



ОЦЕНКА КОРРОЗИОННЫХ ПОРАЖЕНИЙ КОЛОНН РЕКТИФИКАЦИИ И СЕРООЧИСТКИ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ГАЗОВ

М. Д. РАБКИНА

Приведены систематические результаты технического диагностирования колонн ректификации и сероочистки углеводородных газов. Физико-механические исследования металла демонтированных обечаек позволили уточнить наиболее уязвимые места, подверженные коррозионному поражению, и установить вызывающие их причины.

The paper gives systematic results of technical diagnostics of columns for rectification and sulphur-refinement of hydrocarbon gases. Physico-mechanical studies of the metal of dismantled shells enabled more precise determination of the most vulnerable locations, prone to corrosion attack, and establishing their causes.

Состояние вопроса и возникающие проблемы. Для современных нефтеперерабатывающих заводов (НПЗ) независимо от срока эксплуатации и производственной мощности, объема и номенклатуры выпускаемых продуктов, количества и назначения установок с комплексом разнообразных процессов характерны две отличительные особенности:

в целом весь технологический процесс переработки нефти можно представить в виде схемы, показанной на рис. 1;

статистика причин разрушений и эксплуатационных отказов сосудов и аппаратов на этих заводах согласно [1] имеет следующие значения, %: дефекты материалов — 12...15; дефекты изготовления — 20...25; ошибки конструктивные, эксплуатационные — 18...20; эксплуатационный износ — 35...40.

Производство нефтепродуктов в Украине сосредоточено на шести НПЗ общей мощностью более 50 млн т в год [2, 3]. Объемы поставок и соответственно переработки нефти имеют тенденцию к увеличению, что, с одной стороны, способствует развитию национальной экономики, а, с другой, — приводит к естественному эксплуатационному износу нефтеперерабатывающего оборудования, срок действия которого не безграничен. Исходя из этого, возникает необходимость обобщения характерных повреждений оборудования при различных технологических процессах. В данной статье приведены некоторые результаты таких исследований.

Общие сведения. На современных заводах, располагающих комплексом разнообразных процессов (рис. 1), почти все установки первичной и деструктивной переработки нефти производят

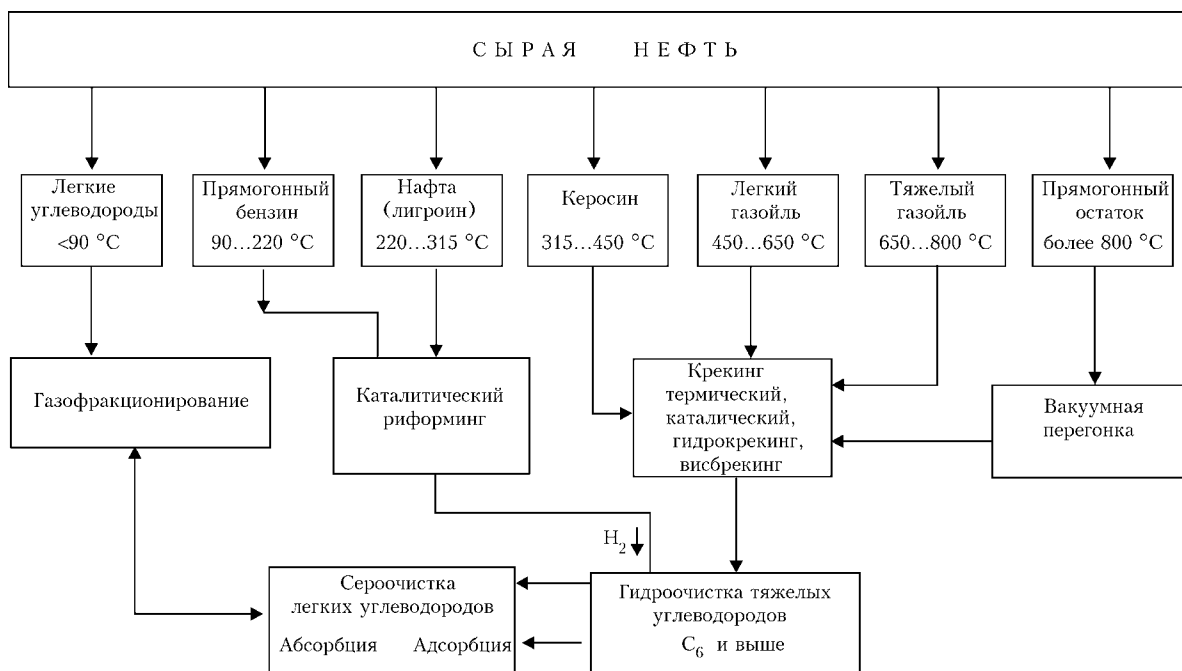


Рис. 1. Принципиальная схема современного технологического процесса переработки нефти

© М. Д. Рабкина, 2005



в определенном количестве смеси легких углеводородных газов, которые в дальнейшем поступают на газодифракционные установки (ГФУ). При газодифракции (ректификации) получают отдельные углеводородные фракции, служащие, в свою очередь, сырьем для нефтехимической и химической промышленности. Процесс ректификации газов состоит из основных стандартных операций: сжатия, разделения фаз, абсорбции, депропанации (отделения пропана), дебутанизации (отделения бутана) и деизобутанизации (отделения изобутана). Разделение газов на компоненты представляет собой значительно более трудную задачу, чем разделение сырой нефти, поскольку каждый из этих газов является индивидуальным соединением и имеет свою температуру кипения [4]. Например, пропан и бутан легко отделяются от нефти, так как резко отличаются от нее по температурам кипения в широком диапазоне давлений. Поскольку точки кипения *n*-бутана и изобутана очень близки, то для эффективного отделения изобутана требуется большое количество тарелок — деизобутилизатор обычно самая высокая колонна на ГФУ. Независимо от последовательности получения фракций в наибольшей степени коррозионному разрушению подвержены пропановые аппараты из углеродистых и низколегированных сталей [5–7]. Этот вид разрушения обусловлен водородным расслоением и сероводородным растрескиванием стали. Считается, что очистка сырья от сероводорода до концентраций, соответствующих парциальному давлению H_2S в газовой фазе менее 0,001 атм, является эффективным методом защиты от водородного разрушения металла газодифракционных установок [8]. Другим методом защиты является изготовление пропановых аппаратов из биметалла углеродистая сталь+сталь 0X13. Однако, сталь 0X13 не подвергается наводороживанию и водородному разрушению металла в сероводородных растворах только при $pH \geq 6$. [9]. Условия эксплуатации остальных (не подверженных водородному разрушению металла) элементов оборудования ГФУ допускают их изготовление из прочных и хладостойких углеродистых или низколегированных сталей.

Непосредственно с процессом газодифракции связана очистка и осушка — *сероочистка сухих газов*. Необходимость в глубокой очистке газа от сернистых соединений определяется тем обстоятельством, что в большинстве своем сырые нефти содержат не менее 2,5 мас. % серы, т. е. являются сернистыми. Известны более 30 видов **серы** [10], однако считается, что в нефтях она находится, в основном, в виде сероводорода H_2S и меркаптанов $R-SH$. Кроме того, ряд процессов в заводских технологических схемах сопровождаются выделением газов, содержащих значительные количества сероводорода. Такие газы подвергаются очистке с целью дальнейшего их использования, а также извлечения сероводорода — сырья для получения серы и серной кислоты. Известные методы очистки газов подразделяются на две основные группы: адсорбционную (сухую) и абсорбционную (мокрую). В нефтеперерабатывающей

промышленности нашли применение в основном методы очистки второй группы — растворами этаноламинов.

Этаноламины обладают щелочными свойствами и хорошо поглощают кислые газы. Для извлечения сероводорода из нефтезаводских газов применяют моно- $(C_2H_5ONH_2)$, ди- $(C_2H_5O)_2NH$ и три- $(C_2H_6O)_3N$ этаноламины [5]. Чаще всего используют моноэтаноламин (МЭА), так как он дешевле других, имеет высокую реакционную способность, стабилен, а загрязненные растворы моноэтанолamina легко регенерируются. Концентрация растворов МЭА, используемых для очистки газа, изменяется в широких пределах. Обычно применяются 15...20 % растворы. Моноэтаноламин обладает одним существенным недостатком: он вступает в соединение с сероокисью углерода, часто содержащейся в газе, образуя нерегенерируемые соединения. Поэтому для очистки таких газов используются в качестве поглотителей вторичные и третичные этаноламины.

Принципиальная технологическая схема очистки газа заключается в следующем. Газ на очистку поступает в нижнюю часть абсорбера, в котором он орошается раствором МЭА, свободным от сероводорода. Очищенный газ уходит с верха абсорбера. Поглотитель, насыщенный сероводородом, выходит снизу абсорбера и после предварительного нагрева в теплообменниках поступает на регенерацию в десорбер. В десорбере поглотитель освобождается от сероводорода. Регенерированный раствор МЭА из десорбера через теплообменник и холодильник подается в верхнюю часть абсорбера. Опыт эксплуатации установок очистки углеводородных газов от сероводорода МЭА показывает, что коррозия оборудования, выполненного из углеродистой стали носит более не менее равномерный характер и в значительной степени определяется технологическими факторами, к которым относятся: присутствие продуктов окисления в растворе; степень окисления раствора кислородом; содержание сероводорода в насыщенном растворе; концентрация раствора; температура регенерации раствора.

Результаты технического обследования и их обсуждение. Техническое обследование колонн ГФУ (табл. 1, 2) в течение последних 6...7 лет, основные данные которого приведены в табл. 3, показало, что:

интенсивному коррозионному растрескиванию подвержены, прежде всего, верхние части пропановых аппаратов из двухслойных сталей;

области поражения сосредоточены на внутренней поверхности колонн, преимущественно в районах вводов орошающей жидкости, продуктов и пара из ребойлера. Соответственно, наибольшему коррозионному растрескиванию подвержены в первую очередь район ввода орошения — верхнее днище и верхние обечайки; затем — район ввода пара из ребойлера — две нижние обечайки, граничащие с нижним днищем и, наконец, районы вводов продуктов, отвечающие соответствующим срединным обечайкам;



Таблица 1. Характеристика колонн и параметры процесса газодиффузионирования углеводородов

Характеристика колонн					Стандартные параметры процесса			
Номер объекта	Внутренний диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Объем, м ³	Марка стали	Вид	Температура, °С		Давление, МПа
						верха	низа	
1	2000	22	86,0	Сталь3 + 0Х13	ДП*	35...75	90...140	1,2...1,8
2	1600	18	57,0	Сталь3 + 0Х13				
3	1600	18	48,2	Аналог 16ГС				
4	2400	20	157,4	Сталь 20К	ДБ**	45...65	100...150	0,5...0,75
5	2000	14	146,0	ВСт3	ДИЗБ***	50...60	65...75	0,75

Примечание. ДП* – депропанация; ДБ** – дебутанизация; ДИЗБ*** – деизобутанизация.

Таблица 2. Типичный состав рабочей среды в ряде колонн ГФУ

Объект	Соединение				
	Углеводороды	Брутто-формула	Температура кипения*, °С	Плотность**, г/см ³	
1	Верх	Пропан	C ₃ H ₈	-42,0	0,50
	Низ	Нижний остаток	—	—	—
2	Верх	Пропан-пропиленовая функция	C ₃ H ₈	-42,0	0,50
			C ₃ H ₆	-48,0	0,52
	Низ	Бутан-пропиленовая*** + пентан амиленовая функции	C ₄ H ₁₀	-0,5	0,58
			C ₄ H ₈	-6,1	0,60
			C ₄ H ₈	+1,1	0,61
		C ₄ H ₈	3,9	0,63	
		C ₅ H ₁₂	+9,5		
			+28,0		
			+36,2		
3	Верх	Изобутан	C ₄ H ₁₀	-11,7	0,56
	Низ	Нормальный бутан	C ₄ H ₁₀	-0,5	0,58

Примечания. * – при атмосферном давлении; ** – при атмосферном давлении и 15,5°С; *** – три различных н-бутилена имеют одинаковую формулу C₄H₈, но разные структуры и свойства.

коррозионное поражение, в основном, охватывает плакирующий слой в околошовных зонах и сварные соединения.

Анализ технологического процесса и результаты лабораторных исследований на пробах металла из пораженных участков демонтированных объектов [7] позволили заключить следующее. Коррозионное растрескивание и межкристаллит-

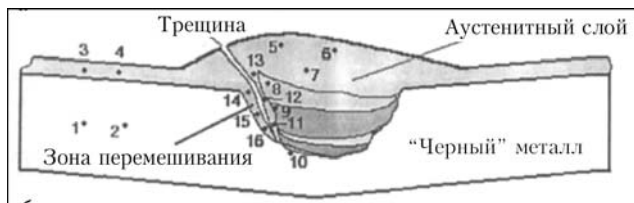


Рис. 2. Схематическое изображение в плакирующем слое сварного соединения пропановой колонны

Значения твердости в соответствующих точках рис. 2

Номер точки	1	2	3	4	5	6	7	8
HRA	42,5	44,0	51,5	51,6	53,5	54,4	57,0	68,0
Номер точки	9	10	11	12	13	14	15	16
HRA	65,0	47,5	65,0	66,5	71,5	71,0	70,0	52

ная коррозия двухслойных сталей (табл. 1) связаны прежде всего с эксплуатационным износом плакирующего слоя в сочетании с высоким содержанием сернистых соединений в присутствии водной фазы: от 0,5 % в районе ввода пара из ребойлера до 6 % в районе ввода орошения.

Макро- и микроисследования структуры шлифов сварных соединений показали, что трещины зарождаются и развиваются в узком слое зоны перемешивания аустенитного наплавленного металла с низкоуглеродистой сталью (рис. 2). При этом в районе трещины наблюдаются повышенные (до 40 %) по сравнению с остальным аустенитным слоем, значения твердости.

Таким образом, возникновение локальных участков разнородных сталей предопределяет в первую очередь пониженную трещиностойкость сварного соединения. Кроме того, отрицательное влияние на трещиностойкость конструкции оказывают также параметры технологического процесса в верхних частях рассматриваемых объектов (табл. 1), поскольку в соответствии с расчетами температура хрупко-вязкого перехода материала после длительного срока эксплуатации не превышает в данном случае 50 °С.

Исходя из изложенного выше, были рекомендованы и своевременно реализованы следующие мероприятия:

демонтирован и полностью заменен объект № 1; заменена ремонтной вставкой с последующей местной термической обработкой поврежденная зона объекта № 2 в районе ввода пара из ребойлера; изменена конструкция ввода пара из ребойлера для снижения интенсивности прямого воздействия струи на стенку корпуса.

Техническое обследование абсорбера сероочистки сухих газов (характеристика объекта № 6: внутренний диаметр – 2200 мм; толщина стенки – 12 мм; марка стали 20К; давление – 0,7 МПа; объем – 13,2 м³; температура – +(35...40) °С; термообработка не проводилась; сварка автоматическая и ручная электродуговая – Св-08ГА по ГОСТ 2247-70). Ориентировочный состав рабочей среды, %: H₂S – 5,9; CO₂ – 0,8; CH₄ – 43,6; H₂ – 24,6; C₂ – 25,0,



Таблица 3. Наиболее опасные дефекты, обнаруженные при обследовании пропановых колонн ГФУ со стороны внутренней поверхности

Срок эксплуатации, лет	Объект	Область коррозионного поражения
Район ввода орошения — верхнее днище с прилегающей обечайкой корпуса		
30	1	Продольные трещины различной длины в диаметральной сварном шве от 50 до 150 мм
		Сетка поперечных трещин в плакирующем слое по всей длине кольцевого сварного шва
		Трещины, выходящие из кольцевого сварного шва, некоторые достигают длины 20 мм
		Отдельно расположенные непровары, шлаковые включения, поры в кольцевом шве
33	2	Питтинговая коррозия на стенке обечайки глубиной до 2... 2,5 мм
		Участки ножевой коррозии по линии сплавления штуцера с днищем
		Продольная трещина в диаметральной сварном шве на пересечении с кольцевым длиной 250 мм и глубиной до 10 мм
		Многочисленные поперечные (длиной до 40 мм) и продольные (длиной до 300 мм) трещины глубиной 2... 4 мм в ОШЗ кольцевого сварного соединения
		Язвенная коррозия в виде «бороздок» глубиной 1... 3 мм по всей длине кольцевого сварного соединения на расстоянии 1... 4 мм от линии сплавления
		Коррозионные повреждения сварного соединения люка-лаза
35	2	Участки с продольными (до 700 мм) и поперечными трещинами в плакирующем слое верхнего днища и ОШЗ кольцевого сварного соединения
Район ввода продуктов нефтепереработки		
30	1	Трещины в продольных сварных швах, длиной от 100 до 300 мм
		Поперечная трещина в валике усиления продольного сварного шва длиной 100 мм
	2	Мелкие поры, выходящие на поверхность
		Скопление пор на участке кольцевого сварного шва между продольными сварными соединениями
33	2	Язвенная коррозия глубиной до 1 мм, протяженностью — 200... 300 мм
		Множественные несплошности суммарной протяженностью — 500 мм; глубиной залегания — 10... 15 мм; размером по высоте — до 5 мм
Район ввода пара из ребойлера — нижние обечайки и нижнее днище		
30	1	Зона поражения округлой формы с толщиной слоя прокорродированного металла до 10 мм напротив ввода пара
		Зона интенсивного коррозионного растрескивания с выходом расслоений в зону сварного соединения рядом с вводом пара
		Дефекты в кольцевом сварном соединении нижнего днища с обечайкой — суммарной протяженностью 2500 мм и глубиной залегания 8... 12 мм
		Трещины длиной от 10 до 60 мм при пересечении продольных и кольцевых сварных швов
		Сетка поперечных трещин с размерами до 25 мм в плакирующем слое нижнего днища по всей длине кольцевого сварного соединения

водный раствор МЭА — 15,0), основные результаты которого приведены в табл. 4, показало, что наибольшее скопление дефектов сосредоточено в районе ввода раствора МЭА в верхних обечайках, подлежащих замене. Согласно рекомендациям (табл. 4), из наиболее поврежденного коррозионным растрескиванием участка демонтированных обечаек были вырезаны темплеты для проведения лабораторных физико-механических исследований.

Прежде всего следует отметить, что температура хрупко-вязкого перехода, полученная на образцах Шарпи «сместилась», по сравнению со стандартными свойствами стали 20К в сторону положительных температур. Это характеризует проявление склонности исследуемого металла к развитию хрупких разрушений уже в диапазоне 0... +20 °С и даже выше. Химический состав основного металла сохраняется на уровне состава стали 20К (ГОСТ 5520–79), хотя в металле шва количество углерода и особенно кремния намного превосходит содержание указанных элементов в проволоке (табл. 5, 6).

Что касается микроструктуры, то по всей толщине стенки абсорбера в основном металле наблюдается ферритно-перлитная смесь с баллом зерна № 8 по ГОСТ 5639–82 (Приложение № 2, шкала № 1), а в сварном шве — ферритно-перлитно-бейнитная смесь. Со стороны обеих поверхностей видимых изменений микроструктуры не обнаружено.

Особое внимание обращает на себя вид неметаллических включений (рис. 3). Кроме традиционных точечных и строчечных, обнаружены крупные вытянутые неоднородные включения длиной от 20 до 250 мкм, шириной от 1 до 15 мкм и твердостью $HV\ 0,01-515$, соответствующей весьма хрупким материалам. Поскольку содержание серы в этих включениях не превышает 0,53 %, их нельзя отнести к сульфидам. Микрорентгеноспектральным анализом показано, что они состоят из ряда оксидов (табл. 7, 8). При этом их вклад в объемную долю всех включений достаточно высок (табл. 9). Следует отметить, что межфазные поверхности полиоксидов представляют собой мик-



Таблица 4. Развитие коррозионных повреждений в корпусе абсорбера сероочистки сухих газов

Срок эксплуатации, лет	Типичные дефекты	Рекомендации
22	Основное скопление несплошностей со стороны внутренней поверхности в верхних обечайках, особенно в районе ввода раствора МЭА; толщина поврежденного слоя ~6 мм	Изменить конструкцию ввода раствора МЭА таким образом, чтобы поступающий продукт равномерно распределялся по сечению объекта
	Коррозионное растрескивание основного металла на ранней стадии развития	
	Дефекты объемной формы с относительно невысокой плотностью распределения, ориентированный под небольшими углами к поверхности	
	Небольшие скопления пор в сварных соединениях люков-лазов и подрезы со следами коррозии	
	Отдельные неглубокие язвы в нижней части сосуда	
24	Появление микротрещин носит обширный характер и наблюдается по всей толщине стенки корпуса, что впоследствии может привести к образованию макроскопических дефектов	Заменить две верхние обечайки, исчерпавшие проектный ресурс, установка рассекателя
	Стадия объединения обособленных несплошностей в слои в верхних обечайках	
	Язвенная коррозия глубиной 1...2 мм по всему корпусу	
	Коррозионные раковины в сварных соединениях люков-лазов с соответствующими обечайками	
26	Язвенная коррозия глубиной до 1...2 мм	—
	Коррозионные раковины в сварных соединениях люков-лазов с соответствующими обечайками	
	В кольцевом сварном соединении нижнего днища с обечайкой: трещиноподобный дефект длиной до 100 мм; глубиной до 4мм, скопления мелких пор, местами подрезы	

Таблица 5. Химический состав основного металла и сварного шва объекта № 6, мас. доля %

Проба	C	Si	Mn	Ni	Cu	Cr	Mo	V	Al	Ti	S	P	As
Основной металл	0,182	0,190	0,45	0,05	0,05	0,05	<0,03	<0,02	<0,005	—	0,017	0,022	0,004
Сварной шов	0,144	0,322	0,93	0,46	0,13	0,08	0,16	<0,02	0,0076	0,00	0,016	0,036	0,005

Таблица 6. Массовая доля элементов (%) в проволоке Св-08ГА по ГОСТ 2246-70

C	Si	Mn	Ni	Cr	Al	S	P
<0,10	<0,03	0,80...1,10	<0,25	<0,10	—	<0,025	<0,30

Таблица 7. Фазовый состав крупных вытянутых включений твердостью HV0,01 – 515

Соединение	SiO ₂	Al ₂ O ₃	MnO	CaO	TiO
Содержание, %	46,4...47,6	21,0...22,0	20,5...22,5	8,5...9,0	0,65...0,80

Таблица 8. Металлофизические свойства обнаруженных соединений [11]

Химическая формула и название включения	Кристаллическая система	Вид и форма	Расположение	Пластичность	Твердость HV	Оптические свойства в светлом поле (цвет)
SiO ₂ двуокись кремния (кварц)	α-Гексагональная β-Тригональная	Крупные зерна неправильной формы	Случайное, в виде отдельных скоплений	Не деформируются	Высокая, ~1000	Темно серый до черного
α-Al ₂ O ₃ окись алюминия (корунд)	Гексагональная	Мелкие зерна неправильной формы; крупные правильно образованные кристаллы	Группами, скоплениями; после деформации строчками	Выкрашиваются, оставляя «хвосты»	Очень высокая, >1500	Темно серый, до черного (с фиолетовым оттенком)
MnO закись марганца (мангазит)	Кубическая	Кристаллы неправильной формы, иногда дендритного строения	Группами, после деформации слегка вытягиваются	Слабо деформируются	280	Темно серый; в тонких слоях заметны внутренние отсветы
TiO моноокись титана	Кубическая	Мелкие идиоморфные кристаллики	—	—	Высокая	Темно серый, до черного

роне сплошности, которые в течение длительного периода времени за счет воздействия рабочей среды на внутреннюю поверхность корпуса развиваются в микротрещины.

Относительно содержания водорода в металле и оценки его распределения по толщине стенки абсорбера можно отметить следующее. Значения, полученные методом вакуумного плавления (2,2...3,7 ppm), почти в четыре раза превышают значения, полученные методом лазерного спектрального анализа с чувствительностью по водороду



Таблица 9. Объемная доля неметаллических включений в различных сечениях толщины стенки корпуса, %

Сечение	Основной металл	Сварной шов
У внутренней поверхности	0,640	0,403
На середине толщины	0,765	0,447
У наружной поверхности	0,673	0,491

Таблица 10. Распределение водорода в металле по толщине стенки корпуса абсорбера

Расстояние от наружной до внутренней поверхности	Содержание, ppm (1,12·10 ⁻⁴ мас. %)
0,0	0,62
1,5	0,73
3,0	0,73
5,0	0,80
7,0	0,73
9,0	0,83
9,8	0,77

1·10⁻⁷ мас. дол. %. Локальное распределение по толщине стенки практически остается на одном уровне и не превышает 0,83 ppm со стороны внутренней поверхности на расстоянии порядка 2,5 мм от ее края (табл. 10). Это противоречие можно объяснить тем обстоятельством, что основное содержание водорода в данном случае связано с крупными «ловушками».

Таким образом, с течением времени развитие микротрещин в процессе эксплуатации приобрело более обширный характер и охватило всю толщину стенки корпуса, особенно в районе ввода раствора МЭА (табл. 4). Объединение обособленных несплошностей в слои в сочетании с наличием объемных дефектов свидетельствует о том, что существенную роль в коррозионных процессах играет структура металла. Так, в поврежденном металле демонтированных обечаек абсорбера обнаружены крупные вытянутые частицы полиоксидов, обладающие высокой твердостью по сравнению с углеродистой сталью 20К. Межфазная поверхность между такой частицей и матрицей является удобной «ловушкой» для атомов и мелких молекул, которые в процессе эксплуатации скапливаются в крупные молекулы газа, оказывающие давление на стенки полости. Вероятно, что в результате правильно подобранных режимов нагрева и охлаждения могла бы произойти благоприятная структурная перестройка, однако исследуемый объект термообработан не был, хотя в соответствии с рекомендациями [5, табл. 11] аппарат после сварки подлежит термической обработке.

Кроме того, при монтаже объекта в месте ввода раствора МЭА с внутренней стороны колонны не были установлены предусмотренные проектом раскататели, предназначенные для уменьшения воз-

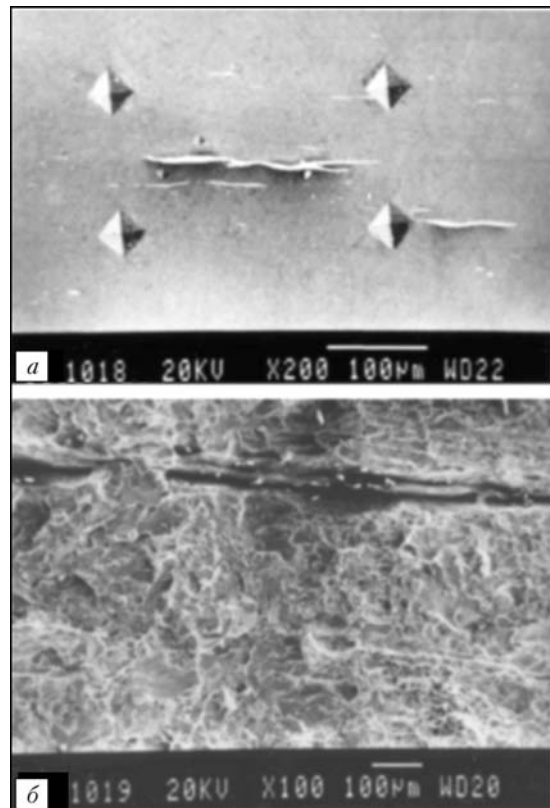


Рис. 3. Крупные включения в корпусе абсорбера из стали 20К: а — поверхность шлифа; б — поверхность излома

действия струи продукта на стенки корпуса, что и послужило ускорению процессов накопления внутренних дефектов именно на этом участке.

1. *Фоляниц А. Е.* Применение опыта ОАО «ВНИКТИнефтехимоборудование» по повышению надежности, качества и безопасности оборудования ОАО «ВНИКТИнефтехимоборудование». — Волгоград., www.alf-center.com
2. *Поставки и переработка нефти на НПЗ/ ИАЦ.* — Энергобизнес, 5 августа 2002 г. — www.energobusiness.kiev.ua/news/Postaky_y_pere.html
3. *Поставка и переработка нефти на НПЗ/ ИАЦ.* — Там же, 8 ноября 2003 г. — www.e-b.com.ua/news/04-11-2003-00-00/Postaky_y_pere.html
4. *Перри Дж.* Справочник инженера-химика. Т. 1 / ОНТИ. Главн. ред. хим. литературы. — М.: 1937. — С. 624–630.
5. *Коррозия и защита химической аппаратуры / Справ. руково.* Т. 9. Нефтеперерабатывающая и нефтехимическая промышленность. — Химия. Ленинградское отд., 1974. — С. 211–225.
6. *Лефрлер У. Л.* Переработка нефти. — М.: ЗАО «ОЛИМП-БИЗНЕС», 2004. — 223 с.
7. *Некоторые результаты технической диагностики сосудов и трубопроводов в нефтехимической промышленности // В. С. Гиренко, М. Д. Рабкина, В. П. Дядин и др. // Техн. диагностика и неразруш. контроль.* — 1998. — № 3. — С. 17–24.
8. *Шнарбер И. С., Шрейдер А. В.* Защита металлов. — 1969. — 5, № 6. — С. 618.
9. *Шрейдер А. В., Шнарбер И. С.* Борьба с водородным разрушением оборудования нефтезаводов в сероводородных средах // ЦНИИТЭНефтехим. — 1968. — С. 420.
10. *Термодинамические свойства индивидуальных веществ / Справ. изд. в 4-х т. Т. 1. Книга 1 // М.: НАУКА, 1978. — С. 238–278.*
11. *Гольдшмидт Х. Дж.* Сплавы внедрения // М.: Мир, 1971. — Вып. 2.