

Расчет коэффициента готовности КС магистральных газопроводов с использованием метода Монте-Карло

М. М. Любомирский, Др. Райнер Курц – компания Solar Turbines

In brief

Calculation of Gas Pipeline Compressor Station Availability Factors Using the Monte Carlo Simulation Method.

In this paper, a typical transcontinental pipeline with multiple compressor stations is evaluated. The determination of the exact hydraulic behavior of the pipeline is part of the modeling effort. Site ambient conditions with a significant swing in ambient temperatures are considered. The use of Monte Carlo Simulations to determine pipeline availability will be demonstrated. Monte Carlo simulation is basically a sampling experience to estimate the distribution of an outcome variable that depends on several probabilistic input variables.

Окончание статьи. Начало в №3, 2016 г.

Первоначально в данной работе предполагалось рассмотреть два варианта наиболее часто встречающихся конфигураций расположения турбоагрегатов на компрессорной станции:

- а) 2+1 – два рабочих, один резервный;
- б) 3+1 – три рабочих, один резервный.

Но во время подготовки статьи и после общения с ведущими компаниями, работающими в системе магистральных газопроводов, было решено добавить еще одну конфигурацию: в) 3+0 – три рабочих агрегата, без резерва. Это было обусловлено тем, что современные турбокомпрессорные установки имеют очень высокий коэффициент надежности, поэтому эффект отсутствия резервного агрегата представлял определенный интерес.

Для варианта с двумя рабочими турбоагрегатами использовались турбины единичной мощностью 32 МВт, а для варианта с тремя рабочими машинами – мощностью по 23 МВт. При этом каждый вариант обеспечивал требуемую производительность в любое время года.

В качестве примера использовался типичный магистральный газопровод общей протяженностью 1000 км. Он включает 7 компрессорных станций, находящихся на расстоянии 150 км друг от друга. Диаметр трубы – 48 дюймов. Проектная пропускная способность трубопровода составляет 30 млрд м³ в год, максимальное рабочее давление равно 9,81 МПа (табл. 6, 7). Гидравлическая схема газопровода дана на рис. 6.

Схемы работы КС в зависимости от климатических условий

При сравнении разных вариантов компоновки компрессорных станций особенно важно оценить все сезонные условия. Для проведения ТЭО рассматриваемого трубопровода были привлечены различные проектные организации, которые выдали разные заключения. В одном случае учитывались только летние условия, и был сделан вывод, что турбины большей мощности являются предпочтительным вариантом. В другом случае, где использо-

Табл. 6. Технические параметры газопровода

Наименование параметра	Значение
Удельная плотность газа	0,5689
Уравнение потока	Стандартное, по Colebrook
Уравнение состояния	BWRS (Бенедикта – Вебба – Рубина)
Диаметр трубы, дюймы (см)	48 (123)
Длина, км	1000
Стандарт проектирования	ANSI B31.8
Максимально допустимое рабочее давление (МАОР), МПа	9,81
Материал труб	API 5L X80
Шероховатость внутренней поверхности труб, мм	0,01
Входное давление трубопровода, МПа	7,0
Минимальное рабочее давление трубопровода, МПа	4,5
Общая теплопередача газопровода, ккал/ч-м ² -°C	1,07
Температура почвы, °C	13 – в летний период, 6 – в среднем по году
Глубина залегания, м	1

Табл. 7. Технические параметры компрессорной станции

Наименование параметра	Значение
Количество КС	7
Степень сжатия	1,45
Изоэнтропический КПД компрессора, %	80...86
Термодинамический КПД газовой турбины (ISO), %	40...41
Падение давления на входном/выходном коллекторе, кПа	50
Падение давления за блоком охлаждения, кПа	80
Температура окружающего воздуха на площадке (среднегодовая, за исключением летнего периода), °C	8
Температура окружающего воздуха на площадке (только летний период), °C	30
Температура газа на выходе из блока охлаждения, °C	40 – в летний период, 20 – в остальное время года
Высота площадок над уровнем моря, м	500
Годовая пропускная способность газопровода, млрд м ³	30
Дневная пропускная способность, млн м ³	86

вались среднегодовые температуры, было выдано обратное заключение.

Причиной этого является тот факт, что во все периоды, кроме летнего, один из рабочих турбокомпрессоров меньшей мощности находился в режиме резерва. Из-за низкой температуры окружающей среды располагаемая мощность оставшихся двух установок была достаточна для достижения 100 %-й производительности благодаря высокой эффективности компрессора при широком диапазоне расходов. Это не соответствовало варианту *a* (на основе того же выше приведенного объяснения), и обе установки мощностью по 32 МВт должны были работать при глубокой частичной нагрузке со значительно пониженным КПД турбины.

Это объясняется тем фактом, что при таком варианте оставшийся нагнетатель при том же напоре должен удвоить свою производительность при переходе из режима 2+1 в режим 1+2, а это невозможно в силу аэродинамических характеристик даже самых современных нагнетателей для магистральных газопроводов.

Нужно отметить, что применение схемы 2+2 в качестве рабочего режима для вариантов *b* и *в* дало дополнительные преимущества. Содержание двух турбокомпрессоров в режиме резервирования дает возможность проводить плановое техническое обслуживание в холодное время года.

Это означало, что готовность системы с большим количеством турбин меньшей мощности (варианты *b* и *в*) становится выше по сравнению с вариантом *a*, особенно в летний период.

На *рис. 7* и *рис. 8* даны схема конфигурации КС и кривые изменения технических параметров при различной конфигурации КС. Варианты расположения неработающих установок представлены на *рис. 9*.

Техническое обслуживание и ремонт

Другим преимуществом эксплуатации только 2 из 4 установок в течение значительного периода в году (т.е. 9 из 12 месяцев) являются более продолжительные интервалы между капитальными ремонтами. На основе ниже приведенных расчетов общее количество часов для каждой турбокомпрессорной установки в год было сокращено с 7008 до 4927, что и дало возможность продлить время между ремонтами. При безаварийной работе установок по схеме 3+1 в летний период и 2+2 в холодное время года ежегодная наработка каждой из них составит 4927,5 часа.

Это определяется следующим образом (на основе 8760 операционных часов в год):



Рис. 6. Гидравлическая схема газопровода

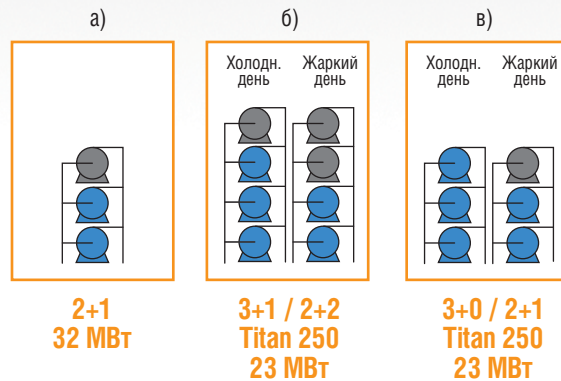
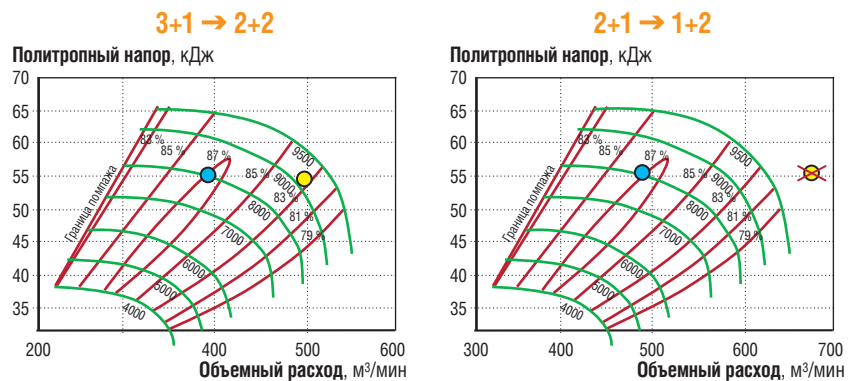


Рис. 7. Схема конфигураций компрессорной станции



8760 x 0,25 (3 месяца) = 2190 x 3 работающие установки = 6570 / 4 установки = 1642,5 ч;
8760 x 0,75 (9 месяцев) = 6570 x 2 работающие установки = 13140 / 4 установки = 3285 ч;
(1642,5 + 3285 = 4927,5 всего часов на установку / год).

Рис. 8. Кривые изменения технических параметров компрессоров при различных конфигурациях КС



Рис. 9. Варианты расположения неработающих установок

Табл. 8. а) Расчет коэффициента готовности, 2+1, теплый сезон
Производительность – млн м³/сут; частота – количество дней за сезон

Количество неработающих установок		Номер компрессорной станции						
		1	2	3	4	5	6	7
0	Производительность				86,0			
	Частота				49,3			
1	Производительность	86,0	86,0	86,0	86,0	86,0	86,0	86,0
	Частота	5,27	5,76	5,28	5,49	5,17	5,70	5,24
2	Производительность	60,50	70,00	70,23	70,60	71,20	72,80	80,00
	Частота	0,08	0,10	0,19	0,16	0,11	0,10	0,17
1+1 на двух соседних КС		1 и 2	2 и 3	3 и 4	4 и 5	5 и 6	6 и 7	
	Производительность	86,0	86,0	86,0	86,0	86,0	86,0	
	Частота	0,70	0,70	0,55	0,63	0,60	0,71	
Средняя производительность		85,86						
Номинальная производительность		86,0						
Коэффициент готовности		0,9984						

б) Расчет коэффициента готовности, 2+1, холодный сезон

Количество неработающих установок		Номер компрессорной станции						
		1	2	3	4	5	6	7
0	Производительность				86,0			
	Частота				146,29			
1	Производительность	86,0	86,0	86,0	86,0	86,0	86,0	86,0
	Частота	0,29	0,36	0,29	0,36	0,29	0,36	0,36
2	Производительность	64,8	71,4	74,2	74,7	75,3	76,8	84,1
	Частота	0,25	0,30	0,57	0,46	0,33	0,30	0,52
1+1 на двух соседних КС		1 и 2	2 и 3	3 и 4	4 и 5	5 и 6	6 и 7	
	Производительность	86,0	86,0	86,0	86,0	86,0	86,0	
	Частота	2,08	2,08	1,65	1,86	1,78	2,11	
Средняя производительность		85,89						
Номинальная производительность		86,0						
Коэффициент готовности		0,9988						

в) Расчет коэффициента готовности, 3+1, теплый сезон

Количество неработающих установок		Номер компрессорной станции						
		1	2	3	4	5	6	7
0	Производительность				86,0			
	Частота				40,36			
1	Производительность	86,0	86,0	86,0	86,0	86,0	86,0	86,0
	Частота	6,37	6,41	6,38	6,66	6,69	7,00	6,39
2	Производительность	83,20	81,40	81,70	82,20	82,80	84,20	86,00
	Частота	0,19	0,17	0,23	0,19	0,25	0,22	0,29
1+1 на двух соседних КС		1 и 2	2 и 3	3 и 4	4 и 5	5 и 6	6 и 7	
	Производительность	86,0	86,0	86,0	86,0	86,0	86,0	
	Частота	0,73	0,66	0,66	0,75	0,75	0,65	
Средняя производительность		85,95						
Номинальная производительность		86,0						
Коэффициент готовности		0,9995						

Если мы рассчитываем, что четыре установки будут находиться в рабочем режиме и одна – в резервном на протяжении всего года, то количество рабочих часов составит: 760 x 3 работающие установки = 26280 / 4 установки = 6570 часов на установку в год.

Нужно обратить внимание, что все установки работают одинаковое количество часов для более легкого расчета. Однако заказчик может эксплуатировать ведущие машины до достижения ими установленной наработки между капитальными ремонтами, чтобы необходимость проведения ремонта на всех двигателях не возникла в одно и то же время. Это поможет распределить расходы на ремонт на весь 30-летний цикл.

Если немного заглянуть вперед, можно обнаружить дополнительные преимущества данного варианта. При нормальной круглогодичной эксплуатации с тремя установками в рабочем режиме каждый турбокомпрессор будет иметь 6570 x 30 лет = 197100 требуемых часов работы. А если рассмотреть схему 2+2 в течение 9 месяцев, то общее количество требуемых часов работы будет сокращено до 147825 ч. При современных турбинных технологиях является закономерным то обстоятельство, что срок службы может достигать 150...170 тыс. часов.

Таким образом, на протяжении всего срока службы данного газопровода (30 лет) не будет необходимости покупать новые двигатели. Один только этот фактор положительно влияет на экономические показатели проекта.

Расчет коэффициента готовности КС по методу Монте-Карло

В соответствии с описанной выше методологией Монте-Карло был рассчитан коэффициент готовности КС газопровода для каждой конфигурации компрессорной станции и для каждого сезона (табл. 8 а, б, в, г, д, е).

Ниже приведены годовые коэффициенты готовности КС газопровода для различных конфигураций компрессорных станций:

- а) 2+1 – 0,9987
- б) 3+1 и 2+2 – 0,9999
- в) 3+0 и 2+1 – 0,9942

Из табл. видно, что наиболее высокий коэффициент готовности КС достигается при конфигурации 3+1. Прежде всего, это обусловлено тем, что значительную часть года станция работает с двумя резервными турбоагрегатами. Однако наиболее неожиданным результатом этого примера является достаточно высокий коэффициент готовности для схемы без резервного агрегата.

За счет того же фактора, что и для вышеупомянутой конфигурации, коэффициент готовности при схеме 3+0 оказался достаточно высоким – более 99 %.

Интересно сравнить коэффициенты готовности, рассчитанные по методу Монте-Карло, с другим способом расчета – по теории вероятности:

	Монте-Карло	Теория вероятности
а) 2+1	– 0,9987	0,9830
б) 3+1 и 2+2	– 0,9999	0,9747
в) 3+0 и 2+1	– 0,9942	0,8719

Так, используя этот метод, можно прийти к заключению, что конфигурация станций газопровода 2+1 имеет высокую степень готовности. Однако благодаря методу Монте-Карло мы узнаем, что наивысшей степенью готовности обладает схема 3+1. Также очевидны преимущества схемы 3+0, которая теперь может быть реально включена в одну из предполагаемых схем расположения турбоагрегатов КС.

Выбор схемы эксплуатации КС и технико-экономическое обоснование проекта

Используя результаты расчетов коэффициента готовности КС газопровода, теперь можно определить наиболее выгодный вариант компоновки станций. Зная номинальную производительность газопровода и соответствующий коэффициент готовности по каждой компоновке станций, нетрудно вычислить среднюю производительность по каждой схеме.

Затем нужно подсчитать средние потенциальные потери производительности, а также возможные штрафы из-за нарушения договорных соглашений между газотранспортной компанией и ее клиентами. Сравнение затрат по капитальным вложениям, эксплуатационным расходам и возможным штрафам позволит выбрать оптимальный вариант компоновки компрессорных станций магистрального газопровода. Выбор оптимальной компоновки КС газопровода показан в *табл. 9*.

Заключение

Одно из ключевых различий в рассматриваемых схемах компоновки КС магистрального газопровода обусловлено большим диапазоном температуры окружающей среды в данном случае. Это позволяет отключить одну установку меньшей мощности на значительный период времени, в то время как схема 2+1 с установками большей мощности не позволяет отключить одну из них, поскольку оставшаяся ГТУ не может достичь нужной производительности (см. *рис. 7*).

г) Расчет коэффициента готовности, 2+2, холодный сезон

Количество неработающих установок		Номер компрессорной станции						
		1	2	3	4	5	6	7
0	Производительность				86,0			
	Частота				119,78			
1	Производительность	86,0	86,0	86,0	86,0	86,0	86,0	86,0
	Частота	18,89	19,03	18,92	19,77	19,85	20,78	18,97
2	Производительность	86,0	86,0	86,0	86,0	86,0	86,0	86,0
	Частота	0,57	0,49	0,68	0,57	0,74	0,66	0,87
1+1 на двух соседних КС		1 и 2	2 и 3	3 и 4	4 и 5	5 и 6	6 и 7	
	Производительность	86,0	86,0	86,0	86,0	86,0	86,0	
	Частота	2,16	1,94	1,97	2,22	2,22	1,92	
Средняя производительность		86,0						
Номинальная производительность		86,0						
Коэффициент готовности		1,00						

д) Расчет коэффициента готовности, 3+0, теплый сезон

Количество неработающих установок		Номер компрессорной станции						
		1	2	3	4	5	6	7
0	Производительность				86,0			
	Частота				49,30			
1	Производительность	83,2	81,4	81,7	82,2	82,8	84,2	86,0
	Частота	5,27	5,78	5,28	5,49	5,17	5,70	5,24
2	Производительность	63,5	70,4	70,5	70,9	71,5	73,2	79,7
	Частота	0,08	0,10	0,19	0,16	0,11	0,10	0,17
1+1 на двух соседних КС		1 и 2	2 и 3	3 и 4	4 и 5	5 и 6	6 и 7	
	Производительность	79,5	79,4	79,7	80,2	80,9	81,9	
	Частота	0,70	0,70	0,55	0,63	0,60	0,71	
Средняя производительность		84,41						
Номинальная производительность		86,0						
Коэффициент готовности		0,9815						

е) Расчет коэффициента готовности, 2+1, холодный сезон

Количество неработающих установок		Номер компрессорной станции						
		1	2	3	4	5	6	7
0	Производительность				86,0			
	Частота				146,29			
1	Производительность	86,0	86,0	86,0	86,0	86,0	86,0	86,0
	Частота	15,64	17,09	15,67	16,30	15,34	16,90	15,56
2	Производительность	60,87	70,52	71,05	71,25	71,85	73,7	83,5
	Частота	0,25	0,30	0,57	0,46	0,33	0,30	0,52
1+1 на двух соседних КС		1 и 2	2 и 3	3 и 4	4 и 5	5 и 6	6 и 7	
	Производительность	86,0	86,0	86,0	86,0	86,0	86,0	
	Частота	2,08	2,08	1,65	1,86	1,78	2,11	
Средняя производительность		85,87						
Номинальная производительность		86,0						
Коэффициент готовности		0,9985						

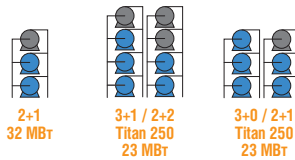


Табл. 9. Выбор оптимальной компоновки КС газопровода

Схема	а	б	в
Готовность системы	0,9987	0,9999	0,9942
Номинальная производительность, млн м ³ /сут	86,00	86,00	86,00
Средняя производительность, млн м ³ /сут	85,89	85,99	85,50
Средняя потенциальная потеря производительности, млн м ³ /сут	0,11	0,01	0,50
Годовая потенциальная потеря производительности, млн м ³ /сут	40	4	175
Потенциальные штрафы за год, \$/год	*	*	*

* Значения определяются исходя из конкретных цен газа, стоимости транспортировки и др.

Табл. 10. Относительный расход топливного газа на КС при различной компоновке

Период	Схема	млн м ³ /сут	%
Теплый сезон	а	2,2500	98,36
	б, в	2,2876	100,00
Холодный сезон	а	1,9405	107,78
	б, в	1,8005	100,00
За год	а	0,737	105,00
	б	0,702	100,00
	в	0,702	100,00

Впоследствии это приводит к следующим факторам, которые влияют на структуру расходов проекта:

1. Потребление топлива будет ниже при схеме 3+1, так как установки меньшей мощности будут работать на уровне, более близком к полной нагрузке (табл. 10).

2. Поскольку одна установка не нужна в варианте с ГТУ меньшей мощности, все работы по техническому обслуживанию могут быть проведены в зимне-весенне-осенний период, что значительно повысит готовность системы трубопровода. На этом этапе необходимо сравнить готовность одной компрессорной станции и готовность всей системы трубопровода.

3. Время между ремонтами будет увеличено, в результате чего сократятся эксплуатационные и капитальные расходы на станцию (благодаря продолжительному сроку службы).

Кроме того, поскольку трубопровод будет расширяться поэтапно, установки меньшей мощности смогут приспосабливаться к его фактическому расширению и устанавливаться по мере необходимости. В дополнение к проектируемым этапам увеличения мощности трубопровода существует большая неопределенность, что этот план будет сохранен, так как газ поступает от разных поставщиков, которые могут изменить ранее принятые обязательства.

Выводы:

- Метод Монте-Карло представляет собой более обоснованный результат по сравнению с традиционными методами расчета коэффициента готовности КС газопровода и выбора схемы эксплуатации компрессорных станций.
- Результаты расчетов методом Монте-Карло помогают определить не только капитальные, но и операционные затраты.
- Детальные расчеты данным методом могут служить базой для определения наиболее выгодного технико-экономического решения по компоновке компрессорных станций магистрального газопровода.
- Газоперекачивающие компрессорные установки современной конструкции, а также широкий диапазон расхода, обеспечивающий высокий КПД, значительно улучшают технико-экономические показатели газотранспортных компаний.

Использованная литература

Kurz R., Brun K., 2000, 'Gas turbine operation – How to build a road map?', Texas Symposium for Turbomachinery in Agriculture and Machine Engineering, Houston, Texas.

Kurz R., Ohanian S., 2003, 'Turbine Machine Simulation in Pipeline Simulations', Bern, Switzerland.

Kurz R., Ohanian S., Lubomirskiy M., 2003, 'Compressor Station Configurations', The American Society of Mechanical Engineers Report no. GT2003-38019.

Ohanian S., Kurz R., 2002, 'Consecutive and Parallel Compressor Station Configurations with Two Units', Trans. American Society of Mechanical Engineers J Gas Turbines and Power, Vol.124, No.4.

Santos S. P., 2004, 'Consecutive or Parallel Compressor Station Configurations?', Pipeline Simulation Group, Palm Springs, CA.

Santos S. P., Bettencourt M. A. S., Vasconcelos L. D., 2006, 'Compressor Availability – Managing its Influence on Pipeline Operations', Proc. International Pipeline Conference, Calgary, Alberta.

Santos S. P., 2008, 'Availability and Risk Analyses; Influence on Setting Pipeline Tariffs', Proc. 7th International Pipeline Conference, Calgary, Alberta.

Santos S. P., 2009, 'Monte Carlo Simulation – the Key to Efficient Pipeline Design', Pipeline Simulation Group, Galveston, Texas.