

УДК 665

ПЕРСПЕКТИВИ РОЗВИТКУ ПРОЦЕСІВ НАФТОПЕРЕРОБКИ  
НА НАФТОВИДОБУВНИХ ПІДПРИЄМСТВАХ У НІГЕРІЇ

О. О. Бабатунде, С. В. Бойченко, Л. М. Черняк

Національний авіаційний університет

e-mail: rotorukr@gmail.com

*Основа нігерійської економіки Нігерії з резервами в 22 млрд барр. нафти і видобутком обсягом 2 млн б/д є нафтова галузь. Нігерійська нафта відрізняється високою якістю. Видобуток нафти ведеться переважно в болотистих районах дельти р. Нігер, а також на континентальному шельфі. Останніми роками видобувні компанії концентрують увагу на видобутку нафти в морі. Нігерія виробляє кілька сортів високоякісної нафти. Основні з них — «Ескравос», «Форкадос», «Одуд» і «Бонні». Остання є збірною назвою нігерійської нафти, ціна якої на світовому ринку на 10–15 центів перевищує ціну північноморської «Брента». По ряду причин, у тому числі старіння і виходу з ладу обладнання, НПЗ працюють у режимі неповної потужності. Таким чином, одним із ключових процесів розвитку нафтовидобутку буде аналіз будівництва приватних модульних нафтопереробних заводів (НПЗ) 65 компаній. Основою такого нафтопереробного заводу є мобільні модулі. Кожен модуль несе частину нафтопереробної технологічної установки, які поєднані між собою проміжними трубами, що формують легко кероване виробництво.*

**Ключові слова:** Африка, Нігерія, нафтовидобувні підприємства (НВП), нафтопереробний завод (НПЗ), паливно-енергетичний комплекс (ПЕК), атмосферно-вакуумна перегонка, мобільні модулі.

*Nigeria's reserves in 22 mlrd barr. oil and production in volume 2 mln b/d oil industry is the foundation of the Nigerian economy. Nigerian oil is high quality. Production is mainly in swampy areas of the Niger Delta, and on the continental shelf. In recent years, mining companies focus on oil in the sea. Nigeria produces several varieties of high-quality oil. The main of them «Eskravos», «Forçados River», «Odude» and «Bonnie». The latter is collectively called Nigerian oil price on the world market by 10–15 cents higher than the price of North Sea «Brent». For a number of reasons, including aging and failure of equipment, refineries are part-power. Thus, one of the key processes of oil will analyze modular construction of private refineries (refinery) 65 companies. The basis of this refinery is a mobile unit. Each module carries a part of the refining process unit, which are interconnected by intermediate pipes that form easily controlled production.*

**Keywords:** Africa, Nigeria, oil company (SPE), refinery (refinery), fuel and energy complex (FEC), atmospheric and vacuum distillation, mobile units.

**Вступ**

Сьогодні людство переживає вуглеводневу еру. Нафтова галузь є пріоритетною для розвитку всієї світової економіки. У Нігерії залежність економіки від видобутку і переробки нафти особливо висока, так як вона є одним з лідируючих держав-експортерів цієї сировини в світі: в поточному місяці показник склав близько 2,2 млн барелів на добу. При цьому держава має статус стратегічного експортера «чорного золота» в США.

**Постановка проблеми**

Міжнародна трудова організація (МОП) робить висновок про те, що розвиток нафтохімічної

промисловості призводить до загального зростання всіх секторів народного господарства.

Тому в Нігерії для досягнення високого рівня розвитку економіки необхідно розвивати і вдосконалювати обробку нафтохімічних заводів і досліджувати різноманітні види нафтопродуктів.

**Аналіз досліджень і публікацій**

Нафтопереробна й нафтохімічна промисловості виробляють значний асортимент газоподібних, рідких і твердих нафтопродуктів. У споживанні нафтопродуктів моторні палива становлять більш ніж 50 %.

Різні типи двигунів виставляють до них різноманітні вимоги.

Прагнення підвищити детонаційну стійкість бензинів, хімічну й термічну стабільність реактивних палив, цетанове число дизельних палив, поліпшити їх низькотемпературні властивості, фракційний склад і випаровуваність — неодмінний стимул для розвитку нафтопереробної та нафтохімічної галузі.

Водночас постійне зростання енергоспоживання демонструє необхідність поширення сировинної бази шляхом залучення додаткових джерел, що, в свою чергу, потребує адаптації і модернізації існуючих технологій і установок для переробки вуглеводнів.

### Мета

Аналіз будівництва приватних модульних нафтопереробних заводів (НПЗ) 65 компаніями, було зустрінуте місцевими бізнесменами більш ніж прихильно. Такі НПЗ швидко збираються і вже через місяць починають видавати першу продукцію. Їх легко охороняти через компактні розміри і досить просто переносити в інше місце, якщо буде потрібно вивести виробництво з зони бойових дій.

### Виклад основного матеріалу

Міні-заводи ідеально підходять для віддалених районів і підходять для інвестицій з приватного і державного сектора, як джерело первинних паливних продуктів і сировини для нафтохімічної галузі.

Основною такого нафтопереробного заводу є мобільні модулі. Кожен модуль несе частину нафтопереробної технологічної установки, які з'єднані між собою проміжними трубами, що формує легко кероване виробництво.

Для формування нових нафтопереробних модулів на НПЗ необхідно скласти характеристику сирової нафти.

Нігерійська нафта має невелику відносну густину (не більше 0,86), містить більше фракцій, що википають за температури до 350 °C (від 56 до 59 %), концентрація сірки більшості видів нафти є низькою (0,1–0,3 %) як і кількість смолих речовин (селікагелевих смол не більш ніж 9 %). Існує кілька зразків, що мають концентрації трохи вище, такі як 0,6 %.

Літературні джерела показують негативну кореляцію між густиною і вмістом сірки, припускаючи, що вміст сірки, імовірно пов'язаний з деградацією нафти, але цю тенденцію ми не бачимо в даних спектрах, які представлені на рис. 1.

Дані спектрів містять себехроматограми сирової нафти; діаграма показує відносні пропорції об'ємної композиції: різноманітність фізико-хімічного аналізу і співвідношення.

Дані з GeomarkResearch, Inc. (1998).

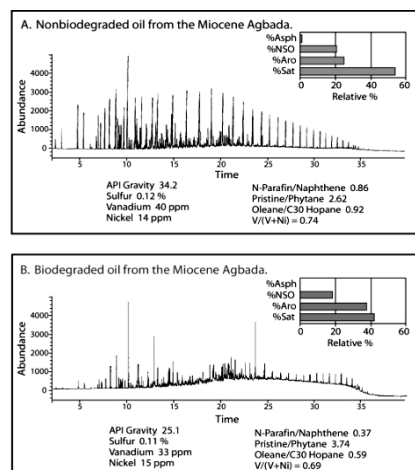


Рис. 1. Геохімічні дані для небіодеградуючої нафти з дельти Нігера

Бензинові фракції нафти мають низькі октанові числа (25–67) унаслідок високого вмісту парафінових вуглеводнів.

Легкі гасові дистилати більшості видів нафти вирізняються невисоким вмістом сірки (до 0,10 %), відсутністю меркаптанової сірки і якісними фотометричними властивостями.

Унаслідок високої температури застигання дизельних фракцій з нафти можна отримувати в основному літні дизельні палива, які характеризуються високими цетановими числами (45–60).

З викладеного випливає, що всі види нафти Нігерії є відмінною сировиною для одержання палив і олив [1].

Більшість видів нафти потрапляє в одну з двох груп. Перша група легка парафінова на основі воскових масел з глибших водойм (вміст парафіну до 20 %, але зазвичай близько 5 %; н-парафін/нафтенів 0,86). Друга група нафт деградує і з неглибоких водойм. Вона має більш низьку густину в градусах API (середній API на 26°) і є нафтенною невосковою нафтою (н-парафін/нафтенів = 0,37, див. рис. 5). біодеградація і промивання в деяких плейстоценових пісках формації Agbada утворює додаткові важкі нафти (API 8 — 20°). Густина нафти менш ніж 25° API, тільки 15 % запасів у дельті р. Нігер [1]. Концентрація сірки більшості видів нафти є низькою, від 0,1 до 0,3 % [1], у декількох зразках концентрації високі, такі як 0,6 % [2].

Концентрації Ni і V в нафті дельти р. Нігер менш ніж 100 і V/(V + Ni) діапазон значень від 0,01 до 0,41 за середнього значення 0,12 частин на мільйон, як помічено у NwachkwuJI і ін. [1], відповідно до значень в нафті, отриманих від типу III органічної речовини, як показано у Lewan MD [1; 2]. Концентрації сірки і V/(V + Ni) в нафті дельти р. Нігер залежить від відношення вихідних порід до джерела умов накопичення опа-

дів. Ці сліди металів, одержані разом з органічною геохімією і фізичними властивостями нафти, показують, що джерела породи дельти Нігера містять переважно наземні органічні речовини. Органічну речовину осаджували в безкисневих ґрунтових водах, де були залягання ванадію і наявність нікелю для склеювання в частинах формування гідроксидів і комплексоутворення з метастабільними іонами сульфідів. У цих умовах збереження органічної речовини було б перспективним. Наявність попутного нафтового газу в дельті р. Нігер зумовлюється тепловим походженням ( $D^{13}C$  значення від 36 до 40 ‰, 1990), з низьким рівнем  $CO_2$  і концентрацією  $N_2$ . Спостерігалися відносно високі концентрації ртуті.

Сьогодні 75 % газу видобувається в дельті р. Нігер як показано в праці [3], 10 % закачується для підтримки пластового тиску і тільки 15 % іде на ринок [2; 3].

На території Нігерії виявлено понад 300 континентальних шельфових нафтових родовищ. Нафту в дельті Нігера добувають в основному з пісків і пісковиків формації Агдаба. Характеристики родовищ нафти і колекторські властивості порід контролюються умовами і глибиною залягання продуктивних товщ. Нафтовмісні породи еоценового і пліоценового віку змінюються за потужністю від менш 15 до 45 м і відрізняються за ємністю колекторів до 10 %. Кращі колектори часто представлені відкладаннями складної будови в межах родовищ. Основні нафтовмісні структури розрізняються за геометрією цих родовищ і якістю нафти. Прикладами таких структур є відкладення рукавів річкової дельти і прибережні бар'єрні масиви, періодично прорізані піщаними каналами. Колектори авандельти Нігеру складені міоценовими параллічними пісковиками з пористістю до 40 %, з коефіцієнтом фільтрації Дарсі і потужністю близько 100 м.

Латеральна мінливість потужності нафтовмісних порід значною мірою контролюється розривними порушеннями, потужність покладів збільшується в напрямку розриву в межах опущеного блоку. Розмір зерен нафтовмісних пісковиків змінюється у напрямку річкового потоку, пісок стає дрібнішим з видаленням від підстави конуса виносу. Це означає, що зерна пісків дельтових проток зменшуються в розмірі від краю дельти, а піски бар'єрних масивів, в свою чергу, стають більш однорідними. Велика частина неущільнених пісковиків, містить невелику домішку аргілітового цементу. Пористість незначно зменшується з глибиною через відносну молодість і «холодності» відкладень дельтового комплексу

Комп'ютерне тектоностратиграфічне моделювання показує наявність локальних зрушень

уздовж похилого краю розривних порушень, які контролюють потужність і літофації потенційних глибоко залегаючих нафтоносних пісків.

Найбільш відомі пастки дельти Нігеру структурні, хоча також зустрічаються і стратиграфічні пастки. Перші з них утворювалися з постседиментаційних деформацій паралічного комплексу Агдаба. Структурна складність зростає з півночі (ранні периметри накопичення) на південь (пізні периметри накопичення) залежно від збільшення нестійкості нижчих переущільнених сланців.

Різноманітність структурних елементів пасток містить: прості «клавшні» структури, заповнені глинистим матеріалом канали, структури з численними розривами, структури з антитетичними розривами, а також структури зруйнованих підняттях (рис. 2).

На флангах дельти стратиграфічні пастки стільки ж важливі і достовірні, як і структурні. У цій зоні між діапировими структурами зустрічаються кишені пісковика. У напрямку до фронту дельти (вниз по схилу від її заснування), ця послідовність пісковика і сланцю поступово переходить переважно в піщаник.

Первинна покривка дельти Нігеру це перешаровувати сланець формації Агдаба. Він забезпечує три типи покривок: уздовж розривних порушень, над ізольованими тілами пісковика і вертикальні покривки. На флангах дельти ерозійні процеси міоценового віку сформували каньйони, заповнені глиною. Ці глини формують покривки для деяких шельфових нафтоносних зон. Місцезнаходження улоговини ранньої дельти Нігеру, центрів нафтонакопичення і зони шельфового схилу наведено на рис. 3.

Структуру промисловості можна розглядати як у галузевому, так і в територіальному аспектах. Галузева структура промисловості це сукупність якісно однорідних груп господарських одиниць, які виробляють однорідну продукцію, надають різноманітні послуги і здійснюють інші суспільно корисні види діяльності.

Територіальна структура нафтової промисловості це розміщення і розподіл нафтопромислових галузей на території Нігерії, в окремих її регіонах і на шельфі моря.

Дельта р. Нігер є основним регіоном видобутку нафти в Нігерії. До складу регіону входять всі дев'ять нафтовидобувних районів в Нігерії (Абіа, АкваІбом, Байлеса, КроссРівер, Дельта, Едо, Імо,) із загальною земельною площею близько 75 тис. км<sup>2</sup> (що еквівалентне 7,5 % від усієї території суші Нігерії) і 185 місцевих територій. Сьогодні налічується близько 606 нафтових родовищ в дельті річки Нігер, з яких 360 (60 %) знаходяться на суші і 246 (40 %) на воді (рис. 4).

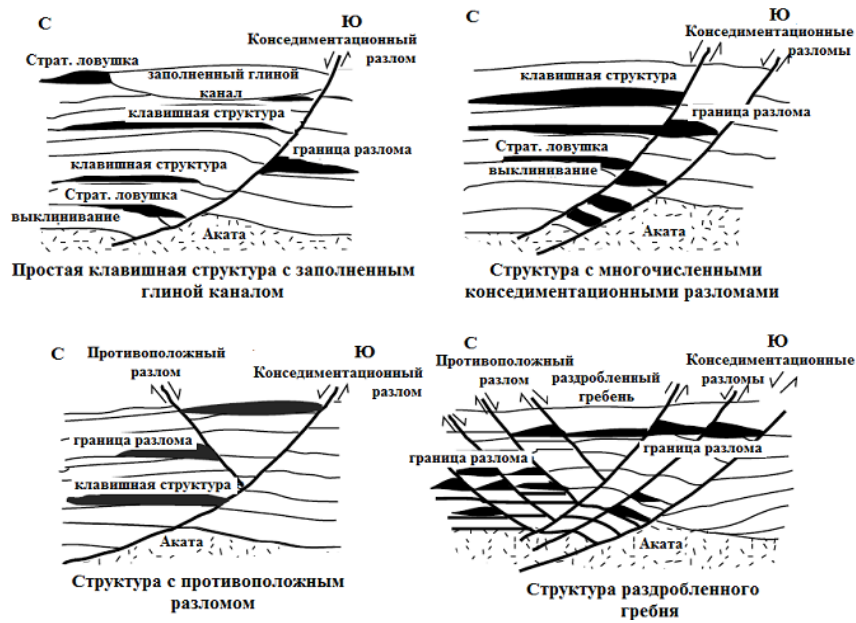


Рис. 2. Приклади структури і поєднань типів пасток дельти Нігеру [Bustin, 1988]



Рис. 3. Схематичне зображення місцезнаходження улоговини ранньої дельти Нігеру, центрів нафтонакопичення і зони шельфового схилу [Bustin, 1988]

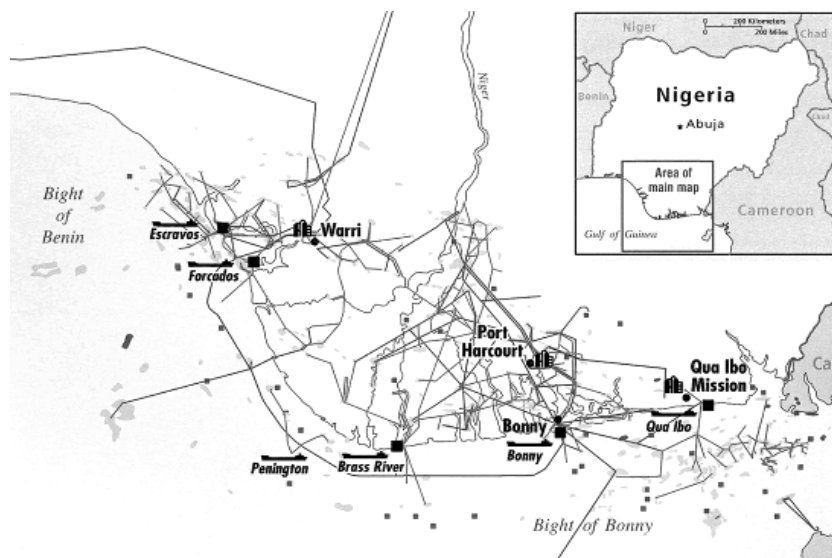


Рис. 4. Карта основних нафтових центрів Нігерії

Дельта р. Нігер і регіон Байлеса становлять близько 80 % від загального регіону дельти р. Нігер. Разом вони виробляють близько 75 % нафти в Нігерії. Розвиток промисловості в цьому регіоні практично відсутній. У перепису населення 2011 р., загальна чисельність населення всіх регіонів у дельти р. Нігер становила 35,5 млн. Прогнозована загальна чисельність населення до 2020 р. становитиме 45,7 млн осіб.

У південній провінції Нігерії (штат Ріверс) є два нафтопереробні заводи в Алейса Елейм, недалеко від Порт-Харкорт. НПЗ був спочатку відомий як Порт-Харкорт I і Порт-Харкорт II.

У 1993 р. Порт-Харкорт I був приєднаний до приватного апарату управління. В результаті реорганізації в Порт-Харкорт II був створений новий окремий апарат, який почав функціонувати окремо [4].

У 1965 р. Shell/BP був побудований Порт-Харкорт I, як перший потужний нафтопереробний завод. НПЗ будувався з потужністю перегонки 3 млн т/рік (60 000 барелів на добу). У 1977 р. уряд Нігерії частково націоналізував нафтову промисловість з 60-ю часткою в усіх операціях в тому числі НПЗ.

Порт-Харкорт II був побудований як НПЗ комплекс перегонки потужністю 7,5 т/рік (150 тис. б/д). Він став функціонувати в 1989 р. До 1993 р. ситуація була стабільною і комплекс розвивався майже без проблем. Ситуація різко погіршилася в 1994 р., коли внутрішні ціни реалізації нафтопродуктів упали з 84 до 22 %, у результаті виникла фінансова криза, і практично зупинилося більшість робіт з технічного обслуговування. Поставки сирої нафти для обох НПЗ становлять 100 % компанії «BonnyLight», що поставляється трубопроводом «Shell» [4].

Завод Елейм, який був побудований поруч з НПЗ Порт-Харкорт у 1995 р., має потужність виробництва нафтохімічної продукції від 483 тис. т/рік. Завод страждав від багатьох технічних проблем, тільки працював менше, ніж на 40 % від обсягів виробництва. Майже як і всі інші заводи він працював з перебоями. Найчастіше завод функціонував потужністю 4060 % від можливого максимуму.

Нафто переробний завод Варрі, розташований в штаті Варрі, являє собою комплекс НПЗ з потужністю перегонки 6,3 т/рік (125 тис. барелів на добу). Завод почав працювати в 1978 р. На його базі працює нафтохімічний завод.

Поставки сирої нафти в цей нафтопереробний завод надходять з найближчих родовищ розробок на шельфі і на суші. Майже всі родовища контролюються компанією «Shell». Найбільший трубопровід у Нігерії проходить у заводу Варрі.

Експорт продукції здійснюється також з двох судно-завантажувальних верфів. Вони знаходяться в 1 км від заводу. Але ця пристань приймає тільки кораблі довжиною не більше 150 м. Ці обмеження встановлені через круті вигони річки Нігер [4; 5].

Завод Варрі отримав сильні збитки, коли уряд скоротив ціни на нафту на 40 % у 1994 р. Військовий уряд підвищив ціни в умовах масової девальвації. Оскільки НПЗ орієнтувався на обслуговування й імпорт, то вдалося витримати цю кризу. У 1998 р. новий громадянський уряд надав великі інвестиції (200 млн дол. США) для вирішення проблем. Різке збільшення виробництва почалося на початку 2000 р. Це призвело до значного поліпшення пропускної здатності, хоча продуктивність все ж була нестабільною. У 2003 р. завод був у центрі військових заворушень між військовими угрупованнями, в результаті чого продуктивність зменшилася до 30 % [5].

Нафтопереробний завод Кадуна на півночі Нігерії, являє собою комплекс НПЗ з перегонкою потужністю 5,5 т/рік (110 тис. барелів на добу). Перший відділ заводу з пропускною спроможністю палива в 50 тис. б/д, побудований в 1980 р. Відділ призначений для переробки сирої нафти [4; 5]. Він був оновлений до 60 тис. б/с.

У 1982 р. він був поширений. Відкриті нові відділи призначені для забезпечення виробництва мастильних речовин; поруч відкрився асфальтовий завод, і інші заводи, пов'язані з нафтохімією.

Площа земельної ділянки, в межах якої розташована мережа транспортних трубопроводів становить близько 31 тис. км<sup>2</sup>. Є десять газопереробних заводів і близько 30 малорентабельних родовищ на відкуп через мережу трубопроводів, місцевим компаніям і на експорт. Три з чотирьох нафтопереробних заводів перебувають в Нігерії, PortHarcourt I і II і Warri, розташовані в регіоні, в той час як четвертий розташований в Кадуні північній частині Нігерії [6]. Нігерія володіє шістьма експортними нафтовими терміналами, включаючи Forcados (обсяг нафтосховища 13 млн бар.) і Бонні, оператором яких є компанія Shell. Термінали Escravos Пеннінгтон керуються компанією Chevron, а QuaIboe і Brass компанією Agip (ENI). Нафта, що видобувається на родовищах на шельфі, безпосередньо експортується з плавучих сховищ і з видобувних платформ (рис. 5) [7].

### Методи інтенсифікації процесу

Установки первинної переробки нафти становлять основу всіх НПЗ. На них виробляються практично всі компоненти моторних палив. мастил, сировини для вторинних процесів і для нафтохімічних виробництв.

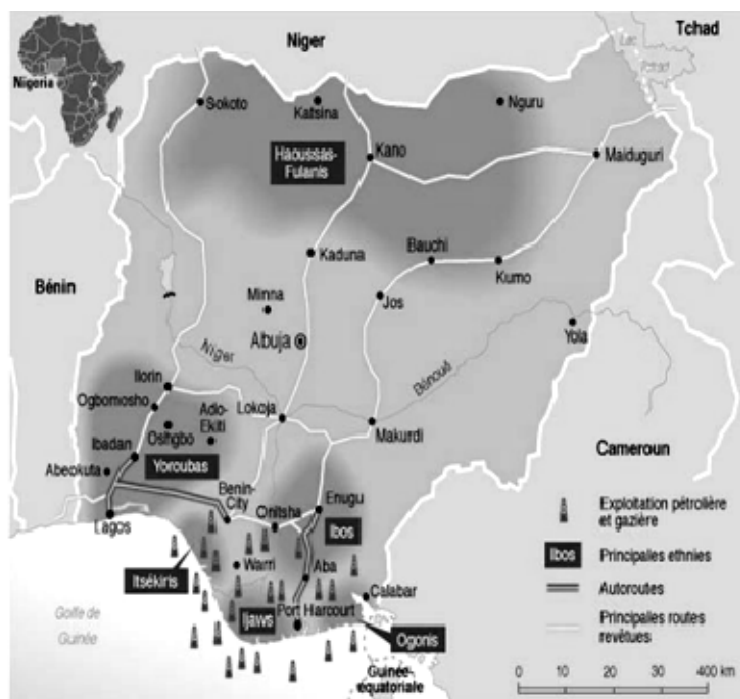


Рис. 5. Графічне розташування вишок по видобутку нафти в Нігерії [11]

Від роботи АВТ залежать вихід і якість компонентів палив і мастил та техніко-економічний показник наступних процесів переробки нафтової сировини. Проблемам підвищення ефективності роботи і інтенсифікації установок АВТ завжди приділялася і приділяється серйозна увага.

Найважливішими із усього різноманіття проблем, що стоять перед сучасною нафтопереробкою, потрібно вважати такі:

- подальше поглиблення переробки нафти;
- підвищення октанових чисел автобензинів;
- зниження енергоємності виробництва за рахунок упровадження новітніх досягнень в області тепло- і масообміну, розробки досконаліших і інтенсивних технологій глибокої безвідходної і екологічно нешкідливою переробки нафти та ін.

Вирішення цих проблем передбачає:

1. Удосконалення основних апаратів установок АВТ:

2. Удосконалення технологічних схем. При виборі технологічної схеми і режиму установки необхідно керуватися потенційним вмістом фракцій.

3. Удосконалення схем і технології вакуумної та глибоковакуумної перегонки мазуту.

Корозія обладнання ще одна не менш важлива проблема. Наявність в нафті, що надходить на переробку, хлоридів (як неорганічних, так і органічних) і сполуки сірки призводить унаслідок їх гідролізу і крекінгу під час прямої перегонки нафти до корозії обладнання, головним чином конденсаторів і холодильників. Наявні інгібітори корозії не універсальні, оскільки у них є ряд

недоліків (неприємний запах, високотоксичні сполуки і досить дорогі продукти). Однак в даний час розроблений новий інгібітор корозії.

Водний розчин полігексаметиленгуанідінгідрата (ПГМГ • Н<sub>2</sub>O). Цей інгібітор не має перерахованих вище недоліків.

Одним із напрямів удосконалення установок АВТ є поліпшення відбору фракцій від їх потенційного змісту. З мазутом йде до 5 % дизельних фракцій, а з гудроном до 10 % масляних фракцій.

На практиці фракціонування залишків атмосферної перегонки, намітилася тенденція до використання замість традиційних пароежекторних вакуумних систем (ПЕВС) гідроциркуляційних (ГЦВС). Останні більш складні, але ускладнення вакууму створює системи і збільшення в зв'язку з цим капітальних витрат виправдано явною перевагою її експлуатації [6; 7].

Викладений матеріал дозволяє зробити висновок: установки АВТ ще далекі від універсальності. Однак їх удосконалення призведе до вирішення не тільки перерахованих проблем, а й відіграє велику роль захисту навколишнього середовища.

Збільшення глибини відбору світлих з нафти фракцій до 350–360 °С є найважливішим завданням первинної перегонки нафти. Підвищення чіткості погонорозподілення є також одним із важливих завдань перегонки, оскільки основні показники якості фракцій дистилатів істотно залежать від їх фракційного складу [1; 6].

Однак безперервне нарощування потужності установок первинної перегонки нафти без знач-

ної їх реконструкції призвело до помітного погіршення якості продуктів: накладення температур кипіння між деякими фракцій дистилятів досягло 100–150 °С, температура початку кипіння мазуту стала на 40–50 °С нижча від температури кінця кипіння дизельного палива, а зміст у мазуті фракцій до 350 °С підвищився до 10–12 %. При подальшій переробці такого мазуту вміст фракцій дизельного палива в вакуумному газойлі сягав до 30 %.

У атмосферної колони здійснюється основний поділ нафти на дистилятні фракції і мазут. У міру обважнення фракцій чіткість поділу погіршується внаслідок зменшення відносної летючості поділюваних фракцій і флегмового числа.

Найбільше значення флегмове число має у верхній секції колони досить високе воно і в наступній, у більш низькій секції, проте в секції, розташованій нижче відбору фракції дизельного палива (або атмосферного газойля), флегмове число явно недостатнє.

Низькі флегмові числа в нижніх секціях атмосферної колони є наслідком браку тепла, внесенного в колону. Оскільки все тепло в атмосферну колону вноситься з сировиною, для підвищення чіткості ректифікації і збільшення глибини відбору світлих фракцій необхідно збільшувати частку відгону сировини за рахунок максимального його підігріву і зниження тиску в колоні [2; 5].

Термічна стабільність важких вуглеводнів дозволяє нагрівати нафту при атмосферній перегонці до температури 350–360 °С, що забезпечує частку відгону сировини, на 5–10 % перевищує суму відбору світлих фракцій в колоні. На результати перегонки великий вплив чинить тиск. При збільшенні тиску відбір дистилятів зменшується, при цьому значно погіршується якість продуктів, тобто чіткість ректифікації. Аналіз роботи промислових колон також підтверджує цей висновок: при підвищеному тиску не вдається повністю відібрати світлі дистиляти, відбір їх становить 70–80 % за потенціалом; не досягає і очікуване збільшення продуктивності колони. Водночас перехід на знижений тиск, близький до атмосферного, і на помірний вакуум порядку 400–800 гПа дає можливість не тільки підвищити якість одержуваних продуктів, але і поліпшити техніко-економічні показники процесу. Перегонка при зниженому тиску і у вакуумі дозволяє відмовитися від застосування водяної пари і дає економію у витраті тепла на 5 %. Сьогодні розробляють перспективні схеми заміни водяної пари потоком нафтопродуктів.

Ефективність процесу вакуумної перегонки мазуту, як і перегонки нафти, залежить як від параметрів технологічного режиму, так і від

конструктивних особливостей окремих вузлів блоку: печі, трансферної лінії, вузли введення сировини, конструкції тарілок, насадки і т. д. Склад мазуту, що надходить на вакуумний блок з атмосферної колони, регламентується вмістом фракцій, що википають до температури 350 °С.

Традиційно вважають, що зміст світлих дистилятів має становити не більше 5 % (мас.), оскільки їх зростання призводить до збільшення діаметра вакуумної колони, це ускладнює повну конденсацію парів зверху колони і збільшує завантаження системи, яка створює вакуум. Необхідно відзначити, що вміст світлих фракцій в мазуті визначається фракційним складом (а саме температурою кінця кипіння) одержуваного в атмосферній колоні дизельного палива [4].

Для регулювання (стабілізації) складу сировини вакуумної колони і одночасно з цим підвищення відбору світлих фракцій (до 98 % від потенціалу) між атмосферною і вакуумною колонами в деяких патентах рекомендують перешкодити буферну ступінь випаровування мазуту.

Температура нагріву сировинного потоку (мазуту) визначається температурою його термічного розкладання, яке веде до утворення неконденсованих газів розкладання. На їх відкачування витрачається потужність вакуумної системи. Мінімальний тиск на виході з печі забезпечується правильним підбором конструкції трансферної лінії, що зв'язує піч з колоною, при цьому мінімізується перепад тиску між піччю і вакуумної колоною рекомендуються наступні оптимальні значення параметрів: довжина трансферної лінії не більше ніж 30 м (без різких поворотів і вертикальних ділянок), питома масова швидкість потоку мазуту — не більше ніж 150 кг/(с·м<sup>2</sup>).

Схеми зрошення вакуумних колон визначають як відбір і якість продуктів, так і стабільність режиму роботи. Однією з істотних особливостей вакуумних колон є використання верхнього зрошення, призначеного для повної конденсації пари, тому верхня секція часто називається *конденсаційною* [5].

Для створення максимального температурного напору і рівномірного навантаження на тарілки ВЦО, рекомендується схема порційної подачі охолодженої флегми.

Передбачається, що за такою схемою, крім поглиблення конденсації і скорочення втрат зверху колони, слід забезпечити гнучкість і стабільність режиму зверху колони і вакуум створює пристрої. При проектуванні іноді не враховують специфіку роботи конденсаційної частини вакуумної колони. Це часто призводить до загальної нестачі існуючих високопродуктивних вакуумних колон — нестачі флегми для повної

конденсації і підтримки потрібної температури вгорі конденсаційної секції [7].

Проміжне циркуляційний зрошення (ПЦО) майже у всіх вакуумних колонах створиться за рахунок подачі частини охолодженого виведеного бічного погону на кілька тарілок вище його виведення. У вакуумних колонах вторинної перегонки широкої масляної фракції ПЦО часто працює індивідуально, під тарілкою виведення бічного погону.

Кількість ПЦО має визначатися виходячи з того, яка кількість бічних потопів і в якій кількості виводиться їх колони (або яке співвідношення кількостей цих погонів), а також виходячи з вимоги до їх якості. При цьому кількість ПЦО визначає і обсяг парів в максимально навантаженому перерізі колони.

Проблема зменшення забруднення навколишнього середовища зумовлює пошук рішень створення вакууму без забруднення води і повітря. Позитивний тривалий досвід застосування дизельних фракцій в якості конденсувального і охолоджувального агента в барометричному конденсаторі дозволив використовувати дизельні фракції і як ежектувального агента. Заміна водяної пари в ежекторах на рідинний ежектувальний агент підвищує ККД процесу ежектування. Відомо, що енергетичний ККД ежекторів, у яких як робочий агент використовують водяну пару, досягає максимального значення 10–12 %. При використанні рідинного робочого тіла ККД ежектора досягає 38–39 %. Поєднання процесів конденсації і ежектування дозволяє ще більш збільшити ККД ежектора.

Таким чином, нові системи створення вакууму засновані на циркуляції рідких нафтових фракцій (дизельна чи газойлева) через спеціальні інжекторні системи.

Дослідження показало, що в вакуумних газах, що спрямовуються на спалювання в піч, за рахунок промивки газів дизельною фракцією або газойлем значно зменшується вміст сірчистих газів. Досягається глибина вакууму (залишковий тиск 20–25 мм рт. ст., або 2,6–3,3 кПа) дозволила припинити подачу пара вниз вакуумної колони. Циркулююче дизельне паливо або газойль постійно оновлюються. Частина циркулюючої рідини виводиться із системи на гідроочищення і потім використовується, але цільовим призначенням. Зниження кількості водного конденсату як в атмосферній, так і у вакуумній частині установки АВТ, удосконалення вакуумної системи поліпшує техніко-економічні та екологічні аспекти роботи установок первинної переробки нафти [6].

Для захисту конденсаційно-холодильного обладнання установок первинної переробки нафти

АВТ від корозійного впливу неорганічних хлоридів, ХОС, сірковмісних сполук і кислот на багатьох НПЗ останніми роками впроваджена комплексна програма хіміко-технологічних заходів, що містить такі поняття: глибоке зневоднення і знесолення нафти на ЕЛОУ з ефективними, надійними в експлуатації електродегідраторами, із застосуванням сучасних високоактивних нафторозчинних деемульгаторів і ефективних змішувачів промивної води з нафтою: подачу в обезсолену нафту необхідних кількостей лужних реагентів (NaOH, Na<sub>2</sub>CO<sub>3</sub>) оптимальної концентрації; подачу в шлемові лінії атмосферних колон сучасних нейтралізуючих амінів і плівкоутворювальних інгібіторів корозії.

На сучасному етапі інтенсифікація технологічних процесів може бути вирішена на основі подання інформації про нафту і нафтові залишки як про дисперсні системи [6; 7].

Атмосферно-вакуумна перегонка нафти і нафтових залишків є процесом, ефективність якого багато в чому визначає економічні показники НПЗ, а інтенсифікація цього процесу є актуальним завданням нафтопереробки. Одне з найважливіших завдань раціонального використання нафти збільшення виходу паливних дистилатів під час її перегонки, здійснюваної в промислових масштабах на установках АТ і АВТ. Різниця між потенціалом світлих нафтофракцій, що википають до температури 360 °С і відбором світлих нафтопродуктів на установках АТ залежно від якості нафти, що переробляється, асортименту відібраних продуктів і їх відносин досягає 5–67 (мас.) за нафтою [7].

## Висновки

Поширення вторинних процесів переробки нафти підвищує вимоги до чіткості поділу нафти і глибшим відбором. Ритмічність роботи сучасного нафтопереробного заводу і висока якість усіх товарних нафтопродуктів залежить від чіткості роботи установок первинної переробки нафти, з одержанням сировини для вторинних процесів

Вирішення цього завдання містить не тільки знання хімічного складу сировини і його фізичних і технологічних властивостей, а й можливість інтенсифікації на основі цих знань процесів переробки нафтової сировини.

Інтенсифікація процесу атмосферно-вакуумної перегонки нафти на основі теорії регульованих фазових переходів можлива шляхом компаундування сировини перегонки з оптимальною кількістю ароматичних добавок і забезпечення певної швидкості його переміщення в змішувачу печі.



Компаундування один з найбільш раціональних способів підвищення виходу фракцій дистилатів в процесі атмосферної перегонки нафти. Це обов'язковий етап виробництва, так як в сучасному міні-нафтопереробному заводі залучені в переробку часто не тільки кілька типів нафти, але і газоконденсату.

Інтенсифікація атмосферної перегонки нафти в присутності спеціальних добавок активаторів також перспективний напрямок. Природа і робочі концентрації цих добавок можуть варіюватися досить широких межах. Ароматичні добавки, підвищуючи розчиняють здатність дисперсійного середовища, змінюють ступінь дисперсності всієї системи.

### ЛІТЕРАТУРА

1. *Beka F. T.* The distal offshore Niger Delta: frontier prospects of a mature petroleum province / F. T. Beka and M. N. Oti, G. Postma eds. *Geology of Deltas*: Rotterdam, A. A. Balkema, 1995. — P. 237–241.

2. *Demaison G. and Huizinga B.* Genetic classification of petroleum systems using three factors:

charge, migration, and entrapment, Magoon L. B. and Dow W.G. eds. *The Petroleum System—From Source to Trap*, AAPG Memoir 60: Tulsa, American Association of Petroleum Geologists, 1994. — P. 73–89.

3. *Ekweozor C. M. and Daukoru E.* Northern delta depobelt portion of the Akata-Agbada petroleum system, Niger Delta, Nigeria, Magoon L. B. and Dow W. G. eds. *The Petroleum System—From Source to Trap*, AAPG Memoir 60: Tulsa, American Association of Petroleum Geologists, 1994. — P. 599–614.

4. *Energy Information Administration*, 1998a, <<http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/ngriasar.html>>

5. *Energy Information Administration*, 1998b, <[http://www.eia.doe.gov/emeu/world/country/cntry\\_NI.html](http://www.eia.doe.gov/emeu/world/country/cntry_NI.html)>

6. *Frost B. R.* A Cretaceous Niger Delta Petroleum System, Extended Abstracts, AAPG/ABGP Hedberg Research Symposium, Petroleum Systems of the South Atlantic Margin, November 16–19, 1997, Rio de Janeiro, Brazil.

7. *GeoMark Research, Inc.*, 1998, OILS: Oil Information Library System, version 1.0: Houston, Texas / GeoMark Research, Inc., [database available from GeoMark Research, Inc., 9748 Whithorn Drive, Houston, TX 77095].

Стаття надійшла до редакції 24.08.2016