Денисламов И.З., Файрушин Е.В.

Применение попутного нефтяного газа в качестве энергоносителя на нефтяном промысле

Уфимский государственный нефтяной университет
(Россия, Уфа)

doi: 10.18411/sr-10-04-2019-76

idsp: sciencerussia-10-04-2019-76

Аннотация

Проблема использования попутного нефтяного газа (ПНГ), извлекаемого в процессе нефтедобычи, в последнее время приобрела большую актуальность в связи с введением ряда нормативных документов, ужесточающих требования к утилизации ПНГ и предусматривающих увеличение выплат за сверхлимитное загрязнение окружающей среды в 4,5 раза и более. В статье рассмотрены варианты эффективного применения попутного нефтяного газа на примере Арланского месторождения Республики Башкортостан.

Ключевые слова: попутный нефтяной газ, факельное сжигание, газонефтехимия, переработка, сепарация, утилизация, месторождение.

Начиная с 2007 года, правительством России была поставлена задача, направленная на уменьшение объемов факельного сжигания и на увеличение доли его переработки на отечественных газонефтехимических предприятиях до 95%. Переработка попутного газа позволяет получить продукцию, необходимую в отечественной промышленности, такую как полимеры, а в быту - от одежды до оконных переплетов [1]. Рациональное использование ПНГ может обеспечить повышение экономической и экологической эффективности нефтяного сектора, развитие газонефтехимии, а также осуществление государственных задач в сфере повышения энергоэффективности и импортозамещения.

Наиболее распространенные способы применения ПНГ, альтернативные сжиганию в факелах, это:

- закачка ПНГ в нефтеносные пласты для повышения нефтеотдачи или для возможного сохранения его как ресурса на будущее;
- использование ПНГ в энергетической промышленности в качестве экологически чистого топлива с высокой калорийностью.
- переработка ПНГ с получением СОГ, подаваемого в систему магистральных трубопроводов, ШФЛУ, газового бензина и сжиженного газа для бытовых нужд. ШФЛУ является сырьём для производства каучуков, пластмасс, компонентов высокооктановых бензинов и др.

Рассмотрим эффективность применения попутного нефтяного газа на примере Арланского месторождений, находящегося в Республике Башкортостан.

Попутные газы, растворенные в нефти терригенной толщи нефтеносного комплекса Арланского месторождения – являются жирными газами, содержащими легкие бензиновые фракции. Попутные газы состоят из негорючей части, представленной, в основном, азотом и горючей углеводородной части.

Горючая часть попутных газов состоит из метана, этана, пропана, бутана и пентана + высшие, из них преобладают метан, этан и пропан. В газах Вятской и Николо-Березовской площадей преобладающими являются этан и пропан, а на Арланской и Новохазинской площадях метан и пропан. В попутных газах наряду с азотом содержится гелий и аргон. На Вятской площади в составе попутного газа обнаружен сероводород. Содержание его в среднем равно 0,15% (21 г на 100 м³).

Объем попутно добываемого газа, поступающего на УПН «Ташкиново» составляет 26,7 тыс.м3/сут, при этом в летний период расходуется 16,7 тыс.м3/сут газа, в зимний – 22,8 тыс.м3/сут, оставшийся газ сжигается на факеле (летом – 10 тыс.м3/сут, зимой – 3,9 тыс.м3/сут).

В НСП «Шушнур» газ, выделившийся в технологическом процессе, в количестве 85,5 тыс.м3/сут направляется на собственные нужды – в летний период в количестве 56,6 тыс.м3/сут, в зимний – 67,5 тыс.м3/сут, оставшийся газ сжигается на факеле (летом – 28,9 тыс.м3/сут, зимой – 18 тыс.м3/сут).

В НСП «Кереметово» поступает попутный нефтяной газ в объеме 62,8 тыс.м3/сут. В летний период на собственные нужды направляется в количестве 60,6 тыс.м3/сут, в зимний период – 80,5 тыс.м3/сут, оставшийся газ в летний период сжигается на факеле (2,2 тыс.м3/сут), в зимний период производится закупка недостающего объема газа – 17,7 тыс.м3/сут.

Суммарный объем добываемого попутного нефтяного газа составляет – 175,0 тыс.м3/сут, в летний период направляется на собственные нужды – 134 тыс.м3/сут, в зимний период – 153,1 тыс.м3/сут попутного нефтяного газа и 17,7 тыс.м3/сут закупаемого природного газа [2].

Рисунок 1. Уровень использования попутного нефтяного газа Арланского месторождения в летний период

Рисунок 2. Уровень использования попутного нефтяного газа Арланского месторождения в зимний период

Уровень использования попутного нефтяного газа Арланского месторождения в летний период составляет 76 %, в зимний – 87 %.

Для повышения уровня использования попутного нефтяного газа рассмотрим вариант строительства газотурбинной электростанции (ГТЭ) в районе НСП «Шушнур». Для реализации данного решения необходимо строительство газопроводов от УПН «Ташкиново» до НСП «Шушнур» длиной 23 км, от НСП «Шушнур» до НСП «Кереметово» длиной 25 км.

Реализация строительства предлагаемых газопроводов позволит перераспределить баланс поступающего и потребляемого попутного нефтяного газа на технологических

объектах системы сбора Арланского месторождения и позволит обеспечить необходимый объем газа в НСП «Кереметово».

Нами предлагается использовать сжигаемый на факеле попутный нефтяной газ (ПНГ) для выработки электроэнергии. Предлагается газотурбинная электростанция (ГТЭС) на базе четырех газотурбинных двигателей. При существующих объемах ПНГ необходимо установить четыре газотурбинных двигателя. Мощность на выходном валу турбины 2000 кВт при расходе газа 711 н.м³/час. Турбина может работать как на газе с различным компонентным составом и содержащим сероводород до 5%. Благодаря своей нетребовательности к углеводородному составу газотурбинные установки могут применяться на любом месторождении без применения каких-либо дополнительных устройств и газоподготовки. ГТУ обеспечивают выработку электроэнергии, при этом отработанные газы направляются для нагрева теплоносителя, циркулирующего в системе. Предлагаемые ГТУ имеют большой межремонтный период. Срок эксплуатации для ГТУ - 15-20 лет.

Организация транспорта попутного нефтяного газа в НСП «Шушнур» и использования его для выработки собственной электроэнергии на ГТЭС позволяет окупить инвестиции на строительство электростанции.

Для увеличению использования попутного нефтяного газа с оптимизацией необходимо провести дополнительный ряд мероприятий по реконструкции системы сбора Арланского нефтяного месторождения: строительство газопровода отвода от газопровода УПН «Ташкиново» - НСП «Шушнур» до котельной производственной базы «Арлан» длиной 0,3 км., строительство ПБТ-1,6 на УПН "Ташкиново" для нагрева воды, ППТ-0,2Г для обогрева на УПС "Зиминка", техпервооружение котельной производственной базы "Арлан" и "Хазино" для использования в качестве топлива ПНГ взамен покупного природного газа.

Электроснабжение промысла можно осуществлять с помощью электростанций Cummins и Perkins суммарной мощностью около 1,5 МВт, обогрев помещений в которых происходит за счет блочно-тепловых подогревателей воды ПБТ-1,6, где попутный нефтяной газ используется в качестве топлива. Принципиальная схема такого обогрева представлена на рис. 3.

Попутный нефтяной газ так же может применяться для питания микротурбины Capstone C-60, обеспечивающей дополнительно 60 кВт мощности, а также для перевода обогрева жилых, бытовых, административных помещений на водяное отопление за счет нагрева теплоносителя (вода) в ПБТ-1,6 (1,2,3), высвобождая порядка 300 кВт мощности.

Применение микрогазотурбинных электроагрегатов (МГТЭА), работающих на горючем газе (природный, пропан, бутан, попутный нефтяной, биогаз) или на жидком топливе (дизельное, керосин), является одним из современных способов местного получения энергии. КПД таких турбин достигает 35 %, что выше значений дизельных и газопоршневых машин.

Также к достоинствам следует отнести малые эксплуатационные затраты, высокую надежность, значительный ресурс, простоту конструкции, компактность, экологичность.

Рисунок 3. Принципиальная схема обогрева бытовых помещений

Так, микротурбины фирмы Capstone (США) могут работать на газе, содержащем до 5 % сероводорода. При установке непосредственно на скважине МГТЭА могут использовать газ затрубного пространства для выработки электроэнергии.

Турбины работают в автоматическом режиме без постоянного присутствия обслуживающего персонала [5].

Поскольку добыча попутного нефтяного газа зависит от газовой насыщенности извлекаемой на дневную поверхность технологической жидкости, то в качестве резервного источника питания могут быть использованы дизельные электростанции или централизованная линия электропередач, которые будут обеспечивать электроэнергией ответственных потребителей в периоды, когда извлечение попутного углеводородного сырья минимально.

Вывод Установка микротурбин Capstone С-60 и перевод объектов на водяное отопление за счет нагрева теплоносителя в ПБТ-1,6 позволяют решить две задачи: рационально использовать ПНГ для производства электроэнергии; обеспечить экономию порядка 300 кВт·ч электроэнергии. Все вышесказанное позволяет сделать вывод о возможности использования попутного нефтяного газа для повышения энергоэффективности процессов добычи и подготовки нефти. Кроме того, применение микротурбин, работающих на попутном газе непосредственно на скважинах, обеспечивает создание автономного комплекса добычи нефти и газа. При значительных

объемах добываемого газа для энергообеспечения технологических установок нефтепромыслов целесообразно использование турбинных агрегатов.

1. Абдрахимов Ю.Р., Закирова З.А., Басирова А.Х.. Методы диагностирования магистральных трубопроводов // Безопасность труда в промышленности. 2014. № 4. С. 46-49
 2. Баймухаметов К.С. Месторождения нефти и газа, Паспорт №86. Уфа: ООО «БашНИПИнефть», 2001.
 3. Кирюшин П.А., Книжников А.Ю. Аналитический доклад об экономических и экологических издержках сжигания попутного нефтяного газа в России. М.: WWF, 2017. С. 90.
 4. Книжников А.Ю., Пусенкова Н.Н. Проблемы и перспективы использования ПНГ в России и мире//Ежегодный обзор, Всемирный фонд дикой природы (WWF) России — ИМЭМО РАН, 2018. – 28 с
 5. Коршак А.А. Основы нефтегазового дела. Уфа: ООО «ДизайнПолиграфСервис», 2015. С. 284.
-