НЕФТЯНАЯ КОМПАНИЯ
Общество с ограниченной ответственностью
«Сладковско-Заречное»

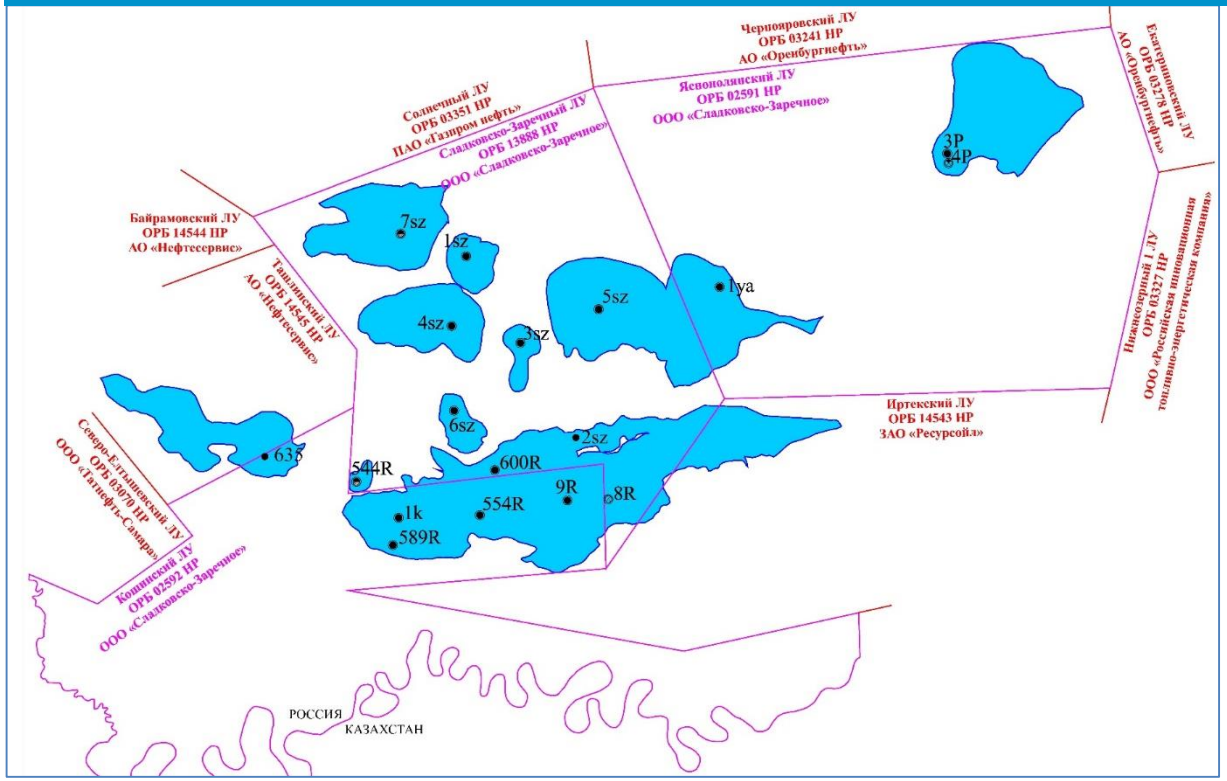
ООО «СЛАДКОВСКО-ЗАРЕЧНОЕ»

Проблемы эксплуатации погружного оборудования на месторождениях ООО «Сладковско-Заречное» в осложненных условиях негативного влияния коррозионно-агрессивных сред

Шайхинуров А.С. – начальник производственно-технического отдела
ООО «Сладковско-Заречное»

География деятельности ООО «Сладковско-Заречное». Общие сведения.

НЕФТЯНАЯ КОМПАНИЯ
Общество с ограниченной ответственностью
«Сладковско-Заречное»



- 8 лицензионных участков,
  - 3 нефтяных месторождения,
  - 1 газонефтяное месторождение,
  - 2 газовых месторождения;
  - 1 газоконденсатное месторождение.
- Эксплуатационный фонд скважин – 107 ед.
  - 84 скв. – нефтяной добывающий фонд;
  - 23 скв. – нагнетательный фонд.
- Парк промысловых трубопроводов – 188 км.
- Расстояние от областного центра г. Оренбург до нефтегазового промысла ООО «Сладковско-Заречное» – 220 км.



Примеры разрушений насосно-компрессорных труб в добывающих скважинах ООО «Сладковско-Заречное»

НЕФТЯНАЯ КОМПАНИЯ
Общество с ограниченной ответственностью
«Сладковско-Заречное»

Разрушение (обрыв) НКТВ 73,02×5,51 гр. пр. Р110 по ГОСТ Р 53366-2009 на скважине №3 Сладковско-Заречного м/р



Разрушение (обрыв) НКТВ 73,02×5,51 гр. пр. Р110 по ГОСТ Р 53366-2009 на скважине №24 Яснополянского м/р



Разрушение муфты НКТВ 73,02×5,51 гр. пр. R95 по ГОСТ Р 53366-2009 на скважине №589 Кошинского м/р

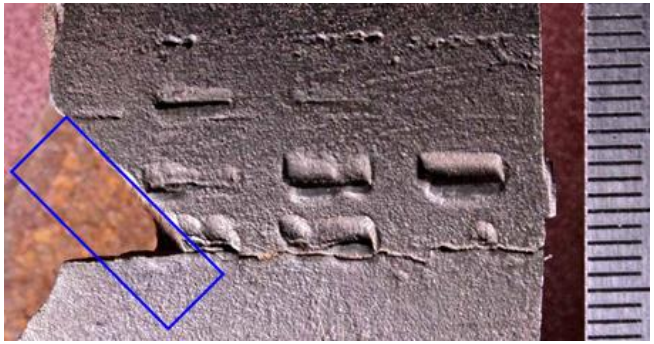


Исследования фрагмента НКТВ 73,02×5,51 группы прочности Р110 PSL-2 по ГОСТ Р 53366-2009

НЕФТЯНАЯ КОМПАНИЯ
Общество с ограниченной ответственностью
«Сладковско-Заречное»

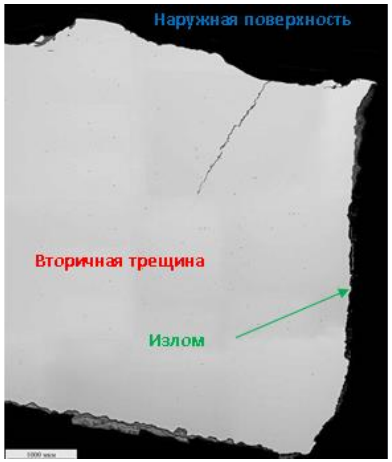


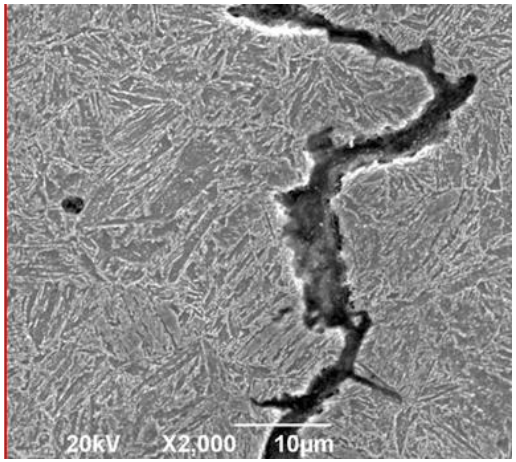




Массовая концентрация, %															
Fe	C	Si	Mn	Cr	Ni	Mo	Al	Co	Cu	V	Nb	W	Ti	S	P
Осн.	0,34	0,27	1,36	0,078	0,115	0,020	0,010	0,016	0,180	<0,002	0,003	<0,005	0,004	0,005	0,016

$\sigma_в$	$\sigma_{0,2}$	δ_5	KCV 0°C	KV 0°C	Твердость HRC				
					Квадрант				
МПа		%	Дж/см²	Дж	Изм	1	2	3	4
985	905	11,0	65,7	26,3	1	31,5	31,5	31,5	31,0
995	920	11,0	66,0	26,4	2	32,0	31,5	31,0	31,5
			74,7	29,9	3	32,0	31,5	31,5	32,0
Требования ГОСТ Р 53366 к группе прочности Р110									
862	758	9,5	-	22,55	Не регламентируется				
-	965	-							

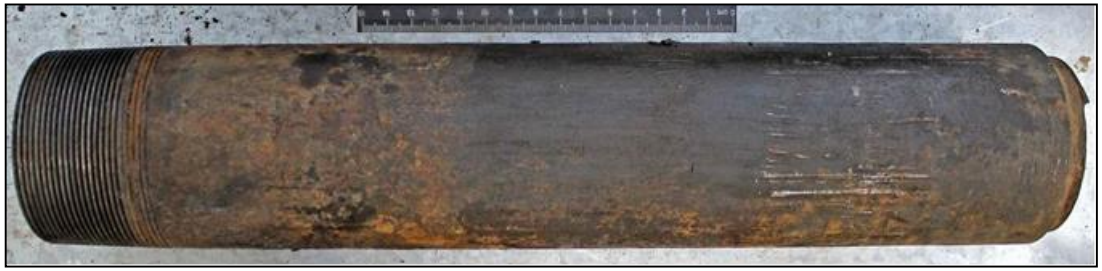




Результаты исследований фрагмента разрушенной НКТВ 73,02×5,51 группы прочности Р110 PSL-2 по ГОСТ Р 53366-2009 после эксплуатации в добывающей скважине №3 Сладковско-Заречного месторождения показали, что трещины зародились в пластически-деформированном металле под вмятинами плашек гидроключа и некоторое время развивались по направлению к внутренней поверхности трубы. Объединившись между собой, они образовали продольную магистральную трещину длиной 90 мм. Хрупкий внутризеренный характер развития трещин и состав продуктов коррозии в них дают основание заключить, что их развитие связано с СКРН.

Исследования фрагмента подвесного патрубка НКТВ 73хНКТ 89х7 группы прочности Р по ГОСТ 633-80

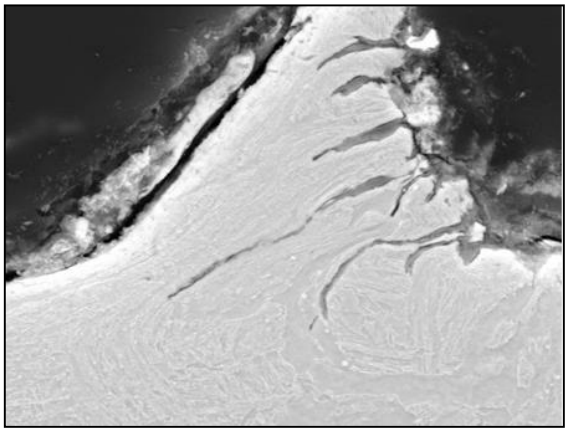
НЕФТЯНАЯ КОМПАНИЯ
Общество с ограниченной ответственностью
«Сладковско-Заречное»





Массовая концентрация, %															
Fe	C	Si	Mn	Cr	Ni	Mo	Al	Co	Cu	V	Nb	W	Ti	S	P
Осн.	0,28	0,95	0,80	0,82	0,112	0,017	<0,001	0,015	0,169	0,004	0,004	<0,005	0,004	0,004	0,013

$\sigma_в$	$\sigma_{0,2}$	δ_5	KCV 20°C	Твердость HRC, ед.				
МПа		%	Дж/см^2	Обл. изм.	1	2	3	4
1093	928	13,8	50	Наружн.	38,5	38,0	38,5	38,5
1094	933	13,4	51	Центр	38,5	37,5	37,5	38,5
			54	Внутр.	38,5	38,5	38,5	38,5
Требования ГОСТ 633-80 к группе прочности Р								
1000	930	9,5	Не регламентируется					
-	1137	-						





Результаты исследований фрагмента подвесного патрубка НКТВ 73хНКТ 89х7 группы прочности Р по ГОСТ 633-80 после эксплуатации в добывающей скважине №452 Сладковско-Заречного месторождения показали, что очаг разрушения расположен во впадине последнего витка резьбы подвесного патрубка, находящегося в зацеплении с планшайбой. На поверхности излома в области очага разрушения присутствуют многочисленные хрупкие вторичные микротрещины, что характерно для сульфидного коррозионного растрескивания под напряжением.

Низкая коррозионная стойкость материала патрубка к СКРН подтверждена результатами проведенных коррозионных испытаний по NACE TM 0177. Разрушение исследованных образцов произошло за 48-168 часов. Нормативный срок испытаний, который образец должен выстоять и не разрушиться, составляет 720 часов.

Исследования фрагмента муфты НКТВ 73,02×5,51 группы прочности R95 по ГОСТ Р 53366-2009

НЕФТЯНАЯ КОМПАНИЯ
Общество с ограниченной ответственностью
«Сладковско-Заречное»

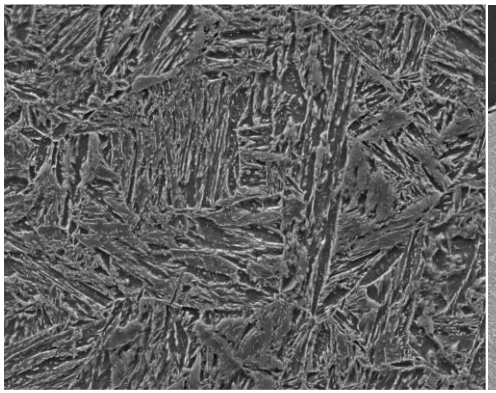


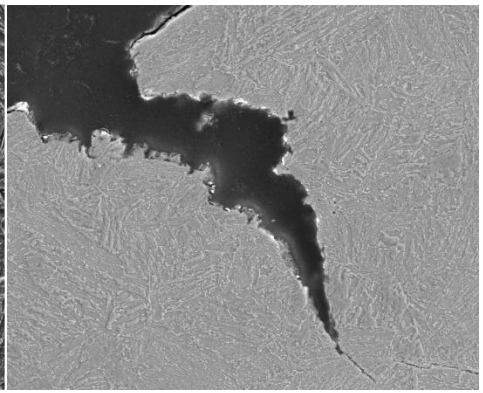




Массовая концентрация, %												
Fe	C	Si	Mn	Cr	Ni	Mo	Al	Cu	V	Nb	S	P
Осн.	0,33	0,27	1,42	0,06	0,094	0,021	0,024	0,160	<0,002	0,002	0,005	0,008

$\sigma_в$	$\sigma_{0,2}$	δ_5	KCV 20°C	Твердость HRC, ед.				
МПа		%	Дж/см^2	Обл. изм.	1	2	3	4
1239	1165	12,3	50	Наружн.	40,0	40	39,5	40,0
1233	1142	12,9	51	Центр	40,0	39,5	40,0	39,5
			54	Внутр.	40,0	40,0	40,0	40,0
Требования ГОСТ Р 53366 к группе прочности R95								
758	655	11	Не регламентируется					
-	**862**	-						



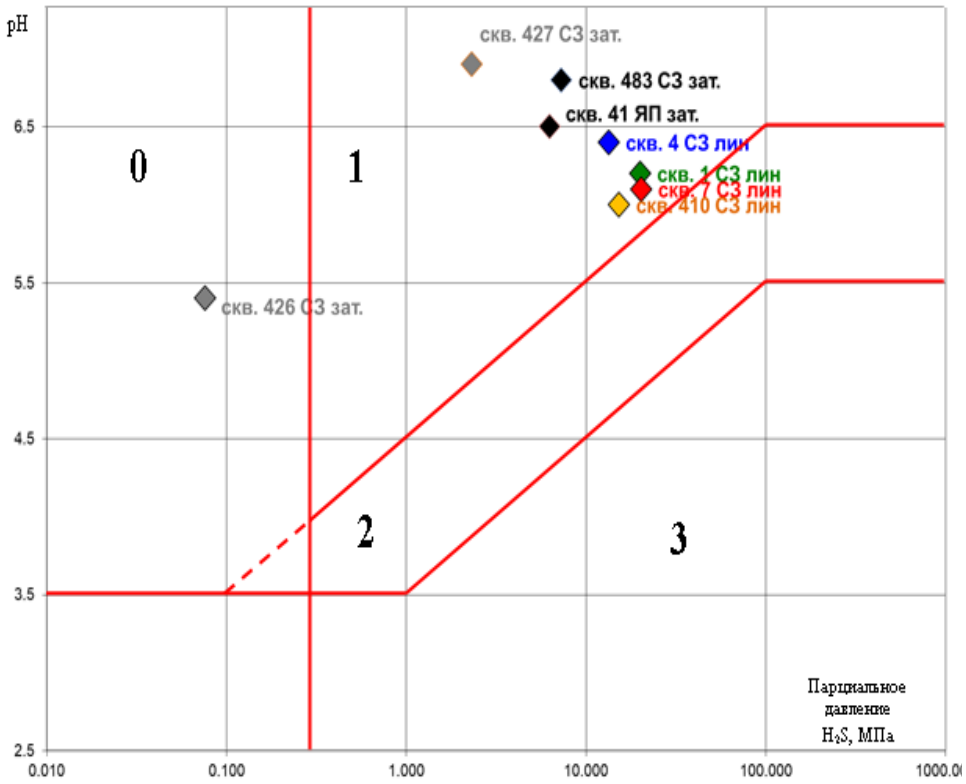


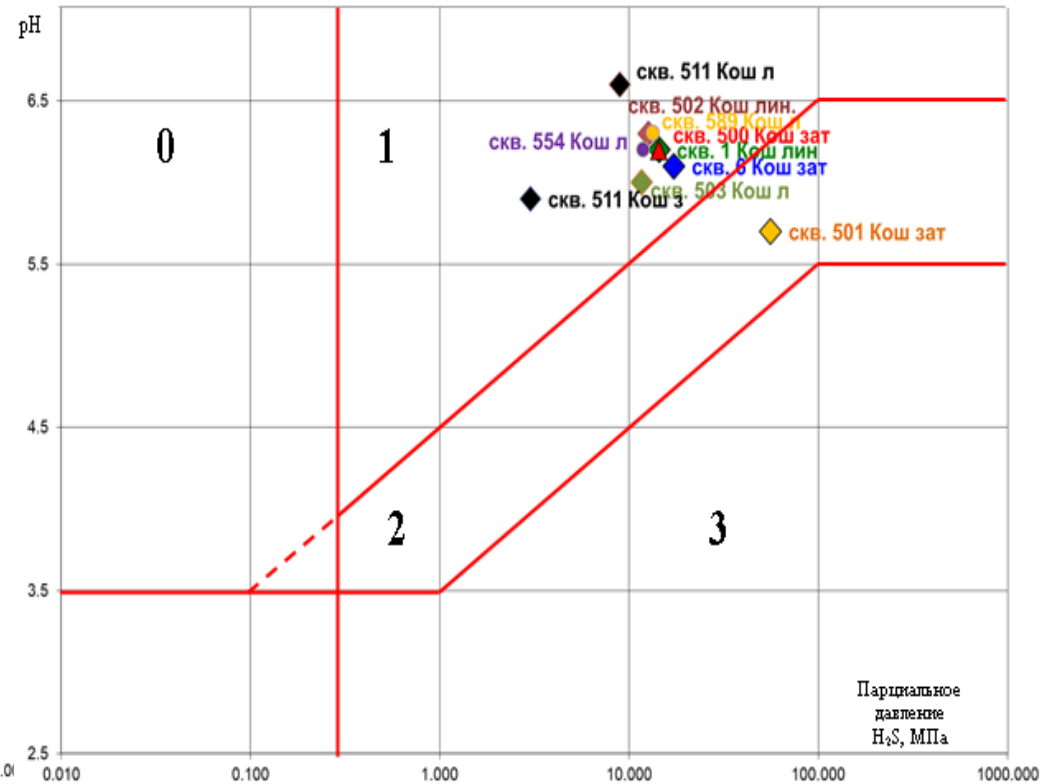
Результаты исследований фрагмента муфты НКТВ 73,02×5,51 группы прочности R95 по ГОСТ Р 53366-2009 после эксплуатации в добывающей скважине №589 Кошинского месторождения показали, что разрушение муфты произошло по механизму сульфидного коррозионного растрескивания под напряжением. Развитию разрушения по механизму СКРН способствовала аномально высокая прочность материала, обусловленная неправильно выбранным режимом термообработки.

В результате проведенных исследований образцов разрушенных НКТВ, муфт, подвесных патрубков эксплуатационных колонн установлено, что ведущим механизмом разрушения погружного оборудования на месторождениях ООО «Сладковско-Заречное» является развитие сульфидного коррозионного растрескивания под напряжением. Развитие трещин по механизму СКРН обусловлено неправильным выбором материала для конкретных условий эксплуатации. Все исследованные аварийные образцы труб обладают высокой прочностью и низкой коррозионной стойкостью.

Результаты исследований добываемых сред ООО «Сладковско-Заречное»

НЕФТЯНАЯ КОМПАНИЯ
Общество с ограниченной ответственностью
«Сладковско-Заречное»





В результате исследований по Стандарту NACE TM0177 проб, отобранных под давлением, установлено:

- среды всех скважин Сладковско-Заречного, Кошинского и Яснополянского лицензионных участков, работающих на Башкирский (пласт А4) и Турнейский ярусы (пласт Т1) содержат сероводород в количестве от 0,5 до 2,5% мол.;
- среды всех скважин содержат CO_2, что в свою очередь может привести к развитию коррозионных процессов по углекислотному механизму, как на эксплуатационных колоннах НКТ, так и на линейных трубопроводах.

Среды большинства скважин ООО «Сладковско-Заречное» обладают повышенной коррозионной агрессивностью и находятся в 1-2 зоне согласно классификации ISO 15156.

Результаты исследований добываемых сред ООО «Сладковско-Заречное»

НЕФТЯНАЯ КОМПАНИЯ
Общество с ограниченной ответственностью
«Сладковско-Заречное»

Месторождение	Характеристика водной фазы, г/л									
	pH	Ca^{2+}	Mg^{2+}	$Na^{+}+K^{+}$	Cl^{-},	SO_4^{2-}	HCO^{3-}	Минерализация	Fe общее	Концентрация H_2S, мг/л
Сладковско-Заречное	6,42	10,27	1,09	81,62	146,31	0,93	0,72	240,94	0,43	68
Кошинское (север)	6,56	7,24	1,96	96,21	163,46	0,85	0,41	270,13	0,18	307
Кошинское (юг)	6,12	7,42	0,82	98,63	165,83	2,12	0,73	275,55	0,056	102
Яснополянское	6,64	7,22	1,04	99,52	168,55	0,89	0,31	277,53	0	290

Маркировка	Физиологическая группа микроорганизмов	Сульфатвосстанавливающие Бактерии (СВБ)	Сероокисляющие (тионовые) Бактерии (ТБ)	Углеводородокисляющие Бактерии (УОБ)
№646 (скв.№4)	Количество клеток в 1г.	-	-	-
	Индекс активности, %	-	-	-
	Микроскопия	-	-	-
№649 (скв.№500)	Количество клеток в 1г.	10^2	-	-
	Индекс активности, %	50	-	-
	Микроскопия	Desulfomicrobium sp.		
№651 (скв.№502)	Количество клеток в 1г.	10^2	-	-
	Индекс активности, %	100	-	-
	Микроскопия	Desulfomicrobium sp.	-	-
№652) (скв.№511)	Количество клеток в 1г.	10^3	-	-
	Индекс активности, %	50	-	-
	Микроскопия	Desulfomicrobium sp.	-	-

В результате исследований шестикомпонентного состава водной фазы было установлено, что все пробы добываемой продукции характеризуются высокой минерализацией, более 250 г/л. При этом существенная доля ионного состава приходится на хлорид-ионы, содержание которых превышает 150 г/л. Во всех исследуемых пробах присутствует растворенный сероводород.

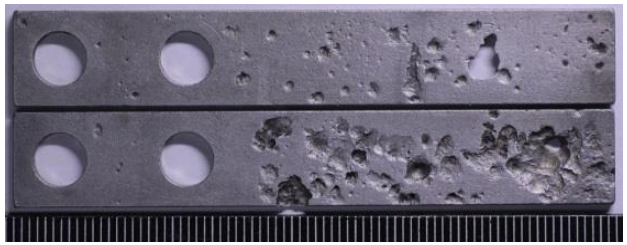
В результате проведенных исследований в пробах пластовой вод со скважин №500, 502 и 511 Кошинского месторождения обнаружены сульфатвосстанавливающие бактерии.

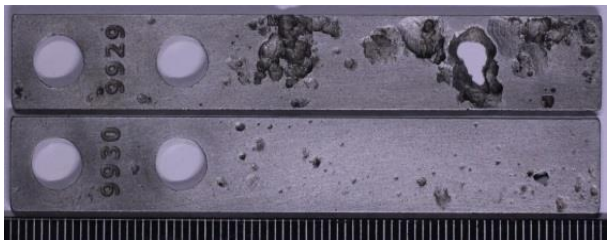
Результаты оценки скорости общей коррозии гравиметрическим методом по потере массы

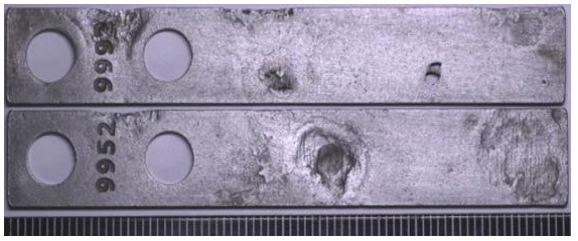
НЕФТЯНАЯ КОМПАНИЯ
Общество с ограниченной ответственностью
«Сладковско-Заречное»

№ Экспозиции	Марка стали ОСК	УКК № 1 Низконапорный водовод с МБСНУ в районе скважины № 1 Кошинского м/р			УКК № 2 Низконапорный водовод на ПНН-6 Кошинского м/р			УКК № 3 Низконапорный водовод на ПНН-4 Сладковско-Заречного м/р		
		Маркировка ОСК	Среднее значение скорости коррозии, г/м2ч	Среднее значение скорости коррозии, мм/год	Маркировка ОСК	Среднее значение скорости коррозии, г/м2ч	Среднее значение скорости коррозии, мм/год	Маркировка ОСК	Среднее значение скорости коррозии, г/м2ч	Среднее значение скорости коррозии, мм/год
1	ст.20	9717, 9809	0,9799	1,1073	9737, 9744	0,2756	0,3114	9775, 9778	0,0847	0,0957
2	ст.20	9927, 9943	0,8839	0,9988	9976, 9987	0,5247	0,5929	9995, 9997	0,2811	0,3177
3	ст.20	9742, 9745	1,0831	1,2239	9750, 9761	0,3101	0,3504	9952, 9992	2,0550	2,3222
4	ст.20	9946, 9954	0,2795	0,3159	9929, 9930	0,8816	0,9962	9926, 9714	1,4657	1,6562
5	ст.20	9914, 9955	0,4664	0,5271	9934, 9944	в УКК	в УКК	9990, 9961	1,6357	1,8483
		сред. знач.	0,7386	0,8346	сред. знач.	0,4980	0,5627	сред. знач.	1,1044	1,2480
		max знач.	1,0831	1,2239	max знач.	0,8816	0,9962	max знач.	2,0550	2,3222

Внешний вид образцов-свидетелей коррозии после экспозиции в системе водоводов Кошинского и Сладковско-Заречного м/р





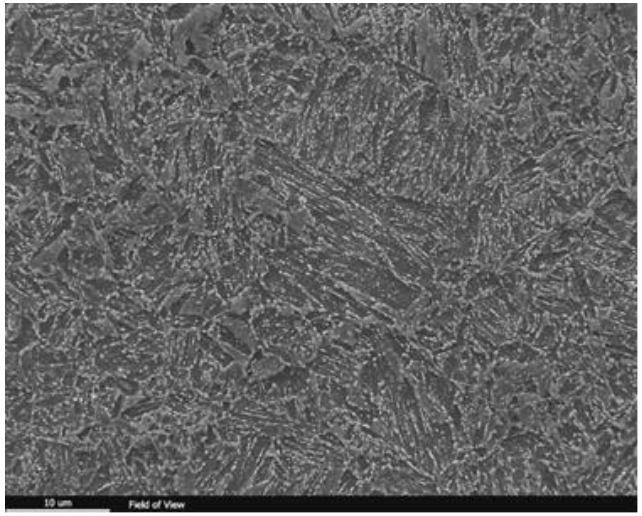


Проведение модельных коррозионных испытаний образцов НКТВ различных групп прочности

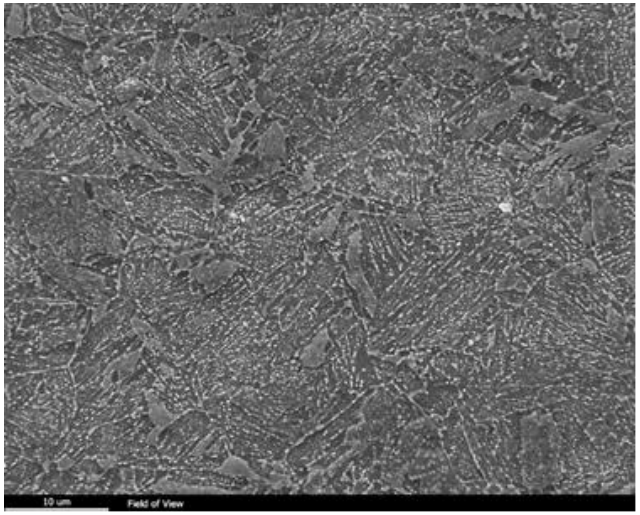
НЕФТЯНАЯ КОМПАНИЯ
Общество с ограниченной ответственностью
«Сладковско-Заречное»

Маркировка	Система легирования	$\sigma_в$	$\sigma_{0,2}$	δ_5	HRC	Группа прочности по API Spec 5CT
		МПа		%		
1 объект	Mn	945	870	13,5	31	P110
2 объект	Cr, Mo	740	630	23	20	L80
3 объект	Cr, Mn, Mo	760	650	21	23	C90

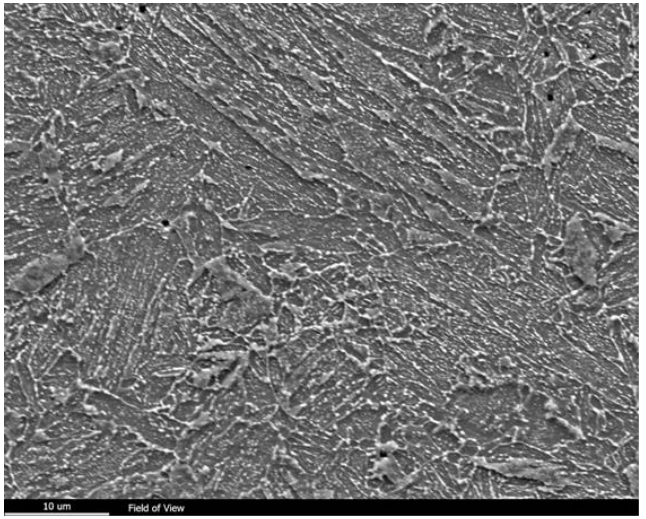
1 объект
НКТВ группы прочности P110



2 объект
НКТВ группы прочности L80



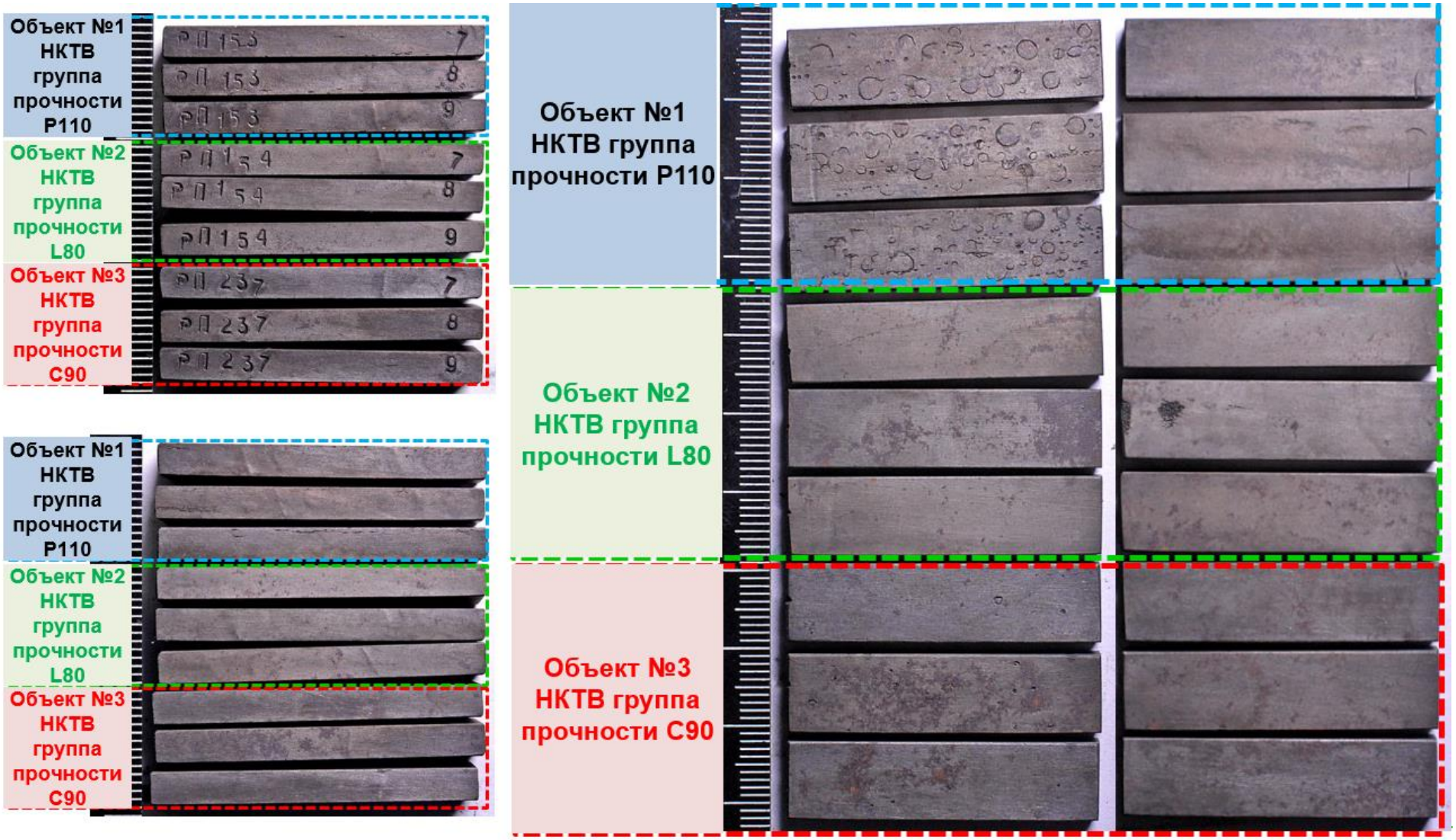
3 объект
НКТВ группы прочности C90



Проведение коррозионных испытаний образцов НКТВ на стойкость к общей коррозии в среде содержащей H_2S и HCl

НЕФТЯНАЯ КОМПАНИЯ
Общество с ограниченной ответственностью
«Сладковско-Заречное»

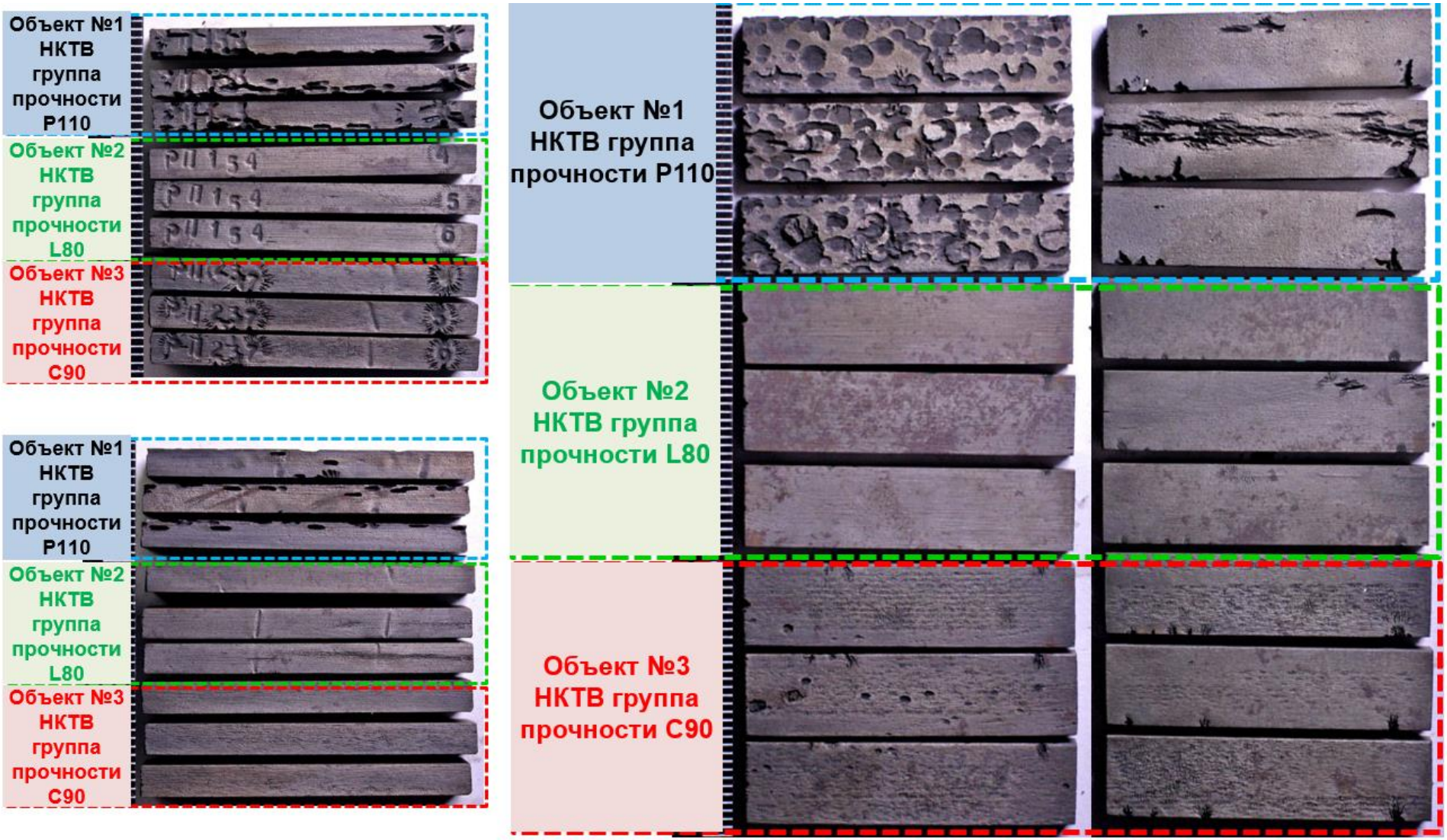
Вид образцов после испытаний на стойкость к общей коррозии в среде содержащей H_2S и 0,15 % HCl



Проведение коррозионных испытаний образцов НКТВ на стойкость к общей коррозии в среде содержащей H_2S и HCl

НЕФТЯНАЯ КОМПАНИЯ
Общество с ограниченной ответственностью
«Сладковско-Заречное»

Вид образцов после испытаний на стойкость к общей коррозии в среде содержащей H_2S и 1,5 % HCl

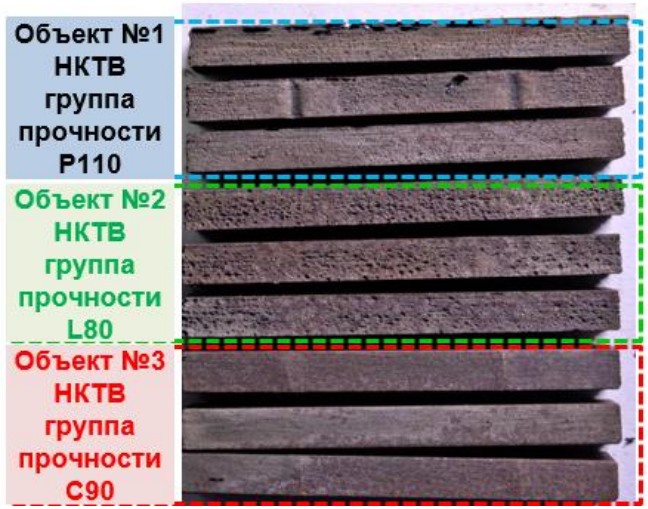


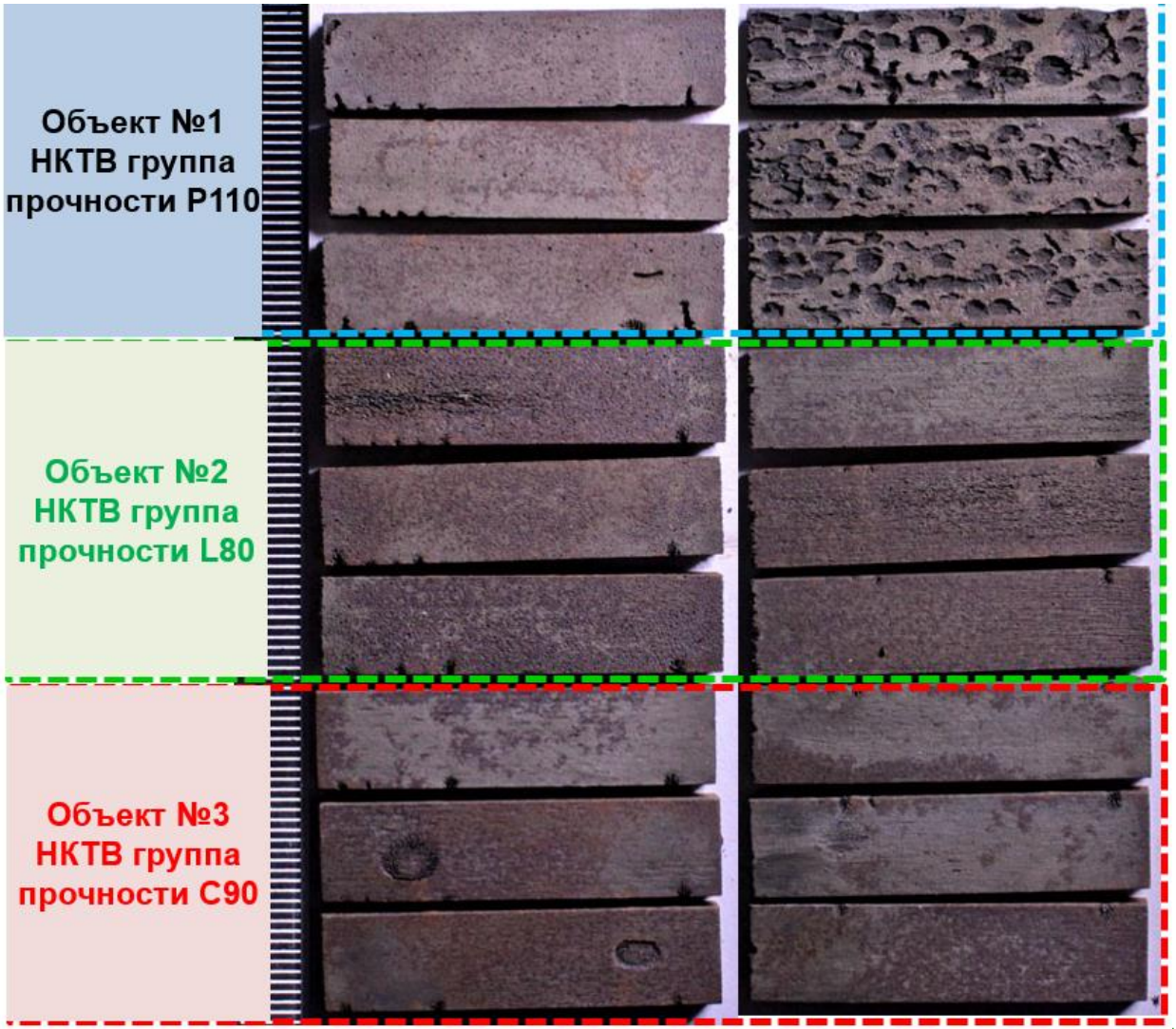
Проведение коррозионных испытаний образцов НКТВ на стойкость к общей коррозии в среде содержащей H_2S и HCl

НЕФТЯНАЯ КОМПАНИЯ
Общество с ограниченной ответственностью
«Сладковско-Заречное»

Вид образцов после испытаний на стойкость к общей коррозии в среде содержащей H_2S и 15 % HCl







Результаты коррозионных испытаний образцов НКТВ на стойкость к общей коррозии в среде содержащей H_2S и HCl

НЕФТЯНАЯ КОМПАНИЯ
Общество с ограниченной ответственностью
«Сладковско-Заречное»

Маркировка	HCl, %	Температура среды, °С	pH в начале испытаний	H2S в начале испытаний, г/л	Скорость коррозии, мм/год	Средняя скорость коррозии*, мм/год
1 объект, P110	0,15	25,4 - 25,7	2,69	2573 / 2505	5,56	5,67
					5,84	
					5,62	
2 объект, L80					4,63	4,68
					4,82	
					4,59	
3 объект, C90					4,16	4,22
					4,22	
					4,29	
1 объект, P110	1,5	25,8 - 25,4	2,74	2471 / 2488	37,77	40,29
					42,68	
					40,40	
2 объект, L80					18,99	19,33
					19,46	
					19,54	
3 объект, C90					13,55	13,71
					13,55	
					14,04	
1 объект, P110	15	25,2 - 25,8	2,68	2471 / 2403	30,01	33,08
					33,63	
					35,60	
2 объект, L80					23,00	23,86
					23,95	
					24,64	
3 объект, C90					18,57	18,54
					18,61	
					18,44	

Примеры разрушений муфт насосно-компрессорных труб гр.пр. С90 в скважинах ООО «Сладковско-Заречное»

НЕФТЯНАЯ КОМПАНИЯ
Общество с ограниченной ответственностью
«Сладковско-Заречное»

Разрушение муфты НКТВ 73,02×5,51
гр. пр. С90 по ГОСТ 31446-2017 на
скважине №411 Сладковско-Заречного м/р



Разрушение муфты НКТВ 73,02×5,51
гр. пр. С90 по ГОСТ 31446-2017 на
скважине №412 Сладковско-Заречного м/р



Исследования фрагментов НКТВ и муфт 73,02×5,51 группы прочности С90 PSL-2 по ГОСТ 31446-2017

НЕФТЯНАЯ КОМПАНИЯ
Общество с ограниченной ответственностью
«Сладковско-Заречное»

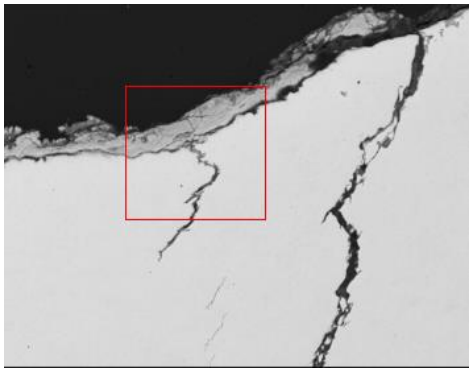
Образцы НКТВ с муфтой 73,02×5,51 гр.пр. С90 по ГОСТ 31446-2017 со скв. №411 Сладковско-Заречного м/р







Стрелкой отмечено направление распространения трещины



Анализ шлифа выявил образование хрупких трещин , заполненных сульфидами железа



Результаты определения твердости материалов НКТВ и муфт

Образец		Значения твердости, HRC			
		I	II	III	IV
НКТВ №1	№2	22,5	22,5	23,5	23,0
	№1	23,5	23,5	24,0	24,5
	№3	23,5	23,5	23,0	25,0
НКТВ №2	№2	22,5	22,0	22,5	23,0
	№1	22,0	23,0	23,0	23,0
	№3	23,5	22,5	23,5	23,5
Муфта №1, лопнувшая	№2	28,0	26,5	26,0	25,5
	№1	27,0	26,0	26,5	26,0
	№3	26,0	26,0	27,0	26,0
Муфта №2 целая	№2	23,5	22,0	23,0	22,5
	№1	22,5	24,0	24,5	24,0
	№3	23,5	24,5	24,0	25,0
Требования ТУ24.20.12.120-343-00186619-2018 для группы прочности С90					
≤25HRC					

Результаты определения состава материала муфт

	Elements, %												
	C	Si	Mn	P	S	Cr	Ni	Cu	Al	Mo	V	Nb	Ti
Муфта №1, лопнувшая	0,37	0,31	1,58	0,011	0,003	0,15	0,13	0,17	0,027	0,040	0,078	0,001	0,005
Муфта №2, целая	0,22	0,25	0,71	0,008	0,004	0,69	0,18	0,14	0,040	0,250	0,004	0,001	0,005
Требования ТУ24.20.12.120-343-00186619-2018 для группы прочности С90													
30ХГМА	0,27-0,32	0,17-0,37	0,70-1,10	≤0,015	≤0,005	0,80-1,00	≤0,25	≤0,30	0,020-0,050	0,25-0,40	-	-	-
32Х1МФ	0,29-0,33	0,17-0,37	0,50-0,80	≤0,015	≤0,005	0,90-1,10	≤0,25	≤0,30	0,020-0,050	0,25-0,40	0,06-0,10	-	-
18ХМФБ	0,16-0,23	0,17-0,37	0,50-0,90	≤0,015	≤0,010	0,80-1,10	≤0,25	≤0,30	0,020-0,050	0,10-0,20	0,05-0,10	0,03-0,06	0,005-0,030
18Х1МФБ	0,16-0,23	0,17-0,37	0,50-0,90	≤0,015	≤0,010	1,10-1,50	≤0,25	≤0,30	0,020-0,050	0,10-0,20	0,05-0,10	0,03-0,06	0,005-0,030

Результаты исследований фрагментов НКТВ 73,02×5,51 и разрушенной муфты С90 ГОСТ 31446-2017 после эксплуатации в скв. №411 Сладковско-Заречного месторождения показали, что продольная трещина развилась до торца ниппеля и сменила направление. Под действием растягивающих напряжений произошло образование и рост поперечной трещины, отрыв муфты произошел по достижении критических растягивающих напряжений по механизму сульфидного-коррозионного растрескивания под напряжением. Материал муфты не обладает стойкостью к СКРН, о чем свидетельствуют результаты анализа: несоответствие материала требуемому НД по твердости, химическому составу, термической обработке.

Исследования фрагмента НКТВ и муфт 73,02×5,51 группы прочности С90 PSL-2 по ГОСТ 31446-2017

НЕФТЯНАЯ КОМПАНИЯ
Общество с ограниченной ответственностью
«Сладковско-Заречное»

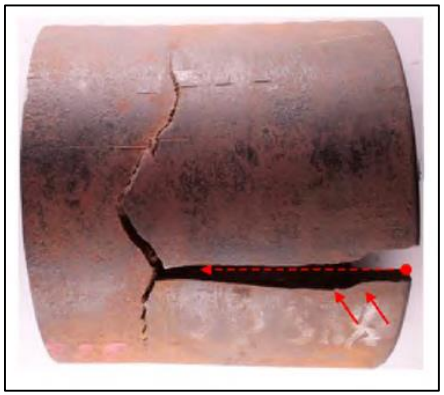
Образцы НКТВ с муфтой 73,02×5,51 гр.пр. С90 по ГОСТ 31446-2017 со скв. №412 Сладковско-Заречного м/р

НКТВ №1

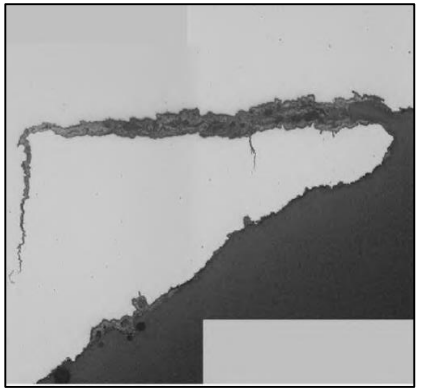


НКТВ №2









Поверхность магистральной трещины и вторичных трещин покрыты плотным слоем отложений сульфида железа

Результаты определения твердости материалов НКТВ и муфт

Маркировка		Значения твердости, HRB/HRC											
		I			II			III			IV		
НКТВ №1	2	23,0	23,0	23,0	24,0	24,0	23,5	24,0	23,5	23,5	23,0	23,0	23,0
	1	24,0	24,0	24,5	24,0	24,5	23,5	24,0	24,0	24,0	24,5	23,5	24,5
	3	22,5	23,0	23,5	24,0	24,0	25,0	23,0	23,5	23,5	23,5	24,0	24,0
НКТВ №2	2	24,5	23,5	23,5	23,5	24,0	23,5	23,5	24,0	23,5	24,0	24,0	24,0
	1	24,0	24,0	24,0	23,5	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	23,5	24,0
	3	23,5	23,5	23,5	23,5	23,5	23,5	23,0	23,5	23,5	24,0	24,0	23,5
Верхняя, лопнувшая муфта	2	29,0	28,5	29,0	31,5	30,5	30,5	31,5	31,5	31,5	31,0	31,0	30,0
	1	31,0	31,0	31,0	31,5	32,0	31,5	32,0	32,0	32,0	31,0	32,0	32,0
	3	31,5	31,5	31,5	33,0	32,0	32,0	31,0	31,0	31,5	31,5	31,0	31,5

Результаты определения состава материала муфт

Объект исследования	Массовая доля элементов, %										
	C	Si	Mn	Ni	Cr	Cu	Mo	S	P	V	Al
НКТВ	0,30	0,22	0,90	0,14	0,88	0,13	0,32	0,003	0,012	0,004	0,02
Верхняя, лопнувшая муфта	0,30	0,28	0,91	0,17	0,96	0,16	0,40	0,003	0,013	0,004	0,03
Требования ТУ24.20.12.120-343-00186619-2018 для группы прочности С90											
30ХГМА	0,27-0,32	0,17-0,37	0,70-1,10	≤0,25	0,80-1,00	≤0,30	0,25-0,40	≤0,005	≤0,015	-	0,020-0,050*

Результаты исследований фрагментов НКТВ 73,02×5,51 и разрушенной муфты С90 ГОСТ 31446-2017 после эксплуатации в скв. №412 Сладковско-Заречного месторождения показали, что разрушение муфты произошло по нерабочей резьбовой части по хрупкому механизму. От магистральной трещины произошло множественное развитие вторичных трещин, в которых образовались плотные отложения сульфидов железа. Материал разрушенной муфты не обладает стойкостью к СКРН, о чем свидетельствуют результаты анализа: несоответствие материала требуемому НД по твердости. При этом по химическому составу материал муфты соответствует ТУ завода-изготовителя.

Спасибо за внимание!

ЭФФЕКТИВНЫЙ ИНЖИНИРИНГ

Риски применения высокопрочных материалов для внутрискважинного оборудования в коррозионно-активных средах

Докладчик:
Инженер отдела исследований металлопродукции
Костин Дмитрий Владимирович

Цель и объекты исследования

Цель работы:
Выявление зависимости преждевременного разрушения внутрискважинного оборудования от свойств материалов и коррозионной активности эксплуатационных сред.

Задачи:
- Определение физико-механических свойств материалов внутрискважинного оборудования;
- Определение коррозионной активности эксплуатационных сред;
- Определение влияния коррозионно-активных сред на материалы с высокими прочностными характеристиками.

Муфта НКТ Ø73мм гр. пр. Д по ГОСТ 633-80 после эксплуатации на Волго-Уральских месторождениях

Общий вид объекта исследования





Результаты химического анализа металла муфты

Массовая доля элементов, %								
C	Si	Mn	Cr	Ni	Mo	Al	P	S
0,30	0,26	0,96	0,92	0,045	0,40	0,013	0,0079	0,004
Сталь 32ХГМА по ГОСТ 4543-2016								
0,31 - 0,34	0,30 – 0,45	0,75 – 0,95	0,95 - 1,10	-	0,30 - 0,40	0,01 - 0,045	≤0,035	≤ 0,035

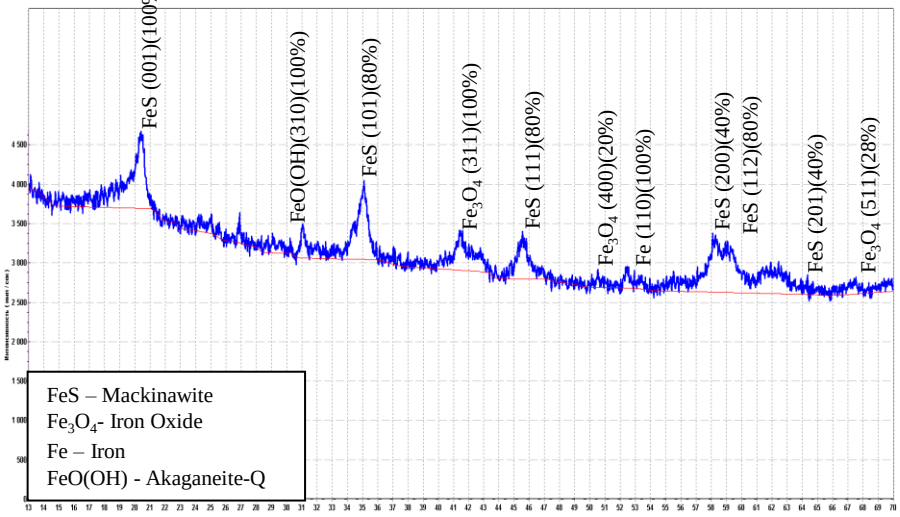
Прочностные свойства объекта исследования

Твердость по ГОСТ 9013, HRC			Одноосное растяжение по ГОСТ 1497 Цилиндрические образцы		
наруж.	центр.	внутр.	σв, МПа	σт, МПа	δ, %
37	36,9	36,9	1105	1025	15,3

Результаты энергодисперсионного анализа продуктов коррозии

Точка измерения	Содержание химических элементов, вес. %						
	C	Si	O	Mn	Cr	Fe	S
1	5.02	-	6.15	0.85	1.09	Ост.	19.52
2	7.51	0.32	5.22	6.54	1.07	Ост.	15.43

Результаты рентгенофазового анализа продуктов коррозии



Подвесной патрубок 73Вх73В гр. пр. Е по ГОСТ 633-80 после эксплуатации на Волго-Уральских месторождениях

Вид излома объекта исследования



Результаты химического анализа

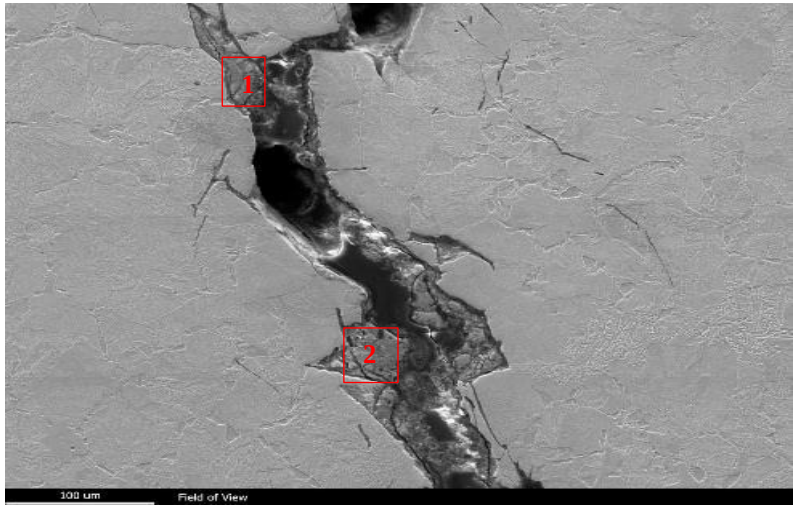
Массовая доля элементов, %							
C	Si	Mn	Cr	Ni	Mo	P	S
0,33	0,46	1,40	0,23	0,26	0,04	0,005	0,009
Сталь 35Г2 по ГОСТ 1050-2013							
0,31 – 0,39	0,17 – 0,37	1,40 – 1,80	≤0,3	≤0,3	≤0,15	≤0,030	≤0,035

Прочностные свойства объекта исследования

Твердость по ГОСТ 9013, HRC			Одноосное растяжение по ГОСТ 1497 Цилиндрические образцы		
наруж.	центр.	внутр.	σв, МПа	σт, МПа	δ, %
27,9	28,1	27,8	985	685	16

Результаты энергодисперсионного анализа продуктов коррозии

Точка измерения	Содержание элементов, вес. %				
	C	O	S	Mn	Fe
1	21,20	11,90	17,43	0,60	Ост.
2	10,75	25,13	7,71	0,61	Ост.



НКТ Ø114х9,65 мм, гр. пр. С90 тип 1 по API Spec 5CT после эксплуатации на месторождениях Республики Узбекистан

Вид излома объекта исследования



Результаты химического анализа

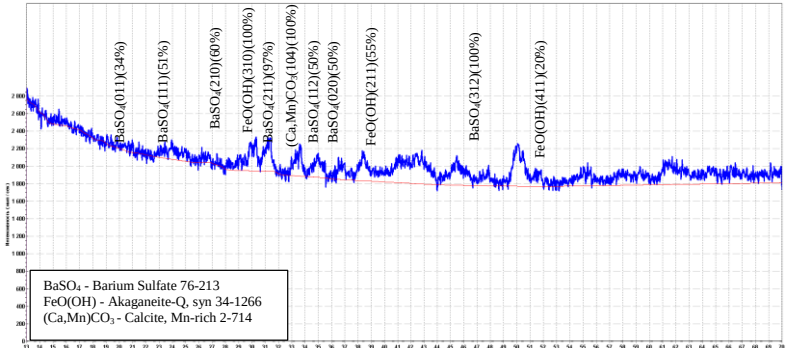
Массовая доля элементов, %							
C	Si	Mn	Cr	Ni	Mo	P	S
0,31	0,23	0,81	0,97	0,15	0,29	0,008	0,002
Требования API Spec 5CT к группе прочности С90 тип 1							
≤0,35	-	≤1,20	≤1,50	≤ 0,99	≤ 0,85	≤ 0,02	≤ 0,01

Прочностные свойства объекта исследования

Твердость по ГОСТ 9013, HRC			Одноосное растяжение по ГОСТ 1497		
наруж.	центр.	внутр.	σв, МПа	σт, МПа	δ, %
34,3	34,9	34,4	1100	1020	15,5

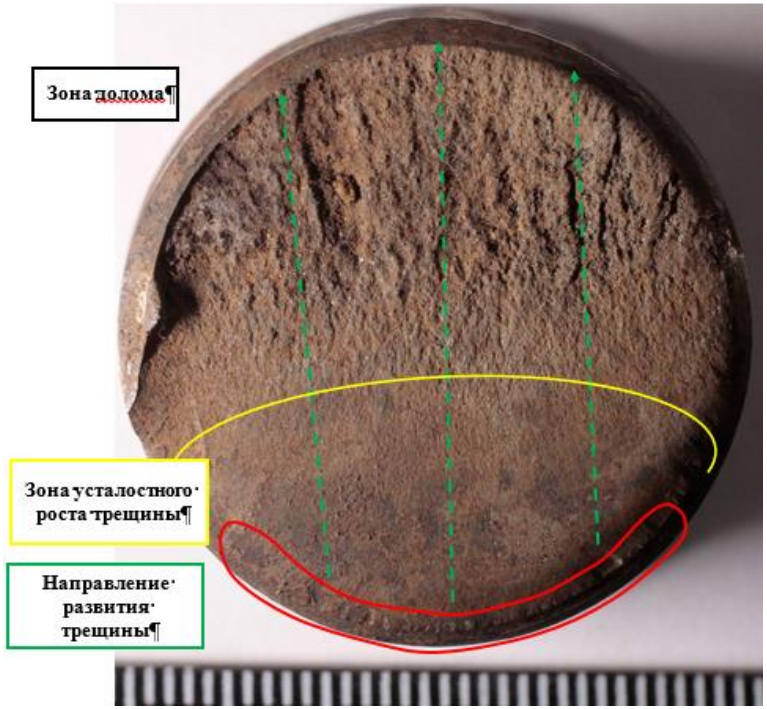
Результаты энергодисперсионного анализа продуктов коррозии

Точка измерения	Содержание химических элементов, вес. %						
	C	Si	O	Cl	Fe	S	Mn
1	8.49	4.28	26.96	0.74	Ост.	8.32	-
2	7.91	1.10	25.36	-	Ост.	11.60	4.06
3	-	-	-	-	Ост.	38.67	-
4	4.82	-	25.98	0.59	Ост.	8.22	0.49



Устьевой шток ШСУ-31-22-8000 гр. пр. Д по ТУ 28.99.39.190-12058648-2019 после эксплуатации на месторождениях Волго-Уральских месторождениях

Вид излома объекта исследования

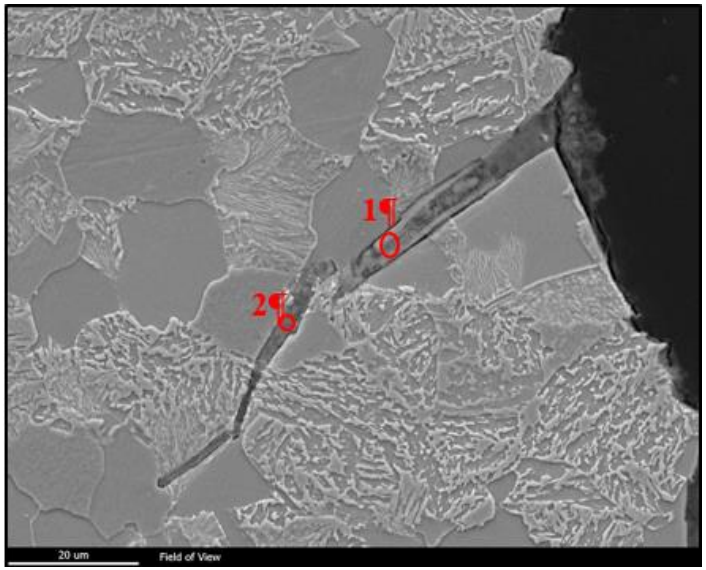


Результаты химического анализа

Массовая доля элементов, %									
C	Si	Mn	Cr	Ni	Mo	P	S	V	Cu
0,4	0,3	0,5	1,4	0,15	0,18	0,005	0,017	0,005	0,22
Требования ГОСТ 4543-2016 к изделиям из стали марки 30ХМА									
0,26 – 0,33	0,17 – 0,37	0,40 – 0,70	0,80 – 1,10	≤0,30	0,15 – 0,25	≤0,025	≤0,025	≤0,05	≤0,30

Прочностные свойства объекта исследования

Твердость по ГОСТ 9013, HRC		Одноосное растяжение по ГОСТ 1497		
Сечение 1	Сечение 2	σв, МПа	σт, МПа	δ, %
28,8	28,6	925	670	21,8

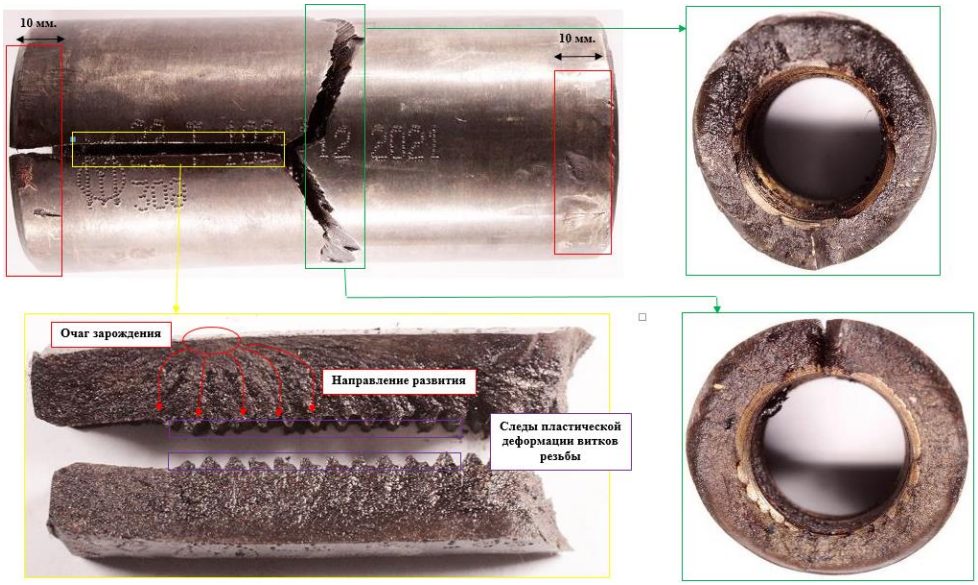


Результаты энергодисперсионного анализа продуктов коррозии

Точка измерения	Содержание элементов, вес. %				
	C	O	S	Cr	Fe
1	06.93	05.04	30.45	-	Ост.
2	38.31	03.12	15.45	00.75	Ост.

Соединительная муфта МШ22 класс пр. Д по ГОСТ 31825-2012 после эксплуатации на Волго-Уральских месторождениях

Вид излома объекта исследования



Результаты химического анализа

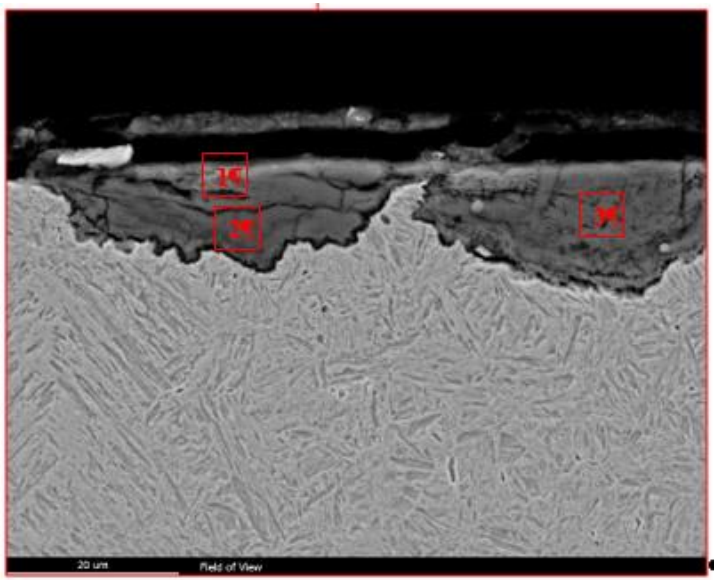
Массовая доля элементов, %							
C	Si	Mn	Cr	Ni	Cu	P	S
0,48	0,21	0,60	0,26	0,07	0,02	0,005	0,017
Требования ГОСТ 1050-2013 к стали 45							
0,42-0,05	0,17-0,37	0,5-0,8	≤0,25	≤0,3	≤0,3	≤0,03	≤0,035

Прочностные свойства объекта исследования

Твердость по ГОСТ 9013, HRC			Одноосное растяжение по ГОСТ 1497		
наруж	центр	внутр	σв, МПа	σт, МПа	δ, %
60,4	47,9	25,6	750	377,5	13,4

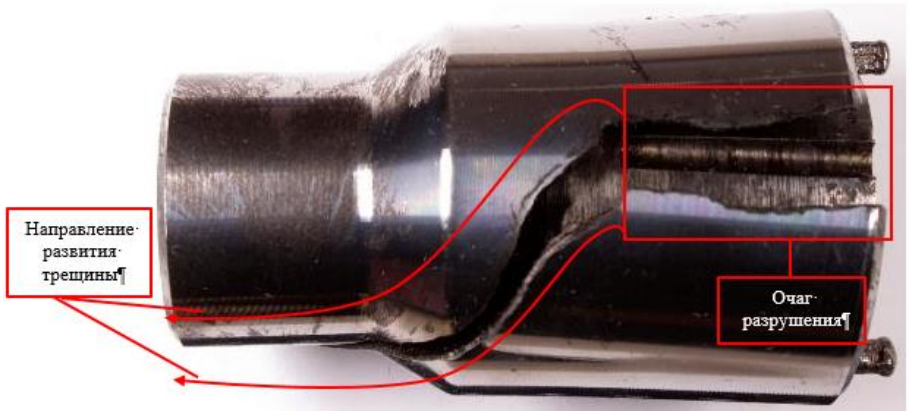
Результаты энергодисперсионного анализа продуктов коррозии

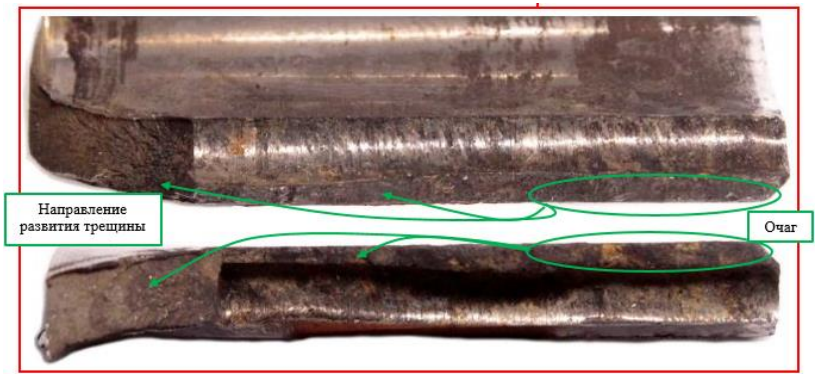
Точка измерения	Содержание элементов, вес. %						
	C	O	S	Cr	Fe	Si	Cl
1	6.06	28.18	1.30	-	Ост.	-	5.96
2	6.98	22.83	1.81	0.84	Ост.	0.57	5.35
3	5.61	26.71	1.15	0.42	Ост.	0.35	7.26



Шлицевая муфта 223х253-72к после эксплуатации на Волго-Уральских месторождениях

Вид излома объекта исследования



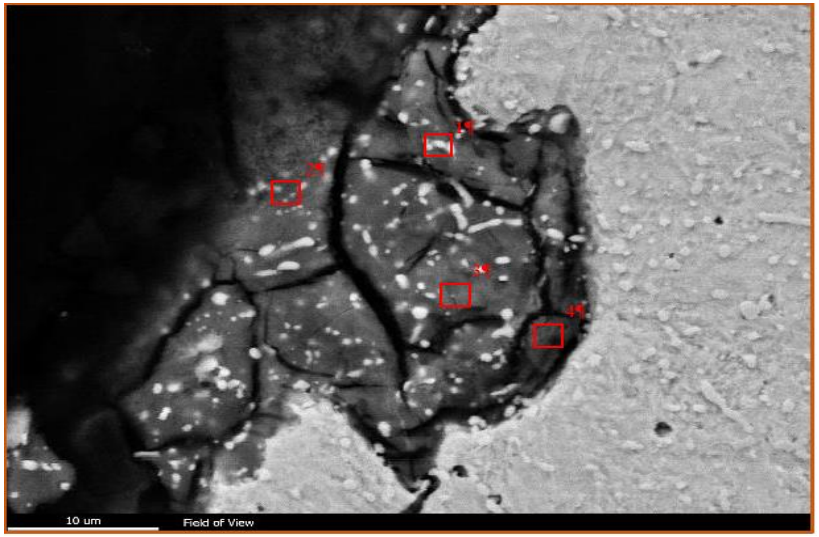


Результаты химического анализа

Массовая доля элементов, %					
C	Si	Mn	Cr	P	S
0,48	0,21	0,60	12,69	0,005	0,017
Требования ГОСТ 5632-2014 к стали марки 40Х13					
0,36 – 0,45	≤0,80	≤0,80	12,0 – 14,0	≤0,030	≤0,025

Прочностные свойства объекта исследования

Твердость по ГОСТ 9013, HRC		
наруж	центр	внутр
36,3	35,6	34,7



Результаты энергодисперсионного анализа продуктов коррозии

Точка измерения	Содержание химических элементов, вес. %						
	C	O	S	Si	Cl	Cr	Fe
1	5,71	18,66	1,23	0,63	2,17	43,47	Ост.
2	15,31	13,74	5,93	1,23	1,12	33,05	Ост.
3	4,05	24,92	1,36	0,52	1,74	43,31	Ост.
4	21,93	21,67	4,16	0,41	3,00	27,36	Ост.

Вал УЭЦН Ø 16 мм после эксплуатации на месторождениях Волго-Уральских месторождениях

Вид излома объекта исследования

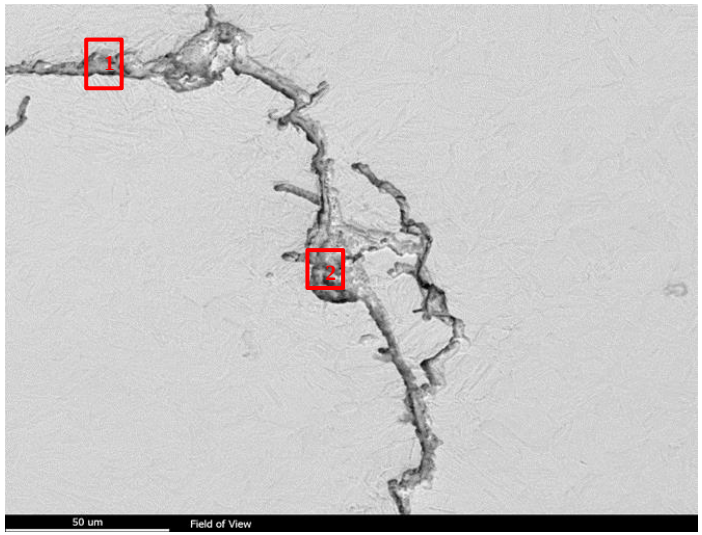


Результаты химического анализа

Массовая доля элементов, %									
C	Si	Mn	Cr	Ni	Mo	P	S	Cu	Nb
0,02	0,25	0,3	15,5	4,6	0,06	0,003	0,007	2,5	0,19
Требования к химическому составу стали 05Х16Н4Д2Б									
<0,07	<0,8	<1,8	15,0-17,5	2,0-5,0	-	<0,03	<0,03	1,5-3,0	0,05-0,5

Прочностные свойства объекта исследования

Твердость по ГОСТ 9013, HRC	Одноосное растяжение по ГОСТ 1497		
	σв, МПа	σт, МПа	δ, %
45	1500	1475	12,3



Результаты энергодисперсионного анализа продуктов коррозии

Точка измерения	Содержание элементов, вес. %						
	C	O	S	Cl	Cr	Cu	Fe
1	17.11	9.45	6.65	1.53	9.61	15.21	Ост.
2	8.62	3.40	9.83	1.92	8.43	38.79	Ост.

ВЫВОДЫ

- Для всех вышеприведенных случаев разрушения оборудования характерна следующая закономерность: высокие прочностные свойства (твердость, временное сопротивление, предел текучести) и эксплуатация в кислых средах в присутствии сероводорода;
- Разрушение представленного оборудование однотипно и проходило по механизму сульфидного коррозионного растрескивания под напряжением, что подтверждается хрупким характером разрушения, вторичными трещинами в области разрушения и наличием сульфидов железа в продуктах коррозии;
- Использование высокопрочных материалов (твердость более 22 HRC) в коррозионно-активных средах недопустимо и как правило приводит к увеличению числа аварий.
- При выборе материала исполнения оборудования, работа которого предполагается в коррозионно-активных средах с сероводородом (P_{H2S} более 0,3кПа) необходимо руководствоваться рекомендациями приведенными в ГОСТ Р 53679-2009 (ИСО 15156-1:2020) «Нефтяная и газовая промышленность. Материалы для применения в средах, содержащих сероводород, при добыче нефти и газа. Часть 1. Общие принципы выбора материалов, стойких к растрескиванию»; ГОСТ Р 53678-2009, ISO 15156-2:2020 «Нефтяная и газовая промышленность. Материалы для применения в средах, содержащих сероводород, при добыче нефти и газа. Часть 2. Углеродистые и низко-легированные стали, стойкие к растрескиванию, и применение чугунов».

Спасибо за внимание !

kostin@its-samara.com

its-samara.com

ООО НАУЧНО-ПРОИЗВОДСТВЕННЫЙ ЦЕНТР
«САМАРА»

Коррозия нефтепромыслового оборудования

Докладчик: Начальник аналитического
отдела, к.ф-м.н.
Петров Сергей Степанович

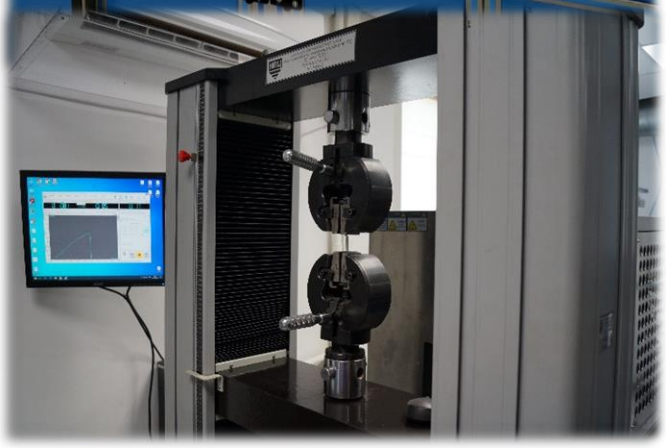
Лаборатория НПЦ Самара

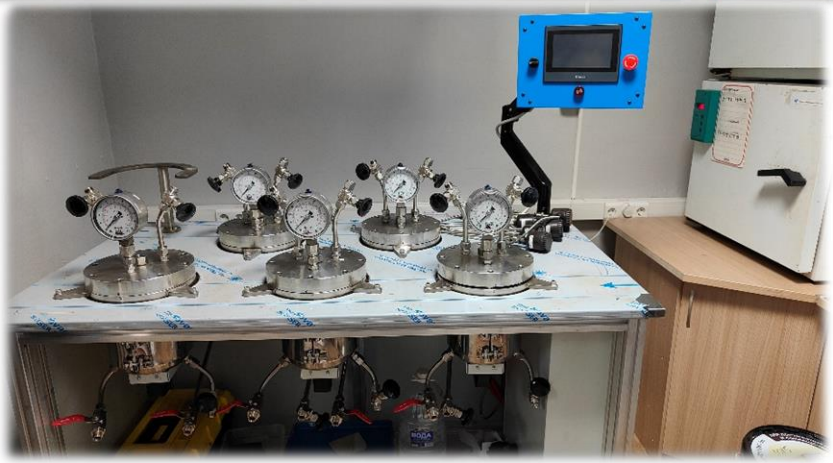


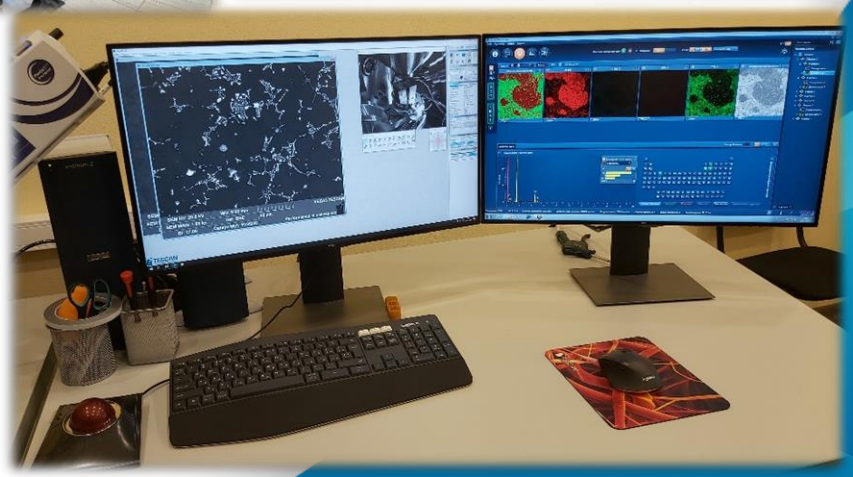












Классификация и виды коррозии внутренней поверхности нефтегазовых труб

Углеводородная фаза (нефть, газ) обладает слабыми агрессивными свойствами.

Основной коррозионно-активной средой является пластовая вода. Вода обладает наибольшей диэлектрической проницаемостью и поэтому способствует диссоциации на ионы растворенных в ней веществ.

Коррозионная активность во многом определяется наличием в транспортируемой среде растворенных газов (кислород, углекислый газ, сероводород).

Механизм и кинетику протекания коррозионного процесса определяют качественный состав водной фазы и содержание растворенных в ней компонентов.

Классификация и виды коррозии по преобладающему коррозионному агенту:

O_2 – коррозию (кислородная),

CO_2 – коррозию (углекислотная или карбонатная),

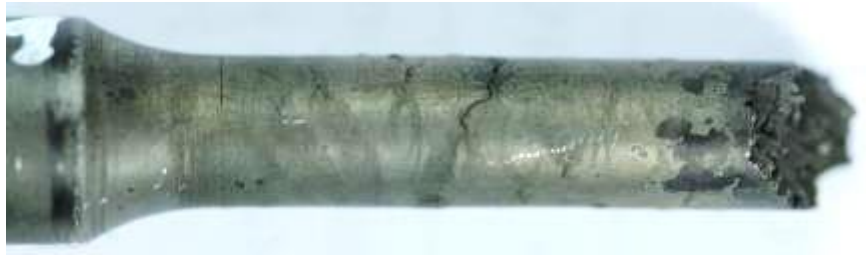
H_2S – коррозию (сероводородная),

Микробиологическая коррозия.

Механизм СКРН









NACE TM0284	Оценка сталей для трубопроводов и сосудов под давлением на стойкость к водородному растрескиванию
NACE TM0177	Лабораторные испытания металлов на стойкость к сульфидному растрескиванию под напряжением и коррозионному растрескиванию в среде H_2S

Механизм СКРН



Очаг зарождения трещин

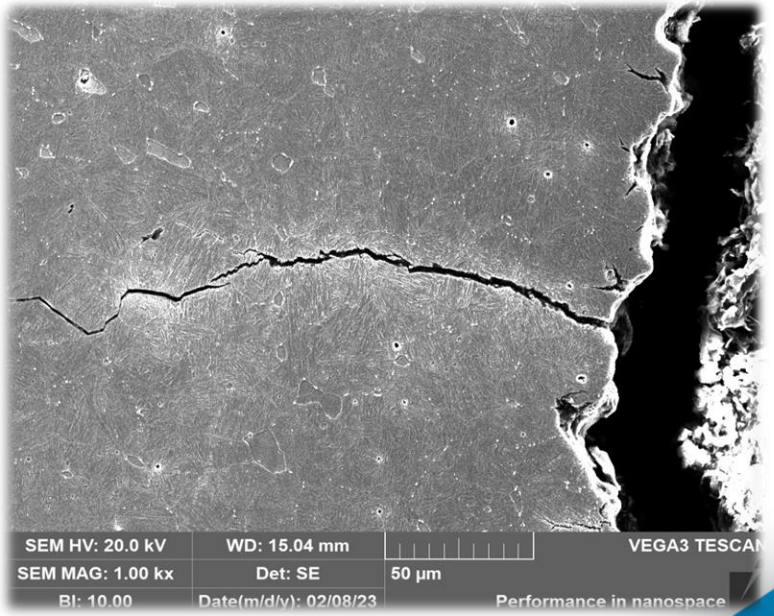
Область стремительного развития трещин

Область замедленного развития трещин

Зона долома

Клапан обратный шаровый КО-73ВШ Ø92 мм

- способ эксплуатации: механизированный;
- искусственный забой: 5062 м.;
- текущий забой: 5036,4 м.;
- кривизна: 37,7 град.;
- интервал: 3620 м.;
- дата аварии: 05.12.2022 г.;
- наработка: 57 суток;



Механизм СКРН

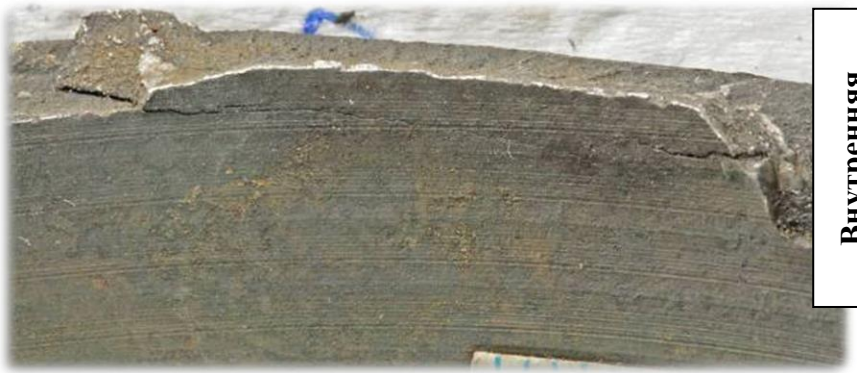
Переходники находились в скважинах при проведении обработки 12% соляной кислотой. Переходники и муфты замков из скважины были изготовлены из стали марки 40ХМФА, с пределом прочности на уровне 1050 -1150 МПа (30-35 HRC).

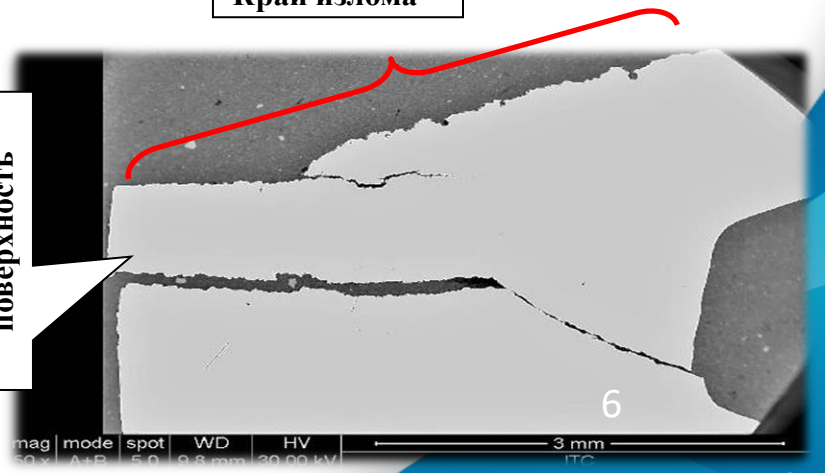


Разрушение переходников носит хрупкий характер без следов пластической деформации и проходит по рабочему сечению с максимальными напряжениями, все очаги разрушения находятся на внутренней поверхности стенки ниппельной части переходников, контактирующей с коррозионно-активной средой.



На внутренней поверхности переходников имеется множество вторичных разветвленных трещин внутри которых в продуктах коррозии были обнаружены сера и хлор.





Механизм СКРН

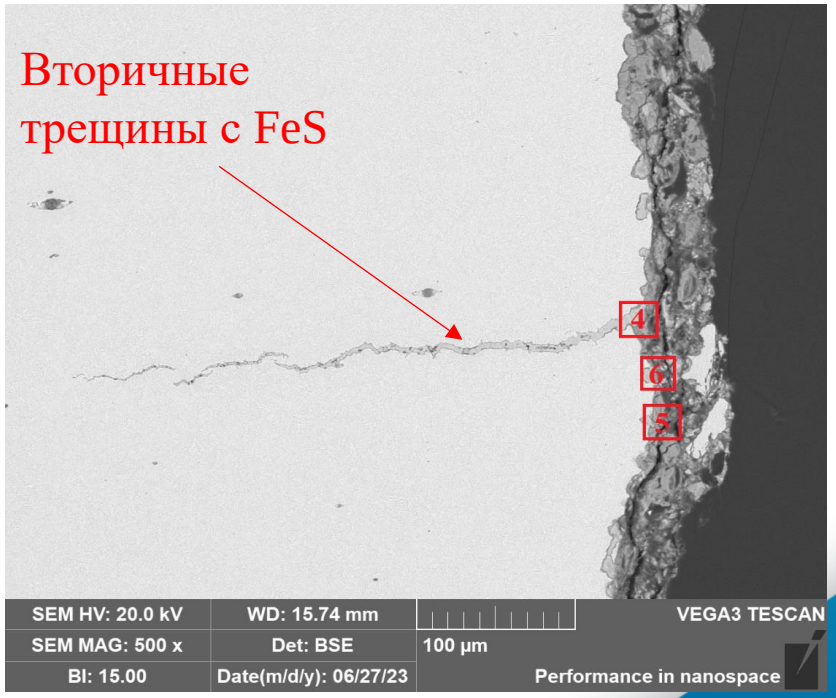
НКТВ Ø73,02х5,51 мм, группа прочности Р110
!!! Согласно данным, предоставленным НК
Содержание сероводорода в воде – 2,5 мг/дм3



Внутреннее антикоррозионное покрытие

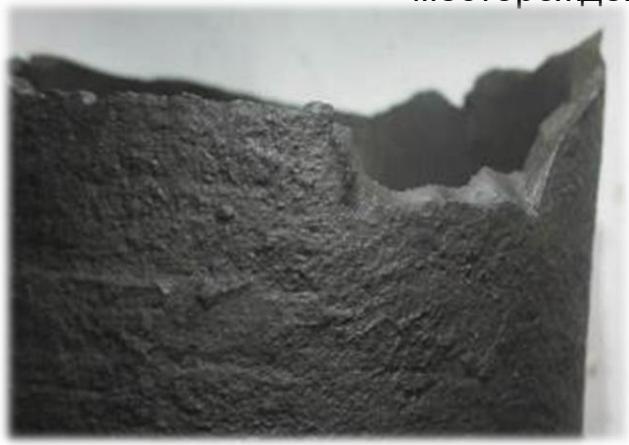
*Под покрытием следы коррозии отсутствуют, т.е. наводораживание шло с наружной поверхности

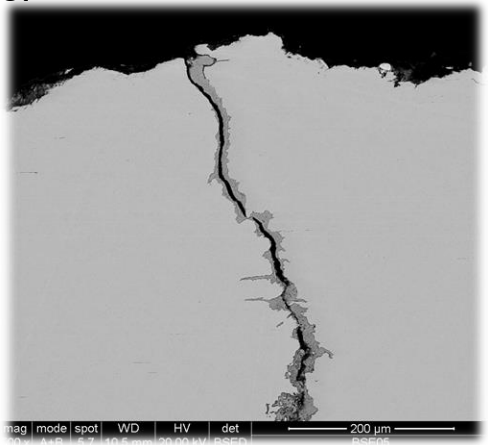




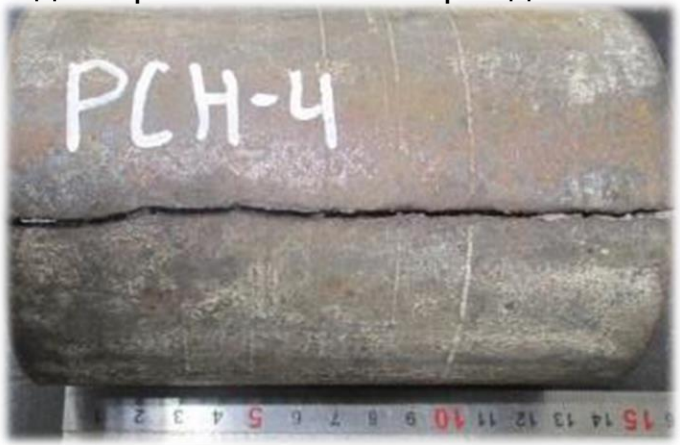
Механизм СКРН

Объект: НКТ Ø73х5,5 по ГОСТ 633 .
Наработка на отказ: 90 суток. Черноозерское месторождение.





Объект: Муфта НКТ Ø73х5,5 по ГОСТ 633.
Наработка на отказ: менее 100 суток.
Западно-Красновское месторождение.



Объект: НКТ Ø73х5,5 по ГОСТ 633.
Наработка на отказ: н/д. Черноозерское месторождение.





Объект: Муфта НКТ Ø73х5,5 по ГОСТ 633.
Наработка на отказ: менее 100 суток.
Кочкуровское месторождение.



Механизм СКРН

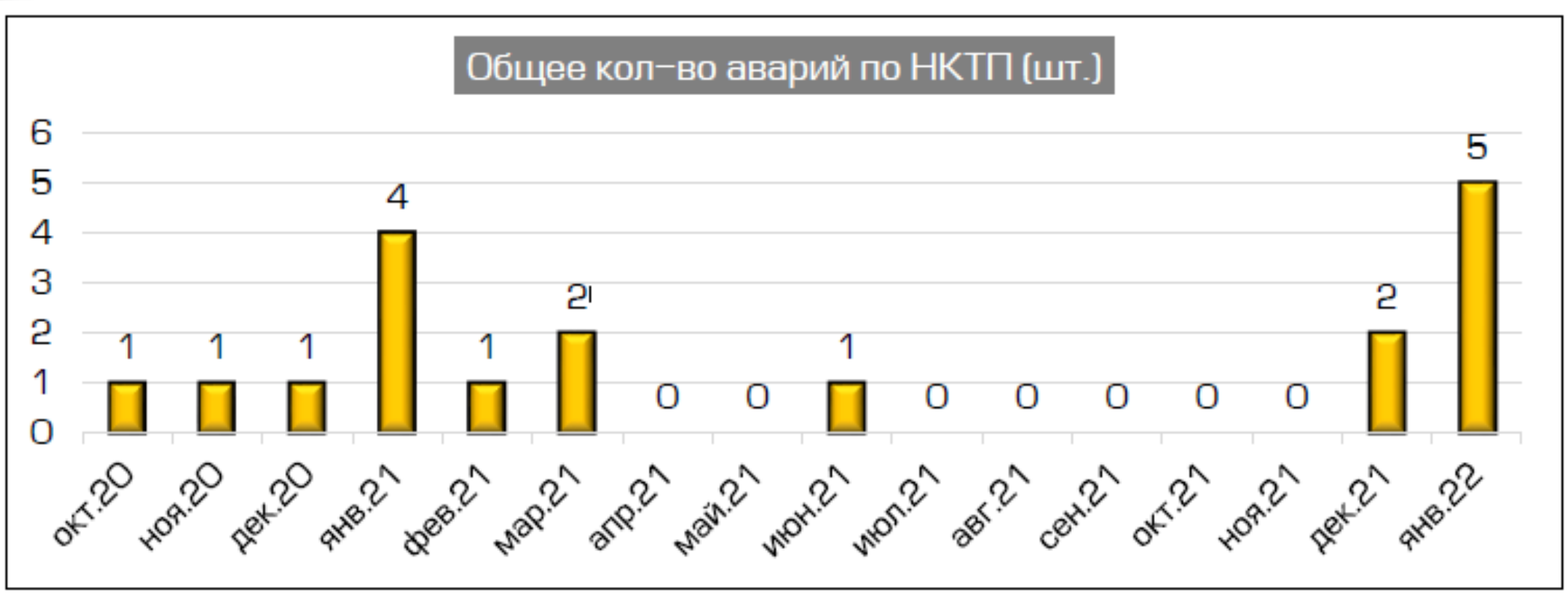
- Высокое содержание сероводорода (H_2S) в среде может вызвать наиболее опасный вид разрушения труб - сульфидное коррозионное растрескивание под напряжением (СКРН).
- **Коррозионное растрескивание под напряжением** — это разрушение металла вследствие возникновения и развития трещин при одновременном воздействии напряжений и коррозионной среды. Оно характеризуется почти полным отсутствием пластической деформации металла.
- СКРН обусловлено проникновением в металл атомарного водорода, выделяющегося на поверхности металла в процессе сероводородной коррозии. Он вызывает снижение пластических свойств стали, зарождение и быстрое развитие отдельных трещин, располагающихся в плоскости, перпендикулярной к направлению действующих напряжений, что приводит к быстрому разрушению.
- Сероводородное растрескивание резко проявляется в глубоких скважинах высокого давления, для которых необходимы НКТ высоких групп прочности. На сероводородное растрескивание оказывают влияние такие параметры среды, как наличие водной фазы, ее pH, содержание сероводорода, присутствие хлоридов.
- Высокое pH среды снижают вероятность растрескивания. **Кислотные обработки резко понижают pH и существенно повышают вероятность СКРН.** Процесс сероводородного растрескивания начинает развиваться под действием коррозионной среды преимущественно в местах концентрации растягивающих напряжений, таких как резьба, дефекты, нанесенные на поверхность соединительных деталей НКТ при затяжке ключом.

Опыт РН-Юганскнефтегаз



Из материалов конференции, г. Самара, 2022 г.

Опыт РН-Юганскнефтегаз



- Все аварии произошли в процессе ТКРС в результате слома резьбы ниппеля в рабочем соединении по 2-4 витку от сбега резьбы;
- Среднее количество проведенных СПО на НКТП – 1,8, средняя наработка 336 сут.

Из материалов конференции, г. Самара, 2022 г.

Ударная вязкость



«Л» ГОСТ 633, KCV (+20°C), ДВС 0% - полет



Р-110, 88,9х6,45 мм, KCV (-50°C), ДВС 30% - не полет



«Л» ГОСТ 633, KCV (+20°C), ДВС 15% - полет



N-80Q, PSL-2, KCV (-20°C), ДВС 10% - полет



N-80Q, PSL-2, KCV (-20°C), ДВС 10% - полет



N-80Q, PSL-2, KCV (-20°C), ДВС 10% - полет

Ударная вязкость



5,0 мм



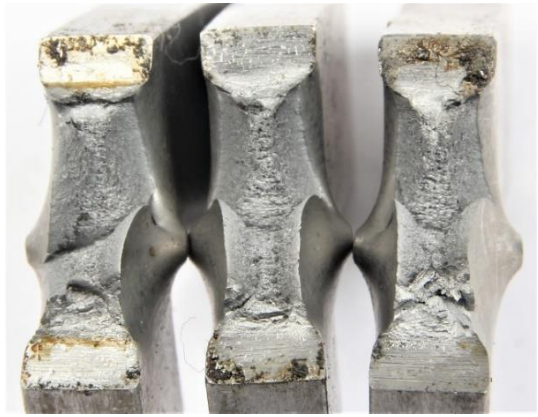
C90SS, KCV (-0°C), ДВС 100% - не полет



4,4 мм



3,3 мм







N-80Q, PSL-2, KCV (-20°C), ДВС 10% - полет

L-80 тип 1, 88,9x6,45 мм, KCV (0°C), ДВС 100% - не полет

Сероводородная коррозия да, но…

По требованию ГОСТ 31446-2017 для группы прочности **N80 Q** материал должен пройти термическую обработку **«закалка с отпуском»**, ДВС для PSL-2 – не менее 75%. По ЕТТ 6.00 для группы прочности **N80** допускается поставлять НКТП **без отдельной термической обработки** при условии обеспечения механических свойств. По требованию ТС 161-548-2016 «Изготовитель должен использовать заготовку с документированными химическим составом и технологией производства труб, обеспечивающими получение поглощенной энергии удара, равной или превышающей минимальное установленное требование. Для труб группы прочности **N80 без термической обработки оценка испытаний на ударный изгиб проводится по работе удара KV-20 °C** для продольных образцов полного размера не менее 27 Дж». По результатам проведенных испытаний установлено, что термическая обработка «нормализация с прокатного нагрева», при которой образуется микроструктура «феррит + пластинчатый перлит», не обеспечивает требуемый уровень вязко-пластических свойств.

НПЦ САМАРА

ООО НАУЧНО-ПРОИЗВОДСТВЕННЫЙ ЦЕНТР
«САМАРА»

Спасибо за внимание!

СИСТЕМА ОБЕСПЕЧЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ РАБОТЫ СТОЙКОЙ К СЕРОВОДОРОДСОДЕРЖАЩИМ СРЕДАМ ЗАПОРНОЙ АРМАТУРЫ ФОНДА ООО «ГАЗПРОМНЕФТЬ-ОРЕНБУРГ»

Центр обеспечения производства

И.С. Клименко
Klimenko.ISe@gazprom-neft.ru

21.08.2024

СОДЕРЖАНИЕ

01	Основная информация ООО «Газпромнефть-Оренбург»	3
02	Система требований контроля качества изготовления запорно-регулирующей арматуры	5
03	Причины преждевременного выхода из строя запорной арматуры	7
3.1	Нарушения технологии выплавки	8
3.2	Отсутствие термической обработки	10
04	Пути решения причин преждевременного выхода из строя оборудования	13

ОСНОВНАЯ ИНФОРМАЦИЯ

ООО «Газпромнефть –Оренбург»



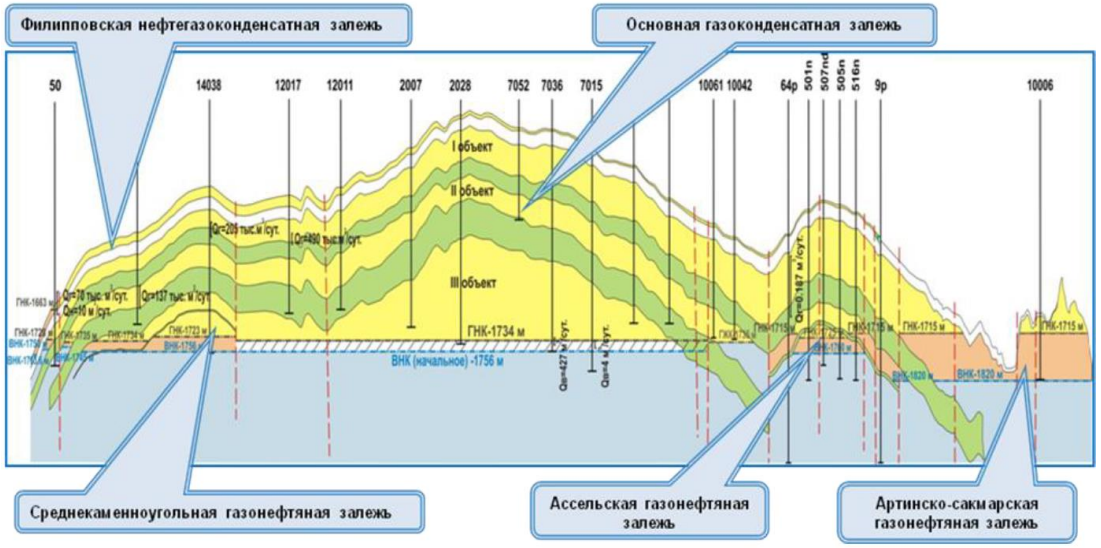
БАЛЕЙКИНСКОЕ
РОЩИНСКОЕ
НОВОЗАРИНСКОЕ
НОВОСАМАРСКОЕ
ЦЕНТРАЛЬНО-УРАНСКОЕ
ЦАРИЧАНСКОЕ+ФИЛАТОВСКОЕ
ЯГОДНОЕ
КАПИТОНОВСКОЕ
ЗЕМЛЯНСКОЕ
ОРЕНБУРГСКОЕ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ (ВОСТОЧНЫЙ УЧАСТОК)

13
Лицензионных участков

10
Месторождений углеводородного сырья

ОРЕНБУРГСКОЕ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ (ВОСТОЧНЫЙ УЧАСТОК)





ОБЩАЯ ИНФОРМАЦИЯ

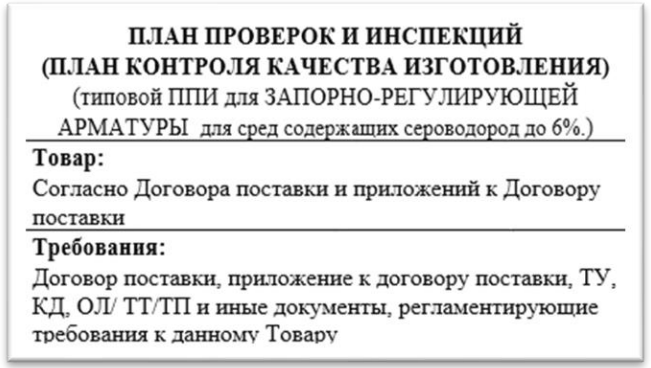
- Восточный участок Оренбургского нефтегазконденсатного месторождения расположен в 40 км к юго-западу от г. Оренбурга на территории Оренбургского района.
- Действующий актив с растущей добычей. Одно из крупнейших месторождений по запасам жидких углеводородов в Волго-Уральском регионе.

ОТЛИЧИТЕЛЬНЫЕ ОСОБЕННОСТИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Особенностью месторождения являются трудноизвлекаемые запасы, с содержанием в пластовой продукции агрессивных не углеводородных компонентов (H2S, CO2, N, He).

Нефть продуктивных пластов восточного участка ОНГКМ сернистая, содержит значительное количество смолистых и парафиновых соединений. В конденсате присутствует меркаптановая сера (менее 1%), газ – метанового типа, содержащий более 5% сероводорода.

СИСТЕМА ТРЕБОВАНИЙ К КОНТРОЛЮ КАЧЕСТВА ИЗГОТОВЛЕНИЯ ЗРА



ПЛАН ПРОВЕРОК И ИНСПЕКЦИЙ
(ПЛАН КОНТРОЛЯ КАЧЕСТВА ИЗГОТОВЛЕНИЯ)
(типовой ППИ для ЗАПОРНО-РЕГУЛИРУЮЩЕЙ АРМАТУРЫ для сред содержащих сероводород до 6%.)

Товар:
Согласно Договора поставки и приложений к Договору поставки

Требования:
Договор поставки, приложение к договору поставки, ТУ, КД, ОЛ/ ТТ/ТП и иные документы, регламентирующие требования к данному Товару

ППИ

«План проверок и инспекций»

План контроля качества изготовления для оборудования

Статус - действующий



ТЕХНИЧЕСКИЙ РЕГЛАМЕНТ ТАМОЖЕННОГО СОЮЗА

ТР ТС 010/2011

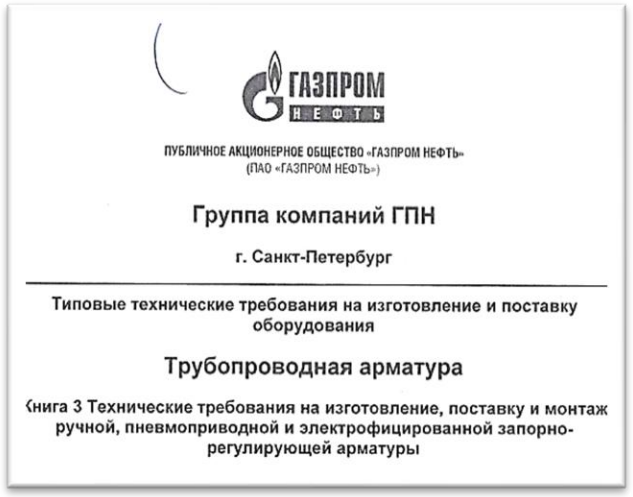
О безопасности машин и оборудования

ТР ТС 010, 012, 032

«Технический регламент таможенного союза»

Требования к запорно-регулирующей, трубопроводной арматуре, устьевому оборудованию

Статус - действующий



ГАЗПРОМ НЕФТЬ

ПУБЛИЧНОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «ГАЗПРОМ НЕФТЬ»
(ПАО «ГАЗПРОМ НЕФТЬ»)

Группа компаний ГПН

г. Санкт-Петербург

Типовые технические требования на изготовление и поставку оборудования

Трубопроводная арматура

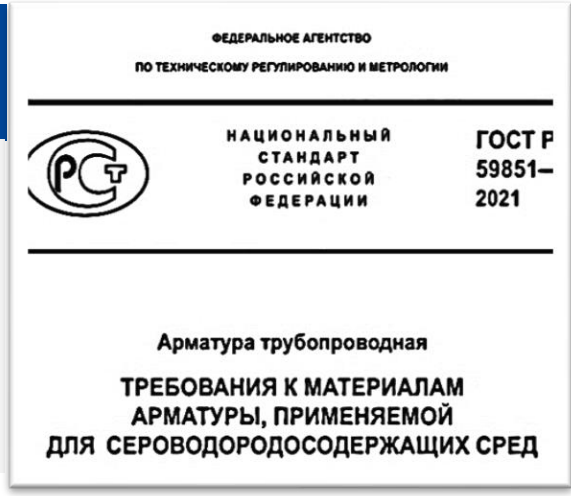
Книга 3 Технические требования на изготовление, поставку и монтаж ручной, пневмоприводной и электрифицированной запорно-регулирующей арматуры

ТТТ-01.02.03

«Трубопроводная арматура»

Типовые технические требования на изготовление и поставку оборудования

Статус - действующий



ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ГОСТ Р 59851–2021

Арматура трубопроводная

ТРЕБОВАНИЯ К МАТЕРИАЛАМ АРМАТУРЫ, ПРИМЕНЯЕМОЙ ДЛЯ СЕРОВОДОРОДОСОДЕРЖАЩИХ СРЕД

ГОСТ Р 59851, СТ ЦКБА 052, 012

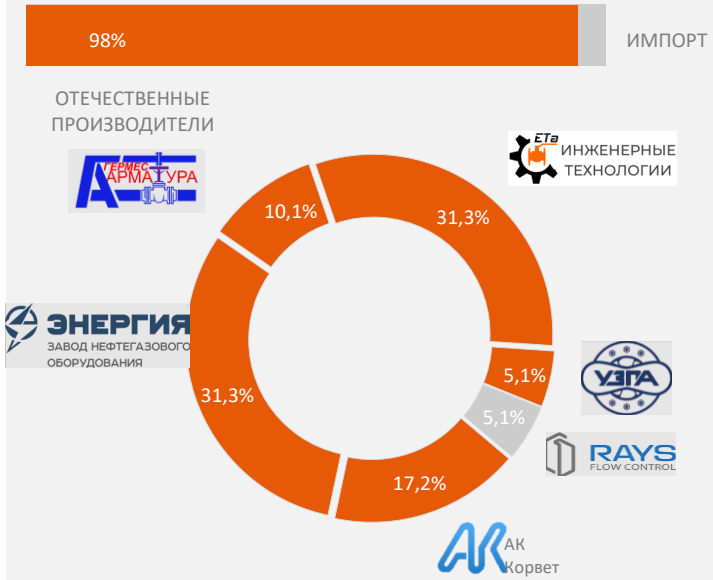
«Арматура трубопроводная. Требования к материалам»

Типовые требования на материалы деталей трубопроводной арматуры, работающих с сероводородосодержащей среде

Статус - действующий

ИЗГОТОВИТЕЛИ ЗАПОРНО-РЕГУЛИРУЮЩЕЙ АРМАТУРЫ

ПЕРЕЧЕНЬ ЗАВОДОВ-ИЗГОТОВИТЕЛЕЙ





В Российской Федерации просматривается дефицит поставщиков материалов для сероводородсодержащих сред.

При изготовлении оборудования характеристики, которые обеспечивают стойкость к сероводороду, указываются только в паспортах на оборудование. При ВК проверить соответствие указанных в паспорте характеристик и фактическое исполнение оборудования в полном объеме не представляется возможным.

ТОП–3 ИЗГОТОВИТЕЛЕЙ ПО ДАННЫМ «ГАЗПРОМНЕФТЬ-ОРЕНБУРГ»

ЭНЕРГИЯ ЗАВОД НЕФТЕГАЗОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Современное производство нефтегазовой продукции.

ИНЖЕНЕРНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

Отечественная инжиниринговая компания.

АК Корвет

ФА и трубопроводная арматура для безопасной и эффективной добычи.

ПОСТАВКА ЗАПОРНОЙ АРМАТУРЫ, СТОЙКОЙ К H2S



- Аналитика данных поставщиков ООО «Газпромнефть-Оренбург» за 2022-2024г.

ПРИЧИНЫ ПРЕЖДЕВРЕМЕННОГО ВЫХОДА ИЗ СТРОЯ ЗАПОРНОЙ АРМАТУРЫ

1. НАРУШЕНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ВЫПЛАВКИ

ПРОИЗВОДСТВО

корпусов задвижек методом литья не позволяет полностью избежать образования пор, вследствие различий в скоростях охлаждения, обусловленных сложной формой корпусов задвижек, переменной толщиной стенок

ПРИ ОТЛИВКАХ

имеется большой объем бракованной продукции, что в свою очередь снижает рентабельность процесса производства и приводит производителя к необходимости устранения дефектов с применением сварочных ремонтов, тем самым зарождает потенциальные отказы

2. ОТСУТСТВИЕ ТЕРМИЧЕСКОЙ ОБРАБОТКИ

ПОЛНЫЙ ЦИКЛ

процесса производства запорной арматуры у большинства заводов изготовителей отсутствует, что влечет за собой закуп комплектующих у сторонних поставщиков, нанося ущерб качеству готовой продукции

КОНТРОЛЬ

продукции на площадках заводов изготовителей осуществляется согласно ППИ, который не охватывает 100% контроль соответствия заявленной в документации и фактически проведенной термической обработки

ООО «ГАЗПРОМНЕФТЬ-ОРЕНБУРГ» совместно с подрядной организацией в лице кампании ООО «ИТ-сервис» проводит исследования запорной арматуры.

На основании этих исследований были выявлены основные причины выхода из строя запорной арматуры, которые являются последствиями недостатков современной системы изготовления и сертификации запорной арматуры.



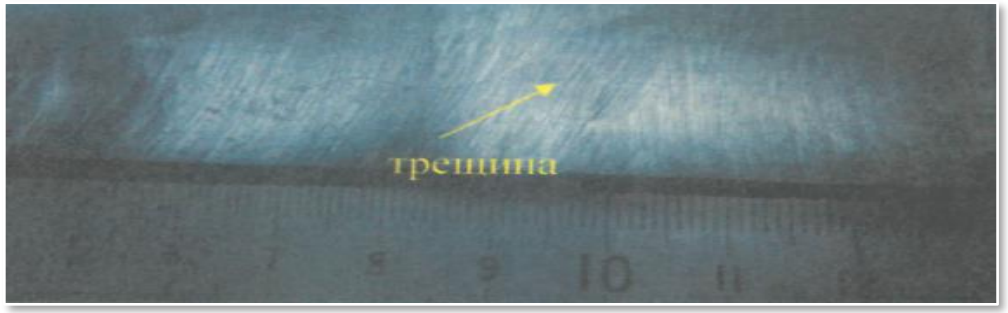
Сотрудничество ООО «Газпромнефть-Оренбург» с партнером ООО «ИТ-сервис» с 2020 года

ПРИЧИНЫ ПРЕЖДЕВРЕМЕННОГО ВЫХОДА ИЗ СТРОЯ ЗАПОРНОЙ АРМАТУРЫ

1. НАРУШЕНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ВЫПЛАВКИ

Сварные соединения и наплавки допускаются нормативными документами (СТ ЦКБА 052, ГОСТ 59851), при этом технология сварки должна быть аттестована в установленном порядке.

Трещина в области наплавленного участка корпуса задвижки:





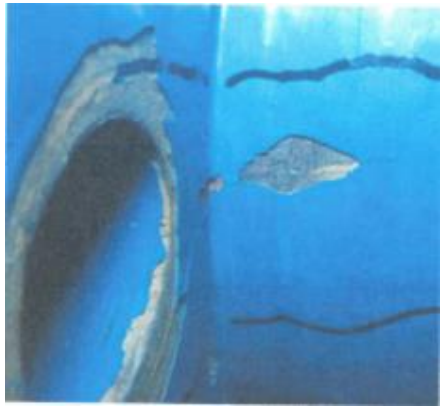
ЗАДВИЖКА № 52117 DN 100 PN 10 МПА

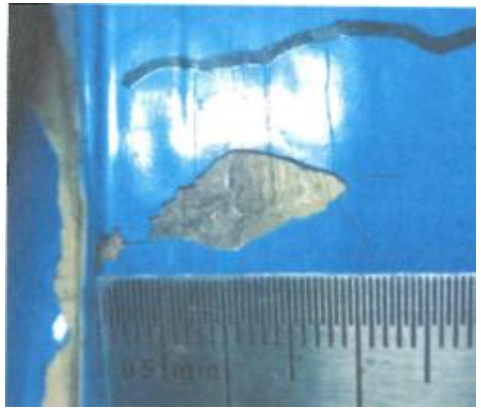
Отказ – разгерметизация задвижки клиновой

- Обнаружены дефекты корпуса (в месте стыка фланца и корпуса задвижки) - поры
- Сварочные трещины, возникшие при проведении наплавки из стали типа 15Х12Г5Н5С, с не соответствующей требованиям стандартов NACE MR0175 и СТ ЦКБА 052-2008 твердостью 315-337 НВ.

ДЕФЕКТЫ КОРПУСА







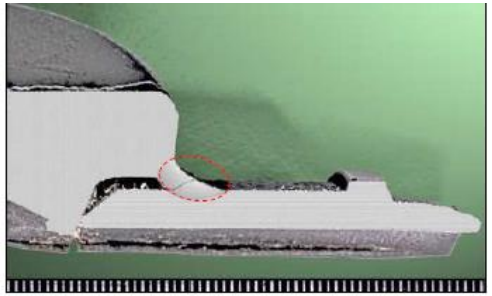
ПРИЧИНЫ ПРЕЖДЕВРЕМЕННОГО ВЫХОДА ИЗ СТРОЯ ЗАПОРНОЙ АРМАТУРЫ

1. НАРУШЕНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ВЫПЛАВКИ

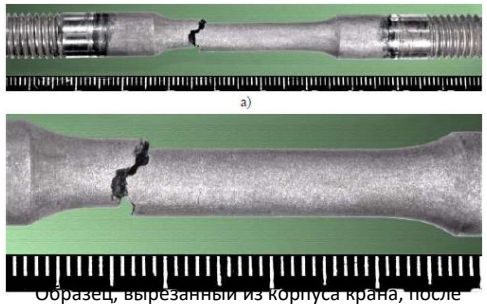
НЕСООТВЕТСТВИЯ

- Угловой сварной шов с трещиной выполнен в один слой, что не отвечает требованиям СТ ЦКБА 025-2006.
- Материал тела сварного шва с высоким уровнем твёрдости (300 HV) при эксплуатации в среде с H2S склонен к хрупкому разрушению по механизму СКРН.
- Исследования показали, что материал корпуса имеет склонность к сульфидно-коррозионному растрескиванию под напряжением и не предназначен для эксплуатации в среде с повышенным содержанием H2S.

В паспорте на шаровой кран указывается, что рабочей средой является нефтяной газ с содержанием H2S до 6%, качество сварки должно соответствовать СТ ЦКБА 025-2005.



Сквозная трещина в сварном шве, сечение вдоль оси штуцера

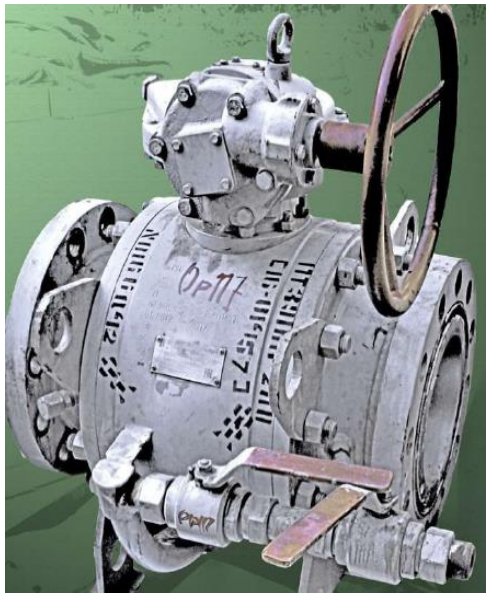


Образец, вырезанный из корпуса крана, после испытаний на стойкость по методу А NACE TM 0177

ШАРОВОЙ КРАН № 0166042 DN 200 PN 6,3 МПА

Отказ – разрушение сварного шва углового соединения между горизонтальным штуцером и угольником точёным дренажной трубы

- Обнаружение трещины длиной 40мм с раскрытием 1 мм на сварном шве дренажной трубы (из внутренней полости крана)
- В корне сварного шва имеется несплавление, от которого отходит хрупкая трещина





Маркировка на корпусе крана шарового



Участок трещины

ПРИЧИНЫ ПРЕЖДЕВРЕМЕННОГО ВЫХОДА ИЗ СТРОЯ ЗАПОРНОЙ АРМАТУРЫ

2. ОТСУТСТВИЕ ТЕРМИЧЕСКОЙ ОБРАБОТКИ

ПРОИЗВОДСТВО

В современных реалиях изготовление запорной арматуры имеет большое количество ограничений производственных мощностей у отечественных производителей, в связи с чем, поставка многих комплектующих, составных частей (в т.ч. литьё), сборка изделия осуществляется сторонними поставщиками.

Контроль производства таких изделий стандартами не регламентирован.



КОНТРОЛЬ

Согласно ППИ запорно-регулирующей арматуры для сред, содержащих H2S до 6% в объем входного контроля комплектующих и материалов входит:

1. Наличие перечня материалов и комплектующих, подлежащих ВК;
2. Наличие и содержание сопроводительной документации, удостоверяющей качество (сертификат, паспорт);
3. Марка материала; номер плавки, партии;
4. Химический состав;
6. Механические свойства;
7. Проведение ПВК, УЗК, РК;
8. Протоколы испытаний на СКР, МКК и водородное растрескивание.

Как следствие, инспекционные проверки не могут обеспечить 100% контроль соответствия заявленной в документации и фактически проведенной термической обработки.



ПРИЧИНЫ ПРЕЖДЕВРЕМЕННОГО ВЫХОДА ИЗ СТРОЯ ЗАПОРНОЙ АРМАТУРЫ

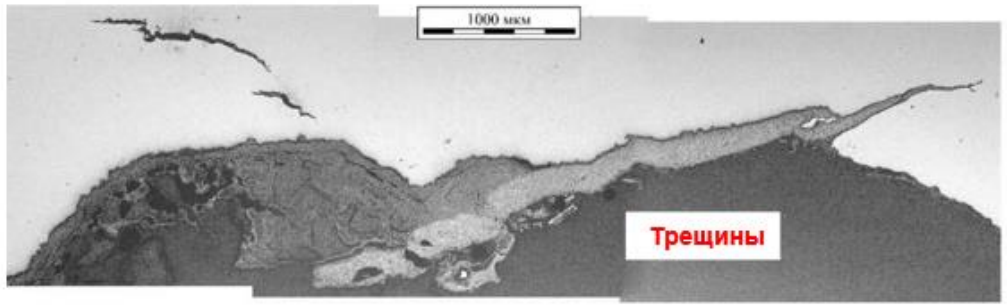
2 ОТСУТСТВИЕ ТЕРМИЧЕСКОЙ ОБРАБОТКИ

НЕСООТВЕТСТВИЯ

- Термическая обработка, прописанная в НТД (перегрев выше критической температуры Ac3 в аустенитную область, приводящее к перекристаллизации, выравниванию и стабилизации структуры) не проводилось.

Заявленная термообработка в паспорте не соответствует фактически выполненной.

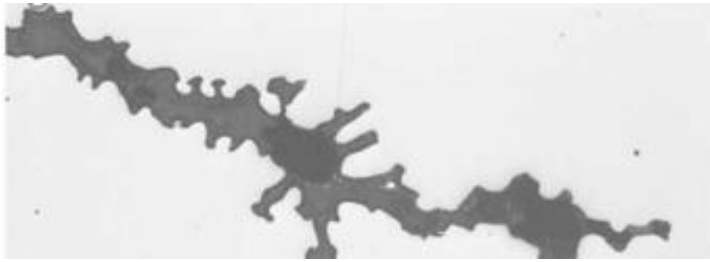
При проведении лабораторной термической обработки образца корпуса согласно паспортному режиму, микроструктура корпуса оказалась представлена равноосной ферритно-перлитной структурой.

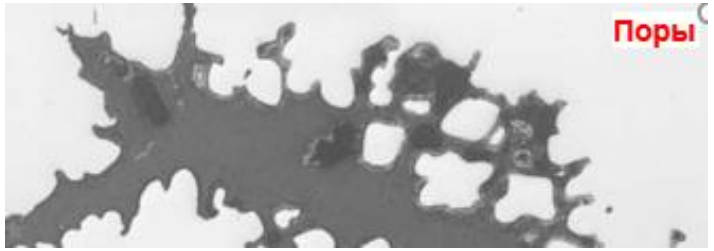


ЗАДВИЖКА № С8/10884/2019 DN 100 PN 10 МПА

Отказ – пропуск между корпусом и крышкой задвижки клиновой

- На корпусе исследуемой задвижки, обнаружены дефекты литья – поры.
- Перекос уплотнительного кольца между колоколом и корпусом при сборке задвижки привел к образованию существенных напряжений. В результате произошло образование трещин СКРН, которые сливаясь образовали обширный фронт коррозии.







ПРИЧИНЫ ПРЕЖДЕВРЕМЕННОГО ВЫХОДА ИЗ СТРОЯ ЗАПОРНОЙ АРМАТУРЫ

2. ОТСУТСТВИЕ ТЕРМИЧЕСКОЙ ОБРАБОТКИ

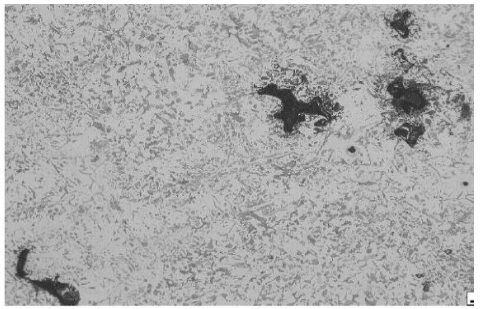
НЕСООТВЕТСТВИЯ

- Микроструктура не соответствует режиму термообработки, заявленой в паспорте.
- Обнаруженные в материале корпуса поры, характеризуют изделие, имеющее скрытые дефекты, ставшие одной из причин отказа оборудования.
- Фактически запорная арматура не является стойкой к сероводороду, несмотря на заявленные паспортом условия эксплуатации стойкости

ЗАДВИЖКА № 4259-2-19 DN 50 PN 10 МПА

- В материале корпуса выявлены поры, скопления пор, размерами 0,2–0,8 мм
- Выявлены отклонения по микроструктуре металла корпуса, характеризующие режим термообработки
- По результатам проведенного НК выявлен индикаторный след удлиненной формы протяженностью 30 мм и индикаторный следы округлой формы в колличестве 3 шт. на внутренней поверхности задвижки (дефекты не соответствуют п.4.2.18 СТ ЦКБА 052-2008)
- Подрезы размером до 35*10мм, глубиной до 4мм и не заваренный кратер диаметром 8мм, глубиной до 5мм на сварных швах поверхности на задвижке(не соответствуют требованиям п.11СТ ЦКБА 052-2006)







Поры в сечениях образцов для испытания на стойкость к ВР





ПУТИ РЕШЕНИЯ ПРИЧИН ПРЕЖДЕВРЕМЕННОГО ВЫХОДА ИЗ СТРОЯ ЗРА

Развитие отечественного производственного потенциала

Эффективный вариант решения причин преждевременного выхода из строя является производство ЗА с применением современных технологичных методов литейного производства:

-уход от «литья в землю» на альтернативные методы, позволяющие минимизировать дефекты литья;

-литье по выплавляемым моделям *.



Применение инновационных методов контроля при изготовлении ЗА

Рассмотрение применения новых подходов в рамках нормативно технических требований:

1. На арматуру в сероводородостойком исполнении предусмотреть 100% инспекционное сопровождение

2. Включение в обязанности производителя выполнения входного контроля поступающих деталей для сборки готовых изделий:

- проведение контроля распределения пор (дефектов литья)

Методика рентгенографического контроля проникающими методами уже реализована компанией ИТ-сервис;

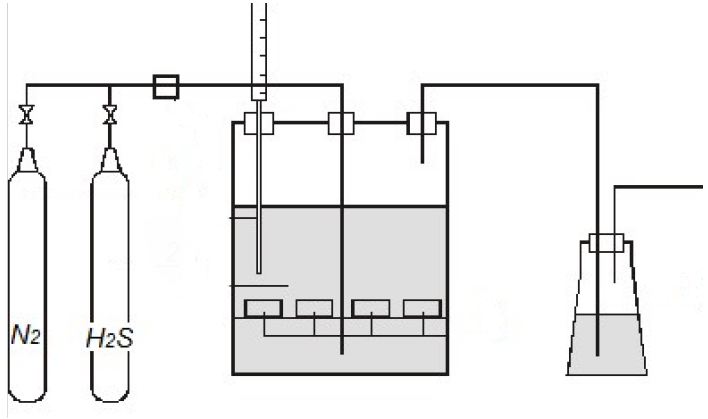
- проведение контроля соответствия термической обработки поступающих деталей для сборки конечной продукции

Реализована методика реплики микроструктуры (ISO) компанией ИТ-сервис

Актуализация нормативной базы требований к технологии производства

1. Разработаны и внедрены в ТТТ группы кампаний ПАО «Газпром нефть» методики оценки коррозионной стойкости сталей в модельной среде, содержащей CO2, а также сероводородсодержащей среде гравиметрическим методом и программы по определению соответствия запорной арматуры требованиям ТТТ.

2. Разработка стандартов ИНТИ, включающая в себя высоко коррозионные среды и последующая единая отраслевая сертификация продукции.



• Кампания ООО «ЛИНК-Продукт» активно использует данную технологию литья для производства рабочих колес насосов

СПАСИБО ЗА ВНИМАНИЕ