

*Ю.В. Михалицына*

*С.А. Зелинская*

## **К ВОПРОСУ О ТРАНСПОРТИРОВКЕ КАСПИЙСКОЙ НЕФТИ**

Проблемам освоения ресурсов углеводородов Каспийского моря в последнее время уделяется значительное внимание. Каспийская тематика не сходит со страниц прессы, как общеделовой, так и специальной нефтегазовой - особенно нацеленной на инвестиционно-нефтяную ее часть аудитории. На Западе специализированная нефтяная пресса (Oil & Gas Journal, World Oil, Petroleum Economist, International Petroleum Encyclopedia и др.) стала уделять пристальное внимание этому региону намного раньше, чем российская печать. Однако у абсолютного большинства всех указанных публикаций есть одна особенность – они отслеживают либо в основном событийную канву освоения каспийских углеводородов, либо анализируют отдельные проекты их освоения и транспортировки.

Регулярно проходят международные конференции, посвященные различным аспектам освоения каспийской нефти. Организаторами этих конференций выступают обычно:

- отдельные государства бассейна Каспийского моря (чаще других – Азербайджан, Казахстан и Турция), стремящиеся тем самым привлечь интерес потенциальных инвесторов к освоению своих нефтегазовых ресурсов и предложить свою территорию в качестве транзитной для каспийских углеводородов,
- международные (чаще – консалтинговые, исследовательские) фирмы в стремлении расширить число своих потенциальных клиентов,

- фирмы, специализирующиеся на проведении конференций, рассматривающие такие конференции как коммерческий проект и поэтому стремящиеся заработать на существующем сегодня среди деловых кругов интересе к каспийской проблематике.

Чаще всего эти конференции проводятся по единому сценарию: сначала высокопоставленные политические деятели прикаспийских государств оценивают перспективы экономического развития своих стран, показывая, как освоение ресурсов каспийской нефти поможет обеспечить их интенсивный экономический рост, рост благополучия и экономического процветания населения этих государств, обеспечивая высокий уровень возврата на иностранные инвестиции в каспийские нефтегазовые проекты. Затем начинается обсуждение отдельных проектов по разведке и добыче (прогресс в их подготовке и реализации), плюсов и минусов отдельных транспортных маршрутов. Иными словами, представители отдельных компаний и многочисленные эксперты, как правило, ведут обсуждение микроэкономических проблем освоения каспийских углеводородов.

Однако существуют и отдельные исключения. Так, наибольшую известность приобрели ставшие регулярными - раз в полгода «Каспийские» конференции известной американской консалтинговой фирмы CERA (Cambridge Energy Research Associates): май 1998 г. Стамбул (Турция)<sup>1</sup>, 1997 г. Вашингтон (США)<sup>2</sup>. На этих конференциях предпринималась попытка комплексного анализа проблем освоения ресурсов нефти и газа каспийского региона, включая макроэкономические аспекты. Отдельные аспекты освоения каспийских углеводородов исследуются в многочисленных публикациях CERA<sup>3</sup>, в том числе в виде обобщающих материалов.

За рубежом появились несколько обстоятельных аналитических обзоров проблем и перспектив освоения каспийских углеводородов.

Например: (список не является исчерпывающим):

- серия докладов Шейлы Хеслин, одного из основных американских «каспиеведов», в прошлом – директора по России, Украине и Евразии Совета по Национальной Безопасности США<sup>4</sup>;
- опубликованный в Интернете в октябре 1997 г. доклад Энергетического информационного управления (ЭИУ) США<sup>5</sup>;
- опубликованный в апреле 1998 г. и завершающий серию из 15-ти промежуточных публикаций международной команды авторов сводный доклад Центра государственной политики им. Джеймса А. Бэйкера Университета Райса (США)<sup>6</sup>;
- ряд работ Лондонского Королевского института международных отношений под руководством нынешнего руководителя энергетической и экологической программы исследований КИМА, а в недавнем прошлом – вице-президента компании «Бритиш Петролеум»<sup>7</sup> по стратегическому развитию, одного из лучших прикладных экономистов-энергетиков в мире Джона В. Митчелла<sup>8</sup>;
- ряд работ Немецкого Института Экономических Исследований<sup>9</sup> и др.

Все они в большей или меньшей степени концентрируются либо на правовых аспектах освоения Каспия, либо на анализе тенденций развития мирового энергетического баланса, в том числе на анализе реорганизации энергетического хозяйства на после советском пространстве, либо на путях транспортировки каспийских углеводородов. И, как правило, все они характеризуются геополитическим уклоном в исследовании каспийских проблем.

Так, доклад ЭИУ США в качестве основных проблем в регионе отмечает: 1) правовые вопросы - относительно прав собственности и прав

на разведку и добычу в Каспийском море, 2) региональную нестабильность, 3) направления развития экспортных трубопроводов, 4) проблемы связанные с осуществлением экспортных поставок через Босфор и акваторию Черного моря, и 5) проблему иранских санкций и роль Ирана. Наиболее фундаментальным экономическим исследованием энергетических проблем Каспийского региона является опубликованный в июне 1998 г. доклад Международного энергетического агентства (МЭА)<sup>10</sup>.

Однако до сих пор не была опубликована и не была представлена ни на одной из конференций, даже в наиболее обстоятельной из увидевших свет работ – указанном исследовании МЭА, сводная экономическая оценка перспектив освоения каспийских углеводородов, которая охватывала бы в комплексе следующие ключевые вопросы:

- оценка ресурсного потенциала каспийских углеводородов,
- оценка производственных возможностей по добыче нефти и газа на Каспии,
- спрос на инвестиции при освоении каспийских углеводородов и возможности его удовлетворения,
- перспективы спроса на каспийские нефть и газ на основных рынках,
- оценка издержек добычи и транспортировки каспийских углеводородов при их поставках на основные рынки сбыта,
- конкурентные позиции нефти и газа Каспия на основных рынках по сравнению с другими источниками поставок.

Насколько известно авторам, ни МИД, ни Минтопэнерго, которые в первую очередь должны были бы быть заинтересованы в проведении такого анализа, аналогичных исследований не проводили. Отдельные экономические расчеты выполнены компаниями «Сургутнефтегаз» и

«Транснефть», но результаты до сих пор не были опубликованы. К тому же, у авторов есть все основания предполагать, что сегодня российские компании, поставленные в непростые условия борьбы за выживание в рамках фискально-ориентированной, рестриктивной, то есть запретительной для инвестиций, налоговой политикой государства, отсутствия правовой стабильности, непрекращающейся борьбы политических элит за власть, вынуждены в своем развитии руководствоваться, в первую очередь, исключительно тактическими задачами, ориентироваться на кратко- и среднесрочные перспективы развития рынка и искать ниши для отдельных своих проектов, работая на опережение конкурентов. В этих условиях сводная экономическая оценка перспектив освоения каспийских углеводородов становится для компаний избыточной, чересчур академичной. В тоже время, такая оценка безусловно необходима.

Во-первых, сводная экономическая оценка перспектив освоения каспийских углеводородов нужна для того, чтобы определить конкурентоспособность будущих поставок российских углеводородов на различные рынки как вне, так и внутри России, а значит – чтобы определить место Каспия, как зоны возможного соперничества, так и возможного сотрудничества российских и зарубежных (в первую очередь – из прикаспийских государств СНГ) нефтяников и газовиков.

Во-вторых, имея такого рода сводные данные, России было бы легче вести аргументированную полемику о сравнительных преимуществах различных сценариев освоения ресурсов углеводородов Каспийского региона и выбора путей их доставки на основные рынки, в первую очередь в дискуссиях на межгосударственном уровне. Более того, это позволило бы нашей стране проводить в регионе последовательную, системную политику, направленную на защиту государственных интересов, интересов российских компаний, основанную на балансе

интересов государств и предпринимательских кругов Каспийского региона, в том числе – на балансе интересов российского государства и российских предпринимательских кругов. В этой связи попытка проследить объективные экономические предпосылки эволюции государственной нефтяной политики России в регионе представляет самостоятельный интерес.

Специалисты, занимающиеся этим вопросом предполагают, что политика США в регионе опирается на сводные экономические оценки. Однако в ходе переговоров специалистов с высокопоставленными представителями американских правительственных и деловых кругов появились серьезные основания сомневаться в том, что в основе американской внешней политики в регионе лежат вышеуказанные системные экономические расчеты. Причина проста - ни американское правительство, ни американские компании таких комплексных расчетов просто пока не проводили. По крайней мере, насколько известно, ни на каких-либо межгосударственных переговорах с участием США, ни на деловых встречах с участием американских компаний и правительственных кругов, результаты такого рода расчетов не фигурировали. Если это так, то можно сделать следующие два вывода:

- если такого рода исследования не проводились – их проведение является тем более актуальным;
- если такого рода исследования проводились, но их результаты не были обнародованы, то имеются все основания предполагать, что их результаты не вполне вписываются в аргументацию политической линии США в регионе. Тогда тем более необходимо проведение такого рода самостоятельных исследований в целях аргументированной защиты интересов России в регионе.

Известные авторам комплексные американские исследования энергетических проблем Каспия не дают макроэкономических оценок

различных сценариев освоения ресурсов нефти и газа Каспийского моря. Это относится и к уже упомянутым работам Шейлы Хеслин<sup>11</sup>, и к исследованиям Института государственной политики им. Дж.А. Бэйкера Университета Райса<sup>12</sup>. При этом работы Ш. Хеслин носят достаточно явно выраженный про-американский характер, нацеленный на полное устранение России из региона<sup>13</sup>. Исследование ИГП Университета Райса является существенно более взвешенным. Более того, некоторые содержащиеся в нем выводы: например, в отношении концепции «множественности путей доставки», американской политики по отношению к Ирану и др., по сути, расходятся с проводимой США в регионе нефтяной политикой и прямо рекомендуют пересмотреть некоторые ключевые ее положения. Поэтому, сегодня, похоже, не столько экономика руководит американской политикой при принятии стратегических решений в отношении направлений развития нефтегазового комплекса Каспия, сколько политика диктует экономике варианты отдельных частных решений каспийских нефтегазовых проблем.

Сегодня американская политика в регионе, по мнению многих специалистов, преследует главным образом сугубо политические цели – любой ценой вытеснить Россию из региона, вывести каспийскую нефть и газ из сферы влияния России. Другой очевидной внешнеполитической задачей США является решение иранской проблемы<sup>14</sup> – до тех пор, пока любые действия американских или иных компаний в иранских проектах подпадают под анти-иранские санкции со стороны США, подписанные в 1995 г. распоряжения Администрации США, запрещающие американским компаниям осуществлять деловые связи с Ираном и «Закон о санкциях» против Ливии и Ирана от 1996 г., налагающий санкции на не-американские компании, осуществляющие крупные инвестиции в нефтегазовую отрасль Ирана, США будут заинтересованы в таком

решении каспийских проблем, при котором интересы американских компаний будут в наименьшей степени ущемлены. А это значит, что при решении проблем делимитации американская сторона будет максимально заинтересована в реализации таких сценариев, при которых зоны России и Ирана на Каспии будут сведены к минимуму. Поэтому, исходя из прагматических американских интересов в рамках существующих сегодня внутриамериканских политических ограничений, для США близка позиция Азербайджана о национальных секторах, которая максимально сужает площадь секторов и ресурсную базу на Каспии Ирана и России, и столь же неприемлема основополагающая Российско-Иранская позиция о 10-ти (20-ти, 30-ти, 45-ти) – мильной зоне национальной юрисдикции и международном секторе Каспия, которая существенно расширяет площадь секторов и ресурсный потенциал указанных двух стран на Каспии, уменьшая тем самым зону деятельности американских и про-американски настроенных компаний.

В то же время, на межгосударственном уровне ведутся многочисленные дебаты о необходимости сотрудничества государств региона в освоении ресурсов каспийских углеводородов, о необходимости российско-американского сотрудничества в этом вопросе. Эта тема неоднократно поднималась в рамках формальных двусторонних переговорах: например, в ходе заседаний двусторонней российско-американской комиссии по экономическому и технологическому сотрудничеству – бывшая «комиссия Гора-Черномырдина» и многосторонних переговорах: например, в ходе встречи министров энергетики государств «восьмерки» в Москве, а также неформальных переговорах: например, в рамках конференций, организованных совместно Советом по внешней и оборонной политике России (СВОП) и Аспенским Институтом США, встреч с участием представителей России и США. Однако для развития любого сотрудничества необходимо четкое



представление об экономических предпосылках или основе такого сотрудничества, то есть в данном случае - нужна комплексная микро- и макроэкономическая оценка перспектив освоения ресурсов нефти и газа Каспийского региона.

Стратегическое значение любого нефтегазового региона заключается в объемах запасов его энергоресурсов, которые определяют объем и продолжительность перспективных поставок, и экономику добычи – издержки на устье скважины, то есть в итоге цену FOB, и местоположении, определяющем экономику транспортировки – издержки добычи плюс доставки до потребителя, то есть в итоге цену CIF. С этих позиций стратегическое значение Каспийского региона заключается не столько в объемах его запасов углеводородного сырья, сколько в местоположении – он расположен между основными перспективными рынками сбыта нефти и нефтепродуктов: Европа и Азия, с одной стороны, и основными поставщиками жидкого топлива: Ближний и Средний Восток, Северная Африка, Россия, с другой.

Авторов интересовали не столько оценки ресурсного потенциала Каспийского региона, то есть величина ресурсов нефти и газа, которые могут быть вовлечены в разработку в сколь либо обозримом будущем, тем более что такая работа уже была выполнена в ряде исследований, например в «Открытые запасы: энергетическое будущее Центральной Азии»<sup>15</sup>, сколько оцененный экономический потенциал разведанных месторождений, дающий возможность рассчитать, хотя бы приближенно, стоимостные показатели добычи и доставки каспийской нефти на рынок в рамках реально существующих, как минимум на уровне подписанных соглашений, инвестиционных проектов. Поэтому авторы ограничили свой анализ только категорией «извлекаемых запасов».

По оценкам различных западных источников, извлекаемые запасы нефти в Каспии (в России расчеты запасов по этой общеупотребительной

за рубежом категории классификации ресурсов не получили широкого распространения, но большая часть экспертов считает, что категория «извлекаемые запасы» может считаться эквивалентной запасам в пределах категорий  $A^{16}+B^{17}$  или  $A+B+C1^{18}$  по российской классификации ресурсов) составляют примерно 20-40 млрд. тонн (см. Таблицы 1, 2). В мировом масштабе это достаточно много: в недрах государств Ближнего и Среднего Востока содержится 90-100 млрд. тонн или более двух третей мировых доказанных запасов нефти, т.о. Каспий вполне может претендовать на звание второй после Ближнего Востока мировой кладовой мира. Как следует из данных таблицы 1 (американские оценки) и таблицы 2 (российские оценки), подавляющая часть как доказанных запасов, так и прогнозных ресурсов региона сосредоточены в недрах двух стран - Азербайджана и Казахстана. При этом, как уже отмечалось выше, сводные оценки прогнозных ресурсов углеводородов, полученные из американских источников, существенно превышают аналогичные оценки, полученные российскими специалистами. В то же время, на взгляд аналитиков, российские и американские оценки такой ресурсной категории как прогнозные, то есть потенциальные, геологические ресурсы должны были бы максимально соответствовать друг другу по вполне объективным причинам – категории геологических ресурсов являются максимально очищенной от влияния технических ограничений, которые учитывают техническую возможность извлечения этих ресурсов или экономических ограничений, которые учитывают возможность их рентабельной добычи и реализации, которые по разному учитываются в российских и американских методиках.

По отдельным странам указанные расхождения еще больше, причем – что сразу же бросается в глаза – наиболее существенно американские оценки ресурсов каспийских углеводородов превосходят российские для тех из государств, что выступали и продолжают выступать в той или иной

форме за секторальное деление Каспия: для Азербайджана – в 2.0-2.3 раза, для Казахстана – в 2.7-3.0 раза, для Туркменистана – в 6.3-7.1 раза, даже если выбирать для данного сопоставления максимальные российские оценки ресурсного потенциала отдельных прикаспийских государств из различных вариантов.

Таблица 1

Ресурсы нефти и газа государств каспийского региона по оценке Энергетического Информационного Управления США<sup>19</sup>.

Страны, Млрд.барр./ Трлн.куб.фут	Нефть			Газ		
	запасы	возможные ресурсы	Итого	запасы	возможные ресурсы	Итого
Азербайджан	3.6-11.0	27	31-38	11	35	46
Иран	0	12	12	0	11	11
Казахстан	10.0-16.0	85	95-101	53-83	88	141-171
Россия	0.2	5	5	-	-	-
Туркменистан	1.4-1.5	32	34	98-155	159	257-314
<b>Все страны Прикаспия</b>	15.2-28.7	161	176.2-189.7	-	-	-

В то же время ресурсный потенциал России в Прикаспии оценен американскими специалистами, как свидетельствуют российские специалисты «по минимуму»: оценки по газу отсутствуют вовсе, а прогнозные ресурсы нефти России в регионе оценены на уровне 750 миллионов тонн. Однако следует заметить, что меньше, чем доказанные запасы лишь одного – первого - российского конкурсного блока на

Каспии. В зависимости от различных вариантов возможной делимитации доказанные извлекаемые запасы нефти в месторождениях российского сектора, выставленных на тендер в конце 1997 г., победителем которого стала компания «Сургутнефтегаз», существенно превышают 600 млн. тонн. Американские оценки доказанных запасов нефти российского сектора составляют лишь около 30 млн. тонн, то есть, меняется и объем углеводородных ресурсов, приходящихся на долю отдельных стран. Так, по расчетам Министерства природных ресурсов РФ, при различных вариантах раздела дна Каспийского моря в соответствии с пятью принципиальными основными подходами, максимальные и минимальные оценки ресурсов нефти и газа, приходящихся на долю отдельных прикаспийских государств, различаются для Азербайджана – на 7 %, для Ирана – на 147 % (в 2.47 раза), для Казахстана – на 117 % (в 2.17 раза), для России – на 110 % (в 2.1 раза), для Туркмении – на 21 % и в целом по Каспию – на 19 %.

Для оценки экономической эффективности проектов на Каспии по сравнению с другими странами необходимо для начала определить примерный уровень издержек добычи здесь тонны нефти. Сравнительная и наиболее детальная оценка уровня издержек по добыче нефти из новых месторождений в различных странах выполненен Томасом Штауффером<sup>20</sup>. Другие источники приводят иные, отличные от Штауффера, и более

Таблица 2

Сводная информация по оценке ресурсов нефти и газа для основных вариантов деления дна Каспийского моря<sup>21</sup>.

Государства	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3	Вариант 4	Вариант 5
-------------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------

	Урове нь –26 м	Урове нь –27 м	Уровен ь –28 м	Урове нь –28 м	Уровен ь –28 м	Уровен ь –28 м	Урове нь –28 м
Азербайджан	3.7	3.7	3.7	4.0	3.7	3.7	3.7
Иран	1.0	1.0	1.0	2.6	1.0	1.0	1.0
Казахстан	9.0	8.0	6.3	4.5	4.1	6.2	6.1
Россия	2.2	2.1	2.0	2.6	4.1	2.6	2.7
Туркмения	2.2	2.2	2.2	2.6	2.1	2.2	2.2
<b>Итого:</b> прикаспийские государства	18.1	17.0	15.2	16.3	15.0	15.7	15.7

*Вариант 1: Ресурсы нефти и газа Каспийского моря разделены между прикаспийскими государствами на основе секторального разграничения морских пространств с использованием принципа срединной линии. При этом в условном Российско-Казахском секторе такое секторальное деление (различные Варианты срединной линии) выполнено исходя из трех значений уровня Каспийского моря.*

*Вариант 2: Ресурсы нефти и газа Каспийского моря разделены между пятью прикаспийскими государствами по принципу десятимильной зоны национальной юрисдикции и равном доступе всех прикаспийских государств к ресурсам международного района Каспия.*

*Вариант 3: Ресурсы нефти и газа Каспийского моря в условном Российско-Казахском секторе разделены между Россией и Казахстаном на основе равных объемов для каждой из двух стран.*

*Вариант 4: Ресурсы нефти и газа Каспийского моря разделены между Россией и Казахстаном на основе линии разграничения дна, определенной Постановлением Кабинета Министров Республики Казахстан № 1514 от 10 декабря 1996 г.*

*Вариант 5: Ресурсы нефти и газа Каспийского моря в условном Российско-Казахском секторе разделены на основе проведения «прагматической» линии, которая определена таким образом, чтобы избежать пересечения уже выделенных структур, закрепить за Россией участок дна, на который был уже проведен конкурс (осень 1997 г.) для российских юридических лиц.*

укрупненные оценки издержек добычи нефти из разрабатываемых месторождений без указания методики их расчета, в соответствии с которыми в государствах БСВ они составляют порядка 10-15 долл./т, в остальных странах ОПЕК - 20-35 долл./т, в Северном море - 45-70 долл./т<sup>22</sup>. По данным Французского Института Нефти, в течение 1985-1995 гг. издержки добычи нефти в государствах БСВ оставались на уровне 10-30 долл./т, в других странах ОПЕК – 30-45 долл./т. Добыча глубоководной нефти обходилась, по оценке ФИН, в 1989 году в 150-175 долл./т, а 10 лет спустя – в 75-120 долл./т. Издержки добычи нефти Аляски, Северного моря в 1989 году составляли 90-150, а в 1999 году – 60-75 долл./т, включая добычу глубоководной нефти. Издержки добычи нефти в остальных районах в 1989 году составляли от 45 до 90 долл./т, а в 1999 году – от 45 до 60 долл./т<sup>23</sup>. Но все эти источники не приводят оценок издержек добычи каспийской нефти.

Таким образом, статистика расчетных издержек добычи нефти по каспийским месторождениям до сих пор отсутствует, поэтому авторы данной работы попытались оценить примерный их уровень в этом регионе самостоятельно. Для этого использовалась следующая укрупненная методика расчетов. Данные по необходимым инвестициям в отдельные проекты, как правило, имеются в периодической печати. Авторы исходили из соотношения между капитальными и эксплуатационными затратами за полный срок разработки месторождения равного 1:2 – по

аналогии с данными, полученными для современных морских проектов, например, для проекта Сахалин-2<sup>24</sup>. Таким образом авторы укрупнено рассчитали суммарные затраты за весь срок эксплуатации месторождения. Распределяя полученные значения суммарных издержек по годам и считая, что период эксплуатации составляет 30 лет, затем дисконтируя их по ставке 10 %, получили нижеследующие результаты.

Расчетные издержки добычи составляют<sup>25</sup>:

- 19 долл./т для Азербайджана, в расчет принимались данные по месторождениям Азери-Чираг-Гюнешли – капиталовложения в проект оцениваются в 8 млрд. долл., Шах-Дениз - 4 млрд. долл., Карабах - 2 млрд. долл. и Дан Улдузу-Ашрафи – 1,5 млрд. долл.;
- 27 долл./т для Казахстана, в расчет принимались данные по месторождению Тенгиз - капиталовложения в проект оцениваются в 20 млрд. долл. и Карачаганак – 8 млрд. долл.

Для сравнения: расчетные издержки добычи нефти Тимано-Печоры составляют около 40 долл./т, капиталовложения в проект Тиман-Печора компании оцениваются на уровне 15 млрд. долл. Однако расчеты издержек добычи не дают ответа на главный вопрос при определении конкурентоспособности каспийской нефти: будет ли она дешевле или дороже конкурентных сортов на условиях CIF, т.е. у потребителя. Для этого необходимо рассчитать транспортную составляющую в издержках.

Оценка величины транспортных издержек позволит выяснить, возможно ли будет осуществлять поставки нефти из региона Каспия на наиболее перспективные азиатские рынки, либо ограничения, налагаемые экономикой трубопроводного транспорта каспийской нефти, допускают возможность ее экспорта только в западном направлении.

Экономическую оценку возможных различных маршрутов транспортировки каспийской нефти, по мнению российских специалистов считают, что следует проводить в двух плоскостях:

1. оценить возможную величину затрат на доставку тонны нефти на тот или иной рынок, для того чтобы выйти на уровень издержек добычи и доставки каспийской нефти у потребителя (структуру цены CIF) при той или иной транспортной схеме;

2. оценить уровень спроса на инвестиции, необходимые для реализации той или иной транспортной схемы, чтобы определить общую совокупную потребность в капиталовложениях в добычу и доставку каспийской нефти на тот или иной рынок.

Сводные расчеты сравнительной экономики транспортировки каспийской нефти по всем возможным направлениям официально не проводились. В прессе, как правило, можно найти оценки лишь некоторых характеристик основных проектов строительства трубопроводов для транспортировки каспийской нефти. В то же время, специалисты компании «Транснефть» провели детальные экономические расчеты транспортировки азербайджанской (см. табл. 3) и казахской (см. табл. 4) нефти на западноевропейский рынок по 19 различным маршрутам (CIF Генуя и/или Роттердам) и на различные варианты пропускной способности трубопроводов. В соответствии с этими расчетами для азербайджанской нефти с большим отрывом лидирует маршрут Баку – Новороссийск в двух его вариантах – через территорию Чечни (100/100) и с обходом ее (154/101), затем два варианта маршрута Баку–Супса - через Босфор (192/104) и вариант с обходом Босфора трубопроводом через Бургас-Александропулис (241/136). Затем, с более значительным отрывом, представляется третий вариант Баку-Супса - далее через Одессу-Броды-Омишаль (311/226).

Замыкают ряд, с существенным отставанием, два турецких варианта выхода на терминал в Джейхане: прямой Баку-Джейхан (491/167) и через Супса и Самсун на Джейхан (484/184)<sup>26</sup>. Цифры в скобках – выраженная в



процентах по отношению к самому «дешевому», взятому за 100 %, маршруту величина транспортных расходов на других

Таблица 3

Капитальные вложения и транспортные расходы по различным маршрутам поставки азербайджанской нефти на западноевропейский рынок<sup>27</sup>.

Направление маршрута	Объемы поставк и нефти, млн.т/год	Кап.влож ения в нефтепро воды, млрд.дол л	Транспортные расходы, долл./тонну <sup>28</sup>			
			Перека чка по нефте-провода м	Перево зка по морю	Перева лка и порто-вые сборы	ИТОГО
1. Баку-Новороссийск-Генуя (через Грозный)	5	0.10	19	5.6	-	24
	10	0.11	22	5.6	-	28
	30	1.04	25	5.6	-	31
2. Баку-Новороссийск-Генуя (с обходом Чечни)	5	0.32	31	5.6	-	37
	10	0.35	28	5.6	-	33
	30	0.99	26	5.6	-	31
3. Баку-Супса-Генуя	5	0.41	34	7.9	4.5	46
	10	0.55	24	7.9	4.0	36
	30	1.70	21	7.9	3.5	32
4. Баку-	5	1.10	44	7.8	6.6	58

Супса-Бургас-	<b>10</b>	<b>1.24</b>	<b>34</b>	<b>7.8</b>	<b>6.1</b>	<b>48</b>
Александропо-	<b>30</b>	<b>2.27</b>	<b>29</b>	<b>7.8</b>	<b>5.6</b>	<b>42</b>
лис-Генуя						
<b>5. Баку-</b>	<b>5</b>	<b>1.47</b>	<b>109</b>	<b>4.9</b>	<b>4.6</b>	<b>119</b>
Джейхан-	<b>10</b>	<b>1.90</b>	<b>71</b>	<b>4.9</b>	<b>4.6</b>	<b>80</b>
Генуя	<b>30</b>	<b>3.33</b>	<b>43</b>	<b>4.9</b>	<b>4.6</b>	<b>52</b>
<b>6. Баку-Харг-</b>	<b>5</b>	<b>1.74</b>	<b>129</b>	<b>11</b>	<b>4.6</b>	<b>145</b>
Генуя	<b>10</b>	<b>2.15</b>	<b>80</b>	<b>11</b>	<b>4.6</b>	<b>96</b>
	<b>30</b>	<b>3.37</b>	<b>43</b>	<b>11</b>	<b>4.6</b>	<b>59</b>
<b>7. Баку-</b>	<b>5</b>	<b>1.32/1.27</b>	<b>102/98</b>	<b>8.8</b>	<b>10.1</b>	<b>121/117</b>
Супса-	<b>10</b>	<b>1.72/1.45</b>	<b>68/58</b>	<b>8.8</b>	<b>9.6</b>	<b>86/76</b>
Самсун-	<b>30</b>	<b>3.57/3.14</b>	<b>45/39</b>	<b>8.8</b>	<b>9.1</b>	<b>63/57</b>
Джейхан-						
Генуя						
<b>8. Баку-</b>	<b>5</b>	<b>1.13</b>	<b>52</b>	<b>8.7</b>	<b>14.5</b>	<b>75</b>
Супса-	<b>10</b>	<b>1.51</b>	<b>50</b>	<b>8.7</b>	<b>14.0</b>	<b>73</b>
Одесса-	<b>30</b>	<b>3.72</b>	<b>48</b>	<b>8.7</b>	<b>13.5</b>	<b>70</b>
Броды-						
Омишаль-						
Генуя						

маршрутах, включающая стоимость перекачки по нефтепроводам и перевозки по морю, а также перевалки и портовых сборов. При этом в числителе – из расчета 5 млн.т/год, а в знаменателе – из расчета 30 млн.т/год пропускной способности трубопроводов. Проведенные компанией «Транснефть» расчеты тарифа на транспортировку казахской нефти показали (см. табл. 4), что при любых уровнях пропускной способности нефтепроводов в сравниваемых сценариях наиболее экономичным является маршрут КТК, следом за ним идет набор

вариантов с поставкой казахской нефти на Самару и далее через систему российских трубопроводов на Роттердам, замыкает эту ранжировку набор вариантов, предусматривающих поставки казахской нефти с Тенгиза по транс-каспийскому трубопроводу Актау-Баку и далее по грузинскому через Супса или турецком через Джейхан маршруту. При этом, при прочих равных условиях, маршрут КТК в полтора и более раз экономичнее альтернативных маршрутов, предусматривающих транс-каспийское, грузинское или турецкое плечо.

Сводные результаты расчетов затрат на доставку каспийской нефти на европейские и азиатские рынки представлены в таблице 5. Расчеты экономики доставки азербайджанской и казахской нефти на западноевропейский рынок (CIF Генуя и/или Роттердам), соответствующие западному сценарию настоящего исследования, выполнены компанией «Транснефть», прошли апробацию во Всемирном Банке, на различных представительных международных конференциях. Расчеты по другим маршрутам, предусматривающим, в частности, вывод каспийской нефти на азиатский рынок по-восточному (трансконтинентальные трубопроводы) или южным (трубопроводы в район Персидского залива, далее танкерами в Азию) маршрутам, выполнены специалистами компании «Сургутнефтегаз», опираясь на методику «Транснефти».

По результатам расчетов можно сделать следующие выводы:

- Для азербайджанской нефти наиболее экономически выгодным оказывается маршрут Баку-Новороссийск, наименее экономически целесообразным – маршрут Баку-Джейхан, причем на любых одинаковых объемах пропускной способности сравниваемых трубопроводов. При этом турецкий маршрут проигрывает трубопроводной части как маршрута через Новороссийск, так и маршрута через Супсу вне зависимости от того, будет ли дальнейшая

транспортировка нефти из указанных черноморских портов проходить по морю через Босфор - Дарданеллы или минуя проливы за счет использования дополнительного обходного трубопровода Бургас-Александрополис. И это притом, что для расчета стоимости перекачки нефти по трубопроводу Баку-Джейхан использовались данные о капиталовложениях на уровне 3.3 млрд. долларов, а не все более часто появляющиеся в последнее время в печати оценки необходимых для его строительства инвестиций порядка 4.5 млрд. долларов.

При переходе к расчетам экономики транспортировки нефти по маршруту Баку-Джейхан с использованием оценок капиталовложений на уровне 4.5 млрд.долл., неэкономичность этого маршрута становится еще более очевидной. Более того, из расчетов «Транснефти» следует вывод, что трубопровод Баку-Джейхан в наименьшей степени вписывается в концепцию «множественности путей доставки» (multiple pipelines)

Таблица 4

Капитальные вложения и транспортные расходы по различным маршрутам поставки казахской нефти на западноевропейский рынок<sup>29</sup>.

Направление маршрута	Объемы поставки нефти, млн.т/год	Транспортные расходы, долл./тонну <sup>30</sup>			
		Перекачка по нефтепроводам	Перевозка по морю	Перевалка и портовые сборы	ИТОГО
1-2. Тенгиз-Атырау-Комсомольск-Рощино-Трудовая-Тихорецк	10	15	5.6	4,4	25

(или Кропоткин)- Новороссийск (Ю.Озеревка)-Генуя					
3-4. Тенгиз-Атырау- Самара-Лисичанск- Тихорецк (илиКропоткин)-Ю. Озеревка (КТК)-Генуя		<b>16</b>	<b>5.6</b>	<b>4,4</b>	<b>26</b>
8. Тенгиз-Атырау- Самара- Альметьевск- Ярославль- Кириши- Приморск-Роттердам	<b>15</b>	<b>19</b>	<b>5.2</b>	<b>4,8</b>	<b>29</b>
6. Тенгиз-Атырау- Самара- Гданьск(Польша)- Роттердам	<b>15</b>	<b>20</b>	<b>5.0</b>	<b>5,0</b>	<b>30</b>
7. Тенгиз-Атырау- Самара- Росток (Германия)-Роттердам	<b>15</b>	<b>26</b>	<b>3.5</b>	<b>4,5</b>	<b>32</b>
5. Тенгиз-Атырау- Самара- «Адрия» (Омишаль)-Генуя	<b>15</b>	<b>28</b>	<b>3.9</b>	<b>4,1</b>	<b>36</b>
9. Тенгиз-Актау-Баку- Супса-Генуя	<b>36</b>	<b>41</b>	<b>7.9</b>	<b>4,1</b>	<b>43</b>
10. Тенгиз-Актау- Баку-Джейхан-Генуя	<b>36</b>	<b>40</b>	<b>4.9</b>	<b>5,1</b>	<b>50</b>

нефти на рынок. Эта концепция активно пропагандируется западными странами и самими прикаспийскими государствами (в первую очередь Азербайджаном) не только исходя из диктуемой объективными экономическими соображениями необходимости диверсифицировать транспортные маршруты, но и для уменьшения зависимости от проходящих по территории России существующих или новых трубопроводных систем. Дело в том, что маршрут Баку-Джейхан-Генуя, как отмечалось выше, проигрывает всем остальным западным маршрутам доставки азербайджанской нефти на рынок при любом уровне пропускных способностей. В наименьшей степени этот маршрут проигрывает в стоимости доставки тонны нефти в Западную Европу при максимальной пропускной способности трубы Баку-Джейхан, то есть при 30 млн.т/год. Этот проигрыш в цене доставки нефти в Геную (удорожание транспортных издержек по сравнению с более дешевыми альтернативными маршрутами, проходящими через Босфор - Дарданеллы: примерно на 20 долл./т по сравнению с маршрутами на Новороссийск и на Супсу) мог бы рассматриваться в качестве платы за решение проблем безопасности судоходства в проливах и связанных с этим экологических проблем (поскольку труба на Джейхан минует проливы, что отмечается как одно из ее основных достоинств), но только при условии, если бы не было вариантов обхода проливов при поставках нефти из Баку через Новороссийск или через Супсу. Однако такой вариант есть – это обходной трубопровод Бургас-Александрополис, оценки проектной мощности которого доходят до 40 млн.т/год. При использовании этой обходной трубы, все три основных дискутируемых маршрута поставок азербайджанской нефти на западноевропейский рынок минуют Босфор - Дарданеллы. Транспортные расходы по доставке нефти из Баку в Геную при этом составят:

- 52 долл./т – через Джейхан,

- 42 долл./т – через Супсу,
- 39 долл./т – через Новороссийск.

Следует отметить, что приведенные в анализе, проведенном Институтом Райса<sup>31</sup> результаты расчетов сравнительной экономики отдельных маршрутов транспортировки азербайджанской нефти также показали, что маршрут Баку-Джейхан является наименее экономически приемлемым как в сравнении с трубопроводом Баку-Супса, так и со связкой трубопроводов Баку-Супса плюс Самсун-Джейхан. Соотношение издержек трубопроводной транспортировки по этим маршрутам (оставляя в стороне вопрос о правильности их абсолютных значений и принимая издержки по маршруту Баку-Джейхан за 100), в расчете на одинаковую пропускную способность трубопроводов, составляет 100:28 и 100:78. Однако определенные экономические соображения все-таки присутствуют при обосновании выбора в качестве основного наиболее дорогого маршрута. Основными лоббистами этого маршрута выступают не участвующие в освоении каспийской нефти компании, а заинтересованные государства. При этом, если производственные компании заинтересованы в осуществлении наиболее эффективного проекта, то есть исходят из соотношения затраты/результат и стремятся к максимизации чистого дисконтированного положительного потока денежных средств, то транзитные государства стремятся к осуществлению наиболее дорогого проекта. Чем дороже проект, тем более привлекателен он для принимающего государства, поскольку через механизм экономического мультипликатора т.е. упрощенно: отношение косвенного эффекта к величине капиталовложений, инициировавших данный эффект, величина которого для нефтегазовых проектов в различных странах составляет от 1.6 до 2.4<sup>32</sup>, он сулит наибольшую занятость местного населения на строительных и других работах, наибольшие прямые и косвенные налоговые поступления и другие

платежи в бюджет, например, таможенные, связанные с ввозом импортного оборудования и материалов и т.д. Именно поэтому в последнее время наблюдается неопределённость в политике Азербайджана в направлении концепции строительства «бесприбыльного» для инвесторов основного экспортного нефтепровода, что дает возможность осуществления более дорогого проекта<sup>33</sup>.

Из изложенного следует, что, в соответствии с экономическими соображениями, следуя концепции «множественности путей доставки» и принимая во внимание возможности решения проблемы черноморских проливов, в качестве основных маршрутов транспортировки азербайджанской нефти в Европу следовало бы выбирать маршруты на Новороссийск и на Супсу, выводя каждый из них на максимальную пропускную способность, и одновременно строить обходной трубопровод Бургас-Александрополис, замкнув его на поставки нефти по обоим указанным маршрутам. При этом часть каспийской нефти, проходящая через Новороссийск и Супсу, найдет своего потребителя не в Западной, а в Центральной и Восточной Европе, в странах Черноморского региона, куда она может поступать через нефтяные терминалы на западном побережье Черного моря, предотвращая тем самым западноевропейский рынок от возможного избытка предложения на нем каспийской нефти и от резкого падения цен. Поэтому пропускная способность обходного трубопровода не обязательно должна достигать суммы мощностей трубопроводов Баку-Новороссийск и Баку-Супса.

В отношении третьего по убывающей предпочтительности маршрута транспортировки азербайджанской нефти картина также не столь очевидна, как она представляется общественному мнению некоторыми западными специалистами. Из данных «Транснефти» следует, что третьим по предпочтительности вариантом – пока исходя только из экономических соображений - является маршрут через Иран на



терминалы о-ва Харг с дальнейшей поставкой не в Европу, а в Азию, где емкость рынкакратно превышает ожидаемый прирост спроса в Европе. Сегодня этот вариант является неприемлемым по политическим соображениям для американских компаний и американского правительства. Понятно, что существующие политические проблемы, связанные с маршрутом через Иран, вряд ли могут быть решены очень быстро. При этом в связи с вышеизложенным, следует отметить два принципиальных, на взгляд авторов, политических момента высказанной точке зрения:

Таблица 5

Сводные технико-экономические характеристики проектов строительства трубопроводов для транспортировки каспийской нефти в Европу и Азию<sup>34</sup>.

	<b>Название маршрута</b>	<b>Объем инвестиций, млн.долл.</b>	<b>Пропускная способность, млн.т./год</b>	<b>Тариф, долл./т</b>
	Баку-Супса	405	5	34
		550	10	24
		1700	30	21
	Баку-Супса-Бургос-Александрополис	1000	5	44
		1250	10	34
		2300	30	29
	Баку-Новороссийск	100	5	19
		115	10	22
		1000	30	25

		1500	5	110
	Баку-Джейхан	1900	10	70
		3300	30	42
	Тенгиз-Актау-Баку-Супса	2250	30	38
	КТК (Тенгиз-Новороссийск)	2800	36	25
	ЦАТ (Тенгиз-Пасни)	4450	42	44
	Казахстан-Восточный Китай	10000	20	200-250
	Баку-Персидский Залив (о.Харк)	1700	5	130
		2100	10	80
		3300	30	43

1. ни один из обсуждаемых сегодня маршрутов транспортировки каспийской нефти не свободен от политических рисков – Каспийский регион сам по себе является зоной повышенных политических рисков, поэтому эти риски являются так или иначе присущими любому пути транспортировки нефти из этого региона;

2. на взгляд специалистов, возможность сравнительно быстрого и эффективного урегулирования американо-иранских политических разногласий является вполне реализуемой. Во-первых, как только в этом будет заинтересован американский бизнес, американский Конгресс и администрация смогут сначала смягчить, а затем и изменить свою непримиримую по отношению к Ирану позицию, отменив или скорректировав для начала подписанные в 1995 году распоряжения Администрации США, запрещающие американским компаниям осуществлять деловые связи с Ираном, и «Закон о санкциях» против Ливии и Ирана от 1996 г., налагающий санкции на неамериканские

компании, осуществляющие крупные инвестиции в нефтегазовую отрасль Ирана. Во-вторых, в пользу этого предположения говорит и исторический опыт: в свое время политическое противостояние между СССР и США было не менее непримиримым, чем сегодня между США и Ираном, однако это не помешало резкому уменьшению уровня конфронтации между СССР и США при появлении на уровне высшего руководства обеих стран воли к политическому урегулированию межгосударственных отношений. Таким образом, возможный выход из обсуждаемой проблемы, то есть устранение политических препятствий на пути осуществления трубопроводных маршрутов через Иран, – это в значительной степени вопрос политической воли в американо-иранских отношениях. Экономические предпосылки для решения этого вопроса также имеются – пример с проектом освоения месторождения Южный Парс показал, что высвободившуюся за счет неучастия американских компаний в иранских проектах нишу успешно заполняют российские, европейские и азиатские компании. Угроза американских санкций для них не является серьезным препятствием для участия в этих проектах. Американские компании от этих санкций теряют неизмеримо больше. Поэтому заинтересованность американских компаний в участии в потенциально выгодных для себя иранских проектах может в итоге сыграть ключевую роль в устранении политических препятствий к реализации транс-иранских маршрутов транспортировки каспийских углеводородов.

Для казахской нефти ситуация также не является столь однозначной, как это представляется на первый взгляд, исходя из данных Таблицы 4, в соответствии с которыми тариф за ее транспортировку в западном направлении, по трассе КТК, много ниже, чем в обоих рассмотренных вариантах поставок в Азию, что подталкивает к однозначному выводу о приоритетности именно этого направления и маршрута поставок казахской нефти. Очевидно, что величина издержек на

транспортировку нефти из Казахстана в северо-восточный Китай по трубопроводу позволяет сразу отбросить этот маршрут (указанной протяженности – до указанной части Китая) из рассмотрения. Обычно обсуждение китайского маршрута на этом и заканчивается. Однако достижение экономичности транспортировки каспийской нефти в Китай по трубопроводу может оказаться возможным в случае реализации многосторонних различных схем замещения поставок - сделок «своп», а также (или при осуществлении прямых поставок) за счет сокращения протяженности «китайской» трубы. Последнее может быть обеспечено, если, например, будет иметь место достаточный и стабильный спрос на нефть в Синьцзян Уйгурском Автономном районе (СУАР) Китая, а также, если удастся разукрупнить проект строительства нефтепровода в Китай - раздробить его на несколько более мелких, экономически самостоятельных проектов, являющихся последовательными фазами строительства более длинной общей «китайской» трубы. Экономическое развитие СУАР опережает возможности энергетической отрасли автономного района по удовлетворению спроса на энергоресурсы. Здесь наблюдаются перебои в энергопоставках, поэтому в СУАР уже прошли пробные отгрузки казахской нефти железнодорожным транспортом (первый состав – в октябре 1997 г.).

Прогнозируется, что добыча нефти в СУАР к 2004 г. достигнет 24 млн.т (сейчас – 15.4 млн.т), потребление вырастет до 23 млн.т (сейчас – 14 млн.т). Следовательно, на первый взгляд, прогнозируемый уровень добычи нефти в регионе даже превышает ее потребление, однако в соответствии с существующими требованиями, СУАР вынужден экспортировать 50 % добываемой нефти в другие районы КНР, что приводит к ее дефициту в самом автономном районе. К тому же, пересмотр в сторону понижения прогнозов добычи нефти на основном в СУАР Таримском месторождении может привести к еще большему

увеличению дефицита энергоснабжения в районе<sup>35</sup>. Таким образом, нефтяной дефицит в СУАР составит в ближайшие годы не менее 10-12 млн.т/год при отсутствии необходимой инфраструктуры нефтеснабжения. В этих условиях одним из возможных вариантов эффективной организации трубопроводного транспорта казахской нефти в восточном направлении по изложенному сценарию может явиться, например, схема замещения поставок казахской нефти в Китай, в рамках заключенного Казахстаном соглашения с КННК, поставками западносибирской нефти. В этом случае на первой стадии проекта может потребоваться строительство трубопровода от Павлодара до китайской границы примерно 700 км, по которой в счет обязательств Казахстана по соглашению с КННК могли бы начаться поставки на азиатский рынок российской нефти из Западной Сибири. На второй стадии могло бы начаться строительство нового нефтепровода из района Кумколя, предполагая использование в последующем действующего трубопровода Павлодар-Кумколь в западном направлении в район группы месторождений Жанажоль и др. и далее на Тенгиз, что дало бы возможность привязать к этой трубе и Узеньскую группу месторождений. В августе 1997 г. КННК выиграла тендер на создание СП с Узеньмунайгазом для разработки этой группы месторождений. Всё это предоставит следующую возможность:

а) Казахстану:

- сравнительно быстро начать получать плату за транзит российской нефти в Китай;
- использовать доходы от транзита российской нефти по нефтепроводу первой очереди в качестве инвестиционного вклада Казахстана в соглашение с КННК – то есть в качестве казахской доли инвестиций в строительство второй очереди нефтепровода. Это в свою очередь могло бы привести к перераспределению в пользу Казахстана его долевого участия в соглашении с КННК;

- практически сразу же полностью обеспечить сырьем, за счет российских замещающих поставок, свои обязательства в рамках соглашения с КННК (добычи одной Узеньской группы месторождений для наполнения нефтепровода в Китай явно недостаточно);

б) России:

- уменьшить экспортную нагрузку на западноевропейский рынок, сократив объем предложения в этом направлении на величину переадресованных поставок (и, тем самым, упрочить ценовую конъюнктуру в Западной Европе),

- получить выход на более емкий в долгосрочной перспективе азиатский рынок, осуществив относительно безболезненный переход с одного рынка на другой;

- высвободить нишу на западноевропейском рынке для российской нефти Тимано-Печоры, для которой возможности маневра (с одного рынка на другой) предельно ограничены;

- уменьшить издержки доставки западносибирской нефти потребителям (сегодня примерно 30 долл./т. и более) за счет сокращения плеча транспортировки, следовательно, повысить рентабельность экспортных операций с западносибирской нефтью;

в) Китаю:

- начать импортные поставки нефти из Казахстана в более ранние сроки,

- уменьшить объем необходимых инвестиций в казахстанский проект и цену заимствования кредитных ресурсов;

- получить доступ к более широкой ресурсной базе, нежели месторождения одной Узени.

Специалисты считают, что у маршрута КТК также существуют объективные недостатки, способные ухудшить его экономику. Хотелось

бы отметить два из них: проблему Черноморских проливов и нацеленность КТК на западноевропейский рынок. Маршрут КТК может, как и маршруты Баку-Новороссийск и Баку-Супса, избежать негативных последствий «проблемы проливов» в случае строительства и использования обходного нефтепровода Бургас-Александрополис. Это повысит стоимость перекачки по трубопроводам на этом маршруте с 25 до 34 долл./тонну (для первой очереди КТК), что будет примерно соответствовать стоимости перекачки азербайджанской нефти по трубопроводам, выходящим к грузинскому и российскому побережью Черного моря, и при использовании при дальнейшей ее транспортировке того же обходящего Босфор и Дарданеллы нефтепровода. Более существенной проблемой для КТК является само западноевропейское направление поставок.

При использовании КТК Казахстан неизбежно сталкивается с проблемой избытка предложения на рынке Западной Европы. При этом строительство именно КТК будет оказывать наибольший понижающий эффект на цены западноевропейского рынка, поскольку он запроектирован на наибольшую стартовую пропускную способность по сравнению с другими – нацеленными на тот же рынок нефтепроводами (во-первых, КТК привязан к уровню добычи на Тенгизе, во-вторых - это выводит КТК на конкурентоспособный уровень издержек перекачки нефти). Для сохранения наиболее экономичного режима перекачки он должен будет эксплуатироваться с максимально полной загрузкой порядка 85 %, ибо ущерб от несоблюдения экономичного режима работы для него также будет максимальным.

Аналогичный эффект будет оказывать на рынок и строительства нефтепровода Баку-Джейхан, поскольку для того, чтобы разрыв в издержках транспортировки нефти по нему и альтернативным маршрутам был минимальным, этот трубопровод должен быть запроектирован на

максимальную пропускную способность. Поэтому оба этих нефтепровода должны являться по экономическим соображениям наиболее конкурирующей парой и, скорее всего, взаимоисключающими маршрутами поставки каспийской нефти на европейский рынок, то есть строительство одного предполагает исключение строительства другого, исходя из экономических соображений. Чем более медленными будут прогнозы освоения каспийской нефти, тем более острой будет конкурентная борьба на уничтожение между нефтепроводами КТК и Баку-Джейхан.

В силу изложенного, нельзя исключать ситуации, при которой сравнительные экономические преимущества поставок казахской нефти на западноевропейский рынок, при поставках по КТК с использованием обходного нефтепровода Бургас-Александрополис расчетная величина транспортных расходов до Генуи составит 34 долл./т, могут оказаться снивелированными радикально улучшенной, по сравнению с данными, экономикой поставок нефти в Китай и приемлемой экономикой поставок по ЦАТ порядка 50 долл./т сиф побережье Юго-Восточной Азии, в условиях гораздо более емкого, по сравнению с Западной Европой, азиатского рынка. Существующая же значительная, на первый взгляд, ценовая премия (дополнительная прибыль нефтяных компаний), формируемая более дешевой (на 15 долл./т = 2 долл./барр.) доставкой казахской нефти в Европу по КТК по сравнению с маршрутами ее поставок в Азию, может быть полностью уничтожена негативным ценовым эффектом снижением цен в Западной Европе на такую же или даже большую величину, за счет образования еще большего избытка предложения на западноевропейском рынке при массивном выбросе на него казахской нефти: объем поставок по КТК в рамках первой очереди составляет половину, а в рамках второй очереди – 2/3 прироста спроса на нефть в Европе в соответствующие годы. Таким образом, в случае



поставки на один рынок, иерархия предпочтительности маршрутов транспортировки казахской нефти, исходя из экономических соображений, была бы очевидной. Но, будучи нацеленными на разные рынки с существенно различающейся текущей и перспективной емкостью, для определения предпочтительности того или иного маршрута следует принимать во внимание различные ценовые эффекты от вывоза указанных количеств казахской нефти на: европейский и азиатский рынки. Поэтому, в рамках концепции «множественности путей доставки» для казахской нефти могут оказаться целесообразными – исходя из экономических соображений – следующие варианты:

- использование всех трех рассмотренных маршрутов транспортировки (однако, касательно КТК – только в пределах мощностей первой фазы),
- использование только азиатских маршрутов, обеспечивающих вывоз всех экспортируемых Казахстаном объемов на наиболее емкий и быстрорастущий азиатский рынок, особенно на те его сегменты (континентальный Китай), куда доступ конкурентных, например, ближневосточных нефтей является объективно затруднительным. Этот вариант обладает также комплексом других неоспоримых экономических преимуществ, в частности тем, что предусматривает использование схем, трансформирующих в сотрудничество возможную конкуренцию казахской и российской нефти.

## **ПРИМЕЧАНИЯ**

---

<sup>1</sup> International Conference "A Tale of Two Seas: The Energy Future of the Caspian and Black Seas". – DEIK/BSEC BC/CERA, May 25-27, 1998, Istanbul, Turkey.

<sup>2</sup> *Heslin Sheila*. Caspian Energy Development: Strategies, Perspectives, and Regional Context. – A paper for the 2<sup>nd</sup> "US-Russian Dialogue" meeting of the Aspen Strategy Group and the Council on Foreign and Defense Policy, May 17-18, 1997, Wye Conference Center, Queenstown, MD, USA.

---

<sup>3</sup> *Heslin Sheila*. Caspian Energy Development: Strategies, Perspectives, and Regional Context. – A paper for the 2<sup>nd</sup> "US-Russian Dialogue" meeting of the Aspen Strategy Group and the Council on Foreign and Defense Policy, May 17-18, 1997, Wye Conference Center, Queenstown, MD, USA.

<sup>4</sup> *Heslin Sheila*. Caspian Energy Development: Strategies, Perspectives, and Regional Context. – A paper for the 2<sup>nd</sup> "US-Russian Dialogue" meeting of the Aspen Strategy Group and the Council on Foreign and Defense Policy, May 17-18, 1997, Wye Conference Center, Queenstown, MD, USA.

<sup>5</sup> Caspian Oil and Gas: The Supply Potential of Central Asia and Transcaucasia. – OECD/IEA (in cooperation with The Energy Charter Secretariat), June 1998.

<sup>6</sup> Открытый доступ: Энергетика и будущее Центральной Азии и Кавказа. Политический, экономический и культурный анализ. 04.1998. Университет Райса .

<sup>7</sup> *Mitchell John V*. The New Geopolitics of Energy. – RIIA, London, 1996.

<sup>8</sup> *Roberts John*. Caspian Pipelines. – RIIA, London, June 1996.

<sup>9</sup> Caspian Sea Region. – Deutsches Institut fuer Wirtschaftsforschung. 2001.

<sup>10</sup> Каспийская нефть и газ. Поставки в Центральную и на Кавказ. 1998.

<sup>11</sup> *Heslin Sheila*. Caspian Energy Development: Strategies, Perspectives, and Regional Context. – A paper for the 2<sup>nd</sup> "US-Russian Dialogue" meeting of the Aspen Strategy Group and the Council on Foreign and Defense Policy, May 17-18, 1997, Wye Conference Center, Queenstown, MD, USA.

<sup>12</sup> Открытый доступ: Энергетика и будущее Центральной Азии и Кавказа. Политический, экономический и культурный анализ. 04.1998., Университет Райса.

<sup>13</sup> *Heslin Sheila*. Key Constraints to Caspian Energy Development: Status, Significance, and Outlook. – Baker Institute Working Papers for the Study "Unlocking the Assets: Energy and the Future of Central Asia and the Caucasus", 1999.

<sup>14</sup> Международная Конференция: Каспийская нефть и международная безопасность. Москва, 03.1996.

<sup>15</sup> Открытый доступ: Энергетика и будущее Центральной Азии и Кавказа. Политический, экономический и культурный анализ. 04.1998., Университет Райса.

<sup>16</sup> Запасы по геологическим и геофизическим данным, оконтуренные при разведке и разработке, оцененные по технологическим данным с учетом извлекаемости и оцененные в процессе разработки.

<sup>17</sup> Запасы по геологическим и геофизическим данным. Оценивание происходит в результате достаточного объема бурения. Оценивание по технологическим данным, учитывающим неиспользованные возможности добычи.

<sup>18</sup> Запасы близки к запасам категорий А и В: по геологическим и геофизическим данным, подтвержденные при минимальном объеме бурения, оцененные с учетом частичной извлекаемости.

<sup>19</sup> Caspian Sea Region. – US Energy Information Administration, October 1999.

<sup>20</sup> *Stauffer Thomas*. Indicators of Crude Oil Production Costs: The Gulf versus Non-OPEC Sources. – International Research Center for Energy and Economic Development, Occasional Paper No. 19, Boulder, Colorado, 1993.

<sup>21</sup> Оценка Министерства природных ресурсов РФ.

<sup>22</sup> Азери, Чираг и глубоководная часть Гюнешли, как новый объект мировой геополитики. Нефть и капитал. 1995. № 1. С. 4-11.

<sup>23</sup> P.-R. Bauquis. The role of technology on cost reduction and reserves increases in the oil and gas industry. – 4<sup>th</sup> European IAEE Conference, Berlin, 9-10 Sept. 1998.

---

<sup>24</sup> *Konoplyanik.A.* Future possible role of the Arctic and other severe seas in the USSR offshore petroleum development. - "Petroleum Review", October 1989. V. 43. № 513. P. 521-523.

<sup>25</sup> Составлено авторами по материалам: Отчет, представленный компанией Транснефть. 2000.

<sup>26</sup> Расчёты тарифа на транспортировку каспийской нефти, подсчитанные компанией Транснефть. Нефть и капитал. 1999. № 5.

<sup>27</sup> Рассмотрено авторами по методике, предлагаемой «Транснефтью».

<sup>28</sup> В рассматриваемых маршрутах транспортировки тариф по нефтепроводам определен при условии получения кредита со среднемировым уровнем процентной ставки в размере 8 % и сроком погашения в течение 6 лет.

<sup>29</sup> Рассмотрено авторами по методике компании «Транснефти».

<sup>30</sup> В рассматриваемых маршрутах транспортировки казахской нефти тариф по нефтепроводам определен при условии получения кредита со среднемировым уровнем процентной ставки в размере 8 % и сроком погашения кредита в течение 6 лет.

<sup>31</sup> Открытый доступ. Энергетика и будущее Центральной Азии и Кавказа. Политический, экономический и культурный анализ. 04.1998. Университет Райса.

<sup>32</sup> *Фитцпатрик В.* Экономическая интеграция экономических партнёров в России. Выступление на 7-ой Московской Международной Нефтегазовой Конференции. М., 1998.

<sup>33</sup> Russian Petroleum Investor, 02.1998. С. 22-28.

<sup>34</sup> Составлено авторами на базе данных «Транснефти».

<sup>35</sup> Об энергетическом секторе государств Средней Азии и Северо-западного Китая, Нефтегазовый комплекс России: оценки, документы, комментарии. СОНЭК, 07.1998. С. 15-26.