

**Мировой рынок углеводородов: новые вызовы
и возможные пути их решения**

Древинг С.Р., д.э.н., профессор, Финансовый университет при Правительстве РФ
Копысов А.О., магистрант, Финансовый университет при Правительстве РФ

Аннотация. В статье представлен новый подход к оценке стоимости компаний нефтегазового сектора. Определены ключевые факторы создания стоимости и построена эконометрическая модель. Рассмотрены современные проблемы в нефтегазовой отрасли.

Ключевые слова: нефтегазовая отрасль, природный газ, альтернативная энергетика, экономическая добавленная стоимость.

Global market of hydrocarbons: new challenges and possible solutions

Dreving S.R., doctor of economic sciences, professor, Financial university under the Government of the Russian Federation

Kopysov A.O., master's degree student, Financial university under the Government of the Russian Federation

Annotation. The article presents new approach to evaluation of companies of oil&gas sector. Key factors of value creation were defined. New econometric model was proposed to evaluate value creation. Current problems of oil&gas industry were estimated.

Key words: oil&gas industry, natural gas, alternative energy, economic value added.

Несмотря на все попытки ОПЕК и России повлиять на цену на нефть с целью роста последней, все, чего удалось добиться – это стабилизации ее на уровне 50-55 долларов за баррель на конец 1 кв 2017 года. К сожалению, для нефтегазовых компаний, и к счастью для потребителей, на данный момент отсутствуют какие-либо признаки, которые бы позволили ожидать, что в течение 2017-2018 годов ситуация кардинально изменится в лучшую сторону. Но обо всем по порядку. Какие факторы влияют на цену на нефть? С какими вызовами нефтегазовой отрасли придется справляться в течение ближайших 10-15 лет? В данной статье автор попытается дать ответ на эти вопросы.

Современный нефтегазовый рынок в том виде, в котором мы его знаем, сформировался в 70-е годы XX века, когда, после проявленной поддержки Израилю Западными странами в его войне с Сирией и Египтом, страны ОПЕК прекратили поставки нефти в Европу и США. Это послужило толчком к стремительному развитию нефтегазовой отрасли СССР, а затем и в России. На сегодняшний день можно говорить, что основными игроками на нефтяном рынке являются страны ОПЕК, российские нефтегазовые компании, а также компании, представляющие так называемую группу «Семь сестер» – крупнейших производителей нефти и газа (к настоящему моменту после слияний и поглощений осталось 4 компании этой группы – ExxonMobil, Chevron, British Petroleum, Royal Dutch Shell).

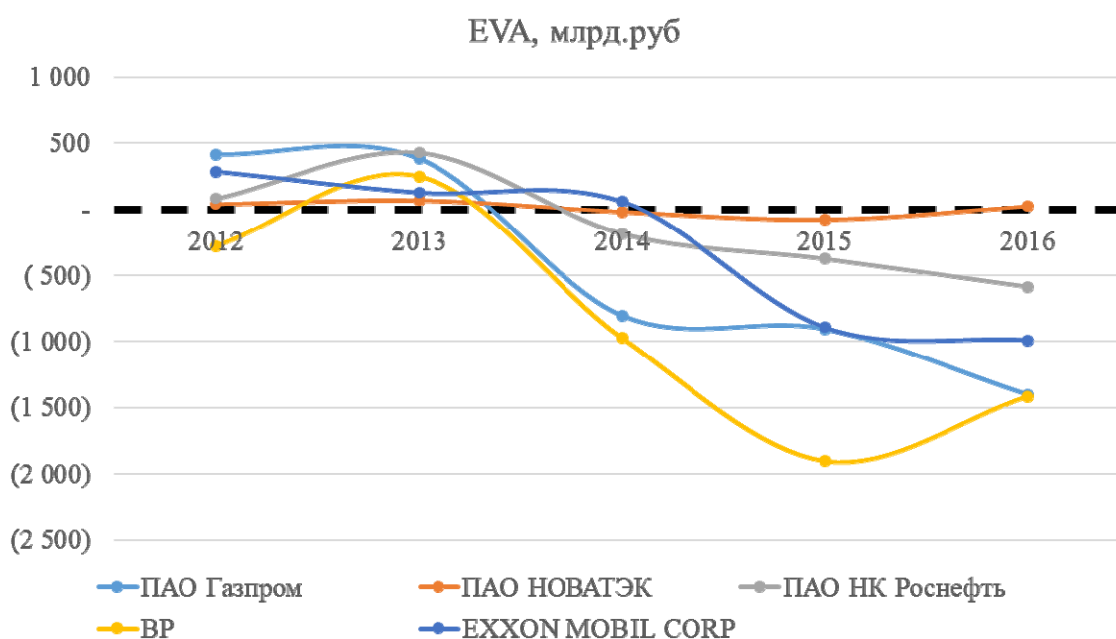


Рис. 1 – Экономическая добавленная стоимость нефтегазовых компаний 2012-2016 гг.¹

На графике (Рис.1) видно падение добавленной стоимости нефтегазовых компаний за последние пять лет. Перелом произошел в 2014 году после обвала нефтяных котировок. На данный момент, судя по графику, инвесторам стоит воздержаться от вложений в компании нефтегазового сектора, поскольку на 2017-2018 годы сохранится негативная ситуация, при которой дальнейший рост нефтяных котировок будет значительно затруднен.

Как ни парадоксально, секторальные санкции США и ЕС против России более ощутимо ударили по западным компаниям (Exxon-Mobil, BP, Royal Dutch Shell). Это обусловлено запретом на осуществление совместных проектов по освоению новых месторождений в Арктике и на континентальном шельфе. Компании понесли колоссальные убытки при выходе из уже действующих проектов (Сахалин – 2 у Shell и Роснефти, континентальный шельф в Карском море – Роснефть и Exxon Mobil). Добавленная стоимость также BP резко снизилась, поскольку доходы от инвестиций в Роснефть (компания владеет 19,75%

¹ Составлено по данным информационного агентства Bloomberg

доли в крупнейшем российском нефтедобытчике) сократились более чем в два раза (в основном из-за падения курса рубля по отношению к доллару США).

Согласно рисунку 1, нефтегазовые компании не создают добавленной стоимости для акционеров в последние несколько лет. Так почему же рыночная капитализация основных игроков на нефтегазовом рынке растет? Ответом на этот вопрос может послужить то, что показатель EVA недостаточно полно отражает специфику оценки данных компаний. По мнению автора, в данном индикаторе есть несколько упущений:

1. EVA не учитывает ресурсного потенциала компании. Запасы углеводородов являются ключевым фактором существования компаний нефтегазового сектора, поскольку именно добытые запасы генерируют выручку данных компаний. Однако не стоит забывать, что стоимость запасов может меняться в зависимости от таких факторов как цена на нефть и наличие различных технологий для добычи сырья. Так, к примеру, российские нефтяные компании отложили разработку нескольких месторождений, поскольку стоимость добычи сырья не будет покрыта последующими продажами. В связи с этим показатель рекомендуется скорректировать на величину стоимостного изменения доказанных запасов углеводородов за рассматриваемый период.

2. EVA не учитывает капитальных затрат (на разработку месторождений, строительство мощностей по переработке и транспортировке углеводородного сырья). Данные затраты говорят о том, что компания динамично развивается и вкладывается в разработку новых проектов, связанных с добычей, переработкой и транспортировкой углеводородов. Достаточно сложно представить себе крупную компанию нефтегазового сектора, которая ничего не вкладывает в развитие инфраструктуры. В связи с этим предлагается скорректировать EVA на размер капитальных затрат, производимых нефтегазовыми компаниями за рассматриваемый период.

3. EVA не учитывает затрат на разведку месторождений. Поскольку нефть и газ являются невозобновляемыми природными ресурсами, добыча с существующих месторождений постепенно снижается и в конечном итоге прекращается. Так, в феврале 2017 года было объявлено о завершении добычи на ключевом месторождении нефти в мире – Brent. После 40 лет непрерывной добычи запасы истощились и Shell закрыли месторождение. В среднем, срок полезного использования месторождения, в зависимости от размера запасов нефти и газа, может составлять от 25 до 50 лет. Поэтому компаниям необходимо постоянно искать новые источники углеводородов для поддержания операционной деятельности. В связи с этим предлагается корректировка показателя на сумму затрат на геологоразведку.

Полученный показатель можно назвать добавленная стоимость нефтегазовых компаний (OGVA) и представить в виде формулы:

$$OGVA = NOPAT + DN * (CAPEX + EXEX) + \Delta PR - WACC * IC \quad (1)$$

где

- NOPAT – чистая операционная прибыль после налогов;
- DN – норма амортизации основных средств;
- WACC – средневзвешенная стоимость привлечения капитала;
- CAPEX – капитальные затраты на разработку месторождений, строительство инфраструктуры и мощностей по переработке углеводородов;
- EXEX – затраты на геологоразведку;
- IC – инвестиционный капитал;
- ΔPR – изменение доказанных запасов в стоимостном выражении за рассматриваемый период.

Автор выдвигает следующую гипотезу: стоимость нефтегазовых компаний зависит от затрат на геологоразведку, затрат на разработку месторождений, строительство инфраструктуры и мощностей по переработке углеводородов и стоимостной оценки доказанных запасов углеводородов. Для проверки данной

гипотезы была сформирована эконометрическая модель. За эндогенную переменную был принят показатель экономической добавленной стоимости EVA (Y). В качестве экзогенных переменных были взяты чистая операционная прибыль после налогов NOPAT (X1), произведение нормы амортизации ОС DN на сумму капитальных затрат CAPEX и затрат на геологоразведку EXEX (X2), стоимостное изменение доказанных запасов за рассматриваемый период ΔPR (X3) и произведение WACC на сумму инвестированного капитала (X4).

Модель основана на данных статистической базы данных Bloomberg, в которой содержится финансовая информация большинства нефтегазовых компаний мира. Для получения необходимой выборки компаний для последующего анализа, были отобраны действующие компании, занятые в нефтедобывающей отрасли (поиск проводился по соответствующим отраслевым тиккерам), а также выручка которых составляет более 1 млрд евро (данный критерий позволил оставить в выборке только крупные предприятия). Также ко всем компаниям был применен критерий достаточности данных. Компании, у которых отсутствовали данные хотя бы по одному показателю, были исключены из выборки. Таким образом, для построения модели были использованы статистические данные за 2014-2016 годы о 10 компаниях (итого 30 наблюдений). В состав рассматриваемых компаний вошли крупнейшие нефтегазовые компании как в РФ, так и в мире, в т.ч.: Газпром, Роснефть, China Petroleum, Petrobras, Exxon Mobil, Royal Dutch Shell, и НОВАТЭК.

Для проверки модели, был проведен ряд тестов, первым из которых был анализ корреляции переменных (табл.1). Корреляционный анализ представляет собой изучение зависимости вариации признака от окружающих условий. Корреляционная зависимость отражает тенденцию возрастания (положительная корреляция) или убывания (отрицательная корреляция) одной переменной величины при возрастании другой. Во время проведения анализа была оценена

зависимость между эндогенной и экзогенными переменными. Также были оценены показатели парной корреляции экзогенных переменных.

Таблица 1

Корреляционная матрица показателей модели

	EVA	NOPAT	DN*(CAPEX +EXEX)	WACC*IC	dPR
EVA	1				
NOPAT	0,42798729	1			
DN*(CAPEX +EXEX)	-0,362248297	-0,115825945	1		
WACC*IC	-0,877397655	0,038526428	0,176692634	1	
dPR	0,341750023	0,226659668	0,029879983	-0,230682356	1

Таким образом наблюдается умеренная связь между показателем добавленной стоимости и такими показателями как чистая операционная прибыль после налогов и изменение стоимостной величины запасов углеводородного сырья. Весьма высокая связь наблюдается между показателем EVA и расходами, скорректированными на норму амортизации. Помимо этого, было выявлено, что между экзогенными переменными отсутствуют сильные и даже умеренные связи, в связи с чем, можно утверждать, что исключения переменных из модели не требуется.

На следующем этапе была проведена проверка качества спецификации модели с помощью следующих показателей:

- R-квадрат:

$$R^2 = \frac{\sum(\hat{y}_i - \bar{y})^2}{\sum(y_i - \bar{y})^2} = \frac{ESS}{TSS} = 1 - \frac{RSS}{TSS} \quad (2)$$

где

- \hat{y} – предсказанное значение признака;
- y – фактическое значение признака;
- \bar{y} – среднее значение признака;
- ESS – объяснённая сумма квадратов регрессионных остатков;

- TSS – общая дисперсия признака;
- RSS – сумма квадратов регрессионных остатков.

Данный показатель составляет 98,7%, что означает, что около 98,7% вариации зависимой переменной учтено в модели и обусловлено влиянием включенных факторов.

- Коэффициент множественной корреляции:

$$R = \sqrt{\frac{\sum(\hat{y}_i - \bar{y})^2}{\sum(y_i - \bar{y})^2}} = \sqrt{1 - \frac{RSS}{TSS}} \quad (3)$$

Данный показатель равен 0,9933, что означает, что связь между эндогенной и экзогенными переменными высокая. Также спецификация модели была проверена с помощью критерия Фишера. Расчетное значение было получено с помощью регрессионного анализа в Excel и составило 30,49, что больше табличного значения (2,96). Соответственно, уравнение линейной регрессии можно признать значимым и использовать для дальнейшего анализа.

На следующем этапе выборка была разделена на обучающую и контрольную. В качестве контрольной выборки было выбрано последнее (30-е) наблюдение в выборке. Для обучающей выборки был проведен регрессионный анализ, по итогам которого были определены параметры линейной модели. На их основе было рассчитано прогнозное значение эндогенной переменной для 30 наблюдения, а также определены доверительные интервалы при уровне значимости 95%. EVA прогнозный составил -20,88 доверительный интервал составил от - 22,6 до 27,07. EVA прогнозный попадает в рассчитанный доверительный интервал.

В пакете анализа программы Microsoft Excel было выбрано отображение остатков и построен график их распределения. В результате анализа можно прийти к выводу о равномерности распределения остатков. Этот факт свидетельствует об адекватности модели.

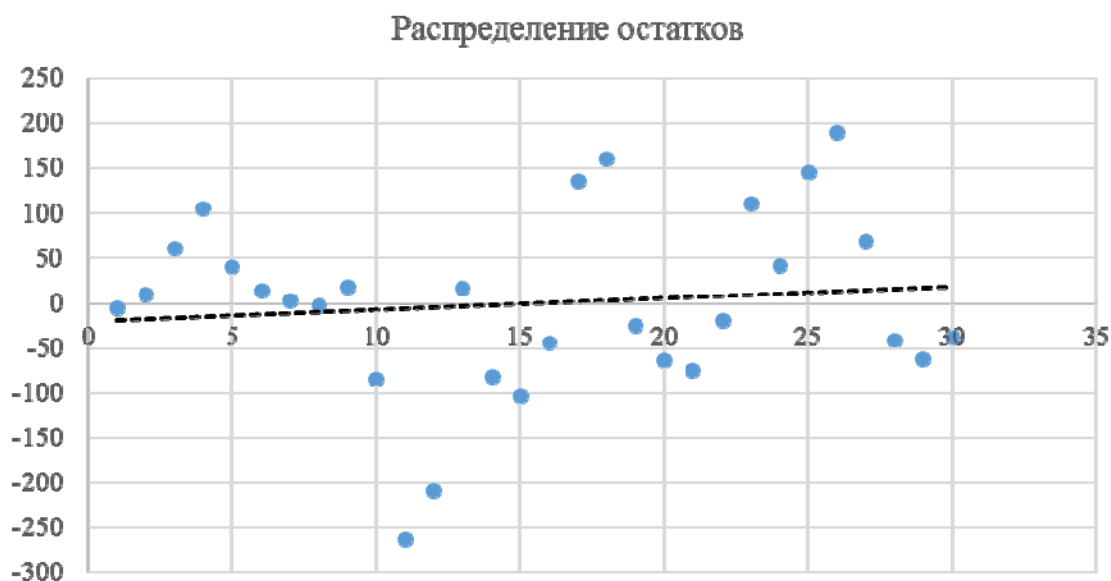


Рис. 2 – Распределение остатков модели²

Далее были проанализированы коэффициенты, полученные при построении регрессии для выбранной модели. Исходя из расчетных данных, скорректированная формула выглядит следующим образом:

$$OGVA = NOPAT + DN * (CAPEX + EXEX) + 0,1 * \Delta PR - WACC * IC \quad (4)$$

Гипотеза, поставленная автором подтверждена: на стоимость компаний нефтегазового сектора влияют такие факторы, как чистая операционная прибыль после налогов, изменение стоимостной оценки доказанных запасов углеводородов и сумма капитальных затрат и затрат на геологоразведку, скорректированная на ставку средневзвешенной стоимости привлечения капитала.

Как видно из графика (рис.2), наблюдается сильная корреляция между скорректированной добавленной стоимостью и экзогенными переменными модели. Это свидетельствует об адекватности модели. Наиболее влияющим фактором является стоимостное изменение запасов углеводородов. Оно происходит по нескольким причинам: добыча в течение года, переоценка запасов, исходя из текущей цены на нефть и оценка запасов на новом месторождении.

² Составлено по данным информационного агентства Bloomberg

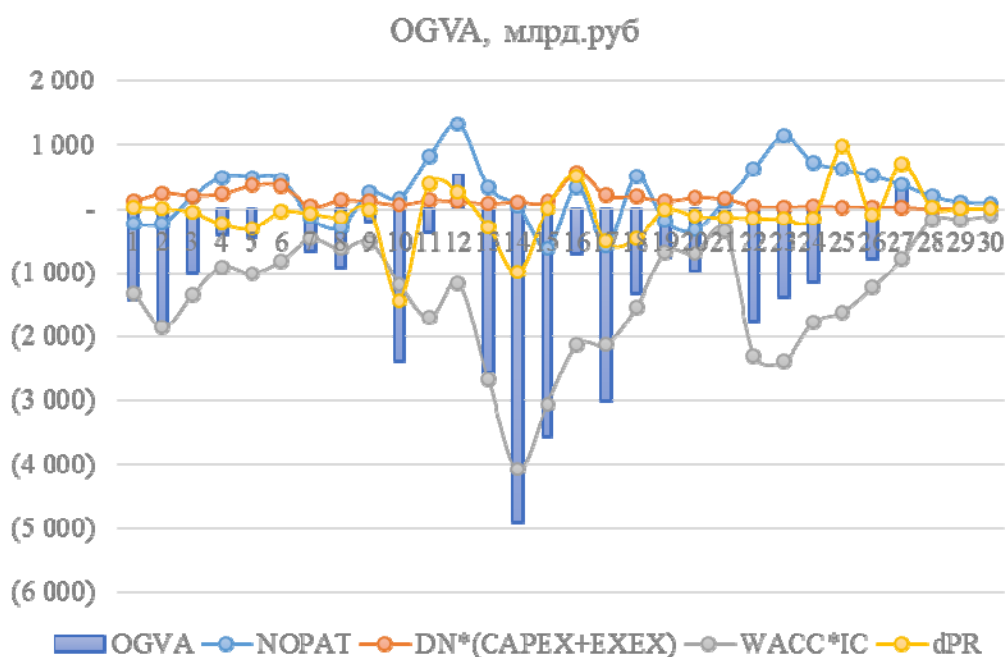


Рис. 3 – Результаты построения эконометрической модели OGVA³

Стоит сказать, что показатель скорректированной добавленной стоимости нефтегазовых компаний OGVA лучше отражает реальную картину, чем EVA (рис.3) и применим как к российским, так и к иностранным компаниям нефтегазового сектора. Он показывает более позитивную ситуацию в основном потому, что включает в себя положительное изменение запасов углеводородов за рассматриваемый период.

Нужно понимать, что отдельные элементы показателя OGVA можно ассоциировать с различными бизнес-единицами, которые составляют нефтегазовые компании. В общем случае выделяют три основные стратегические бизнес-единицы: разведка и добыча, переработка, маркетинг. В отдельных случаях (ПАО Газпром) компания может также обладать транспортной СБЕ и СБЕ хранения, однако таких примеров в мире единицы, ввиду антимонопольного законодательства.

Поскольку развитие любого рынка циклично, нефтяной рынок, как и любой другой проходит как стадии роста, так и стадии спада и кризиса. За последние 15

³ Составлено по данным информационного агентства Bloomberg

лет нефтяной рынок пережил два существенных падения цен: в 2008-2009 и 2014-2016 годах. В данный момент ситуация стабилизировалась на уровне 50-55 долларов США за баррель нефти марки Brent. Однако в отличие от кризиса 2008-2009 года сейчас нет оснований предполагать, что нефть вернется к докризисным показателям. Это обусловлено сразу несколькими факторами:

1. Превышение предложения нефти над спросом.
2. Переход промышленных потребителей с нефти на природный газ и СПГ.
3. Увеличение популярности и энергоэффективности альтернативных источников энергии.

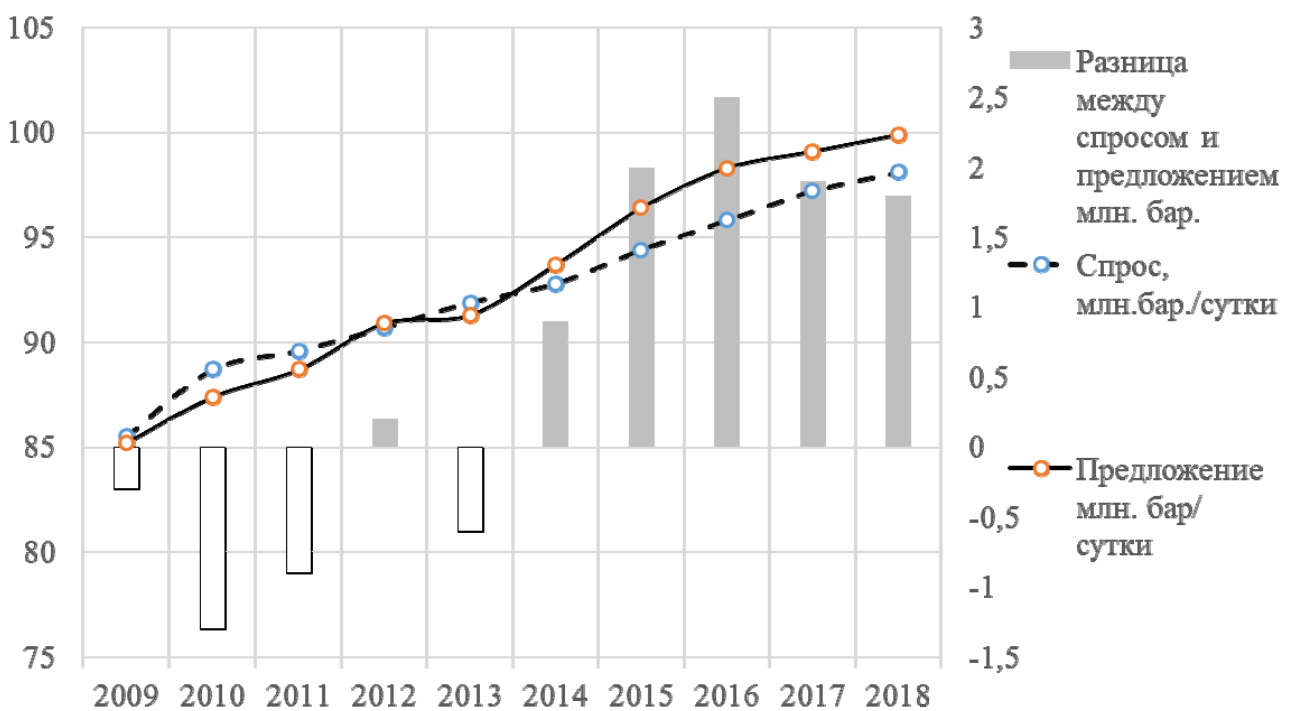


Рис. 4 – Баланс спроса и предложения на нефтяном рынке 2009-2018 гг. [2]

Если внимательно проанализировать ситуацию на нефтяном рынке на текущий момент, можно понять, что основной причиной низких цен является превышение спроса над предложением на протяжении последних трех лет. Данный тренд, исходя из данных Международного энергетического агентства

сохранится в 2017 и 2018 годах. Стоит заметить, что текущее положение наблюдается уже после того, как страны ОПЕК достигли соглашения о сокращении добычи, а также после того как большинство мировых нефтяных компаний сократили капитальные расходы на разведку и освоение новых месторождений более чем на 40%. Это частично обусловлено несколькими факторами. Во-первых, как только крупнейшие производители нефти договорились сократить добычу, США заключили ядерную сделку с Ираном и сняли санкции, ограничивавшие поставки нефти из исламской республики в страны ОЭСР, что привело к дальнейшему снижению цен на нефть.

Во-вторых, одним из факторов, останавливающих рост цен на нефть, стало снижение темпов роста китайской экономики. На протяжении последних 15 лет основная часть роста мирового спроса на нефть обеспечивалась как раз китайским экономическим чудом. Однако на данный момент Китай стремительно догоняет страны Запада по уровню развития, с чем связано то, что основная часть экономического роста Поднебесной обеспечена более энергоэффективным сектором услуг, нежели традиционной промышленностью. Поскольку сектор услуг потребляет в 5-7 раз меньше энергии, такое перераспределение факторов производства не может не повлиять на потребность Китая в углеводородах, в связи с чем китайский спрос на последние растет значительно медленнее, чем ожидалось. Но даже в промышленном секторе происходят серьезные изменения, связанные с проведением обдуманной экологической политики, направленной на постепенный отказ от угля и нефти в сторону природного газа и альтернативных источников энергии.

Наконец, не так давно США заявили о своем намерении обрести статус нетто-экспортера углеводородов к 2021 году. Обострение конкуренции неизбежно приведет к тому, что перспективы роста котировок на углеводороды будут постепенно становиться все менее и менее вероятными. К тому же, в планах США не становиться нефтяной сверхдержавой, а предоставлять азиатским и

европейским потребителям более экологичную и энергоэффективную альтернативу нефти – сжиженный природный газ.

По мнению ведущих экспертов, спрос на природный газ и СПГ к 2035 году вырастет более чем на 40%, что позволит ему выйти на второе место среди источников энергии к 2030 году [1]. Главным образом рост спроса будет исходить из промышленных и электрогенерирующих потребителей в Азиатско-Тихоокеанском регионе и Северной Америке.

Несмотря на описанное выше смещение Китайской экономики в сферу услуг, долгосрочный потенциал роста остается одним из самых перспективных среди мировых. Компартия Китая включила в цели тринадцатой пятилетки начало перехода на природный газ и альтернативные источники энергии. По оценкам экспертов, спрос Китая на СПГ в течение ближайших пятнадцати лет утроится, что выведет Китай на первое место в мире по импорту СПГ, заменив на этом месте Японию.

Еще одной страной Азиатско-Тихоокеанского региона, которая в ближайшее время планирует увеличить долю СПГ в используемых источниках энергии, является Индия. Согласно планам индийского правительства, к 2025 году сжиженный природный газ должен составлять 25% используемой энергии, для чего необходимо заключить новые газовые контракты на поставку СПГ из Австралии, Катара, США или России. В целом, большинство стран АТР планируют или в данный момент осуществляют переход на более экологичные источники энергии.

В настоящее время Катар является крупнейшим экспортером СПГ на мировом рынке, однако к 2020 году эту позицию займет Австралия, а к 2026 – США [1]. Резкий рост освоения газовых месторождений и строительство новых заводов СПГ в конечном счете приведут к изменению ситуации на рынке СПГ. Выход США на рынок уже привел к значительному снижению цен на СПГ в Азиатско-Тихоокеанском регионе, а ввод в строй российского проекта Ямал СПГ

в конце 2017 года еще больше обострит конкуренцию на рынке, что обеспечит превышение предложения СПГ над спросом на 31% [3]. По мнению ведущих аналитиков, такая ситуация сохранится также и в первой половине 2020-х, что послужит фактором сдерживания роста цен на мировом рынке. Однако влияние СПГ больше будет заметно в АТР, в то время как в Европе наметилась тенденция к увеличению доли альтернативных источников энергии.

Альтернативные источники энергии показывают самые значительные темпы роста использования из всех видов энергии (11% в год для солнечной и 7% в год для энергии ветра), и, хотя проектам по строительству солнечных и ветряных электростанций все еще не достает масштабности нефтегазовой отрасли, ситуация вскоре может кардинально измениться. Рост применения альтернативных источников энергии напрямую зависит от климатических условий того или иного региона. Стоит заметить, что поскольку для установки солнечных панелей или ветряков не требуется больших площадей или развитой инфраструктуры, страны с развивающимися экономиками могут использовать такие источники энергии для предоставления доступа к электричеству своему населению при относительно низких затратах. Так Индия заявила о готовности увеличить долю производства электроэнергии солнечными панелями с 3% до 35% к 2035 году, а страны Сахарской Африки планируют увеличить выработку солнечной энергии в 30 раз.

Однако если посмотреть на структуру потребления углеводородов, которые являются основным источником энергии, можно увидеть, что электрогенерация составляет менее 10% от использования газа и нефти, в то время как основным потребителем углеводородов является транспортная отрасль, составляющая более половины рынка углеводородов. В этом свете новости о все более эффективных электромобилях могут натолкнуть больше стран на переход к альтернативным источникам энергии. Так, по мнению аналитиков, рост продаж электромобилей приведет к тому, что к 2030 году каждая десятая машина на планете будет заряжаться от розетки.

Что же в этой ситуации делать производителям нефти? Одним из возможных решений для сохранения и даже возможного увеличения выручки – смещение продаж в сторону переработанных нефтепродуктов с повышенной прибыльностью, нежели сырая нефть. Ранее говорилось о росте продаж электромобилей, однако это также верно и для автомобилей с бензиновыми и дизельными двигателями. В течение ближайших 10 лет ожидается рост продаж легковых автомобилей на 273 млн. единиц [3], доводя общемировой парк до 1,318 млрд. единиц. В основном этот рост будет обеспечен за счет Китая (143 млн.), Индии (33 млн.) и США (24 млн.). Этот рост неизбежно повлечет за собой рост спроса на бензин и дизельное топливо. Помимо транспортной отрасли на рост спроса нефтепродуктов также повлияет и промышленное развитие Юго-Восточной Азии, Индии и Китая, что повлияет на рост спроса на полимерную продукцию.

Для увеличения выпуска продукции нефтепереработки нефтяным компаниям можно пойти либо по количественному (построить больше НПЗ), либо по качественному сценарию (увеличить процент выпуска конечной продукции из тонны нефти). На текущий момент помимо более дорогого и легкого бензина и керосина при фракционировании сырой нефти также получают более тяжелые и дешевые мазут и соляр. С дальнейшим совершенствованием технологий можно будет увеличить выход более легких фракций углеводородов при переработке тонны нефти. Также стоит найти более широкое применение парафинами и прочим примесям, от которых нефть очищается при переработке.

Другим решением для производителей нефти является увеличение капитальных затрат на освоение газовых и газоконденсатных месторождений, что будет отвечать современным запросам промышленных и электрогенерирующих потребителей по переходу с нефти на газ. У ведущих нефтяных компаний также есть лицензии на разведку и добычу газовых и газоконденсатных месторождений.

Развитие газового сегмента позволит диверсифицировать портфель проектов и защитить бизнес от волатильности цен на нефть.

Вместе с тем, нефть продолжит являться основным мировым источником энергии, даже несмотря на растущую роль газа и альтернативной энергетики. Да, сниженные темпы роста внесут коррективы в работу нефтяных компаний, однако через 5-7 лет мы увидим последствия резкого снижения капитальных затрат на освоение новых нефтяных месторождений в виде снижения предложения нефти, что возможно повлечет за собой новый виток роста цен. Для того, чтобы обезопасить себя от нового кризиса, нефтяные компании должны более тщательно подходить к процессу разработки месторождений и анализировать мировые потребности в углеводородах. В таком случае возможно избежать серьезных проблем в индустрии.

Библиографический список:

1. Данные Министерства энергетики США [Электронный ресурс <https://www.eia.gov/> – дата обращения 14.05.2017]
2. Данные Международного энергетического агентства [Электронный ресурс <https://www.iea.org> – дата обращения 14.05.2017]
3. Материалы аналитической системы Bloomberg [Электронный ресурс <https://www.bloomberg.com/europe> – дата обращения 14.05.2017];