Таблица 1 - Технико-экономические показатели различных видов ГибЭС

Тип ГибЭС / Параметр	Без дожигания топлива	С дожиганием топлива	С дополнительным подводом топлива	С ПГУ
КПД ТЭ,%	56			
КПД утилизационной части,%	7,5	10,1	37	51,36
КПД ГибЭС,%	56,4	57	70,3	82,5
Т перед газовой турбиной	663	674	1256	1256
Мощность ГибЭС,%	100			
Мощность ТЭ,%	95,9	94,5	74,1	67,7
Мощность ГТУ/ПГУ,%	4,1	5,5	25,9	32,3

Определение стоимости строительства ГибЭС вычислялось в единицах стоимости, отнесенных к 1 кВт мощности ГибЭС. В основу расчетов была положена стоимость ГибЭС, соответствующая базовой структуре, которая принята за 1.

Таблица 2 – Удельная стоимость ГибЭС,$/кВт

Тип ГибЭС / Распределение стоимости	ТОТЭ	ГибЭС без КС	ГибЭС с КС	ГибЭС с дополнительным подводом топлива	ГибЭС с УК и паровой турбиной
Всего	3500	4284	4345	4524	5278
Относительная стоимость	1	1,22	1,24	1,29	1,50

Анализ результатов технико-экономических параметров различных типов ГибЭС

представленных в таблице 1 позволяет сделать следующие выводы:

ГибЭС без дожигания топлива и с дожиганием топлива оказывается практически равноценными, поскольку разница в КПД мощностей как основной, так и утилизационной частей лежат в диапазоне 1-1,5%.

Мощность утилизационной части в ГибЭС без дожигания и с дожиганием топлива составляет всего лишь 4-6% общей мощности ГибЭС, а потому, учитывая стоимости основной и утилизационной части в таких установках, использование утилизационной части не целесообразно.

Использование утилизационной части, в виде ГТУ или ПГУ становится целесообразным по мере повышения температуры рабочего тела перед газовой турбиной, то есть сжиганием дополнительного топлива. Из расчётов следует, что при умеренных температурах перед газовой турбиной, примерно 1256°С, КПД возрастает соответственно на 10-20%, а мощность утилизационной части достигает 25-33%.

Список литературы

1. Тихова, М. Е. Математическая модель твердооксидного топливного элемента / М.Е. Тихова, А.А. Малыхин // Современные наукоемкие технологии. – 2013. № 8.4.1. – С. 133-134.

БУРЕНИЕ СКВАЖИНЫ ПИЛЬТУН-АСТОХСКОГО НЕФТЕГАЗОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Ломакина Н.С., Хамраев Р.Ш.

Комсомольский-на-Амуре Государственный Технический Университет, Комсомольск-на-Амуре, Россия

Самоподъемная плавучая буровая установка (СПБУ) «Сахалинская», намечаемая к использованию на скважинах Пильтун-Астохского (ПА) нефтегазового месторождения ПА-17 и ПА-18, использовалась ранее для бурения скважины ПА-16 (проект Сахалин-2) в 1998 году. С конструктивно-технической точки зрения СПБУ является типовой платформой класса «Jack Up», которые в мировой практике применяются для поисково-разведочного бурения на континентальном шельфе с глубинами до 120 м. В своем классе СПБУ соответствует всем требованиям по безопасности бурения.

Проектные глубины бурения разведочных скважин составляют: 2332 м - для ПА-17 и 3332 м - для ПА-18. Общее время этапа бурения с отбором керна и каротажем двух скважин составляет 60 суток. Бурение будет осуществляться комплектом бурового оборудования, установленного на СПБУ и позволяющего бурить скважины глубиной до 6500 м. На СПБУ имеется также комплект цементировочного оборудования, комплект оборудования для проведения геофизических работ, комплект оборудования для приготовления и обработки бурового раствора, комплект противовыбросового оборудования и комплект оборудования для проведения работ по испытанию скважины.

По завершению бурения скважины и проведения ликвидационных работ проводится демонтажные работы, подъем опор СПБУ и уход с точки. Перед демонтажем СПБУ с точки бурения с целью оценки состояния устья ликвидированной скважины также выполняется водолазное обследование морского дна вокруг устья скважины.

Планируемый график работ по проекту Пильтун-Астохского (ПА) нефтегазового месторождения предоставлен в таблице 1.

Таблица 1- Продолжительность бурения скважин ПА-17 и ПА-18

Наименование операции	Продолжительность, сутки
Перегон СПБУ с базы на точку бурения	6
Бурение скважины ПА-18	36
Испытание скважины ПА-18	16
Ликвидация скважины ПА-18	2
Перегон СПБУ со скважины ПА-18 на скважину ПА-17	2
Бурение скважины ПА-17	28
Испытание скважины ПА-17	12
Ликвидация скважины ПА-17	2
Перегон СПБУ с точки бурения на точку отстоя	6
Итого:	110

Техническими проектами на строительство разведочных скважин ПА-17, ПА-18 предусмотрено применение буровых растворов на водной основе с низкой степенью токсичности.

На первой стадии бурения при проходке глубины на интервале 64 - 144 м под направление (водоотделяющую колонну) в качестве бурового раствора будет применяться морская вода с периодической прокачкой по стволу скважины пачки вязкого бентонитового раствора. Бурение этого интервала будет осуществляться с выносом шлама на дно моря.

При бурении на глубину в интервале 144 - 832 м будет применяться буровой раствор на основе морской воды с добавками предварительно гидратированного геля.

При бурении последующих интервалов (832 - 2332 м для ПА-17; 832 -2482 м и 2482 - 3332 м для ПА-18) будет применяться буровой раствор на основе ингибированной морской воды с добавками предварительно гидратированного геля.

МЕТОДИКА ИССЛЕДОВАНИЯ ДИНАМИКИ РОТОРНЫХ СИСТЕМ НА БЕСКОНТАКТНЫХ ОПОРАХ

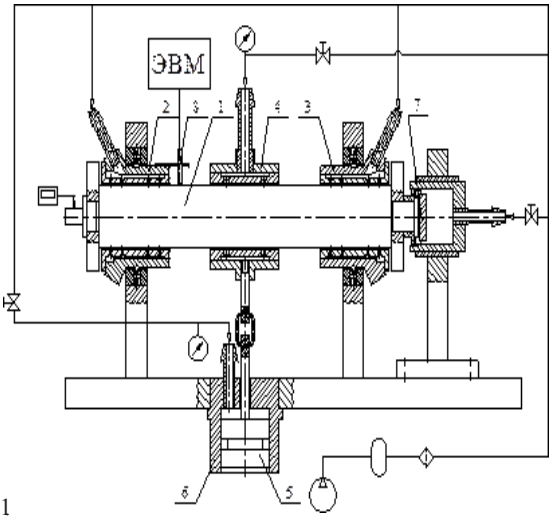
Малунова Д.В., Медведовская Ю.В.

Комсомольский-на-Амуре государственный технический университет, Комсомольск-на-Амуре, Россия

Современный уровень развития машиностроения предъявляет высокие требования к точности изготовления роторных систем, что обуславливается необходимостью получения высокой частоты вращения роторов. Для достижения высоких скоростей вращения перспективным представляется установка роторов на бесконтактные опоры, и, в частности, – газостатические [1].

Известно, что с ростом скорости вращения ротора увеличивается и уровень его вибрации, усложняются динамические процессы в системе. Поэтому для проектирования и использования узлов с газовыми опорами необходимо определять не только статические, но и динамические характеристики системы «ротор-подшипник».

Наиболее достоверные данные получаются на основе проведения экспериментальных исследований. С этой целью разработана конструкция экспериментального стенда, которая представлена на рисунке



1

1 – вал; 2,3 – опорные газостатические подшипники; 4 – нагрузочный подшипник; 5,6 – устройство, создающее радиальную нагрузку; 7 – турбина; 8 – датчик, регистрирующий перемещения вала

Рисунок 1 – Экспериментальный стенд для исследования характеристик газостатического подшипника

Опорами вала служат два газостатических подшипника 2, 3, которые имеют два сдвоенных ряда питателей. С помощью поршня 5 и подшипника 4 на вал создаётся радиальная нагрузка. Приводом служит малоразмерная турбина 7. От компрессора сжатый воздух подается к воздушным опорам вала, нагрузочному подшипнику, нагрузочному устройству и к турбине. Колебания ротора регистрирует индукционный датчик 8.

В ходе экспериментов варьировались следующие параметры: давление надува газа в опоры, частота вращения вала, статическая нагрузка, уровень дисбаланса вала и средний радиальный зазор газовой опоры.

Известно, что при работе ротора на газостатических подшипниках его ось подвижна (траекторию оси называют кривой подвижного равновесия). Смещение ротора относительно оси симметрии газостатических опор в результате действия сил тяжести и других внешних сил при вращении обуславливает появление центробежной силы инерции. Кроме этого в газовом зазоре опоры возникают и газодинамические силы, источником которых является изменение радиального зазора в газовом слое [2].