Возможные механизмы утилизации попутного нефтяного газа (ПНГ) в рамках реализации Киотского протокола и Постановления Правительства РФ от 08.01.2009 №7

Баласанян М.В., Пахомов А.П., д.э.н., профессор

ОАО "ВОСТОК", г. Москва

К настоящему моменту большая часть ПНГ, высвобождаемого при добыче нефти, сжигается на факелах. Постановлением Правительства РФ от 08.01.2009 №7 «О мерах по стимулированию сокращения загрязнения атмосферного воздуха продуктами сжигания попутного нефтяного газа на факельных установках» предусмотрен целевой показатель сжигания попутного нефтяного газа на факельных установках с 01.01.2012 в размере, не превышающем 5% от объема добытого попутного нефтяного газа. Для утилизации ПНГ на нефтяном промысле теоретически возможны следующие варианты: (1) сжигание ПНГ на факельных установках и получение электроэнергии в этом случае от энергопоездов; (2) строительство газо-поршневой электростанции (ГПЭС), вызывающее сокращение сжигания ПНГ на факеле, и предполагающее строительство мощностей для производства электричества, тепла для собственных нужд; (3) строительство газо-турбинной электростанции (ГТЭС), в том числе с возможностью когенерации (для производства электроэнергии и тепла); (4) строительство ГПЭС большей или меньшей мощностью по сравнению с сооруженной, если бы это было более экономически оправданным; (5) снижение объемов сжигания ПНГ на основе закачиваемого попутного газа в пласт добывающей компанией; (6) снижение объемов сжигания ПНГ и доставка подготовленного (осушенного) газа до газоперерабатывающего завода путем его компремирования/ сжижения, или транспортировки трубопроводами; (7) сжигание ПНГ на существующих энергопоездах с выработкой электроэнергии и тепла. Статистические данные показывают, что из общего объема 53-55 млрд. м3 генерируемого в России ПНГ 45% покупается газоперерабатывающими заводами, 26% утилизируется на месторождениях и более 25% сжигается. Нефтепромышленники с большим основанием ориентированы на высокую отдачу от своей основной деятельности-добычи нефти. Возврат инвестиций, в среднем, на расширение добычи в большинстве месторождений не превышает года. В этой связи никакие проекты утилизации не могут обеспечить такой интенсивности возврата инвестиций. Выбор возможного варианта строительства ГТЭС или ГПЭС зависит, главным образом, от объема вырабатываемой мощности. Использование парогазового цикла имеет смысл в тех случаях, когда вырабатываются большие мощности электроэнергии и имеется возможность реализации электроэнергии во внешние сети. Строительство ГПЭС (ГТЭС) большей мощности с увеличением количества утилизируемого ПНГ рационально в случае реализации части электроэнергии сторонним потребителям. Кроме того, в нашей стране существует установленный законодательством регламент поддержки инвестиционных проектов в области энергетики посредством введения дополнительной инвестиционной надбавки к тарифу. Снижение выбросов ПНГ путем обратной закачки газа в пласт определяется климатическими и гидрогеологическими условиями региона нефтедобычи. Большинство скважин на месторождениях уже достаточно обводнены, очистка добываемой нефти подразумевает необходимость утилизации отделяемой воды, которую при прочих равных условиях целесообразнее закачивать в пласт. В противном случае ее пришлось бы очищать и отводить. Доставка газа до газоперерабатывающих заводов или транзитных газопроводов. Решение о данном механизме утилизации ПНГ зависит от удаленности перерабатывающих заводов и транзитных газопроводов. В случае если газоперерабатывающий завод находится вблизи от нефтяной скважины, высвобождающей ПНГ, данный способ представляется экономически весьма привлекательным. Сжигание ПНГ с использованием существующих энергопоездов является более затратным механизмом по сравнению со строительством ГПЭС (ГТЭС). В случае реализации данного сценария расход топлива был бы увеличен. Многочисленные источники генерации создают известную сложность при их объединении в комплексную генерирующую систему, как техническую, так и организационную. В отсутствие же единой местной энергосистемы наблюдалась бы значительная волатильность фактических нагрузок, возрастание потерь электроэнергии, работа генераторов на «холостом ходу». Все это в совокупности привело бы к дополнительному росту потребления топлива от 15 до 25%. Таким образом, при выборе наиболее эффективного способа утилизации ПНГ необходимо учитывать установленные мощности вырабатываемой электроэнергии, возможность реализации части выработанной электроэнергии сторонним потребителям, климатические и гидрогеологические условия месторождения, расстояние до газоперерабатывающего завода и транзитного газопровода.