Сибирь в огне

Факелы из попутного нефтяного газа продолжают обогревать атмосферу Западной Сибири

Ольга Ашпина, к.х.н.

Согласно прогнозам Минприроды, к концу 2013 года сжигание попутного нефтяного газа (ПНГ) в Российской Федерации сократится в два раза и составит 11 %. В 1 квартале текущего года полезное использование попутного газа достигло уровня 85,8 %. Россия так и не отдает пальму первенства по объемам ПНГ, сжигаемого на факельных установках. Средний по стране уровень сжигания попутного газа составляет 25 %. Для сравнения: в США — 3 %, а в Норвегии такой способ утилизации ПНГ запрещен вовсе.

Законодательное стимулирование

При существовавшей до 2012 года системе расчета платы за негативное воздействие на природу сжигание ПНГ для компаний-недропользователей было наименее затратным способом утилизации попутного газа. Именно поэтому было принято постановление «О мерах по стимулированию сокращения загрязнения атмосферного воздуха продуктами сжигания попутного нефтяного газа на факельных установках», которым был введен повышающий коэффициент (4,5) к нормативам платы за выбросы в атмосферный воздух продуктов сжигания ПНГ сверх установленного целевого значения в 95 %.

Затем было принято еще одно постановление, которым установлен повышающий коэффициент на 2013 год в размере 12, а с 2014 года — 25. При отсутствии средств измерения и учета, подтверждающих фактический объем образования, использования и сжигания ПНГ, при расчете платы за выбросы к нормативам применяется коэффициент (фактически запретительный), равный 120.

Следствием принятия данного закона стала разработка большинством нефтедобывающих компаний программ по реализации мероприятий, направленных на снижение объемов сжигания ПНГ. Однако даже после исполнения норматива в 95 % проблема переработки ПНГ при разработке новых месторождений будет возникать вновь и вновь. И здесь необходима сбалансированная, комплексная система государственного регулирования данной сферы недропользования.

Эксперты отрасли отмечают, что, несмотря на существующую проблему федерального масштаба, в российском

законодательстве отсутствуют нормативы методов учета объемов и составов попутных нефтяных газов, нет и классификации газов по компонентному составу. Отсюда невозможно учесть все потенциальные ресурсы ценных углеводородов, содержащихся в ПНГ, а, следовательно, невозможно разработать стратегию развития газоперерабатывающей отрасли в масштабах страны.

Сегодня попутный газ полезным ископаемым не считается и налогом на добычу не облагается. В современных реалиях необходимо качественное новое отношение к ПНГ — не как к побочному продукту, а как к самостоятельному товару наравне с нефтью, но такая позиция законодательно не закреплена ни в одном документе. «Генеральная схема развития нефтяной отрасли до 2020 года» стратегических инициатив по отношению к ПНГ не содержит, нет ясности и с ресурсами попутного нефтяного газа на подлежащих освоению месторождениях нефти.

Таким образом, кроме закона о повышающих коэффициентах за превышение допустимых объемов сжигания ПНГ, для переработки данного углеводородного сырья необходима разработка целого комплекса регулирующих документов.

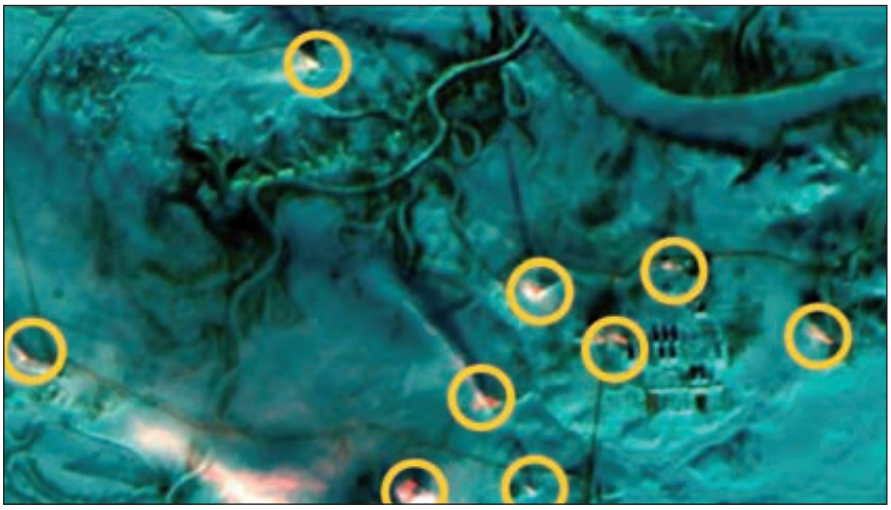
Сегодня в России, по официальным данным, сжигается около 17 млрд куб. м ПНГ, при его переработке можно было бы получить: 11,4 млн т метанола; 8,5 млн т синтетической нефти; 6 млн т дизельного топлива; 47600 ГВт электроэнергии; 3,74 млн т олефинов.

Лидеры и аутсайдеры

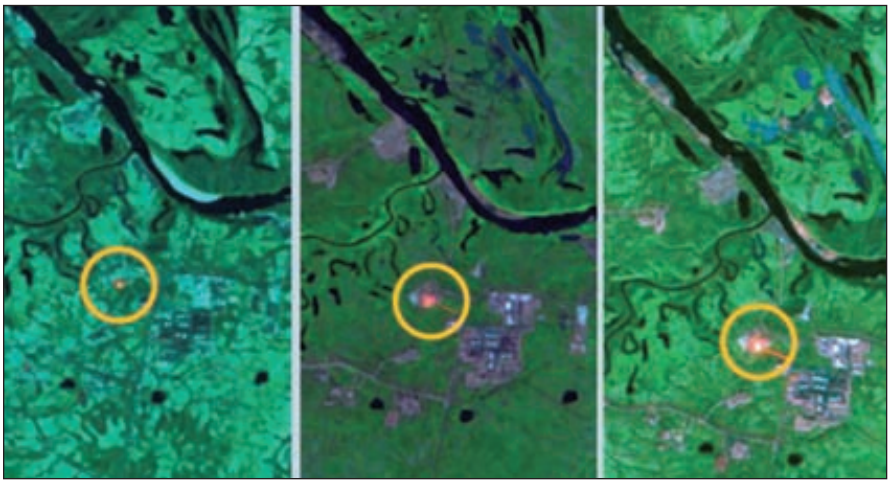
Предписываемый российским законом уровень утилизации ПНГ в 95 % в РФ на начало 2012 года достигли всего две компании — «Сургутнефтегаз» (97 %) и «Татнефть». Последняя стабильно удерживает высокий уровень использования ПНГ в течение последних 6 лет на уровне 94,7–95,1 %. Следует отметить, что на некоторых месторождениях уровень рационального использования ПНГ в последние три года превышал 95 % и в таких компаниях как «Башнефть» и «Лукойл». В целом достаточно высокое значение этого показателя к началу 2012 года имели все операторы СРП (87 %), ТНК-ВР (83 %), «Башнефть» (82 %). Государственные компании «Роснефть» и «Газпромнефть» являлись аутсайдерами отрасли по эффективному использованию ПНГ с показателями в 53,6 % и 60,4 % соответственно.

Стоит заметить, что за последние три года в целом данный показатель даже снизился с 84,1 % до 75,4 %. Причины наращивания объемов сжигания ПНГ — ввод в разработку новых месторождений в районах со слабо развитой инфраструктурой по переработке и транспорту попутного газа при одновременном снижении добычи на старых хорошо обустроенных

Сжигание попутного нефтяного газа, Ванкорское месторождение



На снимке SPOT-4 pf 13 февраля 2009 года обнаружено 9 действующих факелов сжигания ПНГ. Факелы сильной мощности имеют дымовые шлейфы



На серии разновременных снимков наблюдается увеличение интенсивности горения факелов ПНГ LANDSAT-5 (слева направо: 25 сентября 2010 года, 24 июня 2011 года, 14 сентября 2011 года)

Сжигание ПНГ на месторождениях полуострова Ямал

месторождениях. Так, по данным Фонда дикой природы (WWF) России, существенное снижение показателя использования ПНГ наблюдалось в компаниях ТНК-ВР (на 1,8 %) и «Роснефть» (на 2,6 %). У последней компании в 2010–2011 годах доля ПНГ, полезно используемого, оценивалась в 44–46 %.

Сегодня ситуация в некоторых компаниях существенно улучшилась. Так, АНК «Башнефть» благодаря реализации мероприятий, входящих в целевую программу по использованию ПНГ, в начале 2013 года уже повысила в целом уровень рационального использования ПНГ до 95 %.

Обязательного уровня утилизации ПНГ в 95 % в России достигли «Сургутнефтегаз», «Татнефть» и «Башнефть». Хуже всего положение с утилизацией в компаниях «Роснефть» и «Газпромнефть».

Что касается региональной структуры добычи и полезного использования ПНГ, то в настоящее время около 65 % (44 млрд куб. м) всего попутного нефтяного газа в России добывается в Западной Сибири. Крупнейшим регионом по этому показателю здесь является ХМАО — 37 млрд куб. м (или около 55 % добычи ПНГ по стране в целом). Кроме того, значительные объемы попутного газа приходятся на Ямало-Ненецкий автономный округ (7,5 млрд куб. м) и Томскую область (1,4 млрд куб. м). Поскольку цифра эта дается с учетом газа, который сжигается в факелах, действительные объемы доступного ШФЛУ, по оценкам независимых наблюдателей, могут быть существенно больше.

ХМАО — второй по объемам добычи газа регион в России, где добывается 37 млрд куб. м ПНГ. Поскольку цифра эта дается с учетом газа, который сжигается в факелах, действительные объемы доступного ШФЛУ, по оценкам независимых наблюдателей, могут быть существенно больше. Отличительной особенностью газодобывающего комплекса ХМАО является то, что практически весь извлекаемый из недр газ — попутный нефтяной. В связи с падением добычи нефти в ХМАО последние годы наблюдается некоторое снижение добычи ПНГ. Объем эффективного использования попутного нефтяного газа составил в 2011 году около 32,1 млрд куб. м. Последние годы в ХМАО этот показатель постепенно увеличивался, что стало возможным благодаря проведению мероприятий, осуществляемых недропользователями в рамках реализации программ по использованию попутного нефтяного газа. Лидером среди российских регионов по утилизации ПНГ является Приволжский федеральный округ.

Согласно планам крупнейших нефтяных компаний, на реализацию проектов утилизации ПНГ до 2015 года будет потрачено около 300 млрд рублей, что составляет около 6 % суммарных инвестиций в добычу нефти. Такой объем инвестиций позволит снизить показатель сжигания по России в целом до 5 % не ранее 2014–2015 годов. При достижении целевого показателя ежегодный объем сжигания ПНГ может сократиться на 12,4 млрд куб. м — до 3,3 млрд куб м в год. Однако, оценивая динамику добычи нефти в первую очередь за счет месторождений, не располагающих необходимой инфраструктурой для использования и транспортировки ПНГ, и учитывая рост газового фактора, в том числе на нефтяных месторождениях Западной Сибири — крупнейшего нефтедобывающего региона, обеспечивающего около 60 % всей добычи нефти в стране (за шесть лет газовый фактор по РФ увеличился на 9 %, в Западной Сибири — на 11,2 %) эти сроки могут быть отодвинуты.

Методы переработки

Переработка ПНГ начинается с его очистки. Очистка от механических примесей, диоксида углерода и сероводорода проводится для улучшения качества продукта. Сначала ПНГ охлаждается, при этом все примеси конденсируются в башнях, циклонах, электрофильтрах, пенных и прочих аппаратах. Затем проходит процесс осушки, при котором влага поглощается твердыми или жидкими веществами. Данный процесс считается обязательным, так как излишнее количество влаги значительно увеличивает расходы на транспортировку и затрудняет использование конечного продукта.

Среди методов дальнейшей переработки ПНГ можно выделить следующие:

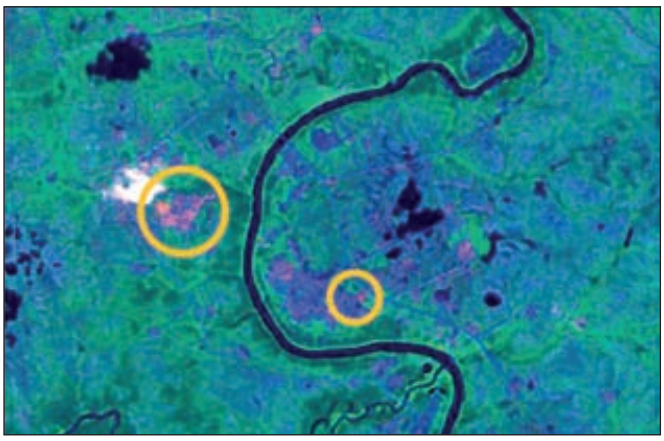
- переработка ПНГ методами нефтехимии,
- малая энергетика на базе ПНГ,
- закачка ПНГ и смесей на его основе в пласт для повышения нефтеотдачи,
- переработка газа в синтетическое топливо (технологии GTL),
- сжижение подготовленного ПНГ.

В России развитие получили пока два направления — переработка ПНГ в сырье для нефтехимии и потребление ПНГ в качестве топлива с целью выработки электроэнергии. Отметим, что ПНГ отличается от природного газа, состоящего на 70–99 % из метана, высоким содержанием тяжелых углеводородов, что и делает его ценным сырьем для нефтехимических производств.

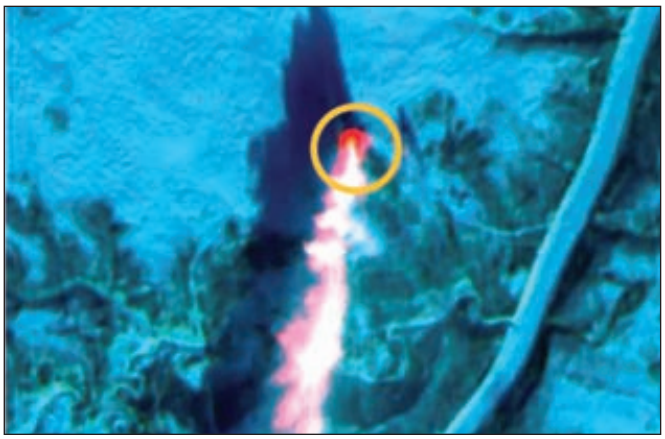
В результате фракционной «нехимической» переработки ПНГ на газоперерабатывающих установках получают «сухой» газ, сходный с природным, и продукт — широкая фракция легких углеводородов (ШФЛУ), являющийся ценным сырьем для нефтехимии. При более глубокой переработке номенклатура продуктов расширяется — газы («сухой» газ, этан), сжиженные газы (СУГ, ПБТ, пропан, бутан и т. д.) и стабильный газовый бензин (СГБ). Все эти продукты находят спрос, как на внутреннем, так и на внешнем рынке.

Малая энергетика

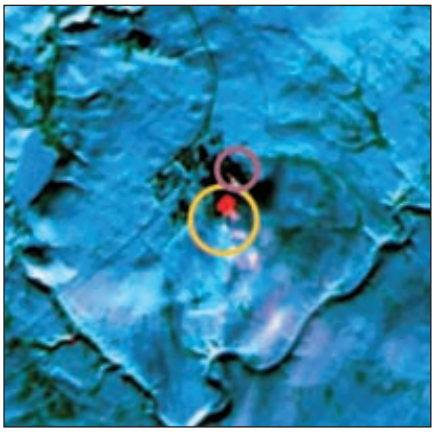
Предложение энергоблоков на базе ПНГ на рынке очень широко. Отечественные и зарубежные компании наладили выпуск установок, как в газотурбинном (ГТУ), так и в поршневом вариантах. Как правило, для большинства конструкций имеется возможность работы на ШФЛУ или ПНГ (определенного состава). Практически всегда предусмотрена утилизация тепла выхлопных газов в систему теплоснабжения промысла,



Харьягинское нефтяное месторождение. Фрагмент снимка SPOT-4. Дата съемки: 24.07.2009. На снимках обнаружено 8 действующих факелов сжигания ПНГ, а также 3 предполагаемых факела малой мощности. Мощные факелы имеют дымовые шлейфы

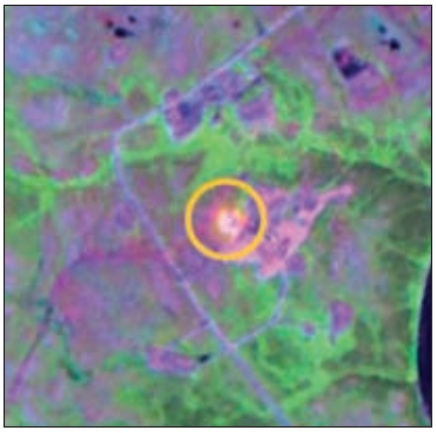


Харьягинское нефтяное месторождение. Факел сильной мощности, имеющий дымовой шлейф. Фрагмент снимка SPOT-4. Дата съемки: 19.02.2010. На снимках обнаружено 15 действующих факелов сжигания ПНГ, а также 3 предполагаемых факела малой мощности



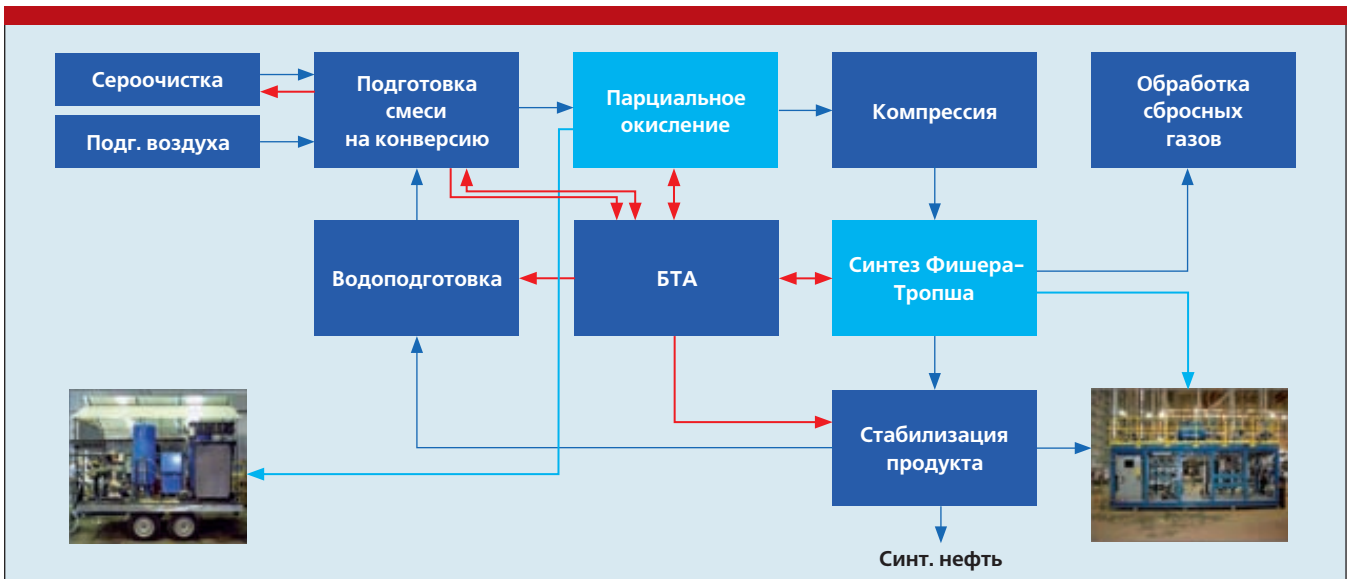
Фрагмент снимка SPOT-4. Дата съемки: 19.02.2010. На снимке 2 факела: большой мощности и малой (факел высокого и малого давления)

Фрагмент снимка SPOT-5. Дата съемки: 24.07.2009. Площадка под факел сжигания и горящий факел (желтый контур)

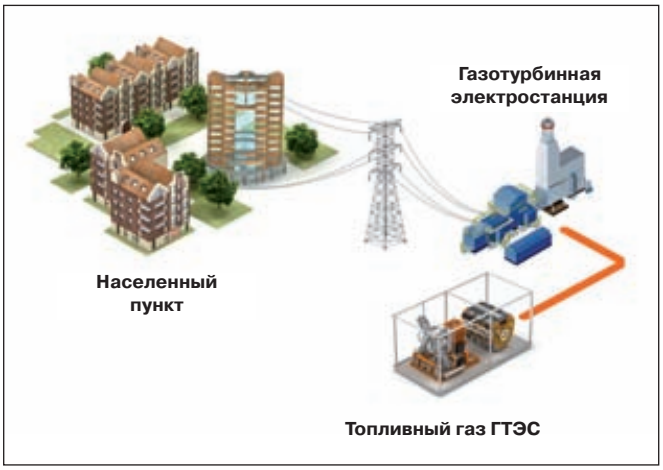


Фрагмент снимка SPOT-4. Дата съемки: 23.06.2011.

Рис. 1. Ключевые технологические решения mini-GTL



■ Ключевые переделы технологии mini-GTL (получения синтез-газа и процесс Фишера-Тропша) отработаны на демонстрационных установках в РФ и Европе



Перспективным способом утилизации ПНГ является использование его для выработки электроэнергии непосредственно на месторождениях с помощью газотурбинных и газопоршневых электростанций

При переработке 20 млрд куб. м ПНГ по технологии GTL может быть получено 10 млн т высококачественных продуктов — синтетической нефти и синтетического моторного топлива

предлагаются варианты самых современных и технологичных парогазовых установок.

Сегодня можно говорить о буме внедрения объектов «малой» энергетики нефтяными компаниями для снижения зависимости от поставок электроэнергии РАО «ЕЭС», упрощения требований к инфраструктуре при освоении новых месторождений, снижения затрат на электроэнергию с одновременной утилизацией ПНГ и ШФЛУ.

В Томской области добывается 1,4 млрд куб. м, в ЯНАО — 7,5 млрд куб. м, в ХМАО — 37 млрд куб. м ПНГ.

Пять газотурбинных электростанций работают на отдаленных месторождениях компании «Сургутнефтегаз», которые вырабатывают до 1,2 млрд кВт×час электроэнергии в год. Активно развивают малую энергетику компании «Лукойл», «Башнефть» и др.

Закачка ПНГ в пласт

ПНГ, в силу своей близости к нефти, представляется оптимальным агентом газового и в особенности водогазового воздействия (ВГВ) на пласт с целью увеличения нефтеотдачи. При этом увеличение нефтеизвлечения по сравнению с заводнением пласта необработанной водой зависит от конкретных условий. Разработчики технологии ВГВ считают, что наряду с утилизацией ПНГ дополнительная добыча нефти составляет 4–9 тыс. т в год нефти на 1 участок. Активно внедряются методы повышения нефтеотдачи с использованием ПНГ компанией «Башнефть».

Более перспективными считаются технологии, сочетающие закачку ПНГ с переработкой. При этом из пласта извлекается нефть вместе с растворенным и попутным газами, из газа отделяется конденсат, и часть осушенного газа сжигается на электростанции для получения электроэнергии и выхлопных газов, которые закачиваются («сайклинг-процесс») в газоконденсатную шапку. В РФ данный процесс не реализован.

Процесс GTL

Технология GTL при переработке ПНГ только начинает свое распространение. Она основана на процессе преобразования газа (метана) в жидкие углеводороды, источником метана может быть и попутный нефтяной газ. Ожидается, что при дальнейшем развитии и росте цен на топливо она станет рентабельной. Пока GTL-проекты, реализующие технологию Фишера-Тропша, рентабельны только при достаточно больших объемах перерабатываемого сырья (от 1,4–2,0 млрд куб. м в год). Обычно GTL-проект рассчитан на использование метана, но может быть реализован и для углеводородных фракций C_3–C_4 и соответственно применен для переработки ПНГ.

Современный процесс GTL в его углеводородном варианте — трехстадийная технология, использующая каталитические реакции. Сначала метан, составляющий основную часть природного и попутного газа, превращают в реакционно-способную смесь оксида углерода и водорода (синтез-газ). Для этой цели применяют в основном паровой или автотермический риформинг, реже парциальное окисление. Второй этап — синтез углеводородов из CO и H_2 (синтез Фишера-Тропша). На третьей стадии углеводородные продукты доводят до товарного качества, используя гидрокрекинг или гидроизомеризацию.

Текущая стоимость строительства GTL-завода, по оценкам специалистов, составляет 400–500 долларов на тонну продукции и продолжает снижаться. Опыт эксплуатации коммерческих предприятий GTL-FT имеется, но он ограничен жаркой либо умеренной климатической зоной. Поэтому реализованные

Таблица 1. Состав ПНГ различных месторождений Западной Сибири

Месторождение	Состав газа, % масс.								
	CH_4	C_2H_6	C_3H_8	i-C_4H_{10}	n-C_4H_{10}	i-C_5H_{12}	n-C_5H_{12}	CO_2	N_2
Самотлорское	60,64	4,13	13,05	4,04	8,6	2,52	2,65	0,59	1,48
Варьеганское	59,33	8,31	13,51	4,05	6,65	2,2	1,8	0,69	1,51
Аганское	46,94	6,89	17,37	4,47	10,84	3,36	3,88	0,5	1,53
Советское	51,89	5,29	15,57	5,02	10,33	2,99	3,26	1,02	1,53

проекты не могут быть без изменений перенесены в Россию, например, в район ХМАО. Учитывая отсутствие у компаний опыта эксплуатации установок GTL-FT в жестких климатических условиях, изменение и доработка проектов могут потребовать значительного времени и, возможно, проведения дополнительных исследовательских работ.

По мнению экспертов, синтетическая нефть, производимая по технологии GTL, может претендовать на более высокую стоимость по сравнению с сортом Brent. Синтез Фишера-Тропша используют в промышленности для получения жидких моторных топлив и парафинов, однако в большинстве стран он считается экономически невыгодным. По экономическим причинам в настоящее время больший интерес представляет производство не моторных топлив, а промежуточных продуктов для химической промышленности, так как в недалеком будущем получение низкокипящих олефинов как основного продукта ФТ-синтеза может оказаться конкурентоспособным по сравнению с производством этих олефинов из нефти.

Из ПНГ Западной Сибири (65 % российских объемов ПНГ) с учетом роста газового фактора к 2015 году можно будет получить более 6 млн т ШФЛУ.

Важной проблемой при производстве синтетического топлива является также повышенное потребление воды — от 5 до 7 галлонов на каждый галлон полученного топлива. В синтетической нефти отсутствуют сера и ароматические соединения, что обеспечивает более легкий способ дальнейшей нефтепереработки и получение на стадии нефтеперерабатывающих процессов продуктов с меньшими капитальными затратами.

Мини-GTL

Сегодня главы нефтяных регионов и нефтяных компаний проявляют повышенный интерес к мини-установкам по утилизации ПНГ, в том числе и к установкам GTL. Компактные установки по переработке ПНГ в синтетическую нефть там, где крупные инвестиции в газовую инфраструктуру не выходят на уровень рентабельности весьма заманчивое решение. В России достаточно много углеводородного сырья, которое не может быть востребовано по причине отсутствия специальной газотранспортной инфраструктуры.

ООО «Газохим Техно» совместно с РГУ нефти и газа им. Губкина, ИОХ РАН им. Н.Д. Зелинского, ФГУП НЦ НАМИ, а также с учеными Британии и США разработана технология производства синтез-газа методом парциального окисления воздухом различного углеводородного сырья, в том числе и ПНГ. Авторы утверждают, что получаемый синтез-газ имеет оптимальное соотношение для синтеза Фишера-Тропша (H_2//CO = 1,9–2,1), в процессе не используется вода и кислород, капитальные затраты по сравнению с паровым риформингом ниже на 40 %, а эксплуатационные расходы — на 30 %.

Соглашение о создании совместного предприятия на основе данной технологии было подписано с ОАО «НК Роснефть» еще в 3 квартале 2011 года. В начале 2012 года «Роснефть» озвучила планы по реализации первого в России GTL-проекта на Новокуйбышевском НПЗ (ввод в эксплуатацию в 2014 году). А недавно было объявлено, что к 2015 году компания построит установку GTL на Ангарской НХК. Несколько лет назад GTL-проект предлагалось реализовать на Каменном месторождении для ТНК-ВР и несколько проектов для «Газпромнефти». Однако ни один проект пока не реализован. Что касается подачи синтетической нефти в трубу, то есть сведения об отрицательном заключении по этому вопросу экспертов «Транснефти».

Предриформинг

Еще один процесс, который очень активно применяется в США и Канаде, — предриформинг. В России он практически не используется, кроме некоторых крупнотоннажных химических производств. Его можно назвать еще процессом химического метанирования попутного газа, то есть ПНГ превращается в метан. Из 1000 куб. м ПНГ получается примерно 1200 куб. м метана. Этот газ можно подавать в трубу, технология гораздо более дешевая, чем выделение ШФЛУ с последующей передачей отбензиненного газа, но что с точки зрения глубокой переработки она более варварская, так как не используются ценные фракции — этан, пропан, бутан, пентан и др.

Криогенная переработка ПНГ

Для сжижения природного газа, основанного на криогенной технологии, могут применяться как крупнотоннажные установки 10–40 тонн в час с высоким (более 90 %) коэффициентом ожижения перерабатываемого газа, так и установки малой производительности до 1 тонны в час. Получение сжиженного газа (метана) из ПНГ требует его предварительной подготовки.

Согласно данным «ЛенНИИхиммаша», наиболее рентабельны креогенные установки производительностью от 500 млн куб. м в год до 3,0 млрд куб. м по перерабатываемому газу. Для установок малой производительности возможны следующие способы сжижения:

Российские нефтекомпании нарастили почти в три раза объем инвестиций в проекты утилизации ПНГ — с 18 млрд рублей в 2012 году, до 50 млрд рублей в 2013 году

- применение однопоточного холодильного цикла при переработке малых расходов исходного газа (коэффициент ожижения 0,95);
- применение детандерного цикла:
  - а) замкнутого с коэффициентом ожижения 0,7–0,8;
  - б) разомкнутого с коэффициентом ожижения 0,08–0,12.

При содержании в газе этана более 3,5 % об. и наличии его потребителей целесообразно получение в качестве товарного продукта этановой фракции. Это значительно снижает удельные эксплуатационные затраты.

Оргвыводы

К сожалению и сегодня, несмотря на обязательное оснащение нефтяных месторождений приборами учета сжигаемого ПНГ, получить достоверную полную информацию как об объемах добычи ПНГ, так и об объемах его сжигания затруднительно.

В настоящее время практически все вертикально-интегрированные нефтяные компании разработали и реализуют программы по повышению уровня утилизации ПНГ. Однако рассмотрение и согласование проектной документации на разработку новых месторождений углеводородного сырья с учетом требований по объемам утилизации ПНГ, должно носить обязательный характер и утверждаться в нормативном акте соответствующего ведомства.

В мире существует большой опыт по вопросу использования ПНГ, что обеспечивает практически полное использование попутного газа. Этот опыт может и должен быть применен на предприятиях нефтедобывающего комплекса Российской Федерации. ■