



Рис. – Принципиальная технологическая схема производства высокочистого бензола и бессернистого нафталина

Таблица 1

Результаты высокотемпературной гидрогенизации фракций и полупродуктов каменноугольной смолы (5 МПа, подача водородсодержащего газа 1-1,5 м³/кг, объемная скорость – 0,5 кг/дм³ · ч, подача водяного пара – 10-15% от сырья) [5, 6]

Показатель	Сырье				
	БТК-фракция	нафталиновая фракция	смесь сырого бензола и нафталиновой фракции (3 : 1)	сырой коксохимический бензол с добавками 0,01 % ионола	гидроочищенная смесь сырого бензола и нафталиновой фракции (3 : 1)
	Промышленный Al–Co–Mo-катализатор			Без катализатора	
Температура, °С	580*	550	560*	625*	650*
Выход жидких продуктов, %	92,3	96,5	97	94,5	93,5
	Химический состав жидких продуктов, мас. %:				
Насыщенные углеводороды	0,8	–	0,4	0,2	0,1
Бензол	88,4	–	56,8	92,3	72
Толуол	9,2	–	11,6	6,7	4,2
Ксилолы	0,8	–	–	0,3	0,2
Этилбензол	0,6	3,5	1,7	0,4	0,2
Ароматические углеводороды C ₉	–	3,2	–	–	0,1
Тетралин	–	–	0,2	–	0,1
Нафталин	–	90,8	22,8	–	21,9
2-метилнафталин	–	1,4	0,7	–	0,6
1-метилнафталин	–	–	0,2	–	–
Дифенил	–	0,7	0,4	–	–

Примечание: * Сырье предварительно гидроблагораживали в отдельной стадии.

тора деметируется в бензол с высокими скоростями. Более высококипящие фракции сырого бензола, содержащие ароматические углеводороды C₈ и C₉, при гидрогенизации без катализатора достаточно глубоко превращаются в низкокипящие ароматические углеводороды [2].

В присутствии катализаторов деалкилирование углеводородов коксохи-

мического бензола осуществляется при более низкой температуре. В США для переработки БТК-фракции методом высокотемпературной гидрогенизации разработан процесс Goodry-Litol (3,5-6 МПа, 565-620 °С, состав применяемого катализатора не указывается), при котором более половины толуола сырья превращается в бензол. Значительно уменьшается содержание ксилолов, а

высокипящие ароматические углеводороды полностью деметируются. Сернистые соединения подвергаются гидрогенолизу, а насыщенные углеводороды гидрокрекингу [3, 4].

В результате исследований, выполненных в конце прошлого столетия в Институте горючих ископаемых при участии институтов УХИН, ГрозНИИ, Грозгипропетехим, ВНИПИнефть и