



Серфинг на нефтяной волне

ВЛАДИМИР МИШИН

«Нефтегазовая Вертикаль»

В начале 2000-х годов Азербайджан на волне взмывающей год от года нефтедобычи и высоких цен на углеводородное сырье стал мировым лидером по росту ВВП. За период 2003–2008 годов он увеличился на 160% (в среднем на 26,7% в год). Но долго удержаться на этом пике не получилось. Ставка на сырьевую экономику поставила республику в прямую зависимость от конъюнктуры глобального рынка энергоносителей. В результате в 2015 году, после падения мировых цен на нефть, рухнули ВВП (в долларах в 2,1 раза), манат (девальвация на 117%) и имидж «бурно развивающейся экономики». Но Баку затянул пояс и смог стабилизировать ситуацию в экономике страны. Одним из позитивных факторов стал рост ВВП в 2017 году на 0,1%. В 2018–2025 годах Азербайджан планирует вновь оседлать нефтяную волну и вернуть утраченные позиции. Планы, безусловно, смелые, но насколько они реалистичны?

В период до 2025 года ожидается рост добычи и экспорта углеводородов в рамках действующих проектов Азери-Чираг-Гюнешли (нефть) и Шах-Дениза (газ и газоконденсат). Планируется увеличение производства нефтепродуктов на НПЗ в Баку и в турецком Измире. Кроме того, ставка делается на форсированное освоение месторождений Апшерон,

Умид, Карабах, Дан-Улдузу, Ашрафи, а также на проведение разведочных работ на перспективных углеводородных структурах на шельфе Каспия. Проблему финансирования масштабных проектов – запущенных и вероятных – Баку надеется решить с помощью зарубежных инвесторов и кредиторов, а также за счет внутренних источников.

КОНФЛИКТ ПРИОРИТЕТОВ

В 2017 году доля углеводородов в ВВП Азербайджана составила 37%, или \$15,3 млрд. Нефть и газ были и остаются основными экспортными товарами республики (см. «Доля углеводородов в экспорте Азербайджана»). Капитальные затраты на развитие нефтянки в минувшем году также сохранили доминирующие позиции (\$5 млрд, или 54,3% от всех инвестиций).

В период до 2025 года ожидается рост добычи и экспорта углеводородов в рамках действующих проектов Азери-Чираг-Гюнешли (нефть) и Шах-Дениз (газ и газоконденсат)

В среднесрочной перспективе, несмотря на обещания по поводу развития газовой отрасли и ненефтяного сектора, роль нефти как локомотива экономики страны сохранится. При этом добыча падает с 2010 года, когда в рамках всех проектов были получены рекордные 50,6 млн тонн. Минувший год не стал исключением: суммарно в республике было произведено 38,7 млн тонн жидких углеводородов, на 6,3% меньше, чем годом ранее (см. «Добыча жидких углеводородов в Азербайджане»). Прогноз на 2018 год – 37,6–37,9 млн тонн.

Учитывая всю важность фактора нефти, приоритетом в 2018–2025 годах должна была бы стать интенсификация добычи. Тем более что в сентябре прошлого года было переписано базовое СРП Азербайджана – по блоку Азери-Чираг-Гюнешли (АЧГ). Его остаточные извлекаемые запасы оптимистично оценены в 500 млн тонн. Согласно новой редакции соглашения, долевое участие ГНКАР в проекте выросло с 11,6 до 25%. Но при этом доля прибыльной нефти госкомпании снизилась с 80 до 75%.

Однако, несмотря на громкие заявления о грядущих \$40 млрд инвестиций в обновленный «контракт века»,

активизации работ на блоке не последовало. По заявлению оператора АЧГ, британской ВР, инвестиционное решение может быть принято лишь в 2019 году. Пока же ВР обещает лишь то, что в 2018 году «не планируется остановок для профилактических проверок и ремонта добывающих платформ на АЧГ». Но все равно добыча в рамках проекта упадет, хотя и незначительно.

Правда, начаты оценочные и инжиниринговые работы, цель которых – определить возможность строительства новой платформы на блоке АЧГ. «Данное решение должно быть целесообразным, и от него зависят наши дальнейшие шаги», – заявил региональный президент ВР в Азербайджане, Грузии и Турции Гари Джонс.

Но если инвестиционное решение перенесено на 2019 год, то новая платформа может появиться на блоке в лучшем случае к 2025 году. А до этого срока хроническое падение добычи практически неизбежно. Вопрос вызывает лишь конкретная «глубина дна», на которую она опустится. 25, 20 или даже меньше миллионов тонн в год?

Резонный вопрос: почему участники АЧГ, поторопившись с новым СРП, не спешат с вложениями в азербайджанскую нефтедобычу? Ответ на него удивительно скучен: сейчас на реализацию нового проекта у инвесторов просто нет необходимых средств. Например, на долю ГНКАР (читай – правительства Азербайджана) к началу 2018 года пришлось \$8,7 млрд из \$29,7 млрд, вложенных в создание Южного газового коридора. Как следствие, внешний долг страны вырос до \$9,4 млрд. Для сравнения: авуары ЦБ республики в начале текущего года составили \$5,4 млрд.

При таком раскладе влезать в долги еще на \$10 млрд (доля ГНКАР в инвестициях в АЧГ) было бы неблагодарно. В итоге конфликт инвестиционных приоритетов был разрешен в пользу ЮГК. Во-первых, потому, что он чисто хронологически ушел в отрыв от АЧГ – в рамках Фазы-2 Шах-Дениза к весне 2018 года выполнено 99% работ, первый газ в Турции ждут в июле 2018 года, а в Южной Европе – в июне 2020-го.

ДОЛЯ УГЛЕВОДОРОДОВ В ЭКСПОРТЕ АЗЕРБАЙДЖАНА, 2017 г.

Наименование товара	Экспортный доход, \$ млрд	Доля в национальном экспорте, %
Сырая нефть	10,7	77,52
Нефтепродукты	0,339	2,46
Природный газ	1,194	8,64
Суммарно	12,223	88,62

Источник: составлено автором

Во-вторых, ЮГК объявлен ЕС «приоритетом по обеспечению энергетической безопасности Европы». А имидж «альтернативного и надежного поставщика энергоресурсов» для официального Баку дорог и «экономии не подлежит».

В-третьих, на Шах-Денизе добывается не только газ, но и конденсат. Согласно планам ГНКАР, к 2025 году Фаза-2 проекта может обеспечить извлечение 16 млрд м³ газа и 5 млн тонн газоконденсата. Учитывая падение добычи на АЧГ и месторождениях ГНКАР, именно Шах-Дениз может к 2025 году вытянуть суммарное производство жидких углеводородов в Азербайджане на уровень 35–37 млн тонн в год.

В сентябре прошлого года было переписано базовое СРП Азербайджана – по блоку АЧГ. Долевое участие ГНКАР в проекте выросло с 11,6 до 25%, но доля прибыльной нефти снизилась с 80 до 75%

ОБРАТНЫЙ ОТСЧЕТ ЮГК

15 февраля этого года в Баку прошло IV заседание Консультационного совета (КС) по ЮГК. Его можно рассматривать как имиджевую подготовку к двум грядущим торжественным событиям нынешнего года: началу промышленной добычи газа в рамках Фазы-2 Шах-Дениза и старту его поставок в Турцию. На заседании КС выступил президент Азербайджана Ильхам Алиев. Он заявил, что «ЮГК является проектом энергетической безопасности» и что республика «готова войти на европейский рынок со своими газовыми ресурсами». Вице-президент Европейской комиссии по энергетическому союзу Марош Шефчович в очередной раз отметил, что «значение ЮГК для энергетической безопасности Европы велико, и в дальнейшем оно еще больше возрастет».

Непонятно, правда, каким образом 10 млрд м³ газа в год обеспечат энергобезопасность Европы, в 2017 году потребившей около 450 млрд м³, а к 2030 году замахнувшейся на 610 млрд м³.

На заседании КС было также признано, что пока у ЮГК только один источник газа – Фаза-2 Шах-Дениза, ресурс которой оценивают в 0,8–1 млрд м³. Но на подходе, уверил европейских партнеров Баку, месторождения Апшерон, Умид, Карабах, Дан-Улдузу, Ашрафи, структура Бабек и ряд других. Их ресурсы (вместе с Шах-Денизом) позволяют говорить о подтвержденных запасах газа в объеме 2,6 трлн м³.

Особый акцент на заседании был сделан на успешно решаемых транспортных проблемах ЮГК. К середине февраля 2018 года работы по расширению мощности Южно-Кавказского трубопровода (длина этой магистрали от Баку до грузино-турецкой границы – 690 км) выполнены на 95%. К лету мощность компрессорной станции Сангачальского терминала, с которого начинается путь каспийского газа на запад, должна быть увеличена с нынешних 10,3 млрд м³ до 28,8 млрд м³ в год. Трансанатолийский трубопровод (TANAP, длина 1850 км) построен на 95%. Мощность его первой очереди составит 16 млрд м³ в год. Проект Трансадриатического трубопровода (TAP, длина 878 км, мощность первой очереди – 10 млрд м³ в год) реализован на 67%. А в целом в рамках ЮГК освоено 74% инвестиционных ресурсов.

Участники АЧГ не спешат с вложениями в азербайджанскую нефтедобычу. На реализацию нового проекта у инвесторов просто нет необходимых средств

При этом вопрос о качестве работ в рамках ЮГК остается открытым. Проблема в том, что суммарные расходы на проект первоначально оценивались в \$48 млрд, а затем, в результате жесткой экономии, были снижены

ДОБЫЧА ЖИДКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ В АЗЕРБАЙДЖАНЕ, 2017 г.

Месторождения	Добыча, млн т	Динамика к 2016 году, %
АЧГ	28,9	-7,4
ГНКАР	7,4	-1,4
Шах-Дениз	2,4	-5,5
Итого	38,7	-6,3

Источник: составлено автором

до \$40 млрд. Как эти минус \$8 млрд отразятся на надежности и безопасности коридора, покажет время.

Впрочем, даже упомянутые \$40 млрд будут окупаться ориентировочно до 2033–2035 годов. Так что чистая прибыль от экспорта газа Фазы-2 появится «двадцать лет спустя». Конкретные сроки выхода ЮГК на рубеж окупаемости будут зависеть от мировых цен на нефть и газ.

Знаковым событием заседания КС стала информация о том, что албанская Albgaz, черногорская Bonus и хорватская Plinacro создадут компанию для проектирования Ионическо-Адриатического трубопровода (IAP), который будет состыкован с ЮГК. Длина IAP составит 530 км, мощность – 5 млрд м³ в год, стоимость – 610 млн евро. Источник сырья для этой трубы все тот же – Азербайджан. Без ответа пока остаются два вопроса, связанные с IAP: сроки начала его строительства и ввода в эксплуатацию, а также возможности Азербайджана по обеспечению поставок в Албанию, Черногорию, Хорватию, Боснию и Герцеговину.

Конфликт инвестиционных приоритетов разрешен в пользу ЮГК, который нацелен на «обеспечение энергетической безопасности Европы»

Дело в том, что на заседании КС были названы объемы поставок газа Фазы-2 лишь в Турцию: в 2018 году – 2 млрд м³, в 2019-м – 4 млрд м³ и в 2020-м – 6 млрд м³ (контрактный максимум). Что касается законтрактованных поставок в Италию (8 млрд м³), Грецию (1 млрд м³) и Болгарию (1 млрд м³), то они будут осуществляться по остаточному принципу. По крайней мере, до 2025 года, когда Фаза-2 должна выйти на проектную мощность.

В БОЙ ИДУТ ОДНИ НОВИЧКИ

И над TANAP (мощность которого планируется после 2025 года увеличить до 31 млрд м³ в год), и над IAP в обозримом будущем, словно дамоклов меч, повиснет проблема заполнения газом. Шах-Дениз в одиночку решить ее не сможет. Поэтому Баку активно пиарит тему освоения новых газоконденсатных месторождений. Правда, в последнее время приоритет от Умида (открыто в 2010 году) перешел к СРП по освоению Апшерона. Причина этого казуса в следующем. ГНКАР в 2012 году начала разрабатывать Умид самостоятельно, но дело пошло без особого успеха. Суммарная добыча на этом месторождении за период 2012–2017 годов составила всего 1,5 млрд м³ газа (в среднем 0,25 млрд м³ в год) и 0,24 млн тонн конденсата. Ситуацию не спасло и подписание в январе 2017 года так называемого контракта с минимальной гарантией возмещения (Risk Service Contract), который касался Умида и объединенной с ним в единый блок структуры Бабек. Разведочное бурение на Бабеке, правда, не про-

водилось, но ГНКАР уверена, что в его пластах находится 400 млрд м³ газа и 80 млн тонн конденсата.

Для интенсификации работ на Умиде необходимы средства, и, по заявлению главы ГНКАР Ровнага Абдуллаева, «правительство Азербайджана их уже выделило». А дальше Абдуллаев уточняет: «Однако, являясь госкомпанией, мы отдаем предпочтение экономии этих средств и направлению их в такие сферы, как образование и здравоохранение». Иными словами, денег на освоение Умида у ГНКАР нет. Поэтому она ищет потенциальных партнеров, которые согласились бы вложиться в это месторождение. А пока идет поиск желающих, газовым приоритетом Азербайджана, за неимением иных претендентов, стал Апшерон.

Его осваивают ГНКАР (50% долевого участия) и французская Total (оператор проекта, 50%). По официальной версии, ресурсы месторождения достигают 350 млрд м³ газа и 45 млн тонн конденсата. Выбранная технология их разработки – бесплатформенная, так как месторождение глубоководное (450–500 метров).

В прошлом году представители ГНКАР заявляли, что уже в январе 2018-го на Апшероне должно начаться бурение первой скважины. А в 2019 году должны быть получены первые 1,5 млрд м³ газа. Ну а к 2023 году месторождение будет поставлять уже 5 млрд м³ в год.

Правда, эти планы пришлось откорректировать. На точку бурения плавучая полупогружная буровая установка «Гейдар Алиев» отправилась в конце февраля нынешнего года. Проектная глубина скважины должна быть достигнута к концу марта 2019-го, ну а первый промышленный газ месторождения Total надеется получить в первом квартале 2020 года. Прогнозный суточный дебит первой скважины – 4,3 млн м³ газа и 1,9 тыс. тонн конденсата (в пересчете на год – 1,5 млрд м³ и 0,7 млн тонн).

Чистая прибыль от экспорта газа Фазы-2 проекта Шах-Дениз появится «двадцать лет спустя». Конкретные сроки выхода ЮГК на рубеж окупаемости будут зависеть от мировых цен на газ

Апшерон – пока единственное газоконденсатное СРП (помимо Шах-Дениза), способное обеспечить Азербайджану реальный прирост добычи. Однако весь газ, получаемый с первой скважины, пойдет на внутреннее потребление республики. Поэтому задержка с началом бурения не принципиальна для реализации проекта ЮГК.

Что касается освоения Карабаха, Дан-Улдузу и Ашрафи, то ситуация на этих месторождениях аналогична казусу Умида. У ГНКАР денег нет, надежды возлагаются на иностранного инвестора, но когда таковой появится – вопрос открытый.

ДОБЫЧА ГАЗА В АЗЕРБАЙДЖАНЕ, 2017 г.

Месторождения	Добыча, млрд м ³	Динамика к 2016 году, %
АЧГ (попутный газ)	2,2	-4,3
ГНКАР	6,1	-3,3
Шах-Дениз, Фаза-1	10,1	-4,8
Итого	18,4	-3,1

Источник: составлено автором

При таком раскладе ГНКАР «подключила к пиару» так называемую Фазу-3 Шах-Дениза, запасы которой – 500 млрд м³. Госкомпания, правда, уточнила, что эти объемы – прогнозные, не подтвержденные разведочным бурением. Если разведка окажется удачной, решение о выделении инвестиций на Фазу-3 может быть принято в 2025 году. Как следствие, добыча газа начнется после 2025 года, а ее максимум составит 5 млрд м³ в год. Впрочем, Фаза-3 необходима не для наращивания экспорта в Европу сверх контрактных 10 млрд м³ в год, а для поддержания добычи на Шах-Денизе в объеме 25 млрд м³ в год.

Вывод следующий: объемов добычи газа в Азербайджане и после 2025 года не хватит для TANAP, если его мощность будет увеличена до 31 млрд м³ в год. Следовательно, и IAP мощностью 5 млрд м³ может остаться без сырья Шах-Дениза.

BP В РОЛИ ОПТИМИСТА

Проблему роста добычи углеводородного сырья в Азербайджане в период 2018–2025 годов пообещала решить BP.

Гари Джонс заявил, что в пластах перспективной каспийской структуры Шафаг-Асиман есть газ, который можно будет добыть и экспортировать по Южному газовому коридору. СРП по блоку было подписано в 2010 году, его участники – ГНКАР (50% долевого участия) и BP (оператор, 50%).

По версии BP, потенциал данного блока составляет 500 млрд м³ газа и 65 млн тонн конденсата. Для подтверждения прогнозов (или их опровержения) компания планирует в 2019 году начать на структуре бурение первой разведочной скважины. Блок Шафаг-Асиман – глубоководный (глубина моря в контрактной зоне – 600–800 метров), пласты – глубоководные, поэтому длина первой разведочной скважины составит 6,5–7 км и в целом работы на структуре будут непростыми. Но BP оптимистично обещает, что первый промышленный газ на пока не открытом месторождении будет получен в 2030 году.

Менее затратным и более скорым может стать второй обещанный BP углеводородный успех – британцы надеются найти нефть на мелководье Апшеронского архипелага. СРП по освоению акватории вокруг восьми

прибрежных островов, расположенных к востоку от оконечности Апшеронского полуострова, было подписано между ГНКАР (50% долевого участия) и BP (оператор, 50%) 22 декабря 2014 года. В конце 2017 года BP завершила интерпретацию данных сейсморазведки, проведенной на мелководье. По ее результатам были определены три участка для бурения разведочных скважин. Первая из них будет заложена в нынешнем году. В случае обнаружения коммерчески привлекательных запасов BP сможет в форсированном режиме начать их добычу. Ведь мелководье не требует значительных инвестиций. К тому же в зоне Апшеронского архипелага в советское время была создана необходимая инфраструктура. Первая нефть на крупнейшем из островов, Пираллахи, была получена еще в 1868 году.

Успех на Апшеронском архипелаге (вероятность высока, но не гарантирована) плюс конденсат Фазы-2 Шах-Дениза и Апшерона – важные факторы стабилизации (или хотя бы плавного снижения) добычи жидких углеводородов в Азербайджане на период до 2025 года.

Ситуация с газом сложнее, потому что на природной добыче, который дадут в 2018–2025 годах Фаза-2 Шах-Дениза и Апшерон, будет накладываться падение производства на старых месторождениях ГНКАР, в рамках Фазы-1 Шах-Дениза, и сокращение добычи попутного газа на АЧГ (см. «Добыча газа в Азербайджане»). Каким будет итоговый баланс, пока неизвестно.

Реальная же ситуация такова: в 2017 году, спустя 11 лет после начала добычи на Шах-Денизе, Фаза-1 почти дотянула до контрактного максимума поставок в Турцию. По ЮКТ турецкие потребители получили хотя и не контрактные 6,6 млрд м³, но больше, чем в 2016-м, – 6,5 млрд м³. Впрочем, Азербайджан был вынужден в прошлом году импортировать свыше 1 млрд м³ туркменского и российского газа. В 2018 году республика намерена закупить в РФ до 1,6 млрд м³ газа (не исключено, что и больше).

Продолжится ли газовый импорт из России в 2019-м, пойдет ли, как в 2017-м, в страну туркменский газ (транзит через Иран), выйдет ли Фаза-2 к 2025 году на добычу 16 млрд м³, поймают ли в 2018–2025 годах Азербайджан нефтяную волну АЧГ и апшеронского мелководья – вопросы, на которые пока нет ответов. 📌