

Импортозамещение технологий и оборудования в российской энергетике

Я.В. КРЮКОВ, кандидат экономических наук, Институт экономики и организации промышленного производства СО РАН, Новосибирск.
E-mail: zif_78@mail.ru

В статье рассматривается цикл внедрения и применения технологий в топливно-энергетическом комплексе, предлагается анализ технологической обеспеченности в различных его секторах, выявляются причины, осложняющие процесс разработки российских технологий (импортозамещения) на текущем этапе.

Ключевые слова: «технологическое обучение», нефтегазовый сектор, санкции, импортозамещение, машиностроение

До последнего времени развитие добывающих отраслей в значительной степени было основано на импортных технологиях и оборудовании. В отдельных областях зависимость от импорта достигает 90%. Изменение ситуации на ключевых для России экспортных рынках в сочетании с негативным влиянием западных санкций требует безотлагательного решения вопросов, связанных с технологическим обеспечением функционирования российского энергетического сектора, выработки мер по замещению импортных технологий отечественными в тех секторах, где зависимость от импорта является критической. Но так ли очевиден перечень этих мер?

Цикл создания наукоемких технологий и кривые «обучения»

Процесс создания, применения и распространения новых технологий в энергетическом секторе, как правило, более длителен, чем в других сферах экономики: от фундаментальных исследований до выхода на рынок здесь требуется большой срок.

Традиционно наиболее наукоемкими считаются энергетическое машиностроение и нефтегазовый сектор. В области освоения углеводородных ресурсов технологические новации имеют ряд особенностей: они используются в условиях труднодоступной среды, предельных температур, давления и агрессивных сред. Применение технологических новаций характеризуется

значительной капиталоемкостью, что требует четкого структурирования всех шагов, от первичной апробации до внедрения и выхода технологии на рынок. В результате средний срок от первоначальной концепции до широкого рыночного применения в мире составляет 16 лет (рис. 1).



Источник: Oil and gas technology development. Topic paper № 26 // Working Document of the NPC Global Oil & Gas Study. – 2007. – July 18.

Рис. 1. Длительность цикла создания и распространения технологических новаций в различных отраслях экономики

Рассмотрим общий цикл разработки и внедрения новой технологии на примере освоения месторождений углеводородов. В настоящее время основным источником технологического развития в нефтегазовой отрасли являются сервисные компании: их инвестиции в исследования и разработки неуклонно растут в течение последних 20 лет¹.

Под *фундаментальными* понимаются те исследования, в результате которых появляется новый инновационный продукт, который не имеет конкретного коммерческого применения (но представит коммерческий интерес в будущем). На данном этапе результаты исследований, как правило, не могут быть запатентованы и не составляют коммерческую тайну.

Результаты *прикладных исследований*, основанные на фундаментальных, как правило, имеют хороший коммерческий

¹ Oil and gas technology development. Topic paper № 26 // Working Document of the NPC Global Oil & Gas Study, – 2007. – July 18.

потенциал. На данном этапе они становятся интеллектуальной собственностью, составляют коммерческую тайну, полностью принадлежат инвестору (компании-разработчику) и недоступны для распространения в рамках отрасли в целом до истечения «периода исключительности» новой технологии.

На этапе *технико-экономического обоснования* («сведение теории к практике») подтверждается техническая жизнеспособность новой технологии. В нефтегазовом секторе на этом этапе должны быть выявлены и по возможности спрогнозированы все технические риски, связанные с особенностями природной среды, в которой будет применяться данная технология. Это достигается путем создания полномасштабного функционирующего прототипа нового технологического решения. Снижение технических рисков и их переход в более предсказуемую рыночную категорию позволяют привлечь дополнительное внешнее финансирование.

На этапе *внедрения* преимущества новой технологии проверяются и демонстрируются в типичных, близких к реальным, условиях функционирования.

Компания-разработчик на данном этапе только покрывает издержки на исследование и разработку новой технологии, поскольку нефтяные компании-операторы рассматривают применение инновации как рискованное вложение и более склонны доверять проверенным решениям, поначалу ограничивая область ее применения небольшим участком.

Если несколько компаний-операторов получают доступ к новой технологии, то охват даже незначительной доли рынка неочевиден, поскольку каждая из них проводит свои испытания, прежде чем приступить к полномасштабному использованию инновации. Другим препятствием проникновению ее на рынок является глобальный характер нефтегазового рынка. В случае, если технологию разработала крупная сервисная компания, она просто добавляет ее в свой пакет сервисных услуг. Поскольку малым компаниям требуется больше усилий для выведения технологии на глобальный рынок, это происходит на основе лицензирования или продажи прав. Либо малая компания поглощается более крупным игроком.

Расходы компаний на исследования и разработки достигли пика в начале 1980-х годов, после чего последовал спад, обусловленный сменой стратегии: компании предпочитали

приобретать технологии, а не разрабатывать их самостоятельно. Это привело к существенному сокращению числа квалифицированных специалистов, занимавшихся разработкой и внедрением технологических новаций непосредственно в компаниях. Без соответствующих специалистов нефтегазовые компании предпочитали занимать выжидательную позицию, позволяя конкурентам первыми опробовать новую технологию. Замедлились и темпы внедрения таких технологий. Пик начала 1980-х годов сменился более чем десятилетним периодом спада, после которого инвестиции в исследования и разработку технологических инноваций в нефтегазовых компаниях вновь начали восстанавливаться.

В рамках цикла их внедрения происходит аккумулярование знаний, навыков, опыта, что ведет к росту эффективности технологии, «технологическому обучению». Временный спад (или прекращение) инвестиций в исследования и разработки снижает уровень обучения, повышает издержки².

Понятие технологического обучения, т.е. снижения удельных затрат на выпуск продукции, вызванного тем, что производители технологии накапливают опыт, впервые было рассмотрено применительно к авиастроению в 1930-е годы Т. Райтом³. Было отмечено, что издержки на персонал в отрасли значительно уменьшились с накоплением «опыта» (под ним понимался прирост выпуска продукции, основанный на использовании новой технологии).

Графической интерпретацией этого явления может быть кривая «обучения» (кривая «опыта»), которая иллюстрирует снижение издержек на единицу продукции по мере накопления опыта. Поскольку обучение зависит от накопленного опыта, а не только от времени, кривая «обучения» имеет вид степенной функции, в которой издержки на единицу снижаются экспоненциально и зависят от выпуска. Другими измерителями «опыта» могут быть прирост инвестиций, производственных мощностей и т.д. Кривая «опыта» может отображаться в логарифмической системе координат – в этом случае она принимает

² *McDonald A., Schrattenholzer L. Learning rates for energy technologies // Energy Policy. – 2001. – № 29. – P. 255–261.*

³ *Wright T.P. Factors affecting the costs of airplanes // Journal of the Aeronautical Sciences. – 1936. – V. 3. – P. 122–128.*

вид прямой линии. Угол наклона этой прямой определяется как «скорость обучения».

Наклон кривой иллюстрирует тот факт, что потенциал для сокращения удельных издержек исчерпывается по мере созревания технологии. Важная особенность – «обучение» должно быть продолжительным и непрерывным, т.е. опыт утрачивается в случае, если развития технологии не происходит.

В этом смысле показателен пример разработки американского самолета «Локхид L-1011» Tristar: издержки на его выпуск выросли в конце 1970-х годов, когда производство было возобновлено после масштабных увольнений персонала. Это привело к тому, что опыт, накопленный в течение 1970-х годов, был частично утрачен, и потому производство самолета, выпущенного в начале 1980-х годов, оказалось более дорогим, чем аналогичной модели десятилетием ранее⁴.

Скорость «обучения» можно в какой-то мере измерить показателями динамики удельных издержек на выпуск/производство продукции. Например, при расширении применения технологий, связанных с производством энергии, и последующем накоплении опыта применения («обучение») удельные издержки снижаются темпом от 10 до 30% за пятилетний период. В некоторых случаях, особенно на ранних стадиях коммерческого применения, темпы снижения издержек (соответственно, «обучения») могут быть еще выше – достигать 50% и более.

Пример кривой «обучения» для технологии в энергетическом секторе приведен на рисунке 2.

Кривая содержит две области. Первая соответствует периоду от изобретения (усовершенствования турбин авиадвигателей для возможности их применения в электроэнергетике) в 1950-х годах до середины 1960-х, когда были созданы первые демонстрационные проекты газовых турбин и сформировалась рыночная ниша для этой технологии. В этот период издержки сокращались сравнительно быстро; применение газовых турбин было принципиально новым, перспективным и дорогим технологическим решением.

⁴ Grubler A., Nakicenovic N., Victor D. G. Dynamics of energy technologies and global change // Energy Policy. – 1999. – № 27. – P. 247–280.

Вторая область (с середины 1960-х до 1980 гг.) характеризуется меньшим снижением издержек на каждый прирост «опыта». На данном этапе увеличилась рыночная ниша и произошло первое коммерческое применение новой технологии, скорость «обучения» составила 10%. В течение этого периода технология по-прежнему была сравнительно дороже, чем более зрелые альтернативные, но стала более конкурентоспособной благодаря вложенным инвестициям. В целом стоимость за единицу мощности сократилась в четыре раза, а «опыт» вырос на несколько порядков.



Источник: Grubler A., Nakicenovic N., Victor D. G. Dynamics of energy technologies and global change // Energy Policy/ – 1999. – № 27. – P. 247–280.

Рис. 2. Кривая «обучения»
для технологии производства газовых турбин

С 1980 г. использование газовых турбин для выработки электроэнергии стало повсеместным. По оценкам, вложения в исследования, разработку и коммерциализацию технологии составили 5 млрд долл., прежде чем применение газовых турбин стало экономически привлекательным⁵.

Бурение и освоение нефтяных месторождений

Воспроизводство отбираемых объемов углеводородов в России идет в основном за счет доразведки уже выявленных

⁵ Grubler A., Nakicenovic N., Victor D. G. Dynamics of energy technologies and global change // Energy Policy. – 1999. – № 27. – P. 247–280.

месторождений и замещения легкоизвлекаемых запасов трудноизвлекаемыми. Это подразумевает ухудшение рентабельности недропользования, потерю рынков сбыта и угрозу снижения поступлений в бюджет даже при увеличении налогов с нефтегазовой отрасли. В этой связи крайне важны проведение доразведки традиционных районов добычи и освоение новых территорий, включая северный морской шельф.

Добыча трудноизвлекаемой нефти приобретает все большее значение для российской энергетики в связи с падением объемов добычи на стареющих месторождениях.

После введения западных санкций разработка российской трудноизвлекаемой нефти (сланцевых месторождений) находится под вопросом, поскольку она основана на западных технологиях. По оценкам консалтинговой компании IHS CERA⁶, если санкции не отменят, то к 2025 г. объем добычи российской нефти может упасть до 7,6 млн барр. в день (2013 г. – 10,5 млн барр.). Для полномасштабного освоения трудноизвлекаемой нефти, шельфовой добычи, а также в области сжижения природного газа в России не сформирован набор технологий.

В рамках структурной оптимизации в нефтяных компаниях за предыдущее десятилетие практически полностью ликвидированы научно-технические подразделения. Все последние годы сырьевые компании приобретали лицензии на Западе, не вкладывая средства в разработку новых технологий. Таким образом, «опыт» не аккумулировался, отечественные разработчики были лишены финансовых средств, при этом косвенно субсидировались зарубежные исследования.

Показательно сравнение затрат на НИОКР у российских и международных нефтяных компаний. В 2013 г. больше всех на НИОКР потратили европейские Royal Dutch Shell и Total (1,32 и 1,22 млрд долл.). Американская ExxonMobil, крупнейшая публичная нефтяная компания по рыночной капитализации, потратила 1,04 млрд долл. Если сравнивать расходы компаний на эти цели по проценту от доходов, то лидирует Total с 0,55%, а у ExxonMobil, ENI и BP они составляют около 0,2%. Кроме того, с 2009 г. у ExxonMobil затраты на НИОКР постоянно на-

⁶ URL: <https://www.ihc.com/industry/oil-gas.html> (дата обращения: 29.01.2015).

ходились на уровне около 1 млрд долл., а у Total – стабильно росли⁷. Из российских компаний лидирует «Газпром» – затраты компании на НИОКР в 2013 г. составили 600 млн долл. (0,13% от выручки).

Низкий уровень инвестиций в НИОКР стал причиной существенного технологического отставания российского нефтегазового сектора в областях, определяющих облик отрасли в будущем. Так, доля российских и локализованных технологий на данный момент для «традиционной» нефти составляет 80%, трудноизвлекаемой – 40–60% и для шельфа – менее 20%.

В России распространены первичные и вторичные методы нефтедобычи (закачка воды и бурение скважин), в то время как за рубежом используются так называемые третичные методы увеличения нефтеотдачи – вытеснение нефти из пласта с помощью химических агентов, газов, полимерных веществ, а также бактерий. Использование этих технологий позволило бы поднять среднее значение нефтеотдачи к 2020 г. до 50%. В СССР подобные технологии разрабатывались: на нефтяные пласты воздействовали электрическими разрядами, ударными волнами (в том числе с помощью ядерных взрывов) и т.д. Но должного внимания им не уделялось, и после распада СССР исследовательские работы были практически свернуты.

Введение санкций в значительной степени перечеркивает планы по совместному с западными компаниями освоению «новых» запасов, а единственным решением видится участие в развитии и совершенствовании отечественной технологической базы.

Так, США и Евросоюз в одностороннем порядке ввели:

- режим лицензирования экспорта в Россию линейки товаров и технологий для нефтяной отрасли, включая запрет на доступ к критическим технологиям;
- запрет на оказание буровых, геофизических, геологических, логистических и управленческих услуг в случае их использования в арктических, глубоководных или сланцевых проектах в России;
- адресный пакет санкций в отношении крупнейших нефтегазовых предприятий России, ограничивающий доступ к рынкам капитала.

⁷ Crooks E. Oil majors' R&D into conventional and renewable energy at risk. URL: www.ft.com (дата обращения: 25.09.2014) .

В результате были отменены совместные проекты «Газпрома» и Shell по освоению шельфовых участков в Чукотском и Печорском морях. Кроме этого, в сентябре 2014 г. компания Exxon приостановила сотрудничество с «Роснефтью» по девяти из десяти совместных проектов, включая освоение сланцевой нефти в Западной Сибири (чуть позже и на последнем проекте – в Карском море). Ранее «Роснефть» предпочла уже апробированный метод многозонального гидроразрыва пласта другой технологии термогазового воздействия на пласт, предложенной еще в 1971 г. в СССР (в тот период на фоне открытия крупнейших нефтяных месторождений метод не получил развития). На наш взгляд, введение ограничений на поставку ряда технологий в Россию дает шанс на развитие и применение этой и других отечественных технологий.

На смену практике последних лет – «технологии в обмен на доступ к ресурсам» – в нефтегазовом секторе должно прийти понимание, что реальный доступ к современным технологиям может быть обеспечен лишь при условии их самостоятельной разработки.

В настоящее время в условиях истощения ресурсно-сырьевой базы складывается крайне неблагоприятная динамика возрастания издержек на добычу нефти (рис. 3).



Источник: данные компании Deloitte.

Рис. 3. Темпы прироста издержек (в части нефтесервисных услуг) и добычи нефти в России в 2011–2014 гг., % к предыдущему году

Как следует из рисунка, темпы роста затрат на нефтесервисные услуги в России кратно выше, чем добычи углеводородов, вследствие повышения уровня сложности извлечения запасов и применяемых технологий.

Одна из причин – в России нарушен процесс внедрения технологий: компании в ущерб долгосрочной эффективности освоения месторождений предпочитали приобретать зарубежные технологические решения «под ключ» вместо накопления опыта и знаний. Отсутствует четкая государственная политика в области стимулирования инновационной активности; недостаточно эффективна система отраслевой стандартизации и лицензирования оборудования, материалов и технологий.

В этом смысле показателен опыт Китая, где проводится системная государственная политика по защите интересов национальных сервисных компаний и повышению их конкурентоспособности в мировом масштабе. В свое время при вступлении в ВТО был согласован семилетний срок действия ограничительных квот для иностранных сервисных компаний на доступ к внутреннему рынку КНР. В течение переходного периода отрасль была коренным образом реструктурирована в направлении интеграции сервисных компаний с крупнейшими нефтегазовыми корпорациями: CNPC, PetroChina, Sinopec и CNOOC⁸. Это позволило не только защитить внутренний сервисный рынок от поглощения иностранными компаниями, но и создать условия для формирования и развития собственной научно-технической базы. В результате сегодня доля иностранного присутствия на рынке нефтегазового сервиса Китая не превышает 5%.

Также интересен опыт Норвегии, где с 1979 г. по 1994 г. нефтегазовые компании в обязательном порядке должны были заключать технологические соглашения с отечественными научно-исследовательскими институтами, финансировать разработки и повышать квалификацию ученых. Это послужило мощным импульсом развитию норвежского машиностроения и технологий, а в итоге позволило снижать издержки нефте- и газодобычи на шельфе на 4–5% ежегодно.

⁸ *Михневич С. В.* Инновационные аспекты энергетической политики КНР: внутреннее и внешнее измерения // ЭКО. – 2015. – № 2. – С. 87–110.

Геологоразведка и нефтегазовое оборудование

Для нефтяной промышленности характерно преобладание западных программных продуктов, используемых на разных этапах поиска и освоения углеводородов (табл. 1).

Таблица 1. Использование западных программных продуктов в российской нефтяной отрасли

Программный продукт	Область применения/технология	Производитель
PetroMod	Моделирование нефтегазоносных систем	Schlumberger (США, Франция)
Petrel	Геологическое моделирование	Schlumberger (США, Франция)
Eclipse	Гидродинамическое моделирование	Schlumberger (США, Франция)
IRAP RMS	Геологическое моделирование	Норвегия
Tempest	Гидродинамическое моделирование	Норвегия
Kingdom suit	Интерпретация сейсморазведки	SMT (США)
Paradigme geophysical	Интерпретация сейсморазведки	Paradigme (США)
Пакет программ KAPPA	Интерпретация ГДИС	KAPPA (Франция)
FracproPT	Моделирование ГРП	CARBO (США)

Источник: данные СНИИГГиМС.

Несмотря на то, что в России были готовы эффективные программные решения в области моделирования разработки нефтегазовых месторождений, сейсморазведки, баз данных и корпоративного софта, до введения санкций нефтяники предпочитали приобретать зарубежные, даже если отечественные были дешевле и эффективнее.

Российские производители программного обеспечения не нуждаются в бюджетной поддержке, но им нужна политическая воля для того, чтобы их разработки начали закупать и внедрять. Этому серьезно препятствует и недостаток информации у российских компаний об имеющихся на рынке отечественных программных продуктах и решениях.

Приоритетную государственную поддержку должны получать технологии и технические средства высокой степени готовности, обеспечивающие кратное (а не на 5–10%) повышение экономической эффективности. Поэтому перспектива научно-технического развития энергетического сектора заключается в применении современных информационных наукоемких и энергосберегающих технологий. Потенциальные возможности научно-технического прогресса могут быть оценены в 20–30% сокращения капитальных затрат при фиксированном уровне добычи нефти.

Как следует из таблицы 2, российские предприятия-производители нефтегазового оборудования пока не способны быстро освоить выпуск необходимой высокотехнологичной продукции.

Таблица 2. Доля российского импорта разных типов оборудования (2013 г.), %

Оборудование	Доля импортного оборудования
Геологоразведочное и геофизическое	19
Для обустройства месторождений	61
Насосно-компрессорное	60
Линейная и запорная арматура	62
Оборудование для шельфа	78
Сервисные услуги для шельфовых проектов	58

Источник: данные Минпромторга РФ.

По оценке Минпромторга, доля импорта в нефтегазовом машиностроении на сегодняшний день составляет 57%, и лишь к 2020 г. она может сократиться до 43%. Поскольку технический уровень и качество отечественного оборудования в большинстве случаев уступают лучшим мировым образцам, повышение загрузки существующих производственных мощностей без кардинального повышения их технического уровня означало бы лишь воспроизводство технической отсталости и дальнейшее усиление неконкурентоспособности российской экономики.

Например, отдельные отечественные компании до сих пор выпускают буровые насосы, спроектированные еще в 1980-е годы. В настоящее время в России производится не более 60 ед. бурового оборудования в год. Между тем для выхода в новые регионы добычи (например, в Восточную Сибирь) необходимо обновление парка бурового оборудования, потребность в котором может составить до 2,5 тыс. ед. ежегодно. Буровые насосы, произведенные в СССР, по большей части изношены и требуют замены.

Можно предположить, что в результате введения западных санкций потребности в новом оборудовании существенно возрастут, что создает хорошие возможности по замещению импорта отечественным производством.

В Минпромторге РФ подготовлен список российских производителей (табл. 3), которые, по мнению министерства, смогут заместить иностранцев: по каждой из 45 позиций нефтесервисного оборудования, нуждающихся в импортозамещении,

названы три-пять компаний. В их числе – ОМЗ, Объединенная двигателестроительная корпорация, «Уралвагонзавод», «Криогенмаш». К примеру, «Волгограднефтемаш» назван в качестве потенциальной замены Samson (Германия), Emerson (США) и еще шести иностранных компаний, специализирующихся на производстве запорно-регулирующей арматуры.

Таблица 3. Российские компании, которые могли бы осуществлять импортозамещение

Вид работ	Прежние исполнители	Самые крупные в РФ профильные компании
Сервисные работы в геологоразведке, бурении	Schlumberger Halliburton Baker Hughes Weatherford	«РН-Бурение» «Росгеология» «Геотэк» «Башнефтегеофизика»
Обустройство месторождений – поставка верхнеприводных систем, технологическое оборудование для плавучих буровых установок на шельфе	National Oilwell Varco Weatherford Aker	«Уралмаш НГО Холдинг» Волгоградский завод буровой техники
Подводные добычные комплексы	FMC Technologies General Electric Cameron	ОАО «ОМЗ» Выборгский судостроительный завод
Специализированные суда для работы на шельфе	SevNor Limited	Объединенная судостроительная корпорация

Источник: данные Минпромторга РФ.

Важным элементом в развитии импортозамещения является целенаправленная работа (инициируемая органами власти регионов) по выстраиванию взаимоотношений по линии: «нефтегазовые компании – местные подрядчики и поставщики товаров и услуг». Особый интерес представляет опыт формирования таких отношений между «Газпромом» и поставщиками в Томской и Омской областях. Этот подход может быть использован и в других регионах, вовлеченных в процессы освоения нефтегазовых ресурсов. Чтобы такая работа была эффективной, регионы должны определить, какие разработки и продукты они смогут предложить компаниям нефтегазового сектора уже сейчас, а какие – в перспективе.

Положительный опыт политики стимулирования импортозамещения имеется, например, на юге Тюменской области, где налоговые льготы предоставляются нефтяникам, закупающим машиностроительную продукцию местного производства.

В целом для успешного внедрения нового технологического решения (производства нового оборудования) на региональном уровне необходимо выполнение ряда условий, в частности наличие потребителей данной продукции, достаточно дешёвой сырьевой базы для ее производства, опытно-экспериментальных участков для проверки реальной эффективности предлагаемой продукции, а также промышленных предприятий, на которых можно организовать ее высокорентабельный выпуск. К тому же важно, чтобы в регионе была научно-исследовательская база, позволяющая рационально эксплуатировать вновь созданную продукцию, а также улучшать её характеристики за счёт научных исследований (разработок).

Машиностроение для нужд электро- и тепловой энергетики⁹

В советский период в этой подотрасли, как и в машиностроении для нужд бурения и освоения нефтегазовых месторождений, был накоплен большой опыт разработки энергетических установок для различных областей. На данный момент по некоторым направлениям технологические заделы утрачены и требуют значительных инвестиций либо не развиваются.

Наибольшее отставание российского машиностроения наметилось на магистральном направлении развития современной энергетики – в создании парогазовых (ПГУ) и газотурбинных установок (ГТУ). В российской электроэнергетике имеется скорее отрицательный опыт эксплуатации отечественных ПГУ мощностью 110 МВт (ивановские ПГУ), уровень качества которых недостаточно высок.

На турбине 110 МВт, установленной на Рязанской ГРЭС, только за 2010 г. было зафиксировано 58 внеплановых остановок. По техническим параметрам компанией было принято решение использовать оборудование General Electric. Российское оборудование обладает лишь одним преимуществом – простотой, вытекающей из ремонтпригодности и дешевизны, что, в конечном счете, выливается в низкую надежность и недолговечность агрегата¹⁰.

⁹ Данный раздел подготовлен на основе мнения и оценок В.В. Колмогорова, за что автор выразит ему искреннюю признательность и благодарность.

¹⁰ Энергетики закручивают российские турбины // Коммерсантъ. – 2012. – 7 марта.

На наш взгляд, единственной возможностью не допустить вытеснения отечественных производителей, прежде всего с российского рынка ГТУ и ПГУ, и обеспечить энергетику России конкурентоспособным оборудованием для маломощных ПГУ до 2030 г. является развитие серийного крупномасштабного производства современных лицензионных ГТУ малой мощности.

В теплоэнергетике намечилось отставание в технологиях сжигания твердого топлива для котельных. Отечественные пылеугольные котлы могут использовать угли только определенных марок. В условиях монополизации рынка топлива это приводит к неоправданному росту затрат. За рубежом данная проблема решена за счет использования технологии сжигания твердого топлива в циркулирующем кипящем слое, что позволяет расширить номенклатуру потребляемого сырья.

В России накоплен большой опыт создания основного оборудования для крупных ГЭС. Однако в мире строится всё больше мини- и микроГЭС с турбинами с переменной частотой вращения. После гигантских строек 1950–1960-х годов в СССР были практически полностью ликвидированы небольшие ГЭС, хотя их потенциал огромен. При использовании агрегатов с переменной частотой вращения турбины упрощается система управления, резко возрастает надежность работы станции. К сожалению, важнейший технологический элемент системы – инверторы, работающие на силовой электронике, в России вообще не производятся.

Выводы

Процесс разработки и внедрения новых технологических решений для энергетического сектора более продолжителен, чем для других отраслей экономики. Для их успешного внедрения должна быть налажена и поддерживаться система отношений, связей, контрактов, навыков и умений в рамках всей цепочки ее создания. Это невозможно без внятной государственной политики – создания условий и поддержки инновационной деятельности компаний. Новая технология, обособленная от среды, в которой она применяется, не может быть эффективной.

В ходе разработки и внедрения технологии накапливается опыт, одно из выражений которого – прирост выпуска продукции (производства энергоресурсов) при снижении удельных издержек.

Примерами могут служить сланцевый газ и сланцевая нефть: изначально технология их добычи характеризовалась высокими удельными издержками, но по мере исчерпания легкодоступных запасов и развития технологии издержки снижались. В настоящее время извлечение сырья из сланцевых пород экономически оправданно даже при низких ценах на нефть, и издержки сохраняют тенденцию к падению. Данный феномен в экономической литературе проиллюстрирован кривыми «обучения».

В российском энергетическом секторе успешно применяются самые современные технологические решения, однако в основной своей массе они импортные; отечественные разработки либо не доведены до стадии внедрения и более дороги, либо не востребованы энергетическими компаниями.

Российская нефтегазовая отрасль в значительной степени (а в морской добыче – критически) зависит от иностранных технологий и оборудования, что в случае продолжения санкций может стать причиной резкого падения объемов производства. Разведка и добыча на шельфовых месторождениях требуют качественно нового уровня применяемых технологий, нефтесервиса, оборудования и программного обеспечения. Поэтому необходима программа импортозамещения по критичным технологиям, номенклатуре оборудования, материалов и нефтесервисных услуг.

В условиях давления западных санкций у российских компаний появляется возможность развития собственных энергетических технологий. Но это требует стимулирующих мер как на региональном, так и федеральном уровнях (льготы, требование первоочередного заключения контрактов с отечественными разработчиками или поставщиками оборудования, стандартизация, лицензирование и пр.).