

ПОВЫШЕНИЕ СТЕПЕНИ ИЗВЛЕЧЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ C_{3+} ИЗ ГАЗОКОНДЕНСАТНОЙ СМЕСИ ПРИ ПРОМЫСЛОВОЙ ПОДГОТОВКЕ

Шаравин И.Д.

Научный руководитель - доцент Л.В. Шишмина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Природный газ, извлеченный на поверхность, может содержать значительное количество тяжёлых углеводородов, механических примесей и агрессивных компонентов (H_2S), что не позволяет транспортировать его по магистральным газопроводам. Добытый из пласта газ имеет высокие показатели точки росы по воде и углеводородам. Задачей подготовки газа к транспорту по магистральным газопроводам является приведение его физических и химических показателей к нормам, установленным СТО Газпром 089-2010 [2].

Для решения этой задачи производится осушка и отбензинивание газа по следующим типовым способам:

- абсорбционная осушка;
- адсорбционная осушка;
- низкотемпературная сепарация (НТС);
- низкотемпературная абсорбция (НТА);
- масляная абсорбция.

При этом первые два способа осушки предписывается использовать на газовых месторождениях [1]. В случае подготовки газа газоконденсатного месторождения обычно используют технологии низкотемпературной сепарации и низкотемпературной абсорбции.

Для использования метода низкотемпературной сепарации в схеме подготовки необходим дроссель или детандер и по меньшей мере два сепаратора, в одном из которых будет производиться сепарация при низких температурах. Для предотвращения гидратообразования обязательно к использованию ингибирующее вещество: метанол, ди- или триэтиленгликоль. В СТО Газпром НТП 1.8-001-2004 говорится, что одним из вариантов увеличения степени извлечения тяжёлых углеводородов является проектирование установки низкотемпературной абсорбции на базе установки низкотемпературной сепарации с внедрением в схему колонны абсорбции.

Целью работы является повышение эффективности системы подготовки газа на нефтегазоконденсатном месторождении с применением технологии низкотемпературной сепарации, дополненной стадией низкотемпературной абсорбции для дополнительного извлечения тяжёлых углеводородов C_{3+} . Моделирование технологической схемы проводилось в программной среде UniSim Design R460. Моделирующая схема установки комплексной подготовки газа с использованием технологии низкотемпературной сепарации представлена на рисунке.

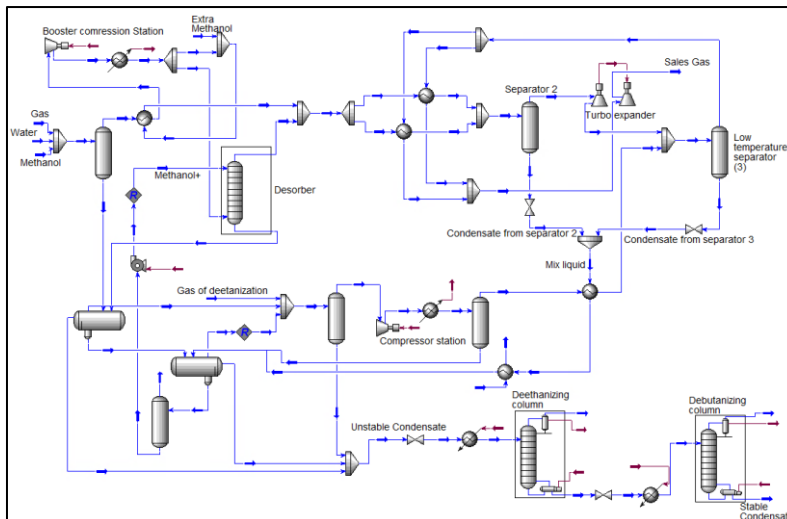


Рис. Моделирующая схема технологии низкотемпературной сепарации

В процессе подготовки газ проходит три ступени сепарации. Перед последней ступенью газовый поток охлаждается в турбодетандерном агрегате до температуры минус $32^{\circ}C$. После подготовки газ с температурой $25^{\circ}C$ и давлением 4,6 МПа направляется на замерные узлы коммерческого учета газа и затем – в магистральный газопровод.

В работе предлагается дополнительно извлечь углеводороды C_{3+} из товарного газа за счет введения стадии его обработки по технологии низкотемпературной абсорбции. В абсорбционную колонну газовый поток с температурой от минус 26 до минус $32^{\circ}C$ и давлением 3,5 МПа будет поступать сразу после низкотемпературного сепаратора. В качестве абсорбента в работе рассмотрены:

- отделившийся на второй и третьей ступенях сепарации газовый конденсат (поток Mix liquid, рисунок);
- нестабильный конденсат на выходе из установки комплексной подготовки газа (поток Unstable condensate, рисунок);
- собственный стабильный конденсат (поток Stable condensate, рисунок).

СЕКЦИЯ 10. ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА. СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ ПОИСКОВ И РАЗВЕДКИ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

Использование абсорбентов привело к дополнительному извлечению компонентов газа в конденсат и, следовательно, повлияло на состав, характеристики и количество товарного газа. Результаты моделирования представлены в таблице.

Таблица

Влияние типа абсорбента на степень извлечения компонентов

Компонент газа	Состав сырого газа, % мольн.	Состав товарного газа, % мольн.				Степень извлечения компонентов газа, %, при использовании абсорбентов		
		Технология подготовки						
		НТС	НТС + НТА			(1)	(2)	(3)
			Абсорбент					
		Смесь конденсатов второй и третьей ступеней сепарации (1)	Нестабильный конденсат (2)	Стабильный конденсат (3)				
CH ₄	88,45	90,87	91,12	91,06	91,76	–	–	–
C ₂ H ₆	2,98	2,93	2,91	2,88	2,87	2,47	3,21	3,73
C ₃ H ₈	2,03	1,67	1,55	1,52	1,34	23,52	24,88	33,81
<i>i</i> -C ₄ H ₁₀	0,579	0,331	0,273	0,269	0,112	52,88	53,5	80,69
<i>n</i> -C ₄ H ₁₀	0,729	0,330	0,272	0,295	0,049	62,67	59,54	93,22
<i>i</i> -C ₅ H ₁₂	0,31	0,060	0,053	0,076	0,021	83,03	75,38	93,25
<i>n</i> -C ₅ H ₁₂	0,28	0,035	0,032	0,054	0,018	88,46	80,82	93,5
C ₆ H ₁₄	0,34	0,006	0,008	0,021	0,016	97,79	93,97	95,38
C ₇ H ₁₆	0,55	0,001	0,002	0,010	0,013	99,67	98,23	97,58
N ₂	2,96	3,05	3,06	3,06	3,09	–	–	–
CO ₂	0,699	0,706	0,707	0,703	0,707	–	–	–
Метанол	0,049	0,020	0,014	0,036	0,005	71,83	27,34	89,59
Расход, кмоль/ч	1001,0	968,9	965,7	963,7	957,1	–	–	–
Точка росы по УВ	-	-32,50	-33,71	-22,73	-33,55	–	–	–
Молярная масса	19,17	17,82	17,74	17,78	17,5	–	–	–

Результаты моделирования показали, введение в схему подготовки газа стадии низкотемпературной абсорбции позволяет добиться большего содержания метана в составе товарного газа, а также большей степени извлечения тяжёлых углеводородов (C₃–C₆) в сравнении с технологией низкотемпературной сепарации. Из трёх абсорбентов наименее эффективным является нестабильный конденсат. В этом случае товарный газ имеет наибольший показатель точки росы по углеводородам, а также наименьшее содержание метана в товарном газе (таблица). Наименьшая степень извлечения этана, пропана и изобутана наблюдается при использовании в качестве абсорбента смеси конденсатов второй и третьей ступеней сепарации. В то же время этот абсорбент обеспечивает наибольшее извлечение гексана и гептана. Данный вариант обеспечивает более качественное отделение метанола от газового потока в сравнении с нестабильным конденсатом в качестве абсорбента.

Наибольшая степень извлечения углеводородов C₃₊ и метанола (таблица) наблюдается при использовании технологии низкотемпературной абсорбции со стабильным конденсатом в качестве абсорбента. В этом случае содержание метана в составе товарного газа наибольшее – 91,76 % мольн. При этом расход товарного газа – наименьший из всех рассмотренных технологических вариантов – 957,1 кмоль/ч, а точка росы газа по углеводородам достигает наименьших значений (минус 33,5 °C).

Литература

- СТО Газпром НТП 1.8–001–2004. Нормы технологического проектирования объектов газодобывающих предприятий и станций подземного хранения газа. Введ. 15.11.2004. – М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2004. – 170 с.
- СТО Газпром 089–2010 Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам. Технические условия. – М.: – 2013. – 12 с.

ИССЛЕДОВАНИЕ НЕФТЕВЫТЕСНЯЮЩЕЙ СПОСОБНОСТИ КИСЛОТНОЙ КОМПОЗИЦИИ

^{1,2}Шолидодов М.Р., ¹, ²Козлов В.В., ²Чернова У.В.

Научный руководитель - профессор Л.К. Алтунина^{1,2}

¹Национальный исследовательский Томский государственный университет, г. Томск, Россия

²Институт химии нефти СО РАН, г. Томск, Россия

Доля трудноизвлекаемых запасов нефтей в балансе запасов нашей страны постоянно растет наряду с многолетним снижением коэффициента нефтеотдачи. В России, так же как и в других нефтедобывающих странах мира,