

Zielona Góra, 08 listopada 2016r.

DŚ.II.7222.6.2016

## **D E C Y Z J A**

Na podstawie art.155 ustawy *Kodeks postępowania administracyjnego* z dnia 14 czerwca 1960r. (Dz.U. z 2013r. poz. 267 ze zm.) oraz art.215, art.378 ust.2a ustawy *Prawo ochrony środowiska* z dnia 27 kwietnia 2001 r. (Dz.U. z 2016r. poz. 672)

- na wniosek z dnia 29 kwietnia 2016r. przedłożony przez Pana I VIRIDIS z siedzibą w Opolu przy ul. A. Jantar 5/11 działającego na mocy pełnomocnictwa udzielonego przez prowadzącego instalację Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A. w Warszawie Oddział w Zielonej Górze

### **o r z e k a m**

I. zmieniam decyzję Marszałka Województwa Lubuskiego z dnia 15 marca 2013r. znak: DW.II.7222.2.2013, zmienioną decyzją z dnia 22 października 2014r. znak: DW.II.7222.100.2014-udzielającą pozwolenia zintegrowanego dla instalacji do rafinacji ropy naftowej i gazu oraz do spalania paliw o mocy nominalnej ponad 50 MW, zlokalizowanych na terenie Ośrodka Centralnego LMG obręb Grotów, gm. Drezdenko, w następujący sposób:

1. **Sentencja decyzji otrzymuje następującą treść:**

**u d z i e l a m** pozwolenia zintegrowanego na eksploatację instalacji do wytwarzania energii i paliw:

- do spalania paliw o nominalnej mocy nie mniejszej niż 50 MW oraz
- do rafinacji ropy naftowej lub gazu

zlokalizowanych na terenie Kopalni Ropy Naftowej i Gazu Ziemi Lubiatów Ośrodek Centralny obręb Grotów 59a, gmina Drezdenko w, prowadzącemu instalację

**Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A. w Warszawie**

**Oddział w Zielonej Górze**

**ul. Bohaterów Westerplatte 15**

**65-034 Zielona Góra**

**2. Punkt 2, określający rodzaj instalacji, otrzymuje brzmienie:**

**2. RODZAJ INSTALACJI**

**Instalacje wymagające pozwolenia zintegrowanego-**

Instalacje do wytwarzania energii i paliw:

- do spalania paliw o nominalnej mocy nie mniejszej niż 50 MW oraz
- do rafinacji ropy naftowej lub gazu

**Instalacje pozostałe** - zabezpieczające funkcjonowanie instalacji wymagających pozwolenia zintegrowanego, powiązane z nią technologicznie albo funkcjonalnie:

- Instalacja przeciwpożarowa,
- Stacja uzdatniania wody
- System sterowania i kontroli,
- System awaryjnego wyłączenia ESD,
- Stacja transformatorowo-rozdzielcza,
- Instalacja elektromagnetyczna, uziemiająca i odgromowa,
- Oświetlenie terenu,
- Budynek zaplecza administracyjnego i technicznego,
- System ochrony obiektu,
- Studnie i sieć wodociągowa,
- Kanalizacja sanitarna
- System zbioru i odprowadzania wód odciekowych.

**3. Punkt 3.2. charakteryzujący instalację rafinacji ropy naftowej lub gazu, otrzymuje brzmienie:**

**3.2.. Charakterystyka instalacji do rafinacji ropy naftowej lub gazu**

Na terenie KRNiGZ Lubiatów Ośrodek Centralny obręb Grotów ropa naftowa i gaz ziemny, wydobywane w postaci płynów złożowych, poddawane są procesom technologicznym mającym na celu nadanie im parametrów produktów handlowych. Uzyskanie produktów o wymaganej jakości i ilości jest możliwe dzięki przedstawionym poniżej procesom zachodzącym w urządzeniach, w które wyposażony został Ośrodek Centralny.

Procesy i urządzenia, służące do rozdzielenia płynów złożowych, wydobywanych ze złóż Międzychód- Grotów-Lubiatów:

- manifold wlotowy z systemem śluz,
- instalacja separacji HP (wysokiego ciśnienia),
- instalacja separacji LP (niskiego ciśnienia),

Procesy i urządzenia, służące do wytworzenia gazu ziemnego zaazotowanego:

- instalacja aminowa,
- separacja niskotemperaturowa oraz instalacja osuszania gazu,
- sito molekularne,
- system obróbki gazu regeneracyjnego typu Sulfinol,
- kompresory gazu handlowego,

Procesy przygotowania ropy naftowej do wysyłki:

- odsalanie ropy naftowej,
- stabilizacja ropy naftowej,

Procesy i urządzenia, służące do oczyszczania wody złożowej:

- instalacja obróbki wody złożowej,
- kolumna odgazowania wody,
- wymuszona flotacja gazowa IGF,

Procesy i urządzenia pomocnicze do ww. procesów i urządzeń:

- instalacja odzysku siarki Euroclaus,
- system magazynowania i załadunku LPG,
- układ magazynowania i załadunku kondensatu gazowego C<sub>5+</sub>,
- układ magazynowania i załadunku siarki,
- układ odzysku oparów,
- układ gazu paliwowego,
- układ pochodni,
- system magazynowania i pompowania ropy naftowej,
- system magazynowania i zatłaczania wody złożowej.

Typowymi procesami rafinacji gazu ziemnego, prowadzonymi na terenie przedmiotowej instalacji są:

- frakcjonowanie gazu, w wyniku którego wytworzone zostają gaz LPG i kondensat gazowy C<sub>5+</sub>, w następujących urządzeniach technicznych: kolumnie de-butanizera, na etapie separacji niskotemperaturowej oraz sitach molekularnych, na których następuje oczyszczenie wydzielonego LPG,
- proces odzysku siarki płynnej z gazów kwaśnych w instalacji Clausa.

Na terenie instalacji nie zachodzą procesy typowe dla rafinacji ropy naftowej a jedynie procesy mające na celu przygotowanie jej do dalszej wysyłki oraz nadania jej parametrów produktu handlowego.

Zespół przyłączeniowy rurociągów przesyłowych płynów surowych ze złóż ropośnych (odwierty Lubiatów, Sowia Góra) wyposażony jest w indywidualną służbę wlotową odbioru tłoka czyszczącego. Z odwiertów gazowych (odwierty Międzychód) indywidualnym pojedynczym kolektorem jest transportowany gaz i osobnym kolektorem mieszanina kondensatu gazowego i wody złożowej.

Płyny ze złoża Lubiatów, Międzychód i Grotów trafiają do jednego z dwóch separatorów wysokiego ciśnienia HP, w których są separowane i mierzone. Gaz jest przesłany do separatora dwustopniowego na wejściu do instalacji aminowej. Z separatorów wysokiego ciśnienia woda złożowa przesyłana jest do oczyszczania natomiast ropa naftowa trafia do separatorów niskiego ciśnienia gdzie mieszana jest ze strumieniami spustowymi z innych pakietów technologicznych. Z separatorów niskiego ciśnienia ropa, poprzez zawór kontrolujący poziom w separatorze, jest odprowadzana do instalacji odsalania i stabilizacji. Woda jest odprowadzana poprzez system kontroli poziomu w separatorach LP do układu obróbki wody złożowej. Natomiast gaz z różnych strumieni o niskim ciśnieniu włącznie z gazem z separatorów niskociśnieniowych skierowany jest do kompresorów w celu ponownego sprężenia i przesłania do instalacji aminowej.

Instalacja aminowa jest zastosowana w celu usunięcia siarkowodoru ze strumienia gazu za pomocą medium absorbującego w postaci roztworu wodnego aminy MDEA. Gaz wlotowy do systemu aminowego przed skierowaniem do kolumny absorpcyjnej jest wstępnie oczyszczany z kropelek frakcji ciekłych w tym głównie ropy w dwustopniowym filtroseparatorze. Wydzielone w filtroseparatorze cząsteczki ropopochodnych frakcji ciekłych są dalej kierowane do systemu stabilizacji ropy.

Gaz opuszczający filtroseparator trafi do dolnej części absorbera systemu aminowego, który stanowi kolumnę z 20-ma półkami roboczymi. Uboga amina (uboga w H<sub>2</sub>S) ze zbiorników aminy jest podawana w górnej części absorbera. Gaz przepływając z dołu absorbera ku górze wchodzi w kontakt (absorpcję) z roztworem wodnym ubogiej aminy MDEA przepływającej od góry do dołu kolumny reaktora. Słodki gaz pozbawiony siarkowodoru opuści absorber w górnej części i jest dalej kierowany do systemu



separacji niskotemperaturowej. Amina bogata w siarkowódor jest z kolei kierowana z dolnej części absorbera do zbiornika rozprężnego, w zbiorniku rozprężnym następuje desorpcja składników gazu ziemnego i ich uwolnienie ze strumienia aminy bogatej. Gaz ten dalej kierowany jest do kompresorów rekompresji gazu.

Bogata amina przepływa ze zbiornika rozprężnego przez wymiennik, w którym wymienia ciepło z aminą ubogą i dalej płynie do regeneratora aminy, który stanowi kolumnę reakcyjną z 24-ma półkami roboczymi. Regenerator jest w dolnej części połączony z tzw. reboilerem aminy, który zapewnia niezbędny podgrzew aminy dla usunięcia (uwolnienia) siarkowodoru z roztworu bogatego aminy w regeneratorze. Czynnikiem grzewczym w tym aparacie jest para wodna niskoprężna. Amina uboga po opuszczeniu kolumny regeneratora jest schładzana. Część tej ubogiej i ochłodzonej aminy jest następnie kierowana do zespołu filtrów celem usunięcia cząstek stałych, które mogą się w aminie znaleźć po przejściu przez wszystkie kolumny reakcyjne. Uboga amina po opuszczeniu filtrów jest kierowana do zbiorników magazynowych aminy ubogiej.

Kwaśny gaz opuszczający górną część regeneratora aminy jest schłodzony w kondensatorze powietrznym wentylatorowym i dalej po odseparowaniu od skroplonych frakcji w zbiorniku reflux płynie jako mieszanina gazowa siarkowodoru, dwutlenku węgla i niewielkiej ilości organicznych związków siarki do systemu odzysku siarki. Skroplone frakcje w zbiorniku reflux są następnie za pośrednictwem pomp wtłaczane do kolumny regeneratora aminy w górnej jego części. Pakiet aminy jest wyposażony w dwa układy dozowania chemikaliów: środek przeciw spienianiu aminy i inhibitor korozji.

Po przejściu przez instalację aminową, gaz procesowy jest kierowany do instalacji separacji niskotemperaturowej, gdzie czynnikiem chłodzącym jest propan.

W skład instalacji wchodzi następujące urządzenia: wymienniki gazu, schładzacz główny, separator niskotemperaturowy (LTS) oraz zbiornik rozprężny, moduł glikolu etylenowego, de-etanizer, kompresor gazu z de-etanizacji, de-butanizer, sprężanie propanu.

Po przejściu przez system separacji niskotemperaturowej gaz procesowy skierowany jest na sita molekularne celem usunięcia resztkowego siarkowodoru i merkaptanów. Układ sit molekularnych gazu procesowego składa się z:

- dwóch kolumn adsorpcyjnych, pracujących na zmianę i naprzemiennie w trybie adsorpcji i regeneracji,
- dwóch filtrów końcowych gazu procesowego (jeden roboczy, drugi rezerwowo),
- jednego zestawu podgrzewaczy gazu regeneracyjnego wykorzystującego energię elektryczną w pierwszym stopniu i parę wodną średnioprężną jako czynnik grzewczy drugiego stopnia podgrzewu,

- jednej chłodnicy wentylatorowej powietrznej gazu regeneracyjnego,
- jednego separatora gazu regeneracyjnego.

Usuwanie większości organicznych związków siarki (szczególnie merkaptanów) ze strumienia LPG odbywa się za pomocą systemu sit molekularnych. System ten składa się głównie z następujących komponentów:

- dwa adsorbery pracujące naprzemiennie,
- dwa filtry mechaniczne (jeden roboczy, drugi rezerwowo) oczyszczonego końcowego LPG,
- zespół podgrzewaczy gazu regeneracyjnego elektryczny i parowy zasilany parą średnioprężną,
- chłodnica wentylatorowa gazu regeneracyjnego ,
- separator gazu regeneracyjnego.

Dwa adsorbery pracują alternatywnie bądź w trybie pracy (adsorpcji) bądź w trybie regeneracji. Kompletny cykl pracy systemu sit molekularnych LPG obejmuje następujące fazy: adsorpcja, drenaż, podnoszenie ciśnienia, regeneracja, chłodzenie, odpuszczanie ciśnienia, powtórne napełnienie.

Gaz regeneracyjny pobierany jest ze strumienia gazu procesowego na wylocie z systemu sit molekularnych tego gazu i kierowany do układu podgrzewaczy. Gorący gaz regeneracyjny jest dalej kierowany do kolumny adsorbenta będącej w trybie regeneracji celem reaktywacji złoża adsorbującego. Po przejściu przez to złożo gaz regeneracyjny schładzany jest w chłodnicy powietrznej wentylatorowej i dalej kierowany do separatora gdzie frakcje ciekłe węglowodorowe zostają oddzielone od strumienia gazu i przesłane do systemu stabilizacji ropy naftowej. Gaz regeneracyjny z separatora trafia do dalszej obróbki w układzie SULFINOL. Na wyjściu LPG z pakietu sit molekularnych usytuowany jest filtr mechaniczny dla usunięcia cząstek stałych. Przed krokiem regeneracji LPG z sit jest usuwane ciśnieniowo do zbiornika orosienia debutanizacji. Operacja adsorpcji na sitach molekularnych jest w pełni zautomatyzowana i przebiega pod nadzorem programowalnego sterownika sekwencji pracy układu.

Proces oczyszczania gazu w technologii typu Sulfinol polega na absorpcji chemiczno-fizycznej z wykorzystaniem odpowiedniego czynnika absorbującego. Najważniejszą cechą absorbentu jest zdolność absorpcji siarkowodoru i merkaptanów.

Ropa naftowa z separatorów niskociśnieniowych jest skierowana do instalacji odsalającej, zaprojektowanej do przetwarzania 1 649 m<sup>3</sup>/dobę nieustabilizowanej ropy pod ciśnieniem 1050 kPa i w temperaturze 130°C.

Po przejściu przez reaktor odsalający ropa jest ochładzana w wymienniku i następnie kierowana do kolumny stabilizacji. Podgrzewacz (reboiler) stabilizatora, podgrzeje do żądanej temperatury płyny zgromadzone w jego dolnej części tak aby możliwe było uwolnienie ze strumienia ropy podawanego od

góry kolumny lżejszych frakcji gazowych takich jak węglowodory od C<sub>1</sub> do C<sub>5</sub>, siarkowodor i para wodna. Na skutek ogrzewania z ropy uwalniane są lekkie gazowe frakcje. Gaz uwolniony podczas stabilizacji w górnej części kolumny jest kierowany do pakietu dekompresji. Ropa ustabilizowana opuści kolumnę stabilizatora w dolnej jego części i po wymianie ciepła w wymienniku z ropą zasilającą system odsalania oraz ropą z separacji niskociśnieniowej po dalszym ochłodzeniu w chłodnicach powietrznych wentylatorowych jest kierowana jako produkt końcowy do zbiorników magazynowych.

Instalacja obróbki wody złożowej zaprojektowana jest w celu usunięcia wszelkich pozostałości ropy lub siarkowodoru. W pierwszym etapie woda przechodzi przez kolumnę odgazowania a następnie przez układ do wymuszonej flotacji gazowej IGF.

Jedną z instalacji znajdujących się na terenie ośrodka jest instalacja odzysku siarki bazująca na podstawie technologii Euroclaus. Celem zastosowania instalacji Clausa do odzysku siarki jest zamiana siarki zawartej w kwaśnym gazie występującym w różnych fazach i częściach procesu technologicznego na siarkę ciekłą o wartości handlowej.

Na terenie instalacji funkcjonuje system magazynowania oraz dalszej dystrybucji produktów końcowych procesu technologicznego tj. ropy handlowej, gazu płynnego LPG, kondensatu gazowego C<sub>5+</sub>, siarki płynnej, gazu handlowego oraz wody złożowej.

Ropa handlowa pompowana jest ze zbiorników magazynowych do rurociągu przesyłowego do terminala Wierzbno lub do cystern samochodowych. Oczyszczony gaz płynny LPG oraz kondensat C<sub>5+</sub> ze zbiorników magazynowych może być pompowany, za pośrednictwem układu pomp przystosowanych do tego typu czynnika, do stacji załadowniczej cystern samochodowych. Siarka z instalacji Euroclaus sphywa do komory degazacyjnej zbiornika magazynowego, gdzie jest ciągle odgazowanie siarki. Odgazowana siarka przepływa ponad przelewem do części magazynowej, w której znajdują się pompy załadunkowe. Siarka jest okresowo wypompowywana do autocysterny poprzez ramię załadownicze.

Woda złożowa po obróbce w systemie trafia do układu magazynowego skąd może być zatłaczana do odwiertu (na podstawie wydanej koncesji) lub ładowana do cystern samochodowych i wywożona poza Ośrodek Centralny.

#### **4. Punkt 3.3. charakteryzujący instalację spalania paliw, otrzymuje brzmienie:**

##### **3.3. Charakterystyka instalacji spalania paliw**

W instalacji spalania paliw wytwarzana jest:

- energia elektryczna,



- ciepło c.o.,
- para technologiczna na potrzeby zakładu.

W skład instalacji spalania paliw wchodzi następujące źródła wytwórcze:

- cztery agregaty gazowe silnikowe o nominalnej mocy cieplnej 7,7 MW każdy,
- cztery kotły parowe o nominalnej mocy cieplnej 8,509 MW każdy.

Całkowita nominalna moc cieplna wynosi 64,836 MW.

Zasadniczym zespołem wytwórczym generującym energię elektryczną i energię cieplną są 4 agregaty prądowórcze o nominalnej mocy elektrycznej 3,354 MW każdy, wyposażone w silniki gazowe o nominalnej mocy cieplnej w paliwie 7,7 MW każdy. Agregaty pracują w układzie: trzy pracą i jeden rezerwa. Ciepło wytworzone w obiegu wysokotemperaturowym w ilości 1,669 MW na każdy agregat, wykorzystywane zostanie do podgrzewania obiegu c.o. w jednostce 710. Wydajność instalacji spalania paliw zmienia się w zależności od obciążenia współpracującej z nią instalacji Clausa. Ciepło spalin generowanych przez silniki spalinowe wykorzystywane jest do produkcji pary w czterech kotłach parowych o nominalnej mocy cieplnej w paliwie 8,509 W każdy. Gazy spalinowe z pracujących w danej chwili trzech silników agregatów prądowórczych po przejściu przez katalizatory spalin oraz tłumiki hałasu zasilają trzy kotły parowe, które w takim wariantcie pełnią funkcję kotłów odzysknicowych. Czwarty kocioł stanowi rezerwę.

W przypadku odstawienia któregośkolwiek z kotłów, strumień spalin z agregatu zasilającego dany kocioł kierowany jest, poprzez tłumik hałasu, do współpracującego z agregatem. Przekierowanie strumienia spalin na odpowiedni komin odbywa się automatycznie.

Kotły mogą pracować w dwóch wariantach:

- jako kotły odzysknicowe, tzn. odbierające ciepło spalin wytworzonych w silnikach gazowych agregatów prądowórczych (wówczas spaliny z agregatów kierowane są do emitorów kotłów, za pośrednictwem których wprowadzane są do powietrza),
- jako standardowe kotły parowe, zasilane gazem ziemnym handlowym, spalany w palnikach gazowych tych urządzeń.

Kotły parowe służą do produkcji opary wodnej na potrzeby technologiczne procesów realizowanych w instalacji rafinacji ropy naftowej lub gazu. Wytwarzane jest w nich para o ciśnieniu 2,1 MPa oraz temperaturze nasycenia 217 °C (tzw. para średniociśnieniowa). Z pary tej produkowana jest poprzez późniejszą redukcję również para niskociśnieniowa o ciśnieniu 0,35 MPa i temperaturze nasycenia 150 °C.

Wytwarzana para średniociśnieniowa używana jest do:



- zasilania podgrzewaczy stabilizacji ropy naftowej,
- zasilania podgrzewacza de-butanizacji (proces frakcjonowania węglowodorów podczas rafinacji gazu ziemnego),
- zasilania grzałki do regeneracji sit molekularnych,
- regeneracji aminy w instalacji aminowej,
- produkcji pary niskociśnieniowej.

Wytwarzana para niskociśnieniowa używana jest do:

- zasilania podgrzewacza de-etanizacji (proces frakcjonowania węglowodorów podczas rafinacji gazu ziemnego),
- zasilania podgrzewacza regeneracji glikolu,
- zasilania ogrzewania zbiornika magazynowego siarki,
- zasilania podgrzewacza zbiorników wody,
- dostarczania pary do rurek grzewczych podgrzewających rurociągi i zbiorniki technologiczne instalacji rafinacji ropy naftowej lub gazu.

Kotły parowe mogą pracować z pełną wydajnością również przy braku zasilania spalinami z agregatów, wykorzystując do produkcji pary ciepło wyłącznie ze spalania gazu paliwowego w palniku kotła.

Kotły parowe wyposażone są w kompletne układy zabezpieczeń, regulacji i kontroli parametrów ich pracy. Wyposażenie każdego z kotłów stanowi:

- armatura do poboru pary tj. zawór odcinający bezobsługowy z mieszkim sprężystym,
- zabezpieczenie przed wzrostem ciśnienia tj. zawór bezpieczeństwa o ciśnieniu nastawy  $p = 2\,450$  kPa,
- armatura odcinająca zasilanie wodą tj. zawór odcinający, bezobsługowy z mieszkim sprężystym,
- armatura zabezpieczająca przed grawitacyjną cyrkulacją zwrotną tj. zawór płytkowy międzykołnierzowy,
- armatura odcinająca spust tj. zawór odcinający, bezobsługowy z mieszkim sprężystym,
- automatyczny system odmulania bez stałego nadzoru (automatyzacja procesu polega na cyklicznym generowaniu impulsu elektrycznego, który inicjuje cykl odmulania poprzez otwarcie, szybkozamykającego zaworu odmulania, sterowanego za pomocą sprężonego powietrza)

- wodowskaz wyposażony w automatyczny zawór samozamykacz kulowy odcinający wskaźnik poziomu,
- zawór odcinający z przewodem manostatycznym do mocowania armatury kontrolno-pomiarowej,
- wskaźnik ciśnienia (manometr tarczowy, zawór odcinający manometr),
- presostat – ogranicznik ciśnienia max,
- wielofunkcyjny złożony system elektrod z regulatorem i ogranicznikiem poziomu wody w kotle,
- automatyczny system pomiaru i regulacji odsalania,
- dopływ gazu paliwowego do kotła regulowany jest w module wyposażonym w kompensator, armaturę regulującą ciśnienie w przewodzie zasilającym, wskaźnik ciśnienia, armaturę odcinającą zabezpieczającą oraz zawór bezpieczeństwa,
- ciśnienie pary opuszczającej kocioł regulowane jest modulacją palnika (ilością gazu paliwowego podawanego do palnika) kotła.

W zintegrowanym z kotłem ekonomizerze wykorzystywane jest ciepło spalin z ciągu palnikowego kotła do podgrzewania wody zasilającej.

Spaliny z ciągu palnikowego kotłów po ekonomizerze przesyłane są poprzez tłumiki hałasu do kominów. Każdy kocioł posiada niezależny system odprowadzania spalin o odpowiedniego komina-emitory E710-S-190A, E710-S-190B, E710-S-190C i E710-S-190D.

**5. Punkt 5.2. określający parametry źródeł emisji zanieczyszczeń do powietrza, otrzymuje brzmienie:**

**5.2. Parametry źródeł emisji zanieczyszczeń do powietrza**

Numer emitora	Nazwa emitora	Wymiary emitora		Nominalna moc źródła [MW]	Czas pracy [h/rok]	Gazy spalinowe	
		Wysokość [m]	Średnica [m]			Prędkość [m/s]	Temp. [K]
<b>Instalacji rafinacji ropy naftowej lub gazu</b>							
E600-1-560	Piec dopalacz instalacji Clausa	60,0	1,15	5,4	8 300	21,3	1023
E810-S-150	Pochodnia niskociśnieniowa	49,0	0,438	-	8 088	ND	1433
E810-S-250	Pochodnia wysokociśnieniowa	49,0	0,305	-	8 088	ND	1433

Instalacja spalania paliw							
E710-S-190A	Kocioł 710-H-170A	20,0	0,9	8,509	6 066	10,22	453
E710-S-190B	Kocioł 710-H-170B	20,0	0,9	8,509	6 066	10,22	453
E710-S-190C	Kocioł 710-H-170C	20,0	0,9	8,509	6 066	10,22	453
E710-S-190D	Kocioł 710-H-170D	20,0	0,9	8,509	6 066	10,22	453
E710-S-290 <sup>1)</sup>	Agregaty prądotwórcze	40,0	0,7	4 x 7,7	8 760	26,0	663
Instalacja pomocnicza agregatów p. poż.							
E861-P-100	Agregat p.poż. <sup>2)</sup>	3,7	0,15	0,304	24	62,0	756
E861-P-200	Agregat p.poż. <sup>2)</sup>	3,7	0,15	0,304	24	62,0	756
E861-P-300	Agregat p.poż. <sup>2)</sup>	3,7	0,15	0,304	24	62,0	756
E861-P-400	Agregat p.poż. <sup>2)</sup>	3,7	0,15	0,304	24	62,0	756

<sup>1)</sup>- emitor czteroprzewodowy, spaliny mogą być wprowadzane do powietrza z maksymalną wydajnością jednocześnie tylko z trzech przewodów. Podane parametry dotyczą pojedynczego przewodu.

<sup>2)</sup>- zgodnie z zaleceniami przeprowadzany będzie 30 minutowy test pomp przynajmniej raz w tygodniu, test może być przeprowadzany tylko na trzech pompach

#### **6. Punkt 6.1.1. określający rodzaje i ilości wytwarzanych odpadów, otrzymuje brzmienie:**

**6.1.1. Rodzaje i ilości odpadów wytwarzanych w wyniku eksploatacji instalacji oraz sposób magazynowania i dalszego postępowania z wytworzonymi odpadami:**

Kod odpadu	Rodzaj odpadu	Ilość [Mg/rok]	Sposób dalszego postępowania z wytworzonym odpadem
<b>Instalacja do spalania paliw o nominalnej mocy nie mniejszej niż 50 MW</b>			
<b>Odpady inne niż niebezpieczne</b>			
05 01 13	Osady z uzdatniania wody kotłowej	10,0	Odpad przeznaczony do unieszkodliwiania, przekazywany odbiorcy posiadającemu stosowne uprawnienia w zakresie gospodarowania odpadami
19 09 01	Odpady stałe ze wstępnej filtracji i skratki	1,0	Odpad przeznaczony do unieszkodliwiania,
19 09 02	Osady z klarowania wody	1,0	



19 09 04	Zużyty węgiel aktywny	2,0	✓ przekazywany odbiorcy posiadającemu stosowne uprawnienia w zakresie gospodarowania odpadami
19 09 05	Nasycone lub zużyte żywice jonowymiennie	2,0	✓ Odpad przeznaczony do unieszkodliwiania lub odzysku, przekazywany odbiorcy posiadającemu stosowne uprawnienia w zakresie gospodarowania odpadami
19 09 06	Roztwory i szlamy z regeneracji wymienników jonitowych	1,0	✓ Odpad przeznaczony do unieszkodliwiania , przekazywany odbiorcy posiadającemu stosowne uprawnienia w zakresie gospodarowania odpadami
19 09 99	Inne niewymienione odpady	6,0	✓ Odpad przeznaczony do unieszkodliwiania lub odzysku, przekazywany odbiorcy posiadającemu stosowne uprawnienia w zakresie gospodarowania odpadami
<b>Instalacja do rafinacji ropy naftowej lub gazu</b>			
<b>Odpady niebezpieczne</b>			
05 01 02*	Osady z odsalania	10,0	✓ Odpad przeznaczony do unieszkodliwienia, przekazywany odbiorcy posiadającemu stosowne uprawnienia w zakresie gospodarowania odpadami
05 01 06*	Zaolejone osady z konserwacji instalacji lub urządzeń	60,0	✓ Odpad przeznaczony do unieszkodliwienia,
06 13 02*	Zużyty węgiel aktywny (z wyłączeniem 06 07 02)	20,0	✓ przekazywany odbiorcy posiadającemu stosowne uprawnienia w zakresie gospodarowania odpadami
07 01 08*	Inne pozostałości podestylacyjne i poreakcyjne	100,0	✓
13 02 05*	Mineralne oleje silnikowe, przekładniowe i smarowe niezawierające związków chlorowcoorganicznych	15,0	✓ Odpad przeznaczony do odzysku, przekazywany odbiorcy posiadającemu stosowne uprawnienia w zakresie gospodarowania odpadami
13 02 06*	Syntetyczne oleje silnikowe, przekładniowe i smarowe	15,0	✓
13 02 08*	Inne oleje silnikowe, przekładniowe i smarowe	10,0	✓
13 03 07*	Mineralne oleje i ciecze stosowane jako elektrolizatory oraz nośniki ciepła niezawierające związków chlorowcoorganicznych	3,0	✓ Odpad przeznaczony do unieszkodliwienia , przekazywany odbiorcy posiadającemu stosowne uprawnienia w zakresie gospodarowania odpadami



13 08 99*	Inne niewymienione odpady	5,0	✓	Odpad przeznaczony do odzysku, przekazywany odbiorcy posiadającemu stosowne uprawnienia w zakresie gospodarowania odpadami
16 03 05*	Organiczne odpady zawierające substancje niebezpieczne	80,0	✓	Odpad przeznaczony do unieszkodliwiania, przekazywany odbiorcy posiadającemu stosowne uprawnienia w zakresie gospodarowania odpadami
16 07 08*	Odpady zawierające ropę naftową lub jej produkty	250,0		
16 07 09*	Odpady zawierające inne substancje niebezpieczne	50,0		
<b>Odpady inne niż niebezpieczne</b>				
05 07 02	Odpady zawierające siarkę	10,0	✓	Odpad przeznaczony do unieszkodliwiania, przekazywany odbiorcy posiadającemu stosowne uprawnienia w zakresie gospodarowania odpadami
05 07 99	Inne niewymienione odpady	100,0	✓	
07 01 99	Inne niewymienione odpady	10,0	✓	

Odpady magazynowane są na terenie należącym do prowadzącego instalację, na terenie działek o nr 285/2, 296/1, 284/3, 297/3 obręb Grotów, gm. Drezdenko.

Odpady inne niż niebezpieczne gromadzone są w specjalistycznych pojemnikach na odpady ustawionych w wyznaczonych miejscach - śmietnik przy wiacie magazynowej oraz magazyn butli 986.

Odpady niebezpieczne magazynowane są w sposób selektywny, w specjalnie do tego celu przeznaczonych pojemnikach i kontenerach, w wyznaczonym miejscu - wiaty magazynowa 986.

**7. Punkt 6.1.2. określający podstawowy skład chemiczny i właściwości wytwarzanych odpadów, otrzymuje brzmienie:**

**6.1.2. Podstawowy skład chemiczny i właściwości odpadów powstających w wyniku eksploatacji instalacji wymagających uzyskania pozwolenia zintegrowanego:**

Kod odpadu	Rodzaj odpadu	Charakterystyka i właściwości odpadu
<b>Instalacja do spalania paliw o nominalnej mocy nie mniejszej niż 50 MW</b>		
<b>Odpady inne niż niebezpieczne</b>		
05 01 13	Osady z uzdatniania wody kotłowej	Odpady stanowiące pozostałości z procesów uzdatniania wody technologicznej w instalacji. Stałe osady w postaci szlamu, półpłynne, o silnym stopniu uwodnienia.
19 09 01	Odpady stałe ze wstępnej filtracji i skratki	
19 09 02	Osady z klarowania wody	

		Zawierają różne substancje nieorganiczne, wykorzystywane w procesach uzdatniania oraz zanieczyszczenia stałe występujące w wodzie surowej.
19 09 04	Zużyty węgiel aktywny	Zużyty węgiel aktywny z procesów uzdatniania wody technologicznej w instalacji.
19 09 05	Nasycone lub zużyte żywice jonowymienne	Kwarc naturalny, krzemian glinu, tlenek manganu, ślinita kwaśna żywica kationowa, tlenek manganu IV, rudy kopalne zawierające związki baru, manganu, ołowiu
19 09 06	Roztwory i szlamy z regeneracji wymienników jonitowych	Roztwór solanki
19 09 99	Inne niewymienione odpady	Kwarc naturalny, krzemian glinu, tlenek manganu IV, ślinita kwaśna żywica kationowa, tlenek manganu IV, rudy kopalne zawierające związki baru, manganu, ołowiu.
<b>Instalacja do rafinacji ropy naftowej lub gazu</b>		
<b>Odpady niebezpieczne</b>		
05 01 02*	Osady z odsalania	Parafina (mieszanina stałych alkanów) z solą. Właściwości- nierozpuszczalna w wodzie i etanolu, rozpuszczalna w rozpuszczalnikach organicznych Właściwości; drażniące, szkodliwe, toksyczne, rakotwórcze, mutagenne, ekotoksyczne, działające szkodliwie na rozrodczość
05 01 06*	Zaolejone osady z konserwacji instalacji lub urządzeń	Odpady zanieczyszczone olejami, powstające podczas różnych prac konserwacyjnych i remontowych w instalacji. Postać półpłynna, zazwyczaj w postaci gęstego szlamu. Właściwości niebezpieczne takie jak olejów odpadowych: wysoce palne, drażniące, szkodliwe, toksyczne, rakotwórcze, mutagenne, ekotoksyczne, działające szkodliwie na rozrodczość.
06 13 02*	Zużyty węgiel aktywny (z wyłączeniem 06 07 02)	Węgiel aktywny - substancja składająca się głównie z węgla pierwiastkowego w formie bezpostaciowej (sadza), częściowo w postaci drobnokrystalicznego grafitu (poza węglem zawiera zwykle popiół, głównie tlenki metali alkalicznych i krzemionkę) zanieczyszczony rtęcią (Hg). Właściwości odpadu: w stanie stałym - sypkim, nie rozpuszczalny w wodzie. Właściwości; drażniące, szkodliwe, toksyczne, rakotwórcze, mutagenne, ekotoksyczne, działające szkodliwie na rozrodczość
07 01 08*	Inne pozostałości podestylacyjne i poreakcyjne	Odpad w postaci mieszaniny węglowodorów z aminą Są to więc związki o silnych

		<p>własnościach zasadowych, łatwo reagują z kwasami nieorganicznymi i organicznymi oraz posiadają odczyn zasadowy w roztworach wodnych.</p> <p>Właściwości odpadu: w stanie płynnym - ciecz, wodny roztwór aminy, niebezpieczny, rozpuszczalny w wodzie.</p> <p>Właściwości: wysoce łatwopalne, drażniące, szkodliwe, toksyczne, rakotwórcze, mutagenne, ekotoksyczne, działające szkodliwie na rozrodczość</p>
13 02 05*	Mineralne oleje silnikowe, przekładniowe i smarowe niezawierające związków chlorowcoorganicznych	<p>Odpady stanowią różne zużyte oleje silnikowe, przekładniowe, smarowe, transformatorowe, stosowane w różnych urządzeniach znajdujących się na terenie instalacji. Odpady ciekłe o zróżnicowanej gęstości i kolorze. Większość zużytych olejów charakteryzuje się gęstością większą od wody i dużą lepkością. Właściwości palne, nierozpuszczalne lub słabo rozpuszczalne w wodzie. Skład: ropopochodne substancje organiczne, głównie ciężkie węglowodory alifatyczne i aromatyczne (wysokocząsteczkowe alkany, alkeny, alkiny i areny). Najczęściej zanieczyszczone metalami oraz materiałem stałym (zendrą, cząstkami stali i innych stopów).</p> <p>Właściwości: wysoce łatwopalne, drażniące, szkodliwe, toksyczne, rakotwórcze, mutagenne, ekotoksyczne, działające szkodliwie na rozrodczość</p>
13 02 06*	Syntetyczne oleje silnikowe, przekładniowe i smarowe	
13 02 08*	Inne oleje silnikowe, przekładniowe i smarowe	
13 03 07*	Mineralne-oleje i ciecze stosowane jako elektrolizatory oraz nośniki ciepła niezawierające związków chlorowcoorganicznych	
13 08 99*	Inne niewymienione odpady	<p>Odpady zanieczyszczone olejami, powstające podczas różnych prac konserwacyjnych i remontowych w instalacji. Postać zróżnicowana od stałej do ciekłej.</p> <p>Właściwości niebezpieczne takie jak olejów odpadowych.</p> <p>Właściwości: wysoce łatwopalne, drażniące, szkodliwe, toksyczne, rakotwórcze, mutagenne, ekotoksyczne, działające szkodliwie na rozrodczość</p>
16 03 05*	Organiczne odpady zawierające substancje niebezpieczne	<p>Powstaje tylko podczas awarii, roztwór wodnej metyldietanoloaminy, zawiera siarkowodór</p> <p>Właściwości odpadu: w stanie płynnym, niebezpieczny</p> <p>Właściwości: wysoce łatwopalne, drażniące, szkodliwe, toksyczne, rakotwórcze, mutagenne, ekotoksyczne, działające szkodliwie na rozrodczość</p>



16 07 08*	Odpady zawierające ropę naftową lub jej produkty	Ropa naftowa lub substancje zanieczyszczone ropą naftową tj. ścieki ropne, woda złożowa, woda z odsalania ropy naftowej, magazynowane w zbiornikach, powstające w wyniku rozszczelnienia/ wycieku zbiorników. Właściwości odpadu: ciecz o różnicowanej gęstości oraz zapachu i barwie zbliżonej do ropy naftowej. Odpad niebezpieczny, nierozpuszczalny lub słabo rozpuszczalny w wodzie. Skład chemiczny zmienny. Podstawowymi składnikami są substancje organiczne, zawarte w ropie naftowej (parafiny, olefiny, nafteny, areny) oraz woda. Odpad może wykazywać wysokie zasolenie. Właściwości: wysoce łatwopalne, drażniące, szkodliwe, toksyczne, rakotwórcze, mutagenne, ekotoksyczne, działające szkodliwie na rozrodczość
16 07 09*	Odpady zawierające inne substancje niebezpieczne	Substancje niebezpieczne magazynowane w zbiornikach, powstające w wyniku rozszczelnienia/wycieku zbiorników lub nieuszczelnności na układach obiegowych lub w urządzeniach, w których stosowane są te substancje. Mogą one stanowić np. glikol etylenowy, środek antypienny, demulgator. Właściwości odpadu: cieczy o różnicowanej gęstości, zapachu i barwie. Odpad niebezpieczny o różnicowanej rozpuszczalności w wodzie. Skład chemiczny odpadów bardzo różnicowany i zmienny, zależnie od rodzaju awarii, będących przyczyną ich powstawania. Właściwości: wysoce łatwopalne, drażniące, szkodliwe, toksyczne, rakotwórcze, mutagenne, ekotoksyczne, działające szkodliwie na rozrodczość
<b>Odpady inne niż niebezpieczne</b>		
05 07 02	Odpady zawierające siarkę	Odpad stały z instalacji Clausa zawierający siarkę.
05 07 99	Inne niewymienione odpady	Odpady stanowią inne nieklasyfikowane do pozostałych, wymienionych rodzajów odpadów, które powstają sporadycznie w procesach uzdatniania gazu ziemnego, prowadzonych w instalacji. Odpady mogą stanowić m.in. zużyte chemikalia o właściwościach innych niż niebezpieczne, zużyte filtry. Postać i skład chemiczny różnicowane
07 01 99	Inne niewymienione odpady	Roztwór zawierający glikol monoetylenowy.



7. Punkt 6.2. określający wielkość dopuszczalnej emisji gazów lub pyłów do powietrza, otrzymuje brzmienie:

**6.2. Wielkość dopuszczalnej emisji gazów lub pyłów do powietrza**

**6.2.1. Dla poszczególnych źródeł i miejsc wprowadzania**

Nr emitora	Źródło emisji	Zanieczyszczenie	Dopuszczalna wielkość emisji	
			mg/m <sup>3</sup>	kg/h
<b>Instalacja do spalania paliw o nominalnej mocy nie mniejszej niż 50 MW</b>				
E710-S-190A	Kocioł parowy 710-H-170A	Tlenki azotu w przeliczeniu na NO <sub>2</sub>	150	-
		Dwutlenek siarki	35	-
		Pył, w tym:	5	-
		Pył PM10	5*	-
		Pył PM2,5	5*	-
		Tlenek węgla	8**	-
E710-S-190B	Kocioł parowy 710-H-170B	Tlenki azotu w przeliczeniu na NO <sub>2</sub>	150	-
		Dwutlenek siarki	35	-
		Pył, w tym:	5	-
		Pył PM10	5*	-
		Pył PM2,5	5*	-
		Tlenek węgla	8**	-
E710-S-190C	Kocioł parowy 710-H-170C	Tlenki azotu w przeliczeniu na NO <sub>2</sub>	150	-
		Dwutlenek siarki	35	-
		Pył, w tym:	5	-
		Pył PM10	5*	-
		Pył PM2,5	5*	-
		Tlenek węgla	8**	-
E710-S-190D	Kocioł parowy 710-H-170D	Tlenki azotu w przeliczeniu na NO <sub>2</sub>	150	-
		Dwutlenek siarki	35	-
		Pył, w tym:	5	-
		Pył PM10	5*	-
		Pył PM2,5	5*	-
		Tlenek węgla	8**	-
E710-S-290	Agregaty prądotwórcze	Tlenki azotu w przeliczeniu na NO <sub>2</sub>	-	7,414
		Dwutlenek siarki	-	0,140
		Pył, w tym:	-	0,120
		Pył PM10	-	0,001
		Pył PM2,5	-	0,001
		Tlenek węgla	-	6,640
		Węglowodory	-	1,410

		alifatyczne do C12		
<b>Instalacja do rafinacji ropy naftowej lub gazu 1,41</b>				
E600-1-560	Palnik dopalacza instalacji Clausa	Tlenki azotu w przeliczeniu na NO <sub>2</sub>	150	-
		Dwutlenek siarki	5206**	-
		Tlenek węgla	278**	-
		Siarkowodór	18**	-

\*- wartość przyjęta na podstawie założenia, że pył powstający w wyniku spalania gazu ziemnego w kotłach parowych składa się w 100% z frakcji o średnicy aerodynamicznej ziarna poniżej 2,5 µm

\*\*- wartości określone na podstawie maksymalnego rzeczywistego strumienia spalin wilgotnych, wynoszącego dla palnika dopalacza instalacji Clausa 30 884 m<sup>3</sup>/h, dla kotłów parowych instalacji spalania paliw 19 082 m<sup>3</sup>/h, przeciętnej gęstości spalin 1,31 kg/Nm<sup>3</sup>, maksymalnej zawartości pary wodnej w spalinach 5 g/kg, referencyjnej zawartości tlenu w spalinach 3% oraz przeciętnej, rzeczywistej zawartości tlenu w spalinach na poziomie 4%

### 6.2.2. Poziomy efektywności środowiskowej odpowiadające BAT w odniesieniu do systemu odzysku siarki (H<sub>2</sub>S) zawartej w gazach odlotowych

Numer emitora	Źródło emisji	Parametr	Poziom efektywności środowiskowej powiązany z BAT (średnia miesięczna)
E600-1-560	Palnik dopalacza instalacji Clausa	Skuteczność odzysku siarki:	Instalacja istniejąca: ≥ 98,5 %

### 6.2.3. Dla całej instalacji:

Lp	Rodzaj zanieczyszczenia	Wielkość emisji
		[Mg/rok]
1	Tlenki azotu w przeliczeniu na NO <sub>2</sub>	228,54
2	Dwutlenek siarki	58,29
3	Siarkowodór	0,16
4	Pył, w tym:	4,21
5	Pył PM10	1,13
6	Pył PM2,5	1,13
7	Tlenek węgla	178,73
8	Węglowodory alifatyczne do C12	36,99

### 8. Punkt 8.2. określający zasady prowadzenia monitoringu procesu technologicznego i kontroli eksploatacji instalacji, otrzymuje brzmienie:

Prowadzony na terenie instalacji proces technologiczny nadzorowany jest przez system sterowania BPCS, który umożliwia utrzymanie na założonym poziomie parametrów procesu oraz archiwizację danych.

W celu uzyskania produktów o wymaganych parametrach w każdej z instalacji zachowane muszą być parametry wymienione poniżej:

1. Instalacja odsalania ropy naftowej
  - stosunek przepływu wody zdemineralizowanej do przepływu ropy naftowej,
  - temperatura wlotowa ropy,
2. Instalacja stabilizacji ropy naftowej
  - temperatura w wyparce,
3. Instalacja frakcjonowania LPG
  - temperatura w wyparce deetanizacji
  - temperatura w wyparce debutanizacji
  - stosunek refluxu do produktu debutanizacji.

Poszczególne parametry mogą ulegać zmianom, gdyż wsadem do instalacji będzie ropa naftowa i gaz ziemny, których skład w zależności od źródła jak również wskutek zmniejszenia ciśnienia złożowego w czasie ulega zmianie. Odchylenie poszczególnych parametrów od założonych ponad dopuszczalny limit będzie zgłaszane operatorowi w postaci alarmu i wydruku.

Procesy technologiczne instalacji spalania paliw nadzorowane są przez system sterowania BPCS. System ten pełni funkcję nadrzędną w stosunku do lokalnych układów sterowania poszczególnych urządzeń. W zakresie zadawania parametrów wielkości produkcji pełni funkcję monitoringu i archiwizacji danych wszystkich mierzonych parametrów koniecznych do prowadzenia poszczególnych procesów technologicznych w instalacji spalania paliw. Lokalne układy sterowania, dostarczone przez producentów poszczególnych urządzeń, kontrolują niezbędne parametry procesu i podejmują wszelkie akcje sterujące oraz bezpieczeństwa w ramach własnych algorytmów. System BPCS pełniący funkcję systemu monitorującego wszystkich procesów, posiada własne algorytmy opracowane na podstawie wymagań dokumentacji technicznej - ruchowych oraz innych dokumentów dostarczonych przez producentów poszczególnych urządzeń.

W przypadku instalacji odzysku siarki monitorowane są następujące parametry:

1. Instalacja sit molekularnych LPG - parametrem monitorowanym jest jakość LP, czyli pełny skład chemiczny LPG, monitorowanie prowadzone jest za pomocą chromatografu LPG lub przez pobór próbki raz na kwartał,



2. Instalacja aminowa - parametrem monitorowanym jest jakość gazu uzdatnionego tj. maksymalna zawartość siarkowodoru w gazie słodkim, monitorowanie prowadzone jest za pomocą analizatora siarkowodoru (pomiar ciągły) oraz przez pobór próbki raz na kwartał,
3. Instalacja sulfinolowa - parametrem monitorowanym jest jakość gazu kwaśnego tj. maksymalna zawartość siarkowodoru, maksymalna zawartość merkaptanów, monitorowanie prowadzone jest przez pobór próbki raz na kwartał,
4. Instalacja Euroclaus - parametrem monitorowanym jest czystość siarki, monitorowanie prowadzone jest przez pobór próbki ciekłej siarki raz na tydzień.

**9. Punkt 8.3. określający usytuowanie stanowisk do pomiarów wielkości emisji gazów lub pyłów do powietrza, otrzymuje brzmienie:**

**8.3. Monitoring emisji zanieczyszczeń do powietrza**

**8.3.1. Usytuowanie stanowisk do pomiarów wielkości emisji gazów lub pyłów do powietrza**

Lp.	Oznaczenie źródła	Oznaczenie emitora
1	Kocioł parowy 710-S-190A	E710-H-170A
2	Kocioł parowy 710-S-190B	E710-H-170B
3	Kocioł parowy 710-S-190C	E710-H-170C
4	Kocioł parowy 710-S-190D	E710-H-170D
5	Palnik dopalacza instalacji Clausa	E600-1-560

**8.3.2. Monitorowanie emisji dwutlenku siarki z instalacji odzysku siarki**

W ramach BAT należy monitorować emisję do powietrza dwutlenku siarki z palnika dopalacza instalacji Clausa (instalacji odzysku siarki) przy spełnianiu następujących warunków:

- minimalna częstotliwość: w trybie ciągłym
- technika monitorowania: pomiar bezpośredni,
- dopuszczalne metody monitorowania: norma EN, norma ISO, norma krajowa lub inna norma międzynarodowa zapewniająca uzyskiwanie danych o równorzędnej jakości naukowej.

**10. Punkt 8.7, otrzymuje nowe brzmienie:**

**8.7. Sposób i częstotliwość wykonywania badań zanieczyszczenia gleby i ziemi substancjami powodującymi ryzyko oraz pomiary zawartości tych substancji w wodach gruntowych.**

**8.7.1. Badania gleby**

**Lokalizacja punktów poboru próbek gleby**

Nr otworu badawczego	Opis lokalizacji otworu badawczego	Współrzędne geograficzne	
		Szerokość [N]	Długość [E]
1	Przy skrzynkach rozszczepiających	52°42' 56,6"	15°51' 20,7"
2	Przy magazynie siarki płynnej oraz budynku instalacji Sulfinolu	52°42' 51,0"	15°51' 07,8"
3	Przy budynku instalacji aminowej	52°42' 52,6"	15°51' 16,7"
4	Przy instalacji sit molekularnych	52°42' 52,6"	15°51' 11,8"
5	Przy instalacji magazynowania ropy	52°42' 52,8"	15°51' 11,2"
6	Przy skrzynkach rozszczepiających	52°42' 54,4"	15°51' 08,3"
7	Przy instalacji magazynowania wody z odsalania i instalacji załadunku C 5+	52°42' 51,8"	15°51' 06,6"
8	Przy instalacja magazynowania C 5+	52°42' 52,8"	15°51' 11,2"
9	Przy wiacie magazynowej i magazynie butli	52°42' 59,3"	15°51' 17,5"

Pobór próbek prowadzić zgodnie z obowiązującymi normami.

**Zakres badań prób gleby.**

- metale i metaloid: kadm, miedź, nikiel, ołów, cynk, rtęć, chrom, bar, kobalt, molibden, arsen, cyna,
- benzyny i oleje: suma węglowodorów C6-C12 składników frakcji benzyn, suma węglowodorów C12-C35 składników frakcji oleju,
- węglowodory aromatyczne: benzen, etylobenzen, toluen, ksyleny, styren,
- wielopierścieniowe węglowodory aromatyczne: naftalen, antracen, chryzen, benzo(a)antracen, dibenzo(a,h)antracen, benzo(a)piren, benzo(b)fluoranten, benzo(k)fluoranten, benzo(ghi)perylene, indeno(1,2,3-c,d)piren,
- pozostałe zanieczyszczenia; fenol, krezole.

**Częstotliwość wykonywania badań:**

- raz na 10 lat

Wyniki badań zawartości substancji w glebie przekazywać w ciągu miesiąca od daty wykonania badań, formie sprawozdania.

## 8.7.2. Badania wód gruntowych.

### Lokalizacja punktów poboru próbek wód gruntowych

Istniejący system sieci monitoringowej składający się z 24 piezometrów P1+ P24:

Numer piezometru	Opis lokalizacji piezometru	Współrzędne geograficzne	
		[szer. N]	[dług. E]
P-1	Zachodnia granica zakładu	52° 43' 00,8"	15° 51' 14,8"
P-2	Północna granica zakładu	52° 43' 01,9"	15° 51' 18,7"
P-3	Północna granica zakładu	52° 43' 00,5"	15° 51' 23,8"
P-4	Wschodnia granica zakładu	52° 42' 57,6"	15° 51' 27,4"
P-5	Wschodnia granica zakładu	52° 42' 51,8"	15° 51' 24,1"
P-6	Wschodnia granica zakładu	52° 42' 47,5"	15° 51' 21,2"
P-7	Południowa granica zakładu	52° 42' 43,9"	15° 51' 19,4"
P-8	Południowa granica zakładu	52° 42' 46,1"	15° 51' 10,1"
P-9	Zachodnia granica zakładu	52° 42' 51,1"	15° 51' 09,0"
P-10	Zachodnia granica zakładu	52° 42' 55,4"	15° 51' 11,5"
P-11	W pobliżu obiektu o numerze 988 (instalacja odprowadzenia wody – rozsączanie)	52° 42' 55,8"	15° 51' 15,1"
P-12	W pobliżu obiektu 910-1, „część B” (pompownia i załadunek ropy handlowej)	52° 42' 55,8"	15° 51' 16,6"
P-13	W pobliżu obiektu 910-1, „część C” (pompownia i załadunek ropy handlowej)	52° 42' 55,1"	15° 51' 18,7"
P-14	W pobliżu obiektu 350-Z-050 (instalacja magazynowania ropy, zbiornik ropy naftowej o pojemności 5000 m <sup>3</sup> )	52° 42' 54,4"	15° 51' 18,4"
P-15	W pobliżu obiektu 350-Z-100 (instalacja magazynowania ropy, zbiornik ropy naftowej o pojemności 5000 m <sup>3</sup> )	52° 42' 53,3"	15° 51' 17,6"
P-16	W pobliżu obiektu 950 (instalacja załadunku LPG)	52° 42' 51,5"	15° 51' 13,7"
P-17	W pobliżu obiektu 950 (instalacja załadunku LPG)	52° 42' 50,0"	15° 51' 11,5"
P-18	Zachodnia granica zakładu	52° 42' 51,1"	15° 51' 10,4"
P-19	W pobliżu obiektu 390 (instalacja magazynowania kondensatu węglowodorowego C5+)	52° 42' 52,9"	15° 51' 13,0"
P-20	W pobliżu obiektu 960 (instalacja załadunku i tłoczenia wody)	52° 42' 54,7"	15° 51' 14,4"
P-21	W pobliżu obiektów 480-03 (budynek instalacji Sulfinolu) oraz magazynu siarki płynnej	52° 42' 50,4"	15° 51' 22,0"
P-22	W pobliżu magazynu siarki płynnej	52° 42' 49,7"	15° 51' 21,2"
P-23	W pobliżu sekcji podgrzewaczy międzystopniowych, reaktora katalitycznego i skraplaczy siarki –	52° 42' 51,1"	15° 51' 20,5"

Numer piezometru	Opis lokalizacji piezometru	Współrzędne geograficzne	
		[szer. N]	[dług. E]
	Euroclaus		
P-24	W pobliżu obiektu 350-Z-150 (instalacja magazynowania ropy, zbiornik ropy naftowej surowej o pojemności 2000 m <sup>3</sup> )	52° 42' 51,8"	15° 51' 15,1"

Pobór próbek prowadzić zgodnie z obowiązującymi normami.

### Zakres badań wód gruntowych

- metale i metaloid: kadm, miedź, nikiel, ołów, cynk, rtęć, chrom, bar, kobalt, molibden, arsen, cyna,
- benzyny i oleje: suma węglowodorów C6-C12 składników frakcji benzyn, suma węglowodorów C12-C35 składników frakcji oleju,
- węglowodory aromatyczne: benzen, etylobenzen, toluen, ksyleny, styren,
- wielopierścieniowe węglowodory aromatyczne: naftalen, antracen, chryzen, benzo(a)antracen, dibenzo(a,h)antracen, benzo(a)piren, benzo(b)fluoranten, benzo(k)fluoranten, benzo(ghi)perylene, indeno(1,2,3-c,d)piren,
- pozostałe zanieczyszczenia; fenol, krezole.

#### Termin wykonywania badań:

- raz na pięć lat

Wyniki badań zawartości substancji w wodach gruntowych przekazywać w ciągu miesiąca od daty wykonania badań, formie sprawozdania.

### 8.7.3. Postępowanie w przypadku wystąpienia awarii

W przypadku wystąpienia na terenie zakładu awarii powodującej uwolnienie substancji powodującej ryzyko, po zakończeniu usuwania jej skutków należy w rejonie jej uwolnienia przeprowadzić dodatkowe badania.

### 8. Dodaje się punkt 8.8. o następującym brzmieniu:

#### 8.8. Zasady gromadzenia wyników monitoringu i przekazywania informacji pozwalających na przeprowadzenie oceny zgodności z warunkami określonymi w niniejszym pozwoleniu.

Wszystkie wyniki badań monitoringowych, w zakresie określonym niniejszą decyzją, wykraczającym poza przepisy art. 149 ustawy *Prawo ochrony środowiska*, rejestrować i przekazywać organowi właściwemu do wydania pozwolenia i wojewódzkiemu inspektorowi ochrony środowiska w formie pisemnej



jako coroczną informację pozwalającą na przeprowadzenie oceny zgodności z warunkami określonymi pozwoleniem, do dnia 15 marca roku następnego.

W corocznej ocenie załączyć informacje zgodne z poniższym zakresem:

- wielkość produkcji w zakresie parametrów określonych w punkcie 4.1. decyzji,
- wielkość zużycia energii, surowców i paliw, określonych w punkcie 4.2. decyzji,
- wielkość produkcji ciepła i energii elektrycznej w instalacji spalania paliw,
- wielkość zużycia ciepła i energii elektrycznej na potrzeby własne instalacji spalania paliw,
- parametry określone w punkcie 8.2. decyzji, umożliwiające określenie stopnia odzysku siarki,
- wyniki badań monitoringowych w zakresie gazów lub pyłów wprowadzanych do powietrza, określonych w punkcie 8.3.2. decyzji.

Wielkości zużycia ww. parametrów podać w jednostkach odniesienia określonych w niniejszej decyzji. Parametry monitorowane w ramach pkt 8.2. decyzji podać jako wartości uśrednione w skali roku.

II. Pozostałe ustalenia ww. decyzji pozostają bez zmiany.

## **UZASADNIENIE**

W związku z opublikowaniem w Dzienniku Urzędowym Unii Europejskiej - Decyzji Wykonawczej Komisji z dnia 9 października 2014r. ustanawiającej konkluzje dotyczące najlepszych dostępnych technik (BAT) w odniesieniu do rafinacji ropy naftowej i gazu zgodnie z dyrektywą parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE w sprawie emisji przemysłowych (2014/738/UE) – w wyniku przeprowadzonej weryfikacji prowadzący instalacje do rafinacji ropy naftowej lub gazu wraz z instalacją spalania paliw o mocy nominalnej ponad 50 MW, zlokalizowane na terenie Kopalni Ropy Naftowej i Gazu Ziarnego Lubiatów Ośrodek Centralny obręb Grotów 59a, gmina Drezdenko - zobowiązany został do złożenia wniosku o zmianę posiadanego pozwolenia.

Przedmiotowy wniosek złożony został dnia 19 kwietnia 2016r. przez Pana | VIRIDIS z siedzibą w Opolu przy ul. A. Jantar 5/11 działającego na mocy pełnomocnictwa udzielonego przez prowadzącego instalację Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A. w Warszawie Oddział w Zielonej Górze.

W wyniku przeprowadzonej analizy, biorąc pod uwagę specyfikę zakładu i rodzaj prowadzonej w niej działalności, w celu dostosowania do wymogów konkluzji BAT należało dostosować posiadane pozwolenie w zakresie poziomów emisji powiązanych z BAT oraz monitoringu w odniesieniu do emisji zanieczyszczeń do powietrza z instalacji odzysku siarki.

W analizowanej instalacji do rafinacji ropy naftowej lub gazu prowadzone są procesy obróbki surowego gazu ziemnego, w celu wytworzenia gazu ziemnego zaazotowanego, który stanowi głównie półprodukt do właściwej rafinacji gazu, realizowanej w instalacji Odazotowni Grodzisk, gdzie wytworzony zostaje finalny produkt rafinacji – gaz ziemny wysokometanowy typu E. Pomimo tego, że zgodnie z zakresem dokumentu referencyjnego BREF gaz ziemny zaazotowany nie jest wymieniany jako produkt rafinacji, to w przedmiotowej instalacji występują procesy rafinacji gazu ziemnego, w rozumieniu dokumentu BREF oraz decyzji ustanawiającej konkluzje BAT w odniesieniu do rafinacji ropy naftowej i gazu. Są to procesy frakcjonowania gazu w kolumnie de-butanizera na etapie separacji niskotemperaturowej, w wyniku czego powstaje LPG oraz kondensat gazowy C5+ (produkty rafinacji), wraz z procesem oczyszczania LPG na sitach molekularnych. Do procesów tych zalicza się również odzysk siarki, prowadzony w instalacji Clausa, w wyniku czego powstaje dodatkowy handlowy produkt rafinacji – siarka płynna. W przedmiotowej instalacji nie prowadzi się procesu rafinacji ropy naftowej, a jedynie procesy mające na celu przygotowanie ropy naftowej do wysyłki oraz nadanie jej parametrów produktu handlowego. Inaczej mówiąc, w instalacji nie prowadzi się procesów, których efektem jest wytworzenie określonych produktów ropopochodnych i petrochemicznych, charakterystycznych dla rafinerii ropy naftowej. W efekcie tego należy stwierdzić, że nie wszystkie konkluzje BAT, zawarte w decyzji wykonawczej, mają zastosowanie do przedmiotowej instalacji (nie mają zastosowania te konkluzje, które dotyczą konkretnie rafinerii ropy naftowej).

Instalacja energetycznego spalania paliw jest odrębną instalacją, nie objętą wymaganiami decyzji ustanawiającej konkluzje BAT ponieważ nie spełnia ona definicji jednostki energetycznego spalania, o której mowa w ww. decyzji i z tego też względu nie może być uznawana za część instalacji do rafinacji ropy naftowej lub gazu.

Dla instalacji rafinacji ropy naftowej lub gazu nie ma zastosowania poziom emisji SO<sub>2</sub> do powietrza powiązany z BAT (tzw. BAT-AEL), wskazany w konkluzjach BAT54 (ustalane na podstawie poziomów BAT-AEL w konkluzji BAT36), do których odwołują się konkluzje BAT41 dla rafinerii gazu ziemnego.

Dla instalacji rafinacji ropy naftowej lub gazu ma zastosowanie, w stosunku do emitora E600-1-560 (emitor palnika dopalacza instalacji Clausa) poziom emisji NO<sub>x</sub> do powietrza powiązany z BAT (tzw. BAT-AEL), wskazany w konkluzjach BAT34, do których odwołują się konkluzje BAT42 dla rafinerii gazu

ziemnego. Wynikiem dostosowania decyzji do wymogów konkluzji jest ustalenie dopuszczalnej wielkości emisji tlenków azotu do powietrza z emitora palnika dopalacza instalacji Clausa, tj. emitora E600-1-560, poprzez poziom emisji powiązany z BAT, który jest wymieniony w konkluzji BAT 34 i wynosi 150 mg/m<sup>3</sup>, przy czym wartość ta przeliczona jest na referencyjną zawartość tlenu w spalinach 3%. Ustalono również obowiązek ciągłego monitoringu emisji dwutlenku siarki (SO<sub>2</sub>) z emitora E600-1-560 palnika dopalacza instalacji Clausa, zgodnie z wymaganiami konkluzji BAT 4.

Zgodnie z zapisem art. 215 ust. 5 ustawy z dnia 27 kwietnia 2001r. *Prawo ochrony środowiska* (Dz.U. z 2016r. poz. 672) w decyzji należy określić termin dostosowania instalacji do wymagań określonych w konkluzji BAT. W przypadku przedmiotowej instalacji, zgodnie z deklaracją prowadzącego, instalacja jest już dostosowana do nowych wymagań określonych w decyzji. Nie ma więc potrzeby ustalania okresu dostosowawczego.

Źródłami rozproszonych emisji lotnych związków organicznych do powietrza na terenie instalacji rafinacji ropy naftowej lub gazu są procesy malowania i spawania prowadzone w ramach bieżących prac remontowych i konserwacyjnych oraz zbiorniki magazynowe ropy, LPG oraz metanolu. Emisje ze zbiorników mogą pojawić się w przypadku wycieku magazynowanej substancji w wyniku rozszczelnienia zbiornika. W odniesieniu do zbiorników magazynowych, kontrola szczelności, w kontekście przeciwdziałania rozproszonym emisjom LZO do powietrza, o których mowa w konkluzjach BAT6, polega na zastosowaniu szeregu różnych urządzeń kontrolnych takich jak: czujniki optyczne, sygnalizatory akustyczne, sygnalizatory optyczne, czujniki płomienia. Urządzenia te sygnalizują pojawienie się wycieku w trybie on-line, w systemie sterowania produkcją instalacji. Stosowane techniki zapewniają poziom hermetyzacji równoważny poziomowi, przy zastosowaniu technik zalecanych jako BAT, zgodnie z konkluzją BAT6. Zgodnie z zapisami zawartymi w Decyzji Wykonawczej Komisji z dnia 9 października 2014r. ustanawiającej konkluzje dotyczące najlepszych dostępnych technik (BAT) w odniesieniu do rafinacji ropy naftowej i gazu zgodnie z dyrektywą parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE w sprawie emisji przemysłowych (2014/738/UE)- techniki wymienione i opisane w konkluzjach BAT nie mają ani nakazowego, ani wyczerpującego charakteru. Dopuszcza się stosowanie innych technik, o ile zapewniają co najmniej równoważny poziom ochrony środowiska.

Zgodnie z art. 29 ust.1 ustawy z dnia 11 lipca 2014r. *o zmianie ustawy - Prawo ochrony środowiska oraz niektórych innych ustaw* (Dz.U. z 2014r. poz. 1101) we wniosku przeprowadzono analizę konieczności sporządzenia raportu początkowego. Na jej podstawie stwierdzono, iż eksploatacja przedmiotowych



instalacji wymagających pozwolenia zintegrowanego obejmuje wykorzystanie i uwalnianie substancji powodujących ryzyko oraz występuje możliwość zanieczyszczenia gleby, ziemi lub wód gruntowych dlatego sporządzono raport początkowy o stanie zanieczyszczenia gleby, ziemi i wód gruntowych tymi substancjami. W pozwoleniu określono sposób, zakres i częstotliwość prowadzenia badań zanieczyszczenia gleby i ziemi substancjami powodującymi ryzyko oraz pomiary zawartości tych substancji w wodach gruntowych.

W przedmiotowej decyzji zmieniającej wprowadzono także zmiany dotyczące eksploatowanych instalacji, niepowiązane z konkluzjami BAT, a wynikające z konieczności dostosowania pozwolenia do warunków aktualnej eksploatacji instalacji. Doprecyzowano klasyfikację instalacji zgodną z pkt 1 rozporządzenia Ministra Środowiska z dnia 27 sierpnia 2014r. w sprawie rodzajów instalacji mogących powodować znaczne zanieczyszczenie poszczególnych elementów przyrodniczych albo środowiska jako całości (Dz.U. z 2014r. poz. 1169). Uaktualniono nazwę zakładu. W zakresie emisji do powietrza ustalono wielkość emisji tlenu węgla, pyłu PM10 i PM2,5 dla emitorów instalacji spalania paliw, wprowadzono korektę parametrów emitora E710-S-290. W przypadku wytwarzanych odpadów wprowadzono zmiany w ilościach dopuszczonych do wytworzenia oraz dopuszczono do wytwarzania dwa odpady niebezpieczne o kodach 16 07 08\* oraz 16 07 09\*.

W świetle powyższego stwierdzono, iż instalacja spełnia wymagania niezbędne do zmiany pozwolenia zintegrowanego, a jej eksploatacja prowadzona zgodnie z określonymi w niniejszym pozwoleniu warunkami, zapewnia dotrzymanie obwarowanych prawem parametrów środowiska, wobec czego orzeczono jak w sentencji.

Od niniejszej decyzji służy odwołanie do Ministra Środowiska za pośrednictwem Marszałka Województwa Lubuskiego w terminie 14 dni od dnia doręczenia decyzji. Odwołanie należy składać w dwóch egzemplarzach.

z up. MARSZAŁKA WOJEWÓDZTWA

Artur Malec  
Dyrektor Departamentu Środowiska



Otrzymują:

1. Pan , VIRIDIS  
ul. A. Jantar 5/11, 45-807 Opole
2. Minister Środowiska w Warszawie  
ul. Wawelska 52/54, 00-922 Warszawa
3. Wojewódzki Inspektorat Ochrony Środowiska w Zielonej Górze  
ul. Siemiradzkiego 19, 65-231 Zielona Góra
4. 2a/a