

Публичное акционерное общество «Газпром»  
ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ  
«НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ ПРИРОДНЫХ ГАЗОВ И ГАЗОВЫХ  
ТЕХНОЛОГИЙ – ГАЗПРОМ ВНИИГАЗ»  
(ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)

**ОТЧЕТ О ТЕСТИРОВАНИИ  
ПРОГРАММЫ «МИР ПИА ПРОЦЕСС+»**

Тюмень, 2024 г.

## СОДЕРЖАНИЕ

Содержание .....	2
<b>Введение .....</b>	<b>3</b>
<b>1 Ориентировочный порядок создания моделей в рамках тестирования .....</b>	<b>4</b>
<b>2 Исходные данные .....</b>	<b>6</b>
2.1 Исходные данные для построения модели ГСС.....	6
2.1.1 Участок сети 1.....	9
2.1.2 Участки сети 2, 3 .....	16
2.1.3 Участок сети 4.....	21
2.1.4 Участок сети 5.....	28
2.1.5 Участки сети 6,7 .....	33
2.1.6 Исходные данные для оценки потерь давления по длине трубопровода от производительности .....	38
2.2 Исходные данные для построения модели УКПГ.....	39
<b>3 Представление результатов расчета.....</b>	<b>44</b>
3.1 Результаты расчета модели ГСС.....	44
3.2 Результаты оценки потерь давления по длине трубопровода от производительности ..	51
3.3 Результаты расчета модели УКПГ и УСК .....	54
<b>4 Выводы по результатам тестирования .....</b>	<b>68</b>

## **Введение**

Объектами моделирования являются семь участков газосборной сети одного из действующих месторождений, а также УКПГ с УСК.

Программным продуктом, используемым в качестве эталонного в данном тестировании является Aspen HYSYS (для модели УКПГ с УСК – сравнение результатов расчета дополнительно выполнялось с полученными в AVEVA PRO/II).

Функционал тестируемого программного продукта «МиР ПиА Процесс+» был ограничен необходимым для решения задач, описанных в программе тестирования и описанных в разделе 1.

Версия тестируемого продукта – 4.3.3.

Согласно договора доступ к программному продукту предоставлялся на две недели.

Тестирование программного продукта в среде OS Linux не осуществлялось.

Описываемые в отчете модели ГСС (построенные в HYSYS и «МиР ПиА Процесс+»), а также результаты, полученные в PRO/II) построены производителем программного обеспечения.

## 1 Ориентировочный порядок создания моделей в рамках тестирования

До начала тестирования с производителем программного продукта была согласована программа тестирования, содержащая исходные данные для построения моделей и описание подлежащих моделированию схем ГСС и УКПГ с УСК. Также был определен ориентировочный порядок создания моделей в рамках тестирования.

**Модель ГСС** в рамках тестирования ПО создается в следующем порядке:

- 1) Создают модель сбора по участкам в программном продукте «МиР ПиА Процесс+». Входами участков являются источники с заданными давлением и температурой.
- 2) В модель по участкам вносят характеристики трубопроводов (длину, диаметр, толщину стенки, шероховатость внутренней поверхности, высотные отметки по длине, способ прокладки, температуру окружающей среды).
- 3) Задают общие расходы, начальные давления и температуры по участкам сети сбора.
- 4) Выполняют гидравлический расчет по участкам для временных периодов, охарактеризованных исходными данными.
- 5) Аналогичные расчеты проводят в программном продукте, выбранном в качестве эталонного.
- 6) Результаты, полученные с помощью обоих программных продуктов, сводят в таблицы по форме приложения к программе тестирования.
- 7) Дополнительно выполняется расчет отдельно взятого участка газосборной сети (участок «т.3 – УКПГ 1», описанный в п. 2.1.1) для сочетаний расходов и выходных давлений, приведенных в п.2.1.6. Результаты расчета приводятся по форме таблиц **Ошибка! сточник ссылки не найден.-Ошибка! Источник ссылки не найден..**

**Модель УКПГ с УСК** в рамках тестирования ПО создается в следующем порядке:

- 1) Создают модель УКПГ с УСК в программном продукте «МиР ПиА Процесс+».
- 2) Задают составы исходных потоков, их расходы и термобарические условия согласно исходным данным.
- 3) Задают условия работы и настраивают работу аппаратов согласно исходным данным.
- 4) Проводят технологический расчет.
- 5) Аналогичные расчеты проводят в программном продукте, выбранном в качестве эталонного.

8) Результаты расчета, полученные с помощью обоих программных продуктов, сводят в таблицы по форме приложения к программе тестирования.

## 2 Исходные данные

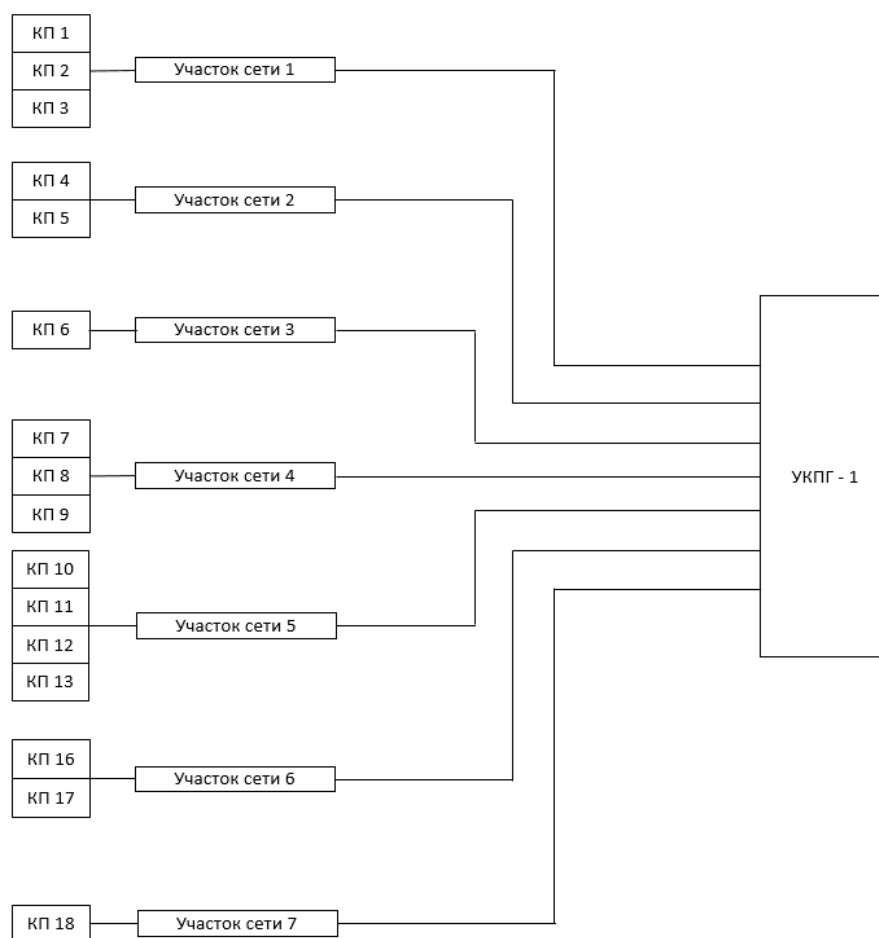
### 2.1 Исходные данные для построения модели ГСС

Исходными данными для построения модели ГСС являются схема участков газосборной сети, климатические условия и характеристики трубопроводов, высотные отметки по длине газопроводов, термобарические параметры и объемы перекачиваемого газа.

Моделируемая газосборная сеть представлена семью участками, два из которых представлены одиночными трубами, остальные – содержат от одного до четырех источников. Конечной точкой каждого моделируемого участка является вход на УКПГ.

Укрупненная принципиальная схема газосборной сети представлена на [рисунке 2.1](#).

В [таблицах 2.1 – 2.2](#) приведены компонентно-фракционные составы для участков газосборной сети.



[Рисунок 2.1](#) – Укрупненная принципиальная схема сборной сети УКПГ-1

Таблица 2.1 – Компонентный состав для участков сети 1...4

Компоненты	Содержание, мол.доля	Молекулярная масса, кг/кмоль	Критическая температура, К	Критическое давление, МПа абс.	Ацентрический фактор	Относительная плотность	Температура кипения, К
H <sub>2</sub> O	0,0039448						
C <sub>1</sub>	0,9123726						
C <sub>2</sub>	0,0487432						
C <sub>3</sub>	0,0111174						
IC <sub>4</sub>	0,0024236						
NC <sub>4</sub>	0,0036353						
He	0,0028332						
N <sub>2</sub>	0,0016193						
CO <sub>2</sub>	0,0004046						
F1	0,0003217	82,480	496,15	3,35	0,2573	0,651	331,37
F2	0,0003338	85,610	504,49	3,28	0,2681	0,693	341,17
F3	0,0003419	89,780	519,61	3,26	0,2836	0,693	348,95
F4	0,0012158	91,870	525,89	3,23	0,2909	0,693	352,80
F5	0,0023619	93,960	532,16	3,20	0,2980	0,693	356,62
F6	0,0025884	98,140	543,70	3,14	0,3120	0,724	367,90
F7	0,0016315	102,310	554,19	3,07	0,3259	0,724	375,19
F8	0,0001085	105,440	561,96	3,02	0,3363	0,724	380,59
F9	0,0005604	111,710	575,75	2,91	0,3570	0,724	391,23
F10	0,0005624	117,970	588,46	2,80	0,3783	0,747	404,80
F11	0,0006969	124,240	600,61	2,69	0,3992	0,747	414,86
F12	0,0003368	129,460	610,20	2,61	0,4166	0,766	425,86
F13	0,0003510	135,720	621,30	2,52	0,4374	0,766	435,41
F14	0,0003075	141,980	631,59	2,43	0,4585	0,782	447,17
F15	0,0001881	148,250	641,64	2,34	0,4794	0,782	456,28
F16	0,0001679	154,510	651,33	2,26	0,5004	0,796	467,23
F17	0,0000941	160,780	660,89	2,19	0,5210	0,796	475,92
F18	0,0001709	164,950	667,14	2,14	0,5349	0,796	481,62
F19	0,0001649	170,170	675,88	2,11	0,5487	0,807	490,30
F20	0,0001022	176,440	683,92	2,02	0,5726	0,807	498,54
F21	0,0000829	182,700	692,61	1,96	0,5934	0,817	507,99
F22	0,0000799	188,960	701,26	1,90	0,6139	0,817	515,87
F23	0,0000374	196,270	710,68	1,84	0,6383	0,826	526,00
F24	0,0000253	201,490	717,38	1,79	0,6553	0,826	532,30
F25	0,0000293	208,800	726,30	1,73	0,6792	0,826	541,00
F26	0,0000273	214,020	732,26	1,69	0,6963	0,835	547,88
F27	0,0000172	221,330	740,46	1,63	0,7202	0,835	556,24

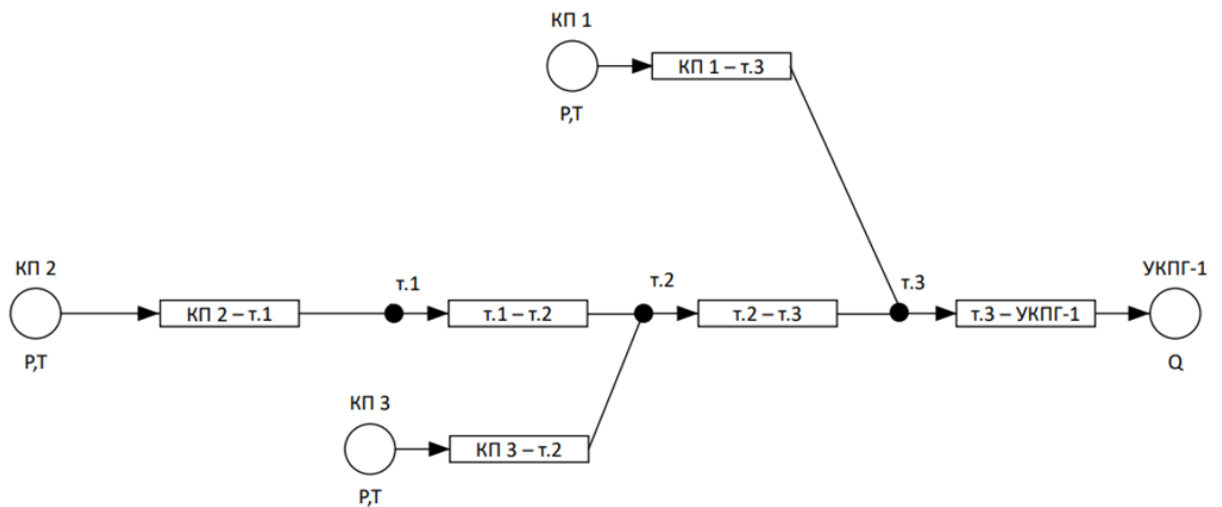
Таблица 2.2 – Компонентный состав для участков сети 5...7

Компоненты	Молярная Концентрация	Молекулярная масса, кг/кмоль	Критическая температура, К	Критическое давление, МПа абс.	Ацентрический фактор	Относительная плотность	Температура кипения, К
H <sub>2</sub> O	0,003884						
C <sub>1</sub>	0,898412						
C <sub>2</sub>	0,047997						
C <sub>3</sub>	0,010947						
IC <sub>4</sub>	0,002386						
NC <sub>4</sub>	0,00358						
He	0,00279						
N <sub>2</sub>	0,015945						
CO <sub>2</sub>	0,000398						
F1	0,000317	82,480	496,15	3,35	0,2573	0,651	331,37
F2	0,000329	85,610	504,49	3,28	0,2681	0,693	341,17
F3	0,000337	89,780	519,61	3,26	0,2836	0,693	348,95
F4	0,001197	91,870	525,89	3,23	0,2909	0,693	352,80
F5	0,002326	93,960	532,16	3,20	0,2980	0,693	356,62
F6	0,002549	98,140	543,70	3,14	0,3120	0,724	367,90
F7	0,001607	102,310	554,19	3,07	0,3259	0,724	375,19
F8	0,001069	105,440	561,96	3,02	0,3363	0,724	380,59
F9	0,000552	111,710	575,75	2,91	0,3570	0,724	391,23
F10	0,000554	117,970	588,46	2,80	0,3783	0,747	404,80
F11	0,000686	124,240	600,61	2,69	0,3992	0,747	414,86
F12	0,000332	129,460	610,20	2,61	0,4166	0,766	425,86
F13	0,000335	135,720	621,30	2,52	0,4374	0,766	435,41
F14	0,000303	141,980	631,59	2,43	0,4585	0,782	447,17
F15	0,000185	148,250	641,64	2,34	0,4794	0,782	456,28
F16	0,000165	154,510	651,33	2,26	0,5004	0,796	467,23
F17	0,00009263 1	160,780	660,89	2,19	0,5210	0,796	475,92
F18	0,00016833 2	164,950	667,14	2,14	0,5349	0,796	481,62
F19	0,00016235 2	170,170	675,88	2,11	0,5487	0,807	490,30
F20	0,00010060 1	176,440	683,92	2,02	0,5726	0,807	498,54
F21	0,00008167 1	182,700	692,61	1,96	0,5934	0,817	507,99
F22	0,00007868 1	188,960	701,26	1,90	0,6139	0,817	515,87
F23	0,00003685 0	196,270	710,68	1,84	0,6383	0,826	526,00
F24	0,00002490 0	201,490	717,38	1,79	0,6553	0,826	532,30
F25	0,00002888 0	208,800	726,30	1,73	0,6792	0,826	541,00
F26	0,00002689 0	214,020	732,26	1,69	0,6963	0,835	547,88
F27	0,00001693 0	221,330	740,46	1,63	0,7202	0,835	556,24



### 2.1.1 Участок сети 1

На [рисунке 2.2](#) приведена схема участка 1 ГСС.



**Рисунок 2.2** – Участок сети 1

В [таблицах 2.3–2.5](#) приведены исходные данные для расчета модели участка 1 ГСС.

**Таблица 2.3** – Климатические условия и способ прокладки газопроводов участка сети 1

Параметр	КП1–т.3	КП2–т.1	КП3–т.2	т.1–т.2	т.2–т.3	т.3–УКПГ-1
Шероховатость, м	0,00005	0,00005	0,00005	0,00005	0,00005	0,00005
Диаметр внутренний, м	0,277	0,277	0,277	0,277	0,382	0,382
Толщина стенки, м	0,024	0,024	0,024	0,024	0,022	0,022
Коэффициент теплопроводности труб, Вт/м/К	45	45	45	45	45	45
Коэффициент теплопроводности грунта, Вт/м/К	0,774694	0,774694	0,774694	0,774694	0,774694	0,774694
Температура окружающей среды, °С	10	10	10	10	10	10
Глубина заложения (до верха трубы), м	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8

Таблица 2.4 – Высотные отметки по дистанции газопроводов участка 1 ГСС

т.1–т.2		КП2–т.1		т.2–т.3		КП 3–т.2		КП 1–т.3		т.3 – УКПГ-1	
Горизонтальная дистанция, м	Высотная отметка, м	Горизонтальная дистанция, м	Высотная отметка, м	Горизонтальная дистанция, м	Высотная отметка, м	Горизонтальная дистанция, м	Высотная отметка, м	Горизонтальная дистанция, м	Высотная отметка, м	Горизонтальная дистанция, м	Высотная отметка, м
0	1050,56	0	1044,71	0	1051,59	0	907,98	0	1103,55	0	1176,78
45,71	1051,59	100,02	1042,5	55	1053,14	100	907,57	100	1105,4	65	1175,82
		200,03	1043,48	155	1057,34	200	908,36	200	1109,89	165	1173,25
		300,05	1045,27	255	1060,94	300	909,12	295,95	1113,54	265	1165,24
		400,07	1047,35	355	1064,6	400	911,31	400	1117	365	1153,96
		500,12	1051,59	455	1068,22	500	913,11	500	1119,82	465	1148,14
				555	1073,75	600	914,72	600	1123,3	565	1142,51
				655	1080,08	700	916,28	700	1127,58	665	1142,51
				755	1086,05	800	917,71	800	1132,33	765	1136,2
				855	1092,32	900	919,07	900	1137,79	865	1130,94
				955	1098,93	1000	920,84	1000	1145,78	965	1128,97
				1055	1104,84	1100	923,29	1100	1152,2	1065	1127,28
				1155	1112,37	1200	925,19	1200	1153,97	1165	1125,93
				1255	1121,37	1300	925,57	1300	1155,6	1265	1125,26
				1355	1132,99	1400	927,32	1400	1159,3	1365	1124,54
				1455	1144,59	1500	931,82	1500	1164,85	1465	1123,35
				1555	1155,05	1600	934,34	1600	1173,28	1565	1122,57
				1655	1165,57	1700	936,72	1700	1181,64	1665	1122,48
				1755	1175,23	1800	939,37	1800	1188,72	1765	1122,6
				1865	1176,75	1900	942,78	1900	1189,97	1865	1122,42
				1900,08	1176,78	2000	946,7	2000	1190,38	1965	1122,5
						2100	951,18	2100	1191,28	2065	1122,85
						2200	956,4	2200	1192,53	2165	1122,3
						2300	963,92	2300	1192,7	2265	1121,9
						2400	973,46	2400	1192,5	2365	1121,83
						2500	980,35	2500	1192,69	2465	1121,5
						2600	983,79	2600	1193,32	2565	1120,25
						2700	986,62	2700	1194,35	2665	1122,04
						2800	991,82	2800	1195,35	2765	1125,46
						2900	996,43	2900	1196,54	2865	1127,07
						3000	999,34	3000	1196,64	2965	1128,98
						3100	1000,94	3100	1196,34	3065	1129,96
						3200	1003,07	3200	1197,38	3165	1129,2
						3300	1005,51	3300	1196,52	3265	1126,64
						3400	1007,62	3400	1194,05	3365	1123,79
						3500	1009,13	3500	1191,3	3465	1121,76
						3600	1010,83	3600	1188,27	3565	1121,25

						3700	1012,66	3700	1184,49	3665	1119,96
						3800	1014,48	3800	1180,47	3765	1119,17
						3900	1015,54	3900	1176,72	3865	1118,91
						4000	1017,26	4000	1173,32	3965	1118,54
						4100	1018,76	4100	1168,15	4065	1118,98
						4200	1019,81	4200	1158,12	4165	1118,64
						4300	1020,74	4300	1148,5	4265	1117,65
						4400	1021,4	4400	1147,27	4365	1116,71
						4500	1021,53	4500	1148,33	4465	1113,78
						4600	1021,55	4600	1148,68	4565	1109,72
						4700	1019,53	4700	1149,21	4665	1103,24
						4800	1018,36	4800	1148,88	4765	1097,48
						4900	1016,86	4900	1147,68	4865	1091,66
						5000	1015,74	5000	1146,18	4965	1086,38
						5100	1014,73	5100	1139,17	5065	1080,66
						5200	1013,67	5200	1131,82	5165	1075,15
						5300	1012,95	5300	1125,39	5265	1070,73
						5400	1013,43	5400	1121,06	5365	1066,36
						5500	1014,1	5500	1118,95	5465	1061,88

Продолжение таблицы 2.4

т.1–т.2		КП2–т.1		т.2–т.3		КП 3–т.2		КП 1–т.3		т.3–УКПГ-1	
Горизонтальная дистанция, м	Высотная отметка, м	Горизонтальная дистанция, м	Высотная отметка, м	Горизонтальная дистанция, м	Высотная отметка, м	Горизонтальная дистанция, м	Высотная отметка, м	Горизонтальная дистанция, м	Высотная отметка, м	Горизонтальная дистанция, м	Высотная отметка, м
						5600	1014,79	5600	1119,08	5565	1056,03
						5700	1015,67	5700	1120,25	5665	1048,61
						5800	1019,16	5800	1121,53	5765	1041,54
						5900	1021,92	5900	1124,46	5865	1034,45
						6000	1023,97	6000	1135,25	5965	1028,08
						6100	1026,05	6100	1145,29	6065	1026,65
						6200	1026,01	6200	1155,66	6165	1026,88
						6300	1024,93	6300	1167,94	6265	1026,87
						6400	1023,23	6400	1165,92	6365	1026,88
						6500	1021,76	6500	1164,09	6465	1025,95
						6600	1021,64	6600	1163,09	6565	1024,98
						6700	1021,74	6700	1163,33	6665	1023,31
						6800	1021,41	6800	1165,57	6765	1021,01
						6900	1018,04	6900	1171,49	6865	1025,41
						7000	1014,31	7000	1176,12	6965	1035,25
						7100	1012,91	7100	1178,59	7065	1043,97
						7200	1011,73	7200	1180,7	7165	1052,13
						7300	1011,39	7300	1182,18	7265	1058,6
						7400	1010,03	7400	1179,93	7365	1063,51
						7500	1008,04	7500	1175,68	7465	1067,99
						7600	1005,91	7600	1170,44	7565	1070,82
						7700	1006,53	7700	1164,85	7665	1072,39
						7800	1008,18	7800	1159,24	7765	1072,68
						7900	1010,26	7900	1153,38	7865	1071,06
						8000	1011,73	8000	1147,81	7965	1070,26

						8100	1012,63	8100	1144	8065	1068,08
						8200	1013,42	8200	1147,64	8165	1066,22
						8300	1014,7	8300	1153,86	8265	1064,47
						8400	1015,98	8400	1157,7	8365	1062,14
						8500	1016,98	8500	1159,24	8465	1059,98
						8600	1017,48	8600	1157,76	8565	1058,28
						8700	1018,41	8700	1152,06	8665	1057,82
						8800	1019,83	8800	1143,93	8765	1058,05
						8900	1022,1	8900	1131,49	8865	1059
						9000	1024,84	9000	1119,27	8965	1062,45
						9100	1026,63	9100	1108,16	9065	1066,91
						9200	1028,4	9200	1097,24	9165	1068,7
						9300	1030,04	9300	1084,52	9265	1071,97
						9400	1032,32	9400	1086,63	9365	1077,09
						9500	1034,9	9500	1089,8	9465	1082,36
						9600	1037,07	9600	1094,41	9565	1090,33
						9700	1039,11	9700	1101,08	9665	1099,53
						9800	1041,38	9800	1107,36	9765	1106,25
						9900	1043,63	9900	1114,98	9865	1112,87
						10000	1046,36	10000	1124,8	9965	1122,02
						10100	1049,63	10100	1134,98	10065	1130,86
						10191,48	1051,59	10200	1144,39	10165	1140,2
								10300	1148,97	10265	1148,28
								10400	1153,38	10365	1156,41
								10500	1157,52	10465	1160,82
								10600	1161,44	10565	1163,23
								10700	1164,38	10665	1160,31
								10800	1165,74	10765	1154,68

								10900	11 65 ,7 2	10 86 5	11 47 ,5 7
								11000	11 64 ,8 9	10 96 5	11 39 ,2 2
								11100	11 63 ,6 3	11 06 5	11 31 ,1 4
								11200	11 62 ,6 5	11 16 5	11 24 ,5 3
								11300	11 62 ,8 2	11 26 5	11 17 ,0 4

Окончание таблицы 2.4

т.1–т.2		КП2–т.1		т.2–т.3		КП 3–т.2		КП 1–т.3		т.3– УКПГ-1	
Горизо н- тальна я дистан ция, м	Высот ная отметк а, м	Горизо н- тальна я дистан ция, м	Высот ная отметк а, м	Горизо н- тальна я дистан ция, м	Высот ная отметк а, м	Горизо н- тальна я дистан ция, м	Высот ная отметк а, м	Горизо н- тальна я дистан ция, м	Высот ная отметк а, м	Горизо н- тальна я дистан ция, м	Высот ная отметк а, м
								11400	1164,4 1	11365	1111,2 8
								11500	1167,3 6	11465	1104,7 4
								11600	1171,8 7	11565	1099,7 8
								11700	1174,6 7	11665	1095,2 6
								11800	1176,7	11765	1091,2 3
								11900	1176,7 8	11865	1088,6
										11965	1085,3 7
										12065	1083,1 6
										12165	1081,1 3
										12265	1079,2 5
										12365	1078,2 9
										12465	1078,5 5
										12565	1079,5 6

										12665	1081,08
										12765	1083,17
										12865	1085,26
										12965	1087,65
										13065	1089,94
										13165	1092,36
										13265	1094,66
										13365	1096,68
										13465	1098,81
										13565	1100,87
										13665	1102,99
										13765	1104,96
										13865	1107,59
										13965	1109,03
										14065	1107,59
										14165	1110,18
										14224,21	1111,43

Таблица 2.5 – Исходные данные для расчета участка 1 ГСС

	КП 1			КП 2			КП 3			УКПГ-1	
	Давление, МПа	Температура, С	Дебит газа, ст.м <sup>3</sup> /сут*	Давление, МПа	Температура, С	Дебит газа, ст.м <sup>3</sup> /сут*	Давление, МПа	Температура, С	Дебит газа, ст.м <sup>3</sup> /сут*	Давление, МПа	Дебит газа, ст.м <sup>3</sup> /сут*
Период 1	11,57	9,36	1298463	10,37	14,10	3749407	10,93	13,09	3094323	9,06	8142192
Период 2	11,31	8,64	1267678	9,91	13,33	3608927	10,5	11,97	2900519	9,04	7777125
Период 3	11,23	9,28	1283409	10,02	13,48	3622510	10,61	11,46	2857488	9,01	7763406
Период 4	10,96	7,42	1188838	10,22	12,85	3405120	10,34	11,72	2966275	8,82	7560233

\* - за стандартные условия приняты давление 0,1013 МПа и температура 20 °С

## 2.1.2 Участки сети 2, 3

На рисунках 2.3 – 2.4 приведены схемы участков 2 и 3 ГСС.

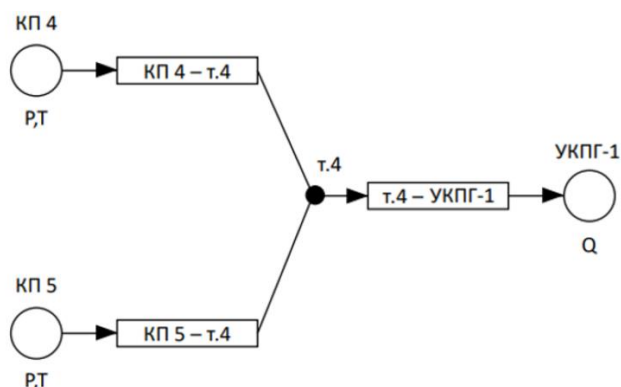


Рисунок 2.3 – Участок сети 2

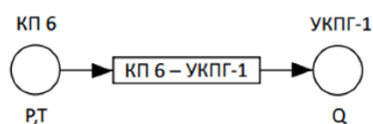


Рисунок 2.4 – Участок сети 3

В таблицах 2.6 – 2.9 приведены исходные данные для расчета модели участков 2 и 3 ГСС.

Таблица 2.6 – Климатические условия и способ прокладки газопроводов участков сети 2, 3

Параметр	Участок 2			Участок 3
	КП4 – т.4	КП5 – т.4	т.4 – УКПГ-1	КП 6- УКПГ-1
Шероховатость, м	0,00005	0,00005	0,00005	0,00005
Диаметр внутренний, м	0,277	0,277	0,382	0,277
Толщина стенки, м	0,024	0,024	0,022	0,024
Коэффициент теплопроводности среды, Вт/м/К	45	45	45	45
Коэффициент теплопроводности грунта, Вт/м/К	0,774694	0,774694	0,774694	0,774694
Глубина заложения (до верха трубы), м	0,8	0,8	0,8	0,8
Температура окружающей среды, °С	10	10	10	10



Таблица 2.7 – Высотные отметки по дистанции газопроводов участков 2 и 3 ГСС

Участок 2						Участок 3	
т.4 – УКПГ-1		КП 4 – т.4		КП 5 – т.4		КП 6 – УКПГ-1	
Горизонтальная дистанция, м	Высотная отметка, м	Горизонтальная дистанция, м	Высотная отметка, м	Горизонтальная дистанция, м	Высотная отметка, м	Горизонтальная дистанция, м	Высотная отметка, м
0	1023,16	0	1109,81	0	933,01	0	961,7
30,17	1021,81	100	1106,85	100	931,39	105	962,82
130,17	1020,81	200	1102,85	200	933,07	210	965,24
230,17	1021,75	300	1095,56	300	934,84	300	967,75
330,17	1022,11	400	1087,25	400	937,18	405	971,79
430,17	1021,76	500	1079,48	500	939,18	510	976,5
530,17	1020,85	600	1071,63	600	940,47	600	981,44
630,17	1019,62	700	1060,82	700	941,3	705	987,39
730,17	1017,3	800	1056,67	800	941,3	801,52	994,4
750,17	1016,78	900	1048,44	900	940,47	906,08	1004,07
770,17	1016,24	1000	1039,62	1000	940	995,62	1013,08
790,17	1015,81	1100	1029,72	1100	940,47	1100,27	1021,53
810,17	1015,65	1160,42	1023,16	1200	941,75	1205,09	1027,65
830,17	1015,94			1300	941,83	1300	1032,25
930,17	1024,05			1400	941,98	1405	1036,74
1030,17	1035,64			1500	941,86	1510	1042,06
1130,17	1045,01			1600	941,8	1600	1046,35
1230,17	1053,06			1700	941,64	1705	1050,96
1330,17	1058,69			1800	941,98	1810	1054,86
1430,17	1063,4			1900	942,7	1900	1058
1530,17	1067,27			2000	943,64	2000	1062,9
1630,17	1069,58			2100	944,57	2105	1069,23
1730,17	1069,61			2200	946,28	2210	1076,04
1830,17	1068,99			2300	948,59	2300	1088,62
1930,17	1067,72			2400	950,88	2405	1090,99
2030,17	1066,24			2500	953,18	2500	1099,05
2130,17	1064,59			2600	955,51	2600	1107,5
2230,17	1062,62			2740	958,48	2705	1112,16
2330,17	1060,06			2800	959,28	2810	1115,89
2430,17	1057,72			2900	960,28	2900	1119,15
2530,17	1055,44			3000	960,52	3006,41	1123,69
2630,17	1053,61			3100	960,75	3100	1129,5
2730,17	1053,98			3200	961,72	3206,57	1136,41
2830,17	1054,68			3300	963,05	3311,4	1142,18
2930,17	1056,55			3400	967,1	3401,33	1145,84
3030,17	1061,43			3500	973,57	3506,31	1147,75
3130,17	1064,37			3600	980,77	3600	1147,94
3230,17	1066,97			3700	988,84	3705	1147,42
3330,17	1072			3800	997,17	3810	1146,24
3430,17	1077,43			3900	1005,95	3900	1145,22

3530,17	1084,1			4000	1012,96	4005	1143,14
3630,17	1092,77			4100	1020,09	4110	1141,32
3730,17	1101,87			4200	1025,69	4196,8	1140,42
3830,17	1108,27			4300	1031,11	4312,08	1149,01
3930,17	1115,39			4400	1037,26	4402,08	1156,23
4030,17	1125,07			4500	1039,18	4512,08	1161,79
4130,17	1133,9			4600	1042,45	4612,08	1163,41
4230,17	1143,75			4700	1045,03	4712,08	1160,63
4330,17	1153,92			4800	1047,3	4812,08	1155
4430,17	1158,87			4900	1050,86	4912,08	1147,71
4530,17	1161,83			5040	1055,73	5012,08	1139,32
4630,17	1163,01			5100	1058,08	5112,08	1130,9
4730,17	1162,65			5200	1061,33	5212,08	1123,29
4830,17	1152,43			5300	1064,33	5312,08	1116,34
4930,17	1144,6			5400	1067,92	5412,08	1108,54
5030,17	1135,99			5500	1071,17	5512,08	1101,9
5130,17	1128,02			5610	1074,42	5612,08	1095,92
5230,17	1121,78			5700	1076,69	5712,08	1091,2
5330,17	1114,66			5800	1077,87	5812,08	1087,85
5430,17	1106,5			5900	1077,46	5912,08	1083,44
5530,17	1101,02			6000	1075,31	6012,08	1080,35

Окончание [таблицы 2.7](#)

Участок 2						Участок 3	
т.4– УКПГ-1		КП 4–т.4		КП 5–т.4		КП 6– УКПГ-1	
Горизонтальная дистанция, м	Высотная отметка, м	Горизонтальная дистанция, м	Высотная отметка, м	Горизонтальная дистанция, м	Высотная отметка, м	Горизонтальная дистанция, м	Высотная отметка, м
5630,17	1095,9			6100	1072,99	6108,08	1078,95
5730,17	1091,72			6200	1069,83	6212,08	1076,4
5830,17	1087,96			6300	1066,16	6312,08	1074,41
5930,17	1084,56			6400	1063,29	6412,08	1073,85
6030,17	1082,33			6500	1059,93	6512,08	1072,79
6150,17	1080,39			6600	1056,64	6612,08	1072,57
6230,17	1078,13			6700	1053,45	6712,08	1073,92
6330,17	1076,24			6800	1050,28	6812,08	1076,4
6510,17	1076,19			6900	1047,37	6902,08	1079,24
6530,17	1076,15			7000	1045,03	7007,08	1083,07
6630,17	1076,67			7100	1044,4	7112,08	1086,48
6730,17	1078,28			7200	1044,6	7202,08	1089,16
6830,17	1080,76			7300	1046,68	7307,08	1091,86
6930,17	1083,81			7400	1047,94	7412,08	1094,09
7030,17	1086,65			7500	1050,11	7512,08	1096,04
7130,17	1089,06			7600	1052,33	7612,08	1098,35
7230,17	1091,67			7700	1054,84	7712,08	1100,54

7330,17	1093,43			7800	1058,28	7812,08	1102,81
7430,17	1095,96			7900	1059,49	7912,08	1105,07
7530,17	1097,74			8000	1057,08	8012,08	1106,67
7630,17	1100			8100	1054,96	8112,08	1108,82
7730,17	1102,26			8200	1053,54	8206,97	1110,54
7830,17	1104,45			8300	1052,3		
7930,17	1106,63			8400	1051,49		
8030,17	1106,87			8520	1052,9		
8130,17	1108,9			8600	1054,64		
8228,69	1110,97			8700	1057,97		
				8800	1061,76		
				8900	1065,78		
				9000	1069,81		
				9100	1073,82		
				9200	1077,96		
				9300	1081,97		
				9400	1085,2		
				9500	1087,67		
				9620	1089,7		
				9700	1089,18		
				9800	1087,97		
				9900	1086,15		
				10000	1083,56		
				10100	1079,92		
				10200	1076,11		
				10247,21	1074,06		
				10257,32	1073,46		
				10317,32	1071,16		
				10417,32	1066,84		
				10517,32	1062,83		
				10617,32	1057,78		
				10717,32	1050,72		
				10817,32	1043,36		
				10917,32	1036		
				11017,32	1028,8		
				11087,15	1023,16		

Таблица 2.8 – Исходные данные для расчета участка 2 ГСС

	КП 4			КП 5			УКПГ-1	
	Давление, МПа	Температура, С	Дебит газа, ст.м <sup>3</sup> /сут*	Давление, МПа	Температура, С	Дебит газа, ст.м <sup>3</sup> /сут*	Давление, МПа	Дебит газа, ст.м <sup>3</sup> /сут*
Период 1	9,50	9,94	2460389	10,5	8,70	3302754	9,29	5763143
Период 2	9,39	9,32	2354944	10,35	7,94	3030196	9,25	5385140
Период 3	9,40	10,59	2513542	10,37	8,67	2999238	9,23	5512780
Период 4	9,26	8,41	2178275	9,88	6,48	2755339	8,9	4933614

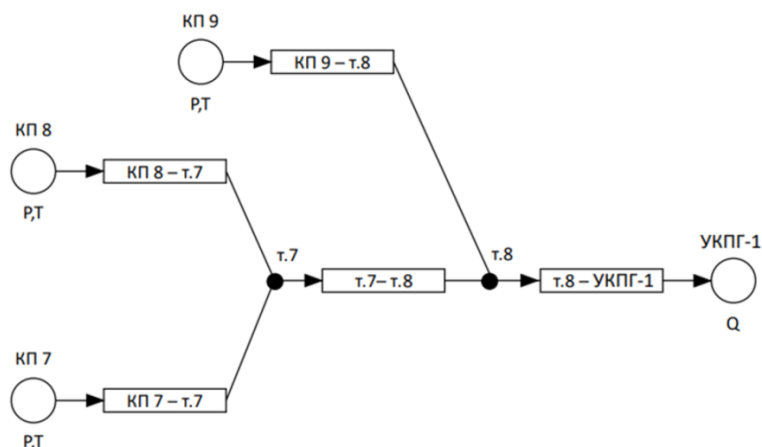
Таблица 2.9 – Исходные данные для расчета участка 3 ГСС

	КП 6			УКПГ-1	
	Давление, МПа	Температура, С	Дебит газа, ст.м <sup>3</sup> /сут*	Давление, МПа	Дебит газа, ст.м <sup>3</sup> /сут*
Период 1	9,85	8,45	1545935	8,93	1545935
Период 2	9,76	8,91	1567076	8,95	1567076
Период 3	9,73	8,94	1558872	8,89	1558872
Период 4	9,50	7,82	1506233	8,70	1506233

\* - за стандартные условия приняты давление 0,1013 МПа и температура 20 °С

### 2.1.3 Участок сети 4

На [рисунке 2.5](#) приведена схема участка 4 ГСС.



**Рисунок 2.5** – Участок сети 4

В [таблицах 2.10 – 2.12](#) приведены исходные данные для расчета модели участка 4 ГСС.

**Таблица 2.10** – Климатические условия и способ прокладки газопроводов участка сети 4

	КП7–т.7	КП8–т.7	КП9–т.8	т.7–т.8	т.8–УКПГ-1
Шероховатость, м	0,00005	0,00005	0,00005	0,00005	0,00005
Диаметр внутренний, м	0,185	0,185	0,14	0,277	0,382
Толщина стенки, м	0,017	0,017	0,014	0,024	0,022
Коэффициент теплопроводности среды, Вт/м/К	45	45	45	45	45
Коэффициент теплопроводности грунта, Вт/м/К	0,774694	0,774694	0,774694	0,774694	0,774694
Глубина заложения (до верха трубы), м	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
Температура окружающей среды, °С	10	10	10	10	10

Таблица 2.11 – Высотные отметки по дистанции газопровода участка 4 ГСС

КП 9–т.8		КП 8–т.7		т.7–т.8		КП 7–т.7		т.8– УКПГ-1	
Горизонтальная дистанция, м	Высотная отметка, м	Горизонтальная дистанция, м	Высотная отметка, м	Горизонтальная дистанция, м	Высотная отметка, м	Горизонтальная дистанция, м	Высотная отметка, м	Горизонтальная дистанция, м	Высотная отметка, м
0	994,45	0	1040,7	0	831,08	0	938,15	0	952,53
100	995,43	100	1039,07	49	831,12	100	939,08	10	952,51
200	997,15	200	1039,08	149	835,18	200	937	110	948,03
300	995,93	300	1039,08	249	839,27	300	934,24	210	942,52
400	991,72	400	1040,5	349	843,41	400	931,97	310	936,3
500	989,35	500	1047,7	449	846,81	500	928,22	410	930,33
600	986,99	600	1053,1	549	848,72	600	925,15	510	925,39
700	983,74	700	1053,88	649	849,01	700	921,92	610	921,37
800	980,35	800	1053,19	749	847,26	800	921,89	710	918,35
900	976,96	900	1051,25	849	842,93	900	922,96	810	916,98
1000	973,54	1000	1047,63	949	839,72	1000	920,78	910	917,2
1100	970,19	1100	1042,43	1049	835,8	1100	915,44	1010	917,86
1200	966,79	1200	1036,84	1149	831,06	1200	904,78	1110	919,26
1300	963,84	1300	1030,49	1249	823,49	1300	885,62	1210	921,4
1400	961,7	1400	1023,62	1349	813,68	1400	874,31	1310	923,52
1500	960,78	1500	1016,75	1449	802,29	1500	881,8	1410	927,02
1600	960,35	1600	1009,07	1549	790,59	1600	884,69	1510	930,89
1700	960,36	1700	1002,5	1649	788,14	1700	886,52	1610	936,03
1800	959,6	1800	991,68	1749	787,87	1800	887,45	1710	941,34
1900	957,94	1900	980,52	1849	793,67	1900	887,5	1810	947,62
2000	955,69	2000	970,28	1949	802,21	2000	885,85	1910	954,25
2100	952,45	2100	961,35	2049	812,25	2100	884,62	2010	959,91
2114,9	952,53	2200	953,75	2149	821,35	2200	881,87	2110	964,52

		2300	947,95	2249	828,99	2300	878,3 9	2210	969,9
		2400	942,85	2349	834,2	2400	874,6 5	2310	976,3 4
		2500	938,64	2449	834,75	2500	871,7 1	2410	985,0 1
		2600	934,99	2549	833,63	2600	870,8 6	2510	995,5 1
		2700	931,06	2649	833,24	2700	869,5 7	2610	1003, 89
		2800	926,45	2749	836,44	2800	868,5 3	2710	1009, 65
		2900	922,13	2849	844,41	2900	867,7 5	2810	1014, 09
		3000	916,38	2949	853,32	3000	866,1 5	2910	1016, 86
		3100	908,97	3049	863,68	3100	864,6 8	3010	1018, 77
		3200	900,53	3149	877,01	3200	862,9 2	3110	1020, 67
		3300	892,73	3249	891,27	3300	859,7 9	3210	1022, 55
		3400	885,3	3349	902,65	3400	856,0 8	3310	1024, 98
		3500	878,51	3449	912,37	3500	851,4 1	3410	1027, 63
		3600	871,52	3549	918,96	3600	845,2 7	3510	1029, 73
		3700	864,8	3649	924,76	3700	840,5 4	3610	1032, 39
		3800	857,73	3749	929,43	3800	839,5 2	3710	1034, 62
		3900	852,3	3849	934,15	3900	842,7 1	3810	1036, 92
		4000	847,35	3949	939,82	4000	848,5 7	3910	1039, 06
		4100	840,84	4049	944,84	4100	854,6 4	4010	1038, 82
		4200	832,5	4149	949,74	4200	858,5 8	4110	1036, 82
		4300	818,47	4249	959,34	4300	861,6 3	4210	1032, 84
		4400	792,89	4349	959,22	4400	863,7 9	4310	1028, 67
		4500	792,87	4449	964,01	4500	863,8 3	4410	1025, 77
		4600	794,94	4549	968,67	4600	862,6 1	4510	1023, 11
		4700	795,4	4649	973,09	4700	860,6	4610	1020, 72
		4800	796,15	4749	976,58	4800	858,7 8	4710	1019, 09
		4900	799,02	4849	977,12	4900	855,1 6	4810	1014, 28
		5000	808,06	4949	975,95	5000	852,1 3	4910	1007, 4
		5100	816,1	5049	972,76	5100	848,1 9	5010	1000, 87
		5200	823,7	5149	968,49	5200	843,6 1	5110	995,2 9
		5300	828,98	5249	964,88	5300	836,6 7	5210	990,1 2

		5317,5 5	831,08	5349	961,26	5400	819,4 1	5310	985,2 8
				5449	956,47	5500	814,9 9	5410	980,4 4
				5539	952,53	5600	818,1 6	5510	975,8 8
						5700	822,7 9	5610	971,5 3
						5800	826,6 6	5710	967,5 2
						5900	829,4	5810	963,8 3
						6000	831,0 2	5910	960,8 6
						6051	831,0 8	6010	958,0 4
								6110	954,8 3

Продолжение таблицы 2.11

КП 9 т.8		КП 8 - т.7		т.7 - т.8		КП 7 - т.7		т.8- УКПГ-1	
Горизонтальная дистанция, м	Высотная отметка, м	Горизонтальная дистанция, м	Высотная отметка, м	Горизонтальная дистанция, м	Высотная отметка, м	Горизонтальная дистанция, м	Высотная отметка, м	Горизонтальная дистанция, м	Высотная отметка, м
								6210	951,8 9
								6310	952,2 9
								6410	955,1 7
								6510	958,3 3
								6610	962,1 8
								6710	965,9 4
								6810	969,1 2
								6910	973,2 3
								7010	977,1 2
								7110	982,3 1
								7210	987,8
								7310	993,3 9
								7410	999,7 1
								7510	1006, 85
								7610	1015, 09
								7710	1024, 59
								7810	1034, 78



								7910	1040, 96
								8010	1046, 93
								8110	1052, 84
								8210	1057, 75
								8310	1062, 84
								8410	1066, 54
								8510	1069, 12
								8610	1072, 7
								8710	1076, 35
								8810	1079, 59
								8910	1082, 56
								9010	1086, 2
								9110	1089, 85
								9210	1093, 91
								9310	1097, 7
								9410	1102, 69
								9510	1107, 33
								9610	1111, 77
								9710	1116, 38
								9810	1120, 93
								9910	1125, 62
								10010	1130, 75
								10110	1135, 38
								10210	1139, 53
								10310	1143, 45
								10410	1147, 4
								10510	1151, 24
								10610	1155, 18
								10710	1158, 84
								10810	1162, 41
								10910	1166, 14

								11010	1169,8
								11110	1172,17
								11210	1175,19
								11310	1175,05
								11410	1173,19
								11510	1170,25
								11610	1166,31
								11710	1162,05
								11810	1157,7
								11910	1154,13
								12010	1150,12
								12110	1145,41
								12210	1142,62
								12310	1139,22
								12410	1136,57

Окончание таблицы 2.11

КП 9 т.8		КП 8 - т.7		т.7 - т.8		КП 7 - т.7		т.8- УКПГ-1	
Горизонтальная дистанция, м	Высотная отметка, м	Горизонтальная дистанция, м	Высотная отметка, м	Горизонтальная дистанция, м	Высотная отметка, м	Горизонтальная дистанция, м	Высотная отметка, м	Горизонтальная дистанция, м	Высотная отметка, м
								12510	1134,18
								12610	1131,11
								12710	1128,83
								12810	1125,87
								12910	1122,75
								13010	1118,55
								13110	1114,29
								13210	1110,77
								13310	1107,46
								13410	1105,17
								13510	1104,18

										13610	1104,49
										13710	1105,2
										13810	1105,66
										13910	1105,92
										14010	1106,91
										14110	1107,83
										14210	1107,6
										14310	1107,15
										14410	1106,53
										14510	1106,07
										14610	1105,78
										14710	1107,27
										14810	1108,46
										14910	1108,15
										15010	1107,49
										15110	1109,13
										15210	1110,21
										15310	1108,52
										15410	1110,05
										15484,63	1111,05

Таблица 2.12 – Исходные данные для расчета участка 4 ГСС

	КП 7			КП 8			КП 9			УКПГ-1	
	Давление, МПа	Температура, С	Дебит газа, ст.м <sup>3</sup> /сут*	Давление, МПа	Температура, С	Дебит газа, ст.м <sup>3</sup> /сут*	Давление, МПа	Температура, С	Дебит газа, ст.м <sup>3</sup> /сут*	Давление, МПа	Дебит газа, ст.м <sup>3</sup> /сут*
Период 1	11,77	4,67	1061730	12,32	14,91	883877	11,65	6,62	421438	8,47	2367046
Период 2	10,3	4,07	990196	11,35	12,97	930291	10,81	4,75	422607	8,93	2343093
Период 3	11,48	8,51	1038588	11,34	13,17	887828	10,67	4,99	396734	8,92	2323150
Период 4	10,92	7,9	984397	11,2	14,13	902724	10,63	7,07	400163	8,84	2287284

\* - за стандартные условия приняты давление 0,1013 МПа и температура 20 °С

## 2.1.4 Участок сети 5

На рисунке 2.6 приведена схема участка 5 ГСС.

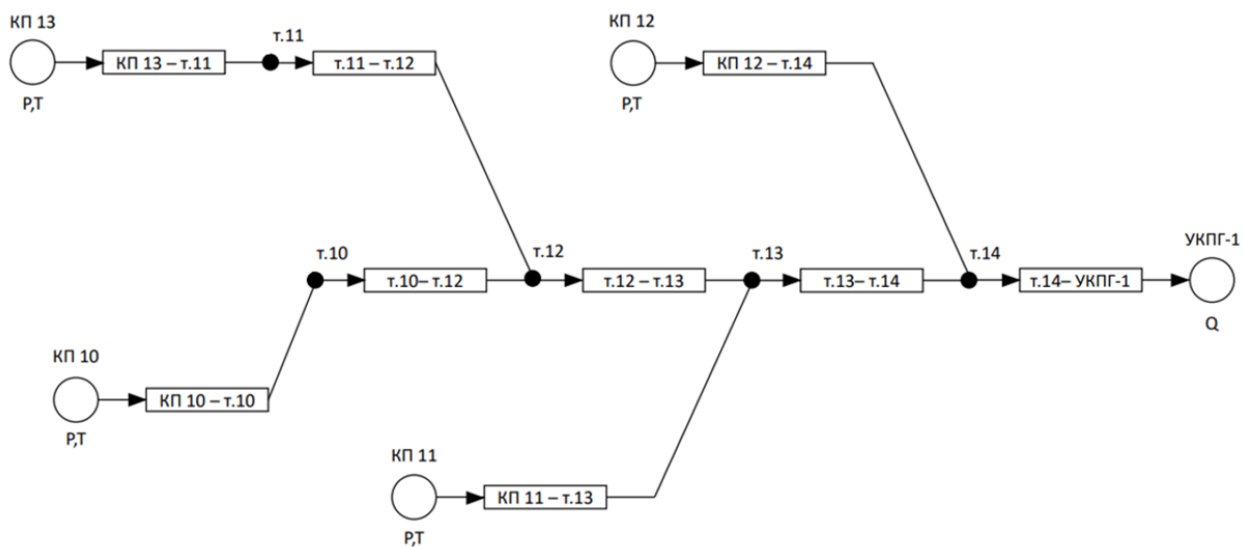


Рисунок 2.6 – Участок сети 5

В таблицах 2.13 – 2.15 приведены исходные данные для расчета модели участка 5 ГСС.

Таблица 2.13 – Климатические условия и способ прокладки газопроводов участка сети 5

	КП10 –т.10	КП11 –т.13	КП12 –т.14	КП13 –т.11	т.11– т.12	т.10– т.12	т.12– т.13	т.13– т.14	т.14– УКПГ -1
Шероховатость, м	0,000 05	0,000 05	0,000 05	0,000 05	0,000 05	0,000 05	0,000 05	0,000 05	0,000 05
Диаметр внутренний, м	0,277	0,277	0,382	0,382	0,277	0,277	0,382	0,382	0,382
Толщина стенки, м	0,024	0,024	0,022	0,022	0,024	0,024	0,022	0,022	0,022
Коэффициент теплопроводности труб, Вт/м/К	45	45	45	45	45	45	45	45	45
Коэффициент теплопроводности среды, Вт/м/К	0,774 694	0,774 694	0,774 694	0,774 694	0,774 694	0,774 694	0,774 694	0,774 694	0,774 694
Глубина укладки трубы, м	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
Температура окружающей среды, °С	10	10	10	10	10	10	10	10	10

Таблица 2.14 – Высотные отметки по дистанции газопровода участка 5 ГСС

КП 11-т.13		т.10-т.12		КП 10 - т.10		КП 12 - т.14		т.13-т.14		КП 13 - т.11		т.12-т.13		т.14 - УКПГ-1		т.11-т.12	
Горизонтальная дистанция, м	Высота от ме тка, м	Горизонтальная дистанция, м	Высота от ме тка, м	Горизонтальная дистанция, м	Высота от ме тка, м	Горизонтальная дистанция, м	Высота от ме тка, м	Горизонтальная дистанция, м	Высота от ме тка, м	Горизонтальная дистанция, м	Высота от ме тка, м	Горизонтальная дистанция, м	Высота от ме тка, м	Горизонтальная дистанция, м	Высота от ме тка, м	Горизонтальная дистанция, м	Высота от ме тка, м
0	10	0	11	0	11	0	10	0	10	0	99	0	10	0	10	0	11
100	10	7,5	11	100	11	100	10	82,	10	100	99	74,	10	49,	10	100	10
200	10	109	11	200	11	200	10	182	10	200	98	154	10	149	10	200	10
300	10	209	11	302	11	300	10	282	10	300	99	252	10	250	10	300	10
340	10	310	11	402	11	400	10	382	10	400	99	352	10	350	10	400	10
		411	10	503	11	500	10	482	10	500	98	452	10	450	10	500	10
		463	10	604	11	600	10	582	10	600	98	552	10	550	10	600	10
				697	11	700	10	682	10	700	98	652	10	650	10	700	10
						800	10	782	10	764	99	752	10	750	10	800	10
						805	10	882	10	801	99	852	10	850	10	900	10
								983	10	901	99	952	10	950	10	100	10
								108	10	100	10	105	10	105	10	110	10
								118	10	110	10	115	10	115	10	120	10
								128	10	120	10	125	10	125	10	130	10
								138	10	130	10	135	10	135	10	140	10
								148	10	140	10	145	10	145	10	150	10
								158	10	150	10	155	10	155	10	160	10
								168	10	160	10	165	10	165	10	170	10
								173	10	170	10	175	10	175	10	180	10
										180	10	185	10	185	10	190	10
										190	10	195	10	195	10	200	10
										200	10	205	10	205	10	210	10
										210	10	215	10	215	10	220	10
										220	11	225	10	225	10	230	10
										230	11	235	10	235	10	240	10
										240	11	245	10	245	10	250	10
										250	11	255	10	255	10	260	10
										260	11	265	10	265	10	270	10
										270	11	275	10	275	10	280	10
										280	11	285	10	285	10	290	10
										290	11	295	10	295	10	300	10
										300	11	305	10	305	10	310	10
										310	11	315	10	315	10	320	10
												325	10	325	10	330	10
												335	10	335	10	340	10
												345	10	345	10	350	10
												355	10	355	10	360	10
												365	10	365	10	370	10
												375	10	375	10	380	10
												385	10	385	10	390	11
												395	10	395	10	400	11
												405	10	405	10	410	11
												415	10	415	10	420	11
												425	10	425	10	430	11
												435	10	435	10	440	11
												445	10	445	10	450	11
												447	10	455	10	460	11
														463	10	470	11
																480	11
																490	11
																500	11

																		510	11	
																			520	11

Окончание таблицы 2.14

КП 11-т.13		т.10-т.12		КП 10 -т.10		КП 12 -т.14		т.13-т.14		КП 13 -т.11		т.12-т.13		т.14 -УКПГ-1		т.11-т.12				
Горизонтальная дисканция, м	Высотная отметка, м	Горизонтальная дисканция, м	Высотная отметка, м	Горизонтальная дисканция, м	Высотная отметка, м	Горизонтальная дисканция, м	Высотная отметка, м	Горизонтальная дисканция, м	Высотная отметка, м	Горизонтальная дисканция, м	Высотная отметка, м	Горизонтальная дисканция, м	Высотная отметка, м	Горизонтальная дисканция, м	Высотная отметка, м	Горизонтальная дисканция, м	Высотная отметка, м			
																		530	11	
																			540	11
																			550	11
																			560	11
																			570	11
																			580	11
																			590	11
																			600	11
																			610	11
																			620	11
																			630	11
																			640	11
																			650	11
																			660	10
																			670	10
																			680	10
																			690	10
																			700	10
																			710	11
																			720	11
																			730	11
																			740	10
																			750	10
																			760	10
																			770	10
																			773	10

Таблица 2.15 – Исходные данные для расчета участка 5 ГСС

	КП 10			КП 11			КП 12			КП 13			УКПГ-1	
	Давление, МПа	Температура, °С	Дебит газа, ст. м³/сут*	Давление, МПа	Температура, °С	Дебит газа, ст. м³/сут*	Давление, МПа	Температура, °С	Дебит газа, ст. м³/сут*	Давление, МПа	Температура, °С	Дебит газа, ст. м³/сут*	Давление, МПа	Дебит газа, ст. м³/сут*
Период 1	11,47	0,34	3144751	10,11	9,55	2132128	10,95	13,21	2032241	12,20	22,92	3627807	10,57	10936927
Период 2	11,03	1,72	2971911	10,85	9,14	2007801	10,51	13,24	1846879	11,69	21,38	3289179	10,44	10115771

Пе рио д 3	11,1 4	4,18	326 195 1	10,8 5	9,28	198 181 3	10,7 1	12,85	181 300 2	11,7 6	22,43	345 968 6	10,4 4	105 164 52
Пе рио д 4	11,0 4	9,27	326 263 8	10,6 5	9,76	206 119 9	10,8 8	13,11	170 095 1	11,7 0	23,30	352 272 4	10,3 9	105 475 13

\* - за стандартные условия приняты давление 0,1013 МПа и температура 20 °С



### 2.1.5 Участки сети 6,7

На рисунках 2.7 – 2.8 приведены схемы участков 6 и 7 ГСС.

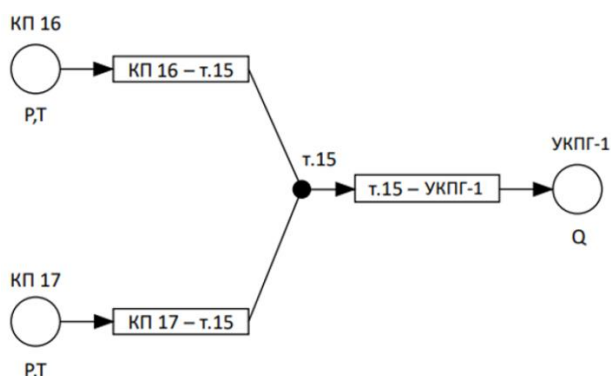


Рисунок 2.7–Участок сети 6

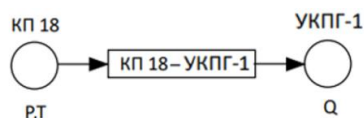


Рисунок 2.8–Участок сети 7

В таблицах 2.16 – 2.19 приведены исходные данные для расчета модели участков 6 и 7 ГСС.

Таблица 2.16 – Климатические условия и способ прокладки газопроводов участков сети 6, 7

Параметр	Участок сети 6			Участок сети 7
	КП16–т.15	КП17–т.15	т.15– УКПГ-1	КП 18– УКПГ-1
Шероховатость, м	0,00005	0,00005	0,00005	0,00005
Диаметр внутренний, м	0,277	0,277	0,382	0,277
Толщина стенки, м	0,024	0,024	0,022	0,024
Коэффициент теплопроводности среды, Вт/м/К	0,774694	0,774694	0,774694	0,774694
Глубина заложения (до верха трубы), м	0,8	0,8	0,8	0,8
Температура окружающей среды, °С	10	10	10	10

Таблица 2.17 – Высотные отметки по дистанции газопровода участков 6, 7 ГСС

КП17 – т.15		т.15 – УКПГ-1		КП16 – т.15		КП18 – УКПГ-1	
Горизонтальная дистанция, м	Высотная отметка, м	Горизонтальная дистанция, м	Высотная отметка, м	Горизонтальная дистанция, м	Высотная отметка, м	Горизонтальная дистанция, м	Высотная отметка, м
0	1116,56	0	1078,38	0	982,28	0	1054,76
100	1110,53	36,25	1078,31	100	980,32	100	1052,1
200	1105,21	136,25	1078,58	200	977,51	146,34	1044,51
300	1103,28	236,25	1084,39	300	977,36	189,03	1044,49
400	1089,26	336,25	1101,58	400	980,78	289,03	1044,93
482,77	1078,38	436,25	1118,36	500	985,04	389,03	1048,01
		536,25	1126,82	577,69	989,83	489,03	1052,25
		636,25	1136,03	609,73	990,17	589,03	1056,62
		736,25	1143,36	709,73	991,57	689,03	1061,29
		836,25	1142,54	809,73	994,03	789,03	1065,98
		936,25	1140,88	909,73	996,04	889,03	1069,99
		1036,25	1139,22	1009,73	997,43	989,03	1075,18
		1136,25	1137,56	1109,73	998,72	1089,03	1080,38
		1236,25	1136,65	1209,73	998,17	1189,03	1083,29
		1336,25	1137,07	1309,73	994,16	1289,03	1081,33
		1436,25	1138,29	1409,73	998,5	1389,03	1077,41
		1536,25	1139,71	1509,73	996,1	1489,03	1072,09
		1636,25	1145,75	1609,73	1000,93	1589,03	1066,68
		1736,25	1147,57	1709,73	1004,88	1689,03	1061,12
		1836,25	1144,69	1809,73	1008,2	1745,17	1058
		1936,25	1136,77	1909,73	1009,35	1804,09	1058,69
		2036,25	1120,66	2009,73	1010,12	1904,09	1059,24
		2136,25	1105,98	2109,73	1009,83	2004,09	1058,12
		2236,25	1100,06	2209,73	1008,67	2104,09	1055,69
		2336,25	1096,76	2309,73	1006,1	2204,09	1052,9

		2436,25	1097,68	2409,73	1004,89	2304,09	1050,19
		2536,25	1100,37	2509,73	1004,76	2404,09	1047,78
		2636,25	1104,21	2609,73	1004,61	2504,09	1044,48
		2736,25	1107,16	2709,73	1004,85	2604,09	1041,2
		2836,25	1109,11	2809,73	1004,67	2704,09	1038
		2936,25	1110,28	2909,73	1005,22	2804,09	1035,21
		3036,25	1108,19	3009,73	1006,65	2904,09	1033,21
		3136,25	1104,21	3109,73	1008,47	3004,09	1031,42
		3236,25	1099,31	3209,73	1010,73	3104,09	1029,66
		3336,25	1093,69	3309,73	1013,28	3204,09	1027,89
		3436,25	1087,22	3409,73	1015,74	3304,09	1027
		3536,25	1078,21	3509,73	1017,61	3404,09	1027,6
		3636,25	1072,11	3609,73	1018,17	3504,09	1033,19
		3736,25	1066,52	3709,73	1017,58	3604,09	1038,71
		3836,25	1059,11	3809,73	1014,87	3697,78	1042,3
		3936,25	1050,85	3909,73	1011,71		
		4036,25	1043,8	4009,73	1016,85		
		4136,25	1038,5	4109,73	1021,51		
		4236,25	1035,26	4209,73	1024,18		
		4336,25	1033,6	4309,73	1026,64		
		4436,25	1032,88	4409,73	1028,59		
		4536,25	1032,14	4509,73	1028,92		
		4636,25	1030,9	4609,73	1028		
		4736,25	1027,9	4709,73	1026,97		
		4836,25	1028,5	4809,73	1026,94		
		4936,25	1034,67	4909,73	1027,75		
		5036,25	1040,07	5009,73	1030,44		
		5103,25	1042,44	5109,73	1035,18		
				5209,73	1042,06		
				5309,73	1050,12		
				5409,73	1061,21		
				5509,73	1066,14		
				5609,73	1071,73		
				5709,73	1076,04		
				5809,73	1079,39		
				5909,73	1082,42		
				6009,73	1086,12		
				6109,73	1090,46		

Окончание таблицы 2.17

КП17 – т.15	т.15 – УКПГ-1	КП16 – т.15	КП18 – УКПГ-1
-------------	---------------	-------------	---------------

Горизонтальная дистанция, м	Высотная отметка, м	Горизонтальная дистанция, м	Высотная отметка, м	Горизонтальная дистанция, м	Высотная отметка, м	Горизонтальная дистанция, м	Высотная отметка, м
				6209,73	1097,49		
				6309,73	1106,04		
				6409,73	1120,78		
				6509,73	1132,78		
				6609,73	1136,4		
				6709,73	1145,9		
				6809,73	1156,76		
				6909,73	1164,21		
				7009,73	1172,2		
				7109,73	1180,17		
				7209,73	1185,35		
				7309,73	1185,31		
				7409,73	1181,81		
				7509,73	1175,18		
				7609,73	1169,78		
				7709,73	1147,71		
				7809,73	1135,35		
				7909,73	1127,18		
				8009,73	1122,41		
				8109,73	1119,35		
				8209,73	1118,47		
				8309,73	1118,37		
				8409,73	1120,17		
				8509,73	1123,01		
				8609,73	1126,71		
				8709,73	1130,7		
				8809,73	1128,93		
				8909,73	1127,14		
				9009,73	1126,67		
				9109,73	1126,82		
				9209,73	1126,43		
				9309,73	1125,35		
				9409,73	1121,62		
				9509,73	1116,61		
				9609,73	1108,36		
				9709,73	1097,25		
				9809,73	1088,63		
				9909,73	1082,89		
				10009,73	1078,59		
				10073,48	1078,38		

Таблица 2.18 – Исходные данные для расчета участка 6 ГСС

	КП 16			КП 17			УКПГ-1	
	Давление, МПа	Температура, °С	Дебит газа, ст.м <sup>3</sup> /сут <sup>*</sup>	Давление, МПа	Температура, °С	Дебит газа, ст.м <sup>3</sup> /сут <sup>*</sup>	Давление, МПа	Дебит газа, ст.м <sup>3</sup> /сут <sup>*</sup>
Период 1	11,53	10,94	2668629	11,07	11,60	2191286	10,57	4859915,5
Период 2	12,55	14,93	3014973	11,49	13,50	2222377	11,40	5237349,6
Период 3	11,16	11,52	2800790	10,60	11,51	2245480	10,34	5046269,5
Период 4	11,20	14,42	3200760	10,54	10,62	1924112	10,36	5124871,9

Таблица 2.19 – Исходные данные для расчета участка 7 ГСС

	КП 18			УКПГ-1	
	Давление, МПа	Температура, °С	Дебит газа, м <sup>3</sup> /сут	Давление, МПа	Дебит газа, м <sup>3</sup> /сут
Период 1	10,74	6,80	3753687	10,44	3753687
Период 2	11,00	10,45	3949137	10,38	3949137
Период 3	10,88	13,05	4117369	10,35	4117369
Период 4	10,78	14,14	4123228	10,36	4123228

\* - за стандартные условия приняты давление 0,1013 МПа и температура 20 °С

### 2.1.6 Исходные данные для оценки потерь давления по длине трубопровода от производительности

Исходные данные по составу газа необходимо принять в соответствии с таблицей [Таблица 2.1](#), данные о способе прокладки и профилю трубопровода принять в соответствии с приведенными в таблицах [Таблица 2.3](#), [Таблица 2.4](#) для участка «т.3-УКПГ-1».

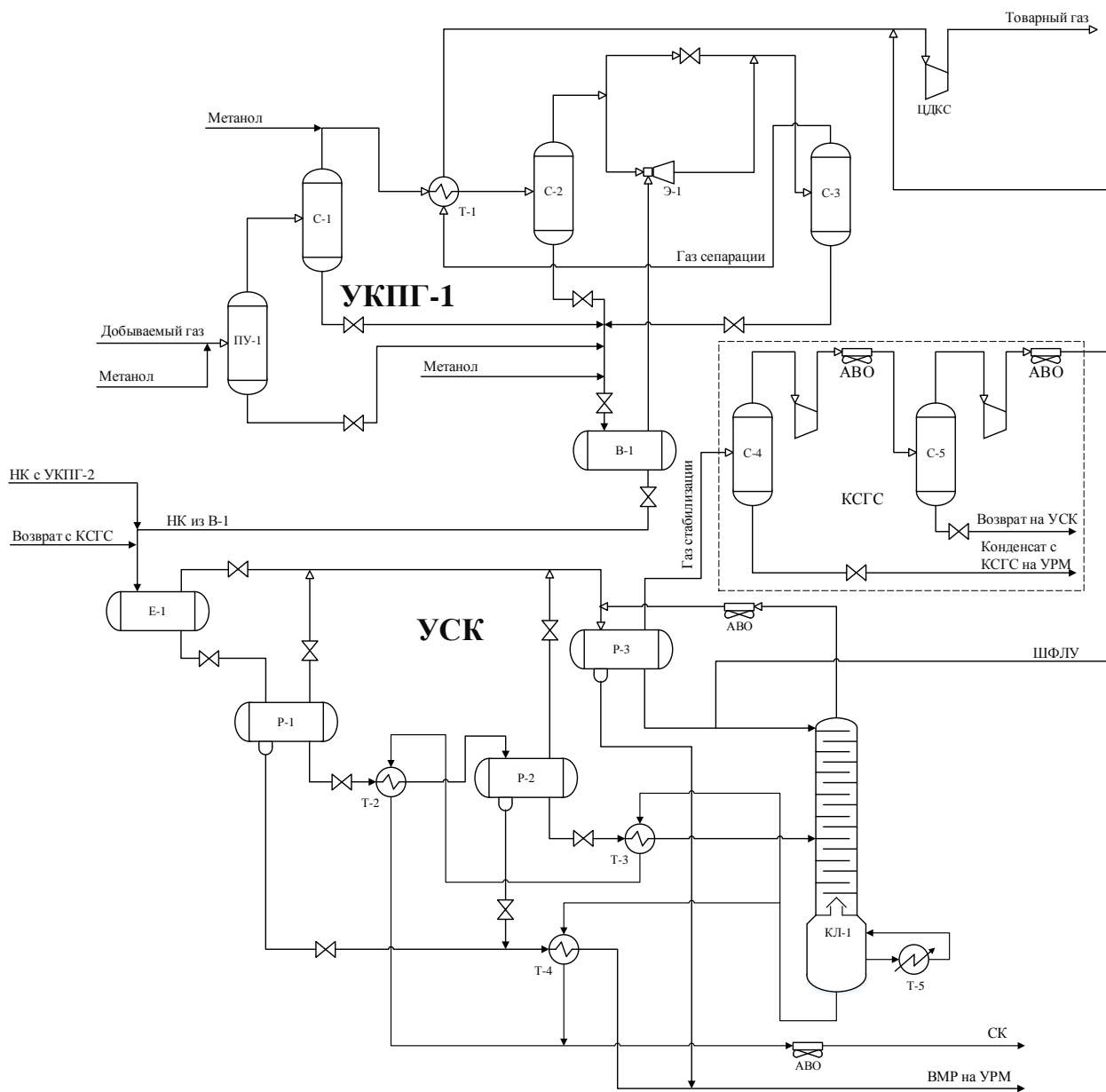
Исходные данные для серии расчетов приведены в таблице [2.20](#).

[Таблица 2.20](#) – Исходные данные для серии расчетов трубопровода «т.3-УКПГ-1» участка 1 ГСС

<b>Номер расчета</b>	<b>Расход, ст м<sup>3</sup>/сут</b>	<b>Давление на выходе, МПа</b>	<b>Температура на входе, °С</b>
1	3000000	9,06	10
2	6000000	9,06	10
3	8000000	9,06	10
4	9000000	9,06	10
5	12000000	9,06	10
6	15000000	9,06	10
7	3000000	8,50	10
8	6000000	8,50	10
9	8000000	8,50	10
10	9000000	8,50	10
11	12000000	8,50	10
12	15000000	8,50	10

## 2.2 Исходные данные для построения модели УКПГ

На [рисунке 2.9](#) приведена принципиальная технологическая схема УКПГ и УСК.



**Рисунок 2.9** – Принципиальная технологическая схема УКПГ и УСК

Исходными данными для построения модели УКПГ являются составы, термобарические параметры и расходы входящих потоков и параметры работы оборудования. Составы и параметры входящих потоков приведены в [таблицах 2.21–2.25](#). Параметры работы оборудования приведены в [таблицах 2.26 – 2.27](#).

Таблица 2.21 – Состав и параметры потока «Добываемый газ»

Наименование	Ед. изм.	Значение
Расход	кг/ч	530199,495
Давление	МПа	8,93
Температура	°С	2,8
<b>Состав</b>		
Водород	% моль.	0,0477
Гелий	% моль.	0,2036
Азот	% моль.	1,5999
Кислород	% моль.	0,0049
Диоксид углерода	% моль.	0,0211
Метан	% моль.	90,1729
Этан	% моль.	4,4050
Пропан	% моль.	1,0951
и-Бутан	% моль.	0,2825
н-Бутан	% моль.	0,2677
и-Пентан	% моль.	0,1679
н-Пентан	% моль.	0,1349
п-С <sub>6</sub>	% моль.	0,1973
п-С <sub>7</sub>	% моль.	0,1658
п-С <sub>8</sub>	% моль.	0,1491
п-С <sub>9</sub>	% моль.	0,0969
п-С <sub>10</sub>	% моль.	0,0697
п-С <sub>11</sub>	% моль.	0,0483
п-С <sub>12</sub>	% моль.	0,0322
п-С <sub>13</sub>	% моль.	0,0249
п-С <sub>14</sub>	% моль.	0,0177
п-С <sub>15</sub>	% моль.	0,0106
п-С <sub>16</sub>	% моль.	0,0064
п-С <sub>17</sub>	% моль.	0,0044
п-С <sub>18</sub>	% моль.	0,0027
п-С <sub>19</sub>	% моль.	0,0017
п-С <sub>20</sub>	% моль.	0,0012
п-С <sub>21</sub>	% моль.	0,0010
п-С <sub>22</sub>	% моль.	0,0008
п-С <sub>23</sub>	% моль.	0,0010
п-С <sub>24</sub>	% моль.	0,0012
Бензол	% моль.	0,0010
Толуол	% моль.	0,0010
Метанол	% моль.	0,0052
Вода	% моль.	0,7567



Таблица 2.22 – Состав и параметры потока «НК с УКПГ-2»

Наименование	Ед. изм.	Значение
Расход	кг/ч	49603,385
Давление	МПа	3,5
Температура	°С	0,7
<b>Состав</b>		
Водород	% моль.	0,0000
Гелий	% моль.	0,0000
Азот	% моль.	0,0510
Кислород	% моль.	0,0000
Диоксид углерода	% моль.	0,0308
Метан	% моль.	16,0394
Этан	% моль.	13,3964
Пропан	% моль.	11,1389
и-Бутан	% моль.	3,4367
н-Бутан	% моль.	6,6184
и-Пентан	% моль.	4,7693
н-Пентан	% моль.	4,5231
п-С <sub>6</sub>	% моль.	8,5991
п-С <sub>7</sub>	% моль.	7,2588
п-С <sub>8</sub>	% моль.	6,7362
п-С <sub>9</sub>	% моль.	4,6087
п-С <sub>10</sub>	% моль.	3,3658
п-С <sub>11</sub>	% моль.	2,3704
п-С <sub>12</sub>	% моль.	1,6410
п-С <sub>13</sub>	% моль.	1,3382
п-С <sub>14</sub>	% моль.	1,0266
п-С <sub>15</sub>	% моль.	0,6516
п-С <sub>16</sub>	% моль.	0,4417
п-С <sub>17</sub>	% моль.	0,3358
п-С <sub>18</sub>	% моль.	0,2466
п-С <sub>19</sub>	% моль.	0,1735
п-С <sub>20</sub>	% моль.	0,1561
п-С <sub>21</sub>	% моль.	0,1383
п-С <sub>22</sub>	% моль.	0,1529
п-С <sub>23</sub>	% моль.	0,1843
п-С <sub>24</sub>	% моль.	0,2276
Бензол	% моль.	0,0000
Толуол	% моль.	0,0000
Метанол	% моль.	0,3429
Вода	% моль.	0,0000

Таблица 2.23 – Состав и параметры потока «метанол в ПУ-1»

Наименование	Ед. изм.	Значение
Расход	кг/ч	605,93
Давление	МПа	8,93
Температура	°С	2,85
Состав		
Метанол	% масс.	95,0
Вода	% масс.	5,0

Таблица 2.24 – Состав и параметры потока «метанол на Т-1»

Наименование	Ед. изм.	Значение
Расход	кг/ч	260,11
Давление	МПа	8,86
Температура	°С	2,54
Состав		
Метанол	% масс.	95,0
Вода	% масс.	5,0

Таблица 2.25 – Состав и параметры потока «метанол перед В-1»

Наименование	Ед. изм.	Значение
Расход	кг/ч	39,76
Давление	МПа	5,75
Температура	°С	2,85
Состав		
Метанол	% масс.	95,0
Вода	% масс.	5,0

Таблица 2.26 – Параметры работы емкостного и теплообменного оборудования

Аппарат	Давление на входе, МПа	Температура на входе, °С	Давление на выходе, МПа	Температура на выходе, °С
ПУ-1	8,93	2,85	-	-
С-1	8,93	2,85	-	-
Т-1	8,86 (по сырому газу)	1,93 (по сырому газу)	8,86 (по сырому газу)	-22,24 (по сырому газу)
С-2	8,86	-20,37	-	-
С-3	5,75	-37,28	-	-
В-1	3,5	-19,83	-	-
Е-1	2,42	-11,39	-	-
Р-1	2,05	-10,87	-	-
Р-2	1,9	-10,44	-	-
Р-3	1,57	16,07	-	-

Таблица 2.27 – Параметры работы колонны стабилизации КЛ-1

<b>Параметр</b>	<b>Значение</b>
Давление верха, МПа	1,57
Давление низа, МПа	1,63
Температура верха, °С	63,49
Температура низа, °С	219,76
Количество тарелок	38
Тарелка питания	21

#### **Параметры работы КС ГС**

Давление газа на входе в КС ГС - 1,11 МПа

Температура газа на входе в КС ГС – 13,27 °С

Давление газа в сепараторе С1 (КС ГС) – 1,11 МПа

Температура газа на выходе компрессора первой ступени – 67,23 °С

Температура газа после АВО первой ступени – 37,14 °С

Давление газа в сепараторе С2 (КС ГС) – 2,66 МПа

Температура газа на выходе компрессора второй ступени – 91,46 °С

Температура газа после АВО второй ступени – 60,3 °С

#### **Прочие параметры**

Температура точки росы по углеводородам газа сепарации составляет минус 24,05 °С

Количество СК с УКПГ-1 в смеси СК (с УКПГ-1 и УКПГ-2) составляет 45,5% масс.

### 3 Представление результатов расчета

#### 3.1 Результаты расчета модели ГСС

Схемы моделей участков ГСС приведены на рисунках 3.1-3.14.

Результаты расчета модели ГСС по результатам тестирования приведены в таблицах 3.1-3.7.

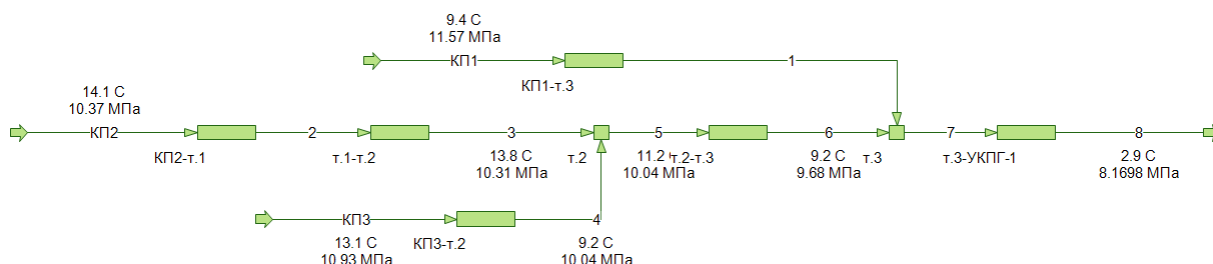


Рисунок 3.1- Модель участка 1 сети газосборной сети, созданная в «МиР ПиА Процесс+»

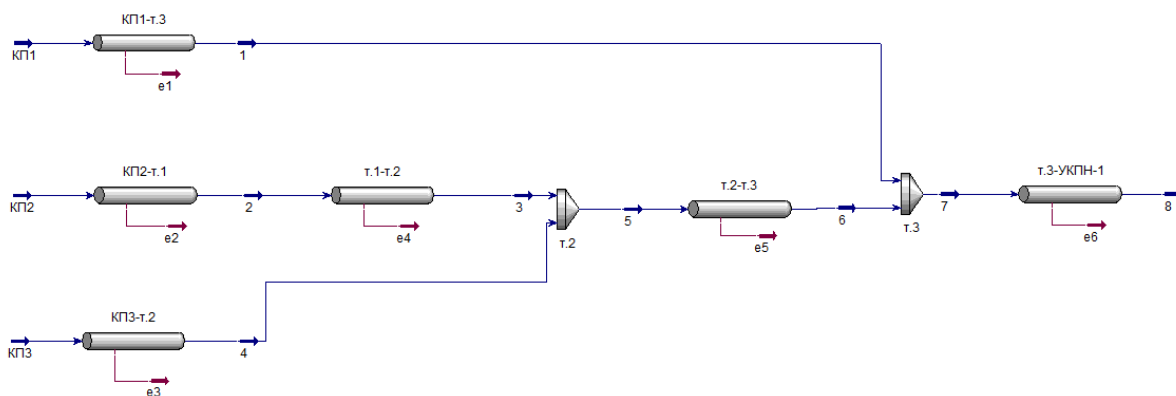


Рисунок 3.2 - Модель участка 1 сети газосборной сети, созданная в «Aspen Hysys»

Таблица 3.1 – Сравнение результатов моделирования по участку 1 газосборной сети

Период	Давление УКПГ-1, МПа			Температура на УКПГ-1, °С		
	Hysys	МиР ПиА Процесс+	Откл.,%	Hysys	МиР ПиА Процесс+	Откл., °С
1	8,2066	8,1698	-0,45	3,8	2,9	0,9
2	7,9179	7,8795	-0,49	3,4	2,4	1,0
3	8,0839	8,0435	-0,50	3,7	2,8	0,9
4	7,7806	7,7429	-0,49	2,5	1,5	1,0

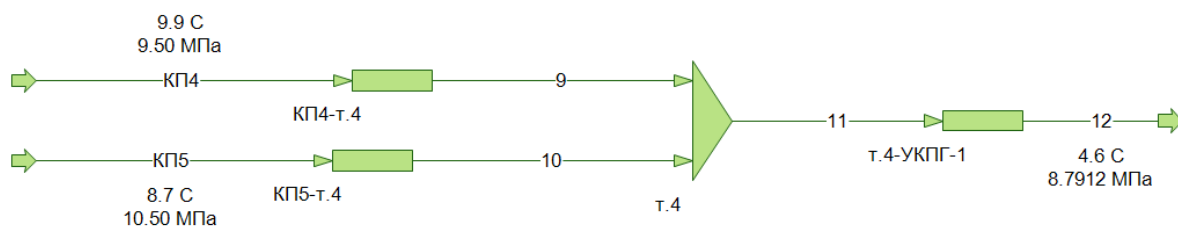


Рисунок 3.3 - Модель участка 2 сети газосборной сети, созданная в «МиР ПиА Процесс+»

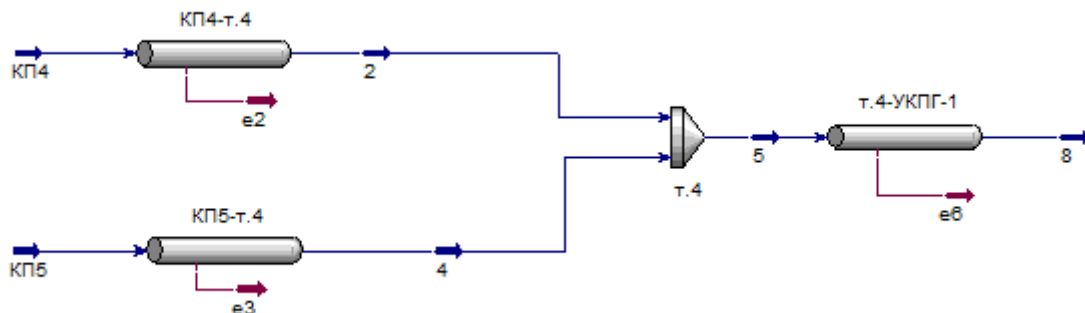


Рисунок 3.4 - Модель участка 2 сети газосборной сети, созданная в «Aspen Hysys»

Таблица 3.2 – Сравнение результатов моделирования по участку 2 газосборной сети

Период	Давление УКПГ-1, МПа			Температура на УКПГ-1, °С		
	Hysys	МиР ПиА Процесс+	Откл., %	Hysys	МиР ПиА Процесс+	Откл., °С
<b>1</b>	8,8168	8,7912	-0,29	5,2	4,6	0,6
<b>2</b>	8,8453	8,8212	-0,27	5,3	4,6	0,7
<b>3</b>	8,8324	8,8155	-0,19	6,0	5,4	0,6
<b>4</b>	8,5231	8,4995	-0,28	4,4	3,7	0,7

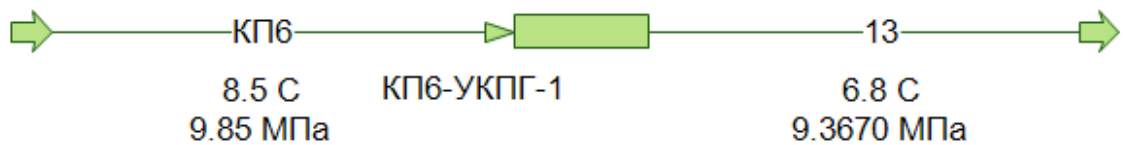


Рисунок 3.5 - Модель участка 3 сети газосборной сети, созданная в «МиР ПиА Процесс+»

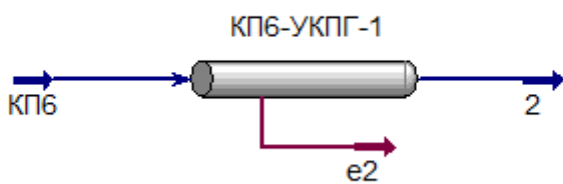


Рисунок 3.6 - Модель участка 3 сети газосборной сети, созданная в «Aspen Hysys»

Таблица 3.3 – Сравнение результатов моделирования по участку 3 газосборной сети

Период	Давление УКПГ-1, МПа			Температура на УКПГ-1, °С		
	Hysys	МиР ПиА Процесс+	Откл., %	Hysys	МиР ПиА Процесс+	Откл., °С
1	9,3727	9,3496	-0,25	7,3	6,8	0,5
2	9,2802	9,2575	-0,25	7,6	7,0	0,6
3	9,2518	9,2292	-0,24	7,6	7,1	0,5
4	9,0306	9,0078	-0,25	6,9	6,3	0,6

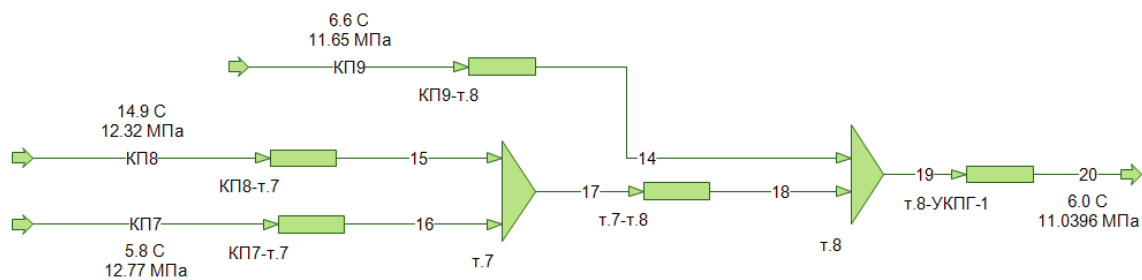


Рисунок 3.7 - Модель участка 4 сети газосборной сети, созданная в «МиР ПиА Процесс+»

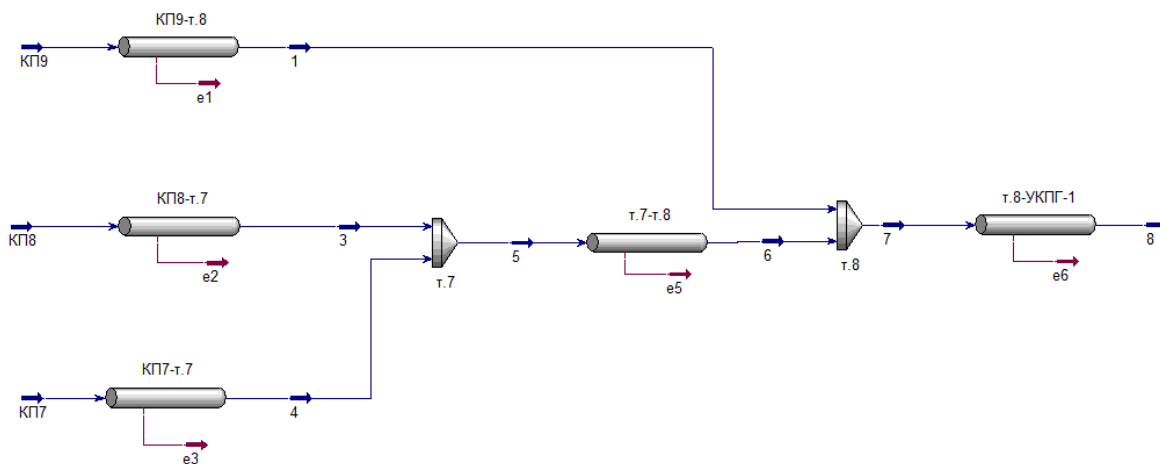


Рисунок 3.8 - Модель участка 4 сети газосборной сети, созданная в «Aspen Hysys»

Таблица 3.4 – Сравнение результатов моделирования по участку 4 газосборной сети

Период	Давление УКПГ-1, МПа			Температура на УКПГ-1, °С		
	Hysys	МиР ПиА Процесс+	Откл., %	Hysys	МиР ПиА Процесс+	Откл., °С
1	11,0760	11,0396	-0,33	6,8	6,0	0,8
2	9,0766	9,0153	-0,68	5,26	4,2	1,06
3	10,1087	10,0743	-0,34	7,0	6,1	0,9
4	9,7291	9,6675	-0,64	7,1	6,2	0,8

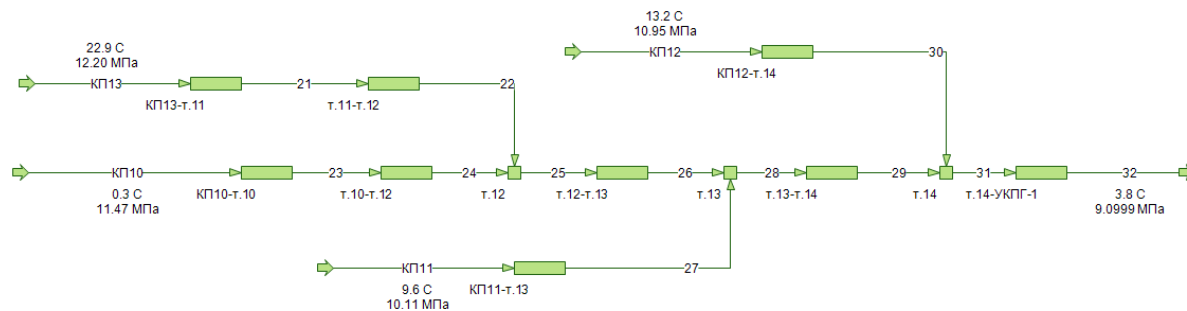


Рисунок 3.9 - Модель участка 5 сети газосборной сети, созданная в «МиР ПиА Процесс+»

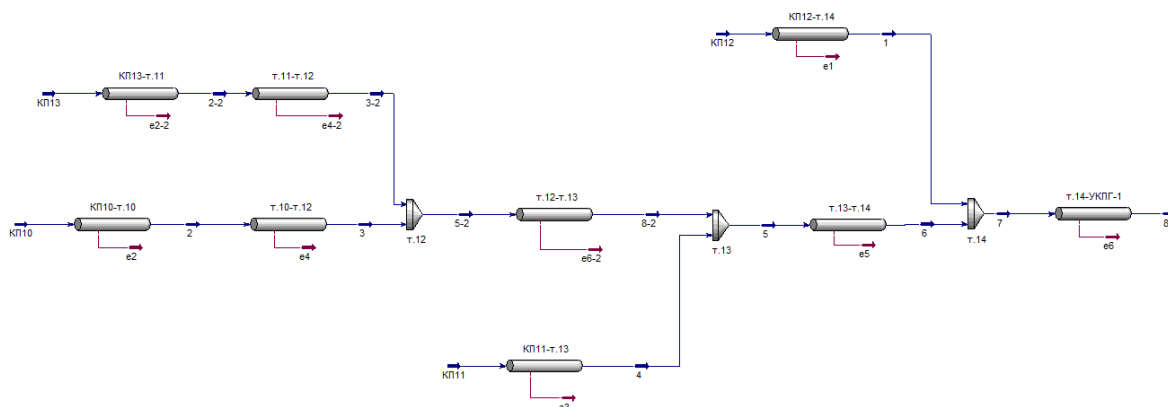


Рисунок 3.10 - Модель участка 5 сети газосборной сети, созданная в «Aspen Hysys»

Таблица 3.5 – Сравнение результатов моделирования по участку 5 газосборной сети

Период	Давление УКПГ-1, МПа			Температура на УКПГ-1, °С		
	Hysys	МиР ПиА Процесс+	Откл., %	Hysys	МиР ПиА Процесс+	Откл., °С
1	9,1001	9,0999	0,00	4,0	3,8	0,2
2	9,7107	9,6835	-0,28	6,6	6,3	0,3
3	9,5893	9,5666	-0,24	6,7	6,4	0,3
4	9,4426	9,4225	-0,21	8,2	7,9	0,3



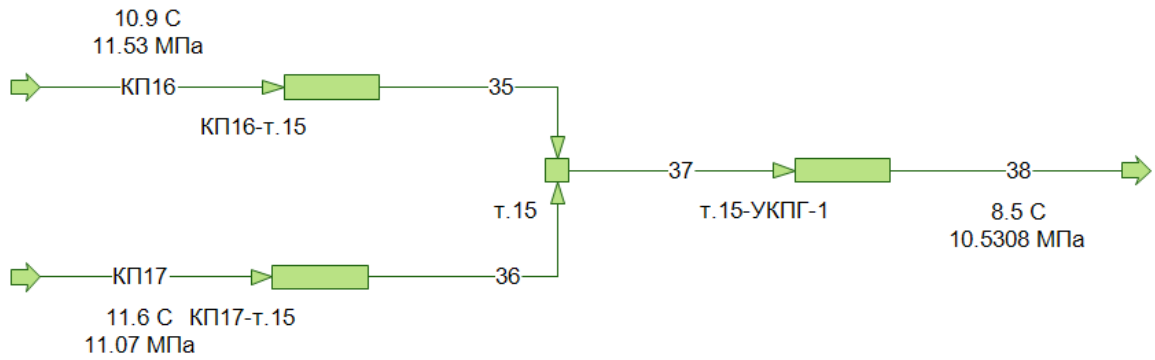


Рисунок 3.11 - Модель участка 6 сети газосборной сети, созданная в «МиР ПиА Процесс+»

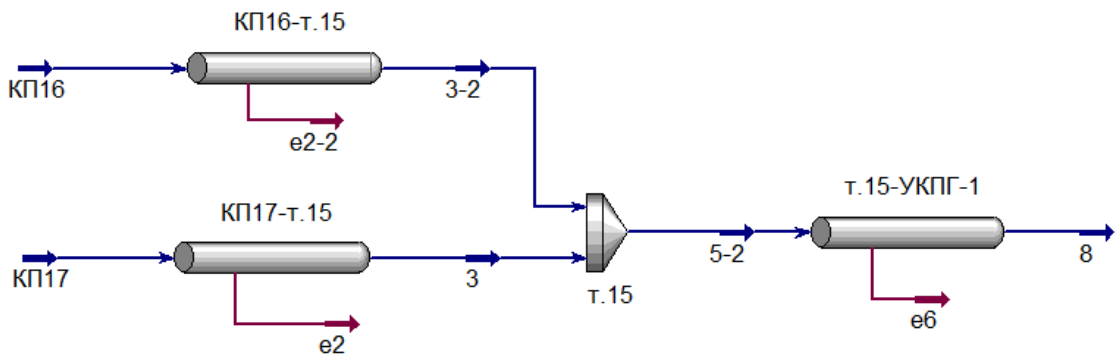


Рисунок 3.12 - Модель участка 6 сети газосборной сети, созданная в «Aspen Hysys»

Таблица 3.6 – Сравнение результатов моделирования по участку 6 газосборной сети

Период	Давление УКПГ-1, МПа			Температура на УКПГ-1, °С		
	Hysys	МиР ПиА Процесс+	Откл., %	Hysys	МиР ПиА Процесс+	Откл., °С
1	10,5707	10,5308	-0,38	9,0	8,5	0,5
2	11,3065	11,2915	-0,13	11,5	11	0,5
3	10,1119	10,075	-0,37	9,0	8,4	0,6
4	9,9688	9,9337	-0,35	9,5	8,9	0,6

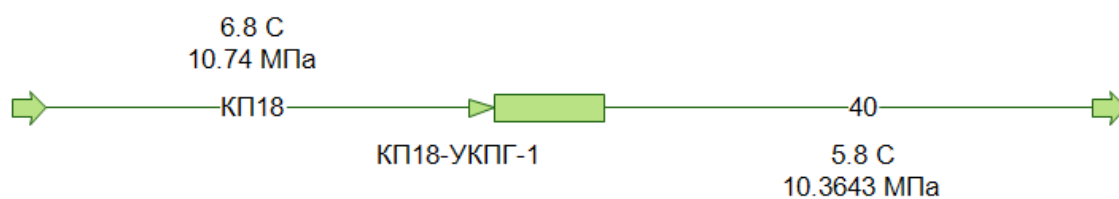


Рисунок 3.13 - Модель участка 7 сети газосборной сети, созданная в «МиР ПиА Процесс+»

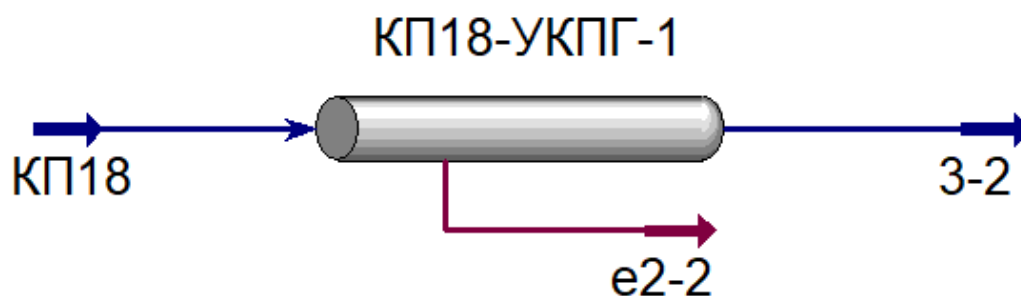


Рисунок 3.14 - Модель участка 7 сети газосборной сети, созданная в «Aspen Hysys»

Таблица 3.7 – Сравнение результатов моделирования по участку 7 газосборной сети

Период	Давление УКПГ-1, МПа			Температура на УКПГ-1, °С		
	Hysys	МиР ПиА Процесс+	Откл., %	Hysys	МиР ПиА Процесс+	Откл., °С
<b>1</b>	10,3651	10,3643	0,01	5,8	5,8	0
<b>2</b>	10,5857	10,5851	0,01	9,2	9,1	0,1
<b>3</b>	10,4139	10,4132	0,01	11,5	11,4	0,1
<b>4</b>	10,3031	10,3025	0,01	12,4	12,4	0

### 3.2 Результаты оценки потерь давления по длине трубопровода от производительности

Вид моделей участка ГСС, использованная для оценки потерь давления по участку трубопровода от производительности, построенных в продукте «МиР ПиА Процесс+» и HYSYS приведен на рисунках 3.15-3.16 - соответственно.

Результаты оценки потерь давления по наиболее протяженному одиночному трубопроводу ГСС из рассмотренных в зависимости от расхода газа, а также скорости фаз и значение задержки жидкости (процент заполнения трубы жидкостью) приведены в таблицах 3.8-3.10.

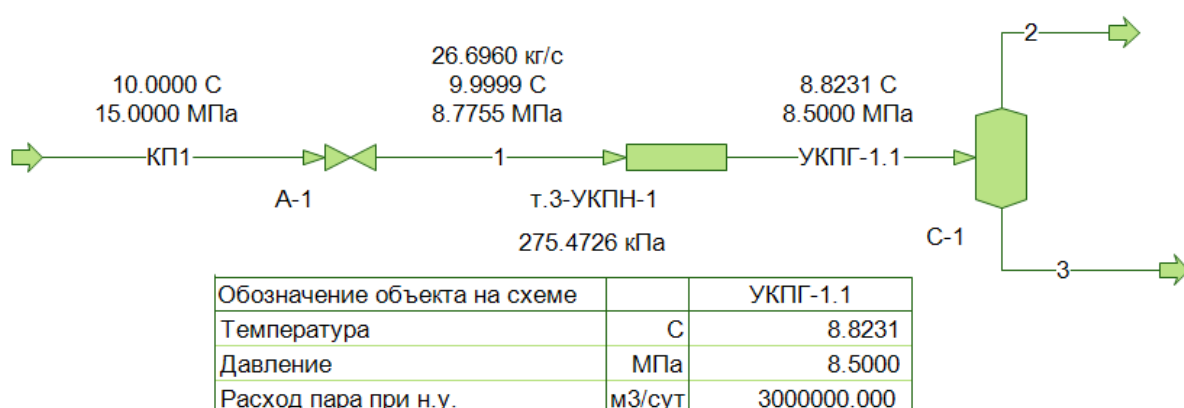


Рисунок 3.15 - Модель прямого участка т.3-УКПГ-1 сети газосборной сети, созданная в «МиР ПиА Процесс+»

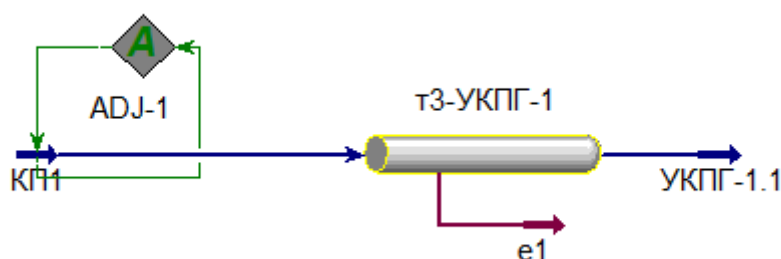


Рисунок 3.16 - Модель прямого участка т.3-УКПГ-1 сети газосборной сети, созданная в «Aspen Hysys»

Таблица 3.8 – Сравнение результатов расчета давления и температуры для серии расчетов трубопровода «т.3-УКПГ-1» участка 1 ГСС, метод Beggs & Brill

Рас- чет	Давление на входе, МПа			Температура на выходе, °С			Перепад, МПа		
	Hysys	МиР ПиА	Откл. %	Hysys	МиР ПиА	Откл. °С	Hysys	МиР ПиА	Откл. %
1	9,3025	9,3188	0,17	9,31	8,91	0,4	0,242	0,258	6,30
2	9,8494	9,862	0,13	7,62	7,24	0,38	0,789	0,802	1,57
3	10,375	10,3925	0,16	5,91	5,54	0,37	1,315	1,332	1,28
4	10,683	10,6953	0,11	4,91	4,56	0,35	1,623	1,635	0,72
5	11,756	11,7316	-0,21	0,97	1,34	-0,37	2,696	2,671	-0,91
6	12,974	12,9293	-0,35	-2,09	-2,15	0,06	3,914	3,869	-1,16
7	8,7599	8,7755	0,18	9,24	8,82	0,42	0,259	0,275	5,66
8	9,3465	9,359	0,13	7,35	6,97	0,38	0,846	0,859	1,46
9	9,9069	9,9219	0,15	4,46	5,08	-0,62	1,406	1,421	1,05
10	10,234	10,2381	0,04	4,35	4,01	0,34	1,734	1,738	0,23
11	11,361	11,3276	-0,30	0,97	0,42	0,55	2,861	2,827	-1,21
12	12,619	12,5798	-0,31	-3,27	-3,35	0,08	4,119	4,079	-0,96

Таблица 3.9 – Сравнение результатов расчета скоростей сред и задержки жидкости для серии расчетов трубопровода «т.3-УКПГ-1» участка 1 ГСС, метод Beggs & Brill.  
Участок трубопровода 1 (начало трубопровода)

Рас- чет	Скорость пара, м/с			Скорость жидкости, м/с			Задержка жидкости, %		
	Hysys	МиР ПиА	Откл. %	Hysys	МиР ПиА	Откл. %	Hysys	МиР ПиА	Откл. %
1	2,361	2,353	0,34	0,026	0,025	3,85	6,62	6,67	-0,05
2	4,403	4,393	0,23	0,051	0,049	3,92	6,23	6,18	0,05
3	5,510	5,496	0,25	0,066	0,064	3,03	6,15	6,08	0,07
4	5,982	5,971	0,18	0,073	0,071	2,74	6,13	6,05	0,08
5	7,111	7,131	-0,28	0,090	0,088	2,22	6,10	5,99	0,11
6	7,926	7,966	-0,50	0,101	0,097	3,96	6,00	5,87	0,13
7	2,541	2,533	0,31	0,026	0,026	0,00	6,41	6,38	0,03
8	4,695	4,683	0,26	0,051	0,051	0,00	6,04	5,99	0,05
9	5,829	5,815	0,24	0,067	0,066	1,49	6,00	5,93	0,07
10	6,303	6,297	0,10	0,074	0,073	1,35	6,00	5,93	0,07
11	7,406	7,433	-0,36	0,093	0,090	3,23	6,03	5,93	0,10
12	8,182	8,220	-0,46	0,106	0,101	4,72	5,99	5,87	0,12

Таблица 3.10 – Сравнение результатов расчета скоростей сред и задержки жидкости для серии расчетов трубопровода «т.3-УКПГ-1» участка 1 ГСС, метод Beggs & Brill.

Участок трубопровода 143 (конечная точка трубопровода)

Рас - чет	Скорость пара, м/с			Скорость жидкости, м/с			Задержка жидкости, %		
	Hysys	МиР ПиА	Откл. %	Hysys	МиР ПиА	Откл. %	Hysys	МиР ПиА	Откл.%
1	2,425	2,415	0,41	0,026	0,026	0,00	11,97	12,5	-0,53
2	4,787	4,767	0,42	0,053	0,053	0,00	10,87	11,33	-0,46
3	6,296	6,268	0,44	0,072	0,071	1,39	10,55	10,99	-0,44
4	7,025	6,995	0,43	0,082	0,081	1,22	10,45	10,89	-0,44
5	9,102	9,074	0,31	0,114	0,111	2,63	10,33	10,72	-0,39
6	11,018	10,990	0,25	0,147	0,143	2,72	10,34	10,69	-0,35
7	2,622	2,611	0,42	0,026	0,026	0,00	11,46	11,99	-0,53
8	5,169	5,146	0,44	0,054	0,054	0,00	10,42	10,89	-0,47
9	6,791	6,760	0,46	0,073	0,073	0,00	10,13	10,58	-0,45
10	7,573	7,540	0,44	0,084	0,083	1,19	10,05	10,49	-0,44
11	9,792	9,760	0,33	0,116	0,114	1,72	9,95	10,34	-0,40
12	11,832	11,796	0,30	0,151	0,147	2,65	9,98	10,35	-0,38

По итогам выполненных расчетов можно отметить хорошее совпадение всех рассчитанных параметров, так, по давлению на входе трубопровода максимальное отклонение результатов расчета от HYSYS составило 0,35% (при наибольшем расходе газа из принятых для расчета, 15 млн.м<sup>3</sup>/сут). Явной зависимости величины отклонения от расхода газа не наблюдается, однако отмечается, что в основном расчетные потери давления больше полученных в HYSYS, за исключением расчетов при двух наибольших расходах из принятых – для них расчетные потери давления, полученные «МиР ПиА Процесс+» оказались меньше полученных в HYSYS. По отклонениям в оценке потерь давления по трубопроводу наибольшие значения характеризуют расчеты с наименьшими расходами газа. Максимальное отклонение от HYSYS по потерям давлениям не составило 6,3 %.

Наибольшее отклонение по температуре на выходе трубопровода составило 0,62 °С (при расходе 8 млн.м<sup>3</sup>/сут и давлении на выходе трубопровода 8,5 МПа).

По результатам расчета скоростей фаз можно отметить, что для начального участка газосборного коллектора отклонения по скорости фаз выше, чем для конечного. При этом максимальное отклонение от HYSYS по скорости жидкости не превышает 5%, по скорости газа для начального участка (2,72% – для конечного) и 0,5% – по скорости газа (для начального и конечного участков).

Наибольшие отклонения по задержке жидкости от HYSYS отмечаются в результатах расчета конечного участка газопровода (0,53% максимально), для начального участка отклонения меньше (до 0,13%).

### 3.3 Результаты расчета модели УКПГ и УСК

Вид моделей УКПГ и УСК, построенных в продукте «МиР ПиА Процесс+», «PRO/II» и HYSYS, приведен на рисунках 3.17-3.19, сравнение по расходам и составам потоков представлено в таблицах 3.11-3.16 сравнение потарельчатых профилей температуры, жидкости и пара в колонне УСК представлено в таблицах 3.17- 3.19, сравнение по параметрам аппаратов и свойствам товарных продуктов – в таблице 3.20.

Особенностью модели УКПГ, реализованной в продукте «МиР ПиА Процесс+» является использование двух моделей уравнения состояния. Тогда как для расчета большей части схемы используется уравнения состояния Пенга-Робинсона, для расчета трехфазных разделителей применено уравнение состояния «Пенг-Робинсон-NRTL». Для этого на входе и выходе потоки трехфазных разделителей снабжены узлом «преобразователь моделей». Данный узел позволяет осуществлять переключение моделей при сохранении выбранного пользователем свойства. В нашем случае при смене моделей сохраняемым параметром является температура. Использование описанного подхода объясняется тем, что базовое уравнение состояния Пенга-Робинсона реализовано в двухфазной постановке, а для корректного учета распределения метанола и воды по фазам газа и углеводородной жидкости требуется использование уравнения состояния «Пенг-Робинсон-NRTL».

Результаты расчета модели УКПГ и УСК, полученные в МиР ПиА Процесс+, HYSYS и PRO/II демонстрируют хорошее совпадение, так по расходам продуктов наибольшее отклонение от HYSYS наблюдается для потока «Газ стабилизации» (2,62%), по остальным расходам потоков – отклонения еще меньше. Наибольшее отклонение по расходам потоков в сравнении с результатами, полученными на PRO/II – отмечено для потока НК из В-1 (2,59%).

Учитывая малые значения, по содержаниям компонентов отклонения приведены в абсолютном выражении. Составы потоков, рассчитанные в продукте «МиР ПиА Процесс+» в целом более близки к рассчитанным в HYSYS. По содержаниям в составе потоков наибольшие отклонения отмечаются для индивидуальных компонентов.

Отличия в результатах расчета температуры, расходов пара и жидкости по тарелкам колонны УСК минимальны в сравнении с HYSYS и чуть выше в сравнении с PRO/II.

Наибольшие отклонения по значениям расчетных параметров и свойств потоков отмечены для давления насыщенных паров по Рейду СК – по результатам «МиР ПиА Процесс+» оно оказалось на 2,56% больше, чем в HYSYS (0,038 и 0,039 МПа соответственно).

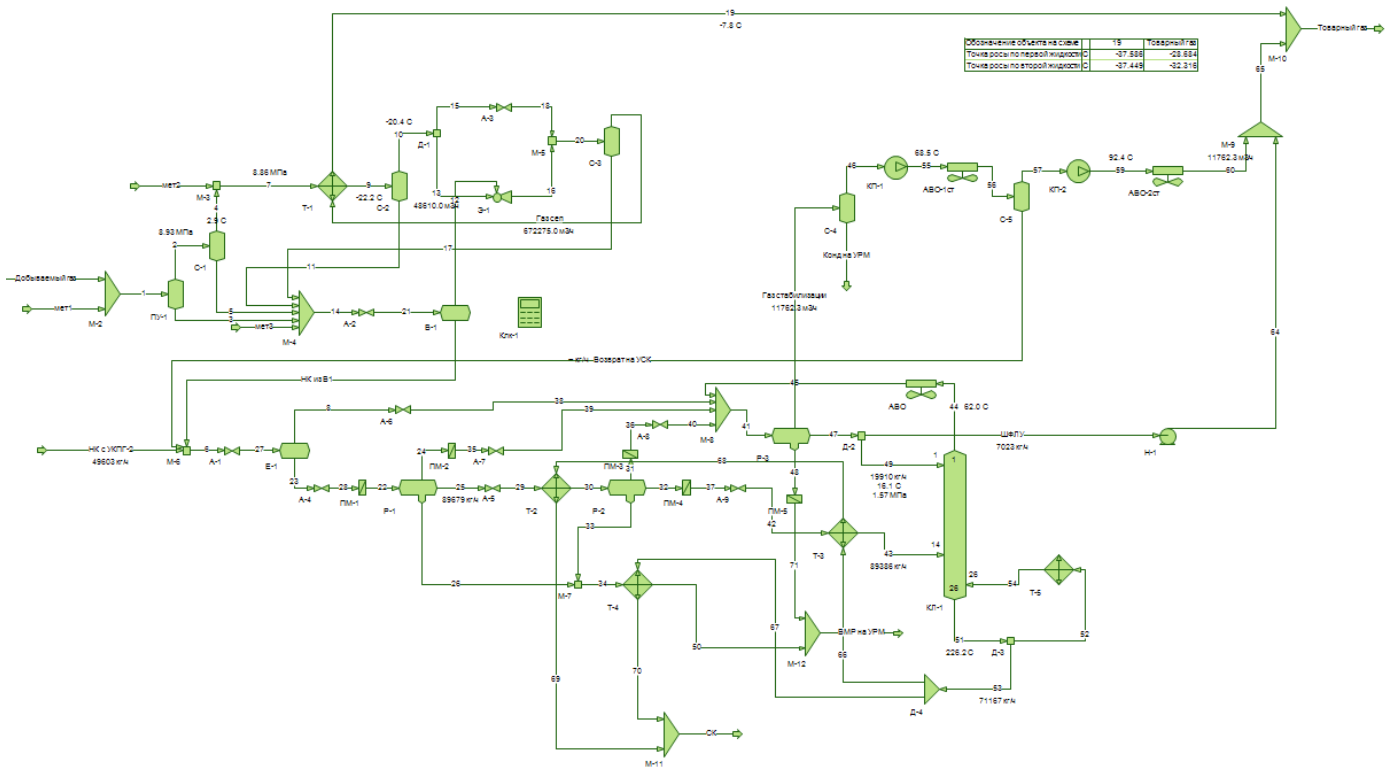


Рисунок 3.17 - Модель установки УКПГ-1 собранная в программном продукте «МиР ПиА Процесс+»

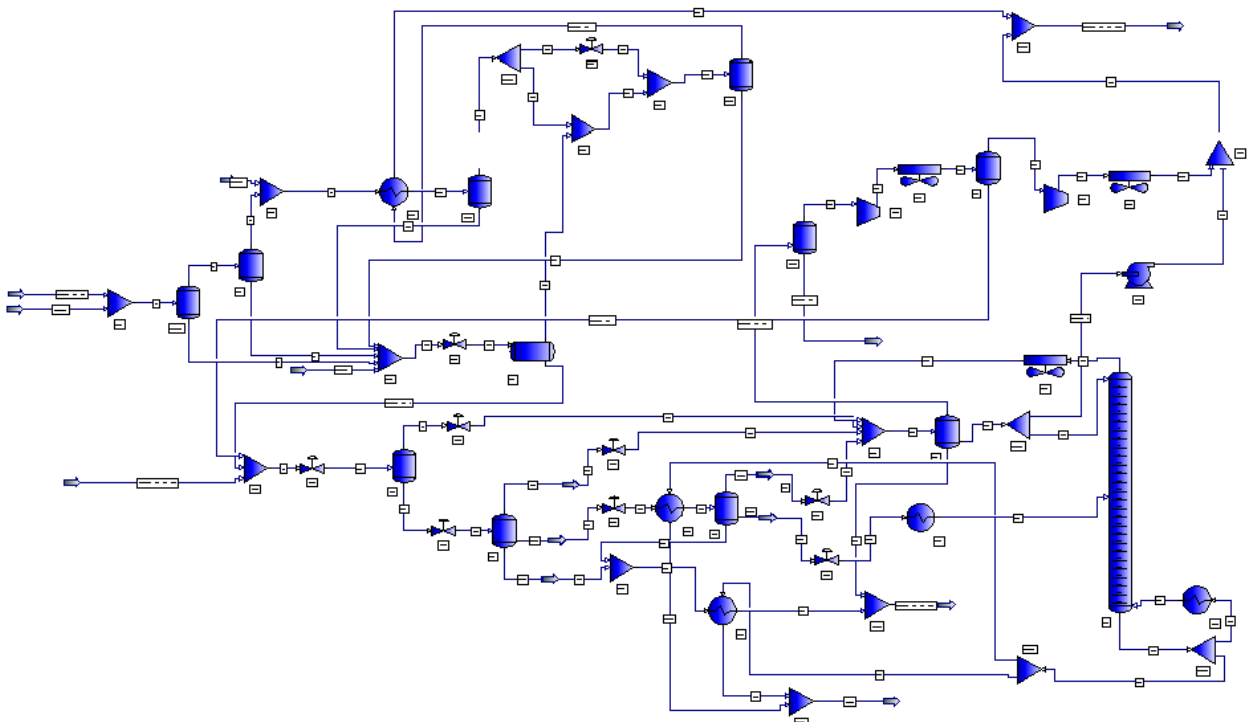


Рисунок 3.18 - Модель установки УКПГ-1 собранная в программном продукте «PROII»

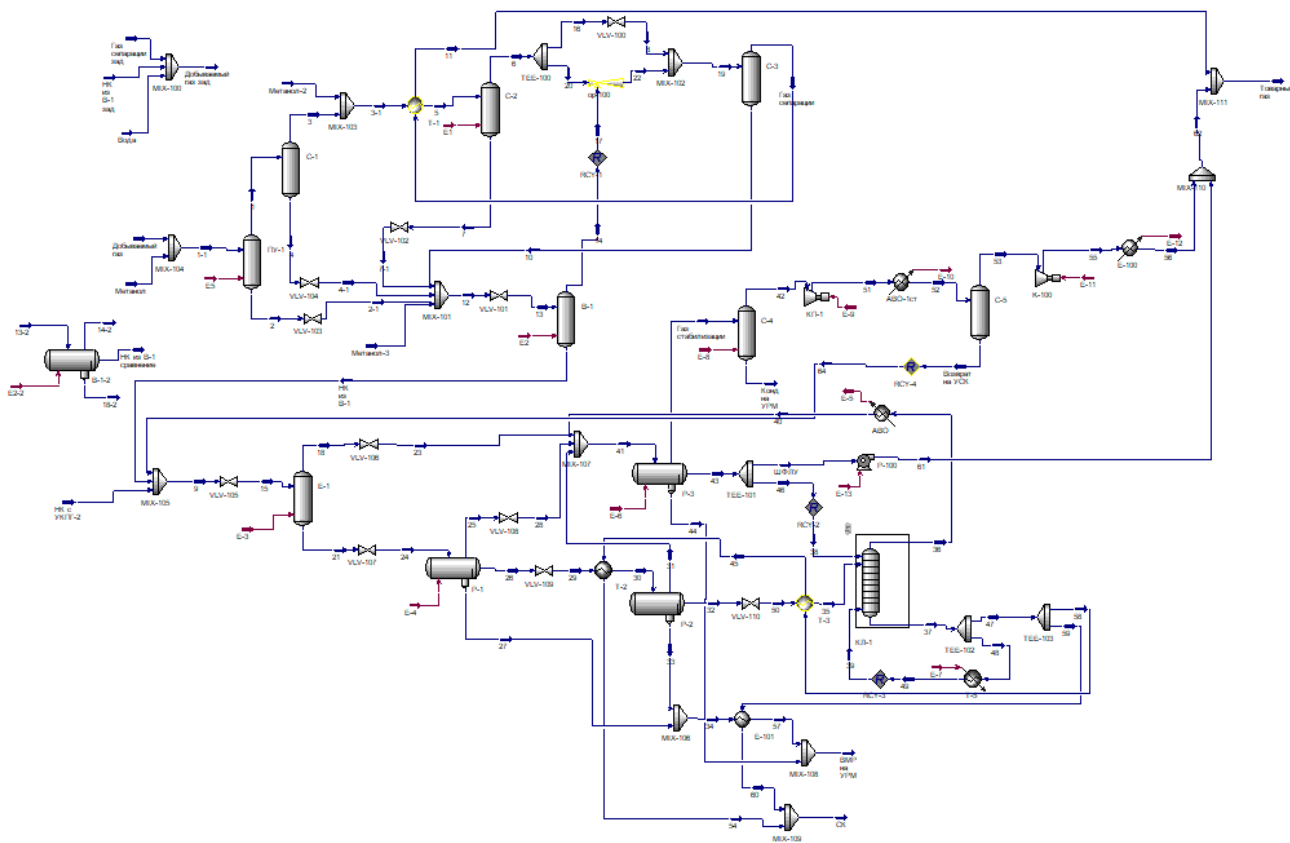


Рисунок 3.19 - Модель установки УКПГ-1 собранная в программном продукте «Aspen Hysys»



Таблица 3.11 – Результаты расчета потока «Газ сепарации»

Наименование	Ед.	МиР ПиА	Hysys	Разница	ПРОП	Разница
Расход	кг/ч	483837,7	484171,2	0,07%	482580,9	-0,26%
Давление	МПа	5,75	5,75	0,00	5,75	0,00 МПа
Температура	°С	-37,4	-37,6	-0,20 °С	-39,5	-2,10 °С
Состав						
Водород	% масс.	0,0057	0,0057	0,0000	0,0057	0,0000
Гелий	% масс.	0,0484	0,0484	0,0000	0,0485	0,0001
Азот	% масс.	2,6620	2,6603	-0,0017	2,6690	0,0070
Кислород	% масс.	0,0092	0,0092	0,0000	0,0093	0,0001
Диоксид	% масс.	0,0535	0,0540	0,0005	0,0539	0,0004
Метан	% масс.	85,5428	85,5052	-0,0376	85,7293	0,1865
Этан	% масс.	7,4856	7,4958	0,0102	7,4318	-0,0538
Пропан	% масс.	2,4077	2,4177	0,0100	2,3561	-0,0516
и-Бутан	% масс.	0,6711	0,6726	0,0015	0,6333	-0,0378
н-Бутан	% масс.	0,5505	0,5587	0,0082	0,5188	-0,0317
и-Пентан	% масс.	0,2650	0,2723	0,0073	0,2379	-0,0271
н-Пентан	% масс.	0,1650	0,1698	0,0048	0,1565	-0,0085
n-C <sub>6</sub>	% масс.	0,0854	0,0906	0,0052	0,0712	-0,0142
n-C <sub>7</sub>	% масс.	0,0173	0,0188	0,0015	0,0156	-0,0017
n-C <sub>8</sub>	% масс.	0,0025	0,0029	0,0004	0,0026	0,0001
n-C <sub>9</sub>	% масс.	0,0002	0,0003	0,0001	0,0002	0,0000
n-C <sub>10</sub>	% масс.	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
n-C <sub>11</sub>	% масс.	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
n-C <sub>12</sub>	% масс.	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
n-C <sub>13</sub>	% масс.	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
n-C <sub>14</sub>	% масс.	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
n-C <sub>15</sub>	% масс.	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
n-C <sub>16</sub>	% масс.	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
n-C <sub>17</sub>	% масс.	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
n-C <sub>18</sub>	% масс.	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
n-C <sub>19</sub>	% масс.	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
n-C <sub>20</sub>	% масс.	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
n-C <sub>21</sub>	% масс.	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
n-C <sub>22</sub>	% масс.	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
n-C <sub>23</sub>	% масс.	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
n-C <sub>24</sub>	% масс.	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Бензол	% масс.	0,0003	0,0003	0,0000	0,0003	0,0000
Толуол	% масс.	0,0000	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001
Метанол	% масс.	0,0272	0,0170	-0,0102	0,0595	0,0323
Вода	% масс.	0,0004	0,0002	-0,0002	0,0004	0,0000

Таблица 3.12 – Результаты расчета потока «НК из В-1»

Наименование	Ед.	МиР ПиА	Hysys	Разница	ПРОП	Разница
Расход	кг/ч	47267,6	46352,3	-1,97%	48525,2	2,59%
Давление	МПа	3,5	3,50	0,00	3,5	0,00 МПа
Температура	°С	-19,8	-19,8	0,00 °С	-19,8	0,00 °С
Состав						
Водород	% масс.	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Гелий	% масс.	0,0001	0,0003	0,0002	0,0002	0,0001
Азот	% масс.	0,0200	0,0189	-0,0011	0,0187	-0,0013
Кислород	% масс.	0,0002	0,0003	0,0001	0,0001	-0,0001
Диоксид	% масс.	0,0174	0,0127	-0,0047	0,0139	-0,0035
Метан	% масс.	4,5399	4,3738	-0,1661	4,7690	0,2291
Этан	% масс.	3,9612	3,8298	-0,1314	4,5914	0,6302
Пропан	% масс.	4,7348	4,6347	-0,1001	5,1882	0,4534
и-Бутан	% масс.	3,1209	3,0958	-0,0251	3,4326	0,3117
н-Бутан	% масс.	3,8302	3,7825	-0,0477	4,0618	0,2316
и-Пентан	% масс.	4,6589	4,6102	-0,0487	4,8135	0,1546
н-Пентан	% масс.	4,2317	4,2048	-0,0269	4,2119	-0,0198
н-С <sub>6</sub>	% масс.	9,4699	9,4584	-0,0115	9,3691	-0,1008
н-С <sub>7</sub>	% масс.	9,9313	9,9674	0,0361	9,6914	-0,2399
н-С <sub>8</sub>	% масс.	10,3364	10,3888	0,0524	10,0684	-0,2680
н-С <sub>9</sub>	% масс.	7,5577	7,5983	0,0406	7,3632	-0,1945
н-С <sub>10</sub>	% масс.	6,0345	6,0671	0,0326	5,8772	-0,1573
н-С <sub>11</sub>	% масс.	4,5935	4,6183	0,0248	4,4744	-0,1191
н-С <sub>12</sub>	% масс.	3,3389	3,3570	0,0181	3,2506	-0,0883
н-С <sub>13</sub>	% масс.	2,7957	2,8108	0,0151	2,7207	-0,0750
н-С <sub>14</sub>	% масс.	2,1404	2,1519	0,0115	2,0811	-0,0593
н-С <sub>15</sub>	% масс.	1,3641	1,3715	0,0074	1,3344	-0,0297
н-С <sub>16</sub>	% масс.	0,8840	0,8888	0,0048	0,8589	-0,0251
н-С <sub>17</sub>	% масс.	0,6387	0,6421	0,0034	0,6271	-0,0116
н-С <sub>18</sub>	% масс.	0,4162	0,4184	0,0022	0,4072	-0,0090
н-С <sub>19</sub>	% масс.	0,2777	0,2792	0,0015	0,2705	-0,0072
н-С <sub>20</sub>	% масс.	0,2015	0,2026	0,0011	0,2009	-0,0006
н-С <sub>21</sub>	% масс.	0,1726	0,1735	0,0009	0,1758	0,0032
н-С <sub>22</sub>	% масс.	0,1498	0,1506	0,0008	0,1473	-0,0025
н-С <sub>23</sub>	% масс.	0,2068	0,2079	0,0011	0,1924	-0,0144
н-С <sub>24</sub>	% масс.	0,2497	0,2510	0,0013	0,2408	-0,0089
Бензол	% масс.	0,0433	0,0439	0,0006	0,0435	0,0002
Толуол	% масс.	0,0541	0,0550	0,0009	0,0541	0,0000
Метанол	% масс.	1,6431	1,7803	0,1372	1,2807	-0,3624
Вода	% масс.	8,3850	8,5531	0,1681	8,1688	-0,2162

Таблица 3.13 – Результаты расчета потока «Газ стабилизации»

Наименование	Ед.	МиР ПиА	Hysys	Разница	ПРОП	Разница
Расход	кг/ч	13879,3	13524,3	-2,62%	13997,5	0,84%
Давление	МПа	1,57	1,57	0,00	1,57	0,00 МПа
Температура	°С	16,07	16,1	0,00 °С	16,60	0,53 °С
Состав						
Водород	% масс.	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Гелий	% масс.	0,0003	0,0009	0,0006	0,0006	0,0003
Азот	% масс.	0,1344	0,1336	-0,0008	0,1341	-0,0003
Кислород	% масс.	0,0007	0,0008	0,0001	0,0007	0,0000
Диоксид	% масс.	0,1156	0,1015	-0,0141	0,1170	0,0014
Метан	% масс.	26,8247	26,7835	-0,0412	26,8974	0,0727
Этан	% масс.	28,1033	28,2558	0,1525	27,9635	-0,1398
Пропан	% масс.	25,7670	25,8101	0,0431	25,8132	0,0462
и-Бутан	% масс.	8,5020	8,4482	-0,0538	8,2744	-0,2276
н-Бутан	% масс.	9,3895	9,4120	0,0225	9,3078	-0,0817
и-Пентан	% масс.	0,9917	0,8475	-0,1442	1,1370	0,1453
н-Пентан	% масс.	0,1571	0,1335	-0,0236	0,3245	0,1674
n-C <sub>6</sub>	% масс.	0,0006	0,0006	0,0000	0,0006	0,0000
n-C <sub>7</sub>	% масс.	0,0001	0,0001	0,0000	0,0001	0,0000
n-C <sub>8</sub>	% масс.	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
n-C <sub>9</sub>	% масс.	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
n-C <sub>10</sub>	% масс.	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
n-C <sub>11</sub>	% масс.	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
n-C <sub>12</sub>	% масс.	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
n-C <sub>13</sub>	% масс.	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
n-C <sub>14</sub>	% масс.	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
n-C <sub>15</sub>	% масс.	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
n-C <sub>16</sub>	% масс.	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
n-C <sub>17</sub>	% масс.	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
n-C <sub>18</sub>	% масс.	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
n-C <sub>19</sub>	% масс.	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
n-C <sub>20</sub>	% масс.	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
n-C <sub>21</sub>	% масс.	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
n-C <sub>22</sub>	% масс.	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
n-C <sub>23</sub>	% масс.	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
n-C <sub>24</sub>	% масс.	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Бензол	% масс.	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Толуол	% масс.	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Метанол	% масс.	0,0024	0,0626	0,0602	0,0191	0,0167
Вода	% масс.	0,0105	0,0094	-0,0011	0,0101	-0,0004

Таблица 3.14 – Результаты расчета потока «Товарный газ»

Наименование	Ед.	МиР ПиА	Hysys	Разница	ПРОП	Разница
Расход	кг/ч	504739,0	504780,3	0,01%	503597,1	-0,23%
Давление	МПа	5,75	5,75	0,00	5,75	0,00 МПа
Температура	°С	-7,1	-7,3	-0,20 °С	-9,9	-2,80 °С
Состав						
Водород	%	0,0055	0,0055	0,0000	0,0055	0,0000
Гелий	%	0,0464	0,0464	0,0000	0,0465	0,0001
Азот	%	2,5555	2,5553	-0,0002	2,5614	0,0059
Кислород	%	0,0089	0,0089	0,0000	0,0090	0,0001
Диоксид	%	0,0547	0,0547	0,0000	0,0552	0,0005
Метан	%	82,7616	82,7556	-0,0060	82,9224	0,1608
Этан	%	8,0725	8,0733	0,0008	8,0217	-0,0508
Пропан	%	3,3922	3,3929	0,0007	3,3453	-0,0469
и-Бутан	%	1,1668	1,1657	-0,0011	1,1236	-0,0432
н-Бутан	%	1,2298	1,2417	0,0119	1,1825	-0,0473
и-Пентан	%	0,3918	0,3795	-0,0123	0,3818	-0,0100
н-Пентан	%	0,1852	0,1862	0,0010	0,1992	0,0140
n-C <sub>6</sub>	%	0,0821	0,0872	0,0051	0,0685	-0,0136
n-C <sub>7</sub>	%	0,0167	0,0181	0,0014	0,0150	-0,0017
n-C <sub>8</sub>	%	0,0024	0,0028	0,0004	0,0025	0,0001
n-C <sub>9</sub>	%	0,0002	0,0002	0,0000	0,0002	0,0000
n-C <sub>10</sub>	%	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
n-C <sub>11</sub>	%	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
n-C <sub>12</sub>	%	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
n-C <sub>13</sub>	%	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
n-C <sub>14</sub>	%	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
n-C <sub>15</sub>	%	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
n-C <sub>16</sub>	%	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
n-C <sub>17</sub>	%	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
n-C <sub>18</sub>	%	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
n-C <sub>19</sub>	%	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
n-C <sub>20</sub>	%	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
n-C <sub>21</sub>	%	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
n-C <sub>22</sub>	%	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
n-C <sub>23</sub>	%	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
n-C <sub>24</sub>	%	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Бензол	%	0,0003	0,0003	0,0000	0,0003	0,0000
Толуол	%	0,0000	0,0001	0,0001	0,0000	0,0000
Метанол	%	0,0265	0,0251	-0,0014	0,0588	0,0323
Вода	%	0,0007	0,0005	-0,0002	0,0006	-0,0001

Таблица 3.15 – Результаты расчета потока «СК»

Наименование	Ед.	МиР ПиА	Hysys	Разница	ПРОП	Разница
Расход	кг/ч	71168,8	71157,2	-0,02%	71101,7	-0,09%
Давление	МПа	1,63	1,63	0,00	1,63	0,00 МПа
Температура	°С	42,8	43,7	0,90 °С	43,9	1,10 °С
Состав						
Водород	% масс.	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Гелий	% масс.	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Азот	% масс.	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Кислород	% масс.	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Диоксид	% масс.	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Метан	% масс.	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Этан	% масс.	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Пропан	% масс.	0,0031	0,0027	-0,0004	0,0039	0,0008
и-Бутан	% масс.	0,2096	0,1965	-0,0131	0,2670	0,0574
н-Бутан	% масс.	1,1258	1,0608	-0,0650	1,2566	0,1308
и-Пентан	% масс.	5,3068	5,3878	0,0810	5,1956	-0,1112
н-Пентан	% масс.	5,6436	5,6304	-0,0132	5,4895	-0,1541
n-C <sub>6</sub>	% масс.	13,1535	13,1004	-0,0531	13,1624	0,0089
n-C <sub>7</sub>	% масс.	13,3323	13,3051	-0,0272	13,3439	0,0116
n-C <sub>8</sub>	% масс.	13,9901	13,9748	-0,0153	14,0038	0,0137
n-C <sub>9</sub>	% масс.	10,4924	10,4864	-0,0060	10,5030	0,0106
n-C <sub>10</sub>	% масс.	8,4416	8,4379	-0,0037	8,4508	0,0092
n-C <sub>11</sub>	% масс.	6,4811	6,4790	-0,0021	6,4881	0,0070
n-C <sub>12</sub>	% масс.	4,8055	4,8050	-0,0005	4,8105	0,0050
n-C <sub>13</sub>	% масс.	4,1409	4,1419	0,0010	4,1454	0,0045
n-C <sub>14</sub>	% масс.	3,3071	3,3094	0,0023	3,3107	0,0036
n-C <sub>15</sub>	% масс.	2,1874	2,1898	0,0024	2,1897	0,0023
n-C <sub>16</sub>	% масс.	1,5132	1,5159	0,0027	1,5150	0,0018
n-C <sub>17</sub>	% масс.	1,1719	1,1747	0,0028	1,1731	0,0012
n-C <sub>18</sub>	% масс.	0,8576	0,8605	0,0029	0,8583	0,0007
n-C <sub>19</sub>	% масс.	0,6158	0,6183	0,0025	0,6166	0,0008
n-C <sub>20</sub>	% масс.	0,5422	0,5451	0,0029	0,5429	0,0007
n-C <sub>21</sub>	% масс.	0,4944	0,4973	0,0029	0,4948	0,0004
n-C <sub>22</sub>	% масс.	0,5392	0,5430	0,0038	0,5400	0,0008
n-C <sub>23</sub>	% масс.	0,6913	0,6959	0,0046	0,6922	0,0009
n-C <sub>24</sub>	% масс.	0,8794	0,8854	0,0060	0,8803	0,0009
Бензол	% масс.	0,0288	0,0286	-0,0002	0,0288	0,0000
Толуол	% масс.	0,0360	0,0359	-0,0001	0,0360	0,0000
Метанол	% масс.	0,0095	0,0917	0,0822	0,0011	-0,0084
Вода	% масс.	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000

Таблица 3.16 – Результаты расчета потока «ШФЛУ»

Наименование	Ед.	МиР ПиА	Hysys	Разница	ПРОП	Разница
Расход	кг/ч	7022,5	7084,8	0,88%	7018,7	-0,05%
Давление	МПа	1,57	1,57	0,00	1,57	0,00 МПа
Температура	°С	16,1	16,1	0,00 °С	16,6	0,50 °С
Состав						
Водород	% масс.	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Гелий	% масс.	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Азот	% масс.	0,0029	0,0029	0,0000	0,0029	0,0000
Кислород	% масс.	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Диоксид	% масс.	0,0156	0,0138	-0,0018	0,0159	0,0003
Метан	% масс.	1,6908	1,6976	0,0068	1,6648	-0,0260
Этан	% масс.	8,9228	9,0139	0,0911	8,8117	-0,1111
Пропан	% масс.	27,0078	27,2441	0,2363	26,5525	-0,4553
и-Бутан	% масс.	20,8247	20,9587	0,1340	20,5696	-0,2551
н-Бутан	% масс.	31,9127	32,3164	0,4037	30,6087	-1,3040
и-Пентан	% масс.	7,9335	6,8099	-1,1236	8,7727	0,8392
н-Пентан	% масс.	1,6346	1,4064	-0,2282	2,8817	1,2471
n-C <sub>6</sub>	% масс.	0,0193	0,0188	-0,0005	0,0196	0,0003
n-C <sub>7</sub>	% масс.	0,0050	0,0048	-0,0002	0,0051	0,0001
n-C <sub>8</sub>	% масс.	0,0014	0,0014	0,0000	0,0015	0,0001
n-C <sub>9</sub>	% масс.	0,0003	0,0003	0,0000	0,0003	0,0000
n-C <sub>10</sub>	% масс.	0,0001	0,0001	0,0000	0,0001	0,0000
n-C <sub>11</sub>	% масс.	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
n-C <sub>12</sub>	% масс.	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
n-C <sub>13</sub>	% масс.	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
n-C <sub>14</sub>	% масс.	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
n-C <sub>15</sub>	% масс.	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
n-C <sub>16</sub>	% масс.	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
n-C <sub>17</sub>	% масс.	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
n-C <sub>18</sub>	% масс.	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
n-C <sub>19</sub>	% масс.	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
n-C <sub>20</sub>	% масс.	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
n-C <sub>21</sub>	% масс.	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
n-C <sub>22</sub>	% масс.	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
n-C <sub>23</sub>	% масс.	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
n-C <sub>24</sub>	% масс.	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Бензол	% масс.	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Толуол	% масс.	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Метанол	% масс.	0,0279	0,5092	0,4813	0,0913	0,0634
Вода	% масс.	0,0005	0,0015	0,0010	0,0015	0,0010

Таблица 3.17 – Сравнение результатов потарельчатых температурных профилей колонны, полученных с помощью различных программных продуктов, °С,

№ тарелки	МиР ПиА	Hysys	Разница, °С	PRO/П	Разница, °С
1	62,0	62,0	0	62,9	0,9
2	73,8	73,7	-0,1	74,7	0,9
3	79,8	79,5	-0,3	80,7	0,9
4	83,9	83,5	-0,4	84,6	0,7
5	86,8	86,5	-0,3	87,3	0,5
6	89,0	88,7	-0,3	89,2	0,2
7	90,6	90,4	-0,2	90,6	0
8	91,8	91,7	-0,1	91,6	-0,2
9	92,8	92,9	0,1	92,5	-0,3
10	93,9	94,0	0,1	93,6	-0,3
11	95,6	95,7	0,1	95,2	-0,4
12	98,7	98,8	0,1	98,4	-0,3
13	105,9	106,0	0,1	106,0	0,1
14	127,8	127,8	0	128,1	0,3
15	140,8	140,9	0,1	140,6	-0,2
16	147,9	148,1	0,2	147,6	-0,3
17	152,4	152,5	0,1	152,0	-0,4
18	155,9	155,9	0	155,4	-0,5
19	159,0	159,0	0	158,4	-0,6
20	162,2	162,2	0	161,5	-0,7
21	165,7	165,7	0	165,0	-0,7
22	170,0	169,9	-0,1	169,3	-0,7
23	175,5	175,4	-0,1	175,0	-0,5
24	183,7	183,5	-0,2	183,5	-0,2
25	197,5	197,2	-0,3	197,8	0,3
26	226,1	225,6	-0,5	226,7	0,6

Таблица 3.18 – Сравнение потарельчатых профилей расхода жидкости в колонне, полученных с помощью различных программных продуктов, кг/ч,

№ тарелки	МиР ПиА	Hysys	Разница, %	PRO/II	Разница, %
1	24816,1	24704,6	-0,45	23733,8	-4,56
2	25730,5	25536,2	-0,76	24606,8	-4,56
3	25894,1	25651,9	-0,94	24789,3	-4,45
4	25925,2	25674,3	-0,98	24842,6	-4,35
5	25939,3	25712,5	-0,88	24868,7	-4,30
6	25943,1	25760,9	-0,71	24875,9	-4,29
7	25921,6	25792,9	-0,50	24853,3	-4,29
8	25852,6	25778,3	-0,29	24780,4	-4,32
9	25695,3	25673,3	-0,09	24613,7	-4,39
10	25357,9	25386,4	0,11	24252,6	-4,55
11	24608,9	24687,3	0,32	23448,9	-4,94
12	22770,4	22899,9	0,57	21520,5	-5,80
13	17487,4	17696,7	1,18	16322,2	-7,13
14	89770,3	89949,4	0,20	89034,0	-0,82
15	101330,5	101607,4	0,27	100085,6	-1,24
16	108681,1	108905,1	0,21	107215,5	-1,36
17	113438	113556,2	0,10	111858,3	-1,41
18	117007,2	117017,6	0,01	115316,5	-1,46
19	120130,1	120048,6	-0,07	118310,5	-1,53
20	123212,4	123063,0	-0,12	121264,7	-1,60
21	126493,4	126305,9	-0,15	124455,1	-1,63
22	130122,2	129932,8	-0,15	128075,4	-1,59
23	134180,6	134032,6	-0,11	132255,2	-1,45
24	138510,4	138454,1	-0,04	136896,7	-1,17
25	141119,7	141169,0	0,03	140054,3	-0,76
26	171166,2	171157,2	-0,01	171099,9	-0,03



Таблица 3.19 – Сравнение потарельчатых профилей расхода пара в колонне, полученных с помощью различных программных продуктов, кг/ч,

№ тарелки	МиР ПиА	Hysys	Разница,%	PRO/II	Разница,%
1	38128,9	37915,6	-0,56	37385,9	-1,98
2	43034,9	42710,2	-0,76	42019,8	-2,41
3	43948,3	43541,8	-0,93	42892,7	-2,46
4	44111	43657,4	-1,04	43075,2	-2,40
5	44141,7	43679,9	-1,06	43128,6	-2,34
6	44155,7	43718,0	-1,00	43154,7	-2,31
7	44159,5	43766,5	-0,90	43161,8	-2,31
8	44138,2	43798,5	-0,78	43139,2	-2,31
9	44069,5	43783,9	-0,65	43066,3	-2,32
10	43912,3	43678,8	-0,53	42899,6	-2,36
11	43575,1	43391,9	-0,42	42538,5	-2,43
12	42826,3	42692,8	-0,31	41734,8	-2,61
13	40988,1	40905,4	-0,20	39806,5	-2,96
14	35705,6	35702,3	-0,01	34608,2	-3,17
15	18602,6	18792,2	1,01	17934,1	-3,72
16	30162,3	30450,2	0,95	28985,7	-4,05
17	37512,5	37747,9	0,62	36115,7	-3,86
18	42269,2	42399,1	0,31	40758,4	-3,70
19	45838,2	45860,4	0,05	44216,6	-3,66
20	48960,8	48891,4	-0,14	47210,7	-3,70
21	52043,1	51905,8	-0,26	50164,9	-3,74
22	55324,1	55148,7	-0,32	53355,2	-3,69
23	58953,1	58775,6	-0,30	56975,5	-3,47
24	63012,2	62875,4	-0,22	61155,4	-3,03
25	67343,2	67296,9	-0,07	65796,9	-2,35
26	69953,9	70011,8	0,08	68954,5	-1,44

Таблица 3.20 – Сравнение моделей по параметрам моделей и потоков

Параметр	Ед. изм.	Модель		Абс. отклонение	Отн. отклонение, %
		HYSYS	МиР ПиА		
Давление на входе в С-3	МПа	5,75	5,75	0,00	0,00
Температура на входе С-3	°С	-37,56	-37,4	-0,16	0,43
Давление газа на входе в С-1	МПа	8,93	8,93	0,00	0,00
Температура газа на входе в С-1	°С	2,85	2,85	0,00	0,00
Давление газа на входе в ПУ-1	МПа	8,93	8,93	0,00	0,00
Температура газа на входе в ПУ-1	°С	2,85	2,85	0,00	0,00
Температура сырого газа на входе в Т-1	°С	2,45	2,41	0,04	1,63
Температура сырого газа на выходе	°С	-22,24	-22,24	0,00	0,00
Температура осушенного газа на входе в Т-1	°С	-37,56	-37,4	-0,16	0,43
Температура осушенного газа на выходе из Т-1	°С	-7,93	-7,8	-0,13	1,64
Давление газа на входе в С-2	МПа	8,86	8,86	0,00	0,00
Температура газа на входе в С-2	°С	-20,37	-20,37	0,00	0,00
Расход газа на БЭГ	ст.м <sup>3</sup> /ч	224708,95	224708,95	0,00	0,00
Давление на выходе из БЭГ	МПа	5,98	5,98	0,00	0,00
Давление на входе В-1	МПа	3,50	3,50	0,00	0,00
Температура на входе В-1	°С	-19,83	-19,83	0,00	0,00
Давление на входе Е-1	МПа	2,42	2,42	0,00	0,00
Температура на входе Е-1	°С	-11,39	-11,39	0,00	0,00
Давление на входе Р-1	МПа	2,05	2,05	0,00	0,00
Температура на входе Р-1	°С	-10,87	-10,87	0,00	0,00
Расход КГН из Р-1	т/ч	89,45	89,68	-0,23	-0,26
Давление на входе Р-2	МПа	1,90	1,90	0,00	0,00
Температура на входе Р-2	°С	-10,44	-10,44	0,00	0,00
Давление на входе Р-3	МПа	1,57	1,57	0,00	0,00
Температура на входе Р-3	°С	16,07	16,07	0,00	0,00
Температура верха колонны	°С	62,01	62,04	-0,03	-0,05
Температура в кубовой части колонны	°С	225,60	226,20	-0,60	-0,27
Давление верха колонны	МПа	1,57	1,57	0,00	0,00

Параметр	Ед. изм.	Модель		Абс. отклонение	Отн. отклонение, %
		HYSYS	МиР ПиА		
Давление в кубовой части колонны	МПа	1,63	1,63	0,00	0,00
Температура КГН по линии питания	°С	128,09	128,10	-0,01	-0,01
Расход газа на орошение	т/ч	19,91	19,91	0,00	0,00
Расход ШФЛУ в товарный газ	т/ч	7,09	7,02	0,07	0,99
Расход СК	т/ч	71,16	71,17	-0,01	-0,01
Давление газа на входе в КС ГС	МПа	1,11	1,11	0,00	0,00
Температура газа на входе в КС ГС	°С	13,27	13,27	0,00	0,00
Давление газа в сепараторе С1 КСГС	МПа	1,11	1,11	0,00	0,00
Температура газа на выходе компрессора первой ступени	°С	68,86	68,50	0,36	0,52
Температура газа после АВО первой ступени	°С	37,14	37,14	0,00	0,00
Давление газа в сепараторе С2 КС ГС	МПа	2,66	2,66	0,00	0,00
ДНП по Рейду	МПа	0,039	0,038	0,001	2,56
Температура точки росы по углеводородам	°С	-37,57	-37,58	0,01	0,02

## 4 Выводы по результатам тестирования

По итогам выполненного тестирования программного продукта «МиР ПиА Процесс+» на задачах, отраженных в программе тестирования можно сделать следующие выводы:

- Программный продукт «МиР ПиА Процесс+» по функциональным возможностям представляет собой симулятор технологических процессов промышленной подготовки и переработки углеводородного сырья. В продукте реализовано несколько уравнений состояния, возможно использование составов углеводородного сырья, представленных индивидуальными компонентами, а также псевдокомпонентами с заданными пользователем свойствами.

- Тестирование осуществлялось на моделях газосборных сетей, включающих отдельные шлейфы и коллекторы газа, а также модели УКПГ с УСК. Исходные данные и принципиальные схемы для построения моделей были предоставлены специалистами ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Построение и расчет моделей осуществляли специалисты ООО «МиР ПиА Процесс+». Построенные модели и результаты их расчета анализировались специалистами ООО «Газпром ВНИИГАЗ».

- Функционал программного продукта «МиР ПиА Процесс+» в части моделирования отдельных трубопроводов и сетей сбора схож с функционалом Aspen HYSYS и в большей степени ориентирован на моделирование отдельных трубопроводов и сетей с небольшим количеством источников. При построении моделей трубопроводов доступно две корреляции режимов течения многофазного потока (Beggs&Brill и Mukherjee&Brill), причем последняя – реализована разработчиками программного продукта в ходе тестирования. Возможен учет теплопередачи между транспортируемым потоком и внешней средой с учетом характеристик среды, стенки трубопровода и материала теплоизоляции.

- Функционал «МиР ПиА Процесс+» в части моделирования процессов промышленной подготовки газа и конденсата также схож с функционалом Aspen HYSYS. Помимо использования широко распространенного уравнения состояния Пенга-Робинсона доступно еще несколько уравнений состояния (в частности, УС Пенг-Робинсон-NRTL). Набор оборудования для расчета процессов промышленной подготовки углеводородного сырья достаточен для расчета материально-тепловых балансов процессов при решении задач проектирования и авторского сопровождения разработки месторождений. Основные требуемые свойства потоков доступны для расчета (в том числе, точка росы газа по углеводородам и давление насыщенных паров по Рейду для жидкости).

- Результаты количественной оценки результатов расчета сетей сбора, полученные при «прямом расчете» (когда расходы, давления и температуры задаются на источниках, а результатом расчета являются параметры по трассе трубопровода и на выходе) свидетельствуют о совпадении с HYSYS.

- Результаты количественной оценки расчетов модели УКПГ и УСК продемонстрировали хорошую сходимость с экспериментальными данными и результатами, полученными в импортозамещаемом ПО. Сопоставимые отклонения по отдельным показателям, полученные в моделях HYSYS и PRO/II говорят о схожести реализации расчетных алгоритмов и возможности использования продукта «МиР ПиА Процесс+» для решения задач, подобных рассмотренным в отчете, наряду с HYSYS и PRO/II.

- Отмечается готовность разработчиков программного продукта к реализации нового функционала по запросу пользователей.

- Таким образом, программный продукт «МиР ПиА Процесс+» может использоваться наряду с импортозамещаемыми программными продуктами HYSYS и PRO/II для решения задач технологического моделирования процессов промышленной подготовки газа и конденсата в рамках работ по проектированию и авторскому сопровождению разработки месторождений. При решении задач моделирования систем сбора газа текущая версия продукта также может использоваться, но с меньшим удобством, чем специализированное ПО (например, PIPESIM). При этом отмечается, что функционал продукта «МиР ПиА Процесс+» для решения задач, связанных с балансировкой разветвленных сетей сбора с множеством источников (при необходимости подбора входных давлений с учетом ограничений по расходам) в настоящее время совершенствуется (в ходе тестирования были продемонстрированы примеры решения подобных задач).

**Лицензиар:**

Директор ООО «МИР ПИА»

\_\_\_\_\_ Д.В. Коноваленко

М.П.

**Лицензиат:**

Заместитель Генерального  
директора по информационным  
технологиям

ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

\_\_\_\_\_ Д.А. Шандрыголов

