĂ – MATERIE PRIMĂ HPM						
35	T18 / Parc furfurol	5.000	22814	12930	flotant	
36	T19 / Parc furfurol	5.000	22814	12930	flotant	
37	T20 / Parc furfurol	3.500	18996	12330	flotant	
38	T21 / Parc furfurol	3.500	18996	12330	flotant	
39	T40 / Parc Cocsare	2.000	15142	12200	fix	
40	T41 / Parc Cocsare	2.000	15142	12200	fix	
41	R80 / Parc 16/24	1.200	12330	11000	fix	
42	68 / Parc 16/40	4.000	21900	11300	fix	
MOTORINĂ 1 CC						
43	615 / Parc 16/17	1.000	12334	8845	fix	
44	616 / Parc 16/17	1.000	12334	8845	fix	
MOTORINĂ FINITĂ LA AFPE						
45.	T 108 / parc 16/35	1.000	12334	8845	fix	
46.	2 / Parc 16/16	6.000	24600	13000	fix	
47.	91 Parc 16/28	2.000	15194	11800	fix	
48.	92 Parc 16/28	2.000	15194	11800	fix	
49.	T101 Parc 16/28	5.000	22810	11845	fix	
50.	T117 Parc 16/38	10.000	32442	13000	flotant	
51.	T118 Parc 16/39	10.000	32442	13000	flotant	
52.	T139 Parc 16/45	5.000	22810	11840	fix	
53.	T106 Parc 16/35	2.000	15194	11805	fix	
54.	T107 Parc 16/35	2.000	15194	11805	fix	
55.	T3 / Parc 16/3	20.000	42670	14630	flotant	
56.	T4 / Parc 16/3	20.000	42670	14630	flotant	
57.	T1/5 / Parc țitei 50000	50.000	60960	20320	flotant	Etanșare dublă
MOTORINA FINITĂ – RAMPA AUTO						

Nr. crt.	Nr. rezervor/ Parc	Capacitate nominală m ³	Diametru mm	Înălțime mm	Tip capac	Observații
58	R2 / Rampa auto	2.000	15194	11800	fix	
59	R3 / Rampa auto	2.000	15194	11800	fix	
60	T89 / Rampa auto	600	11960	8850	fix	
61	T90 / Rampa auto	600	11960	8850	fix	
62	T85 / Rampa auto	400	8530	7800	fix	
63	T86 / Rampa auto	400	8530	7800	fix	
COMPONENT BODIESEL						
64	26 / Parc 16/24	1.800	15180	11805	fix	
65	T81 / Parc 16/24	1.500	15180	10300	fix	
66	117 / Parc 16/24	2.500	18300	10300	fix	
67	R 79 / parc 17/24	1.500	14760	10300	fix	
MATERIE PRIMĂ CC						
68	T27 / Parc 16/12	5.000	22790	12930	flotant	
69	T28 / Parc 16/12	5.000	22790	12930	flotant	
70	T29 / Parc 16/12	5.000	22790	12930	flotant	
71	77 / Parc 16/24	1.500	12334	8845	fix	
72	78 / Parc 16/24	1.500	12334	8845	fix	
73	114 / Parc 16/24	6.000	28340	13920	fix	
REZIDUU CC și semigudron						
74	T30 / Parc cocsare	2.000	15142	12250	fix	
75	T31 / Parc cocsare	2.000	15142	12300	fix	
SEMIGUDRON						
76.	T32 / Parc cocsare	2.000	15142	12220	fix	
77.	T33 / Parc cocsare	2.000	15142	12220	fix	
78.	T34 / Parc cocsare	2.000	15142	12310	fix	
79.	T35 / Parc cocsare	2.000	15142	12290	fix	
80.	T36 / Parc cocsare	2.000	15142	12240	fix	
81.	T37 / Parc cocsare	2.000	15142	12240	fix	
82.	T140 / Parc 16/46	10.000	32442	13000	fix	
MOTORINĂ REZIDUALĂ DE CC						
83.	T127 / Parc 16/43	2.000	15194	11800	fix	
84.	T128 / Parc 16/43	2.000	15194	11800	fix	
85.	V9-Cx/Parc Cocsare	100	5000	5500	fix	
86.	V10-Cx/Parc Cocsare	100	5000	5500	fix	
87.	V11-Cx/Parc Cocsare	100	5000	5500	fix	
88.	V12-Cx/Parc Cocsare	100	5000	5500	fix	
ȘLOPS						
89.	T3CX / Parc Cocsare	660	9580	9150	fix	
90.	T4CX / Parc Cocsare	660	9580	9150	fix	
91.	646 / Parc B.U.	400	8320	7340	fix	
92.	648 / Parc B.U.	400	8320	7350	fix	
93.	T1 / Parc 16/1	5.000	22790	12930	flotant	
94.	T2 / Parc 16/1	5.000	22790	12930	flotant	
95.	T12 / Parc 16/7	2.000	15400	10570	fix	

Nr. crt.	Nr. rezervor/ Parc	Capacitate nominală m ³	Diametru mm	Înălțime mm	Tip capac	Observații
96.	T13 / Parc 16/7	2.000	15400	10570	flotant	
97.	T14 / Parc 16/7	2.000	15400	10550	fix	
ȚIȚEI / SEMIFABRICATE (distilat de vid, păcură, semigudron, șlops)						
98.	T70 / Parc 16/1 țigței	5.000	22790	14430	flotant	
99.	T71 / Parc 16/1 țigței	5.000	22790	13545	flotant	
100.	T72 / Parc 16/6 țigței	5.000	22790	13215	flotant	
101.	T73 / Parc 16/6 șlops	5.000	22790	13672	flotant	
102.	T74 / Parc 16/6 țigței	5.000	22790	13215	flotant	
103.	T75 / Parc 16/6 țigței	5.000	22790	13794	flotant	
BENZINA din sistemul de recuperare vapori						
104.	377	1200	12000	9000	fix cu membrană plutitoare	
105.	T97	400	8530	7470	fix cu membrană plutitoare	
106.	T98	400	8530	7470	fix cu membrană plutitoare	
METANOL						
107.	TK601A	350	640	11000	fix sub pernă de azot	
108.	TK601B	350	640	11000	fix sub pernă de azot	
109.	TK602	350	640	11000	fix sub pernă de azot	
110.	TK701A	500	760	11000	fix sub pernă de azot	
111.	TK701B	500	760	11000	fix sub pernă de azot	
112.	TK702	500	760	11000	fix sub pernă de azot	

Din punct de vedere al dotărilor, toate rezervoarele au prevăzut inel de stingere cu spumă, sistem de telemăsură. Rezervoarele cu capac fix dispun de supape de respirație. Rezervoarele de produse volatile sunt dotate cu etanșare dublă, membrană interioară sau pernă de azot, după caz.

Tabelul 32: Stocare gaze lichefiate

Poziție montaj	Capacitate nominală m³	Diametru mm	Lungime / Înălțime mm
BUTAN			
V7	200	3400	22040/3440
V8	200	3400	22040/3440
V9	200	3400	22040/3440
V10	200	3400	22040/3440
V11	200	3400	22040/3440
T144 (sferă)	1.000	12400	12460
T145 (sferă)	1.000	12400	12460
T146 (sferă)	1.000	12400	12460
T147 (sferă)	1.000	12400	12460
T148 (sferă)	1.000	12400	12460
T149 (sferă)	1.000	12400	12460
T150 (sferă)	1.000	12400	12460
COMBUSTIBIL PENTRU AUTOMOBILE GPL			
T167/R1	200	3400	22036/3436
T167/R2	200	3400	22036/3436
T167/R3	200	3400	22036/3436
PROPAN			
V12	200	3400	22070/3470
V13	200	3400	22070/3470
V14	200	3400	22070/3470
V15	200	3400	22070/3470
PROPILENĂ / PROPAN / AUTOGAZ			
T151 (sferă)	1.000	12400	12490
T152 (sferă)	1.000	12400	12490
T153 (sferă)	1.000	12400	12490
T154 (sferă)	1.000	12400	12490
T155 (sferă)	1.000	12400	12490
T156 (sferă)	1.000	12400	12490
T157 (sferă)	1.000	12400	12490
TAME / MTBE			
F971A	T144 (sferă)	1.000	12400
F971B	T144 (sferă)	1.000	12400
IZOMERIZAT			
V1	200	3400	22070/3470
V2	200	3400	22070/3470
V3	200	3400	22070/3470
V4	200	3400	22070/3470
V5	200	3400	22070/3470
V19	200	3400	22070/3470
V20	200	3400	22070/3470

Poziție montaj	Capacitate nominală m^3	Diametru mm	Lungime / Înălțime mm
V21	200	3400	22070/3470
V22	200	3400	22070/3470
METIL ETIL CETONĂ			
V6	200	3400	22070/3470

Toate vasele/sferele din parcul GPL sunt dotate cu supape de siguranță, sisteme de stropire, sistem de telemăsură și în jurul acestora există linii de înăbușire cu abur. În plus, parcul are un sistem de drenare în caz de avarie, sistem ce poate prelua un flux de gaz lichefiat pe care îl dirijează către o cuvă de vaporizare aflată la extremitatea parcului. Cuvă este dotată cu inel de înăbușire cu abur.

Tabelul 33: Rezervoare în rezervă sau propuse pentru casare

Nr. crt.	Nr. Parc	Nr. rezervor	Destinația	Capacitate, m^3	Golit/ curățat/ blindat
1.	16/15	T51	casare	1000	Golit, blindat
2.		T52	casare	1000	Golit, blindat
3.		T55	casare	1000	Golit, blindat
4.		T53	rezervă - materie primă cracare	1000	Golit, blindat
5.		T54	rezervă - materie primă cracare	1000	Golit, blindat
6.		T56	casare	1.000	Golit, blindat
7.	16/17	611	casare	400	Golit, blindat
8.		612	casare	400	Golit, blindat
9.		613	casare	400	Golit, blindat
10.		614	casare	400	Golit, blindat
11.		617	casare	400	Golit, blindat
12.		618	casare	400	Golit, blindat
13.	16/18	T58	casare	700	Golit, blindat
14.		T59	casare	700	Golit, blindat
15.		T60	casare	700	Golit, blindat
16.	16/19	T61	casare	1.000	Golit, blindat
17.		T62	casare	1.000	Golit, blindat
18.		T63	casare	1.000	Golit, blindat
19.	16/21	T66	casare	200	Golit, blindat
20.		T67	casare	200	Golit, blindat
21.		T68	casare	200	Golit, blindat
22.		413	casare	100	Golit, blindat
23.	16/23	416	casare	400	Golit, blindat
24.		417	casare	400	Golit, blindat
25.	16/24	T80	casare	1.000	Golit, blindat
26.	16/25	119	casare	2.000	Golit, blindat
27.		381	casare	2.000	Golit, blindat
28.		382	casare	2.000	Golit, blindat

Nr. crt.	Nr. Parc	Nr. rezervor	Destinația	Capacitate, m ³	Golit/ curățat/ blindat	
29.	16/29	T124	functional	1.500	Golit, blindat	
30.		T91	functional	1.200	Golit, blindat	
31.		T92	casare	1.200	Golit, blindat	
32.		T111	demolate	1.200	Golit, blindat	
33.		T112		1.200	Golit, blindat	
34.	16/32	T95		400	Golit, blindat	
35.		T96		400	Golit, blindat	
36.	16/37	T113		500	Golit, blindat	
37.		T114		500	Golit, blindat	
38.		T115		500	Golit, blindat	
39.		T116		500	Golit, blindat	
40.	16/38a	T158		1.000	Golit, blindat	
41.		T159		1.000	Golit, blindat	
42.		T160		1.000	Golit, blindat	
43.	16/39	73			5.000	Golit, blindat
44.	16/40	T119		casare	2.000	Golit, blindat
45.		70	casare	5.000	Golit, blindat	
46.	16/41	T79	casare	1.200	Golit, blindat	
47.	16/43	4	demolat	6.000	Golit, blindat	
48.		65	casare	6.000	Golit, blindat	
49.		66	demolat	6.000	Golit, blindat	
50.	16/44	T129	casare	1.000	Golit, blindat	
51.		T130	casare	1.000	Golit, blindat	
52.		T131	casare	1.000	Golit, blindat	
53.	16/46	T141	demolat	10.000	Blindat	
54.		T14	casare	3.000	Golit, blindat	

Notă: Rezervoarele propuse la casare sunt golite și blindate. Operația de curățire, dacă este cazul, se va face în urma unei inspecții interne a echipamentului în momentul programării pentru dezmembrare.


Rezervoarele propuse la casare sunt izolate față de circuitul tehnologic și curățate.

Reparația rezervoarelor se face în baza unei note de constatare emisă de serviciul SIE. Constatările se fac fie la inspecțiile periodice fie la cererea instalației. După emiterea notei de constatare, rezervorul este golit, curățat, reparat și reintrodus în circuit.

Toate rezervoarele sunt construcții supraterane, montate pe o fundație special confecționată, amplasată în interiorul unei împrejurimi din diguri de beton sau de pământ compactat, numită "cuvă de retenție", capabilă să preia în situație de avarie întreaga încărcătură a rezervorului. Cuvă de scurgere a rezervoarelor este betonată și legată la canalizarea industrială din zonă.

Parcurile de rezervoare sunt prevăzute cu sisteme de iluminat și instalații de prevenire și stingere a incendiilor.

Notă: 1. Destinația rezervoarelor poate fi modificată în funcție de necesitățile tehnice, conjunctura economică, cu respectarea condițiilor de stocare specifice fiecărui produs.

	CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești	Comanda DG-0545 din 15.03.2022
	LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT	Proiect nr. MD 2000.006

2. Legăturile dintre conducte și pompările dintre rezervoare prin casele de pompe pot fi modificate, adaptate sau completate funcție de necesitățile tehnologice ale rafinării și cerințele de calitate ale produselor.

Alte depozite chimice

Materialele auxiliare (chimicale, catalizatori) se aprovizionează prin firme autorizate, se depozitează în magazia centrală sau în magaziile secțiilor tehnologice. Materialele sunt livrate în containere închise etanș și etichetate conform prevederilor în vigoare.

Amplasamentul în cadrul magaziilor se stabilește funcție de proprietățile fizico-chimice, compatibilități și mijloacele de intervenție în caz de incendii. În zona magaziilor există racorduri la canalizarea industrială. Construcția și amenajarea depozitelor și magaziilor destinate diverselor materiale sunt realizate în conformitate cu reglementările în vigoare, cu respectarea prevederilor specifice fiecărui produs, luându-se toate măsurile de prevenire a accidentelor, incendiilor și exploziilor.

Reactivii toxici și precursorii de droguri se depozitează și manipulează conform prevederilor legislației specifice.

Substanțele utilizate în laborator sunt depozitate funcție de compatibilități, pentru a preveni producerea unor evenimente nedorite (incendii, reacții violente cu eliberarea în aer de emisii toxice etc.). Substanțele toxice și periculoase se păstrează în dulap metalic, închis cu cheie.

Supravegherea în zona magaziilor este asigurată în cadrul sistemului de pază organizat la nivelul societății.

Gospodăria de Chimicale

În instalația Gospodăria Chimicale se descarcă și se depozitează NaOH 49°Be (4 rezervoare având capacitatea totală de cca. 165 mc) care se pompează către instalațiile tehnologice consumatoare (DAV3, RC, FG, CC).

Tot în cadrul Gospodăriei de Chimicale se pregătesc și soluții de diferite concentrații (8^0Be - 25^0Be) de hidroxid de sodiu, la cererea instalațiilor consumatoare specificate mai sus.

Chimicalele se aprovizionează în cazane CF și se descarcă în rezervoare.

În cadrul gospodăriei mai sunt spații de depozitare pentru:


- hidroxid de amoniu (2 rezervoare având capacitatea totală de cca. 80 mc)
- acid sulfuric tehnic (2 rezervoare având capacitatea totală de cca. 100 mc)
- soluție de hidroxid de potasiu – 1 rezervor de cca. 22 mc

Aceste spații nu se mai folosesc întrucât chimicalele se aduc direct la instalațiile consumatoare (*mai puțin KOH care nu se mai utilizează*).

CONCLUZII:

Din prezentarea modului de stocare / depozitare și a dotărilor prevăzute pentru depozitele de materii prime și produse finite se apreciază că:

- ***societatea PETROTEL - LUKOIL dispune de spații corespunzătoare pentru depozitare, acestea fiind conforme cu cerințele impuse produselor depozitate;***
- ***rezervoarele de produse petroliere sunt amplasate în “cuve de retenție”, din beton sau pământ compactat, capabile să preia în situație de accident/avarie întreaga încărcătură a rezervorului avariat. Cuva de scurgere a rezervoarelor este betonată și legată la canalizarea industrială din zonă;***
- ***posibilitatea poluării apare doar în cazul unui eveniment care s-ar produce ca urmare a nerespectării normelor de transport, de manipulare și depozitare a produselor vehiculate.***

	CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești	Comanda DG-0545 din 15.03.2022
	LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT	Proiect nr. MD 2000.006

4.7. Alte zone de folosire: estacade de transport produse

Transportul produselor lichide și gazoase pe teritoriul Rafinăriei se realizează prin conducte ce sunt pozate pe estacade. Estacadele existente în incinta PETROTEL - LUKOIL și caracterizarea lor se prezintă mai jos:

- **estacada Drum 17** – pusă în funcțiune în 1977, în lungime de 240 m, este construită din stâlpi de beton armat și grinzi metalice ce susțin conducte prin care se vehiculează gaze de faclă, GPL, utilități (abur, condens, aer tehnic, aer AMC)

- **estacada Drum B** – pusă în funcțiune în 1977, în lungime de 260 m, este construită din stâlpi de beton armat și grinzi metalice ce susțin conducte prin care se vehiculează gaze de faclă, GPL, MEA, DEA, utilități (abur, condens, aer tehnic, aer AMC)

- **estacada Drum 3** – pusă în funcțiune în 1977, în lungime de 720 m, este construită din stâlpi de beton armat și grinzi metalice ce susțin conducte prin care se vehiculează gaze de faclă, semigudron, GPL, MEA, DEA, utilități (abur, condens, aer tehnic, aer AMC), DEA

- **estacada Drum 5** – pusă în funcțiune în 1977, în lungime de 840 m, este construită din stâlpi de beton armat și grinzi metalice ce susțin conducte prin care se vehiculează gaze, MEA

- **estacada Drum 4** – pusă în funcțiune în 1977, în lungime de 950 m, este construită din stâlpi de beton armat și grinzi metalice ce susțin conducte prin care se vehiculează gaze de faclă, semigudron, utilități (abur, condens, aer tehnic, aer AMC), benzină, motorină; pe porțiunea dintre intersecția cu drumul D și drumul F estacada susține conducte prin care se vehiculează utilități (abur, condens)

- **estacada Drum 11B** – pusă în funcțiune în 1977, în lungime de 410 m, este construită din stâlpi de beton armat și grinzi metalice ce susțin conducte prin care se vehiculează gaze de faclă, benzină, utilități (abur, condens, aer tehnic, aer AMC)

- **estacada Drum D** – pusă în funcțiune în 1977, în lungime de 193 m, este construită din stâlpi de beton armat și grinzi metalice ce susțin conducte prin care se vehiculează produse finite, benzină, motorină, utilități (abur, condens, aer tehnic, aer AMC)

- **estacada Drum F** – pusă în funcțiune în 1977, în lungime de 457 m, este construită din stâlpi de beton armat și grinzi metalice ce susțin conducte prin care se vehiculează produse finite, benzină, motorină, utilități (abur, condens, aer tehnic, aer AMC)

- **estacada Drum 11** – pusă în funcțiune în 1977, în lungime de 1350 m, este construită din stâlpi de beton armat și grinzi metalice ce susțin conducte prin care se vehiculează produse finite, benzină, utilități (abur, condens, aer tehnic, aer AMC)


Inspekția estacadelor se face anual în baza unui grafic. În 2013 au fost emise note de constatare în baza cărora s-au schimbat tronsoane pe cele trei linii de faclă și s-au reparat stâlpii de susținere care prezentau deficiențe.

Pentru anul 2014 s-a emis decizia DAB 0303/26.06.2014, în baza căreia se va executa o inspekție globală a estacadelor urmată de sistematizarea acestora.

Planul Estacade conducte este prezentat în **ANEXA 5 – Planuri rețele utilitare**.

4.8. Alte posibile impurificări din folosința anterioară a terenului

Înainte de înființării Rafinăriei PETROTEL - LUKOIL, terenul a fost folosit în scopuri agricole.

	CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești	Comanda DG-0545 din 15.03.2022
	LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT	Proiect nr. MD 2000.006

Calitatea inițială a solului a fost conformă cu cea a zonei agricole din vecinătatea platformei, nu se poate vorbi de contaminarea anterioară a terenului de amplasament cu poluanți chimici.

5. PREZENTAREA SURSELOR DE POLUARE SI REZULTATUL ANALIZELOR

Folosința actuală de teren are caracter industrial, având în vedere faptul că societatea este amplasată în cadrul platformei industriale.

Zona de amplasament se caracterizează din punct de vedere topografic printr-un cadru natural puternic antropizat și un cadru artificial, preponderent, reprezentat prin construcții de tip industrial, civil și social.

Produsele obținute în urma activităților desfășurate pe platforma rafinării PETROTEL - LUKOIL, de natură petrochimică, sunt levigabile și reprezintă surse potențiale de poluare a solului.

5.1. Surse de poluare a solului și a apei subterane

Poluarea caracteristică activităților secțiilor platformei PETROTEL - LUKOIL Ploiești, este poluarea **cu produse petroliere (benzină, motorină, uleiuri minerale etc.)**

Principalele cauze care pot conduce la prezența poluanților în sol și subsol sunt:

- ❑ *manipularea neglijentă* a materiilor prime, materialelor și a produselor finite;
- ❑ *pierderea de produse din instalațiile tehnologice și rezervoare* datorată accidentelor tehnice și mecanice;
- ❑ *scurgeri de produse de la:*
 - rezervoarele de depozitare a produselor lichide (benzină, motorină, semigudron etc.). Scurgerile pot apare ca urmare a coroziunii sau fisurării fundului sau virolei rezervoarelor, a coroziunii, fisurării, neetanșeității anexelor rezervoarelor (pompe, conducte, armături, fittinguri) și a unor erori umane în controlul și supravegherea rezervoarelor: deversări, manevre greșite.
 - instalațiile și stațiile locale de preepurare ape uzate.
- ❑ *exfiltrații din conductele de canalizare* a apelor uzate și *din decantoarele de epurare a apelor uzate;*
- ❑ *degajarea în aer a gazelor reziduale și a pulberilor* provenite din procesele de fabricație, care pot fi antrenate de precipitații în sol.

O altă posibilă sursă de contaminare a solului o constituie *deșeurile* generate pe amplasament.

Din punct de vedere al persistenței, sursele de poluare pot fi:


1. surse persistente, de regulă latente și de lungă durată cum sunt:

- ❑ *scurgerile* prin fisurile conductelor de transport produse lichide;
- ❑ *neetanșeitățile* spațiilor de stocare produse, rezervoarelor de depozitare produse lichide;
- ❑ *exfiltrațiile* din canalizările de ape uzate, din decantoarele de epurare ape uzate sau din bazine

2. surse temporare, de scurtă durată, dispersate sau concentrate, apărute în caz de accidente tehnice sau avarii mecanice la instalațiile tehnologice, rezervoare etc.

Stabilirea cu exactitate a aportului în timp a fiecărei surse de poluare este dificilă din următoarele considerente:

- ❑ interferența în timp și spațiu a efectelor diferitelor surse de poluare, interne și externe;

	CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești	Comanda DG-0545 din 15.03.2022
	LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT	Proiect nr. MD 2000.006

- desfășurarea unor procese de transformare, migrare, dizolvare, vaporizare sau degradare biochimică a poluanților ajunși în mediul subteran;
- influențele unor surse de poluare din exteriorul platformei analizate care s-au suprapus peste efectele surselor proprii de poluare.

5.2. Efecte ale poluării solului și apei subterane

Se consideră substanță cu efect poluant numai acea substanță care produce un efect măsurabil asupra subiecților ecosistemului, iar concentrația maximă admisibilă este limita de la care prezența acesteia ar produce efecte ireversibile în lanțul trofic.

Efectul poluanților evacuați asupra solului și vegetației

Dintre poluanții evacuați din activitățile societății, imisiile de poluanți pot afecta solul, vegetația și fauna.

Imisiile provenite din activitatea PETROTEL - LUKOIL care pot avea un impact asupra solului, vegetației și faunei sunt *hidrogenul sulfurat, oxizii de sulf și oxizii de azot*. Aceștia sunt spălați de ploii și ajung pe sol și pe frunzele plantelor.

Precipitațiile, temperaturile și vânturile predominante influențează direcția și frecvența curenților de aer ce antrenează poluanții. Astfel, precipitațiile joacă un rol important în purificarea atmosferei, prin aducerea la sol a elementelor în suspensie și prin dizolvarea unei mare părți din gaze. De asemenea, precipitațiile au o influență pozitivă asupra capacității de filtrare a noxelor de către arbori și a rezistenței de poluare a arborilor. În lipsa precipitațiilor, depunerea continuă a impurităților pe frunze poate avea consecințe dintre cele mai grave pentru activitatea plantelor.

Curenții de aer determină transportul poluanților, în special pe orizontală; ei acționează atât prin direcția în care se deplasează, cât și prin viteza pe care o realizează. Ambii parametri, foarte variabili, sunt la fel de importanți în antrenarea noxelor la distanță.

Astfel, prin direcția sa predominantă, vântul indică orientarea axei de dispersie majoră, concentrația fiind maximă în lungul axei și scăzând o dată cu depărtarea de axă. De viteza vântului depinde distanța la care sunt transportați poluanții.

Hidrogenul sulfurat, H₂S

Prezența hidrogenului sulfurat în aer este de 1 – 40 zile, funcție de temperatură, umiditate, lumina solară și prezența altor poluanți.

Nu suferă fotoliză, dar este oxidat de radicalii care conțin oxigen la dioxid de sulf și sulfați.

În apă, hidrogenul sulfurat se transformă în sulf elementar. În sol, datorită punctului său de fierbere scăzut, o mare parte a hidrogenului sulfurat se evaporă rapid, dacă este deversat. Totuși, dacă solul este umed, sau are loc precipitații în momentul emisiei, hidrogenul sulfurat devine ușor mobil, din cauza solubilității sale în apă.

H₂S nu se bioacumulează, ci este descompus rapid de anumite bacterii existente în sol și în apă.

În concentrații scăzute hidrogenul sulfurat nu este nociv, dar prezintă un miros dezagrabil. Pragul de miros este de 1-45 μg/m³ pentru persoanele sensibile și mai ridicat pentru persoanele expuse repetat. La concentrații mici hidrogenul sulfurat este oxidat în sânge, trece în sulfați și nu se acumulează în organism.

Totuși, se citează apariția de afecțiuni hepatice și renale la persoanele expuse cronic. Poate să producă efecte oculare care să includă conjunctivite, afecțiuni ireversibile ale globului ocular, acestea fiind asociate la o expunere de 20 ppm. Expunerea de scurtă durată la H₂S, între limitele de 5 până la 15 ppm, poate duce la iritarea ochiului, efecte comune organismului uman și animal.

Oxizii de azot, NO_x

Principalele surse de oxizi de azot în natură sunt:

- surse naturale, reprezentate de procesele biologice îndeosebi bacteriene, care emit cantități importante de oxizi;
- surse tehnologice, reprezentate de arderea combustibililor în focare, procese chimice etc.

Oxizii de azot absorb și difuzează lumina. Acești oxizi sunt supuși în aer unei serii complexe de reacții cu substanțe oxidante fotochimice, macroparticule și lumina soarelui, formând cu aceștia un amestec de fum și ceață.

Amestecul de ceață și fum se poate forma în atmosferă în modul următor:

$\text{NO}_2 + \text{macroparticule} + \text{substanțe oxidante fotochimice} + \text{lumina soarelui} =$
amestec de fum și ceață (SMOG)

Poluanții gazoși emiși în atmosferă pot reacționa, dând naștere altor noi produși. În cazul oxizilor de azot absorbția razelor ultraviolete duce la ruperea unor legături, ceea ce duce la formarea oxigenului atomic și a oxidului de azot. Reacția acestor produși cu oxigenul molecular duce la formarea ozonului și a protoxidului de azot.

Concentrațiile slabe de protoxid de azot pot da cantități relativ importante de oxigen atomic, care, la rândul lui, conduce la formarea ozonului, ce poate reacționa cu agenții poluanți de natură organică.

Efectele oxizilor de azot asupra plantelor sunt:

- expunerea plantelor la concentrații de NO₂ care depășesc 25 ppm, o perioadă de timp mai îndelungată, cauzează leziuni necrotice acute ale frunzelor. Aceste leziuni sunt caracteristice pentru fiecare plantă, dar sunt nespecifice, neputând fi determinate și acțiunile altor substanțe chimice.

- o concentrație prag, care produce leziuni vizibile la plante, este de 10 - 15 ppm, timp de o oră. Dacă se prelungeste timpul de expunere la 8 - 21 ore, se obțin aceleași leziuni cu 2,3 - 3,5 ppm NO₂, iar la o expunere de 28 ore cu 1 ppm.

Efectele expunerii vegetației la concentrații scăzute de NO₂ pe perioade îndelungate de timp, sunt mai puțin evidente.

Studii recente au arătat că la concentrații de 0,25 ppm NO₂ și mai mici, care au acționat timp de 8 luni, s-a produs o cădere accentuată a frunzelor.

Mecanismul prin care oxizii de azot produc leziuni plantelor nu este clarificat. Faptul că există variații importante ale sensibilității plantelor la NO₂, ar putea indica reacția poluantului cu un metabolit al plantei care s-ar acumula numai în anumite perioade ale zilei. Absența metabolitului protector din plante în anumite perioade, ar putea cauza această sensibilitate.


Oxizii de sulf, SO_x

Bioxidul de sulf, SO₂, reprezintă unul din principalii poluanți ai atmosferei. Nivelul SO₂ în atmosferă, alături de conținutul în particule (pulberi, fum, funingine) constituie unul dintre indicatorii cei mai importanți ai poluării aerului.

SO₂, ca și ceilalți oxizi ai sulfului, emiși ca poluanți, provine în cea mai mare parte din arderea combustibililor gazoși, solizi sau lichizi, care conțin sulf în proporții mai mult sau mai puțin ridicate (1 - 10 %). Prin arderea acestor combustibili se eliberează cantități importante de SO₂ și într-o mai mică măsură trioxid de sulf.

În atmosferă, în anumite condiții, în prezența energiei solare și a unor compuși metalici catalitici, SO₂ este oxidat la SO₃, un gaz extrem de iritant. O parte din SO₂ și SO₃, în prezența vaporilor de apă se transformă în acid sulfuros și sulfuric.

Prezența în aer a bioxidului de sulf contribuie la formarea ceței, la reducerea vizibilității și la formarea norilor.

	CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești	Comanda DG-0545 din 15.03.2022
	LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT	Proiect nr. MD 2000.006

Bioxidul de sulf este ușor transportat la distanțe mari, chiar până la sute de km, datorită, în special, fixării lui pe particulele de praf, fum sau aerosoli, purtate ușor de vânt. Combinându-se cu vaporii de apă din atmosferă formează acid sulfuric care, la rândul lui, contribuie în mod hotărâtor la formarea ploilor acide (depunerilor de acid).

Ploi acide

Mecanismul de formare a ploii acide constă în oxidarea în atmosferă a **oxizilor de azot și sulf**, la acid azotic și sulfuric sau aerosoli de azotat și sulfat, prin procese complexe, incomplet elucidate. Ajung pe sol și în ape, pe cale umedă sau uscată.

Pe cale umedă ajung prin ploaie sau ninsoare sau "ocult" prin ceață, chiciură etc. Staționarea în atmosferă durează în medie mai multe zile, permițând astfel afectarea unor regiuni depărtate.

Pe cale uscată ajung prin difuzie ca și gaze sau în particule de aerosoli, ca azotat de amoniu sau sulfat de amoniu.

Ploaia acidă este un important subiect de controversă, datorită acțiunii sale pe areale largi și posibilității de a se răspândi și în alte zone decât cele inițiale formării.

Între interacțiunile sale dăunătoare se numără: erodarea structurilor, distrugerea culturilor agricole și a plantațiilor forestiere, amenințarea speciilor de animale terestre, dar și acvatice, deoarece puține specii pot rezista unor astfel de condiții, deci în general distrugerea ecosistemelor.

Pe măsură ce lacurile și râurile devin mai acide, numărul de plante și animale prezente scade. În unele cazuri, viața dispăre cu totul. Sănătatea zonelor împădurite este afectată, de asemenea, de depozitele de azot din aer și care exercită stres asupra speciilor sensibile de arbori, lucru ce rezultă în pierderea de nutrienți din sol și a biodiversității.

Creșterea acidității din lacuri și râuri pare, de asemenea, să mobilizeze metalele toxice, precum aluminiu și mercur și care prezintă un risc în plus pentru pești și pentru populațiile consumatoare de pește.

Hidrocarburi aromatice policiclice

Hidrocarburile aromatice policiclice (HAP) sunt un grup de substanțe chimice rezultate în urma proceselor de ardere incompletă a cărbunilor, petrolului, gazelor naturale, lemnului etc. Există peste 100 HAP diferite.

Mecanisme de mediu


HAP ajunse în atmosferă în urma proceselor de ardere, persistă în aer sub formă de vapori sau se atașează la suprafața particulelor solide aflate în suspensie. Sub aceste forme pot să fie transportate la distanțe mari de locul eliberării lor în atmosferă, fiind ulterior antrenate spre sol de picăturile de ploaie sau depuse pe suprafețe, prin sedimentarea particulelor de care se găsesc atașate.

HAP din sol și apă pot fi descompuse în alte substanțe chimice sub acțiunea microorganismelor. Conținutul lor în plante și animale îl poate depăși de câteva ori pe cel din sol și apă.

Efecte asupra stării de sănătate

Un număr de 17 HAP sunt suspectate a avea efecte adverse asupra stării de sănătate, dintre care cele mai cunoscute sunt: antracen, benzantracen, benzopiren, benzapiren, benzofluoranten, benzoperilen, fluoranten, fluoren, indenopiren, fenantren și piren.

Nivelele medii din atmosferă se cifrează în jurul valorilor de 0.02 – 1.2 ng/m³ în zonele rurale și 0.15 – 19.3 ng/m³ în zonele urbane.

	CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești	Comanda DG-0545 din 15.03.2022
	LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT	Proiect nr. MD 2000.006

Expunerea ocupațională la HAP are loc în principal la lucrătorii din fabricile unde se produc coals, gudroane, smoală, bitum, dar și la angajații din rafinării, ai incineratoarelor, mineri.

O altă cale de expunere la HAP este ingestia de apă sau alimente contaminate. HAP sunt prezente în cereale, produse de panificație, legume, fructe, carne, alimente procesate, lapte contaminat. Se consideră că o dietă normală aduce zilnic un aport de HAP de aproximativ 2μg/kg aliment. Apa de băut conține HAP în medie între 4 și 24 ng/l.

Odată pătrunse în organism, HAP se depozitează în cantități mai însemnate la nivelul rinichilor, ficatului și țesutului gras. În organism, HAP pot fi degradate la compuși cu toxicitate chiar mai mare decât substanța de bază. Persistența în organism nu este de durată, eliminarea făcându-se în general în decurs de câteva zile.

Compuși organici volatili (COV)

Compușii organici volatili (COV) sunt substanțe organice volatile care se găsesc în majoritatea materialelor naturale și sintetice, de la vopsele și emailuri la produși de curățare umedă sau uscată, combustibili, aditivi pentru combustibili, solvenți, parfumuri și deodorante, de unde aceste substanțe pot fi eliberate în aer și inhalate.

Potențialele pericole asupra sănătății și degradarea mediului înconjurător ca urmare a utilizării largi a COV-urilor a crescut prompt interesul și în același timp preocuparea oamenilor de știință, industriașilor și publicului general în ce privește COV-urile.

S-a acordat atenție COV-urilor introduse în mediu ca urmare a deversărilor accidentale masive de petrol și produse petroliere și prin intermediul deșeurilor industriale.

Dintre compușii organici volatili, benzenul este direct implicat în apariția cancerului la subiecții umani. Alți compuși organici volatili precum formaldehida și percloretilena sunt suspectați a fi carcinogeni.

Capacitatea compușilor organici volatili de a produce efecte asupra mediului și a sănătății factorului uman variază foarte mult de la cei care sunt foarte toxici la cei care nu sunt toxici.

Efectul poluanților evacuați în apă

Apa subterană din zona PETROTEL - LUKOIL și apa de suprafață în care este evacuat efluentul societății pot fi poluate cu următorii impurificatori specifici activităților societății: produse petroliere, hidrogen sulfurat, suspensii etc.

Produse petroliere


Produsele petroliere rezultate din procesele de rafinare sunt agenți importanți de impurificare a apelor de suprafață și freactice, imprimând apei și cărnii peștilor un gust și miros neplăcut. Apele reziduale cu conținut de petrol constituie surse de poluare a apei.

Impactul produselor petroliere asupra mediului acvatic depinde de mai mulți factori (sezon, specii afectate etc.). Se estimează că anual este introdusă în ocean o cantitate de circa 6 milioane m³ de petrol.

Țiteiul are o compoziție complexă, care include:

- hidrocarburi (ciclice, aciclice, policiclice);
- compuși cu oxigen (fenoli, acizi naftenici, acizi alifatici, rășini etc.);
- compuși cu sulf (hidrogen sulfurat, mercaptani, sulfuri etc.);
- compuși cu azot;
- diferite substanțe minerale.

Dintre aceste substanțe, cele mai toxice sunt din grupul cu oxigen (fenolii și acizii naftenici) și cele din grupul compușilor cu sulf (hidrogenul sulfurat, mercaptanul etc.).

	CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești	Comanda DG-0545 din 15.03.2022
	LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT	Proiect nr. MD 2000.006

Una din caracteristicile cele mai importante ale țiteiului și produselor petroliere este nemiscibilitatea lor cu apa. În afară de unele fracțiuni solubile, cea mai mare parte se ridică la suprafață sub forma unei pelicule uleioase, care împiedică difuzarea aerului atmosferic, iar altă parte se află sub formă de emulsie de tipul „petrol în apă” sau „apă în petrol”.

Acțiunea nocivă a petrolului și produselor petroliere se poate manifesta fie mecanic, datorită peliculei ce acoperă organismele, împiedicând respirația și alte procese fiziologice, fie datorită toxicității lor.

În contact cu aerul și sub acțiunea luminii, țiteiul devine toxic, datorită apariției unor produși de oxidare, cum sunt acizii naftenici.

Simptomele de intoxicare a peștilor se manifestă prin agitație puternică, urmată de o paralizie progresivă până în momentul letal. Caracteristice sunt:

- secreție de mucus;
- exoftalmie;
- intensă pigmentație a corpului și apariția, pe botul masculilor, a butonilor albi, ca în perioada reproducerii, la boartă și boiștean; la femelele de boartă, aripioara anală se colorează în portocaliu, iar papila genitală se dezvoltă, transformându-se într-un tub lung. După moarte, fenomenul de pigmentație dispăre, peștii revenind la culoarea lor naturală.

Aceste simptome dovedesc acțiunea țiteiului prin fracțiunile sale solubile în apă, asupra sistemului nervos și a glandelor endocrine. Acesta acționează și asupra respirației și digestiei.

O intoxicare până la pierderea echilibrului este ireversibilă. Limita medie de toleranță în 96 de ore a fost, pentru boartă și boiștean de circa 316 mg/l țitei. Toxicitatea variază în funcție de specie, gradul de emulsionare a țiteiului, temperatură și cantitatea de oxigen dizolvat. La temperaturi ridicate, timpul de supraviețuire al peștilor este mai scurt, arătând o intoxicare mai rapidă, dar și procesul descompunerii fracțiunilor toxice din apă este mai activ. Motorina are acțiune toxică, în diferite procente, ducând la pierderea echilibrului și chiar moartea peștilor.


Fenolii care sunt prezenți în reziduurile petroliere, exercită o acțiune vătămătoare asupra bazinelor acvatice prin:

- consumarea oxigenului dizolvat în apă;
- imprimarea unui gust și miros caracteristic apei, mai ales când aceasta este tratată cu clor și când se formează clorfenoli;
- imprimarea unui gust și miros specific cărnii de pește chiar la concentrații foarte mici, de chiar 0,1 - 1 ppm fenol. Mirosul caracteristic se datorează nu atât fenolilor, cât mai ales substanțelor care îl însoțesc;
- alungarea sau uciderea faunei acvatice.

Nu se cunoaște cu precizie modul în care acționează fenolii asupra peștilor; se știe doar că sunt toxici nervoși, iar simptomele de intoxicare seamănă cu cele produse de asfixie. Sunt citate în literatură efecte vătămătoare asupra branhiilor, rinichilor, ficatului și vezicii gazoase. Numeroase cercetări au evidențiat efecte mutagene și cancerigene la diferite specii de pești.

Limitele de toxicitate citate în literatură sunt foarte diferite; în cazul peștilor sunt cuprinse între 5 și 60 mg fenoli (hidrochinona este mult mai toxică decât pirogalolul). La concentrații relativ ridicate de fenoli, peștii au capacitate de acomodare.

Hidrogenul sulfurat și sulfurile au o acțiune depresivă asupra respirației peștilor, acționând prin moleculele nedisociate, care pătrund mai repede în celulă decât ionii. Toxicitatea sulfurilor și hidrogenului sulfurat depinde foarte mult de pH. Cu cât pH-ul este mai mare, cu atât supraviețuirea organismului este mai mare.

	CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești	Comanda DG-0545 din 15.03.2022
	LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT	Proiect nr. MD 2000.006

pH	5,0	5,5	6,0	6,5	7,0	7,5	8,0	8,5	9,0
% H₂S toxicitate	99	97	91,1	76,4	50,6	24,4	9,3	3,1	1,0

Limita letală pentru pești variază între 0,4 și 12 mg/l H₂S.

pH-ul

pH-ul este un factor important pentru ecosistemele acvatice, pentru că toxicitatea multor compuși este influențată de acesta. pH-ul mediului acvatic determină încărcarea electrostatică a biocoloizilor, gradul de disociere a electroliților, activitatea enzimatică la nivelul membranelor plasmactice, fenomenele osmotice, vâscozitatea protoplasmelor, precum și interacțiunea dintre elementele nutritive.

Un pH acid între limitele de 5 - 5,5 ajută asimilarea nutrienților pe bază de azot și fosfor, iar un pH alcalin ajută asimilarea preferențială a amoniului.

Limitele pentru apa freatică și de suprafață sunt cuprinse în intervalul 6,5 - 9,5.

Un pH care să se încadreze în limitele prevăzute de legislație, care să asigure un grad de agresivitate normal al apei, este optim și pentru materialele utilizate la construirea rețelelor de canalizare.

Materii în suspensie

Materiile în suspensie, organice și anorganice, funcție de cantitatea, mărimea și natura lor, constituie factor de creștere a turbulenței apei, depunerile putând împiedica curgerea hidraulică normală. Materialele în suspensie de origine organică consumă oxigenul din apă și determină formarea unor gaze urât mirositoare. Împiedică absorbția oxigenului la suprafața apei și deci autoepurarea. Sunt toxice pentru fauna și flora acvatică, fac inutilizabilă apa pentru alimentarea instalațiilor de răcire, irigații, agrement etc.

5.3. Prezentarea rezultatelor analizelor efectuate și a evoluției în timp a gradului de poluare

5.3.1. Starea actuală și evoluția în timp a poluării solului

Societatea PETROTEL - LUKOIL S.A monitorizează calitatea solului de o perioadă de timp, deoarece în cei peste 100 ani de când funcționează instalațiile de prelucrare a țițeiului pe amplasament au avut loc și incidente soldate cu poluarea acestui factor de mediu, incidente care au generat o poluare istorică a solului societății.

➔ Investigații privind calitatea solului, 2009

În luna noiembrie 2009, rafinăria, prin intermediul firmei Dekonta SRL Ploiești, a realizat studiul "**Investigarea contaminării solului la rafinăria PETROTEL - LUKOIL**" - **Raport final**, în scopul identificării zonelor de teren contaminat din platforma PETROTEL-LUKOIL și a unei soluții tehnico-economice de decontaminare.

În lunile septembrie-octombrie 2009 au fost prelevate probe de sol din incinta rafinăriei, din puncte de la adâncimi variabile, cuprinse între 0,3 ÷ 4 m.

Indicatorul determinat la toate forajele de sol executate a fost:

- total hidrocarburi din petrol (TPH).

La câteva foraje au fost determinați și indicatorii:

- hidrocarburi aromatice policiclice (PAH)

- carbon organic total (TOC)

Rezultatele privind conținutul în TPH al probelor de sol prelevate din incinta rafinării PETROTEL - LUKOIL și analizate în laboratoarele INCD-ECOIND București au indicat valori cu mult peste limita prevăzută de legislație la majoritatea probelor, chiar la adâncimi de 3-4 m.

Concluziile Studiului privind evaluarea contaminării solului în incinta rafinării au fost următoarele:

- Suprafața totală contaminată cu produs petrolier 0,78 ha (corespunzător unui volum de sol de aproximativ 31500 mc) din 220 ha, reprezentând 0,35% din suprafața incintei;
- Zonele contaminate sunt punctuale (câțiva metri pătrați fiecare);
- Gradul mediu de contaminare cu produse petroliere a fost de 9275 mg/kg sol;
- Din 194 de probe prelevate, doar în două probe s-au identificat PAH sau BTEX la un nivel scăzut;
- Contaminanții sunt cu preponderență din categoria alcanilor ușor biodegradabili.

Caracterul biodegradabil a fost demonstrat și prin testul efectuat de firma BioGreen în perioada 31.07. – 30.08.2013.

Punctele de referință pentru evaluarea ulterioară a calității solului în rafinărie sunt cele din tabelul de mai jos.

Tabelul 34: Rezultate analize probe de sol – comparație valori indicator THP 2005, 2013 și 2021

Proba	Punct de prelevare	Total hidrocarburi din petrol (mg/kg)		
		2005	2013	2021
1	ZONA FORAJ P1	1100	84.3	<59.4
2	ZONA FORAJ P2	1210	71.77	<59.4
3	ZONA FORAJ P3	1200	90.85	<59.4
4	ZONA FORAJ P4	4250	81.76	<59.4*
5	ZONA FORAJ P5	2150	101.05	<59.4*
6	ZONA FORAJ SERĂ	3555	80.7	<59.4*
7	ZONA FORAJ H809	4550	88.195	<59.4*
8	ZONA FORAJ F1	1174	84.03	<59.4*
9	ZONA FORAJ FP6	3300	65.61	<59.4*
10	ZONA RAMPA DESCĂRCARE ȚIȚEI	657.8	72.735	<59.4*
11	ZONA RAMPA CF DE DESCĂRCARE	729	81.93	<59.4*
12	ZONA INSTALAȚIE COCSARE	1045	71.13	<59.4*
13	ZONA DEPOZITULUI DE ȚIȚEI	2960	82.95	<59.4*

* Limita de cuantificare a metodei

➔ CALITATEA SOLULUI DIN ZONA STUDIATĂ – comparație între anul de referință 2005 și perioada actuală (2012, 2013, 2021)

Evoluția în timp și influența activității de la PETROTEL – LUKOIL S.A. **asupra calității solului** de pe amplasament, s-a realizat prin compararea rezultatelor analizelor efectuate în anii **2012, 2013, 2021** pentru factorul de mediu sol cu rezultatele investigațiilor realizate în cadrul documentației care a stat la baza obținerii Autorizației integrate de Mediu, și anume investigațiile analitice efectuate în cadrul **“Bilanțului de mediu nivel II”**, ediția august **2005**, elaborat de INCDPM-ICIM București.

În cadrul "**Bilanțului de mediu nivel II**" din august 2005 au fost prezentate rezultatele analizelor de sol deținute în acel moment de societate, respectiv cele din campania de prelevare probe *mai-iunie 2005*.

Probele de sol au fost recoltate din următoarele puncte:

Tabelul 35: Amplasarea punctelor de prelevare probe sol

<i>Simbol probă</i>	<i>Amplasare</i>	<i>Simbol probă</i>	<i>Amplasare</i>
2005		2012, 2013, 2021	
P1	În vecinătatea forajului P1 – lângă parc rezervoare aditivi - rezervor 507	S1	Zona forajului P1
P2	În vecinătatea forajului P2 – la N față de instalația piroliză	S2	Zona forajului P2
P3	În vecinătatea forajului P3 – la V de separator BU	S3	Zona forajului P3
P4	În vecinătatea forajului P4 – S-V de rezervoarele T 140, T 141	S4	Zona forajului P4
P5	În vecinătatea forajului P5 – S-E rafinărie	S5	Zona forajului P5
P6	În vecinătatea forajului seră – zona CFU	S6	Zona forajului seră
P7	În vecinătatea forajului H 809 – lângă separator vechi epurare	S7	Zona forajului H 809
P8	În vecinătatea forajului F1 – zona parc rezervoare, T23	S8	Zona forajului F1'
P9	În vecinătatea forajului FP6 – lângă depou CFU	S9	Zona forajului FP6
P10	Rampa descărcare țiței – zona de N a rafinăriei	S10	Zona rampei de descărcare țiței
P11	Rampa CF – încărcare	S11	Zona rampei CF de încărcare
P12;P13	Sud batal 214 – lângă stația de epurare	S16	Zona S-V batal NDS 214
P14 ÷P21	Nord, sud, est, vest batal NDS 212 (exterior)	*	*
P22;P23	Batal NDS 196 (exterior)	*	*
*	*	S12	Zona rampei auto de încărcare
P24	Zona cocsare (adâncime 0,05 m)	S13	Zona instalației Cocsare
P25	Zona dezafectată deparafinare	*	*
P26	Zona Depozit țiței (adâncime 0,05 m)	S14	Zona depozitului de țiței
P27	Zona parc aditivi (adâncime 0,05 m)	*	*
P28	Zona piroliză (adâncime 0,3-0,5 m)	*	*
*	*	S15	Zona N-E batal NDS 214
*	*	S17	Zona rezervor T-118

* Nu au fost prelevate probe din aceste zone

Zonele investigate au fost considerate zone critice, cu potențial însemnat de poluare, din interiorul platformei.

Planul cu amplasarea celor 14 puncte de prelevare probe de sol (punctele **S1 ÷ S14**) impuse a fi monitorizate anual prin Autorizația integrată de mediu nr. 155 revizuită 2009, 2012, *Autorizația Integrată de Mediu nr. PH -10* din 10.08.2015 revizuită în data de 05.12.2019 este anexat – **Anexa 1**.

Tehnicile de prelevare a probelor de sol utilizate au fost în conformitate cu prevederile Ordinului M.A.P.P.M. nr. 184/1997 - anexa A.3 și anume:

- vegetația a fost complet îndepărtată de pe aria de prelevare a probei;
- s-a utilizat un instrument de prelevare care a asigurat prelevarea unui volum de mostră suficient pentru analiză;
- prelevarea s-a realizat de la două adâncimi diferite, reprezentând adâncimile situate la 0-10 cm și respectiv 10-30 cm de suprafața solului.

Indicatorii monitorizați și metodele de încercare

Autorizația integrată de mediu nr. 155 revizuită 2009, 2012 și *Autorizația Integrată de Mediu nr. PH -10* din 10.08.2015 revizuită în data de 05.12.2019 a societății impune monitorizarea anuală a solului pentru indicatorii: *produse petroliere, nichel și cupru*, iar ca valori de referință concentrațiile maxime admise prevăzute de Ordinul nr. 756/1997 – reglementări privind evaluarea poluării mediului, pentru terenuri cu folosință mai puțin sensibilă.

Indicatorii monitorizați în probele de sol și metodele de încercare utilizate la determinarea indicatorilor sunt prezentate în tabelul de mai jos:

Tabelul 36: Indicatorii analizați și metodele de încercare

<i>Indicator</i>	<i>Metode de încercare</i>	<i>Indicator</i>	<i>Metode de încercare</i>
2005		2012, 2013 și 2021	
Produse petroliere	SR ISO/TR 11046/1997, metodă gaz cromatografică	Total hidrocarburi din petrol	Metoda Horiba în IR nedispersiv PSL-05
Nichel, Ni Cupru, Cu	SR ISO 11046/1999, metodă spectrometrică de absorbție atomică	Nichel, Ni Cupru, Cu	Mineralizare cu apă regală conf. EPA 3051A, analiza ICP-OES conf. SR EN ISO 11885:2009, PLS-07
Zinc, Zn	SR ISO 11047/99	-	
Mangan, Mn	SR ISO 11047/99	-	
Crom, Cr	SR ISO 11047/99	-	
Cadmium, Cd	SR ISO 11047/99	-	
Plumb, Pb	SR ISO 11047/99	-	
pH	SR ISO 10390:1999	-	

Analizele pentru anul 2005 au fost efectuate în laboratoarele INCDPM-ICIM București (*Buletine de analiză sol numerele 1.1 ÷ 1.28*), iar pentru anii 2012, 2013 și 2021 de către laboratorul firmei LAJEDO S.R.L. Ploiești (Raport de analize nr. 1990/04.12.2012, nr. 1447/10.12.2013 și nr. 5183/13.12.2021).

Nivelul de poluare s-a stabilit în conformitate cu reglementările în vigoare, și anume:

- **Ordinul nr. 756/1997** - pentru aprobarea reglementării privind evaluarea poluării mediului, cu modificările și completările ulterioare
- **Ordinul nr. 184/1997** - pentru aprobarea Procedurii de realizare a bilanșurilor de mediu

☛ *Valorile de referință pentru urme de elemente chimice în sol* sunt date în raport cu folosința terenului de Ordinul nr. 756/1997, anexă, tabelul 3.

Conform acestui Ordin, folosința terenului este clasificată astfel:

- *folosință sensibilă a terenurilor* este reprezentată de utilizarea acestora pentru zone rezidențiale și de agrement, în scopuri agricole, ca arii protejate sau zone sanitare cu regim de restricții, precum și suprafețele de terenuri prevăzute pentru astfel de utilizări în viitor;
- *folosință mai puțin sensibilă a terenurilor* include toate utilizările industriale și comerciale existente, precum și suprafețele de terenuri prevăzute pentru astfel de utilizări în viitor.

Deoarece zona în care este amplasată societatea PETROTEL - LUKOIL S.A. este și va fi o zonă industrială, terenul din care au fost prelevate probe de sol pentru analiză se încadrează în categoria de **teren cu folosință mai puțin sensibilă**.

☛ *Nivelul poluării funcție de concentrațiile evacuate în mediu* este dat de Ordinul nr.184/1997, și este definit astfel:

- *Poluarea potențial semnificativă* - concentrații de poluanți în mediu, ce depășesc *pragurile de alertă* prevăzute în reglementările privind evaluarea poluării mediului. Aceste valori definesc nivelul poluării la care autoritățile competente consideră că un amplasament poate avea un impact asupra mediului și stabilesc necesitatea unor studii suplimentare și a măsurilor de reducere a concentrațiilor de poluanți în emisii / evacuări.”

Prag de alertă - concentrații de poluați în sol, care au rolul de a avertiza autoritățile competente asupra unui impact potențial asupra mediului și care determină declanșarea unei monitorizări suplimentare și/sau reducerea concentrațiilor de poluanți din emisii / evacuări.


- *Poluarea semnificativă* - concentrații de poluanți în mediu, ce depășesc *pragurile de intervenție* prevăzute în reglementările privind evaluarea poluării mediului”.

Prag de intervenție - concentrații de poluanți în sol, la care autoritățile competente vor dispune executarea studiilor de evaluare a riscului și reducerea concentrațiilor de poluanți din emisii / evacuări.

Valorile de referință normate prin Ordinul nr. 756/1997 pentru indicatorii analizați sunt prezentate în **Tabelul 37**.

Tabelul 37: Valori de referință pentru indicatorii analizați

<i>Indicator</i>	<i>Valori normale (mg/kg subst. usc.)</i>	<i>Prag de alertă (mg/kg subst. usc.) folosință mai puțin sensibilă a terenului</i>	<i>Prag de intervenție (mg/kg subst. usc.) folosință mai puțin sensibilă a terenului</i>
Total produse petroliere	< 100	1000	2000
Ni	20	200	500
Cu	20	250	500
Zn	100	700	1.500
Mn	900	2000	4000
Cr	30	300	600
Cd	1	5	10
Pb	20	250	1.000

	CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești	Comanda DG-0545 din 15.03.2022
	LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT	Proiect nr. MD 2000.006

Întrucât Ordinul M.A.P.P.M. nr. 756/1997 nu prezintă limite pentru valorile indicatorului *pH*, aprecierea reacției solului în funcție de *pH*-ul acestuia s-a făcut ținându-se seama de clasificarea din lucrarea "COMPENDIUM AGROCHIMIC" de Velicica Davidescu și David Davidescu, Editura Academiei Române, București, 1999.

Astfel,

Reacția solului, definită în raport cu domeniile de *pH*, se prezintă în **Tabelul 38**.

Tabelul 38

<i>Domeniu de pH</i>	<i>Reacția solului</i>
3,5-5,0	• puternic acidă
5,0-5,8	• moderat acidă
5,8 - 6,8	• slab acidă
6,8-7,2	• neutră
7,2-8,4	• slab alcalină
8,4 - 9,0	• moderat alcalină
>9,0	• puternic alcalină

Domeniul optim de pH pentru sol este 6-6,5.

Evaluarea poluării solului cu poluanți specifici, pentru investigațiile analitice efectuate în 2005, respectiv în anii 2012, 2013 și 2021, s-a făcut prin comparare cu valorile limită prevăzute prin **Ordinul nr. 756/1997** pentru aprobarea reglementării privind evaluarea poluării mediului, cu modificările și completările ulterioare.

Rezultatele investigațiilor efectuate asupra solului din interiorul rafinării PETROTEL – LUKOIL, sunt prezentate în **Tabelele 39a,b,c și 40**.

Notă: Rezultatele investigațiilor privind calitatea solului din anul 2005 se prezintă în două tabele diferite. În **Tabelul 39a** se prezintă rezultatele monitorizării solului în punctele de prelevare comune cu cele din anii 2012, 2013 și 2021, iar în **Tabelul 39b** se prezintă valorile concentrațiilor măsurate în celelalte puncte de prelevare ce au făcut obiectul campaniei de prelevări realizate de societate împreună cu laboratorul INCDPM-ICIM București. În **Tabelul 39c** se prezintă caracterizarea probelor de sol analizate în anul 2005 în funcție de domeniile de *pH*.



CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești

LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT

Comanda **DG-0545** din
15.03.2022

Proiect nr.
MD 2000.006

Tabelul 39a: Analize probe de sol – anul 2005

Nr. crt.	Simbol probă	Indicatori analizați și valorile concentrațiilor determinate mg/kg subst. usc.								
		pH unit. pH	Ni	Zn	Mn	Cr	Cu	Cd	Pb	Produse petroliere
1	P1 (S1)	7.1	33.125	195.75	487.25	11.575	27.675	1.25	58.5	1100
2	P2 (S2)	6.9	18.525	291.5	152.25	8.975	21.425	5.225	41.375	1210
3	P3 (S3)	7.2	32.8	18.175	443	11.725	36.45	1.25	10.275	1200
4	P4 (S4)	7.2	30.575	108.7	467	9	37.675	1.2	19.55	4250
5	P5 (S5)	7	28.4	63.15	375.75	8.925	67.05	1.1	13.8	2150
6	P6 (S6)	6.7	42.025	189	380.75	12.7	46.725	1.525	28.625	3555
7	P7 (S7)	7.3	30.175	128.2	405.25	10.55	36.15	1.15	13.325	4550
8	P8 (S8)	7.1	35.675	74.95	491.5	11.4	30.7	1.3	14.6	1174
9	P9 (S9)	7.5	26.55	112.2	468.5	9	33.56	1.325	22.95	3300
10	P10 (S10)	7.3	32.21	36.7	458	19.75	32.56	0.675	1.95	657.8
11	P11 (S11)	7.3	34.86	25.81	519.72	21.3	33.86	0.79	0.95	729
12	P24 (S13)	7.31	25.6	217.12	531.98	6.8	56.71	0.92	19.7	1045
13	P26 (S14)	7.27	31.52	298.54	678.45	7.35	72.39	1.23	22.39	2960
14	P12 (S16)	7.4	37.75	36.5	491.25	16.55	32.55	0.6	0.9	691.7
15	P13 (S16)	7.5	33.45	33.1	423.67	14.2	29.87	0.5	0.7	72.3
Valori de referință cf. Ordin 756/1997	Normal	-	20	100	900	30	20	1	20	< 100
	Prag alertă	-	200	700	2.000	300	250	5	250	1000
	Prag interv.	-	500	1.500	4.000	600	500	10	1.000	2000

Notă: Codificarea din paranteză reprezintă echivalentul simbolului probei din anii 2012, 2013, zonele de prelevare fiind aceleași

Legendă: **Poluare semnificativă;** **Poluare potențial semnificativă;** Poluare nesemnificativă



CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești

LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT

Comanda **DG-0545** din
15.03.2022

Proiect nr.
MD 2000.006

Tabelul 39b: Analize probe de sol – anul 2005 (continuare)

Nr. crt.	Simbol probă	Indicatori analizați și valorile concentrațiilor determinate mg/kg subst. usc.								
		pH unit. pH	Ni	Zn	Mn	Cr	Cu	Cd	Pb	Produse petroliere
1	P14	7.2	33.45	20.85	458	12	41.15	0.475	0.749	98.7
2	P15	7.3	31.28	19.74	486	13	39.46	0.375	0.658	95.97
3	P16	7.2	38.5	18.175	420.5	12.9	47.7	0.775	1.38	117.98
4	P17	7.2	37.9	19.21	456.78	11.12	39.7	0.663	1.75	119.85
5	P18	7.4	32.34	37.85	532.64	18.43	23.75	0.7	2.1	104
6	P19	7.3	30.97	29.74	473.82	19.21	21.65	0.65	1.67	98.6
7	P20	7.3	35.76	24.72	386	11.54	33.56	0.537	1.78	88.7
8	P21	7.3	29.65	21.24	401	12.45	31.21	0.478	1.43	99.7
9	P22	7.4	25.93	20.84	476.3	17.5	34.71	0.69	0.694	97
10	P23	7.3	22.38	19.65	486.7	15.48	31.23	0.75	0.725	95
11	P25	6.92	11.53	42.3	51.2	1.92	15.3	0.93	1.17	110
12	P27	7.13	19.46	134.59	427.89	4.3	33.4	0.87	15.19	845
13	P28	7.2	18.6	119.34	386.75	4.5	25.68	0.73	14.38	660
Valori de referință cf. Ordin 756/1997	Normal	-	20	100	900	30	20	1	20	< 100
	Prag alertă	-	200	700	2.000	300	250	5	250	1000
	Prag interv.	-	500	1.500	4.000	600	500	10	1.000	2000

Notă: Codificarea din paranteză reprezintă echivalentul simbolului probei din anii 2012, 2013, zonele de prelevare fiind aceleași

Legendă: **Poluare semnificativă;** **Poluare potențial semnificativă;** Poluare nesemnificativă

Tabelul 39c: Caracterizare probe de sol în funcție de pH – măsurători anul 2005

Nr. crt.	Simbol probă	pH, unit. pH	
1	P1 (S1)	7.1	
2	P2 (S2)	6.9	
3	P3 (S3)	7.2	
4	P4 (S4)	7.2	
5	P5 (S5)	7	
6	P6 (S6)	6.7	
7	P7 (S7)	7.3	
8	P8 (S8)	7.1	
9	P9 (S9)	7.5	
10	P10 (S10)	7.3	
11	P11 (S11)	7.3	
12	P12 (S16)	7.4	
13	P13 (S16)	7.5	
14	P14	7.2	
15	P15	7.3	
16	P16	7.2	
17	P17	7.2	
18	P18	7.4	
19	P19	7.3	
20	P20	7.3	
21	P21	7.3	
22	P22	7.4	
23	P23	7.3	
24	P24 (S13)	7.31	
25	P25	6.92	
26	P26 (S14)	7.27	
27	P27	7.13	
28	P28	7.2	
Reacția solului	puternic acid	Domeniu de pH	3.5-5.0
	moderat acid		5.0-5.8
	slab acid		5.8 – 6.8
	neutru		6.8-7.2
	slab alcalin		7.2-8.4
	moderat alcalin		8.4 – 9.0
	puternic alcalin		>9.0

Tabelul 40: Analize probe de sol – anii 2012, 2013 si 2021

Nr. crt.	Simbol probă	Amplasare punct de prelevare	Adâncimea de prelevare	Indicatori analizați și valorile concentrațiilor determinate mg/kg subst. usc.								
				ΣHPT			Nichel			Cupru		
				2012	2013	2021	2012	2013	2021	2012	2013	2021
1	S1	Zona forajului P1	5 cm	100.49	72.52	<59.4**	44.37	26.85	30.6	38.06	44.04	93.3
			30 cm	129.09	96.06	<59.4**	44.68	28.94	29.6	37.91	46.58	97
2	S2	Zona forajului P2	5 cm	90.79	65.19	<59.4**	39.56	25.06	28.4	35.21	50.59	96.6
			30 cm	75.21	78.35	<59.4**	39.75	28.13	30.8	35.56	56.51	97.1
3	S3	Zona forajului P3	5 cm	75.21	83.91	<59.4**	122.41	34.21	32.2	103.18	68.92	73
			30 cm	122.79	97.79	<59.4**	103.3	33.34	23.9	87.51	65.08	52.9
4	S4	Zona forajului P4	5 cm	46.39	75.33	<59.4**	37.58	26.00	28.6	25.62	37.62	57
			30 cm	74.68	88.19	<59.4**	36.00	26.08	28.7	24.60	37.53	69.7
5	S5	Zona forajului P5	5 cm	81.98	99.35	<59.4**	22.54	22.50	32.2	14.29	34.31	94.7
			30 cm	131.43	102.75	<59.4**	20.87	20.55	28	13.81	29.53	78.9
6	S6	Zona forajului seră	5 cm	105.58	68.95	<59.4**	25.65	17.93	29	17.82	51.53	76.7
			30 cm	139.14	92.45	<59.4**	21.93	14.48	31.1	15.70	42.93	84.9
7	S7	Zona forajului H 809	5 cm	98.95	80.46	<59.4**	60.81	16.62	11.9	43.58	41.55	30.9
			30 cm	125.99	95.93	<59.4**	45.09	15.82	30.9	31.43	39.65	87.3
8	S8	Zona forajului F1	5 cm	142.81	76.84	<59.4**	48.99	24.24	24	40.38	63.96	77.6
			30 cm	160.34	91.22	<59.4**	27.2	18.55	23.9	21.68	55.12	73.4
9	S9	Zona forajului FP6	5 cm	43.38	58.52	<59.4**	51.07	30.53	30.2	41.16	78.06	68.4
			30 cm	58.57	72.70	<59.4**	31.58	25.25	33.4	25.48	64.09	94.1
10	S10	Zona rampă descărcare țigăi	5 cm	60.27	62.68	<59.4**	44.89	20.80	25.8	39.88	49.27	67.2
			30 cm	88.28	82.79	<59.4**	29.44	19.53	26.2	27.79	46.62	54.9
11	S11	Zona rampă CF de încărcare	5 cm	50.07	70.28	<59.4**	60.4	23.15	30.3	57.6	55.71	68.1
			30 cm	71.31	93.58	<59.4**	43.70	21.73	31	42.42	50.15	83.7
12	S12	Zona rampă auto de încărcare	5 cm	52.74	66.75	<59.4**	71.24	20.23	18.8	81.53	51.12	44.3
			30 cm	74.44	81.90	<59.4**	32.51	17.15	19.8	40.7	41.67	63.9



CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești

LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT

Comanda DG-0545 din
15.03.2022

Proiect nr.
MD 2000.006


Nr. crt.	Simbol probă	Amplasare punct de prelevare	Adâncimea de prelevare	Indicatori analizați și valorile concentrațiilor determinate mg/kg subst. usc.								
				ΣHPT			Nichel			Cupru		
				2012	2013	2021	2012	2013	2021	2012	2013	2021
13	S13	Zona instalație Cocsare	5 cm	59.08	61.63	<59.4**	55.03	24.15	23.2	52.96	49.68	47.6
			30 cm	83.45	80.63	<59.4**	38.06	18.56	24.4	35.01	38.99	53.9
14	S14	Zona depozit țiței	5 cm	121.16	73.94	<59.4**	20.14	26.79	31.2	19.61	55.02	91
			30 cm	148.45	91.96	<59.4**	15.84	26.12	23.3	15.36	53.52	52.8
Măsurători suplimentare față de cele impuse prin AIM 155/2009 și AIM 155/2012												
15	S15	Zona N-E batal NDS 214	5 cm	134.05	105.19	*	*	*	*	*	*	*
			30 cm	161.77	107.62	*	*	*	*	*	*	*
16	S16	Zona S-V batal NDS 214	5 cm	126.72	98.43	*	*	*	*	*	*	*
			30 cm	177.70	99.92	*	*	*	*	*	*	*
17	S17	Zona rezervor T-118	10 cm	*	279.82	*	*	*	*	*	*	*
Valori de referință cf. Ordin 756/1997		Valoare normală		<100			20			20		
		Prag de alertă		1.000			200			250		
		Prag de intervenție		2.000			500			500		

ΣHPT – Total hidrocarburi din petrol

* - analiză neefectuată

** - Limita de cuantificare a metodei

Legendă: **Poluare semnificativă**; **Poluare potențial semnificativă**; Poluare nesemnificativă

	CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești	Comanda DG-0545 din 15.03.2022
	LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT	Proiect nr. MD 2000.006

Rezultatele investigațiilor efectuate

Rezultatele investigațiilor efectuate asupra solului evidențiază următoarele aspecte:

➤ **Anul 2005**

- **S-au înregistrat depășiri ale pragului de alertă pentru indicatorii:**

- ✓ **Cadmium:** proba **P2(S2)** – zona forajului P2;
- ✓ **Produse petroliere:** probele **P1(S1)** - zona forajului P1; **P2(S2)** - zona forajului P2; **P3(S3)** - zona forajului P3; **P8(S8)** - zona forajului F1' și **P24(S13)** - zona instalație Cocsare;

ceea ce indică o *poluare potențial semnificativă* a solului cu acești poluanți în punctele menționate.

- **S-au înregistrat depășiri ale pragului de intervenție pentru indicatorii:**

- ✓ **Produse petroliere:** probele **P4(S4)** - zona forajului P4; **P5(S5)** - zona forajului P5; **P6(S6)** - zona forajului seră; **P7(S7)** - zona forajului H809, **P9(S9)** - zona forajului FP6 și **P26(S14)** - zona depozitului de țiței;

ceea ce indică o *poluare semnificativă* a solului cu produse petroliere în punctele menționate.

- **Conținutul de Nichel, Zinc, Mangan, Crom, Cupru, Plumb:** sub limitele impuse prin Ordinul nr. 756/1997 ➔ **impact ne semnificativ.**

- **Reacția solurilor** este variabilă, de la un minim de 6,7 la un maxim de 7,4 unități pH, aparținând domeniului slab acid (proba prelevată din zona forajului seră) - neutru (pentru 12 din 28 de probe analizate) - slab alcalin (pentru 15 din totalul de 28 de probe analizate).

➤ **Anii 2012, 2013 și 2021**

- **Conținutul de Total hidrocarburi din petrol (THP), Nichel și Cupru:** sub limitele impuse prin Ordinul nr. 756/1997, în toate probele de sol analizate, ceea ce indică ➔ **impact ne semnificativ** asupra solului datorat acestor poluanți.

CONCLUZII:

➤ **Impactul generat de activitățile desfășurate în instalațiile societății PETROTEL - LUKOIL asupra solului din incintă se poate caracteriza astfel:**

- Analizele efectuate în anul **2005** au pus în evidență existența poluării cu hidrocarburi petroliere a solului. Poluarea solului cu hidrocarburi petroliere a variat pe amplasament, existând zone locale poluate.

S-a înregistrat impact potențial semnificativ cu **produse petroliere** în zonele forajelor P1, P2, P3 și F1' și în zona instalației Cocsare, cât și impact semnificativ cu **produse petroliere** în zonele forajelor P4, P5, H809, FP6 și zona forajului seră, cât și în zona depozitului de țiței.

S-a înregistrat de asemenea impact potențial semnificativ cu **Cd** (în zona forajului P2).

Analizele au indicat o prezență peste valoarea normală în sol a anumitor metale grele (zinc, plumb, nichel, cupru), fără ca acestea să depășească însă pragurile de alertă sau de intervenție prevăzute de legislație. Metalele au ca sursă fie produsele petroliere (în special țițeiul), fie unele depozitări necorespunzătoare în timp a deșeurilor.

	CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești	Comanda DG-0545 din 15.03.2022
	LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT	Proiect nr. MD 2000.006

• În anii **2012, 2013 și 2021**, societatea a realizat monitorizarea solului în 14 puncte din incintă, conform prevederilor Autorizației integrate de mediu și, suplimentar, a analizat prin intermediul laboratorului LAJEDO, concentrația de total hidrocarburi din petrol în alte 3 puncte ale rafinăriei: zona N-E batal NDS 214, zona S-V batal NDS 214 și zona rezervorului de motorină T-118.

Nivelul de poluare al solului din interiorul rafinăriei cu Ni, Cu și produse petroliere THP pentru toate probele de sol analizate, se situează în domeniul nesemnificativ.

• Este de menționat evoluția descrescătoare la poluantul total hidrocarburi din petrol (THP) în 2021 și 2013 față de anul 2005, în solul din incinta platformei. În punctele P4(S4) - zona forajului P4; P5(S5) - zona forajului P5; P6(S6) - zona forajului seră; P7(S7) - zona forajului H809, P9(S9) – zona forajului FP6 și P26(S14) - zona depozitului de țiței, unde în 2005 nivelul de poluare al solului a fost semnificativ, în 2012, 2013 și 2021 conținutul de produse petroliere a scăzut sub limita pragului de alertă impus prin Ordinul nr. 756/1997.

• Valorile indicatorilor Ni și Cu sunt în general staționare în 2021 și 2013 față de 2005, fiind valori normale sau valori ușor peste limita normală în sol, dar sub pragurile de alertă și intervenție pentru soluri cu folosințe mi puțin sensibile.


În 2005, concentrațiile de nichel au variat între 11,53 și 42,025 mg/kg (această din urmă valoare înregistrându-se în proba prelevată din zona forajului seră), în 2013, cea mai mare valoare măsurată a indicatorului nichel a fost de 34,21 mg/kg, iar în 2021 cea mai mare valoare măsurată a indicatorului nichel a fost de 32,2 mg/kg în proba de sol prelevată din zona forajului P3, însă mult sub valoarea pragului de alertă de 200 mg/kg.

Pentru cupru, în 2013 valorile măsurate s-au încadrat în intervalul 29,53 și 78,06 mg/kg (această din urmă valoare înregistrându-se în proba prelevată din zona forajului FP6), valori situate sub valoarea pragului de alertă de 250 mg/kg.

- ***Din anul 2009, când a fost elaborat Studiul privind evaluarea contaminării solului în incinta rafinăriei de către firma Dekonta și până în prezent, s-a constatat o atenuare naturală puternică a contaminării în zonele identificate în Studiu ca fiind poluate cu produse petroliere, însoțită de o vegetație abundentă. Astfel, calitatea solului în zonele contaminate s-a îmbunătățit treptat în perioada 2009-2014-2021 prin biodegradare naturală, nemaifiind necesare lucrări locale de remediere.***
- ***Având în vedere măsurile realizate în instalațiile de pe platformă, în perioada 2007 – 2014, pentru reducerea impactului asupra factorilor de mediu (închiderea batalurilor, măsuri pentru reducerea emisiilor de poluanți în aer etc.), se estimează că se va îmbunătăți treptat și calitatea solului platformei, prin scăderea concentrațiilor de poluanți specifici (hidrocarburi din petrol, metale grele).***
- ***În conformitate cu prevederile Ordinului MAPPM nr. 756/1997, rezultatele investigațiilor analitice realizate în perioada 2012 – 2013 - 2021 indică faptul că impactul indus de activitățile desfășurate de PETROTEL - LUKOIL S.A. asupra factorului de mediu sol a scăzut în timp, la nivelul anului 2021 fiind nesemnificativ în toate punctele monitorizate.***

5.3.2. Starea actuală și evoluția în timp a poluării pânzei freatice

Poluarea cu produse petroliere a apei freatice în zona Rafinăriei PETROTEL - LUKOIL Ploiești și din zona limitrofă este o poluare istorică. Apa subterană este poluată atât datorită incidentelor survenite la instalațiile de procesare a țițeiului de pe platformă, cât și a avariilor la

	CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești	Comanda DG-0545 din 15.03.2022
	LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT	Proiect nr. MD 2000.006

conducele petroliere magistrale, care aparțin altor societăți, care au constituit de-a lungul timpului o sursă de poluare.

➔ **Investigații privind calitatea freaticului, 1989**

În „*Studiul hidrogeologic și hidrochimic privind gradul de poluare petrolieră a acviferului freatic în zona Rafinării Teleajen și zona limitrofă*”, întocmit de ISPIF în anul 1989, referitor la compoziția apei freatice, prin realizarea de foraje, măsurători și analize, au fost evidențiate următoarele aspecte:

- ✓ compoziția litologică naturală favorizează infiltrarea de produse petroliere în sol, succesiunea litologică fiind: argila slab-prăfoasă cvasipermeabilă (grosime 1,5-7,3 m), aluviuni grosiere ce reprezintă zona de înmagazinare a apei freatice și a produselor petroliere (grosime 24-34 m), roca de bază a stratului acvifer, argilos (la adâncimi de peste 25 m);
- ✓ aria de răspândire a poluării cu petrol era staționară în comparație cu anul 1981;
- ✓ adâncimea la care se situează apa freatică variază între 9-15 m, cu o direcție de curgere generală a apei subterane de la NV la SE;
- ✓ concentrația cea mai importantă de poluanți a fost depistată în zona parcurilor de rezervoare, stației de epurare, rampei CF, unde grosimea stratului de produs petrolier de deasupra apei freatice s-a situat între 2-56 cm. În restul zonei apa prezintă o peliculă subțire (1 mm - 1 cm) cu un miros specific de produs petrolier;
- ✓ s-a pus în evidență prezența fenolilor în concentrații ridicate.

➔ **Investigații privind calitatea freaticului, 1999**

În anul 1999, în *Bilanțul de mediu nivel II* întocmit de către PETROSTAR SA, s-au realizat investigații (foraje și măsurători electrometrice) pentru urmărirea evoluției calității freaticului.

Concluziile Bilanțului de mediu nivel II privind apa subterană au fost:

- existența unei tendințe generale de avansare relativă spre sud-est a suprafețelor poluate cu produse petroliere, cu stagnare și chiar diminuare pe flancuri;
- înaintarea spre sud-est a limitei suprafeței slab poluate până la limita vestică a comunei Berceni;
- concentrația cea mai importantă de produse petroliere a fost semnalată în partea de sud-est a incintei și în apropierea căii ferate Ploiești-Buzău.

➔ **Investigații privind calitatea freaticului, 2005**

În anul 2005, INCDPM-ICIM București a elaborat lucrarea *Raport de amplasament* pentru societatea PETROTEL - LUKOIL S.A. Referitor la calitatea apei freatice din forajele din incinta Rafinării și din forajele exterioare, **lucrarea concluzionează:**

- apa freatică din forajele din incinta PETROTEL - LUKOIL a prezentat concentrații de produs petrolier, benzen, toluen și xileni
- apa freatică din forajele exterioare a prezentat încărcare cu cloruri, plumb, mangan.

➔ **Investigații privind calitatea freaticului, 2011**

În anul 2011, D&V ENVIRONMENT S.R.L. Slobozia a realizat un *"Studiu de soluție privind recuperarea produsului petrolier și depoluarea pânzei freatice din zona amplasamentului PETROTEL - LUKOIL S.A."*.

	CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești	Comanda DG-0545 din 15.03.2022
	LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT	Proiect nr. MD 2000.006

Obiectul studiului a fost stabilirea soluției de recuperare a produsului petrolier în vederea depoluării pânzei freatice și urmare a acesteia proiectarea unui sistem de recuperare a produselor petroliere care poluează hidrostructura freatică din zona rafinăriei PETROTEL - LUKOIL S.A..

Datele utilizate în studiu, care au stat la baza stabilirii modelului matematic al poluării zonei, în vederea stabilirii soluției optime de depoluare, au fost obținute din:

- forajele executate în zona amplasamentului și zonele învecinate în anii 1990;
- sistemul actual de monitorizare a calității apei freatice în 10 foraje;
- investigații geofizice;
- alte studii și cercetări efectuate în zonă.

CONCLUZIILE studiului sunt:

■ Analiza variației în timp a grosimii stratului de produse petroliere a permis formularea următoarelor observații:

- staționaritatea grosimii măsurate în F1', cauzată probabil de menținerea aportului de contaminant;
- reducerea continuă a grosimii în H809 până în mai 2002, când începe o perioadă de creștere;
- reducerea grosimii în P3 și P4 începând cu ianuarie 2000, cu o foarte bună corelare în ambele piezometre.

O analiză preliminară a distribuției spațio-temporale a grosimii stratului de produse petroliere indică o componentă a drenajului apelor subterane spre valea Teleajenului (divergentă în raport cu direcția principală de curgere)

■ Investigarea gradului de poluare al hidrostructurii freatice - prin sondaj electric vertical – a evidențiat localizarea zonelor cu concentrații mari de produse petroliere (maxime de rezistivitate). Poziționarea acestor maxime indică o migrare a poluanților spre NE, spre râul Teleajen, direcție de drenaj care nu este confirmată de modelul hidrodinamic preliminar rezultat din datele de piezometrie disponibile. Această situație impune reconfigurarea rețelei de monitorizare în NE-ul rafinăriei și reluarea măsurărilor piezometrice în rețeaua extinsă de monitorizare.

■ Rețeaua de monitorizare actuală va trebui să fie ameliorată, deoarece nu asigură datele necesare monitorizării corecte a impactului platformei asupra mediului. Pentru monitorizarea amplasamentului se propune realizarea a 3-4 foraje de monitorizare pe direcția SV-NE, din NE-ul platformei PETROTEL - LUKOIL spre râul Teleajen.

■ Produsele petroliere provenite din poluarea istorică sau curentă de pe platforma PETROTEL - LUKOIL vor fi drenate pe două direcții:


- direcția 1, NV-SE, paralelă cu traseul râului Teleajen
- direcția 2, SV-NE, din NE-ul platformei spre râul Teleajen

■ Zona de captură a sistemului de drenaj trebuie să intercepteze toată zona poluată, fiind proiectat un sistem cu un număr preliminar de 9 foraje de drenaj FD.

Timpul de recuperare al produsului petrolier imiscibil cu apa (acumulat la suprafața acesteia) este estimat la minim 2-3 ani.

Aplicarea soluției propuse în studiu se va face în 4 etape, astfel:

→ **Etapa 1:** cele 15 foraje de monitorizare de pe amplasamentul rafinăriei vor fi pompate și curățate de produsul petrolier, după care se vor face măsurători periodice (la 2 săptămâni) ale nivelului hidrostatic și al pânzei de petrol acumulate;

	CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești	Comanda DG-0545 din 15.03.2022
	LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT	Proiect nr. MD 2000.006

- **Etapa 2:** executarea a 2 foraje în zona centrală a sistemului de drenaj, pentru stabilirea parametrilor reali și testarea hidrodinamică a forajelor pentru estimarea corectă a parametrilor hidrogeologici ai acviferului și parametrilor hidraulici ai forajelor; redimensionarea sistemului de drenaj pentru recuperarea substanțelor petroliere și pe baza datelor de monitorizare realizate după pomparea și curățarea celor 15 foraje din incintă;
- **Etapa 3:** executarea tuturor forajelor din sistemul de drenaj dimensionat pe baza parametrilor hidrogeologici și hidraulici determinați experimental prin teste "in-situ";
- **Etapa 4:** recuperarea prin pompare periodică a produsului petrolier acumulat în forajele de drenaj; realizarea unui sistem de monitorizare pe direcția 2, SV-NE.

➔ CALITATEA APEI SUBTERANE DIN ZONA STUDIATĂ

Originea diferită, în timp și spațiu, a pierderilor de produse, precum și cauzele multiple care au provocat aceste pierderi au generat, pe lângă alte cauze, fenomenul de poluare a apelor subterane din zona analizată.

Societatea PETROTEL - LUKOIL S.A., prin programul de monitorizare a factorilor de mediu impus prin Autorizația integrată de mediu revizuită, urmărește calitatea apei freactice în forajele de control din incintă și din zona limitrofă acesteia.

Evoluția în timp și influența activității de la PETROTEL – LUKOIL S.A. **asupra calității apelor subterane** din zona amplasamentului, s-a realizat prin compararea rezultatelor analizelor efectuate în anii **2012, 2013, semestrul I 2014 și 2021** pentru factorul de mediu apă subterană cu rezultatele investigațiilor realizate în cadrul documentației care a stat la baza obținerii Autorizației integrate de Mediu și anume investigațiile analitice efectuate în cadrul "**Bilanțului de mediu nivel II**", ediția august **2005**, elaborat de INCDPM-ICIM București.

În cadrul "**Bilanțului de mediu nivel II**" din august 2005 au fost prezentate rezultatele analizelor de apă subterană deținute în acel moment de societate, respectiv cele din campania de prelevare probe *mai-iunie 2005*.

Pentru evaluarea calității apelor subterane din zona amplasamentului, în anul **2005** au fost monitorizate 13 foraje de observație, din care:

- 9 foraje interioare rafinăriei: P1, P2, P3, P4, P5, Foraj seră, FP6, H809, F1';
- 4 foraje din exteriorul platformei: F5, F4, F17, F2H.

În anii **2012, 2013, semestrul I 2014 și 2021** pentru monitorizarea apelor subterane din zona de impact a societății, sunt utilizate 21 de foraje de observație, din care:


- 9 foraje din incinta rafinăriei: P1, P2, P3, P4, P5, F_{seră}, FP6, H809, F1'
- 3 foraje din jurul batalului NDS 196: F1b, F2b, F3b
- 3 foraje aferente instalației de stocare temporară a deșeurilor: F4b, F5b, F6b
- 6 foraje din exteriorul platformei: F1, F2, F3, F4, F17, F2H

Amplasarea forajelor de control este prezentată în **Anexa 3** din prezentul volum - *Planul de amplasare foraje în incintă și în exteriorul platformei PETROTEL – LUKOIL S.A. Ploiești*.

Tehnici de prelevare

Tehnicile de prelevare, conservare, transport, păstrare și identificare a probelor de apă subterană au respectat prevederile SR 2852/94 și SR ISO 5667-11/00.

Indicatorii specifici determinați în apa freatică, care pot conduce la caracterizarea

	CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești	Comanda DG-0545 din 15.03.2022
	LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT	Proiect nr. MD 2000.006

gradului de poluare a acestora sunt: pH, sulfuri, substanțe extractibile în eter de petrol, CCOCr.

Metode de analiză

Investigațiile analitice ale probelor de apă freatică din forajele de observație s-au realizat în conformitate cu următoarele standarde:


- SR ISO 10523 – 97, pentru pH
- SR 7510 – 97, pentru sulfuri
- SR 7587 – 96, pentru substanțe extractibile în eter de petrol
- SR ISO 6060 – 96, pentru CCOCr

Frecvența de monitorizare a calității apei freactice din forajele de observație, impusă prin Autorizația integrată de mediu 155 rev. 2009, 2012 și Autorizația Integrată de Mediu nr. PH -10 din 10.08.2015 revizuită în data de 05.12.2019, este de 2 analize/an.

De asemenea, societatea mai are impusă monitorizarea lunară a nivelului hidrostatic al forajelor de observație. În **Tabelele 41, 42** se prezintă rezultatul măsurătorilor realizate de laboratorul PROWATER-ECOSISTEM privind nivelul hidrostatic, nivelul stratului de produs petrolier și grosimea stratului de produs petrolier, date raportate de societate în luna iunie 2014.

Tabelul 41: Raportare lunară măsurători apă freatică (nivel hidrostatic) – iun. 2014

Nr. crt.	Data	Denumire foraj	Măsurători hidrostatice		
			H _{pp} (m)	H _{apa} (m)	G _{pp} (m)
FORAJE INTERIOARE					
1	17.06.2014	H ₈₀₉	13.115	13.455	0.340
2	17.06.2014	F _{1'}	11.183	11.378	0.195
3	17.06.2014	FP6	11.104	11.289	0.185
4	17.06.2014	F _{seră}	-	11.011	0.000
5	17.06.2014	P ₁	-	12.079	0.000
6	17.06.2014	P ₂	-	11.901	0.000
7	17.06.2014	P ₃	10.249	10.285	0.036
8	17.06.2014	P ₄	-	12.707	0.000
9	17.06.2014	P ₅	-	13.159	0.000
10	17.06.2014	F1b	-	13.411	0.000
11	17.06.2014	F2B	-	13.418	0.000
12	17.06.2014	F3b	-	12.138	0.000
13	17.06.2014	F4b	11.758	12.058	0.300
14	17.06.2014	F5B	-	13.119	0.000
15	17.06.2014	F6b	10.286	10.666	0.380
FORAJE EXTERIOARE					
1	25.06.2014	F ₁₇	-	11.899	0,000
2	25.06.2014	F ₄	-	7.301	0,000
3	25.06.2014	F _{2H}	-	10.197	0,000

	CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești	Comanda DG-0545 din 15.03.2022
	LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT	Proiect nr. MD 2000.006

Tabelul 42: Raportare lunară măsurători apă freatică (nivel hidrostatic) – iun. 2021

Nr. crt.	Data	Denumire foraj	Măsurători hidrostatice		
			H pp (m)	H apa (m)	G pp (m)
FORAJE INTERIOARE					
1	17.06.2014	H ₈₀₉	14.841	15.121	0.280
2	17.06.2014	F _{1'}	12.012	12.199	0.187
3	17.06.2014	FP6	12.612	12.618	0.006
4	17.06.2014	F _{seră}	-	11.024	0.000
5	17.06.2014	P ₁	-	12.602	0.000
6	17.06.2014	P ₂	-	12.581	0.000
7	17.06.2014	P ₃	10.380	10.414	0.034
8	17.06.2014	P ₄	13.388	13.404	0.016
9	17.06.2014	P ₅	-	14.282	0.000
10	17.06.2014	F1b	-	12.841	0.000
11	17.06.2014	F2B	-	13.352	0.000
12	17.06.2014	F3b	-	12.849	0.000
13	17.06.2014	F4b	-	13.517	0.000
14	17.06.2014	F5B	-	13.616	0.000
15	17.06.2014	F6b	-	13.079	0.000
FORAJE EXTERIOARE					
1	25.06.2014	F ₁₇	-	12.911	0,000
2	25.06.2014	F ₄	-	7.858	0,000

H pp – nivel strat produs petrolier; H apa – nivel hidrostatic; G pp – grosime strat produs petrolier

■ **Nivelul de poluare al freaticului la nivelul anului 2005**


Nivelul de poluare al apei freatice pentru anul **2005** s-a stabilit prin comparare cu prevederile **Legii privind calitatea apei potabile nr. 458/2002**, modificată și completată prin **Legea nr. 311/2004**.

Conform **Ordinului nr. 756/1997**, pragurile de alertă și pragurile de intervenție privind poluarea apelor se definesc în modul următor:

- depășirile concentrațiilor maxime admise de poluanți, prevăzute de reglementările în vigoare, reprezintă *pragurile de intervenție* pentru poluarea apelor de suprafață și subterane, precum și pentru evacuările de ape subterane;
- pragurile de alertă pentru concentrațiile de poluanți în apele de suprafață și subterane, precum și evacuările de ape uzate reprezintă 70% din pragurile de intervenție ale aceluiași poluanți.

Indicatorii urmăriți în probele de apă subterană prelevate de INCDPM-ICIM București în campania de recoltare probe din anul 2005, au fost: *benzen, toluen, etilbenzen, produse petroliere*.

Rezultatele măsurătorilor indicatorilor specifici pentru apa freatică (*Sursa: "Bilanțul de mediu nivel II", ediția august 2005, elaborat de INCDPM-ICIM București – Buletine de analiză apă numerele 2.1 ÷ 2.13. elaborate de INCDPM-ICIM*) în forajele de monitorizare ale societății, pentru **anul 2005**, se prezintă în **Tabelul 43a,b**.

	CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești	Comanda DG-0545 din 15.03.2022
	LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT	Proiect nr. MD 2000.006

Tabelul 43a: Valorile indicatorilor de calitate a apelor subterane – Foraje din incinta rafinării – anul 2005

Denumire foraj	Valoare măsurată			
	Benzen, μg/l	Toluen, μg/l	Etilbenzen, μg/l	Produse petroliere, mg/dm ³
P1	0.825	SLD	0.393	62
P2	SLD	SLD	SLD	251
P3	1.066	1.068	53.8	206
P4	SLD	0.163	SLD	113
P5	SLD	SLD	0.401	152
F _{seră}	0.138	0.091	SLD	125
FP6	0.031	0.402	0.55	215
H809	0.027	0.125	0.292	1667
F1'	0.12	0.432	0.264	232
Valoarea CMA cf. Legii 458/2002 și 311/2004	Prag alertă	0.7	-	-
	Prag interv.	1.0	-	-

Notă:

SLD – sub limita de detecție;

CMA – concentrația maximă admisă

Legendă: **Poluare semnificativă**; **Poluare potențial semnificativă**; Poluare nesemnificativă

Tabelul 43b: Valorile indicatorilor de calitate a apelor subterane – Foraje din exteriorul platformei – anul 2005

Nr. crt.	Parametru	U.M.	Valoare determinată foraje				Valoare CMA cf. Legii 458/2002 și 311/2004	
			F5	F4	F17	F2H	P.A.	P.I.
1	pH	unit. pH	7.2	6.87	7.11	6.86	6.5÷9.5	
2	Duritate totală	grade germ.	20.44	22.4	53.2	19.04	minim 5	
3	Calciu, Ca ²⁺	mg/dm ³	138.27	134.26	156.31	128.25	-	
4	Magneziu, Mg ²⁺	mg/dm ³	486	15.8	17.024	10.5	-	
5	Amoniu, NH ₄ ⁺	mg/dm ³	0.0078	0.0718	0.0247	0.0032	0.35	0.5
6	Nitriți, NO ₂ ⁻	mg/dm ³	0.0554	0.0187	0.6442	0.5479	0.35	0.5
7	Nitrați, NO ₃ ⁻	mg/dm ³	5.6944	2.3764	1.4178	2.5682	35	50
8	Fosfor total, P	mg/dm ³	0.0402	0.0480	0.0906	0.1182	-	
9	Sulfati, SO ₄ ²⁻	mg/dm ³	132.63	3.3799	43.387	149.052	175	250
10	Cloruri, Cl ⁻	mg/dm ³	365.13	255.24	393.49	361.59	175	250
11	Fier, Fe ²⁺³	μg/dm ³	160.8	0.0211	1.145	36.6	140	200
12	Mangan, Mn ²⁺³	μg/dm ³	10.8	71.6	340.6	5.8	35	50
13	Zinc, Zn ²⁺	μg/dm ³	46.6	16.4	12.0	9.8	3500	5000
14	Cupru, Cu ²⁺	μg/dm ³	8.4	9.2	2.3	0.1	70	100

Nr. crt.	Parametru	U.M.	Valoare determinată foraje				Valoare CMA cf. Legii 458/2002 și 311/2004	
			F5	F4	F17	F2H		
15	Crom, Cr ³⁺⁶	μg/dm ³	6.6	7.2	6.4	6.3	35	50
16	Nichel, Ni ²⁺	μg/dm ³	13.5	9.2	8.8	11.0	14	20
17	Cadmium, Cd ²⁺	μg/dm ³	3.7	1.7	2.4	2.4	3.5	5.0
18	Plumb, Pb ²⁺	μg/dm ³	15.7	14.5	15.4	14.0	7	10
19	Produse petroliere	mg/dm ³	39	20	16	8	-	

Notă: CMA – concentrația maximă admisă

Legendă: **Poluare semnificativă**; **Poluare potențial semnificativă**; Poluare nesemnificativă


■ Nivelul de poluare al freaticului în perioada 2012 – sem. I 2014

Având în vedere poluarea istorică a apei freactice din zona platformei, prin Autorizația integrată de mediu nr. 155 revizuită 2009 și 2012 au fost stabilite **valori de referință** pentru forajele de control monitorizate de societate, valori prezentate în **Tabelul 44**.

Tabelul 44 Valori de referință indicatori foraje conform AIM 155 revizuită

Nr. crt.	Denumire foraj	Valoare de referință			
		pH	Sulfuri totale	Extractibile în eter de petrol	CCOCr
1	P1	8,0	1,08	74,6	960
2	P2	7,6	0,84	103,3	250
3	P3	7,5	1,3	598	1072
4	P4	7,5	0,35	825,4	476
5	P5	7,5	0,76	55,1	172
6	F _{seră}	7,5	1,56	68,8	220
7	FP6	7,5	1,25	250,6	3526
8	H809	8,0	0,58	38745	16100
9	F1'	8,0	1,45	21500	9700
10	F1b	7,5	0,6	38,8	216
11	F2b	7,5	0,8	64,4	273,6
12	F3b	7,5	0,9	72,6	280,8
13	F4b	7,5	0,2	35200	15200
14	F5b	7,5	0,57	272	135
15	F6b	7,5	0,3	22017	6101
16	F1	7,5	0,052	22	912
17	F2	8,5	0,058	22,4	1008
18	F3	7,5	1,2	15,8	700
19	F4	7,5	0,2	1800	468
20	F17	7,5	0,08	19,8	102
21	F2H	7,5	0,5	40,2	147

Investigațiile efectuate în perioada 2012 - sem. I 2014 - 2021 au contribuit la stabilirea gradului actual de poluare, atât în incinta PETROTEL - LUKOIL, cât și în exteriorul platformei și, de asemenea, pe baza acestor investigații este urmărită evoluția în timp a stării de poluare a freaticului, ca urmare a activităților desfășurate de societate.

	CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești	Comanda DG-0545 din 15.03.2022
	LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT	Proiect nr. MD 2000.006

Nivelul de poluare al apei freatică pentru perioada **2012 – sem. I 2014 - 2021** s-a stabilit prin comparare cu valorile de referință (pentru indicatorii specifici) impuse prin Autorizația integrată de mediu. nr. 155/2007 rev. 2009 și 2012 deținută de societate, valori înregistrate în documentația care a stat la baza solicitării revizuirii Autorizației integrate de mediu.

Dintre cei 4 indicatori monitorizați de societate în apa forajelor de control, indicatorul *Substanțe extractibile în eter de petrol* nu este normat prin Legea nr. 458/2002 și 311/2004. Pentru ceilalți 3 indicatori, valorile concentrațiilor maxime admise de legislația privind calitatea apei potabile sunt: **6.5 ÷ 9.5** pentru pH, **100 µg/l** pentru indicatorul Sulfuri și hidrogen sulfurat, respectiv de **5 mg O₂/l** pentru indicatorul Oxidabilitate.

Rezultatele măsurătorilor indicatorilor specifici pentru apa freatică (măsurători efectuate de Laboratorul Ape Uzate din cadrul Serviciului Monitorizare Factori de Mediu al societății PETROTEL – LUKOIL cu frecvența de 1 analiză/semestru) în forajele de pe platformă, pentru perioada 2012 – sem. I 2014 - 2021, se prezintă în tabelele următoare.



CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești

LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT

Comanda DG-0545 din
15.03.2022

Proiect nr.
MD 2000.006

Tabelul 45: Valorile indicatorilor de calitate a apelor subterane – anul 2012

Denumire foraj	pH				sulfuri totale, mg/l				extractibile în eter de petrol, mg/l				CCOCr, mg/l			
	Valoare Sem.I	Valoare Sem.II	Medie 2012	Valoare de referință	Valoare Sem.I	Valoare Sem.II	Medie 2012	Valoare de referință	Valoare Sem.I	Valoare Sem.II	Medie 2012	Valoare de referință	Valoare Sem.I	Valoare Sem.II	Medie 2012	Valoare de referință
Foraje din incinta rafinării																
P1	7.1	7.0	7.1	8	0.002	0.006	0.004	1.08	21.2	24.6	22.9	74.6	144.0	162.8	153.4	960
P2	7.1	7.0	7.1	7.6	lipsă	lipsă	-	0.84	32.4	28.4	30.4	103.3	94.4	90.8	92.6	250
P3	7.3	7.2	7.3	7.5	0.002	0.004	0.003	1.3	210.6	278.2	244.4	598	124.8	132.4	128.6	1072
P4	7.0	7.2	7.1	7.5	0.002	0.004	0.003	0.35	132	144.6	138.3	825.4	288.0	246.8	267.4	476
P5	7.0	7.1	7.1	7.5	lipsă	lipsă	-	0.76	10.4	11.4	10.9	55.1	125.0	118.4	121.7	172
F _{seră}	7.0	7.0	7.0	7.5	lipsă	0.002	0.002	1.56	16	14	15	68.8	133.2	144.6	138.9	220
FP6	7.2	7.3	7.3	7.5	0.002	0.002	0.002	1.25	211.2	204.8	208	250.6	1440.0	1286.2	1363.1	3526
H809	7.0	7.1	7.1	8	0.004	0.001	0.003	0.58	620.2	722.8	671.5	38745	288.0	312.0	300.0	16100
F1'	7.2	7.1	7.2	8	0.001	0.002	0.002	1.45	2154.8	2421.2	2288	21500	1152.0	1221.4	1186.7	9700
Foraje batal NDS 196																
F1b	7.0	7.0	7.0	7.5	lipsă	lipsă	-	0.6	23.2	18.6	20.9	38.8	96.0	88.4	92.2	216
F2b	7.3	7.2	7.3	7.5	0.007	0.008	0.008	0.8	18.2	20.2	19.2	64.4	125.7	128.4	127.1	273.6
F3b	7.1	7.3	7.2	7.5	lipsă	lipsă	-	0.9	25.6	22.2	23.9	72.6	144.4	164.6	154.5	280.8
Foraje instalație stocare temporară a deșeurilor																
F4b	7.0	7.0	7.0	7.5	0.001	0.002	0.002	0.2	2140	2448.2	2294.1	35200	1325.0	1288.8	1306.9	15200
F5b	7.2	7.1	7.2	7.5	0.002	0.001	0.002	0.57	27.6	28.4	28	272	48.2	38.6	43.4	135
F6b	7.1	7.0	7.1	7.5	0.001	0.001	0.001	0.3	2002.2	2006.4	2004.3	22017	1228.4	1206.4	1217.4	6101
Foraje din exteriorul platformei																
F1	7.5	7.4	7.5	7.5	0.001	0.002	0.002	0.052	14.4	12.8	13.6	22	298.20	268.40	283.30	912
F2	7.5	7.4	7.5	8.5	0.001	0.002	0.002	0.058	10.6	12.4	11.5	22.4	468.40	502.20	485.30	1008
F3	7.0	7.1	7.1	7.5	0.003	0.002	0.003	1.2	12.2	10.8	11.5	15.8	294.80	302.40	298.60	700
F4	7.4	7.2	7.3	7.5	0.004	0.006	0.005	0.2	38.6	48.6	43.6	1800	162.20	158.40	160.30	468
F17	7.4	7.3	7.4	7.5	lipsă	lipsă	-	0.08	6.6	4.6	5.6	19.8	72.40	78.60	75.50	102
F2H	7.1	7.0	7.1	7.5	lipsă	lipsă	-	0.5	8.4	6.6	7.5	40.2	89.60	78.80	84.20	147

Legenda: **Poluare semnificativă**, Poluare nesemnificativă



CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești

LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT

Comanda DG-0545 din
15.03.2022

Proiect nr.
MD 2000.006

Tabelul 46: Valorile indicatorilor de calitate a apelor subterane – anul 2013

Denumire foraj	pH				sulfuri totale, mg/l				extractibile în eter de petrol, mg/l				CCOCr, mg/l			
	Valoare Sem.I	Valoare Sem.II	Medie 2013	Valoare de referință	Valoare Sem.I	Valoare Sem.II	Medie 2013	Valoare de referință	Valoare Sem.I	Valoare Sem.II	Medie 2013	Valoare de referință	Valoare Sem.I	Valoare Sem.II	Medie 2013	Valoare de referință
Foraje din incinta rafinării																
P1	7.04	6.97	7.0	8	SLQ	SLQ	-	1.08	32.4	27.2	29.8	74.6	129.4	92.22	110.8	960
P2	6.98	7.11	7.0	7.6	SLQ	SLQ	-	0.84	32.4	25.4	28.9	103.3	92.4	100.60	96.5	250
P3	7.14	7.21	7.2	7.5	SLQ	SLQ	-	1.3	220.8	144.8	182.8	598	221.8	167.68	194.7	1072
P4	7.15	7.09	7.1	7.5	SLQ	SLQ	-	0.35	188.2	150.4	169.3	825.4	295.7	122.80	209.3	476
P5	7.35	7.20	7.3	7.5	SLQ	SLQ	-	0.76	SLQ	<20	<20	55.1	101.6	83.84	92.7	172
F _{seră}	6.57	6.75	6.7	7.5	SLQ	SLQ	-	1.56	SLQ	<20	<20	68.8	83.2	83.84	83.5	220
FP6	7.38	7.44	7.4	7.5	SLQ	SLQ	-	1.25	245.2	188.6	216.9	250.6	1386.6	192.00	789.3	3526
H809	7.25	7.30	7.3	8	SLQ	SLQ	-	0.58	824.8	920.4	872.6	38745	277.3	2537.60	1407.5	16100
F1'	7.24	7.14	7.2	8	SLQ	SLQ	-	1.45	3614.2	2458.2	3036.2	21500	1848.8	1039.62	1444.2	9700
Foraje batal NDS 196																
F1b	7.12	7.15	7.1	7.5	SLQ	SLQ	-	0.6	SLQ	<20	<20	38.8	73.9	78.72	76.3	216
F2b	7.29	7.27	7.3	7.5	SLQ	SLQ	-	0.8	SLQ	<20	<20	64.4	110.8	90.24	100.5	273.6
F3b	7.22	7.14	7.2	7.5	SLQ	SLQ	-	0.9	SLQ	<20	<20	72.6	157.1	71.04	114.1	280.8
Foraje instalație stocare temporară a deșeurilor																
F4b	7.06	7.10	7.1	7.5	SLQ	SLQ	-	0.2	2147.6	1842.8	1995.2	35200	1294.2	132.40	713.3	15200
F5b	7.16	7.20	7.2	7.5	SLQ	SLQ	-	0.57	30.8	25.8	28.3	272	55.4	76.80	66.1	135
F6b	7.25	7.24	7.2	7.5	SLQ	SLQ	-	0.3	2189.4	2004.6	2097	22017	1247.9	1356.22	1302.1	6101
Foraje din exteriorul platformei																
F1	*	*	-	7.5	*	*	-	0.052	*	*	-	22	*	*	-	912
F2	*	*	-	8.5	*	*	-	0.058	*	*	-	22.4	*	*	-	1008
F3	*	*	-	7.5	*	*	-	1.2	*	*	-	15.8	*	*	-	700
F4	7.08	7.12	7.1	7.5	SLQ	SLQ	-	0.2	51.2	42.2	46.7	1800	134.9	99.45	117.18	468
F17	7.45	7.40	7.4	7.5	SLQ	SLQ	-	0.08	SLQ	<20	<20	19.8	62.8	43.82	53.31	102
F2H	6.90	6.94	6.9	7.5	SLQ	SLQ	-	0.5	SLQ	<20	<20	40.2	69.3	60.68	64.99	147

Notă: SLQ (sub limita de cuantificare: 0,0210±0,0024 mg/l sulfuri dizolvate); *Nu s-a colectat proba

Legenda: **Poluare semnificativă**; Poluare nesemnificativă



CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești

LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT

Comanda DG-0545 din
15.03.2022

Proiect nr.
MD 2000.006

Tabelul 47: Valorile indicatorilor de calitate a apelor subterane – Semestrul I 2014

Denumire foraj	pH		sulfuri totale, mg/l		extractibile in eter de petrol, mg/l		CCOCr, mg/l	
	Valoare măsurată	Valoare de referință	Valoare măsurată	Valoare de referință	Valoare măsurată	Valoare de referință	Valoare măsurată	Valoare de referință
Foraje din incinta rafinării								
P1	7.01	8	SLQ	1.08	30.6	74.6	110.80	960
P2	7.20	7.6	SLQ	0.84	22.4	103.3	98.60	250
P3	7.30	7.5	SLQ	1.3	138.8	598	174.60	1072
P4	7.14	7.5	SLQ	0.35	132.8	825.4	138.90	476
P5	7.36	7.5	SLQ	0.76	<20	55.1	90.60	172
F _{seră}	6.82	7.5	SLQ	1.56	<20	68.8	78.20	220
FP6	7.38	7.5	SLQ	1.25	174.8	250.6	210.60	3526
H809	7.45	8	SLQ	0.58	880.8	38745	2384.20	16100
F1'	7.18	8	SLQ	1.45	1980.8	21500	1120.20	9700
Foraje batal NDS 196								
F1b	7.08	7.5	SLQ	0.6	<20	38.8	82.30	216
F2b	7.16	7.5	SLQ	0.8	<20	64.4	92.50	273.6
F3b	7.10	7.5	SLQ	0.9	<20	72.6	71.04	280.8
Foraje instalație stocare temporară a deșeurilor								
F4b	7.10	7.5	SLQ	0.2	1624.8	35200	164.70	15200
F5b	7.18	7.5	SLQ	0.57	22.6	272	68.50	135
F6b	7.16	7.5	SLQ	0.3	1874.4	22017	1510.90	6101
Foraje din exteriorul platformei								
F1	*	7.5	*	0.052	*	22	-	912
F2	*	8.5	*	0.058	*	22.4	-	1008
F3	*	7.5	*	1.2	*	15.8	-	700
F4	7.22	7.5	SLQ	0.2	39.4	1800	120.20	468
F17	7.35	7.5	SLQ	0.08	<20	19.8	50.90	102
F2H	7.01	7.5	SLQ	0.5	<20	40.2	80.20	147

Notă: SLQ (sub limita de cuantificare: 0,028±0,0033 mg/l sulfuri dizolvate); *Nu s-a colectat proba

Legenda: **Poluare semnificativă**; Poluare nesemnificativă



CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești

LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT

Comanda DG-0545 din
15.03.2022

Proiect nr.
MD 2000.006

Tabelul 48: Valorile indicatorilor de calitate a apelor subterane – Semestrul I 2021

Denumire foraj	pH		sulfuri totale, mg/l		extractibile in eter de petrol, mg/l		CCOCr, mg/l	
	Valoare măsurată	Valoare de referință	Valoare măsurată	Valoare de referință	Valoare măsurată	Valoare de referință	Valoare măsurată	Valoare de referință
Foraje din incinta rafinării								
P1	7.1	8	SLQ	1.08	<20	74.6	55.3	960
P2	7.3	7.6	SLQ	0.84	<20	103.3	<30	250
P3	7.1	7.5	SLQ	1.3	98.4	598	115.3	1072
P4	7.1	7.5	SLQ	0.35	522.4	825.4	225.9	476
P5	7.1	7.5	SLQ	0.76	<20	<20	86.7	172
F _{seră}	7.3	7.5	SLQ	1.56	<20	68.8	<30	220
FP6	7	7.5	SLQ	1.25	40.8	250.6	130.9	3526
H809	7.1	8	SLQ	0.58	1988.4	38745	4035.5	16100
F1'	7.2	8	SLQ	1.45	1580	21500	922.4	9700
Foraje batal NDS 196								
F1b	7.2	7.5	SLQ	0.6	<20	38.8	38.7	216
F2b	7	7.5	SLQ	0.8	<20	64.4	115.3	273.6
F3b	7.10	7.5	SLQ	0.9	<20	72.6	<30	280.8
Foraje instalație stocare temporară a deșeurilor								
F4b	7.10	7.5	SLQ	0.2	<20	35200	92.2	15200
F5b	7.1	7.5	SLQ	0.57	<20	272	69.2	135
F6b	7.1	7.5	SLQ	0.3	26.8	22017	124.5	6101
Foraje din exteriorul platformei								
F1	*	7.5	*	0.052	*	22	-	912
F2	*	8.5	*	0.058	*	22.4	-	1008
F3	*	7.5	*	1.2	*	15.8	-	700
F4	7.2	7.5	SLQ	0.2	<20	1800	96.8	468
F17	7.2	7.5	SLQ	0.08	<20	16.4	50.7	102
F2H	*	7.5	*	0.5	*	40.2	*	147

Notă: SLQ (sub limita de cuantificare: 0,028±0,0033 mg/l sulfuri dizolvate); *Nu s-a colectat proba

Legenda: **Poluare semnificativă**; Poluare nesemnificativă



CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești

LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT

Comanda DG-0545 din
15.03.2022


Proiect nr.
MD 2000.006

Tabelul 49: Valorile indicatorilor de calitate a apelor subterane – Semestrul II 2021

Denumire foraj	pH		sulfuri totale, mg/l		extractibile in eter de petrol, mg/l		CCOCr, mg/l	
	Valoare măsurată	Valoare de referință	Valoare măsurată	Valoare de referință	Valoare măsurată	Valoare de referință	Valoare măsurată	Valoare de referință
Foraje din incinta rafinării								
P1	7.2	8	SLQ	1.08	<20**	74.6	48	960
P2	7.2	7.6	SLQ	0.84	<20**	103.3	<30**	250
P3	7	7.5	SLQ	1.3	100.2	122.4	120	1072
P4	7.0	7.5	SLQ	0.35	310.2	825.4	235.2	476
P5	7.1	7.5	SLQ	0.76	<20	<20	86.7	172
F _{seră}	7.3	7.5	SLQ	1.56	<20**	68.8	<30**	220
FP6	7.1	7.5	SLQ	1.25	52.6	250.6	110.4	3526
H809	7.1	8	SLQ	0.58	2044.2	38745	5040	16100
F1'	7.1	8	SLQ	1.45	1212.4	21500	960	9700
Foraje batal NDS 196								
F1b	7.3	7.5	SLQ	0.6	<20**	38.8	33.6	216
F2b	7.1	7.5	SLQ	0.8	<20**	64.4	124.8	273.6
F3b	7	7.5	SLQ	0.9	<20**	72.6	<30**	280.8
Foraje instalație stocare temporară a deșeurilor								
F4b	7.10	7.5	SLQ	0.2	<20**	35200	96.0	15200
F5b	7	7.5	SLQ	0.57	<20**	272	72.2	135
F6b	7.1	7.5	SLQ	0.3	<20**	22017	105.6	6101
Foraje din exteriorul platformei								
F1	*	7.5	*	0.052	*	22	-	912
F2	*	8.5	*	0.058	*	22.4	-	1008
F3	*	7.5	*	1.2	*	15.8	-	700
F4	7.1	7.5	SLQ	0.2	<20**	1800	100.8	468
F17	7.1	7.5	SLQ	0.08	<20	16.4	<30**	102
F2H	*	7.5	*	0.5	*	40.2	*	147

Notă: **SLQ (sub limita de cuantificare: 0,028±0,0033 mg/l sulfuri dizolvate); *Nu s-a colectat proba

Legenda: **Poluare semnificativă**; Poluare nesemnificativă

	CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești	Comanda DG-0545 din 15.03.2022
	LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT	Proiect nr. MD 2000.006

Rezultatele investigațiilor efectuate

Rezultatele investigațiilor efectuate asupra apei freatice evidențiază următoarele aspecte:

➤ **Anul 2005**

– Forajele din incinta rafinăriei

- valorile concentrațiilor pentru indicatorii **toluen, etilbenzen și produse petroliere** (nenormați prin Legea nr. 458/2002 și 311/2004) variază de la un foraj la altul. Pentru toluen și etilbenzen valorile măsurate în probele de apă subterană prelevate au fost scăzute, sub limita de detecție pentru toluen în apa forajelor P1, P2 și P5, iar pentru etilbenzen în apa forajelor P2, P4 și foraj seră. Concentrația maximă determinată de produs petrolier a fost de 1667 mg/dm³, în proba de apă prelevată de la forajul H809.

- conținutul în **benzen** a variat în probele de apă subterană analizate, înregistrându-se valori sub limita de detecție în apa forajelor P2, P4 și P5, dar și depășirea pragului de alertă în apa forajului P1 ➔ **poluare potențial semnificativă** și depășirea pragului de intervenție în apa forajului P3 ➔ **poluare semnificativă** cu acest indicator.

– Forajele din exteriorul platformei

- **pH**-ul apei subterane variază de la un foraj la altul, în limitele de la slab acid (pH=6,86) la slab alcalin (pH=7,2)

- conținutul în **calciu și magneziu** a variat între 128,25 și 156,31 mg/dm³ pentru calciu - concentrația maximă determinată în apa forajului F17, iar pentru magneziu, concentrațiile au variat între 10,5 și 488 mg/dm³, cu maxima determinată în apa forajului F5

- conținutul în **amoniu** este scăzut (valoarea cea mai mare determinată a fost de 0.0718 mg/dm³, în proba de apă prelevată de la forajul F4), situându-se sub limitele impuse prin Legea nr. 458/2002 și 311/2004 ➔ *impact nesemnificativ*

- concentrația de **nitriți** a variat în cele 4 foraje analizate; la forajele F17 și F2H s-au înregistrat depășiri ale pragului de intervenție ➔ **poluare semnificativă**, iar la forajele F4 și F5 conținutul în nitriți se situează sub limitele impuse prin Legea nr. 458/2002 și 311/2004 ➔ *impact nesemnificativ*

- conținutul în **nitrați** înregistrează valori de la 1.4178 mg/dm³ la 5.6944 mg/dm³, sub limitele impuse prin Legea nr. 458/2002 și 311/2004 ➔ *impact nesemnificativ*


- conținutul în **fosfor total** a variat între 0.0402 și 0.1182 mg/dm³, concentrația maximă a fost determinată în proba de apă prelevată de la forajul F2H

- concentrația în **sulfati** variază de la 3.3799 mg/dm³ la 149.052 mg/dm³ fără a se înregistra depășiri ale concentrației maxime admise pentru acest indicator prevăzută de Legea nr. 458/2002 și 311/2004 ➔ *impact nesemnificativ*

- conținutul în **cloruri** a fost ridicat în toate cele 4 probe de apă subterană analizate, concentrațiile acestui indicator depășind valoarea pragului de intervenție de 250 mg/dm³ în toate forajele din exteriorul platformei, ceea ce a determinat o **poluare semnificativă** cu cloruri a factorului de mediu apă subterană

- concentrația de **fier** variază de la 0.0211 mg/dm³ (în apa forajului F4) la 160,8 mg/dm³ în apa forajului F5, această din urmă valoare depășind pragul de alertă pentru acest indicator ➔ **poluare potențial semnificativă**

- concentrația de **mangan** a variat în cele 4 foraje analizate; la forajele F4 și F17 s-au înregistrat depășiri ale pragului de intervenție ➔ **poluare semnificativă**, iar la forajele F5

	CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești	Comanda DG-0545 din 15.03.2022
	LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT	Proiect nr. MD 2000.006

și F2H conținutul în mangan se situează sub limitele impuse prin Legea nr. 458/2002 și 311/2004 ➔ *impact nesemnificativ*

- conținutul în metale grele: **zinc, cupru, crom și nichel** variază în forajele analizate, însă fără a se înregistra depășiri ale pragurilor de alertă sau de intervenție pentru acești indicatori, prevăzute de Legea nr. 458/2002 și 311/2004 ➔ *impact nesemnificativ*

- concentrația de **cadmiu** se situează sub limitele impuse prin Legea nr. 458/2002 și 311/2004 în toate probele analizate, cu excepția probei de apă subterană prelevată din forajul F5, în care a fost măsurată o concentrație de cadmiu ce a depășit valoarea pragului de alertă ➔ **poluare potențial semnificativă**

- conținutul în **plumb** a fost ridicat în toate cele 4 probe de apă subterană analizate, concentrațiile acestui indicator depășind valoarea pragului de intervenție de 10 mg/dm³ în toate forajele din exteriorul platformei, ceea ce a determinat o **poluare semnificativă** cu plumb a factorului de mediu apă subterană

- conținutul în **produse petroliere** a variat între 8 și 39 mg/dm³, concentrația maximă a fost determinată în proba de apă prelevată de la forajul F5.

Față de valorile concentrațiilor maxime admise prin Legea nr. 311/2004 care modifică și completează Legea nr. 458/2002, în anul 2005 se constată că valorile maxime determinate ale indicatorilor specifici sunt mai mari decât cele impuse prin lege pentru indicatorii: nitriți, cloruri, mangan și plumb, în aproape toate probele de apă subterană analizate și pentru indicatorul benzen numai în forajul P3 din incintă.

De asemenea, valori care au depășit pragul de alertă au fost înregistrate pentru indicatorul benzen în apa forajului P1 din incinta rafinării și pentru indicatorii fier și cadmiu, în apa forajului F5, aflat în exteriorul platformei industriale.

➤ Anii 2012, 2013, Semestrul I 2014 si semestrul I si II 2021

În 2013 și semestrul I 2014 și semestrul I și II 2021 nu s-au colectat probe de apă subterană din forajele F1, F2 și F3 din exteriorul platformei. Societatea deține două adrese emise de A.N. „APELE ROMÂNE”, de răspuns la solicitarea societății PETROTEL – LUKOIL de eliminare a monitorizării apelor subterane în zona batalurilor:

- NDS 211 și NDS 212: **Adresa nr. 2675/DDC din 07.03.2013,**
- NDS 196: **Adresa nr. 18649/DDC din 19.11.2013,**

în care se menționează următoarele:

- prin A.G.A. în vigoare (nr. 238/2012, nr. 236/2013) s-a solicitat monitorizarea apelor subterane în zona batalurilor exterioare prin măsurarea periodică a nivelului hidrostatic și a grosimii stratului de produs petrolier în forajele de observație din zona batalurilor;
- având în vedere că s-a finalizat acțiunea de ecologizare a acestor bataluri, ANAR este de acord cu încetarea monitorizării nivelului hidrostatic și a grosimii stratului petrolier în forajele F1, F2 și F3 din zona batalurilor NDS 211 și NDS 212, respectiv în forajele F1b, F2b și F3b din zona batalului NDS 196.

Față de valorile de referință impuse prin AIM nr. 155 rev. 2009, 2012 și Autorizația Integrată de Mediu nr. PH -10 din 10.08.2015 revizuită în data de 05.12.2019, în perioada 2012 – sem. I 2014 și semestrul I și II 2021 se constată că valorile determinate ale indicatorilor specifici sunt mai mici decât cele de referință

	CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești	Comanda DG-0545 din 15.03.2022
	LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT	Proiect nr. MD 2000.006

pentru toți indicatorii analizați în probele de apă subterană prelevate de la forajele monitorizate de societate.

CONCLUZII:

Dacă am compara valorile determinate ale indicatorului CCOCr impus a fi monitorizat în apa subterană din forajele de control din incinta și din exteriorul platformei PETROTEL - LUKOIL, cu limita impusă de legislația de mediu în vigoare (5 mg O₂/l pentru parametrul „Oxidabilitate”, conform Legii nr. 458/2002 și 311/2004 privind calitatea apei potabile), concluzia ar fi că apa freatică în zona de impact a societății este poluată cu substanțe organice.

Valorile tuturor indicatorilor monitorizați de societate în forajele de observație a calității apei freactice în perioada 2012 – sem. I 2014 și semestrul I și II 2021 se încadrează în valorile de referință prevăzute prin Autorizația Integrată de Mediu nr. PH -10 din 10.08.2015 revizuită în data de 05.12.2019.

■ Evoluția nivelului de poluare

Datele privind calitatea apei subterane în zona amplasamentului deținute de societate de la prima autorizare integrată de mediu (situația de la nivelul anului 2005) nu sunt comparabile cu datele din ultimii doi ani, parametrii urmăriți în investigațiile analitice fiind diferiți.

Astfel, poate fi realizată numai o evoluție a nivelului de poluare a freaticului cu poluanții specifici activității rafinării pentru perioada 2012 – sem. I 2014 și semestrul I și II 2021.

În **Tabelul 50 a,b,c** se prezintă valorile medii anuale ale concentrațiilor indicatorilor monitorizați în apa subterană prelevată din forajele de control ale societății, în care se poate observa modul în care au variat acestea în perioada 2012 – sem. I 2014, semestrul I și II 2021.



CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești

LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT

Comanda **DG-0545** din
15.03.2022

Proiect nr.
MD 2000.006

Evoluția calității apei subterane în puțurile de control – perioada 2012 – sem. I 2014 si sem I si II 2021

Tabelul 50a: Indicatorul Sulfuri

	Foraje de control																				
	P1	P2	P3	P4	P5	F _{seră}	FP6	H809	F1'	F1	F2	F3	F4	F2H	F17	F1b	F2b	F3b	F4b	F5b	F6b
Valoare medie 2012	0.004	-	0.003	0.003	-	0.002	0.002	0.003	0.002	0.002	0.002	0.003	0.005	-	-	-	0.008	-	0.002	0.002	0.001
Valoare medie 2013	SLQ	SLQ	SLQ	SLQ	SLQ	SLQ	SLQ	SLQ	SLQ	SLQ	SLQ	SLQ	SLQ	SLQ	SLQ	SLQ	SLQ	SLQ	SLQ	SLQ	SLQ
Valoare sem. I 2014	SLQ	SLQ	SLQ	SLQ	SLQ	SLQ	SLQ	SLQ	SLQ	-	-	-	SLQ	SLQ	SLQ	SLQ	SLQ	SLQ	SLQ	SLQ	SLQ
Valoare sem. I 2021	SLQ	SLQ	SLQ	SLQ	SLQ	SLQ	SLQ	SLQ	SLQ	-	-	-	SLQ	SLQ	SLQ	SLQ	SLQ	SLQ	SLQ	SLQ	SLQ
Valoare sem. II 2021	SLQ	SLQ	SLQ	SLQ	SLQ	SLQ	SLQ	SLQ	SLQ	-	-	-	SLQ	SLQ	SLQ	SLQ	SLQ	SLQ	SLQ	SLQ	SLQ
VLA cf. AIM 155 rev.	1.08	0.84	1.3	0.35	0.76	1.56	1.25	0.58	1.45	0.052	0.058	1.2	0.2	0.5	0.08	0.6	0.8	0.9	0.2	0.57	0.3
Evoluție 2012 – sem.I 2014 si sem. I si II 2021	↘	↘	↘	↘	↘	↘	↘	↘	↘	↘	↘	↘	↘	↘	↘	↘	↘	↘	↘	↘	↘

Notă: SLQ (sub limita de cuantificare: $0,028 \pm 0,0033$ mg/l sulfuri dizolvate)



CLIENT: **PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești**

LUCRARE: **RAPORT DE AMPLASAMENT**

Comanda **DG-0545** din
15.03.2022

Proiect nr.
MD 2000.006

Tabelul 50b: Indicatorul Extractibile în eter de petrol

	Foraje de control																				
	P1	P2	P3	P4	P5	F _{seră}	FP6	H809	F1'	F1	F2	F3	F4	F2H	F17	F1b	F2b	F3b	F4b	F5b	F6b
Valoare medie 2012	22.9	30.4	244.4	138.3	10.9	15	208	671.5	2288	13.6	11.5	11.5	43.6	7.5	5.6	20.9	19.2	23.9	2294.7	28	2004.3
Valoare medie 2013	29.8	28.9	182.8	169.3	<20	<20	216.9	872.6	3036.2	-	-	-	46.7	<20	<20	<20	<20	<20	1995.2	28.3	2097
Valoare sem. I 2014	30.6	22.4	138.8	132.8	<20	<20	174.8	880.8	1980.8	-	-	-	39.4	<20	<20	<20	<20	<20	1624.8	22.6	1874.4
Valoare sem. I 2021	<20	<20	98.4	522.4	<20	<20	40.8	1988.4	1580	-	-	-	<20	-	<20	<20	<20	<20	<20	<20	26.8
Valoare sem. II 2021	<20	<20	100.2	310.2	<20	<20	52.6	2044.2	1212.4	-	-	-	<20	-	<20	<20	<20	<20	<20	<20	<20
VLA cf. AIM 155 rev.	74.6	103.3	598	825.4	55.1	68.8	250.6	38745	21500	22	22.4	15.8	1800	40.2	19.8	38.8	64.4	72.6	35200	272	22017
Evoluție 2012 – sem.I 2014	↗	↘	↘	↘	↘	↘	↘	↗	↘	-	-	-	↘	↘	↘	↘	↘	↘	↘	↘	↘
Evoluție sem. I si II 2021	↘	↘	↘	↗	↘	↘	↘	↗	↘				↘		↘	↘	↘	↘	↘	↘	↘



CLIENT: **PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești**

LUCRARE: **RAPORT DE AMPLASAMENT**

Comanda **DG-0545** din
15.03.2022

Proiect nr.
MD 2000.006

Tabelul 50c: Indicatorul CCOCr

	Foraje de control																				
	P1	P2	P3	P4	P5	F _{seră}	FP6	H809	F1'	F1	F2	F3	F4	F2H	F17	F1b	F2b	F3b	F4b	F5b	F6b
Valoare medie 2012	153.4	92.6	128.6	267.4	121.7	138.9	1363.1	300.0	1186.7	283.3	485.3	298.6	160.3	84.2	75.5	92.2	127.1	154.5	1306.9	43.4	1217.4
Valoare medie 2013	110.8	96.5	194.7	209.3	92.7	83.5	789.3	1407.5	1444.2	-	-	-	117.18	64.99	53.31	76.3	100.5	114.1	713.3	66.1	1302.1
Valoare sem. I 2014	110.8	98.6	174.6	138.9	90.6	78.2	210.6	2384.2	1120.2	-	-	-	120.2	80.2	50.9	82.3	92.5	71.04	164.7	68.5	1510.9
Valoare sem. I 2021	55.3	<30	115.3	225.9	86.7	<30	130.9	4035.5	922.4				96.8	-	50.7	38.7	115.3	<30	92.2	69.2	124.5
Valoare sem. II 2021	48	<30	120	235.2	86.7	<30**	110.4	5040	960				100.8	-	<30	33.6	124.8	<30**	96	72.2	105.6
VLA cf. AIM 155 rev.	960	250	1072	476	172	220	3526	16100	9700	912	1008	700	468	147	102	216	273.6	280.8	15200	135	6101
Evoluție 2012 – sem. I 2014	↘	↗	↗	↘	↘	↘	↘	↗	↘	-	-	-	↘	↘	↘	↘	↘	↘	↘	↗	↗
Evoluție sem I si II 2021	↘	↘	↘	↗	↘	↘	↘	↗	↘				↘		↘	↘	↗	↘	↘	↗	↘

Față de valorile de referință ale indicatorilor specifici prevăzute prin Autorizația integrată de mediu nr. 155 revizuită 2009 și 2012 și Autorizația Integrată de Mediu nr. PH - 10 din 10.08.2015 revizuită în data de 05.12.2019, în perioada 2012 – sem. I 2014 și sem I și II 2021, situația poate fi caracterizată astfel:

- forajele de observație monitorizate au fost: P1, P2, P3, P4, P5, F_{seră}, FP6, H809, F1', F17, F2H, F1, F2, F3, F4, F1b, F2b, F3b, F4b, F5b, F6b, situate atât în interiorul, cât și în exteriorul platformei;

- valorile mai mari ale indicatorilor monitorizați se înregistrează la apa din forajele din incintă;

- nu au fost înregistrate depășiri ale valorilor de referință pentru niciunul dintre indicatorii monitorizați, atât în forajele din incintă, cât și în forajele din exteriorul platformei;

- la indicatorul sulfuri totale, concentrațiile măsurate în anul 2013 și pe semestrul I 2014 și sem. I și II 2021 au fost sub limita de cuantificare a metodei de determinare;

- în anul 2013 și semestrul I 2014, forajele F1, F2, F3 din exteriorul rafinăriei nu au fost monitorizate;

- **evoluția valorilor indicatorilor este predominant descrescătoare** în semestrul I 2014, comparativ cu valorile medii ale concentrațiilor indicatorilor din anul 2012; singurele foraje în care s-au măsurat valori mai mari în semestrul I 2014 față de anul 2012 au fost: P1 (indicatorul Extractibile în eter de petrol), H809 (indicatorii CCOCr și Extractibile în eter de petrol) și P2, P3, F5b, F6b (indicatorul CCOCr), însă toate valorile s-au situat sub valorile de referință impuse prin AIM 155 revizuită a societății.

- **evoluția valorilor indicatorilor este predominant descrescătoare** în semestrul I și II 2021, comparativ cu valorile medii ale concentrațiilor indicatorilor din anul 2012 și sem. I 2014; singurele foraje în care s-au măsurat valori mai mari în semestrul I și II 2021 față de anul 2012 și sem I 2014 au fost: P4 și H809 (indicatorul Extractibile în eter de petrol), P4, H809, F2b și F5b (indicatorul CCOCr), însă toate valorile s-au situat sub valorile de referință impuse prin Autorizația Integrată de Mediu nr. PH -10 din 10.08.2015 revizuită în data de 05.12.2019 a societății.

CONCLUZII:

- **Comparativ cu valorile de referință ale indicatorilor specifici din apa subterană prevăzute prin Autorizația integrată de mediu 155 revizuită 2009, 2012 și Autorizația Integrată de Mediu nr. PH -10 din 10.08.2015 revizuită în data de 05.12.2019, în perioada 2012 – sem. I 2014 și sem I și II 2021 se remarcă faptul că valorile determinate sunt mai mici.**
- **Poluarea apei freactice din zona amplasamentului este istorică, ea producându-se în timp, datorită tehnologiilor utilizate și a incidentelor tehnice produse la instalații, ce au făcut ca poluanții să se infiltreze în sol și apoi în apa subterană, a deteriorării stării conductelor de canalizare s.a.**
- **În ultimii ani, preocuparea societății de a proteja factorii de mediu se reflectă și în diminuarea nivelului de poluare a apei freactice, atât în incintă, cât și în exteriorul platformei. Această preocupare a constat în implementarea de măsuri de re tehnologizare/ modernizare a instalațiilor, care au permis reducerea ponderii evacuărilor de poluanți în factorii de mediu, contribuind astfel și la diminuarea încărcării în poluanți specifici a pânzei freactice în zonă.**
- **Remedierea calității apei subterane este un proces lent, necesitând o perioadă îndelungată de timp. Societatea are în vedere urmărirea grosimii stratului de produs**

petrolier, lunar, în forajele de control și depoluarea pânzei freatice prin forajul de recuperare a produsului petrolier în zona H809.

5.3.3. Calitatea apelor epurate evacuate în emisar

Apele uzate de pe amplasamentul societății PETROTEL - LUKOIL S.A. sunt colectate în stația de epurare a rafinării, unde sunt supuse proceselor de epurare mecanică, chimică și biologică.

Compoziția influentului la intrarea în stația de epurare conform proiect și cea determinată pentru perioada ianuarie – iulie 2014 este prezentată în **Tabelul 51**.

Tabelul 51: Compoziția influentului stației de epurare finală

Indicator	UM	Valoare determinată 2014						Valoare medie sem. I 2014	VLA la intrare în stație
		Ian.	Feb.	Mar.	Apr.	Mai	Iun.		
extractibile în eter*	mg/l	666.9	748.6	915.9	778.6	743.7	659.0	747.3	4000
fenol	mg/l	20.1	19.5	22.0	16.1	19.6	16.7	18.7	30
amoniu	mg/l	14.8	<u>20.3</u>	<u>27.8</u>	<u>26.2</u>	<u>20.9</u>	17.7	8.4	20
CCOCr	mg/l	1933.4	<u>2519.8</u>	<u>2323.0</u>	<u>2153.1</u>	<u>2076.0</u>	1873.9	<u>2215.2</u>	2000

Compoziția influentului stației de epurare finală variază, în anumite luni înregistrându-se ușoare depășiri ale valorilor limită prevăzute prin proiect la indicatorii amoniu și CCOCr.

După epurare, o parte din apă este refolosită în instalații, la diferite procese tehnologice, iar altă parte este evacuată în emisarul natural, râul Teleajen.

Calitatea apelor epurate evacuate în emisar este urmărită de laboratorul PROWATER-ECOSISTEM SRL, care efectuează analize ale indicatorilor specifici, conform frecvenței stabilită pentru fiecare indicator prin Autorizația de Gospodărire a Apelor și Autorizația integrată de mediu în vigoare la data efectuării monitorizării. În paralel cu laboratorul PROWATER-ECOSISTEM, ANAR-SGA Prahova efectuează lunar analize privind concentrația indicatorilor monitorizați în apa epurată, înainte de deversarea în emisar.

La nivelul anului 2005, societatea realiza automonitorizarea pentru apele uzate evacuate în râul Teleajen, iar ANAR-SGA Prahova verifica prin sondaj cel puțin o dată pe lună calitatea acestor ape.

Evoluția în timp a încărcării apelor uzate evacuate de pe amplasament și influența activității de la PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești asupra calității apei emisarului, râul Teleajen, s-a realizat prin compararea rezultatelor analizelor efectuate în anii 2012, 2013, sem. I 2014 și 2021 pentru efluentul stației de epurare cu rezultatele investigațiilor realizate în cadrul documentației care a stat la baza obținerii Autorizației integrate de Mediu, și anume investigațiile analitice efectuate în cadrul *"Bilanțului de mediu nivel II", ediția august 2005, elaborat de INCDPM-ICIM București*.

În cadrul *"Bilanțului de mediu nivel II", ediția 2005, elaborat de INCDPM-ICIM București* s-au realizat investigații analitice asupra evacuării finale, precum și din emisar, râul Teleajen, în vederea caracterizării impactului produs de activitatea desfășurată în cadrul societății.

Puncte de prelevare

Punctele din care au fost prelevate probe de apă pentru analize se prezintă în tabelul de mai jos.

Tabelul 52: Puncte de prelevare probe apă pentru analize impurificatori

Prelevări probe apă uzată și de suprafață 2005	Prelevări probe apă uzată 2012, 2013, sem. I 2014, 2021
Evacuarea din stația de epurare	Evacuarea din stația de epurare
Râul Teleajen – amonte și aval față de evacuarea societății	-
Râul Teleajen – amonte și aval față de batalurile exterioare situate pe malul râului	-

Tehnicile de prelevare a probelor de apă au respectat reglementările în vigoare.

Prelevarea probelor s-a realizat cu o sondă de lungime adecvată cu care s-a recoltat apa din canalele de deversare și de suprafață.

Probele au fost conservate în vederea determinării indicatorilor chimici.

Rezultatele investigațiilor asupra probelor analizate, conform *Buletinelor de analiză apă nr. 2.14 – probă prelevată în data de 21.06.2005 și nr. 2.15 – probă prelevată în data de 01.08.2005*, elaborate de INCDPM-ICIM București, se prezintă comparativ cu valorile limită prevăzute de Autorizația de Gospodărire a Apelor nr. 978/2004 (valabilă până la data de 15.05.2006) în vigoare la momentul desfășurării celor două campanii de prelevare probe și analize de apă uzată și comparativ cu limitele prevăzute în *H.G. nr. 352/2005*, care modifică și completează *H.G. nr. 188/2002 - NTPA 001 – privind stabilirea limitelor de încărcare cu poluanți a apelor uzate industriale și urbane la evacuarea în receptorii naturali*, în **Tabelul 53**.

Caracteristicile efluentului general al rafinării PETROTEL - LUKOIL, evacuat în râul Teleajen la nivelul anilor **2012, 2013 și ianuarie ÷ iunie 2014 și 2021** conform situației impurificatorilor conținuți în apele reziduale, întocmite de laboratorul PROWATER-ECOSISTEM SRL, sunt prezentate în **Tabelele 54-57**.

Tabelul 53: Calitatea apelor epurate evacuate în râul Teleajen la nivelul anului 2005

Nr. crt.	Indicatori, mg/l	Valori măsurate		Valoare medie 2005	CMA cf. AGA 978/2004	CMA cf. NTPA 001/2005
		Probă prelevată luna iunie	Probă prelevată luna august			
1	pH, unit. pH	6.62	6.68	6.65	6.5 – 8.5	6.5 – 8.5
2	Sulfuri și hidrogen sulfurat	0.19	0.102	0.146	0.5	0.5
3	Materii în suspensie	59.4	22.34	40.87	60	35
4	Reziduu fix	723.25	245.68	484.465	2000	2000
5	Substanțe extractibile cu solvenți organici	9.8	5.21	7.505	20	20
6	CCO-Cr	43.5	28.93	36.215	125	125
7	CBO ₅	28.95	18.74	23.845	25	25
8	Detergenți sintetici	0.34	0.16	0.25	0.5	0.5
9	Azot amoniacal	0.1217	0.1427	0.132	2.0	2.0
10	Azotiți	0.1006	0.123	0.112	1	1

Nr. crt.	Indicatori, mg/l	Valori măsurate		Valoare medie 2005	CMA cf. AGA 978/2004	CMA cf. NTPA 001/2005
		Probă prelevată luna iunie	Probă prelevată luna august			
11	Azotați	3.6135	4.239	3.926	25	25
12	Fosfor total	0.0854	0.0623	0.074	1	1
13	Sulfați	149.22	134.98	142.1	600	600
14	Cloruri	276.51	198.27	237.39	500	500
15	Pb	0.0059	0.0021	0.004	0.2	0.2
16	Ni	0.0071	0.0047	0.006	0.5	0.5
17	Cianuri totale	0.073	0.003	0.038	0.1	0.1
18	Produse petroliere	9.1	4.7	6.9	5	5
19	Fenoli antrenabili cu vapori de apă	0.13	0.0065	0.068	0.3	0.3
20	Cr total	0.0057	0.0048	0.005	1	1
21	Fe	0.0075	0.0075	0.008	5	5
22	Zn	0.0357	0.0276	0.032	0.5	0.5
23	Cd	0.0015	0.0023	0.002	0.2	0.2
24	Cu	0.0049	0.0032	0.004	-	0.1
25	Mn	0.0250	0.0276	0.026	-	1
26	Ca	102.2	124.84	113.52	-	300
27	Mg	8.51	9.35	8.93	-	100.6

Legenda:

 Poluare nesemnificativă; **Poluare potențial semnificativă**; **Poluare semnificativă**



CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești

LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT

Comanda DG-0545 din
15.03.2022

Proiect nr.
MD 2000.006

Tabelul 54: Calitatea apelor epurate evacuate în râul Teleajen la nivelul anului 2012

Indicatori, mg/l	LUNA															Valoare medie 2012	CMA cf. NTPA 001/2005
	Ian.	Feb.	Mar.	Apr.	Mai	Iun.	Iul.	CMA *	Aug.	Sept.	CMA **	Oct.	Nov.	Dec.	CMA ***		
pH	7.2	7	7.1	7	7	7	7	6.5-8.5	7	7	6.5-8.5	7	7	7	6.5-8.5	7.03	6.5-8.5
Sulfuri	0.102	0.055	0.184	0.167	0.136	0.227	0.212	0.5	0.138	0.062	0.5	0.046	0.064	0.056	0.5	0.12	0.5
Suspensii	35.5	24	32.5	31.46	35.6	42.1	40.2	60	35.8	32.3	60	37.1	32.3	38.3	60	34.76	35
Reziduu fix	875.6	753.1	843.2	856.6	877.9	932.5	909.4	1500	863.9	816.8	1500	843.7	844.9	866.4	1500	857.00	2000
Extractibile	10.1	7.1	10.4	9.1	10.1	11.8	11.3	20	9.7	8.6	20	9	8.1	9.497	20	9.57	20
CCO-Cr	110.8	78.4	102.3	130.8	124.2	353	230.5	125	172.5	149.5	500	192.6	135	183.1	500	163.56	125
CBO ₅	19.1	14.6	16.3	62.8	26.1	60.5	51.3	25	30.5	28	300	38.3	32.5	40	300	35.00	25
Detergenți	0.315	0.19	0.168	0.65	0.231	2.131	2.889	0.5	2.622	1.404	25	2.711	2.365	2.079	25	1.48	0.5
Amoniu	15.35	9.56	11.7	13.14	8.28	12.8	12.27	30	12.31	7.12	30	2.25	9.15	10.35	30	10.36	2
Azotiți	0.073	0.164	0.156	0.052	0.053	0.045	0.057	10	0.075	2.708	10	3.83	3.194	2.727	10	1.09	1
Azotați	1.09	1.28	9.56	7.66	9.06	13.7	15.17	37	9.98	20.24	37	2.37	3.07	1.32	37	7.88	25
Azot total	12.2	7.8	11.3	11.97	8.62	13.1	12.98	40	11.85	10.93	40	3.45	8.78	9.18	40	10.18	10
Fosfați	0.187	0.108	0.06	0.068	0.056	0.03	0.064	4	0.047	0.24	4	0.098	0.125	0.191	4	0.11	*
Sulfați	272.8	240.5	268.2	286.1	322.4	357.1	347.9	500	247.6	203.2	500	223.5	225.1	180.9	500	264.61	600
Cloruri	135.2	122.4	144.5	151.3	147.9	185.9	224.5	400	185.5	153.3	400	165.3	172	157.2	400	162.08	500
Pb	0.001	0.001	0.001	0.002	0.003	0.002	0.001	0.1	0	0.006	0.1	0.002	0.005	0.055	0.1	0.01	0.2
Ni	0.003	0.002	0.008	0.001	0.013	0.002	0.002	0.15	0.004	0.003	0.15	0.002	0.003	<0.1	0.15	0.01	0.5
CN ⁻	0.003	0.002	0.003	0.003	0.004	0.019	0.027	0.1	0.005	0.016	0.1	0.006	0.017	0.024	0.1	0.01	0.1
Produse petroliere	0.84	0.42	0.72	0.74	0.77	0.92	0.78	5	0.7	0.7	5	0.73	0.77	0.76	5	0.74	5
Fenoli	0.13	0.044	0.15	0.16	0.17	0.95	0.62	0.3	0.65	0.3	30	0.47	0.357	0.46	30	0.37	0.3
Cr	0.005	0.002	0.01	0.01	0.025	0.08	0.014	0.85	0.029	0.026	0.85	0.014	0.012	<0.5	0.85	0.06	1
Fe	0.174	0.104	0.196	0.168	0.672	0.504	0.416	5	0.306	0.212	5	0.166	0.151	0.383	5	0.29	5
Zn	0.008	0.005	0.008	0.009	0.012	0.044	0.039	0.8	0.015	0.008	0.8	0.003	0.008	<0.05	0.8	0.02	0.5

CMA* - Concentrații maxime admise conform Autorizației de Gospodărire a apelor nr. 196/2011, valabilă din 15 septembrie 2011

CMA** - Concentrații maxime admise conform A.G.A. modificatoare nr. 148/iulie 2012, valabilă până la data de 01.10.2012

CMA*** - Concentrații maxime admise conform Autorizației de Gospodărire a apelor nr. 238/2012, valabilă din 09 octombrie 2012

Legenda: * Indicator nenormat; Poluare nesemnificativă; **Poluare semnificativă**



CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești

LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT

Comanda DG-0545 din
15.03.2022

Proiect nr.
MD 2000.006

Tabelul 55: Calitatea apelor epurate evacuate în râul Teleajen la nivelul anului 2013

Indicatori, mg/l	LUNA														Valoare medie 2013	CMA cf. NTPA 001/2005
	Ian.	Feb.	Mar.	Apr.	Mai	Iun.	Iul.	Aug.	Sept.	Oct.	CMA*	Nov.	Dec.	CMA**		
pH	7	7	6.9	7	7.2	6.97	7.16	7.22	7.36	7.4	6.5-8.5	7.37	7.72	6.5-8.5	7.19	6.5-8.5
Sulfuri	0.044	0.049	0.074	0.072	0.053	0.041	0.047	0.06	0.05	0.06	0.5	0.2	0.04	0.5	0.07	0.5
Suspensii	37.8	40.5	30.7	41	33	40.5	33.7	30.13	32.26	34.37	60	32.71	37.2	60	35.32	35
Reziduu fix	866.9	878.2	796.6	913.4	808.7	813.8	801.3	732.34	748.78	774.94	1500	745.55	792.5	1500	806.08	2000
Extractibile	9.2	9.9	6.5	9	7.82	<20	<20	<20	<20	0	20	<20	<20	20	13.54	20
CCO-Cr	148.3	238.5	116.4	213.5	100.5	109.5	109.4	90.97	88	105.39	500	104.8	105	150	127.52	125
CBO ₅	22.8	49.5	24.9	50.4	18.77	17.2	20.9	16.85	12.7	12.83	300	19.88	20.9	50	23.97	25
Detergenți	1.68	2.669	1.497	1.705	1.25	1.605	0.756	0.99	1.1	0.68	25	1.21	1.1	2.5	1.35	0.5
Amoniu	19.21	20.86	12.2	8.52	6.49	2.85	2.797	0.95	1	1.41	30	1.19	8.8	30	7.19	2
Azotiți	0.402	0.055	0.094	0.113	2.2	0.434	0.31	0.16	0.1	0.11	10	0.1	0.1	5	0.35	1
Azotați	0.42	0.53	0.442	0.48	9.46	8.15	0.394	18.2	17.8	7.66	37	11.85	1.4	37	6.40	25
Azot total	15.16	16.36	9.62	6.881	7.85	4.19	2.36	4.9	4.8	2.86	40	3.63	7.2	40	7.15	10
Fosfați	0.095	0.242	0.383	0.418	0.392	0.295	0.708	0.5	0.6	0.62	4	0.71	1.2	4	0.51	*
Sulfați	226.3	249.9	206.7	231	252.4	239.2	258.2	263.51	256.8	244.33	500	267.6	270.3	500	247.19	600
Cloruri	162.3	167.4	127.9	188.5	156.23	145.3	134.8	152.41	151.3	145.28	400	177.6	163.5	400	156.04	500
Pb	0.1	<0.052	0.055	SLQ	SLQ	SLQ	SLQ	SLQ	SLQ	SLQ	0.1	SLQ	SLQ	0.1	0.07	0.2
Ni	<0.03	<0.03	SLQ	SLQ	SLQ	SLQ	SLQ	SLQ	SLQ	SLQ	0.15	SLQ	SLQ	0.15	0.03	0.5
CN ⁻	0	0.052	0.026	0.039	0.035	0.043	0.041	0.04	0.029	0.03	0.1	0.02	0.014	0.1	0.03	0.1
Produse petroliere	0.7	0.8	0.7	0.9	0.78	0.81	0.64	0.72	0.76	0.65	5	0.86	0.45	5	0.73	5
Fenoli	0.4	0.53	0.3	0.149	0.055	0.063	0.079	0.05	0.04	0.07	30	0.04	0.044	2	0.15	0.3
Cr	<0.014	0.024	0.017	SLQ	SLQ	SLQ	0.028	SLQ	SLQ	SLQ	0.85	SLQ	SLQ	0.5	0.02	1
Fe	0.3	0.269	0.29	0.439	0.242	0.158	0.154	0.3	0.107	0.5	5	0.69	0.869	5	0.36	5
Zn	<0.021	0.089	0.024	0.038	0.104	0.03	0.072	0.06	SLQ	0.08	0.8	0.12	0.188	0.5	0.08	0.5

CMA* - Concentrații maxime admise conform Autorizației de Gospodărire a apelor nr. 238/2012, valabilă din 09 octombrie 2012

CMA** - Concentrații maxime admise conform Autorizației de Gospodărire a apelor nr. 236/2013, valabilă din 15 octombrie 2013

Legenda: * Indicator nenormat; SLQ – sub limita de cuantificare; Poluare nesemnificativă; **Poluare semnificativă**



CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești

LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT

Comanda DG-0545 din
15.03.2022

Proiect nr.
MD 2000.006

Tabelul 56: Calitatea apelor epurate evacuate în râul Teleajen în semestrul I 2014

Indicatori, mg/l	LUNA								Valoare medie pe 6 luni	CMA cf. NTPA 001/2005
	Ian.	Feb.	CMA*	Mar.	Apr.	Mai	Iun.	CMA**		
pH	7.7	7.37	6.5 - 8.5	7.1	7.08	7.19	7.31	6.5 - 8.5	7.29	6.5 - 8.5
Sulfuri	0.05	0.05	0.5	0.051	0.04	0.05	0.046	0.5	0.05	0.5
Suspensii	32	39.42	60	38.3	37.13	40.03	31.42	60	36.38	35
Reziduu fix	695.89	813.62	1500	769.3	761.72	787.7	705.45	1500	755.61	2000
Extractibile	<20	<20	20	<20	<20	<20	<20	20	<20.00	20
CCO-Cr	88.8	113.21	150	125.3	105.85	138.3	71.3	300	107.13	125
CBO ₅	15.8	19.18	50	24.6	19.35	25.22	11.41	100	19.26	25
Detergenți	0.84	1.06	2.5	0.697	0.695	0.52	0.45	10	0.71	0.5
Amoniu	2.93	14	30	16.37	10.62	15.7	2.81	30	10.41	2
Azotiți	0.34	0.13	5	0.783	2.31	0.26	1.82	5	0.94	1
Azotați	8.95	1.06	37	1.393	6.07	1	10.73	37	4.87	25
Azot total	4.33	11.16	40	13.28	10.33	12.52	5.13	40	9.46	10
Fosfați	0.83	0.7	4	0.483	0.44	0.46	0.53	4	0.57	*
Sulfați	255.6	272.47	500	271.3	286	242.72	238.82	500	261.15	600
Cloruri	158.2	155.59	400	160.1	151	165.75	167.61	400	159.71	500
Pb	SLQ	SLQ	0.1	SLQ	SLQ	SLQ	SLQ	0.1	-	0.2
Ni	SLQ	SLQ	0.15	SLQ	SLQ	SLQ	SLQ	0.15	-	0.5
CN ⁻	0.016	0.014	0.1	0.018	0.016	0.02	0.03	0.1	0.02	0.1
Produse petroliere	0.64	0.64	5	0.7	0.87	0.74	0.89	5	0.75	5
Fenoli	0.04	0.032	2	0.047	0.036	0.04	0.04	2	0.04	0.3
Cr	SLQ	0.018	0.5	SLQ	SLQ	SLQ	SLQ	0.5	<0.018	1
Fe	0.16	0.206	5	0.256	0.204	0.38	0.09	5	0.22	5
Zn	0.14	0.022	0.5	0.049	0.056	0.03	0.02	0.5	0.05	0.5

CMA* - Concentrații maxime admise conform Autorizației de Gospodărire a apelor nr. 236/2013, valabilă din 15 octombrie 2013

CMA** - Concentrații maxime admise conform A.G.A. modificatoare nr. 28/februarie 2014, valabilă până la data de 01.10.2014

Legenda: * Indicator nenormat; SLQ – sub limita de cuantificare; Poluare nesemnificativă; **Poluare semnificativă**



CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești

LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT

Comanda DG-0545 din
15.03.2022


Proiect nr.
MD 2000.006

Tabelul 57: Calitatea apelor epurate evacuate în râul Teleajen la nivelul anului 2021

Indicatori, mg/l	LUNA													Valoare medie 2021	CMA cf. NTPA 001/2005
	Ian.	Feb.	Mar.	Apr.	Mai	Iun.	Iul.	Aug.	Sept.	Oct.	Nov.	Dec.	CMA*		
pH	7.967	7.767	7.620	7.746	7.520	7.494	7.702	7.608	7.711	7.595	7.597	7.504	8.5	7.653	6.5 - 8.5
Sulfuri	0.079	0.078	0.079	0.063	0.072	0.083	0.060	0.064	0.062	0.064	0.068	0.071	0.5	0.070	0.5
Suspensii	15.654	10.695	10.349	11.291	11.484	11.709	11.262	11.354	11.634	10.863	9.134	12.433	60	11.489	35
Reziduu fix	1363.675	1109.514	1165.768	1088.751	1143.668	1131.709	1147.267	1109.940	1100.564	1090.084	1019.744	1173.303	2000	1136.999	2000
Extractibile	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000	20	10.000	20
CCO-Cr	87.670	84.081	90.303	89.725	92.242	96.210	93.062	93.243	94.266	95.585	91.424	107.016	125	92.902	125
CBO ₅	15.209	14.550	15.777	17.738	17.000	16.967	17.092	17.267	18.618	17.691	16.342	19.719	25	16.997	25
Detergenți	0.146	0.146	0.137	0.166	0.179	0.126	0.178	0.129	0.147	0.151	0.147	0.167	0.5	0.152	0.5
Amoniu	0.616	0.388	0.399	0.463	0.448	0.287	0.387	0.337	0.350	0.408	0.480	0.482	2	0.420	2
Azotiți	0.272	0.282	0.177	0.217	0.212	0.220	0.206	0.201	0.234	0.153	0.168	0.111	1	0.204	1
Azotați	5.006	9.306	9.891	10.434	11.013	6.618	6.734	4.846	6.934	7.606	12.990	3.910	25	7.941	25
Azot total	1.610	2.403	2.544	2.716	2.835	1.717	1.797	1.356	1.838	2.035	3.306	1.258	10	2.118	10
Fosfați	0.165	0.171	0.173	0.138	0.175	0.134	0.137	0.124	0.117	0.106	0.138	0.115	1	0.141	*
Sulfați	399.019	349.911	378.858	387.363	437.006	457.171	460.936	446.485	459.668	349.100	106.915	291.215	600	376.971	600
Cloruri	232.352	181.364	197.039	164.897	213.952	273.641	345.010	203.739	168.497	157.792	136.283	126.442	500	200.084	500
Pb*	0.050	0.050	0.050	0.050	0.050	0.050	0.050	0.050	0.050	0.050	0.050	0.100	0.2	0.054	0.2
Ni*	0.050	0.050	0.050	0.050	0.050	0.096	0.050	0.050	0.050	0.050	0.050	0.100	0.5	0.058	0.5
CN ⁻	0.010	0.009	0.006	0.008	0.005	0.013	0.004	0.000	0.005	0.007	0.017	0.005	0.1	0.007	0.1
Produse petroliere	0.340	0.306	0.320	0.310	0.400	0.324	0.400	0.318	0.268	0.374	0.228	0.202	5	0.316	5
Fenoli	0.042	0.041	0.033	0.037	0.037	0.037	0.040	0.038	0.042	0.047	0.043	0.044	0.3	0.040	0.3
Cr*	0.100	0.100	0.100	0.100	0.100	0.100	0.100	0.100	0.100	0.100	0.100	0.100	1	0.100	1
Fe	0.143	0.083	0.070	0.051	0.044	0.303	0.077	0.164	0.064	0.107	0.025	0.110	5	0.103	5
Zn	0.073	0.045	0.044	0.041	0.087	0.249	0.047	0.025	0.025	0.063	0.025	0.043	0.5	0.064	0.5

CMA* - Concentrații maxime admise conform Autorizației de Gospodărire a apelor nr.36/2020

Legenda: * Indicator nenormat; SLQ – sub limita de cuantificare; Poluare nesemnificativă; **Poluare semnificativă**

	CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești	Comanda DG-0545 din 15.03.2022
	LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT	Proiect nr. MD 2000.006

Rezultatele investigațiilor efectuate

Rezultatele investigațiilor efectuate asupra apei uzate epurate evacuate în râul Teleajen evidențiază următoarele aspecte:


➤ **Anul 2005**

- Analiza rezultatelor investigațiilor analitice asupra efluentului final relevă:
 - **S-au înregistrat depășiri ale pragului de alertă pentru indicatorii:**
 - ✓ **CBO₅ și produse petroliere** măsurați în proba de apă uzată prelevată în data de 01.08.2005;
 - ✓ **Cianuri totale** în proba de apă uzată prelevată în data de 21.06.2005, ceea ce indică o *poluare potențial semnificativă* a factorului de mediu apă de suprafață cu acești poluanți.
 - **S-au înregistrat depășiri ale pragului de intervenție pentru indicatorii:**
 - ✓ **Suspensii** - valoarea indicatorului materii în suspensie măsurată în proba de apă uzată prelevată în data de 21.06.2005 a depășit valoarea limită impusă prin normativul NTPA 001/2005, însă a fost sub limita de 60 mg/l prevăzută de AGA nr. 978/2004 a societății, în vigoare la acel moment;
 - ✓ **CBO₅ și produse petroliere** măsurați în proba de apă uzată prelevată în data de 21.06.2005 depășesc valoarea limită admisă prevăzută în NTPA 001/2005, ceea ce indică o *poluare semnificativă* a factorului de mediu apă de suprafață cu acești poluanți.
 - pH-ul apei evacuate în emisar a prezentat valori mai mici decât 7 unități de pH;
 - conținutul în: sulfuri, reziduu filtrat, substanțe extractibile cu solvenți organici, CCOCr, detergenți sintetici, amoniu, azotiți, azotați, fosfor total, sulfați, cloruri, plumb, nichel, fenoli, crom total, fier, zinc, cadmiu, cupru, mangan, calciu și magneziu prezintă valori ale concentrațiilor sub limita prevăzută de NTPA 001/2005, în toate probele analizate ➔ *impact nesemnificativ*.

Față de valorile concentrațiilor maxime admise impuse prin H.G. nr. 352/2005 care modifică și completează H.G. nr. 188/2002 - NTPA 001 - privind stabilirea limitelor de încărcare cu poluanți a apelor uzate industriale și urbane la evacuarea în receptorii naturali, în anul 2005 se constată că valorile maxime determinate ale indicatorilor specifici sunt mai mari decât cele impuse prin lege pentru indicatorii: CBO₅, produse petroliere și materii în suspensie.

➤ **Anul 2012**

- pH-ul apei evacuate în emisar a prezentat valori cuprinse în intervalul 7-7,2 unit. pH;
- conținutul în substanțe oxidabile exprimat prin **CCO**:
 - în lunile aprilie, iunie și iulie a depășit limita de 125 mg O₂/l impusă prin A.G.A. 196/15.09.2011 ➔ **poluare semnificativă**;
 - în restul anului s-a încadrat în limitele impuse prin autorizațiile de gospodărire a apelor ale societății, în vigoare la data efectuării investigațiilor de apă uzată ➔ *impact nesemnificativ*;
- conținutul în substanțe biodegradabile exprimat prin **CBO**:

	CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești	Comanda DG-0545 din 15.03.2022
	LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT	Proiect nr. MD 2000.006

- în perioada aprilie - iulie a depășit limita de 25 mg O₂/l impusă prin A.G.A. 196/15.09.2011 ➔ **poluare semnificativă**;
- în restul anului s-a încadrat în limitele impuse prin autorizațiile de gospodărire a apelor ale societății, în vigoare la data efectuării investigațiilor de apă uzată ➔ *impact nesemnificativ*;

- conținutul în **detergenți sintetici**:

- față de valoarea maxim admisă de 0,5 mg/l din A.G.A. 196/15.09.2011, valoare care este impusă și prin NTPA 001/2005, s-au înregistrat depășiri ale acestei valori în lunile aprilie, iunie și iulie ➔ **poluare semnificativă**;
- în restul lunilor anului 2012, conținutul în detergenți s-a încadrat în limitele impuse prin autorizațiile de gospodărire a apelor ale societății, în vigoare la data efectuării investigațiilor, care au prevăzut valori maxime admise mai mari, de 25 mg/l pentru acest indicator ➔ *impact nesemnificativ*;

- conținutul în **fenoli**:

- față de valoarea maxim admisă de 0,3 mg/l din A.G.A. 196/15.09.2011, valoare care este impusă și prin NTPA 001/2005, s-au înregistrat depășiri ale acestei valori în lunile iunie și iulie ➔ **poluare semnificativă**;
- în restul lunilor anului 2012, conținutul în fenoli s-a încadrat în limitele impuse prin autorizațiile de gospodărire a apelor ale societății, în vigoare la data efectuării investigațiilor, care au prevăzut valori maxime admise mai mari, de 30 mg/l pentru acest indicator ➔ *impact nesemnificativ*;

- conținutul în sulfuri (S²⁻), materii în suspensie (MS), reziduu filtrat, substanțe extractibile cu solvenți organici, amoniu (NH₄⁺), azotiți (NO₂⁻), azotați (NO₃⁻), azot total, sulfati (SO₄²⁻), cloruri (Cl⁻), plumb (Pb²⁺), nichel (Ni²⁺), cianuri (CN⁻), produse petroliere, fenoli antrenabili cu vapori de apă, crom total (Cr³⁺⁶⁺), fier total (Fe²⁺³⁺), zinc (Zn²⁺) nu a depășit limitele impuse prin A.G.A. 196/15.09.2011 ➔ *impact nesemnificativ*.

- indicatorul fosfați nu este normat în NTPA 001/2005.


Față de valorile maxim admise, impuse prin A.G.A. nr. 196/15.09.2011, valabilă până în luna iulie 2012, se constată că valorile maxime determinate ale indicatorilor specifici sunt mai mari decât cele impuse în A.G.A. pentru indicatorii: CCOCr și detergenți în lunile aprilie, iunie și iulie, pentru indicatorul CBO₅ în perioada aprilie – iulie și pentru indicatorul fenoli în lunile iunie și iulie ale anului 2012.

Aceste depășiri s-au datorat introducerii în procesul tehnologic a țițeiului românesc. Acesta conține acizi naftenici care au caracter de detergenți și au solubilizat cantități importante de produs petrolier în apa uzată. În aceste condiții, stația de epurare nu a mai putut funcționa la parametri normali.

Societatea a solicitat și obținut un program de etapizare până la punerea la punct a unui tratament corespunzător pe instalațiile tehnologice și eliminarea disfuncționalităților din cadrul stației de epurare.

➤ **Anul 2013, semestrul I 2014 și 2021**

Valorile măsurate pentru indicatorii plumb, nichel și crom s-au situat sub limita de cuantificare a metodei de determinare în majoritatea probelor de apă uzată analizate.

	CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești	Comanda DG-0545 din 15.03.2022
	LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT	Proiect nr. MD 2000.006

Rezultatele analizelor indicatorilor monitorizați din efluentul stației de epurare, la nivelul anului 2013, semestrului I 2014 și anului 2021, arată prezența unor concentrații sub valorile limită impuse de Autorizația de Gospodărire a apelor în vigoare la momentul efectuării investigațiilor asupra probelor de apă uzată epurată.

➔ Analize substanțe prioritare / prioritar periculoase în apa uzată epurată

Societatea efectuează printr-un laborator terț acreditat determinări ale concentrației substanțelor prioritare/ prioritar periculoase, impuse la monitorizare prin Autorizația de Gospodărire a apelor și Autorizația integrată de mediu, cu următoarea frecvență:

- 1 analiză/semestru, pentru indicatorii: benzen, benzo (g,h,i) perilen + indeno (1,2,3 cd) piren, Benzo(a)piren, Benzo(b) fluoranten + benzo (k)fluoranten, naftalina,

În anul 2005, pentru întocmirea documentației de emitere a primei autorizații de mediu integrate, nu au fost efectuate analize pentru determinarea concentrațiilor de substanțe normate prin **Hotărârea Guvernului nr. 351/2005 privind aprobarea Programului de eliminare treptată a evacuărilor, emisiilor și pierderilor de substanțe prioritar periculoase**, cu modificările și completările ulterioare.

Se prezintă în continuare (**Tabelul 58**) monitorizarea acestor poluanți în apa uzată evacuată de pe platformă:

- anul **2012** – investigații analitice efectuate de Laboratorul Control Poluare Apă, Sol, Deșeuri al INCD-ECOIND București (conform *Rapoartelor de încercare nr. 1013/AI din 30.05.2012 și nr. 2294/AI din 25.10.2012*).
- anul **2013** și **sem. I 2014** – analizele au fost efectuate de Laboratorului Analize de Mediu al societății LAJEDO SRL Ploiești (conform *Rapoartelor de analize nr. 503/18.06.2013, nr. 654/16.07.2013 și nr. 1235/19.11.2013, respectiv Raportul de analize nr. 698/19.05.2014*).
- anul **2021**– analizele au fost efectuate de Laboratorului Analize de Mediu al societății LAJEDO SRL Ploiești (conform *Rapoartelor de analize nr. 1588/25.05.2021, nr. 5373/22.12.2021*).



CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești

LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT

Comanda **DG-0545** din
15.03.2022

Proiect nr.
MD 2000.006

Tabelul 58: Valoarea determinată a concentrației substanțelor prioritare/prioritar periculoase din efluentul stației de epurare

Nr. crt.	Indicator	U.M.	Valoare determinată			Metoda de analiză	CMA*	
Monitorizare 2012								
			Luna mai	Luna oct.	Valoare medie an 2012			
1	Mercur	μg/l	<0,1	<0,1	<0,1	SR EN ISO 11885-09	50	
2	Benzen	μg/l	7,09	2,3	4,7	SR ISO 11423/2-2000	10	
3	Benzo(a)piren	μg/l	<0,005	<0,005	<0,005	SR EN ISO 17993-04	0,05	
4	Benzo(b)fluoranten	μg/l	<0,005	<0,005	<0,005	SR EN ISO 17993-04	0,03	
	Benzo(k)fluoranten	μg/l	<0,005	<0,005	<0,005			
5	Benz(g,h,i)perilen	μg/l	<0,001	<0,001	<0,001	SR EN ISO 17993-04	0,002	
	Indeno(1,2,3-cd)piren	μg/l	<0,001	<0,001	<0,001			
6	Antracen	μg/l	<0,005	<0,005	<0,005	SR EN ISO 17993-04	0,1	
7	Fluoranten	μg/l	<0,005	<0,005	<0,005	SR EN ISO 17993-04	0,1	
8	Naftalină	μg/l	<0,005	<0,005	<0,005	SR EN ISO 17993-04	2,4	
9	Tetracloretlenă	μg/l	<0,05	<0,05	<0,05	SR EN ISO 10301-03	10	
10	1,2 Dicloretan	μg/l	<0,05	<0,05	<0,05	SR EN ISO 10301-03	10	
11	Diclormetan	μg/l	<0,05	<0,05	<0,05	SR EN ISO 10301-03	20	
12	Pentaclorbenzen	μg/l	<0,05	<0,05	<0,05	SR EN ISO 6468-00	0,007	
Monitorizare 2013								
			Luna iun.	Luna iul.	Luna nov.	Valoare medie an 2013		
1	Mercur	mg/l	<0,0003	<0,0003	**	<0,0003	SR EN 1483/2008	0,05
2	Benzen	μg/l	<0,90	<0,90	**	<0,90	SR ISO 11423/2-2000	10
3	Pentaclorbenzen	μg/l	<0,007	<0,007	**	<0,007	SR EN ISO 6468/2000	0,007
4	Tetracloretlenă	μg/l	Nedetectabil	Nedetectabil	**	-	SR EN ISO 10301-03	10
5	1,2 Dicloretan	mg/l	Nedetectabil	Nedetectabil	**	-		10
6	Diclormetan	μg/l	Nedetectabil	Nedetectabil	**	-		20
7	Antracen	μg/l	**	<0,004	0,005	0.0045	SR EN ISO 17993/2006	0,1
8	Fluoranten	μg/l	**	<0,004	0,013	0.0085		0,1



CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești

LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT

Comanda **DG-0545** din
15.03.2022

Proiect nr.
MD 2000.006

Nr. crt.	Indicator	U.M.	Valoare determinată			Metoda de analiză	CMA*	
9	Naftalină	μg/l	**	0,009	0,051	0.03	2,4	
10	Benzo(a)piren	μg/l	**	0,023	<0,003	0.013	0,05	
11	Benzo(b)fluoranten + benzo(k)fluoranten	μg/l μg/l	**	0,012	0,008	0.01	0,03	
12	Benz(g,h,i)perilen + indeno(1,2,3-cd)piren	μg/l μg/l	**	<0,004	<0,004	<0,004	0,002	
Monitorizare semestrul I 2014 (prelevare probă luna mai 2014)								
1	Mercur	mg/l		<0,001			SR EN 1483/2008	0,05
2	Benzen	μg/l		<0,90			SR ISO 11423/2-2000	10
3	Pentaclorbenzen	μg/l		<0,008			SR EN ISO 6468/2000	0,007
4	Tetracloretilenă	μg/l		Nedetectabil			SR EN ISO 10301-03	10
5	1,2 Dicloretan	mg/l		Nedetectabil				10
6	Diclormetan	μg/l		Nedetectabil				20
7	Antracen	μg/l		<0,004			SR EN ISO 17993/2006	0,1
8	Fluoranten	μg/l		0,011				0,1
9	Naftalină	μg/l		0,016				2,4
10	Benzo(a)piren	μg/l		<0,004				0,05
11	Benzo(b)fluoranten + benzo(k)fluoranten	μg/l μg/l		<0,004				0,03
12	Benz(g,h,i)perilen + indeno(1,2,3-cd)piren	μg/l μg/l		<0,004				0,002
Monitorizare semestrul I 2021								
Mercur	mg/l		**				SR EN 1483/2008	
Benzen	μg/l			<1			SR ISO 11423/2-2000	Max. 10
Pentaclorbenzen	μg/l		**				SR EN ISO 6468/2000	
Tetracloretilenă	μg/l		**				SR EN ISO 10301-03	
1,2 Dicloretan	mg/l		**					
Diclormetan	μg/l		**					
Antracen	μg/l		**				SR EN ISO 17993/2006	



CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești

LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT

Comanda DG-0545 din
15.03.2022


Proiect nr.
MD 2000.006

Nr. crt.	Indicator	U.M.	Valoare determinată	Metoda de analiză	CMA*
	Fluoranten	μg/l	**		
	Naftalină	μg/l	0,0027		Max 2,4
	Benzo(a)piren	μg/l	<0,0010		Max. 0,05
	Benzo(b)fluoranten + benzo(k)fluoranten	μg/l μg/l	<0,0010		Max. 0,03
	Benz(g,h,i)perilen + indeno(1,2,3-cd)piren	μg/l μg/l	<0,0010		Max.0,002
Monitorizare semestrul II 2021					
	Mercur	mg/l	**	SR EN 1483/2008	
	Benzen	μg/l	<1	SR ISO 11423/2-2000	Max. 10
	Pentaclorbenzen	μg/l	**	SR EN ISO 6468/2000	
	Tetracloretilenă	μg/l	**		
	1,2 Dicloretan	mg/l	**	SR EN ISO 10301-03	
	Diclormetan	μg/l	**		
	Antracen	μg/l	**		
	Fluoranten	μg/l	**		
	Naftalină	μg/l	0,0030		Max 2,4
	Benzo(a)piren	μg/l	<0,0010		Max. 0,05
	Benzo(b)fluoranten + benzo(k)fluoranten	μg/l μg/l	<0,0010	SR EN ISO 17993/2006	Max. 0,03
	Benz(g,h,i)perilen + indeno(1,2,3-cd)piren	μg/l μg/l	<0,0010		Max.0,002

Rezultatele notate cu semnul „<” reprezintă valorile situate sub limita de detecție/cuantificare a metodei.

*- Concentrațiile maxime admise (CMA) sunt conform H.G. nr. 351/2005, cu modificările și completările ulterioare

** - Analiză neimpusa prin Autorizației de Gospodărire a apelor nr.36/2020


	CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești	Comanda DG-0545 din 15.03.2022
	LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT	Proiect nr. MD 2000.006

Valorile determinate ale concentrației de substanțe prioritare / prioritare periculoase prevăzute la monitorizare prin Autorizația integrată de mediu nr. 155 revizuită 2009 și 2012 și Autorizația Integrată de Mediu nr. PH-10 din 2015 revizuită în 2019 și Autorizația de gospodărire a apelor **nu depășesc limitele impuse prin legislația în vigoare** și anume:

- **H.G. nr. 351/2005 privind aprobarea Programului de eliminare treptată a evacuărilor, emisiilor și pierderilor de substanțe prioritare periculoase**
- **H.G. nr. 783/2006 și H.G. nr. 1038/2010 pentru modificarea și completarea Hotărârii Guvernului nr. 351/2005 privind aprobarea Programului de eliminare treptată a evacuărilor, emisiilor și pierderilor de substanțe prioritare periculoase**

CONCLUZII:

- **Societatea a beneficiat până la finele anului 2014 de perioadă de tranziție, pentru implementarea unor măsuri de reducere a gradului de încărcare cu poluanți a efluentului deversat în emisar – râul Teleajen – și implicit pentru încadrarea în limitele de concentrație prevăzute de legislația în vigoare la descărcarea de ape uzate în mediul acvatic. Indicatorii pentru care au fost acordate, în autorizațiile integrate de mediu și de gospodărire a apelor derogări de la limitele din NTPA 001/2005 au fost: CCOCr și CBO₅. Valori mai mari decât cele prevăzute de legislația de mediu în vigoare au fost prevăzute în ultimii 2 ani în documentele de reglementare ale societății pentru următorii indicatori specifici la evacuarea efluentului final în emisar: materii în suspensie, detergenți, amoniu, azotiți, azotați, azot total, fenoli, Zn.**
- **Comparativ cu cerințele impuse prin autorizațiile integrate de mediu și de gospodărire a apelor, concentrațiile medii ale indicatorilor sulfuri, reziduu filtrat, substanțe extractibile cu solvenți organici, amoniu, azotiți, azotați, sulfați, cloruri, plumb, nichel, fenoli antrenabili cu vapori de apă, crom total, fier și zinc, determinate în efluentul general în 2005 și în perioada 2012 - sem. I 2014, s-au încadrat în limitele impuse, inducând o poluare nesemnificativă.**
- **Indicatorii CBO₅, produse petroliere și materii în suspensie – în 2005 și indicatorii: CCOCr și detergenți (aprilie, iunie și iulie 2012), indicatorul CBO₅ (aprilie – iulie 2012) și indicatorul fenoli (iunie și iulie 2012) au depășit limitele impuse prin A.I.M. și A.G.A., inducând nivel de poluare semnificativ. Aceste depășiri s-au datorat introducerii în procesul tehnologic a țițeiului românesc, care conține acizi naftenici cu caracter de detergenți; aceștia au solubilizat produsul petrolier în apa uzată, modificând parametrii de funcționare ai stației de epurare. Societatea a solicitat și obținut un program de etapizare până la punerea la punct a unui tratament corespunzător pe instalațiile tehnologice și eliminarea disfuncționalităților din cadrul stației de epurare.**
- **La nivelul anului 2013, semestrului I 2014 și anului 2021, toți indicatorii monitorizați din efluentul stației de epurare au prezentat valori ale concentrațiilor sub valorile limită impuse de AGA în vigoare la momentul efectuării investigațiilor.**
- **În prezent, conținutul în substanțe oxidabile și biodegradabile, exprimat prin CCO și CBO determinat în probele de apă uzată epurată analizate este sub limitele impuse de Autorizația Integrată de Mediu nr. PH-10 din 2015 revizuită în 2019 și AGA 36/28.02.2020 în vigoare ale societății și de asemenea sub limitele impuse de NTPA 001/2005 pentru acești indicatori, de 125 mg O₂/l pentru CCOCr, respectiv de 25 mg O₂/l pentru CBO₅.**

	CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești	Comanda DG-0545 din 15.03.2022
	LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT	Proiect nr. MD 2000.006

5.3.4. Calitatea aerului

Sursele de poluare ale atmosferei sunt reprezentate de multitudinea și diversitatea proceselor tehnologice, a tipului și numărului de utilaje/echipamente care funcționează pe amplasament. Din aceste procese tehnologice apar o serie de poluanți care sunt emiși în atmosferă dirijat sau fugitiv (difuz), natural sau forțat, cu reținere sau fără reținere.

Emisiile de poluanți sunt reprezentate de: emisii de gaze din procese de ardere a combustibililor în focarele cuptoarelor instalațiilor tehnologice (NO_x, SO₂, CO, pulberi), emisii din procese tehnologice (NO_x, SO₂, CO, pulberi, COV, H₂S) și emisii de compuși organici volatili rezultați din depozitarea, încărcarea, descărcarea și distribuția benzinei la terminale.

Emisiile dirijate de gaze sunt evacuate prin coșuri de dispersie cu înălțimi cuprinse între 60 și 100 m și diametre cuprinse între 0,5 și 3,8 m.

Emisiile fugitive de gaze se datorează neetanșeităților utilajelor/echipamentelor.

EMISII DIRIJATE

În vederea evaluării impactului activităților desfășurate de societate asupra calității aerului, prin Autorizația integrată de mediu nr. 155 revizuită 2009 și 2012 s-a prevăzut monitorizarea emisiilor aferente surselor dirijate din rafinăria PETROTEL - LUKOIL Ploiești.

Societatea realizează monitorizarea emisiilor dirijate la coșurile instalațiilor, astfel:

a) **MĂSURĂTORI CONTINUE** (cu analizor automat ULTRAMAT), începând din luna septembrie 2010, la următoarele instalații:

- Cracare Catalitică, cod 09-FV3 (**Observație:** acest coș este comun pentru regeneratorul catalizator și Belco, pentru poluanții: CO, NO_x, pulberi, SO₂)
- DAV3+HPM coș comun, cod 01-H2, 01-H3, 06-H1, pentru poluanții: CO, NO_x, pulberi, SO₂
- DGRS, cod 10-H2, pentru poluanții: H₂S și SO₂

Conform AIM rev. 2019, în situația defectării aparaturii de monitorizare on-line (analizor automat Ultramat) sau pe perioada în care analizorul este verificat/reetalonat, până la repunerea în funcțiune a acestuia, societatea efectuează măsurători instantanee (cu analizorul portabil TESTO 350 XL; frecvența de 2 analize/zi), pentru indicatorii CO, NO_x, SO₂, prin laboratorul PROWATER-ECOSISTEM.

De asemenea, în cazul în care aparatura este indisponibilă o perioadă mai mare de 15 zile calendaristice, societatea efectuează și măsurători de pulberi, cu frecvența de 1 analiză la 15 zile..


b) **MĂSURĂTORI DISCONTINUE** (instantanee), cu laborator terț acreditat (firma PROWATER-ECOSISTEM pentru poluanții: CO, NO_x și SO₂ și firma LAJEDO pentru poluantul pulberi), la coșurile următoarelor instalații:

b.1. Instalații având cuptoare ce funcționează pe combustibil gaz de rafinărie

- HB, 2 coșuri de dispersie, codurile 03-H1 și 03-H2
- RC, 4 coșuri de dispersie, codurile 04-H1, 04-H2, 04-H3, 04-H5
- CC, 1 coș de dispersie, cod 09-FH2 (nefuncțional, în curs de demolare)
- HDS, 1 coș de dispersie, cod 75-H1
- CX, 1 coș de dispersie, cod 02-H1

b.2. Instalații având cuptoare ce funcționează pe combustibil gaz natural

- Fabrica de hidrogen nr. 1, 1 coș de dispersie
- Fabrica de hidrogen nr. 2, 1 coș de dispersie

	CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești	Comanda DG-0545 din 15.03.2022
	LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT	Proiect nr. MD 2000.006

Notă: Cele două fabrici de hidrogen din cadrul rafinăriei sunt similare, una având codul 77 și cealaltă codul 78. Fiecare are un punct de emisie R101/1 respectiv R101/2. Pentru a identifica în mod corect punctele de emisie a poluanților aferente celor două fabrici, s-a ales convențional utilizarea următoarei codificări:

- La Fabrica de hidrogen 77, punctul de emisie este: „Fabrica 1 de hidrogen – reformer, cod R101/1”
- La Fabrica de hidrogen 78, punctul de emisie este: „Fabrica 2 de hidrogen – reformer, cod R101/2”

Planul cu sursele de emisie dirijată ale instalațiilor rafinăriei este prezentat în **Anexa 3** din prezentul volum.

În continuare se prezintă monitorizarea poluanților specifici rafinăriei, grupată pe trei tipuri de surse fixe de emisie:

I. Arderea combustibililor în focarele cuptoarelor instalațiilor tehnologice (surse de emisie: DAV3+HPM coș comun cod 01-H2, 01-H3, 06-H1; HPM cod 06-H1; HB cod 03-H1; HB cod 03-H2; RC cod 04-H1; RC cod 04-H2; RC cod 04-H3; RC cod 04-H5; HDS cod 75-H1; CC cod 09-FH2 (în curs de demolare); Izomerizare cod 76-H1; Cx cod 02-H1)

II. Emisii din procese tehnologice (surse de emisie: CC cod 09-FV3-Belco; DGRS cod 10-H2; Fabrica 1 hidrogen- reformer cod R101/1; Fabrica 2 hidrogen- reformer cod R101/2)

III. Emisii de COV rezultați din depozitarea, încărcarea, descărcarea și distribuția benzinei la terminale (surse de emisie: instalație încărcare benzină la rampa CF, instalație încărcare benzină la rampa auto, instalații depozitare benzină)

I. Arderea combustibililor în focarele cuptoarelor instalațiilor tehnologice

Măsurătorile privind concentrațiile de gaze reziduale în emisiile în aer rezultate din procesul de ardere a combustibililor în focarele cuptoarelor tehnologice în anul 2005 (conform *Buletinelor de analiză numerele 3.9 – 3.22* anexate lucrării „**Bilanț de mediu nivel II pentru S.C. PETROTEL LUKOIL S.A. Ploiești**”, elaborată de INCDPM-ICIM București în august 2005) și în perioada 2012 – sem. I 2014 și 2021 (conform rapoartelor de analize aer emise de laboratorul PROWATER-ECOSISTEM și cel al firmei LAJEDO SRL), valorile limită de emisie prevăzute prin Autorizația integrată de mediu nr. 155 revizuită 2009 și 2012 respectiv Autorizația Integrată de Mediu nr. PH-10 din 2015 revizuită în 2019, până la conformare și valorile limită după conformare, sunt prezentate în **Tabelele 59-67**.

Notă:

1. **Instalația Izomerizare (cuptor tehnologic cod 76-H1, funcționare pe combustibil gaz natural) nu a funcționat în perioada 2012 – iulie 2014**
2. **Instalațiile tehnologice au fost în revizie și rafinăria nu a funcționat în perioada 01.02. – 28.02.2012, respectiv în perioada 21.02. – 10.04.2013**
3. **Rezultatele măsurătorilor sunt raportate la un conținut de oxigen de 3% în gazele reziduale uscate**

Tabelul 59: Rezultate măsurători gaze arse evacuate în atmosferă de la ardere combustibili în focarele cuptoarelor instalațiilor – anul 2005

Punct de măsurare	SO ₂		NO _x		CO		Particule	
	Măsurat	VL	Măsurat	VL	Măsurat	VL	Măsurat	VL
DAV3+HPM coș comun cod 01-H2, 01-H3, 06-H1	523	478	225.7	376	230	-	15.1	19.3
HB cod 03-H1	12	35	316	350	3	100	-	-
HB cod 03-H2	4	35	340	350	3	100	-	-
RC cod 04-H1	0	35	304	350	3	100	-	-
RC cod 04-H2	0	35	297	350	0.2	100	-	-
RC cod 04-H3	0	35	330	350	10	100	-	-
RC cod 04-H5	0	35	320	350	5	100	-	-
HDS cod 75-H1	28	35	250	350	0.1	100	-	-
CC cod 09-FH2	18.8	35	210	350	27	100	-	-
Cx cod 02-H1	980	880	325	413.4	1	144.4	22.4	35
CC cod 09-YH1	2241.1	500	212.2	500	85.8	-	-	-
CET 2	1187.3	964	384.5	376.9	2	-	-	-

Notă:

1. Evaluarea impactului datorat poluanților analizați s-a făcut prin compararea concentrațiilor măsurate cu valorile limită din actele de reglementare a calității aerului: H.G. nr. 541/2003 (abrogat de H.G. nr. 440/2010) – pentru instalațiile CET2 și DAV3+HPM, respectiv Ordinul nr. 462/1993 – pentru restul instalațiilor


Legendă: Poluare semnificativă; Poluare nesemnificativă

	CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești	Comanda DG-0545 din 15.03.2022
	LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT	Proiect nr. MD 2000.006

Tabelul 60: Monitorizare continuă emisii (valori medii lunare), instalația DAV3+HPM – an 2012

Anul 2012 Luna	DAV3+HPM coș comun, cod 01-H2, 01-H3, 06-H1			
	NOx [mg/Nm ³]	SO ₂ [mg/Nm ³]	Pulberi [mg/Nm ³]	CO [mg/Nm ³]
Ianuarie	130.1	355.87	31.8	51
Februarie	28.34	4.67	1.69	104.43
Martie	148.58	185.05	14.83	49.8
Aprilie	145.47	502.15	17.93	21.42
Mai	138.99	256.41	24.73	16.12
Iunie	140.02	42.66	25.61	22.46
Iulie	142.13	95.07	21.59	24.04
August	125.8	61.5	26.04	13.18
Septembrie	141.56	42.64	22.39	24.05
Octombrie	109.41	34.75	-	7.61
Noiembrie	141.43	8.81	17.5	38.12
Decembrie	164.37	254.02	3.86	34.85
Medie an 2012	129.7	153.6	18.9	33.9
VLE cf. AIM 155/2009	Termen conformare Trim. IV 2012			
(până la conformare)	350	2800	120	250
(după conformare)	150 pt. comb. gazos 400 pt. comb. lichid	1700	5 pt. comb. gazos 50 pt. comb. lichid	80 pt. comb. gazos 200 pt. comb. lichid

Legendă: **Poluare semnificativă**; Poluare nesemnificativă

	CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești	Comanda DG-0545 din 15.03.2022
	LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT	Proiect nr. MD 2000.006

Tabelul 61: Monitorizare continuă emisii (valori medii lunare), instalația DAV3+HPM – an 2013

Anul 2013 Luna	DAV3+HPM coș comun, cod 01-H2, 01-H3, 06-H1			
	NOx [mg/Nm ³]	SO ₂ [mg/Nm ³]	Pulberi [mg/Nm ³]	CO [mg/Nm ³]
Ianuarie	97.91	5.60	3.47	26.02
Februarie	79.70	1.26	3.33	22.31
Martie	-	-	-	-
Aprilie	117.05	5.95	3.14	16.17
Mai	118.11	1.70	4.23	5.49
Iunie	112.91	4.68	3.07	6.74
Iulie	106.59	3.18	2.04	8.73
August	112.90	4.31	2.02	30.33
Septembrie	112.93	3.21	1.91	5.68
Octombrie	117.38	1.59	2.29	8.72
Noiembrie	115.28	0.72	3.85	14.01
Decembrie	125.65	1.26	3.17	39.11
Medie an 2013	110.58	3.04	2.96	16.66
VLE cf. AIM 155/2012	Termen conformare Trim. IV 2012			
(după conformare)	150	20 pt. gaz metan 35 pt. gaz de rafinărie	5	80

Legendă: **Poluare semnificativă**; Poluare nesemnificativă



CLIENT: **PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești**

LUCRARE: **RAPORT DE AMPLASAMENT**

Comanda **DG-0545** din
15.03.2022

Proiect nr.
MD 2000.006

Tabelul 62: Monitorizare continuă emisii (valori medii lunare), instalația DAV3+HPM – lunile ianuarie - iulie 2014

Anul 2014 Luna	DAV3+HPM coș comun, cod 01-H2, 01-H3, 06-H1			
	NOx [mg/Nm ³]	SO ₂ [mg/Nm ³]	Pulberi [mg/Nm ³]	CO [mg/Nm ³]
Ianuarie	129.59	1.27	2.65	23.54
Februarie	118.66	1.17	3.02	17.03
Martie	77.804	4.286	3.142	12.805
Aprilie	76.92	2.62	3.03	18.95
Mai	56.02	6.04	0.99	10.18
Iunie	92.68	7.47	0.97	19.02
Iulie	118.72	6.82	4.81	0.83
Medie pe 7 luni	95.77	4.24	2.66	14.62
VLE cf. AIM 155/2012	Termen conformare Trim. IV 2012			
(după conformare)	150	20 pt. gaz metan 35 pt. gaz de rafinărie	5	80

Legendă: **Poluare semnificativă**; Poluare nesemnificativă

Tabelul 63a: Monitorizare discontinuă emisii SO₂ de la ardere în cuptoare tehnologice, valori medii lunare – an 2012

Punct măsurare		SO ₂														VLE cf. AIM 155/2009	
		Valoare măsurată, mg/Nmc												Valoare medie 2012	Până la conformare -trim. IV 2012-	După conformare	
		Ian.	Feb.	Mar.	Apr.	Mai	Iun.	Iul.	Aug.	Sept.	Oct.	Nov.	Dec.				
HPM-cuptor tehnol.	cod 06-H1	199.3	154.5	81.5	28.1	7.4	0.0	12.8	25.6	18.6	14.2	15.6	6.0	46.97	500 mg/Nmc numai pt. 06-H1	20 mg/Nmc pt. CH ₄ 35 mg/Nmc pt. gaz rafinărie	
HB-cuptor tehnol.	cod 03-H1	157.3	-	9.1	27.3	5.5	2.2	18.1	8.5	20.8	6.0	5.6	4.1	24.05	500 mg/Nmc	20 mg/Nmc pt. CH ₄	
	cod 03-H2	107.0	-	15.3	32.0	15.3	3.0	14.3	1.2	19.7	7.0	7.8	4.2	20.62	500 mg/Nmc	35 mg/Nmc pt. gaz rafinărie	
RC-cuptor tehnol.	cod 04-H1	168.3	-	8.2	27.5	6.9	1.2	18.8	1.2	34.3	7.4	9.1	10.5	26.67	500 mg/Nmc	20 mg/Nmc pt. CH ₄	
	cod 04-H2	178.6	-	16.4	28.7	4.4	2.0	37.7	38.4	9.1	6.0	6.5	5.6	30.31	500 mg/Nmc	35 mg/Nmc pt. gaz rafinărie	
	cod 04-H3	145.5	-	13.9	15.6	11.9	3.1	27.4	6.5	25.7	5.4	7.5	7.2	24.5	500 mg/Nmc	35 mg/Nmc pt. gaz rafinărie	
	cod 04-H5	170.5	-	11	30.7	6.0	2.4	13.4	2.1	23.3	4.9	25.6	4.5	26.76	500 mg/Nmc	35 mg/Nmc pt. gaz rafinărie	
HDS-cuptor tehnol.	cod 75-H1	168.2	-	12.7	19.0	9.5	3.3	25.4	23.4	22.8	5.3	24.0	4.1	28.88	500 mg/Nmc	20 mg/Nmc pt. CH ₄ 35 mg/Nmc pt. gaz rafinărie	
CC-cuptor tehnol.	cod 09-FH2	193.9	-	11.6	19.3	26.2	0.5	5.7	15.4	18.2	2.5	40.8	4.5	30.78	500 mg/Nmc	20 mg/Nmc pt. CH ₄ 35 mg/Nmc pt. gaz rafinărie	
Cx-cuptor tehnol.	cod 02-H1	177.8	-	344.7	20.0	15.7	14.3	153.8	51.5	567.9	14.5	20.4	3.6	125.84	2800 mg/Nmc	1700 mg/Nmc pt. comb. lichid	

Legendă: Poluare semnificativă; Poluare nesemnificativă



CLIENT: **PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești**

LUCRARE: **RAPORT DE AMPLASAMENT**

Comanda **DG-0545** din
15.03.2022

Proiect nr.
MD 2000.006

Tabelul 63b: Monitorizare discontinuă emisii NO_x de la ardere în cuptoare tehnologice, valori medii lunare – an 2012

Punct măsurare		NO _x														
		Valoare măsurată, mg/Nmc												VLE cf. AIM 155/2009		
		Ian.	Feb.	Mar.	Apr.	Mai	Iun.	Iul.	Aug.	Sept.	Oct.	Nov.	Dec.	Valoare medie 2012	Până la conformare -trim. IV 2012-	După conformare
HPM-cuptor tehnol.	cod 06-H1	145.6	174.3	116.8	155.1	78.4	92.1	120.4	94.6	133.9	144.0	93.4	116.8	122.12	300 mg/Nmc numai pt. 06-H1	150 mg/Nmc pt. comb. gazos
HB-cuptor tehnol.	cod 03-H1	157.0	-	80	142.0	58.2	39.6	43.1	44.2	56.9	80.4	69.0	73.4	76.71	300 mg/Nmc	150 mg/Nmc pt. comb. gazos
	cod 03-H2	142.8	-	129.6	142.8	39.4	40.5	40.4	40.3	60.6	74.3	66.1	81.4	78.02	300 mg/Nmc	
RC-cuptor tehnol.	cod 04-H1	135.2	-	116.4	121.7	71.2	74.4	152.6	40.2	107.9	89.3	103.6	116.8	102.66	300 mg/Nmc	150 mg/Nmc pt. comb. gazos
	cod 04-H2	144.3	-	123.7	105.6	66.4	52.9	118.2	61.9	83.8	93.9	90.3	98.0	94.45	300 mg/Nmc	
	cod 04-H3	143.4	-	126.2	83.1	67.9	58.5	118.3	63.7	87.6	96.3	111.9	104.0	96.45	300 mg/Nmc	
	cod 04-H5	141.8	-	131.3	139.0	79.6	73.2	110.2	39.9	57.3	81.1	74.9	84.9	92.11	300 mg/Nmc	
HDS-cuptor tehnol.	cod 75-H1	141.6	-	65.8	44.7	53.6	43.6	39.8	48.2	47.1	83.6	70.0	109.2	67.93	300 mg/Nmc	150 mg/Nmc pt. comb. gazos
CC-cuptor tehnol.	cod 09-FH2	152.1	-	65.4	48.5	51.3	98.6	77.9	42.7	89.2	127.0	65.5	86.2	82.22	300 mg/Nmc	150 mg/Nmc pt. comb. gazos
Cx-cuptor tehnol.	cod 02-H1	137.3	-	84.7	53.4	52.6	43.4	39.7	45.4	48.0	75.5	80.3	109.5	69.98	350 mg/Nmc	150 mg/Nmc pt. comb. gazos 400 mg/Nmc pt. comb. lichid

Legendă: **Poluare semnificativă**; Poluare nesemnificativă



CLIENT: **PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești**

LUCRARE: **RAPORT DE AMPLASAMENT**

Comanda **DG-0545** din
15.03.2022

Proiect nr.
MD 2000.006

Tabelul 63c: Monitorizare discontinuă emisii CO de la ardere în cuptoare tehnologice, valori medii lunare – an 2012

Punct măsurare		CO														
		Valoare măsurată, mg/Nmc													VLE cf. AIM 155/2009	
		Ian.	Feb.	Mar.	Apr.	Mai	Iun.	Iul.	Aug.	Sept.	Oct.	Nov.	Dec.	Valoare medie 2012	Până la conformare -trim. IV 2012-	După conformare
HPM-cuptor tehnol.	cod 06-H1	0.0	25	7.0	3.6	0.8	9.0	10.7	9.8	0.0	0.0	9.0	2.0	6.41	200 mg/Nmc numai pt. 06-H1	80 mg/Nmc pt. comb. gazos
HB-cuptor tehnol.	cod 03-H1	0.0	-	5.2	7.4	15.5	5.7	42.6	3.1	0.4	5.0	58.8	3.4	13.37	200 mg/Nmc	80 mg/Nmc pt. comb. gazos
	cod 03-H2	0.0	-	6.7	4.7	35.8	17.3	25.1	27.8	0.0	3.0	22.4	0.2	13.00	200 mg/Nmc	
RC-cuptor tehnol.	cod 04-H1	0.0	-	1.5	0.0	1.0	0.0	0.0	22.8	0.0	29.3	7.3	0.3	5.65	200 mg/Nmc	80 mg/Nmc pt. comb. gazos
	cod 04-H2	0.0	-	2.2	1.6	0.9	0.0	0.0	0.0	0.0	19.2	4.6	0.2	2.61	200 mg/Nmc	
	cod 04-H3	0.0	-	1.35	0.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	15.5	5.2	1.5	2.20	200 mg/Nmc	
	cod 04-H5	0.0	-	2.225	5.5	0.0	0.0	3.7	3.9	1.4	0.0	25.8	0.2	3.88	200 mg/Nmc	
HDS-cuptor tehnol.	cod 75-H1	0.0	-	1.475	56.7	14.0	45.7	53.0	69.4	2.0	3.1	50.4	1.9	27.06	200 mg/Nmc	80 mg/Nmc pt. comb. gazos
CC-cuptor tehnol.	cod 09-FH2	0.0	-	3.15	3.5	36.9	13.0	15.7	70.5	18.4	18.6	2.8	1.2	16.70	200 mg/Nmc	80 mg/Nmc pt. comb. gazos
Cx-cuptor tehnol.	cod 02-H1	0.0	-	1.1	45.6	33.6	97.4	33.7	50.4	65.0	11.8	56.3	0.2	35.92	250 mg/Nmc	80 mg/Nmc pt. comb. gazos 200 mg/Nmc pt. comb. lichid

Legendă: **Poluare semnificativă**; Poluare nesemnificativă



CLIENT: **PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești**

LUCRARE: **RAPORT DE AMPLASAMENT**

Comanda **DG-0545** din
15.03.2022

Proiect nr.
MD 2000.006

Tabelul 63d: Monitorizare discontinuă emisii Pulberi de la ardere în cuptoare tehnologice, valori medii lunare – an 2012

Punct măsurare		Pulberi														
		Valoare măsurată, mg/Nmc													VLE cf. AIM 155/2009	
		Ian.	Feb.	Mar.	Apr.	Mai	Iun.	Iul.	Aug.	Sept.	Oct.	Nov.	Dec.	Valoare medie 2012	Până la conformare -trim. IV 2012-	După conformare
HPM-cuptor tehnol.	cod 06-H1	-	-	-	-	-	-	3,18	-	-	3,26	-	-	3,22	30 mg/Nmc numai pt. 06-H1	5 mg/Nmc pt. comb. gazos
HB-cuptor tehnol.	cod 03-H1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	30 mg/Nmc	5 mg/Nmc pt. comb. gazos
	cod 03-H2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	30 mg/Nmc	
RC-cuptor tehnol.	cod 04-H1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	30 mg/Nmc	5 mg/Nmc pt. comb. gazos
	cod 04-H2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	30 mg/Nmc	
	cod 04-H3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	30 mg/Nmc	
	cod 04-H5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	30 mg/Nmc	
HDS-cuptor tehnol.	cod 75-H1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	30 mg/Nmc	5 mg/Nmc pt. comb. gazos
CC-cuptor tehnol.	cod 09-FH2	-	-	-	-	-	-	3,05	-	-	3,24	-	-	3,15	30 mg/Nmc	5 mg/Nmc pt. comb. gazos
Cx-cuptor tehnol.	cod 02-H1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	120 mg/Nmc	5 mg/Nmc pt. comb. gazos 50 mg/Nmc pt. comb. lichid

Legendă: **Poluare semnificativă**; Poluare nesemnificativă

Tabelul 64a: Monitorizare discontinuă emisii SO₂ de la ardere în cuptoare tehnologice, valori medii lunare – an 2013

Punct măsurare		SO ₂													VLE cf. AIM 155/2012	
		Valoare măsurată, mg/Nmc													Până la conformare -trim. IV 2012-	După conformare
		Ian.	Feb.	Mar.	Apr.	Mai	Iun.	Iul.	Aug.	Sept.	Oct.	Nov.	Dec.	Valoare medie 2013		
HPM-cuptor tehnol.	cod 06-H1	13.55	6.5	-	8.3	16.7	14.1	10.3	22.4	7.9	13.7	11.7	5.0	11.83	500 mg/Nmc numai pt. 06-H1	20 mg/Nmc pt. CH ₄ 35 mg/Nmc pt. gaz rafinărie
HB-cuptor tehnol.	cod 03-H1	13.1	5.2	-	4.6	15.0	9.5	6.3	13.9	4.8	8.5	7.0	3.6	8.32	500 mg/Nmc	20 mg/Nmc pt. CH ₄ 35 mg/Nmc pt. gaz rafinărie
	cod 03-H2	12.8	8.2	-	5.6	14.0	12.7	6.4	17.0	3.6	3.9	5.6	4.5	8.57	500 mg/Nmc	
RC-cuptor tehnol.	cod 04-H1	10.9	7.8	-	9.6	19.7	11.2	16.1	5.4	7.1	4.4	14.9	4.1	10.11	500 mg/Nmc	20 mg/Nmc pt. CH ₄ 35 mg/Nmc pt. gaz rafinărie
	cod 04-H2	13.2	9.0	-	7.7	12.5	13.1	12.3	17.6	4.4	5.4	9.6	4.1	9.90	500 mg/Nmc	
	cod 04-H3	16.45	16.2	-	7.3	20.3	12.8	22.5	14.1	5.8	10.3	7.0	4.3	12.4	500 mg/Nmc	
	cod 04-H5	7.75	3.9	-	-	17.8	6.3	6.5	10.1	3.8	-	-	-	8.02	500 mg/Nmc	
HDS-cuptor tehnol.	cod 75-H1	7.2	6.2	-	9.5	12.5	9.3	16.3	4.7	13.5	10.7	15.2	3.5	9.87	500 mg/Nmc	20 mg/Nmc pt. CH ₄ 35 mg/Nmc pt. gaz rafinărie
CC-cuptor tehnol.	cod 09-FH2	7.25	5.55	-	7.0	16.2	13.3	11.8	6.3	-	-	-	-	9.63	500 mg/Nmc	20 mg/Nmc pt. CH ₄ 35 mg/Nmc pt. gaz rafinărie
Cx-cuptor tehnol.	cod 02-H1	19.8	12.2	-	11.5	10.9	17.2	17.3	8.6	11.9	9.2	7.1	15.5	12.84	500 mg/Nmc	20 mg/Nmc pt. CH ₄ 35 mg/Nmc pt. gaz rafinărie

Legendă: **Poluare semnificativă**; Poluare nesemnificativă



CLIENT: **PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești**

LUCRARE: **RAPORT DE AMPLASAMENT**

Comanda **DG-0545** din
15.03.2022

Proiect nr.
MD 2000.006

Tabelul 64b: Monitorizare discontinuă emisii NO_x de la ardere în cuptoare tehnologice, valori medii lunare – an 2013

Punct măsurare		NO _x														VLE cf. AIM 155/2012	
		Valoare măsurată, mg/Nmc													Valoare medie 2013	Până la conformare	După conformare
		Ian.	Feb.	Mar.	Apr.	Mai	Iun.	Iul.	Aug.	Sept.	Oct.	Nov.	Dec.				
HPM-cuptor tehnol.	cod 06-H1	95.40	56.7	-	96.8	94.5	89.8	168.8	136.6	46.8	60.4	33.5	55.3	84.96	300 mg/Nmc numai pt. 06-H1	(Trim.IV 2014) 150 mg/Nmc pt. comb. gazos	
HB-cuptor tehnol.	cod 03-H1	66.7	51.75	-	99.8	15.0	86.0	75.1	56.4	43.5	51.3	33.4	30.6	55.41	300 mg/Nmc	(Trim.IV 2014) 150 mg/Nmc pt. comb. gazos	
	cod 03-H2	61.85	61.1	-	98.3	78.7	92.8	74.5	68.5	48.0	45.9	29.2	32.7	62.87	300 mg/Nmc		
RC-cuptor tehnol.	cod 04-H1	75.15	100.2	-	85.1	84.3	127.5	65.1	96.2	50.1	41.4	37.6	27.5	71.83	300 mg/Nmc	(Trim.IV 2012)	
	cod 04-H2	79.4	84.6	-	65.1	70.6	128.9	52.0	120.2	41.0	41.7	43.7	28.7	68.72	300 mg/Nmc		
	cod 04-H3	79.8	82.2	-	49.2	63.8	12.8	73.6	120.4	47.6	44.2	39.4	28.4	58.31	300 mg/Nmc		
	cod 04-H5	53.65	77.6	-	-	81.7	111.1	76.7	82.2	50.5	-	-	-	76.21	300 mg/Nmc	(Trim.IV 2014)	150 mg/Nmc pt. comb. gazos
HDS-cuptor tehnol.	cod 75-H1	48.75	60.0	-	64.0	74.4	85.4	59.5	67.0	49.3	52.8	39.2	35.2	57.78	300 mg/Nmc	(Trim.IV 2012) 150 mg/Nmc pt. comb. gazos	
CC-cuptor tehnol.	cod 09-FH2	48.6	59.4	-	97.7	84.9	91.0	62.0	95.4	-	-	-	-	77.00	300 mg/Nmc	(Trim.IV 2014) 150 mg/Nmc pt. comb. gazos	
Cx-cuptor tehnol.	cod 02-H1	59.7	63.6	-	103.5	94.7	95.3	85.7	67.6	59.2	83.2	98.4	96.4	82.48	350 mg/Nmc	(Trim.IV 2012) 150 mg/Nmc pt. comb. gazos	

Legendă: **Poluare semnificativă**; Poluare nesemnificativă

Notă: Cuptoarele DAV3 01-H2 și 01-H3, RC 04-H1, RC 04-H2, RC 04-H3, Cx 02-H1, HDS 75-H1 au fost echipate în 2011 și 2012 cu arzătoare LowNO_x John Zinc, cuptorul HB 03-H1 a fost echipat în anul 2013, iar cuptoarele tehnologice: HPM 06-H1, HB 03-H2, RC 04-H5, Izomerizare 76-H1, CC 09-FH2, au fost echipate în lor din 2015.



CLIENT: **PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești**

LUCRARE: **RAPORT DE AMPLASAMENT**

Comanda **DG-0545** din
15.03.2022

Proiect nr.
MD 2000.006

Tabelul 64c: Monitorizare discontinuă emisii CO de la ardere în cuptoare tehnologice, valori medii lunare – an 2013

Punct măsurare		CO														
		Valoare măsurată, mg/Nmc													VLE cf. AIM 155/2012	
		Ian.	Feb.	Mar.	Apr.	Mai	Iun.	Iul.	Aug.	Sept.	Oct.	Nov.	Dec.	Valoare medie 2013	Până la conformare -trim. IV 2012-	După conformare
HPM-cuptor tehnol.	cod 06-H1	2.45	0.7	-	0.8	0.2	0.3	0.3	3.8	10.7	2.8	1.7	37.3	5.55	200 mg/Nmc numai pt. 06-H1	80 mg/Nmc pt. comb. gazos
HB-cuptor tehnol.	cod 03-H1	0.9	0.2	-	0.2	0.2	0.2	0.2	2.4	8.9	3.2	1.4	41.5	5.39	200 mg/Nmc	80 mg/Nmc pt. comb. gazos
	cod 03-H2	0.2	0.2	-	0.8	0.5	0.2	0.2	3.8	6.6	2.5	1.7	55.3	6.55	200 mg/Nmc	
RC-cuptor tehnol.	cod 04-H1	0.9	0.3	-	0.2	0.2	0.7	0.2	3.4	24.9	0.2	1.6	49.4	7.45	200 mg/Nmc	80 mg/Nmc pt. comb. gazos
	cod 04-H2	0.65	0.2	-	0.5	0.2	0.2	3.8	3.8	17.2	2.0	1.9	23.1	4.87	200 mg/Nmc	
	cod 04-H3	0.2	0.2	-	0.2	0.6	0.2	1.2	2.3	13.0	2.5	1.6	49.9	6.54	200 mg/Nmc	
	cod 04-H5	2.95	3.8	-	-	1.3	0.2	1.0	3.6	7.7	-	-	-	2.94	200 mg/Nmc	
HDS-cuptor tehnol.	cod 75-H1	2.4	0.1	-	0.1	1.1	0.5	2.5	2.7	5.1	1.1	12.8	9.3	3.43	200 mg/Nmc	80 mg/Nmc pt. comb. gazos
CC-cuptor tehnol.	cod 09-FH2	1.95	0.2	-	0.2	8.7	0.3	25.2	2.6	-	-	-	-	5.59	200 mg/Nmc	80 mg/Nmc pt. comb. gazos
Cx-cuptor tehnol.	cod 02-H1	0.22	0.1	-	1.5	0.3	1.7	1.2	2.6	4.8	2.7	1.2	0.3	1.51	250 mg/Nmc	80 mg/Nmc pt. comb. gazos

Legendă: **Poluare semnificativă**; Poluare nesemnificativă



CLIENT: **PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești**

LUCRARE: **RAPORT DE AMPLASAMENT**

Comanda **DG-0545** din
15.03.2022

Proiect nr.
MD 2000.006

Tabelul 64d: Monitorizare discontinuă emisii Pulberi de la ardere în cuptoare tehnologice, valori medii lunare – an 2013

Punct măsurare		Pulberi														VLE cf. AIM 155/2012	
		Valoare măsurată, mg/Nmc													Valoare medie 2013	Până la conformare -trim. IV 2012-	După conformare
		Ian.	Feb.	Mar.	Apr.	Mai	Iun.	Iul.	Aug.	Sept.	Oct.	Nov.	Dec.				
HPM-cuptor tehnol.	cod 06-H1	-	-	-	-	3.10	-	-	-	3.20	-	-	-	3.15	30 mg/Nmc numai pt. 06-H1	5 mg/Nmc pt. comb. gazos	
HB-cuptor tehnol.	cod 03-H1	-	-	-	-	3.60	-	-	-	3.10	-	-	-	3.35	30 mg/Nmc	5 mg/Nmc pt. comb. gazos	
	cod 03-H2	-	-	-	-	3.10	-	-	-	2.80	-	-	-	2.95	30 mg/Nmc		
RC-cuptor tehnol.	cod 04-H1	-	-	-	-	3.60	-	-	-	2.40	-	-	-	3.00	30 mg/Nmc	5 mg/Nmc pt. comb. gazos	
	cod 04-H2	-	-	-	-	3.40	-	-	-	2.80	-	-	-	3.10	30 mg/Nmc		
	cod 04-H3	-	-	-	-	4.10	-	-	-	3.00	-	-	-	3.55	30 mg/Nmc		
	cod 04-H5	-	-	-	-	-	-	-	-	3.20	-	-	-	3.20	30 mg/Nmc		
HDS-cuptor tehnol.	cod 75-H1	-	-	-	-	3.40	-	-	-	2.10	-	-	-	2.75	30 mg/Nmc	5 mg/Nmc pt. comb. gazos	
CC-cuptor tehnol.	cod 09-FH2	-	-	-	-	2.80	-	-	-	-	-	-	-	2.80	30 mg/Nmc	5 mg/Nmc pt. comb. gazos	
Cx-cuptor tehnol.	cod 02-H1	-	-	-	-	4.80	-	-	-	3.70	-	-	-	4.25	30 mg/Nmc	5 mg/Nmc pt. comb. gazos	

Legendă: **Poluare semnificativă**; Poluare nesemnificativă



CLIENT: **PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești**

LUCRARE: **RAPORT DE AMPLASAMENT**

Comanda **DG-0545** din
15.03.2022

Proiect nr.
MD 2000.006

Tabelul 65a: Monitorizare discontinuă emisii SO₂ de la ardere în cuptoare tehnologice, valori medii lunare – ian.-iul. 2014

Punct măsurare		SO ₂									
		Valoare măsurată, mg/Nmc							VLE cf. AIM 155/2012		
		ian.	Feb.	Mar.	Apr.	Mai	Jun.	Iul.	Valoare medie 2014 (7 luni)	Până la conformare -trim. IV 2012-	După conformare
HPM-cuptor tehnol.	cod 06-H1	8.1	7.1	17.3	15.5	5.1	14.8	17.4	12.19	500 mg/Nmc numai pt. 06-H1	20 mg/Nmc pt. CH ₄ 35 mg/Nmc pt. gaz rafinărie
HB-cuptor tehnol.	cod 03-H1	8.0	6.2	7.3	5.8	4.0	3.8	7.6	6.10	500 mg/Nmc	20 mg/Nmc pt. CH ₄ 35 mg/Nmc pt. gaz rafinărie
	cod 03-H2	12.6	5.2	6.4	5.4	4.6	8.5	10.3	7.57	500 mg/Nmc	20 mg/Nmc pt. CH ₄ 35 mg/Nmc pt. gaz rafinărie
RC-cuptor tehnol.	cod 04-H1	9.8	8.1	4.2	7.1	3.8	6.9	4.0	6.27	500 mg/Nmc	20 mg/Nmc pt. CH ₄ 35 mg/Nmc pt. gaz rafinărie
	cod 04-H2	9.7	12.8	4.4	4.3	4.1	9.2	7.6	7.44	500 mg/Nmc	
	cod 04-H3	8.1	4.1	5.0	4.8	4.2	12.2	7.5	6.54	500 mg/Nmc	
	cod 04-H5	-	5.7	5.2	4.6	5.4	6.2	7.7	5.80	500 mg/Nmc	
HDS-cuptor tehnol.	cod 75-H1	14.6	4.4	3.0	3.3	12.9	2.8	11.6	7.51	500 mg/Nmc	20 mg/Nmc pt. CH ₄ 35 mg/Nmc pt. gaz rafinărie
CC-cuptor tehnol.	cod 09-FH2	-	5.9	4.8	9.2	8.8	7.8	12.9	8.23	500 mg/Nmc	20 mg/Nmc pt. CH ₄ 35 mg/Nmc pt. gaz rafinărie
Cx-cuptor tehnol.	cod 02-H1	7.1	10.5	8.9	5.3	10.3	2.9	10.1	7.87	500 mg/Nmc	20 mg/Nmc pt. CH ₄ 35 mg/Nmc pt. gaz rafinărie

Legendă: **Poluare semnificativă**; Poluare nesemnificativă



CLIENT: **PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești**

LUCRARE: **RAPORT DE AMPLASAMENT**

Comanda **DG-0545** din
15.03.2022

Proiect nr.
MD 2000.006

Tabelul 65b: Monitorizare discontinuă emisii NO_x de la ardere în cuptoare tehnologice, valori medii lunare – ian.-iul. 2014

Punct măsurare		NO _x									VLE cf. AIM 155/2012	
		Valoare măsurată, mg/Nmc							Valoare medie 2014 (7 luni)		Până la conformare	După conformare
		ian.	Feb.	Mar.	Apr.	Mai	Iun.	Iul.				
HPM-cuptor tehnol.	cod 06-H1	191.6	77.7	94.5	153.0	90.4	265.6	226.2	157.00	300 mg/Nmc numai pt. 06-H1	(Trim.IV 2014) 150 mg/Nmc pt. comb. gazos	
HB-cuptor tehnol.	cod 03-H1	8.6	80.6	68.0	103.5	86.7	62.7	73.7	69.11	300 mg/Nmc	(Trim.IV 2014) 150 mg/Nmc pt. comb. gazos	
	cod 03-H2	59.1	80.3	58.3	86.6	89.8	70.0	75.1	74.17	300 mg/Nmc		
RC-cuptor tehnol.	cod 04-H1	107.6	67.0	36.9	97.5	92.4	78.1	126.6	86.59	300 mg/Nmc	(Trim.I V 2012) 150 mg/Nmc pt. comb. gazos	
	cod 04-H2	116.3	70.6	35.9	93.6	88.9	72.6	76.5	79.20	300 mg/Nmc		
	cod 04-H3	88.3	63.0	39.6	96.8	85.2	74.9	103.9	78.81	300 mg/Nmc		
	cod 04-H5	-	75.1	64.5	80.6	88.9	88.7	76.5	79.05	300 mg/Nmc	(Trim.I V 2014)	
HDS-cuptor tehnol.	cod 75-H1	11.8	93.4	21.2	82.2	77.2	67.1	78.4	61.61	300 mg/Nmc	(Trim.IV 2012) 150 mg/Nmc pt. comb. gazos	
CC-cuptor tehnol.	cod 09-FH2	-	84.6	34.3	129.4	89.3	71.4	213.3	103.72	300 mg/Nmc	(Trim.IV 2014) 150 mg/Nmc pt. comb. gazos	
Cx-cuptor tehnol.	cod 02-H1	55.8	96.9	91.3	78.9	66.5	69.3	71.1	75.69	350 mg/Nmc	(Trim.IV 2012) 150 mg/Nmc pt. comb. gazos	

Legendă: **Poluare semnificativă**; Poluare nesemnificativă

Notă: Cuptoarele DAV3 01-H2 și 01-H3, RC 04-H1, RC 04-H2, RC 04-H3, Cx 02-H1, HDS 75-H1 au fost echipate în 2011 și 2012 cu arzătoare LowNO_x John Zinc, cuptorul HB 03-H1 a fost echipat în anul 2013, iar cuptoarele tehnologice: HPM 06-H1, HB 03-H2, RC 04-H5, Izomerizare 76-H1, CC 09-FH2, au fost echipate în 2015.



CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești

LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT

Comanda **DG-0545** din
15.03.2022

Proiect nr.
MD 2000.006

Tabelul 65c: Monitorizare discontinuă emisii CO de la ardere în cuptoare tehnologice, valori medii lunare – ian.-iul. 2014

Punct măsurare		CO									
		Valoare măsurată, mg/Nmc							VLE cf. AIM 155/2012		
		ian.	Feb.	Mar.	Apr.	Mai	Iun.	Iul.	Valoare medie 2014 (7 luni)	Până la conformare -trim. IV 2012-	După conformare
HPM-cuptor tehnol.	cod 06-H1	18.7	3.3	7.1	24.8	0.2	0.6	35.3	12.86	200 mg/Nmc numai pt. 06-H1	80 mg/Nmc pt. comb. gazos
HB-cuptor tehnol.	cod 03-H1	0.5	0.2	2.4	0.2	0.6	0.2	0.9	0.71	200 mg/Nmc	80 mg/Nmc pt. comb. gazos
	cod 03-H2	7.0	0.1	1.1	0.5	0.2	0.6	0.2	1.39	200 mg/Nmc	
RC-cuptor tehnol.	cod 04-H1	5.3	0.2	0.2	0.2	0.5	1.8	0.2	1.20	200 mg/Nmc	80 mg/Nmc pt. comb. gazos
	cod 04-H2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	3.4	0.3	0.67	200 mg/Nmc	
	cod 04-H3	0.2	1.0	0.2	0.2	0.2	2.7	0.2	0.67	200 mg/Nmc	
	cod 04-H5	-	0.2	1.2	0.2	0.2	0.6	0.2	0.43	200 mg/Nmc	
HDS-cuptor tehnol.	cod 75-H1	0.7	0.7	14.4	0.1	1.6	1.2	1.7	2.91	200 mg/Nmc	80 mg/Nmc pt. comb. gazos
CC-cuptor tehnol.	cod 09-FH2	-	0.3	0.2	24.1	1.1	1.0	30.1	9.47	200 mg/Nmc	80 mg/Nmc pt. comb. gazos
Cx-cuptor tehnol.	cod 02-H1	2.3	0.7	3.9	0.3	1.5	1.2	2.2	1.73	250 mg/Nmc	80 mg/Nmc pt. comb. gazos

Legendă: **Poluare semnificativă**; Poluare nesemnificativă



CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești

LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT

Comanda **DG-0545** din
15.03.2022

Proiect nr.
MD 2000.006

Tabelul 65d: Monitorizare discontinuă emisii Pulberi de la ardere în cuptoare tehnologice – ian.-iul. 2014

Punct măsurare		Pulberi								
		Valoare măsurată, mg/Nmc							VLE cf. AIM 155/2012	
		ian.	Feb.	Mar.	Apr.	Mai	Iun.	Iul.	Până la conformare -trim. IV 2012-	După conformare
HPM-cuptor tehnol.	cod 06-H1	-	-	-	-	-	2,80	-	30 mg/Nmc numai pt. 06- H1	5 mg/Nmc pt. comb. gazos
HB-cuptor tehnol.	cod 03-H1	-	-	-	-	-	3,20	-	30 mg/Nmc	5 mg/Nmc pt. comb. gazos
	cod 03-H2	-	-	-	-	-	2,80	-	30 mg/Nmc	
RC-cuptor tehnol.	cod 04-H1	-	-	-	-	-	3,20	-	30 mg/Nmc	5 mg/Nmc pt. comb. gazos
	cod 04-H2	-	-	-	-	-	3,14	-	30 mg/Nmc	
	cod 04-H3	-	-	-	-	-	3,10	-	30 mg/Nmc	
	cod 04-H5	-	-	-	-	-	-	-	30 mg/Nmc	
HDS-cuptor tehnol.	cod 75-H1	-	-	-	-	-	3,10	-	30 mg/Nmc	5 mg/Nmc pt. comb. gazos
CC-cuptor tehnol.	cod 09-FH2	-	-	-	-	-	3,24	-	30 mg/Nmc	5 mg/Nmc pt. comb. gazos
Cx-cuptor tehnol.	cod 02-H1	-	-	-	-	-	4,50	-	30 mg/Nmc	5 mg/Nmc pt. comb. gazos

Legendă: **Poluare semnificativă**; Poluare nesemnificativă

	CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești	Comanda DG-0545 din 15.03.2022
	LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT	Proiect nr. MD 2000.006

Tabelul 66: Monitorizare continuă emisii (valori medii lunare), instalația DAV3 - cod 01-H2, 01-H3, 06-H1 - an 2021

<i>Anul 2012</i>	<i>DAV3+HPM coș comun, cod 01-H2, 01-H3, 06-H1</i>			
<i>Luna</i>	<i>NOx [mg/Nm³]</i>	<i>CO [mg/Nm³]</i>	<i>SO₂ [mg/Nm³]</i>	<i>Pulberi [mg/Nm³]</i>
Ianuarie	140.5819	26.16065	0.834516	1.692069
Februarie	170.5868	25.558	1.636429	1.035185
Martie	144.6052	25.18345	1.955517	2.729655
Aprilie	148.7911	16.75107	0.5675	2.695714
Mai	146.0048	39.26655	0.492759	1.657586
Iunie	160.4579	43.68	1.009286	1.398929
Iulie	165.3986	49.72069	0.848966	1.243793
August	172.5007	43.29586	0.367931	1.263793
Septembrie	170.1789	39.22929	0.459643	1.457143
Octombrie	168.5758	51.31667	0.151667	1.4475
Noiembrie				
Decembrie	167.2933	14.35	4.539091	1.892222
Medie an 2021	159.5432	34.04657	1.169391	1.683054
VLE cf. AIM nr.PH-10 din 10.08.2015, revizuita in data de 05.12.2019	200	80	35	5


Legendă: **Poluare semnificativă**; Poluare nesemnificativă

	CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești	Comanda DG-0545 din 15.03.2022
	LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT	Proiect nr. MD 2000.006

Tabelul 67a: Monitorizare discontinuă emisii SO₂ de la ardere în cuptoare tehnologice, valori medii lunare – an 2021

		Ian	Feb	Mar	Apr	Mai	Iun	Iul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Media	VLE
Instalatiile HB si RC	HB 03-H1	3.03	<4.17	9.47	7.64	<6.07	4.39	<3.96	<3.39	<4.45	5.03		<3.61	5.91	35
		<3.49	<3.09	12.37	7.7	<3.98	5.1	<3.51	3.52	<4.30	-		<4.40	7.17	35
	HB 03-H2	3.75	<3.14	16.12	7.25	<4.23	<3.82	<4.21	<3.19	5.46	6.58		<4.29	7.83	35
		3.59	4.7	12.72	7.88	<5.85	<5.18	<4.28	3.65	<3.67	-		<3.78	6.51	35
	RC 04-H1	<4.58	<4.07	10.74	6.76	<3.68	<4.26	<4.02	<3.71	<5.54	<4.81		<4.45	8.75	35
		<4.99	<4.77	12.74	4.22	<4.48	<5.52	<5.38	<3.76	<5.36	-		<6.12	8.48	35
	RC 04-H2	<5.46	<6.17	15.1	6.56	<6.22	4.04	<4.44	<3.91	<5.31	<4.79		<4.89	8.57	35
		<5.80	<6.57	20.19	3.97	<4.01	<4.65	<4.78	<4.59	<5.23	-		<4.98	12.08	35
	RC 04-H3	4.16	<3.92	19.4	4.75	<6.02	<4.49	<3.60	<3.75	<5.47	<4.38		<5.31	9.44	35
		<4.44	<4.03	12.92	3.9	<6.07	<3.99	<4.32	<4.42	<5.29	-		<4.03	8.41	35
	RC 04-H5	-	-	-	31.29	<4.88	<4.93	<4.72	<3.53	<4.03	-		<3.46	31.29	35
		-	-	-	28.02	<4.49	<4.49	<5.37	<4.73	<4.00	-		<5.40	28.02	35
Instalatiile CC si HDS		-	-	-	-	-	-	-	-	-		-		35	
	CC 09 -FH2	-	-	-	-	-	-	-	-	-		-		35	
		5.57	6.95	5.49	8.4	<2.80	2.8	8.52	5.68	7.03	4.88		2.82	5.81	35
	HDS 75 - H1	5.55	6.94	8.67	5.64	2.8	5.6	8.53	4.42	8.43	-		5.66	6.22	35
Instalatia COCSARE	CX 02-H1	4.85	2.87	16.35	6.44	2.84	6.31	6.39	5.64	5.01	3.17		10.24	6.37	35
		5.79	4.25	16.87	8.38	6.18	5.61	<2.81	4.95	8.33	3.17		12.51	7.60	35
		4.92	4.28	18.35	9.83	5.56	4.18	<2.84	5.14	7.61	5.57		12.82	7.83	35
		4.85	2.8	11.29	11.89	3.04	2.8	<2.82	8.7		-		14.13	7.44	35

Legendă: **Poluare semnificativă**; Poluare nesemnificativă
<Sub limita de detectie

	CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești	Comanda DG-0545 din 15.03.2022
	LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT	Proiect nr. MD 2000.006

Tabelul 67b: Monitorizare discontinuă emisii NOx de la ardere în cuptoare tehnologice, valori medii lunare – an 2021

		Ian	Feb	Mar	Apr	Mai	Iun	Iul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Media	VLE
Instalatiile HB si RC	HB 03-H1	105.93	127.09	67.87	73.79	107.82	85.03	72.04	61.94	93.34	39.43		27.22	78.32	200
		122.89	134.97	66.72	58.94	95.29	80.22	69.59	70.72	83.54	-		28.54	81.14	200
	HB 03-H2	120.36	129.86	62.33	68.99	90.83	84.71	68.51	78.71	88.3	111.17		28.83	84.78	200
		142.11	140.96	57.32	59.01	75.93	81.62	63.64	86.24	90.74	-		31.3	82.89	200
	RC 04-H1	107.48	125.05	73.1	58.2	92.68	75.55	72.52	83.37	152.58	125.77		29.19	90.50	200
		103.39	136.95	70.01	68.49	84.45	79.11	59.81	65.7	156.62	-		32.41	85.69	200
	RC 04-H2	138.65	137.91	73.11	71.51	82.77	81.6	62.39	80.17	149.66	120.49		20.36	92.60	200
		138.74	119.33	74.38	72.66	89.55	73.28	74.39	67.95	148.49	-		30.68	88.95	200
	RC 04-H3	122.39	134.08	83.31	68.9	165.52	83.62	54.73	80.48	152.57	125.09		33.18	100.35	200
		95.38	138.17	79.96	71.89	107.88	75.72	63.99	70.43	150.25	-		26.14	87.98	200
	RC 04-H5	-	-	-	76.54	84.62	77.69	62.05	78.13	79.71	-		28.06	69.54	200
		-	-	-	79.28	86.46	74.42	61.95	73.54	69.63	-		27.89	67.60	200
Instalatiile CC si HDS	CC 09 -FH2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		200
		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		200
	HDS 75 - H1	131.39	128.64	67.13	76.45	92.25	82.16	67.1	83.88	98.95	49.73		23.27	81.90	200
125.12		125.32	62.32	77.76	92.74	85.3	66.97	85.7	97.84	-		24.36	84.34	200	
Instalatiile COCSARE	CX 02-H1	127.15	138.23	70.87	71.63	92.82	85.92	68.85	81.29	96.05	51.29		24.2	82.57	200
		123.11	139.68	68.54	74.79	93.03	85.91	70.35	83.1	90.4	49.7		21.61	81.84	200
		124.36	139.38	67.28	74.29	91.6	84.98	69.61	84.65	87.66	45.29		20.46	80.87	200
		125.75	138.45	67.26	71.53	91.65	83.39	70.94	85.06		-		21.07	83.90	200

Legendă: **Poluare semnificativă**; Poluare nesemnificativă
< Sub limita de detectie



CLIENT: **PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești**

LUCRARE: **RAPORT DE AMPLASAMENT**

Comanda **DG-0545** din
15.03.2022


Proiect nr.
MD 2000.006

Tabelul 67c: Monitorizare discontinuă emisii CO de la ardere în cuptoare tehnologice, valori medii lunare – an 2021

		Ian	Feb	Mar	Apr	Mai	Iun	Iul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Media	VLE
Instalatiile HB si RC	HB 03-H1	<1.33	<1.82	2.76	<1.67	<2.65	<1.92	1.73	<1.48	<1.94	3.78		11.58	4.96	80
		<1.52	<1.35	<1.35	6.72	<1.74	<2.23	1.54	1.54	<1.88	-		<1.92	3.27	80
	HB 03-H2	<1.64	<1.37	<1.41	<1.59	<1.85	<1.67	3.84	1.4	<1.59	2.88		<1.87	2.71	80
		1.57	<2.05	2.11	<1.72	<2.56	<2.26	3.72	<1.60	<1.60	-		<1.65	2.47	80
	RC 04-H1	<2.00	<1.78	<1.56	<2.04	<1.61	<1.86	5.22	1.62	10.87	<2.10		<1.94	5.90	80
		<2.18	<2.09	<1.86	<1.84	<1.96	<2.41	4.52	<1.64	2.34	-		<2.68	3.43	80
	RC 04-H2	<2.39	<2.70	<1.90	<1.90	<2.72	<1.76	3.88	1.71	2.32	2.09		<2.14	2.50	80
		<2.54	<2.87	<2.52	<1.74	<1.75	<2.03	4.18	<2.01	3.43	-		<2.18	3.81	80
	RC 04-H3	<1.82	<1.71	8.48	<2.07	2.63	<1.96	3.14	1.64	5.89	1.87		<2.32	3.94	80
		<1.94	<1.76	6.5	<1.71	2.65	<1.74	1.89	1.93	2.31	-		<1.76	3.06	80
	RC 04-H5	-	-	-	<2.73	<2.13	<2.15	2.06	1.54	<1.76	-		<1.51	1.80	80
		-	-	-	<2.72	<1.96	<1.96	2.34	<2.07	<1.75	-		<2.36	2.34	80
	Instalatiile CC si HDS	CC 09 -FH2	-	-	-	-	-	-	-	-	-		-		80
			-	-	-	-	-	-	-	-	-		-		80
HDS 75 - H1		1.22	<1.22	49.82	<1.22	<1.22	<1.2	1.24	1.24	<1.23	4.98		10.49	11.50	80
		1.21	1.21	10.25	<1.23	<1.22	<1.2	1.24	1.31	<1.23	-		9.28	4.08	80
Instalatiia COCSARE	CX 02-H1	<1.21	1.59	3.42	34.97	1.24	<1.23	1.24	1.23	<1.25	5.55		9.58	7.35	80
		<1.27	<1.23	3.9	16.17	<1.35	<1.23	1.84	1.55	<1.21	7.96		7.19	6.44	80
		<1.24	<1.25	1.23	1.23	<1.21	<1.22	1.55	1.28	<1.21	3.82		6.24	2.56	80
		<1.21	<1.22	<1.23	<1.23	<1.33	<1.23	1.54	1.27		-		7.41	3.41	80

Legendă: **Poluare semnificativă**; Poluare nesemnificativă

< Sub limita de detectie

	CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești	Comanda DG-0545 din 15.03.2022
	LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT	Proiect nr. MD 2000.006

Tabelul 67d: Monitorizare discontinuă emisii pulberi de la ardere în cuptoare tehnologice, valori semestriale – an 2021

		Jun	Oct	Media	VLE
Instalațiile HB și RC	HB 03-H1	2.36	1.97	2.17	5
	HB 03-H2	2.48	1.98	2.23	5
	RC 04-H1	2.35	2.16	2.26	5
	RC 04-H2	2.25	2.11	2.18	5
	RC 04-H3	2.31	2.07	2.19	5
	RC 04-H5	2.38	2.1	2.24	5
Instalațiile CC și HDS	HDS 75 - H1	1.59	2.14	1.87	5
Instalația COCSARE	CX 02-H1	2.67	2.35	2.51	5
Instalația DAV3+HPM	06-H1, 01-H2, 01-H3	2.69	1.97	2.33	5

Legendă: **Poluare semnificativă**; Poluare nesemnificativă

Rezultatele investigațiilor efectuate


Rezultatele investigațiilor efectuate asupra emisiilor la coșurile de dispersie gaze reziduale ale instalațiilor de pe platforma PETROTEL - LUKOIL (**emisii rezultate din ardere**) evidențiază următoarele aspecte:

➤ **Măsurători emisii dirijate, INCDPM-ICIM – aprilie 2005**

Din analiza rezultatelor măsurătorilor privind concentrațiile poluanților în emisii, efectuate de laboratorul INCDPM-ICIM în anul 2005 rezultă următorul nivel de poluare prezentat în **Tabelul 68**:

Tabelul 68: Măsurători emisii dirijate – anul 2005

Instalația		Poluant	Nivel poluare
DAV3+HPM coș comun cod 01-H2, 01-H3, 06-H1		SO ₂ NO _x CO Particule	semnificativă nesemnificativă nesemnificativă nesemnificativă
Hidrofinare Benzină (HB)	cod 03-H1	SO ₂ NO _x CO	nesemnificativă nesemnificativă nesemnificativă
	cod 03-H2		
Reformare Catalitică (RC)	cod 04-H1	SO ₂ NO _x CO	nesemnificativă nesemnificativă nesemnificativă
	cod 04-H2		
	cod 04-H3		
	cod 04-H5		
HDS cod 75-H1		SO ₂ NO _x CO	nesemnificativă nesemnificativă nesemnificativă
CC cod 09-FH2		SO ₂ NO _x CO	nesemnificativă nesemnificativă nesemnificativă
Cx cod 02-H1		SO ₂ NO _x CO Particule	semnificativă nesemnificativă nesemnificativă nesemnificativă
CC cod 09-YH1		SO ₂	semnificativă

	CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești	Comanda DG-0545 din 15.03.2022
	LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT	Proiect nr. MD 2000.006

	NO _x CO	ne semnificativă ne semnificativă
CET 2	SO ₂ NO _x CO	semnificativă ne semnificativă ne semnificativă

Rezultatele analizelor de gaze reziduale măsurate la coșurile instalațiilor în funcțiune pe platformă în anul 2005 indică **depășiri ale valorilor limită pentru poluantul SO₂ la instalațiile: DAV3+HPM coș comun, Cx cod 02-H1, CC cod 09-YH1 și CET 2** (instalație care în prezent aparține societății LUKOIL ENERGY&GAS ROMÂNIA S.R.L.), ceea ce indică un **impact semnificativ** asupra atmosferei datorat acestui poluant. Pentru ceilalți poluanți analizați impactul determinat asupra atmosferei a fost ne semnificativ.

➤ **Monitorizare continuă emisii dirijate, 2012 – iulie 2014 si 2021**

În perioada 2012 – iulie 2014 si 2021, **concentrațiile poluanților SO₂, NO_x, CO și pulberi** din gaze reziduale de ardere ale instalației **DAV3+HPM (coș comun)** pentru care se realizează monitorizare continuă **s-au situat sub valorile limită prevăzute prin Autorizația integrată de mediu nr. 155 revizuită 2009 și 2012, respectiv AIM nr. PH-10 din 10.08.2015, revizuita in data de 05.12.2019.**

➤ **Monitorizare discontinuă emisii dirijate, PROWATER-ECOSISTEM și LAJEDO, 2012 – iulie 2014**

Față de valorile prevăzute prin Autorizația integrată de mediu rev. 2009 și 2012 a societății, **poluanții emiși punctiform în perioada 2012 - iulie 2014 si 2021 din arderea combustibililor în focarele cuptoarelor instalațiilor tehnologice de pe platformă au indus nivel de poluare ne semnificativ, la toate instalațiile monitorizate.**

CONCLUZII:

În perioada 2012 - iulie 2014 -2021, emisia de gaze reziduale de ardere cu conținut de SO₂, NO_x, CO și pulberi, rezultate din arderea combustibililor în focarele cuptoarelor tehnologice s-a încadrat în valorile limită prevăzute prin Autorizația integrată de mediu nr. 155 revizuită 2009 și 2012, respectiv AIM nr. PH-10 din 10.08.2015, revizuita in data de 05.12.2019.

II. Emisii din procese tehnologice

Rezultatele determinărilor de poluanți atmosferici efectuate în anul **2005** și prezentate în documentația care a stat la baza emiterii AIM nr. 155/2007 a societății sunt redate în **Tabelul 69.**

Măsurătorile privind concentrațiile de gaze reziduale în emisiile în aer rezultate din procesele tehnologice în perioada 2012 – iulie 2014 -2021 și valorile limită de emisie prevăzute prin Autorizația integrată de mediu nr. 155 revizuită 2009 și 2012 respectiv AIM nr. PH-10 din 10.08.2015, revizuita in data de 05.12.2019, sunt prezentate în **Tabelele 70-77.**

	CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești	Comanda DG-0545 din 15.03.2022
	LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT	Proiect nr. MD 2000.006

Tabelul 69: Rezultate măsurători gaze arse evacuate în atmosferă din procese tehnologice – anul 2005

<i>Punct de măsurare</i>	<i>SO₂</i>		<i>NO_x</i>		<i>CO</i>		<i>Particule</i>	
	<i>Măsurat</i>	<i>VL</i>	<i>Măsurat</i>	<i>VL</i>	<i>Măsurat</i>	<i>VL</i>	<i>Măsurat</i>	<i>VL</i>
CC cod 09-FV3	1800	2000	348.2	450	105.4	250	-	-
DGRS cod 10-H2	2658.4	500	52	500	38	-	14.7	50

Legendă: **Poluare semnificativă**; Poluare nesemnificativă

	CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești	Comanda DG-0545 din 15.03.2022
	LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT	Proiect nr. MD 2000.006

Tabelul 70: Monitorizare continuă emisii (valori medii lunare), instalațiile CC cod 09-FV3 și DGRS cod 10-H2 – an 2012

<i>Anul 2012</i>	<i>Cracare Catalitică, cod 09-FV3</i>				<i>DGRS, cod 10-H2</i>	
<i>Luna</i>	<i>CO [mg/Nm³]</i>	<i>NOx [mg/Nm³]</i>	<i>Pulberi [mg/Nm³]</i>	<i>SO₂ [mg/Nm³]</i>	<i>H₂S [mg/Nm³]</i>	<i>SO₂ [mg/Nm³]</i>
Ianuarie	27.81	207.17	138.11	1889.95	0.24	716.52
Februarie	-	-	-	-	0.013	5.613
Martie	30.39	172.79	149.82	1687.71	0.18	972.6
Aprilie	32.86	246.6	164.21	1914.91	0.16	741.77
Mai	45.6	277.7	163.65	1670.24	0.29	979.98
Iunie	44.3	359.65	202.29	1654.53	0.6	1224.17
Iulie	49.23	339.03	287.63	1836.19	0.28	1341.58
August	82.27	310.25	-	2230.26	0.23	1156.01
Septembrie	19	330.44	-	1712.87	0.43	1391.67
Octombrie	4.69	341.98	-	1757.39	0	1146.34
Noiembrie	22.26	404.91	104.05	1410.58	0.7	1453.05
Decembrie	33.87	372.77	111.29	1267.23	0.54	1255.25
Medie an 2012	35.66	305.75	165.13	1730.17	0.31	1032.05
VLE cf. AIM 155/2009	Termen conformare Trim. IV 2014				-	
(până la conformare)	250	500	700	2700	5	2000
(după conformare)	100	450	50	350		

Legendă: **Poluare semnificativă**; Poluare nesemnificativă

Notă (monitorizări discontinue de PULBERI):

- Valoarea măsurată de pulberi la coșul CC 09-FV3, cf. Raport de analize LAJEDO nr. 1600/13.07.2012 a fost de 26,1 mg/Nm³.



CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești

LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT

Comanda DG-0545 din
15.03.2022

Proiect nr.
MD 2000.006

Tabelul 71: Monitorizare continuă emisii (valori medii lunare), instalațiile CC cod 09-FV3 și DGRS cod 10-H2 – an 2013

Anul 2013	Cracare Catalitică, cod 09-FV3				DGRS, cod 10-H2	
Luna	CO [mg/Nm ³]	NOx [mg/Nm ³]	Pulberi [mg/Nm ³]	SO ₂ [mg/Nm ³]	H ₂ S [mg/Nm ³]	SO ₂ [mg/Nm ³]
Ianuarie	31.62	255.56	145.45	1454.34	0.83	1296.35
Februarie	38.76	362.84	108.95	1711.27	1.24	1068.26
Martie	-	-	-	-	-	-
Aprilie	44.88	313.63	201.01	948.24	1.28	847.55
Mai	17.51	130.73	223.71	945.94	1.00	981.72
Iunie	1.39	54.68	201.97	1207.64	0.32	995.27
Iulie	9.75	75.14	-	1288.53	0.30	1247.13
August	1.35	82.02	-	1169.40	0.39	495.59
Septembrie	10.75	137.06	-	1239.96	0.51	1131.61
Octombrie	43.61	164.57	-	1335.04	0.57	1106.40
Noiembrie	34.40	83.17	-	1496.81	0.47	1000.84
Decembrie	21.67	193.65	175.11	1912.78	0.66	999.79
Medie an 2013	23.24	168.46	176.03	1337.27	0.69	1015.50
VLE cf. AIM 155/2012	Termen conformare Trim. IV 2014				-	
(până la conformare)	250	500	700	2700	5	2000
(după conformare)	100	450	50	350		

Legendă: Poluare semnificativă; Poluare nesemnificativă

Notă (monitorizări discontinue de PULBERI): - Valorile medii lunare ale măsurătorilor de pulberi la coșul CC 09-FV3, au fost: 140,2 mg/Nm³ (mai), 98,3 mg/Nm³ (iulie), 102,6 mg/Nm³ (august), 104,1 mg/Nm³ (septembrie), 101,78 mg/Nm³ (decembrie), cf. concentrațiilor măsurate prezentate în Rapoartele de analize LAJEDO numerele: 356/14.05.2013, 632/11.07.2013, 689/24.07.2013, 796/20.08.2013, 1068/30.09.2013, 1069/30.09.2013, 1516/18.12.2013, 1557/27.12.2013.

	CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești	Comanda DG-0545 din 15.03.2022
	LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT	Proiect nr. MD 2000.006

Tabelul 72: Monitorizare continuă emisii (valori medii lunare), instalațiile CC cod 09-FV3 și DGRS cod 10-H2 – ian.- iul. 2014

Anul 2014 Luna	Cracare Catalitică, cod 09-FV3				DGRS, cod 10-H2	
	CO [mg/Nm ³]	NOx [mg/Nm ³]	Pulberi [mg/Nm ³]	SO ₂ [mg/Nm ³]	H ₂ S [mg/Nm ³]	SO ₂ [mg/Nm ³]
Ianuarie	35.52	377.20	327.88	2273.97	0.41	1157.37
Februarie	38.42	425.70	134.21	2380.62	0.37	1322.45
Martie	46.61	438.95	210.99	2346.06	0.33	950.74
Aprilie	33.50	277.12	-	1521.95	0.13	1180.39
Mai	62.26	249.87	235.34	2078.46	0.43	1362.76
Iunie	47.25	155.44	235.72	1624.28	0.24	981.60
Iulie	59.44	102.20	116.91	1405.61	0.52	928.87
Medie pe 7 luni	46.14	289.50	210.18	1947.28	0.35	1126.31
VLE cf. AIM 155/2012	Termen conformare Trim. IV 2014				-	
(până la conformare)	250	500	700	2700	5	2000
(după conformare)	100	450	50	350		

Legendă: **Poluare semnificativă**; Poluare nesemnificativă

Notă (monitorizări discontinue de PULBERI):

- Valoarea măsurată de pulberi la coșul CC 09-FV3, cf. Raport de analize LAJEDO nr. 592/28.04.2014 a fost de 102,6 mg/Nm³.
- Valoarea măsurată de pulberi la coșul CC 09-FV3, cf. Raport de analize LAJEDO nr. 748/06.06.2014 a fost de 86,20 mg/Nm³.



CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești

LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT

Comanda DG-0545 din
15.03.2022

Proiect nr.
MD 2000.006

Tabelul 73: Monitorizare discontinuă emisii din procese tehnologice, valori medii lunare – anul 2012

Punct măsurare	Valoare măsurată, mg/Nmc													VLE cf. AIM 155/2009		
	Ian.	Feb.	Mar.	Apr.	Mai	Iun.	Iul.	Aug.	Sept.	Oct.	Nov.	Dec.	Valoare medie 2012	Până la conformare	După conformare	
SO₂																
Fabrica hidrogen reformer 1	cod R101/1	4	10.3	5.5	4.5	7.7	0	3.9	0	0	7.01	5.61	7.57	4.67	-	20 mg/Nmc pt. CH ₄
Fabrica hidrogen reformer 2	cod R101/2	3	-	8.7	3.1	8.4	0	3.8	0	1	8.27	3.17	2.9	3.85	-	20 mg/Nmc pt. CH ₄
NO_x																
Fabrica hidrogen reformer 1	cod R101/1	119	149.2	139.9	125.2	104.6	54.8	88.9	98.6	122.7	82.3	124.9	112.9	110.25	-	150 mg/Nmc
Fabrica hidrogen reformer 2	cod R101/2	121	-	107.9	121.1	118.9	70.4	89.6	79.4	87.3	77.8	110.4	99.2	98.45	-	150 mg/Nmc
Pulberi																
Fabrica hidrogen reformer 1	cod R101/1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5 mg/Nmc
Fabrica hidrogen reformer 2	cod R101/2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5 mg/Nmc
CO																
Fabrica hidrogen reformer 1	cod R101/1	13	0	7.3	0	11.9	36.5	0.0	6.1	0	12.7	12.6	7.6	8.98	-	80 mg/Nmc
Fabrica hidrogen reformer 2	cod R101/2	17	-	0	0	7.0	12.3	0.0	0	3.8	5	3.17	11.6	5.44	-	80 mg/Nmc

Legendă: **Poluare semnificativă**; Poluare nesemnificativă



CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești

LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT

Comanda DG-0545 din
15.03.2022

Proiect nr.
MD 2000.006

Tabelul 74: Monitorizare discontinuă emisii din procese tehnologice, valori medii lunare – anul 2013

Punct măsurare		Valoare măsurată, mg/Nmc												VLE cf. AIM 155/2012		
		Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	Mai	Iun.	Iul.	Aug.	Sept.	Oct.	Nov.	Dec.	Valoare medie 2013	Până la conformare	După conformare
SO2																
Fabrica 1 hidrogen – reformer	cod R101/1	5.8	5.8	-	6.3	16.9	5.2	6.9	9.9	4.0	9.5	3.2	5.0	7.14	-	20 mg/Nmc pt. CH ₄
Fabrica 2 hidrogen – reformer	cod R101/2	4.6	3.0	-	15.7	15.1	4.0	6.0	8.9	9.0	16.5	3.2	4.3	8.21	-	20 mg/Nmc pt. CH ₄
NOx																
Fabrica 1 hidrogen – reformer	cod R101/1	113.6	96.1	-	75.6	33.6	88.7	44.9	92.3	2.2	81.0	86.2	74.8	71.73	-	150 mg/Nmc
Fabrica 2 hidrogen – reformer	cod R101/2	75.5	85.0	-	55.9	97.0	76.8	91.5	74.7	6.5	29.1	87.2	63.9	67.55	-	150 mg/Nmc
Pulberi																
Fabrica 1 hidrogen – reformer	cod R101/1	-	-	-	-	3.40	-	-	-	2.10	-	-	-	2.75	-	5 mg/Nmc
Fabrica 2 hidrogen – reformer	cod R101/2	-	-	-	-	3.20	-	-	-	2.80	-	-	-	3.00	-	5 mg/Nmc
CO																
Fabrica 1 hidrogen – reformer	cod R101/1	0.1	0.2	-	0.2	0.1	0.2	0.2	29.3	7.9	8.2	0.1	22.6	6.28	-	80 mg/Nmc
Fabrica 2 hidrogen – reformer	cod R101/2	0.1	0.1	-	1.1	0.3	0.2	0.3	4.6	0.3	2.7	0.7	23.4	3.07	-	80 mg/Nmc

Legendă: **Poluare semnificativă**; Poluare nesemnificativă



CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești

LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT

Comanda DG-0545 din
15.03.2022

Proiect nr.
MD 2000.006

Tabelul 75: Monitorizare discontinuă emisii din procese tehnologice, valori medii lunare – ian.-iul. 2014

Punct măsurare		Valoare măsurată, mg/Nmc							VLE cf. AIM 155/2012		
		Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	Mai	Iun.	Iul.	Valoare medie 7 luni	Până la conformare	După conformare
SO₂											
Fabrica 1 hidrogen – reformer	cod R101/1	3.22	5.87	4.75	5.49	2.98	2.97	3.24	4.07	-	20 mg/Nmc pt. CH ₄
Fabrica 2 hidrogen – reformer	cod R101/2	3.18	4.75	8.03	3.88	2.97	5.94	3.05	4.54	-	20 mg/Nmc pt. CH ₄
NO_x											
Fabrica 1 hidrogen – reformer	cod R101/1	81.18	40.9	88.23	106.57	91.84	59.63	84.22	78.94	-	150 mg/Nmc
Fabrica 2 hidrogen – reformer	cod R101/2	70.72	25.49	80.59	60.77	88.39	49.96	80.65	65.22	-	150 mg/Nmc
Pulberi											
Fabrica 1 hidrogen – reformer	cod R101/1	-	-	-	-	-	2.20	-	2.20	-	5 mg/Nmc
Fabrica 2 hidrogen – reformer	cod R101/2	-	-	-	-	-	2.30	-	2.30	-	5 mg/Nmc
CO											
Fabrica 1 hidrogen – reformer	cod R101/1	1.4	0.13	0.76	0.86	3.26	0.13	11.58	2.59	-	80 mg/Nmc
Fabrica 2 hidrogen – reformer	cod R101/2	0.14	0.21	8.78	2.41	1.3	0.13	26.47	5.63	-	80 mg/Nmc

Legendă: **Poluare semnificativă**; Poluare nesemnificativă



CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești

LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT

Comanda DG-0545 din
15.03.2022

Proiect nr.
MD 2000.006

Tabelul 76: Monitorizare continuă emisii (valori medii lunare), instalația Cracare Catalitica –cod 09-FV3. și DGRS cod 10-H2 – an 2021

Anul 2012 Luna	Cracare Catalitica, cod 09-FV3				DGRS, cod 10-H2	
	NOx [mg/Nm ³]	CO [mg/Nm ³]	SO ₂ [mg/Nm ³]	Pulberi [mg/Nm ³]	SO ₂ [mg/Nm ³]	H ₂ S [mg/Nm ³]
Ianuarie	168.99	43.73	63.84	17.06	1171.65	0.48
Februarie	179.88	44.86	57.54	26.18	1204.93	0.72
Martie	74.33	46.67	108.09	11.98	1270.49	0.32
Aprilie	78.94	53.83	48.37	26.92	1099.04	0.41
Mai	77.69	62.92	95.30	9.16	1165.37	0.38
Iunie	90.27	77.34	111.95	8.75	1269.85	0.35
Iulie	96.49	73.06	153.81	7.78	1315.03	0.24
August	122.55	48.57	122.95	7.59	1118.79	0.11
Septembrie	116.04	16.68	180.16	12.07	994.09	0.50
Octombrie	110.99	33.03	268.19	12.08	1006.45	0.04
Noiembrie	Revizie	Revizie	Revizie	Revizie	Revizie	Revizie
Decembrie	50.09	58.54	2.42	13.54	1012.55	*
Medie an 2021	106.02	50.84	110.24	13.92	1148.02	0.35
VLE cf. AIM nr.PH-10 din 10.08.2015, revizuita in data de 05.12.2019	300	100	550	50	2000	2

Legendă: **Poluare semnificativă**; Poluare nesemnificativă

	CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești	Comanda DG-0545 din 15.03.2022
	LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT	Proiect nr. MD 2000.006

Tabelul 77: Monitorizare discontinuă emisii de la ardere în cuptoare tehnologice, valori medii lunare – an 2021

SO₂		Ian	Feb	Mar	Apr	Mai	Iun	Iul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Media	VLE
FcaH2, Izomerizare	Fca-H2 77 R101/1	4.35	2.88	3.17	5.98	2.97	3.08	8.84	3.63	2.93	11.65		<2.88	4.95	35
	Fca-H2 78 R101/2	4.36	2.93	4.31	3.12	<3.11	3	9.1	2.92	2.95	10.12		4.54	4.74	35
NOx															
FcaH2, Izomerizare	Fca-H2 77 R101/1	108.47	126.53	73.31	77.55	99.32	83.75	64.21	80.35	91.61	40.59		23.83	79.05	200
	Fca-H2 78 R101/2	129.52	144.7	74.7	63.96	89.09	85.05	64.16	78.75	84.96	37.49		25.67	79.82	200
CO															
FcaH2, Izomerizare	Fca-H2 77 R101/1	1.27	<1.26	3.48	3.92	<1.30	<1.35	1.29	1.59	<1.29	1.27		10.06	3.27	80
	Fca-H2 78 R101/2	<1.27	<1.28	3.72	2.05	<1.36	<1.31	1.33	1.28	1.29	1.47		10.56	3.10	80
Pulberi															
FcaH2, Izomerizare	Fca-H2 77 R101/1						2.6				2.04			2.32	5
	Fca-H2 78 R101/2						2.55				2.02			2.29	5

Legendă: **Poluare semnificativă**; Poluare nesemnificativă

Rezultatele investigațiilor efectuate

Rezultatele investigațiilor efectuate asupra emisiilor la coșurile de dispersie gaze reziduale ale instalațiilor de pe platforma PETROTEL - LUKOIL (**emisii tehnologice**) evidențiază următoarele aspecte:

➤ **Măsurători emisii dirijate, INCDPM-ICIM – aprilie 2005**

Rezultatele analizelor de gaze reziduale măsurate la coșurile instalațiilor în funcțiune pe platformă în anul 2005 indică **depășiri ale valorilor limită pentru poluantul SO₂ la instalația DGRS cod 10-H2**, ceea ce indică un **impact semnificativ** asupra atmosferei datorat acestui poluant. Pentru ceilalți poluanți analizați impactul determinat asupra atmosferei a fost nesemnificativ.

Poluanții SO₂, NO_x și CO analizați la coșul instalației Cracare catalitică CC 09-FV3 au prezentat un impact nesemnificativ asupra factorului de mediu aer.

➤ **Monitorizare continuă emisii dirijate, perioada 2012 – iulie 2014 si 2021**

În perioada 2012 - iulie 2014 si 2021, concentrațiile poluanților SO₂, NO_x, CO și pulberi din gaze reziduale de ardere ale instalației **CC cod 09-FV3** (Regenerator catalizator) și concentrațiile poluanților SO₂ și H₂S emiși la coșul de dispersie al instalației **DGRS cod 10-H2**, pentru care se realizează monitorizare continuă (cu aparatură on-line) s-au situat sub valorile limită prevăzute prin Autorizația integrată de mediu nr. 155 revizuită 2009 și 2012, respectiv AIM nr.PH-10 din 10.08.2015, revizuita in data de 05.12.2019, inducând un **impact nesemnificativ asupra aerului**.

➤ **Monitorizare discontinuă emisii dirijate, PROWATER-ECOSISTEM și LAJEDO, perioada 2012 – iulie 2014 si 2021**


Din analiza datelor din rezultatelor reiese că nu sunt depășiri ale limitelor prevăzute prin Autorizația integrată de mediu nr. 155 revizuită 2009 și 2012, AIM Petrotel-Lukoil nr.PH-10 din 10.08.2015, revizuita in data de 05.12.2019 a societății.

Poluanții SO₂, NO_x, CO și pulberi emiși punctiform din procesele tehnologice desfășurate în Fabricile de hidrogen de pe platformă, coșurile aferente reformerului, cod R101/1 și R101/2, analizați prin măsurători instantanee în perioada 2012 - iulie 2014 si 2021 au indus un nivel de poluare nesemnificativ.

CONCLUZII:

În prezent, valorile de emisie pentru poluanții SO₂, NO_x, CO, pulberi și H₂S proveniți din procesele tehnologice desfășurate pe platforma PETROTEL – LUKOIL Ploiești în instalațiile Cracare catalitică (Regenerator catalizator) – cod coș 09-FV3, Desulfurare Gaze și Recuperare Sulf – DGRS 10-H2 și Fabricile de hidrogen nr. 1 și nr. 2 (Reformer) – cod R101/1 și R101/2 se încadrează în limitele prevăzute prin AIM nr. PH-10 din 10.08.2015, revizuita in data de 05.12.2019.

III. Emisii de COV rezultați din depozitarea, încărcarea, descărcarea și distribuția benzinei la terminale

	CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești	Comanda DG-0545 din 15.03.2022
	LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT	Proiect nr. MD 2000.006

Din instalațiile de prelucrare țiței se emit în atmosferă și compuși organici volatili (COV).

Emisia de COV rezultați din depozitarea, încărcarea, descărcarea și distribuția benzinei la terminale este reglementată prin următoarele acte normative:

♦ **Directiva 1994/63/CE** privind controlul emisiilor de compuși organici volatili (COV) rezultați din depozitarea benzinei și transportul acesteia de la terminale la stațiile de benzină,

transpusă în legislația românească prin:

♦ **LEGE nr. 264 din 20 decembrie 2017** privind stabilirea cerințelor tehnice pentru limitarea emisiilor de compuși organici volatili (COV) rezultați din depozitarea benzinei și din distribuția acesteia de la terminale la stațiile de distribuție a benzinei, precum și în timpul alimentării autovehiculelor la stațiile de benzină;

♦ **Ordinul M.M.G.A. nr. 781/09.12.2004** pentru aprobarea Normelor metodologice privind măsurarea emisiilor de compuși organici volatili rezultați din depozitarea și încărcarea/ descărcarea benzinei la terminale;

♦ **Ordinul M.M.G.A. nr. 27/10.01.2007** pentru modificarea și completarea unor ordine care transpun acquis-ul comunitar de mediu;

♦ **Hotărârea Guvernului nr. 210/28.02.2007** pentru modificarea și completarea unor acte normative care transpun acquis-ul comunitar în domeniul protecției mediului (publicată în Monitorul Oficial nr. 187/19.03.2007)

Conform legislației în vigoare, concentrația medie orară a vaporilor evacuați din operațiile de depozitare, încărcare, descărcare a benzinei la terminale nu trebuie să depășească **35 g/Nmc**.

Societatea monitorizează emisiile de COV la:

- instalație încărcare benzină la rampa CF (*monitorizare on-line a unității de recuperare vapori*)
- instalație încărcare benzină la rampa auto (*monitorizare on-line a unității de recuperare vapori*)
- instalații depozitare benzină

Pentru a se conforma prevederilor legislației în vigoare, instalațiile de încărcare benzină sunt dotate cu:

➤ **Dotare instalație încărcare benzină în vagoane-cisternă la rampa CF**

- rampă CF cu 2 brațe, cu racorduri etanșe de încărcare a benzinei în vagoane-cisternă, cu instalație de recuperare vapori de benzină
- unitate recuperare vapori (VRU), la care este cuplată instalația de recuperare vapori de benzină de la rampa CF
- rețea de pompe și conducte tehnologice de legătură cu rezervoarele de stocare a benzinei și de recuperare a vaporilor de benzină (cu absorber)
- rețea de alimentare cu apă, inclusiv rețea de hidranți
- rețea de canalizare industrială, inclusiv separator de produse petroliere
- instalație electrică aferentă acestor instalații

Certificatul de inspectare tehnică COV nr. 2113/11.12.2021 emis de S.C. LAJEDO S.R.L. atestă că *instalația încărcare a benzinei în vagoane-cisternă la rampa CF corespunde cerințelor privind recuperarea și limitarea emisiilor de compuși organici volatili.*

➤ **Dotare instalație încărcare benzină în autocisterne la rampa auto**

- rampă auto cu 6 brațe, cu 3 racorduri etanșe de încărcare a benzinei în autocisterne pe la partea inferioară a acestora, cu instalație de recuperare vapori de benzină
- unitate recuperare vapori (VRU), la care este cuplată instalația de recuperare vapori de benzină de la rampa auto
- rețea de pompe și conducte tehnologice de legătură cu rezervoarele de stocare a benzinei și cu instalația de recuperare a vaporilor de benzină (cu absorber)
- rețea de alimentare cu apă, inclusiv rețea de hidranți
- rețea de canalizare industrială, inclusiv separator de produse petroliere
- instalație electrică aferentă acestor instalații

Certificatul de inspectare tehnică COV nr. 1580/01.09.2021 emis de S.C. LAJEDO S.R.L atestă că *instalația încărcare a benzinei în autocisterne la rampa auto corespunde cerințelor privind recuperarea și limitarea emisiilor de compuși organici volatili.*

➤ **Dotare instalație de depozitare benzină – rezervor T132**

- rezervor depozitare benzină de 5000 mc, cu capac plutitor extern, cilindric vertical, cu perete simplu, montat suprateran pe fundație din beton
- dispozitive de etanșare primară și secundară, ce trebuie să asigure un grad de reținere a vaporilor de minim 95% comparativ cu un rezervor cu capac fix, fără controlul reținerii vaporilor, cu geometrie identică
- vopsirea corespunzătoare a peretelui exterior și a acoperișului rezervorului – cu vopsea ce asigură un indice de reflectare a căldurii de minim 70%
- rețea de pompe și conducte tehnologice de legătură cu restul instalațiilor din terminal
- rețea de alimentare cu apă, inclusiv rețea de hidranți
- rețea de canalizare industrială, inclusiv separator de produse petroliere
- instalație electrică aferentă acestor instalații

Certificatul de inspectare tehnică COV nr. 1600/20.12.2020 emis de S.C. LAJEDO S.R.L atestă că *instalația de depozitare benzină - rezervorul T132 - corespunde cerințelor privind existența instalațiilor, echipamentelor și dispozitivelor pentru limitarea emisiilor de compuși organici volatili.*

➤ **Dotare instalație de depozitare benzină – rezervor T133**

- rezervor depozitare benzină de 5000 mc, cu capac plutitor extern, cilindric vertical, cu perete simplu, montat suprateran pe fundație de beton
- dispozitive de etanșare primară și secundară, ce trebuie să asigure un grad de reținere a vaporilor de minim 95% comparativ cu un rezervor cu capac fix, fără controlul reținerii vaporilor, cu geometrie identică
- vopsirea corespunzătoare a peretelui exterior și a acoperișului rezervorului – cu vopsea ce asigură un indice de reflectare a căldurii de minim 70%
- rețea de pompe și conducte tehnologice de legătură cu restul instalațiilor din terminal
- rețea de alimentare cu apă, inclusiv rețea de hidranți
- rețea de canalizare industrială, inclusiv separator de produse petroliere
- instalație electrică aferentă acestor instalații

Certificatul de inspectare tehnică COV nr. 1601/20.12.2020 emis de S.C. LAJEDO S.R.L atestă că *instalația de depozitare benzină - rezervorul T133 - corespunde cerințelor privind existența instalațiilor, echipamentelor și dispozitivelor pentru limitarea emisiilor de compuși organici volatili.*

➤ **Dotare instalație de depozitare benzină – rezervor T135**

- rezervor depozitare benzină de 5000 mc, cu capac plutitor extern, cilindric vertical, cu perete simplu, montat suprateran pe fundație de beton
- dispozitive de etanșare primară și secundară, ce trebuie să asigure un grad de reținere a vaporilor de minim 95% comparativ cu un rezervor cu capac fix, fără controlul reținerii vaporilor, cu geometrie identică
- vopsirea corespunzătoare a peretelui exterior și a acoperișului rezervorului – cu vopsea ce asigură un indice de reflectare a căldurii de minim 70%
- rețea de pompe și conducte tehnologice de legătură cu restul instalațiilor din terminal
- rețea de alimentare cu apă, inclusiv rețea de hidranți
- rețea de canalizare industrială, inclusiv separator de produse petroliere
- instalație electrică aferentă acestor instalații

Certificatul de inspectare tehnică COV nr. 1602/20.12.2020 emis de S.C. LAJEDO S.R.L atestă că *instalația de depozitare benzină - rezervorul T135 - corespunde cerințelor privind existența instalațiilor, echipamentelor și dispozitivelor pentru limitarea emisiilor de compuși organici volatili.*

➤ **Dotare instalație de depozitare benzină – rezervor T138**


- rezervor depozitare benzină de 5000 mc, cu capac plutitor extern, cilindric vertical, cu perete simplu, montat suprateran pe fundație de beton
- dispozitive de etanșare primară și secundară, ce trebuie să asigure un grad de reținere a vaporilor de minim 95% comparativ cu un rezervor cu capac fix, fără controlul reținerii vaporilor, cu geometrie identică
- vopsirea corespunzătoare a peretelui exterior și a acoperișului rezervorului – cu vopsea ce asigură un indice de reflectare a căldurii de minim 70%
- rețea de pompe și conducte tehnologice de legătură cu restul instalațiilor din terminal
- rețea de alimentare cu apă, inclusiv rețea de hidranți
- rețea de canalizare industrială, inclusiv separator de produse petroliere
- instalație electrică aferentă acestor instalații

Certificatul de inspectare tehnică COV nr. 1603/20.12.2020 emis de S.C. LAJEDO S.R.L atestă că *instalația de depozitare benzină - rezervorul T138 - corespunde cerințelor privind existența instalațiilor, echipamentelor și dispozitivelor pentru limitarea emisiilor de compuși organici volatili.*

➤ **Dotare instalație de depozitare benzină – rezervor T100**

- rezervor depozitare benzină de 5000 mc, cu capac plutitor extern, cilindric vertical, cu perete simplu, montat suprateran pe fundație de beton
- dispozitive de etanșare primară și secundară, ce trebuie să asigure un grad de reținere a vaporilor de minim 95% comparativ cu un rezervor cu capac fix, fără controlul reținerii vaporilor, cu geometrie identică
- vopsirea corespunzătoare a peretelui exterior și a acoperișului rezervorului – cu vopsea ce asigură un indice de reflectare a căldurii de minim 70%
- rețea de pompe și conducte tehnologice de legătură cu restul instalațiilor din terminal
- rețea de alimentare cu apă, inclusiv rețea de hidranți
- rețea de canalizare industrială, inclusiv separator de produse petroliere
- instalație electrică aferentă acestor instalații

Certificatul de inspectare tehnică COV nr. 1604/20.12.2020 emis de S.C. LAJEDO S.R.L atestă că *instalația de depozitare benzină - rezervorul T100 - corespunde cerințelor*

	CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești	Comanda DG-0545 din 15.03.2022
	LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT	Proiect nr. MD 2000.006

privind existența instalațiilor, echipamentelor și dispozitivelor pentru limitarea emisiilor de compuși organici volatili.

➤ Dotare instalație de depozitare benzină – rezervor R1

- rezervor depozitare benzină de 2000 mc, cu capac fix și membrană plutitoare internă, cilindric vertical, cu perete simplu, montat suprateran pe fundație de beton
- dispozitiv de etanșare primară, ce trebuie să asigure un grad de reținere a vaporilor de minim 90% comparativ cu un rezervor cu capac fix, fără controlul reținerii vaporilor, cu geometrie identică
- vopsirea corespunzătoare a peretelui exterior și a acoperișului rezervorului – cu vopsea ce asigură un indice de reflectare a căldurii de minim 70%
- rețea de pompe și conducte tehnologice de legătură cu restul instalațiilor din terminal
- rețea de alimentare cu apă, inclusiv rețea de hidranți
- rețea de canalizare industrială, inclusiv separator de produse petroliere
- instalație electrică aferentă acestor instalații

Certificatul de inspectare tehnică COV nr. 1605/20.12.2020 emis de S.C. LAJEDO S.R.L atestă că *instalația de depozitare benzină - rezervorul R1 - corespunde cerințelor privind existența instalațiilor, echipamentelor și dispozitivelor pentru limitarea emisiilor de COV.*

➤ Dotare instalație de depozitare benzină – rezervor R4

- rezervor depozitare benzină de 2000 mc, cu capac fix și membrană plutitoare internă, cilindric vertical, cu perete simplu, montat suprateran pe fundație de beton
- dispozitiv de etanșare primară, ce trebuie să asigure un grad de reținere a vaporilor de minim 90% comparativ cu un rezervor cu capac fix, fără controlul reținerii vaporilor, cu geometrie identică
- vopsirea corespunzătoare a peretelui exterior și a acoperișului rezervorului – cu vopsea ce asigură un indice de reflectare a căldurii de minim 70%
- rețea de pompe și conducte tehnologice de legătură cu restul instalațiilor din terminal
- rețea de alimentare cu apă, inclusiv rețea de hidranți
- rețea de canalizare industrială, inclusiv separator de produse petroliere
- instalație electrică aferentă acestor instalații

Certificatul de inspectare tehnică COV nr. 1606/20.12.2020 emis de S.C. LAJEDO S.R.L atestă că *instalația de depozitare benzină - rezervorul R4 - corespunde cerințelor privind existența instalațiilor, echipamentelor și dispozitivelor pentru limitarea emisiilor de COV.*

➤ Dotare instalație de depozitare benzină – rezervor R5

- rezervor depozitare benzină de 2000 mc, cu capac fix și membrană plutitoare internă, cilindric vertical, cu perete simplu, montat suprateran pe fundație de beton
- dispozitiv de etanșare primară, ce trebuie să asigure un grad de reținere a vaporilor de minim 90% comparativ cu un rezervor cu capac fix, fără controlul reținerii vaporilor, cu geometrie identică
- vopsirea corespunzătoare a peretelui exterior și a acoperișului rezervorului – cu vopsea ce asigură un indice de reflectare a căldurii de minim 70%

- rețea de pompe și conducte tehnologice de legătură cu restul instalațiilor din terminal
- rețea de alimentare cu apă, inclusiv rețea de hidranți
- rețea de canalizare industrială, inclusiv separator de produse petroliere
- instalație electrică aferentă acestor instalații

Certificatul de inspectare tehnică COV nr. 1607/20.12.2020 emis de S.C. LAJEDO S.R.L atestă că *instalația de depozitare benzină - rezervorul R5 - corespunde cerințelor privind existența instalațiilor, echipamentelor și dispozitivelor pentru limitarea emisiilor de COV.*

➤ **Dotare instalație de depozitare benzină – rezervor R6**

- rezervor depozitare benzină de 2000 mc, cu capac fix și membrană plutitoare internă, cilindric vertical, cu perete simplu, montat suprateran pe fundație de beton
- dispozitiv de etanșare primară, ce trebuie să asigure un grad de reținere a vaporilor de minim 90% comparativ cu un rezervor cu capac fix, fără controlul reținerii vaporilor, cu geometrie identică
- vopsirea corespunzătoare a peretelui exterior și a acoperișului rezervorului – cu vopsea ce asigură un indice de reflectare a căldurii de minim 70%
- rețea de pompe și conducte tehnologice de legătură cu restul instalațiilor din terminal
- rețea de alimentare cu apă, inclusiv rețea de hidranți
- rețea de canalizare industrială, inclusiv separator de produse petroliere
- instalație electrică aferentă acestor instalații

Certificatul de inspectare tehnică COV nr. 1608/20.12.2020 emis de S.C. LAJEDO S.R.L. atestă că *instalația de depozitare benzină - rezervorul R6 - corespunde cerințelor privind existența instalațiilor, echipamentelor și dispozitivelor pentru limitarea emisiilor de COV.*

În anul **2013** au fost efectuate **măsurători de emisii fugitive de COV** la instalația de descărcare din vagoane-cisternă la rampa CF și la instalația VRU (unitatea/sistemul de recuperare vapori) de la Rampa CF și la instalația de descărcare containere mobile la rampa auto și la instalația VRU de la Rampa Auto.

Rezultatele acestor măsurători realizate cu analizor portabil cu detector (lampă UV) cu fotoionizare tip MultiPID Dräger, conform rapoartelor de analize elaborate de societatea LAJEDO SRL Ploiești, sunt prezentate în **Tabelul 78**.

Tabelul 78: Valori emisie COV la instalațiile de descărcare benzină de la rampele CF și auto și la instalațiile VRU de la cele două rampe – dec. 2013

Denumire poluant/ loc prelevare	Valoare măsurată g/Nmc	Valoare de referință cf. Ordin 781/2004 g/Nmc	Observații Raport Analize
COV – benzină / rampa CF	5,242	35	nr.1442/ 09.12.2013
COV – benzină / VRU rampa CF	29,902		
COV – benzină / rampa auto	3,256	35	nr.1443/ 09.12.2013
COV – benzină / VRU rampa auto	18,712		

CONCLUZII:

Rezultatele monitorizării efectuate de către LAJEDO S.R.L. indică faptul că emisiile de COV la rampele CF și auto și la unitățile VRU, se situează sub limita impusă de legislația de mediu în vigoare, respectiv H.G. nr. 568/2001, republicată 2007, privind stabilirea cerințelor tehnice pentru limitarea emisiilor de compuși organici volatili rezultați din depozitarea, încărcarea, descărcarea și distribuția benzinei la terminale și la stațiile de benzină, modificată și completată prin H.G. nr. 958/2012 și H.G. nr. 1047/2013.

CALITATEA AERULUI DIN ZONE ÎNVECINATE AMPLASAMENTULUI – IMISII**A. Măsurători concentrații poluanți în aerul ambiental la nivelul anului 2005**

În continuare se prezintă rezultatele măsurătorilor momentane de poluanți efectuate de INCDPM-ICIM București în campania de prelevare probe pentru evaluarea calității aerului în zonele limitrofe PETROTEL - LUKOIL PLOIEȘTI, desfășurată în perioada 28-29.04.2005, conform *Buletinelor de analiză numerele 3.1 – 3.5, Aer din mediul înconjurător – Imisii la perimetrul uzinal, anexate lucrării „Bilanț de mediu nivel II pentru S.C. PETROTEL LUKOIL S.A. Ploiești”*, elaborată de INCDPM-ICIM București în august 2005

Punctul 1 – Spitalul dermato – situat la circa 1,6 km față de PETROTEL LUKOIL PLOIEȘTI, în partea de V a acestuia.

Pentru întreaga perioadă de măsurare s-au constatat următoarele:

- **Valorile orare și valorile zilnice măsurate pentru indicatorul SO₂ se încadrează în valorile limită impuse prin Ord. 592/2002** (VL orară curentă pentru SO₂ = 425 μg/mc; VL zilnică pentru SO₂ = 125 μg/mc).

Valorile orare măsurate pentru indicatorul SO₂ au variat în domeniul 0,20 μg/mc ÷ 44,6 μg/mc.

Concentrațiile medii zilnice măsurate au avut valorile de 0,17 μg/mc în data de 28.04.2005 și de 5,3 μg/mc în data de 29.04.2005.

- **Valorile orare măsurate pentru indicatorul NO₂ se încadrează în valorile limită impuse prin Ord. 592/2002** (VL orară curentă pentru NO₂ = 284 μg/mc).

Valorile orare măsurate pentru indicatorul NO₂ au variat în domeniul 7,80 μg/mc ÷ 21,2 μg/mc.

Concentrațiile medii zilnice măsurate au avut valorile de 7,4 μg/mc în data de 28.04.2005, respectiv de 9,2 μg/mc în data de 29.04.2005.

Valorile orare măsurate pentru indicatorul monoxid de azot (NO) au fost cuprinse în domeniul de 3,80 μg/mc ÷ 10,5 μg/mc.

Concentrațiile medii zilnice au avut valorile de 7,3 μg/mc în data de 28.04.2005 și de 8,3 μg/mc în data de 29.04.2005.

- **Pentru indicatorul pulberi în suspensie atât valorile mediate pe 30 min. cât și cele mediate pe 24 h se înscriu în limitele impuse prin STAS 12574-87** (CMA_{30min}= 500 μg/mc, CMA_{24h}= 150 μg/mc), fiind mai mici și față de pragurile de alertă stabilite prin Ord. 756/97 (70% CMA_{30min}= 350 μg/mc, 70% CMA_{24h}= 150 μg/mc).

Valorile medii pe scurtă durată ale concentrațiilor pulberilor în suspensie au variat în domeniul 29,1 μg/mc ÷ 144,5 μg/mc.

Valorile mediate pe 24 h pentru acest indicator au fost de 19,7 μg/mc în data de 28.04.2005 și de 64,7 μg/mc în data de 29.04.2005.

- **Valorile orare măsurate pentru indicatorul hidrocarburi nemetanice (HC_{NM})** au variat în domeniul 0,52 mg/mc ÷ 10,8 mg/mc.

Pentru mediile zilnice s-au înregistrat valorile de 0,5 mg/mc în data de 28.04.2005 și de 5,25 mg/mc în data de 29.04.2005

Valorile mai crescute înregistrate pe perioade de noapte, cu trafic mai redus, pentru HC_{NM} (valori orare supraunitare) și oxizi de azot (NO₂ valori de cca. 10 -17 μg/mc) pot fi asociate emisiilor de poluanți în atmosfera de la PETROTEL LUKOIL PLOIEȘTI, în condiții de calm atmosferic, situându-se sub limita admisă.

Variația concentrațiilor orare de dioxid de sulf a fost semnificativă, în acest punct fiind înregistrată cea mai ridicată dintre maximele orare – 44,6 μg SO₂/mc în data de 29.04.2005 – pentru toate zonele luate în studiu, situându-se mult sub limita admisă.

Punctul 2 – Cartierul Mihai Bravu – situat la circa 2 km S -V față de PETROTEL LUKOIL.

Pentru întreaga perioadă de măsurare s-au constatat următoarele:

• **Valorile medii orare și valorile medii zilnice măsurate pentru indicatorul SO₂ se încadrează în valorile limită impuse prin Ord. 592/2002** (VL orară curentă pentru SO₂ = 425 μg/mc; VL zilnică pentru SO₂ = 125 μg/mc).

Valorile orare măsurate pentru indicatorul SO₂ au variat în domeniul 0,20 μg/mc ÷ 39,80 μg/mc.

Concentrațiile medii zilnice măsurate au avut valorile de 15,3 μg/mc în data de 28.04.2005 și de 3,47 μg/mc în data de 29.04.2005.

• **Valorile medii orare măsurate pentru indicatorul NO₂ se încadrează în valorile limită impuse prin Ord. 592/2002** (VL orară curentă pentru NO₂ = 284 μg/mc).

Valorile orare măsurate pentru indicatorul NO₂ au variat în domeniul 4,50 μg/mc ÷ 17,57 μg/mc.

Concentrațiile medii zilnice măsurate au avut valorile de 2,3 μg/mc în data de 28.04.2005, respectiv de 5,6 μg/mc în data de 29.04.2005.

Valorile orare măsurate pentru indicatorul monoxid de azot (NO) au fost cuprinse în domeniul de 6,30 μg/mc ÷ 9,3 μg/mc.

Concentrațiile medii zilnice măsurate au avut valorile de 2,75 μg/mc în data de 28.04.2005, respectiv de 4,23 μg/mc în data de 29.04.2005.

• **Pentru indicatorul pulberi în suspensie atât valorile mediate pe 30 min. cât și cele mediate pe 24 h se înscriu în limitele impuse prin STAS 12574-87** (CMA_{30min}= 500 μg/mc, CMA_{24h}= 150 μg/mc), **fiind mai mici și față de pragurile de alertă stabilite prin Ord. 756/97** (70% CMA_{30min}= 350 μg/mc, 70% CMA_{24h}= 150 μg/mc).

Valorile medii pe scurtă durată ale concentrațiilor pulberilor în suspensie au variat în domeniul 29,00 μg/mc ÷ 105,3 μg/mc.

Valorile medii zilnice pentru acest indicator au fost de 44,42 μg/mc în data de 28.04.2005 și de 71,3 μg/mc în data de 29.04.2005.

• **Valorile orare măsurate pentru indicatorul hidrocarburi nemetanice (HC_{NM})** au variat în domeniul 0,78 μg/mc ÷ 1,85 mg/mc.

Pentru mediile zilnice s-au înregistrat valorile de 0,68 mg/mc în data de 28.04.2005 și de 0,73 mg/mc în data de 29.04.2005.

Punctul 3 – Zona Liceul Industrial Teleajen – este situat la S-E față de PETROTEL LUKOIL la o distanță de cca. 0,7 km de limita combinatului.

Pentru întreaga perioadă de măsurare s-au constatat următoarele:

• **Valorile medii orare și valorile medii zilnice măsurate pentru indicatorul SO₂ se încadrează în valorile limită impuse prin Ord. 592/2002** (VL orară curentă pentru SO₂ = 425 μg/mc; VL zilnică pentru SO₂ = 125 μg/mc).

Valorile orare măsurate pentru indicatorul SO₂ au variat în domeniul 0,12 μg/mc ÷ 27,40 μg/mc.

Concentrațiile medii zilnice măsurate au avut valorile de 6,42 μg/mc în data de 28.04.2005 și de 9,4 μg/mc în data de 29.04.2005.

• **Valorile medii orare măsurate pentru indicatorul NO₂ se încadrează în valorile limită impuse prin Ord. 592/2002** (VL orară curentă pentru NO₂ = 284 μg/mc). Valorile orare măsurate pentru indicatorul NO₂ au variat în domeniul 7,3 μg/mc ÷ 12,85 μg/mc.

Concentrațiile medii zilnice măsurate au avut valorile de 8,23 μg/mc în data de 28.04.2005, respectiv de 10,5 μg/mc în data de 29.04.2005.

Valorile orare măsurate pentru indicatorul monoxid de azot (NO) au fost cuprinse în domeniul de 5,2 μg/mc ÷ 10,3 μg/mc.

Concentrațiile medii zilnice măsurate au avut valorile de 6,2 μg/mc în data de 28.04.2005, respectiv de 4,1 μg/mc în data de 29.04.2005.

• **Pentru indicatorul pulberi în suspensie atât valorile mediate pe 30 min. cât și cele mediate pe 24 h se înscriu în limitele impuse prin STAS 12574-87** (CMA_{30min}= 500 μg/mc, CMA_{24h}= 150 μg/mc), fiind mai mici și față de pragurile de alertă stabilite prin Ord. 756-97 (70% CMA_{30min}= 350 μg/mc, 70% CMA_{24h}= 150 μg/mc).

Valorile medii pe scurtă durată (30min) ale concentrațiilor pulberilor în suspensie au variat în domeniul 44,12 μg/mc ÷ 124,6 μg/mc.

Valorile mediate pe 24 h pentru acest indicator au fost de 43,20 μg/mc în data de 28.04.2005 și de 66,2 μg/mc în data de 29.04.2005.

• **Valorile medii orare măsurate pentru indicatorul hidrocarburi nemetanice (HC_{NM})** au variat în domeniul 0,72 mg/mc ÷ 6,22 mg/mc.

Pentru mediile zilnice s-au înregistrat valorile de 0,69 mg/mc în data de 28.04.2005 și de 2,5 mg/mc în data de 29.04.2005.

CONCLUZIILE Raportului de amplasament, ediția august 2005, elaborat de INCDPM-ICIM București au fost:

Problema actuală a rafinăriei o constituie emisiile de SO₂ (DGRS, Stripare ape uzate – în special care conduc la depășiri ale VL (Ord. 592/2002) pentru protecția sănătății și vegetației (ecosistemelor) până la o distanță de 500-1000 m față de amplasament.

B. Măsurători concentrații poluanți în aerul ambiental la nivelul anului 2014

Deși nu are impusă monitorizarea concentrației poluanților specifici în imisii, societatea măsoară zilnic, în două puncte situate în cartierul Mihai Bravu al Municipiului Ploiești, concentrația de hidrogen sulfurat și de dioxid de sulf.

Cele două puncte de monitorizare a poluanților în imisii sunt:

- **Punctul din Str. Mihai Bravu Benzinăria Lukoil** este situat la circa 2,5 km S-V față de PETROTEL – LUKOIL;

- **Punctul din Str. Apelor Zona Obor** (unde se află și Spitalul Dermato) este situat la circa 1,6 km față de PETROTEL - LUKOIL, în partea de V a acestuia.

Rezultatele măsurătorilor zilnice ale poluanților H₂S și SO₂ realizate de Laboratorul Toxicologie al societății PROWATER-ECOSISTEM S.R.L., în lunile **ianie și iulie 2014** se prezintă în **Tabelul 79**.



CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești

LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT

Comanda DG-0545 din
15.03.2022

Proiect nr.
MD 2000.006

Tabelul 79: Rezultatele măsurărilor de imisii efectuate de Laboratorul PROWATER-ECOSISTEM S.R.L., iunie și iulie 2014

Data	Ora	Locul recoltării	T (°C)	U.R. (%)	V.c.a. (m/s)	P _{atm.} (hPa)	*Direcția vântului	Poluant	Valoare determinată (mg/mc)	Valoare limită (mg/mc)
01.06.2014	3 ⁰⁰ -3 ³⁰	Str. Mihai Bravu Benzinăria Lukoil	*14.30	*100	*0.10	*989.0	Staționar	H ₂ S	sld	0.015
	3 ⁰⁰ -4 ⁰⁰		*14.20	*100	*0.15	*989.0	S-SSE	SO ₂	0.004	0.350
01.06.2014	4 ¹⁰ -4 ⁴⁰	Str. Apelor Zona Obor	*14.10	*100	*0.25	*989.2	SSE-S	H ₂ S	sld	0.015
	4 ¹⁰ -5 ¹⁰		*13.90	*100	*0.45	*989.2	SSE-S-SSV-SV	SO ₂	0.004	0.350
01.06.2014	20 ⁰⁰ -20 ³⁰	Str. Mihai Bravu Benzinăria Lukoil	19.10	58.4	0.52	991.0	ENE-E	H ₂ S	sld	0.015
	20 ⁰⁰ -21 ⁰⁰		18.65	59.9	0.41	991.0	ENE-E	SO ₂	0.005	0.350
01.06.2014	21 ¹⁰ -21 ⁴⁰	Str. Apelor Zona Obor	18.25	61.6	0.46	991.0	Staționar	H ₂ S	sld	0.015
	21 ¹⁰ -22 ¹⁰		18.30	61.6	0.58	991.1	ENE-E-ESE	SO ₂	0.008	0.350
02.06.2014	3 ⁰⁰ -3 ³⁰	Str. Mihai Bravu Benzinăria Lukoil	16.40	65.2	1.28	991.8	Staționar	H ₂ S	sld	0.015
	3 ⁰⁰ -4 ⁰⁰		16.40	65.6	1.39	991.7	Staționar	SO ₂	0.005	0.350
02.06.2014	4 ¹⁰ -4 ⁴⁰	Str. Apelor Zona Obor	16.40	66.0	0.38	991.7	Staționar	H ₂ S	0.003	0.015
	4 ¹⁰ -5 ¹⁰		16.50	65.7	0.38	991.7	E-ESE	SO ₂	0.009	0.350
02.06.2014	20 ⁰⁰ -20 ³⁰	Str. Mihai Bravu Benzinăria Lukoil	16.55	78.4	<0.30	995.0	N-NNE	H ₂ S	sld	0.015
	20 ⁰⁰ -21 ⁰⁰		16.30	80.1	<0.30	995.1	NNV-N-NNE	SO ₂	sld	0.350
02.06.2014	21 ¹⁰ -21 ⁴⁰	Str. Apelor Zona Obor	15.25	87.0	0.47	995.0	NNV-N	H ₂ S	sld	0.015
	21 ¹⁰ -22 ¹⁰		15.15	87.0	0.35	995.0	N-NNV	SO ₂	sld	0.350
03.06.2014	3 ⁰⁰ -3 ³⁰	Str. Mihai Bravu Benzinăria Lukoil	14.05	87.4	<0.30	996.0	NNE-N-NNV	H ₂ S	sld	0.015
	3 ⁰⁰ -4 ⁰⁰		14.15	86.7	<0.30	996.0	NNE-N-NNV	SO ₂	sld	0.350
03.06.2014	4 ¹⁰ -4 ⁴⁰	Str. Apelor Zona Obor	13.55	87.6	0.37	995.1	S-SSE	H ₂ S	sld	0.015
	4 ¹⁰ -5 ¹⁰		13.50	87.7	<0.30	995.2	SE-SSE-S	SO ₂	sld	0.350
03.06.2014	20 ⁰⁰ -20 ³⁰	Str. Mihai Bravu Benzinăria Lukoil	18.90	66.9	0.43	995.3	NNV-N	H ₂ S	sld	0.015
	20 ⁰⁰ -21 ⁰⁰		19.15	66.0	0.43	995.3	NNV-N	SO ₂	0.004	0.350
03.06.2014	21 ¹⁰ -21 ⁴⁰	Str. Apelor Zona Obor	19.15	65.8	<0.30	995.3	Staționar	H ₂ S	sld	0.015
	21 ¹⁰ -22 ¹⁰		19.40	65.1	<0.30	995.3	Staționar	SO ₂	0.007	0.350
04.06.2014	3 ⁰⁰ -3 ³⁰	Str. Mihai Bravu Benzinăria Lukoil	16.75	73.3	1.35	995.6	NNV-N	H ₂ S	sld	0.015
	3 ⁰⁰ -4 ⁰⁰		16.80	72.9	0.99	995.5	NNV-N	SO ₂	sld	0.350



CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești

LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT

Comanda DG-0545 din
15.03.2022

Proiect nr.
MD 2000.006

Data	Ora	Locul recoltării	T (°C)	U.R. (%)	V _{c.a.} (m/s)	P _{atm.} (hPa)	*Direcția vântului	Poluant	Valoare determinată (mg/mc)	Valoare limită (mg/mc)
04.06.2014	4 ¹⁰ -4 ⁴⁰	Str. Apelor	16.55	73.2	0.42	995.4	N-NNE/E-ENE	H ₂ S	sld	0.015
	4 ¹⁰ -5 ¹⁰	Zona Obor	16.60	72.7	<0.30	995.4	N-NNE/E-ENE	SO ₂	0.004	0.350
04.06.2014	20 ⁰⁰ -20 ³⁰	Str. Mihai Bravu	19.40	66.4	0.92	992.5	N-NNV	H ₂ S	sld	0.015
	20 ⁰⁰ -21 ⁰⁰	Benzinăria Lukoil	19.35	65.8	0.77	992.5	N-NNV	SO ₂	sld	0.350
04.06.2014	21 ¹⁰ -21 ⁴⁰	Str. Apelor	18.55	69.4	<0.30	992.5	Staționar	H ₂ S	0.004	0.015
	21 ¹⁰ -22 ¹⁰	Zona Obor	18.50	70.0	<0.30	992.5	Staționar	SO ₂	sld	0.350
05.06.2014	3 ⁰⁰ -3 ³⁰	Str. Mihai Bravu	*15.40	*100	*0.60	*992.0	Staționar	H ₂ S	sld	0.015
	3 ⁰⁰ -4 ⁰⁰	Benzinăria Lukoil	*15.30	*100	*0.75	*992.0	NV-NNV	SO ₂	sld	0.350
05.06.2014	4 ¹⁰ -4 ⁴⁰	Str. Apelor	*15.10	*100	*1.10	*991.8	Staționar	H ₂ S	sld	0.015
	4 ¹⁰ -5 ¹⁰	Zona Obor	*14.90	*100	*1.30	*991.8	NV-NNV	SO ₂	sld	0.350
05.06.2014	20 ⁰⁰ -20 ³⁰	Str. Mihai Bravu	20.30	75.8	0.62	993.6	NV-NNV	H ₂ S	sld	0.015
	20 ⁰⁰ -21 ⁰⁰	Benzinăria Lukoil	20.25	75.8	1.02	993.6	VNV-NV-NNV	SO ₂	0.005	0.350
05.06.2014	21 ¹⁰ -21 ⁴⁰	Str. Apelor	19.55	79.0	<0.30	993.6	NV-NNV	H ₂ S	sld	0.015
	21 ¹⁰ -22 ¹⁰	Zona Obor	19.60	78.5	0.51	993.7	NV-NNV	SO ₂	0.009	0.350
06.06.2014	3 ⁰⁰ -3 ³⁰	Str. Mihai Bravu	18.80	83.2	<0.30	994.7	Staționar	H ₂ S	0.005	0.015
	3 ⁰⁰ -4 ⁰⁰	Benzinăria Lukoil	18.45	83.3	0.37	994.7	Staționar	SO ₂	sld	0.350
06.06.2014	4 ¹⁰ -4 ⁴⁰	Str. Apelor	18.15	84.9	<0.30	994.7	N-NNV	H ₂ S	0.004	0.015
	4 ¹⁰ -5 ¹⁰	Zona Obor	18.15	85.0	<0.30	994.7	NNE-N-NNV	SO ₂	sld	0.350
06.06.2014	20 ⁰⁰ -20 ³⁰	Str. Mihai Bravu	25.12	49.1	0.80	994.4	NV-NNV-N-NNE	H ₂ S	sld	0.015
	20 ⁰⁰ -21 ⁰⁰	Benzinăria Lukoil	24.74	50.7	0.34	994.5	NV-NNV-N-NNE	SO ₂	sld	0.350
06.06.2014	21 ¹⁰ -21 ⁴⁰	Str. Apelor	23.30	54.1	<0.30	994.2	NNV-N-NNE	H ₂ S	sld	0.015
	21 ¹⁰ -22 ¹⁰	Zona Obor	23.24	54.1	<0.30	994.3	NNV-N-NNE	SO ₂	0.005	0.350
07.06.2014	3 ⁰⁰ -3 ³⁰	Str. Mihai Bravu	20.08	64.1	<0.30	994.1	N-NNV	H ₂ S	sld	0.015
	3 ⁰⁰ -4 ⁰⁰	Benzinăria Lukoil	20.13	64.4	<0.30	994.0	N-NNV	SO ₂	0.005	0.350
07.06.2014	4 ¹⁰ -4 ⁴⁰	Str. Apelor	19.71	65.3	<0.30	993.3	N-NNE	H ₂ S	sld	0.015
	4 ¹⁰ -5 ¹⁰	Zona Obor	19.57	66.1	<0.30	993.3	N-NNE	SO ₂	0.004	0.350
07.06.2014	20 ⁰⁰ -20 ³⁰	Str. Mihai Bravu	22.44	74.1	<0.30	995.6	NNE-N-NNV	H ₂ S	0.003	0.015
	20 ⁰⁰ -21 ⁰⁰	Benzinăria Lukoil	22.52	73.4	0.49	995.6	NNE-N-NNV	SO ₂	0.005	0.350



CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești

LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT

Comanda DG-0545 din
15.03.2022

Proiect nr.
MD 2000.006

Data	Ora	Locul recoltării	T (°C)	U.R. (%)	V _{c.a.} (m/s)	P _{atm.} (hPa)	*Direcția vântului	Poluant	Valoare determinată (mg/mc)	Valoare limită (mg/mc)
07.06.2014	21 ¹⁰ -21 ⁴⁰	Str. Apelor	22.45	74.1	0.99	995.7	Staționar	H ₂ S	0.003	0.015
	21 ¹⁰ -22 ¹⁰	Zona Obor	22.37	74.9	0.75	995.7	N-NNV-NV	SO ₂	sld	0.350
08.06.2014	3 ⁰⁰ -3 ³⁰	Str. Mihai Bravu	20.00	60.4	0.70	996.9	N-NNV	H ₂ S	sld	0.015
	3 ⁰⁰ -4 ⁰⁰	Benzinăria Lukoil	19.93	60.8	0.46	986.9	N-NNV	SO ₂	sld	0.350
08.06.2014	4 ¹⁰ -4 ⁴⁰	Str. Apelor	20.46	57.4	<0.30	996.8	Staționar	H ₂ S	sld	0.015
	4 ¹⁰ -5 ¹⁰	Zona Obor	20.43	57.8	<0.30	996.8	E-ESE/N-NNV-NV	SO ₂	sld	0.350
08.06.2014	20 ⁰⁰ -20 ³⁰	Str. Mihai Bravu	20.43	68.0	0.84	1000.0	NV-NNV	H ₂ S	sld	0.015
	20 ⁰⁰ -21 ⁰⁰	Benzinăria Lukoil	20.35	68.1	0.48	999.7	NV-NNV	SO ₂	0.010	0.350
08.06.2014	21 ¹⁰ -21 ⁴⁰	Str. Apelor	20.18	69.0	0.70	999.4	Staționar	H ₂ S	sld	0.015
	21 ¹⁰ -22 ¹⁰	Zona Obor	20.19	69.0	<0.30	999.5	Staționar	SO ₂	0.009	0.350
09.06.2014	3 ⁰⁰ -3 ³⁰	Str. Mihai Bravu	17.88	77.4	<0.30	999.9	N-NNV-NV	H ₂ S	sld	0.015
	3 ⁰⁰ -4 ⁰⁰	Benzinăria Lukoil	17.89	77.3	<0.30	999.9	N-NNV-NV	SO ₂	sld	0.350
09.06.2014	4 ¹⁰ -4 ⁴⁰	Str. Apelor	17.67	79.2	0.31	999.8	NE-NNE	H ₂ S	sld	0.015
	4 ¹⁰ -5 ¹⁰	Zona Obor	17.63	79.4	<0.30	999.8	NE-NNE	SO ₂	0.012	0.350
09.06.2014	20 ⁰⁰ -20 ³⁰	Str. Mihai Bravu	23.03	74.4	<0.30	1000.0	NNE-N-NNV	H ₂ S	sld	0.015
	20 ⁰⁰ -21 ⁰⁰	Benzinăria Lukoil	23.03	73.9	<0.30	999.9	NNE-N-NNV	SO ₂	sld	0.350
09.06.2014	21 ¹⁰ -21 ⁴⁰	Str. Apelor	21.07	82.9	<0.30	999.5	Staționar	H ₂ S	sld	0.015
	21 ¹⁰ -22 ¹⁰	Zona Obor	20.88	83.8	0.37	999.6	N-NNV	SO ₂	0.008	0.350
10.06.2014	3 ⁰⁰ -3 ³⁰	Str. Mihai Bravu	18.04	72.6	0.47	1000.7	NNV-N	H ₂ S	sld	0.015
	3 ⁰⁰ -4 ⁰⁰	Benzinăria Lukoil	17.89	77.0	0.47	1000.8	N-NNV	SO ₂	sld	0.350
10.06.2014	4 ¹⁰ -4 ⁴⁰	Str. Apelor	16.88	76.9	<0.30	999.9	NNV-N	H ₂ S	sld	0.015
	4 ¹⁰ -5 ¹⁰	Zona Obor	16.69	77.5	<0.30	999.7	N-NNV	SO ₂	0.007	0.350
10.06.2014	20 ⁰⁰ -20 ³⁰	Str. Mihai Bravu	20.84	76.6	<0.30	997.8	N-NNV	H ₂ S	sld	0.015
	20 ⁰⁰ -21 ⁰⁰	Benzinăria Lukoil	21.89	74.7	<0.30	997.5	N-NNV	SO ₂	0.004	0.350
10.06.2014	21 ¹⁰ -21 ⁴⁰	Str. Apelor	21.92	70.3	<0.30	996.4	N-NNV	H ₂ S	sld	0.015
	21 ¹⁰ -22 ¹⁰	Zona Obor	21.14	80.05	<0.30	996.3	N-NNV	SO ₂	0.006	0.350
11.06.2014	3 ⁰⁰ -3 ³⁰	Str. Mihai Bravu	17.85	81.8	<0.30	996.7	N-NNV-NV	H ₂ S	0.005	0.015
	3 ⁰⁰ -4 ⁰⁰	Benzinăria Lukoil	17.75	82.0	<0.30	996.6	NNE-N-NNV-NV	SO ₂	0.004	0.350



CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești

LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT

Comanda DG-0545 din
15.03.2022

Proiect nr.
MD 2000.006

Data	Ora	Locul recoltării	T (°C)	U.R. (%)	V _{c.a.} (m/s)	P _{atm.} (hPa)	*Direcția vântului	Poluant	Valoare determinată (mg/mc)	Valoare limită (mg/mc)
11.06.2014	4 ¹⁰ -4 ⁴⁰	Str. Apelor	17.48	82.5	<0.30	995.8	Staționar	H ₂ S	sld	0.015
	4 ¹⁰ -5 ¹⁰	Zona Obor	17.50	82.3	0.39	995.8	Staționar	SO ₂	0.005	0.350
11.06.2014	20 ⁰⁰ -20 ³⁰	Str. Mihai Bravu	24.68	58.2	0.67	997.3	NV-NNV-N-NNE	H ₂ S	sld	0.015
	20 ⁰⁰ -21 ⁰⁰	Benzinăria Lukoil	24.69	57.8	0.48	997.3	NV-NNV-N-NNE	SO ₂	0.004	0.350
11.06.2014	21 ¹⁰ -21 ⁴⁰	Str. Apelor	24.26	61.9	<0.30	997.4	NNV-N	H ₂ S	sld	0.015
	21 ¹⁰ -22 ¹⁰	Zona Obor	23.95	63.2	0.42	997.4	NNV-N	SO ₂	0.007	0.350
12.06.2014	3 ⁰⁰ -3 ³⁰	Str. Mihai Bravu	18.86	86.5	<0.30	999.4	NV-NNV	H ₂ S	sld	0.015
	3 ⁰⁰ -4 ⁰⁰	Benzinăria Lukoil	18.78	86.1	<0.30	999.4	NV-NNV	SO ₂	sld	0.350
12.06.2014	4 ¹⁰ -4 ⁴⁰	Str. Apelor	18.82	88.7	<0.30	999.3	NV-NNV-N	H ₂ S	0.005	0.015
	4 ¹⁰ -5 ¹⁰	Zona Obor	18.82	87.7	<0.30	999.3	N-NNE-NE	SO ₂	sld	0.350
12.06.2014	20 ⁰⁰ -20 ³⁰	Str. Mihai Bravu	26.81	54.7	<0.30	995.7	N-NNE-NE	H ₂ S	sld	0.015
	20 ⁰⁰ -21 ⁰⁰	Benzinăria Lukoil	26.79	55.3	<0.30	995.7	NV-NNV-N-NNE-NE	SO ₂	0.010	0.350
12.06.2014	21 ¹⁰ -21 ⁴⁰	Str. Apelor	25.36	61.6	<0.30	995.2	NNV-N	H ₂ S	0.003	0.015
	21 ¹⁰ -22 ¹⁰	Zona Obor	24.43	66.3	<0.30	995.2	NNV-N	SO ₂	0.009	0.350
13.06.2014	3 ⁰⁰ -3 ³⁰	Str. Mihai Bravu	18.08	82.1	<0.30	995.3	Staționar	H ₂ S	sld	0.015
	3 ⁰⁰ -4 ⁰⁰	Benzinăria Lukoil	18.06	82.4	<0.30	995.3	Staționar	SO ₂	sld	0.350
13.06.2014	4 ¹⁰ -4 ⁴⁰	Str. Apelor	17.67	85.0	<0.30	995.2	N-NNV	H ₂ S	0.004	0.015
	4 ¹⁰ -5 ¹⁰	Zona Obor	17.66	83.2	<0.30	995.2	N-NNV-NV-VNV	SO ₂	0.006	0.350
13.06.2014	20 ⁰⁰ -20 ³⁰	Str. Mihai Bravu	22.84	82.0	<0.30	990.9	NV-NNV	H ₂ S	sld	0.015
	20 ⁰⁰ -21 ⁰⁰	Benzinăria Lukoil	22.90	82.0	<0.30	990.9	NV-NNV-N	SO ₂	0.009	0.350
13.06.2014	21 ¹⁰ -21 ⁴⁰	Str. Apelor	21.32	86.8	<0.30	990.2	Staționar	H ₂ S	Sld	0.015
	21 ¹⁰ -22 ¹⁰	Zona Obor	21.13	88.6	<0.30	990.2	NV-NNV	SO ₂	0.005	0.350
14.06.2014	3 ⁰⁰ -3 ³⁰	Str. Mihai Bravu	17.40	100.0	0.75	989.8	NV-NNV	H ₂ S	Sld	0.015
	3 ⁰⁰ -4 ⁰⁰	Benzinăria Lukoil	17.10	100.0	1.25	989.8	NV-NNV	SO ₂	sld	0.350
14.06.2014	4 ¹⁰ -4 ⁴⁰	Str. Apelor	16.70	100.0	0.35	989.5	VNV-V-VSV	H ₂ S	sld	0.015
	4 ¹⁰ -5 ¹⁰	Zona Obor	16.20	100.0	0.45	989.5	VNV-V-VSV/S-SSE	SO ₂	0.004	0.350
14.06.2014	20 ⁰⁰ -20 ³⁰	Str. Mihai Bravu	20.21	78.4	<0.30	990.6	NE-ENE-E-ESE	H ₂ S	0.006	0.015
	20 ⁰⁰ -21 ⁰⁰	Benzinăria Lukoil	20.26	78.8	<0.30	990.6	NE-ENE-E-ESE	SO ₂	0.006	0.350

Data	Ora	Locul recoltării	T (°C)	U.R. (%)	V _{c.a.} (m/s)	P _{atm.} (hPa)	*Direcția vântului	Poluant	Valoare determinată (mg/mc)	Valoare limită (mg/mc)
14.06.2014	21 ¹⁰ -21 ⁴⁰	Str. Apelor	19.71	76.6	<0.30	990.5	NE-ENE-E	H ₂ S	sld	0.015
	21 ¹⁰ -22 ¹⁰	Zona Obor	19.55	77.7	<0.30	990.6	NE-ENE-E	SO ₂	sld	0.350
15.06.2014	3 ⁰⁰ -3 ³⁰	Str. Mihai Bravu	18.00	77.4	<0.30	994.0	Sratornar	H ₂ S	sld	0.015
	3 ⁰⁰ -4 ⁰⁰	Benzinăria Lukoil	18.07	77.0	0.53	994.0	ESE-SE-SSE	SO ₂	0.008	0.350
15.06.2014	4 ¹⁰ -4 ⁴⁰	Str. Apelor	17.56	80.6	0.47	993.5	NNV-N	H ₂ S	Sld	0.015
	4 ¹⁰ -5 ¹⁰	Zona Obor	17.70	79.8	<0.30	993.6	NNV-N/NE-ENE-ESE	SO ₂	0.005	0.350
15.06.2014	20 ⁰⁰ -20 ³⁰	Str. Mihai Bravu	18.95	66.4	0.34	996.6	NNV-N	H ₂ S	sld	0.015
	20 ⁰⁰ -21 ⁰⁰	Benzinăria Lukoil	18.70	66.4	<0.30	996.6	NNV-N	SO ₂	sld	0.350
15.06.2014	21 ¹⁰ -21 ⁴⁰	Str. Apelor	18.25	70.7	<0.30	996.7	Staționar	H ₂ S	sld	0.015
	21 ¹⁰ -22 ¹⁰	Zona Obor	18.19	69.7	<0.30	996.7	NE-NNE-N	SO ₂	sld	0.350
16.06.2014	3 ⁰⁰ -3 ³⁰	Str. Mihai Bravu	16.98	81.0	<0.30	997.4	V-VNV-NV	H ₂ S	sld	0.015
	3 ⁰⁰ -4 ⁰⁰	Benzinăria Lukoil	16.84	81.9	<0.30	997.4	V-VNV-NV-ENE	SO ₂	sld	0.350
16.06.2014	4 ¹⁰ -4 ⁴⁰	Str. Apelor	16.19	85.3	<0.30	997.2	ENE-E	H ₂ S	sld	0.015
	4 ¹⁰ -5 ¹⁰	Zona Obor	16.18	85.6	<0.30	997.2	ENE-E	SO ₂	0.005	0.350
16.06.2014	20 ⁰⁰ -20 ³⁰	Str. Mihai Bravu	17.15	81.8	0.91	997.6	N-NNE-NE-ENE	H ₂ S	sld	0.015
	20 ⁰⁰ -21 ⁰⁰	Benzinăria Lukoil	17.15	81.5	0.91	997.6	N-NNE-NE-ENE	SO ₂	sld	0.350
16.06.2014	21 ¹⁰ -21 ⁴⁰	Str. Apelor	16.78	83.2	0.46	997.6	ESE-E	H ₂ S	sld	0.015
	21 ¹⁰ -22 ¹⁰	Zona Obor	16.79	83.4	0.48	997.6	ESE-E	SO ₂	sld	0.350
17.06.2014	3 ⁰⁰ -3 ³⁰	Str. Mihai Bravu	16.07	88.5	<0.30	996.7	NNV-N	H ₂ S	sld	0.015
	3 ⁰⁰ -4 ⁰⁰	Benzinăria Lukoil	16.07	88.8	<0.30	996.7	NNV-N	SO ₂	0.007	0.350
17.06.2014	4 ¹⁰ -4 ⁴⁰	Str. Apelor	15.69	91.4	<0.30	996.6	S-SSE	H ₂ S	sld	0.015
	4 ¹⁰ -5 ¹⁰	Zona Obor	15.67	91.7	<0.30	996.6	S-SSE	SO ₂	0.005	0.350
17.06.2014	20 ⁰⁰ -20 ³⁰	Str. Mihai Bravu	19.67	75.8	<0.30	994.2	ESE-SE-SSE-S	H ₂ S	sld	0.015
	20 ⁰⁰ -21 ⁰⁰	Benzinăria Lukoil	19.31	79.5	<0.30	994.3	ESE-SE-SSE-S	SO ₂	sld	0.350
17.06.2014	21 ¹⁰ -21 ⁴⁰	Str. Apelor	17.69	87.9	<0.30	994.4	ESE-SE	H ₂ S	sld	0.015
	21 ¹⁰ -22 ¹⁰	Zona Obor	17.62	88.3	<0.30	994.4	ESE-SE-SSE-S	SO ₂	0.004	0.350
18.06.2014	3 ⁰⁰ -3 ³⁰	Str. Mihai Bravu	17.14	90.0	<0.30	995.8	S-SSE	H ₂ S	sld	0.015
	3 ⁰⁰ -4 ⁰⁰	Benzinăria Lukoil	16.95	91.0	<0.30	995.8	SE-SSE-S	SO ₂	sld	0.350

Data	Ora	Locul recoltării	T (°C)	U.R. (%)	V _{c.a.} (m/s)	P _{atm.} (hPa)	*Direcția vântului	Poluant	Valoare determinată (mg/mc)	Valoare limită (mg/mc)
18.06.2014	4 ¹⁰ -4 ⁴⁰	Str. Apelor	16.48	92.8	<0.30	995.8	Staționar	H ₂ S	sld	0.015
	4 ¹⁰ -5 ¹⁰	Zona Obor	16.43	93.2	<0.30	995.8	Staționar	SO ₂	sld	0.350
18.06.2014	20 ⁰⁰ -20 ³⁰	Str. Mihai Bravu	18.47	78.7	<0.30	997.1	N-NNE-NE	H ₂ S	0.004	0.015
	20 ⁰⁰ -21 ⁰⁰	Benzinăria Lukoil	18.35	79.2	<0.30	997.1	NNV-N-NNE-N	SO ₂	sld	0.350
18.06.2014	21 ¹⁰ -21 ⁴⁰	Str. Apelor	17.28	84.9	0.38	996.3	N-NNE	H ₂ S	sld	0.015
	21 ¹⁰ -22 ¹⁰	Zona Obor	17.33	86.0	0.38	996.5	N-NNE-NE-ENE	SO ₂	sld	0.350
19.06.2014	3 ⁰⁰ -3 ³⁰	Str. Mihai Bravu	16.68	77.14	<0.30	996.4	Staționar	H ₂ S	sld	0.015
	3 ⁰⁰ -4 ⁰⁰	Benzinăria Lukoil	16.73	79.2	<0.30	996.4	Staționar	SO ₂	0.004	0.350
19.06.2014	4 ¹⁰ -4 ⁴⁰	Str. Apelor	*16.30	*100	*0.57	*995.7	ENE-E	H ₂ S	sld	0.015
	4 ¹⁰ -5 ¹⁰	Zona Obor	*16.00	*100	*0.65	*995.8	ENE-E	SO ₂	sld	0.350
19.06.2014	20 ⁰⁰ -20 ³⁰	Str. Mihai Bravu	15.22	85.3	<0.30	991.7	NNE-N	H ₂ S	sld	0.015
	20 ⁰⁰ -21 ⁰⁰	Benzinăria Lukoil	15.22	85.5	0.37	991.5	NE-NNE-N	SO ₂	0.004	0.350
19.06.2014	21 ¹⁰ -21 ⁴⁰	Str. Apelor	14.88	88.1	<0.30	990.9	NNE-NE	H ₂ S	sld	0.015
	21 ¹⁰ -22 ¹⁰	Zona Obor	14.81	88.6	0.64	990.9	NNV-N-NNE-N	SO ₂	0.004	0.350
20.06.2014	3 ⁰⁰ -3 ³⁰	Str. Mihai Bravu	15.33	83.0	0.50	989.4	Staționar	H ₂ S	0.006	0.015
	3 ⁰⁰ -4 ⁰⁰	Benzinăria Lukoil	15.50	81.1	<0.30	989.3	NV-NNV	SO ₂	sld	0.350
20.06.2014	4 ¹⁰ -4 ⁴⁰	Str. Apelor	15.51	77.9	0.67	988.2	NV-NNV	H ₂ S	0.006	0.015
	4 ¹⁰ -5 ¹⁰	Zona Obor	15.50	77.9	<0.30	988.2	NV-NNV	SO ₂	sld	0.350
20.06.2014	20 ⁰⁰ -20 ³⁰	Str. Mihai Bravu	17.18	87.2	0.62	988.0	Staționar	H ₂ S	sld	0.015
	20 ⁰⁰ -21 ⁰⁰	Benzinăria Lukoil	16.96	87.3	1.07	988.0	Staționar	SO ₂	sld	0.350
20.06.2014	21 ¹⁰ -21 ⁴⁰	Str. Apelor	16.81	89.3	1.03	989.9	Staționar	H ₂ S	sld	0.015
	21 ¹⁰ -22 ¹⁰	Zona Obor	16.85	89.2	0.82	987.8	NV-NNV	SO ₂	0.004	0.350
21.06.2014	3 ⁰⁰ -3 ³⁰	Str. Mihai Bravu	17.09	82.4	<0.30	988.2	N-NNE	H ₂ S	sld	0.015
	3 ⁰⁰ -4 ⁰⁰	Benzinăria Lukoil	17.09	82.6	<0.30	988.2	N-NNE	SO ₂	sld	0.350
21.06.2014	4 ¹⁰ -4 ⁴⁰	Str. Apelor	16.85	83.9	<0.30	988.2	E-ESE	H ₂ S	0.003	0.015
	4 ¹⁰ -5 ¹⁰	Zona Obor	16.82	83.3	0.44	988.1	ESE-E/SSE-S	SO ₂	0.006	0.350
21.06.2014	20 ⁰⁰ -20 ³⁰	Str. Mihai Bravu	16.51	79.0	<0.30	995.3	N-NNV	H ₂ S	sld	0.015
	20 ⁰⁰ -21 ⁰⁰	Benzinăria Lukoil	16.31	78.3	<0.30	995.5	N-NNV	SO ₂	0.009	0.350

Data	Ora	Locul recoltării	T (°C)	U.R. (%)	V _{c.a.} (m/s)	P _{atm.} (hPa)	*Direcția vântului	Poluant	Valoare determinată (mg/mc)	Valoare limită (mg/mc)
21.06.2014	21 ¹⁰ -21 ⁴⁰	Str. Apelor	15.84	82.3	<0.30	995.4	Staționar	H ₂ S	sld	0.015
	21 ¹⁰ -22 ¹⁰	Zona Obor	15.84	84.7	<0.30	995.5	N-NNV	SO ₂	sld	0.350
22.06.2014	3 ⁰⁰ -3 ³⁰	Str. Mihai Bravu	14.53	88.2	0.49	997.0	NNV-NV	H ₂ S	sld	0.015
	3 ⁰⁰ -4 ⁰⁰	Benzinăria Lukoil	14.35	88.9	0.74	997.0	NV-NNV	SO ₂	sld	0.350
22.06.2014	4 ¹⁰ -4 ⁴⁰	Str. Apelor	14.14	92.1	1.37	996.9	NNV-NV	H ₂ S	0.003	0.015
	4 ¹⁰ -5 ¹⁰	Zona Obor	13.80	92.7	0.72	996.9	NNV-NV	SO ₂	sld	0.350
22.06.2014	20 ⁰⁰ -20 ³⁰	Str. Mihai Bravu	22.45	47.0	<0.30	998.5	NNV-N-NNE	H ₂ S	sld	0.015
	20 ⁰⁰ -21 ⁰⁰	Benzinăria Lukoil	22.35	46.0	<0.30	998.5	NV-NNV-N-NV	SO ₂	sld	0.350
22.06.2014	21 ¹⁰ -21 ⁴⁰	Str. Apelor	20.60	49.7	<0.30	998.5	NNV-N	H ₂ S	sld	0.015
	21 ¹⁰ -22 ¹⁰	Zona Obor	20.37	50.8	<0.30	998.5	NNV-N	SO ₂	sld	0.350
23.06.2014	3 ⁰⁰ -3 ³⁰	Str. Mihai Bravu	13.87	75.7	<0.30	1001.2	NV-NNV-N	H ₂ S	0.004	0.015
	3 ⁰⁰ -4 ⁰⁰	Benzinăria Lukoil	13.85	74.1	<0.30	1001.2	NV-NNV-N	SO ₂	sld	0.350
23.06.2014	4 ¹⁰ -4 ⁴⁰	Str. Apelor	14.22	74.5	0.57	1000.5	NV-NNV-N	H ₂ S	0.003	0.015
	4 ¹⁰ -5 ¹⁰	Zona Obor	14.20	72.2	<0.30	1000.5	NV-NNV-N	SO ₂	sld	0.350
23.06.2014	20 ⁰⁰ -20 ³⁰	Str. Mihai Bravu	23.57	60.3	<0.30	999.5	Staționar	H ₂ S	0.003	0.015
	20 ⁰⁰ -21 ⁰⁰	Benzinăria Lukoil	23.32	61.6	<0.30	999.5	NNE-N	SO ₂	0.004	0.350
23.06.2014	21 ¹⁰ -21 ⁴⁰	Str. Apelor	22.20	67.1	<0.30	998.5	Staționar	H ₂ S	sld	0.015
	21 ¹⁰ -22 ¹⁰	Zona Obor	21.81	68.1	<0.30	998.6	VNV-NV-NNV	SO ₂	sld	0.350
24.06.2014	3 ⁰⁰ -3 ³⁰	Str. Mihai Bravu	17.75	86.2	<0.30	997.9	Staționar	H ₂ S	sld	0.015
	3 ⁰⁰ -4 ⁰⁰	Benzinăria Lukoil	17.46	87.3	<0.30	997.9	Staționar	SO ₂	0.005	0.350
24.06.2014	4 ¹⁰ -4 ⁴⁰	Str. Apelor	16.67	87.1	<0.30	996.9	SSV-SV	H ₂ S	sld	0.015
	4 ¹⁰ -5 ¹⁰	Zona Obor	16.59	86.5	<0.30	996.8	SSV-SV	SO ₂	sld	0.350
24.06.2014	20 ⁰⁰ -20 ³⁰	Str. Mihai Bravu	24.68	64.4	0.55	991.5	Staționar	H ₂ S	0.003	0.015
	20 ⁰⁰ -21 ⁰⁰	Benzinăria Lukoil	24.31	66.6	0.32	991.9	S-SSE	SO ₂	sld	0.350
24.06.2014	21 ¹⁰ -21 ⁴⁰	Str. Apelor	23.12	71.4	0.51	991.5	S-SSE-SE	H ₂ S	sld	0.015
	21 ¹⁰ -22 ¹⁰	Zona Obor	22.49	75.8	<0.30	991.8	SE-SSE-S	SO ₂	0.005	0.350
25.06.2014	3 ⁰⁰ -3 ³⁰	Str. Mihai Bravu	19.33	87.1	0.48	994.1	VNV-NV-NNV-N	H ₂ S	sld	0.015
	3 ⁰⁰ -4 ⁰⁰	Benzinăria Lukoil	19.08	87.4	0.33	994.1	VNV-NV-NNV-N	SO ₂	sld	0.350



CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești

LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT

Comanda DG-0545 din
15.03.2022

Proiect nr.
MD 2000.006

Data	Ora	Locul recoltării	T (°C)	U.R. (%)	V _{c.a.} (m/s)	P _{atm.} (hPa)	*Direcția vântului	Poluant	Valoare determinată (mg/mc)	Valoare limită (mg/mc)
25.06.2014	4 ¹⁰ -4 ⁴⁰	Str. Apelor	18.01	92.0	<0.30	994.1	SSV-SV	H ₂ S	sld	0.015
	4 ¹⁰ -5 ¹⁰	Zona Obor	18.00	92.2	<0.30	994.1	SSE-S-SSV-SV	SO ₂	sld	0.350
25.06.2014	20 ⁰⁰ -20 ³⁰	Str. Mihai Bravu	24.48	68.6	<0.30	987.8	Staționar	H ₂ S	sld	0.015
	20 ⁰⁰ -21 ⁰⁰	Benzinăria Lukoil	24.09	69.4	0.54	987.8	VNV-NV	SO ₂	sld	0.350
25.06.2014	21 ¹⁰ -21 ⁴⁰	Str. Apelor	22.65	74.0	1.08	987.7	Staționar	H ₂ S	0.003	0.015
	21 ¹⁰ -22 ¹⁰	Zona Obor	22.58	74.6	0.83	987.7	NNV-NV-VNV	SO ₂	sld	0.350
26.06.2014	3 ⁰⁰ -3 ³⁰	Str. Mihai Bravu	19.13	88.8	<0.30	986.9	Staționar	H ₂ S	sld	0.015
	3 ⁰⁰ -4 ⁰⁰	Benzinăria Lukoil	19.16	88.8	<0.30	986.9	Staționar	SO ₂	sld	0.350
26.06.2014	4 ¹⁰ -4 ⁴⁰	Str. Apelor	18.68	91.2	<0.30	986.9	Staționar	H ₂ S	sld	0.015
	4 ¹⁰ -5 ¹⁰	Zona Obor	18.62	91.8	0.42	986.9	VNV-NV	SO ₂	sld	0.350
26.06.2014	20 ⁰⁰ -20 ³⁰	Str. Mihai Bravu	22.38	40.1	<0.30	993.6	Staționar	H ₂ S	sld	0.015
	20 ⁰⁰ -21 ⁰⁰	Benzinăria Lukoil	22.25	40.5	<0.30	993.6	SSE-S	SO ₂	0.012	0.350
26.06.2014	21 ¹⁰ -21 ⁴⁰	Str. Apelor	21.32	44.1	<0.30	993.2	SSE-S	H ₂ S	sld	0.015
	21 ¹⁰ -22 ¹⁰	Zona Obor	21.09	45.1	<0.30	993.2	SSE-S	SO ₂	0.012	0.350
27.06.2014	3 ⁰⁰ -3 ³⁰	Str. Mihai Bravu	15.11	83.2	0.47	996.2	Staționar	H ₂ S	0.005	0.015
	3 ⁰⁰ -4 ⁰⁰	Benzinăria Lukoil	15.12	83.0	<0.30	996.2	S-SSV	SO ₂	0.009	0.350
27.06.2014	4 ¹⁰ -4 ⁴⁰	Str. Apelor	15.15	82.4	0.94	995.9	ESE-E	H ₂ S	sld	0.015
	4 ¹⁰ -5 ¹⁰	Zona Obor	15.17	82.0	1.14	995.9	S-SSE/ESE-E	SO ₂	0.010	0.350
27.06.2014	20 ⁰⁰ -20 ³⁰	Str. Mihai Bravu	21.68	62.9	0.42	999.5	N-NNV	H ₂ S	sld	0.015
	20 ⁰⁰ -21 ⁰⁰	Benzinăria Lukoil	21.47	63.9	0.59	999.5	NNE-N-NNV	SO ₂	sld	0.350
27.06.2014	21 ¹⁰ -21 ⁴⁰	Str. Apelor	20.62	66.8	<0.30	999.5	NE-ENE	H ₂ S	sld	0.015
	21 ¹⁰ -22 ¹⁰	Zona Obor	20.66	67.8	<0.30	999.6	NE-ENE	SO ₂	0.004	0.350
28.06.2014	3 ⁰⁰ -3 ³⁰	Str. Mihai Bravu	18.05	78.4	<0.30	1002.4	E-ENE	H ₂ S	sld	0.015
	3 ⁰⁰ -4 ⁰⁰	Benzinăria Lukoil	17.88	79.3	0.52	1002.4	NE-ENE/SSE-SE	SO ₂	sld	0.350
28.06.2014	4 ¹⁰ -4 ⁴⁰	Str. Apelor	16.99	84.1	0.59	1002.4	SSE-SE	H ₂ S	sld	0.015
	4 ¹⁰ -5 ¹⁰	Zona Obor	16.91	84.4	1.06	1002.3	SSE-SE	SO ₂	sld	0.350
28.06.2014	20 ⁰⁰ -20 ³⁰	Str. Mihai Bravu	23.10	54.4	<0.30	1000.9	ENE-E	H ₂ S	sld	0.015
	20 ⁰⁰ -21 ⁰⁰	Benzinăria Lukoil	22.54	56.6	<0.30	1001.0	ENE-E/SSE-SE	SO ₂	0.007	0.350



CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești

LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT

Comanda DG-0545 din
15.03.2022

Proiect nr.
MD 2000.006

Data	Ora	Locul recoltării	T (°C)	U.R. (%)	V _{c.a.} (m/s)	P _{atm.} (hPa)	*Direcția vântului	Poluant	Valoare determinată (mg/mc)	Valoare limită (mg/mc)
28.06.2014	21 ¹⁰ -21 ⁴⁰	Str. Apelor	21.16	61.8	<0.30	1000.3	SSE-SE	H ₂ S	sld	0.015
	21 ¹⁰ -22 ¹⁰	Zona Obor	21.00	63.2	<0.30	1000.5	SSE-SE	SO ₂	sld	0.350
29.06.2014	3 ⁰⁰ -3 ³⁰	Str. Mihai Bravu	16.07	85.0	<0.30	1001.8	NV-NNV-N	H ₂ S	sld	0.015
	3 ⁰⁰ -4 ⁰⁰	Benzinăria Lukoil	15.09	85.5	<0.30	1001.8	S-SSV/NV-NNV-N	SO ₂	0.006	0.350
29.06.2014	4 ¹⁰ -4 ⁴⁰	Str. Apelor	14.80	90.3	<0.30	1001.0	SSE-S-SSV	H ₂ S	sld	0.015
	4 ¹⁰ -5 ¹⁰	Zona Obor	15.01	88.8	<0.30	1000.9	SE-SSE-S-SSV	SO ₂	0.004	0.350
29.06.2014	20 ⁰⁰ -20 ³⁰	Str. Mihai Bravu	24.74	47.5	1.31	998.5	Staționar	H ₂ S	sld	0.015
	20 ⁰⁰ -21 ⁰⁰	Benzinăria Lukoil	24.18	49.6	1.15	998.4	SSE-SE	SO ₂	0.007	0.350
29.06.2014	21 ¹⁰ -21 ⁴⁰	Str. Apelor	22.40	55.9	1.77	998.0	N-NNE-NE	H ₂ S	sld	0.015
	21 ¹⁰ -22 ¹⁰	Zona Obor	22.23	55.9	0.52	998.0	NE-NNE-N-NNV	SO ₂	sld	0.350
30.06.2014	3 ⁰⁰ -3 ³⁰	Str. Mihai Bravu	16.13	72.2	0.79	998.2	NV-NNV	H ₂ S	sld	0.015
	3 ⁰⁰ -4 ⁰⁰	Benzinăria Lukoil	15.93	73.4	1.07	998.2	NV-NNV	SO ₂	sld	0.350
30.06.2014	4 ¹⁰ -4 ⁴⁰	Str. Apelor	15.31	77.1	<0.30	998.2	Staționar	H ₂ S	sld	0.015
	4 ¹⁰ -5 ¹⁰	Zona Obor	15.27	77.0	<0.30	998.1	S-SSE	SO ₂	sld	0.350
30.06.2014	20 ⁰⁰ -20 ³⁰	Str. Mihai Bravu	24.58	48.0	<0.30	992.4	NNE-NE-ENE	H ₂ S	sld	0.015
	20 ⁰⁰ -21 ⁰⁰	Benzinăria Lukoil	24.59	48.0	<0.30	992.4	N-NNE-NE-ENE	SO ₂	0.005	0.350
30.06.2014	21 ¹⁰ -21 ⁴⁰	Str. Apelor	22.44	57.8	<0.30	991.9	ENE-E	H ₂ S	sld	0.015
	21 ¹⁰ -22 ¹⁰	Zona Obor	22.35	58.0	<0.30	991.9	ENE-E	SO ₂	0.008	0.350
01.07.2014	3 ⁰⁰ -3 ³⁰	Str. Mihai Bravu	17.86	79.3	0.56	993.1	NV-VNV	H ₂ S	sld	0.015
	3 ⁰⁰ -4 ⁰⁰	Benzinăria Lukoil	17.78	79.8	0.69	993.1	NV-VNV-V	SO ₂	0.079	0.350
01.07.2014	4 ¹⁰ -4 ⁴⁰	Str. Apelor	17.40	81.9	<0.30	993.0	Staționar	H ₂ S	sld	0.015
	4 ¹⁰ -5 ¹⁰	Zona Obor	17.30	82.4	<0.30	993.0	Staționar	SO ₂	sld	0.350
01.07.2014	20 ⁰⁰ -20 ³⁰	Str. Mihai Bravu	23.67	51.5	0.73	997.3	NV-NNV	H ₂ S	sld	0.015
	20 ⁰⁰ -21 ⁰⁰	Benzinăria Lukoil	23.24	52.5	0.42	997.5	NNV-NV	SO ₂	0.004	0.350
01.07.2014	21 ¹⁰ -21 ⁴⁰	Str. Apelor	21.70	56.1	<0.30	997.9	SE-ESE	H ₂ S	sld	0.015
	21 ¹⁰ -22 ¹⁰	Zona Obor	21.26	56.7	0.66	997.8	ESE-SE	SO ₂	sld	0.350
02.07.2014	3 ⁰⁰ -3 ³⁰	Str. Mihai Bravu	18.49	63.2	<0.30	1002.0	NV-NNV	H ₂ S	sld	0.015
	3 ⁰⁰ -4 ⁰⁰	Benzinăria Lukoil	18.34	64.4	<0.30	1002.1	NV-NNV/SSV-SV-VSV	SO ₂	sld	0.350



CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești

LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT

Comanda DG-0545 din
15.03.2022

Proiect nr.
MD 2000.006

Data	Ora	Locul recoltării	T (°C)	U.R. (%)	V _{c.a.} (m/s)	P _{atm.} (hPa)	*Direcția vântului	Poluant	Valoare determinată (mg/mc)	Valoare limită (mg/mc)
02.07.2014	4 ¹⁰ -4 ⁴⁰	Str. Apelor	17.64	67.1	<0.30	1002.1	SV-VSV-V	H ₂ S	sld	0.015
	4 ¹⁰ -5 ¹⁰	Zona Obor	17.68	67.1	<0.30	1002.2	SSV-SV-VSV-V	SO ₂	0.004	0.350
02.07.2014	20 ⁰⁰ -20 ³⁰	Str. Mihai Bravu	24.96	44.1	<0.30	1003.1	NNV-N	H ₂ S	sld	0.015
	20 ⁰⁰ -21 ⁰⁰	Benzinăria Lukoil	24.75	45.1	<0.30	1003.1	N-NNV	SO ₂	0.006	0.350
02.07.2014	21 ¹⁰ -21 ⁴⁰	Str. Apelor	22.09	55.0	<0.30	1002.4	Staționar	H ₂ S	sld	0.015
	21 ¹⁰ -22 ¹⁰	Zona Obor	22.08	55.1	<0.30	1002.5	N-NNV	SO ₂	0.004	0.350
03.07.2014	3 ⁰⁰ -3 ³⁰	Str. Mihai Bravu	16.27	82.6	<0.30	1003.1	N-NNV	H ₂ S	0.003	0.015
	3 ⁰⁰ -4 ⁰⁰	Benzinăria Lukoil	16.29	82.4	<0.30	1002.9	N-NNV	SO ₂	0.005	0.350
03.07.2014	4 ¹⁰ -4 ⁴⁰	Str. Apelor	15.33	85.9	<0.30	1002.0	NNE-N	H ₂ S	0.006	0.015
	4 ¹⁰ -5 ¹⁰	Zona Obor	15.17	86.4	<0.30	1002.1	NNE-N-NNV	SO ₂	sld	0.350
03.07.2014	20 ⁰⁰ -20 ³⁰	Str. Mihai Bravu	20.04	76.5	0.41	997.6	Staționar	H ₂ S	sld	0.015
	20 ⁰⁰ -21 ⁰⁰	Benzinăria Lukoil	19.48	77.9	1.25	997.6	Staționar	SO ₂	sld	0.350
03.07.2014	21 ¹⁰ -21 ⁴⁰	Str. Apelor	18.27	81.8	0.59	997.4	NNV-NV	H ₂ S	sld	0.015
	21 ¹⁰ -22 ¹⁰	Zona Obor	18.23	82.25	0.40	997.3	NV-NNV	SO ₂	sld	0.350
04.07.2014	3 ⁰⁰ -3 ³⁰	Str. Mihai Bravu	17.79	81.5	<0.30	1000.2	NNV-N-NNE	H ₂ S	sld	0.015
	3 ⁰⁰ -4 ⁰⁰	Benzinăria Lukoil	17.60	82.5	<0.30	1000.2	NNV-N-NNE	SO ₂	sld	0.350
04.07.2014	4 ¹⁰ -4 ⁴⁰	Str. Apelor	17.08	85.8	<0.30	1000.1	N-NNV	H ₂ S	0.003	0.015
	4 ¹⁰ -5 ¹⁰	Zona Obor	17.09	86.1	<0.30	1000.1	N-NNV	SO ₂	sld	0.350
04.07.2014	20 ⁰⁰ -20 ³⁰	Str. Mihai Bravu	23.11	55.3	<0.30	1001.3	NV-NNV-N	H ₂ S	sld	0.015
	20 ⁰⁰ -21 ⁰⁰	Benzinăria Lukoil	22.70	56.6	<0.30	1001.2	NV-NNV-N	SO ₂	0.006	0.350
04.07.2014	21 ¹⁰ -21 ⁴⁰	Str. Apelor	20.50	67.0	<0.30	1000.6	Staționar	H ₂ S	sld	0.015
	21 ¹⁰ -22 ¹⁰	Zona Obor	20.43	67.2	<0.30	1000.6	Staționar	SO ₂	0.007	0.350
05.07.2014	3 ⁰⁰ -3 ³⁰	Str. Mihai Bravu	15.49	80.8	<0.30	1001.5	N-NNV	H ₂ S	sld	0.015
	3 ⁰⁰ -4 ⁰⁰	Benzinăria Lukoil	15.47	81.0	<0.30	1001.5	N-NNV	SO ₂	sld	0.350
05.07.2014	4 ¹⁰ -4 ⁴⁰	Str. Apelor	15.11	83.3	<0.30	1001.4	N-NNV-NV	H ₂ S	sld	0.015
	4 ¹⁰ -5 ¹⁰	Zona Obor	14.98	83.9	<0.30	1001.4	N-NNV-NV	SO ₂	0.005	0.350
05.07.2014	20 ⁰⁰ -20 ³⁰	Str. Mihai Bravu	24.75	57.4	<0.30	996.2	Staționar	H ₂ S	0.004	0.015
	20 ⁰⁰ -21 ⁰⁰	Benzinăria Lukoil	24.44	58.4	<0.30	996.3	NNV-N	SO ₂	0.006	0.350



CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești

LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT

Comanda DG-0545 din
15.03.2022

Proiect nr.
MD 2000.006

Data	Ora	Locul recoltării	T (°C)	U.R. (%)	V _{c.a.} (m/s)	P _{atm.} (hPa)	*Direcția vântului	Poluant	Valoare determinată (mg/mc)	Valoare limită (mg/mc)
05.07.2014	21 ¹⁰ -21 ⁴⁰	Str. Apelor	22.27	64.7	<0.30	995.7	NV-NNV-N	H ₂ S	sld	0.015
	21 ¹⁰ -22 ¹⁰	Zona Obor	22.04	65.3	<0.30	995.7	NV-NNV-N	SO ₂	sld	0.350
06.07.2014	3 ⁰⁰ -3 ³⁰	Str. Mihai Bravu	17.57	81.9	<0.30	996.3	N-NNE	H ₂ S	sld	0.015
	3 ⁰⁰ -4 ⁰⁰	Benzinăria Lukoil	17.72	81.5	<0.30	996.2	E-ENE-NE-NNE	SO ₂	0.005	0.350
06.07.2014	4 ¹⁰ -4 ⁴⁰	Str. Apelor	16.63	85.8	<0.30	995.2	ENE-NE-NNE	H ₂ S	0.005	0.015
	4 ¹⁰ -5 ¹⁰	Zona Obor	16.69	85.6	<0.30	995.3	ESE-E-ENE-NE-NNE	SO ₂	0.005	0.350
06.07.2014	20 ⁰⁰ -20 ³⁰	Str. Mihai Bravu	27.02	46.1	<0.30	996.3	N-NNV	H ₂ S	sld	0.015
	20 ⁰⁰ -21 ⁰⁰	Benzinăria Lukoil	26.88	46.4	<0.30	996.4	NNV-N	SO ₂	0.008	0.350
06.07.2014	21 ¹⁰ -21 ⁴⁰	Str. Apelor	24.90	54.3	<0.30	996.1	NNV-N	H ₂ S	sld	0.015
	21 ¹⁰ -22 ¹⁰	Zona Obor	24.55	56.1	<0.30	996.2	NNV-N	SO ₂	0.010	0.350
07.07.2014	3 ⁰⁰ -3 ³⁰	Str. Mihai Bravu	19.34	79.7	<0.30	997.5	Staționar	H ₂ S	sld	0.015
	3 ⁰⁰ -4 ⁰⁰	Benzinăria Lukoil	19.21	80.1	0.32	997.4	NNV-N	SO ₂	sld	0.350
07.07.2014	4 ¹⁰ -4 ⁴⁰	Str. Apelor	17.78	85.5	0.55	996.7	N-NNV	H ₂ S	sld	0.015
	4 ¹⁰ -5 ¹⁰	Zona Obor	17.80	84.8	0.31	996.7	NNV-N	SO ₂	sld	0.350
07.07.2014	20 ⁰⁰ -20 ³⁰	Str. Mihai Bravu	28.59	42.7	<0.30	997.6	NNV-N-NNE	H ₂ S	sld	0.015
	20 ⁰⁰ -21 ⁰⁰	Benzinăria Lukoil	28.24	43.7	<0.30	997.6	NNE-N-NNV	SO ₂	0.005	0.350
07.07.2014	21 ¹⁰ -21 ⁴⁰	Str. Apelor	26.26	50.8	<0.30	997.7	NNV-N	H ₂ S	sld	0.015
	21 ¹⁰ -22 ¹⁰	Zona Obor	25.76	54.4	<0.30	997.9	NNV-N	SO ₂	0.007	0.350
08.07.2014	3 ⁰⁰ -3 ³⁰	Str. Mihai Bravu	20.28	78.5	0.52	997.5	NNV-N	H ₂ S	sld	0.015
	3 ⁰⁰ -4 ⁰⁰	Benzinăria Lukoil	20.05	79.6	0.39	997.5	NNV-N	SO ₂	sld	0.350
08.07.2014	4 ¹⁰ -4 ⁴⁰	Str. Apelor	19.48	82.8	<0.30	997.5	ENE-E	H ₂ S	sld	0.015
	4 ¹⁰ -5 ¹⁰	Zona Obor	19.46	83.3	0.35	997.5	ENE-E	SO ₂	sld	0.350
08.07.2014	20 ⁰⁰ -20 ³⁰	Str. Mihai Bravu	26.25	61.6	1.49	992.7	Staționar	H ₂ S	0.003	0.015
	20 ⁰⁰ -21 ⁰⁰	Benzinăria Lukoil	26.20	61.8	1.45	992.7	ENE-E	SO ₂	0.012	0.350
08.07.2014	21 ¹⁰ -21 ⁴⁰	Str. Apelor	25.60	66.5	0.83	992.1	Staționar	H ₂ S	sld	0.015
	21 ¹⁰ -22 ¹⁰	Zona Obor	25.58	66.6	0.92	992.2	ENE-E	SO ₂	0.070	0.350
09.07.2014	3 ⁰⁰ -3 ³⁰	Str. Mihai Bravu	21.19	78.9	0.37	992.1	Staționar	H ₂ S	sld	0.015
	3 ⁰⁰ -4 ⁰⁰	Benzinăria Lukoil	21.16	79.2	<0.30	992.1	SSE-SE	SO ₂	0.008	0.350



CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești

LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT

Comanda DG-0545 din
15.03.2022

Proiect nr.
MD 2000.006

Data	Ora	Locul recoltării	T (°C)	U.R. (%)	V _{c.a.} (m/s)	P _{atm.} (hPa)	*Direcția vântului	Poluant	Valoare determinată (mg/mc)	Valoare limită (mg/mc)
09.07.2014	4 ¹⁰ -4 ⁴⁰	Str. Apelor	20.69	82.1	<0.30	992.0	Staționar	H ₂ S	sld	0.015
	4 ¹⁰ -5 ¹⁰	Zona Obor	20.74	82.1	<0.30	992.0	Staționar	SO ₂	0.016	0.350
09.07.2014	20 ⁰⁰ -20 ³⁰	Str. Mihai Bravu	26.93	63.8	0.54	987.0	ENE-E	H ₂ S	sld	0.015
	20 ⁰⁰ -21 ⁰⁰	Benzinăria Lukoil	26.85	64.2	1.07	987.1	ENE-E	SO ₂	sld	0.350
09.07.2014	21 ¹⁰ -21 ⁴⁰	Str. Apelor	25.36	67.4	0.78	987.2	ENE-E	H ₂ S	0.003	0.015
	21 ¹⁰ -22 ¹⁰	Zona Obor	25.33	69.1	0.78	987.2	ENE-E	SO ₂	0.007	0.350
10.07.2014	3 ⁰⁰ -3 ³⁰	Str. Mihai Bravu	20.19	86.4	<0.30	988.8	N-NNV	H ₂ S	sld	0.015
	3 ⁰⁰ -4 ⁰⁰	Benzinăria Lukoil	20.19	86.7	0.45	988.8	N-NNV	SO ₂	sld	0.350
10.07.2014	4 ¹⁰ -4 ⁴⁰	Str. Apelor	19.45	90.6	<0.30	988.8	NE-ENE-E	H ₂ S	0.003	0.015
	4 ¹⁰ -5 ¹⁰	Zona Obor	19.41	90.9	<0.30	988.8	NE-ENE-E/SE-SSE	SO ₂	0.083	0.350
10.07.2014	20 ⁰⁰ -20 ³⁰	Str. Mihai Bravu	23.54	72.8	1.76	985.9	NNV-NV	H ₂ S	sld	0.015
	20 ⁰⁰ -21 ⁰⁰	Benzinăria Lukoil	23.28	75.1	2.34	985.8	NNE-N-NNV-NV	SO ₂	0.009	0.350
10.07.2014	21 ¹⁰ -21 ⁴⁰	Str. Apelor	22.61	79.3	1.01	985.2	Staționar	H ₂ S	sld	0.015
	21 ¹⁰ -22 ¹⁰	Zona Obor	22.52	78.6	1.66	985.3	ENE-E	SO ₂	0.073	0.350
11.07.2014	3 ⁰⁰ -3 ³⁰	Str. Mihai Bravu	18.52	88.7	<0.30	984.2	NNV-N-NNE-NE	H ₂ S	0.005	0.015
	3 ⁰⁰ -4 ⁰⁰	Benzinăria Lukoil	18.40	89.8	<0.30	983.9	NV-NNV-N-NNE	SO ₂	0.017	0.350
11.07.2014	4 ¹⁰ -4 ⁴⁰	Str. Apelor	18.25	93.3	<0.30	983.4	NV-NNV	H ₂ S	sld	0.015
	4 ¹⁰ -5 ¹⁰	Zona Obor	18.31	92.4	0.35	983.7	NV-NNV	SO ₂	0.006	0.350
11.07.2014	20 ⁰⁰ -20 ³⁰	Str. Mihai Bravu	23.03	61.1	<0.30	984.4	Staționar	H ₂ S	sld	0.015
	20 ⁰⁰ -21 ⁰⁰	Benzinăria Lukoil	22.76	62.4	<0.30	984.4	V-VNV	SO ₂	0.004	0.350
11.07.2014	21 ¹⁰ -21 ⁴⁰	Str. Apelor	21.74	66.9	<0.30	984.7	VNV-V	H ₂ S	sld	0.015
	21 ¹⁰ -22 ¹⁰	Zona Obor	21.64	66.5	<0.30	984.8	V-VNV	SO ₂	0.004	0.350
12.07.2014	3 ⁰⁰ -3 ³⁰	Str. Mihai Bravu	17.63	80.2	0.60	986.3	V-VNV	H ₂ S	sld	0.015
	3 ⁰⁰ -4 ⁰⁰	Benzinăria Lukoil	17.50	81.2	0.53	986.4	V-VNV	SO ₂	0.004	0.350
12.07.2014	4 ¹⁰ -4 ⁴⁰	Str. Apelor	16.67	86.9	0.71	986.4	V-VNV	H ₂ S	0.005	0.015
	4 ¹⁰ -5 ¹⁰	Zona Obor	16.39	87.1	<0.30	986.4	V-VNV	SO ₂	0.008	0.350
12.07.2014	20 ⁰⁰ -20 ³⁰	Str. Mihai Bravu	22.50	64.8	<0.30	989.3	NV-NNV	H ₂ S	sld	0.015
	20 ⁰⁰ -21 ⁰⁰	Benzinăria Lukoil	22.54	64.8	<0.30	989.3	NV-NNV-N	SO ₂	0.006	0.350



CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești

LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT

Comanda DG-0545 din
15.03.2022

Proiect nr.
MD 2000.006

Data	Ora	Locul recoltării	T (°C)	U.R. (%)	V _{c.a.} (m/s)	P _{atm.} (hPa)	*Direcția vântului	Poluant	Valoare determinată (mg/mc)	Valoare limită (mg/mc)
12.07.2014	21 ¹⁰ -21 ⁴⁰	Str. Apelor	21.69	69.9	0.64	989.3	NNV-N	H ₂ S	sld	0.015
	21 ¹⁰ -22 ¹⁰	Zona Obor	21.70	69.9	0.61	989.4	NV-NNV-N	SO ₂	0.012	0.350
13.07.2014	3 ⁰⁰ -3 ³⁰	Str. Mihai Bravu	16.36	85.6	<0.30	991.6	NV-NNV	H ₂ S	sld	0.015
	3 ⁰⁰ -4 ⁰⁰	Benzinăria Lukoil	16.30	86.1	<0.30	991.6	NV-NNV	SO ₂	sld	0.350
13.07.2014	4 ¹⁰ -4 ⁴⁰	Str. Apelor	16.22	86.5	<0.30	991.8	NNV-N	H ₂ S	sld	0.015
	4 ¹⁰ -5 ¹⁰	Zona Obor	16.15	86.9	<0.30	991.8	NNV-N	SO ₂	sld	0.350
13.07.2014	20 ⁰⁰ -20 ³⁰	Str. Mihai Bravu	25.66	48.3	<0.30	994.1	Staționar	H ₂ S	0.006	0.015
	20 ⁰⁰ -21 ⁰⁰	Benzinăria Lukoil	25.57	49.1	<0.30	994.1	NNV-N	SO ₂	0.004	0.350
13.07.2014	21 ¹⁰ -21 ⁴⁰	Str. Apelor	23.87	57.4	<0.30	993.6	Staționar	H ₂ S	sld	0.015
	21 ¹⁰ -22 ¹⁰	Zona Obor	23.50	60.2	<0.30	993.6	Staționar	SO ₂	0.005	0.350
14.07.2014	3 ⁰⁰ -3 ³⁰	Str. Mihai Bravu	18.62	82.2	<0.30	995.0	Staționar	H ₂ S	sld	0.015
	3 ⁰⁰ -4 ⁰⁰	Benzinăria Lukoil	18.61	82.3	<0.30	995.0	Staționar	SO ₂	sld	0.350
14.07.2014	4 ¹⁰ -4 ⁴⁰	Str. Apelor	18.48	83.0	<0.30	995.0	N-NNV	H ₂ S	sld	0.015
	4 ¹⁰ -5 ¹⁰	Zona Obor	18.39	83.3	<0.30	995.0	N-NNV/SSE-S	SO ₂	sld	0.350
14.07.2014	20 ⁰⁰ -20 ³⁰	Str. Mihai Bravu	24.69	60.4	0.52	994.7	N-NNV	H ₂ S	0.006	0.015
	20 ⁰⁰ -21 ⁰⁰	Benzinăria Lukoil	24.47	61.3	0.32	994.7	N-NNV	SO ₂	0.012	0.350
14.07.2014	21 ¹⁰ -21 ⁴⁰	Str. Apelor	22.67	67.3	1.04	994.1	Staționar	H ₂ S	0.005	0.015
	21 ¹⁰ -22 ¹⁰	Zona Obor	22.55	67.7	<0.30	994.2	N-NNV	SO ₂	0.004	0.350
15.07.2014	3 ⁰⁰ -3 ³⁰	Str. Mihai Bravu	19.16	77.1	<0.30	995.0	Staționar	H ₂ S	0.005	0.015
	3 ⁰⁰ -4 ⁰⁰	Benzinăria Lukoil	18.79	78.4	<0.30	995.0	Staționar	SO ₂	sld	0.350
15.07.2014	4 ¹⁰ -4 ⁴⁰	Str. Apelor	17.87	82.9	<0.30	995.0	Staționar	H ₂ S	0.005	0.015
	4 ¹⁰ -5 ¹⁰	Zona Obor	17.82	83.5	<0.30	994.9	Staționar	SO ₂	sld	0.350
15.07.2014	20 ⁰⁰ -20 ³⁰	Str. Mihai Bravu	24.18	58.4	0.52	994.4	Staționar	H ₂ S	sld	0.015
	20 ⁰⁰ -21 ⁰⁰	Benzinăria Lukoil	23.73	61.0	<0.30	994.3	Staționar	SO ₂	sld	0.350
15.07.2014	21 ¹⁰ -21 ⁴⁰	Str. Apelor	22.80	66.5	<0.30	994.4	Staționar	H ₂ S	sld	0.015
	21 ¹⁰ -22 ¹⁰	Zona Obor	22.65	67.7	<0.30	994.5	Staționar	SO ₂	sld	0.350
16.07.2014	3 ⁰⁰ -3 ³⁰	Str. Mihai Bravu	20.70	73.1	<0.30	995.1	NNE-NE-ENE	H ₂ S	sld	0.015
	3 ⁰⁰ -4 ⁰⁰	Benzinăria Lukoil	21.10	69.6	<0.30	995.0	NNE-NE-ENE	SO ₂	0.006	0.350



CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești

LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT

Comanda DG-0545 din
15.03.2022

Proiect nr.
MD 2000.006

Data	Ora	Locul recoltării	T (°C)	U.R. (%)	V _{c.a.} (m/s)	P _{atm.} (hPa)	*Direcția vântului	Poluant	Valoare determinată (mg/mc)	Valoare limită (mg/mc)
16.07.2014	4 ¹⁰ -4 ⁴⁰	Str. Apelor	20.68	69.1	<0.30	994.1	ENE-E	H ₂ S	0.003	0.015
	4 ¹⁰ -5 ¹⁰	Zona Obor	20.56	69.1	<0.30	994.1	ENE-E	SO ₂	0.007	0.350
16.07.2014	20 ⁰⁰ -20 ³⁰	Str. Mihai Bravu	26.38	47.7	<0.30	994.7	N-NNV	H ₂ S	sld	0.015
	20 ⁰⁰ -21 ⁰⁰	Benzinăria Lukoil	25.78	52.1	<0.30	994.8	N-NNV	SO ₂	0.030	0.350
16.07.2014	21 ¹⁰ -21 ⁴⁰	Str. Apelor	23.30	62.5	0.49	994.5	N-NNV	H ₂ S	sld	0.015
	21 ¹⁰ -22 ¹⁰	Zona Obor	23.17	62.3	0.49	994.4	N-NNV	SO ₂	0.006	0.350
17.07.2014	3 ⁰⁰ -3 ³⁰	Str. Mihai Bravu	20.05	75.0	0.46	994.8	N-NNV	H ₂ S	sld	0.015
	3 ⁰⁰ -4 ⁰⁰	Benzinăria Lukoil	20.02	74.7	<0.30	994.7	N-NNV-NV	SO ₂	sld	0.350
17.07.2014	4 ¹⁰ -4 ⁴⁰	Str. Apelor	19.18	78.7	<0.30	993.9	V-VNV-NV	H ₂ S	sld	0.015
	4 ¹⁰ -5 ¹⁰	Zona Obor	19.11	79.7	<0.30	993.9	V-VNV-NV	SO ₂	0.004	0.350
17.07.2014	20 ⁰⁰ -20 ³⁰	Str. Mihai Bravu	24.00	59.3	1.18	994.2	Staționar	H ₂ S	sld	0.015
	20 ⁰⁰ -21 ⁰⁰	Benzinăria Lukoil	24.00	59.1	1.51	994.2	N-NNV	SO ₂	0.009	0.350
17.07.2014	21 ¹⁰ -21 ⁴⁰	Str. Apelor	23.95	59.1	1.40	994.2	NNV-N-NNE	H ₂ S	sld	0.015
	21 ¹⁰ -22 ¹⁰	Zona Obor	23.94	59.5	1.84	994.1	NNV-N-NNE	SO ₂	0.017	0.350
18.07.2014	3 ⁰⁰ -3 ³⁰	Str. Mihai Bravu	20.37	80.8	0.80	993.5	Staționar	H ₂ S	0.005	0.015
	3 ⁰⁰ -4 ⁰⁰	Benzinăria Lukoil	20.11	81.8	0.85	993.5	NNV-NV	SO ₂	sld	0.350
18.07.2014	4 ¹⁰ -4 ⁴⁰	Str. Apelor	19.88	82.9	1.14	993.4	NNV-NV	H ₂ S	0.005	0.015
	4 ¹⁰ -5 ¹⁰	Zona Obor	19.93	82.3	1.33	993.4	NNV-NV	SO ₂	0.005	0.350
18.07.2014	20 ⁰⁰ -20 ³⁰	Str. Mihai Bravu	24.50	64.2	<0.30	993.9	NV-NNV	H ₂ S	sld	0.015
	20 ⁰⁰ -21 ⁰⁰	Benzinăria Lukoil	24.14	64.8	0.36	993.8	NV-NNV	SO ₂	sld	0.350
18.07.2014	21 ¹⁰ -21 ⁴⁰	Str. Apelor	22.67	70.6	<0.30	994.0	Staționar	H ₂ S	0.004	0.015
	21 ¹⁰ -22 ¹⁰	Zona Obor	22.59	70.8	<0.30	993.8	Staționar	SO ₂	0.011	0.350
19.07.2014	3 ⁰⁰ -3 ³⁰	Str. Mihai Bravu	21.16	71.0	0.39	994.4	N-NNE-NE	H ₂ S	sld	0.015
	3 ⁰⁰ -4 ⁰⁰	Benzinăria Lukoil	21.04	72.1	0.54	994.4	NNV-N-NNE-NE	SO ₂	0.007	0.350
19.07.2014	4 ¹⁰ -4 ⁴⁰	Str. Apelor	20.55	73.8	0.55	994.3	NNV-N	H ₂ S	sld	0.015
	4 ¹⁰ -5 ¹⁰	Zona Obor	20.49	74.00	<0.30	994.3	VSV-V/N-NNV-NV	SO ₂	0.008	0.350
19.07.2014	20 ⁰⁰ -20 ³⁰	Str. Mihai Bravu	21.53	83.75	<0.30	996.6	N-NNV	H ₂ S	sld	0.015
	20 ⁰⁰ -21 ⁰⁰	Benzinăria Lukoil	21.50	83.6	<0.30	996.6	N-NNV	SO ₂	0.010	0.350



CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești

LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT

Comanda DG-0545 din
15.03.2022

Proiect nr.
MD 2000.006

Data	Ora	Locul recoltării	T (°C)	U.R. (%)	V _{c.a.} (m/s)	P _{atm.} (hPa)	*Direcția vântului	Poluant	Valoare determinată (mg/mc)	Valoare limită (mg/mc)
19.07.2014	21 ¹⁰ -21 ⁴⁰	Str. Apelor	20.18	90.1	<0.30	996.2	Staționar	H ₂ S	sld	0.015
	21 ¹⁰ -22 ¹⁰	Zona Obor	20.21	90.6	<0.30	996.2	Staționar	SO ₂	0.005	0.350
20.07.2014	3 ⁰⁰ -3 ³⁰	Str. Mihai Bravu	19.36	90.2	<0.30	996.1	NNE-N	H ₂ S	sld	0.015
	3 ⁰⁰ -4 ⁰⁰	Benzinăria Lukoil	19.35	90.4	<0.30	996.1	NE-NNE-N-NNV	SO ₂	sld	0.350
20.07.2014	4 ¹⁰ -4 ⁴⁰	Str. Apelor	19.27	91.1	0.73	996.1	NNV-NV/V-SVS	H ₂ S	sld	0.015
	4 ¹⁰ -5 ¹⁰	Zona Obor	19.12	91.6	0.51	996.1	N-NNV-NV/V-VSV	SO ₂	sld	0.350
20.07.2014	20 ⁰⁰ -20 ³⁰	Str. Mihai Bravu	25.90	54.0	<0.30	995.2	N-NNV	H ₂ S	0.003	0.015
	20 ⁰⁰ -21 ⁰⁰	Benzinăria Lukoil	25.75	55.2	<0.30	995.3	NNV-N	SO ₂	0.005	0.350
20.07.2014	21 ¹⁰ -21 ⁴⁰	Str. Apelor	24.98	58.9	<0.30	995.2	Staționar	H ₂ S	sld	0.015
	21 ¹⁰ -22 ¹⁰	Zona Obor	25.00	59.2	<0.30	995.3	N-NNV	SO ₂	0.005	0.350
21.07.2014	3 ⁰⁰ -3 ³⁰	Str. Mihai Bravu	18.50	81.6	<0.30	995.2	Staționar	H ₂ S	0.003	0.015
	3 ⁰⁰ -4 ⁰⁰	Benzinăria Lukoil	18.43	82.0	<0.30	995.2	Staționar	SO ₂	sld	0.350
21.07.2014	4 ¹⁰ -4 ⁴⁰	Str. Apelor	18.00	82.3	0.35	994.2	Staționar	H ₂ S	sld	0.015
	4 ¹⁰ -5 ¹⁰	Zona Obor	17.83	83.1	0.37	994.0	N-NNV	SO ₂	0.006	0.350
21.07.2014	20 ⁰⁰ -20 ³⁰	Str. Mihai Bravu	27.24	59.0	0.94	990.2	NNV-N	H ₂ S	sld	0.015
	20 ⁰⁰ -21 ⁰⁰	Benzinăria Lukoil	27.23	58.6	0.86	990.2	NNV-N	SO ₂	0.010	0.350
21.07.2014	21 ¹⁰ -21 ⁴⁰	Str. Apelor	26.93	60.0	0.40	990.2	Staționar	H ₂ S	sld	0.015
	21 ¹⁰ -22 ¹⁰	Zona Obor	26.65	62.4	0.40	990.2	Staționar	SO ₂	0.007	0.350
22.07.2014	3 ⁰⁰ -3 ³⁰	Str. Mihai Bravu	20.47	86.4	0.86	990.3	NNV-N	H ₂ S	sld	0.015
	3 ⁰⁰ -4 ⁰⁰	Benzinăria Lukoil	20.39	86.9	0.74	990.2	NNE-N-NNV	SO ₂	0.006	0.350
22.07.2014	4 ¹⁰ -4 ⁴⁰	Str. Apelor	20.25	88.0	0.84	990.2	NNE-N	H ₂ S	0.003	0.015
	4 ¹⁰ -5 ¹⁰	Zona Obor	20.21	88.2	0.72	990.1	NNE-N/SSE-S	SO ₂	0.004	0.350
22.07.2014	20 ⁰⁰ -20 ³⁰	Str. Mihai Bravu	25.58	71.6	1.10	989.3	NV-VNV	H ₂ S	sld	0.015
	20 ⁰⁰ -21 ⁰⁰	Benzinăria Lukoil	25.08	72.1	0.80	989.3	NV-VNV-V-VSV	SO ₂	sld	0.350
22.07.2014	21 ¹⁰ -21 ⁴⁰	Str. Apelor	24.04	75.7	0.43	989.3	N-NNE	H ₂ S	0.005	0.015
	21 ¹⁰ -22 ¹⁰	Zona Obor	23.57	75.2	<0.30	989.3	NNE-N-NNV-NV	SO ₂	0.004	0.350
23.07.2014	3 ⁰⁰ -3 ³⁰	Str. Mihai Bravu	21.66	87.4	1.18	990.3	ENE-E	H ₂ S	sld	0.015
	3 ⁰⁰ -4 ⁰⁰	Benzinăria Lukoil	21.66	88.4	0.32	990.4	ENE-E	SO ₂	sld	0.350



CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești

LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT

Comanda DG-0545 din
15.03.2022

Proiect nr.
MD 2000.006

Data	Ora	Locul recoltării	T (°C)	U.R. (%)	V _{c.a.} (m/s)	P _{atm.} (hPa)	*Direcția vântului	Poluant	Valoare determinată (mg/mc)	Valoare limită (mg/mc)
23.07.2014	4 ¹⁰ -4 ⁴⁰	Str. Apelor	21.21	90.8	0.67	990.4	ESE-SE	H ₂ S	sld	0.015
	4 ¹⁰ -5 ¹⁰	Zona Obor	21.20	91.4	0.37	990.4	SE-ESE-E-ENE	SO ₂	sld	0.350
23.07.2014	20 ⁰⁰ -20 ³⁰	Str. Mihai Bravu	24.91	68.1	<0.30	989.5	Staționar	H ₂ S	sld	0.015
	20 ⁰⁰ -21 ⁰⁰	Benzinăria Lukoil	24.67	68.7	0.55	989.4	NNE-NE-ENE-E	SO ₂	0.010	0.350
23.07.2014	21 ¹⁰ -21 ⁴⁰	Str. Apelor	22.46	78.7	<0.30	988.8	ENE-E	H ₂ S	sld	0.015
	21 ¹⁰ -22 ¹⁰	Zona Obor	22.34	78.9	<0.30	988.7	ENE-E	SO ₂	0.134	0.350
24.07.2014	3 ⁰⁰ -3 ³⁰	Str. Mihai Bravu	19.49	89.2	<0.30	990.2	Staționar	H ₂ S	0.003	0.015
	3 ⁰⁰ -4 ⁰⁰	Benzinăria Lukoil	19.46	89.3	<0.30	990.3	NV-NNV	SO ₂	0.027	0.350
24.07.2014	4 ¹⁰ -4 ⁴⁰	Str. Apelor	19.33	90.8	<0.30	989.7	VSV-V	H ₂ S	sld	0.015
	4 ¹⁰ -5 ¹⁰	Zona Obor	19.28	91.2	<0.30	989.7	VSV-V/N-NNV	SO ₂	0.010	0.350
24.07.2014	20 ⁰⁰ -20 ³⁰	Str. Mihai Bravu	24.94	69.3	<0.30	991.7	NNV-N	H ₂ S	sld	0.015
	20 ⁰⁰ -21 ⁰⁰	Benzinăria Lukoil	24.82	69.9	<0.30	991.6	NNV-N-NNE	SO ₂	0.005	0.350
24.07.2014	21 ¹⁰ -21 ⁴⁰	Str. Apelor	23.40	76.0	<0.30	991.7	N-NNV	H ₂ S	sld	0.015
	21 ¹⁰ -22 ¹⁰	Zona Obor	23.30	76.4	<0.30	991.7	N-NNV-NV	SO ₂	0.006	0.350
25.07.2014	3 ⁰⁰ -3 ³⁰	Str. Mihai Bravu	20.86	87.1	<0.30	993.1	N-NNV	H ₂ S	sd	0.015
	3 ⁰⁰ -4 ⁰⁰	Benzinăria Lukoil	20.66	87.9	0.44	993.1	N-NNV	SO ₂	sld	0.350
25.07.2014	4 ¹⁰ -4 ⁴⁰	Str. Apelor	19.87	92.5	<0.30	993.1	NV-NNV-N	H ₂ S	0.003	0.015
	4 ¹⁰ -5 ¹⁰	Zona Obor	19.82	92.4	<0.30	993.1	N-NNV	SO ₂	sld	0.350
25.07.2014	20 ⁰⁰ -20 ³⁰	Str. Mihai Bravu	23.98	80.9	1.13	995.2	Staționar	H ₂ S	sld	0.015
	20 ⁰⁰ -21 ⁰⁰	Benzinăria Lukoil	23.73	81.3	1.12	995.1	N-NNV	SO ₂	0.009	0.350
25.07.2014	21 ¹⁰ -21 ⁴⁰	Str. Apelor	22.44	86.9	<0.30	995.2	NNV-N	H ₂ S	0.003	0.015
	21 ¹⁰ -22 ¹⁰	Zona Obor	21.90	89.6	0.47	995.2	NNV-N	SO ₂	0.006	0.350
26.07.2014	3 ⁰⁰ -3 ³⁰	Str. Mihai Bravu	20.65	87.0	<0.30	995.4	NNV-N	H ₂ S	sld	0.015
	3 ⁰⁰ -4 ⁰⁰	Benzinăria Lukoil	20.41	88.3	<0.30	995.4	NNV-N	SO ₂	0.006	0.350
26.07.2014	4 ¹⁰ -4 ⁴⁰	Str. Apelor	19.79	91.7	0.50	995.3	N-NNV	H ₂ S	sld	0.015
	4 ¹⁰ -5 ¹⁰	Zona Obor	19.56	92.5	0.42	995.3	N-NNV	SO ₂	0.007	0.350
26.07.2014	20 ⁰⁰ -20 ³⁰	Str. Mihai Bravu	27.63	62.5	<0.30	994.8	N-NNE	H ₂ S	sld	0.015
	20 ⁰⁰ -21 ⁰⁰	Benzinăria Lukoil	26.91	63.6	<0.30	994.8	NV-NNV-N-NNE	SO ₂	sld	0.350

Data	Ora	Locul recoltării	T (°C)	U.R. (%)	V _{c.a.} (m/s)	P _{atm.} (hPa)	*Direcția vântului	Poluant	Valoare determinată (mg/mc)	Valoare limită (mg/mc)
26.07.2014	21 ¹⁰ -21 ⁴⁰	Str. Apelor	25.63	63.9	<0.30	994.8	Staționar	H ₂ S	sld	0.015
	21 ¹⁰ -22 ¹⁰	Zona Obor	25.67	64.7	<0.30	994.8	Staționar	SO ₂	0.012	0.350
27.07.2014	3 ⁰⁰ -3 ³⁰	Str. Mihai Bravu	21.04	79.0	<0.30	995.9	N-NNV/NE-E	H ₂ S	sld	0.015
	3 ⁰⁰ -4 ⁰⁰	Benzinăria Lukoil	21.40	78.8	<0.30	995.9	N-NNV/NE-E-E	SO ₂	0.007	0.350
27.07.2014	4 ¹⁰ -4 ⁴⁰	Str. Apelor	20.73	80.0	<0.30	995.8	E-E	H ₂ S	sld	0.015
	4 ¹⁰ -5 ¹⁰	Zona Obor	20.71	80.8	<0.30	995.8	E-E-E	SO ₂	sld	0.350
27.07.2014	20 ⁰⁰ -20 ³⁰	Str. Mihai Bravu	25.40	69.8	<0.30	996.8	N-NNE	H ₂ S	sld	0.015
	20 ⁰⁰ -21 ⁰⁰	Benzinăria Lukoil	25.28	70.6	<0.30	996.8	N-NNE-NE-E	SO ₂	0.008	0.350
27.07.2014	21 ¹⁰ -21 ⁴⁰	Str. Apelor	24.89	70.5	<0.30	996.7	NE-E	H ₂ S	0.003	0.015
	21 ¹⁰ -22 ¹⁰	Zona Obor	24.92	70.2	<0.30	996.6	NNE-NE-E	SO ₂	0.009	0.350
28.07.2014	3 ⁰⁰ -3 ³⁰	Str. Mihai Bravu	21.52	83.0	<0.30	996.9	NE-E	H ₂ S	sld	0.015
	3 ⁰⁰ -4 ⁰⁰	Benzinăria Lukoil	21.49	83.0	<0.30	996.9	NE-E	SO ₂	0.017	0.350
28.07.2014	4 ¹⁰ -4 ⁴⁰	Str. Apelor	21.00	82.0	<0.30	996.1	E-E	H ₂ S	0.005	0.015
	4 ¹⁰ -5 ¹⁰	Zona Obor	20.98	82.4	<0.30	996.1	E-E	SO ₂	sld	0.350
28.07.2014	20 ⁰⁰ -20 ³⁰	Str. Mihai Bravu	26.49	65.7	1.33	993.2	SSV-SV	H ₂ S	sld	0.015
	20 ⁰⁰ -21 ⁰⁰	Benzinăria Lukoil	26.47	66.3	1.19	993.3	SSV-SV	SO ₂	0.006	0.350
28.07.2014	21 ¹⁰ -21 ⁴⁰	Str. Apelor	23.91	73.2	1.22	993.6	NNV-N	H ₂ S	sld	0.015
	21 ¹⁰ -22 ¹⁰	Zona Obor	24.00	71.4	1.30	993.8	NNV-N	SO ₂	sld	0.350
29.07.2014	3 ⁰⁰ -3 ³⁰	Str. Mihai Bravu	22.17	77.3	<0.30	994.4	Staționar	H ₂ S	sld	0.015
	3 ⁰⁰ -4 ⁰⁰	Benzinăria Lukoil	22.07	77.4	<0.30	994.4	Staționar	SO ₂	0.007	0.350
29.07.2014	4 ¹⁰ -4 ⁴⁰	Str. Apelor	22.16	74.3	0.99	993.6	SSE-SE	H ₂ S	sld	0.015
	4 ¹⁰ -5 ¹⁰	Zona Obor	22.13	73.9	0.74	993.6	SSE-SE	SO ₂	0.006	0.350
29.07.2014	20 ⁰⁰ -20 ³⁰	Str. Mihai Bravu	24.85	75.9	0.40	994.0	Staționar	H ₂ S	sld	0.015
	20 ⁰⁰ -21 ⁰⁰	Benzinăria Lukoil	24.38	78.4	0.39	994.0	NV-NNV-N	SO ₂	sld	0.350
29.07.2014	21 ¹⁰ -21 ⁴⁰	Str. Apelor	22.91	83.3	0.79	994.1	NV-NNV	H ₂ S	sld	0.015
	21 ¹⁰ -22 ¹⁰	Zona Obor	22.60	85.2	0.34	994.1	NV-NNV	SO ₂	sld	0.350
30.07.2014	3 ⁰⁰ -3 ³⁰	Str. Mihai Bravu	20.08	83.7	0.40	993.9	Staționar	H ₂ S	0.003	0.015
	3 ⁰⁰ -4 ⁰⁰	Benzinăria Lukoil	19.98	84.4	<0.30	993.9	E-E	SO ₂	sld	0.350

Data	Ora	Locul recoltării	T (°C)	U.R. (%)	V _{c.a.} (m/s)	P _{atm.} (hPa)	*Direcția vântului	Poluant	Valoare determinată (mg/mc)	Valoare limită (mg/mc)
30.07.2014	4 ¹⁰ -4 ⁴⁰	Str. Apelor	19.44	87.8	0.56	993.8	E-ENE-ESE	H ₂ S	0.004	0.015
	4 ¹⁰ -5 ¹⁰	Zona Obor	19.27	88.3	0.32	993.9	E-ENE-ESE	SO ₂	sld	0.350
30.07.2014	20 ⁰⁰ -20 ³⁰	Str. Mihai Bravu	26.24	67.4	0.68	992.5	ENE-E	H ₂ S	sld	0.015
	20 ⁰⁰ -21 ⁰⁰	Benzinăria Lukoil	25.52	68.2	<0.30	992.6	ENE-E	SO ₂	sld	0.350
30.07.2014	21 ¹⁰ -21 ⁴⁰	Str. Apelor	23.04	71.9	<0.30	992.7	Staționar	H ₂ S	sld	0.015
	21 ¹⁰ -22 ¹⁰	Zona Obor	23.92	71.9	0.31	992.7	N-NNE	SO ₂	0.007	0.350
31.07.2014	3 ⁰⁰ -3 ³⁰	Str. Mihai Bravu	20.40	80.2	0.38	992.7	E-ESE-SE	H ₂ S	0.003	0.015
	3 ⁰⁰ -4 ⁰⁰	Benzinăria Lukoil	20.39	80.5	0.38	992.7	E-ESE-SE	SO ₂	0.004	0.350
31.07.2014	4 ¹⁰ -4 ⁴⁰	Str. Apelor	20.34	80.5	0.45	992.6	Staționar	H ₂ S	sld	0.015
	4 ¹⁰ -5 ¹⁰	Zona Obor	20.42	80.1	0.44	992.6	E-ESE-SE	SO ₂	sld	0.350
31.07.2014	20 ⁰⁰ -20 ³⁰	Str. Mihai Bravu	25.64	45.6	<0.30	990.3	Staționar	H ₂ S	sld	0.015
	20 ⁰⁰ -21 ⁰⁰	Benzinăria Lukoil	25.49	46.1	<0.30	990.3	Staționar	SO ₂	0.005	0.350
31.07.2014	21 ¹⁰ -21 ⁴⁰	Str. Apelor	25.03	48.3	0.87	990.3	NE-ENE	H ₂ S	sld	0.015
	21 ¹⁰ -22 ¹⁰	Zona Obor	24.68	50.0	0.57	990.3	NE-ENE	SO ₂	0.004	0.350

Legendă: **Poluare semnificativă**; Poluare nesemnificativă

Notă:

- Concentrația maxim admisă pentru **hidrogen sulfurat**, de **0,015 mg/mc** (medie scurtă durată 30 min.), este dată de **STAS 12574/1987** – Aer din zone protejate. Condiții de calitate
- Valoarea limită de emisie pentru **dioxid de sulf**, de **0,350 mg/mc** (perioada de mediere 1 oră), este dată de **Legea nr. 104/2011** privind calitatea aerului înconjurător

Evoluția valorilor orare determinate pe baza măsurărilor în punctele nominalizate este corelată cu traficul din zonă și cu condițiile meteo (direcția și viteza vântului, precipitații). Concentrațiile acestor poluanți gazoși cresc în general la orele cu trafic intens și în perioade cu intensificări ale vitezei vântului.

C. Măsurători concentrații poluanți în aerul ambiental la nivelul anului 2021

În prezent, rafinaria monitorizează calitatea aerului ambiental prin intermediul a două stații montate în zonele Moara Noua și Club Laguna.

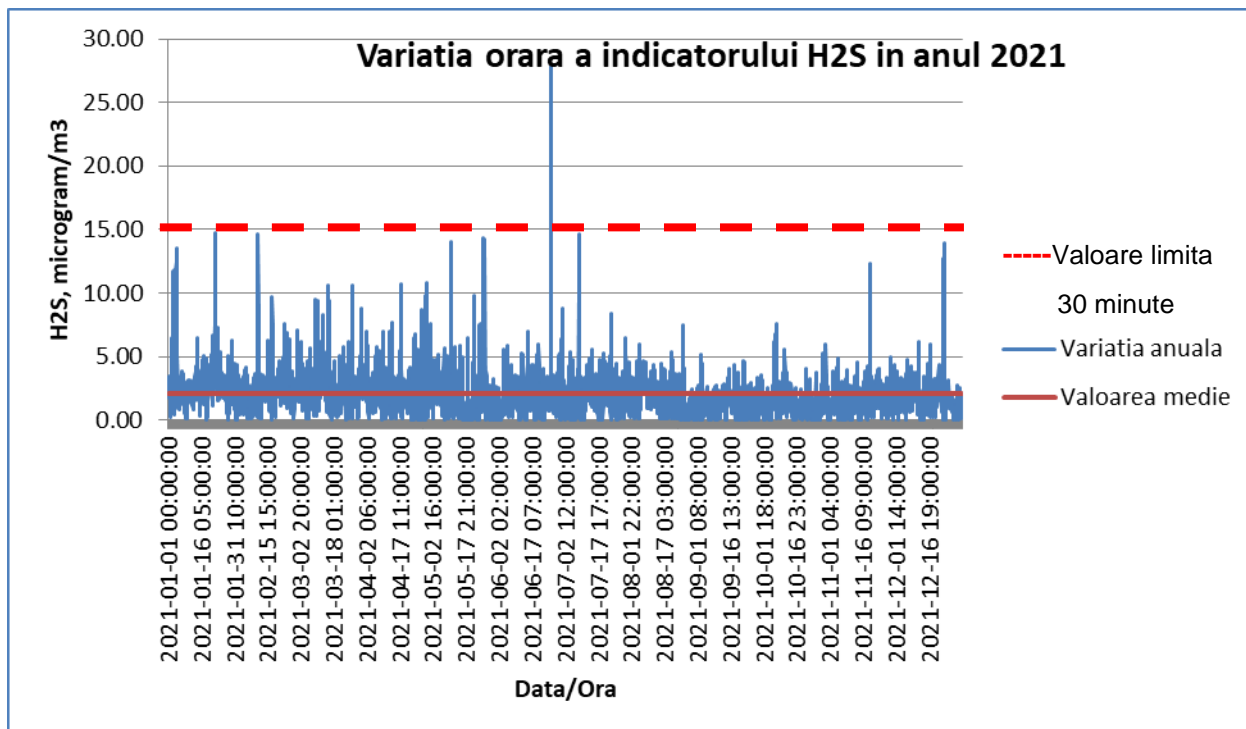
Acestea măsoară următorii indicatori:

- hidrogen sulfurat;
- dioxid de sulf;
- BTX;
- pulberi mecanice;

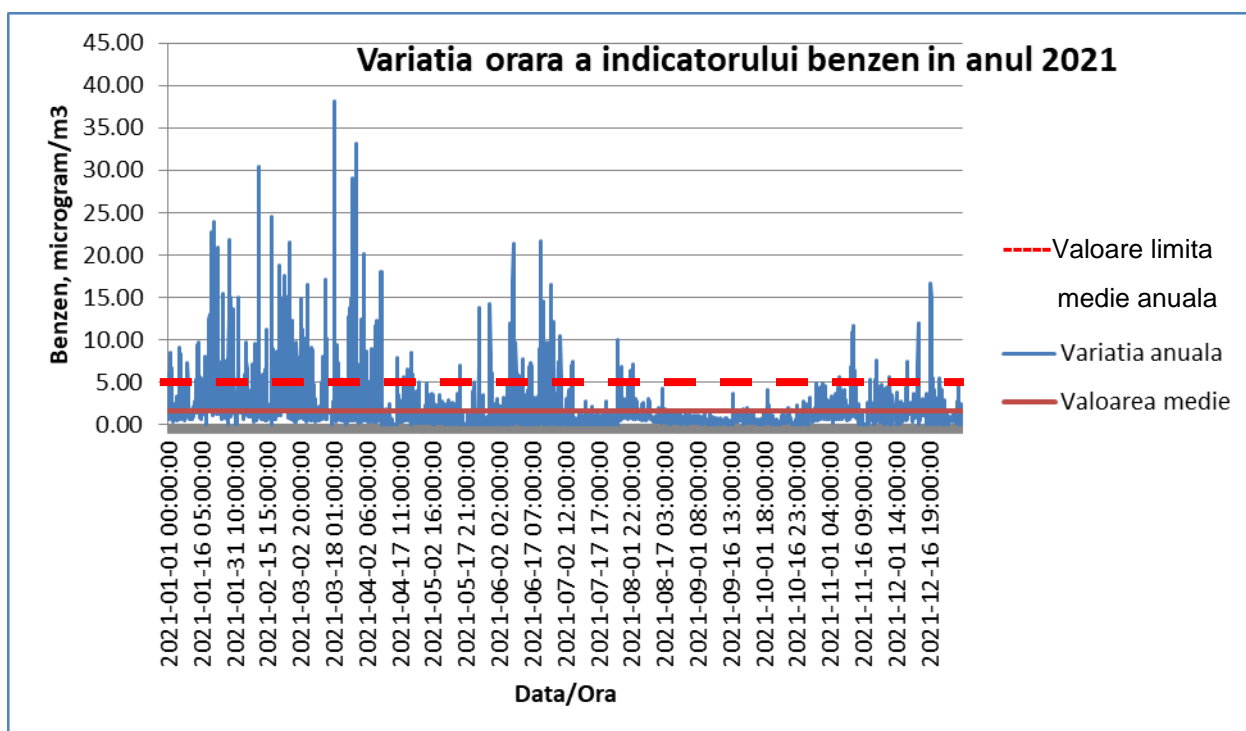
Notă: Conform AIM nr. PH-10 din 10.08.2015 revizuită în data de 02.12.2019 concentrațiile limită admise sunt:

Poluant	Valori limită (μG/MC) /CMA Concentrație maximă admisă (MG/MC):	Timp de mediere
SO ₂	350 μG/MC, a nu se depăși mai mult de 24 de ori într-un an calendaristic	1H
PM ₁₀	50 μG/MC	24 H
H ₂ S	0.015 MG/MC pentru proba medie de scurtă durată	30 min
	0,008 MG/MC pentru proba medie zilnică	24 h
BTEX	5 μG/MC – pentru benzen	anuala

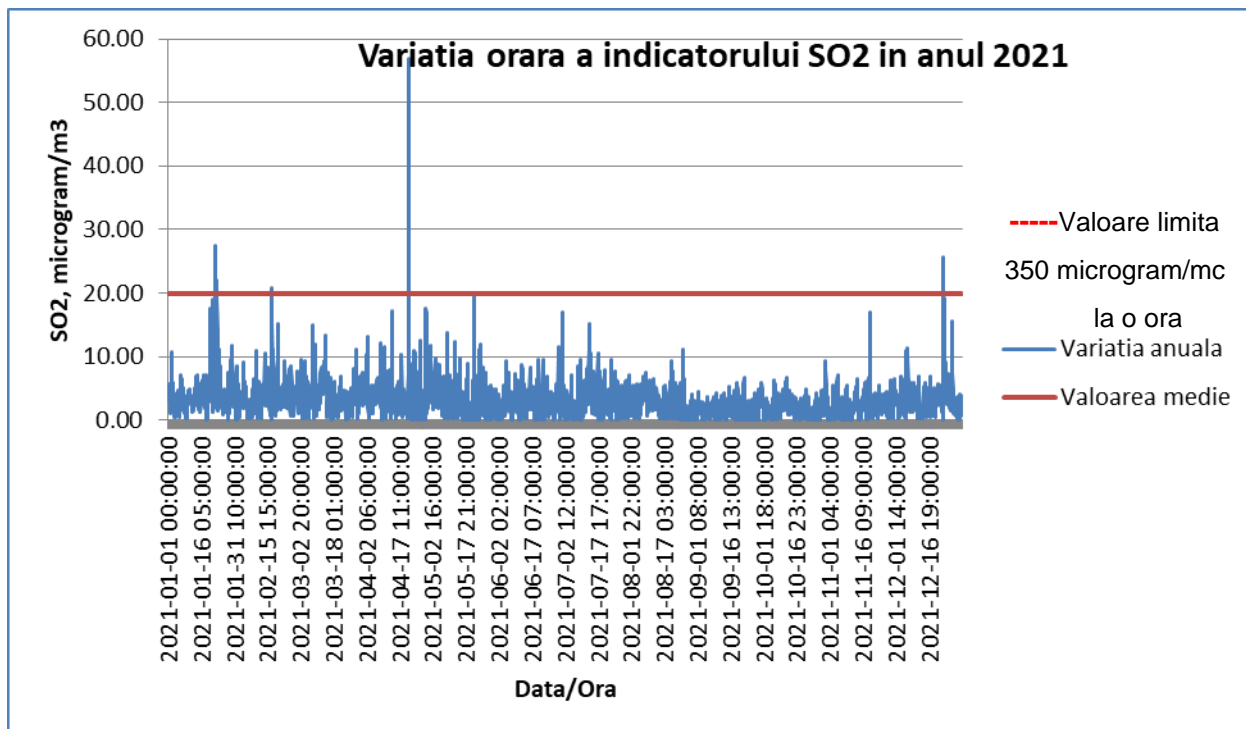
Rezultatele obținute în anul 2021 sunt prezentate în figurile de mai jos:



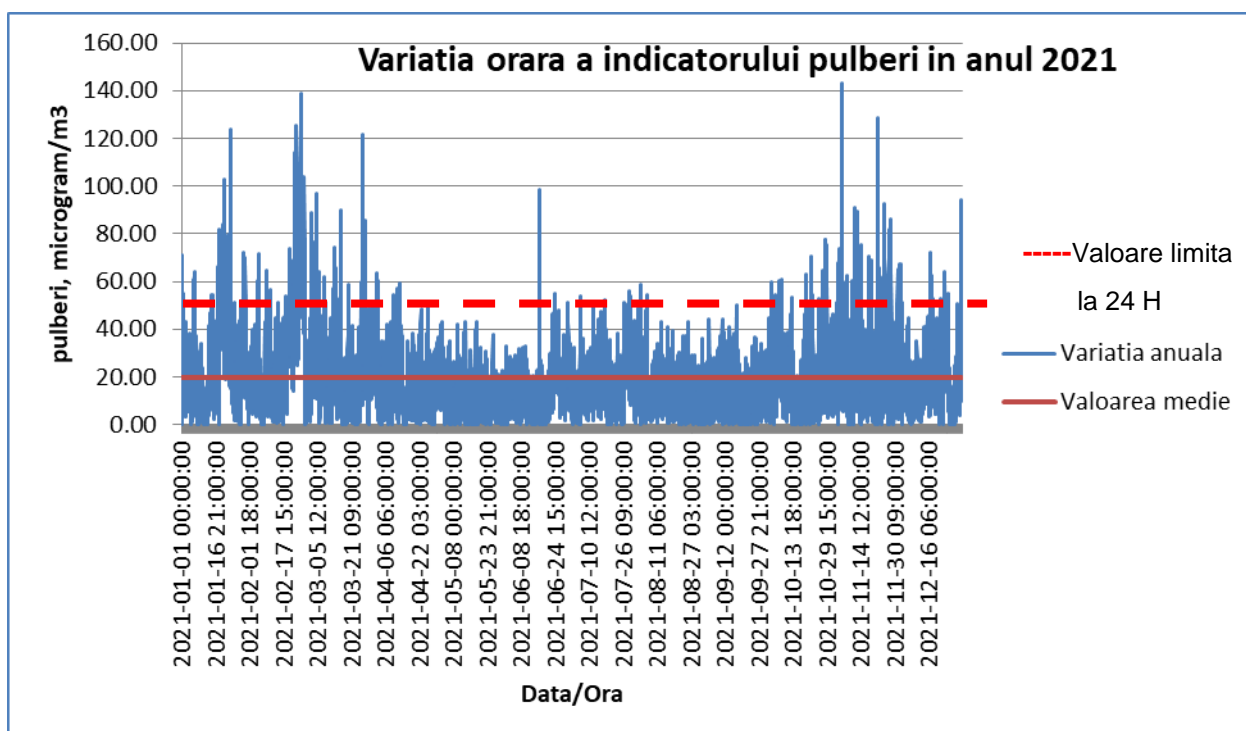
Variatia orara a indicatorului H2S in anul 2021 in statia Laguna



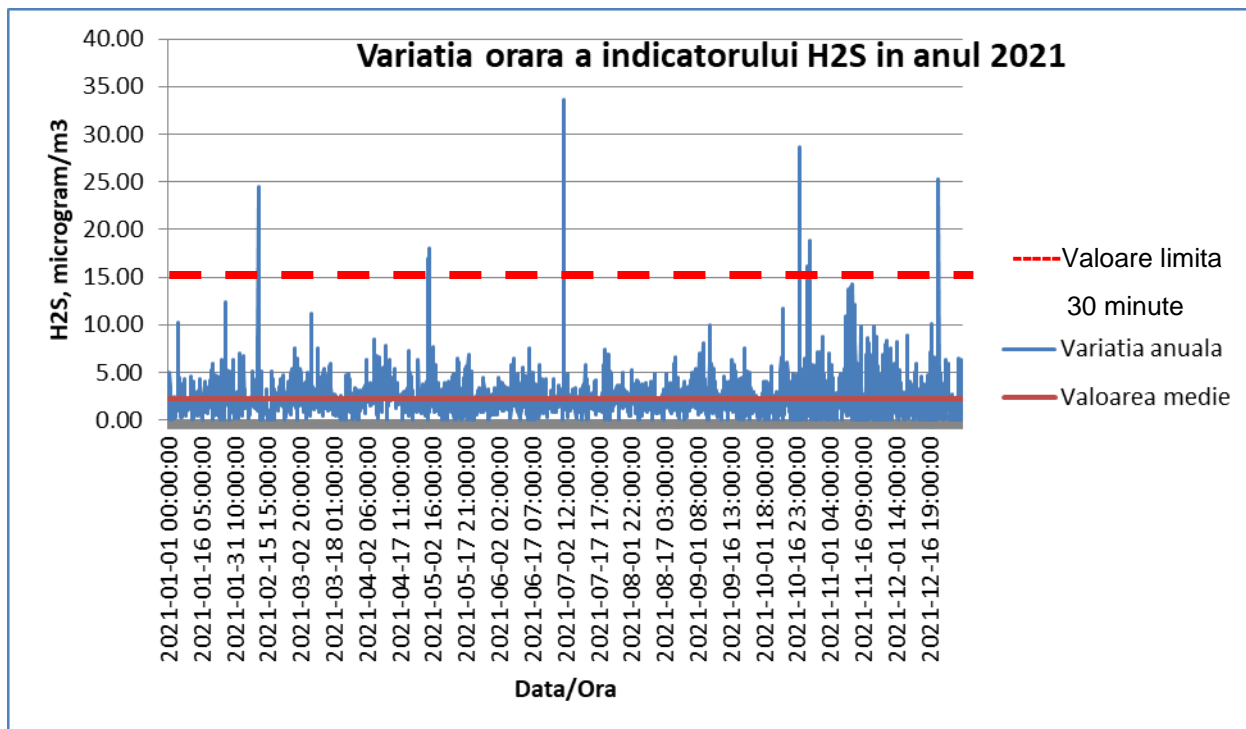
Variatia orara a indicatorului benzen in anul 2021 in statia Laguna



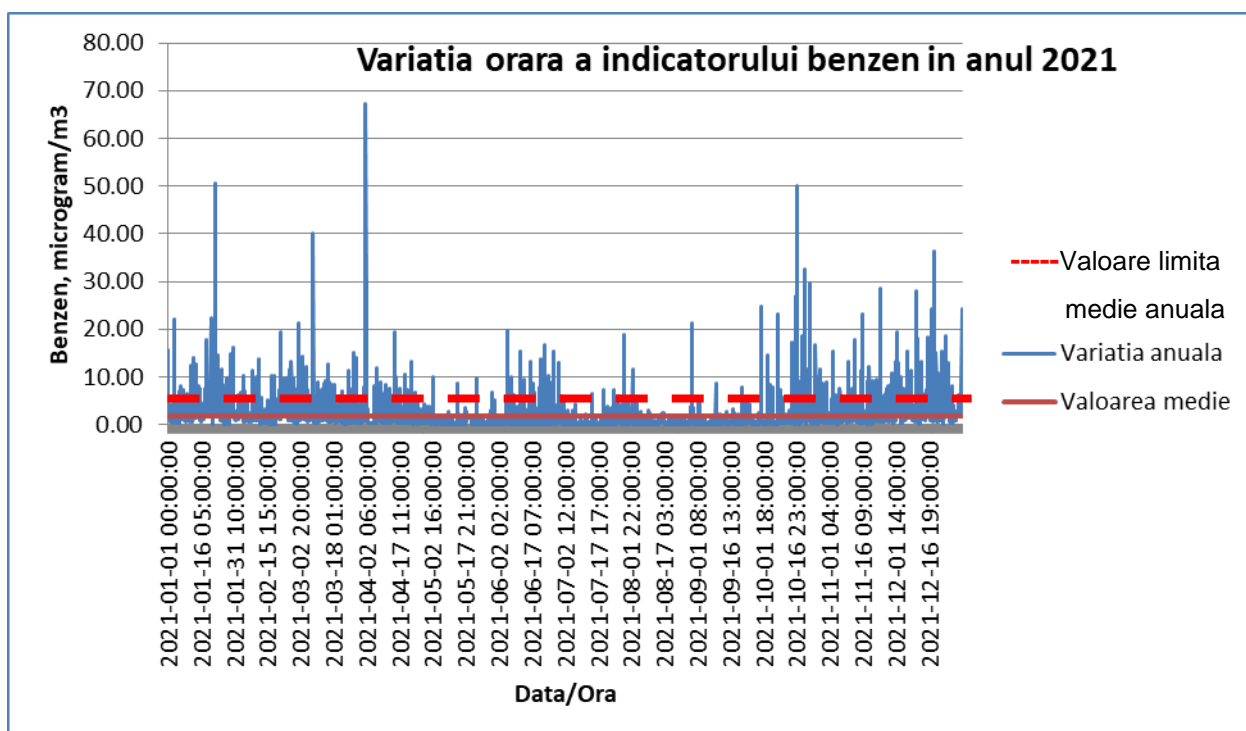
Variatia orara a indicatorului dioxid de sulf in anul 2021 in statia Laguna



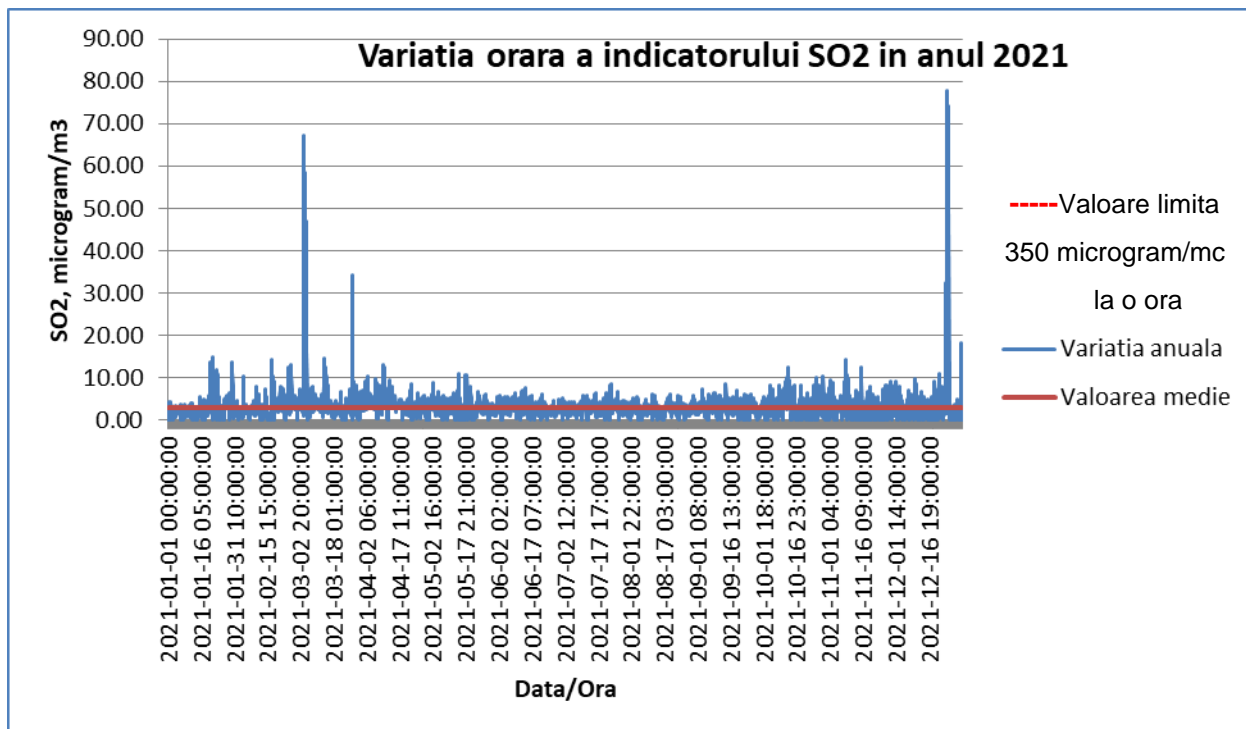
Variatia orara a indicatorului pulberi mecanice in anul 2021 in statia Laguna



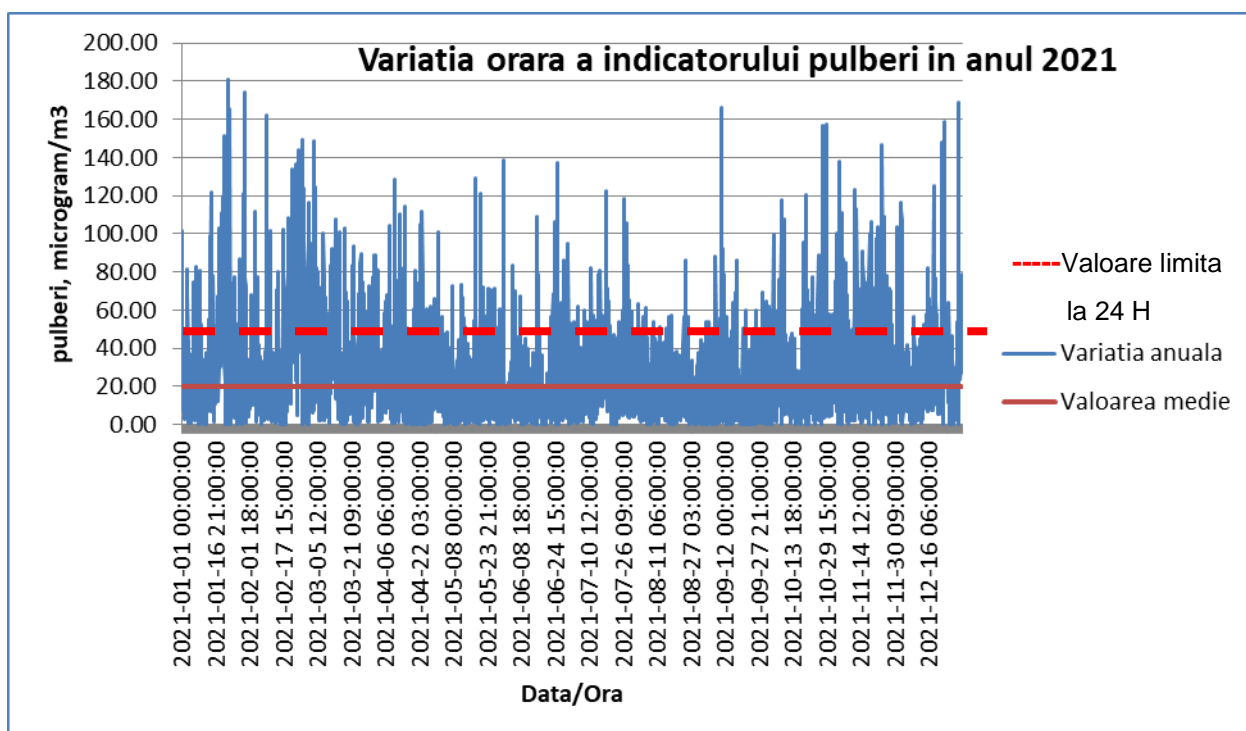
Variatia orara a indicatorului H2S in anul 2021 in statia Moara Noua




Variatia orara a indicatorului benzen in anul 2021 in statia Moara Noua.



Variatia orara a indicatorului SO2 in anul 2021 in statia Moara Noua



Variatia orara a indicatorului pulberi in anul 2021 in statia Moara Noua.

	CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești	Comanda DG-0545 din 15.03.2022
	LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT	Proiect nr. MD 2000.006

Valorile medii pentru toti indicatorii monitorizati in anul 2021 sunt prezentati in tabelul 80:

Tabelul 80

Statia	Indicatorul, micrograme/mc						
	Benzen	Toluen	Etil benzen	Xilen	Dioxid de sulf	Hidrogen sulfurat	Pulberi mecanice
Moara Noua	1.77	2.45	0.47	0.48	3.05	2.19	27.26
Laguna	1.59	1.66	1.38	0.60	3.10	2.06	19.85

Depasirile inregistrate la indicatorul H₂S pe statiile Laguna si Moara Noua au fost analizate prin prisma conditiilor meteo si a prezentei altor surse in zona si s-a constatat ca valorile inregistrate nu pot fi imputate rafinarii, ca urmare nu s-au aplicat sanctiuni.

CONCLUZII:

- **Valorile concentratiei poluantului H₂S măsurate în cursul anului 2021 la imisii au inregistrat dapasiri ale valorilor limita admise pentru aerul ambiental astfel: o singura data la statia Laguna si de 7 ori la statia Moara Noua, determinand un **IMPACT MINOR** asupra aerului ambiental datorat acestui poluant;**
- **Valoarea media anuala a concentratie poluantului benzen masurate în cursul anului 2021 la cele doua statii de monitorizare, Laguna si Moara Noua se situează sub valoarea limită admisa de legislație în aerul ambiental, determinand un **IMPACT NESEMNIFICATIV** asupra aerului ambiental datorat acestui poluant;**
- **Valorile concentrației poluantului SO₂ măsurate în cursul anului 2021 la imisii la cele doua statii de monitorizare, Laguna si Moara Noua se situează mult sub valorile limită admise de legislație în aerul ambiental, determinând un **IMPACT NESEMNIFICATIV** asupra aerului ambiental datorat acestor poluanți;**
- **Valorile concentratiei poluantului pulberi măsurate în cursul anului 2021 la imisii la cele doua statii de monitorizare, Laguna si Moara Noua au inregistrat multiple dapasiri ale valorilor limita admise pentru aerul ambiental, determinand un **IMPACT MODERAT** asupra aerului ambiental datorat acestui poluant;**

D. Studiu de dispersie poluanți emiși din surse dirijate și nedirijate de pe platforma PETROTEL – LUKOIL, 2012, WESTAGEM

În luna iunie 2012 si decembrie 2017, firma **WESTAGEM** a elaborat "**Studiul de dispersie a poluanților emiși, specifici activităților de rafinare a petrolului din cadrul S.C PETROTEL - LUKOIL S.A.**" pentru a caracteriza impactul activităților Rafinării la poluarea zonei Municipiului Ploiești și a unităților administrativ-teritoriale învecinate.

Studiul de dispersie al poluanților emiși, specifici activităților de rafinare a petrolului din cadrul S.C. PETROTEL - LUKOIL S.A. au fost depuse de titularul activității la autoritatea competenta.

Aspecte principale tratate în Studiul de dispersie și concluziile studiului sunt prezentate în continuare.

Obiectivele urmărite în Studiul de dispersie:

inventarul emisiilor de poluanți atmosferici (COV_{nm}, benzen, NO_x, SO₂, TSP, PM₁₀, PM_{2,5}, CO, Pb, Cd, Hg, As, Ni, benzo(a)piren, NH₃) pentru toate sursele punctuale și de suprafață;

evaluarea comparativă cu cele mai bune tehnici disponibile (BAT) pentru controlul (reducerea) emisiilor de poluanți în atmosferă și respectarea nivelurilor emisiilor de poluanți de la sursele dirijate din rafinăria PETROTEL - LUKOIL impuse de BAT;

verificarea respectării valorilor limită la emisie la nivelul anului 2011 impuse prin Autorizația integrată de mediu în vigoare și a posibilităților de respectare a valorilor limită la emisie valabile după expirarea termenului de conformare, prin realizarea măsurilor cuprinse în Planul de acțiune și luarea în considerare a tehnicilor BAT aplicabile;

modelarea matematică a dispersiei poluanților atmosferici specifici emiși din activitățile rafinării și descrierea modelului de dispersie utilizat;

reprezentarea grafică a rezultatelor modelării sub forma hărților de dispersie;

analiza rezultatelor modelării și concluzii cu privire la impactul asupra calității aerului ambiental;

analiza gradului de conformare cu Planul de acțiuni la Autorizația integrată de mediu în vigoare și măsuri pentru reducerea emisiilor și a impactului asupra calității aerului.

Studiul identifică sursele dirijate și nederijate (de suprafață, de volum) luate în calcul la modelarea matematică a dispersiei și anume:

☞ **surse dirijate:**

- coșuri ale cuptoarelor de proces de la instalațiile tehnologice și ale instalațiilor energetice;

- coșul de la regeneratorul de catalizator de la cracare catalitică;

- coșul de evacuare a gazelor rezultate din procesul de recuperare a sulfului (cu sau fără incinerator al gazelor de coadă);

- alte coșuri de evacuare a gazelor de proces de la diferite instalații.

☞ **surse nederijate:**

- scurgeri prin neetanșeitățile componentelor echipamentelor sub presiune (valve, flanșe, garnituri pompe/compresoare, robinete etc.) la nivelul instalațiilor tehnologice;

- epurarea apelor uzate – în special, separatoarele de hidrocarburi;

- arderea gazelor la faclă – sursă punctuală nederijată;

- răcirea apei în turnurile de răcire;

- transferul, stocarea, manevrarea produselor petroliere.

Pentru anul 2011 sunt descrise atât sursele dirijate (instalațiile în care sunt sursele, caracteristici ale coșurilor de evacuare a poluanților în aer - înălțimea geometrică a coșului, diametrul interior la vârf al coșului -, temperatura gazelor la evacuarea în atmosferă, viteza de evacuare în atmosferă a gazelor, debitele volumice ale gazelor evacuate), cât și sursele nederijate.

De asemenea, studiul nominalizează poluanții specifici emiși către atmosferă din activitățile desfășurate pe amplasament - compușii organici volatili nemetanici (COV_{nm}), benzen, hidrogen sulfurat, oxizi de sulf, oxizi de azot, monoxid de carbon, hidrocarburi aromatice policiclice (HAP), particule în suspensie, metale (As, Hg, Ni, V, Cd, Cr, Cu, Pb și Zn) și modul de generare al acestora (ca emisii difuze, sau punctiforme, din procese tehnologice, de ardere a combustibililor etc.)

Evaluarea impactului surselor de emisie a poluanților atmosferici, aferente Rafinării PETROTEL - LUKOIL, s-a efectuat prin modelare matematică, rezultatele raportându-se la valorile limită prevăzute de **Legea nr. 104 din 15.06.2011** privind calitatea aerului înconjurător.

Modelarea matematică a dispersiei poluanților s-a efectuat pentru următorii poluanți: COV_{nm} , benzen, NO_x , SO_2 , PM_{10} , $PM_{2,5}$, CO, Pb, Cd, Hg, As, Ni.

Legea nr. 104/2011 privind calitatea aerului înconjurător stabilește valori limită pentru dioxid de sulf, oxizi de azot, particule în suspensie PM_{10} și $PM_{2,5}$, plumb, benzen, monoxid de carbon, arsen, cadmiu, nichel, mercur.

Pentru compușii organici volatili nemetanici (COV_{nm}) legislația în vigoare nu impune o valoare limită sau o valoare țintă.

Pentru H_2S , datorită emisiilor mici de la incineratorul instalației DGRS, nu s-a considerat necesară modelarea dispersiei.

Pentru sursele de emisii dirijate (coșurile aferente cuptoarelor de proces, incineratorului instalației de desulfurare gaze și recuperare sulf, respectiv regeneratoarelor instalației de cracare catalitică) modelarea s-a efectuat pentru regimul de funcționare din anul 2011, luându-se în considerare numărul de ore de funcționare în fiecare lună corespunzător fiecărei instalații.

Pentru rezervoare, modelarea dispersiei a ținut cont de variația lunară a emisiilor în funcție de variația lunară a parametrilor meteorologici.

Celelalte surse de emisii difuze și faclele au fost considerate ca având emisii continue.

Sursele de emisii dirijate au fost modelate ca surse punctuale, faclele - ca surse de volum, iar sursele de emisii difuze – ca surse de suprafață.

Modelarea dispersiei a fost efectuată pentru un regim normal de funcționare al instalațiilor tehnologice.

Pentru modelarea dispersiei poluanților generați de funcționarea rafinării PETROTEL - LUKOIL a fost utilizat modelul AERMOD, un model de pană staționară de tip gaussian, aplicabil atât zonelor rurale, cât și urbane, pe teren plat sau complex, pentru emisii la suprafață sau la înălțime și pentru surse multiple, de toate categoriile: punctuale, de suprafață și de volum.

Datele de intrare pentru modelul de dispersie AERMOD sunt reprezentate de:

date meteorologice orare;

date de teren: grila cu scara înălțimii terenului; date legate de utilizarea terenurilor și de tipul de acoperire a terenului, în funcție de anotimp (pentru calculul depunerilor);

date legate de rețeaua de receptori: coordonatele geografice și înălțimea deasupra nivelului mediu al mării pentru fiecare receptor;

date legate de sursele de emisie: parametri fizici ai surselor (coordoanatele geografice, elevația, înălțimea de emisie, pentru sursele punctuale și diametrul interior la vârf)


date de emisie: rata de emisie pentru fiecare poluant, pentru sursele punctuale și temperatura și viteza gazelor la evacuarea în atmosferă, iar pentru sursele volumice dimensiunile inițiale ale penei;

factori de variație temporală (orară) a emisiilor;

concentrații de fond;

date legate de clădirile care influențează dispersia: coordonatele geografice ale colțurilor clădirilor și înălțimea acestora.

Calcululele de dispersie au fost efectuate pe o grilă de receptori cu dimensiunile 20 km x 20 km și pasul de 500 m, cu centrul în Municipiul Ploiești.

	CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești	Comanda DG-0545 din 15.03.2022
	LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT	Proiect nr. MD 2000.006

Datele de ieșire sunt reprezentate de câmpurile de concentrații în nodurile rețelei de receptori definite. AERMOD calculează, pentru fiecare receptor, concentrații maxime, medii, percentile, valorile ce depășesc un anumit prag, pe diverse perioade de mediere: oră, zi, lună, an, multianuală, etc.

REZULTATELE MODELĂRII

Rezultatele modelării sunt prezentate grafic sub forma hărților de dispersie, care prezintă curbele de izoconcentrații pentru toți poluanții pentru care s-a realizat modelarea dispersiei, pentru toate intervalele de mediere relevante, suprapuse peste harta geografică a zonei.

CONCLUZII STUDIU DE DISPERSIE WESTAGEM

Rezultatele modelării matematice a impactului generat de funcționarea individuală a obiectivului conduc la următoarele concluzii:

☛ **Compușii organici volatili nemetanici:**

Calcululele de dispersie au pus în evidență concentrații mari de COV_{nm} distribuite pe arii extinse ce acoperă platforma industrială, dar care pot include și zone locuite din diferite localități învecinate.

Cele mai mari valori ale concentrațiilor se ating, în cazul luării în considerare a tuturor surselor de emisii de COV_{nm} de pe amplasament, în interiorul perimetrului industrial, în partea de sud a acestuia.

Datorită faptului că sursele importante de emisii de COV_{nm} sunt surse de înălțime mică, nedirijate, aria de impact maxim ce corespunde contribuției individuale a fiecărui grup luat în considerare - echipamentele ce vehiculează fluide sub presiune, separatoarele de hidrocarburi, rezervoarele de stocare a țițeiului și produselor petroliere, rampele de încărcare produse petroliere, și, respectiv, turnurile de răcire - este localizată în interiorul perimetrului industrial și în imediata vecinătate a acestuia, în zona grupului de surse respectiv.

Dintre zonele din municipiul Ploiești la nivelul cărora a fost analizat impactul rafinării, în cazul luării în considerare a tuturor surselor de emisii de COV_{nm} de pe amplasament, cele mai mari valori ale concentrațiilor se ating în Cartier Est, Cartier Est - zona Bereasca și în Cartier Sud. Valori ridicate se ating și în cele mai apropiate localități de perimetrul rafinării din unitatea administrativ-teritorială Berceni (peste $1000 \mu g/m^3$).

Dintre grupurile de surse al căror impact a fost analizat individual, cele mai mari concentrații de COV_{nm} în zonele locuite sunt generate de echipamentele ce vehiculează fluide sub presiune, separatoarele de hidrocarburi și rezervoare.

Referitor la impactul asupra calității aerului generat de compușii organici volatili este necesar a se face următoarele precizări/recomandări:

Nu există obiective/indicatori de calitate în legislația națională care să impună limitarea concentrațiilor de COV_{nm} sub anumite valori.

Metodologiile curente utilizate la nivel internațional și care au stat la baza estimărilor de emisii de COV_{nm} asociate diferitelor surse în acest studiu, nu permit dezagregarea acestor emisii pe specii chimice, astfel încât cuantificarea impactului la nivelul calității aerului pe fiecare dintre specii să poată utiliza alte criterii precum valori prag/risc (asupra sănătății, asupra mirosului, etc.). În acest context, fără determinarea speciațiilor chimice, nu se poate preciza cu siguranță dacă valorile

modelate ale concentrațiilor (chiar dacă sunt mari pe anumite zone) generează un impact olfactiv sau prezintă risc pentru sănătatea populației din arealurile învecinate.

Singura metodă de determinare cu precizie a speciilor chimice existente la nivelul emisiilor de COV_{nm} generate de activitățile de rafinare a petrolului rămân determinările analitice (măsurările) în calitatea aerului care pot pune în evidență dacă există sau nu specii chimice ce prezintă risc asupra sănătății, impact olfactiv sau afectează alte tipuri de receptori (vegetație, ecosistem, etc.) și care în același timp pot indica sursele/grupurile de surse care sunt responsabile de aceste emisii.

☞ **Benzen:**

Cele mai mari concentrații se ating în interiorul perimetrului industrial, în partea de sud, în zona parcurilor de rezervoare. Cele mai mari valori atinse în zonele locuite sunt mult mai mici decât valoarea maximă înregistrată pe amplasament.

Valoarea maximă a concentrației medii anuale de benzen estimată în zonele locuite este mult sub valoarea limită impusă prin Legea nr. 104/2011.

Având în vedere faptul că pentru o serie de surse de emisie importante de COV_{nm}, precum echipamentele ce vehiculează fluide sub presiune, separatoarele de hidrocarburi sau turnurile de răcire, nu au putut fi estimate distinct emisiile de benzen, valorile concentrațiilor de benzen obținute prin modelare sunt o măsură a impactului exclusiv al celorlalte categorii de surse și se datorează în cea mai mare parte rezervoarelor.

☞ **Cealalți poluanți - NO_x, SO₂, CO, particule PM_{2,5} și PM₁₀, As, Cd, Ni, Hg:**

Ariile de impact maxim sunt situate în interiorul amplasamentului rafinării, precum și în exteriorul acestuia, în sectoarele NE sau SV – în partea de SE a municipiului Ploiești, în funcție de intervalul de mediere. În zonele locuite, concentrațiile cele mai mari sunt atinse în Cartierul Est al municipiului Ploiești și în localitatea Moara Nouă.

Valorile maxime ale concentrațiilor estimate în zonele locuite se situează, pentru toți poluanții avuți în vedere și pentru toate intervalele de mediere relevante, mult sub valorile limită, valorile țintă, respectiv nivelurile critice impuse prin Legea nr. 104/2011.

Efectul sinergic al poluanților:


Efectul sinergic asupra calității aerului înconjurător al emisiilor surselor aparținând Rafinării LUKOIL, determinat conform STAS 12574/1987 „Aer în zone protejate. Condiții de calitate”, se află mult sub valoarea maximă admisă, pentru toate grupele de poluanți și intervale de mediere.

EMISII FUGITIVE LA LOCUL DE MUNCĂ

Având în vedere specificul activității, pentru a respecta cerințele legislației privind securitatea și sănătatea în muncă, laboratorul PROWATER-ECOSISTEM realizează lunar măsurători la locurile de muncă cu potențial de emisie poluanți în aerul ambiental.

Poluanții monitorizați sunt:

- benzină
- motorină
- H₂S
- CO

	CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești	Comanda DG-0545 din 15.03.2022
	LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT	Proiect nr. MD 2000.006

- CO₂
- MEA
- 1,2-Diclorețan
- DEA
- gaze lichefiate
- alcool metilic
- SO₂
- NH₃
- MDEA
- pentan
- hexan
- propan

Punctele în care sunt măsurate noxele și valorile determinate la nivelul lunilor iunie și iulie 2014 sunt prezentate în Tabelul 81 respectiv pentru lunile iunie și iulie 2021 în Tabelul 82.

Tabelul 81: Monitorizare noxe chimice PETROTEL - LUKOIL – iunie, iulie 2014

Data	Loc prelevare probă	Tip prelevare	Oră prelevare	T (°C)	U.R (%)	V _{c.a} (m/s)	P _{atm.} (hPa)	Noxa	Valoare limită (mg/mc)		Valoare determinată (mg/mc)	
									Termen scurt	8 ore	Cm	CMPT
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
ARIA 1 / Instalația DAV3												
01.06.14	Zonă vase 01-V15,V15A	SA	7 ³⁰ -7 ⁴⁵	15.60	80.2	0.82	990.1	H ₂ S	14	7	0.22	0.76
		SA	11 ³⁰ -11 ⁴⁵	19.50	53.9	<0.30	989.9	H ₂ S	14	7	1.13	
		SA	15 ³⁰ -15 ⁴⁵	20.80	57.9	2.09	989.9	H ₂ S	14	7	0.94	
09.06.14	Zonă 01-P4,P5,P8,P9,P11	SA	8 ³⁰ -9 ⁴⁰	27.67	46.5	0.81	1000.3	Benzină	500	300	-	10.91
		SA						Motorină	1000	700	-	5.03
	Zonă 01-P21,P40	SA	9 ⁵⁰ -11 ⁰⁰	29.12	43.5	<0.30	1000.5	Motorină	1000	700	-	5.92
	Zonă 01-V15,V15A	SA	13 ⁰⁰ -14 ¹⁰	28.14	41.6	0.94	1000.0	Motorină	1000	700	-	15.46
	Zonă 01-D1, 01-S21,S14, S13	SA	14 ²⁰ -15 ³⁰	29.96	38.4	2.17	1000.1	Motorină	1000	700	-	11.43
15.06.14	Zonă vase 01-V15,V15A	SA	7 ³⁰ -7 ⁴⁵	18.37	73.2	0.93	995.4	H ₂ S	14	7	2.84	2.99
		SA	11 ³⁰ -11 ⁴⁵	18.31	70.2	1.27	996.7	H ₂ S	14	7	2.70	
		SA	15 ³⁰ -15 ⁴⁵	19.03	62.2	0.47	996.8	H ₂ S	14	7	3.42	
01.07.14	Zonă vase 01-V15,V15A	SA	7 ³⁰ -7 ⁴⁵	18.88	79.8	0.48	992.8	H ₂ S	14	7	0.28	0.94
		SA	11 ³⁰ -11 ⁴⁵	22.87	66.9	1.10	994.4	H ₂ S	14	7	1.18	
		SA	15 ³⁰ -15 ⁴⁵	23.91	65.1	<0.30	994.7	H ₂ S	14	7	1.36	
11.07.14	Zonă vase 01-V15,V15A	SA	7 ³⁰ -7 ⁴⁵	17.10	100	0.45	983.1	H ₂ S	14	7	4.31	2.45
		SA	11 ³⁰ -11 ⁴⁵	22.33	73.7	0.72	984.5	H ₂ S	14	7	2.36	
		SA	15 ³⁰ -15 ⁴⁵	24.49	62.8	<0.30	983.9	H ₂ S	14	7	0.67	
ARIA 1 / Instalațiile HPM + Fabrici H2												
01.06.14	Zonă compresor 06-K3	SA	7 ⁵⁰ -8 ⁰⁵	16.10	77.6	0.30	990.0	H ₂ S	14	7	0.16	0.17
		SA	11 ⁵⁰ -12 ⁰⁵	20.30	53.6	0.77	989.9	H ₂ S	14	7	0.17	
		SA	15 ⁵⁰ -16 ⁰⁵	21.50	54.0	<0.30	989.9	H ₂ S	14	7	0.18	
08.06.14	Zonă parc Furfurol (T18-T21), CP Furfurol	SA	13 ⁰⁰ -14 ¹⁰	29.49	35.1	1.59	999.4	Motorină	1000	700	-	13.13
15.06.14	Zonă compresor 06-K3	SA	7 ⁵⁰ -8 ⁰⁵	18.51	74.6	0.43	995.4	H ₂ S	14	7	0.20	0.28
		SA	11 ⁵⁰ -12 ⁰⁵	17.92	71.5	<0.30	996.8	H ₂ S	14	7	0.20	



CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești

LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT

Comanda DG-0545 din
15.03.2022

Proiect nr.
MD 2000.006

Data	Loc prelevare probă	Tip prelevare	Oră prelevare	T (°C)	U.R (%)	V _{c.a} (m/s)	Patm. (hPa)	Noxa	Valoare limită (mg/mc)		Valoare determinată (mg/mc)	
									Termen scurt	8 ore	Cm	CMPT
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
01.07.14	Zonă compresor 06-K3	SA	15 ⁵⁰ -16 ⁰⁵	18.92	63.1	0.87	996.8	H ₂ S	14	7	0.44	0.11
		SA	7 ⁵⁰ -8 ⁰⁵	18.62	82.1	1.06	992.9	H ₂ S	14	7	0.14	
		SA	11 ⁵⁰ -12 ⁰⁵	23.49	65.6	1.34	994.3	H ₂ S	14	7	0.09	
11.07.14	Zonă compresor 06-K3	SA	15 ⁵⁰ -16 ⁰⁵	23.32	66.7	0.68	994.7	H ₂ S	14	7	0.09	0.08
		SA	7 ⁵⁰ -8 ⁰⁵	17.50	100	0.50	983.1	H ₂ S	14	7	0.08	
		SA	11 ⁵⁰ -12 ⁰⁵	22.53	73.7	<0.30	984.5	H ₂ S	14	7	0.09	
13.07.14	Zonă cuptor 06-H1, vas 06-V8	TD	7 ³⁰ -7 ³⁶	20.63	65.3	1.14	992.8	CO	30	20	<1.16	<1.16
		TD	11 ³⁰ -11 ³⁶	22.83	41.9	1.61	994.0	CO	30	20	<1.16	
		TD	15 ³⁰ -15 ³⁶	28.83	41.8	1.56	993.9	CO	30	20	<1.16	
		TD	7 ³⁸ -7 ⁴⁰	20.63	65.3	1.14	992.8	CO ₂	-	9000	560.2	684.1
		TD	11 ³⁸ -11 ⁴⁰	28.23	41.9	1.61	994.0	CO ₂	-	9000	746.0	
	TD	15 ³⁸ -15 ⁴⁰	28.83	41.8	1.56	993.9	CO ₂	-	9000	746.1		
Zonă vas 06-V10, pompă 06-P9	TD	7 ⁵⁰ -7 ⁵¹	20.69	64.6	2.06	992.7	MEA	7.6	2.5	<0.19	<0.19	
	TD	11 ⁵⁰ -11 ⁵¹	28.62	42.0	0.66	994.1	MEA	7.6	2.5	<0.19		
	TD	15 ⁵⁰ -15 ⁵¹	30.14	43.3	0.86	993.9	MEA	7.6	2.5	<0.19		
ARIA 1 / Instalațiile HB-RC-FG-Izomerizare												
01.06.14	Zonă compresor 03-K1A	SA	8 ¹⁰ -8 ²⁵	16.00	82.0	<0.30	989.9	H ₂ S	14	7	1.28	1.26
		SA	12 ¹⁰ -12 ²⁵	20.40	52.3	0.93	989.9	H ₂ S	14	7	1.22	
		SA	16 ¹⁰ -16 ²⁵	20.50	52.1	0.32	990.0	H ₂ S	14	7	1.27	
08.06.14	Zonă pompe 03-P1,P3,P5, 04-P2,P4,P5	SA	8 ³⁰ -9 ⁴⁰	25.07	42.0	1.58	999.4	Benzină	500	300	-	25.44
	Zonă pompe 04-P1, 76-P1	SA	9 ⁵⁰ -11 ⁰⁰	26.37	41.8	1.42	999.6	Benzină	500	300	-	50.85
15.06.14	Zonă compresor 03-K1A	SA	8 ¹⁰ -8 ²⁵	18.20	75.6	1.06	995.3	H ₂ S	14	7	1.14	1.08
		SA	12 ¹⁰ -12 ²⁵	17.60	72.7	1.51	996.7	H ₂ S	14	7	0.98	
		SA	16 ¹⁰ -16 ²⁵	18.77	63.5	1.40	996.8	H ₂ S	14	7	1.12	
01.07.14	Zonă compresor 03-K1A	SA	8 ¹⁰ -8 ²⁵	19.10	80.2	<0.30	993.6	H ₂ S	14	7	1.32	1.28
		SA	12 ¹⁰ -12 ²⁵	24.36	61.5	0.34	994.3	H ₂ S	14	7	1.40	



CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești

LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT

Comanda DG-0545 din
15.03.2022

Proiect nr.
MD 2000.006

Data	Loc prelevare probă	Tip prelevare	Oră prelevare	T (°C)	U.R (%)	V _{c.a} (m/s)	Patm. (hPa)	Noxa	Valoare limită (mg/mc)		Valoare determinată (mg/mc)	
									Termen scurt	8 ore	Cm	CMPT
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
11.07.14	Zonă compresor 03-K1A	SA	16 ¹⁰ -16 ²⁵	22.66	69.6	1.20	995.0	H ₂ S	14	7	1.11	0.90
		SA	8 ¹⁰ -8 ²⁵	17.90	100	0.75	983.9	H ₂ S	14	7	1.04	
		SA	12 ¹⁰ -12 ²⁵	22.11	74.1	<0.30	984.4	H ₂ S	14	7	0.42	
		SA	16 ¹⁰ -16 ²⁵	24.80	60.6	<0.30	983.9	H ₂ S	14	7	1.24	
13.07.14	Zonă cuptoare 04-H1,H2,H3, 03-H1	TD	8 ⁰⁰ -8 ⁰⁶	20.74	64.7	1.47	992.8	CO	30	20	<1.16	<1.16
		TD	12 ⁰⁰ -12 ⁰⁶	30.03	39.9	<0.30	994.0	CO	30	20	<1.16	
		TD	16 ⁰⁰ -16 ⁰⁶	28.68	39.6	<0.30	993.9	CO	30	20	<1.16	
		TD	8 ⁰⁸ -8 ¹⁰	20.74	64.7	1.47	992.8	CO ₂	-	9000	746.9	746.3
		TD	12 ⁰⁸ -12 ¹⁰	30.03	39.9	<0.30	994.0	CO ₂	-	9000	746.0	
		TD	16 ⁰⁸ -16 ¹⁰	28.68	39.6	<0.30	993.9	CO ₂	-	9000	746.1	
	Zonă cuptoare 03-H2, 04-H5	TD	8 ²⁰ -8 ²⁶	20.55	66.7	1.26	992.9	CO	30	20	<1.16	<1.16
		TD	12 ²⁰ -12 ²⁶	25.97	46.3	<0.30	994.1	CO	30	20	<1.16	
		TD	16 ²⁰ -16 ²⁶	27.89	41.7	0.33	994.0	CO	30	20	<1.16	
		TD	8 ²⁸ -8 ³⁰	20.55	66.7	1.26	992.9	CO ₂	-	9000	746.8	746.2
		TD	12 ²⁸ -12 ³⁰	25.97	46.3	<0.30	994.1	CO ₂	-	9000	745.9	
	Zonă CCR	TD	16 ²⁸ -16 ³⁰	27.89	41.7	0.33	994.0	CO ₂	-	9000	746.0	<12.39
		TD	8 ⁴⁰ -8 ⁴⁶	20.89	66.2	1.26	992.9	1,2-Diclorețan	70	30	<12.39	
TD		12 ⁴⁰ -12 ⁴⁶	31.21	39.6	0.40	993.9	1,2-Diclorețan	70	30	<12.39		
		TD	16 ⁴⁰ -16 ⁴⁶	30.57	38.9	0.33	993.9	1,2-Diclorețan	70	30	<12.39	



CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești

LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT

Comanda DG-0545 din
15.03.2022

Proiect nr.
MD 2000.006

Data	Loc prelevare probă	Tip prelevare	Oră prelevare	T (°C)	U.R (%)	V _{c.a} (m/s)	P _{atm.} (hPa)	Noxa	Valoare limită (mg/mc)		Valoare determinată (mg/mc)	
									Termen scurt	8 ore	Cm	CMPT
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
ARIA 2 / Instalațiile CC-FG-CC												
03.06.14	Zonă stripare ape uzate, vas facilă 09-FV104	SA	7 ³⁰ -7 ⁴⁵	16.90	76.7	<0.30	996.1	H ₂ S	14	7	0.16	0.14
		SA	11 ³⁰ -11 ⁴⁵	21.70	61.4	0.87	996.2	H ₂ S	14	7	0.08	
		SA	15 ³⁰ -15 ⁴⁵	24.30	49.2	<0.30	994.7	H ₂ S	14	7	0.17	
	Zonă compresor 09-GC1	SA	7 ⁵⁰ -8 ⁰⁵	16.80	77.1	<0.30	996.1	H ₂ S	14	7	0.15	0.44
		SA	11 ⁵⁰ -12 ⁰⁵	22.00	58.9	0.55	996.2	H ₂ S	14	7	0.37	
		SA	15 ⁵⁰ -16 ⁰⁵	24.80	50.8	<0.30	994.8	H ₂ S	14	7	0.80	
	Zonă pompe 09-(GP1-GP7), GP14, coloane 09-GV8,GV9, schimbătoare 09-GE3,GE4	SA	8 ¹⁰ -8 ²⁵	17.60	75.1	<0.30	996.1	H ₂ S	14	7	2.29	1.89
		SA	12 ¹⁰ -12 ²⁵	21.30	60.8	2.56	996.1	H ₂ S	14	7	1.10	
		SA	16 ¹⁰ -16 ²⁵	23.90	56.1	0.43	994.7	H ₂ S	14	7	2.27	
10.06.14	Zonă vas facilă FV104,	SA	7 ³⁰ -8 ⁴⁰	21.73	67.2	1.44	999.7	Benzină	500	300	-	40.28
	Zonă pompe FP3,5,6,7,9,12, 13,14, vas FV10, sch. FE18	SA	8 ⁵⁰ -10 ⁰⁰	24.92	61.15	1.25	999.8	Benzină	500	300	-	41.20
		SA	8 ⁵⁰ -10 ⁰⁰					Motorină	1000	700	-	17.98
	Zonă pompă GP7, coloane GV6- GV8, schimb. GE5,GE6	SA	12 ⁰⁰ -13 ¹⁰	29.53	44.4	0.37	998.5	Benzină	500	300	-	49.35
		SA	12 ⁰⁰ -13 ¹⁰					Motorină	1000	700	-	23.15
16.06.14	Zonă stripare ape uzate, vas facilă 09-FV104	SA	7 ³⁰ -7 ⁴⁵	13.3	100.0	1.35	996.8	H ₂ S	14	7	0.11	0.12
		SA	11 ³⁰ -11 ⁴⁵	14.7	98.5	1.50	997.8	H ₂ S	14	7	0.10	
		SA	15 ³⁰ -15 ⁴⁵	14.2	100.0	0.50	997.1	H ₂ S	14	7	0.14	
	Zonă compresor 09-GC1	SA	7 ⁵⁰ -8 ⁰⁵	13.7	100.0	1.30	996.9	H ₂ S	14	7	0.24	0.20
		SA	11 ⁵⁰ -12 ⁰⁵	14.8	98.1	1.40	997.9	H ₂ S	14	7	0.17	
		SA	15 ⁵⁰ -16 ⁰⁵	14.2	100.0	0.75	996.9	H ₂ S	14	7	0.20	
	Zonă pompe 09-(GP1-GP7), GP14, coloane 09-GV8,GV9, schimbătoare 09-GE3,GE4	SA	8 ¹⁰ -8 ²⁵	13.2	100.0	1.40	996.8	H ₂ S	14	7	1.92	2.17
		SA	12 ¹⁰ -12 ²⁵	14.5	98.4	1.65	997.8	H ₂ S	14	7	2.12	
		SA	16 ¹⁰ -16 ²⁵	14.2	100.0	1.25	996.9	H ₂ S	14	7	2.48	
03.07.14	Zonă stripare ape uzate, vas facilă 09-FV104	SA	7 ³⁰ -7 ⁴⁵	18.55	73.0	0.42	1001.3	H ₂ S	14	7	0.35	0.27
		SA	11 ³⁰ -11 ⁴⁵	25.32	45.1	<0.30	1000.1	H ₂ S	14	7	0.22	
		SA	15 ³⁰ -15 ⁴⁵	28.33	40.9	0.73	997.5	H ₂ S	14	7	0.24	
	Zonă compresor 09-GC1	SA	7 ⁵⁰ -8 ⁰⁵	18.93	71.5	<0.30	1001.2	H ₂ S	14	7	0.17	0.12
		SA	11 ⁵⁰ -12 ⁰⁵	25.76	44.6	<0.30	1000.1	H ₂ S	14	7	0.08	
		SA	15 ⁵⁰ -16 ⁰⁵	28.09	40.7	<0.30	997.5	H ₂ S	14	7	0.11	



CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești

LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT

Comanda DG-0545 din
15.03.2022

Proiect nr.
MD 2000.006

Data	Loc prelevare probă	Tip prelevare	Oră prelevare	T (°C)	U.R (%)	V _{c.a} (m/s)	P _{atm.} (hPa)	Noxa	Valoare limită (mg/mc)		Valoare determinată (mg/mc)	
									Termen scurt	8 ore	Cm	CMPT
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
18.07.14	Zonă pompe 09-(GP1-GP7), GP14, coloane 09-GV8, GV9, schimbătoare 09-GE3, GE4	SA	8 ¹⁰ -8 ²⁵	18.08	73.1	<0.30	1001.2	H ₂ S	14	7	0.13	0.14
		SA	12 ¹⁰ -12 ²⁵	25.35	44.7	<0.30	1000.1	H ₂ S	14	7	0.16	
		SA	16 ¹⁰ -16 ²⁵	28.21	40.7	<0.17	997.4	H ₂ S	14	7	0.12	
	Zonă stripare ape uzate, vas faclă 09-FV104	SA	7 ³⁰ -7 ⁴⁵	21.30	70.0	0.50	993.1	H ₂ S	14	7	0.12	0.13
		SA	11 ³⁰ -11 ⁴⁵	25.63	56.1	<0.30	993.4	H ₂ S	14	7	0.13	
		SA	15 ³⁰ -15 ⁴⁵	27.86	47.4	<0.30	992.6	H ₂ S	14	7	0.13	
	Zonă compresor 09-GC1	SA	7 ⁵⁰ -8 ⁰⁵	21.60	69.2	0.50	993.2	H ₂ S	14	7	0.49	0.39
		SA	11 ⁵⁰ -12 ⁰⁵	25.41	55.3	<0.30	993.4	H ₂ S	14	7	0.44	
		SA	15 ⁵⁰ -16 ⁰⁵	28.28	46.9	<0.30	992.5	H ₂ S	14	7	0.24	
Zonă pompe 09-(GP1-GP7), GP14, coloane 09-GV8, GV9, schimbătoare 09-GE3, GE4	SA	8 ¹⁰ -8 ²⁵	21.96	68.1	<0.30	993.2	H ₂ S	14	7	5.80	3.76	
	SA	12 ¹⁰ -12 ²⁵	26.19	53.9	<0.30	993.3	H ₂ S	14	7	3.11		
	SA	16 ¹⁰ -16 ²⁵	28.71	46.9	0.39	992.5	H ₂ S	14	7	2.36		
15.07.14	Zonă coloană 09-MV2	TD	7 ³⁰ -7 ³¹	19.95	69.7	3.02	993.9	DEA	7.6	2.5	<0.30	<0.30
		TD	11 ³⁰ -11 ³¹	31.04	42.3	0.75	993.8	DEA	7.6	2.5	<0.30	
		TD	15 ³⁰ -15 ³¹	30.94	44.1	1.28	992.9	DEA	7.6	2.5	<0.30	
	Zonă pompe 09-MP1	TD	7 ³⁶ -7 ³⁸	20.31	67.8	0.62	993.9	Gaze lichefiate	1500	1200	358.7	358.9
		TD	11 ³⁶ -11 ³⁸	28.62	46.9	0.67	993.9	Gaze lichefiate	1500	1200	358.8	
		TD	15 ³⁶ -15 ³⁸	30.50	44.7	2.25	992.9	Gaze lichefiate	1500	1200	359.1	
	Zonă pompă 09-GP9	TD	7 ⁴³ -7 ⁴⁵	21.01	67.7	0.33	993.9	Gaze lichefiate	1500	1200	358.8	358.9
		TD	11 ⁴³ -11 ⁴⁵	28.81	47.6	1.04	993.9	Gaze lichefiate	1500	1200	358.9	
		TD	15 ⁴³ -15 ⁴⁵	21.32	44.1	0.34	992.9	Gaze lichefiate	1500	1200	359.1	
	Zonă pompă 09-GP2	TD	7 ⁵⁰ -7 ⁵²	20.91	66.6	<0.30	993.9	Gaze lichefiate	1500	1200	358.8	358.9
		TD	11 ⁵⁰ -11 ⁵²	28.68	46.5	0.77	994.0	Gaze	1500	1200	358.7	



CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești

LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT

Comanda DG-0545 din
15.03.2022

Proiect nr.
MD 2000.006

Data	Loc prelevare probă	Tip prelevare	Oră prelevare	T (°C)	U.R (%)	V _{c.a} (m/s)	P _{atm.} (hPa)	Noxa	Valoare limită (mg/mc)		Valoare determinată (mg/mc)	
									Termen scurt	8 ore	Cm	CMPT
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
	Zonă pompă 09-GP12	TD	15 ⁵⁰ -15 ⁵²	31.62	40.9	0.99	992.8	lichefiate				
								Gaze lichefiate	1500	1200	359.2	
		TD	7 ⁵⁷ -7 ⁵⁹	20.79	66.7	1.36	993.9	Gaze lichefiate	1500	1200	<35.2	<35.2
		TD	11 ⁵⁷ -11 ⁵⁹	28.48	47.2	0.68	994.0	Gaze lichefiate	1500	1200	<35.2	
TD	15 ⁵⁷ -15 ⁵⁹	31.12	42.5	1.26	992.8	Gaze lichefiate	1500	1200	<35.2			
15.07.14	Zonă pompă GP10,GP11	TD	8 ⁰⁴ -8 ⁰⁶	20.80	67.6	0.60	994.0	Gaze lichefiate	1500	1200	358.7	358.8
		TD	12 ⁰⁴ -12 ⁰⁶	28.35	46.9	0.59	994.0	Gaze lichefiate	1500	1200	358.7	
		TD	16 ⁰⁴ -16 ⁰⁶	28.99	44.7	6.48	992.9	Gaze lichefiate	1500	1200	359.1	
	Zonă cuptor 09-FH2	TD	8 ¹¹ -8 ¹⁷	21.62	64.7	1.36	994.0	CO	30	20	<1.16	<1.16
		TD	12 ¹¹ -12 ¹⁷	28.16	48.8	<0.30	993.9	CO	30	20	<1.16	
		TD	16 ¹¹ -16 ¹⁷	28.71	44.7	6.00	993.0	CO	30	20	<1.16	
		TD	8 ¹⁹ -8 ²¹	21.62	64.7	1.36	994.0	CO ₂	-	9000	559.5	
	TD	12 ¹⁹ -12 ²¹	28.16	48.8	<0.30	993.9	CO ₂	-	9000	746.1		
	TD	16 ¹⁹ -16 ²¹	28.71	44.7	6.00	993.0	CO ₂	-	9000	840.1		
	ARIA 2 / Instalațiile HDS-TAME-MTBE-AZOT											
03.06.14	Zonă coloană 75-C1	SA	8 ³⁰ -8 ⁴⁵	18.70	72.3	<0.30	996.3	H ₂ S	14	7	0.06	0.06
		SA	12 ³⁰ -12 ⁴⁵	20.70	62.3	0.79	996.2	H ₂ S	14	7	0.06	
		SA	16 ³⁰ -16 ⁴⁵	24.30	56.7	<0.30	994.6	H ₂ S	14	7	0.07	
10.06.14	Zonă pompe 75-P1,P104	SA	13 ²⁰ -14 ³⁰	31.33	41.2	1.11	998.4	Benzină	500	300	-	44.89
16.06.14	Zonă coloană 75-C1	SA	8 ³⁰ -8 ⁴⁵	13.5	100.0	1.45	996.8	H ₂ S	14	7	0.06	0.10
		SA	12 ³⁰ -12 ⁴⁵	14.3	98.2	1.15	997.8	H ₂ S	14	7	0.07	
		SA	16 ³⁰ -16 ⁴⁵	14.2	100.0	0.65	997.1	H ₂ S	14	7	0.16	



CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești

LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT

Comanda DG-0545 din
15.03.2022

Proiect nr.
MD 2000.006

Data	Loc prelevare probă	Tip prelevare	Oră prelevare	T (°C)	U.R (%)	V _{c.a} (m/s)	P _{atm.} (hPa)	Noxa	Valoare limită (mg/mc)		Valoare determinată (mg/mc)	
									Termen scurt	8 ore	Cm	CMPT
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
03.07.14	Zonă coloană 75-C1	SA	12 ³⁰ -12 ⁴⁵	25.29	44.6	0.60	1000.2	H ₂ S	14	7	0.10	0.10
		SA	16 ³⁰ -16 ⁴⁵	28.23	41.5	0.63	997.5	H ₂ S	14	7	0.09	
18.07.14	Zonă coloană 75-C1	SA	8 ³⁰ -8 ⁴⁵	22.15	68.1	<0.30	993.2	H ₂ S	14	7	0.06	0.06
		SA	12 ³⁰ -12 ⁴⁵	25.71	54.9	0.84	993.3	H ₂ S	14	7	0.08	
		SA	16 ³⁰ -16 ⁴⁵	27.96	45.9	0.46	992.5	H ₂ S	14	7	0.05	
15.07.14	Zonă vase 319-V2,V3, V5, pompe 319-P2,P3,P5	TD	8 ³¹ -8 ³⁷	24.73	59.6	1.02	993.9	Alcool metilic	-	260	<6.33	<6.33
		TD	12 ³¹ -12 ³⁷	29.07	47.0	1.95	993.1	Alcool metilic	-	260	<6.33	
		TD	16 ³¹ -16 ³⁷	31.89	41.1	0.57	992.8	Alcool metilic	-	260	<6.33	
	Zonă vas 319-V1, pompă 319-P1	TD	8 ⁴² -8 ⁴⁴	23.38	54.8	1.00	993.9	Gaze lichefiate	1500	1200	<35.2	<35.2
		TD	12 ⁴² -12 ⁴⁴	28.73	47.8	2.87	993.1	Gaze lichefiate	1500	1200	<35.2	
		TD	16 ⁴² -16 ⁴⁴	20.64	44.2	1.20	993.0	Gaze lichefiate	1500	1200	<35.2	
	Zonă parc rezervoare, pompa P14	TD	14 ⁴⁰ -12 ⁴⁶	30.98	43.4	2.14	992.9	Alcool metilic	-	260	<6.33	<6.33
		TD	14 ⁵⁰ -14 ⁵⁶	31.71	42.3	3.60	993.0	Alcool metilic	-	260	<6.33	
		TD	15 ⁰⁰ -15 ⁰⁶	30.14	43.3	1.03	993.0	Alcool metilic	-	260	<6.33	



CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești

LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT

Comanda DG-0545 din
15.03.2022

Proiect nr.
MD 2000.006

Data	Loc prelevare probă	Tip prelevare	Oră prelevare	T (°C)	U.R (%)	V _{c.a} (m/s)	P _{atm.} (hPa)	Noxa	Valoare limită (mg/mc)		Valoare determinată (mg/mc)	
									Termen scurt	8 ore	Cm	CMPT
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
ARIA 3 / Instalațiile DG-RS-TG-RGF												
05.06.14	Zonă vase 10-NV30,NV31, pompe 301-P1, 10-NP30	SA	7 ³⁰ -7 ⁴⁵	16.10	89.1	0.63	992.2	H ₂ S	14	7	0.45	0.26
		SA	11 ³⁰ -11 ⁴⁵	20.70	69.9	<0.30	993.5	H ₂ S	14	7	0.16	
		SA	15 ³⁰ -15 ⁴⁵	20.50	72.5	1.48	993.1	H ₂ S	14	7	0.17	
		SA	7 ³⁰ -7 ⁴⁵	16.10	89.1	0.63	992.2	SO ₂	10	5	0.34	0.25
		SA	11 ³⁰ -11 ⁴⁵	20.70	69.9	<0.30	993.5	SO ₂	10	5	0.12	
	Zonă cuvă stocare sulf 301-V7, soba Claus 301-H1	SA	7 ⁵⁰ -8 ⁰⁵	16.10	89.6	0.84	992.3	H ₂ S	14	7	0.57	0.99
		SA	11 ⁵⁰ -12 ⁰⁵	20.30	70.9	1.22	993.4	H ₂ S	14	7	1.35	
		SA	15 ⁵⁰ -16 ⁰⁵	20.40	72.6	1.10	993.2	H ₂ S	14	7	1.05	
		SA	7 ⁵⁰ -8 ⁰⁵	16.10	89.6	0.84	992.3	SO ₂	10	5	0.53	0.59
		SA	11 ⁵⁰ -12 ⁰⁵	20.30	70.9	1.22	993.4	SO ₂	10	5	0.51	
05.06.14	Zonă cuvă solidificare sulf lichid, incinerator 10-H2, cos 10-H3	SA	8 ¹⁰ -8 ²⁵	16.70	84.9	0.50	992.5	H ₂ S	14	7	1.13	0.85
		SA	12 ¹⁰ -12 ²⁵	19.50	71.2	1.39	993.6	H ₂ S	14	7	1.03	
		SA	16 ¹⁰ -16 ²⁵	21.30	72.0	0.80	993.3	H ₂ S	14	7	0.29	
		SA	8 ¹⁰ -8 ²⁵	16.70	84.9	0.50	992.5	SO ₂	10	5	0.90	0.76
		SA	12 ¹⁰ -12 ²⁵	19.50	71.2	1.39	993.6	SO ₂	10	5	0.85	
	Zonă coloane 302-C101,C102, C201, filtru 302-F101, pompe 302-P102,P201,P202	SA	8 ³⁰ -8 ⁴⁵	16.80	84.0	0.56	992.5	H ₂ S	14	7	0.18	0.16
		SA	12 ³⁰ -12 ⁴⁵	19.50	73.4	0.66	993.7	H ₂ S	14	7	0.15	
		SA	16 ³⁰ -16 ⁴⁵	20.70	72.8	1.37	993.3	H ₂ S	14	7	0.15	
		SA	8 ³⁰ -8 ⁴⁵	16.80	84.0	0.56	992.5	SO ₂	10	5	0.25	0.24
		SA	12 ³⁰ -12 ⁴⁵	19.50	73.4	0.66	993.7	SO ₂	10	5	0.23	
07.06.14	Zonă vase 10-(V9-V14), coloane 10-C3,C4, schimbător 10-S6	SA	7 ³⁰ -7 ⁴⁵	22.97	56.6	1.88	993.6	H ₂ S	14	7	0.22	0.21
		SA	11 ³⁰ -11 ⁴⁵	28.24	43.6	<0.30	994.3	H ₂ S	14	7	0.19	
		SA	15 ³⁰ -15 ⁴⁵	30.66	39.1	<0.30	994.2	H ₂ S	14	7	0.21	
	Zonă vas 401-V103, coloană 401-C101, pompe 401-(P101-	SA	7 ⁵⁰ -8 ⁰⁵	23.19	56.2	0.55	993.2	H ₂ S	14	7	0.19	0.15
		SA	11 ⁵⁰ -12 ⁰⁵	28.25	45.5	0.86	994.3	H ₂ S	14	7	0.13	



CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești

LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT

Comanda DG-0545 din
15.03.2022

Proiect nr.
MD 2000.006

Data	Loc prelevare probă	Tip prelevare	Oră prelevare	T (°C)	U.R (%)	V _{c.a} (m/s)	P _{atm.} (hPa)	Noxa	Valoare limită (mg/mc)		Valoare determinată (mg/mc)	
									Termen scurt	8 ore	Cm	CMPT
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
	P103) Zonă cosuri faclă F1,F2,F3	SA	15 ⁵⁰ -16 ⁰⁵	28.95	39.9	0.66	994.2	H ₂ S	14	7	0.12	0.21
		SA	8 ¹⁵ -8 ³⁰	24.09	53.5	0.79	993.7	H ₂ S	14	7	0.21	
		SA	12 ¹⁵ -12 ³⁰	28.82	43.6	<0.30	994.5	H ₂ S	14	7	0.16	
		SA	16 ¹⁵ -16 ³⁰	31.28	37.8	0.77	994.2	H ₂ S	14	7	0.26	
		SA	8 ¹⁵ -8 ³⁰	24.09	53.5	0.79	993.7	SO ₂	10	5	0.21	0.18
		SA	12 ¹⁵ -12 ³⁰	28.82	43.6	<0.30	994.5	SO ₂	10	5	0.20	
		SA	16 ¹⁵ -16 ³⁰	31.28	37.8	0.77	994.2	SO ₂	10	5	0.12	
07.06.14	Zonă compresor K1	SA	8 ⁴⁰ -8 ⁵⁵	24.03	52.4	1.68	993.8	H ₂ S	14	7	2.71	2.54
		SA	12 ⁴⁰ -12 ⁵⁵	29.36	46.8	0.80	994.4	H ₂ S	14	7	2.47	
		SA	16 ⁴⁰ -16 ⁵⁵	31.82	36.8	<0.30	994.2	H ₂ S	14	7	2.45	
		SA	8 ⁴⁰ -8 ⁵⁵	24.03	52.4	1.68	993.8	SO ₂	10	5	0.34	0.26
		SA	12 ⁴⁰ -12 ⁵⁵	29.36	46.8	0.80	994.4	SO ₂	10	5	0.27	
		SA	16 ⁴⁰ -16 ⁵⁵	31.82	36.8	<0.30	994.2	SO ₂	10	5	0.16	
25.06.14	Zonă vase 10-NV30,NV31, pompe 301-P1, 10-NP30	SA	7 ³⁰ -7 ⁴⁵	18.16	82.7	0.63	993.7	H ₂ S	14	7	0.28	0.20
		SA	11 ³⁰ -11 ⁴⁵	25.50	47.8	1.07	993.8	H ₂ S	14	7	0.13	
		SA	15 ³⁰ -15 ⁴⁵	27.31	47.0	1.01	991.9	H ₂ S	14	7	0.18	
		SA	7 ³⁰ -7 ⁴⁵	18.16	82.7	0.63	993.7	SO ₂	10	5	0.15	0.23
		SA	11 ³⁰ -11 ⁴⁵	25.50	47.8	1.07	993.8	SO ₂	10	5	0.19	
		SA	15 ³⁰ -15 ⁴⁵	27.31	47.0	1.01	991.9	SO ₂	10	5	0.34	
	SA	7 ⁵⁰ -8 ⁰⁵	18.09	82.5	<0.30	993.7	H ₂ S	14	7	0.23		
	SA	11 ⁵⁰ -12 ⁰⁵	25.19	48.8	0.42	993.9	H ₂ S	14	7	0.24		
	Zonă cuvă stocare sulf 301-V7, soba Claus 301-H1	SA	15 ⁵⁰ -16 ⁰⁵	27.77	45.8	1.49	992.0	H ₂ S	14	7	0.24	0.40
		SA	7 ⁵⁰ -8 ⁰⁵	18.09	82.5	<0.30	993.7	SO ₂	10	5	0.49	
		SA	11 ⁵⁰ -12 ⁰⁵	25.19	48.8	0.42	993.9	SO ₂	10	5	0.35	
SA		15 ⁵⁰ -16 ⁰⁵	27.77	45.8	1.49	992.0	SO ₂	10	5	0.36		
SA		8 ¹⁰ -8 ²⁵	19.18	80.02	<0.30	993.6	H ₂ S	14	7	0.27		
25.06.14	Zonă cuvă solidificare sulf lichid, incinerator 10-H2, cos 10-H3	SA	12 ¹⁰ -12 ²⁵	25.98	47.4	<0.30	993.8	H ₂ S	14	7	0.14	0.23
		SA	16 ¹⁰ -16 ²⁵	26.98	46.4	1.00	992.0	H ₂ S	14	7	0.27	
		SA	8 ¹⁰ -8 ²⁵	19.18	80.02	<0.30	993.6	SO ₂	10	5	0.24	
		SA	8 ¹⁰ -8 ²⁵	19.18	80.02	<0.30	993.6	SO ₂	10	5	0.24	



CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești

LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT

Comanda DG-0545 din
15.03.2022

Proiect nr.
MD 2000.006

Data	Loc prelevare probă	Tip prelevare	Oră prelevare	T (°C)	U.R (%)	V _{c.a} (m/s)	P _{atm.} (hPa)	Noxa	Valoare limită (mg/mc)		Valoare determinată (mg/mc)	
									Termen scurt	8 ore	Cm	CMPT
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
	Zonă coloane 302-C101,C102, C201, filtru 302-F101, pompe 302-P102,P201,P202	SA	12 ¹⁰ -12 ²⁵	25.98	47.4	<0.30	993.8	SO ₂	10	5	0.42	
		SA	16 ¹⁰ -16 ²⁵	26.98	46.4	1.00	992.0	SO ₂	10	5	0.37	
		SA	8 ³⁰ -8 ⁴⁵	18.61	81.7	<0.30	993.6	H ₂ S	14	7	0.19	0.15
		SA	12 ³⁰ -12 ⁴⁵	25.65	46.7	0.73	993.8	H ₂ S	14	7	0.12	
		SA	16 ³⁰ -16 ⁴⁵	27.01	45.7	1.97	992.0	H ₂ S	14	7	0.14	
		SA	8 ³⁰ -8 ⁴⁵	18.61	81.7	<0.30	993.6	SO ₂	10	5	0.22	0.22
		SA	12 ³⁰ -12 ⁴⁵	25.65	46.7	0.73	993.8	SO ₂	10	5	0.23	
SA	16 ³⁰ -16 ⁴⁵	27.01	45.7	1.97	992.0	SO ₂	10	5	0.20			
27.06.14	Zonă vase 10-(V9-V14), coloane 10-C3,C4, schimbător 10-S6	SA	7 ³⁰ -7 ⁴⁵	14.99	85.2	0.66	997.9	H ₂ S	14	7	0.25	0.18
		SA	11 ³⁰ -11 ⁴⁵	17.32	76.1	<0.30	998.8	H ₂ S	14	7	0.17	
		SA	15 ³⁰ -15 ⁴⁵	22.32	60.7	0.32	998.2	H ₂ S	14	7	0.13	
	Zonă vas 401-V103, coloană 401-C101, pompe 401-(P101-P103)	SA	7 ⁵⁰ -8 ⁰⁵	15.08	86.7	<0.30	998.0	H ₂ S	14	7	0.18	0.35
		SA	11 ⁵⁰ -12 ⁰⁵	18.56	75.7	<0.30	998.7	H ₂ S	14	7	0.70	
		SA	15 ⁵⁰ -16 ⁰⁵	22.36	60.4	<0.30	998.2	H ₂ S	14	7	0.18	
	Zonă cosuri facilă F1,F2,F3	SA	8 ¹⁵ -8 ³⁰	14.86	87.2	0.57	997.8	H ₂ S	14	7	0.21	0.20
		SA	12 ¹⁵ -12 ³⁰	19.95	70.5	0.61	998.8	H ₂ S	14	7	0.19	
		SA	16 ¹⁵ -16 ³⁰	22.02	59.5	0.40	998.4	H ₂ S	14	7	0.19	
		SA	8 ¹⁵ -8 ³⁰	14.86	87.2	0.57	997.8	SO ₂	10	5	0.35	0.24
SA		12 ¹⁵ -12 ³⁰	19.95	70.5	0.61	998.8	SO ₂	10	5	0.17		
SA	16 ¹⁵ -16 ³⁰	22.02	59.5	0.40	998.4	SO ₂	10	5	0.20			
27.06.14	Zonă compresoare K1,K3	SA	8 ³⁵ -8 ⁵⁰	15.02	88.3	<0.30	997.7	H ₂ S	14	7	1.26	1.24
		SA	12 ³⁵ -12 ⁵⁰	18.76	70.6	1.07	998.9	H ₂ S	14	7	1.34	
		SA	16 ³⁵ -16 ⁵⁰	23.09	58.6	0.33	998.3	H ₂ S	14	7	1.13	
		SA	8 ³⁵ -8 ⁵⁰	15.02	88.3	<0.30	997.7	SO ₂	10	5	0.62	0.56
		SA	12 ³⁵ -12 ⁵⁰	18.76	70.6	1.07	998.9	SO ₂	10	5	0.68	
		SA	16 ³⁵ -16 ⁵⁰	23.09	58.6	0.33	998.3	SO ₂	10	5	0.37	
06.07.14	Zonă vase 10-NV30,NV31, pompe 301-P1, 10-NP30	SA	7 ³⁰ -7 ⁴⁵	21.77	64.8	1.00	996.2	H ₂ S	14	7	1.12	1.17
		SA	11 ³⁰ -11 ⁴⁵	29.60	41.8	0.76	996.9	H ₂ S	14	7	1.32	
		SA	15 ³⁰ -15 ⁴⁵	29.17	36.9	0.59	996.1	H ₂ S	14	7	1.07	



CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești

LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT

Comanda DG-0545 din
15.03.2022

Proiect nr.
MD 2000.006

Data	Loc prelevare probă	Tip prelevare	Oră prelevare	T (°C)	U.R (%)	V _{c.a} (m/s)	P _{atm.} (hPa)	Noxa	Valoare limită (mg/mc)		Valoare determinată (mg/mc)			
									Termen scurt	8 ore	Cm	CMPT		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13		
	Zonă cuvă stocare sulf 301-V7, soba Claus 301-H1	SA	7 ³⁰ -7 ⁴⁵	21.77	64.8	1.00	996.2	SO ₂	10	5	0.29	0.32		
		SA	11 ³⁰ -11 ⁴⁵	29.60	41.8	0.76	996.9	SO ₂	10	5	0.35			
		SA	15 ³⁰ -15 ⁴⁵	29.17	36.9	0.59	996.1	SO ₂	10	5	0.32			
			Zonă cuvă stocare sulf 301-V7, soba Claus 301-H1	SA	7 ⁵⁰ -8 ⁰⁵	21.70	66.0	1.50	996.2	H ₂ S	14	7	0.19	0.21
				SA	11 ⁵⁰ -12 ⁰⁵	30.58	41.3	0.87	996.7	H ₂ S	14	7	0.20	
				SA	15 ⁵⁰ -16 ⁰⁵	29.60	36.3	1.56	996.2	H ₂ S	14	7	0.23	0.36
				SA	7 ⁵⁰ -8 ⁰⁵	21.70	66.0	1.50	996.2	SO ₂	10	5	0.34	
		06.07.14	Zonă cuvă solidificare sulf lichid, incinerator 10-H2, cos 10-H3	SA	8 ¹⁰ -8 ²⁵	21.95	61.8	1.86	996.2	H ₂ S	14	7	0.26	0.23
SA	12 ¹⁰ -12 ²⁵			29.69	43.3	1.74	996.8	H ₂ S	14	7	0.23			
SA	16 ¹⁰ -16 ²⁵			28.79	38.5	2.59	996.2	H ₂ S	14	7	0.21			
Zonă coloane 302-C101,C102, C201, filtru 302-F101, pompe 302-P102,P201,P202	SA			8 ¹⁰ -8 ²⁵	21.95	61.8	1.86	996.2	SO ₂	10	5	0.41	0.40	
	SA			12 ¹⁰ -12 ²⁵	29.69	43.3	1.74	996.8	SO ₂	10	5	0.41		
	SA			16 ¹⁰ -16 ²⁵	28.79	38.5	2.59	996.2	SO ₂	10	5	0.39		
	Zonă coloane 302-C101,C102, C201, filtru 302-F101, pompe 302-P102,P201,P202		SA	8 ³⁰ -8 ⁴⁵	22.35	63.6	1.80	996.2	H ₂ S	14	7	0.14	0.16	
			SA	12 ³⁰ -12 ⁴⁵	29.77	42.5	1.33	996.8	H ₂ S	14	7	0.15		
			SA	16 ³⁰ -16 ⁴⁵	29.21	38.2	1.42	996.2	H ₂ S	14	7	0.18		
07.07.14			Zonă vase 10-(V9-V14), coloane 10-C3,C4, schimbător 10-S6	SA	8 ³⁰ -8 ⁴⁵	22.35	63.6	1.80	996.2	SO ₂	10	5	0.21	0.27
				SA	12 ³⁰ -12 ⁴⁵	29.77	42.5	1.33	996.8	SO ₂	10	5	0.26	
				SA	16 ³⁰ -16 ⁴⁵	29.21	38.2	1.42	996.2	SO ₂	10	5	0.34	
	Zonă vase 10-(V9-V14), coloane 10-C3,C4, schimbător 10-S6	SA	7 ³⁰ -7 ⁴⁵	19.51	78.6	0.55	997.8	H ₂ S	14	7	0.08	0.51		
		SA	11 ³⁰ -11 ⁴⁵	28.09	46.2	<0.30	998.2	H ₂ S	14	7	1.22			
		SA	15 ³⁰ -15 ⁴⁵	31.34	34.33	0.88	997.4	H ₂ S	14	7	0.23			
Zonă vas 401-V103, coloană 401-C101, pompe 401-(P101-P103)	SA	7 ⁵⁰ -8 ⁰⁵	19.55	78.2	0.57	997.8	H ₂ S	14	7	0.05	0.10			
	SA	11 ⁵⁰ -12 ⁰⁵	28.51	46.1	<0.30	998.2	H ₂ S	14	7	0.11				
	SA	15 ⁵⁰ -16 ⁰⁵	30.61	36.5	<0.30	997.4	H ₂ S	14	7	0.14				
Zonă cosuri faclă F1,F2,F3	SA	8 ¹⁵ -8 ³⁰	21.36	74.9	0.40	997.7	H ₂ S	14	7	0.08	0.94			
	SA	12 ¹⁵ -12 ³⁰	29.40	41.9	<0.30	998.3	H ₂ S	14	7	0.26				
	SA	16 ¹⁵ -16 ³⁰	30.84	34.9	<0.30	997.3	H ₂ S	14	7	2.15				



CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești

LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT

Comanda DG-0545 din
15.03.2022

Proiect nr.
MD 2000.006

Data	Loc prelevare probă	Tip prelevare	Oră prelevare	T (°C)	U.R (%)	V _{c.a} (m/s)	P _{atm.} (hPa)	Noxa	Valoare limită (mg/mc)		Valoare determinată (mg/mc)	
									Termen scurt	8 ore	Cm	CMPT
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
		SA	8 ¹⁵ -8 ³⁰	21.36	74.9	0.40	997.7	SO ₂	10	5	0.21	0.30
		SA	12 ¹⁵ -12 ³⁰	29.40	41.9	<0.30	998.3	SO ₂	10	5	0.29	
		SA	16 ¹⁵ -16 ³⁰	30.84	34.9	<0.30	997.3	SO ₂	10	5	0.39	
07.07.14	Zonă compresoare K1	SA	8 ⁴⁰ -8 ⁵⁵	21.22	75.4	0.68	997.8	H ₂ S	14	7	0.13	0.20
		SA	12 ⁴⁰ -12 ⁵⁵	30.32	37.4	<0.30	998.3	H ₂ S	14	7	0.24	
		SA	16 ⁴⁰ -16 ⁵⁵	30.76	34.7	1.87	997.4	H ₂ S	14	7	0.24	
		SA	8 ⁴⁰ -8 ⁵⁵	21.22	75.4	0.68	997.8	SO ₂	10	5	0.42	0.39
		SA	12 ⁴⁰ -12 ⁵⁵	30.32	37.4	<0.30	998.3	SO ₂	10	5	0.25	
		SA	16 ⁴⁰ -16 ⁵⁵	30.76	34.7	1.87	997.4	SO ₂	10	5	0.51	
19.07.14	Zonă vase 10-NV30,NV31, pompe 301-P1, 10-NP30	SA	7 ³⁰ -7 ⁴⁵	21.16	77.6	0.68	994.9	H ₂ S	14	7	1.10	0.50
		SA	11 ³⁰ -11 ⁴⁵	22.96	77.0	0.50	996.2	H ₂ S	14	7	0.26	
		SA	15 ³⁰ -15 ⁴⁵	26.56	54.1	1.51	995.1	H ₂ S	14	7	0.14	
		SA	7 ³⁰ -7 ⁴⁵	21.16	77.6	0.68	994.9	SO ₂	10	5	0.50	0.40
		SA	11 ³⁰ -11 ⁴⁵	22.96	77.0	0.50	996.2	SO ₂	10	5	0.23	
		SA	15 ³⁰ -15 ⁴⁵	26.56	54.1	1.51	995.1	SO ₂	10	5	0.47	
	Zonă cuvă stocare sulf 301-V7, soba Claus 301-H1	SA	7 ⁵⁰ -8 ⁰⁵	21.05	77.6	0.80	995.0	H ₂ S	14	7	1.19	0.93
		SA	11 ⁵⁰ -12 ⁰⁵	23.10	79.8	0.40	996.2	H ₂ S	14	7	1.09	
		SA	15 ⁵⁰ -16 ⁰⁵	26.61	53.9	1.19	995.1	H ₂ S	14	7	0.51	
		SA	7 ⁵⁰ -8 ⁰⁵	21.05	77.6	0.80	995.0	SO ₂	10	5	2.18	1.31
		SA	11 ⁵⁰ -12 ⁰⁵	23.10	79.8	0.40	996.2	SO ₂	10	5	0.66	
		SA	15 ⁵⁰ -16 ⁰⁵	26.61	53.9	1.19	995.1	SO ₂	10	5	1.10	
19.07.14	Zonă cuvă solidificare sulf lichid, incinerator 10-H2, cos 10-H3	SA	8 ¹⁰ -8 ²⁵	21.36	77.3	0.41	995.2	H ₂ S	14	7	1.92	1.14
		SA	12 ¹⁰ -12 ²⁵	23.50	74.6	<0.30	996.2	H ₂ S	14	7	1.25	
		SA	16 ¹⁰ -16 ²⁵	27.31	54.2	<0.30	995.0	H ₂ S	14	7	0.26	
		SA	8 ¹⁰ -8 ²⁵	21.36	77.3	0.41	995.2	SO ₂	10	5	1.50	0.83
		SA	12 ¹⁰ -12 ²⁵	23.50	74.6	<0.30	996.2	SO ₂	10	5	0.53	
		SA	16 ¹⁰ -16 ²⁵	27.31	54.2	<0.30	995.0	SO ₂	10	5	0.45	
	Zonă coloane 302-C101,C102, C201, filtru 302-F101, pompe	SA	8 ³⁰ -8 ⁴⁵	21.36	76.6	1.23	995.1	H ₂ S	14	7	0.25	0.22
		SA	12 ³⁰ -12 ⁴⁵	23.35	76.5	0.97	996.3	H ₂ S	14	7	0.19	

Data	Loc prelevare probă	Tip prelevare	Oră prelevare	T (°C)	U.R (%)	V _{c.a} (m/s)	P _{atm.} (hPa)	Noxa	Valoare limită (mg/mc)		Valoare determinată (mg/mc)	
									Termen scurt	8 ore	Cm	CMPT
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
	302-P102,P201,P202	SA	16 ³⁰ -16 ⁴⁵	26.87	54.2	1.54	995.0	H ₂ S	14	7	0.21	0.27
		SA	8 ³⁰ -8 ⁴⁵	21.36	76.6	1.23	995.1	SO ₂	10	5	0.27	
		SA	12 ³⁰ -12 ⁴⁵	23.35	76.5	0.97	996.3	SO ₂	10	5	0.25	
		SA	16 ³⁰ -16 ⁴⁵	26.87	54.2	1.54	995.0	SO ₂	10	5	0.29	
21.07.14	Zonă vase 10-(V9-V14), coloane 10-C3,C4, schimbător 10-S6	SA	7 ³⁰ -7 ⁴⁵	20.51	72.3	0.88	993.9	H ₂ S	14	7	0.2	0.2
		SA	11 ³⁰ -11 ⁴⁵	29.12	50.3	1.33	992.9	H ₂ S	14	7	0.2	
		SA	15 ³⁰ -15 ⁴⁵	31.80	40.6	0.60	991.1	H ₂ S	14	7	0.2	
	Zonă vas 401-V103, coloană 401-C101, pompe 401-(P101-P103)	SA	7 ⁵⁰ -8 ⁰⁵	21.01	70.7	1.07	993.9	H ₂ S	14	7	0.2	0.2
		SA	11 ⁵⁰ -12 ⁰⁵	28.48	50.3	0.83	993.0	H ₂ S	14	7	0.1	
		SA	15 ⁵⁰ -16 ⁰⁵	31.08	43.5	3.31	991.2	H ₂ S	14	7	0.2	
	Zonă cosuri faclă F1,F2,F3	SA	8 ¹⁵ -8 ³⁰	21.56	69.3	1.03	993.7	H ₂ S	14	7	0.2	0.5
		SA	12 ¹⁵ -12 ³⁰	29.64	46.6	0.43	992.9	H ₂ S	14	7	0.6	
		SA	16 ¹⁵ -16 ³⁰	31.17	43.4	0.80	991.2	H ₂ S	14	7	0.8	
		SA	8 ¹⁵ -8 ³⁰	21.56	69.3	1.03	993.7	SO ₂	10	5	0.3	
		SA	12 ¹⁵ -12 ³⁰	29.64	46.6	0.43	992.9	SO ₂	10	5	0.4	
	21.07.14	Zonă compresoare K1	SA	8 ⁴⁰ -8 ⁵⁵	22.60	65.6	3.44	993.7	H ₂ S	14	7	1.7
SA			12 ⁴⁰ -12 ⁵⁵	28.75	52.6	0.94	992.9	H ₂ S	14	7	1.8	
SA			16 ⁴⁰ -16 ⁵⁵	30.97	42.0	3.32	991.0	H ₂ S	14	7	1.6	
SA			8 ⁴⁰ -8 ⁵⁵	22.60	65.6	3.44	993.7	SO ₂	10	5	0.3	0.4
SA			12 ⁴⁰ -12 ⁵⁵	28.75	52.6	0.94	992.9	SO ₂	10	5	0.4	
SA			16 ⁴⁰ -16 ⁵⁵	30.97	42.0	3.32	991.0	SO ₂	10	5	0.6	
20.07.14	Zonă vase 10-NV30,NV31, pompe 301-P1, 10-NP30	TD	7 ⁵⁰ -7 ⁵²	23.28	63.3	0.37	996.5	NH ₃	36	14	<0.14	<0.14
		TD	11 ⁵⁰ -11 ⁵²	30.91	38.2	0.55	996.1	NH ₃	36	14	<0.14	
		TD	15 ⁵⁰ -15 ⁵²	30.47	42.2	<0.30	995.0	NH ₃	36	14	<0.14	
	Zonă cuvă stocare sulf 301-V7, soba Claus 301-H1	TD	7 ⁵⁷ -7 ⁵⁹	23.96	63.4	0.87	996.4	CO ₂	-	9000	744.2	744.6
		TD	11 ⁵⁷ -11 ⁵⁹	30.71	39.4	0.96	996.2	CO ₂	-	9000	744.3	
		TD	15 ⁵⁷ -15 ⁵⁹	30.14	42.3	1.02	995.0	CO ₂	-	9000	745.2	
		TD	8 ⁰⁵ -8 ⁰⁷	23.68	63.7	0.68	996.4	CO ₂	-	9000	744.2	
Zonă cuvă solidificare sulf lichid,	TD	8 ⁰⁵ -8 ⁰⁷	23.68	63.7	0.68	996.4	CO ₂	-	9000	744.2	744.6	



CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești

LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT

Comanda DG-0545 din
15.03.2022

Proiect nr.
MD 2000.006

Data	Loc prelevare probă	Tip prelevare	Oră prelevare	T (°C)	U.R (%)	V _{c.a} (m/s)	P _{atm.} (hPa)	Noxa	Valoare limită (mg/mc)		Valoare determinată (mg/mc)	
									Termen scurt	8 ore	Cm	CMPT
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
	incinerator 10-H2, cos 10-H3	TD	12 ⁰⁵ -12 ⁰⁷	30.64	38.9	0.97	996.1	CO ₂	-	9000	744.4	
		TD	16 ⁰⁵ -16 ⁰⁷	29.25	43.7	0.56	995.1	CO ₂	-	9000	745.2	
	Zonă vas 401-V103, coloană 401-C101, pompe 401-P102,P101,P103	TD	8 ¹² -8 ¹⁴	23.83	62.6	0.89	996.4	NH ₃	36	14	<0.14	<0.14
		TD	12 ¹² -12 ¹⁴	31.28	38.0	0.39	996.1	NH ₃	36	14	<0.14	
		TD	16 ¹² -16 ¹⁴	29.09	44.8	<0.30	995.1	NH ₃	36	14	<0.14	
	Zonă vase 10-V12,V13, pompă 10-P4, schimbător 10-S7	TD	8 ¹⁹ -8 ²⁰	26.64	60.7	0.50	996.4	DEA	7.6	2.5	0.73	0.73
		TD	12 ¹⁹ -12 ²⁰	31.86	36.8	<0.30	996.0	DEA	7.6	2.5	0.73	
		TD	16 ¹⁹ -16 ²⁰	31.97	39.1	0.36	994.9	DEA	7.6	2.5	0.73	
	Zonă vas 10-V14, pompe 10-P5	TD	8 ²⁵ -8 ²⁶	25.78	56.5	1.04	996.4	DEA	7.6	2.5	0.73	0.73
		TD	12 ²⁵ -12 ²⁶	31.36	37.4	<0.30	996.0	DEA	7.6	2.5	0.73	
		TD	16 ²⁵ -16 ²⁶	32.43	38.6	0.34	995.0	DEA	7.6	2.5	0.73	
	20.07.14	Zonă vas 10-V5, pompe 10-P1, coloană 10-C1, schimbătoare 10-S2,SA,SB	TD	8 ³⁰ -8 ³¹	25.37	58.5	<0.30	996.4	MEA	7.6	2.5	0.73
TD			12 ³⁰ -12 ³¹	31.39	37.5	0.32	996.1	MEA	7.6	2.5	0.73	
TD			16 ³⁰ -16 ³¹	30.68	43.1	0.95	995.1	MEA	7.6	2.5	0.73	
Zonă vas 10-V6, pompă 10-P2A, coloană 10-C2		TD	8 ³⁵ -8 ³⁶	27.59	52.8	0.33	996.3	MEA	7.6	2.5	0.73	0.73
		TD	12 ³⁵ -12 ³⁶	31.25	36.4	1.75	996.0	MEA	7.6	2.5	0.73	
		TD	16 ³⁵ -16 ³⁶	31.39	42.2	1.61	995.0	MEA	7.6	2.5	0.73	
Zonă coloane 302-C102, C201, pompe 302-102,201		TD	8 ⁴⁰ -8 ⁴¹	26.07	54.0	0.83	996.3	MDEA	7.6	2.5	0.73	0.73
		TD	12 ⁴⁰ -12 ⁴¹	30.96	38.1	1.58	996.1	MDEA	7.6	2.5	0.73	
		TD	16 ⁴⁰ -16 ⁴¹	31.89	40.5	1.20	995.0	MDEA	7.6	2.5	0.73	
Zonă coloane 302-C101, filtru 302-F101, pompe 302-P101		TD	8 ⁴⁵ -8 ⁴⁷	26.46	53.0	0.35	996.3	NH ₃	36	14	<0.14	<0.14
		TD	12 ⁴⁵ -12 ⁴⁷	30.61	37.2	1.20	995.9	NH ₃	36	14	<0.14	
		TD	16 ⁴⁵ -16 ⁴⁷	30.55	41.9	0.97	995.1	NH ₃	36	14	<0.14	



CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești

LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT

Comanda DG-0545 din
15.03.2022

Proiect nr.
MD 2000.006

Data	Loc prelevare probă	Tip prelevare	Oră prelevare	T (°C)	U.R (%)	V _{c.a} (m/s)	P _{atm.} (hPa)	Noxa	Valoare limită (mg/mc)		Valoare determinată (mg/mc)	
									Termen scurt	8 ore	Cm	CMPT
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
ARIA 3 / Instalația COCSARE												
13.06.14	Zonă rezervoare T2,T3,T4, zumf, cântar	SA	7 ³⁰ -7 ⁴⁵	19.41	79.1	1.98	994.0	H ₂ S	14	7	0.18	0.21
		SA	11 ³⁰ -11 ⁴⁵	26.35	54.2	1.37	993.7	H ₂ S	14	7	0.23	
		SA	15 ³⁰ -15 ⁴⁵	24.36	66.0	1.24	991.8	H ₂ S	14	7	0.22	
		SA	7 ³⁰ -7 ⁴⁵	19.41	79.1	1.98	994.0	SO ₂	10	5	0.56	0.45
		SA	11 ³⁰ -11 ⁴⁵	26.35	54.2	1.37	993.7	SO ₂	10	5	0.51	
		SA	15 ³⁰ -15 ⁴⁵	24.36	66.0	1.24	991.8	SO ₂	10	5	0.27	
	Zonă cuptor-ventilator 02-H1,VH1	SA	7 ⁵⁰ -8 ⁰⁵	19.33	80.0	2.15	994.0	H ₂ S	14	7	0.11	0.12
		SA	11 ⁵⁰ -12 ⁰⁵	26.59	50.9	<0.30	993.7	H ₂ S	14	7	0.12	
		SA	15 ⁵⁰ -16 ⁰⁵	24.56	65.9	<0.30	991.8	H ₂ S	14	7	0.13	
		SA	7 ⁵⁰ -8 ⁰⁵	19.33	80.0	2.15	994.0	SO ₂	10	5	0.32	0.19
		SA	11 ⁵⁰ -12 ⁰⁵	26.59	50.9	<0.30	993.7	SO ₂	10	5	0.11	
	Zonă cuvă coacs, depozit coacs	SA	8 ¹⁰ -8 ²⁵	19.99	79.0	0.30	994.0	H ₂ S	14	7	0.18	0.18
SA		12 ¹⁰ -12 ²⁵	26.74	48.2	0.89	993.6	H ₂ S	14	7	0.15		
SA		16 ¹⁰ -16 ²⁵	24.37	65.4	0.48	992.1	H ₂ S	14	7	0.16		
13.06.14	Zonă cuvă coacs, depozit coacs	SA	8 ¹⁰ -8 ²⁵	19.99	79.0	0.30	994.0	SO ₂	10	5	0.71	0.46
		SA	12 ¹⁰ -12 ²⁵	26.74	48.2	0.89	993.6	SO ₂	10	5	0.38	
		SA	16 ¹⁰ -16 ²⁵	24.37	65.4	0.48	992.1	SO ₂	10	5	0.28	
	Zonă aeratoare 02-A2,A3, vas 02-V20, schimbătoare 02-S1,S2,S3,S10	SA	8 ³⁰ -8 ⁴⁵	20.06	74.8	0.75	994.1	H ₂ S	14	7	0.18	0.13
		SA	12 ³⁰ -12 ⁴⁵	26.59	49.0	1.14	993.7	H ₂ S	14	7	0.12	
		SA	16 ³⁰ -16 ⁴⁵	24.67	65.5	0.34	992.1	H ₂ S	14	7	0.10	
		SA	8 ³⁰ -8 ⁴⁵	20.06	74.8	0.75	994.1	SO ₂	10	5	0.22	0.21
		SA	12 ³⁰ -12 ⁴⁵	26.59	49.0	1.14	993.7	SO ₂	10	5	0.22	
SA	16 ³⁰ -16 ⁴⁵	24.67	65.5	0.34	992.1	SO ₂	10	5	0.20			
29.06.14	Zonă rezervoare T2,T3,T4, zumf, cântar	SA	7 ³⁰ -7 ⁴⁵	18.55	77.2	<0.30	1001.3	H ₂ S	14	7	0.06	0.14
		SA	11 ³⁰ -11 ⁴⁵	26.79	43.2	<0.30	1001.2	H ₂ S	14	7	0.10	
		SA	15 ³⁰ -15 ⁴⁵	26.21	42.0	1.82	1000.0	H ₂ S	14	7	0.25	
		SA	7 ³⁰ -7 ⁴⁵	18.55	77.2	<0.30	1001.3	SO ₂	10	5	0.18	0.26
		SA	11 ³⁰ -11 ⁴⁵	26.79	43.2	<0.30	1001.2	SO ₂	10	5	0.38	



CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești

LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT

Comanda DG-0545 din
15.03.2022

Proiect nr.
MD 2000.006

Data	Loc prelevare probă	Tip prelevare	Oră prelevare	T (°C)	U.R (%)	V _{c.a} (m/s)	P _{atm.} (hPa)	Noxa	Valoare limită (mg/mc)		Valoare determinată (mg/mc)	
									Termen scurt	8 ore	Cm	CMPT
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
	Zonă cuptor-ventilator 02-H1,VH1	SA	15 ³⁰ -15 ⁴⁵	26.21	42.0	1.80	1000.0	SO ₂	10	5	0.22	0.09
		SA	7 ⁵⁰ -8 ⁰⁵	18.65	76.5	0.86	1001.2	H ₂ S	14	7	0.04	
		SA	11 ⁵⁰ -12 ⁰⁵	26.25	42.5	<0.30	1001.1	H ₂ S	14	7	0.06	
		SA	15 ⁵⁰ -16 ⁰⁵	25.88	40.9	1.16	1000.0	H ₂ S	14	7	0.16	
		SA	7 ⁵⁰ -8 ⁰⁵	18.56	76.5	0.86	1001.2	SO ₂	10	5	0.20	
		SA	11 ⁵⁰ -12 ⁰⁵	26.25	42.5	<0.30	1001.1	SO ₂	10	5	0.21	
	Zonă cuvă coacs, depozit coacs	SA	8 ¹⁰ -8 ²⁵	18.79	75.9	<0.30	1001.3	H ₂ S	14	7	0.13	0.15
		SA	12 ¹⁰ -12 ²⁵	25.98	42.9	<0.30	1001.1	H ₂ S	14	7	0.14	
		SA	16 ¹⁰ -16 ²⁵	25.97	43.4	0.79	999.9	H ₂ S	14	7	0.19	
	Zonă cuvă coacs, depozit coacs	SA	8 ¹⁰ -8 ²⁵	18.79	75.9	<0.30	1001.3	SO ₂	10	5	0.18	0.15
		SA	12 ¹⁰ -12 ²⁵	25.98	42.9	<0.30	1001.1	SO ₂	10	5	0.14	
		SA	16 ¹⁰ -16 ²⁵	25.97	43.4	0.79	999.9	SO ₂	10	5	0.14	
	Zonă aeratoare 02-A2,A3, vas 02-V20, schimbătoare 02-S1,S2,S3,S10	SA	8 ³⁰ -8 ⁴⁵	18.84	77.1	0.37	1001.3	H ₂ S	14	7	0.22	0.19
		SA	12 ³⁰ -12 ⁴⁵	26.07	41.2	0.73	1001.1	H ₂ S	14	7	0.17	
		SA	16 ³⁰ -16 ⁴⁵	26.04	40.6	<0.30	1000.0	H ₂ S	14	7	0.17	
		SA	8 ³⁰ -8 ⁴⁵	18.84	77.1	0.37	1001.3	SO ₂	10	5	0.26	
SA		12 ³⁰ -12 ⁴⁵	26.07	41.2	0.73	1001.1	SO ₂	10	5	0.23		
SA		16 ³⁰ -16 ⁴⁵	26.04	40.6	<0.30	1000.0	SO ₂	10	5	0.14		
09.07.14	Zonă rezervoare T2,T3,T4, zumf, cântar	SA	7 ³⁰ -7 ⁴⁵	20.95	83.4	0.89	990.1	H ₂ S	14	7	0.22	0.21
		SA	11 ³⁰ -11 ⁴⁵	25.85	63.0	1.08	989.3	H ₂ S	14	7	0.18	
		SA	15 ³⁰ -15 ⁴⁵	28.90	52.0	1.74	988.1	H ₂ S	14	7	0.22	
		SA	7 ³⁰ -7 ⁴⁵	20.95	83.4	0.89	990.1	SO ₂	10	5	0.21	
		SA	11 ³⁰ -11 ⁴⁵	25.85	63.0	1.08	989.3	SO ₂	10	5	0.61	
		SA	15 ³⁰ -15 ⁴⁵	28.90	52.0	1.74	988.1	SO ₂	10	5	0.48	
	Zonă cuptor-ventilator 02-H1,VH1	SA	7 ⁵⁰ -8 ⁰⁵	20.61	84.0	1.33	990.1	H ₂ S	14	7	0.13	0.13
		SA	11 ⁵⁰ -12 ⁰⁵	27.81	58.5	0.30	989.2	H ₂ S	14	7	0.15	
		SA	15 ⁵⁰ -16 ⁰⁵	27.00	53.0	1.87	987.8	H ₂ S	14	7	0.12	
		SA	7 ⁵⁰ -8 ⁰⁵	20.61	84.0	1.33	990.1	SO ₂	10	5	0.33	
		SA	11 ⁵⁰ -12 ⁰⁵	27.81	58.5	0.30	989.2	SO ₂	10	5	0.19	0.21



CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești

LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT

Comanda DG-0545 din
15.03.2022

Proiect nr.
MD 2000.006

Data	Loc prelevare probă	Tip prelevare	Oră prelevare	T (°C)	U.R (%)	V _{c.a} (m/s)	P _{atm.} (hPa)	Noxa	Valoare limită (mg/mc)		Valoare determinată (mg/mc)	
									Termen scurt	8 ore	Cm	CMPT
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
	Zonă cuvă cocs, depozit cocs	SA	15 ⁵⁰ -16 ⁰⁵	27.00	53.0	1.87	987.8	SO ₂	10	5	0.11	0.18
		SA	8 ¹⁰ -8 ²⁵	22.67	79.3	1.20	989.8	H ₂ S	14	7	0.18	
		SA	12 ¹⁰ -12 ²⁵	26.72	60.8	1.16	989.3	H ₂ S	14	7	0.20	
		SA	16 ¹⁰ -16 ²⁵	27.03	52.4	2.63	987.9	H ₂ S	14	7	0.17	
09.07.14	Zonă cuvă cocs, depozit cocs	SA	8 ¹⁰ -8 ²⁵	22.67	79.3	1.20	989.8	SO ₂	10	5	0.32	0.32
		SA	12 ¹⁰ -12 ²⁵	26.72	60.8	1.16	989.3	SO ₂	10	5	0.43	
		SA	16 ¹⁰ -16 ²⁵	27.03	52.4	2.63	987.9	SO ₂	10	5	0.22	
	Zonă aeratoare 02-A2,A3, vas 02-V20, schimbătoare 02-S1,S2,S3,S10	SA	8 ³⁰ -8 ⁴⁵	22.08	81.6	1.39	989.8	H ₂ S	14	7	0.12	0.11
		SA	12 ³⁰ -12 ⁴⁵	26.69	60.7	0.89	989.2	H ₂ S	14	7	0.11	
		SA	16 ³⁰ -16 ⁴⁵	28.33	49.6	0.47	987.6	H ₂ S	14	7	0.11	
		SA	8 ³⁰ -8 ⁴⁵	22.08	81.6	1.39	989.8	SO ₂	10	5	0.16	
		SA	12 ³⁰ -12 ⁴⁵	26.69	60.7	0.89	989.2	SO ₂	10	5	0.18	
22.07.14	Zonă rezervoare T2,T3,T4, zumf, cântar	SA	7 ³⁰ -7 ⁴⁵	23.40	72.2	0.35	991.1	H ₂ S	14	7	0.3	0.2
		SA	11 ³⁰ -11 ⁴⁵	30.66	51.4	<0.30	990.7	H ₂ S	14	7	0.2	
		SA	15 ³⁰ -15 ⁴⁵	34.12	35.6	<0.30	989.2	H ₂ S	14	7	0.2	
		SA	7 ³⁰ -7 ⁴⁵	23.40	72.2	0.35	991.1	SO ₂	10	5	0.2	
		SA	11 ³⁰ -11 ⁴⁵	30.66	51.4	<0.30	990.7	SO ₂	10	5	0.2	
		SA	15 ³⁰ -15 ⁴⁵	34.12	35.6	<0.30	989.2	SO ₂	10	5	0.2	
	Zonă cuptor-ventilator 02-H1,VH1	SA	7 ⁵⁰ -8 ⁰⁵	23.43	72.4	0.80	991.0	H ₂ S	14	7	0.1	0.08
		SA	11 ⁵⁰ -12 ⁰⁵	30.14	49.9	0.69	990.7	H ₂ S	14	7	0.07	
		SA	15 ⁵⁰ -16 ⁰⁵	33.87	35.7	<0.30	989.3	H ₂ S	14	7	0.08	
		SA	7 ⁵⁰ -8 ⁰⁵	23.43	72.4	0.80	991.0	SO ₂	10	5	0.09	
		SA	11 ⁵⁰ -12 ⁰⁵	30.14	49.9	0.69	990.7	SO ₂	10	5	0.1	
	Zonă cuvă cocs, depozit cocs	SA	15 ⁵⁰ -16 ⁰⁵	33.87	35.7	<0.30	989.3	SO ₂	10	5	0.1	0.1
		SA	8 ¹⁰ -8 ²⁵	23.38	72.9	0.61	990.9	H ₂ S	14	7	0.2	
		SA	12 ¹⁰ -12 ²⁵	30.89	50.3	<0.30	990.7	H ₂ S	14	7	0.08	
22.07.14	Zonă cuvă cocs, depozit cocs	SA	16 ¹⁰ -16 ²⁵	33.62	37.6	<0.30	989.3	H ₂ S	14	7	0.06	0.1
		SA	8 ¹⁰ -8 ²⁵	23.38	72.9	0.61	990.9	SO ₂	10	5	0.1	
22.07.14	Zonă cuvă cocs, depozit cocs	SA	12 ¹⁰ -12 ²⁵	30.89	50.3	<0.30	990.7	SO ₂	10	5	0.09	0.1
		SA	8 ¹⁰ -8 ²⁵	23.38	72.9	0.61	990.9	SO ₂	10	5	0.1	



CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești

LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT

Comanda DG-0545 din
15.03.2022

Proiect nr.
MD 2000.006

Data	Loc prelevare probă	Tip prelevare	Oră prelevare	T (°C)	U.R (%)	V _{c.a} (m/s)	P _{atm.} (hPa)	Noxa	Valoare limită (mg/mc)		Valoare determinată (mg/mc)			
									Termen scurt	8 ore	Cm	CMPT		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13		
	Zonă aeratoare 02-A2,A3, vas 02-V20, schimbătoare 02-S1,S2,S3,S10	SA	16 ¹⁰ -16 ²⁵	33.62	37.6	<0.30	989.3	SO ₂	10	5	0.1	0.07		
		SA	8 ³⁰ -8 ⁴⁵	23.67	72.1	0.61	991.0	H ₂ S	14	7	0.08			
		SA	12 ³⁰ -12 ⁴⁵	31.30	51.5	0.72	990.6	H ₂ S	14	7	0.07			
				SA	16 ³⁰ -16 ⁴⁵	33.71	36.9	0.62	989.3	H ₂ S	14	7	0.05	0.1
				SA	8 ³⁰ -8 ⁴⁵	23.67	72.1	0.61	991.0	SO ₂	10	5	0.1	
				SA	12 ³⁰ -12 ⁴⁵	31.30	51.5	0.72	990.6	SO ₂	10	5	0.1	
20.07.14	Zonă cuptor H1, ventilator VH1	TD	9 ³⁰ -9 ³⁶	23.43	65.1	1.22	996.5	CO	30	20	<1.16	<1.16		
		TD	12 ³⁰ -12 ³⁶	31.32	35.9	0.56	996.1	CO	30	20	<1.16			
		TD	15 ³⁰ -15 ³⁶	31.78	30.9	0.45	994.9	CO	30	20	<1.16			
				TD	9 ³⁸ -9 ⁴⁰	23.43	65.1	1.22	996.5	CO ₂	-	9000	651.1	713.6
				TD	12 ³⁸ -12 ⁴⁰	31.32	35.9	0.56	996.1	CO ₂	-	9000	744.4	
				TD	15 ³⁸ -15 ⁴⁰	31.78	40.9	0.45	994.9	CO ₂	-	9000	745.3	
14.06.14	Zonă vase 02-(V9-V12)	SA	7 ³⁰ -8 ⁴⁰	18.21	77.9	1.02	990.2	Motorină	1000	700	-	52.31		
	Zonă aeratoare A2,A3, vase V8,V20,V101, schimbătoare S1,S2,S3,S10,S12, pp. P1,P22	SA	8 ⁵⁰ -10 ⁰⁰	21.19	66.4	1.03	990.7	Motorină	1000	700	-	54.46		
	Zonă vase V1,V5,V102, filtru F102, pompe P4-P6,P2,P8,P9, P23, coloane C1-C4	SA	12 ³⁰ -13 ⁴⁰	27.52	48.9	0.49	989.2	Benzină	500	300	-	130.9		
		SA	12 ³⁰ -13 ⁴⁰					Motorină	1000	700	-	58.70		
	Zonă parc rezervoare	SA	13 ⁵⁰ -15 ⁰⁰	30.10	44.4	<0.30	988.6	Benzină	500	300	-	69.58		
		SA	13 ⁵⁰ -15 ⁰⁰					Motorină	1000	700	-	59.88		



CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești

LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT

Comanda DG-0545 din
15.03.2022

Proiect nr.
MD 2000.006

Data	Loc prelevare probă	Oră prelevare	T (°C)	U.R (%)	V _{c.a} (m/s)	P _{atm.} (hPa)	Noxa	Valoare limită (mg/mc)		Valoare determinată (mg/mc)	
								Termen scurt	8 ore	Cm	CMPT
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
ARIA AFPE / Instalația RAMPE LIVRĂRI COMBUSTIBILI											
04.06.14	Zonă rampă încărcare auto (postul nr.10-12)	9 ¹⁰ -9 ²⁷	20.30	58.1	0.57	993.6	Benzină	500	300	23.74	30.50
		12 ¹¹ -12 ²⁹	22.30	55.6	3.12	993.6	Benzină	500	300	51.39	
		16 ⁰⁹ -16 ²⁴	22.90	51.0	<0.30	993.8	Benzină	500	300	29.44	
	Zonă rampă încărcare auto (postul nr.10-12)	9 ²⁸ -9 ⁴³	20.60	56.2	<0.30	993.4	Motorină	1000	700	sld	sld
		12 ³⁰ -12 ⁴⁵	21.70	58.6	<0.30	993.8	Motorină	1000	700	sld	
		16 ²⁴ -16 ³⁹	22.30	50.8	0.45	993.6	Motorină	1000	700	sld	
	Zonă rezervoare T89,T90, CP1	9 ⁴⁵ -10 ⁰⁰	21.30	56.9	<0.30	993.4	Motorină	1000	700	sld	sld
		12 ⁴⁷ -13 ⁰²	23.60	53.7	<0.30	994.0	Motorină	1000	700	sld	
		16 ⁴⁰ -16 ⁵⁵	25.90	48.4	0.69	993.3	Motorină	1000	700	sld	
	Zonă rezervoare R2,R3, CP3	10 ⁰¹ -10 ¹⁵	21.40	55.5	<0.30	993.5	Motorină	1000	700	sld	sld
		13 ⁰⁴ -13 ¹⁹	22.70	57.0	0.62	993.9	Motorină	1000	700	sld	
		16 ⁵⁷ -17 ¹²	23.40	51.8	1.03	993.2	Motorină	1000	700	sld	
Zonă rampă încărcare CF (firul nr.1-2)	13 ³¹ -13 ⁴⁶	23.20	49.6	0.93	992.8	Benzină	500	300	549.6	271.6	
	14 ³⁰ -14 ⁴⁵	24.60	46.8	2.21	992.5	Benzină	500	300	1020.0		
	15 ³⁰ -15 ⁴⁶	23.70	49.9	0.79	992.5	Benzină	500	300	60.0		
06.06.14	Zonă rampă încărcare CF (firul nr.3-4)	8 ⁵⁷ -9 ¹³	24.60	49.4	<0.30	995.0	Motorină	1000	700	sld	sld
		12 ⁰⁰ -12 ¹⁶	26.39	45.1	995.2	995.2	Motorină	1000	700	sld	
		16 ¹⁹ -16 ³⁴	27.61	44.5	0.60	994.9	Motorină	1000	700	sld	
	Zonă rezervoare R1,R4,R5,R6, CP3	9 ³⁶ -9 ⁵¹	24.73	51.8	1.09	995.2	Benzină	500	300	3.72	3.33
		12 ³⁵ -12 ⁵²	26.16	51.3	<0.30	995.1	Benzină	500	300	2.77	
		15 ²² -15 ⁴⁰	27.15	42.3	0.32	995.1	Benzină	500	300	3.50	
	Zonă rezervor 207	9 ⁵⁶ -10 ¹²	25.41	52.6	1.04	995.1	Benzină	500	300	3.50	3.85
		12 ⁵⁹ -13 ¹⁶	26.76	48.7	<0.30	995.1	Benzină	500	300	3.39	
		15 ⁴⁴ -16 ⁰¹	28.05	39.9	1.44	994.9	Benzină	500	300	4.65	



CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești

LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT

Comanda DG-0545 din
15.03.2022

Proiect nr.
MD 2000.006

Data	Loc prelevare probă	Tip prelevare	Oră prelevare	T (°C)	U.R (%)	V _{c.a} (m/s)	P _{atm.} (hPa)	Noxa	Valoare limită (mg/mc)		Valoare determinată (mg/mc)	
									Termen scurt	8 ore	Cm	CMPT
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
ARIA AFPE / Instalația PARC REZERVOARE												
19.06.14	Zonă parc 45 (T132,T133, T135-T138), CP 3A+CP 3B	SA	8 ²⁰ -9 ³⁰	18.45	77.5	1.21	995.5	Benzină	500	300	-	56.03
	Zonă parc 33 (T99,T100), CP 6A	SA	9 ⁴⁰ 10 ⁵⁰	18.06	79.4	0.75	995.3	Benzină	500	300	-	53.59
	Zonă parc 10 (T22,T23), CP 2B	SA	14 ⁰⁰ -15 ¹⁰	16.20	100	2.70	994.0	Benzină	500	300	-	66.56
	Zonă parc 11 (T24,T25,) CP 2B	SA	15 ²⁰ -16 ³⁰	15.80	100	2.10	993.0	Benzină	500	300	-	90.13
20.06.14	Zona parc 35(T106-T108), CP 7A	SA	8 ⁴⁵ -9 ⁵⁵	19.51	65.7	1.11	988.4	Motorină	1000	700	-	40.78
	Zonă parc 17(615,616), CP 4A	SA	10 ⁰⁵ -11 ¹⁵	21.12	57.5	0.72	988.5	Motorină	1000	700	-	30.8
	Zonă parc 50000 (T1/5), CP T3/5	SA	14 ⁴⁵ -15 ⁵⁵	24.81	51.7	1.16	986.1	Benzină	500	300	-	47.7
	Zonă parc 22 (T26), CP 5B	SA	16 ⁰⁵ -17 ¹⁵	24.82	50.8	1.02	985.8	Benzină	500	300	-	42.11
21.06.14	Zonă parc 19(T61-T63), CP 5B	SA	8 ⁴⁵ -9 ⁵⁵	17.49	75.2	<0.30	991.9	Motorină	1000	700	-	38.86
21.06.14	Zonă parc 16 (2),CP 3B	SA	10 ¹⁰ -11 ²⁰	16.08	84.8	0.52	992.5	Motorină	1000	700	-	20.29
	Zonă parc 45 (T139),CP 3B	SA	13 ³⁰ -14 ⁴⁰	20.07	62.9	0.81	992.9	Motorină	1000	700	-	23.85
	Zonă parc 3 (T3,T4), CP 4B + CP T3/5	SA	14 ⁵⁰ -16 ⁰⁰	19.81	65.4	0.40	993.0	Motorină	1000	700	-	30.94
22.06.14	Zonă parc 24(R80) CP Produse Negre	SA	8 ¹⁵ -9 ²⁵	17.05	73.5	<0.30	998.2	Motorină	1000	700	-	9.06
	Zonă parc 28(91,92,T101), CP 6A+CP Produse Negre	SA	9 ³⁵ -10 ⁴⁵	19.68	61.3	0.89	998.3	Motorină	1000	700	-	16.29
	Zonă parc 39(T117,T118), CP 6A	SA	10 ⁵⁵ -12 ⁰⁵	22.40	46.7	2.13	998.3	Motorină	1000	700	-	13.79



CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești

LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT

Comanda DG-0545 din
15.03.2022

Proiect nr.
MD 2000.006

Data	Loc prelevare probă	Tip prelevare	Oră prelevare	T (°C)	U.R (%)	V _{c.a} (m/s)	P _{atm.} (hPa)	Noxa	Valoare limită (mg/mc)		Valoare determinată (mg/mc)	
									Termen scurt	8 ore	Cm	CMPT
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
	Zonă parc 50 000,(T3/5), CP T3/5	SA	13 ⁵⁰ -15 ⁰⁰	24.02	39.3	1.52	997.5	Motorină	1000	700	-	20.01
ARIA AFPE / Instalația RPGL												
17.07.14	Zonă vase V1-V3	TD	7 ³⁰ -7 ³⁴	19.66	77.5	<0.30	994.2	Pentan	-	3000	<225	<225
		TD	11 ³⁰ -11 ³⁴	20.36	84.6	<0.30	995.0	Pentan	-	3000	<225	
		TD	15 ³⁰ -15 ³⁴	25.97	56.1	1.23	994.6	Pentan	-	3000	<225	
		TD	7 ³⁷ -7 ⁴⁵	19.66	77.5	<0.30	994.2	Hexan	-	72	<3.58	<3.58
		TD	11 ³⁷ -11 ⁴⁵	20.36	84.6	<0.30	995.0	Hexan	-	72	<3.58	
		TD	15 ³⁷ -15 ⁴⁵	25.97	56.0	1.23	994.6	Hexan	-	72	<3.58	
	Zonă vase V4-V5	TD	7 ⁵⁰ -7 ⁵⁴	19.74	78.5	0.75	994.2	Pentan	-	3000	<225	<225
		TD	11 ⁵⁰ -11 ⁵⁴	19.96	85.2	<0.30	995.0	Pentan	-	3000	<225	
		TD	15 ⁵⁰ -15 ⁵⁴	25.59	55.4	2.00	994.6	Pentan	-	3000	<225	
		TD	7 ⁵⁷ -8 ⁰⁵	19.74	78.5	0.75	994.2	Hexan	-	72	<3.58	<3.58
		TD	11 ⁵⁷ -11 ⁰⁵	19.96	85.2	<0.30	995.0	Hexan	-	72	<3.58	
	Zonă vase V12-V15	TD	8 ¹⁰ -8 ¹⁴	20.23	76.5	<0.30	994.3	Propan	1800	1400	<183.0	<183.0
		TD	12 ¹⁰ -12 ¹⁴	19.97	85.6	<0.30	995.0	Propan	1800	1400	<183.0	
		TD	16 ¹⁰ -16 ¹⁴	25.43	58.1	1.43	994.6	Propan	1800	1400	<183.0	
17.07.14	Zonă vase V19-V22	TD	8 ²⁰ -8 ²⁴	20.19	77.3	<0.30	994.3	Pentan	-	3000	<225	<225
		TD	12 ²⁰ -12 ²⁴	20.26	85.0	<0.30	995.1	Pentan	-	3000	<225	
		TD	16 ²⁰ -16 ²⁴	25.21	58.3	0.80	994.6	Pentan	-	3000	<225	
		TD	8 ²⁷ -8 ³⁵	20.19	77.3	<0.30	994.3	Hexan	-	72	<3.58	<3.58
		TD	12 ²⁷ -12 ³⁵	20.26	85.0	<0.30	995.1	Hexan	-	72	<3.58	
	Zonă sfere T154-T156	TD	8 ⁴⁰ -8 ⁴²	20.19	77.4	<0.30	994.3	Gaze lichefiate	1500	1200	<35.2	<35.2
		TD	12 ⁴⁰ -12 ⁴²	19.90	86.7	<0.30	995.0	Gaze	1500	1200	<35.2	



CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești

LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT

Comanda DG-0545 din
15.03.2022

Proiect nr.
MD 2000.006

Data	Loc prelevare probă	Tip prelevare	Oră prelevare	T (°C)	U.R (%)	V _{c.a} (m/s)	P _{atm.} (hPa)	Noxa	Valoare limită (mg/mc)		Valoare determinată (mg/mc)	
									Termen scurt	8 ore	Cm	CMPT
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
		TD	16 ⁴⁰ -16 ⁴²	24.19	60.5	1.56	994.6	lichefiate				
								Gaze lichefiate	1500	1200	<35.2	
	Zonă rampă auto (postul nr.1-2)	TD	9 ⁰⁰ -9 ⁰²	21.99	70.5	<0.30	994.3	Gaze lichefiate	1500	1200	896.6	537.8
		TD	13 ¹⁰ -13 ¹²	20.20	88.5	0.76	994.9	Gaze lichefiate	1500	1200	358.4	
		TD	16 ⁵⁰ -16 ⁵²	24.47	60.6	2.00	994.6	Gaze lichefiate	1500	1200	358.5	
	Zonă rampă CF (postul nr. 1-2)	TD	11 ³⁰ -11 ³²	20.40	83.5	<0.30	995.0	Gaze lichefiate	1500	1200	358.4	100.8
		TD	13 ²⁰ -13 ²²	20.09	86.5	<0.30	994.9	Gaze lichefiate	1500	1200	358.4	
		TD	13 ⁴⁵ -13 ⁴⁷	20.27	86.4	<0.30	995.0	Gaze lichefiate	1500	1200	358.4	

Notă: TD – Tub detector GASTEC; SA – Soluție absorbantă; AP – Analizor portabil PHOCHECK; Cm – Concentrația medie; CMPT – Concentrația medie ponderată cu timpul

Legendă: **Poluare semnificativă**; Poluare nesemnificativă

Tabelul 82: Monitorizare noxe chimice PETROTEL - LUKOIL – iunie,iulie 2021

Data	Loc prelevare probă	Tip prelevare	Oră prelevare	T (°C)	U.R (%)	V _{c.a} (m/s)	P _{atm.} (hPa)	Noxa	Valoare limită (mg/mc)		Valoare determinată (mg/mc)	
									Termen scurt	8 ore	Cm	CMPT
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
ARIA 1 / Instalația DAV3												
01.06.21	Zonă vase 01-V15,V15A	SA	10 ³⁰ -10 ⁴⁵	13.08	100.0	0.18	993.4	H ₂ S	14	7	1.1	1.5
		SA	13 ³⁰ -13 ⁴⁵	13.10	100.0	0.21	994.4	H ₂ S	14	7	1.1	
		SA	16 ³⁰ -16 ⁴⁵	13.20	100.0	0.20	995.2	H ₂ S	14	7	0.9	
10.06.21	Zonă vase 01-V15,V15A	SA	10 ³⁰ -10 ⁴⁵	21.94	55.9	0.34	996.4	H ₂ S	14	7	1.2	1.7
		SA	13 ³⁰ -13 ⁴⁵	15.05	72.6	0.31	996.4	H ₂ S	14	7	1.0	
		SA	16 ³⁰ -16 ⁴⁵	16.88	71.4	0.45	995.8	H ₂ S	14	7	1.2	
01.07.21	Zonă vase 01-V15,V15A	SA	7 ⁰⁰ -7 ¹⁵	19.09	79.6	0.32	994.5	H ₂ S	14	7	0.7	1.5
		SA	11 ⁰⁰ -11 ¹⁵	25.19	56.6	0.31	993.6	H ₂ S	14	7	1.1	
		SA	15 ⁰⁰ -15 ¹⁵	26.31	53.2	0.72	992.5	H ₂ S	14	7	1.1	
03.07.21	Zonă pompe 01- P4, P5,P8, P9, P11	SA	07 ⁰⁰ -08 ¹⁰	16.14	75.4	0.55	992.7	Benzină	500	300	42.2	63.3
		SA						Motorină	1000	700	21.4	32.1
	Zona pompe 01-P21,P40	SA	08 ¹⁵ -09 ²⁵	18.36	70.9	0.41	992.5	Motorină	1000	700	27.1	40.7
	Zona vase 01 V15,V15A	SA	09 ³⁰ -10 ⁴⁰	17.69	63.2	<0.30	992.8	Motorină	1000	700	28.7	43.1
	Zona desalinator 01-D1, sch.01- S21,S14,S13	SA	14 ⁰⁰ -15 ¹⁰	22.97	52.7	<0.30	992.8	Motorină	1000	700	36.4	54.6
25.07.21	Zonă vase 01-V15,V15A	SA	7 ⁰⁰ -7 ¹⁵	14.45	76.6	<0.30	1000.3	H ₂ S	14	7	1.3	1.7
		SA	11 ⁰⁰ -11 ¹⁵	22.74	51.0	<0.30	1001.2	H ₂ S	14	7	0.8	
		SA	15 ⁰⁰ -15 ¹⁵	27.44	48.8	0.32	1000.8	H ₂ S	14	7	1.3	
ARIA 1 / Instalațiile HPM + Fabrici H2												
01.06.21	Zonă compresor 06-K3	SA	10 ⁵⁰ -11 ⁰⁵	13.10	100.0	0.20	993.4	H ₂ S	14	7	0.5	0.6
		SA	13 ⁵⁰ -14 ⁰⁵	13.15	100.0	0.25	994.5	H ₂ S	14	7	0.4	
		SA	16 ⁵⁰ -17 ⁰⁵	13.21	100.0	0.21	995.2	H ₂ S	14	7	0.3	
10.06.21	Zonă compresor 06-K3	SA	10 ⁵⁰ -11 ⁰⁵	21.41	57.6	<0.30	996.5	H ₂ S	14	7	0.5	0.8
		SA	13 ⁵⁰ -14 ⁰⁵	15.32	72.8	<0.30	996.0	H ₂ S	14	7	0.5	
		SA	16 ⁵⁰ -17 ⁰⁵	16.87	70.9	0.36	995.8	H ₂ S	14	7	0.5	



CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești

LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT

Comanda DG-0545 din
15.03.2022

Proiect nr.
MD 2000.006

Data	Loc prelevare probă	Tip prelevare	Oră prelevare	T (°C)	U.R (%)	V _{c.a} (m/s)	P _{atm.} (hPa)	Noxa	Valoare limită (mg/mc)		Valoare determinată (mg/mc)	
									Termen scurt	8 ore	Cm	CMPT
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
01.07.21	Zonă compresor 06-K3	SA	7 ²⁰ -7 ³⁵	19.32	79.1	0.33	994.4	H ₂ S	14	7	0.6	1.4
		SA	11 ²⁰ -11 ³⁵	25.08	56.5	2.15	993.5	H ₂ S	14	7	0.9	
		SA	15 ²⁰ -15 ³⁵	25.33	55.5	0.48	992.6	H ₂ S	14	7	1.1	
03.07.21	Zona parc Furfurol (T18-T21),CP Furfurol	SA	15 ²⁰ -16 ³⁰	26.15	42.3	<0.30	992.4	Motorină	1000	700	30.0	45.0
25.07.21	Zonă compresor 06-K3	SA	7 ²⁰ -7 ³⁵	14.44	76.6	<0.30	1000.3	H ₂ S	14	7	0.8	1.4
		SA	11 ²⁰ -11 ³⁵	23.09	54.4	<0.30	1001.2	H ₂ S	14	7	1.2	
		SA	15 ²⁰ -15 ³⁵	26.84	47.1	0.32	1001.0	H ₂ S	14	7	0.8	
29.07.21	Zonă cuptor 06-H1, vas 06-V8	TD	7 ⁰⁰ -7 ⁰⁶	14.26	75.2	0.52	999.6	CO	117	23	<1.2	<1.2
		TD	11 ⁰⁰ -11 ⁰⁶	23.18	47.9	0.43	999.9	CO	117	23	<1.2	
		TD	15 ⁰⁰ -15 ⁰⁶	26.08	43.3	0.31	999.0	CO	117	23	<1.2	
		TD	7 ⁰⁸ -7 ¹⁰	14.26	75.2	0.52	999.6	CO ₂	-	9000	741.8	1159.2
		TD	11 ⁰⁸ -11 ¹⁰	23.18	47.9	0.43	999.9	CO ₂	-	9000	834.3	
		TD	15 ⁰⁸ -15 ¹⁰	26.08	43.3	0.31	999.0	CO ₂	-	9000	742.3	
	TD	7 ¹⁵ -7 ¹⁶	13.93	76.0	1.09	999.6	MEA	7.6	2.5	<1.0	<1.0	
TD	11 ¹⁵ -11 ¹⁶	23.73	46.9	<0.30	999.8	MEA	7.6	2.5	<1.0			
TD	15 ¹⁵ -15 ¹⁶	26.62	42.7	0.34	999.0	MEA	7.6	2.5	<1.0			
ARIA 1 / Instalațiile HB-RC-FG-Izomerizare												
01.06.21	Zonă compresor 03-K1B	SA	22 ³⁰ -22 ⁴⁵	12.38	100.0	0.44	993.1	H ₂ S	14	7	1.3	1.8
02.06.21		SA	1 ³⁰ -1 ⁴⁵	11.33	100.0	0.26	992.5	H ₂ S	14	7	1.2	
		SA	4 ³⁰ -4 ⁴⁵	10.45	100.0	0.38	991.9	H ₂ S	14	7	1.2	
10.06.21	Zonă compresor 03-K1B	SA	22 ³⁰ -22 ⁴⁵	15.78	72.7	0.95	996.4	H ₂ S	14	7	1.1	1.7
11.06.21		SA	1 ³⁰ -1 ⁴⁵	14.45	100.0	0.28	996.0	H ₂ S	14	7	1.0	
		SA	4 ³⁰ -4 ⁴⁵	13.35	74.6	<0.30	995.6	H ₂ S	14	7	1.1	
01.07.21	Zonă compresor 03-K1B	SA	7 ⁴⁰ -7 ⁵⁵	19.42	79.2	0.34	994.3	H ₂ S	14	7	0.8	1.5
		SA	11 ⁴⁰ -11 ⁵⁵	24.98	55.0	0.40	993.6	H ₂ S	14	7	1.2	



CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești

LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT

Comanda DG-0545 din
15.03.2022

Proiect nr.
MD 2000.006

Data	Loc prelevare probă	Tip prelevare	Oră prelevare	T (°C)	U.R (%)	V _{c.a} (m/s)	P _{atm.} (hPa)	Noxa	Valoare limită (mg/mc)		Valoare determinată (mg/mc)	
									Termen scurt	8 ore	Cm	CMPT
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
		SA	15 ⁴⁰ -15 ⁵⁵	25.33	56.6	0.41	992.5	H ₂ S	14	7	1.0	
02.07.21	Zonă pompe 03-P1,P3,P5, 04-P2,P4,P5	SA	11 ⁰⁰ -12 ¹⁰	25.16	54.5	1.66	993.3	Benzină	500	300	83.0	124.5
03.07.21	Zonă pompe 04-P1, 76-P1	SA	11 ⁰⁰ -12 ¹⁰	21.74	71.7	<0.30	992.3	Benzină	500	300	34.6	51.9
25.07.21	Zonă compresor 03-K1A	SA	7 ⁴⁰ -7 ⁵⁵	14.24	76.4	<0.30	1000.3	H ₂ S	14	7	1.4	1.8
		SA	11 ⁴⁰ -11 ⁵⁵	23.45	51.6	<0.30	1001.2	H ₂ S	14	7	1.1	
		SA	15 ⁴⁰ -15 ⁵⁵	27.26	46.7	0.41	1000.9	H ₂ S	14	7	1.1	
30.07.21	Zonă cuptoare 04-H1,H2,H3, 03-H1	TD	7 ³⁰ -7 ³⁶	14.17	77.1	<0.30	999.4	CO	117	23	<1.2	<1.2
		TD	11 ³⁰ -11 ³⁶	25.14	42.9	0.31	999.7	CO	117	23	<1.2	
		TD	15 ³⁰ -15 ³⁶	27.30	41.1	<0.30	999.0	CO	117	23	<1.2	
		TD	7 ³⁸ -7 ⁴⁰	14.17	77.1	<0.30	999.4	CO ₂	-	9000	649.2	1066.7
		TD	11 ³⁸ -11 ⁴⁰	25.14	42.9	0.31	999.7	CO ₂	-	9000	741.7	
		TD	15 ³⁸ -15 ⁴⁰	27.30	41.1	<0.30	999.0	CO ₂	-	9000	742.3	
	Zonă cuptoare 03-H2;04-H5	TD	7 ⁴⁵ -7 ⁵¹	14.07	76.7	0.37	999.4	CO	117	23	<1.2	<1.2
		TD	11 ⁴⁵ -11 ⁵¹	25.55	40.8	1.10	999.7	CO	117	23	<1.2	
		TD	15 ⁴⁵ -15 ⁵¹	26.99	41.2	0.64	999.0	CO	117	23	<1.2	
		TD	7 ⁵³ -7 ⁵⁵	14.07	76.7	0.37	999.4	CO ₂	-	9000	834.7	1205.7
		TD	11 ⁵³ -11 ⁵⁵	25.55	40.8	1.10	999.7	CO ₂	-	9000	834.5	
	Zonă CCR	TD	15 ⁵³ -15 ⁵⁵	26.99	41.2	0.64	999.0	CO ₂	-	9000	742.3	0
TD		8 ⁰⁰ -8 ⁰⁶	14.09	77.2	0.31	999.4	1,2-Diclorețan	-	8.2	0		
TD		12 ⁰⁰ -12 ⁰⁶	23.97	45.3	1.38	999.7	1,2-Diclorețan	-	8.2	0		
		TD	16 ⁰⁰ -16 ⁰⁶	27.05	42.1	0.32	999.0	1,2-Diclorețan	-	8.2	0	



CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești

LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT

Comanda DG-0545 din
15.03.2022

Proiect nr.
MD 2000.006

Data	Loc prelevare probă	Tip prelevare	Oră prelevare	T (°C)	U.R (%)	V _{c.a} (m/s)	P _{atm.} (hPa)	Noxa	Valoare limită (mg/mc)		Valoare determinată (mg/mc)	
									Termen scurt	8 ore	Cm	CMPT
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
ARIA 2 / Instalațiile CC-FG-CC												
02.06.21	Zonă stripare ape uzate, vas facilă 09-FV104, vas 09-YV7	SA	10 ³⁰ -10 ⁴⁵	12.27	59.2	0.37	999.2	H ₂ S	14	7	0.3	0.6
		SA	13 ³⁰ -13 ⁴⁵	14.68	43.8	2.19	999.2	H ₂ S	14	7	0.5	
		SA	16 ³⁰ -16 ⁴⁵	13.42	45.6	2.94	999.7	H ₂ S	14	7	0.3	
	Zonă compresor 09-GC1	SA	10 ⁵⁰ -11 ⁰⁵	12.80	56.9	1.36	999.0	H ₂ S	14	7	1.4	1.8
		SA	13 ⁵⁰ -14 ⁰⁵	14.41	44.7	2.68	999.1	H ₂ S	14	7	1.1	
		SA	16 ⁵⁰ -17 ⁰⁵	13.41	46.4	1.88	999.6	H ₂ S	14	7	1.0	
	Zonă pompe 09-(GP1-GP7), GP14, coloane 09-(GV6-GV9), schimbătoare 09-GE3, GE4	SA	22 ³⁰ -22 ⁴⁵	10.52	71.8	0.34	1001.5	H ₂ S	14	7	1.2	1.7
		SA	1 ³⁰ -1 ⁴⁵	9.22	75.5	0.73	1001.5	H ₂ S	14	7	1.1	
		SA	4 ³⁰ -4 ⁴⁵	7.72	81.9	0.88	1001.2	H ₂ S	14	7	1.0	
11.06.21	Zonă stripare ape uzate, vas facilă 09-FV104, vas 09-YV7	SA	10 ³⁰ -10 ⁴⁵	23.03	49.6	<0.30	996.9	H ₂ S	14	7	0.9	1.2
		SA	13 ³⁰ -13 ⁴⁵	22.74	48.2	<0.30	996.1	H ₂ S	14	7	0.7	
		SA	16 ³⁰ -16 ⁴⁵	21.09	48.9	0.50	995.7	H ₂ S	14	7	0.9	
	Zonă compresor 09-GC1	SA	10 ⁵⁰ -11 ⁰⁵	23.77	47.9	<0.30	996.8	H ₂ S	14	7	1.2	1.8
		SA	13 ⁵⁰ -14 ⁰⁵	22.51	48.2	<0.30	996.1	H ₂ S	14	7	1.2	
		SA	16 ⁵⁰ -17 ⁰⁵	23.92	46.0	<0.30	995.2	H ₂ S	14	7	1.2	
	Zonă pompe 09-(GP1-GP7), GP14, coloane 09-(GV6-GV9), schimbătoare 09-GE3, GE4	SA	22 ³⁰ -22 ⁴⁵	14.72	76.2	0.36	996.2	H ₂ S	14	7	0.9	1.7
		SA	1 ³⁰ -1 ⁴⁵	13.16	79.2	0.31	996.6	H ₂ S	14	7	1.4	
		SA	4 ³⁰ -4 ⁴⁵	12.39	79.3	0.46	996.4	H ₂ S	14	7	1.1	
03.07.21	Zonă stripare ape uzate, vas facilă 09-FV104	SA	7 ³⁰ -7 ⁴⁵	18.55	73.0	0.42	1001.3	H ₂ S	14	7	0.35	0.27
		SA	11 ³⁰ -11 ⁴⁵	25.32	45.1	<0.30	1000.1	H ₂ S	14	7	0.22	
		SA	15 ³⁰ -15 ⁴⁵	28.33	40.9	0.73	997.5	H ₂ S	14	7	0.24	
	Zonă compresor 09-GC1	SA	7 ⁵⁰ -8 ⁰⁵	18.93	71.5	<0.30	1001.2	H ₂ S	14	7	0.17	0.12
		SA	11 ⁵⁰ -12 ⁰⁵	25.76	44.6	<0.30	1000.1	H ₂ S	14	7	0.08	
		SA	15 ⁵⁰ -16 ⁰⁵	28.09	40.7	<0.30	997.5	H ₂ S	14	7	0.11	
	Zonă pompe 09-(GP1-GP7), GP14, coloane 09-GV8, GV9, schimbătoare 09-GE3, GE4	SA	8 ¹⁰ -8 ²⁵	18.08	73.1	<0.30	1001.2	H ₂ S	14	7	0.13	0.14
		SA	12 ¹⁰ -12 ²⁵	25.35	44.7	<0.30	1000.1	H ₂ S	14	7	0.16	
		SA	16 ¹⁰ -16 ²⁵	28.21	40.7	<0.17	997.4	H ₂ S	14	7	0.12	



CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești

LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT

Comanda DG-0545 din
15.03.2022

Proiect nr.
MD 2000.006

Data	Loc prelevare probă	Tip prelevare	Oră prelevare	T (°C)	U.R (%)	V _{c.a} (m/s)	P _{atm.} (hPa)	Noxa	Valoare limită (mg/mc)		Valoare determinată (mg/mc)	
									Termen scurt	8 ore	Cm	CMPT
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
04.07.21	Zonă vas faciă FV104, pompe 09-P701,P702	SA	11 ¹⁰ -12 ²⁰	22.29	51.7	1.21	991.5	Benzină	500	300	90.2	135.3
	Zonă pp. 09-FP3,5,6,7,9,12,13, 14, vase 09-FV10,FV13, sch.09-FE17,FE18,FE21, FE2,FE3, col.09-FV8	SA	12 ¹⁰ -13 ²⁰	24.61	48.7	<0.30	990.4	Benzină	500	300	97.0	145.5
		SA	12 ¹⁰ -13 ²⁰					Motorină	1000	700	51.2	76.8
	Zonă pompe 09-(GP3-GP7), coloane 09-(GV6-GV9), schimb. 09-(GE3-GE9)	SA	11 ⁰⁰ -12 ¹⁰	24.43	58.0	0.37	993.5	Benzină	500	300	39.6	59.4
SA		11 ⁰⁰ -12 ¹⁰	Motorină					1000	700	27.4	41.1	
11.07.21	Zonă coloană 09-MeV2	TD	7 ³⁰ -7 ³¹	15.90	79.5	0.56	999.1	DEA	7.6	2.5	<1.0	<1.0
		TD	11 ³⁰ -11 ³¹	29.46	49.8	0.32	997.7	DEA	7.6	2.5	<1.0	
		TD	15 ³⁰ -15 ³¹	28.31	51.0	<0.30	996.8	DEA	7.6	2.5	<1.0	
	Zonă pompă 09-MP1, col. 09-(MeV2-MeV4)	TD	7 ⁴⁰ -7 ⁴²	15.93	79.7	0.33	999.1	Gaze lichefiate	1500	1200	<43.6	<43.6
		TD	11 ⁴⁰ -11 ⁴²	31.84	45.2	<0.30	997.9	Gaze lichefiate	1500	1200	<43.6	
		TD	15 ⁴⁰ -15 ⁴²	28.36	50.5	<0.30	996.8	Gaze lichefiate	1500	1200	<43.6	
	Zonă pompă 09-GP9, vas 09-GV10, schim.09-GE10	TD	7 ⁴⁷ -7 ⁴⁹	16.00	79.5	<0.30	999.2	Gaze lichefiate	1500	1200	<43.6	<43.6
		TD	11 ⁴⁷ -11 ⁴⁹	30.42	48.4	<0.30	997.9	Gaze lichefiate	1500	1200	<43.6	
		TD	15 ⁴⁷ -15 ⁴⁹	28.26	50.4	0.32	996.7	Gaze lichefiate	1500	1200	<43.6	
	Zonă pp.09-(GP10-GP12), col.09-GV11,GV13,GV14, vase 09-GV12,GV15, react. 09-GR1,GR2	TD	7 ⁵⁵ -7 ⁵⁷	16.24	79.2	<0.30	999.1	Gaze lichefiate	1500	1200	<43.6	<43.6
TD		11 ⁵⁵ -11 ⁵⁷	28.32	52.5	1.16	998.2	Gaze lichefiate	1500	1200	<43.6		



CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești

LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT

Comanda DG-0545 din
15.03.2022

Proiect nr.
MD 2000.006

Data	Loc prelevare probă	Tip prelevare	Oră prelevare	T (°C)	U.R (%)	V _{c.a} (m/s)	P _{atm.} (hPa)	Noxa	Valoare limită (mg/mc)		Valoare determinată (mg/mc)	
									Termen scurt	8 ore	Cm	CMPT
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
		TD	15 ⁵⁵ -15 ⁵⁷	28.40	50.2	<0.30	996.7	Gaze lichefiate	1500	1200	<43.6	
18.07.21	Zonă stripare ape uzate, vas faclă 09-FV104	SA	7 ³⁰ -7 ⁴⁵	21.30	70.0	0.50	993.1	H ₂ S	14	7	0.12	0.13
		SA	11 ³⁰ -11 ⁴⁵	25.63	56.1	<0.30	993.4	H ₂ S	14	7	0.13	
		SA	15 ³⁰ -15 ⁴⁵	27.86	47.4	<0.30	992.6	H ₂ S	14	7	0.13	
	Zonă compresor 09-GC1	SA	7 ⁵⁰ -8 ⁰⁵	21.60	69.2	0.50	993.2	H ₂ S	14	7	0.49	0.39
		SA	11 ⁵⁰ -12 ⁰⁵	25.41	55.3	<0.30	993.4	H ₂ S	14	7	0.44	
		SA	15 ⁵⁰ -16 ⁰⁵	28.28	46.9	<0.30	992.5	H ₂ S	14	7	0.24	
	Zonă pompe 09-(GP1-GP7), GP14, coloane 09-GV8,GV9, schimbătoare 09-GE3,GE4	SA	8 ¹⁰ -8 ²⁵	21.96	68.1	<0.30	993.2	H ₂ S	14	7	5.80	3.76
		SA	12 ¹⁰ -12 ²⁵	26.19	53.9	<0.30	993.3	H ₂ S	14	7	3.11	
		SA	16 ¹⁰ -16 ²⁵	28.71	46.9	0.39	992.5	H ₂ S	14	7	2.36	
ARIA 2 / Instalațiile HDS-TAME-MTBE-AZOT												
01.06.21	Zonă coloană 75-C1	SA	22 ⁵⁵ -23 ¹⁰	11.18	100.0	0.35	993.2	H ₂ S	14	7	0.3	0.5
		SA	1 ⁵⁵ -2 ¹⁰	10.91	100.0	0.32	992.6	H ₂ S	14	7	0.3	
		SA	4 ⁵⁵ -5 ¹⁰	9.76	100.0	0.49	991.8	H ₂ S	14	7	0.2	
10.06.21	Zonă coloană 75-C1	SA	22 ⁵⁵ -23 ¹⁰	13.85	80.3	<0.30	996.0	H ₂ S	14	7	0.2	0.3
		SA	1 ⁵⁵ -2 ¹⁰	12.92	100.0	0.36	995.9	H ₂ S	14	7	0.3	
		SA	4 ⁵⁵ -5 ¹⁰	12.16	78.5	<0.30	995.4	H ₂ S	14	7	0.2	
02.07.21	Zonă coloană 75-C1	SA	8 ²⁰ -8 ³⁵	20.86	72.4	<0.30	991.6	H ₂ S	14	7	0.3	0.3
		SA	12 ²⁰ -12 ³⁵	22.38	70.5	<0.30	992.2	H ₂ S	14	7	0.2	
		SA	16 ²⁰ -16 ³⁵	23.23	58.0	1.78	992.9	H ₂ S	14	7	0.2	
03.07.21	Zonă pompe 75-P1,P104	SA	11 ¹⁰ -12 ²⁰	20.73	59.3	<0.30	992.9	Benzină	500	300	45.1	67.7
11.07.21	Zonă vase 319-V2,V3, V5, pompe 319-P2,P3,P5	TD	8 ¹⁰ -8 ¹⁴	17.45	78.6	<0.30	998.5	Alcool metilic	-	260	<20.0	<20.0
		TD	12 ¹⁰ -12 ¹⁴	26.43	56.4	<0.30	998.5	Alcool metilic	-	260	<20.0	
		TD	16 ¹⁰ -16 ¹⁴	27.13	54.7	<0.30	996.6	Alcool metilic	-	260	<20.0	



CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești

LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT

Comanda DG-0545 din
15.03.2022

Proiect nr.
MD 2000.006

Data	Loc prelevare probă	Tip prelevare	Oră prelevare	T (°C)	U.R (%)	V _{c.a} (m/s)	P _{atm.} (hPa)	Noxa	Valoare limită (mg/mc)		Valoare determinată (mg/mc)	
									Termen scurt	8 ore	Cm	CMPT
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
	Zonă vas 319-V1, pompă 319-P1	TD	8 ²⁰ -8 ²²	17.34	78.5	<0.30	998.5	Gaze lichefiate	1500	1200	<43.6	<43.6
		TD	12 ²⁰ -12 ²²	25.94	56.7	<0.30	998.5	Gaze lichefiate	1500	1200	<43.6	
		TD	16 ²⁰ -16 ²²	27.60	51.6	0.56	996.7	Gaze lichefiate	1500	1200	<43.6	
	Zonă parc rezervoare, pompa P221	TD	10 ⁴⁰ -10 ⁴⁴	24.68	57.5	<0.30	998.6	Alcool metilic	-	260	<20.0	<20.0
		TD	11 ⁰⁰ -11 ⁰⁴	25.03	59.7	0.77	998.6	Alcool metilic	-	260	<20.0	
		TD	11 ²⁰ -11 ²⁴	25.44	56.0	<0.30	998.5	Alcool metilic	-	260	<20.0	
25.07.21	Zonă coloană 75-C1	SA	8 ²⁰ -8 ³⁵	14.13	77.4	<0.30	1000.3	H ₂ S	14	7	0.3	0.5
		SA	12 ²⁰ -12 ³⁵	22.71	50.2	1.69	1001.4	H ₂ S	14	7	0.3	
		SA	16 ²⁰ -16 ³⁵	27.72	48.5	0.36	1000.8	H ₂ S	14	7	0.3	
ARIA 3 / Instalațiile DG-RS-TG-RGF												
05.06.21	Zona vase 10-NV30,NV31 pompe 301-P1 ,10-NP 30	SA	10 ³⁰ -10 ⁴⁵	20.91	37.2	<0.30	1003.6	H ₂ S	14	7	1.4	2.0
		SA	13 ³⁰ -13 ⁴⁵	23.90	30.1	<0.30	1002.4	H ₂ S	14	7	1.3	
		SA	16 ³⁰ -16 ⁴⁵	23.51	34.4	<0.30	1001.0	H ₂ S	14	7	1.3	
		SA	10 ³⁰ -10 ⁴⁵	20.91	37.2	<0.30	1003.6	SO ₂	2.7	1.3	0.5	0.8
		SA	13 ³⁰ -13 ⁴⁵	23.90	30.1	<0.30	1002.4	SO ₂	2.7	1.3	0.5	
		SA	16 ³⁰ -16 ⁴⁵	23.51	34.4	<0.30	1001.0	SO ₂	2.7	1.3	0.5	
	Zonă cuvă stocare sulf 301-V7, soba Claus 301-H1	SA	10 ⁵⁰ -11 ⁰⁵	22.96	34.6	<0.30	1002.3	H ₂ S	14	7	1.2	2.0
		SA	13 ⁵⁰ -14 ⁰⁵	22.05	31.1	0.45	1002.5	H ₂ S	14	7	1.4	
		SA	16 ⁵⁰ -17 ⁰⁵	23.19	33.6	0.34	1001.0	H ₂ S	14	7	1.4	
		SA	10 ⁵⁰ -11 ⁰⁵	22.96	34.6	<0.30	1002.3	SO ₂	2.7	1.3	0.5	0.8
		SA	13 ⁵⁰ -14 ⁰⁵	22.05	31.1	0.45	1002.5	SO ₂	2.7	1.3	0.5	
		SA	16 ⁵⁰ -17 ⁰⁵	23.19	33.6	0.34	1001.0	SO ₂	2.7	1.3	0.5	

Data	Loc prelevare probă	Tip prelevare	Oră prelevare	T (°C)	U.R (%)	V _{c.a} (m/s)	P _{atm.} (hPa)	Noxa	Valoare limită (mg/mc)		Valoare determinată (mg/mc)	
									Termen scurt	8 ore	Cm	CMPT
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
05.06.21	Zonă cuvă solidificare sulf lichid, incinerator 10-H2, cos 10-H3	SA	22 ³⁰ -22 ⁴⁵	17.14	60.4	<0.30	1000.2	H ₂ S	14	7	0.9	1.5
06.06.21		SA	1 ³⁰ -1 ⁴⁵	13.89	64.2	1.04	1000.0	H ₂ S	14	7	1.0	
05.06.21	Zonă cuvă solidificare sulf lichid, incinerator 10-H2, cos 10-H3	SA	4 ³⁰ -4 ⁴⁵	11.51	76.6	0.31	999.4	H ₂ S	14	7	1.0	0.9
06.06.21		SA	22 ³⁰ -22 ⁴⁵	17.14	60.4	<0.30	1000.2	SO ₂	2.7	1.3	0.5	
06.06.21		SA	1 ³⁰ -1 ⁴⁵	13.89	64.2	1.04	1000.0	SO ₂	2.7	1.3	0.6	
05.06.21	Zonă coloane 302-C101,C102, C201, filtru 302-F101, pompe 302-P102,P201,P202	SA	4 ³⁰ -4 ⁴⁵	11.51	76.6	0.31	999.4	SO ₂	2.7	1.3	0.6	1.1
06.06.21		SA	22 ⁵⁰ -23 ⁰⁵	16.01	65.4	<0.30	1000.1	H ₂ S	14	7	0.7	
05.06.21		SA	1 ⁵⁰ -2 ⁰⁵	12.12	73.0	0.37	999.9	H ₂ S	14	7	0.7	
06.06.21		SA	4 ⁵⁰ -5 ⁰⁵	11.54	76.0	0.32	999.5	H ₂ S	14	7	0.7	
06.06.21		SA	22 ⁵⁰ -23 ⁰⁵	16.01	65.4	<0.30	1000.1	SO ₂	2.7	1.3	0.5	
06.06.21	Zonă cosuri faclă F1,F2,F3	SA	1 ⁵⁰ -2 ⁰⁵	12.12	73.0	0.37	999.9	SO ₂	2.7	1.3	0.6	0.9
06.06.21		SA	4 ⁵⁰ -5 ⁰⁵	11.54	76.0	0.32	999.5	SO ₂	2.7	1.3	0.6	
06.06.21		SA	10 ³⁰ -10 ⁴⁵	13.67	66.1	0.97	999.2	H ₂ S	14	7	0.8	
06.06.21		SA	13 ³⁰ -13 ⁴⁵	18.81	57.7	0.46	998.4	H ₂ S	14	7	0.9	
06.06.21		SA	16 ³⁰ -16 ⁴⁵	22.08	52.1	0.31	997.3	H ₂ S	14	7	0.8	
06.06.21		SA	10 ³⁰ -10 ⁴⁵	13.67	66.1	0.97	999.2	SO ₂	2.7	1.3	0.6	
06.06.21	Zonă compresor K2	SA	13 ³⁰ -13 ⁴⁵	18.81	57.7	0.46	998.4	SO ₂	2.7	1.3	0.5	0.9
06.06.21		SA	16 ³⁰ -16 ⁴⁵	22.08	52.1	0.31	997.3	SO ₂	2.7	1.3	0.6	
06.06.21		SA	10 ⁵⁵ -11 ¹⁰	13.35	70.4	1.46	998.9	H ₂ S	14	7	1.0	
06.06.21		SA	13 ⁵⁵ -14 ¹⁰	19.75	58.5	<0.30	998.3	H ₂ S	14	7	1.0	
06.06.21		SA	16 ⁵⁵ -17 ¹⁰	22.48	49.4	1.60	997.3	H ₂ S	14	7	1.2	
06.06.21		SA	10 ⁵⁵ -11 ¹⁰	13.35	70.4	1.46	998.9	SO ₂	2.7	1.3	0.4	
06.06.21	Zonă vase 10-(V9-V14), coloane 10-C3,C4, schimbător S6	SA	13 ⁵⁵ -14 ¹⁰	19.75	58.5	<0.30	998.3	SO ₂	2.7	1.3	0.5	0.8
06.06.21		SA	16 ⁵⁵ -17 ¹⁰	22.48	49.4	1.60	997.3	SO ₂	2.7	1.3	0.6	
06.06.21		SA	22 ³⁰ -22 ⁴⁵	17.90	92.3	0.25	998.2	H ₂ S	14	7	1.1	
07.06.21		SA	1 ³⁰ -1 ⁴⁵	11.32	81.3	<0.30	999.3	H ₂ S	14	7	1.1	
06.06.21		SA	4 ³⁰ -4 ⁴⁵	8.96	82.1	<0.30	999.0	H ₂ S	14	7	1.1	
06.06.21		SA	22 ⁵⁰ -23 ⁰⁵	17.80	92.5	0.35	998.2	H ₂ S	14	7	0.8	1.5



CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești

LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT

Comanda DG-0545 din
15.03.2022

Proiect nr.
MD 2000.006

Data	Loc prelevare probă	Tip prelevare	Oră prelevare	T (°C)	U.R (%)	V _{c.a} (m/s)	P _{atm.} (hPa)	Noxa	Valoare limită (mg/mc)		Valoare determinată (mg/mc)	
									Termen scurt	8 ore	Cm	CMPT
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
07.06.21		SA	1 ⁵⁰ -2 ⁰⁵	10.93	80.7	0.51	999.4	H ₂ S	14	7	1.0	
		SA	4 ⁵⁰ -5 ⁰⁵	8.43	82.3	0.41	999.1	H ₂ S	14	7	1.1	
15.06.21	Zonă vase 10 NV30,NV31 pompe 301 P1 ,10 NP 30	SA	7 ⁰⁰ -7 ¹⁵	13.19	62.7	0.75	997.0	H ₂ S	14	7	1.1	1.7
		SA	11 ⁰⁰ -11 ¹⁵	16.25	72.3	0.81	996.0	H ₂ S	14	7	1.0	
		SA	15 ⁰⁰ -15 ¹⁵	20.04	55.5	0.42	995.0	H ₂ S	14	7	1.1	
		SA	7 ⁰⁰ -7 ¹⁵	13.19	62.7	0.75	997.0	SO ₂	2.7	1.3	0.8	1.2
		SA	11 ⁰⁰ -11 ¹⁵	16.25	72.3	0.81	996.0	SO ₂	2.7	1.3	1.0	
		SA	15 ⁰⁰ -15 ¹⁵	20.04	55.5	0.42	995.0	SO ₂	2.7	1.3	0.5	
	Zonă cuvă stocare sulf 301-V7, soba Claus 301-H1	SA	7 ²⁰ -7 ³⁵	12.67	65.2	<0.30	996.8	H ₂ S	14	7	1.0	1.7
		SA	11 ²⁰ -11 ³⁵	15.98	73.4	0.93	996.0	H ₂ S	14	7	1.4	
		SA	15 ²⁰ -15 ³⁵	19.18	55.8	0.95	995.0	H ₂ S	14	7	0.8	
		SA	7 ²⁰ -7 ³⁵	12.67	65.2	<0.30	996.8	SO ₂	2.7	1.3	0.8	1.4
		SA	11 ²⁰ -11 ³⁵	15.98	73.4	0.93	996.0	SO ₂	2.7	1.3	1.0	
	Zonă cuvă solidificare sulf lichid, incinerator 10-H2, cos 10-H3 Zonă cuvă solidificare sulf lichid, incinerator 10-H2, cos 10-H3	SA	7 ⁴⁰ -7 ⁵⁵	13.03	64.6	0.36	995.9	H ₂ S	14	7	0.7	1.5
		SA	11 ⁴⁰ -11 ⁵⁵	16.07	73.2	0.39	995.9	H ₂ S	14	7	1.1	
		SA	15 ⁴⁰ -15 ⁵⁵	19.56	58.8	1.09	995.0	H ₂ S	14	7	1.1	
		SA	7 ⁴⁰ -7 ⁵⁵	13.03	64.6	0.36	995.9	SO ₂	2.7	1.3	0.9	1.5
SA		11 ⁴⁰ -11 ⁵⁵	16.07	73.2	0.39	995.9	SO ₂	2.7	1.3	1.0		
SA		15 ⁴⁰ -15 ⁵⁵	19.56	58.8	1.09	995.0	SO ₂	2.7	1.3	1.0		
Zonă coloane 302-C101,C102, C201, filtru 302-F101, pompe 302-P102,P201,P202	SA	8 ⁰⁰ -8 ¹⁵	12.79	64.9	<0.30	996.7	H ₂ S	14	7	1.3	1.8	
	SA	12 ⁰⁰ -12 ¹⁵	16.59	73.2	0.44	995.9	H ₂ S	14	7	1.5		
	SA	16 ⁰⁰ -16 ¹⁵	19.47	59.1	0.66	994.9	H ₂ S	14	7	0.9		
15.06.21	Zonă coloane 302-C101,C102, C201, filtru 302-F101, pompe 302-P102,P201,P202	SA	8 ⁰⁰ -8 ¹⁵	12.79	64.9	<0.30	996.7	SO ₂	2.7	1.3	0.5	0.8
		SA	12 ⁰⁰ -12 ¹⁵	16.59	73.2	0.44	995.9	SO ₂	2.7	1.3	0.5	
		SA	16 ⁰⁰ -16 ¹⁵	19.47	59.1	0.66	994.9	SO ₂	2.7	1.3	0.5	
16.06.21	Zonă vase 10-(V9-V14), coloane 10-C3,C4, schimbător	SA	7 ⁰⁰ -7 ¹⁵	15.35	72.7	<0.30	993.9	H ₂ S	14	7	1.4	2.0
		SA	11 ⁰⁰ -11 ¹⁵	20.20	60.6	1.01	994.6	H ₂ S	14	7	1.2	



CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești

LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT

Comanda DG-0545 din
15.03.2022

Proiect nr.
MD 2000.006

Data	Loc prelevare probă	Tip prelevare	Oră prelevare	T (°C)	U.R (%)	V _{c.a} (m/s)	P _{atm.} (hPa)	Noxa	Valoare limită (mg/mc)		Valoare determinată (mg/mc)	
									Termen scurt	8 ore	Cm	CMPT
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
	S6	SA	15 ⁰⁰ -15 ¹⁵	21.04	65.7	0.31	994.8	H ₂ S	14	7	1.4	0.5
	Zonă vas 401-V103, coloană 401-C101, pompe 401-P102, P101, P103	SA	7 ²⁰ -7 ³⁵	15.36	73.7	0.32	994.0	H ₂ S	14	7	0.3	
		SA	11 ²⁰ -11 ³⁵	19.87	60.6	1.54	994.6	H ₂ S	14	7	0.3	
		SA	15 ²⁰ -15 ³⁵	20.04	68.0	0.33	994.9	H ₂ S	14	7	0.3	
	Zonă cosuri faclă F1,F2,F3	SA	7 ⁴⁵ -8 ⁰⁰	15.34	73.7	0.32	994.0	H ₂ S	14	7	1.1	1.7
		SA	11 ⁴⁵ -12 ⁰⁰	20.23	60.8	1.97	994.5	H ₂ S	14	7	1.1	
		SA	15 ⁴⁵ -16 ⁰⁰	19.96	68.3	<0.30	994.8	H ₂ S	14	7	1.2	
		SA	7 ⁴⁵ -8 ⁰⁰	15.34	73.7	0.32	994.0	SO ₂	2.7	1.3	0.5	0.8
		SA	11 ⁴⁵ -12 ⁰⁰	20.23	60.8	1.97	994.5	SO ₂	2.7	1.3	0.5	
	Zonă compresor K2	SA	15 ⁴⁵ -16 ⁰⁰	19.96	68.3	<0.30	994.8	SO ₂	2.7	1.3	0.5	2.0
		SA	8 ¹⁰ -8 ²⁵	15.43	74.7	<0.30	994.0	H ₂ S	14	7	1.2	
		SA	12 ¹⁰ -12 ²⁵	20.33	60.3	0.85	994.6	H ₂ S	14	7	1.4	
		SA	16 ¹⁰ -16 ²⁵	20.01	69.0	<0.30	994.8	H ₂ S	14	7	1.4	0.8
		SA	8 ¹⁰ -8 ²⁵	15.43	74.7	<0.30	994.0	SO ₂	2.7	1.3	0.5	
		SA	12 ¹⁰ -12 ²⁵	20.33	60.3	0.85	994.6	SO ₂	2.7	1.3	0.6	
07.07.21	Zona vase 10 NV30,NV31 pompe 301 P1 ,10 NP 30	SA	16 ¹⁰ -16 ²⁵	20.01	69.0	<0.30	994.8	SO ₂	2.7	1.3	0.5	1.2
		SA	7 ⁰⁰ -7 ¹⁵	19.19	77.3	<0.30	999.1	H ₂ S	14	7	0.5	
		SA	11 ⁰⁰ -11 ¹⁵	23.00	64.4	0.46	999.2	H ₂ S	14	7	0.9	
		SA	15 ⁰⁰ -15 ¹⁵	27.26	59.1	59.1	998.7	H ₂ S	14	7	1.0	0.6
		SA	7 ⁰⁰ -7 ¹⁵	19.19	77.3	<0.30	999.1	SO ₂	2.7	1.3	0.4	
		SA	11 ⁰⁰ -11 ¹⁵	23.00	64.4	0.46	999.2	SO ₂	2.7	1.3	0.4	
	Zonă cuvă stocare sulf 301-V7, soba Claus 301-H1	SA	15 ⁰⁰ -15 ¹⁵	27.26	59.1	59.1	998.7	SO ₂	2.7	1.3	0.4	1.8
		SA	7 ²⁰ -7 ³⁵	19.55	77.5	<0.30	999.1	H ₂ S	14	7	1.3	
		SA	11 ²⁰ -11 ³⁵	21.00	70.7	0.47	999.2	H ₂ S	14	7	1.0	
		SA	15 ²⁰ -15 ³⁵	27.74	58.2	1.62	998.6	H ₂ S	14	7	1.2	1.7
SA		7 ²⁰ -7 ³⁵	19.55	77.5	<0.30	999.1	SO ₂	2.7	1.3	0.9		
07.07.21	Zonă cuvă solidificare sulf lichid,	SA	11 ²⁰ -11 ³⁵	21.00	70.7	0.47	999.2	SO ₂	2.7	1.3	1.2	1.7
SA	15 ²⁰ -15 ³⁵	27.74	58.2	1.62	998.6	SO ₂	2.7	1.3	1.3			
07.07.21	Zonă cuvă solidificare sulf lichid,	SA	7 ⁴⁰ -7 ⁵⁵	19.61	77.0	<0.30	999.0	H ₂ S	14	7	1.1	1.7



CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești

LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT

Comanda DG-0545 din
15.03.2022

Proiect nr.
MD 2000.006

Data	Loc prelevare probă	Tip prelevare	Oră prelevare	T (°C)	U.R (%)	V _{c.a} (m/s)	P _{atm.} (hPa)	Noxa	Valoare limită (mg/mc)		Valoare determinată (mg/mc)	
									Termen scurt	8 ore	Cm	CMPT
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
	incinerator 10-H2, cos 10-H3 Zonă cuvă solidificare sulf lichid, incinerator 10-H2, cos 10-H3	SA	11 ⁴⁰ -11 ⁵⁵	21.13	73.5	0.72	999.1	H ₂ S	14	7	1.0	1.7
		SA	15 ⁴⁰ -15 ⁵⁵	27.73	58.1	1.44	998.7	H ₂ S	14	7	1.3	
		SA	7 ⁴⁰ -7 ⁵⁵	19.61	77.0	<0.30	999.0	SO ₂	2.7	1.3	1.0	
		SA	11 ⁴⁰ -11 ⁵⁵	21.13	73.5	0.72	999.1	SO ₂	2.7	1.3	1.3	
		SA	15 ⁴⁰ -15 ⁵⁵	27.73	58.1	1.44	998.7	SO ₂	2.7	1.3	0.9	
	Zonă coloane 302-C101,C102, C201, filtru 302-F101, pompe 302-P102,P201,P202	SA	8 ⁰⁰ -8 ¹⁵	19.63	77.0	<0.30	999.1	H ₂ S	14	7	0.5	1.1
		SA	12 ⁰⁰ -12 ¹⁵	20.64	74.1	0.48	999.0	H ₂ S	14	7	0.5	
		SA	16 ⁰⁰ -16 ¹⁵	27.82	58.1	0.67	998.7	H ₂ S	14	7	1.1	
		SA	8 ⁰⁰ -8 ¹⁵	19.63	77.0	<0.30	999.1	SO ₂	2.7	1.3	0.4	0.6
		SA	12 ⁰⁰ -12 ¹⁵	20.64	74.1	0.48	999.0	SO ₂	2.7	1.3	0.4	
08.07.21	Zonă vase 10-(V9-V14), coloane 10-C3,C4, schimbător S6	SA	7 ⁰⁰ -7 ¹⁵	17.41	81.2	0.31	1003.3	H ₂ S	14	7	1.0	1.4
		SA	11 ⁰⁰ -11 ¹⁵	25.28	57.8	1.26	1004.5	H ₂ S	14	7	0.8	
		SA	15 ⁰⁰ -15 ¹⁵	26.30	54.0	0.30	1004.1	H ₂ S	14	7	0.9	
	Zonă vas 401-V103, coloană 401-C101, pompe 401-P102, P101, P103	SA	7 ²⁰ -7 ³⁵	17.82	81.6	0.33	1003.2	H ₂ S	14	7	0.2	0.3
		SA	11 ²⁰ -11 ³⁵	24.70	62.3	0.72	1004.3	H ₂ S	14	7	0.2	
		SA	15 ²⁰ -15 ³⁵	26.65	52.6	<0.30	1004.2	H ₂ S	14	7	0.2	
	Zonă cosuri faclă F1,F2,F3	SA	7 ⁴⁵ -8 ⁰⁰	17.68	81.4	0.39	1003.3	H ₂ S	14	7	0.2	0.3
		SA	11 ⁴⁵ -12 ⁰⁰	25.11	62.6	0.31	1004.2	H ₂ S	14	7	0.2	
		SA	15 ⁴⁵ -16 ⁰⁰	26.34	52.6	0.32	1004.1	H ₂ S	14	7	0.3	
		SA	7 ⁴⁵ -8 ⁰⁰	17.68	81.4	0.39	1003.3	SO ₂	2.7	1.3	0.4	0.8
		SA	11 ⁴⁵ -12 ⁰⁰	25.11	62.6	0.31	1004.2	SO ₂	2.7	1.3	0.8	
	Zonă compresor K2	SA	8 ¹⁰ -8 ²⁵	17.48	81.1	0.34	1003.4	H ₂ S	14	7	1.3	1.8
		SA	12 ¹⁰ -12 ²⁵	24.93	61.8	0.63	1004.2	H ₂ S	14	7	1.3	
		SA	16 ¹⁰ -16 ²⁵	26.64	52.5	0.34	1004.2	H ₂ S	14	7	1.1	
		SA	8 ¹⁰ -8 ²⁵	17.48	81.1	0.34	1003.4	SO ₂	2.7	1.3	0.5	0.8
SA		12 ¹⁰ -12 ²⁵	24.93	61.8	0.63	1004.2	SO ₂	2.7	1.3	0.6		
SA		16 ¹⁰ -16 ²⁵	26.64	52.5	0.34	1004.2	SO ₂	2.7	1.3	0.5		
10.07.21	Zonă vase 10-NV30,NV31,	TD	7 ⁵⁰ -7 ⁵²	20.81	70.9	<0.30	1000.4	NH ₃	36	14	<0.1	<0.1



CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești

LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT

Comanda DG-0545 din
15.03.2022

Proiect nr.
MD 2000.006

Data	Loc prelevare probă	Tip prelevare	Oră prelevare	T (°C)	U.R (%)	V _{c.a} (m/s)	P _{atm.} (hPa)	Noxa	Valoare limită (mg/mc)		Valoare determinată (mg/mc)	
									Termen scurt	8 ore	Cm	CMPT
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
	pompe 301-P1, 10-NP30	TD	11 ⁵⁰ -11 ⁵²	27.26	50.6	0.46	1000.8	NH ₃	36	14	<0.1	
		TD	15 ⁵⁰ -15 ⁵²	29.01	48.9	<0.30	999.8	NH ₃	36	14	<0.1	
10.07.21	Zonă cuvă stocare sulf 301-V7, soba Claus 301-H1	TD	7 ⁵⁷ -7 ⁵⁹	20.81	70.9	<0.30	1000.4	CO ₂	-	9000	926.5	1297.3
		TD	11 ⁵⁷ -11 ⁵⁹	27.26	50.6	0.46	1000.8	CO ₂	-	9000	740.9	
	Zonă cuvă solidificare sulf lichid, incinerator 10-H2, cos 10-H3	TD	15 ⁵⁷ -15 ⁵⁹	29.01	48.9	<0.30	999.8	CO ₂	-	9000	927.1	1673.3
		TD	8 ⁰⁴ -8 ⁰⁶	21.44	66.1	<0.30	1000.4	CO ₂	-	9000	926.5	
		TD	12 ⁰⁴ -12 ⁰⁶	28.10	50.4	0.42	1000.7	CO ₂	-	9000	741.0	
	Zonă vas 401-V103, coloană 401-C101, pompe 401-P102,P101,P103	TD	16 ⁰⁴ -16 ⁰⁶	28.82	48.9	0.62	999.8	CO ₂	-	9000	1112.5	<0.1
		TD	8 ¹¹ -8 ¹³	21.44	66.1	<0.30	1000.4	NH ₃	36	14	<0.1	
		TD	12 ¹¹ -12 ¹³	28.10	50.4	0.42	1000.7	NH ₃	36	14	<0.1	
	Zonă vase 10-V12,V13, pompă 10-P4, schimbător 10-S7	TD	16 ¹¹ -16 ¹³	28.82	48.9	0.62	999.8	NH ₃	36	14	<0.1	<1.0
		TD	8 ¹⁸ -8 ¹⁹	22.51	65.4	<0.30	1000.4	DEA	7.6	2.5	<1.0	
		TD	12 ¹⁸ -12 ¹⁹	27.73	50.3	1.21	1000.9	DEA	7.6	2.5	<1.0	
	Zonă vas 10-V14, pompe 10-P5	TD	16 ¹⁸ -16 ¹⁹	29.79	48.0	0.61	999.7	DEA	7.6	2.5	<1.0	<1.0
		TD	8 ²⁴ -8 ²⁵	22.51	65.4	<0.30	1000.4	DEA	7.6	2.5	<1.0	
		TD	12 ²⁴ -12 ²⁵	27.73	50.3	1.21	1000.9	DEA	7.6	2.5	<1.0	
	Zonă vas 10-V5, pompe 10-P1, coloană 10-C1, schimbătoare 10-S2,SA,SB	TD	16 ²⁴ -16 ²⁵	29.79	48.0	0.61	999.7	DEA	7.6	2.5	<1.0	<1.0
		TD	8 ³⁰ -8 ³¹	23.32	63.9	<0.30	1000.2	MEA	7.6	2.5	<1.0	
		TD	12 ³⁰ -12 ³¹	28.11	48.8	0.78	1000.9	MEA	7.6	2.5	<1.0	
	Zonă vas 10-V6, pompă 10-P2A, coloană 10-C2	TD	16 ³⁰ -16 ³¹	30.42	46.9	0.71	999.7	MEA	7.6	2.5	<1.0	<1.0
		TD	8 ³⁶ -8 ³⁷	23.32	63.9	<0.30	1000.2	MEA	7.6	2.5	<1.0	
		TD	12 ³⁶ -12 ³⁷	28.11	48.8	0.78	1000.9	MEA	7.6	2.5	<1.0	
	Zonă coloane 302-C102, C201, pompe 302-102,201	TD	16 ³⁶ -16 ³⁷	30.42	46.9	0.71	999.7	MEA	7.6	2.5	<1.0	<1.0
		TD	8 ⁴² -8 ⁴³	23.67	61.8	<0.30	1000.4	MDEA	7.6	2.5	<1.0	
		TD	12 ⁴² -12 ⁴³	27.44	49.7	0.31	1000.8	MDEA	7.6	2.5	<1.0	
	Zonă coloane 302-C101, filtru 302-F101, pompe 302-P101	TD	16 ⁴² -16 ⁴³	29.82	47.9	0.41	999.8	MDEA	7.6	2.5	<1.0	<1.0
		TD	8 ⁴⁸ -8 ⁵⁰	23.67	61.8	<0.30	1000.4	NH ₃	36	14	<0.1	
		TD	12 ⁴⁸ -12 ⁵⁰	27.44	49.7	0.31	1000.8	NH ₃	36	14	<0.1	<0.1



CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești

LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT

Comanda DG-0545 din
15.03.2022

Proiect nr.
MD 2000.006

Data	Loc prelevare probă	Tip prelevare	Oră prelevare	T (°C)	U.R (%)	V _{c.a} (m/s)	P _{atm.} (hPa)	Noxa	Valoare limită (mg/mc)		Valoare determinată (mg/mc)	
									Termen scurt	8 ore	Cm	CMPT
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
20.07.21	Zona vase 10 NV30,NV31 pompe 301 P1 ,10 NP 30	TD	16 ⁴⁸ -16 ⁵⁰	29.82	47.9	0.41	999.8	NH ₃	36	14	<0.1	1.8
		SA	7 ⁰⁰ -7 ¹⁵	19.14	78.6	<0.30	991.5	H ₂ S	14	7	1.3	
		SA	11 ⁰⁰ -11 ¹⁵	26.61	60.7	0.41	991.8	H ₂ S	14	7	1.3	
		SA	15 ⁰⁰ -15 ¹⁵	26.74	66.3	0.31	990.4	H ₂ S	14	7	1.0	0.8
		SA	7 ⁰⁰ -7 ¹⁵	19.14	78.6	<0.30	991.5	SO ₂	2.7	1.3	0.5	
		SA	11 ⁰⁰ -11 ¹⁵	26.61	60.7	0.41	991.8	SO ₂	2.7	1.3	0.6	
SA	15 ⁰⁰ -15 ¹⁵	26.74	66.3	0.31	990.4	SO ₂	2.7	1.3	0.5			
20.07.21	Zonă cuvă stocare sulf 301-V7, soba Claus 301-H1	SA	7 ²⁰ -7 ³⁵	19.37	78.3	<0.30	991.5	H ₂ S	14	7	1.2	1.7
		SA	11 ²⁰ -11 ³⁵	26.07	60.9	<0.30	991.7	H ₂ S	14	7	1.0	
		SA	15 ²⁰ -15 ³⁵	27.42	65.3	0.64	990.5	H ₂ S	14	7	1.0	
		SA	7 ²⁰ -7 ³⁵	19.37	78.3	<0.30	991.5	SO ₂	2.7	1.3	1.0	1.1
		SA	11 ²⁰ -11 ³⁵	26.07	60.9	<0.30	991.7	SO ₂	2.7	1.3	0.7	
		SA	15 ²⁰ -15 ³⁵	27.42	65.3	0.64	990.5	SO ₂	2.7	1.3	0.4	
	Zonă cuvă solidificare sulf lichid, incinerator 10-H2, cos 10-H3 Zonă cuvă solidificare sulf lichid, incinerator 10-H2, cos 10-H3	SA	7 ⁴⁰ -7 ⁵⁵	19.95	76.9	<0.30	991.3	H ₂ S	14	7	1.3	1.8
		SA	11 ⁴⁰ -11 ⁵⁵	26.10	60.9	0.32	991.9	H ₂ S	14	7	1.2	
		SA	15 ⁴⁰ -15 ⁵⁵	26.76	65.5	0.36	990.5	H ₂ S	14	7	1.0	0.8
		SA	7 ⁴⁰ -7 ⁵⁵	19.95	76.9	<0.30	991.3	SO ₂	2.7	1.3	1.0	
	SA	11 ⁴⁰ -11 ⁵⁵	26.10	60.9	0.32	991.9	SO ₂	2.7	1.3	0.9	0.8	
	SA	15 ⁴⁰ -15 ⁵⁵	26.76	65.5	0.36	990.5	SO ₂	2.7	1.3	0.6		
	Zonă coloane 302-C101,C102, C201, filtru 302-F101, pompe 302-P102,P201,P202	SA	8 ⁰⁰ -8 ¹⁵	20.28	76.4	<0.30	991.5	H ₂ S	14	7	1.4	1.8
		SA	12 ⁰⁰ -12 ¹⁵	26.81	59.4	<0.30	991.9	H ₂ S	14	7	1.1	
		SA	16 ⁰⁰ -16 ¹⁵	28.14	63.5	<0.30	990.3	H ₂ S	14	7	1.0	
SA		8 ⁰⁰ -8 ¹⁵	20.28	76.4	<0.30	991.5	SO ₂	2.7	1.3	0.5	0.8	
SA		12 ⁰⁰ -12 ¹⁵	26.81	59.4	<0.30	991.9	SO ₂	2.7	1.3	0.5		
SA		16 ⁰⁰ -16 ¹⁵	28.14	63.5	<0.30	990.3	SO ₂	2.7	1.3	0.5		
21.07.21	Zonă vase 10-(V9-V14), coloane 10-C3,C4, schimbător S6	SA	7 ⁰⁰ -7 ¹⁵	19.37	70.0	<0.30	993.9	H ₂ S	14	7	1.0	1.5
		SA	11 ⁰⁰ -11 ¹⁵	26.95	54.6	<0.30	994.5	H ₂ S	14	7	1.1	
		SA	15 ⁰⁰ -15 ¹⁵	24.24	48.7	<0.30	994.8	H ₂ S	14	7	0.8	



CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești

LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT

Comanda DG-0545 din
15.03.2022

Proiect nr.
MD 2000.006

Data	Loc prelevare probă	Tip prelevare	Oră prelevare	T (°C)	U.R (%)	V _{c.a} (m/s)	P _{atm.} (hPa)	Noxa	Valoare limită (mg/mc)		Valoare determinată (mg/mc)		
									Termen scurt	8 ore	Cm	CMPT	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	
21.07.21	Zonă vas 401-V103, coloană 401-C101, pompe 401-P102, P101, P103	SA	7 ²⁰ -7 ³⁵	20.42	65.0	<0.30	993.7	H ₂ S	14	7	0.5	0.9	
		SA	11 ²⁰ -11 ³⁵	25.52	56.0	0.84	995.1	H ₂ S	14	7	0.7		
		SA	15 ²⁰ -15 ³⁵	25.03	48.2	0.63	994.8	H ₂ S	14	7	0.6		
	Zonă cosuri faclă F1,F2,F3	SA	7 ⁴⁵ -8 ⁰⁰	18.74	71.2	<0.30	994.0	H ₂ S	14	7	0.8	1.4	
		SA	11 ⁴⁵ -12 ⁰⁰	25.56	56.7	0.64	995.0	H ₂ S	14	7	1.0		
		SA	15 ⁴⁵ -16 ⁰⁰	24.95	49.1	<0.30	994.7	H ₂ S	14	7	0.8		
		SA	7 ⁴⁵ -8 ⁰⁰	18.74	71.2	<0.30	994.0	SO ₂	2.7	1.3	0.6		
	Zonă compresor K1	SA	11 ⁴⁵ -12 ⁰⁰	25.56	56.7	0.64	995.0	SO ₂	2.7	1.3	0.8	0.9	
		SA	15 ⁴⁵ -16 ⁰⁰	24.95	49.1	<0.30	994.7	SO ₂	2.7	1.3	0.5		
		SA	8 ¹⁰ -8 ²⁵	19.37	70.4	<0.30	993.9	H ₂ S	14	7	1.1		
	21.07.21	Zonă compresor K1	SA	12 ¹⁰ -12 ²⁵	26.64	57.6	0.32	994.8	H ₂ S	14	7	1.0	1.7
			SA	16 ¹⁰ -16 ²⁵	24.80	47.6	<0.30	994.8	H ₂ S	14	7	1.0	
SA			8 ¹⁰ -8 ²⁵	19.37	70.4	<0.30	993.9	SO ₂	2.7	1.3	0.6		
SA			12 ¹⁰ -12 ²⁵	26.64	57.6	0.32	994.8	SO ₂	2.7	1.3	0.9		
SA			16 ¹⁰ -16 ²⁵	24.80	47.6	<0.30	994.8	SO ₂	2.7	1.3	0.9		

Data	Loc prelevare probă	Tip prelevare	Oră prelevare	T (°C)	U.R (%)	V _{c.a} (m/s)	P _{atm.} (hPa)	Noxa	Valoare limită (mg/mc)		Valoare determinată (mg/mc)	
									Termen scurt	8 ore	Cm	CMPT
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
ARIA 3 / Instalația COCSARE												
03.06.21	Zonă rezervoare T2,T3,T4, zumf, cântar	SA	10 ³⁰ -10 ⁴⁵	14.88	61.8	<0.30	1002.8	H ₂ S	14	7	1.1	1.5
		SA	13 ³⁰ -13 ⁴⁵	18.65	46.2	0.51	1003.0	H ₂ S	14	7	1.0	
		SA	16 ³⁰ -16 ⁴⁵	19.66	46.4	0.38	1003.9	H ₂ S	14	7	1.0	
		SA	10 ³⁰ -10 ⁴⁵	14.88	61.8	<0.30	1002.8	SO ₂	2.7	1.3	0.6	0.9
		SA	13 ³⁰ -13 ⁴⁵	18.65	46.2	0.51	1003.0	SO ₂	2.7	1.3	0.7	



CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești

LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT

Comanda DG-0545 din
15.03.2022

Proiect nr.
MD 2000.006

Data	Loc prelevare probă	Tip prelevare	Oră prelevare	T (°C)	U.R (%)	V _{c.a} (m/s)	P _{atm.} (hPa)	Noxa	Valoare limită (mg/mc)		Valoare determinată (mg/mc)			
									Termen scurt	8 ore	Cm	CMPT		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13		
	Zonă cuptor-ventilator 02-H1,VH1	SA	16 ³⁰ -16 ⁴⁵	19.66	46.4	0.38	1003.9	SO ₂	2.7	1.3	0.4	1.2		
		SA	10 ⁵⁰ -11 ⁰⁵	15.34	59.4	0.58	1002.7	H ₂ S	14	7	0.8			
		SA	13 ⁵⁰ -14 ⁰⁵	18.26	46.3	0.46	1003.5	H ₂ S	14	7	0.9			
		03.06.21	Zonă cuvă cocs, depozit cocs	SA	16 ⁵⁰ -17 ⁰⁵	20.04	45.3	0.52	1004.0	H ₂ S	14	7	0.8	0.6
				SA	10 ⁵⁰ -11 ⁰⁵	15.34	59.4	0.58	1002.7	SO ₂	2.7	1.3	0.4	
				SA	13 ⁵⁰ -14 ⁰⁵	18.26	46.3	0.46	1003.5	SO ₂	2.7	1.3	0.3	
				SA	16 ⁵⁰ -17 ⁰⁵	20.04	45.3	0.52	1004.0	SO ₂	2.7	1.3	0.4	
04.06.21	Zonă cuvă cocs, depozit cocs	SA	22 ³⁰ -22 ⁴⁵	13.28	63.6	0.34	1005.6	H ₂ S	14	7	0.2	0.3		
SA		1 ³⁰ -1 ⁴⁵	11.98	72.0	<0.30	1005.0	H ₂ S	14	7	0.2				
03.06.21	Zonă cuvă cocs, depozit cocs	SA	4 ³⁰ -4 ⁴⁵	10.86	71.3	0.68	1004.5	H ₂ S	14	7	0.3	0.8		
04.06.21		SA	22 ³⁰ -22 ⁴⁵	13.28	63.6	0.34	1005.6	SO ₂	2.7	1.3	0.4			
SA		1 ³⁰ -1 ⁴⁵	11.98	72.0	<0.30	1005.0	SO ₂	2.7	1.3	0.5				
03.06.21	Zonă aeratoare 02-A2,A3, vas 02-V20, schimbătoare 02-S1,S2,S3,S10,S12	SA	4 ³⁰ -4 ⁴⁵	10.86	71.3	0.68	1004.5	SO ₂	2.7	1.3	0.5	0.8		
04.06.21		SA	22 ⁵⁰ -23 ⁰⁵	13.27	63.6	0.77	1005.6	H ₂ S	14	7	1.3			
SA		1 ⁵⁰ -2 ⁰⁵	12.33	72.7	0.33	1004.9	H ₂ S	14	7	1.3				
SA		4 ⁵⁰ -5 ⁰⁵	10.94	72.3	0.87	1004.4	H ₂ S	14	7	1.1				
03.06.21		SA	22 ⁵⁰ -23 ⁰⁵	13.27	63.6	0.77	1005.6	SO ₂	2.7	1.3	0.5			
04.06.21		SA	1 ⁵⁰ -2 ⁰⁵	12.33	72.7	0.33	1004.9	SO ₂	2.7	1.3	0.4			
12.06.21	Zonă rezervoare T2,T3,T4, zumf, cântar	SA	4 ⁵⁰ -5 ⁰⁵	10.94	72.3	0.87	1004.4	SO ₂	2.7	1.3	0.5	0.8		
		SA	10 ³⁰ -10 ⁴⁵	21.00	57.1	0.46	997.8	H ₂ S	14	7	1.1			
		SA	13 ³⁰ -13 ⁴⁵	24.18	47.0	0.67	997.4	H ₂ S	14	7	1.3			
		SA	16 ³⁰ -16 ⁴⁵	16.25	74.4	0.47	997.4	H ₂ S	14	7	1.3			
		SA	10 ³⁰ -10 ⁴⁵	21.00	57.1	0.46	997.8	SO ₂	2.7	1.3	0.5			
		SA	13 ³⁰ -13 ⁴⁵	24.18	47.0	0.67	997.4	SO ₂	2.7	1.3	0.5			
12.06.21	Zonă cuptor-ventilator 02-H1,VH1	SA	16 ³⁰ -16 ⁴⁵	16.25	74.4	0.47	997.4	SO ₂	2.7	1.3	0.5	0.5		
		SA	10 ⁵⁰ -11 ⁰⁵	20.79	55.9	0.67	997.9	H ₂ S	14	7	0.3			
		SA	13 ⁵⁰ -14 ⁰⁵	25.11	46.7	1.00	997.4	H ₂ S	14	7	0.3			
		SA	16 ⁵⁰ -17 ⁰⁵	15.37	74.8	0.57	997.4	H ₂ S	14	7	0.3			



CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești

LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT

Comanda DG-0545 din
15.03.2022

Proiect nr.
MD 2000.006

Data	Loc prelevare probă	Tip prelevare	Oră prelevare	T (°C)	U.R (%)	V _{c.a} (m/s)	P _{atm.} (hPa)	Noxa	Valoare limită (mg/mc)		Valoare determinată (mg/mc)	
									Termen scurt	8 ore	Cm	CMPT
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
		SA	10 ⁵⁰ -11 ⁰⁵	20.79	55.9	0.67	997.9	SO ₂	2.7	1.3	0.4	0.6
		SA	13 ⁵⁰ -14 ⁰⁵	25.11	46.7	1.00	997.4	SO ₂	2.7	1.3	0.4	
		SA	16 ⁵⁰ -17 ⁰⁵	15.37	74.8	0.57	997.4	SO ₂	2.7	1.3	0.4	
12.06.21	Zonă cuvă cocs, depozit cocs	SA	22 ³⁰ -22 ⁴⁵	13.28	77.2	0.33	996.8	H ₂ S	14	7	0.2	0.3
13.06.21		SA	1 ³⁰ -1 ⁴⁵	10.76	80.8	1.05	995.8	H ₂ S	14	7	0.2	
		SA	4 ³⁰ -4 ⁴⁵	9.47	84.1	0.83	995.5	H ₂ S	14	7	0.2	
12.06.21		SA	22 ³⁰ -22 ⁴⁵	13.28	77.2	0.33	996.8	SO ₂	2.7	1.3	0.5	
13.06.21		SA	1 ³⁰ -1 ⁴⁵	10.76	80.8	1.05	995.8	SO ₂	2.7	1.3	0.4	
		SA	4 ³⁰ -4 ⁴⁵	9.47	84.1	0.83	995.5	SO ₂	2.7	1.3	0.6	
12.06.21	Zonă aeratoare 02-A2,A3, vas 02-V20, schimbătoare 02-S1,S2,S3,S10,S12	SA	22 ⁵⁰ -23 ⁰⁵	13.12	78.4	0.60	996.8	H ₂ S	14	7	0.9	1.5
13.06.21		SA	1 ⁵⁰ -2 ⁰⁵	10.56	81.7	0.65	995.8	H ₂ S	14	7	0.9	
		SA	4 ⁵⁰ -5 ⁰⁵	9.33	84.9	0.78	995.3	H ₂ S	14	7	1.1	
12.06.21		SA	22 ⁵⁰ -23 ⁰⁵	13.12	78.4	0.60	996.8	SO ₂	2.7	1.3	0.4	
13.06.21		SA	1 ⁵⁰ -2 ⁰⁵	10.56	81.7	0.65	995.8	SO ₂	2.7	1.3	0.4	
		SA	4 ⁵⁰ -5 ⁰⁵	9.33	84.9	0.78	995.3	SO ₂	2.7	1.3	0.6	
06.07.21	Zonă rezervoare T2,T3,T4, zumf, cântar	SA	7 ⁰⁰ -7 ¹⁵	19.05	73.8	<0.30	992.2	H ₂ S	14	7	0.9	1.5
		SA	11 ⁰⁰ -11 ¹⁵	24.48	58.4	0.32	993.4	H ₂ S	14	7	1.1	
		SA	15 ⁰⁰ -15 ¹⁵	27.43	49.3	0.37	996.6	H ₂ S	14	7	1.1	
		SA	7 ⁰⁰ -7 ¹⁵	19.05	73.8	<0.30	992.2	SO ₂	2.7	1.3	0.9	
		SA	11 ⁰⁰ -11 ¹⁵	24.48	58.4	0.32	993.4	SO ₂	2.7	1.3	0.4	
		SA	15 ⁰⁰ -15 ¹⁵	27.43	49.3	0.37	996.6	SO ₂	2.7	1.3	0.5	
	Zonă cuptor-ventilator 02-H1,VH1	SA	7 ²⁰ -7 ³⁵	19.42	73.6	<0.30	992.2	H ₂ S	14	7	0.5	0.8
		SA	11 ²⁰ -11 ³⁵	24.36	56.8	0.34	993.5	H ₂ S	14	7	0.6	
		SA	15 ²⁰ -15 ³⁵	27.44	50.2	0.91	993.6	H ₂ S	14	7	0.5	
		SA	7 ²⁰ -7 ³⁵	19.42	73.6	<0.30	992.2	SO ₂	2.7	1.3	0.5	
		SA	11 ²⁰ -11 ³⁵	24.36	56.8	0.34	993.5	SO ₂	2.7	1.3	0.4	
		SA	15 ²⁰ -15 ³⁵	27.44	50.2	0.91	993.6	SO ₂	2.7	1.3	0.4	
Zonă cuvă cocs, depozit cocs	SA	7 ⁴⁰ -7 ⁵⁵	20.17	71.1	<0.30	992.2	H ₂ S	14	7	0.5	0.8	
	SA	11 ⁴⁰ -11 ⁵⁵	24.46	57.3	0.31	993.5	H ₂ S	14	7	0.5		
	SA	15 ⁴⁰ -15 ⁵⁵	27.43	50.2	0.50	993.6	H ₂ S	14	7	0.5		



CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești

LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT

Comanda DG-0545 din
15.03.2022

Proiect nr.
MD 2000.006

Data	Loc prelevare probă	Tip prelevare	Oră prelevare	T (°C)	U.R (%)	V _{c.a} (m/s)	P _{atm.} (hPa)	Noxa	Valoare limită (mg/mc)		Valoare determinată (mg/mc)	
									Termen scurt	8 ore	Cm	CMPT
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
06.07.21	Zonă cuvă cocs, depozit cocs	SA	7 ⁴⁰ -7 ⁵⁵	20.17	71.1	<0.30	992.2	SO ₂	2.7	1.3	0.5	0.8
		SA	11 ⁴⁰ -11 ⁵⁵	24.46	57.3	0.31	993.5	SO ₂	2.7	1.3	0.4	
		SA	15 ⁴⁰ -15 ⁵⁵	27.43	50.2	0.50	993.6	SO ₂	2.7	1.3	0.5	
	Zonă aeratoare 02-A2,A3, vas 02-V20, schimbătoare 02-S1,S2,S3,S10,S12	SA	8 ⁰⁰ -8 ¹⁵	19.84	72.0	<0.30	992.1	H ₂ S	14	7	1.0	1.2
		SA	12 ⁰⁰ -12 ¹⁵	24.47	57.6	0.41	993.5	H ₂ S	14	7	0.7	
		SA	16 ⁰⁰ -16 ¹⁵	27.56	49.3	0.53	993.2	H ₂ S	14	7	0.8	
		SA	8 ⁰⁰ 8 ¹⁵	19.84	72.0	<0.30	992.1	SO ₂	2.7	1.3	0.5	0.8
		SA	12 ⁰⁰ -12 ¹⁵	24.47	57.6	0.41	993.5	SO ₂	2.7	1.3	0.4	
SA	16 ⁰⁰ -16 ¹⁵	27.56	49.3	0.53	993.2	SO ₂	2.7	1.3	0.5			
10.07.21	Zonă cuptor-ventilator 02-H1,VH1	TD	7 ³⁰ -7 ³⁶	20.37	72.1	<0.30	1000.5	CO	117	23	<1.2	<1.2
		TD	11 ³⁰ -11 ³⁶	27.70	48.0	1.10	1001.0	CO	117	23	<1.2	
		TD	15 ³⁰ -15 ³⁶	28.45	48.5	<0.30	999.9	CO	117	23	<1.2	
		TD	7 ³⁸ -7 ⁴⁰	20.37	72.1	<0.30	1000.5	CO ₂	-	9000	926.4	1389.8
		TD	11 ³⁸ -11 ⁴⁰	27.70	48.0	1.10	1001.0	CO ₂	-	9000	740.8	
		TD	15 ³⁸ -15 ⁴⁰	28.45	48.5	<0.30	999.9	CO ₂	-	9000	1112.4	
11.07.21	Zonă vase 02-(V9-V12)	SA	11 ¹⁰ -12 ²⁰	24.50	61.8	0.70	1004.2	Motorină	1000	700	41.6	62.4
12.07.21	Zonă aeratoare 02-A2,A3, vase 02-V8,V20,V101, schimb.S1,S2,S3,S10,S12, pp. 02-P1,P22	SA	11 ¹⁰ -12 ²⁰	26.93	53.3	0.52	1003.9	Motorină	1000	700	70.5	105.8
13.07.21	Zonă vase 02-V1,V5,V102, filtru 02-F102, pp. 02-P2,P4, P5,P6,P8,P9,P23, 02-(C1-C4)	SA	11 ¹⁰ -12 ²⁰	27.47	31.1	0.77	1000.7	Benzină	500	300	64.8	97.2
		SA	12 ³⁰ -13 ⁴⁰					Motorină	1000	700	33.6	50.4
14.07.21	Zona parc rezervoare	SA	11 ³⁰ -12 ⁴⁰	27.79	44.8	1.09	998.2	Benzină	500	300	78.1	117.2
		SA	13 ⁵⁰ -15 ⁰⁰					Motorina	1000	700	63.7	95.6
19.07.21	Zonă rezervoare T2,T3,T4,	SA	7 ⁰⁰ -7 ¹⁵	20.28	76.8	<0.30	992.6	H ₂ S	14	7	1.0	1.7
		SA	11 ⁰⁰ -11 ¹⁵	24.40	72.8	0.46	992.3	H ₂ S	14	7	1.2	



CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești

LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT

Comanda DG-0545 din
15.03.2022

Proiect nr.
MD 2000.006

Data	Loc prelevare probă	Tip prelevare	Oră prelevare	T (°C)	U.R (%)	V _{c.a} (m/s)	P _{atm.} (hPa)	Noxa	Valoare limită (mg/mc)		Valoare determinată (mg/mc)	
									Termen scurt	8 ore	Cm	CMPT
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
	zumf, cântar	SA	15 ⁰⁰ -15 ¹⁵	27.89	60.7	0.32	992.0	H ₂ S	14	7	1.1	1.1
		SA	7 ⁰⁰ -7 ¹⁵	20.28	76.8	<0.30	992.6	SO ₂	2.7	1.3	0.6	
		SA	11 ⁰⁰ -11 ¹⁵	24.40	72.8	0.46	992.3	SO ₂	2.7	1.3	0.7	
		SA	15 ⁰⁰ -15 ¹⁵	27.89	60.7	0.32	992.0	SO ₂	2.7	1.3	0.7	
19.07.21	Zonă cuptor-ventilator 02-H1,VH1	SA	7 ²⁰ -7 ³⁵	20.64	76.8	<0.30	992.6	H ₂ S	14	7	0.2	0.3
		SA	11 ²⁰ -11 ³⁵	24.10	72.8	0.90	992.4	H ₂ S	14	7	0.2	
		SA	15 ²⁰ -15 ³⁵	27.91	64.1	<0.30	992.0	H ₂ S	14	7	0.2	
		SA	7 ²⁰ -7 ³⁵	20.64	76.8	<0.30	992.6	SO ₂	2.7	1.3	0.3	0.8
		SA	11 ²⁰ -11 ³⁵	24.10	72.8	0.90	992.4	SO ₂	2.7	1.3	0.6	
		SA	15 ²⁰ -15 ³⁵	27.91	64.1	<0.30	992.0	SO ₂	2.7	1.3	0.5	
	Zonă cuvă cocs, depozit cocs	SA	7 ⁴⁰ -7 ⁵⁵	20.39	76.5	0.66	992.6	H ₂ S	14	7	0.9	1.5
		SA	11 ⁴⁰ -11 ⁵⁵	24.29	74.6	1.74	992.2	H ₂ S	14	7	1.2	
		SA	15 ⁴⁰ -15 ⁵⁵	28.20	64.7	<0.30	992.1	H ₂ S	14	7	0.8	
		SA	7 ⁴⁰ -7 ⁵⁵	20.39	76.5	0.66	992.6	SO ₂	2.7	1.3	0.7	0.8
		SA	11 ⁴⁰ -11 ⁵⁵	24.29	74.6	1.74	992.2	SO ₂	2.7	1.3	0.4	
	Zonă aeratoare 02-A2,A3, vas 02-V20, schimbătoare 02-S1,S2,S3,S10,S12	SA	8 ⁰⁰ -8 ¹⁵	21.16	75.2	0.41	992.5	H ₂ S	14	7	1.0	1.4
		SA	12 ⁰⁰ -12 ¹⁵	24.19	72.1	1.28	992.3	H ₂ S	14	7	0.9	
		SA	16 ⁰⁰ -16 ¹⁵	28.11	57.7	0.31	992.0	H ₂ S	14	7	0.7	
		SA	8 ⁰⁰ -8 ¹⁵	21.16	75.2	0.41	992.5	SO ₂	2.7	1.3	0.7	0.8
		SA	12 ⁰⁰ -12 ¹⁵	24.19	72.1	1.28	992.3	SO ₂	2.7	1.3	0.5	
SA		16 ⁰⁰ -16 ¹⁵	28.11	57.7	0.31	992.0	SO ₂	2.7	1.3	0.4		
ARIA AFPE / Instalația RAMPE LIVRĂRI COMBUSTIBILI												
12.07.21	Zonă rampă încărcare CF (Firul nr.3-4)		11 ¹⁰ -12 ²⁰	27.05	52.9	<0.30	997.9	Motorină	1000	700	39.5	24.7
13.07.21	Zonă rampă încărcare auto (postul nr.9-11)		11 ¹⁰ -12 ²⁰	25.96	59.3	0.43	997.7	Motorină	1000	700	82.7	124.1
14.07.21	Zona rezervoare R2,R3,CP3		11 ²⁰ -12 ³⁰	28.40	52.9	<0.30	999.9	Motorină	1000	700	28.6	42.9
15.07.21	Zona rezervoare T89,T90,CP1		11 ²⁰ -12 ³⁰	28.15	51.6	0.39	997.8	Motorină	1000	700	49.8	74.7



CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești

LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT

Comanda DG-0545 din
15.03.2022

Proiect nr.
MD 2000.006

Data	Loc prelevare probă	Tip prelevare	Oră prelevare	T (°C)	U.R (%)	V _{c.a} (m/s)	P _{atm.} (hPa)	Noxa	Valoare limită (mg/mc)		Valoare determinată (mg/mc)	
									Termen scurt	8 ore	Cm	CMPT
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
23.07.21	Zonă rampă încărcare auto (postul nr.9-11)		8 ³² -8 ⁴⁷	18.82	65.4	<0.30	999.5	TVOC (Benzină)	500	300	60.0	52.4
			11 ³⁵ -11 ⁵⁰	22.62	44.1	<0.30	1000.3		500	300	11.59	
			14 ³⁸ -14 ⁵³	24.96	40.2	0.31	997.9		500	300	33.0	
	Zonă rezervor 207		8 ⁵⁰ -9 ⁰⁵	19.12	66.2	0.31	999.5		500	300	52.9	129.3
			11 ⁵³ -12 ⁰⁸	23.56	48.6	<0.30	1000.3		500	300	96.0	
			14 ⁵⁶ -15 ¹¹	25.24	39.7	<0.30	997.6		500	300	109.7	
	Zonă rezervoare R1,R4,R5,R6, CP3		9 ¹⁰ -9 ²⁶	19.13	64.6	<0.30	999.5		500	300	146.8	223.4
			12 ¹² -12 ²⁷	25.73	36.7	0.43	1000.2		500	300	231.8	
			15 ¹⁵ -15 ³⁰	25.49	38.4	<0.30	997.7		500	300	68.0	

Data	Loc prelevare probă	Oră prelevare	T (°C)	U.R (%)	V _{c.a} (m/s)	P _{atm.} (hPa)	Noxa	Valoare limită (mg/mc)		Valoare determinată (mg/mc)	
								Termen scurt	8 ore	Cm	CMPT
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
ARIA AFPE / Instalația PARC REZERVOARE											
16.07.21	Zonă parc 35 (T106-T108), CP7A	11 ²⁰ -12 ³⁰	28.80	51.8	0.34	996.0	Motorină	1000	700	65.0	97.5
17.07.21	Zonă parc 17 (615,616), CP4A	11 ²⁰ -12 ³⁰	29.00	42.3	<0.30	993.5	Motorină	1000	700	17.5	26.3
18.07.21	Zonă parc 16 (2), CP3B	11 ³⁰ -12 ⁴⁰	29.89	51.2	0.77	991.6	Motorină	1000	700	59.9	89.9
19.07.21	Zonă parc 45 (T139), CP3B	11 ¹⁰ -12 ²⁰	24.43	73.3	<0.30	992.4	Motorină	1000	700	68.5	102.7
20.07.21	Zonă parc 3 (T3,T4), CP4B+CPT3/5	11 ¹⁰ -12 ²⁰	26.85	60.0	<0.30	991.9	Motorină	1000	700	58.7	88.1
21.07.21	Zonă parc 24 (R80), CP Produse Negre	11 ¹⁰ -12 ²⁰	26.48	54.9	<0.30	995.0	Motorină	1000	700	32.7	49.1
22.07.21	Zonă parc 28 (91,92,T101), CP6A+CP Negre	11 ³⁰ -12 ⁴⁰	25.28	41.1	1.20	1000.5	Motorină	1000	700	80.0	120.0
23.07.21	Zonă parc 39 (T117,T118), CP6A	11 ³⁰ -12 ⁴⁰	25.11	36.1	0.39	1000.0	Motorină	1000	700	82.0	123.0
24.07.21	Zonă parc 50000 (T1/5), CPT3/5	11 ²⁰ -12 ³⁰	23.75	50.3	<0.30	999.3	Motorină	1000	700	32.0	48.0



CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești

LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT

Comanda DG-0545 din
15.03.2022

Proiect nr.
MD 2000.006

26.07.21	Zonă parc 33 (T99,T100), CP6A	8 ¹⁰ -8 ²⁵	16.82	70.9	<0.30	1001.6	TVOC (Benzină)	500	300	114.7	160.2
		11 ⁵⁶ -12 ¹¹	25.40	43.5	0.70	1002.8		500	300	159.2	
		15 ⁵² -16 ⁰⁷	27.13	43.4	0.32	1001.8		500	300	46.4	
	Zonă parc 10 (T23), CP2B	8 ³⁰ -8 ⁴⁵	16.78	71.3	<0.30	1001.6		500	300	84.6	170.0
		12 ¹⁵ -12 ³⁰	26.57	43.1	<0.30	1002.4		500	300	182.5	
		16 ¹² -16 ²⁷	27.31	43.7	0.31	1001.9		500	300	72.8	
	Zonă parc 45 (T132,T133,T135-T138), CP3A+CP3B	8 ⁵⁰ -9 ⁰⁵	16.92	70.8	<0.30	1001.6		500	300	107.9	177.3
		12 ³⁵ -12 ⁵⁰	26.50	42.7	<0.30	1002.4		500	300	236.7	
		16 ³² -16 ⁴⁷	26.87	44.7	0.46	1001.9		500	300	10.1	
	Zonă parc 50.000 (T3/5), CPT3/5	7 ⁴² -7 ⁵⁷	19.98	75.3	0.63	997.0		500	300	2.8	24.0
		11 ³⁵ -11 ⁵⁰	31.68	35.1	0.45	995.9		500	300	40.0	
		15 ³⁷ -15 ⁵²	33.28	41.7	0.43	994.9		500	300	5.1	

Data	Loc prelevare probă	Tip prelevare	Oră prelevare	T (°C)	U.R (%)	V _{c.a} (m/s)	P _{atm.} (hPa)	Noxa	Valoare limită (mg/mc)		Valoare determinată (mg/mc)	
									Termen scurt	8 ore	Cm	CMPT
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
ARIA AFPE / Instalația RPGL												
09.07.21	Zonă rampa auto (postul 1-2)	TD	8 ³² -8 ³⁴	18.65	73.2	<0.30	999.4	Gaze lichefiate	1500	1200	<43.6	<43.6
		TD	12 ³² -12 ³⁴	28.73	46.5	<0.30	1000.1	Gaze lichefiate	1500	1200	<43.6	
		TD	16 ³² -16 ³⁴	29.14	45.0	0.36	1000.1	Gaze lichefiate	1500	1200	<43.6	
	Zonă rampă CF (postul nr.1-4)	TD	7 ³⁰ -7 ³²	17.58	74.9	<0.30	999.8	Gaze lichefiate	1500	1200	<43.6	<43.6
		TD	11 ³⁰ -11 ³²	26.35	45.0	<0.30	1000.3	Gaze lichefiate	1500	1200	<43.6	
		TD	15 ³⁰ -15 ³²	28.99	46.3	0.41	999.4	Gaze lichefiate	1500	1200	<43.6	
	Zona vase V1-V3	TD	7 ⁵⁰ -7 ⁵⁸	17.82	75.3	<0.30	999.8	Hexan	-	72	<3.6	<3.6
		TD	11 ⁵⁰ -11 ⁵⁸	27.45	44.5	<0.30	1000.3	Hexan	-	72	<3.6	
		TD	15 ⁵⁰ -15 ⁵⁸	29.03	44.2	0.46	1000.1	Hexan	-	72	<3.6	



CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești

LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT


Comanda DG-0545 din
15.03.2022

Proiect nr.
MD 2000.006

Data	Loc prelevare probă	Tip prelevare	Oră prelevare	T (°C)	U.R (%)	V _{c.a} (m/s)	P _{atm.} (hPa)	Noxa	Valoare limită (mg/mc)		Valoare determinată (mg/mc)	
									Termen scurt	8 ore	Cm	CMPT
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
	Zona vase V4-V5	TD	8 ⁰³ -8 ¹¹	17.58	76.6	<0.30	999.9	Hexan	-	72	<3.6	<3.6
		TD	12 ⁰³ -12 ¹¹	27.08	49.5	<0.30	1000.3	Hexan	-	72	<3.6	
		TD	16 ⁰³ -16 ¹¹	28.93	47.5	0.31	1000.0	Hexan	-	72	<3.6	
	Zona vase V19-V22	TD	7 ³⁷ -7 ⁴⁵	17.79	74.9	<0.30	999.8	Hexan	-	72	<3.6	<3.6
		TD	11 ³⁷ -11 ⁴⁵	26.83	45.3	<0.30	1000.4	Hexan	-	72	<3.6	
		TD	15 ³⁷ -15 ⁴⁵	30.20	44.3	0.40	1000.0	Hexan	-	72	<3.6	
	Zonă vase V13-V15	TD	8 ¹⁶ -8 ²⁰	17.95	76.9	<0.30	999.9	Propan	1800	1400	<183	<183
		TD	12 ¹⁶ -12 ²⁰	27.13	48.0	<0.30	1000.3	Propan	1800	1400	<183	
		TD	16 ¹⁶ -16 ²⁰	28.83	48.0	0.33	1000.0	Propan	1800	1400	<183	
	Zonă sfere T154-T157	TD	8 ²⁵ -8 ²⁷	18.65	73.6	<0.30	999.9	Gaze lichefiate	1500	1200	<43.6	<43.6
		TD	12 ²⁵ -12 ²⁷	26.34	40.2	<0.30	1000.4	Gaze lichefiate	1500	1200	<43.6	
		TD	16 ²⁵ -16 ²⁷	29.00	46.8	0.32	1000.0	Gaze lichefiate	1500	1200	<43.6	

Notă: TD – Tub detector GASTEC; SA – Soluție absorbantă; AP – Analizor portabil PHOCHECK; Cm – Concentrația medie; CMPT – Concentrația medie ponderată cu timpul

Legendă: **Poluare semnificativă**; Poluare nesemnificativă

	CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești	Comanda DG-0545 din 15.03.2022
	LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT	Proiect nr. MD 2000.006

CONCLUZII:

- *La nivelul anului 2014 valorile măsurate ale concentrației de noxe la locul de muncă au fost mai mici decât limitele prevăzute prin H.G. nr. 1218/2006 privind stabilirea cerințelor minime de securitate și sănătate în muncă pentru asigurarea protecției lucrătorilor împotriva riscurilor legate de prezența agenților chimici, modificată și completată prin H.G. nr. 1/2012, cu excepție determinarilor poluantului benzină analizat în data de 04.06.2014 în Zona rampă încărcare CF (firul nr.1-2) aferentă Instalației Rampe Livrări Combustibil, din Aria AFPE, ale cărui concentrații măsurate pe termen scurt (15 minute) au fost de 549,6 mg/mc, respectiv de 1020,0 mg/mc, depășind valoarea limită de 500 mg/mc prevăzută de legislație. Concentrația medie ponderată pentru cele 3 determinări efectuate în data de 4.06.2014 în zona menționată a fost de 271,6 mg/mc, mai mică decât valoarea limită pentru vaporii de benzină la locurile de muncă.*
- **La nivelul anului 2021** *valorile măsurate ale concentrației de noxe la locul de muncă sunt mai mici decât limitele prevăzute prin H.G. nr. 1218/2006 privind stabilirea cerințelor minime de securitate și sănătate în muncă pentru asigurarea protecției lucrătorilor împotriva riscurilor legate de prezența agenților chimici, modificată și completată prin H.G. nr. 1/2012.*

Se poate aprecia că la nivelul anului 2021 IMPACTUL asupra stării de sănătate a angajaților este NEGLIJABIL.

5.3.5. Zgomot

Zgomotul este definit ca amestec dizarmonic de vibrații cu intensități și frecvențe diferite sau emisie de sunete cu vibrații neperiodice, de o anumită intensitate, ce produc o senzație dezagreabilă, jenantă și chiar agresivă.

Urechea umană este un analizor de frecvențe, indicator de directivitate a sunetului și indicator al tăriei, înălțimii și timbrului sunetului. Urechea este capabilă să perceapă numai o anumită bandă de frecvențe acustice și anume de la 16 până la 16.000 Hz, precum și o anumită gamă de presiuni acustice (banda dinamică). Banda de frecvențe, percepută de urechea omenească, depășește zece octave.


Urechea posedă sensibilitatea maximă în domeniul frecvențelor de la 800 până la 6.000 - 7.000 Hz. La aceste frecvențe pragul de audibilitate are o valoare minimă.

Sunetele incidente la analizorul auditiv al omului din mediul ambiant sunt în majoritate sunete nestaționare complexe cu diferite componente spectrale și de diferite intensități.

Consecințele negative ale poluării fonice, în funcție de durata expunerii și nivelul zgomotului, sunt:

- degradarea auzului;
- contractia arterelor;
- accelerarea pulsului și a ritmului respirației;
- diminuarea reflexelor, etc.

Acțiunea zgomotului asupra analizorului auditiv produce traumatizarea acestuia - prin expuneri zilnice care produc, reflex, o excitație supraliminală a scoarței cerebrale și a centrilor subcorticali, cu modificările ulterioare asupra sistemului neuro-vegetativ și

	CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești	Comanda DG-0545 din 15.03.2022
	LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT	Proiect nr. MD 2000.006

endocrin. Expunerile prelungite și repetate duc la apariția unei stări de inhibiție a scoarței cerebrale, ca o reacție de apărare cu modificări concomitente în cadrul funcționalității sistemului neuro-endocrin, fapt ce explică oboseala intensă acuzată de unii muncitori, cu scăderea consecutivă a randamentului muncii și chiar a activității extraprofesionale din afara orelor de lucru.

Măsurarea și aprecierea efectelor poluării sonore este dificilă, depinzând de un mare număr de factori, în afara agresiunii sonore la un moment dat.

Zgomotul industrial se datorează în principal următoarelor cauze:

- funcționarea agregatelor, mașinilor, utilajelor și sculelor în procesele de producție;
- eventualele defecțiuni, reglaje necorespunzătoare și exploatare neraționale ale agregatelor, mașinilor, utilajelor etc.;

Valorile admisibile ale nivelului de zgomot la limita zonelor funcționale din mediul urban, conform **STAS 10009-88 - Acustica urbană** - sunt de **65 dB(A)** la limita incintei industriale.

NIVELE DE ZGOMOT LA LIMITA INCINTEI

A. Niveluri de zgomot – anul 2005

Măsurările de zgomot s-au efectuat în data de 02.08.2005, în intervalul orar 10.00 – 13.00, de către personalul specializat din cadrul INCDPM-ICIM București, în 10 puncte situate la limita incintei industriale.


Aparatura de măsură utilizată a fost sonometrul marca CEL 573, produs de firma CEL Anglia, îndeplinind condițiile impuse de IEC 651 tip 1.

Rezultatele determinărilor de zgomot conform Buletinului de analiză nr. 4.1./2005 emis de Laboratorul Zgomot și Vibrații (LZV) – Secția Controlul Calității Aerului, Mecanica Fluidelor și Dispersia Poluanților din cadrul INCDPM-ICIM București se prezintă în **Tabelul 83**.

Tabelul 83: Nivelul zgomotului la limita amplasamentului rafinăriei – anul 2005

Nr. crt.	Loc măsurare zgomot	Nivelul echivalent de zgomot (Leq), dB(A)	VLA conform STAS 10009/88
1	Punctul 1 - Zona Poartă VALGAB	57,3	65 dB(A)
2	Punctul 2 - Zona Poarta 4	61,1	
3	Punctul 3 - Zona Poarta 7b	56,0	
4	Punctul 4 - Zona Instalație Epurare	58,7	
5	Punctul 5 - Zona Poarta 7c	56,2	
6	Punctul 6 - Zona Poarta 5	49,5	
7	Punctul 7 - Zona Poarta 1	56,3	
8	Punctul 8 - Zona Poarta 3	59,5	
9	Punctul 9 - Zona Rampei CF-GPL	60,5	
10	Punctul 10 - Zona Faclă	56,1	

Concluziile investigațiilor privind nivelul de zgomot, realizate în campania de monitorizări din anul 2005 și prezentate în lucrarea „**Bilanț de mediu nivel II pentru S.C.**”

	CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești	Comanda DG-0545 din 15.03.2022
	LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT	Proiect nr. MD 2000.006

PETROTEL LUKOIL S.A. Ploiești”, elaborată de INCDPM-ICIM București în august 2005, au fost următoarele:

- zona locuită cea mai apropiată este amplasată la o distanță suficient de mare față de întreprindere, încât zgomotul produs de aceasta să fie neglijabil;
- poluarea sonoră ca urmare a funcționării unității se încadrează în normele prevăzute de legislație (STAS 10009/88, ce impune pentru mediul industrial restricția de 65 dB(A) pentru nivelul de presiune sonoră continuu echivalent, ponderat A, la limita incintei întreprinderii).

B. Niveluri de zgomot – anii 2012, 2013, 2014

Societatea PETROTEL - LUKOIL S.A. are impus prin Autorizația integrată de mediu revizuită nr. 155/2009 monitorizarea anuală a zgomotului la limita amplasamentului, urmărindu-se încadrarea în limitele admisibile ale nivelului de zgomot prevăzute de STAS 10009/1988 – *Acustica în construcții. Acustica urbană. Limite admisibile ale nivelului de zgomot.*

Determinările anuale de zgomot ambiental la limita amplasamentului au fost efectuate de către Laboratorul toxicologie al firmei PROWATER-ECOSISTEM S.R.L.

Rezultatele determinărilor de zgomot aferente anilor 2012, 2013, 2014 și 2021 (conform Rapoartelor de încercare nr. 175/12.06.2012, nr. 464/09.12.2013, nr. 99/31.03.2014 și nr. 1069/17.08.2021) sunt prezentate în **Tabelul 84**.

Tabelul 84: Nivelul zgomotului la limita amplasamentului Rafinăriei – anii 2012, 2013, 2014 și 2021

Nr. crt.	Loc măsurare zgomot	Anul	Valori măsurate			VLA conform STAS 10009/88
			Leq, dB(A)	L _{max.} , dB(A)	Peak, dB(C)	
1	2	3	4	5	6	7
1.	Zona Poartă VALGAB	2012	48,4	71,1	94,1	65 dB(A)
		2013	49,2	73,02	87,64	
		2014	52,18	70	90,04	
		2021	54,88	68,32	70,9	
2.	Zona Poarta 4	2012	55,9	70,8	93,8	
		2013	51,32	67,06	84,14	
		2014	53,12	65,74	91,02	
		2021	55,94	67,78	72,6	
3.	Zona Poarta 7b	2012	47,6	62,5	84,4	
		2013	55,96	71,52	87,84	
		2014	51,46	74,4	89,68	
		2021	58,18	67,12	69,4	
4.	Zona Instalației Epurare	2012	54,3	62,8	89,3	
		2013	53,64	71,7	90,6	
		2014	55,02	67,98	90,8	
		2021	57,66	66,98	69,3	
5.	Zona Poarta 7c	2012	59,2	87,9	102,7	
		2013	65,58	81,36	97,16	
		2014	64,24	80,04	94,42	
		2021	59,1	75,44	79,4	
6.	Zona Poarta 5	2012	56,3	93,1	104,1	
		2013	63,6	73,44	91,72	
		2014	65,06	76,74	92,02	

Nr. crt.	Loc măsurare zgomot	Anul	Valori măsurate			VLA conform STAS 10009/88
			Leq, dB(A)	L _{max} , dB(A)	Peak, dB(C)	
1	2	3	4	5	6	7
		2021	43.34	70.06	78.5	
7.	Zona Poarta 1	2012	57,7	78,2	98,2	
		2013	63,26	83,18	97,74	
		2014	63,8	82,36	96,88	
		2021	59.22	73.48	76.8	
8.	Zona Poarta 3	2012	57,0	79,2	94,6	
		2013	63,08	81,52	97,54	
		2014	68,28	85,28	102,16	
		2021	55.98	68.8	71.4	
9.	Zona Rampei CF-GPL	2012	58,8	82,9	97,4	
		2013	60,2	68,6	84,08	
		2014	56,1	63,74	86,4	
		2021	59.76	72.12	74.6	
10.	Zona Faclă	2012	50,7	73,1	88,2	
		2013	50,32	70,86	86,68	
		2014	51,5	63,46	85,92	
		2021	57.88	72.02	82.3	


Notă: Valorile înregistrate în coloanele 4, 5, 6 ale **Tabelului 84** reprezintă media aritmetică a valorilor de zgomot centralizate în Rapoartele de încercare (5 măsurări pentru fiecare punct)

Din măsurătorile efectuate se constată că **valorile mediate în timp** ale nivelului de zgomot la limita amplasamentului, în diferite puncte nu depășesc limita de 65 dB(A) prevăzută prin **STAS 10009/1988**. În mod excepțional, limita de 65 dB(A) a fost ușor depășită în anul 2013 în zona Poarta 7c, iar în 2014 în zonele Poarta 5, respectiv Poarta 3.

Valorile de vârf (curba C) măsurate în punctele de monitorizare se situează în intervalul de valori 84,08 - 104,1 dB.

CONCLUZII:

Activitățile desfășurate în cadrul unității generează, prin funcționarea instalațiilor, un nivel de zgomot (Leq) care, la limita incintei, în general respectă valoarea admisă de legislație, de 65 dB(A).

	CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești	Comanda DG-0545 din 15.03.2022
	LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT	Proiect nr. MD 2000.006

6. INTERPRETAREA DATELOR SI RECOMANDARI

6.1. Analiza datelor referitoare la sol

6.1.1. Evoluția calității solului în incinta societății

Evoluția nivelului de poluare a solului din incinta platformei PETROTEL - LUKOIL Ploiești a fost stabilită pe baza rezultatelor analizelor realizate în anii 2005 - 2021, pe probe de sol prelevate din zonele:

- foraje P1 – P5, F_{seră}, FP6, H809, F1'
- rampă descărcare țiței
- rampă CF și auto de încărcare
- instalație Cocsare
- depozit de țiței
- alte zone: zona batal NDS 214, zona rezervor T118

Morfologia învelișului solului din incintă se prezintă astfel:

- o parte din sol a fost decopertat, pentru realizarea fundațiilor clădirilor și instalațiilor existente sau a drumurilor tehnologice;
- în unele situații, neuniformitatea locală a reliefului a fost estompată prin umpluturi cu pietriș pe diferite grosimi;
- textura solului de umlatură, în primii 80 cm, în mare parte din suprafața incintei;
- textura devine din ce în ce mai grosieră, formată din straturi de nisip prăfos cu pietriș, întâlnite până la adâncimi de cca. 11,00 m;
- de la adâncimi cuprinse între 8 – 13 m apar straturi de pietriș cu bolovăniș și nisip;
- nivelul hidrostatic a fost întâlnit la adâncimea de cca. 12 m;
- în urma studiilor geotehnice efectuate cu ocazia realizării forajelor de control F1 – F3, a rezultat că principalele straturi ce apar în structura litologică au o constituție relativ uniformă, de la solul vegetal până la stratul de pietriș cu nisip de bază.


Probele de sol recoltate la adâncimile de prelevare de 0 – 10 cm și 10 – 30 cm din incintă au fost caracterizate prin *parametrii*: total hidrocarburi din petrol, Ni și Cu, poluanți specifici activităților desfășurate de societate.

Analiza datelor privind evoluția poluării solului din incintă, conduce la următoarele aspecte:

- comparativ cu valorile indicatorilor specifici - TPH, Ni, Cu - determinate în probele de sol în 2005, valorile din anii 2012 – 2013 și 2021 sunt descrescătoare
- în anul 2021, solul monitorizat din interiorul platformei a prezentat valori ale indicatorilor analizați situate sub limita pragului de alertă impusă de legislație

CONCLUZII:

În conformitate cu prevederile Ordinului MAPPM nr. 756/1997, rezultatele investigațiilor analitice realizate în anii 2005 – 2013 - 2021 indică faptul că impactul indus de activitățile desfășurate de S.C. PETROTEL - LUKOIL S.A. asupra factorului de mediu sol a scăzut în timp, la nivelul anului 2021 fiind nesemnificativ în punctele

	CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești	Comanda DG-0545 din 15.03.2022
	LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT	Proiect nr. MD 2000.006

de monitorizare anuală impuse prin AIM Petrotel-Lukoil nr.PH-10 din 10.08.2015, revizuita în data de 05.12.2019.

Din anul 2009, când a fost elaborat Studiul privind evaluarea contaminării solului în incinta rafinăriei de către firma Dekonta și până în prezent, s-a constatat o atenuare naturală puternică a contaminării în zonele identificate în Studiu ca fiind poluate cu produse petroliere, însoțită de o vegetație abundentă. Astfel, calitatea solului în zonele contaminate s-a îmbunătățit treptat până în 2021 prin biodegradare naturală, nemaifiind necesare lucrări locale de remediere.

6.1.2. Starea actuală a amplasamentului din punctul de vedere al calității solului din incinta rafinăriei

Analiza datelor referitoare la calitatea solului în anii 2012, 2013 și 2021 conduce la următoarele

CONCLUZII:

Față de limitele impuse de legislația de mediu în vigoare, Ordinul MAPPM nr. 756/1997, nivelul de poluare al solului în punctele impuse a fi monitorizate prin AIM Petrotel-Lukoil nr.PH-10 din 10.08.2015, revizuita în data de 05.12.2019 din incinta Rafinăriei se încadrează în domeniul nesemnificativ.

6.2. Analiza datelor referitoare la pânza freatică


6.2.1. Evoluția nivelului de poluare a pânzei freactice

Studiile efectuate asupra apelor subterane la nivelul anilor 1990 au evidențiat următoarele aspecte:

- Apa freatică, care prezintă în general un nivel liber, a fost întâlnită în jur de 12 m,
- Direcția de curgere a apei freactice este Nord-vest către Sud-est, determinată în studiile hidrogeologice efectuate pentru amplasarea forajelor de observație, amplasate în zona batalului NDS 214;
- Ponderea principală în poluarea apelor subterane o dețin impurificatorii sulfuri, extractibile cu eter de petrol și substanțe oxidabile (CCOCr).

În anul 2005, față de valorile concentrațiilor maxime admise prin Legea nr. 311/2004 care modifică și completează Legea nr. 458/2002, se constată că valorile maxime determinate ale indicatorilor specifici sunt mai mari decât cele impuse prin lege pentru indicatorii: *nitriți, cloruri, mangan și plumb*, în aproape toate probele de apă subterană analizate și pentru indicatorul *benzen* numai în forajul P3 din incintă. De asemenea, valori care au depășit pragul de alertă au fost înregistrate pentru indicatorul *benzen* în apa forajului P1 din incinta rafinăriei și pentru indicatorii *fier și cadmiu*, în apa forajului F5, aflat în exteriorul platformei industriale.

La nivelul anului 2021, valorile tuturor indicatorilor monitorizați de societate în forajele de observație a calității apei freactice se încadrează în valorile de referință

	CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești	Comanda DG-0545 din 15.03.2022
	LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT	Proiect nr. MD 2000.006

prevăzute prin AIM Petrotel-Lukoil nr.PH-10 din 10.08.2015, revizuita în data de 05.12.2019.

Datele privind calitatea apei subterane în zona amplasamentului deținute de societate de la prima autorizare integrată de mediu (situația de la nivelul anului 2005) nu sunt comparabile cu datele din ultimii doi ani, parametri urmăriți în investigațiile analitice fiind diferiți. Astfel, poate fi realizată numai o evoluție a nivelului de poluare a freaticului cu poluanții specifici activității rafinării pentru perioada analizată.

6.2.2. Starea actuală a amplasamentului din punctul de vedere al calității apei freactice

Analiza datelor referitoare la calitatea apei freactice la nivelul anului 2021 conduce la următoarele

CONCLUZII:

Calitatea apei freactice se încadrează în valorile de referință prevăzute prin AIM Petrotel-Lukoil nr.PH-10 din 10.08.2015, revizuita în data de 05.12.2019 pentru indicatorii: sulfuri totale, extractibile în eter de petrol și CCOCr.

6.3. Analiza datelor referitoare la calitatea efluentului evacuat în emisar

Rezultatele investigațiilor analitice privind calitatea efluentului evacuat în râul Teleajen în anul **2005** indică concentrații ale indicatorilor ***CBO₅, produse petroliere și materii în suspensie*** ce au depășit valorile limită impuse de H.G. nr. 352/2005 care modifică și completează H.G. nr. 188/2002 - NTPA 001 - privind stabilirea limitelor de încărcare cu poluanți a apelor uzate industriale și urbane la evacuarea în receptorii naturali, determinând o poluare semnificativă a emisarului cu acești poluanți.

Față de valorile maxim admise, impuse prin AGA 36/28.02.2020, se constată că valorile maxime determinate ale indicatorilor specifici sunt mai mici decât cele impuse în A.G.A. pentru indicatorii monitorizați la nivelul anului 2021

Sunt monitorizați indicatorii specifici, prevăzuți prin H.G. nr. 352/2005 cu modificările și completările ulterioare, de către laboratorul firmei PROWATER-ECOSISTEM și indicatori specifici activității rafinării prevăzuți prin H.G. nr. 351/2005 cu modificările și completările ulterioare.


În prezent, calitatea apei epurate evacuate în emisar de societate corespunde prevederilor din documentele de referință, impactul indus fiind redus.

6.4. Analiza datelor referitoare la calitatea aerului în zona Rafinărie

Din procesele tehnologice desfășurate pe amplasament se evacuează în aer, dirijat și fugitiv, gaze reziduale cu conținut în oxizi de sulf, oxizi de azot și oxid de carbon, hidrogen sulfurat, compuși organici volatili, benzen și metale.

Analiza datelor referitoare la calitatea aerului în zona de impact a Rafinăriei în perioada 2012 – sem. I 2014 și la nivelul anului 2021, comparativ cu anul de referință 2005, conduce la următoarele:

CONCLUZII:

	CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești	Comanda DG-0545 din 15.03.2022
	LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT	Proiect nr. MD 2000.006

EMISII

- valorile de emisie în anul **2005** pentru SO₂ depășesc limitele prevăzute prin legislația de protecție a calității aerului la coșurile instalațiilor: DAV3+HPM coș comun, Cx cod 02-H1, CC cod 09-YH1 și CET 2, DGRS cod 10-H2, ceea ce indică un impact semnificativ asupra atmosferei datorat acestui poluant.

- pentru perioada **2012 – semestrul I 2014, respectiv la nivelul anului 2021**, toate valorile de emisie către aer ale surselor dirijate, atât în cazul monitorizării continue cu aparatura on-line montată pe traseul de evacuare al gazelor, cât și al monitorizării discontinue, efectuată de laboratorul PROWATER-ECOSISTEM și laboratorul LAJEDO, se încadrează în limitele prevăzute prin AIM Petrotel-Lukoil nr.PH-10 din 10.08.2015, revizuita în data de 05.12.2019, pentru poluanții specifici ai rafinăriei: SO₂, NO_x, CO, pulberi și H₂S.

- rezultatele monitorizării efectuate în decembrie **2013** de către LAJEDO S.R.L. indică faptul că emisiile de COV la rampele CF și auto și la unitățile VRU, se situează sub limita impusă de legislația de mediu în vigoare, respectiv H.G. nr. 568/2001, republicată 2007, privind stabilirea cerințelor tehnice pentru limitarea emisiilor de compuși organici volatili rezultați din depozitarea, încărcarea, descărcarea și distribuția benzinei la terminale și la stațiile de benzină, modificată și completată prin H.G. nr. 958/2012 și H.G. nr. 1047/2013.

IMISII

- nivelul concentrației de SO₂, NO₂, pulberi în suspensie și hidrocarburi nemetanice (HC_{NM}) în imisii, măsurate de laboratorul INCDPM-ICIM București în campania de prelevare probe desfășurată în perioada 28-29.04.**2005**, s-a încadrat în valorile limită impuse prin legislație în vigoare la acel moment;

- nivelul concentrației de SO₂ și H₂S în imisii (măsurători zilnice), măsurate în lunile iunie și iulie **2014** de Laboratorul Toxicologie al societății PROWATER- ECOSISTEM în două puncte din cartierul Mihai Bravu al Municipiului Ploiești (Str. Mihai Bravu Benzinăria Lukoil și Str. Apelor Zona Obor) se încadrează în limitele impuse de legislație, ceea ce conduce la aprecierea că nivelul de concentrație a poluanților induce impact redus asupra zonelor populate din vecinătatea rafinăriei;


- impactul emisiilor de poluanți în aerul ambiental, la nivelul anului 2011, a fost analizat de firma WESTAGEM, în Studiul de dispersie al poluanților rafinăriei PETROTEL - LUKOIL S.A., asupra zonelor sensibile din Municipiul Ploiești și din zonele limitrofe.

Concluziile acestui studiu arată că pentru toți poluanții avuți în vedere - SO₂, NO_x, CO, pulberi PM₁₀ și PM_{2,5}, benzen, Pb, Cd, Ni, As, Hg - și pentru toate intervalele de mediere relevante, valorile maxime ale concentrațiilor estimate în zonele locuite se situează mult sub valorile limită impuse prin Legea nr. 104/2011.

La nivelul anului 2021 s-a realizat monitorizarea prin 2 statii de monitorizare : Laguna si Moara Noua.

Concluziile monitorizării pentru cele două puncte la nivelul anului 2021 sunt:

- Valorile concentrației poluantului H₂S măsurate în cursul anului 2021 la imisii au înregistrat depășiri ale valorilor limita admise pentru aerul ambiental astfel: o singura data la stația Laguna și de 7 ori la stația Moara Noua, determinând un IMPACT MINOR asupra aerului ambiental datorat acestui poluant;
- Valoarea media anuală a concentrației poluantului benzen măsurate în cursul anului 2021 la cele două stații de monitorizare, Laguna și Moara Noua se situează

	CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești	Comanda DG-0545 din 15.03.2022
	LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT	Proiect nr. MD 2000.006

sub valoarea limită admisă de legislație în aerul ambiental, determinând un IMPACT NESEMNIFICATIV asupra aerului ambiental datorat acestui poluant;

- Valorile concentrației poluantului SO₂ măsurate în cursul anului 2021 la imisii la cele două stații de monitorizare, Laguna și Moara Noua se situează mult sub valorile limită admise de legislație în aerul ambiental, determinând un IMPACT NESEMNIFICATIV asupra aerului ambiental datorat acestor poluanți;

- Valorile concentrației poluantului pulberi măsurate în cursul anului 2021 la imisii la cele două stații de monitorizare, Laguna și Moara Noua au înregistrat multiple depășiri ale valorilor limită admise pentru aerul ambiental, determinând un IMPACT MODERAT asupra aerului ambiental datorat acestui poluant;

În ceea ce privește concentrația de COV_{nm} determinată în aerul ambiental nu există limite impuse prin legislația în vigoare.

Efectul sinergic asupra calității aerului înconjurător al emisiilor surselor aparținând Rafinăriei PETROTEL - LUKOIL, determinat conform STAS 12574/1987 „Aer în zone protejate. Condiții de calitate”, se află mult sub valoarea maximă admisă, pentru toate grupele de poluanți și intervale de mediere.

→ Evaluarea emisiilor dirijate de pe platforma PETROTEL – LUKOIL în raport cu recomandările BAT

Prezentarea comparativă a măsurilor / recomandărilor prevăzute în **Documentul de referință BAT** (“*Reference Document on Best Available Techniques for Mineral Oil and Gas Refineries*” – ediția Februarie 2003) referitoare la emisiile de poluanți evacuate la coșurile instalațiilor din cadrul unei rafinării de produse petroliere și situația existentă la nivelul societății PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești este sintetizată, pe fiecare poluant în parte, în **Tabelele 85 a,b,c,d**.



CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești

LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT

Comanda DG-0545 din
15.03.2022

Proiect nr.
MD 2000.006

Prezentare evacuări de poluanți în emisii, comparativ cu recomandările din Documentul de referință BAT

Tabelul 85a: BAT pentru reducerea emisiilor de SO₂

Nr. crt.	Recomandări BAT	Niveluri de emisii asociate BAT (mg/Nm ³ @ 3 % O ₂)	Comentarii	Starea implementării la nivelul societății PETROTEL - LUKOIL
1.	Boilere și cuptoare de proces			
	Creșterea ponderii combustibililor gazoși ("combustibili curați")	5-1700, [8] (în funcție de combustibil și de eficiența termică a cuptorului)	Împreună cu conceptul de "bubble", determină o reducere a emisiilor de sulf pentru întreaga rafinărie, comparativ cu utilizarea unei valori limită de emisie unică.	DA; Rafinăria folosește doar combustibili gazoși cu un conținut ridicat de hidrogen. Concentrația "bubble" este de 70 mg/Nm ³ .
	Folosirea combustibililor cu conținut scăzut de sulf (managementul sulfurii)	5 - 20 [1] (gaze de rafinărie desulfurate) 50 - 850 [1] (gaze de rafinărie desulfurate și combustibil lichid hidrotrat)	Folosirea de gaze de rafinărie cu conținut scăzut de sulf, tratate cu amine (20 - 150 mg H ₂ S/Nm ³).	Gazele de rafinărie sunt spălate în două instalații modernizate (MEA, DEA) asigurând pentru anul 2021 o emisie medie de dioxid de sulf de 7.8 mg SO ₂ /Nm ³ .
2.	Cracare catalitică			
	Folosirea materiei prime cu conținut scăzut de sulf (managementul sulfurii)	600 - 1200 [8] 10 - 350 [1] ^(a)	Împreună cu conceptul de "bubble", determină o reducere a emisiilor de sulf pentru întreaga rafinărie, comparativ cu utilizarea unei valori limită de emisie unică.	Se utilizează tehnologie de spălare umedă a gazelor arse (BELCO).
	Desulfurarea materiei prime	-	Reducerea emisiilor de SO ₂ din gazele evacuate de la regenerador cu aprox. 70 - 80 %, împreună cu reducerea emisiilor de pulberi și NO _x . Ca rezultate secundare: va crește consumul energetic, va determina impurificarea apei uzate și consumul crescut de catalizatori, dar va reduce prelucrarea ulterioară a produselor finite. ^(a) limita inferioară a domeniului se poate atinge numai dacă pe lângă hidrotratarea materiei prime se face și o desulfurare a gazelor evacuate	-



CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești

LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT

Comanda DG-0545 din
15.03.2022

Proiect nr.
MD 2000.006

Nr. crt.	Recomandări BAT	Niveluri de emisii asociate BAT (mg/Nm ³ @ 3 % O ₂)	Comentarii	Starea implementării la nivelul societății PETROTEL - LUKOIL
	Desulfurarea gazelor evacuate de la regenerator "Măsuri la coș"	100 - 400, [8]	Reducerea emisiilor de SO ₂ din gazele evacuate de la regenerator cu aprox. 90 - 95 %; reducerea emisiilor de pulberi; măsură importantă mai ales când hidrotratarea materiei prime nu este posibilă.	DA
	<i>Măsuri combinate</i> Hidrotratare materie primă Folosirea aditivilor DeSO _x Desulfurarea gazelor evacuate	10 - 350 [1]	Când este posibil economic, hidrotratarea materiei prime permite o reducere a emisiilor de SO ₂ .	DA. Se utilizeaza DeSOx.
3.	Instalații de desulfurare gaze; Măsuri integrate / "măsuri la coș"			
	A treia treaptă de reacție (Tail gas) în DGRS	-	Împreună cu etapele anterioare permite reducerea emisiilor totale de SO ₂ cu aprox. 97%.	Da Este în funcțiune Instalația Tail Gas.
	Post-tratament al gazelor evacuate cu etapa "Sulfreen"	400 - 2000 [1]	Împreună cu etapele anterioare permite reducerea emisiilor totale de SO ₂ cu aprox. 99,5 %.	Nu este cazul.
	Post-tratament al gazelor evacuate cu etapa "SCOT"	-	Împreună cu etapele anterioare permite reducerea emisiilor totale de SO ₂ cu aprox. 99,8%.	Nu este cazul.
4.	Facle			
	Unitate de recuperare gaze de faclă <i>Măsuri integrate</i>	-	Gazele de la supapele de presiune redirectionate în sistemul de gaze al rafinării prin recompresie; utilizarea faclelor doar în situații de defecțiuni.	DA Există un sistem de recuperare a gazelor din faclă.
	Optimizarea arderii la facle prin injecție controlată de aburi <i>Măsuri integrate</i>	-	> 99 % ardere completă privind C total prin capete de faclă optimizate; reducerea zgomotului.	DA Capete de faclă tip ZEECO cu injecție de abur.

Concluzii:

- Emisiile punctuale ale surselor de emisie din cadrul rafinării se încadrează în domeniul impus de BAT și de legislația în vigoare (<35 mg SO₂/Nm³)
Concentrația totală "bulă" se încadrează în recomandările BAT.



CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești

LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT

Comanda DG-0545 din
15.03.2022

Proiect nr.
MD 2000.006

Tabelul 85b: BAT pentru reducerea emisiilor de NO_x

Nr. crt.	Recomandări BAT	Niveluri de emisii asociate BAT (mg/Nm ³ @ 3 % O ₂)	Comentarii	Starea implementării la nivelul societății PETROTEL - LUKOIL
1.	Boilere și cuptoare de proces Instalații cu arzătoare cu NO _x redus Raport optimizat aer / combustibil <i>Integrat</i> <i>Măsuri combinate</i> (controlul arderii; arzătoare cu NO _x redus; SCR/SNCR; reardere; recirculare a gazelor evacuate în boilere) Managementul combustibilului: operare cu cuptoare mixte gaze / lichid Integrate <i>Reducerea NO_x cu sisteme SNCR</i> Măsuri "la coș" <i>Reducerea NO_x cu sisteme SCR</i> Măsuri "la coș" <i>Măsuri combinate - turbine cu gaz</i> (injecție diluată; arzătoare uscate cu NO _x redus; SCR	100 (rafinării noi) 20 - 150 (gaze) 55 - 300 (lichid) 300 150 (gaz) 150 - 300 (lichid) 55 (gaz) 150 (lichid) 20 - 75 (@ 15 % O ₂)	Pentru combustibil gazos; pentru combustibili lichizi cerințele legale nu se pot atinge numai cu aceste tehnici; în acest caz pot să apară emisii ridicate de COV și pulberi în suspensie Valoarea mai scăzută se atinge pentru GN, iar cea mai ridicată pentru arzătoare mici cu măsuri de reducere de ordinul I. Valorile mai mici se referă la boilerele cu SCR; mai ridicate pentru arzătoare mici cu măsuri de reducere de ordinul I Emisiile BAT pentru NH ₃ în cazul utilizării SCR sau SNCR: 2 - 5 mg/Nm ³ - Reducerea emisiilor de NO _x în gazele evacuate cu până la 60%; Reducerea emisiilor de NO _x în gazele evacuate cu până la 95%; pot apare emisii de NH ₃ . Emisiile BAT pentru NH ₃ în cazul utilizării SCR sau SNCR: 2 - 5 mg/Nm ³ . Pragul inferior pentru GN, iar cel superior pentru turbine mici și gaze de rafinare. Emisiile BAT pentru NH ₃ în cazul utilizării SCR sau SNCR: 2 - 5 mg/Nm ³ .	DA 100% din capacitatea termică a cuptoarelor tehnologice este echipată cu arzătoare LowNO _x . DA Rafinăria monitorizează zilnic controlul arderii. Nivelul emisiilor pentru cuptoarele tehnologice echipate cu arzătoare LowNO _x este sub 200 mg/Nm ³ (cuptoare cu preincalzire a aerului) iar la Cracare Catalitică sub 300 mg/Nm ³ . DA Rafinăria folosește doar combustibil gazos. Nu este cazul. Se utilizează arzătoare LowNO _x și catalizatori fara platina. Nu este cazul. Nu este cazul.
2.	Cracare catalitică <i>Combustie parțială - incinerare fracționată (CO - boiler)</i> Optimizarea excesului de aer (de regula 2 %) în modul de combustie "total" (fără CO boiler); Reducerea promotorului	100 - 250 100 - 500 (pentru a respecta cerințele BAT privind emisiile de CO) 100 - 250 (gaze) 300 - 600 (lichid)	Reducerea emisiilor de NO _x la regenerador cu 50 - 80 %; în modul de combustie "total" pot să crească emisiile de SO ₃ și NO _x Emisiile de CO asociate: 50 - 100 mg/Nm ³ (În general nu se pot obține simultan emisii reduse de CO și NO _x) Nefolosirea promotorului face să crească emisiile de CO Emisiile de CO în absența CO boiler: 50 - 100 mg/Nm ³	Nu este cazul. Se operează în modul combustie totală. DA



CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești

LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT

Comanda DG-0545 din
15.03.2022

Proiect nr.
MD 2000.006

Nr. crt.	Recomandări BAT	Niveluri de emisii asociate BAT (mg/Nm ³ @ 3 % O ₂)	Comentarii	Starea implementării la nivelul societății PETROTEL - LUKOIL
	Reducerea NO _x cu sisteme SNCR Măsuri "la coș"	300	Reducerea emisiilor de NO _x în gazele evacuate cu până la 60 %; pot apare emisii de NH ₃ Emisiile BAT pentru NH ₃ în cazul utilizării SCR sau SNCR: 2 - 5 mg/Nm ³	Nu este cazul. Se utilizeaza scrubber umed.
	Reducerea NO _x cu sisteme SCR Măsuri "la coș"	120	Reducerea emisiilor de NO _x în gazele evacuate cu până la 95 %; pot apare emisii de NH ₃ Emisiile BAT pentru NH ₃ în cazul utilizării SCR sau SNCR: 2 - 5 mg/Nm ³	Nu este cazul. S-a înlocuit promotorul de platină în catalizator, iar emisiile sunt în domeniul BAT.
	Măsuri combinate Modificarea operării regeneratoarelor pentru a evita momente cu temperaturi ridicate	40 - 150	Pragul inferior este atins cu SCR și materie primă cu azot scăzut.	DA
	Hidrotratare a materiei prime; SNCR / SCR	-	-	Nu este cazul.
3.	Facle			
	Unitate de recuperare a gazelor de faclă Măsuri de proces integrate	-	Gazele de la supapele de presiune redirectionate în sistemul de gaze al rafinării prin recompresie; utilizarea faclelor doar în situații de defecțiuni.	DA Sistem de recuperare implementat.
	Optimizarea arderii la facle prin injecție controlată de aburi Măsuri integrate	-	> 99 % ardere completă privind C total prin capete de faclă optimizate; reducerea zgomotului.	DA Noi capete de faclă.

Concluzii:

1. Valorile înregistrate de PETROTEL - LUKOIL se încadrează în domeniul realizat de rafinările europene.

Tabelul 85c: BAT pentru reducerea emisiilor de pulberi

Nr. crt.	Recomandări BAT	Niveluri de emisii asociate BAT (mg/Nm ³ @ 3 % O ₂)	Comentarii	Starea implementării la nivelul societății PETROTEL - LUKOIL
1.	Boilere și cuptoare de proces			
	Managementul combustibilului: operare cu cuptoare mixte gaze / lichid <i>Integrat</i>	5 - 20 (50) [1] gaz: 5 [5] lichid: 50 [5]	Măsuri combinate: îmbunătățesc eficiența energetică (reducerea consumului de combustibil), folosirea combustibilului gazos și a celui lichid cu conținut scăzut de cenușă, atomizarea cu abur a combustibilului lichid, filtre electrostatice sau cu saci la evacuările de la cuptoarele de proces sau la boilere atunci când se folosesc combustibili lichizi grei.	DA Rafinăria utilizează doar combustibil gazos.
	Combustibil lichid cu conținut scăzut de cenușă <i>Integrat</i>	20 - 50 [5]	-	Nu se utilizează combustibil lichid.
2.	Cracare catalitică			
	<i>Selectarea catalizatorilor rezistenți la frecare</i> <i>Integrat</i>	300 [1]	Concentrația în efluentul gazos înainte de filtrare; reduce frecvența înlocuirii catalizatorilor; o schimbare a catalizatorului poate determina un efect negativ în performanțele CC.	DA
	Reducerea emisiilor de praf în gazele evacuate de la regenerador prin cicloane și filtre electrostatice Măsuri "la coș"	20 - 50 [5]	Reduce emisiile de praf în gazele evacuate de la regenerador cu mai mult de 99,8%; consum suplimentar de electricitate.	DA Cicloane la final și scrubber umed Belco
	Măsuri combinate Cicloane terțiare și cu mai multe trepte, electrofiltru sau scrubber la gazele evacuate de la regenerador, optimizarea pierderilor de la catalizatori, hidrotratarea materiei prime, catalizatori rezistenți la frecare	10 - 40 (50) [1]	Limita superioară - aplicabilă pentru materie prima cu un conținut foarte scăzut de sulf / metale.	DA Scrubber umed.

Concluzii:

- Emisiile de la cuptoarele tehnologice se situează în domeniul BAT (< 5 mg/Nm³).

Tabelul 85d: BAT pentru reducerea emisiilor de COV

Nr. crt.	Recomandări BAT	Niveluri de emisii asociate BAT	Comentarii	Starea implementării la nivelul societății PETROTEL - LUKOIL
1.	Stocare Tancuri de stocare cu capac flotant și sisteme de etanșare duble <i>Integrat</i> Tancuri de stocare cu capac fix și membrană interioară flotantă <i>Integrat</i> Capac fix cu conexiune la un sistem de recuperare vapori (VRU) Măsuri "la coș" <i>Capac fix cu respirație forțată și conducerea vaporilor la un incinerator</i> Măsuri "la coș" Capac fix, vopsit în culori care reflectă radiația termică în proporție de cel puțin 70 % Măsuri integrate Capac fix cu supape de supra- / subpresiune Gazele evacuate de la stocarea bitumului dirijate la un incinerator	- - 35 g/Nm ³ la evacuarea din VRU, după H.G. nr. 568/2001 (republicată 2007) 10 mg/m ³ [5] hidrocarburi totale 1 mg/m ³ benzen [5] - - 20 mg/m ³	Reducerea emisiilor de COV cu până la 95 % în comparație cu tancurile cu capac fix, pentru produse stocate cu presiunea de vapori > 13 kPa, la 20°C. Reducerea emisiilor de COV cu până la 95 % în comparație cu tancurile cu capac fix, pentru produse stocate cu presiunea de vapori > 13 kPa, la 20°C. Această tehnică nu se poate utiliza la toate produsele stocate. Pentru produse stocate cu presiunea de vapori > 13 kPa, la 20 °C. VRU cu eficiență de recuperare între 95 - 99 % [1] sunt considerate BAT. Reduce emisiile de HC cu aprox. 99,99% față de un sistem cu capac fix; folosit la produsele cu un potențial de risc ridicat, de ex. benzen. Reducerea emisiilor de la "respirația" tancului; emisii suplimentare de COV în timpul vopsirii. Reducerea emisiilor de la "respirația" tancului. Eliminarea gazelor puternic mirositoare.	DA DA La rezervoarele de benzină. Nu este cazul. Rezervoarele de produse volatile au etanșare dublă și membrană interioară. Nu este cazul. Rezervoarele au etanșare dublă și membrană interioară. DA DA Nu este cazul.
2.	Încărcare / descărcare, transfer			

Nr. crt.	Recomandări BAT	Niveluri de emisii asociate BAT	Comentarii	Starea implementării la nivelul societății PETROTEL - LUKOIL
	Controlul emisiilor de vapori prin încărcare pe la partea de jos <i>Integrat</i>	-	Reducerea emisiilor de COV cu până la 80 % în comparație cu ventilația liberă, pentru produse stocate cu presiunea de vapori > 13 kPa, la 20 °C.	DA La rampa auto.
	Dirijarea vaporilor la o instalație de recuperare / incinerare <i>Măsuri "la coș"</i>	35 g/Nm ³ la evacuarea din VRU, după H.G. nr. 568/2001 (republicată 2007) 150 mg/m ³ [5] hidrocarburi nemetanice 1 mg/m ³ benzen [5]	Reducerea emisiilor de COV cu până la 99,98 % în comparație cu ventilația liberă, pentru produse stocate cu presiunea de vapori > 13 kPa, la 20 °C.	DA La rampa auto și CF.
	Folosirea tehnicilor de minimizare a emisiilor în timpul curățirii tancului <i>Măsuri integrate / măsuri "la coș"</i>	-	Reducerea emisiilor de COV în timpul curățirii tancului.	-
3.	Emisii fugitive de la elemente de etanșare			
	Implementarea programului LDAR / Integrat	-	Reducerea emisiilor de COV cu 40 - 64%	NU
	Pompe cu garnituri de etanșare multiple, cu sisteme de reținere și oprire pentru motoare / Integrat	-	Etanșări tehnologice pentru produse periculoase, de ex. benzen.	DA, etanșare mecanică dublă.
	Compresoare cu sisteme de etanșare multiple / Integrat	-	Etanșări tehnologice pentru produse periculoase, de ex. benzen.	DA, conform normelor API, sistem închis.
	Îmbinările de control și de oprire prevăzute cu garnituri metalice perfect etanșate sau sisteme de etanșare echivalente	10 ⁻⁴ hPa l/(s*m) la t < 250 °C sau 10 ⁻² hPa l/(s*m) la t > 250 °C [5]	Etanșări tehnologice pentru produse periculoase, de ex. benzen.	DA
	Flanșe de conexiune cu garnituri metalice sudate sau echivalente prin construcție adecvată (caneluri, membrane) / Integrat	10 ⁻⁴ hPa l/(s*m)	Etanșări tehnologice pentru produse periculoase, de ex. benzen.	DA
4.	Facile			



CLIENT: PETROTEL - LUKOIL S.A. Ploiești

LUCRARE: RAPORT DE AMPLASAMENT

Comanda DG-0545 din
15.03.2022Proiect nr.
MD 2000.006

Nr. crt.	Recomandări BAT	Niveluri de emisii asociate BAT	Comentarii	Starea implementării la nivelul societății PETROTEL - LUKOIL
	Sisteme de recuperare gaze de facă / Integrat	-	Gazele de la valvele de presiune captate și reintroduse în proces prin recompresie; folosirea faclelor numai în caz de incidente.	DA
	Optimizarea arderii faclelor prin injecție controlată de aburi <i>Integrată</i>	-	Ardere completă (>99 % față de C total) prin construcția corespunzătoare a capetelor de facă; reducerea zgomotului.	DA Capete de facă tip ZEECO cu injecție de abur

Concluzii:

1. Nivelul emisiilor de COV se situează la limita de jos realizată de rafinăriile europene.
2. Rafinăria a implementat toate tehnicile incluse în BAT: vopsirea rezervoarelor cu vopsea reflectorizantă, încărcarea pe la partea inferioară a containerelor, sisteme de sucțiune vapori la încărcare, sisteme de suprapresiune cu azot la rezervoarele de metanol.