

2. Lurie M.V. Modeling of Oil Product and Gas Pipeline Transportation. Wiley-VCH Verlag GmbH & Co.KGaA, 2008. – 214 с.
3. Трубопроводный транспорт нефтепродуктов / И. Т. Ишмухаметов [и др.]. – М.: Изд. «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 1999. – 298 с.

СТАТИСТИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПАРАМЕТРОВ РАБОТЫ УСТАНОВКИ СТАБИЛИЗАЦИИ ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА НА ГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

А.Г. Зарубин, О.В. Носова, Е.В. Николаев

Научный руководитель доцент, А.Г. Зарубин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет г. Томск, Россия

Природный газ является основным источником электрической и тепловой энергии в промышленных регионах Республики Саха (Якутия). По некоторым оценкам разведанные запасы газа (2 500 000 000 000 м³) составляют менее 20 % от того, что скрывается в якутских недрах. Поэтому, задача переработки газового конденсата непосредственно в Якутии, попутно добывающегося с природным газом является актуальной [1].

Газовый конденсат, поставляемый бытовым и промышленным потребителям, должен соответствовать современным стандартам. Поэтому, сырой газовый конденсат необходимо стабилизировать. Стабилизация конденсата может быть реализована двумя способами: сепарацией или ректификацией. Последний способ наиболее широко используется, поскольку рационально используется энергия нестабильного конденсата, и полученный стабильный конденсат отличается низким давлением насыщенных паров. Ректификационная стабилизация газового конденсата проводится чаще всего в двух колоннах, поскольку, несмотря на более высокие финансовые затраты, она более надежна в эксплуатации и более проста при управлении процессом [2].

Ректификационная колонна состоит из вертикального цилиндра с контактными устройствами (ситчатыми тарелками) внутри, ребойлера (кипяtilьника) и конденсатора (холодильника). Подбирая число ситчатых тарелок и параметры процесса (температурный режим, давление, соотношение потоков, флегмовое число и др.), можно обеспечить любую требуемую четкость фракционирования нефтяных смесей [3].

Нахождение оптимального режима многомерного по отношению к параметрам технологического процесса возможно при помощи статистического метода анализа главных компонент (Principal component analysis или PCA) [4].

Цель данной работы – выявить зависимость работы установки стабилизации конденсата в пространстве главных компонент на основе исходных параметров и установить оптимальное значение температурного режима ректификационного процесса.

В соответствии с поставленной целью выдвинуты следующие задачи:

с изменением температуры ребойлера в ректификационной колонне зафиксировать параметры выходящего потока газового конденсата;

рассчитать значения первой и второй главной компоненты (PC1 и PC2) по параметрам выходящего потока газового конденсата и построить соответствующую зависимость в координатах PC1–PC2;

выявить функциональную зависимость в координатах PC1–PC2 и определить оптимальное значение температурного режима ректификационного процесса.

Моделирование

В качестве примера, в программном обеспечении ASPEN HYSYS была смоделирована технологическая схема установки комплексной подготовки газа Отряднинского газоконденсатного месторождения (УКПП) с введением установки стабилизации газового конденсата (рис. 1).

ASPEN HYSYS представляет собой инженерно-технологическую расчетную среду, которая может быть использована в нефтяной, газовой и нефтеперерабатывающей промышленности. С помощью ASPEN HYSYS можно создавать адекватные стационарные и динамические модели, предназначенные для проектирования, мониторинга, модернизации производств, усовершенствования схем управления, а также для задач оптимального планирования [5].

Моделирование процесса подготовки нестабильного конденсата позволяет подобрать режимы работы колонн, с целью получения максимального количества товарных продуктов надлежащего качества. В программе ASPEN HYSYS содержится набор заранее подготовленных моделей различных ректификационных колонн. В нашем случае была использована модель ректификационной колонны, содержащей ребойлер и конденсатор. Для начала были заданы входные и выходные потоки колонны. Количество тарелок выбрано 25 штук. Подача сырья осуществляется на 13-ю тарелку. В этой колонне вся флегма возвращается обратно в колонну, поэтому в групповой рамке «конденсатор» задан полный рефлюкс, что соответствует значению флегмового числа равному единице. После задания значений давления и температуры в ребойлере и конденсаторе, были заданы необходимые спецификации. Ректификационная колонна имеет по умолчанию 3 спецификации. Также были заданы температура ребойлера, значение флегмового числа и долю пропана. Давление насыщенных паров (ДНП) у стабильного конденсата было ограничено верхним пределом в 66,7 кПа согласно ОСТ 51.65 [6]. Исходя из указанных условий моделирования, были рассчитаны параметры технологического процесса в зависимости от изменения температуры ребойлера (табл.).

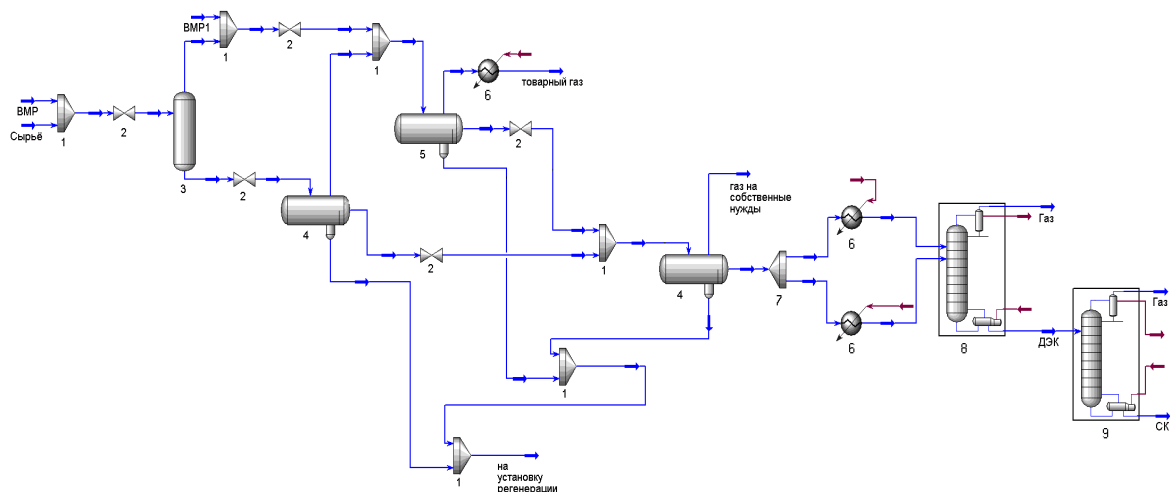


Рис. 1. Модель технологической схемы УКПГ с введением двухколонной схемы стабилизации конденсата
1 – устройства смешивания потоков жидкости; 2 – дроссельные вентили; 3 – первичный сепаратор; 4 – разделители; 5 – низкотемпературный сепаратор; 6 – теплообменники; 7 – устройство разделения потока жидкости; 8 – колонна дезатанизации; 9 – колонна депрессанизации

Таблица

Температура, °С	Параметры технологического процесса										Пространство главных компонент	
	Пропан, массовая доля, %	и-Бутан, массовая доля, %	н-Бутан, массовая доля, %	и-Пентан, массовая доля, %	н-Пентан, массовая доля, %	Гексан+выш., массовая доля, %	Метанол, массовая доля, %	Расход, кг-кмоль/ч	ДНП, кПа	РС1	РС2	
200	0	0	0,0005	0,0642	0,294	0,6045	0,0368	0,4976	45,39	-4,08	-1,86	
199	0	0	0,0005	0,0657	0,2961	0,5983	0,0392	0,5027	46,09	-3,91	-1,69	
198	0	0	0,0006	0,0673	0,2983	0,5921	0,0418	0,508	46,8	-3,72	-1,52	
197	0	0	0,0006	0,0688	0,3003	0,5858	0,0443	0,5134	47,51	-3,54	-1,35	
196	0	0	0,0007	0,0704	0,3023	0,5795	0,047	0,519	48,23	-3,35	-1,18	
195	0	0	0,0008	0,072	0,3043	0,5732	0,0497	0,5247	48,95	-3,17	-1,01	
194	0	0	0,0008	0,0736	0,3062	0,5668	0,0525	0,5307	49,69	-2,98	-0,85	
193	0	0	0,0009	0,0752	0,3081	0,5604	0,0554	0,5367	50,43	-2,79	-0,68	
192	0	0	0,001	0,0768	0,3099	0,5539	0,0583	0,543	51,19	-2,60	-0,52	
191	0	0	0,0012	0,0784	0,3117	0,5474	0,0613	0,5495	51,95	-2,41	-0,36	
190	0	0	0,0013	0,0801	0,3135	0,5408	0,0643	0,5562	52,73	-2,21	-0,20	
189	0	0	0,0015	0,0818	0,3152	0,5342	0,0673	0,5631	53,52	-2,02	-0,04	
188	0	0	0,0017	0,0834	0,3169	0,5275	0,0704	0,5702	54,32	-1,82	0,11	
187	0	0,0001	0,0019	0,0851	0,3186	0,5208	0,0735	0,5775	55,14	-1,61	0,26	
186	0	0,0001	0,0022	0,0868	0,3203	0,514	0,0767	0,5851	55,98	-1,40	0,41	
185	0	0,0001	0,0025	0,0885	0,3219	0,5073	0,0798	0,593	56,83	-1,20	0,56	
184	0	0,0001	0,0029	0,0902	0,3234	0,5004	0,083	0,601	57,71	-1,00	0,71	
183	0	0,0001	0,0034	0,0919	0,3249	0,4936	0,0861	0,6094	58,6	-0,79	0,86	
182	0	0,0001	0,0041	0,0935	0,3263	0,4867	0,0892	0,618	59,56	-0,58	0,99	
181	0	0,0001	0,0049	0,0952	0,3276	0,4799	0,0923	0,6268	60,54	-0,38	1,12	
180	0	0,0002	0,0059	0,0967	0,3288	0,4732	0,0952	0,6357	61,55	-0,16	1,22	
179	0	0,0002	0,0074	0,0984	0,33	0,4654	0,0985	0,6463	62,81	0,08	1,35	
178	0	0,0003	0,009	0,0998	0,3309	0,4588	0,1012	0,6556	63,97	0,29	1,42	
177	0	0,0004	0,0111	0,101	0,3315	0,4524	0,1036	0,6649	65,21	0,50	1,47	
176	0	0,0005	0,0135	0,1021	0,3319	0,4462	0,1058	0,6741	66,53	0,70	1,50	
175	0	0,0006	0,0165	0,103	0,3319	0,4401	0,1078	0,6834	67,96	0,90	1,50	
174	0	0,0008	0,0198	0,1038	0,3318	0,4343	0,1095	0,6926	69,47	1,10	1,47	
173	0	0,001	0,0236	0,1044	0,3314	0,4286	0,111	0,7017	71,07	1,29	1,42	
172	0	0,0013	0,0277	0,1049	0,3307	0,4232	0,1123	0,7108	72,75	1,49	1,32	
171	0	0,0016	0,0321	0,1052	0,3299	0,4178	0,1134	0,7199	74,5	1,69	1,22	
170	0	0,002	0,0367	0,1055	0,3289	0,4125	0,1143	0,7291	76,31	1,89	1,08	
169	0	0,0025	0,0414	0,1057	0,3279	0,4074	0,1152	0,7384	78,19	2,11	0,93	

Температура, °С	Параметры технологического процесса										Пространство главных компонент	
	Пропан, массовая доля, %	и-Бутан, массовая доля, %	н-Бутан, массовая доля, %	и-Пентан, массовая доля, %	н-Пентан, массовая доля, %	Гексан+выш., массовая доля, %	Метанол, массовая доля, %	Расход, кг·кмоль/ч	ДНП, кПа	PC1	PC2	
168	0	0,003	0,0462	0,1059	0,3267	0,4022	0,1159	0,7478	80,11	2,32	0,77	
167	0	0,0037	0,0511	0,106	0,3254	0,3972	0,1166	0,7573	82,09	2,54	0,56	
166	0,0001	0,0045	0,056	0,106	0,3241	0,3921	0,1173	0,7671	84,1	3,03	-0,17	
165	0,0001	0,0054	0,0608	0,106	0,3227	0,3871	0,1178	0,777	86,17	3,27	-0,40	
164	0,0001	0,0065	0,0657	0,106	0,3212	0,3821	0,1184	0,7872	88,28	3,54	-0,67	
163	0,0002	0,0076	0,0704	0,106	0,3197	0,3771	0,1189	0,7976	90,44	4,05	-1,45	
162	0,0002	0,0089	0,0751	0,1059	0,3182	0,3722	0,1194	0,8082	92,65	4,34	-1,75	
161	0,0003	0,0104	0,0797	0,1059	0,3166	0,3672	0,1198	0,819	94,91	4,89	-2,59	
160	0,0005	0,0119	0,0843	0,1058	0,315	0,3622	0,1203	0,8304	97,3	5,70	-3,95	

Результаты и их обсуждение

На основании данных из табл. 1 в программе Excel были рассчитаны значения счетов PC1 и PC2 пространства главных компонент (табл. 1) согласно [7] и построена соответствующая зависимость в координатах PC1–PC2 (рис. 2).

Из рис. 2 видно, что работа установки стабилизации конденсата в пространстве главных компонент PC1–PC2 описывается зависимостью, проходящей через максимум и максимальное значение по PC2 (1,50) соответствует оптимальным значениям температуры ребойлера от 175 до 176 °С.

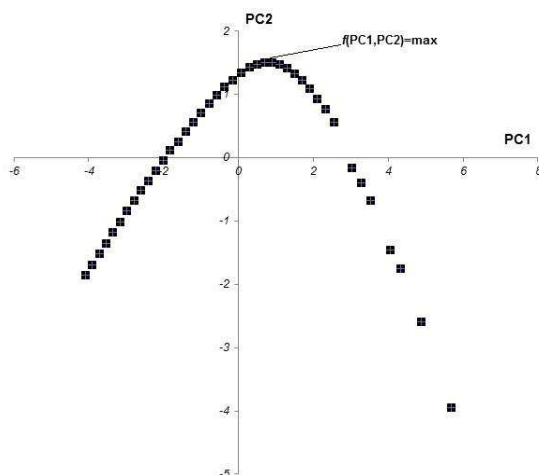


Рис. 2. График счетов: PC1–PC2

Выводы

Таким образом, метод главных компонент применен для понижения размерности многомерного по отношению к параметрам технологического процесса. Установлен оптимальный температурный режим ректификационного процесса из зависимости в координатах пространства главных компонент PC1–PC2.

Литература

1. Ксанф А. Нефтегазовый комплекс: проблемы и перспективы // Направление – Дальний Восток. – 2010. – №6. – Т. 14. – С. 1.
2. Иванов В.Г., Маслов А.С., Кравцов А.В. и др. Повышение эффективности технологии промышленной подготовки газового конденсата // Газовая промышленность. – 2003. – №7. – С. 54-57.
3. Ахметов С.А. Технологии глубокой переработки нефти и газа. – Уфа: Гилем, 2002. – С. 194-204.
4. Deng X., Tian X. Nonlinear process fault pattern recognition using statistics kernel PCA similarity factor // Neurocomputing. – V. 121. – 2013. – P. 298–308.
5. Руководство пользователя, Aspen HYSYS, 2006.
6. ОСТ 51.65-80 Конденсат газовый стабильный. Технические условия. [Электронный ресурс] // Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии: – Режим доступа: <http://protect.gost.ru>.
7. Померанцев А.Л. Хемометрика в Excel: учебное пособие. – Томск: Из-во ТПУ, 2014. – 435 с.