

УДК 620.98

П.М. Левшин, e-mail: petrlevshin@gmail.com; **И.А. Мерициди**, к.т.н., доцент;

К.Х. Шотиди, к.т.н., профессор, РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина; **П.Р. Халиков**, к.т.н., начальник отдела ООС Службы ЭБиП, ОАО «Славнефть – Мегионнефтегаз»

ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ И ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ УТИЛИЗАЦИИ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА (ПРОГРАММНЫЙ КОМПЛЕКС)

В статье рассмотрены проблемы утилизации попутного нефтяного газа в свете ужесточения политики Правительства РФ в отношении сжигания ПНГ на факелах. Создан программный продукт выбора оптимальной схемы электро-, теплоснабжения для месторождений с учетом получения полезной энергии при утилизации ПНГ.

Выбор метода утилизации попутного нефтяного газа возможен на основе анализа различных способов использования газа с учетом особенности разработки месторождения, местоположения, инфраструктуры, схем энергоснабжения, технико-экономического обоснования выбора рациональной схемы энергообеспечения и подбора энерготехнологического оборудования [1].

В последнее время значительно ужесточены требования в отношении сжигания попутного нефтяного газа (ПНГ) на факелах, грозящие многократным увеличением платежей за выбросы, и повышается вероятность отзыва лицензий ввиду невыполнения условий лицензионных соглашений, предусматривающих утилизацию попутного газа на уровне не менее 95%.

Попутные нефтяные газы в отличие от природных, состоящих в основном из метана, содержат значительные количества этана, пропана, бутана и других предельных углеводородов. Кроме того, присутствуют пары воды, иногда азот, углекислый газ, сероводород и редкие газы, такие как гелий и аргон.

В настоящее время от нефтегазового месторождения до ближайших потребителей – газоперерабатывающих и нефтехимических заводов – доходит в лучшем случае ПНГ первых ступеней сепарации нефти, газ же конечных ступеней сепарации, в котором содержатся наиболее ценные компоненты тяжелых углеводородов (до 40% C₃+V), сгорает на факелах. В результате извлекается не более 25% компонентов C₃-C₄ от их потенциала в пластовом газе [3].

При сжигании попутного нефтяного газа горит не только метан – основной компонент углеводородного газа, но и широкая фракция углеводородов: пропан, бутан, гексан и прочие. За год в атмосферу выбрасывается сотни тысяч тонн вредных веществ – оксидов и диоксидов углерода, азота, углеводородов, сажи. При этом исходные продукты менее вредны для окружающей среды, чем продукты их горения.

Проблема рационального использования ПНГ – комплексная: техническая, экологическая, экономическая.

Если рассматривать ПНГ как товарную продукцию нефтяной компании, то его цена должна соответствовать

реальному уровню затрат на добычу, сбор, подготовку и транспорт газа на газоперерабатывающие предприятия или в магистральный газопровод. Экономические расчеты показывают, что учет всех затрат при транспорте ПНГ на удаленные ГПЗ с применением компрессорной технологии выводит его себестоимость на уровень, в несколько раз превышающий его отпускную цену. Поэтому сегодня утилизация ПНГ добывающим компаниям невыгодна.

Проблема утилизации попутного нефтяного газа была унаследована Россией еще с советских времен, когда упор в развитии зачастую делался на экстенсивные методы развития. При развитии нефтеносных провинций во главу угла ставился рост объемов добычи сырой нефти, основного источника доходов национального бюджета. Расчет делался на гигантские месторождения, крупные производства и минимизацию издержек. Переработка попутного нефтяного газа оказывалась на заднем плане ввиду необходимости осуществления существенных капитальных вложений в относительно менее рентабельные проекты, с одной стороны,

а с другой стороны, в крупнейших нефтяных провинциях создавались разветвленные газосборные системы и строились гигантские ГПЗ под сырье с ближайших месторождений. Последствия подобной гигантомании мы наблюдаем в настоящее время.

Традиционно принятая в России еще с советских времен схема утилизации попутного газа предполагает строительство крупных газоперерабатывающих заводов совместно с разветвленной сетью газопроводов для сбора и доставки попутного газа. Реализация традиционных схем утилизации требует значительных капитальных затрат и времени и, как показывает опыт, практически всегда на несколько лет не успевает за освоением месторождений. Использование данных технологий экономически эффективно лишь на крупных производствах (миллиарды куб. м исходного газа) и экономически необоснованно на средних и мелких месторождениях.

Возможны три направления использования ПНГ (исключая бесполезное сжигание на факелах):

ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЕ НАПРАВЛЕНИЕ

Это направление доминирует, потому что энергетическое производство имеет практически неограниченный рынок. Попутный нефтяной газ – топливо высококалорийное и экологически чистое. Учитывая высокую энергоемкость нефтедобычи, во всем мире существует практика его использования для выработки электроэнергии для промышленных нужд. При постоянно растущих тарифах на электроэнергию и их доли в себестоимости продукции использование ПНГ для выработки электроэнергии можно считать экономически вполне оправданным.

Производство электроэнергии – один из наиболее эффективных способов утилизации ПНГ. Этот вариант позволяет не только хотя бы частично решить проблему утилизации газа, но и вернуть вложенные в проект деньги, получив при этом прибыль за счет сокращения затрат на покупку электроэнергии.

Создание локальных энергогенерирующих мощностей для обеспечения собственных потребностей и повышения экономичности и надежности энергообеспечения стало одним из перспектив-

ных направлений развития отечественной энергетики. По оценкам экспертов, в ближайшие 10 лет распределенное производство электроэнергии займет до 20% от всего ее производства. В северных регионах в холодные периоды оно может достигнуть 50%. Ее выработка за счет использования газа в качестве первичного энергоресурса достигнет 28%, опережая темпы роста других традиционных энергоносителей. Однако из-за неразвитости промышленной инфраструктуры основных нефтегазодобывающих регионов их потребность в энергии весьма ограничена и связана главным образом непосредственно с промышленными нуждами [2]

При существующих ценах на ПНГ нефтяная компания может иметь прибыль только при строительстве и эксплуатации газовой теплоэлектростанции (ГТЭС), обеспечивающей тепловой и электрической энергией данное месторождение или группу месторождений. Все остальные варианты утилизации ПНГ ввиду несовершенства технологий, дороговизны оборудования и материалов ведут к убыткам.

В настоящее время для уменьшения выбросов вредных веществ при использовании ПНГ в качестве топлива турбин и газодизелей применяются как различные фильтрационные технологии, так и инновационные технологии, такие как регулируемый остаточный недожог и т.п. [5–6].

НЕФТЕХИМИЧЕСКОЕ НАПРАВЛЕНИЕ

Попутный нефтяной газ может быть переработан с получением сухого газа, подаваемого в систему магистральных трубопроводов, газового бензина, широкой фракции легких углеводородов (ШФЛУ) и сжиженного газа для бытовых нужд. ШФЛУ является сырьем для производства целого спектра продуктов нефтехимии; каучуков, пластмасс, компонентов высокооктановых бензинов и др.

Определенные перспективы, а во многих случаях и единственный способ вовлечения в промышленную эксплуатацию газа малых месторождений, расположенных вдали от магистральных трубопроводов, дает организация на месте добычи глубокой переработка газа. В качестве первичных продук-

тов такой переработки в принципе можно рассматривать синтетические углеводороды (СЖУ, продукты Фишера – Тропша) и получаемое на их основе синтетическое моторное топливо, а также метанол, диметилловый эфир (ДМЭ) и этилен. Выбор в каждом конкретном случае определяется наличием потребителей или условий для транспортировки, особенно для ДМЭ и этилена, являющихся при нормальных условиях газами [2].

В большинстве случаев рассматривается выбор между синтетическим моторным топливом и метанолом. Однако при существующих и перспективных ценах на эти продукты и относительных затратах на их производство получение СЖУ и синтетических моторных топлив в условиях удаленных отечественных промыслов может быть оправдано только в масштабах местного потребления либо наличием условий для транспортировки СЖУ по существующим нефтепроводам в составе (и по цене) добываемой нефти.

Более перспективным продуктом промысловой конверсии углеводородных газов является метанол – универсальный химический продукт, имеющий широкое практическое применение в качестве сырья для производства большой гаммы нефтехимических продуктов. Что касается ДМЭ, то метанол и ДМЭ легко конвертируется друг в друга, поэтому с точки зрения их производства и потребления они рассматриваются как практически эквивалентные продукты. Кроме того, имеются промышленные процессы конверсии метанола и в моторное топливо, и в этилен.

Реальным ключом к решению проблемы утилизации низконапорных и попутных нефтяных газов могут стать газохимические GTL-технологии. Классические процессы получения синтез-газа методом паровой или парокислородной конверсии углеводородных газов и на его основе метанола и синтетических моторных топлив за последние годы доведены до высокой степени совершенства. Но даже при этом, как показывают технико-экономические расчеты, такие производства экономически обоснованы только при производительности по продуктам в сотни тысяч тонн в год. При существующих ценах на сырье, оборудование и энерго-

носители и тенденции к непрерывному росту потребности в производимой ими товарной продукции эта граница лежит в области 250–300 тыс. т в год.

Но в настоящее время на отдаленных малых месторождениях зачастую нет постоянно действующей транспортной схемы для вывоза сжиженного природного газа и газового конденсата как товарного продукта.

ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ НАПРАВЛЕНИЕ

Геологическое направление – это использование ПНГ для газового и водогазового воздействия с целью повышения нефтеотдачи пласта. Применение данного направления осложняется необходимостью проведения сложных геологических изысканий и составлением моделей, результатом которых может явиться заключение о невозможности внедрения такого вида утилизации газа из-за геологических особенностей и характеристик пласта, а также серьезными капитальными затратами на компрессорное оборудование.

Существует также способ закачки неиспользуемого ПНГ в «пустой» пласт на хранение. Закачанный в пласт газ может храниться до того времени, когда при многократном увеличении стоимости его использование станет экономически выгодным. Но для этого необходим пласт с подходящими характеристиками вблизи от месторождения.

При анализе технико-экономических показателей различных вариантов важно учитывать капитальные вложения, эксплуатационные затраты и другие показатели с учетом всего срока эксплуатации месторождения.

Несмотря на кажущееся обилие вариантов утилизации ПНГ, реально на небольшом удаленном месторождении рассматриваются лишь следующие:

1. Подготовка газа и подача его с использованием компрессорных станций в магистральный газопровод.
2. Выработка тепловой и электрической энергии с использованием газопоршневых или газотурбинных агрегатов.
3. Комбинированный вариант: выработка тепловой и электроэнергии на месторождении для обеспечения собственных нужд и транспорт излишков газа потребителю.

Варианты строительства на труднодоступном месторождении с небольшо-

ми ресурсами установок по сжижению нефтяного газа, установок получения моторных топлив, установок по производству метанола обычно не рассматриваются ввиду убыточности, хотя заслуживают внимания энергохимические установки, позволяющие параллельно с выработкой тепловой и электрической энергии получать метанол или моторное топливо.

Классическая схема энергоснабжения промыслов обеспечивает объекты энергопотребления от центральных распределительных сетей и требует, при значительном удалении от центров распределения, строительства линии электропередач (ЛЭП). Данная схема не предусматривает использование топливных ресурсов месторождения, вызывая проблемы утилизации попутного газа. Кроме того, в условиях Севера, при централизованном электроснабжении, возрастают риски бесперебойного обеспечения энергией объектов месторождений.

Анализ тенденций энергообеспечения объектов нефтяной и газовой промышленности показал, что в последнее время автономному обеспечению энергией уделяется все большее внимание. Автономное энергообеспечение базируется на широком использовании энергосберегающих технологий. Особую актуальность данная проблема приобретает при разработке «малых» месторождений.

В связи с этим наряду с централизованной схемой электрообеспечения нефтяных и газовых месторождений следует рассмотреть варианты энерго-, теплоснабжения промышленных объектов на базе автономных источников с широким использованием энергосберегающих технологий.

При этом необходимо учитывать возможность поэтапного ввода энергетических мощностей, что позволит рационально использовать капитальные вложения на каждом этапе освоения месторождения.

При проработке схем автономного энергоснабжения следует рассматривать варианты использования различных способов получения тепловой и электрической энергии:

- на базе газотурбинных установок, работающих на жидком и газообразном топливе с использованием тепла

отработавших продуктов сгорания для организации теплоснабжения;

- с помощью паросиловых установок, работающих в режиме электро- и теплоснабжения;
- на базе газодизельных установок;
- комбинированное.

Техническое и эколого-экономическое сопоставление различных схем электроснабжения позволит выбрать оптимальную схему энергоснабжения, способ утилизации попутного газа и определить рациональную технологию подготовки и транспорта продукции в зависимости от характеристик месторождения, стоимости нефти и газа, платежей за выбросы загрязняющих веществ в атмосферный воздух.

В качестве источников энергоснабжения нефтяных и газовых месторождений могут рассматриваться внешние источники – это либо централизованное электроснабжение, либо электроснабжение от местных автономных электростанций других предприятий. В обоих случаях использование таких источников предполагает капитальные затраты на строительство линии электропередач (ЛЭП) и эксплуатационные затраты на ее обслуживание, а также плату за покупаемую электрическую энергию.

Использование схемы энергоснабжения с одним внешним источником электрической энергии требует в качестве дублирующего источника для потребителей электрической энергии I категории строительства местной автономной электростанции.

Капитальные затраты на строительство линии электропередач (ЛЭП), эксплуатационные затраты на ее обслуживание и срок ввода в эксплуатацию напрямую зависят от протяженности и мощности ЛЭП, что оказывают существенное влияние на себестоимость продукции и надежности энергоснабжения [1].

Кроме того, реализация схемы энергоснабжения от внешних источников кардинально не решает проблемы утилизации попутных энергоносителей, добываемых на месторождениях (попутный газ – для нефтяных месторождений, конденсат – для газовых).

В настоящее время наблюдается постоянный рост цен на электрическую энергию, и эта тенденция сохранится в



будущем. Это может в значительной степени сказаться на себестоимости товарной продукции.

В качестве альтернативных внешним источникам электрообеспечения могут использоваться местные, автономные, электрические станции. Строительство автономных электрических станций на месторождениях становится более актуальным в случае значительного удаления внешних источников электрической энергии от месторождений.

При проработке схем автономного энергоснабжения следует рассматривать варианты использования различных способов получения тепловой и электрической энергии:

- на базе газотурбинных установок, работающих на жидком и газообразном топливе с использованием тепла отработавших продуктов сгорания для организации теплоснабжения;
- с помощью паросиловых установок, работающих в режиме электро- и теплоснабжения;
- на базе дизель-генераторов с жидким и газообразным топливом;
- комбинированное.

За последние 10 лет широкое распространение в мировой практике получили высокоавтоматизированные установки производства электрической и тепловой энергии с газотурбинным приводом. В качестве энергопривода таких установок используются ГТУ с единичной мощностью от 1,5 до 25 МВт [4].

К достоинствам ГТУ следует отнести такие, как возможность сосредоточения большой мощности в одном агрегате, отсутствие необходимости установки больших фундаментов, непрерывность рабочего процесса, простота конструкции, полная уравновешенность и т.д. Кроме того, газотурбинная установка может быть оборудована стандартным котлоутилизатором и обеспечивать теплоснабжение объектов предприятия.

К недостаткам ГТУ следует отнести неустойчивую работу на переменных режимах и высокие требования к качеству используемого топлива и т.д. [4].

В качестве топлива газотурбинных установок могут быть использованы природный газ или дизельное топливо. Для каждого из этих видов топлива используются горелочные устройства определенной конструкции. Таким образом, оперативный переход с одного вида топлива на другой исключен. Изменение качества топлива в процессе эксплуатации может привести к серьезным нарушениям в работе ГТУ. В связи с этим высокие требования предъявляются к подготовке топлива и контролю за его качеством.

На нефтяных месторождениях газотурбинные установки, работающие на газовом топливе, могут использоваться при условии достаточного количества добываемого попутного газа и наличии системы подготовки топливного газа, которая должна обеспечить осушку, очистку попутного газа и его компримирование. Включение в схему разработки нефтяного месторождения системы подготовки топливного газа связано с дополнительными капитальными и эксплуатационными затратами. В случае использования ГТУ, рассчитанных на работу на дизельном топливе, следует либо завозить его на месторождение, либо производить на месте, имея в наличии резервуарный парк с необходимым запасом дизельного топлива, что также ведет к

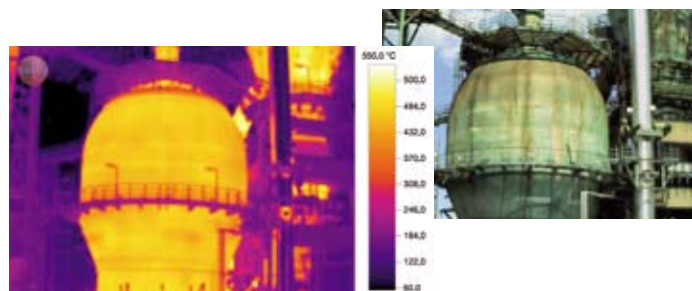
Тепловизоры testo 881, testo 875

Видеть больше. Знать больше.



- диагностика состояния электрооборудования,
- определение уровня жидкости в резервуарах,
- поиск энергопотерь и т.д

**Тепловизор testo 875 –
119 000 руб. за комплект (с НДС)!**



Российское отделение **testo** (Германия)-
ООО "Тэсто Рус"

Тел.: (495)788-98-11; Факс: (495)788-98-49;
info@testo.ru; www.testo.ru/teplovizor

дополнительным капитальным и эксплуатационным затратам и снижению надежности энергоснабжения.

Как показывает практика, «малые» автономные электрические станции с газотурбинным приводом рациональнее всего использовать для выработки электрической энергии на газовых месторождениях.

В последние годы все большую устойчивость приобретает тенденция увеличения спроса на дизель-генераторные электростанции, использующие в качестве топлива дизельное топливо, природный или попутный газы (газодизели, газовые моторы). Достоинствами электроагрегатов с приводом от поршневых ДВС является их высокий КПД. (35–38%) практически во всем диапазоне нагрузок 0,2–1,0 от номинальной мощности.

В диапазоне единичных мощностей до 0,5–0,6 МВт электростанции с приводом от дизельных двигателей имеют по сравнению с газотурбинным приводом более низкие удельные капитальные затраты. Установки могут быть также оборудованы стандартными котлоутилизатором для обеспечения теплом различных объектов предприятия [2]. К недостаткам поршневого привода следует отнести необходимость установки массивных фундаментов и доставки и хранения резервного топлива.

Как показывает практика, «малые» автономные электрические станции с поршневым приводом получили широкое распространение в качестве основных источников электрической энергии на начальных стадиях разработки месторождений и в качестве резервных или аварийных – при выходе месторождений на максимальные темпы добычи. Следует отметить, что использование на нефтяных месторождениях в качестве источника электрической энергии дизель-генераторов не всегда решают вопросы утилизации попутного газа.

Полностью решает проблему утилизации попутного газа на нефтяных месторождениях использование в качестве энергопривода на электростанциях собственных нужд паровых турбин. Это происходит вследствие того, что в топках парового котла могут быть установлены комбиниро-

ванные горелочные устройства, устойчиво работающие как на жидком, так и на газообразном топливе, или отдельно жидкостные и газовые горелки. В качестве жидкого топлива может использоваться добываемая на месторождении нефть, а в качестве газообразного – попутный газ. При этом какой-либо дополнительной подготовки как жидкого, так и газообразного топлива не требуется. Не требуются также дополнительные затраты на покупку, завоз и хранение топлива. Кроме того, решается проблема теплоснабжения объектов месторождения.

Паровые турбины имеют более высокий КПД., чем газотурбинные установки (до 45%), как на полных, так и на частичных режимах работы, небольшие фундаменты, непрерывный рабочий процесс, полную уравновешенность, возможность к практически полной автоматизации и т.д.

Необходимым условием надежной работы генераторов электрической энергии с приводом от паровых турбин является наличие воды вблизи автономной электростанции.

Паротурбинные генераторы электрической энергии могут быть рекомендованы в качестве основного или вспомогательного источника электрообеспечения, а также источника теплоснабжения при разработке нефтяных месторождений.

В качестве аварийных источников электроснабжения потребителей электроэнергии особой категории нефтяных и газовых месторождений наряду с дизель-генераторами могут использоваться также и аккумуляторные батареи (АБ).

Существует две принципиально различных схемы электроснабжения:

- в первом случае энергоснабжение осуществляется от внешнего источника. При наличии одного независимого внешнего источника электроэнергии в качестве второго источника для электроснабжения потребителей первой категории должны предусматриваться электростанции собственных нужд;
- в случае если внешний источник электроэнергии находится на значительном удалении от объектов, выбор схемы электроснабжения производится в соответствии с технико-экономическим

обоснованием и рассмотрением варианта строительства электростанции собственных нужд.

Все возможные схемы энергоснабжения приведены в таблице 1. Каждый из них определяется компонентным составом оборудования, методом утилизации попутного газа, а также основными и вспомогательными источниками питания и, соответственно, видом топлива для автономных электростанций.

Для проведения технико-экономического сопоставления различных схем электроснабжения и методов утилизации попутного газа на нефтяных месторождениях были разработаны методика и программа. В результате расчета по предлагаемой программе все схемы электроснабжения нефтяного месторождения ранжируются по суммарным затратам, включающим капитальные и энергетические затраты в стоимостном выражении, производимые за все годы эксплуатации месторождения.

Следует отметить, что в капитальные и энергетические затраты в стоимостном выражении, по величине которых оценивается экономическая целесообразность каждой из рассматриваемых схем электроснабжения и утилизации попутного газа, включены только затраты, являющимися не постоянными для всех схем. Расчет затрат, постоянных для всех схем электроснабжения и утилизации попутного газа, в разработанные алгоритм и программу не включены.

К постоянным затратам для всех рассматриваемых схем относятся:

- затраты на бурение, обустройство и эксплуатацию нефтяных скважин;
- затраты на строительство нефтепровода и дожимной насосной станции (ДНС);
- затраты на строительство низкой линии электропередач;
- затраты на оборудование первичной подготовки нефти;
- затраты на резервные источники электрической энергии;
- затраты на строительство резервуарного парка и т.д.

Алгоритм и программа выбора схемы электроснабжения и утилизации попутного газа на нефтяных месторождениях проиллюстрированы на рисунке 1 и состоят из четырех частей:

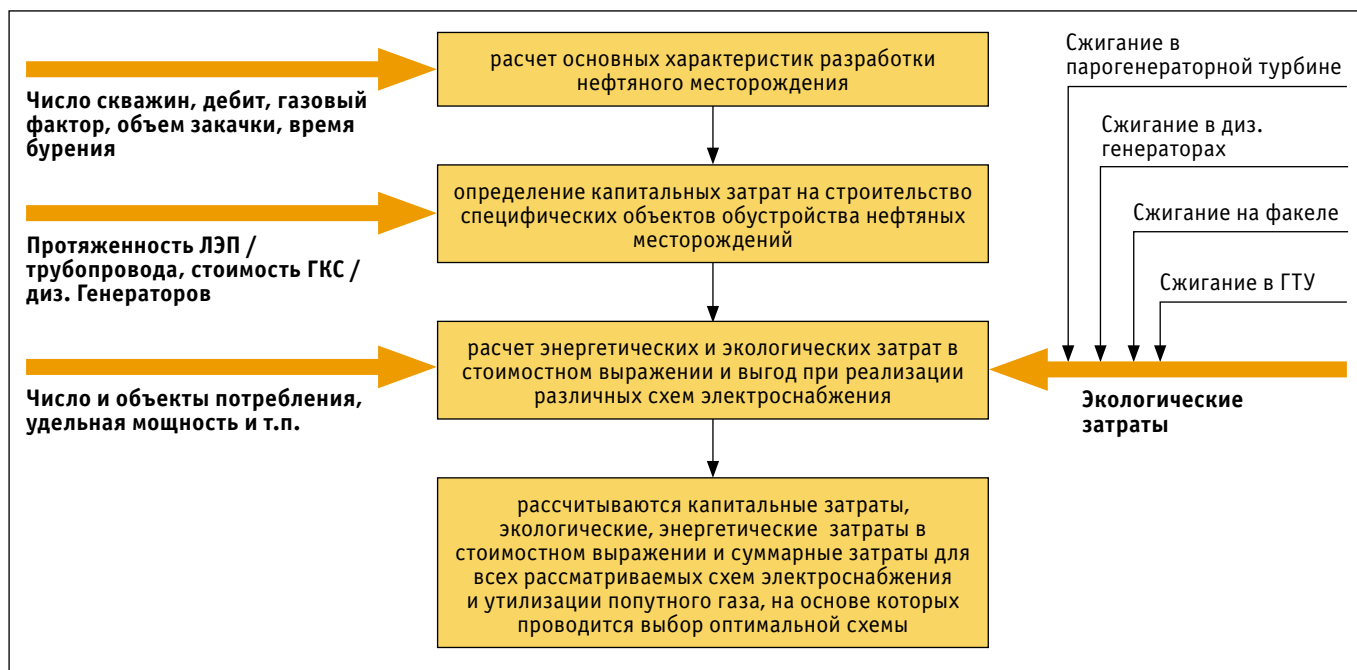


Рис. 1. Выбор схемы энергоснабжения и утилизации попутного газа на нефтяных месторождениях

1. В первой части проводится расчет основных характеристик разработки нефтяного месторождения.

2. Во второй части ведется определение капитальных затрат на строительство специфических объектов обустройства нефтяных месторождений.

3. В третьей части проводится расчет энергетических затрат в стоимостном выражении и выгод при реализации различных схем электроснабжения, а также расчет экологических затрат.

4. В четвертой части рассчитываются капитальные затраты, энергетические затраты в стоимостном выражении и суммарные затраты для всех рассматриваемых схем электроснабжения и утилизации попутного газа в сумме с экологическими затратами, на основе которых проводится выбор оптимальной схемы.

Особняком в вышеуказанном алгоритме стоит расчет экологических затрат.

Основная сложность расчета состоит в том, что каждому оборудованию и их комбинации соответствует особой метод вычисления. Как показано в схеме на рисунке 3, может существовать две ситуации: когда вырабатываемого газа хватает или не хватает на нужды месторождения.

Рассмотрим первый случай, когда ПНГ достаточно для обеспечения нужд потребителей электроэнергии и когда нет:

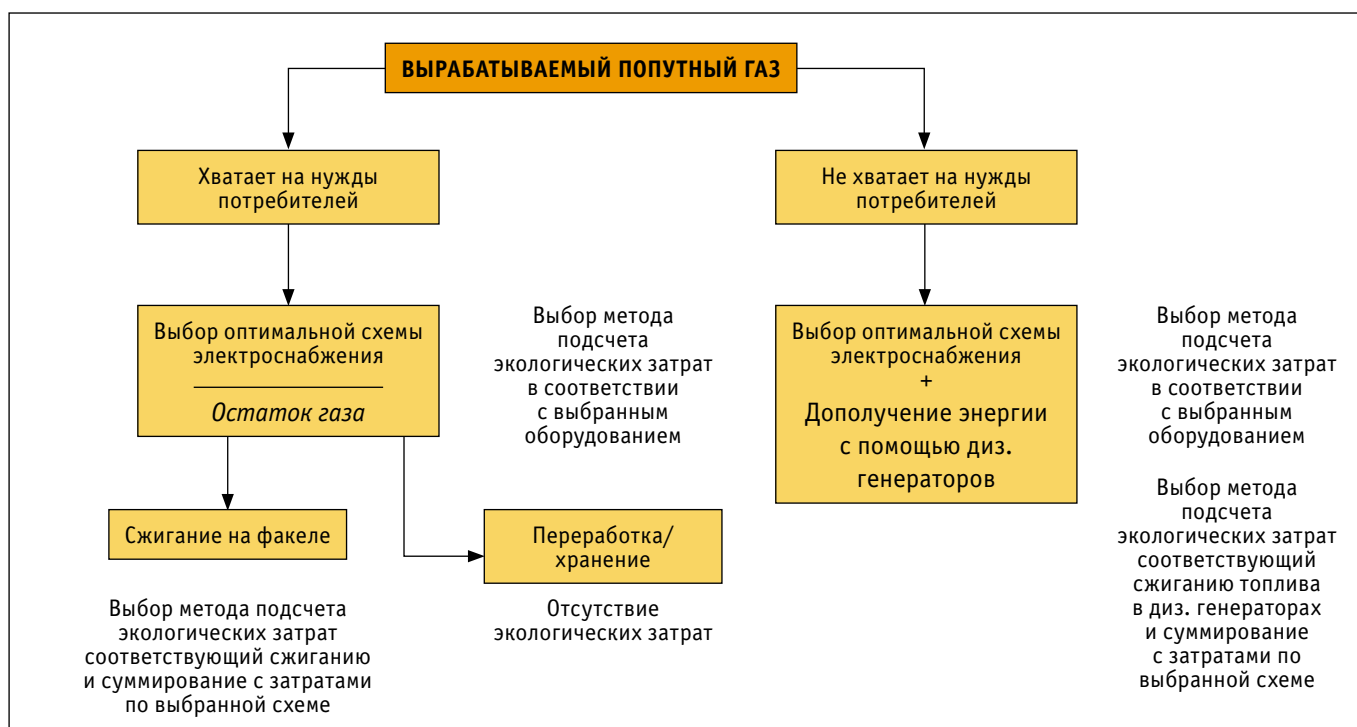


Рис. 2. Алгоритм выбора схемы утилизации в зависимости от количества вырабатываемого газа

В случае достаточности полученного газа для обеспечения потребителей необходимым количеством электроэнергии необходимо выбрать оптимальную схему электроснабжения, тогда будет задействован блок расчета экологических затрат, соответствующий комбинации оборудования, входящего в указанную схему. При наличии остатка газа подключается блок расчета утилизации газа на факельной установке.

В случае недостатка добываемого газа энергии, вырабатываемой выбранным оборудованием соответствующей схемы электроснабжения, не будет достаточно для нужд потребителей. Недостаток будет компенсироваться подключением дизель-генераторов и пр. Для вычисления экологических затрат при сжигании топлива в таких установках присутствует необходимый модуль.

В результате будет дана полная сумма экологических затрат, включающая в себя как расходы по выбранной схеме электроснабжения, так и расходы, связанные со сжиганием газа на факеле или со сжиганием дизельного топлива в ГТУ/дизель генераторах.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Представленный программный комплекс «Электроснабжение» успешно был использован на предприятии ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз», для проведения анализа Аригольского месторождения и выработке рекомендаций по выбору оптимальной схемы утилизации ПНГ. Следует отметить, что разработка блока расчета экологических затрат была проведена непосред-

ственно в тесном сотрудничестве со специалистами предприятия.

В результате проведенного исследования и технического, эколого-экономического сопоставления различных аспектов утилизации попутного нефтяного газа на нефтяных месторождениях был сделан упор на использование ПНГ в энергетических установках. Для выявления наиболее оправданного способа утилизации газа и выработки электроэнергии для собственных нужд месторождения были:

- проведен анализ источников электроснабжения и потребителей электрической энергии нефтяных месторождений;
- определена категоричность потребителей электрической энергии нефтяных месторождений и количество независимых источников электроснабжения;
- предложены различные схемы электроснабжения и методы утилизации попутного газа на «малых» нефтяных месторождениях;
- разработан алгоритм и программа технического и эколого-экономического сопоставления схемы электроснабжения и методов утилизации попутного газа на «малых» нефтяных месторождениях.

Для примера применения данного алгоритма и программы сопоставления были:

- проведены расчеты технических и эколого-экономических характеристик 12 схем электроснабжения и методов утилизации попутного газа для Аригольского нефтяного месторождения;
- проведено техническое и эколого-

экономическое сопоставление схем электроснабжения и методов утилизации попутного газа на Аригольском нефтяном месторождении.

По результатам исследований можно сделать вывод, что для условий Аригольского нефтяного месторождения наиболее экономически выгодной, экологически обоснованной и технически приемлемой является схема автономного электроснабжения на базе двухтопливных дизель-генераторов, предусматривающая подготовку нефти на месторождении и транспорт ее к потребителю (схема электроснабжения 7). При этом суммарные капитальные и эксплуатационные затраты будут ниже чем, у других представленных и технически реализуемых схем. Наибольшим достижением от реализации данной схемы будет достижение предприятием регламентируемого уровня утилизации газа в 95–97% при наименьших затратах.

Как показали расчеты за четырехлетний период эксплуатации месторождения, капитальные затраты на приобретение оборудования значительно ниже эксплуатационных затрат за аналогичный период при продолжении использования централизованного электроснабжения и сжиганием ПНГ на факеле (схема электроснабжения 3). Экономический эффект может увеличиться с принятием Министерством природных ресурсов РФ в 2008 г. увеличенных в 5 раз нормативов платы за выбросы загрязняющих веществ в атмосферный воздух от сжигания газа на факелах.

Литература:

1. Калинин А.Ф., Шотиди К.Х., Мерициди И.А. Выбор схемы электроснабжений нефтяных месторождений. – М.: Территория НЕФТЕГАЗ, №10, 2006 г.
2. Временные методические указания по определению коммерческой эффективности новой техники в ОАО «Газпром». – М.: ИРЦ Газпром, 2001. – 39 с.
3. Методологические положения и решения по экономической оценке проектирования разработки нефтяных и газовых месторождений. – М.: Институт проблем нефти и газа АН СССР и Гособразования СССР, 1990. – 70 с.
4. Электроагрегаты с поршневым и газотурбинным приводом, работающие на природном газе, для электростанций малой энергетики. Сборник отраслевых нормативных документов. – М.: ВНИИГАЗ, 2000. – 257 с.
5. Алексеева А.К. Методы снижения вредных выбросов в продуктах сгорания котлов // Сборник научных работ ФМФДонНТУ, 2006. – № 9.– с. 84.
6. Данилин Е.А., Клочков В.Н. Контроль сжигания топлива в промышленных котельных установках – Киев: Техника, 1988.– 167 с.

Ключевые слова: попутный газ, утилизация, электроснабжение, программный комплекс, выбросы, сжигание, факел, электроэнергия.