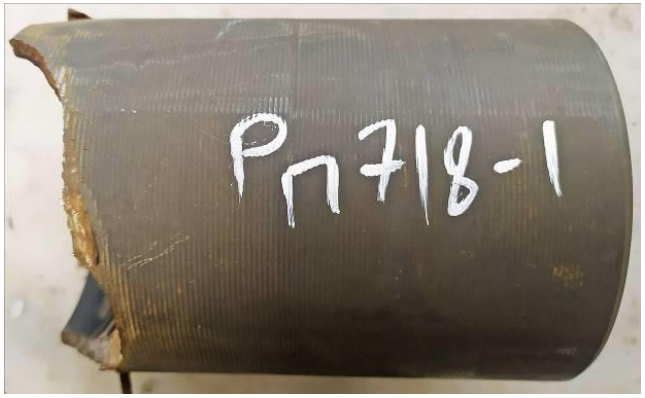
ЭФФЕКТИВНЫЙ ИНЖИНИРИНГ

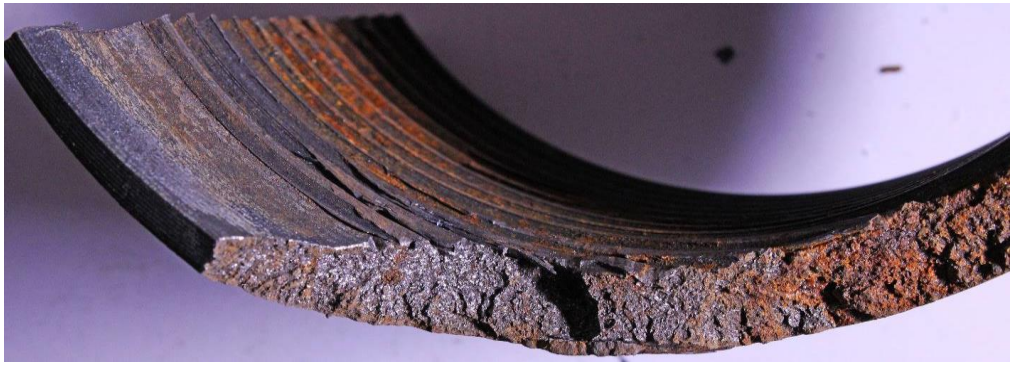
Анализ причин отказов нефтепромыслового оборудования. Итоги 2021-2022 гг.

Докладчик:
Инженер отдела металловедения ООО «ИТ-Сервис»
Кощеев Кирилл Игоревич

Разрушение муфты НКТВ 73х5,5 мм группы прочности Е по ГОСТ 633-80











Вид НКТВ и аварийной муфты при поступлении

Разрушение муфты НКТВ 73х5,5 мм группы прочности Е по ГОСТ 633-80

Объект исследования	Массовая концентрация, %													
	Fe	C	Si	Mn	Cr	Ni	Mo	Al	Cu	V	Nb	Ti	S	P
Аварийная муфта	Осн.	0,68	0,32	0,63	0,167	0,121	0,022	<0,005	0,118	<0,005	<0,010	0,006	0,010	0,013
Ниппель НКТВ	Осн.	0,30	0,20	0,99	0,094	0,121	0,023	0,017	0,167	<0,005	<0,010	<0,005	0,005	0,014
Требования ГОСТ 633-80														
≤	-												**0,045**	**0,045**

Объект исследования	$\sigma_в$	$\sigma_{0,2}$	δ_5	KCV +20°C	ДВС
	МПа		%	Дж/см^2	%
Аварийная муфта	880	475	14,5	9,8	0
	890	470	15,5	9,8	0
				15	0
Новая муфта	820	435	15,0		
	830	440	16,0		
Высаженная часть ниппеля НКТВ	670	360	22,5	159	99
	670	335	21,5	93	67
				149	100
Требования ГОСТ 633-80 к группе прочности Е					
≥	689	552	13,0		
≤	-	758	-		

Объект исследования	№ сектора	Значения твердости, HRC			
		1	2	3	4
Аварийная муфта	Наруж.	22,5	24,0	24,5	25,0
	Центр	22,5	24,5	25,5	26,5
	Внутр.	24,0	24,0	22,5	24,5
Новая муфта		Значения твердости, HRB			
	Наруж.	96,0	96,5	97,0	96,5
	Центр	97,0	97,0	96,5	96,5
	Внутр.	96,0	96,5	95,5	96,5

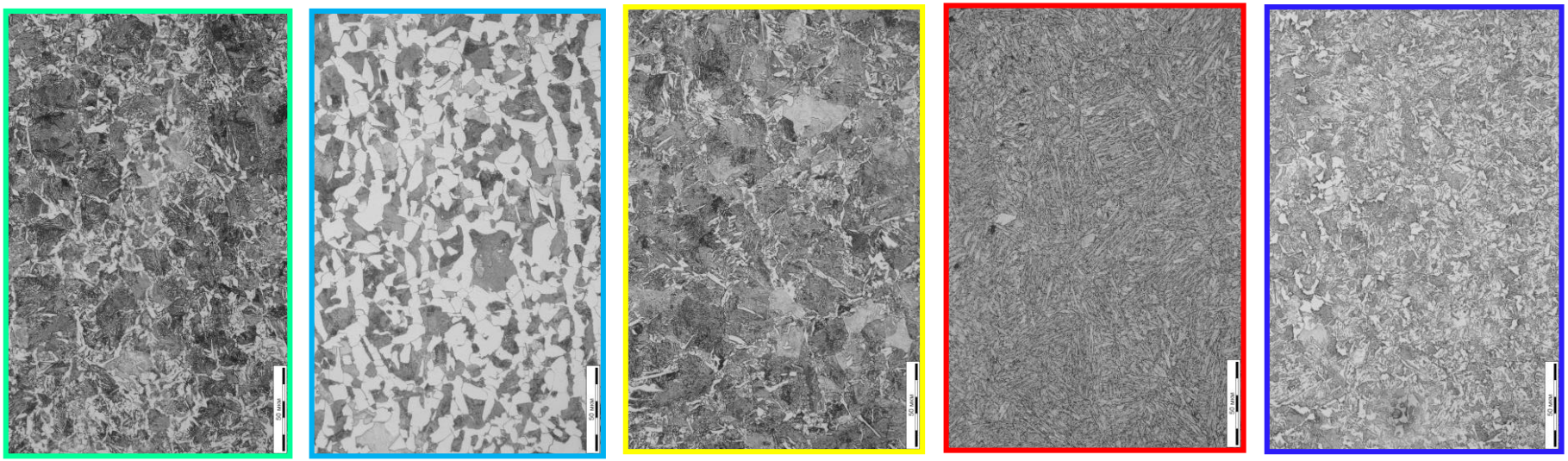
Химический состав и механические свойства материала муфт и НКТВ

Разрушение муфты НКТВ 73х5,5 мм группы прочности Е по ГОСТ 633-80



Объект / № сектора		Значения твердости							
		HRB						HRC	
		1	2	3	4	5	6	7	8
НКТВ	Наруж.	94,5	94,0	88,5	88,5	94,5	95,5	**28,5**	**22,5**
	Центр	95,5	94,5	89,5	89,0	95,0	95,5	**30,0**	**23,0**



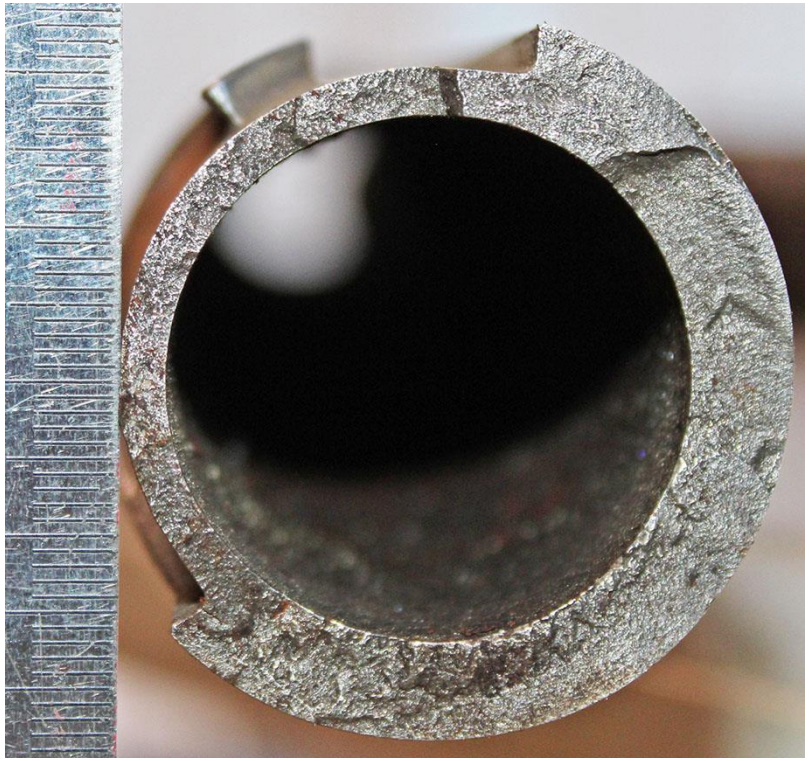


Микроструктура высаженной части НКТВ по удалению от края ниппеля

Разрушение штока пакера из стали 40Х







Вид разрушившегося штока пакера при поступлении

Разрушение штока пакера из стали 40Х



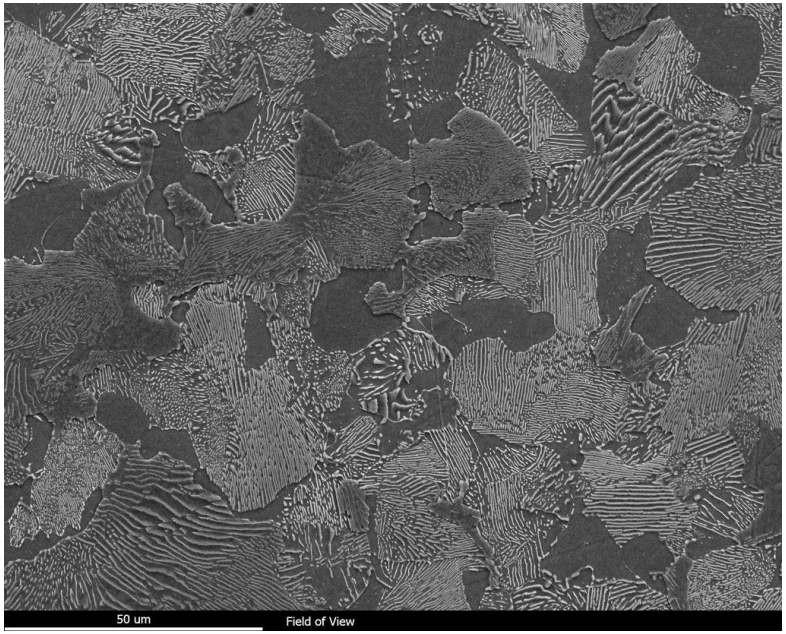
Объект исследования	Массовая концентрация, %													
	Fe	C	Si	Mn	Cr	Ni	Mo	Al	Cu	V	Nb	Ti	S	P
Шток пакера	Осн.	0,45	0,27	0,64	0,99	0,098	0,025	0,021	0,162	<0,005	<0,010	<0,005	0,008	0,012
Требования ГОСТ 4543 к стали марки 40Х														
≥	Осн.	0,36	0,17	0,50	0,80	-	-	-	-	-	-	-	-	-
≤	Осн.	0,44	0,37	0,80	1,10	0,30	-	-	0,30	-	-	-	0,035	0,035

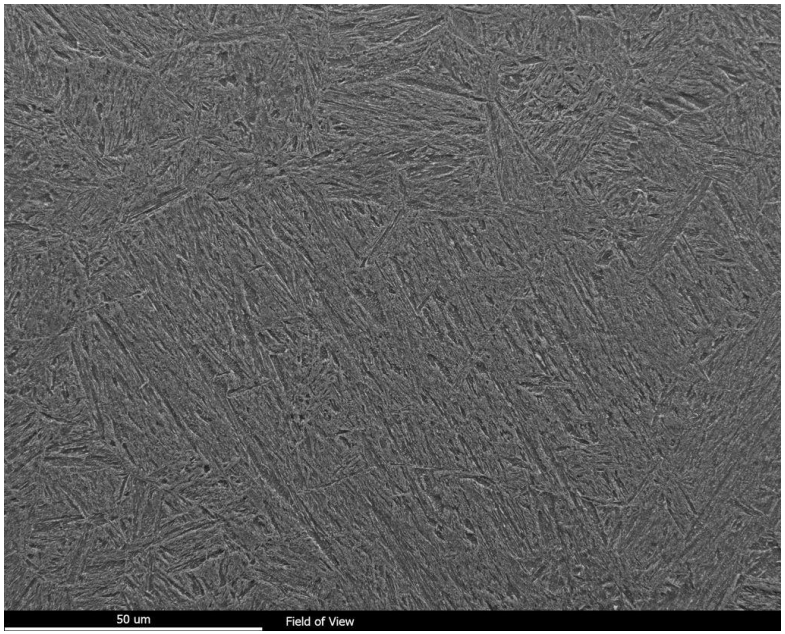




Маркировка		Значения твердости, HRB							
		1	2	3	4	5	6	7	8
773-2	Н.	87,5	86,5	88,0	87,0	90,0	89,5	88,0	88,5
	Ц.	87,0	86,5	88,5	88,5	89,0	89,5	89,5	88,0
	В.	86,5	86,0	86,0	86,0	87,0	88,0	88,5	87,0

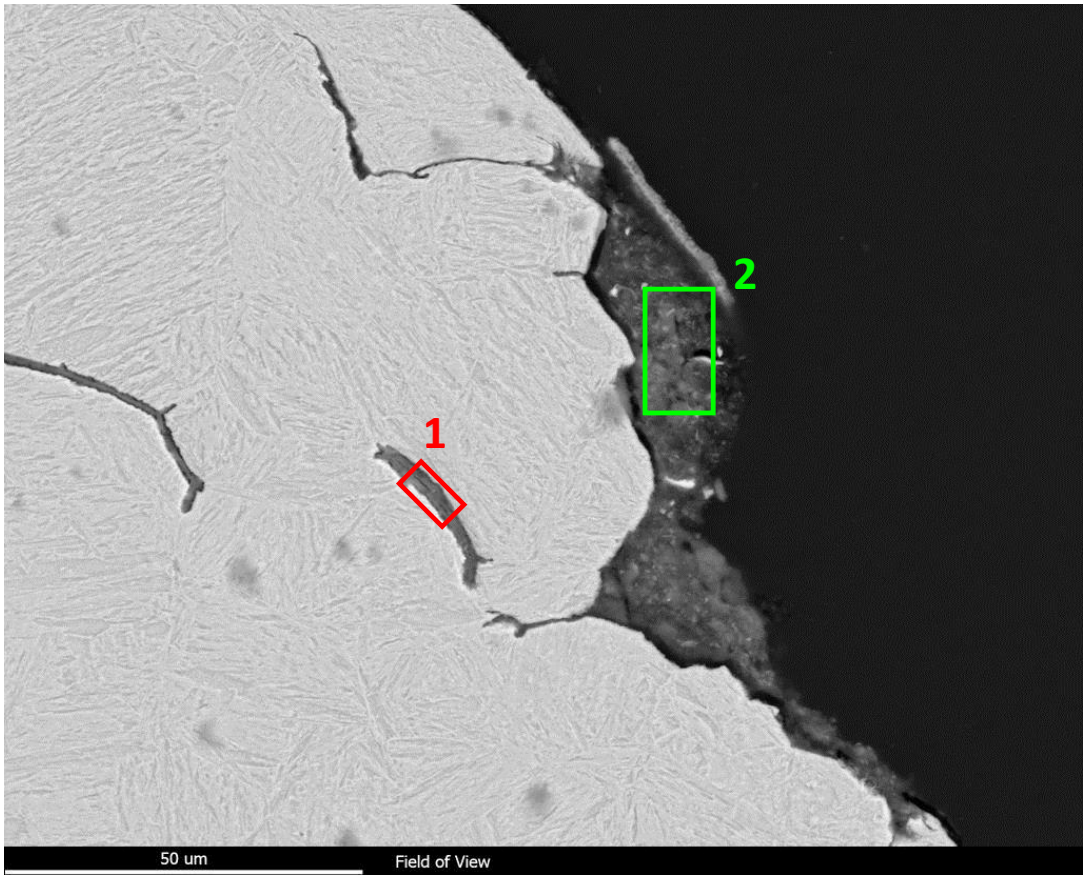
Маркировка		Значения твердости, HRC							
		1	2	3	4	5	6	7	8
773-1	Н.	45,5/	46,5	46,5	47,5	47,5	47,0	46,0/	45,5/
	Ц.	45,5/	47,5	47,0	47,5	47,5	47,0	45,5/	45,5/
	В.	45,5	47,5	46,5	47,0	47,5	47,0	45,5	45,0





Химический состав материала штока пакера, а также твёрдость и микроструктура на удалённых сечениях

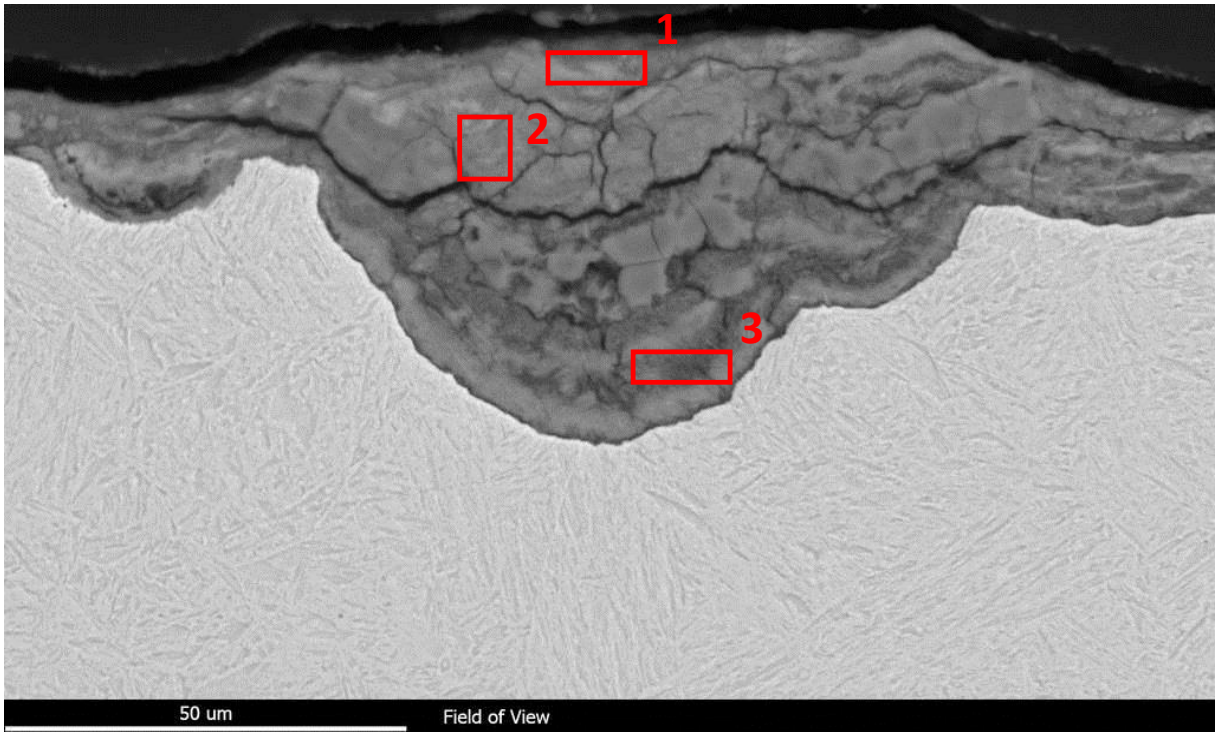
Разрушение штока пакера из стали 40Х

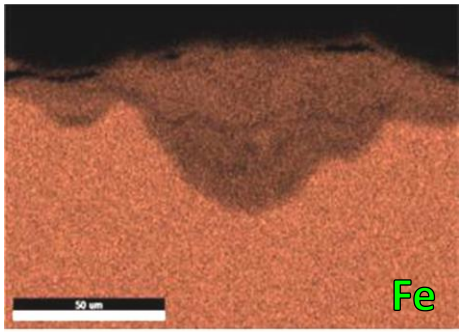


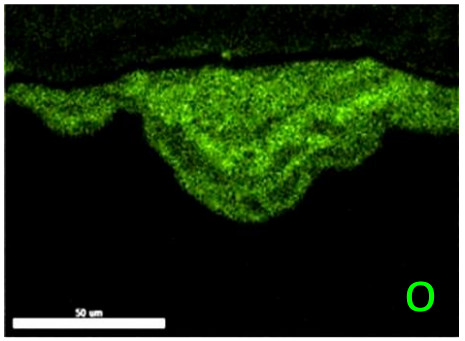
	%	Fe	Ba	C	O	Na	Al	Si	S	Cl	K	Ca	Cr	Mn
1	Wt.	85,55	-	4,39	5,47	-	-	0,45	1,69	-	-	-	1,63	0,80
	At.	65,06	-	15,54	14,52	-	-	0,68	2,24	-	-	-	1,33	0,62
2	Wt.	19,77	31,05	33,52	10,15	0,95	0,49	1,22	0,39	0,30	0,66	0,62	0,65	0,21
	At.	5,19	42,08	40,90	9,30	0,61	0,27	0,64	0,18	0,12	0,25	0,23	0,18	0,06

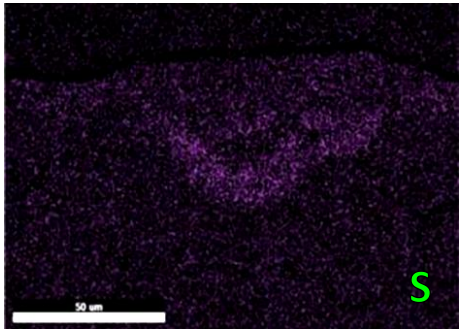
Вид вторичных трещин в области разрушение, а также химический состав продуктов коррозии

Разрушение штока пакера из стали 40Х









	%	Fe	C	O	Si	S	Cl	K	Cr	Mn
1	Wt.	63,70	19,93	10,13	1,63	0,33	0,47	0,30	3,52	-
	At.	31,77	46,22	17,64	1,61	0,29	0,37	0,21	1,89	-
2	Wt.	66,59	6,38	23,43	0,50	0,32	0,45	-	1,72	0,60
	At.	36,43	16,24	44,75	0,54	0,31	0,39	-	1,01	0,34
3	Wt.	56,93	15,42	20,83	1,34	1,05	0,49	-	3,51	0,42
	At.	27,01	34,01	34,49	1,27	0,87	0,37	-	1,79	0,20

Вид коррозионных язв в области разрушение, а также химический состав продуктов коррозии

Разрушение штока шаровой задвижки из стали AISI 410 (12Х13)





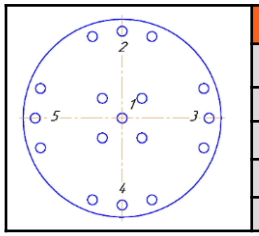




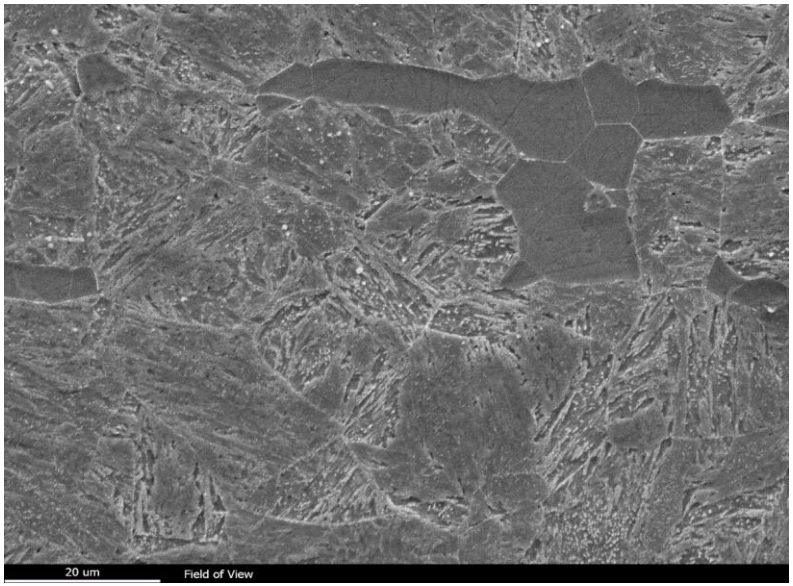
Внешний вид штока шаровой задвижки при поступлении

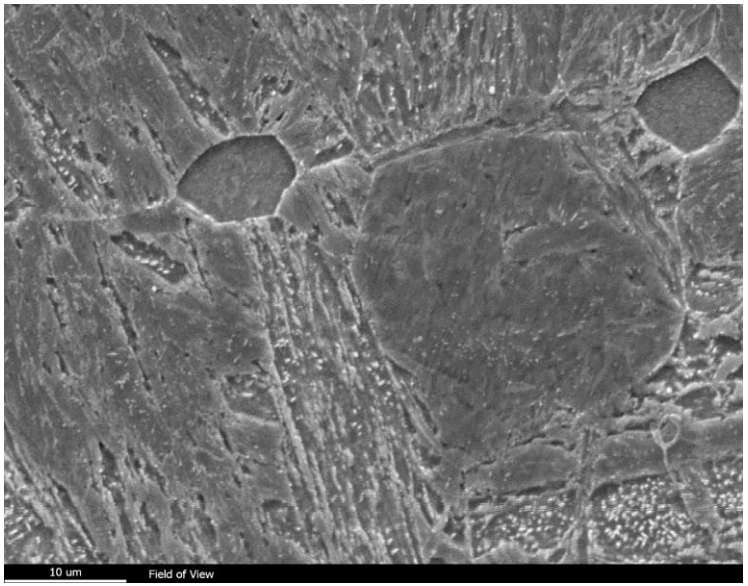
Разрушение штока шаровой задвижки из стали AISI 410 (12Х13)

Объект исследования	Массовая концентрация, %										
	C	Si	Mn	Cr	Ni	Cu	Mo	Co	Al	S	P
Шток задвижки	0.118	0.56	0.335	12.3	0.177	0.115	0.027	0.035	0.021	0.010	0.022
Требования стандарта ISO 15156-3 для стали UNS 41000 (AISI 410)											
	≤0.15	**≤1.0**	**≤1.0**	**11.5-13.5**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**≤0.03**	**≤0.04**



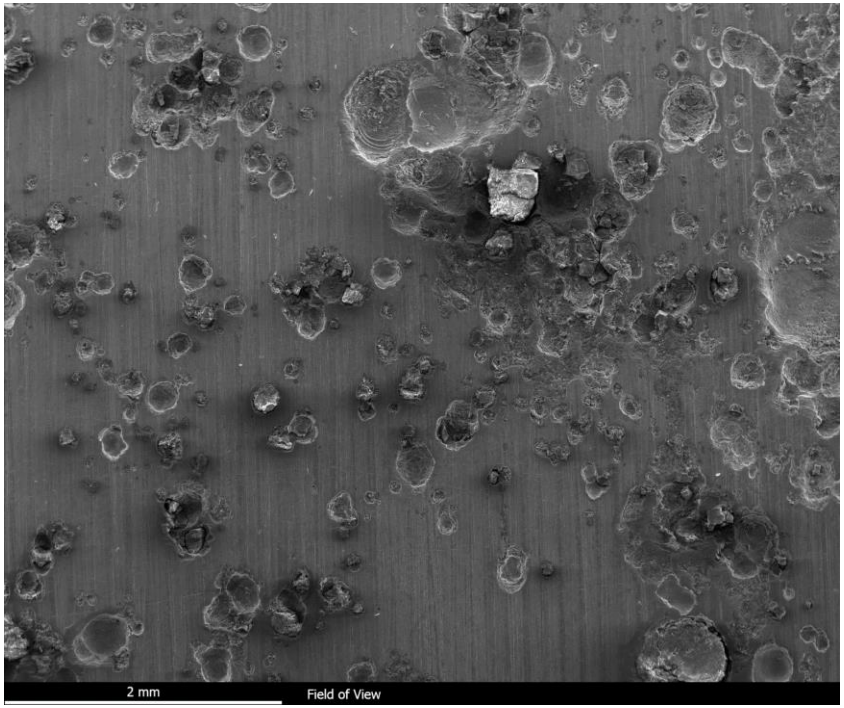
№ сектора	Значение твердости, HRC				
1	39,5	40,0	38,5	40,0	40,5
2	39,5	39,5			39,5
3	40,0	40,5			40,5
4	40,5	41,0			40,5
5	39,5	40,0			40,0

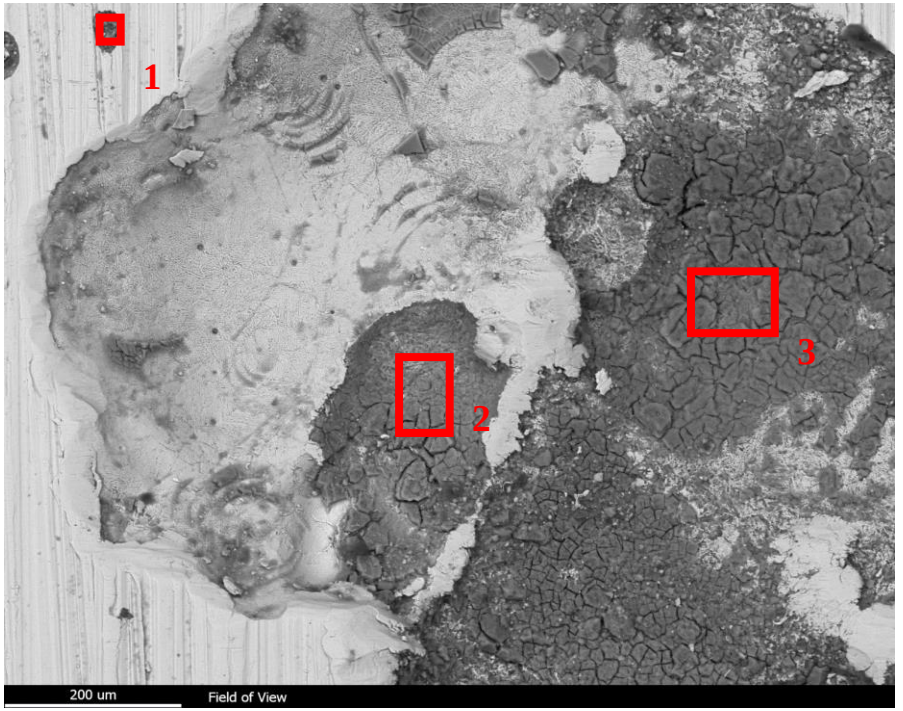




Химический состав, твёрдость и микроструктура материала штока шаровой задвижки

Разрушение штока шаровой задвижки из стали AISI 410 (12Х13)

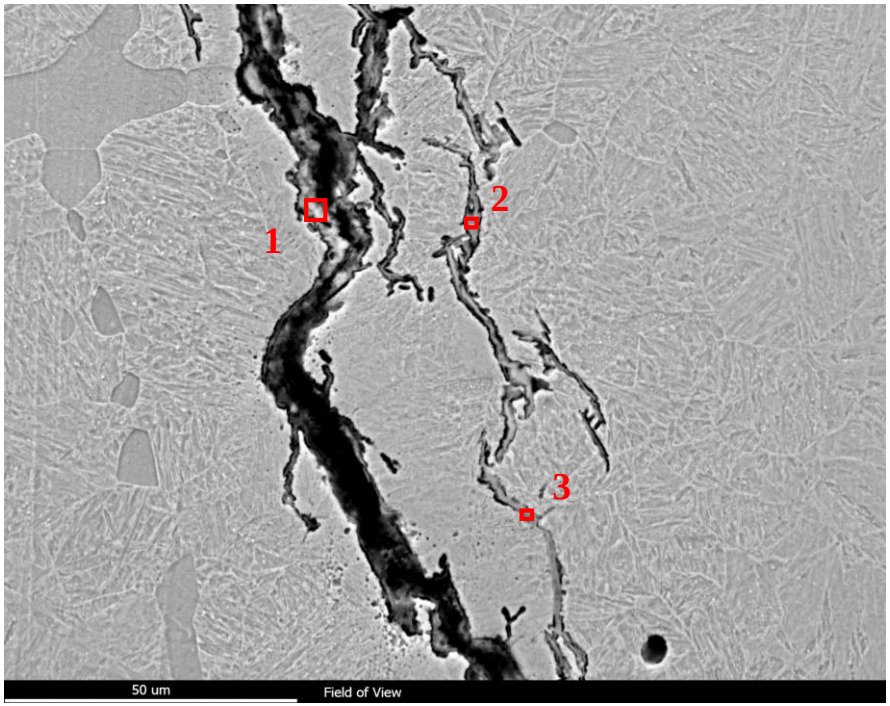


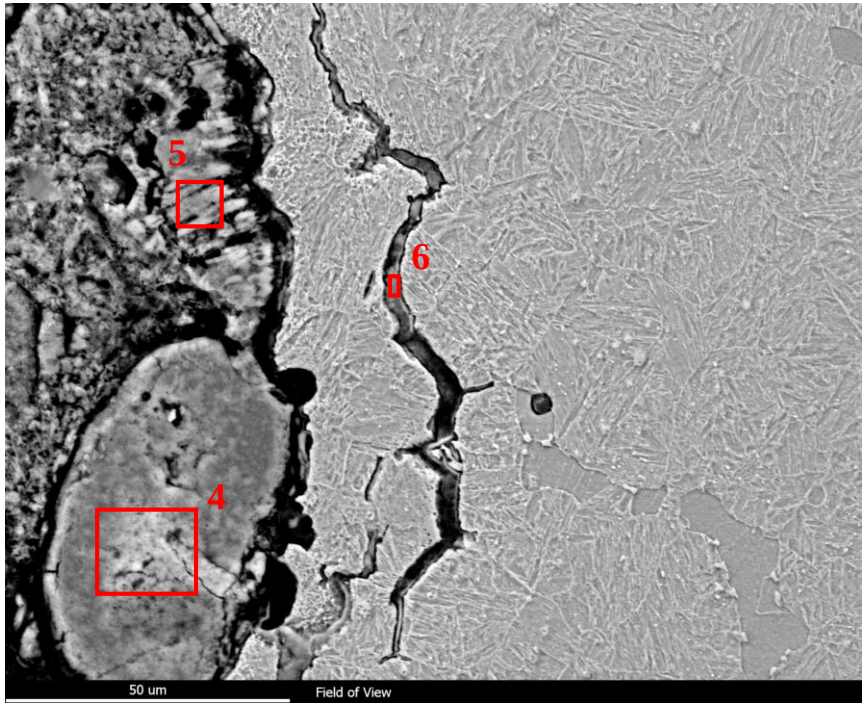


		C	O	Na	Al	Si	S	Cl	K	Ca	Cr	Fe
1	Wt.,%	4.95	8.99	-	1.00	2.80	7.96	0.29	0.92	1.60	31.64	39.86
	At.,%	14.97	20.41	-	1.35	3.62	9.02	0.30	0.85	1.45	22.10	25.93
2	Wt.,%	3.25	13.30	0.85	-	0.86	5.44	-	0.20	0.26	27.83	48.01
	At.,%	9.86	30.28	1.35	-	1.12	6.18	-	0.19	0.23	19.49	31.31
3	Wt.,%	4.79	18.22	1.29	-	0.84	6.00	-	-	0.44	40.20	28.22
	At.,%	12.86	36.74	1.81	-	0.96	6.04	-	-	0.36	24.94	16.30

Вид и химический состав коррозионных поражений на поверхности штока

Разрушение штока шаровой задвижки из стали AISI 410 (12Х13)



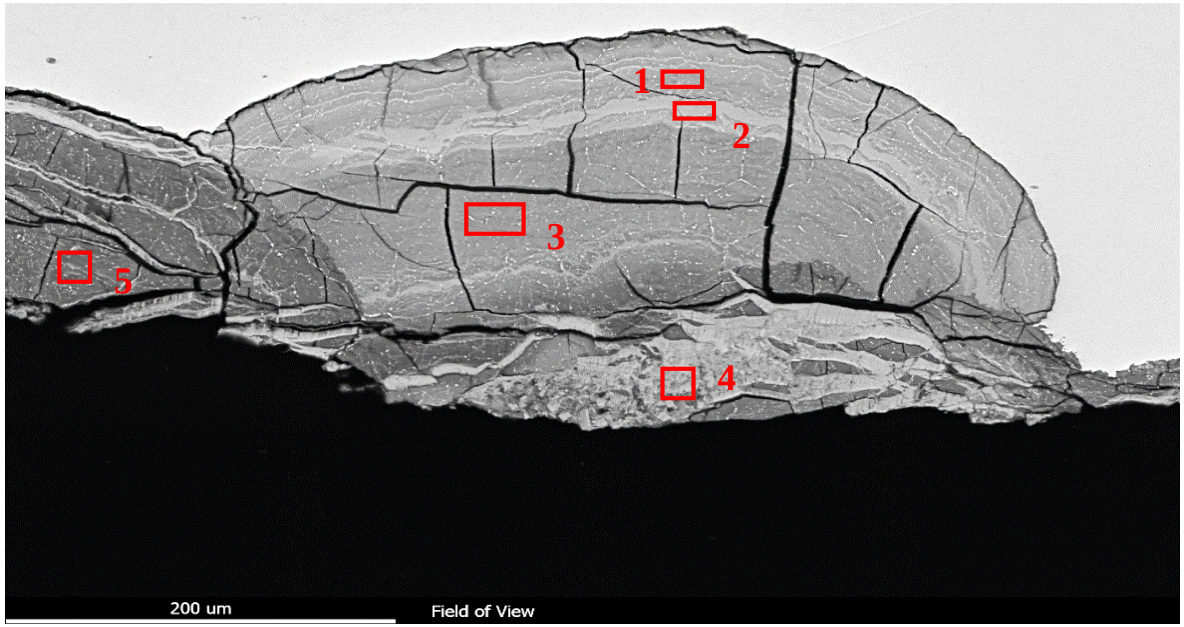


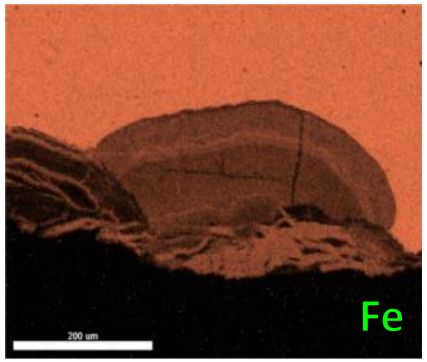
		C	O	Si	S	Cr	Fe	Cu
1	Wt.,%	18.80	5.28	-	17.70	5.50	26.67	26.06
	At.,%	45.49	9.59	-	16.04	3.07	13.88	11.92
2	Wt.,%	4.47	3.21	0.46	14.60	10.43	55.52	11.31
	At.,%	16.39	8.30	0.68	18.84	8.30	41.13	7.36
3	Wt.,%	5.46	3.22	-	16.51	8.57	56.04	10.21
	At.,%	18.20	8.05	-	20.59	6.59	40.14	6.43

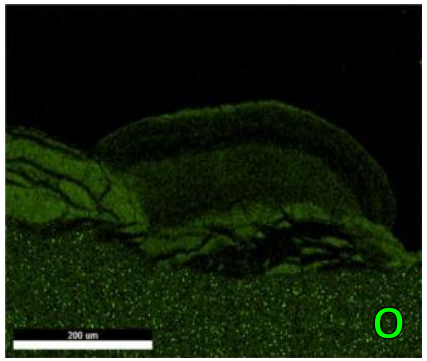
		C	O	S	Cr	Fe	Cu
4	Wt.,%	7.33	2.11	22.05	2.64	15.38	50.49
	At.,%	23.93	5.16	26.96	1.99	10.80	31.15
5	Wt.,%	11.36	-	26.60	1.97	31.67	28.39
	At.,%	33.46	-	29.34	1.34	20.06	15.80
6	Wt.,%	7.85	-	23.29	5.85	56.33	6.69
	At.,%	25.07	-	27.87	4.31	38.70	4.04

Вид вторичных трещин в области разрушение, а также химический состав продуктов коррозии

Разрушение штока шаровой задвижки из стали AISI 410 (12Х13)









		C	O	Na	Si	S	K	Ca	Cr	Fe	Ni
1	Wt.,%	6.53	7.18	-	-	30.86	0.75	1.43	12.85	40.39	-
	At.,%	18.25	15.06	-	-	32.29	0.64	1.20	8.29	24.27	-
2	Wt.,%	6.42	-	-	-	37.52	-	-	6.27	49.79	-
	At.,%	19.67	-	-	-	43.08	-	-	4.44	32.81	-
3	Wt.,%	6.68	9.42	-	-	28.43	1.05	1.10	16.79	36.54	-
	At.,%	18.15	19.23	-	-	28.95	0.87	0.89	10.54	21.36	-
4	Wt.,%	9.52	7.10	-	-	30.44	-	-	5.83	47.11	-
	At.,%	25.24	14.12	-	-	30.22	-	-	3.57	26.86	-
5	Wt.,%	8.36	22.53	0.69	1.44	6.58	0.49	1.80	45.37	11.20	1.53
	At.,%	19.62	39.69	0.85	1.44	5.78	0.35	1.27	24.60	5.66	0.73

Вид и химический состав продуктов коррозии в характеристическом рентгеновском излучении

Разрушение обжимных фиттингов из стали AISI 316L (03Х17Н14М3)



Фиттинг №1



Фиттинг №2

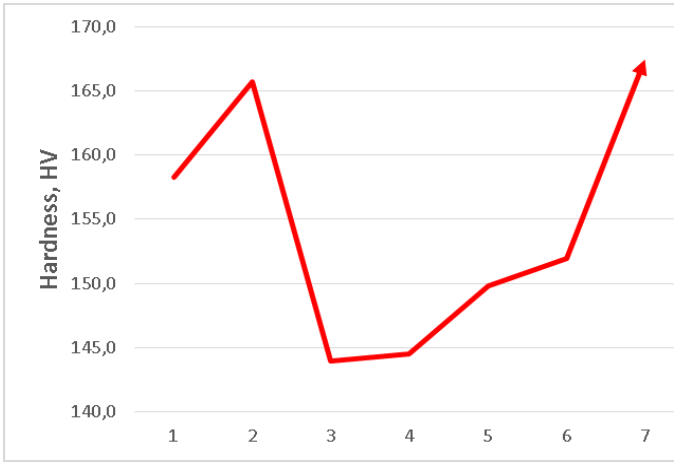
Внешний вид разрушенных фиттингов при поступлении

Разрушение обжимных фиттингов из стали AISI 316L (03Х17Н14М3)

Объект исследования	Массовая концентрация, %											
	C	Si	Mn	Cr	Ni	Cu	Mo	V	Al	Nb	S	P
Фиттинг №1	0.029	0.44	1.67	17.40	13.27	0.28	2.67	0.052	0.01	<0.01	0.015	0.030
Фиттинг №2	0.018	0.49	1.32	16.58	10.52	0.48	2.30	0.08	0.015	<0.01	0.03	0.030
Требования к стали AISI 316L												
	≤0.030	≤0.75	≤2.00	16.0-18.0	10.0-14.0	-	2.00-3.00	-	-	-	≤0.030	≤0.045

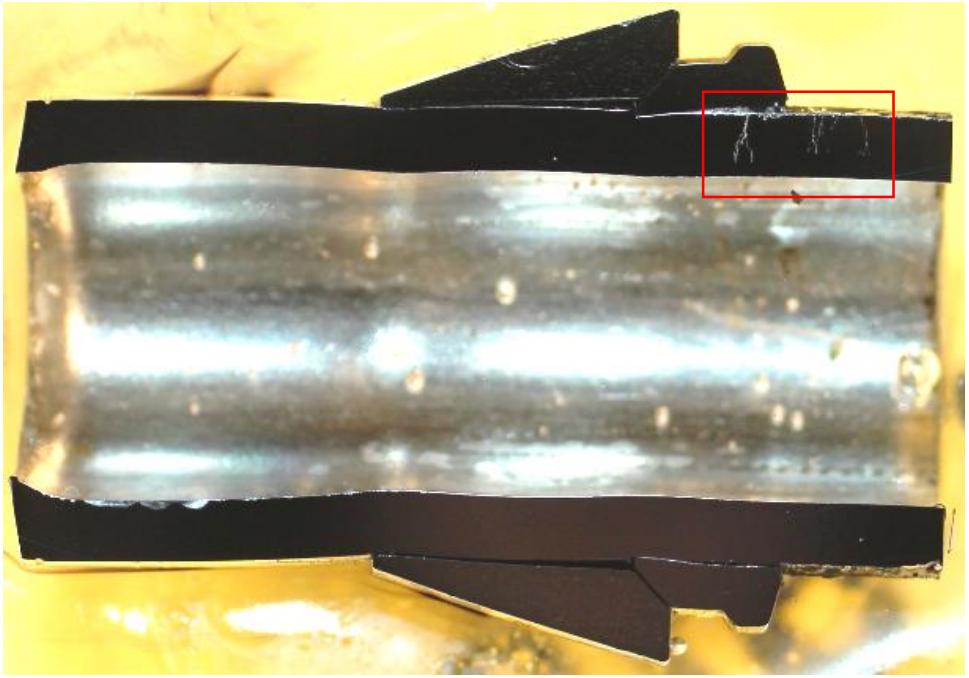


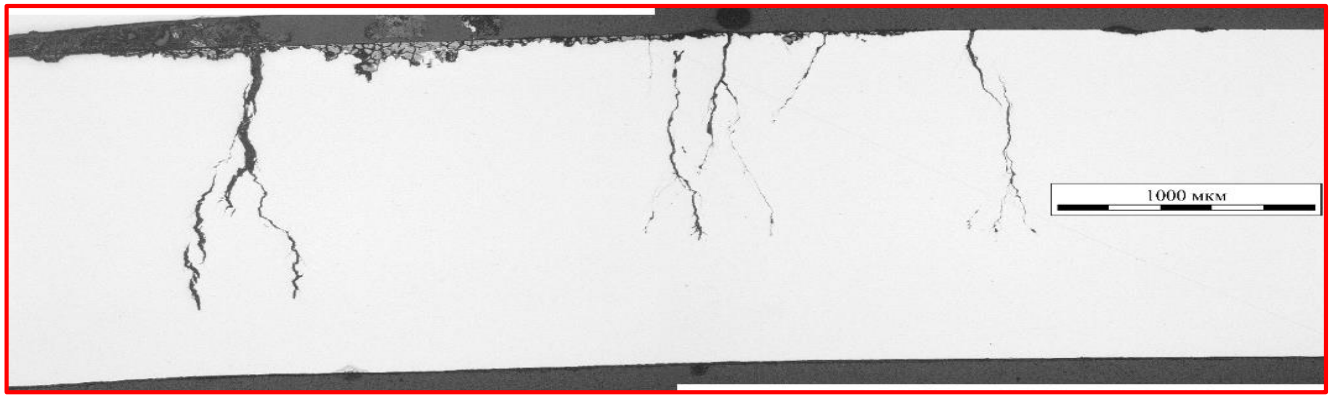




Химический состав и микротвёрдость материала трубки фиттинга

Разрушение обжимных фиттингов из стали AISI 316L (03Х17Н14М3)

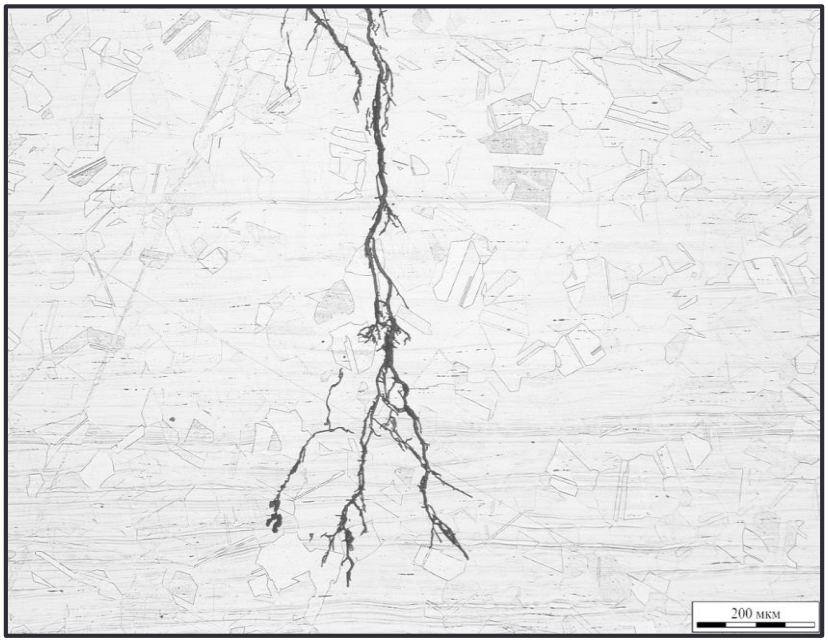


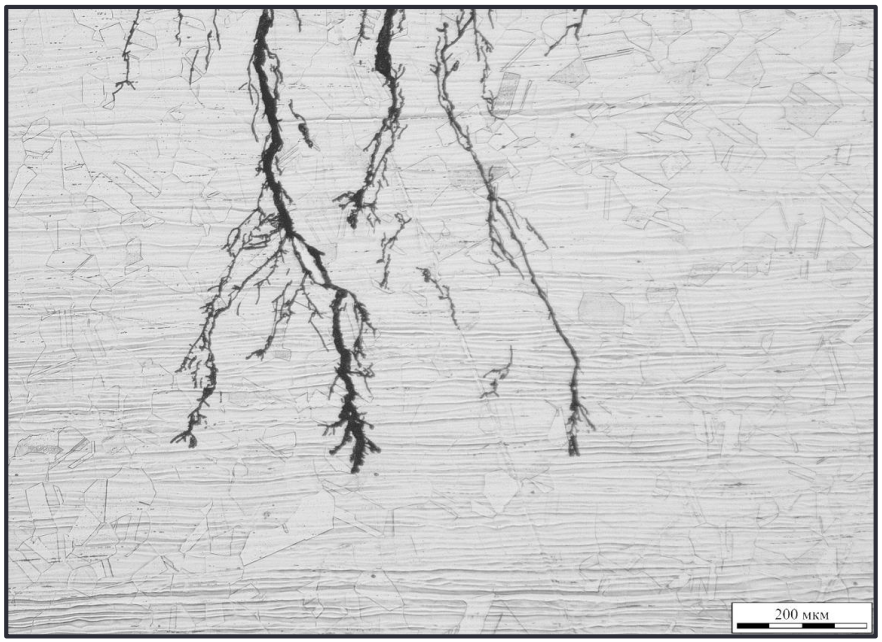


Вид трещин на наружной поверхности материала трубки фиттинга

Разрушение обжимных фиттингов из стали AISI 316L (03Х17Н14М3)

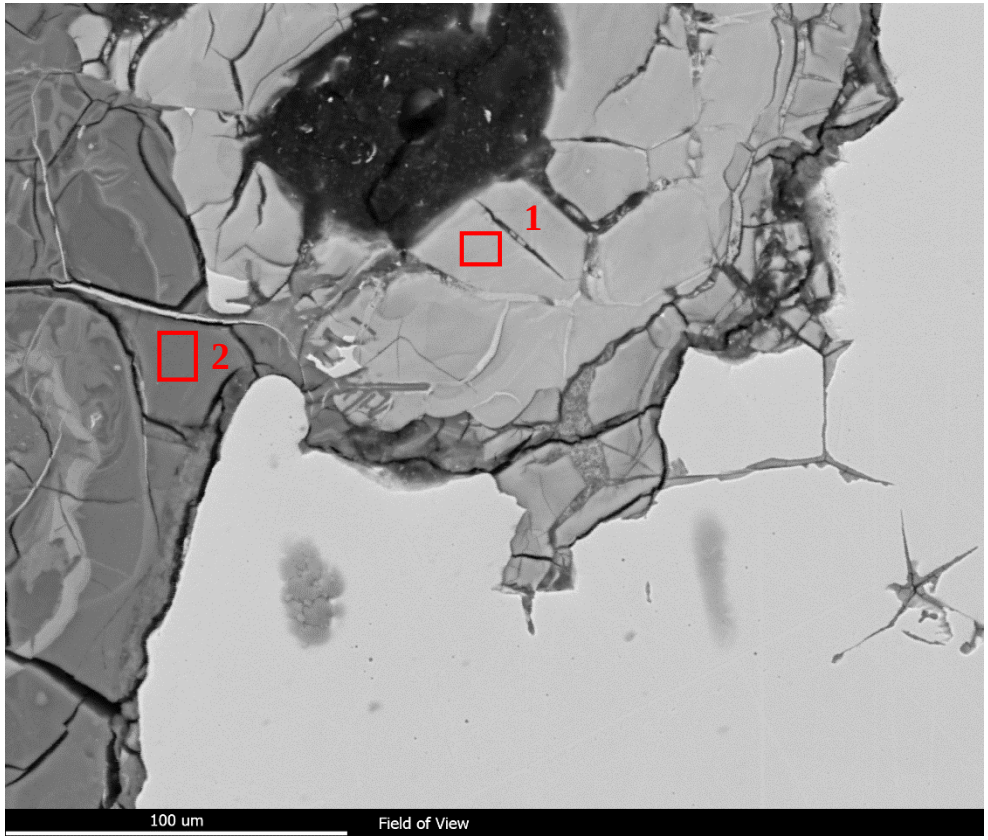


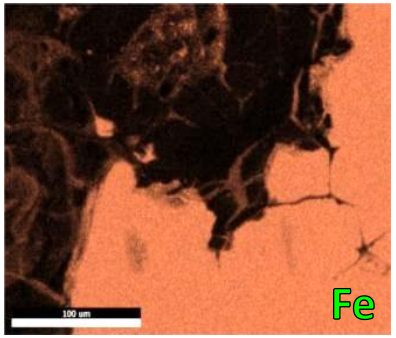


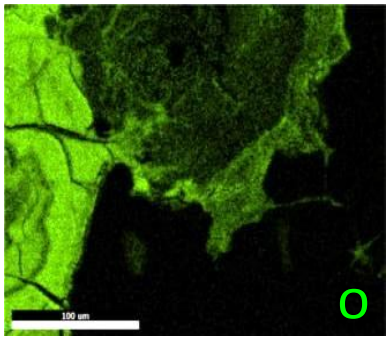


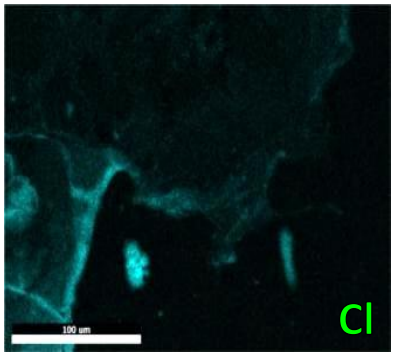
Характер распространение трещин по материалу трубки фиттинга

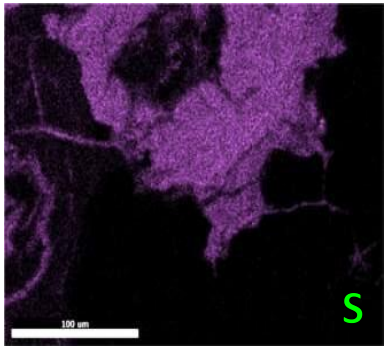
Разрушение обжимных фиттингов из стали AISI 316L (03Х17Н14М3)

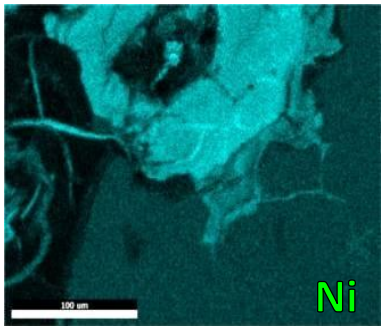










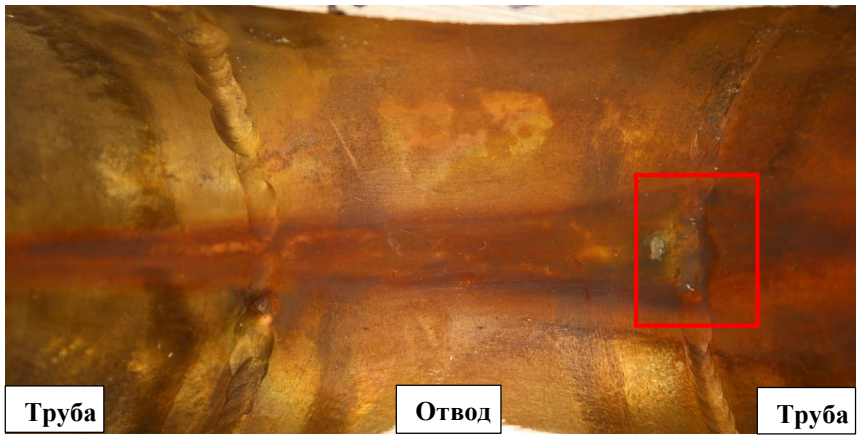


		C	O	Si	Mo	S	Cl	Cr	Fe	Ni
1	Wt.,%	13.38	8.19	-	-	26.56	1.06	11.55	3.51	35.75
	At.,%	32.97	15.16	-	-	24.52	0.88	6.57	1.86	18.02
2	Wt.,%	4.84	31.07	0.97	6.56	2.91	3.05	45.18	3.35	2.08
	At.,%	11.22	54.11	0.97	1.91	2.53	2.40	24.21	1.67	0.99

Вид и химический состав продуктов коррозии на поверхности трубки фиттинга

Язвенная коррозия водоводов из стали AISI 316L (03Х17Н14М3)

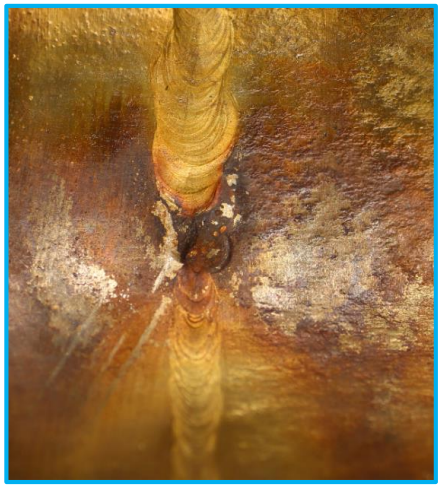










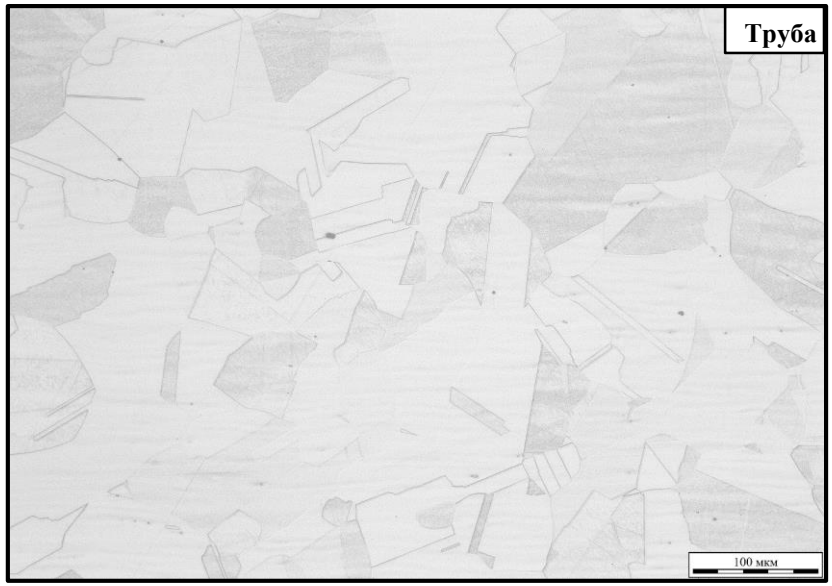


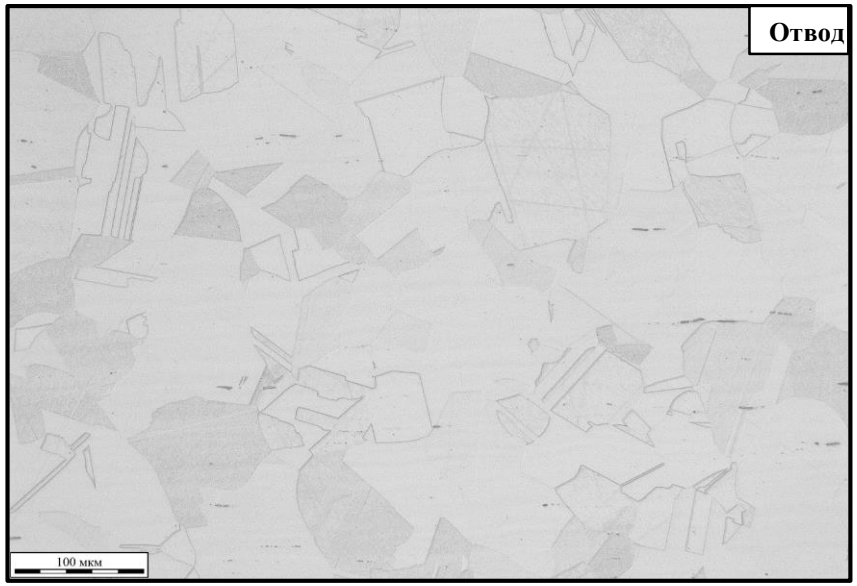
Внешний вид коррозионного поражения водовода вблизи сварного шва

Язвенная коррозия водоводов из стали AISI 316L (03Х17Н14М3)

Объект исследования	Массовая концентрация, %												
	C	Si	Mn	Cr	Ni	Cu	Mo	Ti	V	Nb	Al	S	P
Труба	0.024	0.44	1.51	16.83	11.77	0.39	2.08	<0.005	0.052	<0.01	0.01	0.022	0.029
Отвод	0.029	0.55	1.68	16.57	11.28	0.28	2.37	<0.005	0.084	0.017	0.015	0.015	0.030
Требования ASTM A312 к трубной стали 316L, %													
	≤0.035	≤1.00	≤2.00	16.0-18.0	10.0-14.0	-	2.0-3.0	-	-	-	-	≤0.030	≤0.045

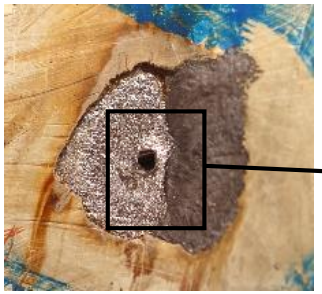
Объект исследования	Значения твердости, HRB				
	1	2	3	4	5
Труба 1	70,5	71,0	71,0	71,5	71,0
Труба 2	70,5	70,0	70,0	71,0	70,5
Отвод	73,0	74,0	73,5	72,0	75,0



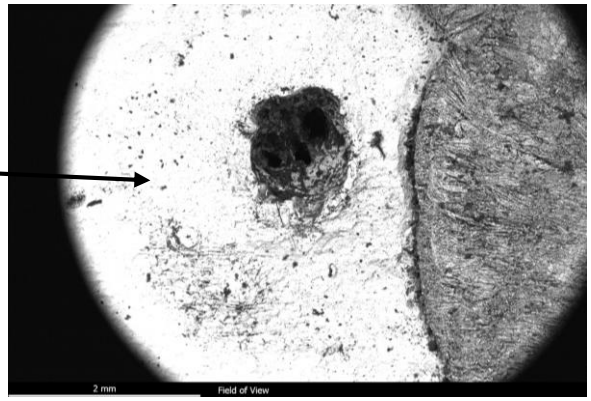


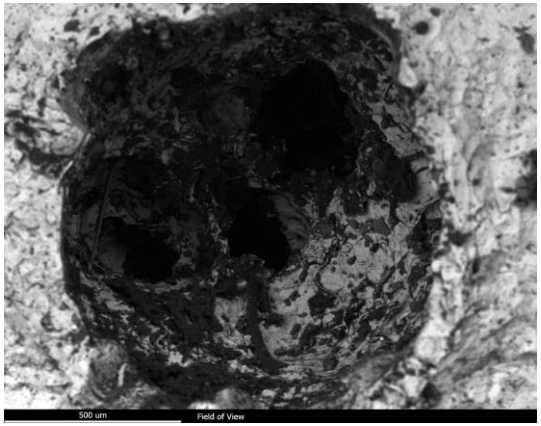
Химический состав, твёрдость и микроструктура материала труб и отвода

Язвенная коррозия водоводов из стали AISI 316L (03Х17Н14М3)



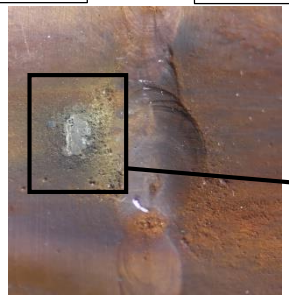
Наружная поверхность



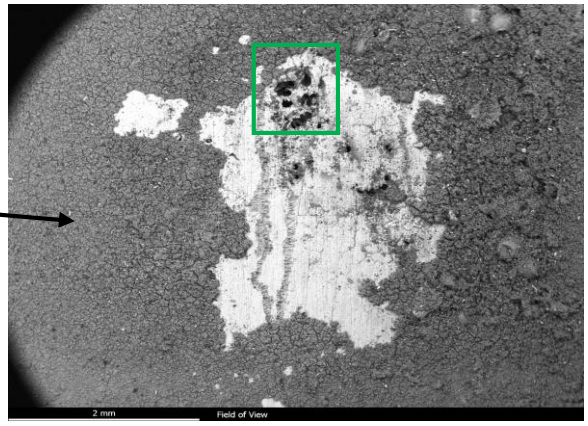


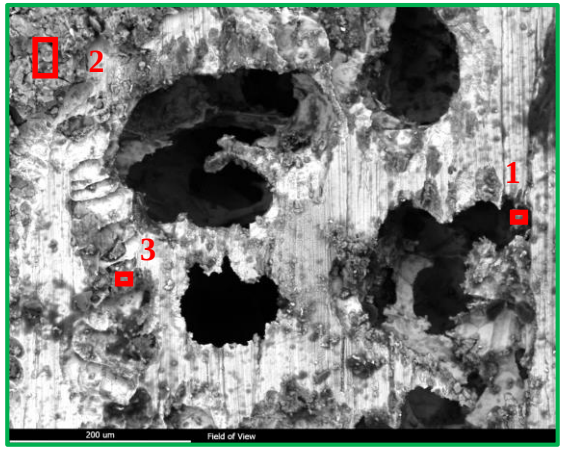
Отвод

Труба



Внутренняя поверхность

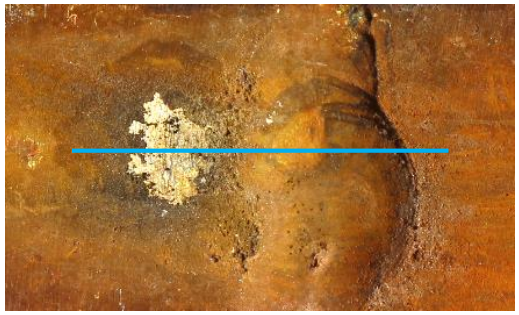




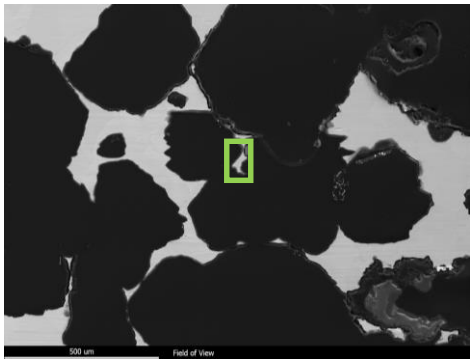
		C	O	Na	Mg	Al	Si	P	Mo	S	K	Ca	Ti	Cr	Fe	Cu
1	Wt.,%	26.75	4.47	0.45	1.22	12.15	25.00	2.07	-	1.72	10.01	7.93	2.84	1.98	3.42	-
	At.,%	47.90	6.01	0.42	1.08	9.68	19.15	1.44	-	1.15	5.50	4.26	1.28	0.82	1.32	-
2	Wt.,%	16.50	20.01	0.72	0.55	0.52	1.39	9.31	3.41	1.37	2.42	0.18	34.75	0.11	8.76	-
	At.,%	35.51	32.32	0.81	0.52	0.48	1.16	2.51	2.75	0.91	1.56	0.10	17.27	0.05	4.05	-
3	Wt.,%	24.58	17.11	2.00	0.51	1.01	0.66	1.41	27.03	-	3.63	1.04	-	16.44	3.21	1.37
	At.,%	49.59	25.92	2.11	0.51	0.91	0.57	1.10	6.83	-	2.25	0.63	-	7.66	1.39	0.52

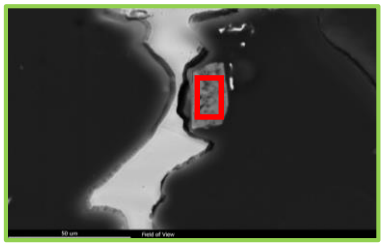
Вид и химический состав коррозионных поражений на поверхностях отвода

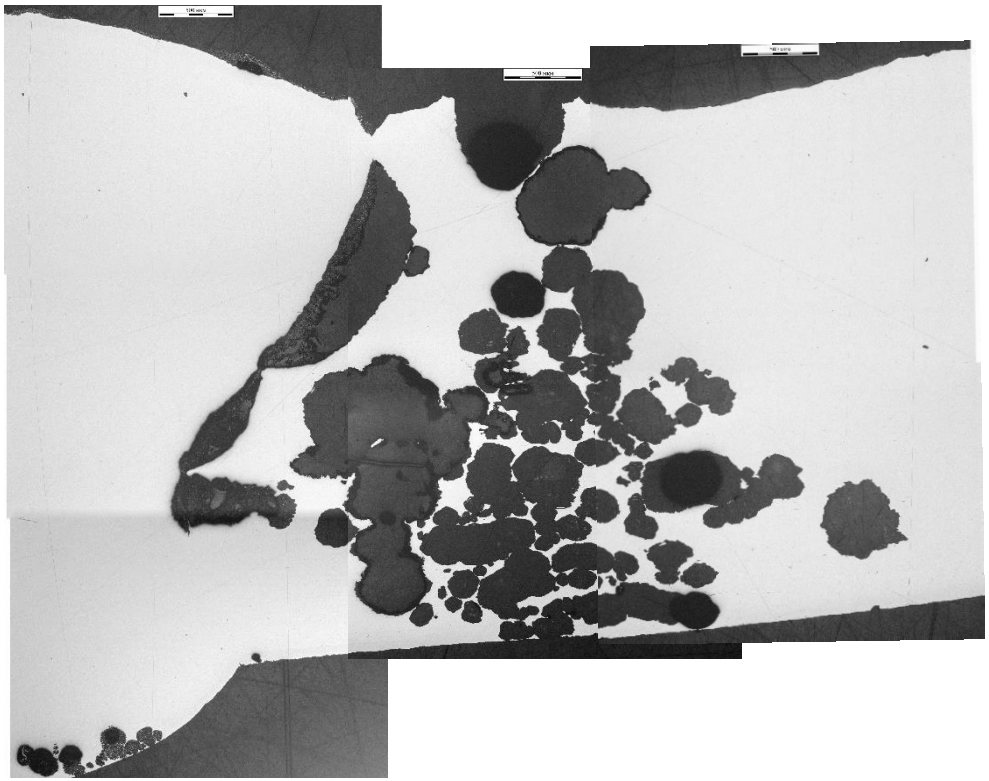
Язвенная коррозия водоводов из стали AISI 316L (03Х17Н14М3)







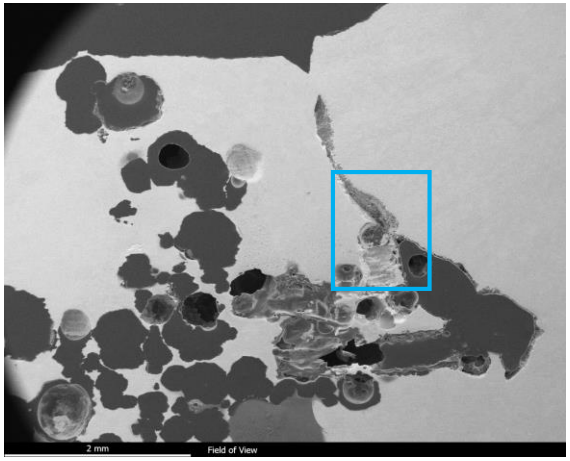


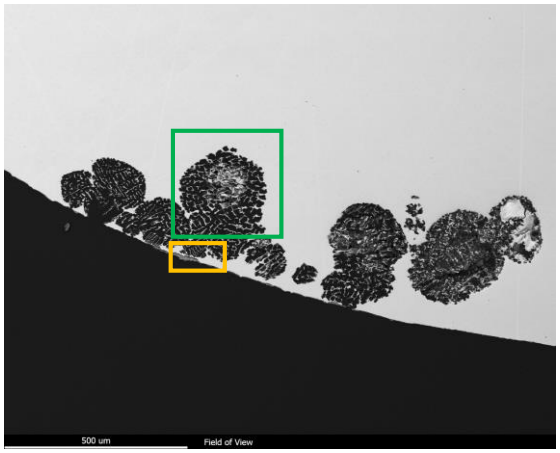


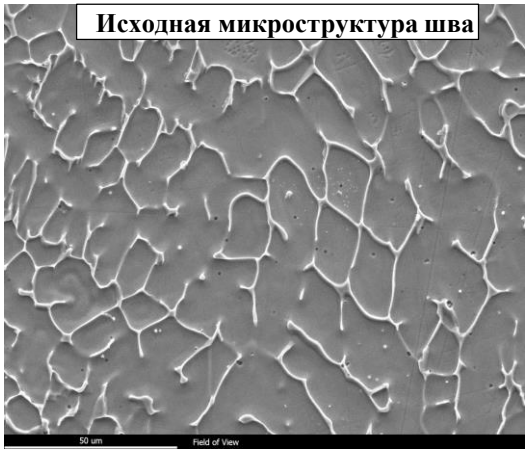
		C	O	Si	Mo	S	Cl	K	Ca	Cr	Mn	Fe
1	Wt.,%	18.04	19.48	0.44	0.28	0.05	0.31	0.34	1.13	1.21	0.42	58.29
	At.,%	38.92	31.54	0.41	0.08	0.04	0.23	0.22	0.73	0.60	0.20	27.04

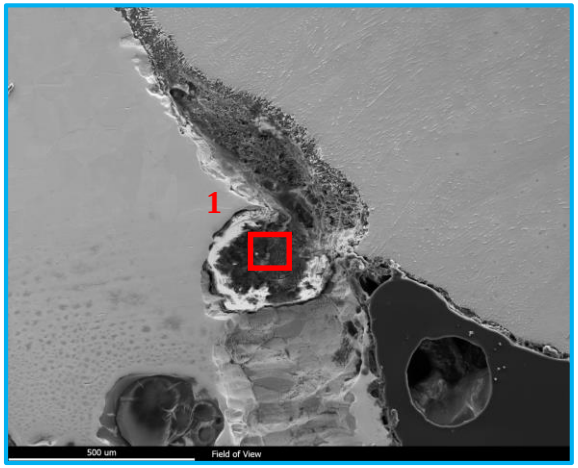
Вид и химический состав коррозионных поражений в сечении отвода

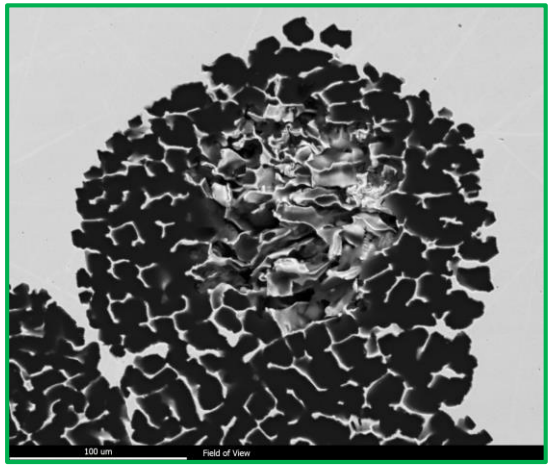
Язвенная коррозия водоводов из стали AISI 316L (03Х17Н14М3)

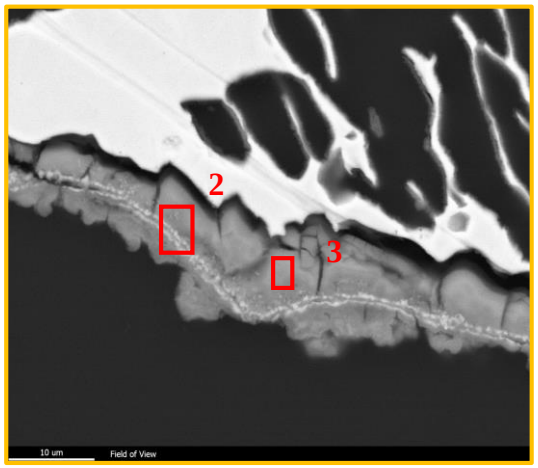












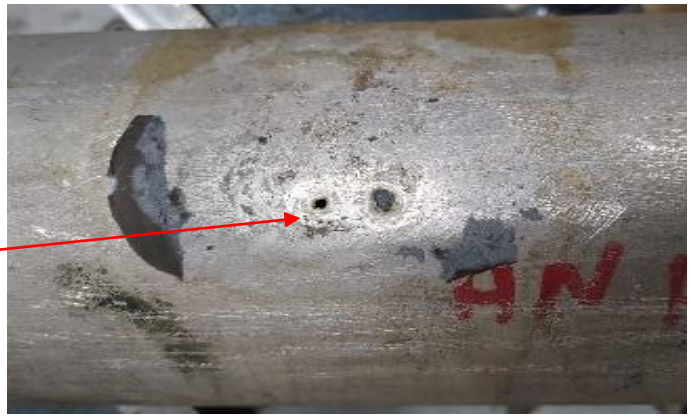
		C	O	Si	Mo	Cl	Cr	Mn	Fe	Ni
1	Wt.,%	11.91	20.93	23.70	1.59	12.28	6.63	0.78	19.59	2.59
	At.,%	24.53	32.35	20.87	0.41	8.57	3.15	0.35	8.68	1.09

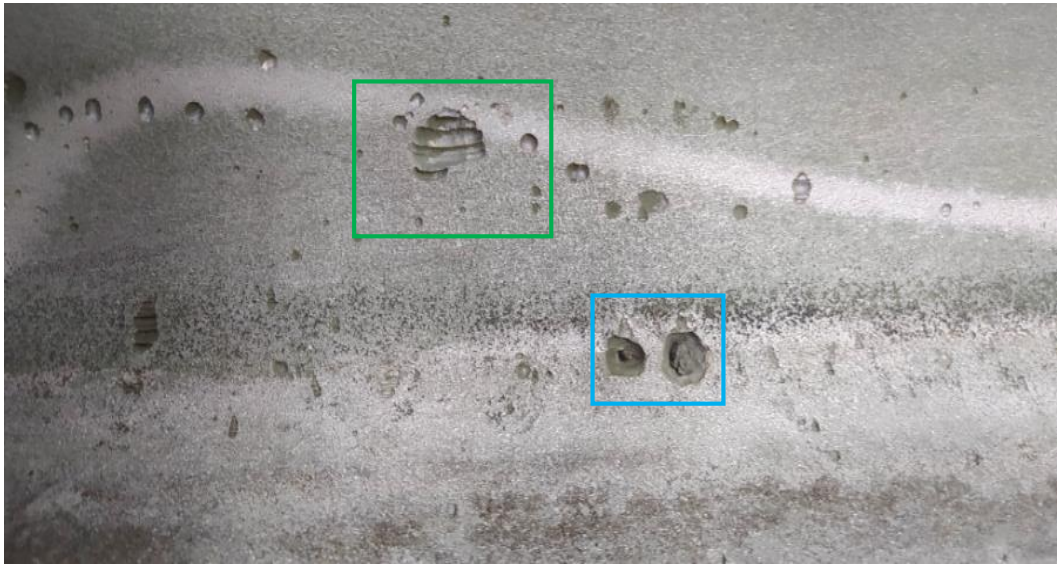
		C	O	Si	Mo	S	K	Ca	Cr	Mn	Fe
2	Wt.,%	8.58	27.10	1.16	5.41	1.18	0.47	-	27.93	2.95	25.22
	At.,%	19.86	47.08	1.15	1.57	1.03	0.34	-	14.93	1.49	12.56
3	Wt.,%	5.66	28.94	1.42	3.63	0.75	0.29	0.17	40.72	4.89	13.53
	At.,%	13.41	51.41	1.44	1.08	0.67	0.21	0.12	22.26	2.53	6.89

Вид и химический состав коррозионных поражений в сечении сварного шва отвода

Язвенная коррозия водоводов из никелевого сплава







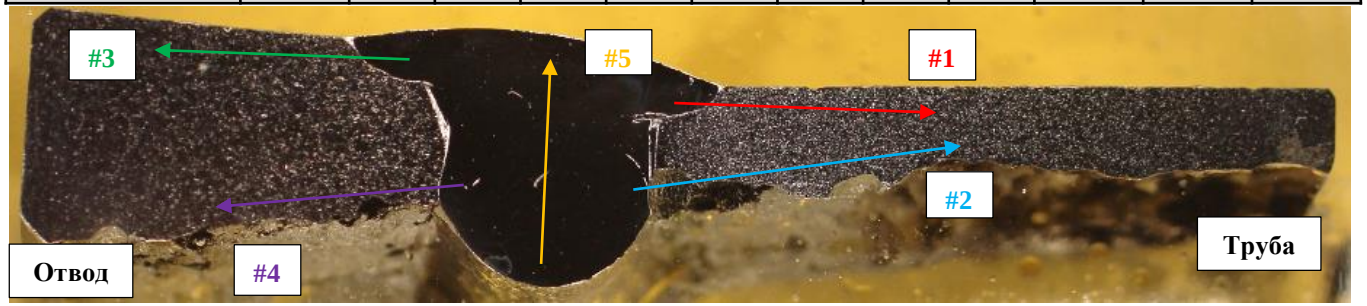


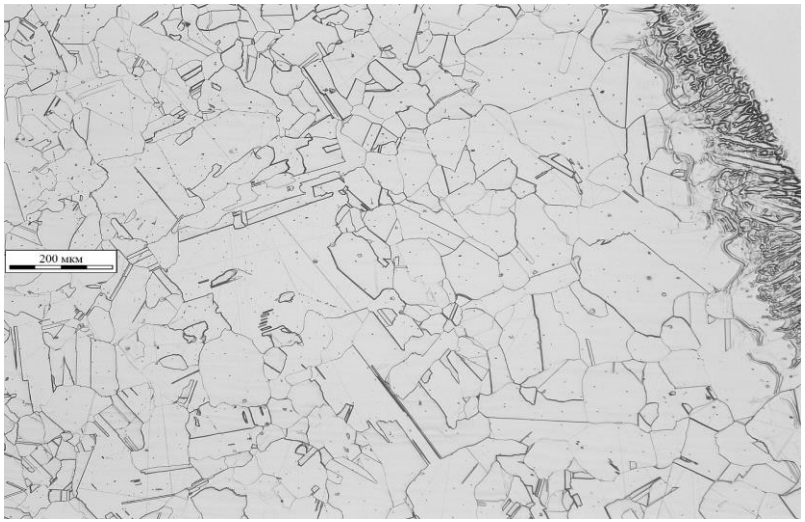


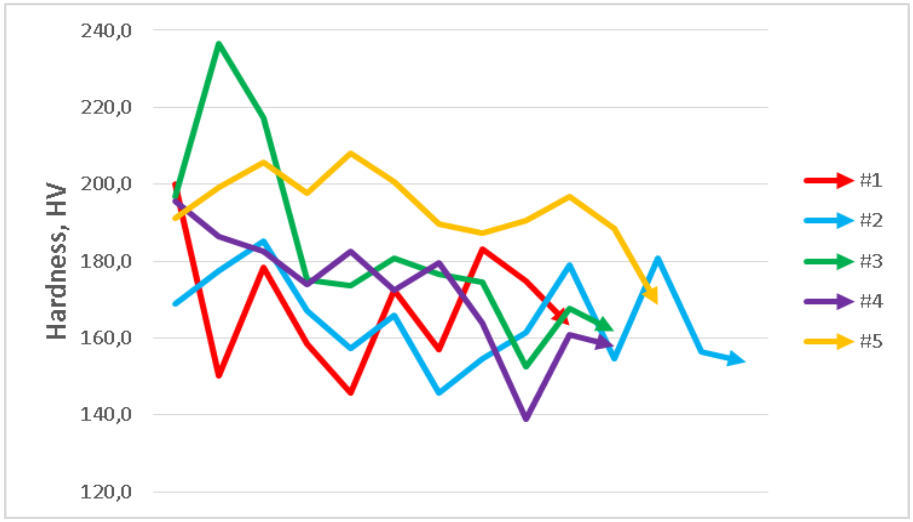
Внешний вид фрагментов водоводов с коррозионными поражениями

Язвенная коррозия водоводов из никелевого сплава

Объект исследования	Массовая концентрация, %											
	C	Si	Mn	Cr	Ni	Cu	Mo	Ti	Al	S	P	Fe
Труба	0.014	0.33	0.67	20.6	39.8	1.72	2.58	0.65	0.10	0.002	0.021	33.51
Отвод	0.016	0.18	0.79	21.6	40.5	1.81	2.49	0.74	0.10	0.002	0.012	31,76



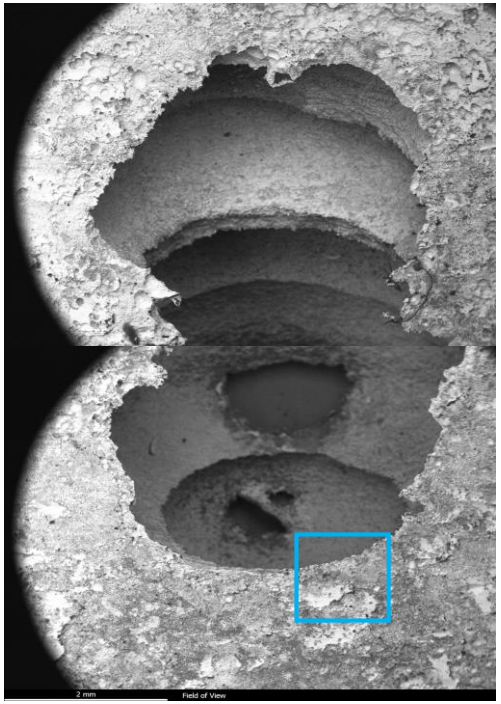


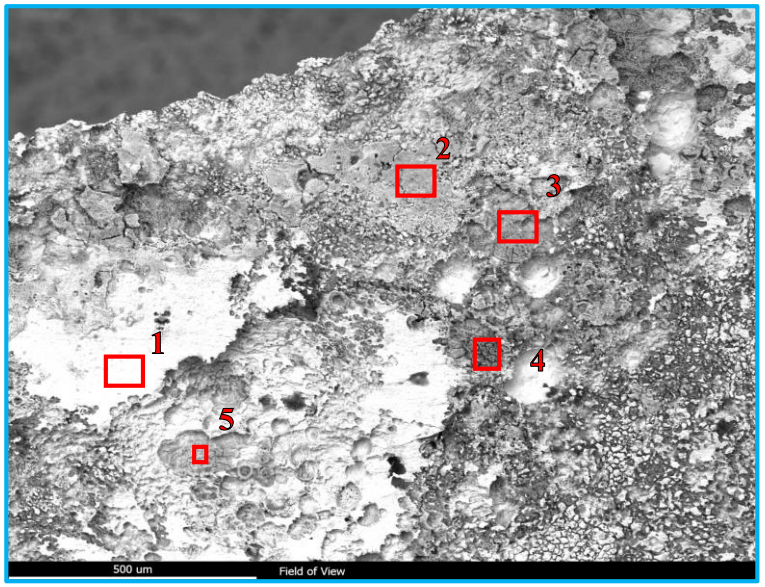


Химический состав, твёрдость и микроструктура материала трубы и отвода

Язвенная коррозия водоводов из никелевого сплава





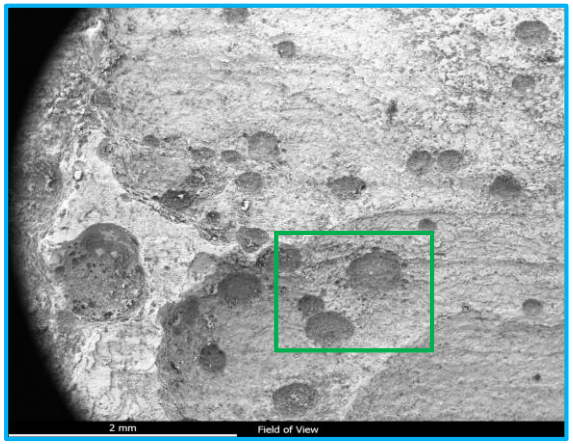


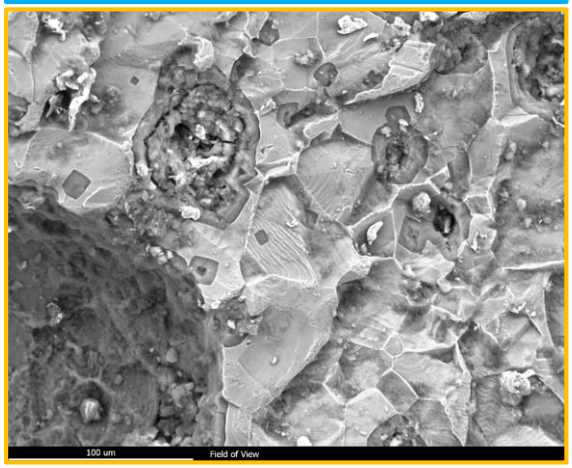
		C	O	Al	Si	P	S	K	Mo	Ca	Ti	Cr	Mn	Fe	Ni	Cu
1	Wt.,%	4.71	4.32	-	0.88	0.48	-	-	3.80	0.45	0.77	19.50	1.10	29.37	34.63	-
	At.,%	17.15	11.80	-	1.36	0.68	-	-	1.73	0.49	0.70	16.40	0.88	23.00	25.80	-
2	Wt.,%	13.64	9.87	-	1.47	2.44	**18.8**	0.59	-	0.78	1.83	2.68	0.29	4.04	3.54	39.95
	At.,%	33.76	18.34	-	1.56	2.34	**17.50**	0.45	-	0.58	1.14	1.53	0.16	2.15	1.79	18.70
3	Wt.,%	9.86	11.83	0.32	-	5.53	**13.10**	0.38	-	0.55	3.21	10.58	0.64	14.87	15.72	13.41
	At.,%	25.58	23.03	0.36	-	5.56	**12.73**	0.30	-	0.43	2.09	6.34	0.36	8.30	8.34	6.58
4	Wt.,%	11.39	18.47	-	-	11.40	**11.93**	0.70	-	0.97	9.20	4.41	0.43	7.42	5.37	18.30
	At.,%	25.75	31.35	-	-	9.99	**10.11**	0.49	-	0.66	5.22	2.30	0.21	3.61	2.48	7.82
5	Wt.,%	13.15	6.14	-	-	3.82	**25.46**	0.56	-	0.41	1.60	8.57	0.57	11.00	11.95	16.74
	At.,%	33.24	11.66	-	-	3.75	**24.11**	0.44	-	0.31	1.02	5.00	0.32	5.98	6.18	8.00

Вид сквозной язвы и химический состав продуктов коррозии на её берегах

Язвенная коррозия водоводов из никелевого сплава





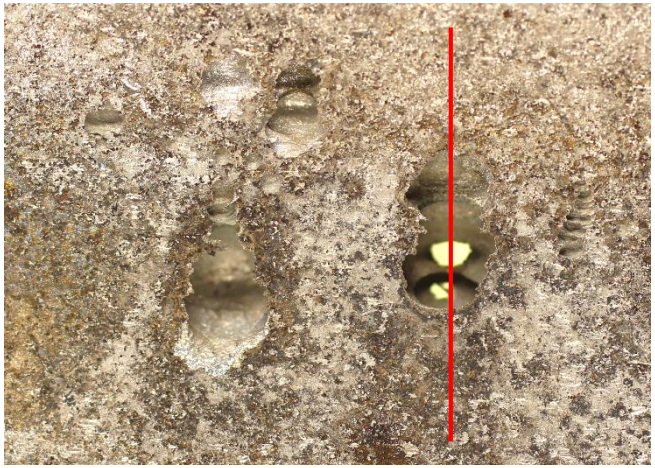


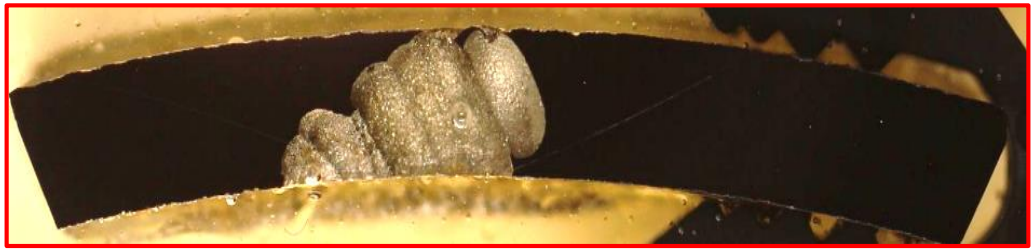


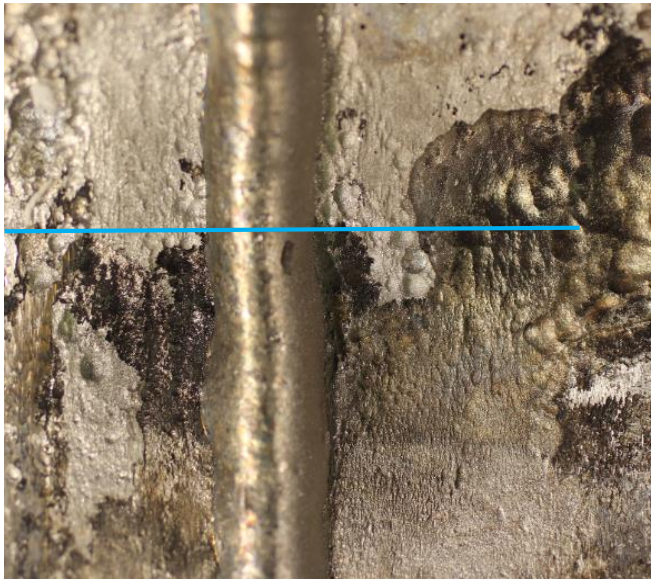
		C	O	Al	Si	P	S	K	Ca	Ti	V	Cr	Mn	Fe	Ni	Cu
1	Wt.,%	10.73	5.65	1.23	0.62	0.77	4.45	0.37	0.20	1.19	-	16.90	-	26.72	29.30	1.88
	At.,%	31.35	12.39	1.60	0.78	0.88	4.87	0.33	0.18	0.87	-	11.41	-	16.79	17.52	1.04
2	Wt.,%	16.43	7.58	0.99	0.74	3.33	23.71	-	-	4.12	0.41	5.80	0.90	9.82	8.99	17.17
	At.,%	38.29	13.25	1.03	0.74	3.01	20.69	-	-	2.41	0.23	3.12	0.46	4.92	4.28	7.56
3	Wt.,%	24.85	12.51	4.75	-	2.20	21.77	0.53	1.26	2.26	0.08	3.99	0.25	8.12	6.42	11.01
	At.,%	47.23	17.86	4.02	-	1.62	15.50	0.31	0.72	1.08	0.04	1.75	0.10	3.32	2.50	3.96

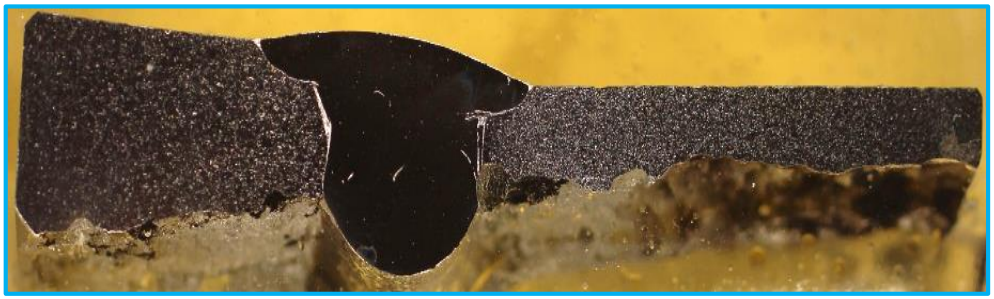
Вид характерной язвы и химический состав продуктов коррозии

Язвенная коррозия водоводов из никелевого сплава



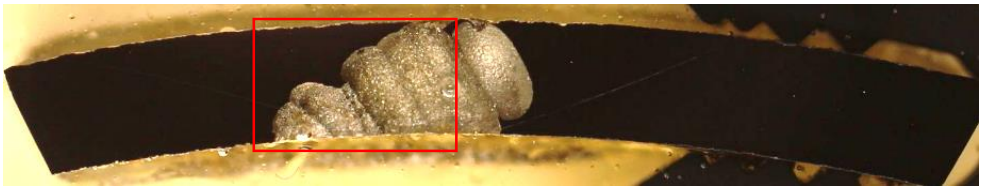






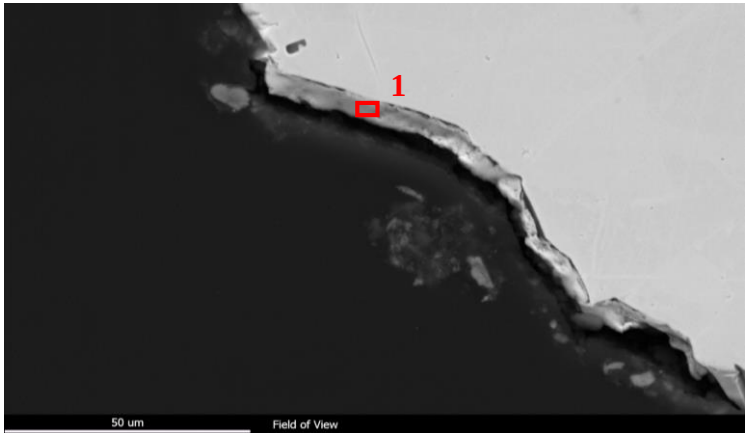
Место вырезки микрошлифов для исследовании в сечениях

Язвенная коррозия водоводов из никелевого сплава





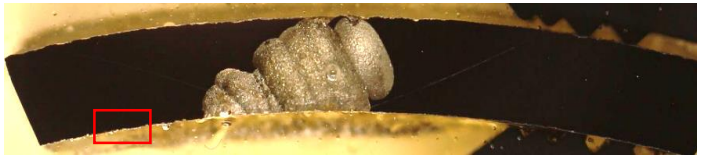


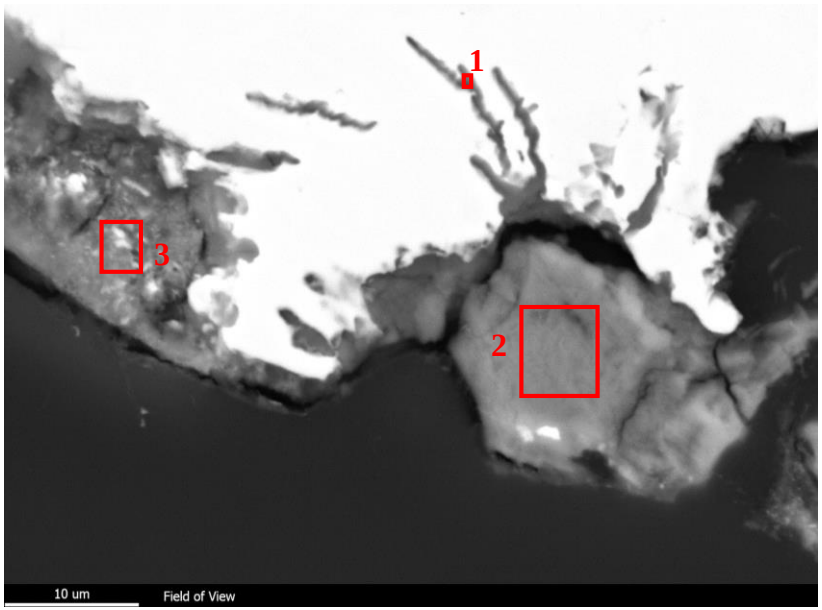


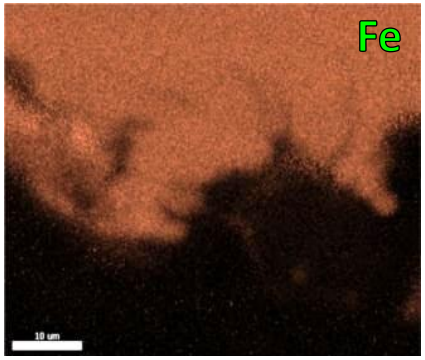
		C	O	Si	P	Mo	Ca	Ti	Cr	Mn	Fe	Ni	Cu
1	Wt.,%	13.27	1.75	0.59	0.16	1.18	0.36	1.21	18.82	1.33	27.19	31.19	2.34
	At.,%	40.35	4.00	0.77	0.19	0.45	0.33	0.92	13.21	0.88	17.78	19.77	1.34

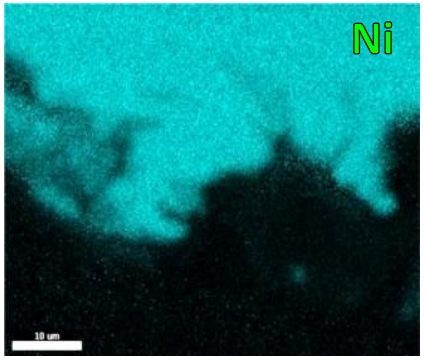
Вид и хим. состав остатков продуктов коррозии сквозной язвы

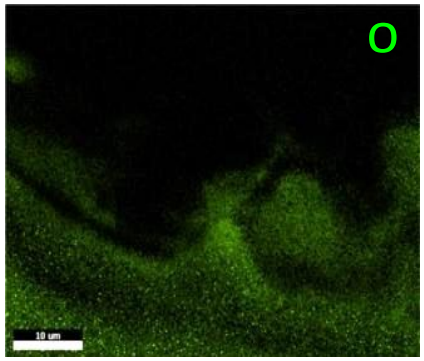
Язвенная коррозия водоводов из никелевого сплава

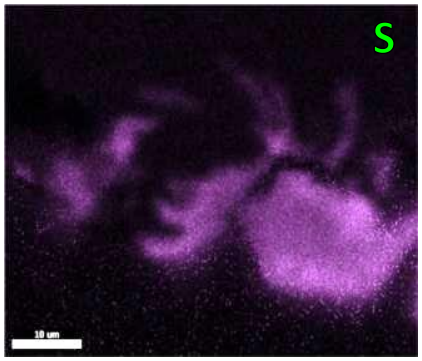








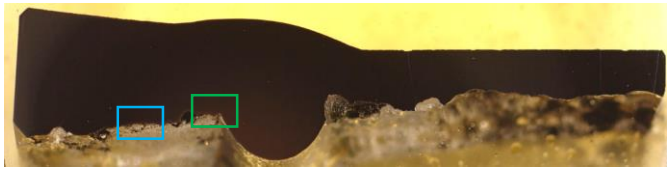


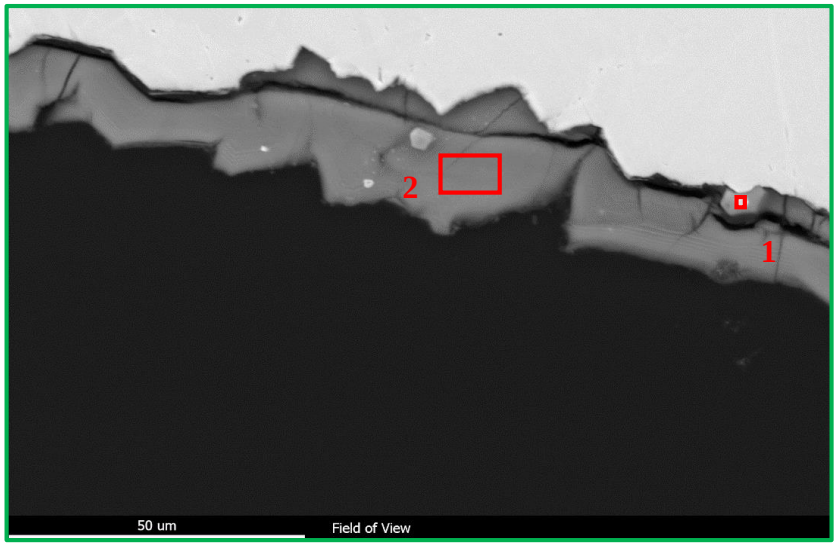


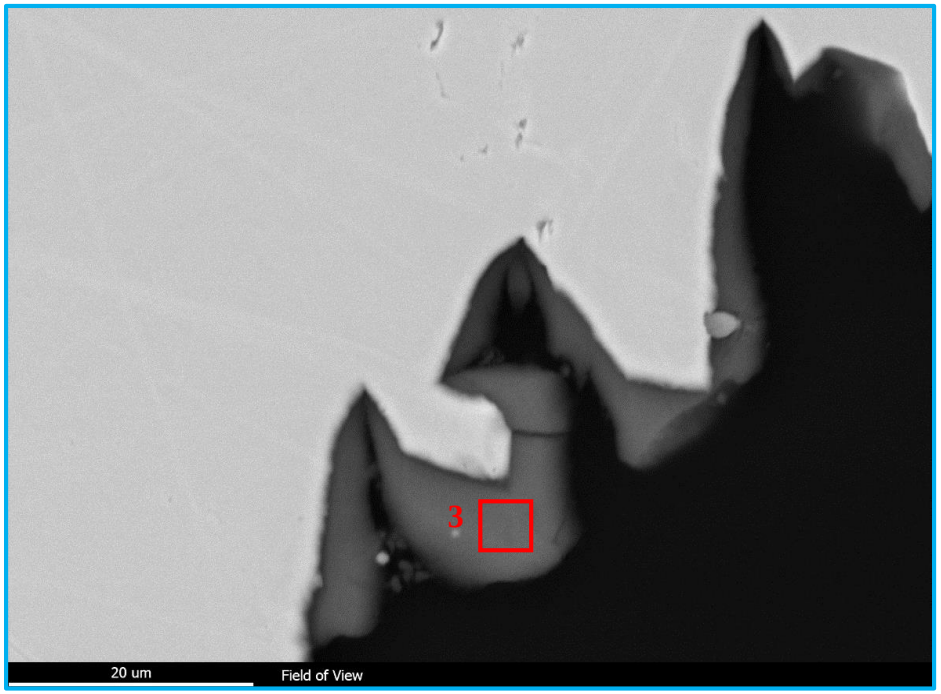
		C	O	Mg	Si	P	S	K	Ca	Ti	Cr	Mn	Fe	Ni	Cu
1	Wt.,%	5.05	1.69	-	0.33	0.72	5.90	-	0.34	1.02	19.24	1.18	26.46	29.39	8.67
	At.,%	18.45	4.63	-	0.52	1.03	8.09	-	0.37	0.94	16.25	0.95	20.81	21.98	5.99
2	Wt.,%	14.35	23.03	-	0.95	15.10	13.66	2.30	0.81	13.72	3.27	0.12	1.75	-	10.95
	At.,%	28.33	34.15	-	0.81	11.56	10.10	1.39	0.48	6.80	1.49	0.05	0.74	-	4.09
3	Wt.,%	28.30	10.71	0.31	2.46	1.36	7.71	0.20	1.34	1.64	8.91	-	14.04	15.32	7.72
	At.,%	54.95	15.61	0.30	2.05	1.02	5.61	0.12	0.78	0.80	3.99	-	5.86	6.08	2.83

Вид и хим. состав продуктов коррозии вблизи сквозной язвы

Язвенная коррозия водоводов из никелевого сплава







		C	O	Si	P	S	Mo	Ti	V	Cr	Mn	Fe	Ni	Cu
1	Wt.,%	5.14	-	0.74	-	-	4.30	6.84	0.04	17.09	1.65	19.77	40.87	3.57
	At.,%	20.29	-	1.24	-	-	2.12	6.78	0.04	15.60	1.43	16.80	33.03	2.67
2	Wt.,%	24.13	6.71	0.71	1.55	38.47	-	2.18	-	3.21	-	4.97	4.42	13.64
	At.,%	47.94	10.02	0.60	1.19	28.63	-	1.09	-	1.48	-	2.12	1.80	5.13
3	Wt.,%	31.81	6.81	-	1.32	32.45	-	1.62	-	2.66	0.25	4.93	4.38	13.75
	At.,%	57.60	9.26	-	0.93	22.01	-	0.74	-	1.11	0.10	1.92	1.62	4.71

Вид и хим. состав продуктов коррозии вблизи сварного шва

Кощеев
Кирилл Игоревич

+ 7 903 300 75 16
koscheevki@its-samara.com

РАЗРАБОТКА И ВНЕДРЕНИЕ АППАРАТНО-ПРОГРАММНЫХ КОМПЛЕКСОВ С ЭЛЕМЕНТАМИ ПРЕДИКТИВНОЙ ДИАГНОСТИКИ АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЙ НА ОБЪЕКТАХ НГК

ИТ-СЕРВИС

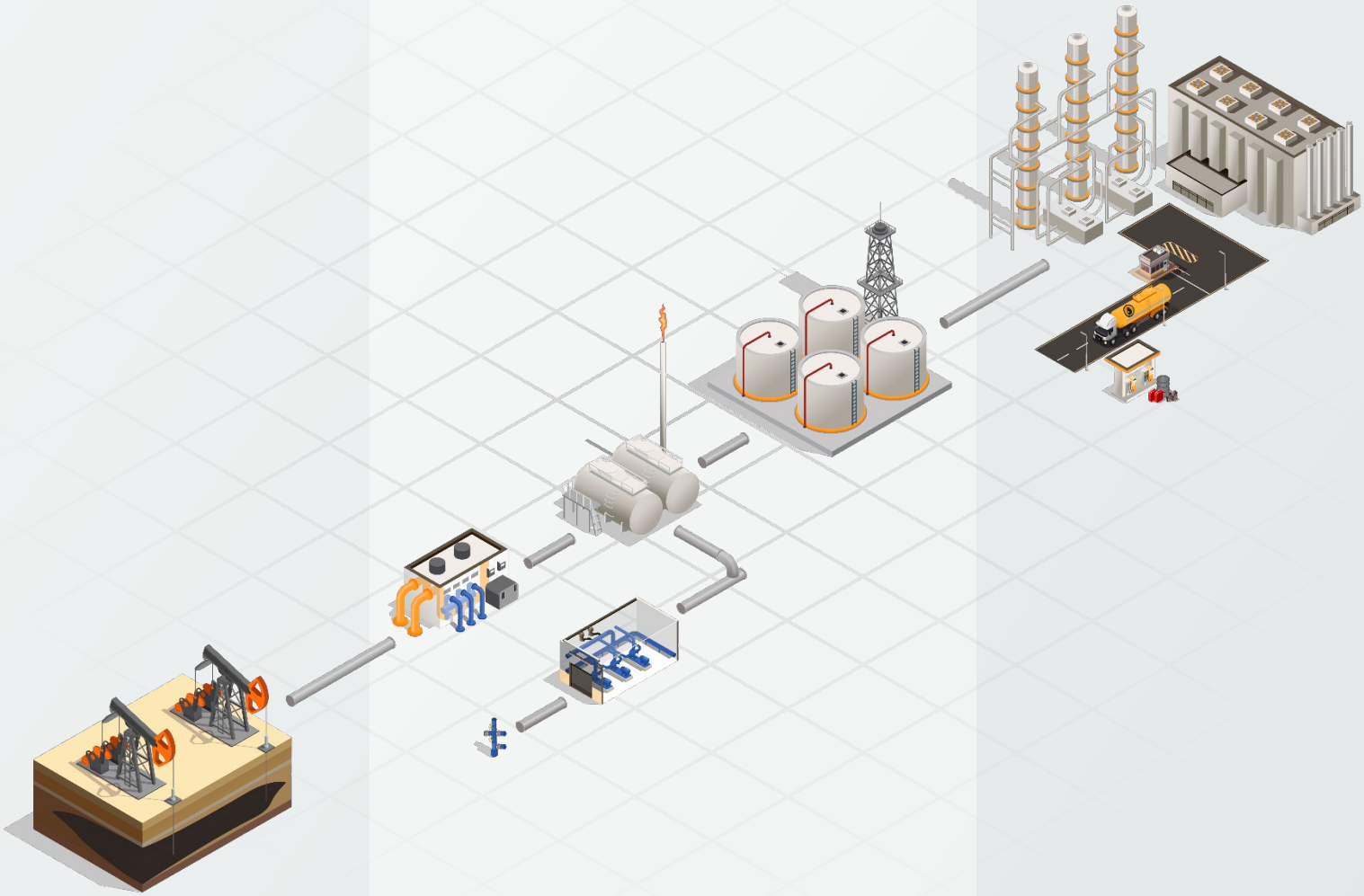
ЦИТ
ЦЕНТР ИНФОРМАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

О КОМПАНИИ

Наша компания с 2002 года предоставляет услуги по разработке специализированного программного обеспечения и созданию корпоративных распределенных комплексов для цифровизации нефтегазодобывающей отрасли и смежных областей деятельности.

За это время мы создали множество программных комплексов, которые охватывают значительный спектр деятельности топливно-энергетического комплекса.

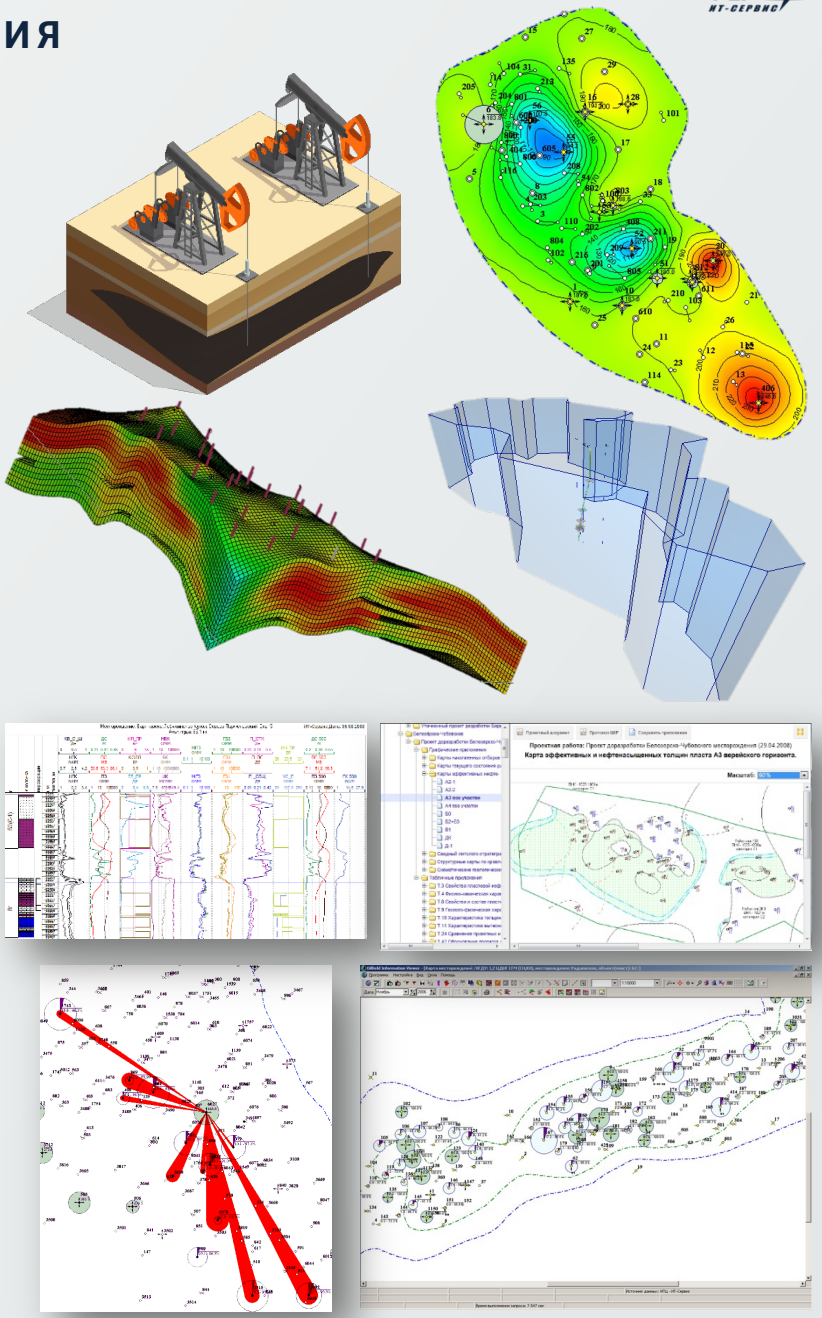
UPSTREAM **MIDSTREAM** **DOWNSTREAM**



ГЕОЛОГИЯ И РАЗРАБОТКА,МАРКШЕЙДЕРИЯ

Компетенции

- **Визуализация геолого-технологических параметров разработки месторождений на базе ГИС:**
  - ✓ автоматизированное построение регламентных карт
  - ✓ геолого-промысловые характеристики
  - ✓ история работ добывающего и нагнетательного фондов скважин
  - ✓ аналитическая и статистическая информации по скважинам и группам скважин
  - ✓ данные геофизических исследований скважин, перфорации, инклинометрии, первичных заключений
  - ✓ построение геологических разрезов и корреляционных схем
- **Интеллектуальные облачные хранилища геолого-геофизических данных, проектно-технологической документации**
- **Интерпретация результатов индикаторных исследований:**
  - ✓ формирование истории проведения индикаторных исследований
  - ✓ расчет параметров фильтрационно-емкостных свойств пласта
- **Анализ проведения геолого-технических мероприятий по скважинам:**
  - ✓ визуализация результатов проведения ГТМ
  - ✓ расчет эффекта
- **Автоматизация ведения маркшейдерской документации в части хранения и использования каталогов координат устьев, забоев и пластопересечений фонда скважин**

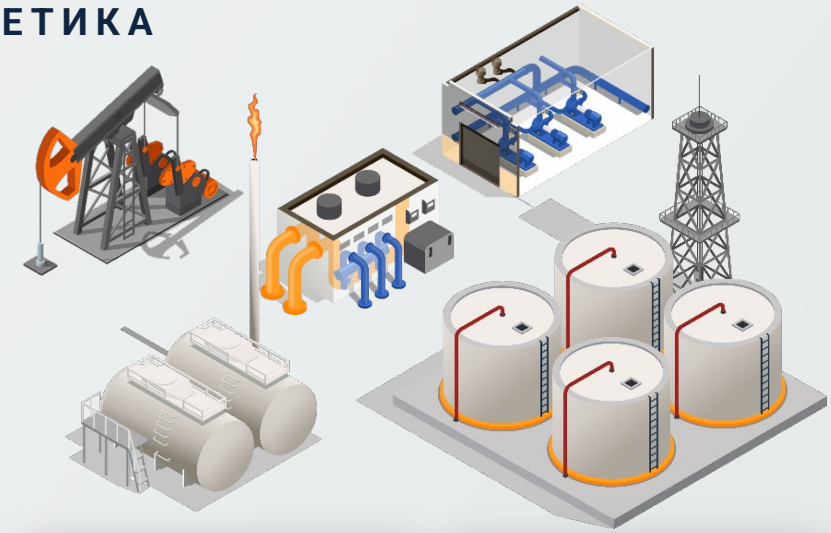


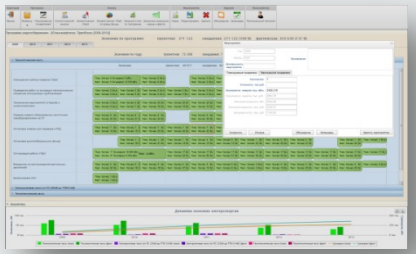
СБОР, ТРАНСПОРТ, ПОДГОТОВКА, ЭНЕРГЕТИКА

Компетенции

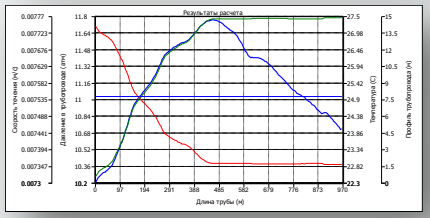
- **Цифровые двойники объектов наземной инфраструктуры:**
  - ✓ построение технологических схем наземной инфраструктуры, в т.ч. системы энергоснабжения
  - ✓ расчет материального баланса
  - ✓ гидравлический расчет систем сбора и транспорта продукции нефтяных скважин и поддержания пластового давления
  - ✓ инфраструктурный риск-менеджмент в разрезе отказов трубопроводной системы и возникновения отложений
  - ✓ разработка вариантов реконструкции, оптимизации и развития наземной инфраструктуры
  - ✓ создание тематических карт и схем различного назначения

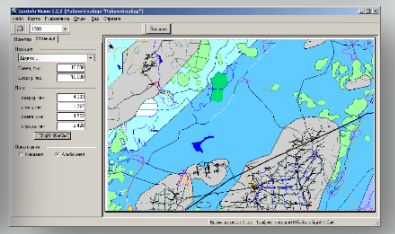
- **Автоматизация бизнес-процесса формирования и согласования мероприятий нацеленных на повышение энергоэффективности технологических процессов:**
  - ✓ систематизация подхода к сбору исходной информации необходимой для оценки энергоэффективности объектов наземной инфраструктуры
  - ✓ расчет фактического и планируемого эффекта от мероприятий, энергоэффективности объектов и технологических процессов
  - ✓ формирование отчетности в установленном формате
  - ✓ снижение рисков возникновения ошибок при планировании и реализации мероприятий ПЭС, а так же в процессах формирования отчетности.

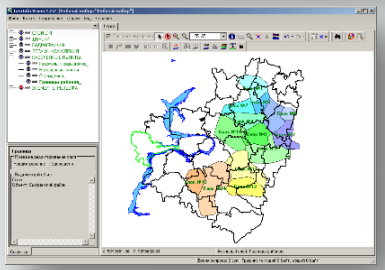










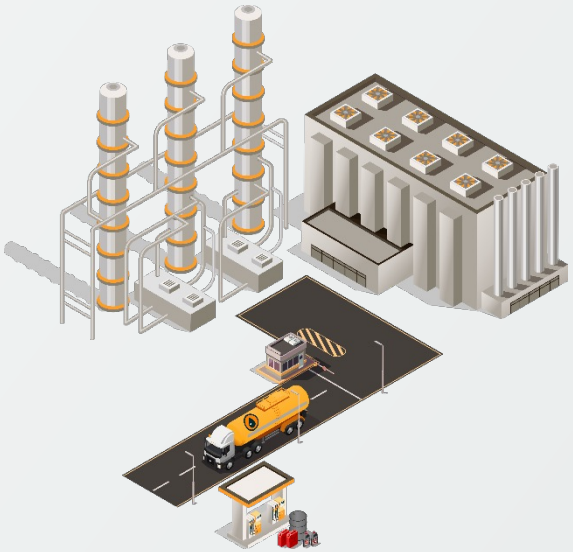


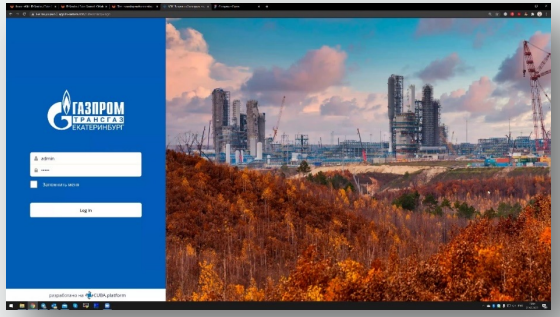


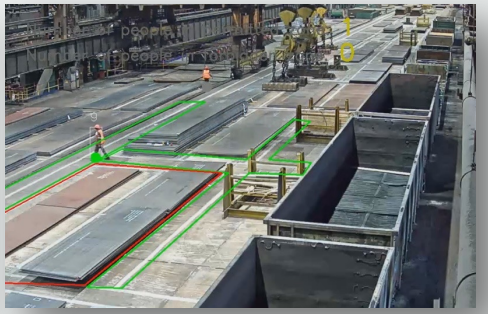
НЕФТЕПЕРЕРАБОТКА И СБЫТ

Компетенции

- ✓ Управление предприятием
- ✓ Автоматизация бизнес-процессов
- ✓ Логистика
- ✓ Безопасность производства
- ✓ Видеоаналитика
- ✓ Системы прогнозирования
- ✓ Предиктивная аналитика
- ✓ Искусственный интеллект
- ✓ Системы контроля качества выпускаемой продукции

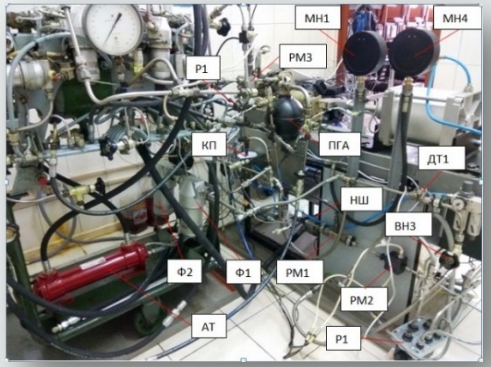


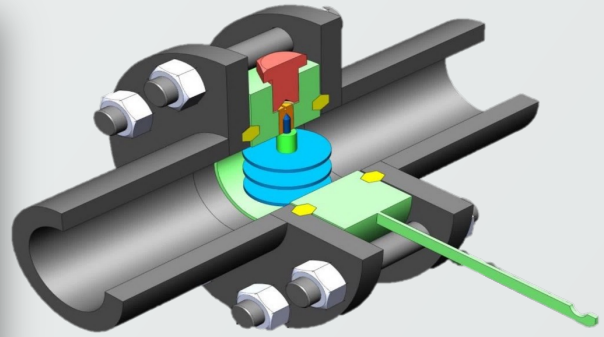






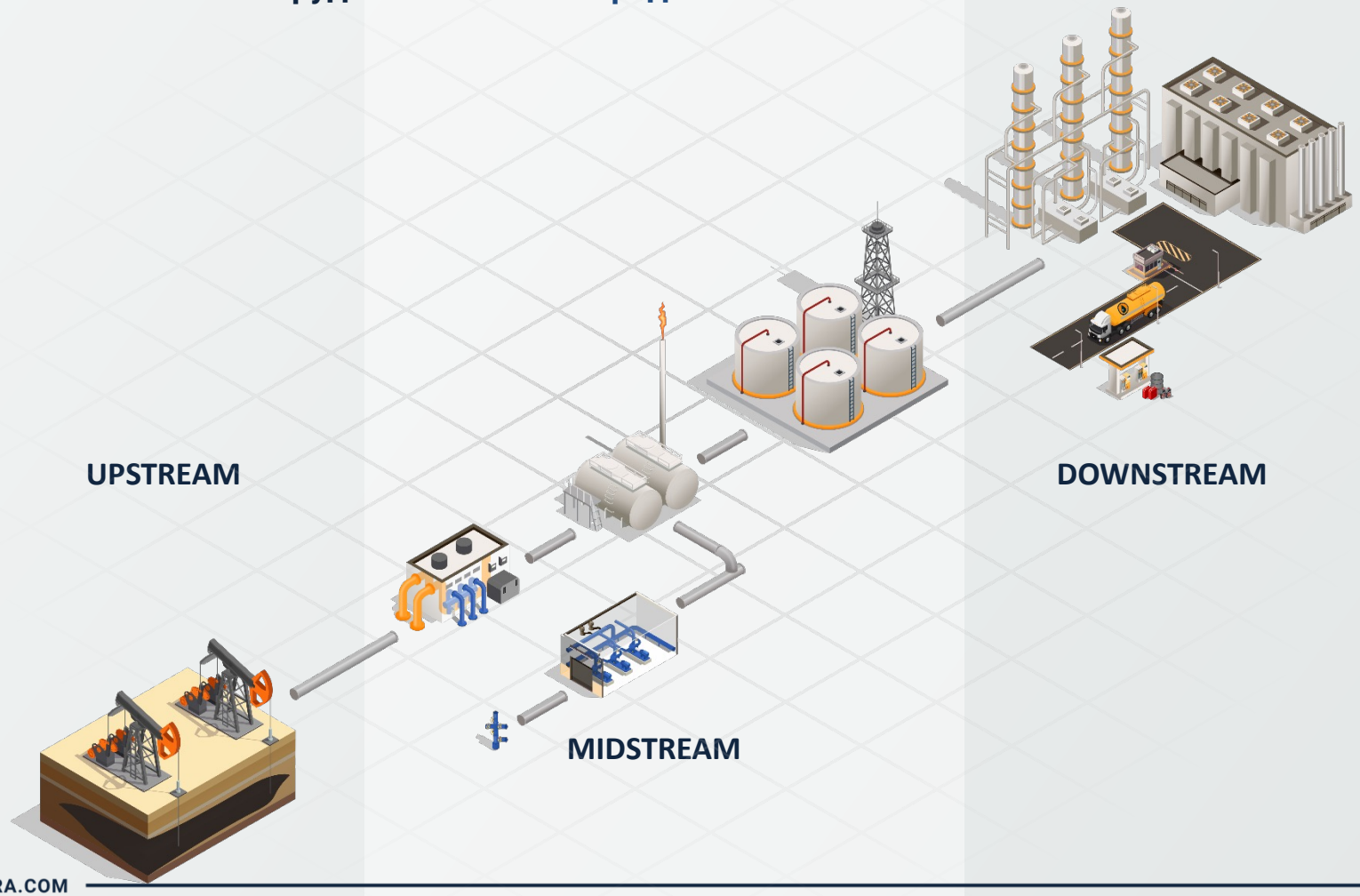






АПК С ЭЛЕМЕНТАМИ ПРЕДИКТИВНОЙ ДИАГНОСТИКИ

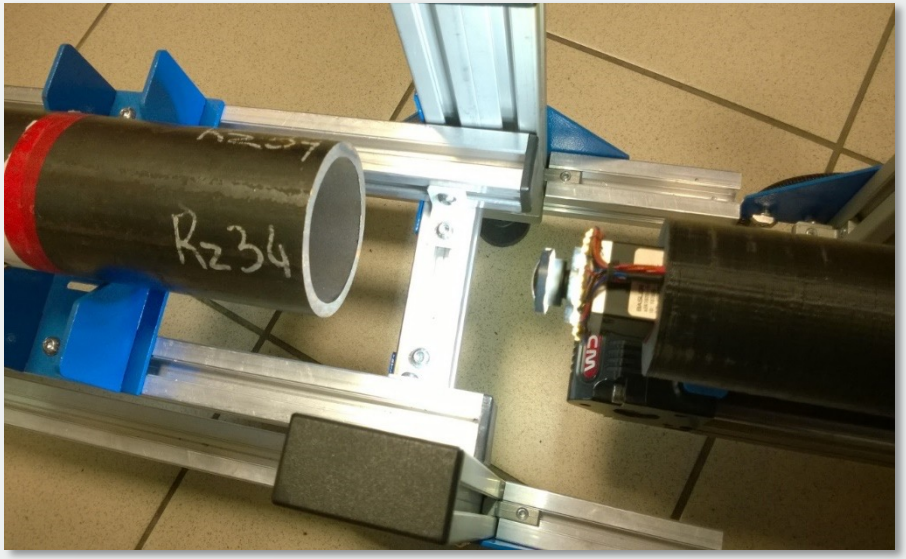
- **Разработка АПК для контроля поверхности трубы**
- **Внедрение технологии цифровых двойников**
- **Прогнозирование коррозионных отказов систем трубопроводного транспорта и технологического оборудования на базе предиктивной аналитики**



УСТАНОВКА ДЛЯ КОНТРОЛЯ КАЧЕСТВА ВНУТРЕННЕЙ ПОВЕРХНОСТИ ТРУБ

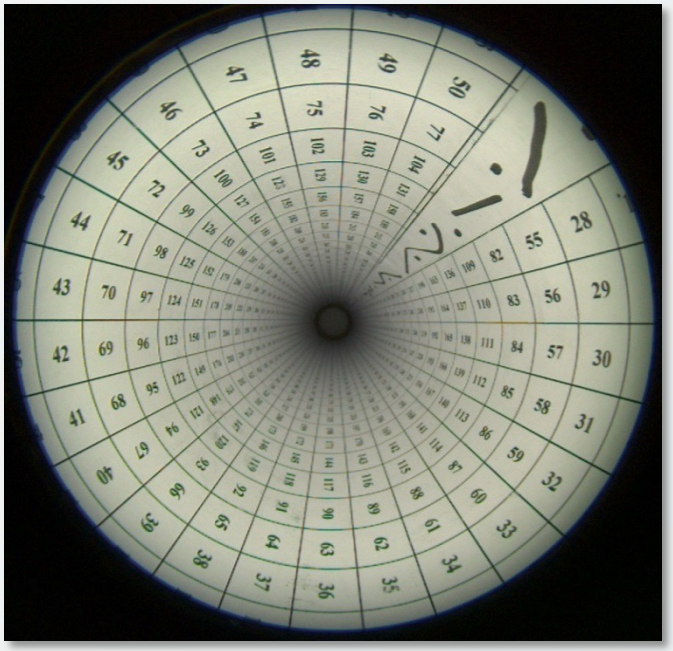


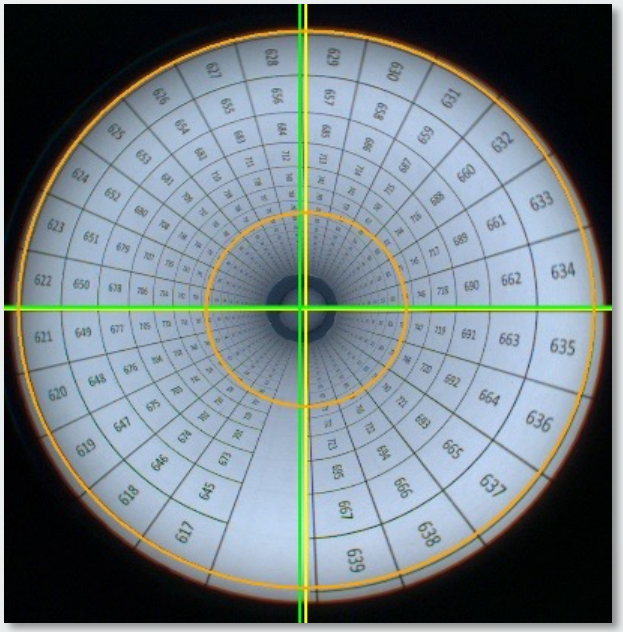


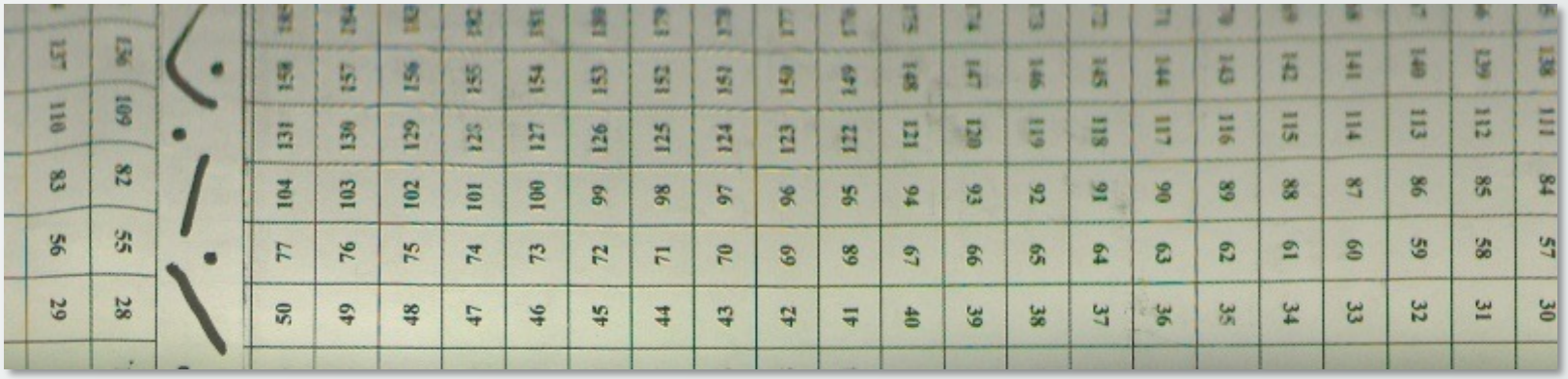




УСТАНОВКА ДЛЯ КОНТРОЛЯ КАЧЕСТВА ВНУТРЕННЕЙ ПОВЕРХНОСТИ ТРУБ







УСТАНОВКА ДЛЯ КОНТРОЛЯ КАЧЕСТВА ВНЕШНЕЙ ПОВЕРХНОСТИ ТРУБ

АПК «Визуальный контроль труб»:

- **Проведение сканирования поверхности трубы**
- **Поиск и анализ дефектов (точность позиционирования 0.1 мм)**
- **Генерация отчетов**
- **Проведение ресурсных расчетов**
- **Просмотр результатов сканирования трубы и результатов обработки сенсорных данных**

Диаметр исследуемых объектов: 530 – 1420 мм

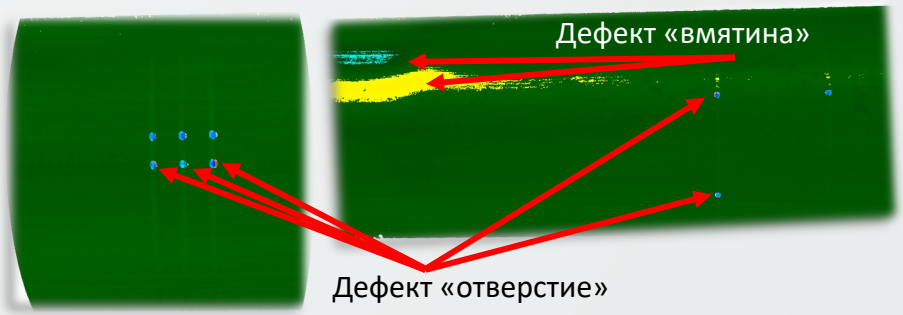
Длина исследуемых объектов: 12м

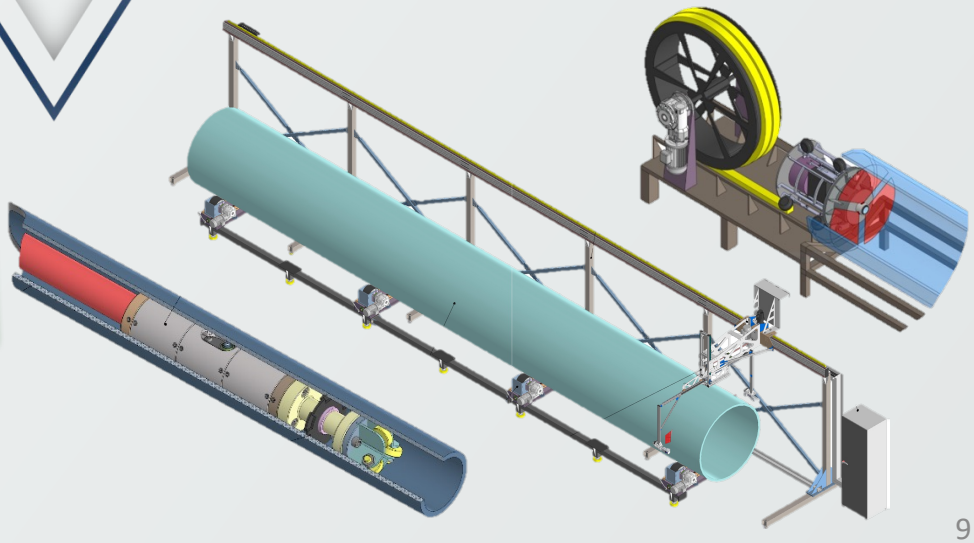


3D-модель трубы
с обнаруженными дефектами



Развертка
трубы





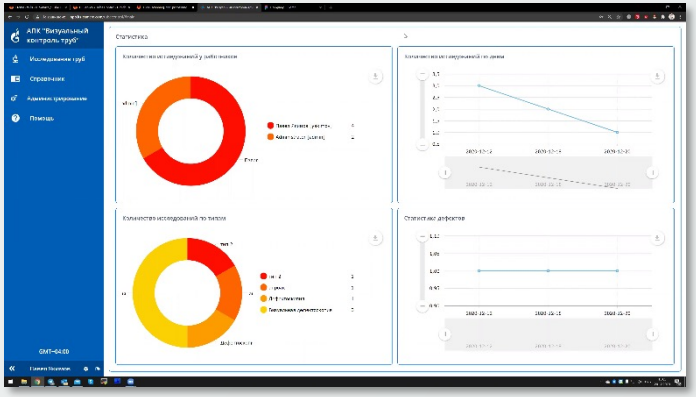
Внешний вид прототипа АПК «Визуальный контроль труб»

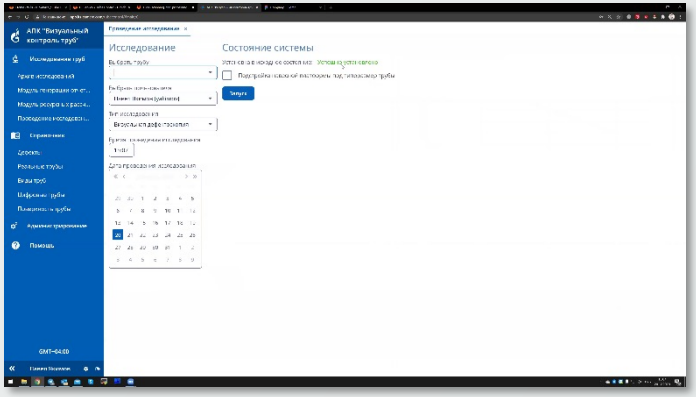


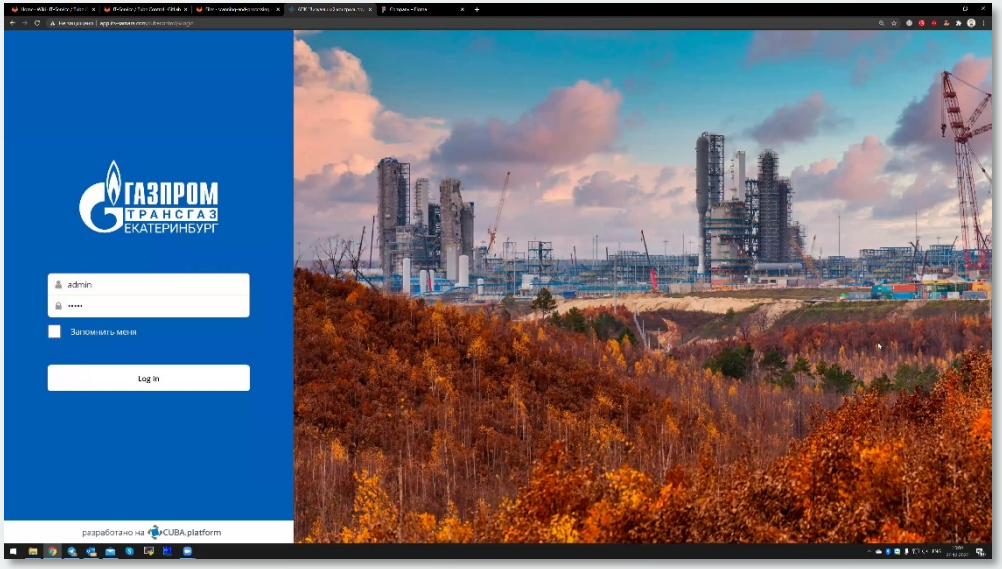
УСТАНОВКА ДЛЯ КОНТРОЛЯ КАЧЕСТВА ВНЕШНЕЙ ПОВЕРХНОСТИ ТРУБ

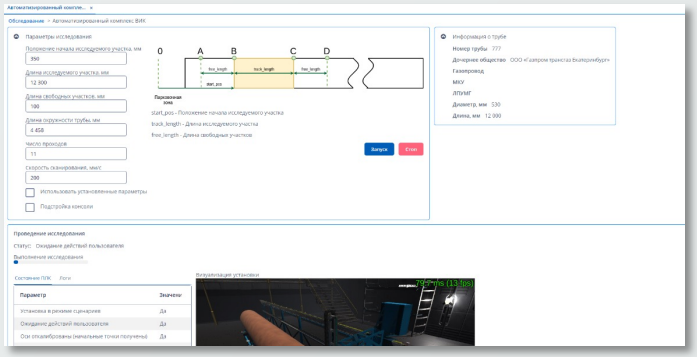
Разработано ПО АПК со следующим функционалом:

- Генерация цифровой трехмерной модели поверхности трубы
- Детектирование, кластеризация и классификация выявленных дефектов
- Автоматизация принятия решения по повторному применению исследуемой трубы
- Создание базы знаний результатов исследований методами неразрушающего контроля
- Интеграция с корпоративными информационными системами

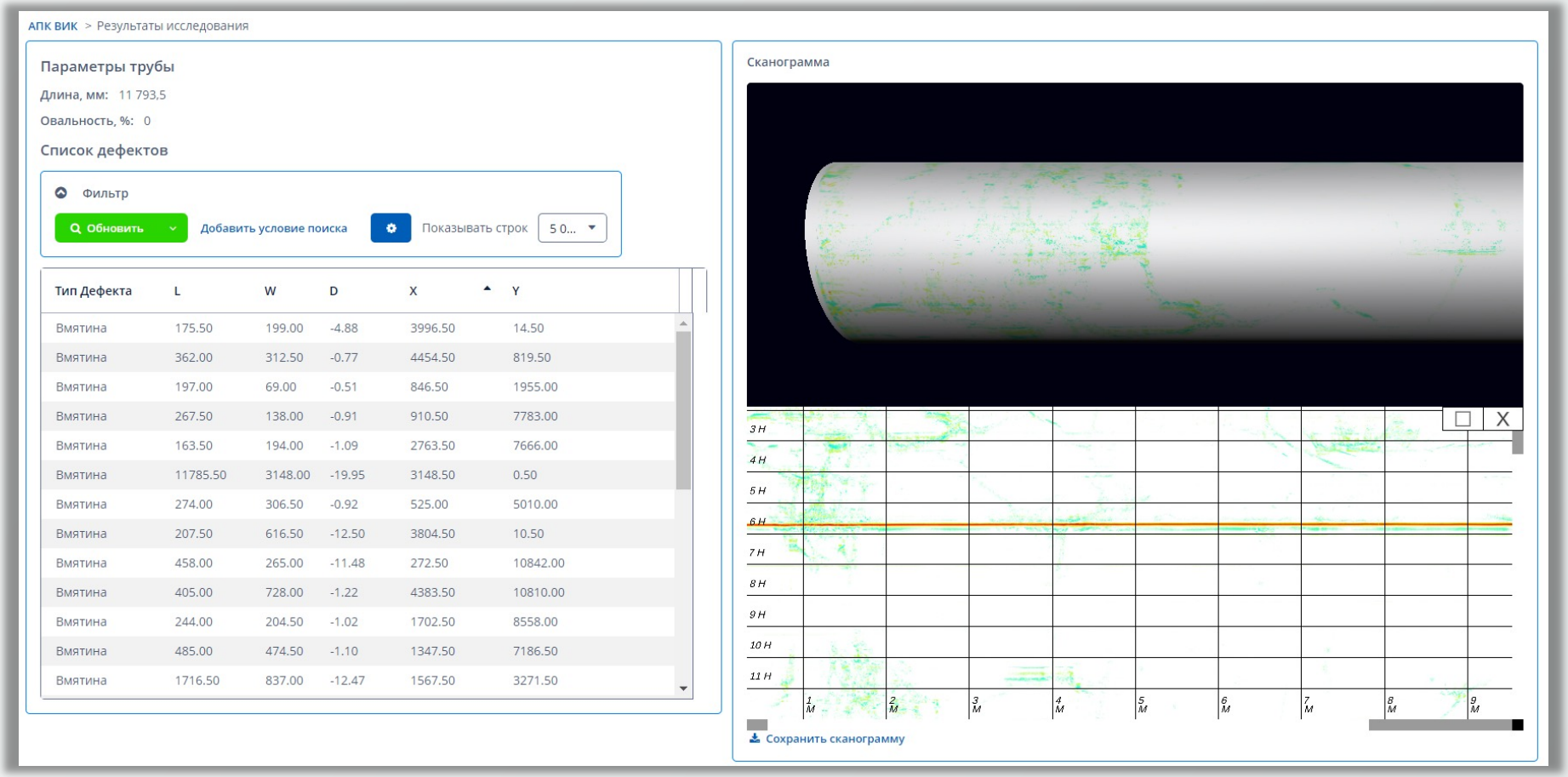








Визуализация обнаруженных дефектов



АПК ВИК > Результаты исследования

Параметры трубы

Длина, мм: 11 793,5

Овальность, %: 0

Список дефектов

Фильтр

Обновить | Добавить условие поиска | Показывать строк 5 0...

Тип Дефекта	L	W	D	X	Y
Вмятина	175.50	199.00	-4.88	3996.50	14.50
Вмятина	362.00	312.50	-0.77	4454.50	819.50
Вмятина	197.00	69.00	-0.51	846.50	1955.00
Вмятина	267.50	138.00	-0.91	910.50	7783.00
Вмятина	163.50	194.00	-1.09	2763.50	7666.00
Вмятина	11785.50	3148.00	-19.95	3148.50	0.50
Вмятина	274.00	306.50	-0.92	525.00	5010.00
Вмятина	207.50	616.50	-12.50	3804.50	10.50
Вмятина	458.00	265.00	-11.48	272.50	10842.00
Вмятина	405.00	728.00	-1.22	4383.50	10810.00
Вмятина	244.00	204.50	-1.02	1702.50	8558.00
Вмятина	485.00	474.50	-1.10	1347.50	7186.50
Вмятина	1716.50	837.00	-12.47	1567.50	3271.50

Сканограмма

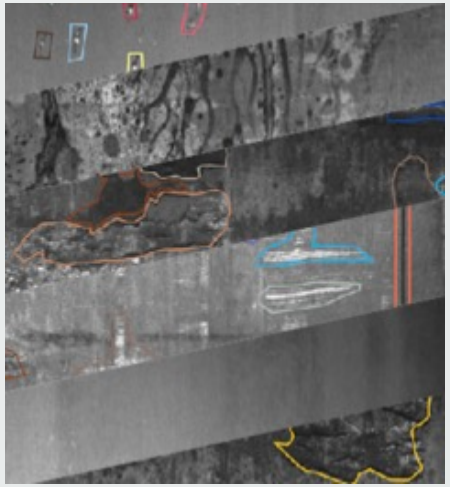
Сохранить сканограмму

Цифровой двойник АПК «Визуальный контроль труб»



ИСПОЛЬЗОВАНИЕ СВЕРТОЧНЫХ НЕЙРОННЫХ СЕТЕЙ

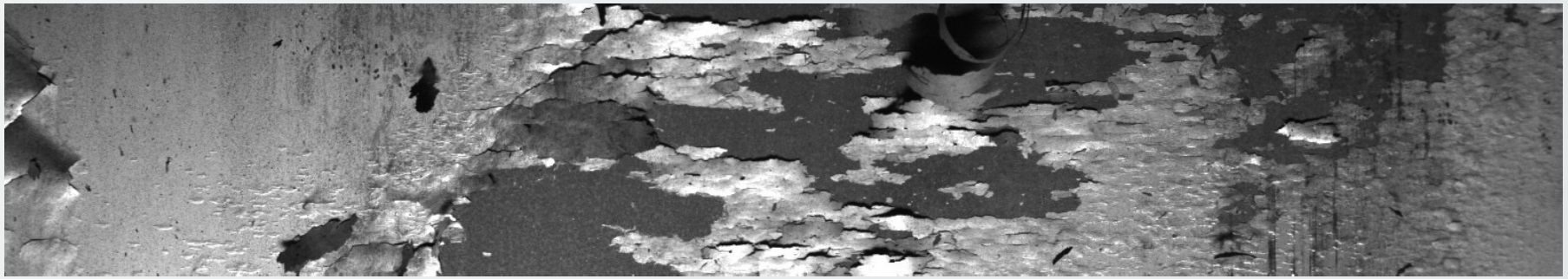
НАБОР ДАННЫХ ДЛЯ ОБУЧЕНИЯ



Kaggle.com
Severstal: Steel Defect Detection

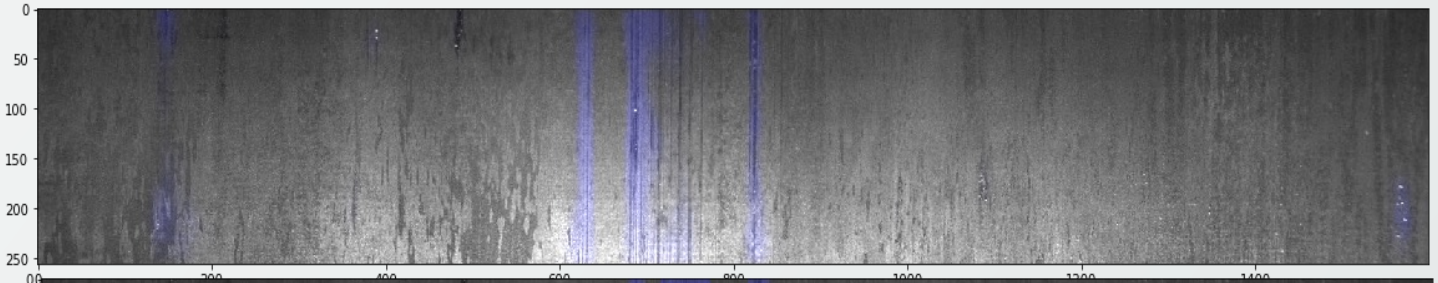
Более 50 000 изображений в наборе для обучения



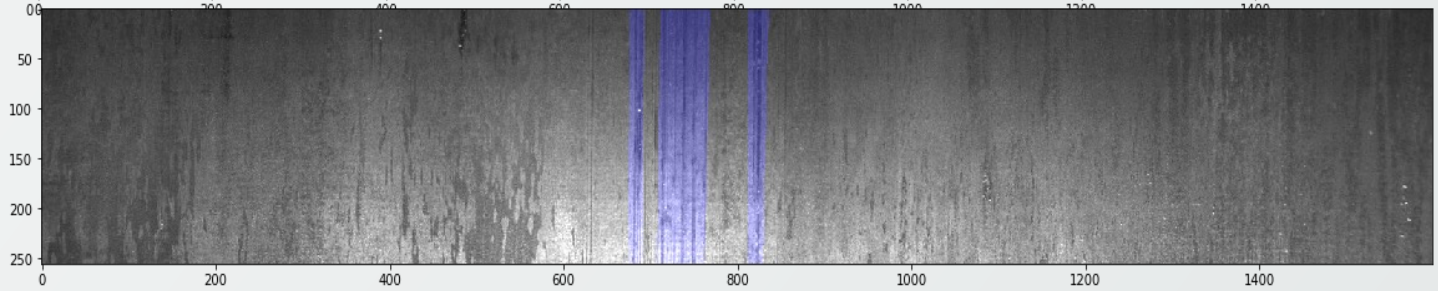


Mask R-CNN – свёрточная нейронная сеть для сегментации объектов на изображениях

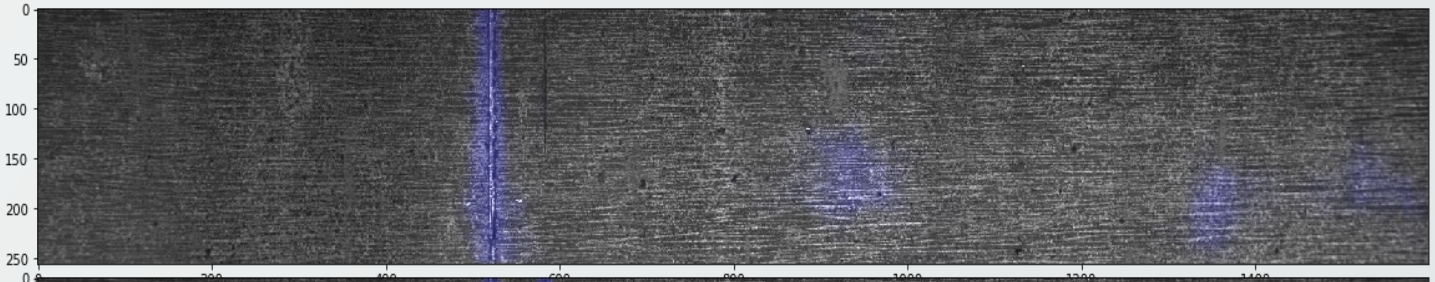
Нейронная сеть



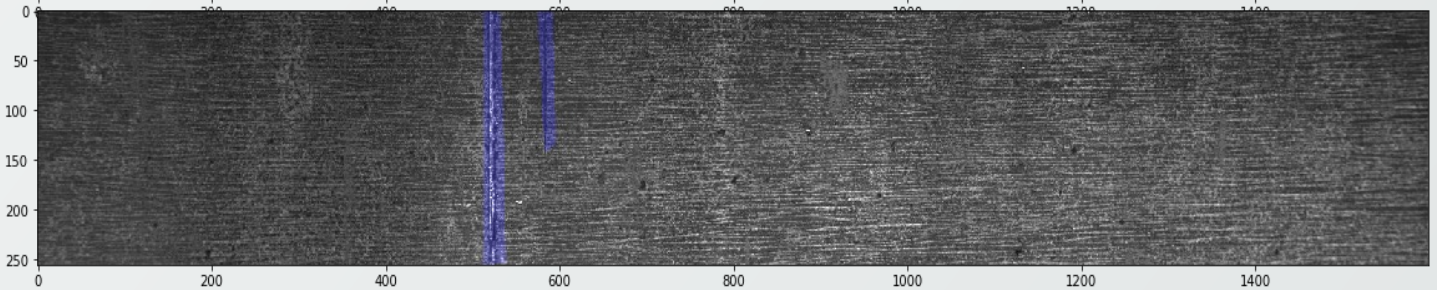
Человек



Нейронная сеть



Человек



ИСПОЛЬЗОВАНИЕ СВЕРТОЧНЫХ НЕЙРОННЫХ СЕТЕЙ

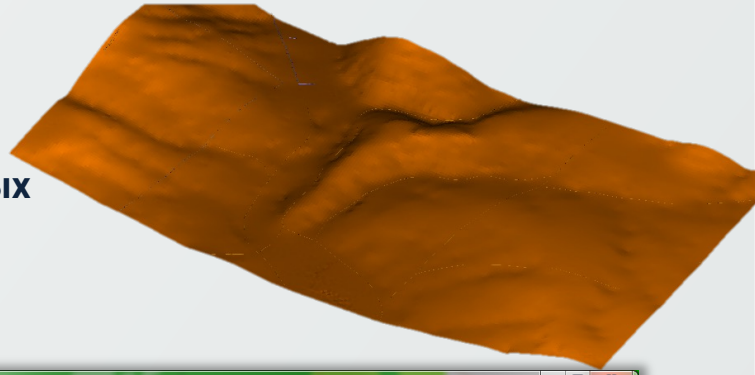
Обнаруженные дефекты



Создание компьютерной модели трубопроводной системы нефтесбора на Байтуганском нефтяном месторождении

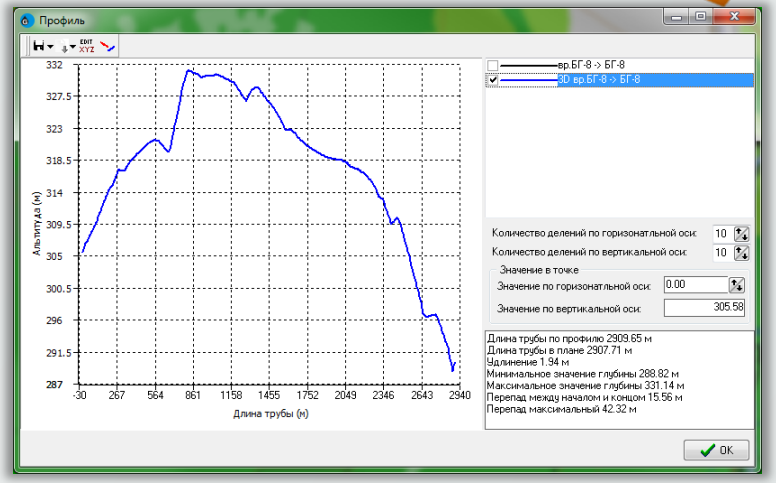
Этап 1 - Сбор, анализ и подготовка данных

- сбор и систематизация данных (топографические, геодезические)
- уточнение перечня отсутствующих, реконструированных и новых участков и объектов
- геодезическая съемка, уточнение пространственного положения объектов



Этап 2 - Построение цифровой модели

- загрузка исходных данных в формат цифровой модели данных
- загрузка топографических данных
- создание цифровой модели рельефа местности
- построение профилей трасс трубопроводов
- загрузка паспортных данных
- загрузка данных по коррозии и солеотложениям

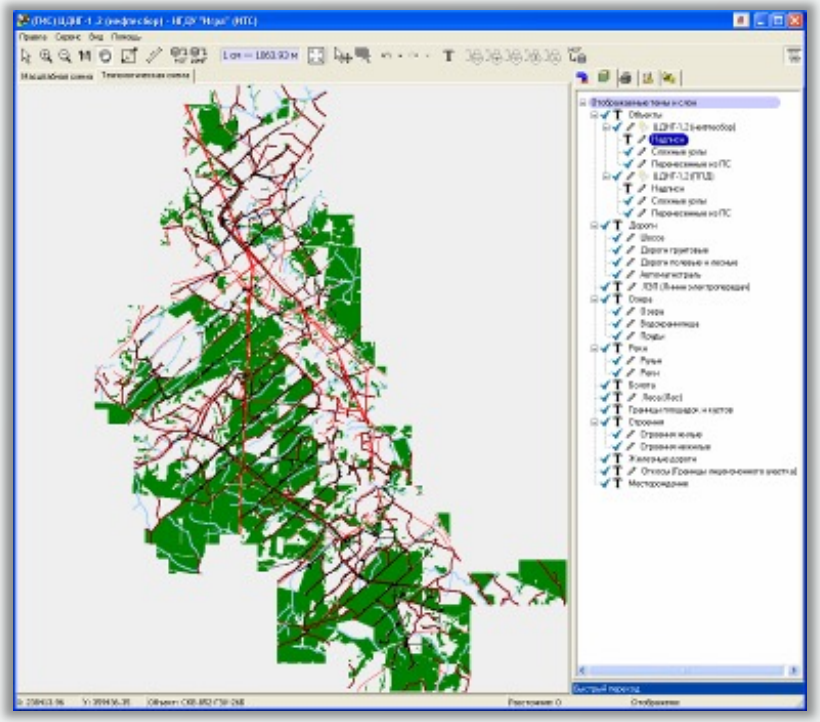


Этап 3 – Эксплуатация моделей

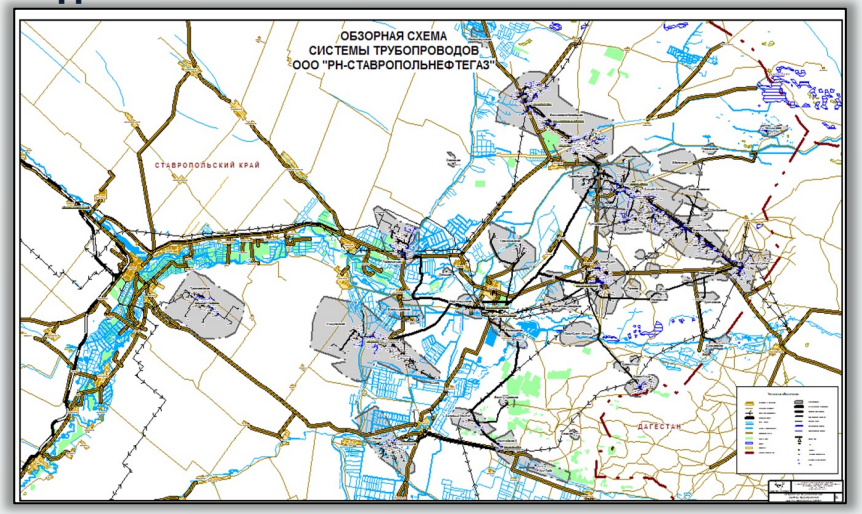
- гидравлический расчет
- прогнозирование выпадение гипса
- расчет остаточного ресурса трубопроводов

ЦИФРОВЫЕ ДВОЙНИКИ. ОПЫТ РАБОТ

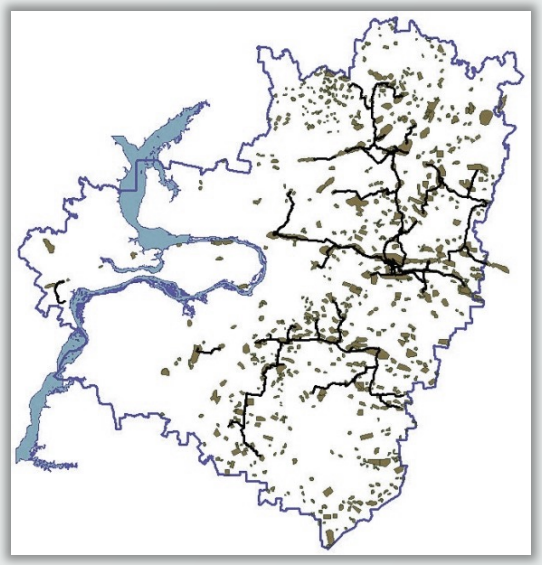
В ОАО «Удмуртнефть» протяженность трасс трубопроводов в модели составила 5018 км



В ООО «РН-Ставропольнефтегаз» протяженность трасс трубопроводов в модели составила 1233 км



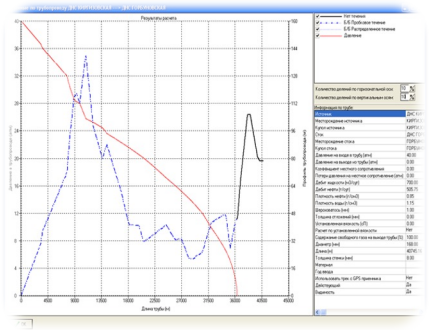
В АО «Самаранефтегаз» протяженность трасс трубопроводов в модели составила 8530 км





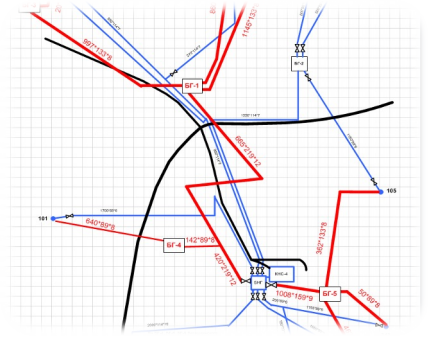
Оперативный мониторинг

- Интегрированность всей имеющейся актуальной информации
- Занесение оперативной информации (отказы, использование реагентов)
- Инвентаризация и паспортизация трубопроводов
- Разработка мероприятий ППР и оценка их эффективности
- Оценка и минимизация экономического и экологического ущерба при авариях



Современные инструменты для работы

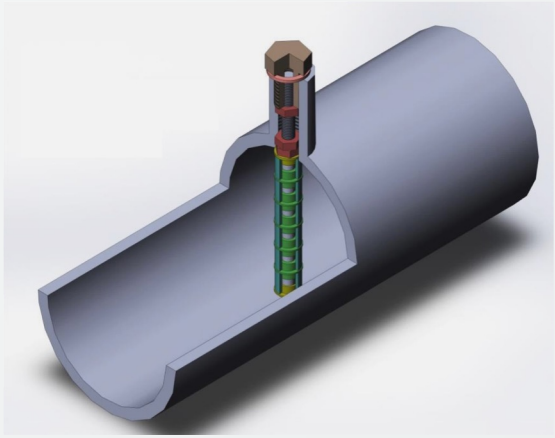
- Расчет остатков нефти
- Гидравлические расчеты
- Расчет остаточного ресурса трубопроводов
- Выполнение статистического анализа по отказоустойчивости
- Прогнозирование рисков отложения солей и АСПО
- Оценка эффективности применения химических реагентов



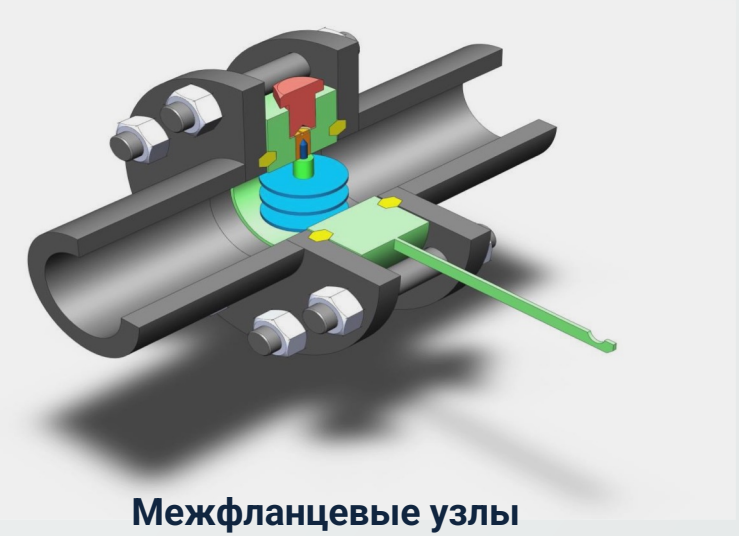
Реинжиниринг системы трубопроводов

- Оптимизация протяженности и топологии систем трубопроводного транспорта
- Учет плана развития и движения фонда скважин
- Повышение надежности эксплуатации трубопроводов и снижение рисков
- Оценка экономической целесообразности и планирование реконструкции и строительства
- Предпроектная подготовка

Использованные устройства контроля коррозии



Гравиметрические кассеты



Межфланцевые узлы

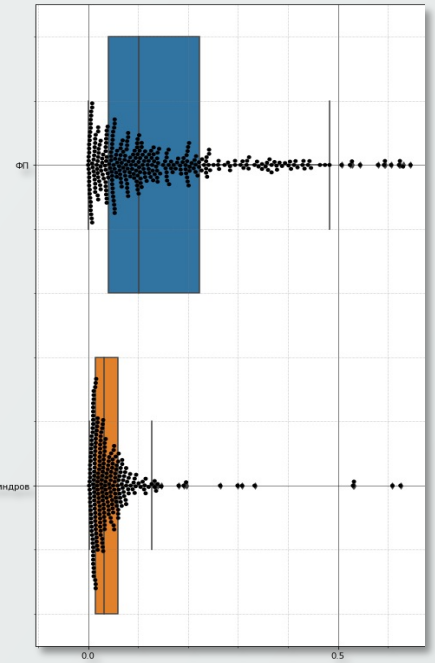
В результате получены временные ряды по следующим технологическим параметрам:

- **T** – температура среды в трубопроводе [℃]
- **P** – давление среды в трубопроводе [МПа]
- **Q** – Расход среды [тыс. $м^3$/час]
- **T_date** – даты замеров
- **P_date** – даты замеров
- **Q_date** – даты замеров
- Наличие/отсутствие ингибирования
- Порядок подачи

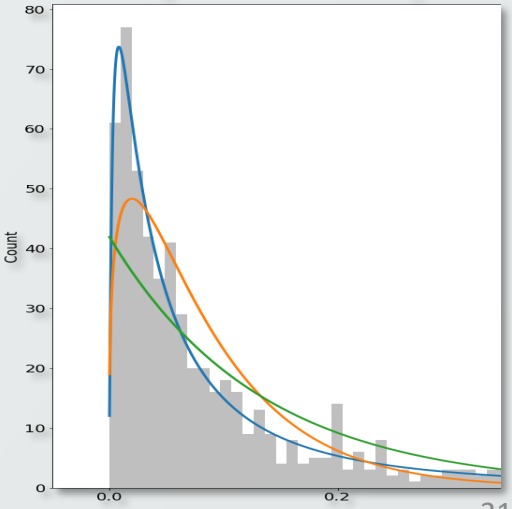
Построение модели предиктивного анализа вероятности отказа трубопровода

Назначение системы:

- обеспечение **автоматизированного отслеживания и анализа технического состояния элементов** трубопроводной сети
- интерактивное **картирование** паспортов оборудования и иной необходимой информации (документации) по элементам трубопроводной сети
- оперативное **предоставление текущей и аналитической информации** по коррозионно-эрозионному износу и остаточному ресурсу элементов трубопроводной сети
- двусторонний **обмен информацией между подразделениями** по техническому обслуживанию и ремонту трубопроводной сети

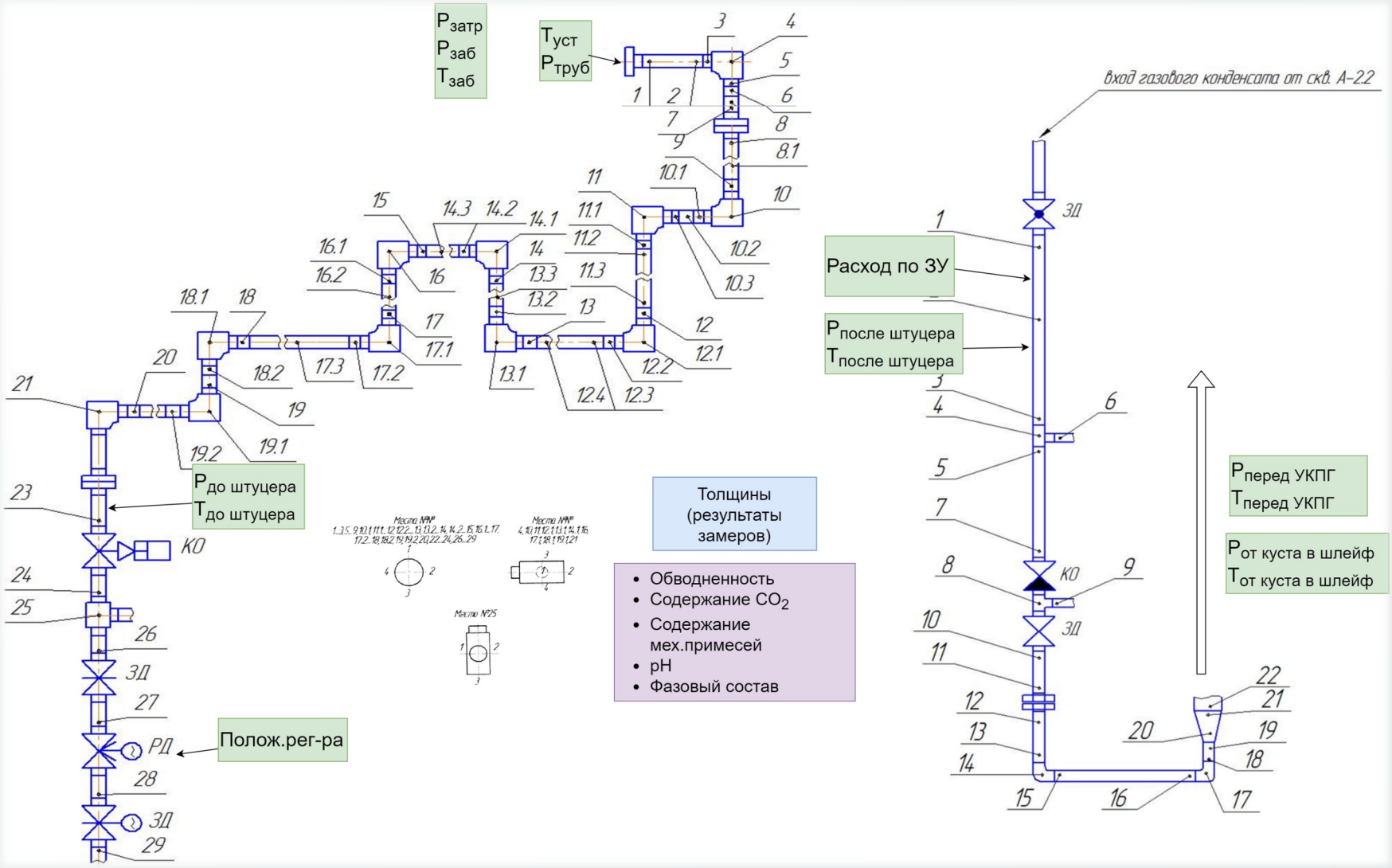






Исходные данные для предиктивной аналитики

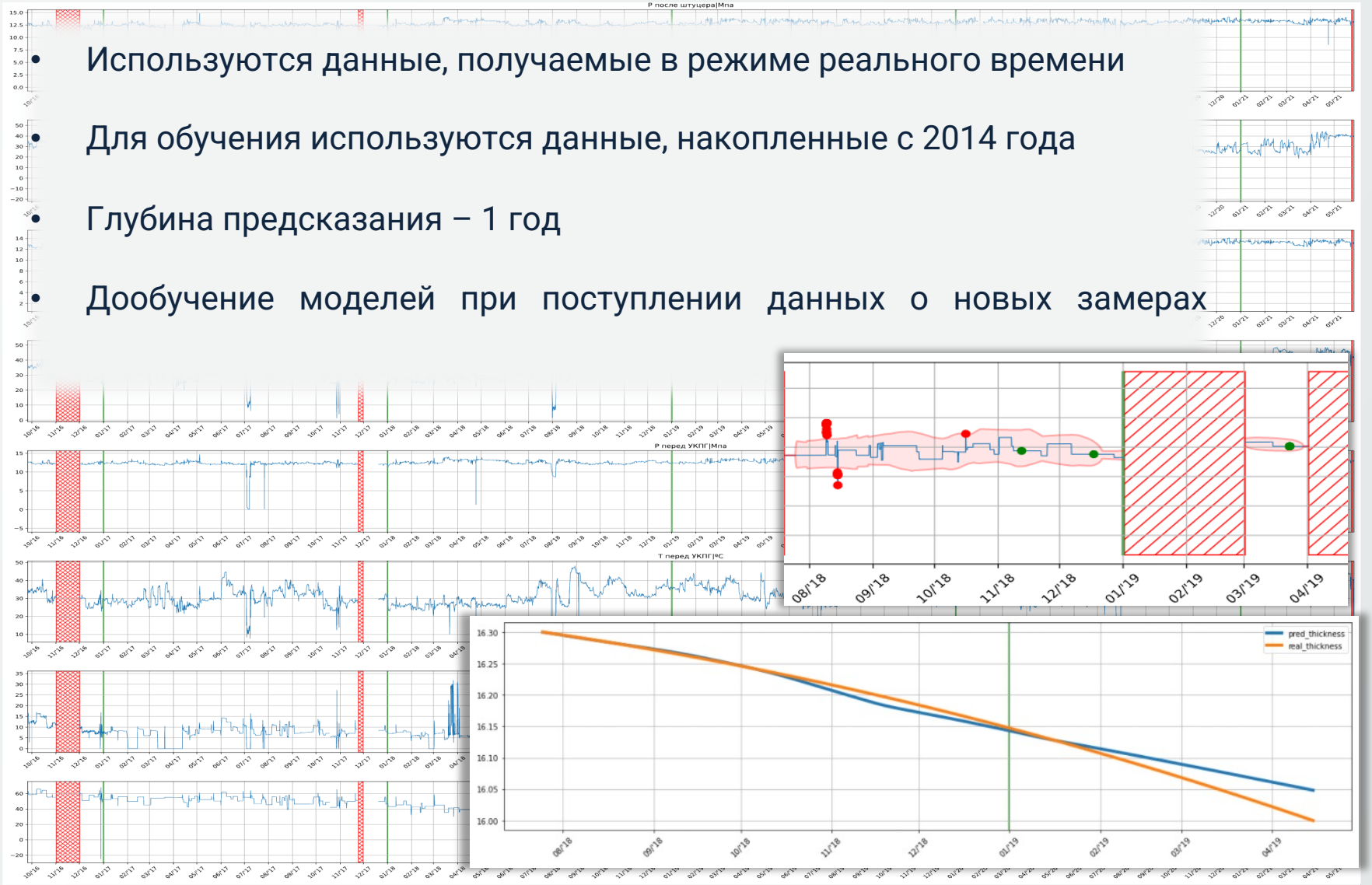
АЧИМГАЗ



АЧИМГАЗ

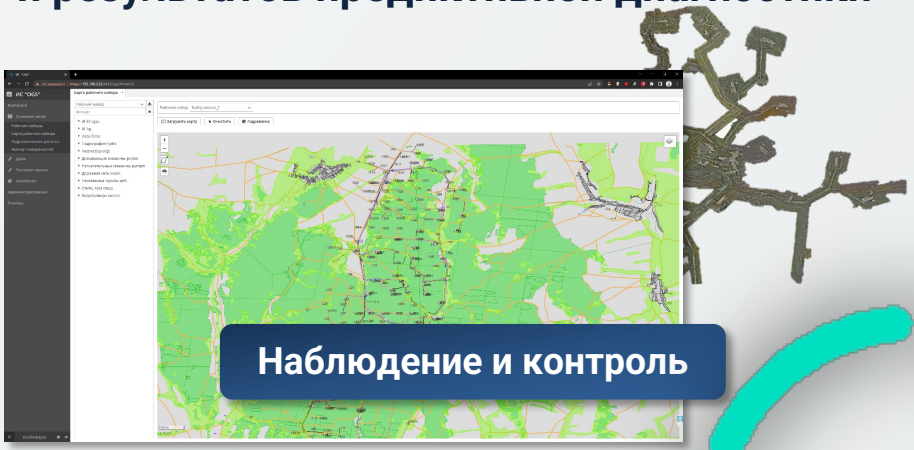
Исходные данные для предиктивной аналитики

- Используются данные, получаемые в режиме реального времени
- Для обучения используются данные, накопленные с 2014 года
- Глубина предсказания – 1 год
- Дообучение моделей при поступлении данных о новых замерах

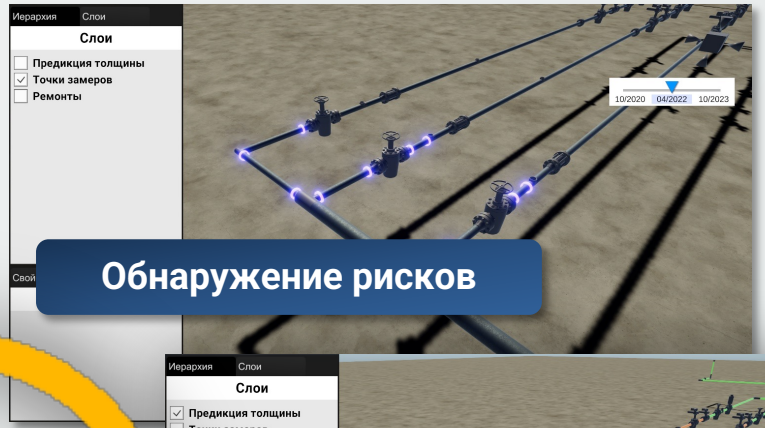


АЧИМГАЗ

ГИС для отображения параметров трубопровода и результатов предиктивной диагностики

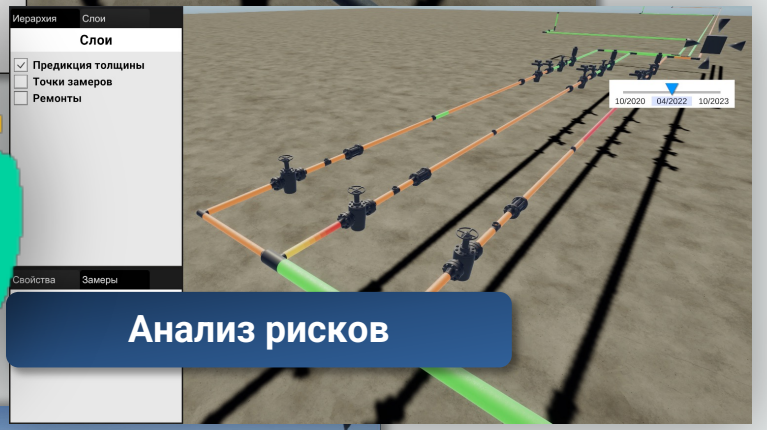


Наблюдение и контроль

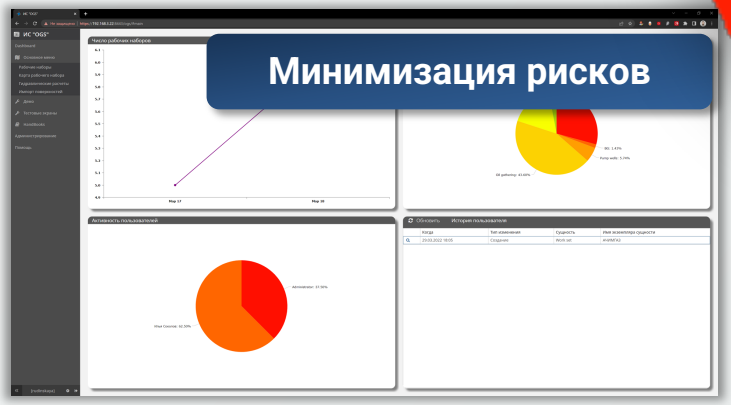


Обнаружение рисков

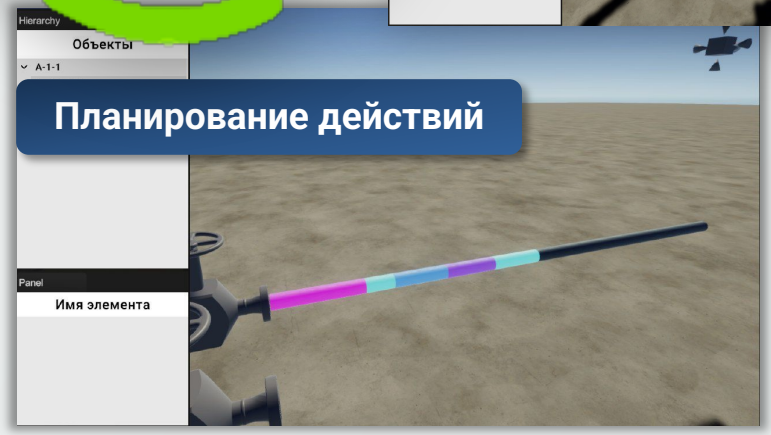
Управление рисками



Анализ рисков



Минимизация рисков



Планирование действий

СПАСИБО ЗА ВНИМАНИЕ!

Александр Усачев
Исполнительный директор ООО «ИТ-Сервис»
usachev@its-samara.com

Павел Якимов
Директор ООО «Центр информационных технологий»
к.т.н.
yakimov@centr-it.pro

ИТС ИТ-СЕРВИС

WWW.ITS-SAMARA.COM

ЦИТ ЦЕНТР ИНФОРМАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

WWW.CENTR-IT.PRO

ОПЫТ COMPUTER VISION

ADAS

- Автопилот;
- Помощь водителю;
- Автобезопасность.





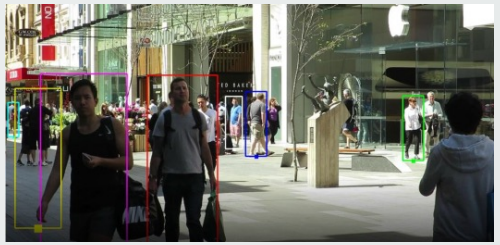


CCTV видеоаналитика

- Анализ атипичных ситуаций;
- Маркетинг (пол, возраст и т.п.);
- Безопасность (контроль зон, экипировки и т.п.).

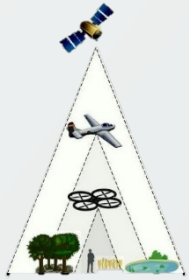






ДЗЗ - Дистанционное зондирование Земли

- Восстановление рельефа;
- Поиск и распознавание объектов;
- Классификация и сегментация территорий.

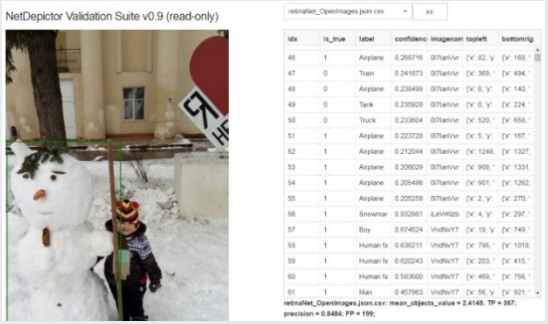




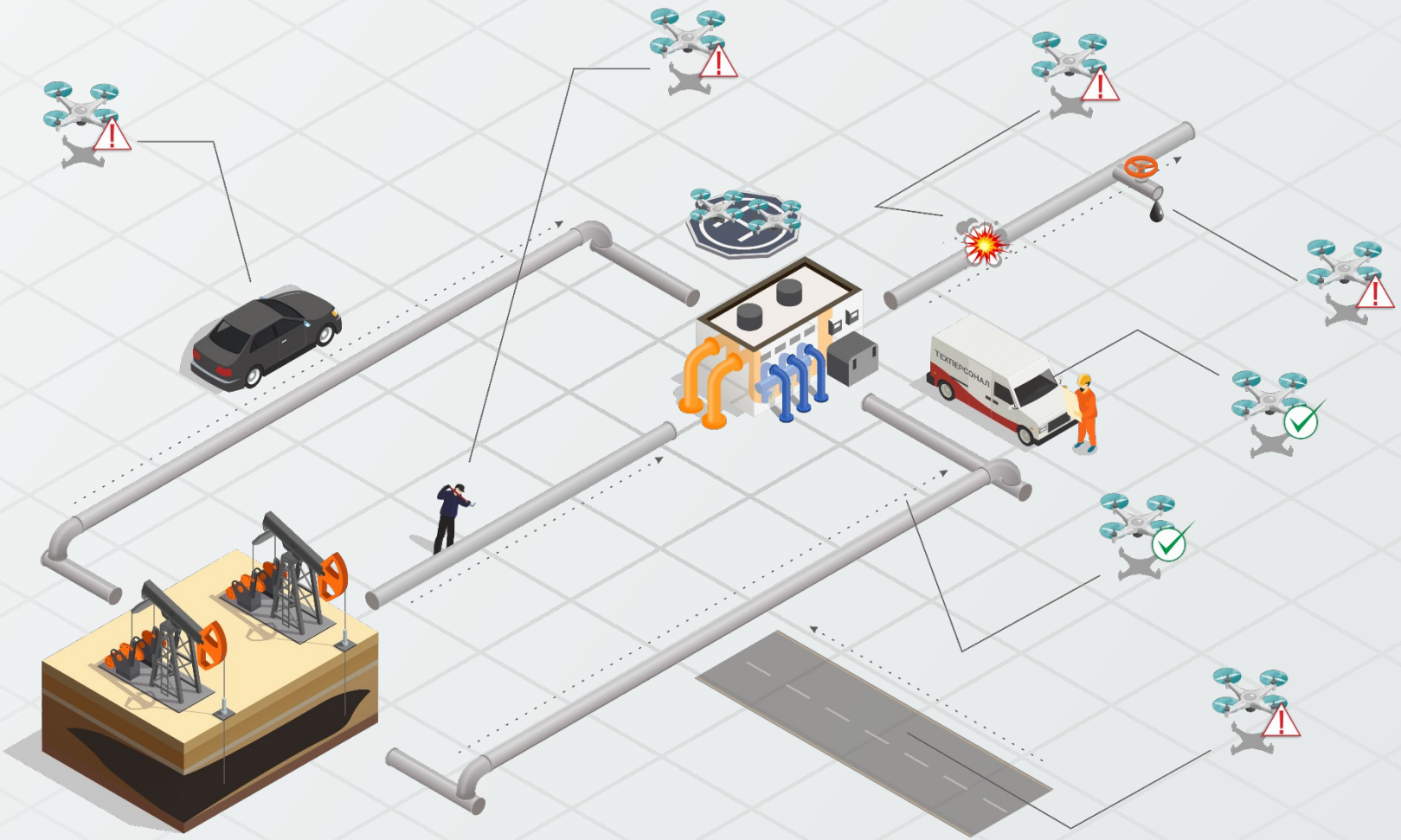
Анализ открытых источников (соцсети, медиа и т.п.)

- Кредитный скоринг;
- Статистическая оценка;
- Прогнозирование.





МОНИТОРИНГ ИНФРАСТРУКТУРЫ



ОПЫТ ВЫПОЛНЕНИЯ РАБОТ


РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ

СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2010614173

Oilfield Information Viewer Client


РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ

СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2010614174

Oilfield Information Viewer Web Service


РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ

СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации базы данных

№ 2010620448

Oilfield Information Viewer Database


РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ

СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2012613790

LasViewer


РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ

СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2012610153

GeoInfoVision

MOLGROUP

РОСНЕФТЬ

ОЙЛ СЕРВИС ГАРАНТ

GAZPROM

ПНП-Сервис

ГАЗПРОМ НЕФТЬ

НПЦ САМАРА

HAULMONT

МИРРИКО

#миррикоbigdata

ЭФФЕКТИВНЫЙ ИНЖИНИРИНГ

Особенности развития углекислотной коррозии в условиях транспорта продукции газоконденсатных скважин

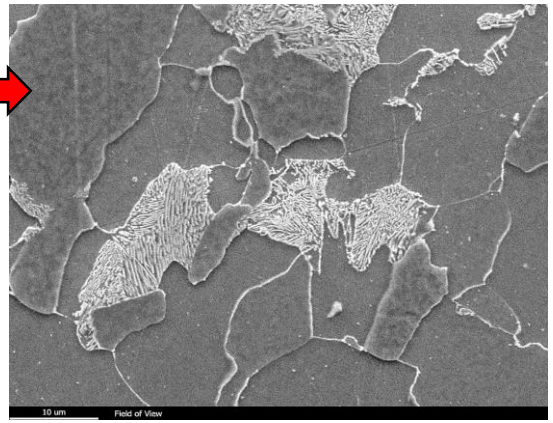
Докладчик:
Князькин Сергей Александрович

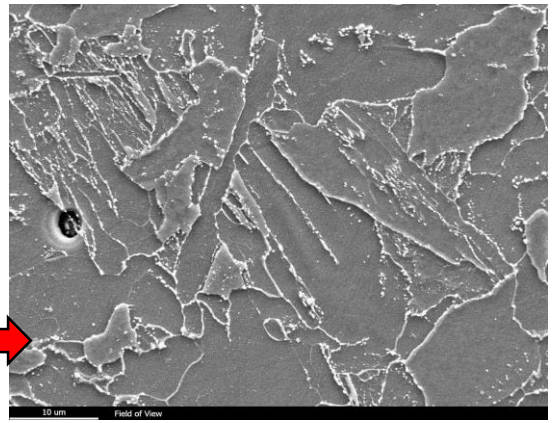
Условия эксплуатации аварийных газопроводов

Сорта-мент, мм	Назначение трубопровода	Дата ввода в эксплуатацию (срок эксплуатации)	Параметры эксплуатации		Параметры агресивного компонента		
			Давление, МПа	Темпера-тура, °С	% H_2O	CO_2, % моль	pCO_2, кПа
114×18	Транспорт продукции газоконденсатной скважины	2014 год (8 лет)	30	60,0	< 1	0,6	180
273×14	Сбор и транспорт продукции с куста газоконденсатных скважин	2012 год (9 лет)	14	40,0	< 1	0,6	84

Химический, механические свойства и микроструктура аварийных труб

Сортамент, мм	Марка стали	Массовая концентрация, %									
		C	Si	Mn	P	S	Cr	Ni	Mo	Al	Cu
114×18	**09Г2С**	0,08	0,59	1,35	0,011	0,007	0,106	0,101	0,025	0,016	0,179
273×14	**09Г2С**	0,11	0,59	1,35	0,016	0,005	0,11	0,11	0,014	0,005	0,011
Требования ТУ 14-3Р-1128-2000 к стали марки 09Г2С		<0,12	0,50-0,80	1,30-1,70	<0,030	<0,040	<0,30	<0,30	-	<0,05	<0,30

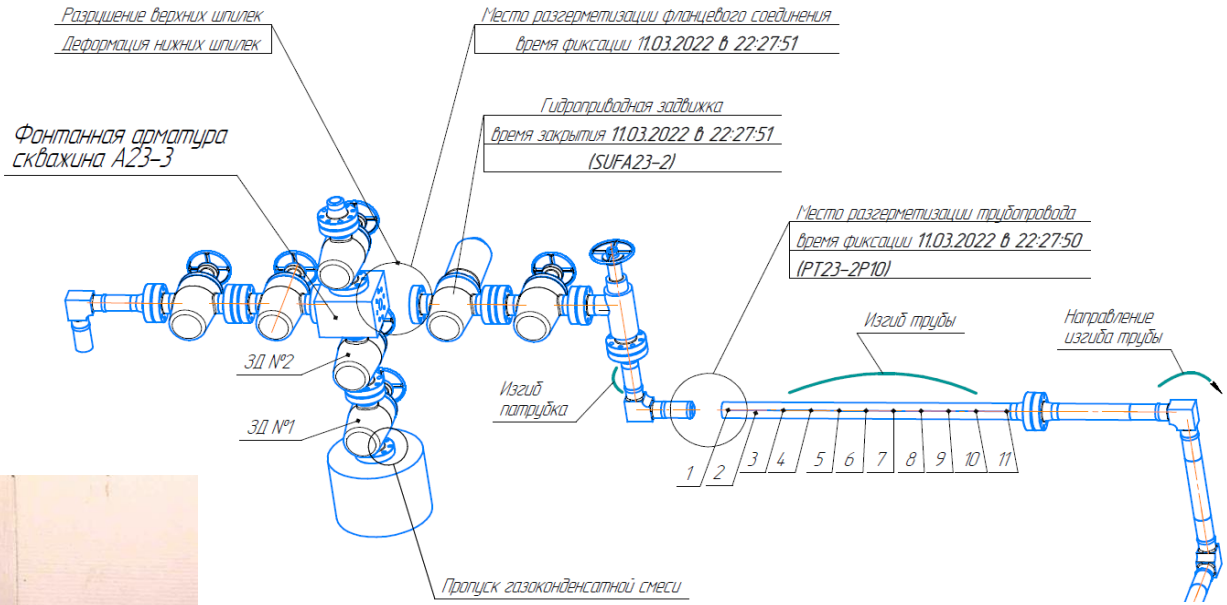


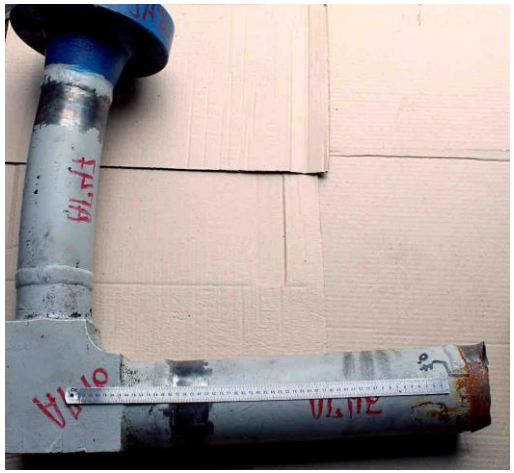


Сорта-мент, мм	Марка стали	Предел прочности, $\sigma_в$, МПа	Предел текучести, $\sigma_т$, МПа	Относи-тельное удлинение δ, %	Ударная вязкость, кгс·м/см² (Дж/см²)	
					KCV – 60	KCU – 60
114×18	09Г2С	500	347	34,0	27,4 (269)	27,2 (267)
273×14	09Г2С	570	415	31,0	22,1 (217)	25,2 (247)
Требования ТУ 14-3Р-1128-2000 для труб марки 09Г2С		470-588	≥ 265	≥ 21	≥ 4,0 (39,2)	≥ 3,0 (29,4)

Схема разрушения и вид аварийных элементов обвязки газоконденсатной скважины Ø114х18 мм









Разрушившаяся труба Ø114×18 мм после эксплуатации на обвязке скважины

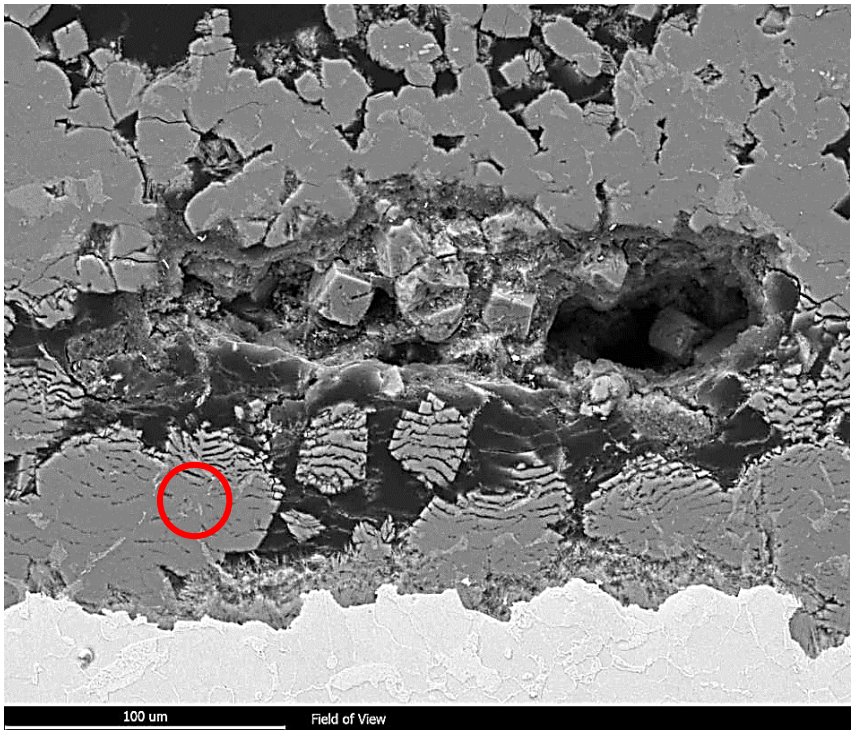


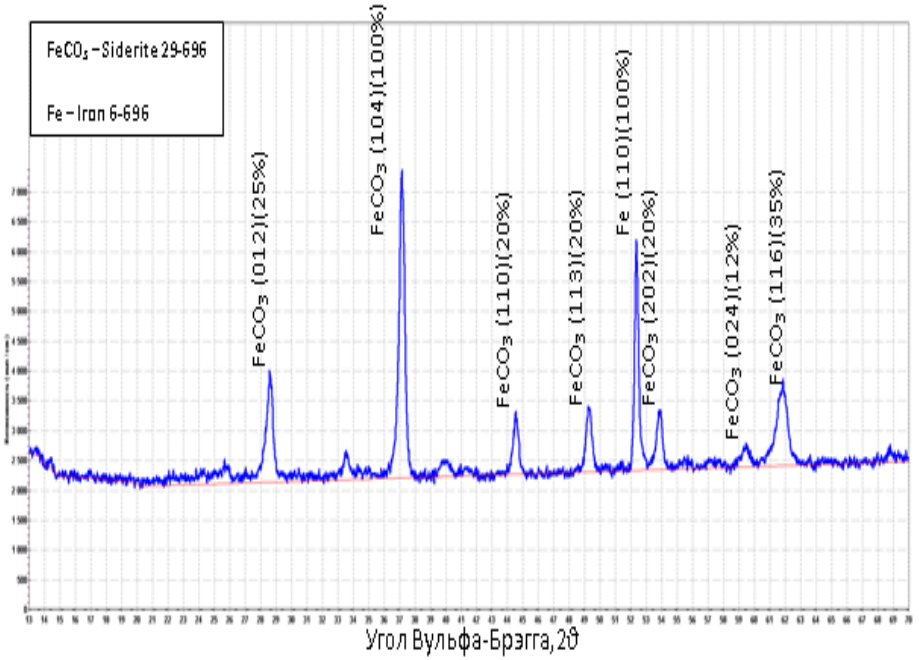






Вид, химический и фазовый состав продуктов коррозии с аварийного трубопровода Ø114х18 мм обвязки скважины

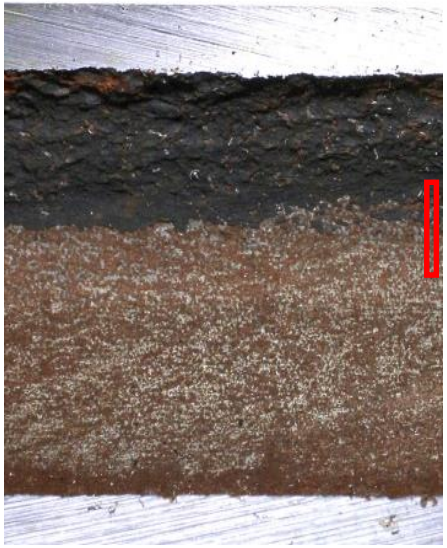


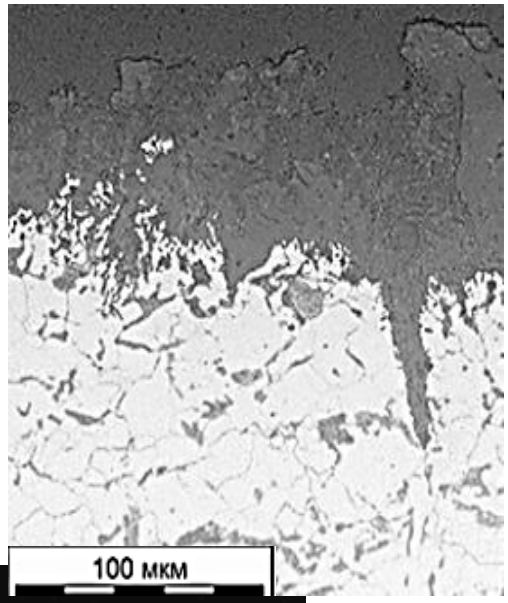


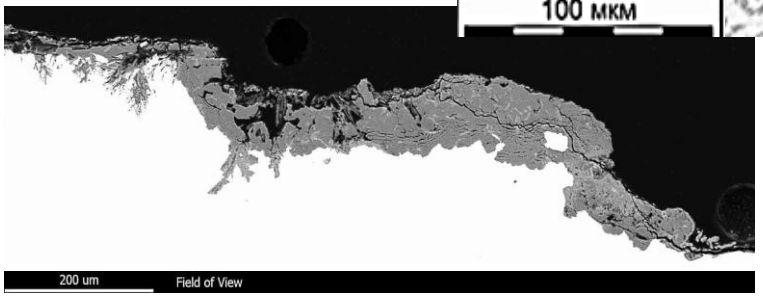
Массовая концентрация элементов, %					
O	Si	Ca	Mn	Zn	Fe
32,18	0,19	5,11	1,02	4,06	Остальное

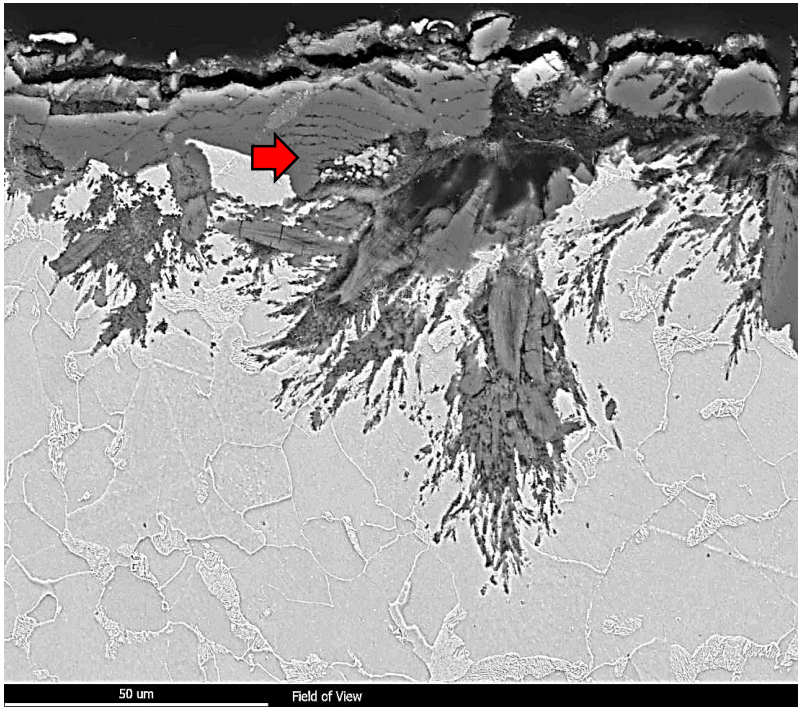
Элементный и рентгеноструктурный анализ отложений с внутренней поверхности трубы после эксплуатации показал, что фазовый состав состоит из карбонатов железа ($FeCO_3$).

Вид трещин на дне канавки по нижней образующей аварийного трубопровода Ø114х18 мм обвязки скважины









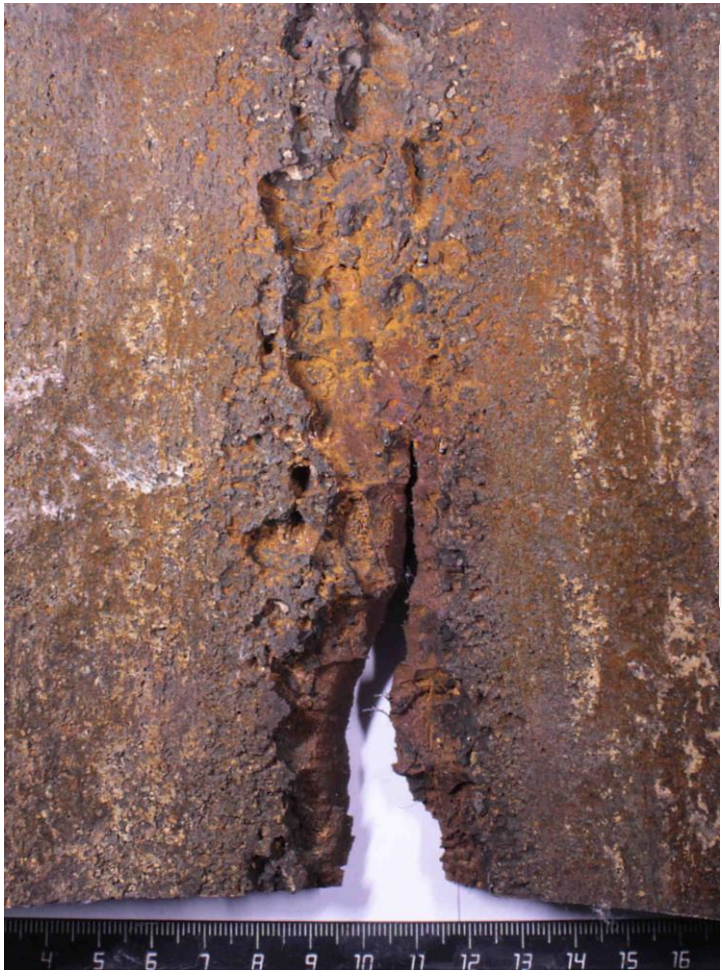
В сечении канавки выявлены множественные острые транскристаллитные (внутризеренные) микротрещины, которые могут находится в активной стадии роста

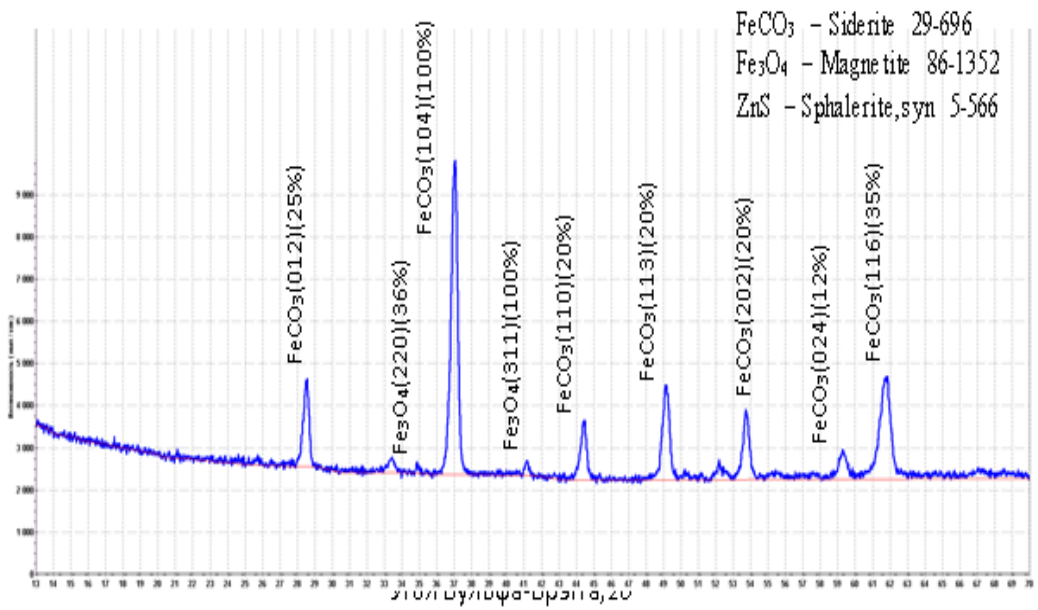
Вид аварийных элементов газосборного коллектора Ø273х14 мм





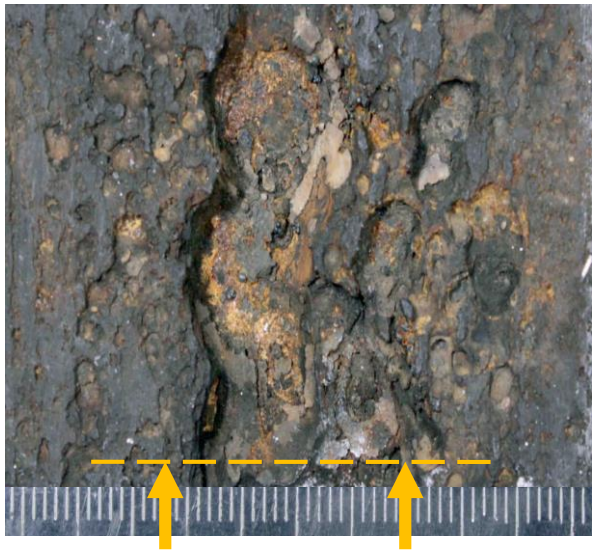
Вид трещины по дну канавки и фазовый состав продуктов коррозии с аварийного газосборного коллектора Ø273х14 мм

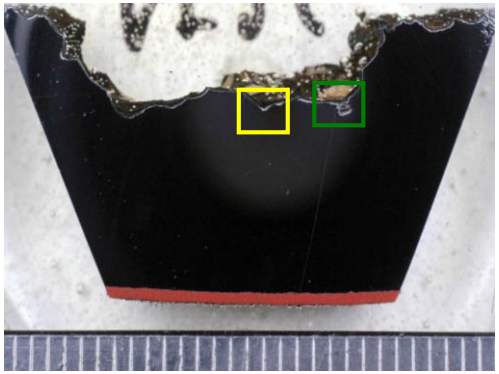


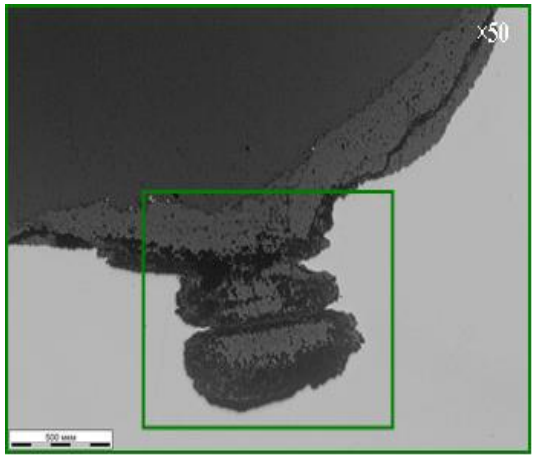


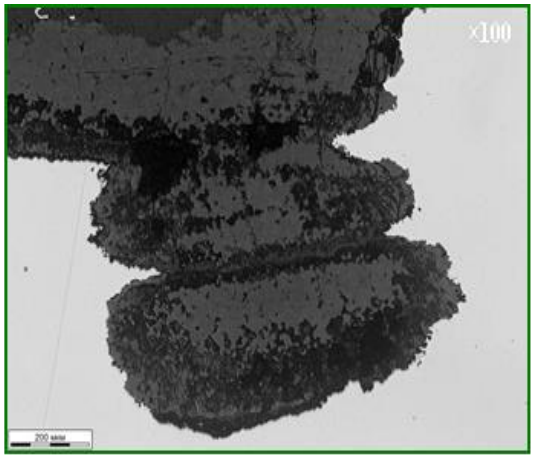
Рентгеноструктурный анализ отложений с внутренней поверхности трубы после эксплуатации показал, что фазовый состав состоит из карбонатов железа ($FeCO_3$).

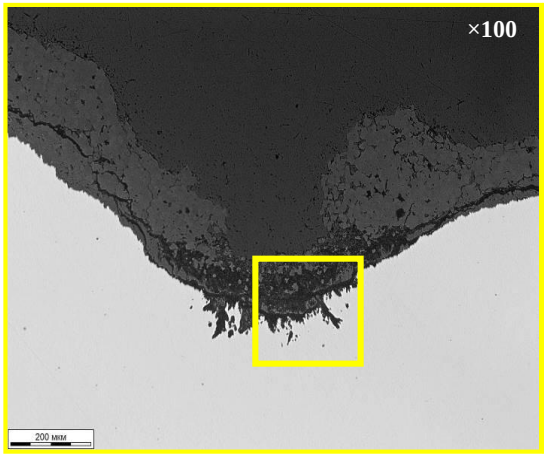
Вид коррозионных поражений на дне канавки аварийного газосборного коллектора Ø273х14 мм

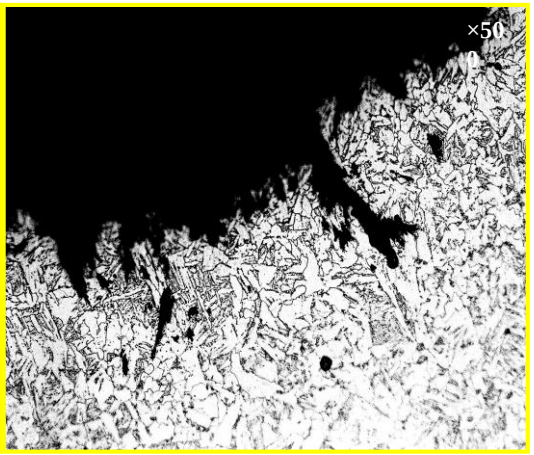




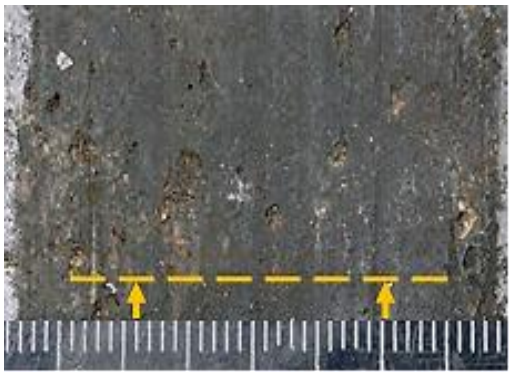


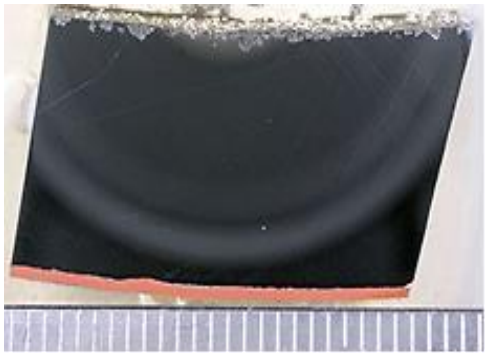


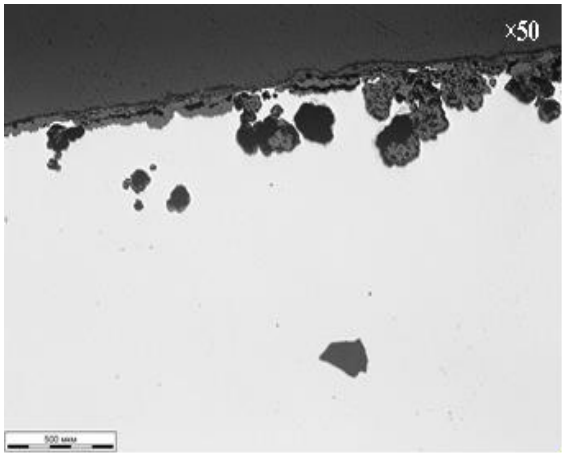


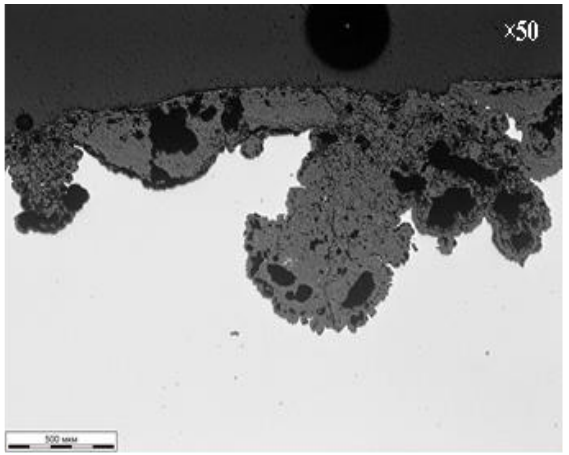


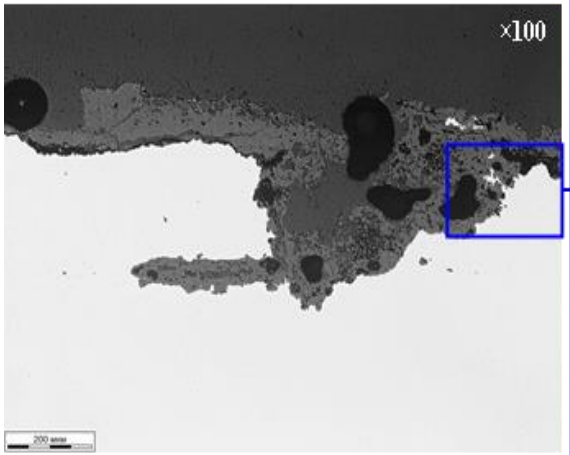
Вид коррозионных поражений на берегу канавки аварийного газосборного коллектора Ø273х14 мм

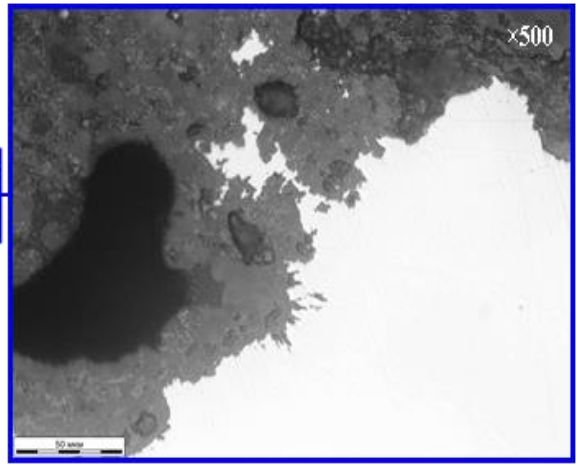




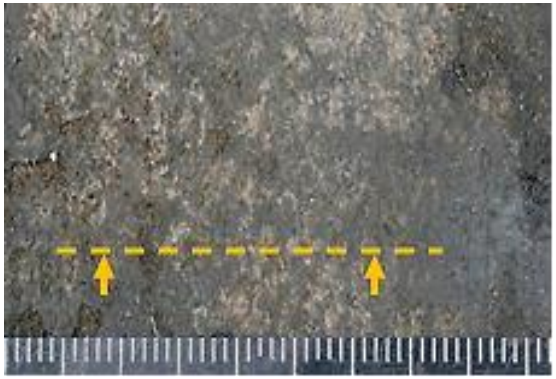




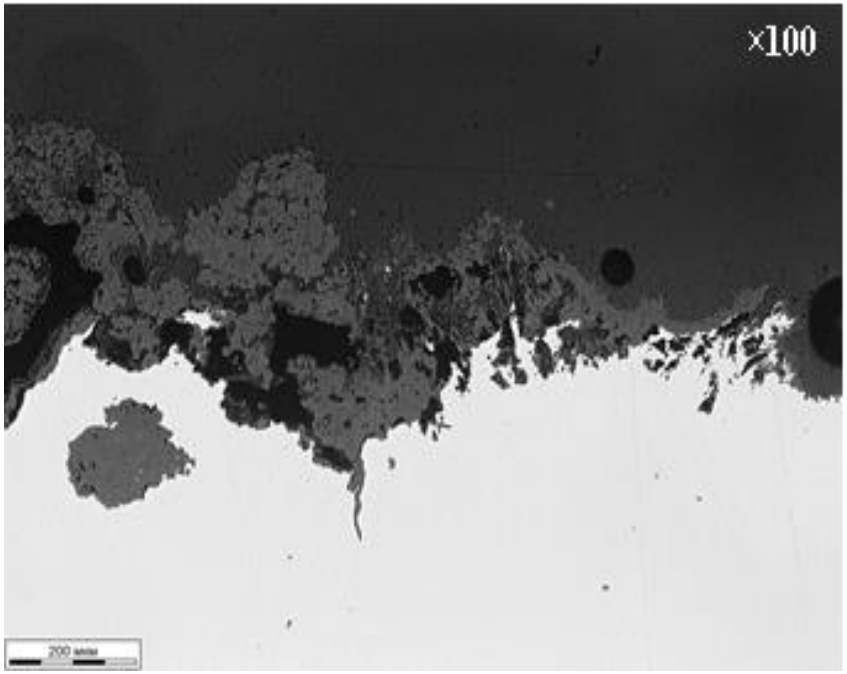


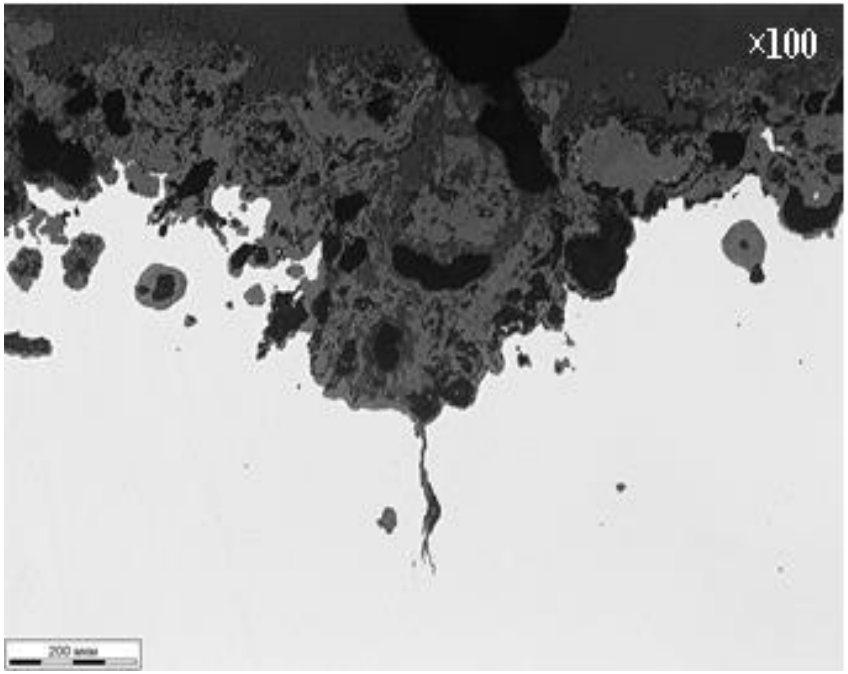


Вид коррозионных поражений на берегу канавки аварийного газосборного коллектора Ø273х14 мм

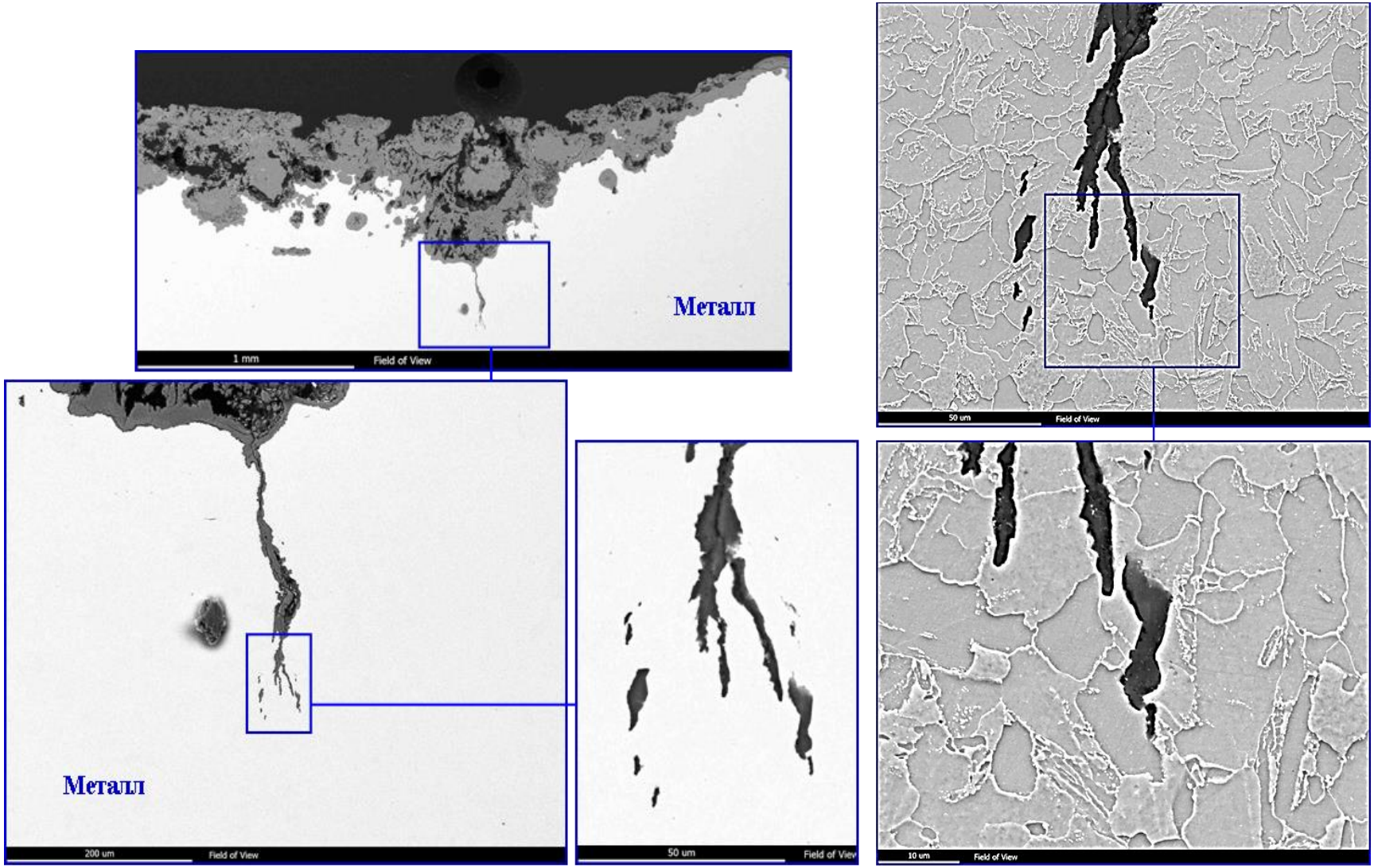






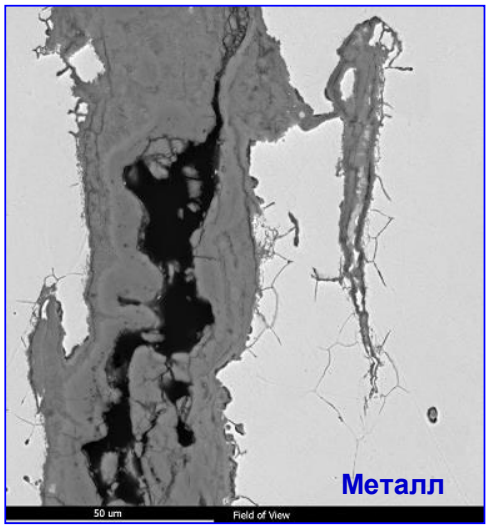


Вид коррозионных поражений на берегу канавки аварийного газосборного коллектора Ø273х14 мм

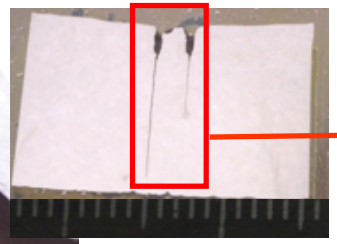


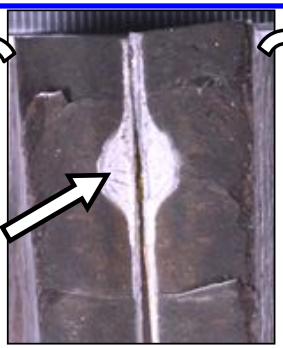
Вид трещин в металле тройника из стали 09Г2С, образовавшихся в процессе его эксплуатации в составе обвязки газовой скважины (низкая сторона)

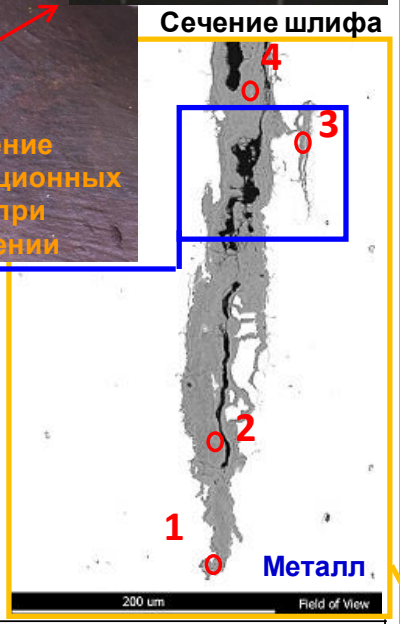














	Массовая концентрация элементов, %			
	O	Si	Mn	Fe
Область 1	30,19	-	1,04	Ост.
Область 2	11,53	1,10	1,53	Ост.
Область 3	27,56	1,88	0,98	Ост.
Область 4	28,85	0,46	1,47	Ост.

Литературные данные по стали типа 30ХМА

CORROSION 2001. Paper №01076. **STRESS CORROSION CRACKING OF HIGH STRENGTH STEELS IN AQUEOUS SOLUTIONS CONTAINING CO_2 - Effects of Yield Strength, Dissolved Oxygen, and Temperature**

Robert Mack
Shell International E&P, Inc.
Shell E&P Technology Applications and Research
Westhollow Technology Center, 3333 Highway 6
South Houston, Texas 77082

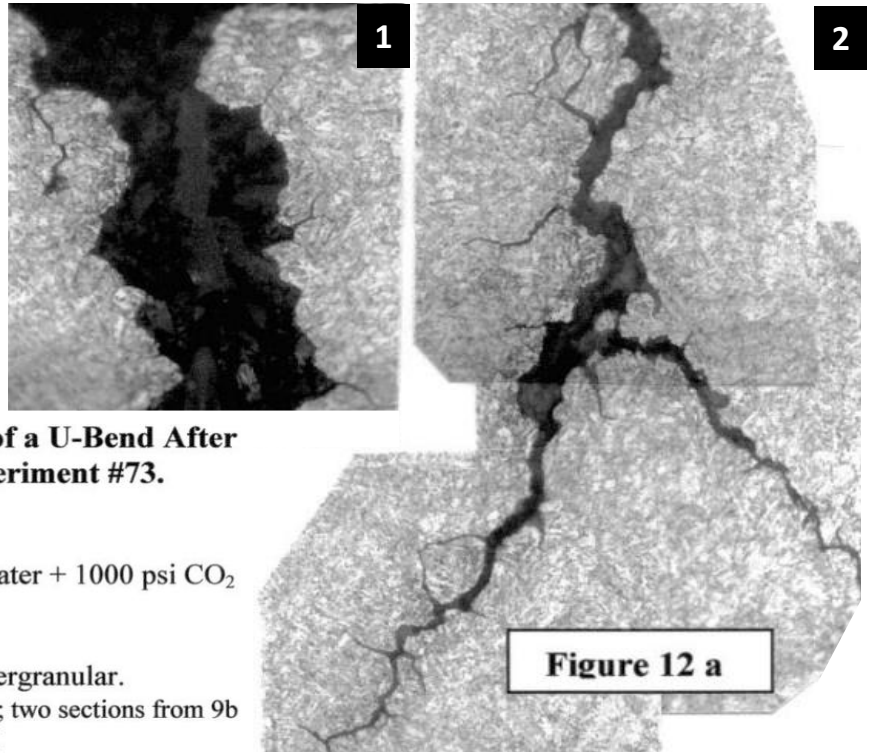
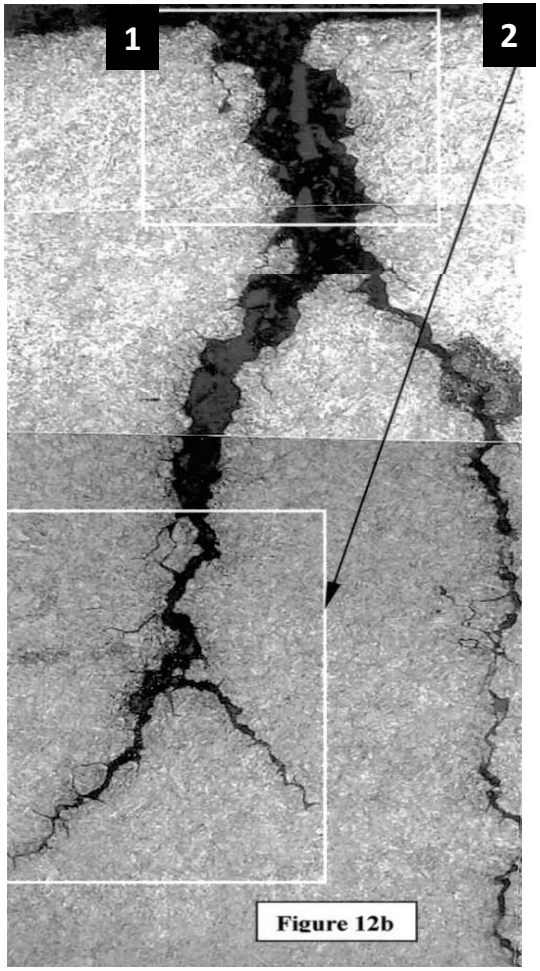


Figure 12: Cross-Section of a U-Bend After CO_2-SCC Experiment #73.

Steel: Q&T WTC# X-6497
Environment: N_2 Deaerated Water + 1000 psi CO_2
Temperature: 250°F

Note: SCC is exclusively intergranular.
12a is shown at ≈ 220X; two sections from 9b
12b is shown at ≈ 175X

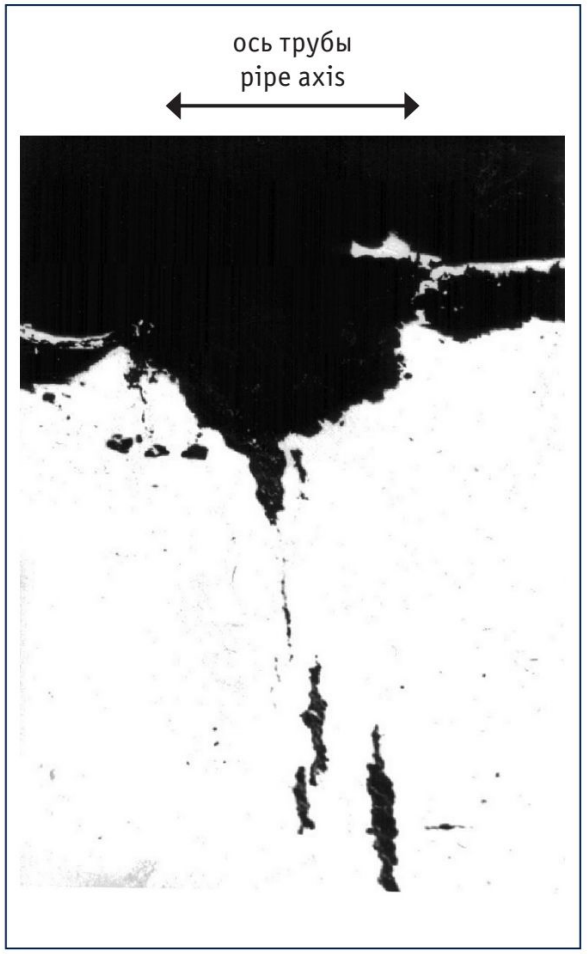


Литературные данные по стали группы прочности L80

ТЕРРИТОРИЯ НЕФТЕГАЗ, № 6 июнь 2016.
ЗАЩИТА ОТ КОРРОЗИИ.
Трубы нефтяного сортамента, стойкие против углекислотной коррозии

УДК 669.15:620.193:621.643
Б.А. Ерехинский, В.И. Чернухин, К.А. Попов, А.Г. Ширяев, С.А. Рекин, С.Г. Четвериков





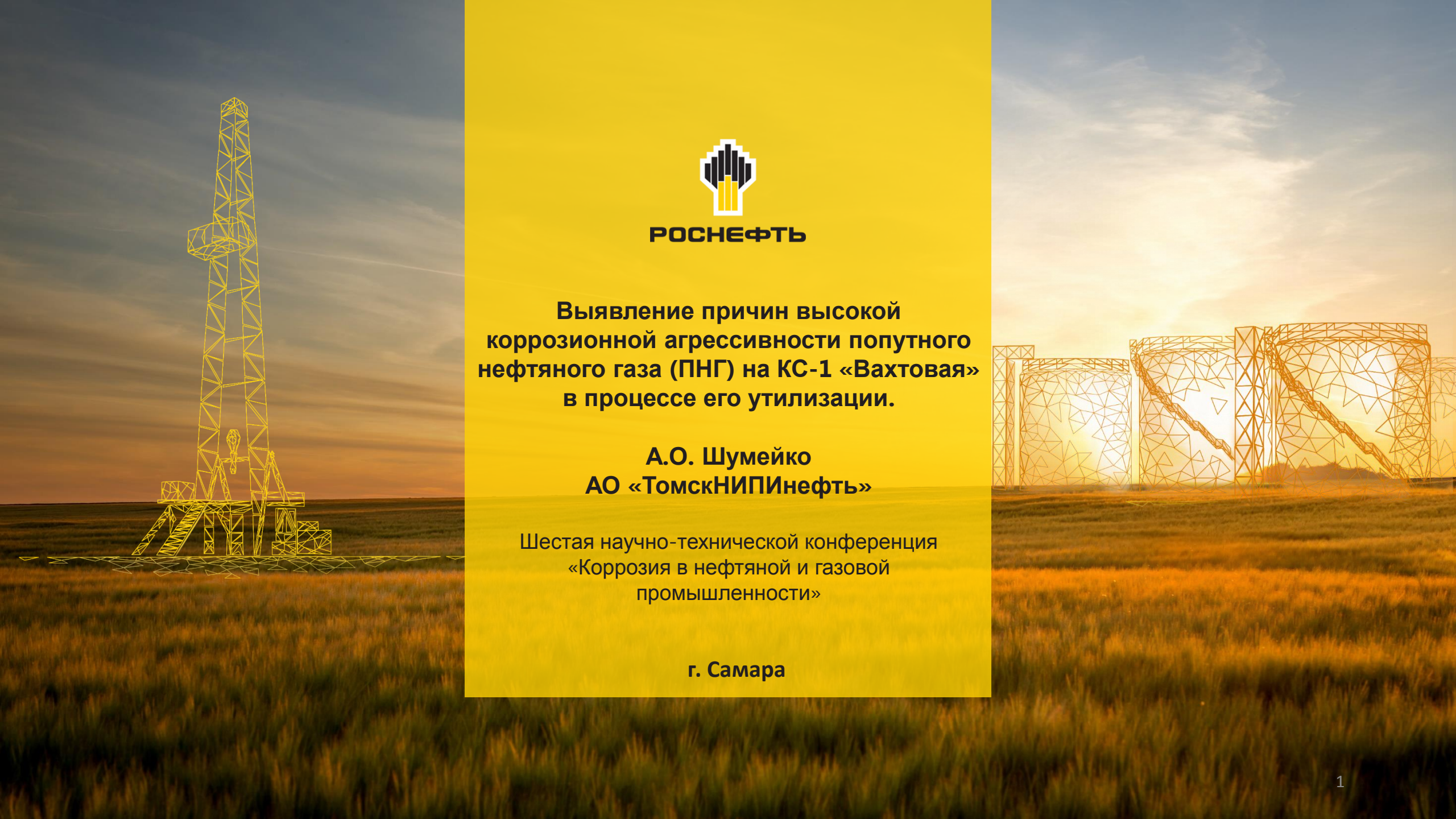
Выводы

1. При исследовании разрушившихся действующих трубопроводов обнаружены не типичные для CO2-коррозии виды коррозионного разрушения, которые представлены множественными хрупкими трещинами.

2. По литературным данным в средах, характеризующихся повышенным PCO2 (550-6900 кПа), T (50-150°C), O_2 может развиться коррозионное растрескивание под напряжением.

3. Учитывая, что развитие трещин не поддается прогнозированию, необходимы дополнительные исследования выявленных разрушений.

Спасибо за внимание !



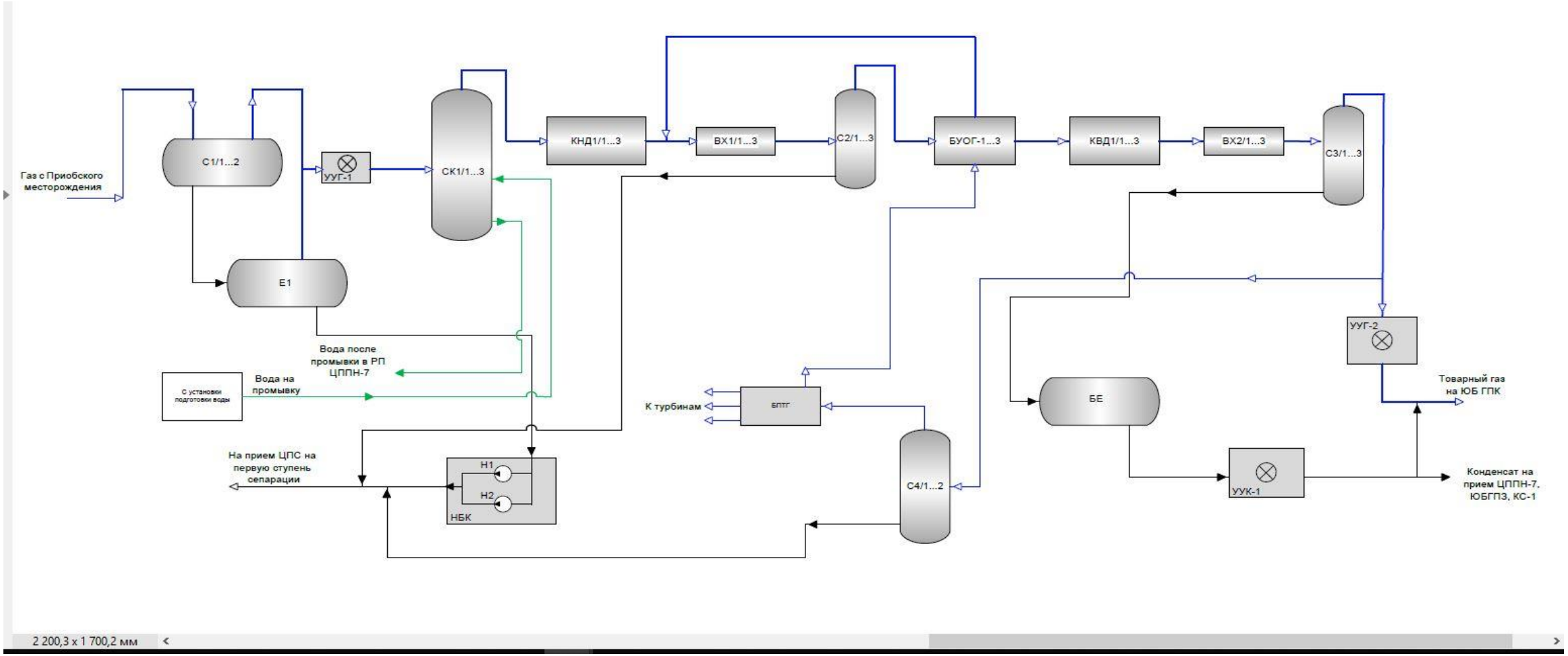
Выявление причин высокой коррозионной агрессивности попутного нефтяного газа (ПНГ) на КС-1 «Вахтовая» в процессе его утилизации.

А.О. Шумейко
АО «ТомскНИПИнефть»

Шестая научно-технической конференция
«Коррозия в нефтяной и газовой промышленности»

г. Самара

Общие сведения об объекте



КОМПРЕССОРНАЯ СТАНЦИЯ КС-1 «ВАХТОВОГО» МЕСТОРОЖДЕНИЯ:

- Производительность – 1,84 млрд. нм3/год по сырьевому газу
- Температура поступающего газа – плюс 0…плюс 45 °С
- Объемная производительность одного компрессорного агрегата – 81437±2743 нм3/ч
- Давление газа на выходе из 1-й ступени компрессора – не более 1,9 МПа
- Давление газа на выходе из 2-й ступени компрессора – не более 6,27 МПа

Проблематика

Повышенный коррозионный износ внутренних поверхностей технологических трубопроводов, стенок и элементов сепарационного оборудования

Трубопроводы и оборудование после 1-ой ступени компримирования



Рисунок 1 – Общий вид сегмента трубы после 1-ой ступени компримированяя, очищенный от отложений



Рисунок 2 – Часть трубы с отложениями после 1-ой ступени компримирования

Регенерационный газ



Рисунок 4 – Общий вид сегмента трубы газа регенерации, очищенный от отложений



Рисунок 5 – Общий вид сегмента трубы газа регенерации, очищенный от отложений

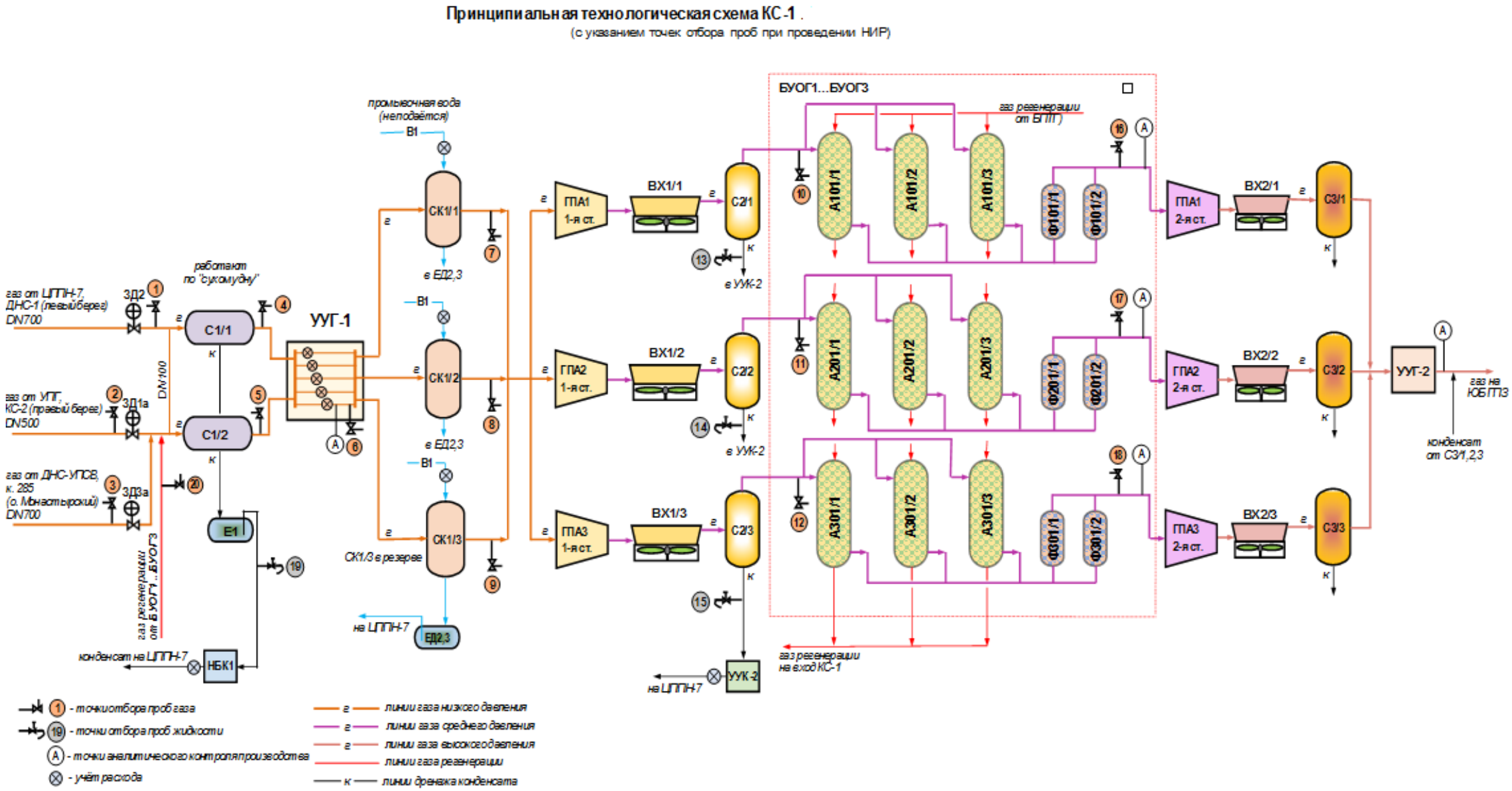
Цель

Выявление причин повышенной коррозионной агрессивности ПНГ, вызывающих преждевременный износ внутренних поверхностей технологических трубопроводов, стенок и элементов сепарационного оборудования

Задачи

1. Проведение анализа, оценки и определение причин повышенной коррозионной агрессивности ПНГ, вызывающих повышенный износ внутренних поверхностей технологических трубопроводов, стенок и элементов сепарационного оборудования.
2. Разработка предложений (не менее 3-х вариантов) по минимизации коррозионной агрессивности ПНГ, направленных на повышение качества предварительной подготовки ПНГ, поступающего на объект (очистка от механических примесей, удаление капельной жидкости, ингибирование и др.).

Определение точек отбора проб



Проведение лабораторных исследований

1. Исследования уноса капельной жидкости и механических примесей
2. Исследования компонентного состава газа
3. Определение физико-химических характеристик пластовой сточной воды, расчет коэффициента коррозионной агрессивности воды
4. Количественный анализ проб твердых отложений



1 Исследования уноса капельной жидкости и механических примесей



Рисунок 6 – Промысловая установка по определению количественного содержания диспергированной капельной жидкости и механических примесей в газе

№ ТОЧКИ ОТБОРА ПО СХЕМЕ	МЕСТО ОТБОРА	ПАРАМЕТРЫ ОТБОРА	СОДЕРЖАНИЕ АЭРОЗОЛЯ ЖИДКОСТИ, Г/НМ^3			СОДЕРЖАНИЕ МП, МГ/НМ^3			ОТНОСИ-ТЕЛЬНАЯ ВЛАЖНОСТЬ,	ТТР$_в$,
			ФАКТ ЗНАЧ.	НОРМА (ПО НТД)	СООТВ./НЕ СООТВ.	ФАКТ ЗНАЧ.	НОРМА (ПО НТД)	СООТВ./НЕ СООТВ.	%	°С
1	Вход газа на КС-1 от ЦППН-7, ДНС-1 (левый берег)	Р=0,42 МПа Т=15,5 °С* Qг=70 тыс. м^3/ч	0,144	до 0,006 (ТР КС-1)	не соотв.	3,6	0,5 (ТР КС-1)	не соотв.	100	15,5
2	Вход газа на КС-1 с УПГ КС-2	Р=0,44 МПа Т=8,5 °С Qг=20,4 тыс.м^3/ч	0,039	до 0,006 (ТР КС-1)	не соотв.	0,6	0,5 (ТР КС-1)	не соотв.	31,4	-7,4
3	вход на КС-1 от ДНС-УПСВ, к.285 (о. Монастырский)	Р=0,44 МПа Т=13,5 °С Qг=27,4 тыс.м^3/ч	0,352	до 0,006 (ТР КС-1)	не соотв.	5,4	0,5 (ТР КС-1)	не соотв.	100	13,5
4	Выход газа из С 1/1	Р=0,42 МПа Т=19 °С Qг=180 тыс. м^3/ч	0,23	до 0,006 (ТР КС-1)	не соотв.	0,5	0,5 (ТР КС-1)	соотв.	100	19
5	Выход газа из С 1/2	Р=0,42 МПа Т=19,1 °С Qг=180 тыс. м^3/ч	0,262	до 0,006 (ТР КС-1)	не соотв.	1,3	0,5 (ТР КС-1)	не соотв.	100	19,1
6	Выход УУГ-1	Р=0,39 МПа Т=16,8 °С Qг=35 тыс.м^3/ч	0,144	до 0,006 (ТР КС-1)	не соотв.	2,1	0,5 (ТР КС-1)	не соотв.	100	16,8
7	Выход СК-1/1	Р=0,39 МПа Т=16,8 °С Qг=90 тыс.м^3/ч	0,056	до 0,006 (ТР КС-1)	не соотв.	0,5	0,5 (ТР КС-1)	соотв.	100	16,8
9	Выход СК-1/3	Р=0,39 МПа Т=16,0 °С Qг=90 тыс.м^3/ч	0,041	до 0,006 (ТР КС-1)	не соотв.	0,0004	0,5 (ТР КС-1)	соотв.	100	16
10	Выход С-2/1	Р=1,56 МПа Т=13,5 °С Qг=90 тыс.м^3/ч	0,308	до 0,006 (ТР КС-1)	не соотв.	0,2	0,5 (ТР КС-1)	соотв.	100	13,5
12	Выход С-2/3	Р=1,58 МПа Т=12,5 °С Qг=90 тыс.м^3/ч	0,424	до 0,006 (ТР КС-1)	не соотв.	0,3	0,5 (ТР КС-1)	соотв.	100	12,5
16	Выход газа из Ф101/1,2	Р=1,52 МПа Т=16,5 °С Qг=90 тыс.м^3/ч	0,0265	до 0,006 (ТР КС-1)	не соотв.	0,29	0,5 (ТР КС-1)	соотв.	0,6	-50
18	Выход газа из Ф301/1,2	Р=1,47 МПа Т=14,5 °С Qг=90 тыс.м^3/ч	0,0159	до 0,006 (ТР КС-1)	не соотв.	0,26	0,5 (ТР КС-1)	соотв.	0,3	-58
24	Выход УУГ-2	Р=5,8 МПа Т=40 °С Qг=180000 тыс.м^3/ч	0,0015	до 0,006 (ТР КС-1) ГОСТ 5542-2014	Соотв.	0,02	0,5 (ТР КС-1) ГОСТ 5542-2014	соотв.	0,15	-69

2. Исследования компонентного состава газа



Рисунок 7 – Хроматограф «Хроматэк-Кристалл-5000.2»

№ точки отбора по схеме	Количество ССС, мг/м³								
	H_2S	Карбонилсульфид	Метилмеркаптан	Этилмеркаптан	Изопропилмеркаптан	Меркаптановая сера	Бутилмеркаптан	Втор-бутилмер-каптан	Общая сера
1	0,817	0,69	1,1	0,28	1,5	1,48			2,61
2	0,771	0,75	1,1	0,22		0,88			2,02
3	0,71	0,77	1,09	0,29		0,88			1,96
4	0,7050	0,6964	1,05			1,80			2,841
5	0,7251	0,7493	1,11			0,74			1,82
6	0,78	0,9	0,97	0,30	1,19	1,3			2,51
7	0,75	0,78	1,1	0,28	1,4	1,48			2,6
9	0,97	0,76	1,19	0,44		1,02			2,34
10	0,748	0,80	1,18	0,295	1,6	1,63			2,753
12	0,795	0,97	0,85	0,31	2,2	1,64			2,909
16	0,81	0,75	1,19	0,3	0,86	3,44	2,3	3,4	4,6
18	0,86	0,84	1,2	0,3	0,86	1,31			2,57
24	0,75	0,76	1,11	0,28		0,88			2,0

№ точки отбора по схеме	Компонентный состав, мол. %															
	Водород	Гелий	Азот	Кислород	CO_2	Метан	Этан	Пропан	Изо-бутан	Н-бутан	Нео-пентан	Изо-пентан	Н-пентан	Гексаны	Гептаны	Октаны
1	0,0027	0,0133	1,08	0,0058	1,89	68,6	9,4	11,94	1,41	3,78	0,002	0,57	0,72	0,329	0,184	0,101
2*	0,0039	0,0139	1,16	0,0058	2,09	68,7	9,96	13,31	1,24	2,97	0,002	0,239	0,24	0,04	0,01	0,005
3	0,0084	0,0123	7,7	1,57	1,61	64,0	6,82	10,38	1,47	3,96	0,0023	0,76	1,01	0,493	0,237	0,071
4	0,0050	0,0142	3,1	0,48	1,99	68,5	8,4	11,28	1,31	3,39	0,0018	0,49	0,62	0,258	0,117	0,0317
5	0,0038	0,0132	1,11	0,0241	1,86	68,7	9,2	11,94	1,41	3,83	0,0019	0,58	0,75	0,330	0,171	0,0675
6	0,0039	0,0122	1,46	0,069	1,80	69,2	9,0	11,54	1,38	3,69	0,0025	0,56	0,71	0,328	0,184	0,173
7	0,0038	0,0138	1,28	0,037	1,92	69,2	9,10	11,47	1,33	3,54	0,0019	0,53	0,67	0,300	0,161	0,0843
9	0,0038	0,0135	1,26	0,0335	1,92	69,6	9,1	11,46	1,33	3,54	0,0020	0,53	0,67	0,300	0,161	0,081
10	0,0037	0,0150	2,58	0,325	1,91	68,0	9,1	11,76	1,35	3,51	0,0018	0,483	0,59	0,224	0,089	0,0195
12	0,0069	0,0130	2,06	0,059	2,02	68,6	9,1	11,65	1,34	3,54	0,0018	0,520	0,65	0,287	0,146	0,056
16	0,0037	0,0155	2,35	0,265	1,90	67,6	9,0	12,06	1,43	3,75	0,0018	0,540	0,68	0,279	0,122	0,0303
18	0,0037	0,0133	1,91	0,197	1,88	69,2	9,1	11,82	1,34	3,40	0,0018	0,444	0,52	0,167	0,060	0,0154
24	0,0035	0,0132	2,20	0,278	1,87	68,7	9,0	11,64	1,33	3,44	0,0017	0,479	0,59	0,218	0,122	0,099

3. Определение физико-химических характеристик пластовой сточной воды, расчет коэффициента коррозионной агрессивности воды

Результаты количественного химического анализа проб воды

№ п/п	Место отбора пробы	Дата отбора	Общая жесткость, °Ж	pH, ед. pH	Содержание ионов, мг/дм^3						Общее железо, мг/дм^3	Суммарная минерализация, мг/дм3	Кх - коэффициент агрессивности среды, мм/год
					Ca^{2+}	Mg^{2+}	$Na^{+}+K^{+}$	Cl^{-}	HCO_3^{-}	SO_4^{2-}			
1	Приобское м/р, КС-1, сброс воды с С2/1	22.06.2020	1,0	5,03	0,2	11,9	4,1	5,3	20,8	27,5	69,9	139,6	0,80
2	Приобское м/р, КС-1, сброс воды с С2/3	22.06.2020	0,7	4,83	0,1	8,3	17,2	6,2	15,3	40,9	95,8	183,8	0,77
3	Приобское м/р, КС-1, сброс воды с С1	23.06.2020	0,2	5,48	0,1	1,9	22,4	2,7	33,6	20,3	62,2	143,0	0,81

Результаты определения концентрации растворенных газов в пробах воды

№ п/п	Место отбора пробы	Дата отбора	Кислород,	Углекислый газ,	Сероводород,
			мг/дм^3	мг/дм^3	мкг/дм^3
1	Приобское м/р, КС-1, сброс воды с С2/1	22.06.2020	н/о	н/о	н/о
2	Приобское м/р, КС-1, сброс воды с С2/3	22.06.2020	0,0	154,0	1752,9
3	Приобское м/р, КС-1, сброс воды с С1	23.06.2020	0,0	416,0	25,2

4. Количественный анализ проб твердых отложений

Перечень поступивших проб и виды анализа

№ п/п	Точка отбора пробы	Вид объекта анализа	Дата отбора пробы	Вид работ
1	Приобское месторождение, КС-1	Сброс воды с С 2	22.06.20	Определение качественного и количественного состава отложений. Проба жидкая.
2	Приобское месторождение, КС-1	Газ после УУГ, внутренняя поверхность трубы	24.06.20	Определение качественного и количественного состава отложений.
3	Приобское месторождение, КС-1	Газ после С 2/2, внутренняя поверхность трубы	24.06.20	Определение качественного и количественного состава отложений.
4	Приобское месторождение, КС-1, Адсорбер (фильтр 101)	Цеолиты отработанные	19.02.2020	Определение качественного и количественного химического состава отложений.
5	Приобское месторождение, КС-1	Исходный (чистый) цеолит	20.06.2020	Определение качественного и количественного химического состава отложений.

Усредненные результаты количественного химического анализа пробы

Внешний вид пробы	Содержание компонентов отложений, %										Описание нерастворимого остатка (после HCl), %		
	Нефте-продукты и АСПО	Ca^{+2} (в пересч. на $CaCO_3$)	Mg^{+2} (в пересч. на $MgCO_3$)	Fe^{+3} и Fe^{+2} (в пересч. на Fe_2O_3)	Cl^-	PO^-_4	S^{2-}	SO_3^{2-}	Доля растворимой в HCl части отложений	Нерастворимый в HCl остаток	$BaSO_4$	$CaSO_4$ (гипс)	Мехпримеси (песок, кремнезем и т.п.)
Однородная масса кристаллическая коричневого цвета	4,5	-	-	65	-	-	5	5	85	15	-	-	15

Выводы по результатам **лабораторных исследований**

1. Содержание капельной жидкости в газе сепарации превышает установленные нормы согласно технологическому регламенту КС-1, что свидетельствует о неэффективной работе сепарационных элементов.
2. Транспортируемый газ является среднеагрессивным (содержание углекислого газа 1,8-2,0 мол.%, сероводорода до 1 мг/м3).
3. Вода имеет низкое значение pH (4,8-5,5), содержит растворенные кислые компоненты (до 420 мг/л углекислого газа и до 1800 мкг/л сероводорода) и способствует активным коррозионным процесса. Коэффициент коррозионной агрессивности – 0,7-0,8 мм/год (высокая коррозионная агрессивность).
4. Отложения на внутренних поверхностях трубопровода в основном состоят из продуктов коррозии – оксиды и соли железа (до 70% масс.), сульфиды и сульфаты (до 5% масс.)
5. Коррозионные повреждения происходят по механизму углекислотной и сероводородной коррозии

Модернизация существующего сепарационного оборудования с целью исключения повышенного уноса капельной жидкости

Разработка методов ингибирования коррозионной агрессивности транспортируемой среды

Модернизация существующего сепарационного оборудования

1. Замена каплеотбойных элементов.

Требования к каплеотбойным элементам:

- Входной сепаратор – унос капельной жидкости не более 0,05 г/м3
- Сепараторы ГПА -унос капельной жидкости не более 0,005 г/м3
- Подтверждение работоспособности гидродинамическими расчетами во всем диапазоне работы сепараторов
- Подтверждение работоспособности смонтированных элементов замерами уноса капельной жидкости

2. Установка распределителя газожидкостного потока.
3. Установка дополнительных каплеуловителей в средней части сепараторов.

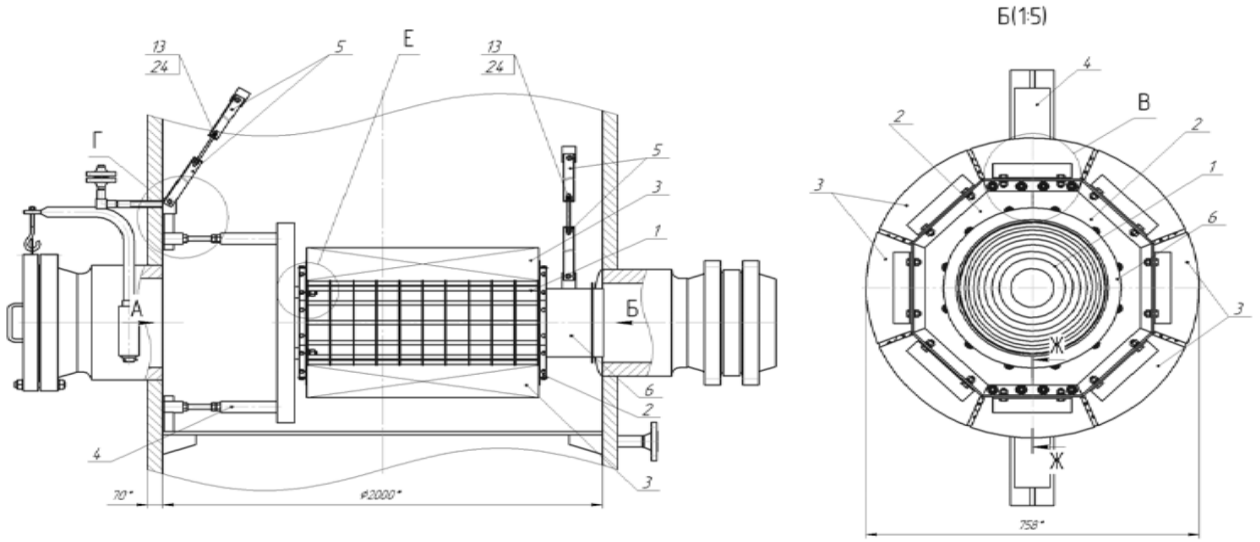


Рисунок 8 – Распределитель газожидкостного потока сепаратора

Разработка методов ингибирования коррозионной агрессивности

Применение антикоррозионного покрытия

1. Эпокси-фенольное покрытие HEMPADUR 85671 – 3 слоя, толщиной по 120 мкм. Общая толщина покрытия 360 мкм.
2. Защитные покрытия компании ЗАО НПП «ВМП»

- ЦИНОТАН по ТУ 2312-017-12288779-03 – 1 слой толщиной 120 мкм;
- ФЕРРОТАН по ТУ 2312-036-12288779-2003 – 2 слоя толщиной по 120 мкм каждый
- Общая толщина покрытий должна быть не менее 360 мкм.



Разработка методов ингибирования коррозионной агрессивности

Применение ингибиторов коррозии

Для защиты участков трубопроводов и оборудования в водной среде и сырой газовой среде рекомендуется применение следующих ингибиторов коррозии:

- Инкоргаз-21Т по ТУ 20.59.59-013-76229136-2017 [5].
- Азол 5040 марка А по ТУ 2458-086-00205423-2009.
- Унокем марки С и D по ТУ 20.59.59-021-40671402-2015.

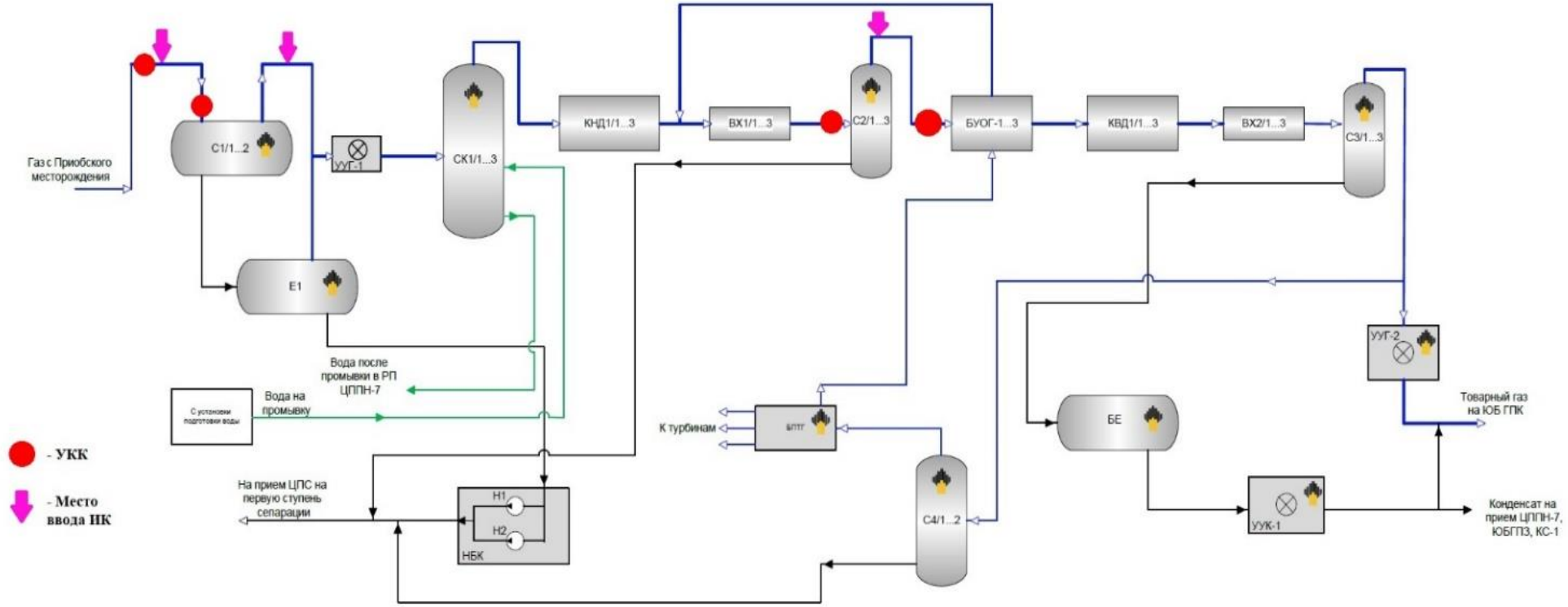


Рисунок 9 – Принципиальная схема КС-1 с указанием рекомендуемых мест подачи ингибитора коррозии

Разработка методов ингибирования коррозионной агрессивности

Удаление «кислых» компонентов в сыром газе

1. Вовлечение в работу скруббера с орошением водой

Ранее проектной организацией предусмотрено работа скруббера с орошением водой. Расход воды предусматривался в пределах 6-15 м3/ч. Ввиду высокого уноса жидкости на данный момент скруббер работает по принципу вертикального газового сепаратора. В ПО HYSYS смоделирован процесс компримирования газа согласно технологической схемы с вовлечением скруббера СК-1 в качестве водяного абсорбера. Габаритные размеры и конструктивное исполнение скруббера принималось согласно паспорта сосуда.

28		
Температура	28,53	C
Давление	0,4200	MPag
Мольный расход	6,257e+004	ст.м3/ч*
Масс. расход основного компонента (CO2)	2119,3386	kg/h
Масс. расход основного компонента (H2O)	239,9800	kg/h

газ на ГПА-1/1		
Температура	19,36	C
Давление	0,4100	MPag
Мольный расход	6,257e+004	ст.м3/ч*
Масс. расход основного компонента (CO2)	2118,8200	kg/h
Масс. расход основного компонента (H2O)	238,0535	kg/h

Вода на промывку		
Температура	20,00	C
Давление	0,5000	MPag
Станд. объем. расх. ид. жидк.	6,000	m3/h

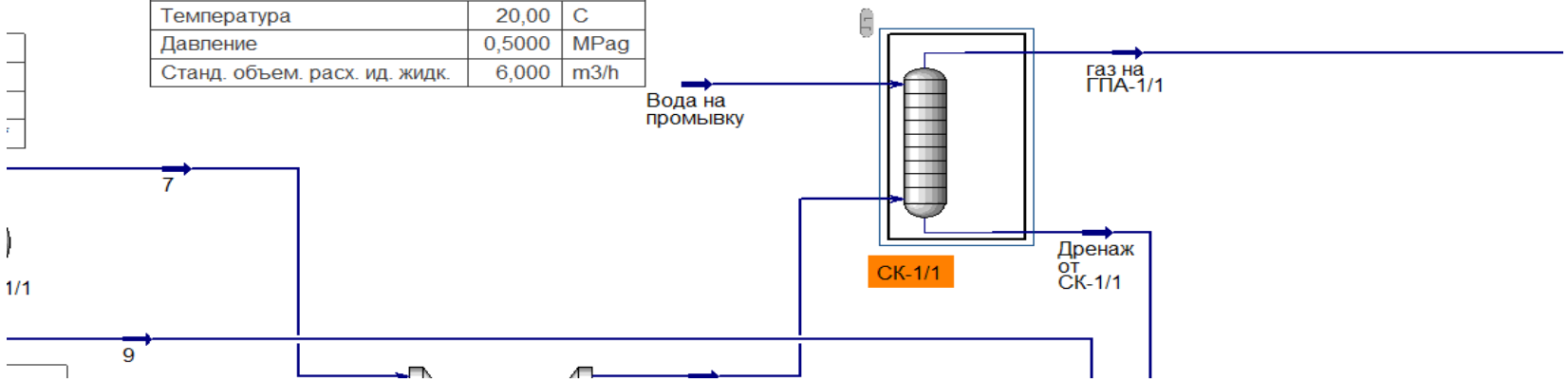


Рисунок 10 – Моделирование работы скруббера при расходе воды 6 м3/ч

Разработка методов ингибирования коррозионной агрессивности

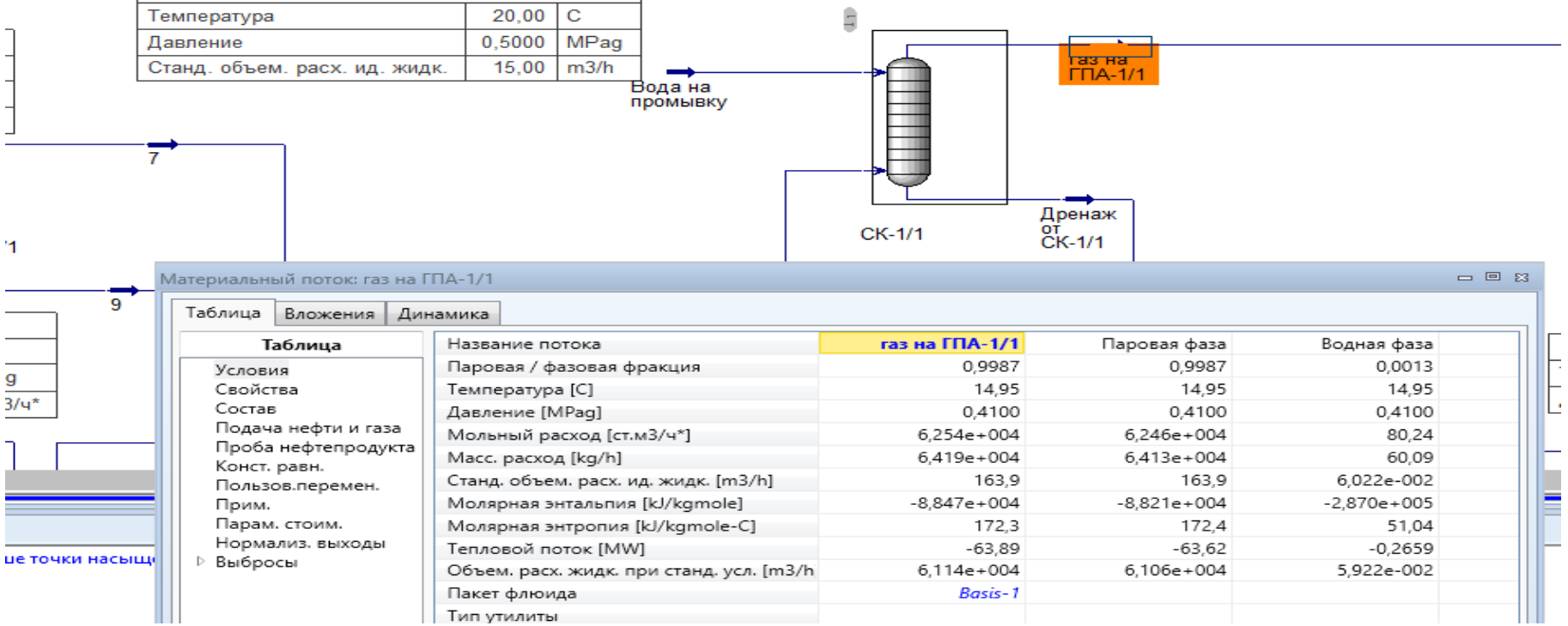
Удаление «кислых» компонентов в сыром газе

1. Вовлечение в работу скруббера с орошением водой

28		
Температура	28,53	C
Давление	0,4200	MPag
Мольный расход	6,257e+004	ст.м3/ч*
Масс. расход основного компонента (CO2)	2119,3386	kg/h
Масс. расход основного компонента (H2O)	239,9800	kg/h

газ на ГПА-1/1		
Температура	14,95	C
Давление	0,4100	MPag
Мольный расход	6,254e+004	ст.м3/ч*
Масс. расход основного компонента (CO2)	2118,0363	kg/h
Масс. расход основного компонента (H2O)	215,7292	kg/h

Вода на промывку		
Температура	20,00	C
Давление	0,5000	MPag
Станд. объем. расх. ид. жидк.	15,00	m3/h



Название потока	газ на ГПА-1/1	Паровая фаза	Водная фаза
Паровая / фазовая фракция	0,9987	0,9987	0,0013
Температура [C]	14,95	14,95	14,95
Давление [MPag]	0,4100	0,4100	0,4100
Мольный расход [ст.м3/ч*]	6,254e+004	6,246e+004	80,24
Масс. расход [kg/h]	6,419e+004	6,413e+004	60,09
Станд. объем. расх. ид. жидк. [m3/h]	163,9	163,9	6,022e-002
Молярная энтальпия [kJ/kgmole]	-8,847e+004	-8,821e+004	-2,870e+005
Молярная энтропия [kJ/kgmole-C]	172,3	172,4	51,04
Тепловой поток [MW]	-63,89	-63,62	-0,2659
Объем. расх. жидк. при станд. усл. [m3/h	6,114e+004	6,106e+004	5,922e-002
Пакет флюида	*Basis-1*		
Тип утилиты			

Рисунок 11 – Моделирование работы скруббера при расходе воды 15 м3/ч

Разработка методов ингибирования коррозионной агрессивности

Удаление «кислых» компонентов в сыром газе

2. Вовлечение в работу скруббера с орошением поглотителя «кислых» газов

28		
Температура	28,57	C
Давление	0,4200	MPag
Мольный расход	6,257e+004	ст.м3/ч*
Масс. расход основного компонента (CO2)	2030,5809	kg/h
Масс. расход основного компонента (H2O)	238,3368	kg/h
Моляр. доля основного компонента (CO2)	0,0177	
Моляр. доля основного компонента (H2O)	0,0051	

33		
Температура	56,83	C
Давление	0,4100	MPag
Мольный расход	6,151e+004	ст.м3/ч*
Масс. расход основного компонента (CO2)	482,0005	kg/h
Масс. расход основного компонента (H2O)	93,2522	kg/h
Моляр. доля основного компонента (CO2)	0,0043	
Моляр. доля основного компонента (H2O)	0,0020	
Масс. расход основного компонента (MEAmine)	74,7272	kg/h

МЭА_1		
Температура	20,00	C
Давление	0,5000	MPag
Масс. расход	5000	kg/h
Станд. объем. расх. ид. жидк.	4,917	m3/h

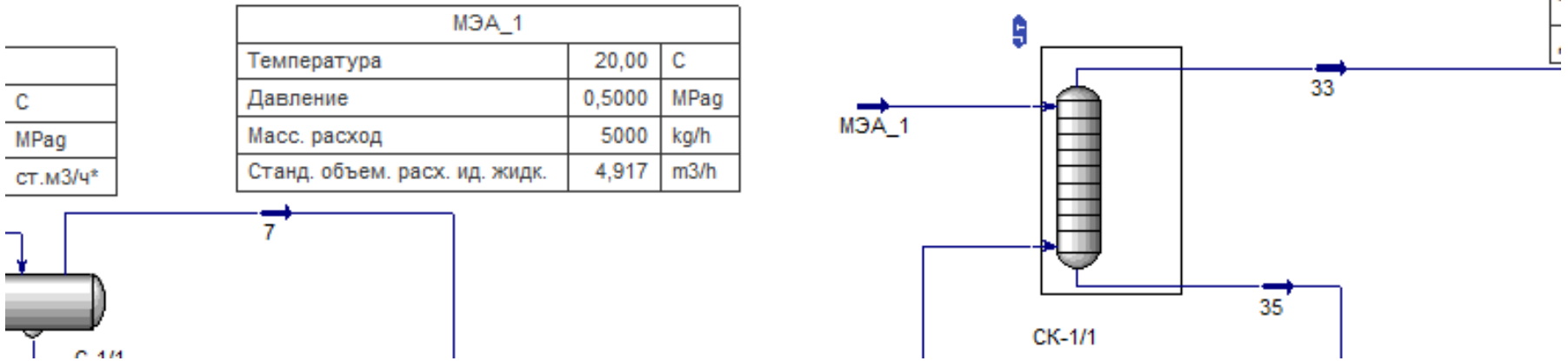


Рисунок 12 – Моделирование работы удаления кислых газов моноэтаноламином

Выводы

1. Проведены лабораторные исследования компонентного состава газа, содержания капельной жидкости в газе сепарации, коррозионной агрессивности газа и воды, анализ отложений с внутенних поверхностей трубопроводов.
2. Установлено, что основным фактором повышенной коррозионной агрессивности является наличие капельной жидкости и «кислых» компонентов газа – диоксида углерода и сероводорода.
3. Установлено, что имеющееся сепарационное оборудование при данных термобарических условиях работает неэффективно.
4. Предложены методы увеличения эффективности сепарационного оборудования (замена каплеотбойных элементов, установление распределителей газожидкостного потока)
5. Предложены методы уменьшения коррозионной агрессивности газа, в частности:

- применение антикоррозионных покрытий внутренних поверхностей трубопроводов
- использование ингибиторов коррозии

6. Проведено моделирование технологического процесса с применением ПО HYSYS. Установлено, что вовлечение скруббера в качестве абсорбера орошения не дает желаемого результата по уменьшению «кислых» компонентов газа
7. Проведено моделирование процесса абсорбционной очистки газа раствором моноэтаноламина. Показано, что применение балансового количества МЭА (около 0,08 кг/на 1 м3 газа) позволяет уменьшить массовое количество углекислого газа практически в 5 раз, при этом наблюдается уменьшение равновесного количества влаги, что позволит уменьшить нагрузки на блок адсорбционной осушки и дополнительно снизить коррозионную агрессивность регенерационного газа

Спасибо за внимание!

Шумейко Андрей Олегович
АО «ТомскНИПИнефть», г. Томск, пр. Мира 72
Телефон: +7-3822-616-171, 8-923-404-8190
E-mail: ShumeykoAO@tomsknipi.ru