

К ВОПРОСУ О ДИВЕРСИФИКАЦИИ ЭНЕРГОПОСТАВОК И РЕГУЛИРОВАНИИ РАЗВИТИЯ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА УКРАИНЫ

В региональной энергетической политике Украина играет решающую роль как крупнейший импортер энергоносителей и как основной канал их транзита из России в Европу. Для российского газа Украина является основным маршрутом экспорта на европейские рынки, а газотранспортная система, по которой российская нефть идет на экспорт через черноморские порты, пересекает всю территорию Украины.

К настоящему времени украинский рынок перешел в состояние опасной зависимости от импорта энергоресурсов: уровень энергозависимости нашей страны составляет 55%, а доля добываемой в Украине нефти в общем объеме её переработки занимает всего 15%.

На протяжении всех лет независимости диверсификация источников обеспечения энергоресурсами является стратегически важным вопросом для нашей страны. Комплексное решение этой проблемы было предусмотрено соответствующим Указом Президента Украины ещё в 1998 г. В разгар топливного кризиса 26 мая 2004 г. Кабинет Министров поддержал законопроект, вносящий изменения в Закон «О трубопроводном транспорте» (его регистрация состоялась в Верховной Раде 3 июня 2004 г. № 5604). Главным заданием этого законопроекта, как говорится в пояснительной записке, «является закрепление на законодательном уровне принципа диверсификации источников поставки сырой нефти, создания условий для наращивания транзитного потенциала и уменьшения энергетичес-

кой зависимости Украины от стран – экспортеров традиционных энергоносителей путем диверсификации источников и направлений поставок энергоносителей».

Процессы формирования нефтегазового комплекса Украины и регулирования его развития на государственном уровне широко освещались в научных работах таких украинских ученых-экономистов, как С.М. Бевз [1], В.Г. Бурлака [2; 3], Г.Г. Бурлака [4], А.С. Гальчинский [5], В.М. Геец [5], Н.С. Герасимчук [4], С.И. Дорогунцов [7], Г.Г. Матусевич [6], Б.З. Пириашвили [7] и других специалистов в этой области. Однако в сложившихся условиях пути решения проблем нефтегазового комплекса Украины, а также диверсификация поставок энергоресурсов требуют дальнейшего изучения, что и обуславливает актуальность данной статьи.

Целью статьи является определение основных направлений поставок энергоресурсов в Украину, а также разработка системы мероприятий по стабилизации работы производств нефтегазового комплекса в краткосрочной и долгосрочной перспективе.

На сегодняшний день положение в нефтеперерабатывающей промышленности Украины можно охарактеризовать как почти критическое. Основной особенностью является ее технологическая отсталость, препятствующая повышению конкурентоспособности продукции. Все действующие украинские НПЗ были построены ещё в годы советской власти и работают по так называемой простой

схеме, включающей первичную переработку и риформинг. При такой схеме работы заводу безразлично, какую нефть использовать – менее качественную и более «загрязненную» российскую или высококачественную низкосернистую казахстанскую, азербайджанскую и иракскую, которая стоит дороже российской минимум на 5-8%.

В первую очередь это касается процессов, связанных с углублением переработки нефти. Сегодня глубина переработки на Херсонском, Одесском и Дрогобычском НПЗ составляет 46-60%. Только на Лисичанском и Кременчугском НПЗ, которые условно можно назвать заводами с классической схемой, глубина переработки приближается к 70%. Но даже этот показатель низок по сравнению с аналогичными показателями предприятий западных стран, где глубина переработки превышает 90%. Там процесс замены НПЗ, работающих по простым схемам, предприятиями, реализующими классическую и глубокую схемы переработки, начался ещё в период топливных кризисов 70-80-х годов XX ст.

Инвестиционная пауза, продолжавшаяся в Украине до начала XXI в., «заморозила» технологический уровень НПЗ. И только приход на предприятия реальных собственников сдвинул процесс модернизации производства с мертвой точки. Однако низкий уровень рентабельности нефтепереработки в Украине, обусловленный в первую очередь жестким государственным регулированием и контролем за розничными и оптовыми топливными ценами, не стимулирует собственников НПЗ к осуществлению быстрых и масштабных реконструкций заводов.

Кроме того, трудности обусловлены сокращением оборотных средств нефтеперерабатывающих предприятий ввиду налоговых нововведений и невозможностью государством экспортного НДС;

интенсивным ростом цен на нефтяное сырье (хотя в связи с международным финансовым кризисом они снизились в мире на 26,5%); проблемами с реализацией (сначала обусловленными профитностью рынка, а затем – введением льгот для импортеров готовых нефтепродуктов), а также с поставками нефтяного сырья.

В настоящее время ни у кого не вызывает сомнения монозависимость украинской нефтеперерабатывающей промышленности от российской нефти. Если в 2000 г. 30,2% сырья на отечественные НПЗ поставляли украинские нефтедобытчики, 23,3% – казахстанские и 46,5% – российские, то в последующие годы это соотношение стало соответственно составлять: в 2001 г. – 16; 24,4 и 59,6%; в 2002 г. – 11,3; 10,9 и 77,8; в 2003 г. – 8,8; 4,6 и 86,6; в 2004 г. – 9,6; 3,3 и 87,1; в 2005 г. – 9,8; 3,9 и 86,3%. При такой динамике поставок готовой продукции извне, одновременно со снижением объемов переработки отечественными нефтяными компаниями, ситуация чревата монополией импорта, что очень опасно для энергетической независимости Украины.

Такая монозависимость, помноженная на то, что около 60% украинских перерабатывающих мощностей контролируют российские же нефтяные компании, и является главным фактором риска на топливном рынке Украины. Сегодня экономика Украины требует безотлагательного решения вопросов по созданию альтернативных путей транспортирования в Украину казахстанской, азербайджанской и иракской нефти.

По данным американских экспертов, оптимальный уровень диверсификации импорта нефти, то есть максимальный объем поставки из одного источника, не должен превышать 30%. В Украине этот показатель значительно выше: в 2006 г. он составлял 85,13%, в том числе по Надворнянскому НПЗ – 14,5%, Дрого-

бычскому – 80,8, Кременчугскому – 90, Лисичанскому – 99,28, Херсонскому – 100, Одесскому НПЗ – 100% [8, 30].

Реальным инструментом декларируемой диверсификации должен стать нефтепровод Одесса – Броды, построенный в 2001 г., и продолжение его строительства до Плоцка и Гданьска с целью перекачки 9-14,5 млн. т нефти в год, а также морской нефтетерминал (МНТ) «Южный» в районе Одессы мощностью 18 млн. т нефти в год, как завершение строительства ЕАНТК в европейской части.

Евросоюз в опубликованной энергетической стратегии, так называемой «Зеленой книге», четко записал, что Одесса – Броды – один из приоритетов Европы, так как он будет оказывать содействие созданию ЕАНТК на базе этого нефтепровода. Это и должно стать настоящей интеграцией, которая будет содействовать приближению нашего государства к современным европейским стандартам.

Потенциальными потребителями нефтепровода Одесса – Броды являются 15 НПЗ в Украине, Словакии, Чехии, Польше, а в перспективе – в Германии, Австрии и других странах, заинтересованных именно в «легкой» каспийской нефти. Сейчас эти заводы работают на высокосернистой «тяжелой» российской нефти и находятся перед выбором: или инвестировать деньги в технологию, позволяющую избавиться от серы, или включить в переработку «легкую» малосернистую каспийскую нефть.

Однако на сегодняшний день на межправительственном уровне до сих пор не подписаны рамочные соглашения и контракты на транспортировку каспийской нефти по нефтепроводу Одесса – Броды в аверсном режиме. Поэтому как альтернативу использования МНТ «Юж-

ный» с июля 2004 г. внедрено реверсное транспортирование нефти в направлении Броды – Одесса (в 2005 г. в реверсном режиме прокачали 5,8 млн. т нефти, а в 2006 г. – 1,8 млн.т). В связи с этим Турция обратилась к Украине с просьбой отказаться от реверсного варианта, так как это резко увеличит количество танкеров в проливе Босфор и создаст небезопасную экологическую ситуацию.

Участие Казахстана могло бы сделать более реальным использование нефтепровода Одесса – Броды в аверсном режиме и продолжить его строительство до Плоцка/Гданьска (на достройку необходимо 0,5-1 млрд. дол.), который не достраивается из-за отсутствия гарантированных объемов транспортировки каспийской нефти.

Однако Казахстан официально заявил о желании присоединиться к строительству нефтепровода Бургас – Александрополис вместе с Россией, Грецией и Болгарией, целью которого является вывод каспийской нефти из Черного моря через Новороссийск в Средиземное море, минуя узкие перегруженные черноморские проливы Босфор и Дарданеллы. Кроме этого, Казахстан подтвердил договор с РФ об увеличении поставок по нефтепроводу Тенгиз – Новороссийск с 32 до 67 млн. т в год. В этом случае заполнение нефтепровода Бургас – Александрополис станет реальным, в отличие от нефтепровода Одесса – Броды.

Преградой на пути каспийской нефти в Украину служат и интересы казахстанских и азербайджанских нефтедобытчиков и нефтетранспортников. Азербайджанская нефть более чем обеспечена транспортными маршрутами (см. таблицу). Мощности введенного в 2005 г. в эксплуатацию нефтепровода Баку – Тбилиси – Джейхан позволяют

прокачивать в три раза больше нефти, чем добывается в стране (15,6 млн. т).

Таблица. Пропускная способность экспортных маршрутов нефти, млн. т в год

Пропускная способность казахстанской нефти		Пропускная способность азербайджанской нефти	
Маршрут	Мощность	Маршрут	Мощность
Каспийский трубопроводный консорциум (КТК)	28,2	Баку – Тбилиси – Джейхан	50,0
Актау – Баку	30,0	Баку – Новороссийск	6,0
Атырау – Самара	15,0	Баку – Супса	6,0
Кинкиак – Орск	7,0		
Махачкала – Новороссийск	3,5		
Всего	53,7	Всего	62,0

Кроме того, почти вся добываемая в Азербайджане нефть принадлежит транснациональным нефтяным компаниям и уже включена в долговременные планы переработки на их же НПЗ во Франции, Италии, Испании.

Иракская нефть – самая дорогая из рассматриваемых. Она оптимальна для НПЗ с глубокой переработкой (выход светлых продуктов – 90% и более), а значит, на неё есть множество претендентов из числа платежеспособных потребителей в Европе и США. Транспортировать её в Украину сегодня более чем затруднительно: из Джейхана её танкерами придется доставлять в Одессу, огибая полуостров Малая Азия и протискиваясь через Дарданеллы и Босфор в противоположном основному транспортному потоку направлении. Избежать этого можно, если будет реализован давний проект по строительству нефтепровода Джейхан – Самсун.

Однако в начале 2008 г., впервые в истории Украины, Кременчугским НПЗ было законтрактовано 80 тыс. т легкой иракской нефти. Таким образом, можно сказать, что начало диверсификации поставок нефти в Украину положено.

К энергетической составляющей относятся и поставки природного газа.

Согласно различным источникам, Украина занимает 5-7 место в мире по потреблению газа, при этом закупая 71% общего объема его потребления. На украинскую газотранспортную систему приходится около 90% общего объема поставок российского газа в страны Центральной и Западной Европы, что за счет оплаты транзита (1,7 дол. за 1 тыс. м³ за 1000 км) бартером ежегодно обеспечивало 30% потребностей Украины в «голубом» топливе [9]. Однако в марте 2005 г. российская компания «Газпром» постановила, что расчет за газ должен осуществляться только в денежном эквиваленте. С этого момента цена за поставляемый в Украину газ повысилась вначале с 50 дол. за 1 тыс. м³ до 95, затем до 130, а впоследствии до 179,5 дол. за 1 тыс. м³ с дальнейшим её повышением.

До 2006 г. другой стратегический партнер – Туркменистан – напрямую поставлял природный газ в Украину. Но уже в конце 2005 г. Туркмения, под давлением российского «Газпрома», отказалась перезаключать соглашение и с 2007 г. весь туркменский газ Украина закупает у «Газпрома» и «РосУкрЭнерго». Отсутствие прямых контактов с Туркменией обходится Украине в 1,2 млрд. дол. в год. Основную конкуренцию нашей стране в её желании

покупать природный газ у Туркмении напрямую составляют: Россия и через неё возможные новые газопроводы в Европу; Иран, Индия и Пакистан (так называемый Трансафганский газопровод); Китай, который планирует не только построить газопровод, но и взять на себя часть расходов по добыче газа, а также Евросоюз, который взял четкий курс на минимизацию зависимости от России как монопольного поставщика природного газа.

Механизмом налаживания Украиной прямых газовых контактов с Туркменистаном может быть сближение в различных «неуглеродных» экономических проектах: сотрудничество в сельском хозяйстве, строительстве (Украина принимает участие в строительстве железнодорожного моста через Амударью, стоимость проекта – 125 млн. дол.), а также военно-технической кооперации. В рамках такой кооперации реализуются контракты, предусматривающие модернизацию системы ПВО, включающую капитальный ремонт туркменских истребителей МиГ-29 и поставки станций радиотехнической разведки «Кольчуга-М»; обеспечение Туркменистана новыми средствами радиолокации, высокоточными средствами поражения, авиацией специального назначения; поставки патрульных катеров и грузовиков производства «АвтоКрАЗ».

Помимо Туркмении, на которую приходится 70% поставок газа, поставщиками в Украину также являются Казахстан и Узбекистан (примерно в одинаковых объемах). Учитывая эти незначительные объемы, можно предположить, что его удорожание существенно не повлияет на общую стоимость газа для Украины.

Перспективным для нашей страны является прогноз относительно собственных запасов газа – около 5 трлн. м³. Из них разведано 1,2 трлн. м³, из которых в разработке государственными компаниями находится 70%.

Дальнейшее развитие нефтегазовой отрасли также связано с изучением и разработками:

Прикерченского нефтегазозапасного участка, запасы которого оцениваются приблизительно в 290 млрд. м³ газа и 136 млн. т нефти. Инвестиции в проект составят 2 млрд. дол. от компании «Vanco International» (Швейцария);

Днепроовско-Донецкого нефтегазового бассейна. Инвестиции в проект составят 100 млн. дол. от компании «Marathon Oil Company» (США);

Шебелинского и Западношебелинского месторождений газа (прогнозные ресурсы – свыше 400 млрд. м³). Инвестиции – 100 млн. дол. от британско-голландской компании «Shell»;

структуры Гордиевича на шельфе Черного моря западной части Крыма (прогнозируемый запас – 100 млрд. м³ газа). Инвестиции – 30 млн. дол. от компании «СВМ Oil» (Британия);

Одесского и Безымянного месторождения газа (предполагаемая добыча – 20 млрд. м³ газа). Инвестиции – 1,15 млрд. дол. от «Черноморнефтегазпром» и «УкрГазЭнерго».

Выводы. Несмотря на экономическую и политическую нестабильность в стране, несовершенное законодательство, бюрократические препятствия, инвесторы считают украинский нефтегазовый комплекс очень перспективным.

Для стабилизации и улучшения работы нефтеперерабатывающего

производства Украины в *краткосрочной перспективе* нами предлагается:

применить нулевую ставку НДС при таможенном оформлении оборудования для модернизации НПЗ. Стимулирование модернизации подобным образом осуществляется во всех странах, а для Украины предлагаемый механизм особенно актуален, поскольку основное, если не все, оборудование будет поступать из-за границы;

отменить нулевую ставку импортной пошлины на ввоз готовых нефтепродуктов в Украину, поскольку зависимость страны от импорта нефтепродуктов приближается к критической. Применение нулевой ставки вообще не является естественным для страны с мощной нефтеперерабатывающей инфраструктурой и большим промышленным потенциалом;

освободить от налогообложения операции по передаче основных фондов в качестве взноса в уставные фонды НПЗ для их реконструкции в обмен на эмитированные ими корпоративные права, в том числе при ввозе основных фондов на таможенную территорию Украины;

вести ускоренную амортизацию всех групп основных фондов для предприятий нефтеперерабатывающей отрасли;

вести дифференциацию ставок акцизного сбора на светлые нефтепродукты в зависимости от соответствия европейским стандартам качества;

создать полноценный резерв нефтепродуктов (до 1 млн.т) с возможной интервенцией на рынок в период пикового спроса.

Мероприятиями *долгосрочного характера* должны быть:

во-первых, преодоление технологической отсталости отечественными НПЗ. Доля высокооктановых бензинов в общем объеме производства бензинов составляет около 55% (АИ-98 – 0,5%, АИ-95 – 31,5%, АИ-92 – 23%), низкооктанового А-76 – 26%, А-80 – 19%, тогда как в ЕС доля высокооктановых бензинов в общем объеме производства бензинов – около 93% [10];

во-вторых, «налоговые каникулы» для тех НПЗ, которые проводят серьезную модернизацию, позволяющую повысить качество топлива до европейских экологических норм и наладить его экспорт в Европу;

в-третьих, снижение производственных издержек украинских НПЗ и увеличение их загруженности (потенциал украинских НПЗ используется всего на 40%, тогда как в ЕС – около 90%, в США – 93%);

в-четвертых, последовательные консультации на уровне различных неправительственных экспертных групп при принятии государственных решений и программ, способных резко менять условия работы на рынке;

в-пятых, создание крупного подконтрольного государству игрока на этом рынке в лице вертикально интегрированной нефтяной компании (ВИНК). Однако без альтернативной нефти ВИНК невозможна, т.к. украинской нефти мало для формирования сырьевого баланса равноправного государственного игрока на топливном рынке.

Перспективными направлениями выхода из создавшейся ситуации с газопоставками являются: либерализация внутреннего рынка газа, создание в нем полноценной конкурентной среды, постепенная адаптация украинской экономики к долгосрочным контрактам

по формуле цены, стимулирование внедрения энергосберегающих технологий и снижение энергозависимости с 0,89 кг у. т на 1 дол. до 0,41 кг у. т к 2030 г., усиление прозрачности внутреннего газового рынка, снижение использования газа в коммунально-бытовом секторе (особенно в отоплении).

Литература

1. Забезпечення енергетичної безпеки України: моногр. / С.М. Бевз, Д.В. Волошин, О.І. Закревський та ін.; Рада нац. безпеки і оборони України. Нац. ін-т проблем міжнар. безпеки. – К., 2003. – 263 с.

2. Бурлака В.Г. Інвестиційні проблеми нафтопереробки України / Ін-т біоорганічної хімії та нафтохімії НАН України / Під ред. М.С. Герасимчука. – К.: Ін-т економіки НАН України, 1999. – 175 с.

3. Трансформація ринков нафти і газу: моногр. / В.Г. Бурлака, Р.В. Шерстюк / Нац. акад. управління. – К., 2005. – 317 с.

4. Бурлака Г.Г., Зинкевич В.О. Ринки нафти і нафтопродуктів на рубежі ХХІ в. / Ін-т біоорганічної хімії і нафтехімії НАН України / Під ред. Н.С. Герасимчука. – К., 2004. – 296 с.

5. Стратегія економічного і соціального розвитку України (2004-2015 роки) “Шляхом європейської інтеграції” / А.С. Гальчинський, В.М. Геєць та ін.; Нац. ін-т стратег. досліджень, Ін-т економ. прогнозування НАН України, Мін-во економіки та з питань європ. інтеграції України. – К.: ІВЦ Держкомстату України, 2004.

6. Матусевич Г.Г., Степанов А.В., Николаенко В.Н. Проблемы нефтеперерабатывающей промышленности Украины и пути их решения // Экотехнологии и ресурсосбережение. – 2005. – №2. – С. 3-8.

7. Перспективний паливно-енергетичний баланс – основа формування Енергетичної стратегії України до 2020 р. / Б.З. Піріашвілі, Б.П. Чиркін, І.К. Чукаєва / За ред. С.І. Дорогунцова. – К.: Наук. думка, 2002. – 239 с.

8. Бурлака В. Механізм підвищення конкурентоспособності нефтепереработки в Украине // Экономика Украины. – 2006. – № 8. – С. 30-40.

9. Шаров И. Энергетический кризис // Голос Украины. – 2005. – № 163. – С. 5.

10. Бурлака Г. Евростандарты и проблемы нефтепереработки в Украине // Зеркало недели. – 2007. – № 45. – С. 10.