

**РЕАЛИЗАЦИЯ МЕТОДА КОМПРИМИРОВАНИЯ С ЦЕЛЬЮ ПОВЫШЕНИЯ
УТИЛИЗАЦИИ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА НА КАЗАНСКОМ
НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)**

К.А. Мостокалов

Научный руководитель профессор П.Н. Зятиков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Начиная с 2007 года руководство нашей страны начало проводить политику, направленную на снижение объемов факельного сжигания и более рациональное использование попутного нефтяного газа, в том числе с целью увеличения доли его переработки на отечественных газонефтехимических предприятиях. Развитие данного направления может способствовать повышению экономической и экологической эффективности нефтяного сектора, развитию газонефтехимии, реализации государственных задач в сфере повышения энергоэффективности и импортозамещения.

В рамках проекта утилизации попутного нефтяного газа на Казанском НГКМ 25 августа 2011 года была введена в эксплуатацию система использования попутного нефтяного газа, которая предусматривает компримирование ПНГ высокого давления на газокompрессорной станции и его транспорт по газопроводу до установки комплексной подготовки газа Мыльджинского ГКМ. Ввод в эксплуатацию системы использования попутного нефтяного газа на Казанском месторождении позволил подготавливать дополнительно товарный газ в объеме около 490 млн. куб. м газа в год и сжигать на факельных установках высокого давления только запально-затворный газ.

Целью данной статьи является рассмотрение метода подбора компрессора для реализации метода компримирования нефтяного газа низкого давления после концевой ступени сепарации на Казанском НГКМ.

Для реализации метода компримирования с целью утилизации попутного нефтяного газа с концевой сепарационной установки, в силу своей экономичности и быстрому строительству рассматривались два вида компрессора:

- винтовой;
- роторно-пластинчатый.

Как видно (рис. 1) доля попутного нефтяного газа сжигаемого на факельных установках низкого давления не маленькая, а значит было бы разумно использовать этот газ. Проблема в том что газ концевых ступеней сепарации имеет большое отличие от газа первой и второй ступеней, давление порядка 0.05 кгс/см².

Количество используемого и сжигаемого газа 2014г.																	
На собственные нужды (м3)	Суммарный суточный объем (м3)	УЗГ	Продукта				Котельная (м3)	ГТУ (м3)	Сжигание на факелах			Отчет по НГКМ, % сжигания	Утилизация ПНГ			добыча нефти, тн	ГФ
			Ф-1	Ф-2	Ф-1.1	Ф-2.1			ФВД	ФНД	Общий % сжигания		На собственные нужды %	УЗГ ГКС %	общая утилизация ПНГ %		
132989.0	1463026.0	1274810.0	862.0	61.0	1083.0	116.0	3929.0	71417.0	0.2	3.6	3.8	4.35	9.1	87.1	96.2	2566.0	570
125724.0	1453332.0	1273070.0	485.0	60.0	1032.0	112.0	3173.0	64790.0	0.2	3.6	3.8	4.25	8.7	87.6	96.2	2356.0	617
136400.0	1545611.0	1269940.0	72.0	57.0	1117.0	116.0	2323.0	76592.0	4.4	4.4	8.8	10.05	8.8	82.4	91.2	2390.0	645
135978.0	1640662.0	1287110.0	531.0	64.0	1092.0	111.0	2311.0	77124.0	4.9	7.7	12.7	14.29	8.3	79.1	87.3	2336.0	702
133965.0	1560086.0	1287420.0	0.0	1220.0	1086.0	101.0	3279.0	76032.0	0.5	8.4	8.9	9.84	8.6	82.5	91.1	2350.0	664
133467.0	1570600.0	1302510.0	0.0	1416.0	1621.0	545.0	714.0	76914.0	0.8	7.8	8.6	9.81	8.5	82.9	91.4	2275.0	690
151561.0	1010081.0	758320.0	371.0	1417.0	1723.0	582.0	66.0	76140.0	0.5	13.1	13.5	5.57	11.4	75.1	86.5	2545.0	397
92611.0	222540.0	0.0	6.0	1433.0	1832.0	579.0	0.0	77552.0	2.9	55.5	58.4	35.64	41.6	0.0	41.6	2247.0	99
113376.0	843140.0	598450.0	43.0	1407.0	1793.0	552.0	1523.0	79319.0	0.5	15.1	15.6	23.68	13.4	71.0	84.4	2386.0	353
124083.0	1555103.0	1199770.0	361.0	1397.0	1739.0	534.0	2210.0	73437.0	7.3	7.6	14.9	17.15	8.0	77.2	85.1	2250.0	691
126381.0	1601074.0	1342940.0	577.0	1405.0	144.0	44.0	4496.0	75856.0	1.1	7.2	8.2	5.00	7.9	83.9	91.8	2405.0	666
130237.0	1608406.0	1329950.0	537.0	1423.0	1763.0	525.0	0.0	78977.0	1.2	8.0	9.2	5.10	8.1	82.7	90.8	2236.0	719
127463.0	1600421.0	1319540.0	221.0	1377.0	1694.0	498.0	0.0	76838.0	1.4	8.2	9.5	4.70	8.0	82.4	90.4	2402.0	666
114560.0	1535112.0	1217950.0	199.0	155.0	663.0	24.0	502.0	66939.0	5.2	8.0	13.2	7.40	7.5	79.3	86.8	2104.0	730
124301.0	1588371.0	1327410.0	0.0	117.0	660.0	36.0	0.0	73965.0	0.3	8.3	8.6	4.00	7.8	83.6	91.4	2392.0	667
128115.0	1598493.0	1331500.0	203.0	101.0	645.0	0.0	0.0	79320.0	0.7	8.0	8.7	4.60	8.0	83.3	91.3	2299.0	695
129630.0	1651081.0	1346510.0	864.0	94.0	654.0	52.0	0.0	77351.0	0.2	8.2	9.4	4.70	8.0	83.5	91.6	2395.0	673
128782.0	1589099.0	1315550.0	496.0	90.0	658.0	50.0	0.0	76440.0	0.6	8.4	9.0	16.70	8.2	82.8	91.0	2274.0	699
129450.0	1566139.0	1288120.0	403.0	87.0	659.0	25.0	0.0	76199.0	0.7	8.8	9.5	3.30	8.5	82.2	90.5	2357.0	664
114944.0	1013337.0	762940.0	337.0	85.0	650.0	28.0	0.0	78214.0	0.2	13.1	13.4	4.30	11.3	75.3	86.6	2333.0	434
94562.0	242670.0	0.0	840.0	86.0	656.0	0.0	0.0	79075.0	3.6	97.4	61.0	4.50	39.0	0.0	39.0	2349.0	103
128134.0	1498916.0	1226340.0	993.0	81.0	639.0	61.0	0.0	77017.0	0.8	8.8	9.6	4.90	8.6	81.9	90.4	2280.0	657
128351.0	1602875.0	1325930.0	592.0	73.0	653.0	0.0	0.0	77006.0	0.6	8.6	9.3	4.80	8.0	82.7	90.7	2425.0	661
128632.5	1608475.3	1341560.0	579.0	63.0	649.3	0.0	0.0	76650.0	0.4	8.2	8.6	4.50	8.0	83.4	91.4	2375.0	677
130961.0	1582833.0	1331490.0	419.0	8.0	638.0	0.0	0.0	78131.0	0.6	7.0	7.6	5.00	8.3	84.1	92.4	2270.0	697
132859.0	1591426.0	1329190.0	47.0	1.0	640.0	0.0	0.0	79252.0	0.5	7.6	8.1	3.80	8.3	83.5	91.9	2400.0	663
134586.0	1611404.0	1347100.0	355.0	6.0	618.0	0.0	0.0	79675.0	0.4	7.6	8.0	3.40	8.4	83.6	92.0	2228.0	723
133587.0	1634521.0	1342100.0	23.0	2.0	605.0	0.0	0.0	80107.0	0.9	8.9	9.7	4.90	8.2	82.1	90.3	2404.0	680

Рис. 1. Баланс по нефтяному газу

В конструкции используются два параллельных ротора с винтовым внешним профилем, обеспечивающим их сцепление. Один из роторов, как правило, является ведущим, другой - ведомым.

Всасывание и выход сжатого воздуха происходит вдоль осей ротора. В процессе вращения роторов навстречу друг другу открывается входной канал, и воздух попадает в полость между выемками и выступами роторов. Винтовые роторы установлены с критически минимальным зазором в статоре, имеющем форму двух продольно пересекающихся цилиндров. Наличие пропускного отверстия для воздуха в винтовых компрессорах - это свойство геометрии винтовой конструкции. Это отверстие или «свищ» возникает на месте сближения внешних профилей.

Из-за более низкой объемной эффективности в винтовых компрессорах для того, чтобы повысить обороты роторов, часто используется зубчатая или ременная передача.

Требуется прецизионная механообработка для обеспечения необходимого зазора между внешним профилем винтовых роторов и внутренней поверхностью статора, чтобы предотвратить касание роторами стенок статора и возможное заклинивание роторов.

В винтовом компрессоре осевая нагрузка приводит к уменьшению зазора между торцами ротора и статора на стороне впуска, а так же к увеличению на стороне выпуска, где надежность герметизации особенно критична.

Винтовые роторы при работе подвержены трению по кромкам винтовых поверхностей из-за давления, с которым ведущий ротор воздействует на ведомый ротор. Давление может быть настолько высоким, что возможно разрушение масляной пленки.

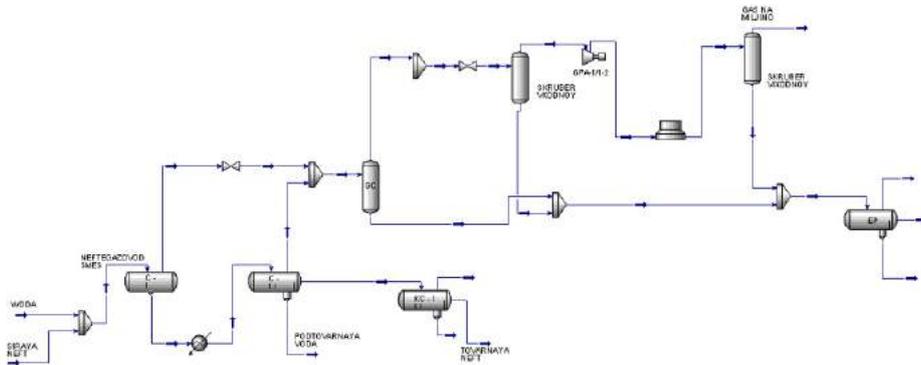


Рис. 2. Принцип работы роторно-пластинчатого компрессора

Роторно-пластинчатый компрессор состоит из неподвижного статора, ротора, который установлен в статоре с эксцентриситетом, и пластин, находящихся в пазах ротора. При вращении центробежная сила выталкивает пластины из пазов и прижимает их к внутренней поверхности статора.

Сжатие воздуха происходит в нескольких полостях, которые образуют статор, ротор и каждая пара смежных пластин, и которые уменьшаются в объеме в направлении вращения ротора

Ротор пластинчатого компрессора вращается со скоростью вращения привода. Все роторно-пластинчатые блоки соединяются непосредственно с валом электродвигателя через упругую муфту без потерь при передаче мощности.

Пластины свободно скользят в пазах ротора и всегда обеспечивают герметизацию, прижимаясь к стенке статора. Их изготовление не требует прецизионной точности в обработке, а качество их работы не ухудшается со временем на протяжении многих тысяч часов. Благодаря масляной пленке и профилю пластин они скользят вдоль поверхности статора без непосредственного контакта со статором. Срок службы пластин практически неограничен.

В пластинчатом ротационном компрессоре осевые нагрузки отсутствуют. Ротор свободен в своем движении вдоль продольной оси. Равенство зазоров с обоих торцов и эффективная герметизация - обеспечиваются масляной пленкой. Масло подается под давлением через отверстия в торцах статора.

Впрыск масла внутрь статора обеспечивает смазку движущихся частей, охлаждение сжимаемого воздуха и герметизацию зазоров между ротором, статором и торцевыми крышками статора.

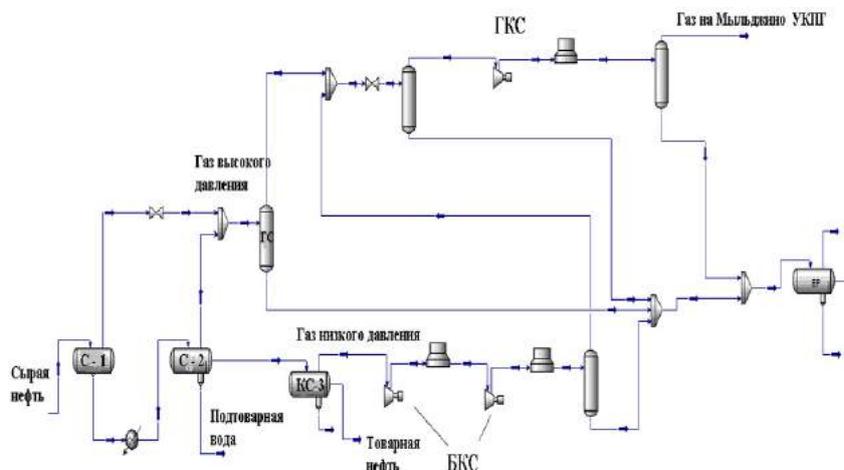


Рис. 3. Сравнительный анализ компрессорных установок

В рамках рассмотрения технических предложений был выбран ротационно-пластинчатый компрессор для выполнения задач по утилизации газов КСУ УПН.

В винтовых компрессорах в маслосепараторе совместно с маслом будет отделяться конденсат и вода, которые образуются на нагнетании. В дальнейшем данная мультифазная смесь охлаждается и подается на подшипники скольжения, что в процессе эксплуатации приводит к отказу. Кроме того, т.к. уровень масла за счет образования конденсата увеличивается, что приводит к необходимости постоянного сброса лишнего количества жидкости в дренаж. При каждом сбросе жидкости количество масла в системе уменьшается. В итоге в процессе эксплуатации масла в системе практически не будет, и компрессор будет работать на конденсате. Перед каждым пуском будет необходимость в повторной заливке масла.

При этом используется дорогое импортное масло марок Mobil, Shell, Statoil. Маслосепараторной установки примерно 300 литров. Тем самым при каждой смене масла будет необходимо использовать 300 литров масла (каждая бочка 200 л. масла стоит ориентировочно 100 тыс. рублей).

В ротационных компрессорах температура газа на нагнетании значительно выше точки росы, образования конденсата не будет. Но даже в случае ухудшения качества газа в процессе разработки месторождения, появления конденсата не критично скажется на работе компрессорного агрегата, поскольку система смазки подшипников раздельная. Применяется масло отечественного производства (Lukoil 5W40). В среднем на одну компрессорную установку расход составит ориентировочно 35 литров масла в сутки (Лукойл SAE 30). Бочка 200 литров масла стоит порядка 15 тыс. рублей.

Также следует отметить, что технологической схемой винтовых компрессоров предусматривает установку сепараторов и фильтров на всасе компрессора для максимального отделения жидкости перед компрессором, а также сепаратор-маслоотделитель на нагнетании компрессора, в которых в процессе работы выделяется значительное количество C_{3+} , которое в дальнейшем подается в дренажную емкость.

Так, например, на сегодняшний день в газе высокого давления первой и второй ступеней сепарации УПН содержание углеводородов $C_{3+} = 250 \text{ г/м}^3$, $C_{5+} = 41 \text{ г/м}^3$, а в газе низкого давления соответственно $C_{3+} = 2000 \text{ г/м}^3$, $C_{5+} = 450 \text{ г/м}^3$.

Поскольку проектом «УКПГиК на Казанском НГКМ» предусмотрена подготовка ПНГ высокого и низкого давления, разработанная технологическая схема УКПГ и материальный баланс предполагают подачу всего объема газов высокого и низкого давления на УКПГ КНГКМ. Выделение углеводородов из ПНГ низкого давления может привести к уменьшению выхода товарных продуктов на УКПГ (ШФЛУ и СК), в связи со значительными объемами ПБФ, содержащейся в ПНГ низкого давления.

Технологическая схема ротационного компрессора предполагает установку только входного сепаратора для улавливания жидкостных пробок. Весь компримируемый газ с нагнетания компрессора напрямую подается в газопровод на ГКС без окончательной сепарации в полном объеме.

Ниже для сравнения представлена старая схема сбора и подготовки нефти на Казанском НГКМ (рисунок 2) и новая схема с учетом установки блочной компрессорной станции (рисунок 3).

Как видно из рисунка 3, после модернизации существующей технологической схемы подготовки нефти, газ с концевой ступени сепарации, который изначально сжигался на факелах низкого давления, теперь собирается и поступает на БКС.

Компримирование на БКС происходит в две ступени. После первой ступени компримирования газ дожимается до 2.5 кгс/см^2 , а после второй ступени до 4 кгс/см^2 . Скомпримированный газ далее по технологическим трубопроводам поступает в основную газовую линию, где смешивается с газом первой и второй ступени сепарации.

Собранный газ поступает на ГКС (газокомпрессорную станцию), где дожимается до 100 кгс/см^2 и отправляется на Мыльджинское НГКМ.

В результате установки блочной компрессорной станции, удалось повысить использование попутного нефтяного газа с 89,6% до 99%. Сжигание попутного нефтяного газа снизилось с 8.1% до 0.5%.

Литература

1. Технологический регламент блочной кустовой насосной станции ЦДПНГиК Казанского НГКМ.
2. Крюков В.А., Силкин В.Ю., Токарев А.Н., Шмат В.В. Как потушить факелы на российских промыслах. Новосибирск:
3. Книжников А. Ю., Кочи К.В. Утилизация попутного нефтяного газа. М.: WWF-России, Экология производства, февраль, 2012.