

МОЖЕ ЛИ БЪЛГАРИЯ ДА ОЦЕЛЕЕ БЕЗ РУСКИ ПЕТРОЛ?

Working Paper, май 2022 г.

Бойко Ницов

Краткият отговор е „ДА“. Страната може да получи доставки на суров петрол и други суровини от неруски източници за бургаската рафинерия „Нефтохим“, собственост на „Лукойл“. Страната може да получава и рафинирани продукти, ако има нужда от такива. И вероятно страната може да направи това на цена, която няма да се различава много от тази, която плаща сега за петрола и за рафинираните продукти.

Ето защо това е така.

Структура на предлагането на петрол¹

За периода 2015 – 2020 г. годишното потребление на петролни продукти в България

е относително стабилно и възлиза на около 4,5 млн. тона нефтен еквивалент годишно (тне/г). Страната произвежда само около 25 000 тне/г суров петрол и кондензат, което се равнява на по-малко от 1% от потреблението.

По-голямата част от консумирания в страната петрол в крайна сметка е внос – или като суров петрол и други суровини, преработвани в рафинериите на страната и след това продавани като продукти на нейните пазари, или като рафинирани продукти, внасяни от други страни. Данни за вноса и износа на суров петрол и рафинирани продукти за периода 2015 – 2020 г. са представени в Таблица 1.

Таблица 1: Внос, износ и нетно видимо потребление на петрол в България

Милиона тне/г

| | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 |
|---|------|------|------|------|------|------|
| Внос | 8.97 | 9.05 | 9.55 | 8.05 | 9.26 | 7.1 |
| Износ | 4.45 | 4.57 | 4.8 | 3.54 | 4.27 | 2.85 |
| Видимо потребление (вкл. промяна в запасите) | 4.52 | 4.48 | 4.25 | 4.51 | 4.99 | 4.25 |

Източник: Евростат.

¹ Суров петрол, кондензат, суровини за рафинериите и рафинирани продукти.

Тъй като страната произвежда нищожни количества суров петрол и кондензат, очевидно е, че вносът се състои предимно от суров петрол и други суровини за рафинериите, а износът – от рафинирани петролни продукти.

Възможности за рафиниране

България разполага с три рафинерии:

- Съоръжението на ИНСА ОЙЛ (ИНСА) в село Белозем в Централна Южна България
- Българската петролна рафинерия, разположена в село Долни Дъбник в Централна Северна България и
- Рафинерията на „Лукойл Нефтохим Бургас“, разположена на брега на Черно море.

Още две рафинерии, които съществуваша преди, вече са окончателно затворени и бракувани (ориентираната към смазочни материали „Плама“, разположена близо до Плевен, с капацитет 1,5 млн. тона годишно, и БИМАС в Русе с капацитет 0,1 млн. тона годишно – най-старата рафинерия, датираща от 1933 г.).

Съоръжението на ИНСА е за хидрорафиниране, при което средни дестилати (а не суров нефт) се обработват с водород и се произвеждат дизелово гориво и газьол. Капацитетът му е около 115 000 тне/г.

Съоръжението на Българската петролна рафинерия е малка инсталация за топинг (атмосферна дестилация), построена през 1994 г. от тогавашното държавно дружество „Проучване и добив на нефт и газ“ АД, което понастоящем е част от групата дружества Химимпорт, контролирана от варненския холдинг ТИМ. Рафинерията преработва суров петрол и кондензат, добити в малките находища,

разположени в близост до нея, и в други части на страната, и произвежда разтворители, бензин и дизелово гориво, както и различни марки мазут. Поради естествения спад на добива от находищата, рафинерията работи под номиналния си капацитет, който така или иначе е само 45 000 тне/г.

Рафинерията на „Лукойл Нефтохим Бургас“ е част от голям и сложен нефтохимически комплекс. Първоначалните съоръжения датират от началото на 60-те години на миналия век. С течение на годините капацитетът е разширяван, за да достигне около 12 млн. тона годишно през 1974 г. След това, когато структурата на търсенето на продукти се измества от мазут към по-леката част на барела, сложността на рафинерията се увеличава значително поради изграждането на нови съоръжения. В началото на 90-те години рафинерията на Нефтохим разполага със следните основни съоръжения:

- атмосферна дестилация – 3 инсталации с капацитет 3 милиона тне/г всяка и 2 инсталации с капацитет 1,5 милиона тне/г всяка;
- сепариране (отделяне) и обработка на газови фракции (етан, пропан, бутан);
- десулфуризация – сярочистка (нискооктанов бензин, керосин, дизелово гориво – 2 инсталации);
- вакуумна дестилация (2 инсталации);
- инсталация за каталитичен крекинг с кипящ слой (FCC);
- инсталация за термичен крекинг (visbreaking²);
- производствена инсталация за МТБЕ³;
- инсталация за сярно-кисело алкилиране⁴;

² Вискозното разбиване („разбиване на вискозитета“) позволява преработката на тежки продукти (напр. мазут) в по-леки (напр. бензин). Остатъчните продукти са мазут и битум.

³ МТБЕ (метил-терц-бутил етер) е добавка към бензина, която повишава октановото число и

позволява производството на бензин с намалено съдържание на олово или безоловен бензин.

⁴ Алкилирането на нискооктанови продукти в рафинерията позволява производството на алкилат, изключително високооктанов компонент на бензина, като по този начин се намалява или премахва необходимостта от използване на

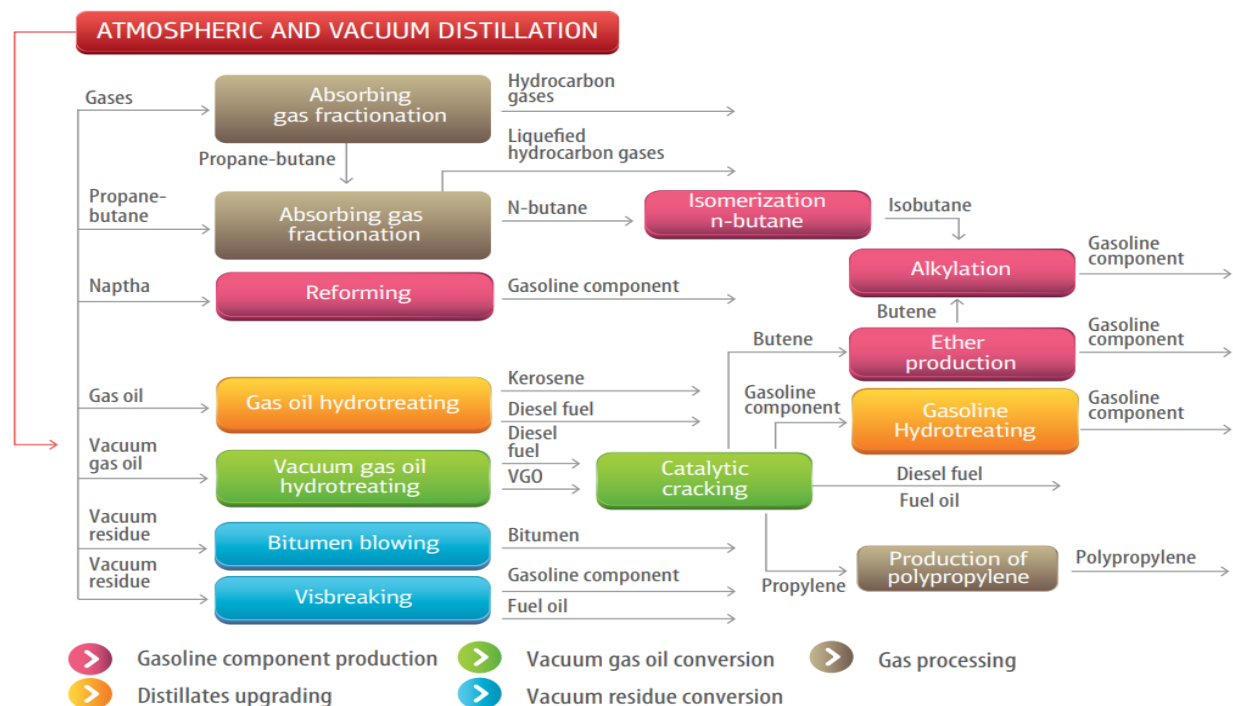
на нефт в Черно море (Новоросийск, Туапсе, Одеса – тогава все още в СССР), Нефтохим преработва нефт, изнасян от Либия (например Sarir), Сирия (Syrian Light), Алжир (Saharan Blend) и няколко други страни.

През 1999 г. „Нефтохим“ е приватизиран. Новият собственик (Лукойл) се сблъсква с необходимостта от по-нататъшно модернизиране на рафинерията, за да може тя да отговори на по-строгите стандарти за качество и околна среда, а именно пълното премахване на оловото от бензина и строгите ограничения за съдържанието на ароматни вещества и сяра в различните рафинирани продукти. Освен това, търсенето непрекъснато се измества към леката част на барела, което също налага модернизация. Първата стъпка, предприета от Лукойл, е спирането на двете по-малки инсталации за атмосферна дестилация, с което капацитетът на

рафинерията е намален до около 9 млн. тона годишно.

През 2006 – 2007 г. са извършени дейности за намаляване на емисиите и е завършено изграждането на инсталация за изомеризация на n-бутан с капацитет 50 000 тне/г. През 2009 г. е пусната в експлоатация нова инсталация за сярно-кисело алкилиране с капацитет 300 000 тне/г и е завършено изграждането на инсталация за хидроочистка на дизелово гориво. През 2010 г. са пуснати в експлоатация инсталация за хидроочистка на дизелово гориво, както и инсталация за хидроочистка на нискооктанов бензин и с кипящ слой катализатор и инсталация за регенерация на сярна киселина. Още през 2009 г. рафинерията отговаря на продуктите стандарти Евро 5⁸. Фигура 2 илюстрира конфигурацията на рафинерията след модернизацията.

Фигура 2: Опростена блок-схема на рафинерията Нефтохим, 2014 г.



Източник: Fact Book 2014, Lukoil. стр. 44.

което го прави средно тежък, по-скоро кисел вид суров петрол. Urals е „еталонен“ сорт суров петрол, т.е. цените на други марки руски суров петрол се определят, като се използват „еталонните“ цени на Urals. На Urals се падат около 80% от руския износ на

петрол, като основният му пазар е Източна и Централна Европа и страните по северното крайбрежие на Средиземно море.

⁸ Вж. *Fact Book 2014, Lukoil. стр. 44.*

След това, до 2015 г., са изградени нови съоръжения, за да се увеличи дълбочината на преработка от 76% на 90% и да се осигури производството на мазут със съдържание на сяра под 1%, като по този начин се изпълнят европейските изисквания. По-специално е изградено модерно съоръжение за дълбока преработка на вакуумни остатъци. Съоръжението включва инсталация за хидрокрекинг на остатъчни продукти с капацитет 2,5 млн. тне/г, както и инсталации за амини, стрипинг на кисели води и водород. Извършени са и други модернизации в цялата рафинерия.

Накратко, **днешната рафинерия на „Лукойл Нефтохим“ се нарежда сред първите 10% от рафинериите в света по отношение на индекса на сложност на Нелсън (NCI)⁹, като стойността на NCI се оценява на 13, а коефициентът на преобразуване на суровия нефт („дълбочина на рафиниране“) е 87.** Това означава, че рафинерията е в състояние да преработва понискокачествени (по-тежки, с по-високо съдържание на сяра) сортове суров петрол, както и други тежки суровини (остатъчни продукти от рафинериите) във високо рафинирани, по-ценни

Рафинерията на „Лукойл Нефтохим Бургас“ е в състояние да преработва ефективно най-разнообразни видове суров нефт, търгувани на международните пазари, както и други суровини, като например остатъчни продукти на рафинериите. Твърденията, че рафинерията може да преработва само руски сортове суров петрол, по-специално Urals, са неверни.

продукти. Това също така означава, че разнообразието от сортове суров петрол и други суровини, които рафинерията може ефективно да преработва, обхваща по-голямата част от сортовете суров петрол, търгувани на международните пазари, и остатъчните продукти, получени в други, по-малко усъвършенствани рафинерии.

Всъщност „Лукойл Нефтохим Бурга“ вече преработва милиони тонове неруски нефт (около 40% от общия годишен капацитет) и в рафинерията няма технически пречки, които да възпрепятстват увеличаването на този дял.

„Лукойл“ не предлага преработвателни услуги („ишлеме“) на други фирми в своята рафинерия „Нефтохим“. Освен това, „Лукойл Нефтохим“ управлява и продуктопровода, който свързва съоръженията с големите градове и продуктови складове (нефтобази) в Южна България, включително София, близкото нефтено пристанище Росенец и около 90% от капацитета за съхранение на нефтопродукти в България. По същество, **достъпът до цялата основна петролна инфраструктура в България е блокиран от „Лукойл“, ситуация, която поражда склонност към злоупотреба с пазарно надмощие.**

Преразглеждането на регулаторната рамка за достъп на трети страни до петролната инфраструктура в България отдавна е закъсняло. Статуквото е на монополно господство, което е склонно да блокира конкуренцията.

⁹ Вж. Caruso, P., Garcia, D., and de Sá, J., “Full Potential Oil Refining in a Challenging Environment,” *Bain & Company*, September 20, 2016. NCI показва способността на рафинерията да произвежда по-леки, по-рафинирани и ценни продукти от един барел петрол. Индексът измерва сложността и разходите за всеки основен вид оборудване на рафинерията. При

формирането на индекса дестилационната колона получава стойност 1, а на останалите съоръжения се приписва стойност въз основа на преобразуването и разходите спрямо дестилационната колона. Колкото по-голям е индексът на Нелсън на дадена рафинерия, толкова по-сложна е тя.

Сортове суров нефт, налични в Черно море и Средиземно море

В Таблица 2 са изброени някои сортове неруски суров петрол, които се предлагат от пристанищата в Черно море и Средиземно море. Посочени са само сортове, подобни или по-леки и с по-ниско съдържание на сяра от Urals.

Сортовете нефт, изброени в Таблица 2, далеч не представят изчерпателно неруските видове нефт, които се предлагат в Черно и Средиземно море.

И все пак, само тези количества възлизат на повече от 4 млн. барела на ден (bpd), което се равнява на около 200 млн. тона годишно. Това е около 30 пъти повече от годишната производителност на „Лукойл Нефтохим“ през последните години, т.е. **по-малко от 3% от потоците суров петрол, показани в Таблица 2, биха били достатъчни, за да работи рафинерията „Нефтохим“ в „обичайния си бизнес режим“ без никакъв руски петрол.** И дори не са разгледани други възможни доставчици, като тези от Персийския залив (Кувейт, Ирак, Саудитска Арабия, ОАЕ и др.) или по западното крайбрежие на Африка.

Таблица 2: Избрани сортове суров нефт от Черно море и Средиземно море

| | Сорт | Градуса API | Сяра, % тегл. | Държава | Пристанище | Производителност, '000 барела дневно |
|-------------------|---------------|-------------|---------------|-------------|-----------------------|--------------------------------------|
| Черно море | СРС | 46.6 | 0.55 | Казахстан | Ozereevka | 1200 |
| | Азерска лека | 34.9 | 0.55 | Азербайджан | Supsa | 145 |
| Средиземно-морски | Смес - Сахара | 46.0 | 0.1 | Алжир | Arzew, Bejaja, Skikda | 1250 |
| | Сарир | 38.0 | 0.83 | Либия | Marsa el-Hariga | 120 |
| | Суецка смес | 30.4 | 1.65 | Египет | Ras Shukheir | 300 (est.) |
| | ВТС | 36.6 | 0.16 | Азербайджан | Ceyhan | 1000 |

Логистика на танкерния транспорт и анализ на разходите

Възможността за преработка на определени сортове неруски суров петрол, разбира се, не е достатъчна сама по себе си, за отказ от използването на руски петрол: трябва да има и възможен начин за закупуване, транспортиране и доставка на неруски суров петрол до рафинерията. В този контекст основните факти, които трябва да се вземат предвид, са следните:

- Пристанище Росенец може да обработва танкери, които не надвишават определени

размери (обща дължина, максимално газене и др.), които ограничават размера на товара до около 70 000 тона. Ставките за навлото за такива танкери се котират като "Long Range 1" (LR1) по скалата за оценка на средните навлови ставки (AFRA), използвана в танкерното корабоплаване.

- По съвременните стандарти, тези танкери са сравнително малки и могат да бъдат зареждани на почти всички терминали за износ на петрол в Черно и Средиземно море. Те могат да преминават и през Босфора, където максималният размер на танкерите е около 120 000 тона.

- Ако „Нефтохим Бургас“ използва само руския Urals, ще са необходими около 100 двупосочни курса на танкер LR1 от/до Новоросийск/Туапсе, за да се доставят 7 милиона тона годишно – типичната производителност на рафинерията през последните години.
 - Обичайното време за отиване и връщане на танкер от Росенец до Новоросийск или Туапсе – двете основни руски пристанища в Черно море, от които се доставя Urals за рафинерията – е 10-12 дни, включително 48-72 часа престой във всяко от пристанищата (общо 4-6 дни) и около 3 дни плаване в едната посока (общо около 6 дни отиване и връщане). Разстоянието между Росенец и Новоросийск е около 480 морски мили.
 - Разстоянията от различните терминали за товарене на нефт в Черно и Средиземно море до Росенец са приблизително следните (в морски мили):
 - Джейхан (Турция, ВТС): 1000
 - Марса ел-Харига (Либия): 1000
 - Суец (Египет): 1000
 - Арзев (Алжир): 1500
 - Озереевка (СРС – казахстански нефт през Русия): 500
 - Супса (азербайджански нефт през Грузия): 620
- Като се има предвид гореизложеното, лесно може да се заключи, че преминаването към доставки от СРС (Казахстан) и/или азербайджански нефт (Супса) в рамките на Черно море няма да промени транспортните разходи, докато преминаването към средиземноморски суров нефт ще увеличи транспортните разходи два до три пъти на база единица (барел или тон).
- Може също така лесно да се прецени с колко ще се увеличат разходите за единица нефт, доставян на „Нефтохим“, при най-лошия сценарий (преминаване на 100% към най-далечния доставчик, а именно Алжир). Например, в края на март 2022 г. дневните тарифи на танкерите AFRA LR1 са около USD 25 000 на ден¹⁰. Следователно за двупосочно пътуване до Новоросийск ще се плащат около USD 300 000, а за двупосочно пътуване до Арзев – три пъти повече, т.е. разлика от USD 600 000. Въпреки че това може да звучи като много, увеличението на барел ще възлиза само на около един долар (танкер LR1 превозва около 500 000 барела петрол), т.е. надценка от около 1% спрямо настоящата цена на суровия петрол. Това означава, че промяна в цената на петрола само с 1% нагоре или надолу ще надхвърли промяната в доставната цена на петрола за Росенец.

Опасенията относно увеличените разходи за транспортиране на суров нефт до „Лукойл Нефтохим Бургас“ при преминаване към неруски нефт са без значение, когато преминаването е към нефт в рамките на Черно море, и в най-лошия случай са незначителни при преминаване към нефт с произход от други източници.

¹⁰ Вж. например: Miller, G., “Why Russia-Ukraine war has not ignited crude tanker rates (yet),” *American Shipper*, March 23, 2022.

Основни изводи

- Няма технически, логистични или икономически пречки за преминаване към преработка на неруски суров петрол в „Лукойл Нефтохим Бургас“, единствената рафинерия, която има някакво значение в България.
- В настоящия дебат на европейско равнище относно евентуалното въвеждане на забрана за внос на руски петрол в Европейския съюз, позицията на България на страната на централноевропейските държави без излаз на море е ирационална. Унгария, Словакия и Чехия или нямат физическа възможност да получат алтернативни доставки на суров петрол (Унгария и Словакия), или (в случая на Чехия) нямат пълния капацитет да направят това през 2022 г. От друга страна, България може да си набави цялото необходимо количество петрол от много алтернативни източници още през 2022 г.
- Пазарите на нефт и рафинирани продукти в България са монополни, както по отношение на стоките, така и по отношение на услугите. Не е направен дори опит за решаване на проблема, а през годините рискът от големи сътресения само нараства. Този риск никога няма да бъде преодолян, ако не се диверсифицират доставките на суров петрол и не се прилагат стриктно правилата за отворен достъп до инфраструктурата, особено до складирането на рафинирани продукти и пристанищните услуги, за всички страни, участващи в търговията с рафинирани продукти.
- „Лукойл Нефтохим Бургас“ е част от международна вертикално интегрирана петролна компания, която не предоставя достъп до услуги за нефтопреработка („ишлеме“) и до единственото петролно пристанище в България на лица извън „Лукойл“. Същото се отнася и за транспортирането на петролни продукти по тръбопроводи в рамките на България. Всъщност Лукойл контролира около 90% от тези пазари в България – дял, който надхвърля пазарната доминация на Standard Oil на Рокфелер преди приемането на антимонополното законодателство в САЩ (Закон на Шърман) през 1890 г.
- Диверсификацията на доставките на суров петрол от Русия ще бъде само началото на една дълга и трудна битка за България по пътя към нейната енергийна сигурност и независимост. Предприемането на грешна политическа стъпка на европейско ниво на разклона на пътя към тази сигурност и независимост едва ли е правилният избор.