

На рисунке 2 показано, что для всех концентраций асфальтенов в толуоле зависимость интенсивности рассеяния света от количества добавленного *n*-гептана аппроксимируется линейными функциями (достоверность аппроксимации $\chi^2 \geq 0,9$), точка пересечения которых и является параметром «onset» исследуемых концентраций асфальтенов. Необходимо отметить, что для прозрачных растворов (концентрации 0,05 г/л и 0,15 г/л) интенсивность рассеяния уменьшается при увеличении количества *n*-гептана до порогового значения, в то время как для поглощающих свет растворов (концентрации 0,4 г/л и 0,625 г/л) интенсивность рассеяния света прямо пропорционально растет с увеличением количества осадителя до порогового значения. Это связано с тем, что в случае с прозрачными растворами интенсивность уменьшается из-за увеличения доли *n*-гептана, интенсивность рассеяния которого меньше, чем у чистого толуола. Во втором же случае интенсивность растет из-за увеличения прозрачности раствора. При увеличении количества *n*-гептана выше порогового наблюдается резкий рост интенсивности рассеяния света, что указывает на переход частиц из молекулярно-диспергированного состояния в коллоидное, причем скорость роста интенсивности рассеяния увеличивается с увеличением концентрации асфальтенов в толуоле (рис.2). Полученные данные еще раз подтверждают возможность использования метода ФКС для определения параметра «onset» асфальтенов.

На рисунке 3 представлена зависимость точки «onset» асфальтенов от их концентрации в толуоле.

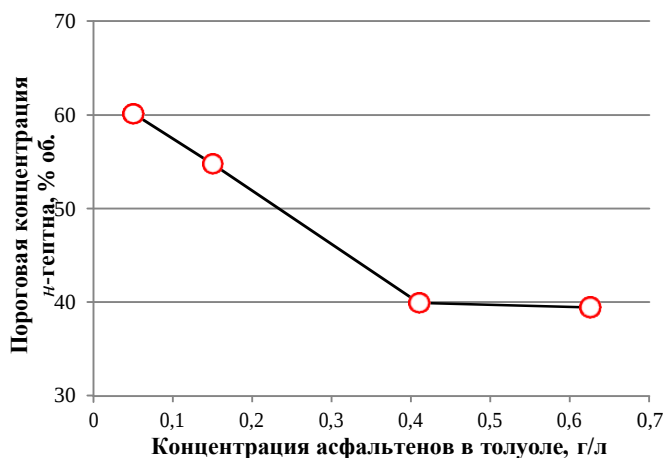


Рис.3 Зависимость пороговой концентрации *n*-гептана от концентрации асфальтенов в толуоле

Из рисунка 3 видно, что параметр «onset» асфальтенов уменьшается с увеличением концентрации асфальтенов до значения 0,4 г/л, после чего стабилизируется на уровне 40 % *n*-гептана. Выявленную зависимость можно использовать при моделировании процессов транспортировки высоковязкой нефти и ее переработки.

Литература

1. Gorshkov A.M., Shishmina L.V., Roslyak A.T. New method for the onset point determination of the petroleum asphaltene aggregation // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2014. – Vol. 21: XVIII International Scientific Symposium in Honor of Academician M. A. Usov: Problems of Geology and Subsurface Development. – Tomsk, 2014. – 012027, 6 p.
2. Буря Е.Г. Исследование процессов агрегации асфальтенов в углеводородных системах: На правах рукописи. Дис. на соискание ученой степени канд. тех. наук. – Москва, 2001г. – 109 с.
3. Горшков А.М., Кхань Ву Зуи. Сравнительный анализ возможностей оптических методов в изучении начала агрегации нефтяных асфальтенов // Проблемы геологии и освоения недр: Труды XVIII Международного симпозиума студ., аспирантов и молодых ученых. – Томск, 2014. – Т.2. – С. 74 – 76.

ВНЕДРЕНИЕ МИКРОТУРБИННЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ КАК АЛЬТЕРНАТИВА ПЕРЕРАБОТКИ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА В ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЮ

А. В. Казаку, А. В. Гоголев

Научный руководитель доцент В.Н. Арбузов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время нефтяные компании ведут активную программу по утилизации попутного нефтяного газа (ПНГ), применяя газовые поршневые электростанции (ГПЭС) и газовые турбинные электростанции (ГТЭС) для переработки газа в электроэнергию. Однако строительство газовых электростанций не всегда экономически выгодно в связи с большой стоимостью реализации проектов, достаточно дорогим обслуживанием и ремонтом, и зачастую компания может нести убытки. К тому же использование в качестве топлива для ГПЭС и ГТЭС попутного нефтяного газа без предварительной подготовки невозможно, а процессы по его подготовке весьма дорогостоящие.

Одной из альтернатив по переработке ПНГ является использование комплектных микротурбинных электростанций и газотурбинных установок малой мощности, которые способны работать на ПНГ различного компонентного состава и без специальной системы газоподготовки.

Применение микротурбинных электростанций для энергообеспечения промыслов и утилизации попутного газа способствует решению задачи повышения доли полезного использования ПНГ и позволяет снизить энергоёмкость нефтедобычи, сократить энергозатраты нефтяной компании за счёт использования практически «бросового» топлива, а также за счёт простоты и низкой стоимости сервисного обслуживания оборудования.

Одной из компаний, специализирующихся в области построения и эксплуатации энергетических систем, является БПЦ Инжиниринг. За время своего существования, компания реализовала более 200 проектов по автономному энергоснабжению на основе современных газовых турбин. В числе заказчиков проектов крупнейшие нефтегазовые российские компании, такие как «Газпром», «Роснефть», «Татнефть» и другие [4].

Освоение новых месторождений невозможно без соответствующей инфраструктуры. Важнейшим элементом инфраструктуры обустраиваемых месторождений является система энергообеспечения. В связи тем, что большая часть разрабатываемых новых месторождений расположена на значительном удалении от обустроенных территорий, их энергообеспечение за счет строительства линий электропередач практически невозможно. Наиболее распространенный способ энергоснабжения новых месторождений – это дизель-генераторы, как правило, устаревших конструкций, ненадежные, неэффективные, требующие непрерывного обслуживания и частых продолжительных ремонтов, а главное – завоза и хранения дорогого топлива. Попытки использовать газопоршневые генераторы для выработки электроэнергии из имеющегося на месте попутного газа, часто заканчиваются неудачей, в связи жесткими требованиями газопоршневой техники к подготовке попутного газа и ограничениями по его компонентному составу.

Энергоцентры БПЦ Инжиниринг способны работать с попутным газом без серьезной подготовки – практически с сепаратора после механической очистки. Широкий диапазон мощностей – от 15–100 кВт до 2–10 МВт – дает возможность устанавливать генераторы требуемой мощности в непосредственной близости к потребителям энергии и источнику газа: не требуются сбор и транспортировка газа. Энергоцентры выполняются в полярных климатических укрытиях, полностью автономны, долговечны, надежны и исключительно просты в обслуживании [3].

В удаленных районах добычи нефти и газа газотурбинные установки и микротурбины компании БПЦ Инжиниринг могут служить в качестве основного источника электроэнергии, потребляя в качестве топлива газ, который иначе бы сжигался.

Основной технической особенностью данных микротурбинных установок является возможность их работы без предварительной газоочистки, связанной с изменением компонентного состава, на различных видах топлива, в том числе агрессивных видах газа с практически любой теплотворной способностью. Допускается использование высокосернистого газа, при этом применение агрессивного ПНГ не наносит вреда двигателю вследствие условно низких температур. Для сравнения, газопоршневые установки могут работать на газе с содержанием сероводорода не более 0,1 %. Также микротурбины способны работать на топливе с содержанием метана от 25 % без риска повреждения двигателя и каких-либо ограничений по максимальной мощности.

Стоит также заметить, что использование принципа двойного инвертирования вместо механической связи с нагрузкой обеспечивает высокую устойчивость микротурбин к нагрузке и оптимальный расход топлива.

Конструкция микротурбинного двигателя предельно проста и включает всего одну движущуюся деталь – вал ротора, на котором соответственно расположены электрический генератор, компрессор и сама турбина. Использование специального подшипника, за счёт которого вал ротора генератора фактически удерживается на воздушной подушке, исключает механическое трение. Данное конструкторское решение позволило отказаться от использования масла и обеспечило рекордную скорость вращения вала до 96 тыс. об/мин. Генератор охлаждается набегающим потоком воздуха, что также исключает необходимость обеспечения жидкостного охлаждения системы.

Применение рекуператора (воздуховоздушного теплообменника) в конструкции микротурбины двигателя обеспечивает высокий для турбогенераторов электрический коэффициент полезного действия (КПД) – до 35%, что сопоставимо с КПД газопоршневых двигателей при эксплуатации в промышленных условиях [1].

Сервисное обслуживание микротурбин производится каждые 8000 моточасов. В течение первых двух, трёх лет сервис включает в себя визуальный осмотр, диагностику и замену воздушных фильтров, инжекторов, термопар и свечей зажигания. В среднем продолжительность работ занимает около 1,5 часа для каждой турбины. Дополнительные работы, связанные с заменой регламентных запчастей, проводятся через каждые 20 тыс. моточасов, на выполнение данных операций требуется несколько часов. Через 60 тыс. моточасов производится диагностика и замена горячей части двигателя микротурбины. Все работы, связанные с ремонтом, выполняются непосредственно на месте эксплуатации без использования специального подъёмного оборудования.

Микротурбины не требуют круглосуточного наблюдения, поэтому контроль их работы на объектах осуществляется одним или двумя специалистами.

Микротурбинные электростанции имеют широкий опыт применения. Одной из первых компаний, внедривших микротурбинные установки, стала ОАО «Татнефть». В 2007 году на Онбйском месторождении для утилизации ПНГ была установлена одна микротурбина Capstone C30, а затем ещё две Capstone 800. На данном объекте ПНГ без специальной газоподготовки поступает в турбины непосредственно с сепаратора после удаления капельной влаги и механических примесей. За счёт использования практически «бросового» топлива себестоимость электроэнергии на момент реализации проекта составила порядка 1,7 руб./кВт·ч. Энергоцентр

подобной мощности способен утилизировать порядка 2 млн. м³ попутного газа в год. После результата внедрения ОАО «Татнефть» продолжила вводить в эксплуатацию микротурбинные установки и на других месторождениях.

В ОАО «Лукойл» микротурбинные установки используются уже на более, чем 15 месторождениях. Ежегодная экономия компании с учётом платежей за сверхлимитные выбросы составила более 2 млн. руб.

В настоящее время микротурбинные электростанции применяются для утилизации ПНГ на удалённых месторождениях ОАО «Лукойл» и других компаний.

Производство данных энергоцентров осуществляется в г. Тутаев, Ярославской области. Для потребителей доступны электростанции различной мощности от 15 до 2000 кВт в различных вариантах исполнения, а именно: в капотном и блочно-контейнерном. Сервисный контракт с гарантией предоставляется на 9 лет [2].

Применение микротурбинных электростанций для переработки попутного нефтяного газа – это направление, которое будет быстрыми темпами расширяться и выходить на новые уровни, в связи со спецификой освоения новых труднодоступных месторождений.

Целесообразность решения, очевидна, так как микротурбинные комплексы имеют ряд преимуществ:

- низкая себестоимость электрической и тепловой энергии;
- повышение экологичности производства;
- быстрая окупаемость;
- оптимизация энергозатрат;
- снижение издержек нефтедобычи;
- повышение энергоэффективности в нефтегазовой отрасли.

Литература

1. Егоров И.С. Современное оборудование для подготовки и утилизации ПНГ как способ снижения энергозатрат на добычу нефти / Инженерная практика, 2015. – №3.
2. Семёнов Е.Б., Лучин П.С. Микротурбинный вектор нефтегазовой отрасли / Industry, 2014. – №4.
3. Сердюкова А.А. Микротурбинные электроцентры для утилизации ПНГ на объектах ОАО АНК «Башнефть» / Химическая техника, 2014. – №3.
4. Сердюкова А.А., Парфенова О.Е. Энергоэффективные технологии утилизации ПНГ / Традиционная энергетика, 2010. – №10.

ТЕХНОЛОГИЯ И УСТРОЙСТВО ДЛЯ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ ГИДРОУДАРНЫМ ВОЗДЕЙСТВИЕМ НА ПЕРФОРАЦИОННЫЕ ОТВЕРСТИЯ И ПРИСКВАЖИННУЮ ЗОНУ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА

А.И. Каменюка, А.П. Аладьев

Научный руководитель доцент М.В. Омелянюк

Армавирский механико-технологический институт (филиал) ФГБОУ ВПО Кубанский государственный технологический университет, г. Краснодар, Россия

В настоящее время ряд крупнейших нефтяных, газовых месторождений в России находятся на завершающей стадии разработки, которая характеризуется низкими пластовыми давлениями, активным обводнением эксплуатационных скважин, снижением дебита добывающих и приемистости нагнетальных скважин. Уменьшение продуктивности скважин связано с постепенным снижением пластового давления, с ухудшением пористости и проницаемости пород прискважинной зоны пласта и фильтров вследствие закупорки пор в результате механического, химического и биологического кольматажа [2].

Был выполнен анализ существующих технологий раскольматации нефтяных и гидрогеологических скважин, использующих колебательные эффекты затопленных высоконапорных струй жидкости. Многие из них имеют ряд недостатков, которые накладывают ограничения на область их применения: невысокая успешность; громоздкость технологии; недостаточно полно разработанные теоретические основы проектирования процессов и т.д. [1–3].

Опираясь на результаты проведенного анализа, была поставлена задача повышения эффективности освоения и эксплуатации добывающих скважин за счет обработки прискважинной зоны пласта с применением гидроударного и кавитационного воздействия. Для решения поставленной задачи были проведены аналитические, экспериментальные и натурные скважинные исследования.

В результате разработаны технология и устройство для интенсификации добычи нефти гидроударным воздействием на перфорационные отверстия и прискважинную зону продуктивного пласта. Принципиальная схема реализации разработанной технологии представлена на рисунке 1.