

переводника для ликвидации малых и средних поглощениях при бурении скважин в компоновке с винтовым забойным двигателем (ВЗД) и забойной телеметрической системой. Работы выполнялись на скважинах 335 и 204s2 Речицкая. Используемые КЛП диаметром 120 мм были оснащены ловильной секцией, способной вместить шары на 4 попытки активации-деактивации.

На скважине 335 Речицкая суммарное время использования КЛП составило 82,5 ч. Осуществлен 1 цикл активации и деактивации КЛП из 4 возможных. Применение КЛП позволило снизить приемистость ствола скважины и продолжить углубление до проектной глубины без смены КНБК. Таким образом, время строительства скважины было сокращено на 14,77 час (2 СПО).

На скважине 204s2 Речицкая общее время использования КЛП составило 194,17 ч (за 2 рейса). Было осуществлено 4 цикла активации и 3 деактивации КЛП из 4 возможных. Причиной отсутствия деактивации в 4-ом цикле открытия-закрытия КЛП-120 стало наличие кольматанта (резиновой крошки) в ловильной корзине, что не позволило шарам активации и деактивации попасть в корзину. Применение КЛП позволило сократить время строительства скважины на 57,48 час (3 СПО).

Благодаря положительным результатам испытаний КЛП на скважинах Речицкого месторождения решено осуществить массовое внедрение данного оборудования на объектах РУП «Производственное объединение «Белоруснефть».

УДК 621.43

## **ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПИКОВОРЕЗЕРВНЫХ ЭНЕРГОИСТОЧНИКОВ В РЕЖИМЕ РАБОТЫ БЕЛАЭС**

**Нагорнов В. Н.**, к.э.н., доцент,

доцент каф. «Экономика и организация энергетики»

Тымуль Е. И., ст. преподаватель каф. «Экономика и организация энергетики» Белорусский национальный технический университет  
г. Минск, Республика Беларусь

Использование мощностей Белорусской атомной электростанции для покрытия базовой нагрузки потребует создание резервирующих

мощностей. Для резервирования мощности энергосистемы в случае аварийного останова блока АЭС можно использовать пиково-резервные энергоисточники (далее – ПРЭИ). Для обеспечения надежного резервирования энергосистема должна располагать такой мощностью аварийного резерва, которая позволит в течение нескольких минут восполнить дефицит мощности в энергосистеме при остановке блока АЭС.

В качестве такого резерва может рассматриваться либо вращающийся резерв мощности, когда существующее оборудование электростанций работает с частичной нагрузкой. В случае аварийной ситуации оно будет догружено до номинальной мощности, тем самым восполняя возникший дефицит мощности. Но, с одной стороны, баланс мощностей энергосистемы складывается таким образом, что в нем не находится места для оборудования, работающего с частичными нагрузками, а, с другой стороны, скорость набора нагрузки таким оборудованием не удовлетворяет требованиям энергосистемы к данному параметру.

Необходимо отметить, что в энергосистеме предусматривается использование в качестве вращающегося резерва оборудования, обладающего наиболее высокими маневренными характеристиками – блоков парогазовых установок (ПГУ). Мощность вращающегося резерва при этом составит порядка 400 МВт.

Таким образом, основными источниками резервной мощности должны стать три новых проектируемых энергоисточника суммарной установленной мощностью примерно 800 МВт, с установкой на них высокоманевренного энергетического оборудования – газотурбинных установок (ГТУ) либо газопоршневых агрегатов (ГПА), которое обеспечивает время полного набора нагрузки с момента пуска не превышающее 15 минут.

Кроме резервирования для проектируемых энергоисточников в виду их высоких маневренных характеристик предусматривается функция покрытия пиковых нагрузок. Энергоисточники будут ежедневно пускаться в часы максимума графика электрических нагрузок. Число часов работы в пиковом режиме за год составит около 700, т.е. в среднем за день энергоисточник отработает 2 часа.

Необходимо отметить, что экономичность их работы в случае установки ГТУ будет такой же, как и на блоках К-300-240 Лукомльской ГРЭС, а при установке ГПА – примерно на 20% выше.

Одним из преимуществ газопоршневого двигателя можно считать относительную дешевизну капитального ремонта, который может составлять 30-35% от первоначальной стоимости самого силового агрегата, а не всей электростанции, так как при капремонте осуществляется замена поршневой группы. Также стоит отметить, что проведение ремонта газопоршневых установок может проводиться на месте, так как не требует сложного диагностического оборудования[1].

При использовании мощных газопоршневых агрегатов в режиме постоянной работы, замена масла не требуется в связи с тем, что масло полностью вырабатывается. Поэтому, на ГПА осуществляют долив масла. Подобные режимы эксплуатации предусмотрены особой конструкцией мощных газопоршневых двигателей и рекомендованы заводом изготовителем. Но как отмечают компании – производители масел, работа в пиково-резервном режиме приводит к ухудшению качества масла, не смотря малое число часов работы агрегата.

Потребление масла 13-тью ГПА МАГМ 51/60G при числе часов использования 700 составят примерно 85000 литров, что при стоимости масла 2,5 доллара за литр, дает годовые затраты на его приобретение в 210 тыс. долларов. Затраты на масло для пиково-резервной станции такой же мощности, оснащенной ГТУ, составят 4 тысячи долларов.

Так как моторное масло все же выгорает, поршневые агрегаты имеют более высокий уровень вредных выбросов в атмосферу, нежели газотурбинные установки. Экологическими преимуществами ГТУ также можно считать отсутствие использования свечей зажигания, масляных фильтров, охлаждающих жидкостей и наборов высоковольтных проводов.

Одним из факторов, влияющих на выбор, является транспортировка агрегатов к месту установки. И ГТУ в этом отношении предпочтительнее. Вес промышленной ГТУ 6В не превышает 96 тонн. А ГТУ LM6000 (двигатель без генератора) весит всего 8,2 тонны и может транспортироваться обычным автотранспортом. Вес ГПА мощностью 18 МВт превышает 350 тонн, и его доставка от завода изготовителя до площадки строительства представляет серьезную проблему. По некоторым оценкам стоимость доставки может составлять от 5 до 15% от стоимости оборудования.

Основными критериями, на основании которых должен осуществляться выбор типа энергетических установок для пиково-резервных источников, являются капитальные затраты в их строительство и эксплуатационные расходы в процессе жизненного цикла.

При увеличении числа часов использования установленной мощности и неизменном количестве пусков эффективно применение ГПА, как установок, имеющих наибольший КПД. Увеличение числа пусков при одновременном увеличении числа часов работы делает более эффективным использование ПГУ типа LM6000 и ГПА.

При сокращении числа часов использования установленной мощности и количества пусков (работа в резерве) эффективным становится использование промышленных ГТУ.

#### **Список литературы**

1. Мутугуллина, И.А. Сравнительный анализ газопоршневой и газотурбинной установок в контексте решения проблем энергосбережения / И.А. Мутугуллина // Вестник Казанского технологического университета. – 2014. – № 12 (17). – С. 373-375.

УДК 552.577

### **ПЕРСПЕКТИВА ИСПОЛЬЗОВАНИЯ РЕЗЕРВОВ ТОРФА**

**Поликарпова Н. Н.**, к.т.н., доцент каф. «Горные работы»  
Белорусский национальный технический университет  
г. Минск, Республика Беларусь

Торф – осадочная рыхлая горная порода с высоким содержанием воды (86-94% в естественном состоянии), образующаяся в результате биохимических процессов из отлагающихся на поверхности болот растительных остатков. Торф традиционно используется комплексно как топливо (максимальная теплота сгорания – 24 МДж/кг), удобрение, теплоизоляционный материал, источник различных органических соединений (около 100 тыс). Из торфа получают метиловый и этиловый спирт, фенол, воск, парафин, молочную, уксусную и щавелевую кислоты, аммиак, гербициды и др. Препараты гуминовых кислот, извлекаемых из торфа, используются как стимуляторы роста растений. Волокна пушицы, которые входят в