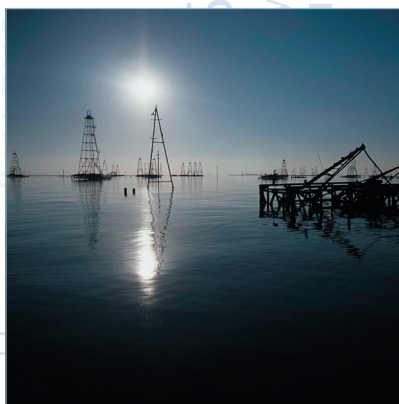




**РОССИЙСКИЙ СОВЕТ
ПО МЕЖДУНАРОДНЫМ
ДЕЛАМ**



РАБОЧАЯ ТЕТРАДЬ

**НЕФТЬ И ГАЗ КАСПИЙСКОГО МОРЯ:
МЕЖДУ ЕВРОПОЙ И АЗИЕЙ**

№ 39 / 2017

РОССИЙСКИЙ СОВЕТ ПО МЕЖДУНАРОДНЫМ ДЕЛАМ

МОСКВА 2017

УДК [338.45:553.98](262.81)

65.305.143.2(961)

К29

Российский совет по международным делам

Редакционная коллегия

Главный редактор:

докт. ист. наук, член-корр. РАН **И.С. Иванов**

Автор:

Виктор Катона

Выпускающие редакторы:

канд. полит. наук **И.Н. Тимофеев**; канд. полит. наук **Т.А. Махмутов**;

А.В. Пономарева; **И.А. Сорокина**; **М.В. Смекалова**

К29 **Катона, В.**

Нефть и газ Каспийского моря: между Европой и Азией: Рабочая тетрадь 39/2017 / [В. Катона]; [гл. ред. И.С. Иванов]; Российский совет по международным делам (РСМД). — М.: НП РСМД, 2017. — 68 с. — Авт. и ред. указаны на обороте тит. л.

ISBN 978-5-9500378-6-3

Рабочая тетрадь подготовлена Российским советом по международным делам в рамках проекта «Политическая и экономическая динамика стран Центральной Азии». Данная работа разрабатывает тему энергетических ресурсов прикаспийских государств. Автор анализирует энергетический потенциал прикаспийских стран, оценивает степень разработки месторождений и экономическую активность вовлеченных компаний. В материале подробно анализируется интерес России к региону и перспективы Каспия как плацдарма для создания национальной нефте- и газосервисной индустрии.

Высказанные в рабочей тетради мнения отражают исключительно личные взгляды и исследовательские позиции авторов и могут не совпадать с точкой зрения Некоммерческого партнерства «Российский совет по международным делам».

Полный текст рабочей тетради опубликован на интернет-портале РСМД. Вы можете скачать его и оставить свой комментарий к материалу по прямой ссылке — russiancouncil.ru/paper39

© Катона В., 2017

© Составление, оформление, дизайн обложки. НП РСМД, 2017

Содержание

Введение	4
Политико-экономическое положение стран региона	7
Ресурсы Каспийского региона	16
Азербайджан в ожидании новых проектов	16
Туркменское возрождение	23
Казахстан ставит на Кашаган	31
Иран набирает силы	37
Каспийские богатства России	41
Сложности черноморского транзита	50
Турция в качестве транзитера	50
Судьба газовых суперпроектов	53
Россия на распутье: что делать?	59
Приложение. Список месторождений нефти, открытых в России в 2000-2017 гг.	63

Введение

Гирканское, Хвалынское, Хазарское или Мазендеранское море – все это названия уникального мирового явления – Каспийского моря-озера. Крупнейшее бессточное озеро мира площадью 371 тыс. км² с океаническим ложем будоражит умы нефтяников (и не только) уже не одно столетие. Конфигурация акторов в Каспийском бассейне регулярно меняется, что только акцентирует внимание на разнообразии прикаспийских стран. В начале XX в. регион являлся ареной противостояния Российской и Британской империй. С появлением Советского Союза, мощного коммунистического государства, напряженность лишь усилилась. Большая часть Каспия в советские годы была оторвана от общемировых рынков, однако играла важнейшую роль для самого СССР. Иран также бросался из одной крайности в другую. Режим шахиншаха был сметен Исламской революцией 1979 г. Из-за этих исторических событий Каспийский регион не смог выработать надлежащих механизмов сотрудничества, однако возможности для кооперации в одном из самых нефте- и газоносных уголков мира все еще сохраняются.

Из всех ныне действующих нефтегазоносных регионов Каспий обладает наибольшим потенциалом для промышленной добычи углеводородов.

Эпицентром нефтяной революции 1860-х гг., давшей мощнейший толчок появлению нефтяной промышленности, был американский штат Пенсильвания, однако добыча ресурсов с течением времени сдвинулась в южные и центральные штаты США.

В прикаспийских странах наблюдается удивительная стабильность. В тех же 1860-х гг. регион уже имел многовековые традиции добычи нефти и ее использования в повседневной жизни. В прикаспийских странах быстро усвоили технологии нефтепереработки (на первых порах наиболее ценным товаром являлся керосин), что позволило Российской империи полностью себя ими обеспечивать. В дальнейшем нефть и газ продолжали играть определяющую роль для стран Каспийского региона.

О наличии нефти и газа на территориях, ныне являющихся частью Закавказья, известно уже на протяжении нескольких столетий. Марко Поло описывал использование несъедобного коричневатого материала, пригодного для лечения верблюжьей чесотки, в той части Прикаспия, которая сейчас принадлежит Азербайджану. Приверженцы зороастризма испокон веков молились на «огненные столбы», возникающие в результате сгорания газа. В 1870-х гг. после отмены государственной монополии на разработку месторождений нефтедобыча в прикаспийской части Российской империи получила сильный импульс. Инициатором преобразований стал Людвиг Нобель, внедривший в общемировую практику транспортировку нефти на судах. К 1880-м гг. в Баку, центре нефтедобычи в XIX в., было более 200 нефтеперерабатывающих заводов. Нефтедобыча в 1901 г. достигла 11,5 млн т в

год. Этот уровень Советский Союз из-за последствий гражданской войны и всеобщего хаоса сумеет преодолеть лишь к 1928 г.

Несмотря на значительные изменения в нефтегазовой отрасли в XX в., Каспийский регион сохранял свою значимость в энергетической сфере. Фашистские войска, вторгнувшись на территорию Советского Союза в 1941 г., начали массированное наступление к каспийским месторождениям вокруг города Баку. «Если мы не заполучим Баку с его нефтью, война будет проиграна», – полагал А. Гитлер, но благодаря героизму солдат Красной Армии этим планам не суждено было сбыться. На тот момент большая часть (порядка трех четвертей) топлива для танков и боевых самолетов Красной Армии производилась из азербайджанской нефти, без которой победа далась бы намного тяжелее.

После распада Советского Союза четыре суверенных государства – Россия, Казахстан, Туркменистан и Азербайджан – стали претендовать на долю ресурсов Каспийского моря. Иран также рассчитывает на свой «кусочек пирога».

Желания всех игроков пока что не удалось отразить во всеобъемлющем документе о демаркации зон Каспийского моря. Россия заключила двусторонние договоры с Азербайджаном и Казахстаном, что позволило снять самые серьезные преграды по разработке северной части Каспия. Центральная и южная части все еще сохраняют конфликтный потенциал, в первую очередь для Ирана, не имеющего демаркационных соглашений ни с одним прикаспийским государством. Несмотря на то что ряд юридических вопросов остается неурегулированным, все государства Каспийского региона пытаются извлечь максимум выгоды из своего углеводородного потенциала. Изучению этого вопроса и посвящена рабочая тетрадь.

В XXI в. страны Каспийского региона, столкнувшись с беспрецедентными вызовами, получили новые возможности. Первоочередным потребителем углеводородных ресурсов Каспия является Европа, однако поставки туда сопряжены с логистическими сложностями. Россия и Казахстан продолжают использовать традиционный маршрут – трубопроводами через Россию, в то время как Туркменистан переориентировался на экспорт ресурсов в Китай и стремится построить транскаспийский газопровод. Азербайджан же связал свои энергетические интересы с Турцией, которая благодаря контролю над проливами Босфор и Дарданеллы имеет большое значение для бесперебойных поставок нефти в Европу. Значимость страны только возрастет после реализации ряда новых газопроводных проектов (TANAP, «Турецкий поток»).

Согласно оценкам Службы энергетической информации США, Каспийский регион располагает разведанными запасами нефти в 48 млрд баррелей и газа в 8,76 трлн куб. м¹. Шельф Каспийского моря изучен не в полной мере.

¹ Oil and Natural Gas Production is Growing in Caspian Sea Region// U.S. Energy Information Administration, September 11, 2013.
URL: <http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=12911>

Так, южная часть континентального шельфа не исследовалась из-за неурегулированных морских границ Туркменистана, Ирана и Азербайджана. Геологическая служба США предполагает, что недра региона могут содержать дополнительных 20 млрд баррелей нефти и 7,3 трлн куб. м газа. Это, конечно, несопоставимо с запасами стран Персидского залива или России (без каспийских месторождений). В то же время ввиду своей близости к Европе и центральному географическому положению, являющемуся одновременно и преимуществом, и недостатком, Каспийский регион сыграет важную роль в обеспечении энергоснабжения Европы.

Россия может как помочь, так и воспрепятствовать этому процессу. Однако путь сотрудничества несет в себе больше экономической выгоды.

Для максимальной реализации имеющегося потенциала России необходимо предложить конкурентоспособные тарифы транспортировки, широкий спектр возможностей сбыта и активное участие компаний в проектах других прикаспийских стран.

Обструкционизм и контрлоббирование приведут лишь к усилению стремления других стран обходиться в прикаспийских вопросах без России, в то время как последняя имеет здесь огромный потенциал. Для нефтегазовой отрасли России Каспийское море также представляет интерес: в эпоху импортозамещения Каспий может стать плацдармом для создания национальной нефте- и газосервисной индустрии. В период, когда из-за санкционного давления США, ЕС и других стран на Россию планы по разработке шельфа отложены, проекты в Каспийском море могут заложить фундамент для будущих успехов.

Политико-экономическое положение стран региона

Завершение ресурсного суперцикла, начавшегося после финансового кризиса 1998-1999 гг. и закончившегося в 2014-2015 гг. (несмотря на промежуточный период депрессии в 2008-2009 гг.), создало для прикаспийских стран новые политико-экономические условия.

Период 2000-2010 гг., когда все государства региона, за исключением России в 2009 г., зафиксировали непрерывный экономический рост, по всей видимости, позади. После резкого падения цен на нефть в 2015-2016 гг., вследствие которого основные бенчмарковые сорта нефти торговались на уровне 30-40 долл. за баррель, восстановление прежних цен займет существенно больше времени. В 2010-х гг. нефть будет стоить 100 долл. за баррель только в случае масштабного конфликта на Ближнем Востоке, что весьма маловероятно, учитывая проблемы с бюджетом в нефтедобывающих странах.

Динамика экономического развития Ирана выделяется на фоне других прикаспийских государств. В 2011-2012 гг. после введения санкций в отношении Тегерана, распространившихся и на нефтегазовую отрасль страны, торговля с государствами Европы стала невозможна. За этим также последовало снижение добычи и выход большинства компаний из иранских проектов. Это привело к тяжелым экономическим последствиям: падению ВВП в 2012-2013 гг. на 9%, а также раскручиванию инфляции до 30-35%. Однако после подписания Совместного всеобъемлющего плана действий в июле 2015 г. и снятия большинства санкций в январе 2016 г. иранская экономика имеет все шансы восполнить упущенное. По прогнозам Международного Валютного Фонда (МВФ) средний темп роста иранской экономики в 2017-2020 гг. составит 4,17% в год (см. График 1).

Если до кризиса 2008 г. наибольшими темпами роста в прикаспийском регионе обладал Азербайджан (среднегодовой рост ВВП в 2000-2008 гг. был на уровне 16,6%), то, вероятно, единственным государством, чей среднегодовой рост ВВП в 2010-х гг. превысит 5%, станет Туркменистан.

Хотя среди постсоветских стран Каспийского региона Азербайджан обладает наименьшей зависимостью от Москвы, Баку в 2015-2016 гг. воссоздал падение российской экономики на фоне низких общемировых цен на нефть. Экономический прогноз для России, богатейшей и мощнейшей страны прикаспийского региона, наименее оптимистичен. В 2017-2020 гг. средний показатель экономического роста, по оценкам МВФ, будет находиться на уровне 1,3% в год. При отсутствии структурных реформ темпы развития страны могут существенно отставать не только от самых быстро развивающихся держав мира, но и от прикаспийских государств, структура экономика которых весьма похожа на российскую.

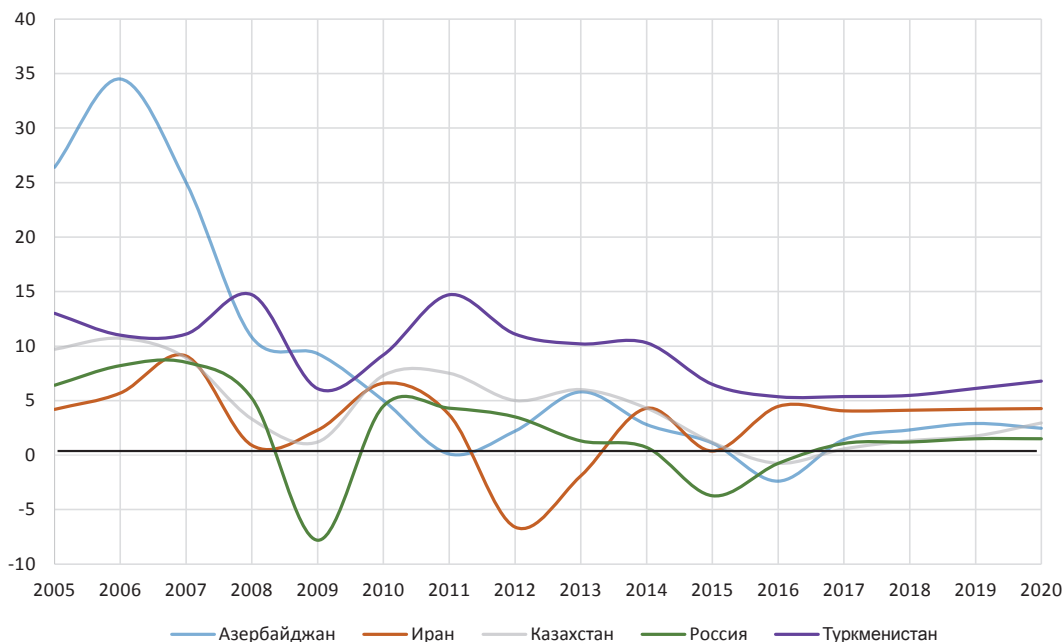


График 1. Реальный ВВП стран Каспийского региона, ежегодное изменение в %.

Источник: МВФ.

Экономические сложности России сказались на положении всех стран региона кроме Ирана. Ряд внешнеэкономических проектов России был заморожен. Так, «Газпром» в 2016 г. приостановил закупки туркменского газа, решив в первую очередь сбывать свое собственное «голубое топливо». Однако удар пришелся не только по торговле сырьевыми товарами. Сократились и объемы прямых инвестиций и денежных переводов работающих в России мигрантов. По подсчетам МВФ, падение ВВП России на 1% приводит к падению валового продукта нефтеэкспортирующих стран Прикаспия на 0,4%. И хотя показатели экономического роста Азербайджана, Туркменистана и Казахстана пока что не перешли в «красную зону», прежние стремительные темпы развития в ближайшие годы не сохранятся.

На падение российской экономики и мировых цен на энергоносители реагировали стандартными мерами: девальвацией национальной валюты и наращиванием дефицита государственного бюджета вследствие увеличения расходов. Казахстан девальвировал тенге еще в 2014 г., Азербайджан и Туркменистан свою валюту – в первые месяцы 2015 г. Девальвация азербайджанского маната произошла в несколько этапов (на 34% в феврале и еще раз в декабре 2015 г.). Ее масштаб во многом обусловлен тем обстоятельством, что Баку отменил привязку национальной валюты к доллару США и внедрил свободно плавающий курс². Трудности всех постсоветских

² Azerbaijan Abandons Currency Peg, Floats Manat// Financial Times, December 21, 2015
URL: <https://www.ft.com/content/af9fde82-0cd5-316f-9514-81cb7646a7f7>

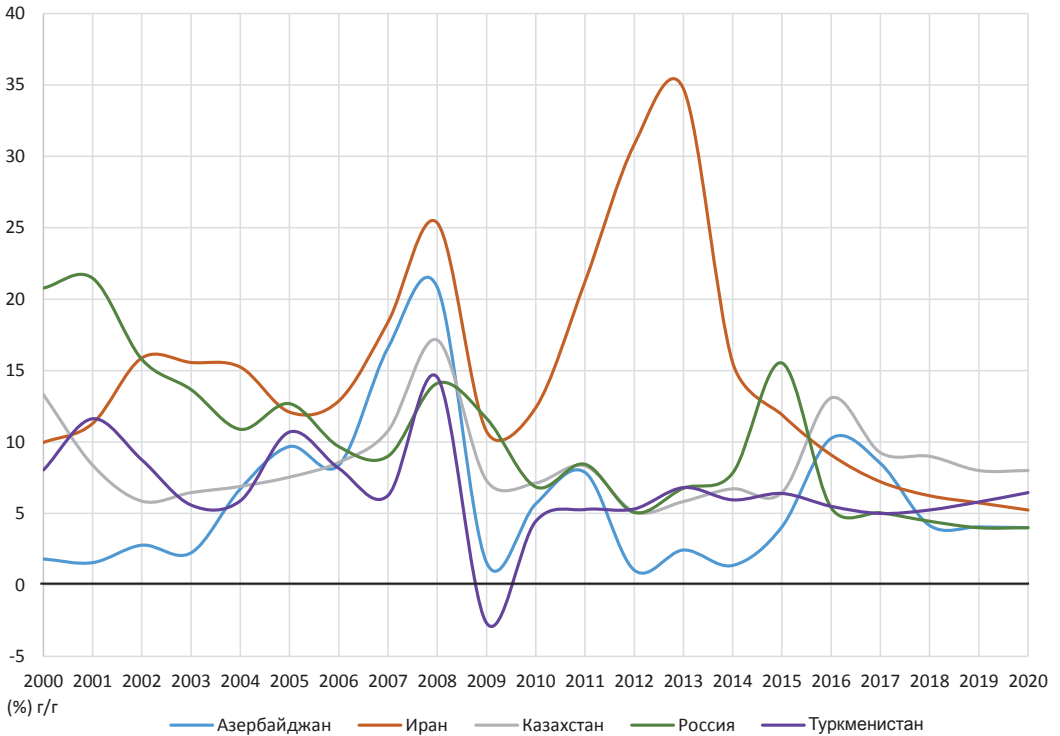


График 2. Инфляция в странах Каспийского региона, ежегодное изменение в %.
Источник: МВФ.

стран коррелируют с падением российского рубля, обесценившегося в 2014–2015 гг. по отношению к доллару и евро на 119% и 76%, соответственно³. Хотя в 2016 г. рубль укрепился примерно на 20% в отношении ведущих мировых валют, его текущие позиции несравнимы с положением до 2014 г.

Девальвация национальных валют привела к росту инфляции в национальных экономиках прикаспийских стран (см. График 2).

По прогнозам МВФ, Россия, столкнувшись с 15-процентной инфляцией в 2015 г., будет иметь самый незначительный рост цен среди прикаспийских стран. К 2020 г. она должна стабилизироваться на отметке около 4%.

В Иране, сумевшем перенести еще более существенный скачок инфляции, достигшей в санкционный период 35%, к концу текущего десятилетия этот показатель зафиксируется на уровне 5%. Траектория инфляционных тенденций Азербайджана и Казахстана повторяет российскую со временным лагом в 1–2 года. На фоне стабилизации нефтяных цен выше

³ Динамика курсов доллара США и евро к рублю и показатели биржевых торгов// Центральный Банк Российской Федерации.
URL: https://www.cbr.ru/hd_base/Default.aspx?Prtid=micex_doc

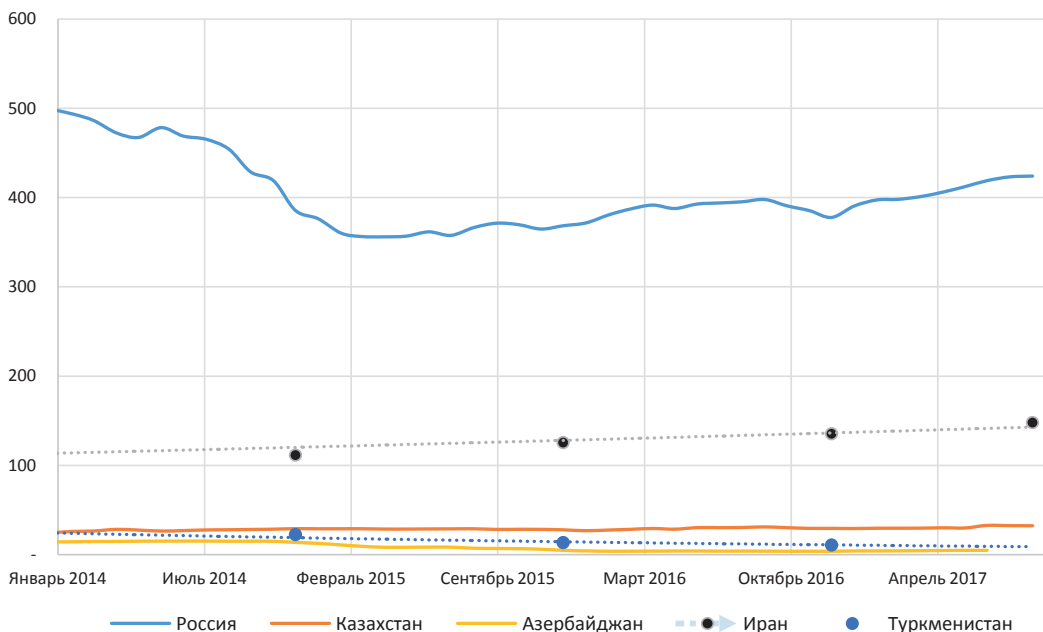


График 3. Международные резервы прикаспийских стран, включая золото (в млн долл. США).
Источники: Центральный Банк России, Центральный Банк Республики Казахстан, Центральный Банк Азербайджана, МВФ, База данных ЦРУ.

50 долл. за баррель не следует ожидать дальнейших масштабных девальваций национальных валют. Страны будут постепенно улучшать свои бюджетные показатели по мере медленного, но поступательного роста нефтяных котировок.

Дефицит бюджета в государствах Прикаспия стал повсеместным явлением. Бюджет Азербайджана на 2015 г. изначально формировался исходя из цены на нефть в 90 долл. за баррель, затем был переприят с привязкой к 50 долл. за баррель. В итоге на 2016 г. он был сверстан из расчета цены на нефть в 25 долл.⁴ При этом Баку не стал корректировать правительственный курс с учетом отрицательной конъюнктуры, а компенсировал дефицит с помощью Государственного нефтяного фонда Республики Азербайджан (ГНФРА), образованного в 1999 г. для сглаживания отрицательных последствий низких цен на нефть. Власти Казахстана урезали государственный бюджет на 10% (эквивалентно 700 млрд тенге) в 2015 г.⁵, сохранив социальные выплаты нетронутыми, и сверстали новый бюджет на 2017-2019 гг., исходя из цены на нефть в 35 долл. за баррель.

⁴ Азербайджан принял поправки в бюджет из расчета цены на нефть в 25 долларов за баррель // Газета.ру, 23 февраля 2016 г.
URL: https://www.gazeta.ru/business/news/2016/02/23/n_8286047.shtml

⁵ Назарбаев поручил правительству Казахстана урезать бюджет на 10% // Ведомости, 11 февраля 2015 г.
URL: <http://www.vedomosti.ru/economics/news/2015/02/11/nazarbaev-poruchil-pravitelstvu-kazahstana-urezat-byudzheta-10>

Баланс международных резервов стран Прикаспия во многом отображает те трудности, с которыми сталкиваются правительства, стремящиеся сохранить социальноэкономические условия внутри страны на нормальном уровне (см. График 3). Сильнейший урон понес Азербайджан, чьи международные резервы упали с пиковых показателей в 15,2 млрд долл. в июле-августе 2014 г. до 3,97 млрд долл. в январе 2017 г. (к сентябрю 2017 г. они выросли до 5 млрд долл.). Туркменистан по прогнозам потерял порядка 50% своих международных резервов в 2014-2016 гг. Объем золотовалютных резервов России в 2014-2016 гг. упал на 25%. После достижения самой низкой отметки (на уровне 356 млрд долл.) в марте-мае 2015 г. резервы России начали непостоянный и скачкообразный рост, который ввиду постепенного повышения цен на нефть должен был продолжиться. Иран, так же как и Туркменистан, не публикует данные относительно международных резервов, однако по прогнозам международных агентств, с 2014 г. фиксирует рост показателей.

Помимо сокращения бюджетных издержек, в некоторых прикаспийских странах для увеличения доходов казны решились на приватизацию компаний с государственным участием.

В первую очередь это касается России, где продажа 19,5% акций «Роснефти» консорциуму, состоящему из трейдингового гиганта Glencore и Qatar Investment Authority, принесла в государственную казну 11,3 млрд долл.⁶ Этой сделке предшествовала покупка контрольного пакета акций «Башнефти» (50,08%) «Роснефтью» в октябре 2016 г., что поспособствовало увеличению капитализации российского нефтегазового концерна. Исходной предпосылкой внеконкурентной сделки была «максимализация синергетического эффекта для государства»⁷, после того как на протяжении нескольких месяцев обсуждалась нецелесообразность участия компании с преобладающим государственным участием в приватизации «Башнефти» на аукционе.

Казахстан, в отличие от России, отложил проведение первичного размещения акций (IPO) КазМунайГаз, ссылаясь на неподходящий характер текущей конъюнктуры, как минимум до 2019 г.⁸ Азербайджан провел несколько раундов приватизации в 2014-2016 гг., однако речь шла о мелких объектах государственной собственности, к тому же ни одна из приватизированных компаний не являлась нефтегазовой⁹. Власти Туркменистана обещают начать процесс частичной приватизации экономики страны, однако в период низких цен на энергоносители не предприняли для этого никаких мер. Иран, освободившись от основного бремени санкционного режима, очень активно

⁶ Приватизация «Роснефти» станет рекордным иностранным вложением в Россию// РБК, 09 декабря 2016 г.
URL: <http://www.rbc.ru/economics/09/12/2016/5849c0e39a79475d44dd3c09>

⁷ «Роснефть» завершила приобретение государственного пакета акций «Башнефти»// Официальный сайт ПАО «НК «Роснефть», 12 октября 2016 г.
URL: <https://www.rosneft.ru/press/releases/item/184035/>

⁸ IPO КазМунайГаз планируется провести до 2018 года// Капитал, 21 апреля 2016 г.
URL: <https://kapital.kz/economic/49699/ipo-kazmunajgaz-planiruetsya-provesti-posle-2018-goda.html>

⁹ В Азербайджане на приватизацию выставлено еще свыше 100 гособъектов// Тренд, 14 ноября 2016 г.
URL: <http://www.trend.az/business/economy/2684855.html>

привлекает зарубежные компании к инвестированию в нефтегазовые проекты на территории страны. Тем не менее из 52 проектов, которые предлагались иностранным компаниям в рамках Iran Petroleum Contract (IPC), ни один не находится на каспийском побережье. Так как энергетические реалии Персидского залива выходят за пределы этого доклада, мы не будем рассматривать их в этом исследовании.

Нефтегазодобывающие компании с меньшим трудом справились с окончанием сырьевого суперцикла, нежели правительства, несущие большую часть бремени.

Российский ЛУКОЙЛ сумел избежать сползания ниже «красной черты», хотя и зафиксировал падение чистой прибыли в 2015 г. на 25%¹⁰, а впоследствии и в 2016 г. на 29%¹¹. Финансовое положение SOCAR также стабильно. Национальная компания Казахстана «КазМунайГаз» после убыточного 2014 г. смогла переломить тренд и в 2015-2016 гг. получила прибыль¹². В этом большая заслуга казахстанского правительства, решившего в августе 2015 г. перейти на плавающий курс тенге и внедрить с марта 2016 г. новую формулу расчета экспортной пошлины, снизившей налоговую нагрузку. «КазМунайГаз» при этом прибегнул и к использованию авансовых платежей для покрытия текущих проблем с ликвидностью. В этой связи наиболее примечательной является сделка с трейдинговой компанией Vitol на общую сумму в 3 млрд долл.¹³

Примечательно, что на фоне падения нефтяных котировок Россия и Казахстан не приостановили работу Евразийского экономического союза (ЕАЭС), начавшуюся в январе 2015 г. В рамках ЕАЭС планируется углубить экономическую интеграцию стран-членов, включая гармонизацию их энергетических курсов. На состоявшемся 31 мая 2016 г. саммите ЕАЭС в Астане было решено принять единую Концепцию формирования общих рынков нефти и нефтепродуктов Евразийского экономического союза¹⁴, выполняя статьи 83 и 84 Договора о ЕАЭС. Создание Единого рынка нефти и нефтепродуктов России, Казахстана, Беларуси, Армении и Киргизии повлечет за собой оптимизацию ценообразования (за исключением транспортных монополий), внедрение мер добросовестной конкуренции, устранение бюрократических барьеров, дискриминационных условий, пошлин

¹⁰ Прибыль ЛУКОЙЛа в 2015 году снизилась на четверть // РБК, 4 апреля 2016 г.
URL: <http://www.rbc.ru/rbcfreeneews/570241019a79477c78c4ae73>

¹¹ Чистая прибыль ЛУКОЙЛа в 2016 году сократилась на 29% // РБК, 14 марта 2017 г.
URL: <http://www.rbc.ru/business/14/03/2017/58c7d58e9a79470fb0893d3b>

¹² Прибыль «КазМунайГаз» в 2015 году по МСФО увеличивалась в 2,5 раза, до 494,7 млрд Тенге // Нефтегазовая Вертикаль, 09 июня 2016 г.
URL: http://www.ngv.ru/analytics/pribyl_kazmunaygaz_v_2015_godu_po_msfo_uvelichilas_v_2_5_raza_do_494_7_mlr_d_tenge/

¹³ Vitol in \$3bn deal with Kazakh state oil group KMG // Financial Times, December 02, 2015.
URL: <https://www.ft.com/content/02273d4e-98da-11e5-95c7-d47aa298f769>

¹⁴ Решение № 8. О Концепции формирования общих рынков нефти и нефтепродуктов Евразийского экономического союза // Высший Евразийский Экономический Совет, 31 мая 2016 г.
URL: https://www.docs.eaeunion.org/docs/ru-ru/01310328/scd_01062016_8

и сборов, а также унификацию стандартов и норм в рамках общего пространства ЕАЭС.

Согласно планам стран-членов Союза, в 2016-2017 гг. будут разработаны программы и меры, в 2018-2023 гг. применены единые правила, а в 2024 г. будет заключен и вступит в силу договор, финализирующий создание единого рынка нефти и нефтепродуктов. Аналогичным образом будет создан единый рынок газа¹⁵, речь о котором также шла на саммите ЕАЭС в Астане в мае 2016 г.

Общий рынок газа Союза обеспечивает не только добросовестную конкуренцию и недискриминационный доступ другим акторам, но и способствует реализации совместных проектов, повышению информационной прозрачности и переходу на взаиморасчет в национальных валютах за газовые поставки в рамках объединения.

Как и в случае с Единым рынком нефти и нефтепродуктов, соглашение о формировании общего рынка газа предполагается заключить до 1 января 2025 г. Так как помимо России и Казахстана (15% общемировой добычи нефти) в ЕАЭС нет других крупных энергетических держав, эти меры фактически сводятся к гармонизации российского и казахстанского правовых режимов в сфере нефти и газа. Устранение таможенных пошлин и сборов является одной из приоритетных целей для ресурсоимпортирующих стран-членов ЕАЭС, в первую очередь Киргизии и Армении.

Россия и Казахстан также приняли активное участие в координации деятельности нефтедобывающих государств по линии Организации стран-экспортеров нефти (ОПЕК). Конструктивная позиция Москвы не только убедила представителей Саудовской Аравии в целесообразности существенного снижения добычи (486 тыс. баррелей в день), но и способствовала консенсусу между Эр-Риядом и Тегераном.

Россия достигла рекордных показателей добычи в 2016 г., но взяла на себя обязательство снизить нефтедобычу на 300 тыс. баррелей в день в первом полугодии 2017 г.¹⁶

Хотя предполагалось, что по техническим соображениям добыча снизится только во втором квартале 2017 г., она сократилась уже с первых месяцев года. Казахстан изначально присоединился к Венским соглашениям ОПЕК, пообещав сократить нефтедобычу на 20 тыс. баррелей в день¹⁷, однако из-за ввода в эксплуатацию месторождения Кашаган нефтедобыча в стране к маю 2017 г. выросла на 120 тыс. баррелей в день, поэтому дальнейшее участие Астаны маловероятно.

¹⁵ Решение № 7. О Концепции формирования общего рынка газа Евразийского экономического союза// Высший Евразийский Экономический Совет, 31 мая 2016 г.

URL: https://www.docs.eaeunion.org/docs/ru-ru/01310326/scd_01062016_7

¹⁶ Россия согласилась снизить добычу нефти вслед за ОПЕК// РБК, 30 ноября 2016 г.

URL: <http://www.rbc.ru/economics/30/11/2016/583f15279a79472c257ab830>

¹⁷ Казахстан присоединился к соглашению ОПЕК по заморозке нефтедобычи// ИА Регнум, 12 декабря 2016 г.

URL: <https://www.regnum.ru/news/economy/2216571.html>

Политическое сотрудничество самих стран Прикаспийского региона оставляет желать лучшего. С 2002 г. состоялось четыре Каспийских саммита (в 2002 г. в Ашхабаде, в 2007 г. в Тегеране, в 2010 г. в Баку и в 2014 г. в Астрахани), основной целью которых была демаркация границ между государствами-участниками. Перенос пятого саммита¹⁸, который должен был состояться в Астане, с 2016 г. на 2017 г., а затем и на 2018 г. свидетельствует об отсутствии реального прогресса в деле разграничения континентального шельфа Каспия. Россия, Азербайджан и Казахстан в рамках двусторонних договоренностей уладили этот вопрос, что снизило мотивацию к подписанию всеобъемлющего договора по Каспийскому морю. К тому же Россия и Иран вряд ли подпишут этот документ, опасаясь превращения Каспийского моря в коридор поставок углеводородов в обход обеих стран. Поэтому лоббирование сделки со стороны властей ЕС и США, заинтересованных в снижении зависимости европейских стран от России (и в случае необходимости Ирана) в кратко- и среднесрочной перспективе не приведут к желаемому результату.

Тем не менее Саммит прикаспийских государств является полезной площадкой для сближения их позиций. Соглашение о ликвидации последствий чрезвычайных происшествий в Каспийском море¹⁹, подписанное на Астраханском саммите и вступившее в силу в декабре 2016 г., во многом упрощит региональное сотрудничество стран по линии МЧС. Так, продолжится работа в сфере военной безопасности, судоходства, гидрометеорологии, охраны окружающей среды и т. д. Все эти вопросы требуют дополнительной координации, однако главным с точки зрения энергетики являются соглашения о демаркации границ и об организации транспортировки углеводородов по дну Каспийского моря. Появление альтернативных форматов сотрудничества в регионе, например саммиты «Россия-Азербайджан-Иран», могут дополнительно усложнить выработку приемлемого для всех варианта.

Следует отметить, что экономическое развитие государств Прикаспия сопряжено с необходимостью сохранить реликтовые флору и фауну, оставшиеся от прежде существовавших Сарматского и Понтического морей.

Добыча нефти и газа не только загрязняет моря, но и увеличивает содержание других элементов в воде, в первую очередь металлических (ртуть, цинк, железо и др.)²⁰. Количество каспийских нерп за последние сто лет сократилось в пятнадцать раз до 100 тыс. особей²¹. В первую очередь это

¹⁸ МИД Казахстана: каспийский саммит пройдет в 2017 году. ТАСС. 13 июля 2016.
URL: <http://www.tass.ru/mezhdunarodnaya-panorama/3450971>

¹⁹ Федеральный закон от 28 декабря 2016 года №484-ФЗ "О ратификации Соглашения о сотрудничестве в сфере предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций в Каспийском море"// Российская газета, 30 декабря 2016 г.
URL: <https://www.rg.ru/2016/12/30/fz484-site-dok.html>

²⁰ Anan Y., Kunito T., Ikemoto T. et al. Elevated Concentrations of Trace Elements in Caspian Seals (*Phoca Caspica*) Found Stranded During the Mass Mortality Events in 2000. Arch. Environ. Contam. Toxicol. 2002, Volume 42.

²¹ Осадчий А. «Черное золото» Каспийского шельфа// Наука и Жизнь, 2002 г. № 12.
URL: <http://www.nkj.ru/archive/articles/1611>

было вызвано загрязнением моря и воздуха, а также утратой естественной среды обитания в результате человеческой деятельности (нерпы спариваются и вынашивают щенков в более мелководной, северной части Каспия). Учитывая практически полное отсутствие внимания к вопросам экологии в имперский и советский периоды в России и других странах Прикаспия, в нынешней ситуации следует с особым вниманием отнестись к этой проблеме.

Энергетическая политика прикаспийских стран довольно схожа, хотя Иран зачастую выбивается из общего ряда. Постсоветские страны Прикаспия в 1990-х гг. активно привлекали иностранных партнеров, в первую очередь западных нефтегазовых «мейджоров». В 2000-х гг. эта заинтересованность постепенно снижалась, но бизнес-климат для зарубежных компаний не претерпел существенных изменений. Однако после финансового кризиса 2008 г. во всех постсоветских странах режим доступа к разработке месторождений был ужесточен. В ряде случаев были введены законодательные меры, предоставлявшие привилегированное положение компаниям с государственным участием. В Российской Федерации общий тренд на сворачивание проектов с вовлечением зарубежных партнеров был подкреплен введением секторальных санкций против ведущих энергетических концернов страны. Взаимоотношения Тегерана и западных энергетических компаний в меньшей степени подчиняются экономической конъюнктуре и зависели от наличия санкционных мер в отношении иранских властей. После снятия санкций в январе 2016 г. Тегеран запустил ряд проектов для привлечения иностранных компаний, действуя, таким образом, вразрез с общей тенденцией в прикаспийских государствах.

Ресурсы Каспийского региона

Азербайджан в ожидании новых проектов

Азербайджан среди стран каспийского региона больше всего славится традициями добычи нефти и газа. Начиная со средневековья можно документально проследить за добычей «черного золота» на территории страны. Арабские и европейские географы, в том числе Марко Поло, описывали, как местное население добывало нефть с помощью воды, а затем транспортировало ее в крупных сумках из тюленьей кожи.

Азербайджан являлся ключевым нефтегазовым источником даже в границах Российской империи: именно здесь был построен первый нефтепровод (Балаханы–Черный город), спущен на воду первый в мире нефтяной танкер («Зороастр» грузоподъемностью в 242 т).

В советское время Азербайджан играл важнейшую роль в обеспечении СССР нефтью вплоть до освоения месторождений Западной Сибири. В это время была построена первая нефтяная платформа в мире «Нефтяные камни», ставшая также первым объектом по разработке ресурсов Каспийского моря.

После распада Советского союза руководство Азербайджана практически сразу взяло курс на диверсификацию партнеров. В сектор геологоразведки и добычи приглашались западные компании (несмотря на давление и лоббирование российской стороны, Москва смогла закрепить за собой лишь малую долю в проектах), заключались далекоидущие соглашения о разделе продукции, планировались новые маршруты поставки. К тому же администрация США считала приоритетной задачей на каспийском направлении вывод Азербайджана на мировые рынки нефти в качестве гарантии как против гегемонии стран Персидского залива, так и против экспансии России на постсоветском пространстве. Азербайджан в 1990-е и 2000-е гг. вплоть до глобального экономического кризиса 2008 г. являлся наиболее открытой экономикой среди прикаспийских стран.

Активная геологоразведочная деятельность в советский период во многом предопределила успехи, которых Азербайджан добился в первые десятилетия своей независимости. Основные объекты углеводородной энергетики Азербайджана, включая сверхкрупное газоконденсатное месторождение Шах-Дениз, были предварительно разведаны еще в 1950-е гг. Азербайджан не испытал проблем с преемственностью кадров – специалистов в нефтяной сфере – и смог извлечь выгоду из накопленного опыта нефти- и газоносных регионов Каспийского моря. Примечательно, что в начале XX в. большинство нефтяников были русскими и персами. Азербайджанцы составляли лишь одну пятую часть всей рабочей силы. Благодаря начатой в 1920-1930-е гг. «коренизации» азербайджанские нефтяники славились своими профессиональными навыками.

Нефть и газ продолжают играть доминирующую роль в экономике Азербайджана и после обретения страной независимости. Нефтяная промышленность обеспечивает 95% экспортной выручки и более половины государственных доходов.

От колебаний общемировых котировок нефти зависит благосостояние практически всех слоев населения. Однако в скором времени (в 2020-х гг.) основным экспортным товаром Азербайджана станет газ. Нефтяная промышленность страны будет оставаться одной из крупнейших в регионе, но ее удельный вес в экономике государства будет снижаться по мере истощения крупнейших месторождений. В некоторых местах добычи, открытых и введенных в эксплуатацию советскими геологами в 1970-1980-е гг., в настоящий момент применяются технологии вторичного повышения нефтеотдачи, и пик добычи на большинстве из них уже пройден.

Крупнейшим нефтяным месторождением Азербайджана является Азери-Шираг-Гюнешли (АШГ), на долю которого приходится порядка 80% всей нефтедобычи страны (31 из 41-42 млн т). АШГ было обнаружено в 1970-х гг. советскими геологами и находится на расстоянии 120 км к востоку от Баку, на глубине 120-170 м. Месторождение разрабатывается на основе заключенного в 1994 г. «Контракта века» – соглашения о разделе продукции, которое изначально заключалось между правительством Азербайджана и одиннадцатью иностранными компаниями. На данный момент в разработке АЧГ принимают непосредственное участие девять компаний: оператор проекта BP (35,8% акций), SOCAR (11,6%), Chevron (11,3%), INPEX (11%), Statoil (8,6%), ExxonMobil (8%), TPAO (6,8%), ITOCHU (4,3%), ONGC Videsh (2,7%).

Разработка АШГ способствовала преобразованию энергетической политики Азербайджана и дала толчок диверсификации маршрутов поставок. На момент ввода месторождения в эксплуатацию в 1997 г. для нефтедобывающих компаний в Азербайджане существовало два экспортных маршрута. Основным являлся нефтепровод Баку-Новороссийск, открытый в 1996 г. Вскоре после этого, в 1999 г. был введен в эксплуатацию альтернативный маршрут, не проходящий по территории России, – нефтепровод Баку-Супса. На фоне роста добычи стало обсуждаться строительство нефтепровода, связывающего нефтедобывающие объекты на каспийском шельфе со средиземноморским побережьем.

Нефтепровод Баку-Тбилиси-Джейхан, пролоббированный Соединенными Штатами (так как он не проходит ни по российской, ни по иранской территории) был построен в 2003-2006 гг. и с тех пор является ключевым маршрутом азербайджанских нефтяных поставок.

Пик добычи на АШГ был пройден в 2014-2015 гг. Хотя акционеры проекта намеревались стабилизировать добычу в 2015-2020 гг. на уровне 33-34 млн т нефти в год, более реалистичным является показатель в 30-31 млн т. Нефтяные компании активно разрабатывают ранее не освоенные части АШГ:

График 3. Месторождения азербайджанского сектора Каспийского моря

Название месторождения	Год открытия	Запасы нефти (млн тонн)	Запасы газа (млрд куб. м)	Начало добычи	Тип	Владелец
Азери-Шираг-Гюнешли	1979-1987	930	600	1997	Шельф	BP, SOCAR, Chevron, INPEX, Statoil, ExxonMobil, TPAO, ITOCHU, ONGC Videsh
Мелководный Гюнешли	1979	175	100	1987	Шельф	SOCAR
Апшерон	2001	–	350	2021	Шельф	Total 40%, SOCAR 40%, ENGIE 20%
Шах-Дениз	1954/1999	–	1200	2006	Шельф	BP, TPAO, SOCAR, Petroliam Nasional Berhad, NIOC (10%), ЛУКОЙЛ (10%)
Зафар-Машал	1961/2004	Не обнаружено*	Не обнаружено	–	Шельф	SOCAR, Statoil
Алов-Араз-Шарг	1985-1987	300	395	–	Шельф	Территория оспаривается (Иран-Азербайджан), разработка не ведется
Ялама	1997	Не обнаружено**	Не обнаружено	–	Шельф	SOCAR
Инам	1953	200	н/д	–	Шельф	SOCAR 50%, BP 25%, KNOC 8%, Royal Dutch Shell 5% и др.
Булла-Дениз	1975	–	17	1976	Шельф	SOCAR
Ашрафи	1999	50	–	–	Шельф	SOCAR
Карабах	1965/2000	100	–	–	Шельф	SOCAR
Умид	1953/2010	–	192	2012	Шельф	SOCAR
Бабек	2004	–	400	–	Шельф	SOCAR

* После бурения разведочной скважины в 2004 г. оператор проекта ExxonMobil заявил об открытии коммерчески нерентабельных запасов на месторождении, хотя изначальные азербайджанские прогнозы говорили о 300 млрд куб. м природного газа и 140 млн т нефти. После почти 10-летнего простоя в 2013 г. Statoil заинтересовалась разработкой месторождения, договорившись с SOCAR о совместной разработке Зафар-Машал.

** ЛУКОЙЛ, оператор и основной акционер проекта Ялама (Блок D222) согласно Соглашению о разделе продукции 1997 г.

в 2014 г. был запущен последний – платформа Западный Чираг²². Также ведется деятельность по разработке залежей вне АШГ. Например, SOCAR уже не одно десятилетие ведет добычу на мелководном участке Гюнешли, не вошедшем в «Контракт века». Так как Баку заинтересован в том, чтобы добыча углеводородов осуществлялась как можно дольше, уже обсуждаются²³ возможности продления соглашения о разделе продукции, сроки которого заканчиваются в 2024 г., до 2050 г.

Пострадает от снижения объемов добычи нефти и инфраструктура, необходимая для экспорта азербайджанских углеводородов за рубеж. Нефтепровод Баку-Тбилиси-Джейхан (БТД), отправной точкой которого является терминал Сангачал в Баку, заполняется на 80% азербайджанской нефтью и лишь на 50% от совокупной пропускной способности в 1,2 млн баррелей в день. Этот показатель, особенно на фоне решения ведущих игроков нефтяного рынка в Каспийском регионе пользоваться услугами КТК, в долгосрочной перспективе будет снижаться. Можно предположить, что в результате ввода дополнительных очередей добычи излишки казахстанской нефти с месторождения Кашаган будут транспортироваться по нефтепроводу БТД, однако большая часть будет поступать в Новороссийск.

Хотя Азербайджан давно ассоциируется с добычей нефти, роль «голубого топлива» в энергетическом комплексе страны будет возрастать. Добыча товарного газа в Азербайджане в 2006-2016 гг. увеличилась с 6 млрд куб. м до 19 млрд куб. м, были запущены первые маршруты поставок природного газа за рубеж. Совокупные объемы добычи газа в 2013-2016 гг. колеблются в интервале 29-30 млрд куб. м, так как порядка 10 млрд куб. м попутного газа закачиваются обратно в нефтеносные пласты для повышения нефтеотдачи. Блок месторождений АШГ, в рамках которого добывается как попутный, так и природный газ, до ввода в строй Шах-Дениз в 2007 г. традиционно составлял основу газодобычи. Шах-Дениз является весьма дорогостоящим проектом (28 млрд долл.)²⁴, однако с точки зрения Баку, его цена себя не оправдывает.

Газовый сектор Азербайджана на данный момент находится в переходном состоянии, ожидая выхода на новый качественный уровень. Эта амбивалентность весьма отчетливо отслеживается на примере экспорта газа из страны в Россию.

Поставки по газопроводу Баку-Махачкала, составлявшие в 2010 г. 1,5 млрд куб. м в год, к 2015 г. свелись к нулю. Более того, Азербайджан высказывает заинтересованность в поставках газа из России для покрытия внутренних нужд страны. В этой связи «Газпром» заключил соглашение с государствен-

²² ГНКАР объявила конкурс на совместную разработку месторождений «Умид» и «Бабек»// Reuters, 10 сентября 2014 г. URL: <http://www.ru.reuters.com/article/companyNews/idRUL5NORB3XA20140910>

²³ Azerbaijan Extends ACG Development Term Through 2050// Offshore, December 30, 2016. URL: <http://www.offshore-mag.com/articles/2016/12/azerbaijan-extends-acg-development-term-through-2050.html>

²⁴ BP's Azerbaijan Push Comes at a Cost// The Wall Street Journal, March 31, 2016. URL: <http://www.wsj.com/articles/bps-azerbaijan-push-comes-at-a-cost-1459459929>

ной SOCAR о поставках до 2 млрд куб. м в год, что вкупе с недавно заключенным контрактом на поставку 2 млрд куб. м для нужд «Азербайджанской метаноловой компании» (AzMeCo) свидетельствует о значительном текущем дефиците газа. При этом следует отметить, что Азербайджан не импортировал «голубое топливо» из России с 2006 г.

Основные надежды Баку возлагает на вторую фазу разработки месторождения Шах-Дениз (также упоминается как Шах Дениз-2), находящегося на континентальном шельфе Каспийского моря в 70 км от Баку. Это газоконденсатное месторождение с извлекаемыми запасами в 1,2 трлн куб. м разрабатывается с 2006 г., и добыча на нем в 2015 г. в рамках первой фазы освоения достигла пика в 10 млрд куб. м. Новый виток развития, зачастую упоминаемый как Шах Дениз-2, увеличит добычу на месторождении до 26 млрд куб. м. Основную часть прироста (10 млрд куб. м) акционеры проекта намереваются поставлять в Европу, а 6 млрд куб. м Азербайджан обязался поставлять в Турцию в рамках существующего двустороннего контракта. Так как турецкая часть газопровода TANAP будет, согласно планам, достроена в 2018 г., Турция станет получать газ первой, в то время как топливо, добываемое на Шах Денизе-2, поступит к европейским потребителям немногим позже, предположительно в 2020 г.

Контрактные поставки азербайджанского газа в Турцию начались в 2007 г. после введения в строй нефтепровода Баку-Тбилиси-Джейхан (контракт о поставках был заключен в 2003 г.). Азербайджанская сторона обязалась поставлять 6,6 млрд куб. м газа в год. В течение первых лет наблюдалась недопоставка «голубого топлива» отчасти из-за инфраструктурных проблем в восточной части Турции.

После 2018 г. энергетический союз Баку-Анкара укрепится. Турецкие компании активно привлекаются к разработке азербайджанских месторождений, национальная нефтяная компания Турции ТРАО принимает участие в четырех проектах, инвестировав в Азербайджан более 10 млрд долл.²⁵ Следует отметить, что акционерная структура Шах Дениз не является постоянной: из проекта в 2014 г. полностью вышла норвежская Statoil, продав Petronas, BP и SOCAR свои акции, являвших собой 25,5% общего долевого капитала. На данный момент акционерами Шах Дениз являются BP (28.8%), ТРАО (19%), SOCAR (16.7%), Petronas (15.5%), NIOC и ЛУКОЙЛ (по 10%).

Азербайджан помимо Шах Дениз обладает и рядом других газовых проектов, находящихся на разной стадии готовности и представляющих разную коммерческую рентабельность (см. График 1). Несмотря на наиболее крупные открытия в регионе Каспийского моря, Азербайджан также предпринимал ряд нерентабельных попыток бурения. Структура Ялама, в разработке которой принимал участие российский ЛУКОЙЛ, сулила акционерам до 120 млн т и 50 млрд куб. м. Однако две попытки бурения в 2005 и 2009 гг. оказались непродуктивными. Проблемы возникают также из-за слож-

²⁵ ТРАО Reveals Volume of Investments in Azerbaijan// Azernews, December 19, 2016.
URL: http://www.azernews.az/oil_and_gas/106715.html

ной геологии месторождения. Так, на месторождении Умид через два года после начала работ из-за серьезных изменений в давлении пласта стал падать уровень добычи²⁶. Это явление может быть связано с недостаточной достоверностью информации об изначальных запасах углеводородов в продуктивных пластах или неучтенными геологическими факторами.

Поведение зарубежных «мейджоров» в отношении проектов на каспийском шельфе Азербайджана вполне точно отражает перспективы разработки.

Например, практически все структуры севернее АШГ, находящиеся ближе к российской границе (Ялама, Карабах, Ашрафи), изначально разрабатывались в рамках международных консорциумов (акционерами являлись BP, ЛУКОЙЛ, Agip, ИТОСНУ, Unocal и др.). Однако все «мейджоры» покинули эти проекты, и на данный момент права на объекты принадлежат SOCAR. Аналогичная ситуация сложилась и на месторождении ближе к азербайджанско-иранской границе (блоки Курдаши, Ланкаран, Нахчыван), разработку которых признала неперспективной даже азербайджанская SOCAR.

Несмотря на ряд провальных проектов, несколько бурений были успешными. Глубоководное месторождение Апшерон (глубина воды 500-600 м, глубина залегания продуктивных пластов 6500-6700 м) расположено ровно посередине между Шах-Дениз и АШГ и обещает стать одним из основных центров газодобычи всего Каспийского моря. Хотя Апшерон и не обладает такими масштабными запасами газа, как Шах-Дениз, оно станет полезным подспорьем для развития азербайджанской энергетики. Запуск месторождения, оператором которого является французский Total, намечен на 2021 г., и уже к 2024-2025 гг. добыча в рамках первой фазы разработки достигнет проектного пика – 5 млрд куб. м в год. Мощный толчок газовой отрасли Азербайджана может дать и урегулирование территориальных споров с другими прикаспийскими государствами – по месторождению Сердар-Кяпас с Туркменистаном и Алов-Араз-Шарг с Ираном.

После вступления в силу Третьего энергетического пакета Европейская комиссия преследует цель минимизировать зависимость от российских источников энергии и диверсифицировать маршруты поставок.

Она видит в Азербайджане одного из ключевых партнеров²⁷. В долгосрочной перспективе ЕС хочет получать 80-100 млрд куб. м «голубого топлива» по Южному газовому коридору²⁸, однако выполнение этой цели маловероятно.

²⁶ ГНКАР объявила конкурс на совместную разработку месторождений «Умид» и «Бабек»// Reuters, September 10, 2014.
URL: <http://www.ru.reuters.com/article/companyNews/idRUL5N0RB3XA20140910>

²⁷ The Second Ministerial Meeting of the Southern Gas Corridor Advisory Council. Joint Declaration// European Commission, February 29, 2016.
URL: https://www.ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/Joint_Declaration_Baku_2016.pdf

²⁸ Gas and Oil Supply Routes// European Commission.
URL: <https://www.ec.europa.eu/energy/en/topics/imports-and-secure-supplies/gas-and-oil-supply-routes>

ятно. Азербайджан не сможет поставлять в страны Европы больше 10-15 млрд куб. м из-за естественных ограничений по добыче. К тому же продажа газа в Европу сулит Баку меньшую прибыль, чем продажа нефти, так как грядущая «газовая война» в Европе (конкуренция между трубопроводным российским газом и поставляемым из Катара или США СПГ) в течение ближайших десятилетий будет способствовать снижению цен. Кроме того, отказ от привязок к нефтяным котировкам в рамках ценообразования природного газа также приведет к сокращению маржи производителя.

Азербайджан, принимая во внимание сложное геополитическое положение в Закавказском регионе и стремление прикаспийских стран к взаимовыгодному сотрудничеству, активно участвует в своих операциях с соседними государствами.

Баку ежегодно поставляет Ирану 300-400 млн куб. м газа взамен на обеспечение «голубым топливом» анклавного Нахичеванского региона. Чтобы поставлять туда газ, Азербайджану следовало бы проложить газопровод по территории Армении. Однако учитывая взрывоопасность конфликта в Нагорном Карабахе, это, по сути, нереализуемо. Существует также механизм спотов с «Газпромом», который поставляет газ в течение летнего периода, чтобы в зимний период Баку компенсировал эти объемы, облегчив задачу российскому концерну, которому не придется транспортировать газ для кавказских республик через всю территорию России.

Как уже было сказано, климатические условия Каспийского моря непредсказуемы и изменчивы, что требует от нефте- и газодобывающих компаний с особой осторожностью осваивать континентальный шельф. Разработку проектов в азербайджанской части Каспийского моря зачастую приходится прерывать из-за технических неполадок. В декабре 2015 г. добыча была приостановлена на морской платформе Гюнешли, после того как в ходе привычного для прикаспийской зимы шторма оборвался газопровод. Это привело к крупному пожару на платформе²⁹, унесшему жизни 30 нефтяников. В сентябре 2016 г. ситуация повторилась, однако тогда возникшее из-за выброса газа возгорание удалось ликвидировать без каких-либо последствий³⁰. Подобные инциденты в Каспийском море происходят не только на платформах SOCAR: трагедии случались и в советское время. Тем не менее меры, предпринимаемые компаниями, разрабатывающими шельф Азербайджана, все еще недостаточны для обеспечения безопасности нефтяников.

«Нефтяная эпоха» Азербайджана далека от завершения, но ее конец уже не за горами. Баку, однако, сможет плавно переориентироваться на газ и стать одним из основных акторов диверсификационной инициативы Европейского союза. Возможно, каспийский шельф Азербайджана, вопреки

²⁹ Пожар на одной из трех скважин на нефтеплатформе «Гюнешли» потушен// РИА Новости, 16 декабря 2015 г.
URL: <https://www.ria.ru/world/20151216/1342969162.html>

³⁰ Пожар на нефтяной платформе «Гюнешли» потушен. РИА Новости, 27 сентября 2016 г.
URL: <https://www.ria.ru/world/20160927/1477923849.html>

заявлению министра энергетики Натига Алиева, не содержит достаточно природного газа для удовлетворения нужд страны на «целый век»³¹, однако запасов «голубого топлива» хватит для сохранения за Баку ведущей роли в Каспийском регионе. Обладая необходимой нефтегазовой инфраструктурой и весьма удачным географическим положением между Каспийским и Черным морями, Азербайджан в XXI в. сохранит свои позиции энергетической державы.

Туркменское возрождение

Туркменистан занимает четвертое место в мире по доказанным запасам природного газа (9,5% общемировых объемов), десятое – по текущей добыче «голубого топлива» (4,5% общемировых объемов), однако весьма редко упоминается в списке ведущих газодобывающих держав.

Во многом это обстоятельство – следствие географического положения Туркменистана, не имеющего доступа к открытым океанам, но также длительного политического курса туркменских властей. О ресурсном богатстве этой среднеазиатской страны имелись сведения даже в советский период, однако выходу Туркменистана в энергетические лидеры евразийского пространства в наибольшей степени помешал изоляционистский курс его политики, граничащей с автаркией. Вследствие особенностей политического курса С. Ниязова Туркменистан не смог развить стабильных и предсказуемых отношений с российскими и западными энергетическими компаниями.

Международные позиции Ашхабада могут окрепнуть благодаря Галкыныш – крупнейшему энергетическому проекту страны и второму крупнейшему газовому месторождению в мире. Галкыныш, так же, как и сверхкрупное месторождение Кашаган на континентальном шельфе Казахстана, может позволить Туркменистану качественно улучшить свое положение на мировых рынках газа – вместо соперничества с Алжиром и Индонезией, Ашхабад может стать серьезным конкурентом Норвегии или Канады, и, возможно, даже Катара. Поскольку газ – один из основных элементов туркменской экономики и основной экспортный товар страны, от положительного опыта разработки Галкыныш зависит и благосостояние Туркменистана. Туркменские власти смогли в течение 25 лет после распада СССР обеспечить население газом (с 1993 г. газ предоставлялся бесплатно, в 2014–2015 гг. правительство впервые заговорило об отмене данной льготы), однако лишь в 2016 г. сумели превысить показатели добычи газа советского периода.

Несмотря на то, что Туркменистан в первые годы своего существования пытался привлечь западные компании для разработки углеводородных

³¹ Азербайджану хватит газа на век// Neftegaz, 16 апреля 2010 г.
URL: <http://www.neftgaz.ru/news/view/94342-Azerbaydzhanu-hvatit-gaza-na-vek>

³² Natural Gas Production. Country Comparison / Central Intelligence Agency.
URL: <https://www.cia.gov/library/publications/the-world-factbook/rankorder/2249rank.html>

ресурсов страны, из-за непрозрачной системы принятия решений, всеобъемлющей административной волокиты на разных уровнях государственного управления, постепенного ухудшения инвестиционного климата и недостаточных перспектив диверсификации ожидаемый приток инвестиций так и не материализовался. В эпоху С. Ниязова (Туркменбаши) присоединение и участие Туркменистана в международных организациях (МВФ, Группа Всемирного банка) не повлекли за собой масштабных инициатив в сфере энергетики. Даже помощь со стороны Европейского союза, заинтересованного в привлечении ресурсов Туркменистана для диверсификации своих поставщиков, сводилась к развитию инфраструктуры наиболее бедных регионов страны.

1990-е гг. были для Туркменистана периодом спада. К 1998 г. добыча газа упала до 12 млрд куб. м (падение на 85% по сравнению с 1991 г.). Причиной тому стала неразвитость газотранспортной инфраструктуры Туркменистана. Страна фактически обладала лишь одним маршрутом для экспорта природного газа – сетью газопроводов Центральная Азия–Центр, эксплуатируемой с 1974 г. Таким образом, Туркменистан не имел особого пространства для выбора внешнеторговых партнеров и в основном поставлял газ для нужд Украины и закавказских государств, хронические проблемы с платежами которых предопределили недостаточную ликвидность национальной газодобывающей компании «Туркменгаз». К началу 2000-х гг. положение исправилось, и добыча вышла на рубеж 40–45 млрд куб. м, однако Туркменистан все еще не смог восстановить позиции на мировом рынке газа, утерянные после распада Советского союза. Драйвером последующего роста стало открытие в 2006 г. месторождения Галкыныш (в переводе с туркменского языка означает «возрождение»).

Галкыныш не единое месторождение, а скорее ряд месторождений на территории площадью 1842 км². В центре Галкыныш находится месторождение Южный Йолотен, вокруг которого расположены месторождения Минара, Осман, Яшлар и Газанлы. Информация о совокупных извлекаемых запасах все еще варьируется – в немалой степени из-за непрозрачного предоставления информации со стороны туркменских властей. Консервативные оценки предполагают наличие 14 трлн куб. м, в то время как ныне упраздненное Министерство нефти и газа Туркменистана заявляло о 27,4 трлн куб. м газа³³. Примечательно, что ни европейские, ни американские компании не были привлечены к разработке месторождения – подрядчиками по строительству газоперерабатывающих установок, подземного оборудования и других необходимых элементов были компании из ОАЭ (Petrofac), Китая (CNPC) и Республики Южная Корея (LG, Hyundai Engineering).

Запуск добычи на Галкыныш был осуществлен в сентябре 2013 г., в присутствии председателя КНР Си Цзиньпина.

³³ Turkmenistan to Bring Galkynysh Output to 95 bn m3/year // Natural Gas World, 27 January 2016.
URL: <http://www.naturalgasworld.com/turkmenistan-to-bring-galkynysh-output-to-95bn-m3-yr-27830>

Китайской стороне поставки газа с Галкыныш могут помочь еще больше диверсифицировать пул поставщиков природного газа на фоне развития инициативы «Один пояс – один путь», поэтому интерес Пекина понятен.

Ашхабад изначально рассматривал возможность строительства пяти новых коридоров поставки газа: транскаспийский, дальневосточный (в Китай), трансевропейский, иранский (с возможностью продления до Турции) и транскаспийский (через Баку, Тбилиси и Эрзурум)³⁴. На данный момент удалось реализовать лишь один вектор – дальневосточный, предоставивший Ашхабаду некую маневренную свободу в отношении экспорта газа. Вне всякого сомнения, Туркменистан готов перенаправить потоки природного газа в направлении Китая. Первая очередь разработки Галкыныш предполагала выход на вилку добычи в 30 млрд куб. м, вторая – до 55 млрд куб. м, а в рамках третьей фазы предполагается увеличить добычу до 95 млрд куб. м.

Точные показатели по добыче газа в Туркменистане отсутствуют. Цифры за 2015 г. варьируются в интервале 72,4-80,1 млрд куб. м, и предполагается, что в 2016 г. был зафиксирован рост на 7-8%³⁵.

Это беспрецедентный уровень добычи в современной истории Туркменистана, так как даже в предкризисный период показатели находились в интервале 65-70 млрд куб. м. Порядка 50 млрд куб. м туркменского газа направляется на экспорт – из этого 60%, приблизительно 30 млрд куб. м в Китай³⁶. Переориентация Туркменистана с России на Китай была подкреплена строительством газопровода Центральная Азия-Китай, первая нитка которого была введена в строй в декабре 2009 г. Согласно контракту двух сторон, Туркменистан имеет возможность поставлять в Китай вплоть до 65 млрд куб. м в год. Тем не менее на фоне приостановления спроса на газ в Китае сомнительно, что Пекин запросит весь объем. За счет китайского направления Ашхабад сможет полностью компенсировать отсутствующие российские объемы, однако вновь окажется в зависимом положении от одного партнера.

По мере успешной, пусть порой и с задержками, реализации проектов, направленных на удовлетворение нужд китайской экономики, Туркменистан перестал поставлять газ в Россию. Традиционный газовый партнер Туркменистана «Газпром» в январе 2016 г. уведомил государственную компанию Туркменистана, что впредь отказывается от поставок туркменского газа. С точки зрения компании, это логический шаг в рамках продолжения тенденции 2009 г. по оптимизации газовых контрактов «Газпрома» на фоне

³⁴ Anceschi L. Turkmenistan's Foreign Policy: Positive Neutrality and the Consolidation of the Turkmen Regime. Central Asia Research Forum. Routledge, 2008. P. 87.

³⁵ См. BP Statistical Review of World Energy 2016; OPEC Statistical Bulletin 2016.
URL: http://www.opec.org/opec_web/static_files_project/media/downloads/publications/ASB2016.pdf

³⁶ Туркмения увеличит продажи газа в Иран и Китай до 38,5 млрд куб. м // Нефть России, 08 апреля 2016 г.
URL: <http://www.oilru.com/news/510495/>

отрицательных последствий глобального кризиса, в частности, падения спроса на газ в Европе. Суть проблемы в том, что цена, которую «Газпром» платил «Туркменгазу», аналогична той, по которой «Газпром» в среднем продавал в 2015 г. европейским клиентам – около 240 долл. за 1000 куб. м. Поскольку «Газпром» имеет возможность покупать газ из Узбекистана и Казахстана за более низкую цену с большей маржей, объемы поставок туркменского газа были сведены к нулю.

Российская и туркменская стороны в 2003 г. заключили 25-летний контракт, предполагающий ежегодную поставку 40-50 млрд куб. м туркменского газа.

Учитывая, что Украина в середине 2000-х гг., вплоть до повлекшего полный отказ от поставок из Туркменистана газового конфликта 2009 г., покупала (по льготной цене) 20-30 млрд куб. м туркменского газа в год, такое соглашение казалось коммерчески выгодным на тот момент. Помимо энергетического кризиса на Украине и резкого ухудшения российско-украинских отношений негативно на туркменских поставках газа в Россию сказался и экономический кризис 2008 г. Очередным отрицательным фактором, приведшим к сворачиванию сотрудничества между «Газпромом» и «Туркменгазом», стал взрыв газопровода между компрессорными станциями Ильялы и Дарьялык в апреле 2009 г. Разгорелся конфликт между двумя сторонами – туркменские власти обвиняли «Газпром экспорт» в резком сокращении отбора газа без предварительного уведомления³⁷, российская сторона винила изношенность газотранспортной системы Туркменистана³⁸. Инцидент повлек за собой интенсификацию переговоров по строительству газопровода Nabucco и полную приостановку поставок туркменского газа в Россию вплоть до мирного урегулирования разногласий спустя восемь месяцев.

В 2010-2014 гг. Туркменистан поставлял порядка 10 млрд куб. м в год в Россию, в 2015 г. этот показатель упал до 3,3 млрд куб. м, а в 2016 г. – до нуля. Хотя представители Туркменистана регулярно говорили о готовности восстановить прежние объемы поставок, из-за отсутствия гибкости по ценовому вопросу (на фоне падения цен на природный газ в Европе, последовавший за 70-процентным падением общемировых нефтяных котировок) переговоры не продвигались вперед. Отказу от поставок туркменского газа предшествовало заключение в декабре 2015 г. соглашения между «Газпромом» и «Узбекнефтегазом» о поставках дополнительных объемов газа к уже поставляемым на тот момент 3,5 млрд куб. м. К тому же, у «Газпрома» более прочные позиции на узбекистанском рынке – концерн имеет мощности по добыче в Узбекистане (Шахпахты), в то время как доступ российского газового гиганта закрыт на жестко контролируемый государством рынок Туркменистана.

³⁷ МИД Туркмении обвиняет в аварии на газопроводе компанию «Газпром» // РИА, 9 апреля 2009 г.
URL: <https://ria.ru/incidents/20090409/167687767.html>

³⁸ Авария в Туркмении могла быть вызвана изношенностью ГТС // РИА, 9 апреля 2009 г.
URL: <https://ria.ru/incidents/20090409/167703639.html>

Туркменистан стремился компенсировать потерю российского рынка за счет Ирана (в 2015 г. экспорт газа достиг исторического максимума в 16 млрд куб. м), с которым в 2015-2016 гг. было заключено соглашение о поставках газа в обмен на инженерно-технические услуги и товары³⁹.

Однако из-за хронических невыплат задолженностей Национальной иранской газовой компании (НИГК) с 1 января 2017 г. Туркменистан ограничил поставки в Иран⁴⁰. Таким образом, Китай на данный момент – единственный крупный импортер туркменского газа с емким внутренним рынком потребления. Однако даже полная переориентация Ашхабада на Пекин не сможет стать панацеей для бед энергетики Туркменистана. Газовый рынок Китая в 2015 г. сдвинулся в сторону избыточного предложения и, учитывая строительство магистрального газопровода «Сила Сибири» и выход в 2017-2018 гг. на азиатско-тихоокеанский рынок ряда проектов СПГ, туркменскому газу в будущем придется выдерживать серьезную конкуренцию на китайском рынке.

Осознавая все риски зависимости от одного рынка сбыта, Туркменистан прокладывает путь и в Южную Азию. Основным проектом Ашхабада на этом направлении стал проект строительства TAPI (Туркменистан-Афганистан-Пакистан-Индия) с годовой мощностью в 33 млрд куб. м. Таким образом, Туркменистан действует в обход основных конкурентов – России и Ирана – и закрепляет за собой часть прежде малоизведанных рынков. Впервые о строительстве газопровода TAPI заговорили более чем 20 лет назад, фактически сразу после распада СССР, однако ввиду политической нестабильности в целевых странах и ряда войн его воплощение в жизнь регулярно откладывалось. Прогресс TAPI стал ощутимым только в течение последних нескольких лет. В 2012 г. участвующие стороны договорились о едином тарифе, а в 2015 г. было решено, что газопровод будет построен силами «Туркменгаза», до этого не имевшего никакого опыта строительства дальнемагистрального трубопровода.

Возможно, наделение «Туркменгаза» полномочиями по строительству газопровода станет преградой на пути реализации проекта. Стоимость строительства в 2005 г. оценивалась в 7,6 млрд долл., на данный момент этот показатель приближается уже скорее к 10 млрд долл.⁴¹ Туркменистан, на чьей территории добычу газа не осуществляет ни одна из западных или даже российских компаний, несмотря на неоднократно подтверждаемую заинтересованность, планирует запустить газопровод протяженностью в 1814 км к 2019 г., всячески выступая против вовлечения иностранных партнеров в долевого капитал проекта или месторождения Галкыныш – отправной точки TAPI. С точки зрения доступности ресурсов, исключительно за

³⁹ Иран в ближайшие 10 лет закупит у Туркменинии газ на \$30 млрд в обмен на товары // Интерфакс, 5 июля 2016 г.
URL: <http://www.interfax.ru/business/517045>

⁴⁰ МИД: Туркмения ограничила поставки газа в Иран из-за долгов // Прайм, 3 января 2017 г.
URL: <http://www.1prime.ru/energy/20170103/827006585.html>

⁴¹ TAPI Pipeline Progresses but Future Uncertain // Oil & Gas Journal, 5 February 2016.
URL: <http://www.ogj.com/articles/print/volume-114/issue-5/transportation/tapi-pipeline-progresses-but-future-uncertain.html>

счет Галкыныш можно покрыть всю мощность газопровода. Предполагалось, что Индия и Пакистан будут получать по TAPI 14,1 млрд куб. м газа в год, в то время как поставки в Афганистан достигнут 5,15 млрд куб. м ежегодно.

Вопросы безопасности не урегулированы в полной мере – предполагается прокладывание газопровода по территориям провинций Кандагар и Хильменд, в которых Талибан обладает существенной властью. Хотя представители Талибана предложили охранять афганский участок газопровода⁴², история деятельности этой группировки насчитывает целый ряд нападений на объекты энергетической инфраструктуры. К тому же взаимоотношения Индии и Пакистана могут накалиться в любой момент из-за территориального спора или пользования водными ресурсами, и TAPI может стать заложником очередной эскалации напряженности в регионе. Более того, хотя партнеры и договорились об объемах и маршруте поставок, между сторонами нет договоренности о цене. Индия, ссылаясь на возможность поставок из Ирана, всячески стремится изменить ценовую формулу, о которой акционеры проекта договорились в 2012 г.⁴³

Поскольку ценовая формула по поставкам газа через TAPI содержит привязку к стоимости нефти, в случае роста цен на нефть TAPI не сможет конкурировать с поставками СПГ в регионе, тем более, что к 2019 г. на азиатский рынок выйдет ряд крупных СПГ проектов, реализуемых в Австралии, Малайзии и других странах.

Как в Индии, так и в Пакистане государство субсидирует цены на газ. Учитывая желание обеих стран свести субсидии к минимуму, это вряд ли в интересах Нью-Дели и Исламабада. Таким образом, от Туркменистана потребуется ряд уступок для успешной реализации проекта. К тому же TAPI имеет и конкурента в виде газопровода Иран-Пакистан-Индия (IPI), воплощение в жизнь которого также обсуждается уже не одно десятилетие. В рамках IPI предполагается поставка 22 млрд куб. м газа в Пакистан и 18 млрд куб. м в Индию. После снятия санкций с Ирана, Тегеран активно продвигает этот проект, предлагая более выгодные ценовые условия⁴⁴. К тому же в случае IPI можно избежать транспортировку газа через крайне турбулентные регионы Афганистана, снижая угрозу взрыва или нанесения ущерба газопроводу.

Туркменистан также не отказывается от идеи строительства транскаспийского газопровода в направлении Европы, хотя именно этот проект на текущий момент наименее вероятен из пяти предполагаемых экспортных векторов.

⁴² TAPI: A Transnational Pipe Dream // Stratfor, 15.December 2016.
URL: <https://www.stratfor.com/analysis/tapi-transnational-pipe-dream>

⁴³ TAPI Pipeline Gas Sale Agreement Signed // The Hindu, 17 October 2016.
URL: <http://www.thehindu.com/business/Economy/TAPI-pipeline-gas-sale-agreement-signed/article12889069.ece>

⁴⁴ TAPI Gas Price for India Higher than IPI's // Press TV, 9 May 2008.
URL: <http://www.edition.presstv.ir/detail/fa/68518.html>

Соппротивление России и Ирана строительству Транскаспийского газопровода и отсутствие всеобъемлющего соглашения по морским границам в Каспийском море будут и впредь сводить попытки Ашхабада на нет.

Помимо этого, экономические параметры туркменского газа вряд ли могут сравняться с предложением «Газпрома», поэтому даже несмотря на стремление ЕС диверсифицировать источники энергоресурсов, экономическая целесообразность Транскаспийского газопровода остается на весьма низком уровне.

Вне зависимости от развития Транскаспийского газопровода, «Туркменгаз» завершил строительство газопровода «Восток-Запад» протяженностью в 733 км, объединяющего восточные месторождения газа с каспийским побережьем страны. Пропускная способность транспортировки газопровода Восток-Запад – 30 млрд куб. м в год. Однако Туркменистан на данный момент подписал лишь одно соглашение (с Казахстаном) о разграничении территориальных вод и морских границ из пяти государств Каспийского моря. К тому же, Туркменистан имеет текущий территориальный спор с Азербайджаном относительно месторождения Сердар-Кяпаз – своеобразного продолжения основного нефтедобывающего объекта Азербайджана – месторождения Азери-Шираг-Гюнешли (ACG). Без урегулирования территориальных споров и демаркационных соглашений Европейский союз или Турция, также периодически заявляющая о своей заинтересованности, вряд ли могут рассчитывать на поставки туркменского газа.

Углеводородные запасы Туркменистана на континентальном шельфе, оцениваемые правительством в 18,2 млрд т нефтяного эквивалента⁴⁵, пока освоены в недостаточной мере. Принимая во внимание активность других государств на шельфе Каспийского моря, Туркменистан с 1996 г. пытается привлечь иностранные компании для разработки шельфовых месторождений, однако успешными пока что можно считать лишь небольшую часть, в первую очередь первый выделенный блок (проект Блок-1). Блок-1, извлекаемые запасы которого оцениваются в 20 млн т нефти, осваивается уже 20 лет малайзийской Petronas⁴⁶. Другим действующим проектом считается осваиваемый компанией Dragon Oil Блок 2 Челекен – месторождение, открытое советскими геологами в 1970-е гг. Следует отметить, что в отличие от материковых месторождений, шельфовые залежи содержат в первую очередь нефть.

Добыча нефти в Туркменистане играет менее значительную роль, нежели газовая отрасль. За неимением достоверного источника информации, можно лишь констатировать, что Туркменистан добывает порядка 12-13 млн т нефти в год и чуть менее половины этих объемов экспортируется.

⁴⁵ Turkmenistan – Oil and Gas Production // export.gov, 31 October 2017.
URL: <https://www.export.gov/article?id=Turkmenistan-oil-and-gas-production>

⁴⁶ Turkmenistan's Offshore Oil and Gas Exploration in the Caspian Sea // Eurasian Research Institute, 14 June 2016.
URL: http://www.ayu.edu.tr/static/aae_haftalik/aae_bulten_en_72.pdf

Примечательно, что на экспорт поступает нефть, добытая иностранными компаниями, – объемы «Туркменнефти» предназначены для внутреннего пользования. Подавляющее большинство экспортируемой нефти направляется с помощью судов в Азербайджан для дальнейшей транспортировки через нефтепровод Баку-Тбилиси-Джейхан. Российские объекты инфраструктуры, в первую очередь нефтепровод Махачкала-Новороссийск, играют все меньшую роль в транспортировке туркменской нефти. В целом, следует отметить, что наибольший толчок нефтяной отрасли Туркменистана будет дан, когда Баку и Ашхабад договорятся о совместной разработке месторождения Сердар-Кяпаз (запасы нефти порядка 50 млн т нефти).

Туркменистан регулярно страдает от чрезмерного вмешательства государственных структур в деятельность энергетических акторов, так как частые смены министров энергетики президентом страны Г. Бердымухамедовым не способствуют выработке последовательной энергетической политики. Например, в течение последних четырех лет на посту министра энергетики сменилось четыре человека, один из которых был уволен «за плохое воспитание своего сына»⁴⁷. Отсутствие стабильности затрагивает и институциональную сферу. В январе 2016 г. была реорганизована акционерная структура Национальной нефтегазовой компании Туркменистана, а в июле 2016 г. президент Туркменистана и вовсе ликвидировал Министерство нефти и газа и перевел полномочия ведомства под Департамент нефтяной и газовой промышленности Кабинета министров, подчиняющийся непосредственно ему.

Каспийские ресурсы Туркменистана были отодвинуты на второй план на фоне разработки сверхкрупных месторождений восточной части страны, поэтому в течение последних лет речь шла в первую очередь о возможности использования Каспийского моря в качестве трамплина в Европу и Закавказье.

Галкыныш – ключевой проект для туркменской энергетики, так как запасы месторождения позволяют развивать одновременно несколько векторов поставок газа. Если диверсификация окажется неуспешной, Ашхабад все еще имеет возможность извлечь пользу из своего ресурсного богатства – газохимия может позволить стране выстроить серьезную химическую промышленность.

Во многом успех международных инициатив Ашхабада будет зависеть от уровня гибкости, который туркменские власти продемонстрируют в отношении партнеров.

⁴⁷ Министр энергетики Туркмении уволен за плохое воспитание сына // Postimes, 16 апреля 2012 г.
URL: <http://www.rus.postimees.ee/810404/ministr-jenergetiki-turkmenii-uvolen-za-plohoe-vozpitanie-syna>

Казахстан ставит на Кашаган

Казахстан – безоговорочный энергетический лидер Центральной Азии, обладающий наиболее высокими показателями добычи нефти, угля и урана, а также производства электроэнергии в регионе. Нефтедобыча Казахстана уже пять лет колеблется на уровне 80 млн т в ожидании очередного подъема. Крупнейшее разрабатываемое нефтяное месторождение страны, Тенгиз, на долю которого приходится почти треть суммарной добычи Казахстана, эксплуатируется уже 25 лет. Второе по величине добычи месторождение Карачаганак разрабатывается уже более 30 лет, и добыча на нем, несмотря на масштабные ресурсы углеводородов, в скором времени тоже начнет постепенно снижаться. Однако Казахстан имеет все шансы выйти на качественно новый уровень добычи благодаря самому крупному нефтяному месторождению, открытому за последние 35 лет.

Масштабу Кашагана соответствует лишь масштаб проблем, связанных с реализацией проекта.

Гигантское месторождение Кашаган с объемом извлекаемых запасов нефти в 1,7 млрд т было открыто в 2000 г. в акватории казахского сектора Каспийского моря. Кашаган находится на мелководье, примерно в 70 км от побережья, однако нефть залегает в подсолевых пластах на глубине в 4 км. Помимо ведущей казахстанской нефтедобывающей компании «КазМунайГаз» в проекте участвуют также Eni, Total, ExxonMobil и Shell. Месторождение обладает потенциалом добычи в 1 млн баррелей в день, но уже более трех лет простаивает. Официальный запуск разработки месторождения состоялся в июне 2013 г., однако спустя три месяца добыча была приостановлена из-за утечки газа на искусственно созданном островке «Д». В октябре того же года была предпринята еще одна попытка запустить добычу, однако была выявлена еще одна утечка газа. Добыча на месторождении была возобновлена лишь три года спустя, в начале октября 2016 г.

Причина утечки из трубопроводов газа и, как впоследствии оказалось, нефти скрывалась в сульфидном коррозионном растрескивании под напряжением. Попутный газ на месторождении Кашаган содержит порядка 17% сероводорода, что является чрезвычайно высоким показателем. Коррозионные свойства попутного газа способствовали появлению многочисленных микротрещин вдоль почти всей протяженности газо- и нефтепровода, соединяющего месторождение с материком.

Безотносительно инцидентов с утечкой, на протяжении долгих лет разработка Кашагана сталкивалась с множеством проблем. Ввод в эксплуатацию месторождения изначально планировался в 2005 г., однако после того, как построенное для рабочих жилье оказалось расположено слишком близко к месторождению, что подвергало их опасным токсическим испарениям, все пришлось перестраивать.

В рамках подготовки к вводу в эксплуатацию происходили регулярные конфликты между рабочими и западными менеджерами из компаний-операторов проекта. Бюджет в рамках Северокаспийского соглашения о разделе продукции (North Caspian Production Sharing Agreement) был превышен примерно на 30 млрд долл., достигнув 50 млрд долл.

После трехлетнего простоя, долгих разбирательств и масштабной реконструкции трубопроводов (прокладкой занималась итальянская Saipem, дочерняя компания Eni) в октябре 2016 г. промышленная добыча нефти на месторождении Кашаган была возобновлена. Таким образом, ввод в эксплуатацию состоялся после 11 лет задержки, и нет гарантий, что технические проблемы не повторятся и впредь, хотя первые месяцы после повторного запуска прошли без особо крупных происшествий. Правительство Казахстана заинтересовано в скорейшем выводе Кашагана на пиковые уровни добычи, стремясь увеличить общенациональную добычу нефти и максимизировать поступления от связанных с экспортом нефти платежей, однако оно может преподнести сюрприз разрабатывающим Кашаган иностранным компаниям. Исходя из Северокаспийского соглашения о разделе продукции, власти с 2014 г. не должны компенсировать возмещаемые расходы операторов, так как проект вышел за рамки поставленных временных сроков. Сообщается, что осенью 2014 г. стороны смогли достичь компромисса по данному вопросу, однако все подробности остались засекречены.

Нефть Кашагана будет транспортироваться через Каспийский трубопроводный консорциум (КТК). В определенной степени это представляет проблему для КТК, так как качество нефти из Кашагана хуже, нежели установленный трубопроводным консорциумом стандарт.

КТК – единственный нефтяной трубопровод в России, гарантирующий надлежащие характеристики транспортируемого ресурса посредством банка качества. На данный момент нефть сорта КТК обладает плотностью в градусах API 46,5° и серностью на уровне 0,5%. В случае Кашагана те же показатели достигают 45° API и 1% серы⁴⁸. В течение первого года после ввода Кашагана в эксплуатацию качество нефти КТК оставалось прежним, однако все еще не устранены сомнения, что по мере наращивания кашаганской нефти не будут наблюдаться сдвиги в сторону ухудшения качества.

Предполагается, что в рамках первой стадии разработки месторождения Кашаган в 2016 г. будут добыты 1 млн т нефти и 0,7 млрд куб. м газа, в 2017 г. – 8 млн т нефти и 4,5 млрд куб. м газа, в 2018 г. – 13 млн т нефти и 9 млрд куб. м газа, после чего к 2021 г. будет достигнут уровень добычи в 370 тыс. баррелей в день (порядка 18 млн т)⁴⁹. Таким образом, уже к началу следующего десятилетия добыча нефти в Казахстане должна превысить 100 млн т. Если правительство Казахстана и разрабатывающие месторождение компании смогут договориться об условиях ввода второй фазы разра-

⁴⁸ Argus FSU Energy. 15 September 2016. P. 2.

⁴⁹ Argus FSU Energy. 8 December 2016. P. 3.

ботки, они смогут удвоить добычу до 35–36 млн т нефти в год, обеспечивая таким образом более трети всей нефтедобычи страны. Целесообразность скорейшего ввода месторождения Кашаган в эксплуатацию объясняется и ожидаемым истощением проектов, по сей день лежащих в основе казахстанской нефтедобычи.

На протяжении последних 20 лет месторождение Тенгиз было крупнейшим по объемам добычи. Оно, как и Кашаган, обладает запасами извлекаемой нефти более 1 млрд т. Содержание серы в добываемой на месторождении Тенгиз нефти также высоко, как и на Кашагане: до обработки показатели сероводорода достигают 17–18%. Однако Тенгиз находится на суше, в нескольких десятках километров от побережья, что существенно упрощает урегулирование логистических вопросов и «очистения» нефти от серы, метана, этана и других элементов. Текущая добыча Тенгиза находится на уровне 26–27 млн т. Акционеры проекта – Chevron (50%), ExxonMobil (25%), «КазМунайГаз» (20%) и ЛУКОЙЛ (5%) – согласовали проект будущего расширения, предусматривающий повышение объемов добычи до 38 млн т в год посредством обратной закачки газа в нефтеносные пласты.

На третьем по величине месторождении Казахстана Карачаганак уже более десяти лет применяются технологии повышения нефтеотдачи пластов (enhanced oil recovery). Карачаганак, находящийся неподалеку от российско-казахстанской границы, разрабатывается с 1979 г. В соответствии с соглашением о разделе продукции до 2038 г. разработка месторождения ведется под эгидой консорциума «Карачаганак Петролеум Оперейтинг» (КРО), в который входят Shell, Eni (по 29,25%), Chevron (18%), ЛУКОЙЛ (13,5%) и «КазМунайГаз» (10%). С 2014 по 2020 гг. наблюдается пик второй фазы добычи (порядка 13 млн т нефти и 18 млрд куб. м газа в год), и в скором времени будут начаты работы над вводом третьей очереди разработки Карачаганака. По предварительным данным, третья очередь разработки будет начата в 2022–2023 гг. и будет способствовать доведению добычи до 15 млн т нефти и 28–30 млрд куб. м газа в год. Таким образом, вплоть до конца 2030-х гг. Карачаганак будет оставаться одним из определяющих объектов нефтегазовой инфраструктуры Казахстана.

подавляющее большинство казахстанской нефти и газа перевозится через территорию России. Несмотря на возможное увеличение поставок углеводородов в Китай, Россия останется единственным направлением поставок по западному, европейскому направлению.

Напрямую Казахстан поставлять свои ресурсы в европейском направлении не может – даже выход к Каспийскому морю не дает возможности выйти на мировой рынок без применения транзита. Каспийский трубопроводный консорциум (КТК) – приоритетный маршрут экспортных поставок. В 2015 г. из 65 млн т общего экспорта на долю КТК приходилось 60%. Также активно используется и построенный в советскую эпоху нефтепровод Атырау–Самара и поставки в прикаспийские порты (Махачкала, Баку).

Взаимосвязанность транспортных систем России и Казахстана и многовекторность маршрутов поставки предоставляет Астане возможность выбора. Хотя традиционно большую часть нефти Казахстан поставляет в страны Средиземноморья через Черное море, казахстанские производители имеют техническую возможность сбывать нефть и в прибалтийских портах России. В течение последних лет Казахстан расширил свои возможности для маневрирования, увеличив пропускную способность китайского направления экспорта и объединив месторождения в западных регионах страны с нефтепроводом «Казахстан-Китай», также известным как Атасу-Алашанкоу. На данный момент Казахстан в состоянии экспортировать в Китай до 20 млн т нефти в год, однако ввиду падения спроса в 2015 г. пропускная способность была использована лишь на 22%.

Несмотря на то что экспорт казахстанского газа играет менее весомую роль, нежели поставки нефти, положение «голубого топлива» на внутреннем рынке другое. В 2015 г. были добыты 46,6 млрд куб. м газа, причем 49% этих объемов приходилось на товарный газ. Остаток был закачан обратно в нефтеносные пласты для повышения добычи нефти.

Примерно половина товарного газа, добываемого на территории Казахстана, применяется на внутреннем рынке, чему также способствует покрытие газом все большего числа городов и сел страны.

Экспорт газа из Казахстана в 2015 г. составил 12,7 млрд куб. м, в основном благодаря месторождению Карачаганак.

Ввиду близости казахстанско-российской границы и тесных экономических связей, унаследованных из советской эпохи, когда границы между РСФСР и Казахской ССР были фактически неосознаваемыми, прежде закачиваемый обратно в нефтеносные пласты высокосернистый газ было решено с 2007 г. поставлять на находящийся в 140 км от месторождения Астраханский газоперерабатывающий завод (ГПЗ). На протяжении более десяти лет поставки газа осуществлялись слаженно, однако бывали и отрицательные моменты. Летом 2016 г. Астраханский ГПЗ пришлось приостановить для внеплановых работ, а КРО пришлось снижать объемы добычи, принеся казахстанской компании ущерб в 24 млн долл.⁵⁰ В этом контексте вновь стали появляться мнения за строительство газоперерабатывающего завода на территории Казахстана.

Хотя власти Казахстана вынашивали аналогичные планы не один год, каждый предыдущий раз ввиду дороговизны строительства (порядка 4 млрд долл.) принималось решение продлить ныне существующий механизм поставок. В 2015–2016 гг. возможная реализация проекта была затруднена угрозой судебного арбитража между властями Республики Казахстан

⁵⁰ Карачаганак потерял \$24 млн из-за остановки Оренбургского ГПЗ в июле-августе 2016 года // Kazakhstan Today, 13 августа 2016 г.
URL: https://www.kt.kz/rus/economy/karachaganak_poterial_24 mln_iz_za_ostanovki_orenburgskogo_gpz_v_juleavguste_2016_goda_1153625097.html

и акционерами консорциума КРО, обвиняемыми в предоставлении недостоверной информации о доходах, повлекшем за собой недоход государства. По сообщениям СМИ, казахстанские власти требуют от консорциума 1,5 млрд долл. – предыдущее предложение КРО заплатить 300 млн долл. взамен на отказ от каких-либо споров по данному поводу было отвергнуто Астаной⁵¹. До тех пор пока не будет урегулирован данный вопрос, весьма маловероятно прояснение ситуации относительно строительства газоперерабатывающего завода возле месторождения Карачаганак.

Три четверти добываемого на территории Казахстана газа приходится на два невероятно крупных нефтяных месторождения – Тенгиз и Карачаганак. Совокупная добыча менее крупных производителей газа, сосредоточенных в Актюбинской и Западно-Казахстанской областях Казахстана, стабильно находится на уровне 10 млрд куб. м и вряд ли будет стремительно расти в кратко- и среднесрочной перспективе. По мере внедрения новых технологий, запуска третьей фазы разработки на месторождении Карачаганак, внедрения проекта «будущего роста» на Тенгизе и постепенного ввода в эксплуатацию Кашагана, в долгосрочной перспективе совокупная добыча газа в Казахстане может вырасти на 10 млрд куб. м к 2021–2022 г., достигнув отметки 55–57 млрд куб. м. При этом исходные данные и использование добытых ресурсов останутся примерно такими же, как сейчас.

Казахстан обладает весьма благоприятными перспективами для открытия очередных крупных и сверхкрупных нефтяных и газовых месторождений на каспийском шельфе.

Как и в случае с российскими месторождениями, в начале 2000-х гг. был открыт ряд объектов в северо-западной части Каспийского моря на шельфе Казахстана. За исключением месторождения им. В. Филановского, именно казахстанские месторождения стали наиболее крупными открытиями начала XXI в. (см. График 1). Помимо Кашагана, наибольшими перспективами для разработки обладают месторождения Кайран, Актоты и Каламкас-море, находящиеся в непосредственной близости от последнего и, возможно, являющиеся частью единого нефтеносного бассейна. Северовосточная часть Каспийского шельфа Казахстана, расположенная ближе к России, не оправдала надежды международных концернов, и в рамках ряда проектов, включая Сатпаев и Жамбыл, были выявлены меньшие залежи углеводородов, нежели изначально предполагалось.

Средиземноморский рынок останется основным для казахстанских нефте- и газодобывающих компаний. Основная часть объемов, в соответствии с предыдущим трендом, будет поступать через территорию России – посредством Каспийского трубопроводного консорциума или масштабной сети

⁵¹ Казахстан прервет арбитраж с консорциумом Карачаганак если их предложение удовлетворит республику – Bozumbaev // Власть, 22 декабря 2016 г.
URL: <https://www.vlast.kz/novosti/20956-kazahstan-preret-arbitraz-s-konsorciomom-karachaganaka-esli-ih-predlozenie-udovletvorit-respubliku-bozumbaev.html>

График 4. Месторождения казахстанского шельфа Каспийского моря

Название месторождения	Год открытия	Запасы нефти (млн т)	Запасы газа (млрд куб. м)	Начало добычи	Тип	Владелец
Кашаган	2000	1700	1	2013/2016	Шельф	NCOC*
Кайран	2003	36	–	–	Шельф	NCOC
Актоты (Актоте)	2003	100	169	–	Шельф	NCOC
Каламкас-море	2002	67,6	70	2023	Шельф	NCOC
Жамбай	2002	41	–	–	Шельф	КазМунайГаз
Жамбыл	2013	32	–	–	Шельф	Zhambyl Petroleum LLP (КазМунайГаз – 73%, КС Kazakh B.V. – 27%)
Исатай	1996	н/д	н/д	–	Шельф	КазМунайГаз – 50% Eni – 50%
Блок Н (Нурсултан)	н/д	31,5	19	2018-2019	Шельф	Н Оперейтинг Компани (75,5% KMG, 24,5% Mubadala)
Сатпаев	2002	н/д**	н/д	–	Шельф	«КазМунайГаз» – 75%, ONGC Videsh – 25%
Ауэзов	2007	10	3	–	Шельф	«КазМунайГаз»
Хазар	2007	31	1,4	–	Шельф	Каспий Меруерты Оперейтинг Компани Б. В.

* В состав North Caspian Operating Company (NCOC) входят следующие компании: 16,81% – Royal Dutch Shell, Total, ENI, ExxonMobil; 8,4% – «КазМунайГаз», «Самрук-Казына»; 8,33% – CNPC; 7,56% – INPEX.

** Поисково-разведочная скважина STP-1 в 2015 г. не выявила запасов углеводородов.

нефтепроводов «Транснефти». Тенгиз и Карачаганак, лежавшие в основе казахстанской нефтегазовой энергетики на протяжении последних десятилетий, благодаря применению вторичных методов добычи нефти и ввода новых очередей, останутся в списке наиболее значимых месторождений. Однако все большее внимание будет уделяться крупнейшему казахстанскому проекту XXI в. – Кашагану, нефтяные запасы которого позволяют Астане ставить перед собой качественно новые вызовы и задачи, включая увеличение объемов поставок нефти в Китай. Экспорт казахстанской нефти в Китай будет неизбежно расти, но возможности Астаны будут ограничиваться спросом китайской стороны.

Иран набирает силы

Среди всех прикаспийских стран континентальный шельф Ирана является наименее разведанным и, как следствие, наименее перспективным участком Каспийского моря. Одна из причин сложившейся ситуации заключается в непреклонной позиции Тегерана по вопросу демаркации Каспийского моря. С точки зрения иранских властей, оно должно быть разделено на равные части – по 20% шельфа каждой стране. Недостаточно разведанный участок континентального шельфа резко контрастирует с богатым минеральными ресурсами югом страны. По данным ОПЕК, Иран обладает 13% общемировых запасов нефти, что составляет 158 млрд баррелей⁵², и 18% запасов газа – 33,5 трлн куб. м. Однако на сегодняшний день Тегеран в Каспийском регионе представлен в меньшей степени, чем постсоветские республики.

Иран давно планировал проведение разведочных работ на дне Каспия. С 2004 г. Тегеран начал проводить сейсмические исследования дна Каспийского моря, используя лишь одно судно – «Пезвак».

На основании проведенных исследований было выдвинуто предположение, что запасы иранского участка Каспийского моря достигают 10 млрд баррелей нефти. Затем в декабре 2011 г. было открыто нефтегазовое месторождение Сардар Джангал, содержащее, по сообщениям иранской стороны, до 1,4 трлн куб. м газа и 10 млрд баррелей нефти. Месторождение находится на глубине 2,5 км и на расстоянии около 250 км от иранского побережья.

Примечательно, что Сардар Джангал – первое открытое за последние 100 лет месторождение в Каспийском море. Тегеран традиционно считал, что северная часть Каспия в большей степени богата нефтью, а южная – газом. Открытие Сардар Джангал, которое, если оценки иранских нефтяников подтвердятся, содержит 7% разведанных запасов нефти Ирана, доказывает, что вышеупомянутый тезис, по всей видимости, не соответствует действительности. На данный момент разрабатывающая месторождение компания Khazar Exploration and Production Company (KEPCO) использует оборудование иранского производства. Однако представляется сомнительным, что иранские компании смогут осваивать месторождения Каспия без привлечения передовых западных или российских технологий.

На фоне снятия санкций в январе 2016 г. Иран активизировал деятельность по каспийскому направлению.

Иран обладает лишь одной плавучей платформой в Каспийском море, использованной в ходе открытия месторождения Сардар Джангал, – платформой типа FPSO «Амир Кабир». Разрабатывать недра Каспийского моря

⁵² OPEC Share of World Crude Oil Reserves // Organization of the Petroleum Exporting Countries.
URL: http://www.opec.org/opec_web/en/data_graphs/330.htm

без посторонней помощи Тегеран сможет с трудом. ЛУКОЙЛ, ведущий нефтегазовый актер в Каспийском регионе, уже заявил о своей заинтересованности в разработке месторождения Сардар Джангал. Даже если не удастся договориться по Сардар Джангал, иранские власти определили три еще не разведанные концессии на каспийском шельфе, в разработке которых участие ЛУКОЙЛа весьма вероятно. Следует отметить, что разработку каспийских месторождений может замедлить не только отсутствие соответствующего оборудования, но и возможное возникновение территориальных споров. Один из предлагаемых иранским руководством блоков – Блок 06 – находится в непосредственной близости к территориальным водам Азербайджана. Следовательно, в связи с отсутствием договора о делимитации границ между Ираном и Азербайджаном его территориальная принадлежность подлежит трактовке.

В 2001 г. корабль ВМС Ирана заставил судно британской компании BP, проводящее нефтепоисковые исследования на шельфовом месторождении Араз-Алов-Шарг, покинуть территориальные воды, которые Тегеран считает своими⁵³. Удивительным представляется факт, что сторонам удалось избежать полномасштабного военного конфликта, поскольку месторождение Араз-Алов-Шарг находится в 90 км от Баку. Тем не менее ни Азербайджан, ни Иран не намерены отказываться от перспективных месторождений на шельфе Каспия. Месторождение Араз-Алов-Шарг находится в замороженном состоянии, и ряд прикаспийских государств опасается, что Иран, освободившийся от большей части санкций, повторно заявит о своих территориальных претензиях.

Даже если Тегерану удастся избежать конфликтных ситуаций с прикаспийскими государствами, целесообразность ускоренного развития месторождений может быть поставлена под вопрос.

Себестоимость добычи нефти на шельфовых месторождениях Каспийского моря в разы выше, чем на юге страны. Например, благодаря экономии за счет масштабов производства, себестоимость добычи нефти на южных месторождениях (Ахваз, Марун, Агадеган) порой составляет лишь 1 долл. за баррель⁵⁴. Добыча газа также выгоднее в газоносных формациях Персидского залива – иранская часть шельфового месторождения Южный Парс, запасы которой оцениваются в 14 трлн куб. м⁵⁵, находится на грани вывода добычи на полную мощность. В связи с выгодным положением Персидского залива и низкой стоимостью транспортировки ресурсов приоритет будет отдаваться более масштабным и выгодным проектам на юге страны.

Учитывая наличие более привлекательных с экономической точки зрения альтернатив, Тегерану следует определиться, необходимо ли в кратко-

⁵³ Iran is Accused of Threatening Research Vessel in Caspian Sea // The New York Times, 25 July 2001.
URL: http://www.nytimes.com/2001/07/25/world/iran-is-accused-of-threatening-research-vessel-in-caspian-sea.html?_r=0

⁵⁴ Катона В. Нефтедобывающие государства в период кризиса // Российский совет по международным делам.
URL: <http://www.russiancouncil.ru/oil2016#iran>

⁵⁵ About // Pars Oil and Gas Company.
URL: <http://www.pogc.ir/Default.aspx?tabid=136>

и среднесрочной перспективе приступить к разработке нефтегазовых месторождений на каспийском шельфе страны. Спрос на энергоресурсы обеспечивается благодаря стремительно растущему и урбанизированному населению Ирана, особенно в северной части, где располагается ряд таких крупнейших городов страны, как Тегеран, Табриз, Решт и Кередж. За последние 15 лет спрос на электроэнергию в Иране вырос в 2,4 раза до 286 ТВт·ч в 2016 г., следовательно, ежегодный прирост потребления электроэнергии составляет, примерно, 5%⁵⁶. Из-за отсутствия финансовых ресурсов, требующихся для построения единой нефтегазовой инфраструктуры на юге и севере Ирана, необходимо параллельно развивать обе части страны.

В рамках развития нефтегазовой инфраструктуры севера Тегеран стремится усовершенствовать находящийся на прикаспийском побережье страны порт Нека. Пропускную способность порта – 120 тыс. баррелей в день – в перспективе планируется повысить до 2,5 млн баррелей⁵⁷. Именно через Неку предполагается осуществлять как нефтяные, так и газовые своповые сделки между каспийскими странами в первую очередь российско-иранские. Летом 2016 г. «Газпром» выразил свою заинтересованность в поставках газа в северные регионы Ирана через территорию Азербайджана. Взамен Тегеран будет поставлять эквивалентный объем сжиженного природного газа в регион Персидского залива⁵⁸.

Помимо свопов сжиженного природного газа Тегеран также заинтересован в восстановлении практики нефтяных свопов с российскими компаниями, заявив о готовности принимать 150 000 баррелей нефти в день⁵⁹.

С начала 1997 г. до 2010 г. российские нефтедобывающие компании, в первую очередь ЛУКОЙЛ, при участии Туркменистана, Азербайджана и Казахстана поставляли нефть в порт Нека. С точки зрения России, расцвет нефтяных свопов – российская компания поставляет ресурсы в северные порты Ирана взамен на поставки аналогичных объемов нефти на южное побережье Ирана – пришелся на середину 2000-х гг. К концу 2000-х гг. поставки уже фактически не осуществлялись, так как для Ирана сделки стали мало-рентабельными. В 2010 г. после введения международных санкций в отношении Ирана осуществление нефтяных свопов стало невозможным, однако с января 2016 г., когда была снята основная часть санкций, иранские власти вновь стали поднимать этот вопрос, и к августу 2017 г. удалось организовать первую своповую поставку в постсанкционный период (6 тыс. т тур-

⁵⁶ BP Statistical Review of World Energy 2017 // British Petroleum, June 2017.
URL: <https://www.bp.com/content/dam/bp/en/corporate/excell/energy-economics/statistical-review-2017/bp-statistical-review-of-world-energy-2017-underpinning-data.xlsx>

⁵⁷ Vitol to Buy Russia, Iran Swap Oil // Mehr News, 27 August 2016.
URL: <http://www.en.mehnews.com/news/119273/Vitol-to-buy-iran-russia-swap-oil>

⁵⁸ РФ и Иран рассмотрят свопы газа в Иран через Азербайджан // Интерфакс, 08 августа 2016 г.
URL: <http://www.interfax.ru/business/522635>

⁵⁹ Iran, Russia Hope to Restart 150,000 b/d oil swaps: Report // Platts, 19 December 2016.
URL: <http://www.platts.com/latest-news/oil/tehran/iran-russia-hope-to-restart-150000-bd-oil-swaps-26623532>

кменской нефти)⁶⁰. Министр нефтяной промышленности Ирана Б. Зангане выразил заинтересованность в осуществлении сделки «российская нефть в обмен на иранские товары».

В восстановлении своповых сделок с Ираном заинтересован Туркменистан, а также Россия. Компания Dragon Oil, мажоритарным акционером которой является представляющая Объединенные Арабские Эмираты компания Emirates National Oil Company (ENOC), уже обсуждает с иранской стороной – национальной компанией NIOC – возможность поставок нефти в Неку⁶¹. Взамен иранская сторона может предоставить Dragon Oil эквивалентные объемы нефти для потребностей основных активов ENOC в Объединенных Арабских Эмиратах.

Иран разрабатывает и другие направления поставок, привлекая соседние страны, которые могут составить конкуренцию аналогичным проектам других прикаспийских государств.

К одному из таких проектов можно отнести строительство газопровода Иран-Пакистан-Индия (ИПИ), реализация которого обсуждается с 1990-х гг. Однако после заключенного в 2006 г. ядерного соглашения с США Дели отказался от участия в проекте. Несмотря на негативное отношение Америки к инициативе, Тегеран после отмены санкций планирует реализовать проект в новом формате газопровода Иран-Пакистан. В марте 2016 г. газопровод был проведен до границы с Пакистаном, который, в свою очередь, завершит строительство на своей территории лишь к 2018 г. Согласно заключенному в 2014 г. контракту, Тегеран будет поставлять Исламбаду 7,5 млрд куб. м газа в год с возможностью повышения объемов до 10,3 млрд куб. м в год.

Перед строительством газопровода Иран-Пакистан стоит множество преград. Главный региональный конкурент Ирана Саудовская Аравия обязательно попытается сорвать реализацию проекта, используя связи с премьер-министром Н. Шарифом. Из-за того, что западные финансовые учреждения все еще опасаются вкладывать деньги в Иран, газопровод будет, по всей видимости, строится за счет китайских инвестиций. Пекин пообещал вложить в развитие энергетической инфраструктуры Пакистана 46 млрд долл. Реализация конкурентного проекта ТАПИ сопровождается большим количеством проблем, однако обладает геополитической поддержкой.

Снятие связанных с ядерной программой санкций позволило Тегерану активнее приступить к развитию каспийского шельфа и нефтегазовой инфраструктуры северных регионов страны. Тем не менее ввиду ограниченных финансовых ресурсов и проявления всеобщей осторожности в отношении допуска иностранных компаний к стратегически важным секторам экономики страны развитие будет осуществляться поэтапно, без резких скачков. Иран, по всей видимости, в 2020-х гг. присоединится к числу нефте- и газо-

⁶⁰ Iran Restarts Oil Swaps with Other Caspian States // Platts, 14 August 2017.
URL: <https://www.platts.com/latest-news/oil/tehran/iran-restarts-oil-swaps-with-other-caspian-states-26786882>

⁶¹ Iran Reviewing Oil Swaps with Caspian Neighbors // UPI, 17 August 2016.
URL: <http://www.upi.com/iran-reviewing-oil-swaps-with-Caspian-neighbors/1871471427662/>

добывающих стран Каспийского моря, однако доля Тегерана будет несравнима с Казахстаном, Азербайджаном или Россией.

Тем не менее развитие портов севера, в первую очередь порта Нека, разработка континентального шельфа и укрепление межрегиональных форматов сотрудничества, в том числе посредством своповых сделок с Россией, Туркменистаном и другими странами позволит Ирану достичь большей самообеспеченности и удовлетворения нужд жителей северных регионов.

Каспийские богатства России

Вплоть до 1980-х гг. основная часть геологоразведочных работ в Каспийском море осуществлялась на туркменских и азербайджанских участках, так как их рассматривали как наиболее перспективные. Потенциал части континентального шельфа, которая сегодня принадлежит России, считался невысоким. В советское время за российским шельфом значилось лишь одно месторождение возле дагестанского побережья – Инчхе-море. Когда компания ЛУКОЙЛ в 1990-х гг. запускала разведку в северной части Каспия, мало кто мог предположить, что этот регион станет одним из передовых нефтегазовых регионов – как благодаря применению сложных инфраструктурных решений, так и освоению стратегически важного сектора.

Предполагается, что прикаспийский шельф России скрывает в себе до 270 млн т нефти и 0,5 трлн куб. м газа⁶².

И хотя запасы Каспия существенно ниже показателей Западной Сибири или Ямала, они важны для российской энергетики: их освоение будет способствовать развитию компетенций в сфере строительства нефтегазовой инфраструктуры и шельфового бурения.

К тому же запасы могут оказаться недооцененными – вплоть до 1980-х гг. геологоразведочные работы проводились советскими специалистами исключительно в шельфовых зонах, сегодня принадлежащих Азербайджану и Туркменистану, которые считались наиболее перспективными. Предположения оказались обоснованными, так как благодаря этим усилиям удалось открыть крупные месторождения Булла-Дениз, Азери-Чираг-Гюнешли (АЧГ) и ряд других. ЛУКОЙЛ, на данный момент крупнейшая частная нефтедобывающая компания России, тоже начал деятельность на каспийском направлении в азербайджанском секторе. Лишь потом (в результате давления со стороны азербайджанских властей) она решила попробовать свои силы на российском шельфе.

Когда ЛУКОЙЛ запускал в 1994 г. свою программу по разведыванию углеводородных запасов российского сектора Каспийского моря, этот регион счи-

⁶² Серебряков А.О. Нефтегазоносные ресурсы Каспийского моря // Геология, география и глобальная энергия, №2 (49), 2013.
URL: [http://www.geo.asu.edu.ru/files/2\(49\)/80-90.pdf](http://www.geo.asu.edu.ru/files/2(49)/80-90.pdf)

тался малопривлекательным. Открытие первого каспийского месторождения в истории современной России совпало с еще одним знаменательным событием – выявлением месторождения Кашаган (1,7 млрд т извлекаемых запасов нефти) в прикаспийской зоне Казахстана в 2000 г. Открытое в российском секторе месторождение им. Юрия Корчагина существенно уступает по масштабу и структуре Кашагану, тем не менее способствовало началу весьма стремительного развития каспийской нефтеносной области.

В 2001–2008 гг. были открыты еще 7 месторождений – Ракушечное и 170 км (2001), Хвалыньское и Сарматское (2002), им. Владимира Филановского (2005), Морское и Центральное (2008). За исключением Морского месторождения, во всех этих проектах принимал участие ЛУКОЙЛ, будь то в качестве единственного акционера или ведущего акционера консорциума.

Такие успехи стали во многом возможны благодаря урегулированию Россией самого острого вопроса в отношении Каспийского моря – демаркации российско-азербайджанской и российско-казахстанской границ. Заключив договор с Казахстаном в 2001 г., с Азербайджаном двумя годами позже, в 2003 г., российские власти сумели устранить риск, что деятельность нефтегазовых компаний России на шельфе приведет к территориальным спорам. Всеобъемлющего соглашения по демаркации границ пяти прибрежных государств все еще нет, несмотря на заверения сторон, что заинтересованность договориться сохраняется. В среднесрочной перспективе и ожидать такого соглашения не стоит, так как оно приведет к радикальному переформатированию баланса сил в регионе Каспийского моря, в первую очередь Россию и Иран устраивает текущее положение дел.

ЛУКОЙЛ был в некоторой степени вынужден пойти на риск в отношении разведки прикаспийских залежей.

Уже к 1990 гг. усиливались опасения, что месторождения Западной Сибири, основные активы ЛУКОЙЛа, являвшие собой один из мощнейших драйверов российского нефтегаза в 1970–1980-х гг., постепенно истощаются, и следует найти альтернативные регионы для развития добычи.

Хотя на пик добычи месторождения Западной Сибири вышли лишь в 2007 г. и до сих пор сохраняют за собой 58% совокупных объемов добычи нефти в России, ЛУКОЙЛ диверсифицировал свою географию деятельности за счет выхода в Тимано-Печорский бассейн, Балтийское море и Прикаспийский регион. По мере консолидации ЛУКОЙЛа в качестве ведущего российского игрока на каспийском направлении другие компании стали также проявлять интерес к разработке месторождений в регионе, в первую очередь «Газпром» и «Роснефть».

«Газпром», имеющий прямую заинтересованность в развитии Каспийского региона ввиду разработки сверхкрупного Астраханского газового месторождения и газоперерабатывающего комплекса, стал частью консорциума, включающего также ЛУКОЙЛ и казахстанскую «КазМунайГаз», по разработке месторождения Центральное. «Газпром» также состоит в списке

акционеров Каспийской нефтяной компании (КНК), однако его доля минимальна – 0,2%. КНК, основные доли в котором имеют ЛУКОЙЛ и «Роснефть» (по 49,8%), обладает лицензией на разработку Западно-Ракушечного, однако в последние годы деятельность по этому направлению была сведена к минимуму. Таким образом, «Газпром» в будущем вряд ли будет уделять особое внимание каспийскому шельфу. Если компания и будет осуществлять инвестиции, то более предпочтительным вариантом являются газоносные объекты на суше – в Астраханской или соседних областях.

«Роснефть» еще в начале 2000-х гг. стремилась закрепиться в каспийском регионе. В 2002 г. она получила право на разработку месторождения Курмангазы, находящегося вдоль российско-казахстанской демаркационной линии, хотя изначально фаворитом аукциона считался ЛУКОЙЛ.

Казахстанскую сторону представляла компания «КазМунайГаз». Так как юридически месторождение попадало под юрисдикцию Казахстана, последовали многолетние переговоры относительно инвестиционного режима и деталей соглашения о разделе продукции с Курмангазы. В итоге, однако, в 2006 г. пробуренная скважина не выявила экономически рентабельных запасов углеводородов, хотя, накануне бурения высокопоставленные лица двух сторон говорили о залежах объемом до 1 млрд т нефти. Скважина №2 была пробурена на месторождении в 2009 г. Запасов углеводородов вновь не удалось найти⁶³, и проект был отодвинут на второй план.

Тем не менее «Роснефть» не теряет надежд на участие в разделе недр каспийского шельфа. В 2013 г. компания договорилась о покупке 51%-ой доли в блоке Лаганский, на территории которого находится, среди прочих, и месторождение Морское, с оценочными извлекаемыми запасами нефти в 158 млн баррелей нефти⁶⁴. Однако и здесь «Роснефть» столкнулась с трудностями, так как закрыть сделку с продающей стороной – шведской Lundin Petroleum – не удалось из-за ввода секторальных санкций западными странами в отношении «Роснефти». На данный момент разработка месторождения Морское приостановлена и будет продолжена только после, того как условия позволят оформить сделку. На данный момент разработка месторождения Морское находится в ведении Lundin Petroleum и в период 2015-2017 гг. практически никак не продвинулась вперед, тем не менее определенный прогресс ожидается уже в ближайшее время – на 2018 г. акционеры запланировали проведение разведочного бурения⁶⁵. Таким образом, единственный текущий проект «Роснефти» на российском шельфе Каспия – структура Рыбачье, находится в непосредственной близости от месторождения Морское, которую компания разрабатывает с 2014 г.

⁶³ Курмангазы – Казахстан. История // Официальный сайт ПАО «НК «Роснефть».
URL: <https://www.kurmankazah.rosneft.ru/about/Glance/OperationalStructure/Razvedka/kurmankazah/>

⁶⁴ Rosneft Takes 51% Stake in Russian Caspian Discovery Block // Oil & Gas Journal, 10 February 2013.
URL: <http://www.ogj.com/articles/2013/10/rosneft-takes-51-stake-in-russian-caspian-discovery-block.html>

⁶⁵ Gunvor может начать разведочное бурение на месторождении Морское к концу 2018 года // Коммерсант, 18 октября 2017 г.
URL: <https://www.kommersant.ru/doc/3442294>

в рамках созданной в 2007 г. Каспийской нефтяной компании, вместе с ЛУКОЙЛом и «Газпромом».

Усиление государственных акторов нефтегазовой сферы связано не только с вопросами рыночного характера. Речь идет о запрете в отношении частных компаний на единоличную разработку российского шельфа, введенного посредством изменения федерального закона «О недрах» в 2008 г.⁶⁶ По сути, изменения в законе означают, что ЛУКОЙЛ и другие негосударственные компании могут впредь участвовать в разработке месторождений Каспийского моря только в качестве миноритарного акционера.

Так как положение правительства не имеет обратной силы, выделенные ЛУКОЙЛу структуры не подлежат пересмотру. Тем не менее по сравнению с 1990-ми гг. конкурентная среда среди российских компаний заметно ухудшилась.

Российский сектор каспийского шельфа содержит в себе еще ряд возможностей.

По некоторым данным, залежи в непосредственной близости от месторождения им. Юрия Корчагина скрывают еще 250-300 млн т нефти⁶⁷. Следует также отметить, что большинство открытых месторождений в российском секторе Каспийского моря являются мелководными – геологоразведочные работы на глубоководных рубежах могут способствовать существенному приращению совокупных извлекаемых запасов нефти и газа. В течение ближайших 10-15 лет инженерно-геологические изыскания и разведывательное бурение планируются на структурах Хазри (в марте 2017 г. разведочной скважиной Хазри-1 были выявлены нефтеносные пласты), Титонская, Восточно-Ракушечная, Западно-Сарматская и др. Учитывая впечатляющее количество разведанных и перспективных месторождений, тем более удивительно то, что к 2017 г. эксплуатируются лишь две структуры – месторождения им. Ю. Корчагина и им. В. Филановского.

Первым введенным в строй объектом российского сектора Каспия стало месторождение им. Ю. Корчагина, на котором добыча была начата весной 2010 г. Шельфовые установки, при этом, были российского производства – в результате реконструкции ранее недостроенной буровой платформы «Шельф-7» российской судостроительной компанией «Астраханское Судостроительное Производственное Объединение» была к 2009 г. построена ледостойкая стационарная платформа (ЛСП), с предельной глубиной бурения до 7,4 км. Вторая ЛСП, соединенная с первой посредством мостика, являет собой жилой блок для 120 человек, оснащенный вертолетной площадкой. Пиковый уровень добычи в рамках первой фазы разработки – 1,3 млн т нефти и 1 млрд куб. м в год – месторождение им. Ю. Корчагина достигло к 2014 г. Вторая очередь месторождения, которая позволит повы-

⁶⁶ Закон от 21 февраля 1992 г. № 2395-1 "О недрах" // Российская газета, 15 марта 1995 г.
URL: <https://www.rg.ru/1995/03/15/nedra-dok.html>

⁶⁷ Кисин С. Каспий на троих // Эксперт, Июль 2014 г.
URL: <http://www.expert.ru/south/2014/07/kaspij-na-troih>

силь добычу до 2,5 млн т нефти в год, будет, по всей видимости, введена в 2018 г.⁶⁸

В октябре 2016 г. (после шести лет подготовительных работ и одиннадцать лет спустя его открытия) было введено в строй крупнейшее на данный момент месторождение российского Каспия – им. В. Филановского⁶⁹. Предполагается, что в 2016 г. добыча на месторождении им. В. Филановского достигла порядка 1 млн т, а в 2017 г. она дойдет до 4,4 млн т, чтобы к 2018-2019 гг. вывести ее уровень до 6 млн т. Ввод дополнительных очередей запланирован на 2017 и 2019 гг. Эксплуатация месторождения продлится до 2045 г. Зимой 2016 г. первая нефть поступила в нефтепровод КТК, который станет основным маршрутом поставок прикаспийской нефти. ЛУКОЙЛ обладает 12,5%-ной долей в КТК, поэтому имеет доступ к мощностям нефтепровода. Связь КТК с месторождениями российского шельфа Каспийского моря обеспечивает нефтепровод мощностью до 9 млн т в год.

Крупнейшее препятствие на пути дальнейшего развития каспийского шельфа России – текущий общемировой уровень цен на нефть и газ.

В то время как среднестатистическая себестоимость добычи нефти в России составляет 19 долл. за баррель⁷⁰, месторождения Каспийского моря ввиду усложненных климатических условий, необходимости вести добычу с использованием ледостойких платформ и поставлять добытые ресурсы посредством подводных трубопроводов или танкеров выходят на точку безубыточности только в интервале 45-50 долл. за баррель.

Также, после ввода в 2012 г. ужесточающих норм в отношении сжигания попутного нефтяного газа (ПНГ) в факелах, на нефтедобывающие компании ложатся дополнительные издержки в отношении утилизации ПНГ – необходимость переработки газа в дополнительной мере увеличивает издержки. Однако даже в случае выхода глобальных цен на необходимый уровень амбициозные проекты в российском секторе Каспия могут быть острожены до неопределенного времени ввиду преобладания газовых месторождений и невозможности их коммерческой реализации.

В отличие от азербайджанского шельфа, богатого на нефтяные месторождения, северная часть Каспия является в первую очередь газоносным регионом. За исключением месторождения им. Владимира Филановского, в остальных структурах преобладают газовые залежи (см. Таблицу 1). Российский газовый рынок и без того является перенасыщенным, к тому же с 2011г. потребление газа в пределах страны стабильно снижается, в то

⁶⁸ Запуск второй очереди месторождения им. Ю. Корчагина планируется в 2018 году // Ast-news.ru, 28 декабря 2016 г. URL: <http://www.ast-news.ru/node/167507>

⁶⁹ ЛУКОЙЛ начал добычу на новом месторождении на Каспии // Ведомости, 31 октября 2016 г. URL: <http://www.vedomosti.ru/business/articles/2016/10/31/663103-lukoil-filanovskogo>

⁷⁰ Barrel Breakdown // The Wall Street Journal, 15 April 2016. URL: <http://www.graphics.wsj.com/oil-barrel-breakdown>

График 5. Месторождения российского Прикаспия

Название месторождения	Год открытия	Запасы нефти (млн т)	Запасы газа (млрд куб. м)	Начало добычи	Тип	Владелец	Выход на пик
Им. Владимира Филановского	2005	153,1	39,8	2016	Шельф	ЛУКОЙЛ	2019
Им. Юрия Корчагина	2000	16,4	44	2010	Шельф	ЛУКОЙЛ	2015
Центральное	2008	90	н/д	–	Шельф	25% Газпром», 25% ЛУКОЙЛ, 50% Казмунайгаз	–
Сарматское (им. Ю.С. Кувыкина)	2002	–	168	2026	Шельф	ЛУКОЙЛ	–
Ракушечное	2001	30	39	2022	Шельф	ЛУКОЙЛ	–
Хвалынское	2002	36	332	Отложено (планировалось в 2016 г.)	Шельф	50% ЛУКОЙЛ, 25% «Казмунайгаз», 17% TOTAL, 8% Engie	Отложено
170 км	2001	4	16	–	Шельф	ЛУКОЙЛ	–
Морское	2008	12	0,7	–	Шельф	Петрресурс	–
Инчхе-море	1973	9	1,2	–	Шельф	Нераспределенный фонд Министерства природных ресурсов и экологии РФ	–
Курмангазы		Не обнаружено	Не обнаружено	–	Шельф	50% «РН-Эксплорейшн», 50% «КазМунайТениз»	–

время как экспортной монополией все еще обладает исключительно «Газпром». Таким образом, по примеру уже эксплуатируемого месторождения им. Юрия Корчагина газ с каспийских объектов рентабельно поставлять лишь на газоперерабатывающий завод (ГПЗ) ЛУКОЙЛа в Буденновске для выработки пропилена или, потенциальным образом, на принадлежащий «Газпрому» Астраханский ГПЗ. Исходя из данных условий, ЛУКОЙЛом было принято решение уделять первостепенное внимание нефтеносным объектам Каспийского региона⁷¹, ввиду наработанного и более выгодного механизма продаж нефти.

Еще в начале 2010-х гг. ЛУКОЙЛ намеревался довести к 2016-2017 гг. добычу газа до 6 млрд куб. м в год, после вывода ведущих месторождений в

⁷¹ ЛУКОЙЛ решил отложить газовые проекты на Каспии // Ведомости, 11 июня 2015 г.
URL: <http://www.vedomosti.ru/business/articles/2015/06/11/596099-lukoil-reshil-otlozhit-gazovie-proekti-na-kaspii>

фазу эксплуатации. На месторождение Сарматское приходились бы 4 млрд куб. м в год, в то время как отдача месторождений им. Владимира Филановского и им. Юрия Корчагина достигла бы 1 и 1,2 млрд куб. м в год соответственно. Однако ввод месторождения Сарматское в эксплуатацию был отсрочен до 2026 г., в то время как пиковый уровень добычи на месторождении им. Корчагина был пройден в 2015-2016 гг. Разработка Хвалынского месторождения, обладающего наибольшими запасами газа среди всех открытых месторождений российского шельфа Каспийского моря, была отложена на неопределенное время.

Возникновение более благоприятных условий для разработки месторождений и появление новых экспортных рынков сбыта, в том числе благодаря отмене экспортной монополии «Газпрома» или большего вовлечения других компаний, может в положительную сторону изменить текущее положение дел.

Для двух разрабатываемых месторождений требовались 5-6 лет, чтобы ввести их в эксплуатацию – примерно столько же времени нужно и для следующих проектов. При этом придется учитывать фактор природы Прикаспия, обладающей весьма переменчивым характером. Например, уровень вод в Каспийском море в 1960-1970-х гг. снижался, после чего в период 1978-1995 гг. начался неожиданное повышение. Такими же неустойчивыми являются климатические условия региона – зимой северная часть Каспийского моря замерзает, существенно усложняя добычу. Поэтому платформы, посредством которых ведется добыча на месторождениях им. Ю. Корчагина и В. Филановского, являются ледостойкими⁷².

Основа инфраструктуры для месторождений Каспийского моря – ледостойкие платформы, трубы, жилые блоки и ряд других объектов – была произведена в России. Хотя это обстоятельство само по себе является благоприятным развитием для российской нефтегазовой отрасли, все еще отстающей в сфере шельфовых установок от ведущих западных нефтедобывающих стран, ряд услуг по обслуживанию буровых установок, их проектированию, прокладке подводной инфраструктуры, генерации электроэнергии на платформе и др. требовали привлечения зарубежных компаний⁷³. Так как контракты на обслуживание им. Ю. Корчагина и В. Филановского были заключены до введения санкций США и странами ЕС, действия этих мер не коснулись этих проектов, однако разработка следующих по очереди месторождений может быть существенно усложнена. Само географическое положение месторождений на каспийском шельфе должно способствовать развитию на местной основе кластера нефтегазового машиностроения, так как транспортировка импортной инфраструктуры вдоль Волги является довольно сложной и дорогостоящей.

⁷² Yuri Korchagin Field, Caspian Sea // Offshore Technology.
URL: <http://www.offshore-technology.com/projects/yurioffshoreoilfield/>

⁷³ Filanovsky Field Launch in Russia's North Caspian Offshore Sector is a Key Milestone. IHS Energy Strategic Report, September 2016.

Поддержка энергетических проектов в российском секторе Каспийского моря должна быть расширена не только на кластер строительства нефтегазовой инфраструктуры, но и на другие соответствующие сферы.

Для месторождений на континентальном шельфе России предоставлен льготный налоговый режим – изначально им была дана 7-летняя отсрочка от уплаты налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ) после ввода месторождения в эксплуатацию или до того момента как совокупная добыча не достигнет 10 млн т нефти. В 2015 г. правительство России повысило предел предоставления налоговых льгот до 15 млн т, а также освободили действующие на каспийском шельфе компании от уплаты налога на добавленную стоимость и имущественный налог. Учитывая, что на месторождении им. В. Филановского 15-миллионный предел будет преодолен уже к концу 2019 г., для поддержания конкурентоспособности каспийских проектов в России следует сохранить льготный налоговый режим.

В отличие от казахстанской нефти и туркменского газа, часть объемов которых можно направить в Китай, российские углеводороды будут использованы на внутреннем рынке или экспортированы через причерноморские порты России.

Каспийский регион имеет опыт транспортировки нефти через трубопроводную систему «Транснефти», тем не менее основным маршрутом поставок станет Каспийский трубопроводный консорциум (КТК). КТК связывает месторождения Западного Казахстана (отправная точка нефтепровода – Тенгиз) с причерноморским побережьем, откуда с Морского терминала «Южная Озеревка» нефть экспортируется за рубеж. Пропускные мощности КТК в скором времени будут существенно расширены, после того как во втором полугодии 2017 г. завершатся работы, в рамках которых помимо доведения пропускной способности до 67 млн т нефти в год, будет также утроено количество нефтеперекачивающих станций (до 15) и удвоен резервуарный парк Морского терминала (до 1 млрд куб. м).

Добытые на российском шельфе ресурсы можно также направить в трубопроводную систему «Транснефти», однако ряд инцидентов последнего времени снизил привлекательность этого сценария для компании ЛУКОЙЛ. ЛУКОЙЛ использовал нефтепровод Махачкала–Новороссийск для транспортировки добытой на месторождении им. Юрия Корчагина нефти, однако ввиду высокого уровня систематических потерь нефти в ходе перекачки и хранения (в первом полугодии 2016 г. норма потерь была превышена в более чем семь раз)⁷⁴, компания переориентировалась на нефтепровод Баку–Тбилиси–Джейхан.

Существует вероятность, что и потоки казахстанской и туркменской нефти будут перенаправлены на другие маршруты, лишив одно из ключевых предприятий Дагестана основного источника дохода.

⁷⁴ «Транснефть» пожаловалась на криминальную обстановку в порту Махачкалы // РБК, 09 июня 2016 г.
URL: <http://www.rbc.ru/economics/09/06/2016/57598cd29a7947f61da3c3dd>

Сотрудничество с «Транснефтью» возможно и по северному направлению, однако и здесь для экспортирующих компаний возникает множество вопросов. Качество легкой и малосернистой прикаспийской нефти выше сорта нефти Urals (плотность первой – около 44-45° API, последней – 32-33°), получаемого в ходе смешивания в системе «Транснефти» и продаваемого в прибалтийских или причерноморских портах России, поэтому нефтедобывающие компании понесли бы неоправданные потери, согласившись на такой шаг. С другой стороны, содержание парафинов в прикаспийской нефти примерно в полтора раза выше, чем дозволённый предел сорта Urals, что также создает сложности для сотрудничества. Следует отметить, что правом транспортировки через трубопроводную систему КТК имеют только акционеры консорциума (КазМунайГаз, Шеврон, ЛУКОЙЛ, ExxonMobil, Роснефть-Shell, Eni и др.), поэтому если другие российские компании начнут добычу на каспийском шельфе, придется все-таки находить компромиссный вариант.

Интерес к Каспийскому региону может в будущем подкрепиться разработкой месторождения Великое, открытого в 2013 г. возле Астрахани. Месторождение Великое содержит, по данным на 2016 г., 331 млн т нефти и 99 млрд куб. м газа, став, таким образом, крупнейшим обнаруженным нефтяным объектом в России за последние 20 лет⁷⁵. Оно было открыто в подсолёвом комплексе на глубине 5100 м – в месте, где до этого момента в рамках геологоразведочных работ исследовались лишь слои до 2-километровой глубины. Также, судя по предварительным данным, сернистость углеводородов на Великом ниже, чем на близлежащем сверхкрупном Астраханском газоконденсатном месторождении. Интенсификация геологической разведки на подсолёвых участках прикаспийского побережья и открытие там новых месторождений может послужить дополнительным толчком для развития Каспийского региона.

Российский Каспий никогда не сможет занимать мировые позиции, которые имел Азербайджан, региональный конкурент, в советское и даже в постсоветское время. Тем не менее разработка месторождений в российском секторе Каспийского моря, а также в прикаспийских участках России – объективная необходимость. Во-первых, регион обладает значительными залежами углеводородов, существенная часть которых еще даже не разведана. Во-вторых, власти тоже заинтересованы во всестороннем развитии Каспийского региона и посредством налоговых льгот и других послаблений всячески способствуют достижению этой цели. В-третьих, на фоне международных санкций и явной неспособности российских компаний обеспечивать без привлечения иностранных технологий всю полноту процессов разведки и добычи нефти и газа, развитие промышленного кластера, обслуживающего интересы энергетики России (и не только), и локализация продукции – единственный правильный путь в будущее.

⁷⁵ «Великое» дело // Российский совет по международным делам, 30 августа 2016 г.
URL: http://www.russiancouncil.ru/blogs/oilandgastoday/?id_4=2697

Сложности черноморского транзита

Регион Каспийского моря обладает масштабными запасами углеводородов, большая часть которых поступает на экспорт. Каспийскую нефть традиционно поставляют на рынки Европы как с помощью российской трубопроводной системы, так и через Турцию. После того как европейские государства заинтересовались поставками природного газа, началось строительство сразу нескольких газопроводов, проходящих по территории Турции, среди которых и российско-турецкий проект «Турецкий поток».

Благодаря своей центральной географической позиции своеобразного моста между Азией и Европой, Турция имеет все шансы укрепить статус энергетического хаба.

Это возможно в том числе благодаря тому, что Анкара не зависит от навязанных извне регулятивных мер. *Acquis communautaire* Европейского союза и положения Третьего энергетического пакета ее не касаются.

Турция в качестве транзитера

Проливы Босфор и Дарданеллы на турецкой территории служат фундаментом превращения Турции в транзитный хаб между Ближним Востоком и Европой. Вопрос проливов на протяжении многих столетий являлся камнем преткновения между Российской и Османской империями, а также Великобританией. Ряд инициатив XIX–XX вв. – Ункяр-Искелесийский договор 1833 г., Лондонская конвенция о проливах 1841 г., Лозаннский мирный договор 1923 г. – так и не привели к окончательному урегулированию проблемы. Конвенция Монтрё 1936 г. закрепила за Турцией контроль над проливами, а также фактический запрет прохода для нечерноморских военных судов и право Турции ограничивать проход через них в случае военных действий. Положения Конвенции сохраняют юридическую силу по сей день. На их основе турецкие власти получают транзитные пошлины за проход коммерческих судов через проливы.

Транзит коммерческих судов через Босфор и Дарданеллы не влечет за собой непомерных плат. Пошлины варьируются в интервале 100–320 евро за один проход⁷⁶.

Регулирование передвижения через Босфор и Дарданеллы необходимо ввиду их чрезмерной загруженности. Ежегодно проливы пересекают около 48 тыс. судов.

⁷⁶ Dues and Fees as Applicable to Vessels Passing in Transit through the Dardanelles and the Bosphorus.
URL: http://www.deepbluemaritime.com/Tariff_files/BOSPHORUS%20AND%20DARDANELLES%20TURKISH%20STRAITS%20PASSAGE%20TARIFF.pdf

Помимо территориального контроля, Турция имеет еще один рычаг давления на ситуацию в Черном море. Хотя, согласно Конвенции Монтрё, страна не может вмешиваться в режим беспрепятственного передвижения через проливы, она сохраняет право диктовать нормативные требования в отношении мер безопасности и охраны окружающей среды. Однако следует отметить, что до сегодняшнего дня, несмотря на ряд острых вопросов и конфликтных ситуаций между Россией и Турцией, российские коммерческие судна не ощущают каких-либо притеснений с турецкой стороны.

Со стратегической точки зрения Москве нецелесообразно полагаться на Черное море как транзитный коридор, так как российские власти не обладают полным контролем над проливами. Любой существенный всплеск конфронтационности между Турцией и Россией, наподобие того, который произошёл в ноябре 2015 г. (инцидент с истребителем, сбитым на территории Сирии возле турецкой границы), может в случае резкой реакции Анкары привести к перекрытию транспортного коридора для российских судов. В этой связи логично, что экспорт нефти из Новороссийска (включающий в себя большие объемы казахстанской нефти) в 2016 г. составил 30,4 млн т, в то время как на Приморск приходились 50,6 млн т, на нефтепровод «Дружба» – 54,3 млн т, а на дальневосточный порт Козьмино – 31,84 млн т⁷⁷.

В течение последних 20 лет предпринималось множество попыток построить альтернативный проливам маршрут. Нефтепровод Бургас-Александрополис, разрабатываемый консорциумом «Транснефть», «Роснефть» и «Газпром Нефть», был заморожен в 2011 г. болгарским правительством под предлогом опасности проекта для экологии. Проектируемый нефтепровод АМВО, который должен был соединить болгарский Бургас с албанской Влёрой, нефтепровод Констанца-Триест, а также продвигаемый «Транснефтью» нефтепровод Кийикёй-Ибрикхаба постигла та же судьба.

Хотя все еще существует интерес к строительству обходного пути – в 2015 г. интерес в этой связи высказала даже американская компания Chevron, владеющая 50% месторождения Тенгиз в Казахстане, – на данный момент не существует трансчерноморских вариантов транспортировки энергоносителей, кроме традиционного маршрута через Босфор и Дарданеллы.

Однако нефтяная инфраструктура Турции не ограничивается лишь проливами. Она разнообразна и приносит Анкаре многочисленные выгоды. Нефтеналивной порт Джейхан является конечной точкой сразу двух нефтепроводов – Киркук-Джейхан и Баку-Тбилиси-Джейхан. Нефтепровод Киркук-Джейхан, посредством которого транспортируется нефть, добытая на месторождениях северного Ирака, был введен в эксплуатацию еще в 1970 г. На фоне военных действий Соединенных Штатов в Ираке нефтепровод подвергался постоянным террористическим атакам. После того как вакуум власти в северном Ираке трансформировал «борьбу с терроризмом» в борьбу против «Исламского государства», занявшего Мосул и ряд других

⁷⁷ Argus FSU Energy. 12 January 2017. P.10.

городов северного Ирака, вопрос контроля над отправной точкой нефтепровода повис в воздухе. Власти иракского Курдистана смогли использовать ситуацию в свою пользу, выбив силы «Исламского государства» из Киркука и поставив нефтепровод на службу региональной нефтедобычи.

На данный момент нефтепровод Киркук-Джейхан с мощностью перекачки в 1,6 млн баррелей в день⁷⁸ является основным маршрутом поставок курдистанской нефти (нефть также поставляется в израильский Ашкелон). Большая часть азербайджанской нефти также поставляется в Джейхан через введенный в строй в 2006 г. нефтепровод Баку-Тбилиси-Джейхан (БТД). Пропускная мощность нефтепровода БТД достигает 50 млн т в год, так же, как и нефтеналивного терминала в порту Джейхан. Однако используется он лишь примерно на две трети совокупных мощностей. После того как казахстанские нефтедобывающие компании предпочли Каспийский трубопроводный консорциум и отказались от перекачки нефти через БТД, почти 90% совокупного объема приходится на азербайджанскую нефть (остаток – нефть, добытая на континентальном шельфе Туркменистана).

Джейхан мог стать транзитным хабом и для российской нефти. В конце 2000-х гг. активно обсуждалась возможность строительства пересекающего турецкую территорию нефтепровода Самсун-Джейхан. В проекте участвовали итальянская Eni, стремившаяся найти дополнительные возможности экспорта нефти с месторождения Кашаган, турецкая Galik, а также российские «Транснефть» и «Роснефть». «Роснефть», а затем и ЛУКОЙЛ заявляли о своей заинтересованности в поставках нефти через этот нефтепровод. Однако в итоге проект был приостановлен на начальных этапах разработки, так как стороны сочли его экономически нерентабельным⁷⁹. Реализации проекта помешало также ухудшение отношений между Eni и турецкими властями, после того как Анкара внесла итальянскую компанию в черный список ввиду ее деятельности на континентальном шельфе Кипра.

Если 2000-е гг. стали для Турции эпохой выстраивания комплексной сети нефтепроводов, то в 2010-х гг. Анкара обратила внимание на возможность стать одним из крупнейших государств-транзитеров Евразии. Третий энергетический пакет, принятый Европейским союзом в июле 2009 г., ставит во главу угла диверсификацию источников энергии и, хотя в тексте положений такая цель не фигурирует, снижение зависимости от российских поставок газа и электроэнергии. Все варианты строительства новых лоббируемых Брюсселем газопроводов включали в себя Турцию – как Nabucco, так и TANAP.

После провала газопровода Nabucco, источником газа для которого должен был стать или подсанкционный Иран, или не имеющий возможности транспортировать через Каспийское море Туркменистан, основным проектом стал Трансанатолийский газопровод (TANAP).

⁷⁸ Iraqi Kurdistan Crude at Ceyhan Reaches 1 million barrels: Turkish Minister // Platts, 05 March 2014.
URL: <http://www.platts.com/latest-news/oil/istanbul/iraqi-kurdistan-crude-at-ceyhan-reaches-1-mil-26746524>

⁷⁹ Turkey's Samsun-Ceyhan Oil Pipeline Shelved // UPI, 23 April 2013.
URL: <http://www.upi.com/Turkeys-Samsun-Ceyhan-oil-pipeline-shelved/24281366711120>

Существование TANAP с российским «Турецким потоком» дополнительно укрепляет статус Турции в качестве государства-транзитера.

Выбор в пользу Турции влечет за собой ряд как преимуществ, так и рисков. В отличие от являющихся членами Европейского союза Болгарии и Греции, Турция не подвержена действию Третьего энергетического пакета и обладает достаточным экономическим влиянием, для того чтобы не подвергаться шантажу. Государство также обладает ёмким потребительским рынком газа, в рамках которого его потребление выросло в 2000-2015 гг. в три раза, до 44 млрд куб. м. С другой стороны, Анкара склонна принимать политизированные решения, что, учитывая участие как России, так и Турции в военном конфликте в Сирии, чревато периодическими всплесками антагонизма между двумя странами. Москва, по всей видимости, намерена принимать участие и в урегулировании сирийского конфликта. В этой связи российским дипломатам придется действовать с осторожностью, так как курдский и туркменский вопросы, вовлеченность Ирана и другие причины могут стать факторами, ведущими к резкому ухудшению отношений.

Хотя идея обустройства Южного транспортного коридора уже не привлекает так много внимания в пределах структур Европейского союза, как прежде, в случае очередного витка интереса к строительству транскаспийского газопровода Турция также будет играть центральную роль. Принимая во внимание нежелание Брюсселя каким-либо образом отдавать России рычаги давления на механизм поставок энергоносителей, газ из Туркменистана мог бы поступать также через Турцию. Однако напряженность между структурами ЕС и Анкарой, достигшая своего временного пика после того, как в ноябре 2016 г. Европейский парламент проголосовал за заморозку переговоров о присоединении Турции⁸⁰, ставит Брюссель в крайне неловкое положение. Любое действие по Южному транспортному коридору подразумевает, с точки зрения ЕС, координацию позиций с государством (Россия или Турция), отношения с которым не базируются на доверии, поэтому целесообразнее придерживаться статус-кво.

Судьба газовых суперпроектов

Турция играет ключевую роль в реализации двух крупнейших газотранспортных проектов Европы. При этом оба проекта являются прямыми конкурентами и во многом претендуют на один и тот же «кусочек пирога». Трансатлантический газопровод (TANAP) и его продолжение, Трансадриатический газопровод (TAP), пользуется поддержкой Европейского союза, который видит в нем инструмент диверсификации источников природного газа. В то же время логика строительства «Турецкого потока» сводится к преодолению институционального обструкционизма со стороны стран-членов ЕС, который свел на нет предыдущий проект «Южный поток». Несмотря на

⁸⁰ Turkey Reacts Angrily to Symbolic EU Parliament Vote on Its Membership // The Guardian, 24 November 2016.
URL: <https://www.theguardian.com/world/2016/nov/24/eu-parliament-votes-freeze-membership-talks-turkey>

различия и разнонаправленность этих проектов, как ТАР, так и «Турецкий поток» имеют все шансы на реализацию.

Идея строительства «Турецкого потока» совпала с решением российских властей об отмене проекта «Южный поток» в декабре 2014 г. И хотя в случае «Турецкого потока» давление со стороны панъевропейских властей не являлось значимым фактором, в ходе переговоров возник новый камень преткновения – величина скидки, предоставляемой турецкой компании BOTAS. Изначально предполагалось, что скидка составит 10,25%⁸¹, однако ввиду политической волатильности её предоставляли недолго. После того как 18 ноября 2015 г. турецкий бомбардировщик сбил российский истребитель Су-24М над территорией Сирии в нескольких километрах от турецкой границы, «Турецкий поток» был приостановлен, так же, как и контакты двух стран и деятельность двусторонней торгово-экономической комиссии⁸².

Проект возобновился спустя 9 месяцев, в августе 2016 г., после двусторонней встречи российского лидера В. Путина и президента Турции Р. Эрдогана. С турецкой стороны проект уже больше не сталкивался с обструкционизмом. К тому моменту он был «свернут» до изначального положения, и между сторонами существовал явный дефицит доверия.

Осенью 2015 г. турецкая BOTAS подала на «Газпром» в арбитражный суд для определения справедливой цены на газ, в то время как официальная Анкара отзывала ранее выданные разрешения на строительство газопровода в территориальных водах Турции.

После подавления военного переворота политика Р. Эрдогана в отношении России разительно изменилась, свидетельством чего стала та скорость, с которой Анкара и Москва сумели подписать в октябре 2016 г. межправительственное соглашение о строительстве двух ниток газопровода «Турецкий поток» и оперативно решать все административные вопросы.

Турецкий парламент ратифицировал межправительственное соглашение в начале декабря 2016 г., российский – в январе 2017 г.⁸³ Так как наземный участок газопровода был введен в строй еще на фоне разработки проекта «Южный поток», для запуска «Турецкого потока» необходимо построить морской участок и транзитную инфраструктуру на территории Турции, вплоть до места присоединения газопровода к газотранспортной системе. Укладку морской части «Турецкого потока» протяженностью в 910 км «Газпром» начал в мае 2017 г. без привлечения внешних партнеров. За первые три месяца строительства, к августу 2017 г., компания проложила немногим менее одной пятой трубопровода. Примечательно, что морской участок будет в стопроцентном

⁸¹ Turkey Initiates Legal Action Against Russia's Gazprom // Financial Times, 28 October 2015.
URL: <https://www.ft.com/content/11665996-7cc6-11e5-a1fe-567b37f80b64>

⁸² Новак: проект строительства газопровода «Турецкий поток» приостановлен // ТАСС, 3 декабря 2015 г.
URL: <http://www.tass.ru/ekonomika/2495457>

⁸³ Госдума ратифицировала соглашение по «Турецкому потоку» // РИА, 20 января 2017 г.
URL: <https://www.ria.ru/economy/20170120/1486121347.html>

владении российского концерна⁸⁴. Инфраструктуру на территории Турции должна обеспечить турецкая BOTAS. «Турецкий поток» выйдет на сушу в районе населенного пункта Кыйыкёй и протянется до греческо-турецкой границы возле города Ипсала. Ввод первой нитки «Турецкого потока» в эксплуатацию намечен на март 2018 г., второй – на вторую половину 2019 г.

«Турецкий поток» на протяжении последних двух лет претерпел ряд изменений. Изначально предполагалось построить газопровод, состоящий из четырех ниток, с общей пропускной мощностью в 63 млрд куб. м в год.

В текущем варианте «Турецкий поток» представляет собой две нитки газопровода, обе мощностью в 15,75 млрд куб. м в год. Газ, транспортируемый по первой нитке, предназначается для турецкого рынка, по второй – для государств Южной Европы. Еще в феврале 2016 г. «Газпром» заключил меморандум о взаимопонимании с греческой DEPA SA и итальянской Edison SpA по использованию южного маршрута для поставок газа. Хотя этот документ еще ни к чему не обязывает, он подтверждает заинтересованность сторон в проекте. В случае продления газопровода (с учетом идеи строительства газопровода «Посейдон» в направлении Италии) «Турецкий поток» фактически дублировал бы маршрут Трансадриатического газопровода (TAP) за исключением транзита через территорию Албании.

Интерес «Газпрома» объясняется рядом факторов: наличием построенной для реализации «Южного потока» газотранспортной инфраструктуры, необходимостью снижать зависимость от маршрутов поставок через территорию Украины и возможностью сбыта природного газа на емком и растущем рынке Турции. Для Анкары проект также выгоден. Благодаря первой нитке «Турецкого потока», турецкие компании в полной мере освобождают себя от поставок через территорию Украины, что, следственно, существенно снижает связанные с поставками риски. К тому же скидка, которую «Газпром», по всей видимости, предоставит турецким покупателям на российский газ, является дополнительным фактором экономической привлекательности «Турецкого потока». Скидка может оказаться ниже ранее оговоренных 10,25%, особенно на фоне национализации турецкими властями компании Akfel Gas, крупнейшего частного импортера газа в Турции, миноритарным акционером которого является «Газпром», из-за подозрений в связях с гюленистским движением⁸⁵.

Маловероятно, что Москва и Анкара дадут спорной ситуации с Akfel Gas повлиять на реализацию «Турецкого потока». Принимая во внимание гибкость, проявленную сторонами на протяжении второй половины 2016 г., следует ожидать, что и ценовой спор рано или поздно разрешится взаимоприемлемым образом.

⁸⁴ Миллер рассказал, когда начнут строить морскую часть «Турецкого потока» // РИА, 6 декабря 2016 г.
URL: <https://www.ria.ru/economy/20161206/1482975877.html>

⁸⁵ «Газпром» попал под национализацию // Коммерсант, 20 декабря 2016 г.
URL: <http://www.kommersant.ru/doc/3175815>

Следует также отметить, что межправительственное соглашение по «Турецкому потоку» не обуславливалось урегулированием ценовых вопросов и арбитража, поэтому строительство газопровода может осуществляться параллельно с судебными тяжбами по ценообразованию. В целом перспективы предназначенной для Турции нитки «Турецкого потока» выглядят лучше, чем второй, по которой все еще предстоит определиться с ключевыми факторами поставок: кому именно, в каком объеме и при каких условиях.

Проект Трансанатолийского газопровода (TANAP), плавно переходящего на территории Европейского союза в Трансадриатический газопровод (TAP), основывается на стратегическом азербайджано-турецком партнерстве. На данный момент Азербайджан является единственным источником природного газа для TANAP. Хотя изначально предполагалось, что посредством Транскаспийского газопровода в TANAP сможет принять участие и Туркменистан, на данный момент становится все более очевидным, что отправной точкой газопровода и впредь останется терминал Сангачал вблизи Баку. Текущая проектная мощность TANAP – 16 млрд куб. м в год. Принимая во внимание, что проект предполагалось довести к концу 2020-х гг.⁸⁶ до пропускной способности в 60 млрд куб. м, можно сделать вывод, что исходные предпосылки для реализации проекта были слишком амбициозны и необоснованны. В этих расчетах, как правило, подразумевались объемы туркменского газа, так как остальные поставщики не имеют возможности поставлять топливо в таком масштабе или не заинтересованы в этом ввиду более привлекательных рынков сбыта в Азии.

Начало строительству TANAP протяженностью 1900 км было положено в марте 2015 г. в рамках встречи турецкого президента Р. Эрдогана и его азербайджанского коллеги И. Алиева.

TANAP, стоимость которого оценивается в 8-9 млрд долл.⁸⁷, соединится с уже эксплуатируемым газопроводом Баку-Тбилиси-Эрзурум, повторяющим маршрут нефтепровода Баку-Тбилиси-Джейхан.

Для Анкары это серьезный фактор, ведь таким образом газотранспортная система Турции расширяется и диверсифицируется. Анкара также обеспечит себе стабильные поставки 6 млрд куб. м газа в год, которые посредством TANAP будут поставляться согласно действующему контракту.

Следует отметить, что оставшиеся 10 млрд куб. м будут поставляться на рынки стран Южной и Юго-Восточной Европы с месторождения Шах Дениз-2, на данный момент единственного источника газа для TANAP. Предполагается, что порядка 8 млрд куб. м будут поступать в Италию, оставшиеся

⁸⁶ Turkey to Increase its Stake in TANAP // Sabah, 30 May 2014.

URL: <http://www.dailysabah.com/energy/2014/05/30/turkey-to-increase-its-stake-in-tanap>

⁸⁷ TANAP's Construction Accelerates, Costs Decrease: Project Chief // Hürriyet, 12 December 2016.

URL: <http://www.hurriyetdailynews.com/tanaps-construction-accelerates-costs-decrease-project-chief.aspx?pageID=238&nid=107181&NewsCatID=345>

2 млрд куб. м будут сбываться на греческом и болгарском рынках⁸⁸. Первый газ начнет поступать на турецкий рынок в 2018 г., в то время как начало поставок в Юго-Восточную Европу предварительно определено на конец 2019 г.

Трансадриатический газопровод так же, как и Трансанатолийский, уже находится в процессе строительства.

В мае 2016 г. Греция начала строительство 550-километрового участка на своей территории⁸⁹, в Албании укладка газопровода началась в сентябре того же года. Газопровод протяженностью 878 км берет свое начало в городе Кипои на греческо-турецкой границе и проходит через территорию северной Греции, через горные перевалы Албании (достигают высоты 1800 м) и морское дно южной части Адриатического моря, достигая региона Апулия⁹⁰. В финансировании проекта, стоимость которого оценивается в 6 млрд евро, существенно помогали европейские инвестиционные структуры⁹¹. Европейский банк реконструкции и развития намеревается довести свою помощь до 1,5 млрд евро, в то время как Европейский инвестиционный банк, находящийся в совместном управлении стран-членов ЕС, помог кредитом на сумму в 2 млрд евро.

Как и большинство проектов по строительству наземных газопроводов, ТАР сталкивается с рядом препятствий, несмотря на поддержку Европейского союза и национальных правительств. Например, власти региона Апулия в течение двух лет демонстрировали существенное сопротивление строительству ТАР в текущем его виде. В первую очередь высказывались претензии относительно экологических последствий строительства газопровода и возможного нарушения хрупкой экосистемы Средиземного моря⁹². Помимо этого, выражалось несогласие с тем, что газопровод выйдет на сушу Италии в городе Мелендуньо вблизи Лечче, а не возле Бриндизи, где можно было напрямую соединить его с газораспределительной сетью Аппенинского полуострова. К концу 2016 г. центральным властям Италии удалось «продавить» решение о строительстве, хотя процесс был крайне медлительным – приходилось заниматься и такими вопросами, как пересадка оливковых деревьев, которые ввиду строительства придется вырубить⁹³.

⁸⁸ Verda M. Contribution of TAP to the Italian Economy // ISPI, June 2014. Analysis № 256. URL: http://www.ispionline.it/sites/default/files/pubblicazioni/analysis_256__2014_0.pdf

⁸⁹ В Греции началось строительство конкурента «Турецкого потока» // РБК, 17 мая 2016 г. URL: <http://www.rbc.ru/business/17/05/2016/573b467d9a7947a47e7c85db>

⁹⁰ Trans Adriatic Pipeline Route // Официальный сайт TAP AG. URL: <https://www.tap-ag.com/the-pipeline/route-map>

⁹¹ Work Begins on Trans Adriatic Gas Pipeline // Financial Times, 17 May 2016. URL: <https://www.ft.com/content/da3ceae-1c29-11e6-b286-cddde55ca122>

⁹² Central government and Puglia split over Adriatic gas pipeline // Il Sole, 22 September 2014. URL: <http://www.italy24.ilsole24ore.com/art/business-and-economy/2014-09-19/central-government-and-apulia-split-over-adriatic-gas-pipeline--134529.php?uid=ABVyeGvB>

⁹³ TAP gas pipeline project in Puglia speeding up as new solutions to limit environmental impact are found // Il Sole, 24 November 2016. URL: <http://www.italy24.ilsole24ore.com/art/business-and-economy/2016-11-22/tap-gas-pipeline-project-puglia-speeding-up-as-new-solutions-to-limit-environmental-impact-are-found---183717.php?uid=ADuT8vzB>

Тем не менее Трансадриатический газопровод, по всей видимости, будет сдан в эксплуатацию вовремя. Южно-европейские государства, в первую очередь Италия, воспринимают ТАР в качестве проекта государственного значения и, учитывая «приемлемость» поставщика природного газа, будут всячески способствовать воплощению его в жизнь. Итальянские власти извлекли уроки из испытанных сложностей. Весной 2017 г. планируется передать Министерству окружающей среды полномочия по курированию вопросов использования земельных ресурсов в связи со строительством энергетических проектов государственного значения во избежание ситуаций, в ходе которых региональные власти блокируют развитие проекта. В целом пропускная способность газопровода достигнет 10 млрд куб. м в год к 2020 г. Впоследствии, при наличии заинтересованных поставщиков из третьих стран и резервных мощностей, пропускная способность может увеличиться до 20 млрд куб. м в год⁹⁴.

Основная проблема Южного газового коридора заключается в том, что на данный момент этот проект в полной мере зависит от одного месторождения.

Предполагалось, что по мере ввода месторождения Апшерон удастся решить эту проблему, однако несмотря на наличие существенных запасов газа, на фоне проведения дополнительных геологоразведочных работ прогнозные показатели блока Апшерон были изменены в сторону понижения. Озвучиваемые показатели добычи в 5 млрд куб. м газа в год были к концу 2016 г. понижены до 1,5 млрд куб. м. В подписанном в декабре 2016 г. соглашении между французской Total, оператором месторождения, и SOCAR устанавливается, что добытый на месторождении Апшерон газ будет использоваться на азербайджанском рынке и, соответственно, не предназначен для экспорта⁹⁵. Парадоксальным образом, выходом из ситуации может стать инкорпорация российского газа в матрицу поставок через Южный газовый коридор.

Слабым звеном стратегии «Газпрома» на южноевропейском направлении является фактор «второй нитки».

Вторая нитка «Турецкого потока» согласована с турецкими властями (в сентябре 2017 г. было создано совместное предприятие с Botas для проектирования сухопутной части), однако российский концерн не обладает договоренностями с конечными покупателями.

«Газпрому» также следует решить вопрос с механизмом транспортировки газа. Обсуждалась возможность строительства газопровода «Посейдон», однако он фактически повторял бы маршрут ТАР, за исключением прохождения через территорию Албании. Максимальная проектируемая про-

⁹⁴ TAP at a Glance // Официальный сайт TAP AG.
URL: <https://www.tap-ag.com/the-pipeline>

⁹⁵ Azerbaijan: TOTAL and SOCAR Sign an Agreement to Develop Absheron Discovery // TOTAL, 21 November 2016.
URL: <http://www.total.com/en/media/news/press-releases/azerbaijan-total-and-socar-sign-agreement-develop-absheron-discovery>

пуская способность TAP – 20 млрд куб. м, однако Азербайджан готов поставлять лишь 10 млрд куб. м. В случае если «Газпром» договорится с акционерами TAP (20% – BP, SOCAR, Snam; 19% – Fluxys, 16% – Enagas, 5% – Axpo) о доступе к газопроводу, Европейский союз не сможет принять никаких контрмер, так как российский концерн не будет вовлечен в акционерный капитал газопровода. Европейский союз не может напрямую постулировать запрет на импорт российского газа посредством новых транспортных мощностей, так как данная мера, в случае судебных тяжб, трактовалась бы в суде ВТО однозначно в пользу «Газпрома».

Помимо России, потенциальным источником газа могут стать и страны Восточного Средиземноморья. Израиль к концу 2010-х гг. после нескольких лет бюрократических задержек приступит к освоению сверхкрупного газового месторождения Левиафан и в случае, если домашний спрос будет в полной мере покрыт и добываемые объемы позволят переориентировать часть добычи на экспорт, может заинтересоваться в использовании мощностей TANAP и TAP. Кипр также сможет стать экспортером газа, однако в случае Никосии успех этой затеи прямым образом зависит от наличия договора по объединению острова с Турцией. Так как Анкара не позволит Кипру разрабатывать месторождение Афродита и другие прибрежные шельфовые объекты до заключения договора, заинтересованным сторонам следует пройти еще долгий путь. Особенно следует учитывать тот факт, что успех переговорного процесса зависит от благожелательного отношения властей Республики Кипр, Северного Кипра и самой Турции.

Россия на распутье: что делать?

Из-за многообразия углеводородных богатств России и их неравномерного распределения Каспийский регион может казаться не самым приоритетным с точки зрения энергетического курса страны. Действительно, западно-сибирские и восточно-сибирские нефтеносные регионы России обладают большими запасами, которые в основном располагаются на суше, при этом компаниям, осуществляющим добычу углеводородных ресурсов в этих регионах, не требуется прилагать дополнительные усилия для законодательного оформления своей деятельности.

Полуостров Ямал или Иркутская область также обладают несравнимо большим ресурсным потенциалом по объемам добычи газа, чем Каспий. В таком случае в чем же заключается интерес России в разработке прикаспийских месторождений?

Во-первых, Каспий может стать плацдармом для создания национальных нефте- и газосервисных компаний и тем самым снизит уязвимость экономики от санкций. Именно Каспий, где себестоимость добычи ресурсов по сравнению с Печорским и Карским морями ниже, позволит активно применять российские технологии.

Во-вторых, Россия исторически играла активную роль в Каспийском регионе. Именно здесь зарождалась нефтяная промышленность России, здесь был дан старт развитию энергетической инфраструктуры страны. Прикаспий все еще остается высококонкурентным регионом в плане добычи, и недавний ввод в строй сверхкрупного месторождения Кашаган лишь подтверждает его высокий потенциал. Если не влиять активно на события в регионе, не действовать проактивно по привлечению партнеров, место России может занять другая держава, более склонная к компромиссным решениям и готовая идти на большие уступки. К тому же, если не разрабатывать собственные углеводородные запасы, места для них на рынке может попросту не оказаться.

Возможно, активная позиция России по Каспию усложнит нахождение общего языка с некоторыми странами региона, однако бездействие чревато еще большими рисками.

Представление о том, что Россия на протяжении десятилетий экспроприировала или оккупировала нефтеносные провинции Азербайджана или Казахстана, в корне неверно. С исторической точки зрения Россия в первую очередь была рынком сбыта для прикаспийской нефти и газа. После того как бакинские месторождения перешли под контроль Российской империи в 1813 г. в результате заключения Гюлистанского мирного договора, масштабы и механизм добычи нефти изменились. Начиная с 1813 г., нефтедобытчикам предоставлялась лицензия на разработку месторождения от императорской власти, что во многом определяло юридические рамки ведения добычи в мире (за исключением Соединенных Штатов, где нефть принадлежит не государству, а владельцу территории). Наличие емкого рынка сбыта и либерального экономического курса позволили России стать на переломе XIX-XX вв. ведущей энергетической державой в мире. Именно в это время, наряду с Азербайджаном, российские нефтяники открывают первые нефтяные месторождения Казахстана (Карашангул, Доссор) и строят первые объекты нефтяной инфраструктуры.

Следует сказать, что когда Россию обвиняют в чрезмерном контроле или оккупации прикаспийских стран, редко упоминаются времена Российской империи. В советский период, когда все энергетические активы были национализированы, а все полномочия в сфере энергетической политики переданы под контроль государственных структур, прикаспийские страны не перестали развиваться. Наоборот, применение новых технологических решений (электроразведка в 1920-х гг.), масштабное расширение мощностей нефтеперерабатывающей индустрии способствовали экономическому развитию прикаспийских стран Советского Союза. Однако какой ценой? Чрезмерная эксплуатация нефтяных месторождений Каспийского моря подорвала ее хрупкую фауну и флору, нарушила традиционный уклад прибрежного населения, не щадила отдельного взятого человека и его усилий. Следует отметить, что такой подход к человеку применялся одинаково на всей территории Советского Союза.

В XXI век все пять прикаспийских государств вступили в качестве суверенных государств. Следует уделять особое внимание тому, чтобы новый формат взаимоотношений России с этими государствами стал учитывать эти изменения, не сводился исключительно к геополитическим расчетам. Ни с одной из прикаспийских стран Москва не имеет неразрешимых разногласий. Тем не менее окончательное урегулирование некоторых вопросов, например, создание режима для транспортировки углеводородов по дну Каспийского моря, повлечет за собой скорее отрицательные последствия, поэтому их решение будет затягиваться. Даже если «стороны согласны, что они не согласны» по самым спорным вопросам, сотрудничество прикаспийских стран следует углублять, в первую очередь в сфере экологии.

Каспийское море следует открыть для науки, на высшем уровне зафиксировать целесообразность совместного исследования этого уникального водоёма.

Координация мер в сфере чрезвычайных ситуаций, создание межгосударственных механизмов взаимопомощи в случае пожаров на добывающих платформах и др., а также разъяснение вопросов, связанных с оборонной политикой стран, должны стать реализуемыми задачами.

Что касается энергетической политики России, в ней следует обратить особое внимание на фактор конкуренции. При текущем законодательстве негосударственные акторы фактически не имеют права разрабатывать участки федерального значения, коими являются любые залежи на континентальном шельфе или в территориальных водах России. В настоящий момент текущим проектам ЛУКОЙЛа ничего не угрожает, так как в их отношении применяется «дедушкина оговорка», однако участие независимых компаний в будущем стало невозможным. Российские власти не должны стремиться к тому, чтобы оказывать дополнительное содействие государственным компаниям. Разумная политика заключается в том, чтобы обеспечить конкуренцию между российскими компаниями вне зависимости от их акционерного капитала. Либерализация доступа к месторождениям на континентальном шельфе может придать импульс развитию не только Каспийского региона, но и Арктики.

Государственные вертикально-интегрированные нефтяные компании не могут уделять равное внимание всем нефтегазоносным шельфовым бассейнам России.

В этом еще одно обоснование необходимости либерализовать режим использования континентального шельфа и территориальных вод. Тот факт, что недра России, согласно Федеральному закону «О недрах»⁹⁶, являются государственной собственностью, не подразумевает создание привилегированного режима для государственных компаний. Если негосударственные нефтегазовые компании базируются в России, платят в России налоги, не

⁹⁶ Закон от 21 февраля 1992 г. № 2395-1 "О недрах" // Российская газета, 15 марта 1995 г.
URL: <https://www.rg.ru/1995/03/15/nedra-dok.html>

допускают каких-либо нарушений, они также должны быть допущены к участию. Тем более что текущая конкуренция между государственными компаниями может привести к тому, что решения по тому или иному проблемному вопросу будут приниматься по мере их приближенности к принимающему решение государственному органу. С либерализацией режима следует и сохранить льготы, которые на данный момент приравнивают каспийские проекты с восточно-сибирскими.

Энергетическая политика России по транзитным вопросам в отношении прикаспийских стран должна быть сбалансированной. Чрезмерная зависимость от Турции как транзитной страны не будет способствовать стабильности поставок, так как своеобразность турецкого режима и наличие ряда конфликтных сфер в турецко-российских отношениях могут повлечь за собой отрицательные последствия для российских энергетических компаний. Нахождение баланса между использованием «Северного потока-1», «Северного потока-2», газопровода «Ямал-Европа», «Голубого потока» и «Турецкого потока» с постепенным внедрением СПГ-мощностей является самым оптимальным вариантом для российских властей. После того как транзитная зависимость от Украины будет сведена к минимуму, следует остановиться, так как любое сокращение маршрутов поставки снижает возможности российских компаний маневрировать, находить более выгодные пути.

Приложение. Список месторождений нефти, открытых в России в 2000-2017 гг.

	Месторождение	Местонахождение	Запасы АВС ₁ +С ₂	Владелец/оператор
2000	Им. Ю. Корчагина	Каспийское море	16,4 млн т	ЛУКОЙЛ
	Хвалыинское	Каспийское море	36 млн т нефти, 332 млрд куб. м газа	ЛУКОЙЛ
	Южно-Тарасовское	ЯНАО	12 млн т	Роснефть
	Шершневское	Пермский край	8 млн т	ЛУКОЙЛ
2001	Ракушечное	Каспийское море	30 млн т	ЛУКОЙЛ
	170 км	Каспийское море	4 млн т нефти, 16 млрд куб. м газа	ЛУКОЙЛ
	Южно-Амнинское	ХМАО	16,4 млн т	Министерство природных ресурсов и экологии РФ
	Восточно-Токайское	ХМАО	2,7 млн т	Роснефть
2002	Соровское	ХМАО	45,9 млн т	Башнефть
	Змановское	ХМАО	12,4 млн т	Сургутнефтегаз
	Южно-Мытаяхинское	ХМАО	13 млн т	Сургутнефтегаз
	Медынь-море 2	Печорское море	25 млн т	Арктикшельф- нефтегаз
2003	Ватлорское	ХМАО	24,5 млн т	Сургутнефтегаз
	Северо-Ниедзьюское	Республика Коми	4,1 млн т	ЛУКОЙЛ
	Восточно-Сарутаюское	Республика Коми	9,9 млн т	ЛУКОЙЛ
2004	Тямкинское	Тюменская область	1,1 млн т	Роснефть
	Северо-Ванкорское	Красноярский край	37 млн т	Роснефть
	Жумажановское	ХМАО	2,5 млн т	Сургутнефтегаз
2005	Им. В. Филановского	Каспийское море	153,1 млн т нефти, 39,8 млрд куб. м газа	ЛУКОЙЛ
	Мензелинское	Татарстан	8 млн т	ЛУКОЙЛ
	Чумаковское	Краснодарский край	1 млн т	Роснефть
2006	Протозановское	Тюменская область	48 млн т	Роснефть
	Островное	ХМАО	6,7 млн т	Славнефть

**НЕФТЬ И ГАЗ КАСПИЙСКОГО МОРЯ:
МЕЖДУ ЕВРОПОЙ И АЗИЕЙ**

	Косухинское	Тюменская область	18,7 млн т	Роснефть
2007	Воргенское	ЯНАО	90 млн т	Газпром Нефть
	Восточно-Чумаковское	Краснодарский край	0,5 млн т	Роснефть
	Черноозерское	Татарстан	1,1 млн т	Татнефть
	Северо-Талаканское	Якутия	32 млн т	Сургутнефтегаз
	Восточно-Алинское	Якутия	5 млн т	Сургутнефтегаз
	Баяндыское	Республика Коми	27,4 млн т	ЛУКОЙЛ
	Тальцийское	Тюменская область	н/д	Роснефть
2008	Нижнечутинское	Республика Коми	100,1 млн т	Timan Oil & Gas
	Западно-Ракушечное	Каспийское море	12 млн т	Каспийская нефтяная компания
	Центральное	Каспийское море	90 млн т	КМГ/ЛУКОЙЛ/ Газпром
	Колтогорское	ХМАО	35 млн т	Zoltav Resources
	Западно-Аянское	Иркутская область	24 млн т нефти, 29,9 млрд куб. м газа	Роснефть
	Западно-Эпасское	Тюменская область	17,1 млн т	Роснефть
2009	Байкаловское	Иркутская область	53,6 млн т нефти, 37,3 млрд куб. м газа	Роснефть
	Южно-Ляминское	ХМАО	н/д	Сургутнефтегаз
	Южно-Гавриковское	Тюменская область	н/д	Роснефть
	Западно-Сарутаюское	Республика Коми	7,5 млн т	ЛУКОЙЛ
	Восточно- Рогожниковское	ХМАО	90,3 млн т	Сургутнефтегаз
2010	Северо-Пайяхское	Красноярский край	95,5 млн т	ННК
	Луцеяхское	ЯНАО	11,3 млн т	Зарубежнефть
	Им. Московцева	ХМАО	11,7 млн т	Роснефть
	Савостьяновское	Иркутская область	160 млн т	Роснефть
	Южно-Нюримское	Тюменская область	2,3 млн т	Сургутнефтегаз
	им. Б. Синявского	Иркутская область	1,5 млн т	Иркутская нефтяная компания
2011	Северо-Даниловское	Иркутская область	75 млн т нефти, 35 млрд куб. м газа	Роснефть
	Сибкраевское	Томская область	7 млн т	Стимул-Т

	Восточно-Ламбейшорское	Республика Коми	25,6 млн т	ЛУКОЙЛ
2012	Им. В. Афанасьева	Башкортостан	3,8 млн т	Башнефть
	Им. В.Б. Мазура	Иркутская область	39,7 млн т нефти, 5 млрд куб. м газа	Роснефть
	Им. Сухарева	Пермский край	13 млн т	ЛУКОЙЛ
	Малоуимское	Тюменская область	5 млн т	Роснефть
	Ичѐдинское	Иркутская область	5,5 млн т	Иркутская нефтяная компания
	Демьянское	Тюменская область	н/д	Сургутнефтегаз
	Северо-Романовское	ЯНАО	6,9 млн т	ЛУКОЙЛ
	Ичемминское	Красноярский край	6,6 млн т	Роснефть
2013	Великое	Астраханская область	331 млн т нефти, 90 млрд куб. м газа	Нефтегазовая компания АФБ
	Южно-Кириновское (доразведка)	Сахалин	5 млн т нефти, 636,3 млрд куб. м газа	Газпром Нефть
	Клинцовское	Саратовская область	12 млн т	ГеоПромНефть
	Северо-Ватьеганское	ХМАО	н/д	ЛУКОЙЛ
	Оурьинское	ХМАО	33 млн т	Repsol
	Кирилкинское	Тюменская область	5 млн т	Роснефть
2014	Победа	Карское море	130 млн т, 499,2 млрд куб. м газа	Роснефть/ ExxonMobil
	Харбейское	ЯНАО	1,5 млн т, 12,6 млрд куб. м газа	НОВАТЭК
	Им. А. Алабушина	Республика Коми	н/д	ЛУКОЙЛ
	Западно-Колтогорское	ХМАО	15 млн т	Repsol
	Таврическое	Тюменская область	3 млн т	Роснефть
	Южно-Нарымское	Тюменская область	2,2 млн т	Сургутнефтегаз
2015	D33	Балтийское море	21,2 млн т	ЛУКОЙЛ
	D41	Балтийское море	2 млн т	ЛУКОЙЛ
	Им. А.В. Филипенко	ХМАО	н/д	Сургутнефтегаз
	Яснополянское	Оренбургская область	2,6 млн т	Министерство
	Кошинское	Оренбургская область	1,7 млн т	Министерство

**НЕФТЬ И ГАЗ КАСПИЙСКОГО МОРЯ:
МЕЖДУ ЕВРОПОЙ И АЗИЕЙ**

2016	Нерцетинское	Республика Коми	17,4 млн т	Роснефть
	Южно-Ярояхинское	ЯНАО	н/д	Роснефть
	Южно-Калмиарское	Пермский край	0,5 млн т	ЛУКОЙЛ
	Верхнеичерское	Иркутская область	11,4 млн т нефти, 52,6 млрд куб. м газа	Роснефть
	Западно-Чатылькинское	ХМАО	40 млн т	Газпром Нефть
2017	Новосамарское	Оренбургская область	8 млн т	Газпром Нефть
	Анастасьинское	Башкортостан	0,6 млн т	Роснефть
	Весеннее	Удмуртия	0,6 млн т	Роснефть
	Бахтияровское	Оренбургская область	2,6 млн т	Роснефть

Российский совет по международным делам

Российский совет по международным делам (РСМД) – некоммерческая организация, ориентированная на выработку практических рекомендаций российским организациям, министерствам и ведомствам, задействованным во внешнеполитической деятельности.

РСМД объединяет усилия экспертного сообщества, органов государственной власти, бизнес-кругов и гражданского общества с целью повысить эффективность внешней политики России.

Наряду с аналитической работой РСМД ведет активную образовательную деятельность с целью сформировать устойчивое сообщество молодых профессионалов в области внешней политики и дипломатии.

Совет выступает в качестве активного участника публичной дипломатии, представляя на международных площадках российское видение в решении ключевых проблем глобального развития.

Члены РСМД – это ведущие представители внешнеполитического сообщества России: дипломаты, бизнесмены, ученые, общественные деятели и журналисты.

Президент РСМД, член-корреспондент РАН Игорь Иванов занимал пост министра иностранных дел РФ в 1998–2004 гг. и секретаря Совета Безопасности РФ в 2004–2007 гг.

Генеральным директором Совета является Андрей КОРТУНОВ. В 1995–1997 гг. Андрей КОРТУНОВ занимал должность заместителя директора Института США и Канады РАН.

Российский совет по международным делам

НЕФТЬ И ГАЗ КАСПИЙСКОГО МОРЯ:
МЕЖДУ ЕВРОПОЙ И АЗИЕЙ

Рабочая тетрадь № 39/2017

Верстка — О.В. Устинкова

Источники фото на обложке:
справа наверху – ЛУКОЙЛ;
справа внизу – Picture-alliance / Vostock-photo;
слева внизу – REUTERS / Grigory Dukor.

Формат 70×100 $\frac{1}{16}$. Печать офсетная.

Усл. печ. л. 4,25. Тираж 250 экз.