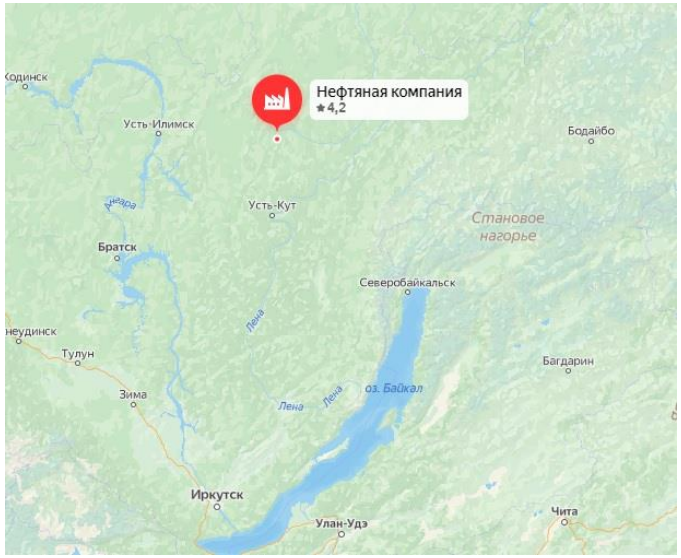
ЭФФЕКТИВНЫЙ ИНЖИНИРИНГ

Постановка эксперимента при проведении испытаний

Изучения влияния углекислоты
на скорость коррозии материалов в условиях ИНК.

Казадаев Дмитрий Сергеевич

Условия нефтедобычи



Ичёдинское месторождение расположено на севере Иркутской области, занимает территорию в десятки тысяч квадратных километров и относится к Лено-Тунгускому нефтегазоносному бассейну.
Месторождение было открыто в 2012 г., пробная эксплуатация ведется с 2015 г.
Условия добычи характеризуются большой минерализацией пластовой воды и повышенным давлением

В настоящее время ИНК планируется внедрить закачку смеси CO_2 с попутным нефтяным газом через существующую систему трубопроводов, начинающихся на ДКС Ичединского нефтяного месторождения.

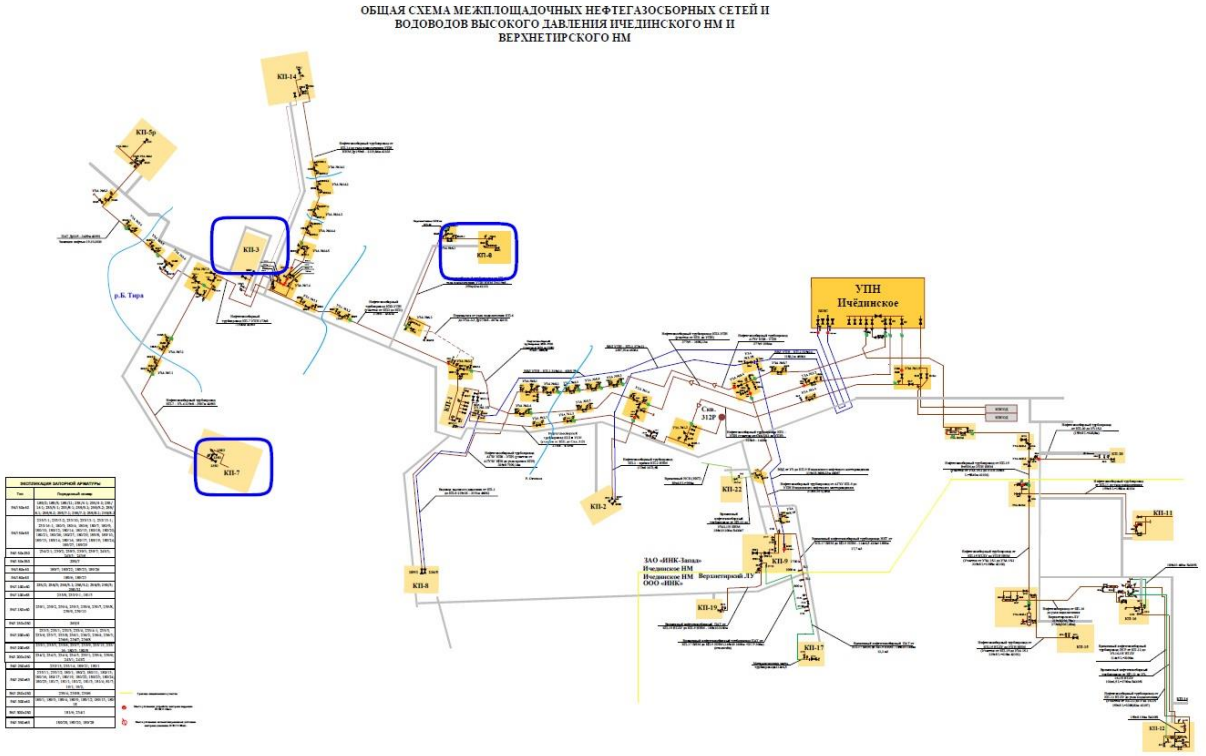
Достоинства применения CO_2 для повышения нефтеотдачи

- Углекислый газ тяжелее воздуха (при нормальных условиях имеет плотность 1,98 кг/м³) и не токсичен.

- Диоксид углерода обладает уникальным и крайне полезным для увеличения нефтеотдачи свойством, а именно способностью увеличивать вязкость воды при растворении в ней (при t = 20°C и p = 11,7 МПа вязкость карбонизированной воды составляет 1,21 мПа·с). В случае же с растворением CO_2 в нефти вязкость последней существенно уменьшается

Выбор среды проведения эксперимента

Закачка в пласт будет осуществляться через действующие скважины системы ППД попеременно с закачкой используемой в настоящее воды Литвинцевской свиты, смешанной с подтоварной водой на УПН.



Углекислотная коррозия при закачке в пласт CO2

Закачка CO2 в пласт приведет к многократному повышению его концентрации в следующих элементах инфпраструктуры:

- в трубопроводах, по которым будет осуществляться закачка газа с ДКС. Коррозия в них будет возможна только при наличии влаги;
- в скважинах ППД, где будет присутствовать одновременно и CO2, и смесь подтоварной воды и воды Литвинцевской свиты;
- в добывающих скважинах и далее в трубопроводах, где будет присутствовать смесь пластовой воды и CO2, прошедшего через пласт. Следует отметить, что в настоящее время в результате работы системы ППД вода Осинского горизонта постоянно разбавляется водой Литвинцевской свиты.

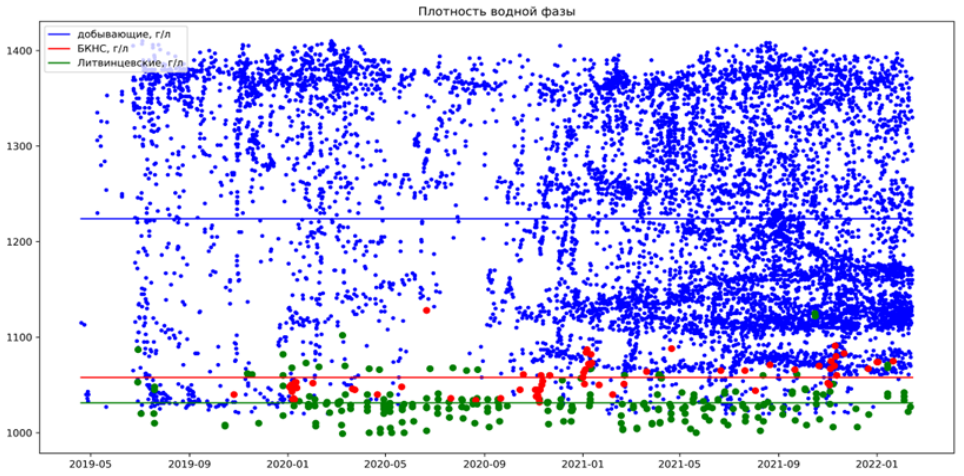
Таким образом, состав воды, присутствующей в системе, будет весьма разнообразен. Предсказать точный состав воды во всех точках системы, а также характер его изменения во времени по имеющимся данным невозможно. Вместе с тем, для корректного лабораторного моделирования коррозионных процессов в первом приближении не обязательно точно воспроизводить состав водной фазы

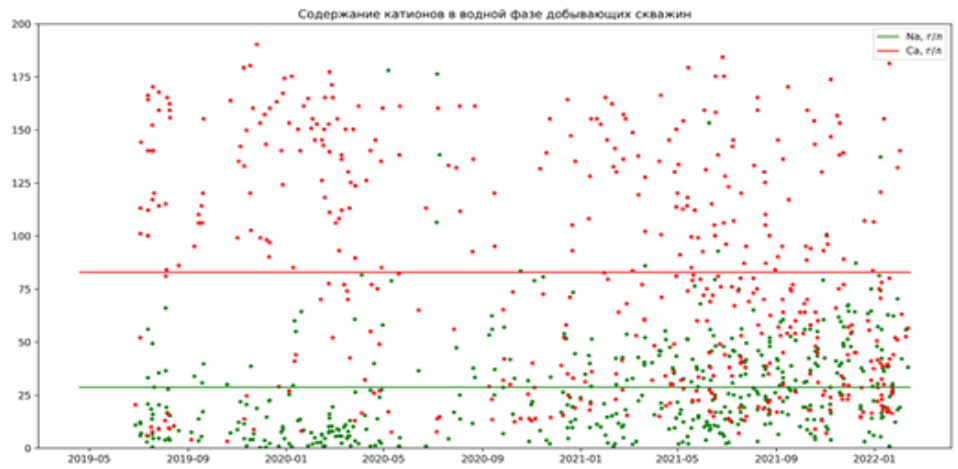
Выбор среды проведения эксперимента

Ниже приведены графики, характеризующие состав воды в системах нефтесбора и ППД,

а также состав воды Литвинцевской свиты.

КП	Скв.	Дата отбора	Дата анализа	Плотн. 20°С, кг/м³	Состав воды							Общ. минер., г/л	Катионный коэф.	Индикатор контроля по СВБ и H_2S	pH
					Един. измер.	Cl^-	SO_4^{2-}	HCO_3^-	Ca^{2+}	Mg^{2+}	Na + K				
	Всего:		503	430	0	193	198	198	198	198	196	193	195	198	144
Без куста (Кс)	Кс_1016а	2022-02-11 06:50:0	2022-02-12	1027	2	939.4	1263.8	957.7	691.2	182.4	540.5	4.49	1.45	+	7.5
КП№ 001 (Кс)	Кс_344	2022-02-09 21:30:0	2022-02-09	1089	2	70456.9	615.1	219.6	16036	2128	21094.7	112.82	0.94	-	6.8
Без куста (Кс)	Кс_1046а	2022-02-08 14:40:0	2022-02-09	1022	2	162118.4	1204.1	233.8	27095.4	790.4	6987.2	37.74	0.33	+	7.6
Без куста (Кс)	Кс_1028а	2022-02-03 15:00:0	2022-02-03	1038	2							0	0		
Без куста (Кс)	Кс_1028а	2022-02-03 14:30:0	2022-02-03	1042	2							0	0		
Без куста (Кс)	Кс_1016а	2022-02-03 14:30:0	2022-02-03	1024	2							0	0		
КП№ 001 (Кс)	Кс_344	2022-02-02 15:25:0	2022-02-03	1073	2	82421.3	954.7	284.7	21042	3640	24140.8	131.88	1	-	6.8
КП№ 001 (Кс)	Кс_344	2022-01-30 17:00:0	2022-01-31	1071	2	64686.3	1845	148.1	17024	3640	17231.6	103.2	1.16	-	7.0
КП№ 001 (Кс)	Кс_344	2022-01-23 11:30:0	2022-01-25	1072	2	55833.8	1217.9	159.7	13825	3640	15830.5	89.95	1.11	+	6.8
КП№ 002 (Кс)	Кс_353	2022-01-14 01:00:0	2022-01-18	1070	2	57696.3	1484.1	168.1	14629	3640	15732	92.58	1.12	+	6.8
КП№ 009 (Кс)	Кс_377	2022-01-15 12:00:0	2022-01-18	1069	2	55833.8	1484.5	156.2	13525	3640	15847.5	89.85	0.92	+	6.7
КП№ 008 (Кс)	Кс_357	2022-01-15 05:30:0	2022-01-17	1047	2	57696.3	1369.2	174.3	9118.2	1884.4	25557.5	94.91	0.4	+	7
Без куста (Кс)	Кс_1046а	2022-01-14 02:00:0	2022-01-16	1069	2	38108.8	2022.7	219.6	2595	572.8	21092	64.89	0.17	+	6.9
КП№ 001 (Кс)	Кс_344	2022-01-14 00:20:0	2022-01-16	1074	2	52288.8	964.6	225.7	12525	3640	13167.5	82.76	1.23	-	7.1
КП№ 002 (Кс)	Кс_1028а	2022-01-14 01:30:0	2022-01-15	1071	2							0	0		
Без куста (Кс)	Кс_1016а	2022-01-14 01:50:0	2022-01-15	1038	2							0	0		
Без куста (Кс)	Кс_1028а	2022-01-14 01:55:0	2022-01-15	1041	2							0	0		
КП№ 001 (Кс)	Кс_344	2021-12-23 10:20:0	2021-12-24	1062	2	52288.8	1399.2	209.1	10020	3344	16844.5	84.1	0.79	+	6.7
КП№ 002 (Кс)	Кс_1028а	2021-12-21 15:15:0	2021-12-22	1019	2							0	0		
КП№ 008 (Кс)	Кс_1008а	2021-12-07 10:25:0	2021-12-08	1006	2							0	0		
КП№ 002 (Кс)	Кс_1028а	2021-12-05 19:45:0	2021-12-06	1025	2							0	0		
КП№ 009 (Кс)	Кс_357	2021-11-14 11:45:0	2021-11-15	1060	2	55833.8	661	254.2	9719.4	1215	24122.4	91.01	0.45	-	6.9
КП№ 001 (Кс)	Кс_344	2021-11-11 09:00:0	2021-11-11	1010	2							0	0		
КП№ 003 (Кс)	Кс_333	2021-11-10 10:05:0	2021-11-10	1018	2	10191.9	1005.2	345.7	2565.9	304	4744.9	19.5	0.68	+	7.5
КП№ 009 (Кс)	Кс_1008а	2021-11-07 11:30:0	2021-11-08	1051	2							0	0		
КП№ 008 (Кс)	Кс_1008а	2021-11-07 10:10:0	2021-11-07	1006	2							0	0		
Без куста (Кс)	Кс_1028а	2021-11-03 14:30:0	2021-11-03	1020	2							0	0		
Без куста (Кс)	Кс_1016а	2021-11-03 14:00:0	2021-11-03	1043	2							0	0		
КП№ 001 (Кс)	Кс_344	2021-11-02 16:30:0	2021-11-02	1075	2	87738.8	1340.3	207.4	17024	10032	19119.9	135.47	1.42	-	6.8
Без куста (Кс)	Кс_1028а	2021-10-31 19:10:0	2021-10-31		2							0	0		
КП№ 001 (Кс)	Кс_344	2021-10-30 11:40:0	2021-10-30	1065	2	101698.8	1298	305	16521	2976.2	49151	166.17	0.27	+	6.8
КП№ 009 (Кс)	Кс_377	2021-10-29 23:20:0	2021-10-30	1064	2	70010.8	1698.7	254.3	11021.6	1033.6	31658.5	115.78	0.37	+	6.9
Без куста (Кс)	Кс_1046а	2021-10-25 02:40:0	2021-10-25	1040	2	48743.8	2409.8	207.4	1002	486.4	30787.8	83.64	0.05	+	7.1
КП№ 003 (Кс)	Кс_333	2021-10-25 23:40:0	2021-10-26	1068	2							0	0		
КП№ 001 (Кс)	Кс_344	2021-10-25 23:50:0	2021-10-26	1063	2	82421.3	1698.3	213.5	10020	2432	38269.7	135.05	0.33	+	7.0
Без куста (Кс)	Кс_1028а	2021-10-24 23:50:0	2021-10-25		2							0	0		
КП№ 001 (Кс)	Кс_344	2021-10-23 11:00:0	2021-10-23	1065	2	52288.8	1438.2	170.8	10020	3648	16277.1	83.84	0.84	+	7.2
КП№ 003 (Кс)	Кс_1028а	2021-10-21 16:00:0	2021-10-22	1014	2							0	0		
КП№ 001 (Кс)	Кс_344	2021-10-16 13:00:0	2021-10-17	1063	2	451101.1	954.7	250.1	9210.4	1216	16339.5	479.68	0.82	-	7.3
Без куста (Кс)	Кс_1028а	2021-10-17 16:25:0	2021-10-17	1020	2							0	0		
Без куста (Кс)	Кс_1028а	2021-10-17 16:20:0	2021-10-17	1041	2							0	0		



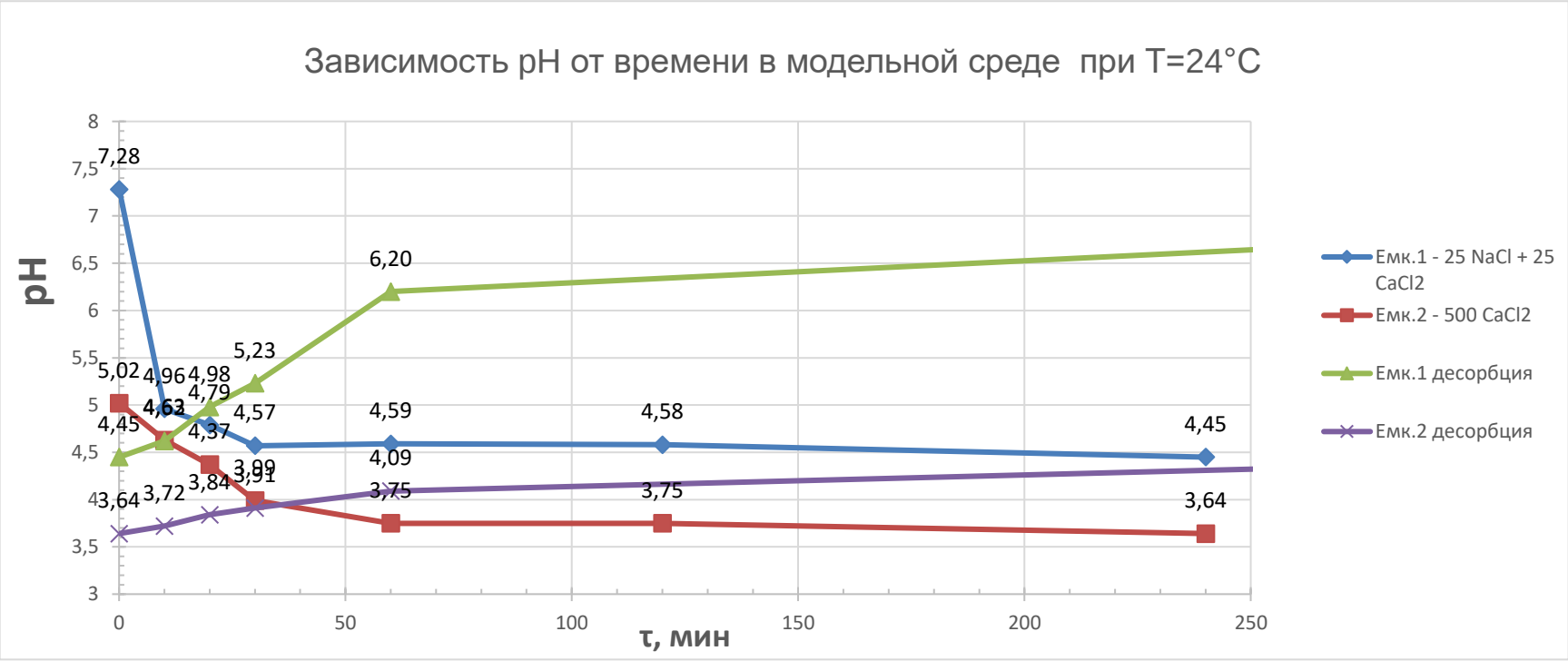


Выводы

Ионный состав воды Осинского и Литвинцевского горизонта существенно различается: для первого характерна минерализация преимущественно хлоридом кальция, а для второго – хлоридом натрия. Следует ожидать, что по мере закачки литвинцевской воды в Осинский горизонт будет происходить постепенное падение минерализации попутно добываемой воды, уменьшение содержания в ней кальция и увеличение доли натрия.

1. Принять в качестве модели водной фазы раствор $CaCl_2$ 500 г/л, что характерно для исходного состояния Осинского горизонта. Оценить зависимость pH модельного раствора от парциального давления CO_2 в диапазоне 1-40 атм.
2. Принять в качестве второй модели водной фазы раствор с общей минерализацией 50 г/л, состоящий из 25 г/л $CaCl_2$ и 25 г/л NaCl, как типичный для добывающей скважины Осинского горизонта после прорыва воды и падения минерализации. Оценить зависимость pH раствора от парциального давления CO_2 в диапазоне 1-40 атм.
3. Оценить стабильность и коррозионную активность раствора при его насыщении CO_2.

Изучение среды при проведении эксперимента



τ, мин	pH			
	Насыщение		Десорбция	
	Емк.1 (25 г/л NaCl + 25 г/л CaCl2)	Емк.2 (500 г/л CaCl2)	Емк.1 (25 г/л NaCl + 25 г/л CaCl2)	Емк.2 (500 г/л CaCl2)
0	7,28	5,02	4,45	3,64
10	4,96	4,63	4,62	3,72
20	4,79	4,37	4,98	3,84
30	4,57	3,99	5,23	3,91
60	4,59	3,75	6,20	4,09

Выбор параметров при проведении эксперимента

Объект испытания

Изучение влияния температуры

Изучение влияния давления

Изучение влияния скорости перемешивания раствора

По результатам данных работы скважин были установлены оптимальные параметры

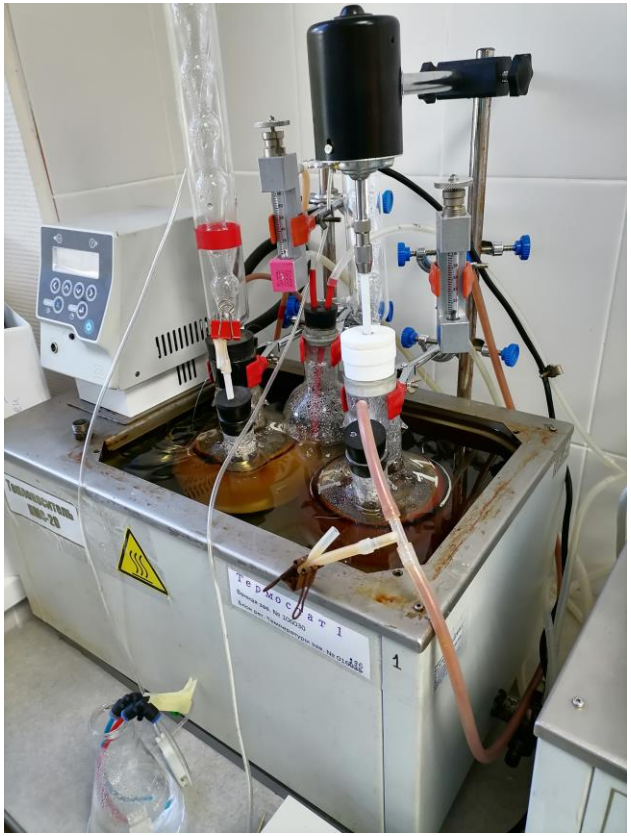
25 ^{0}C и 65 ^{0}C

1 и 40 атмосфер

5, 500, 700, 900 об/мин

Температура, давление и скорость перемешивания поддерживались при помощи:

P=1 Термостат



P=40 Автоклав



Казадаев
Дмитрий
Сергеевич



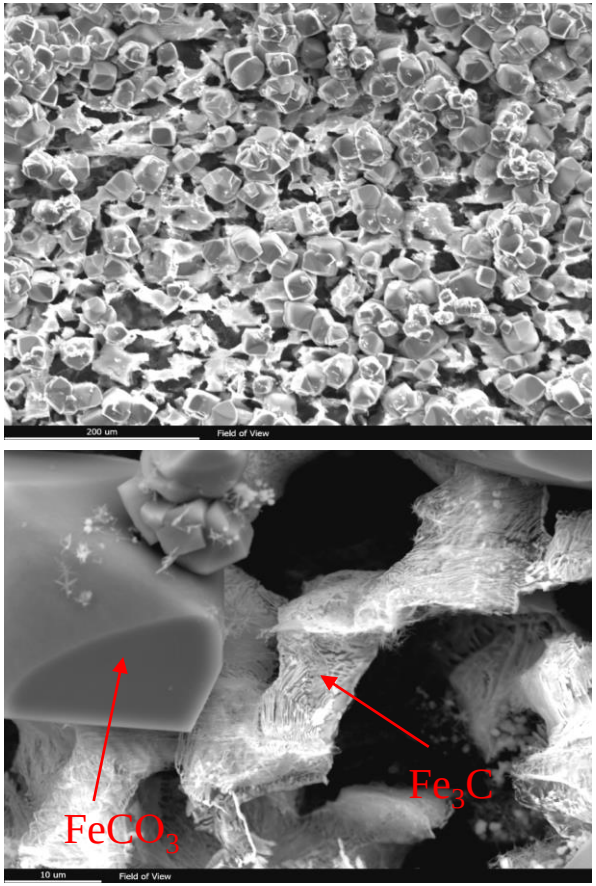
ЭФФЕКТИВНЫЙ ИНЖИНИРИНГ

Результаты лабораторных коррозионных испытаний трубных сталей в средах с повышенным содержанием CO_2 и повышенной минерализацией

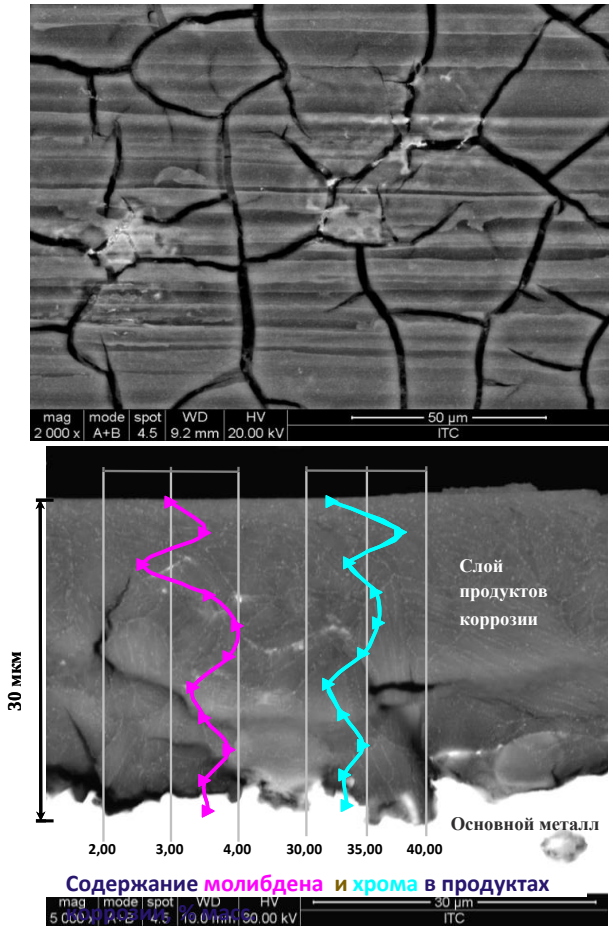
д.т.н. Иоффе А.В.

Испытания при нормальном давлении

Условия испытаний, проводимых в ООО «ИТ-Сервис» ранее
парциальное давление CO_2 1 атм., минерализация NaCl, KCl, 4-5%, температура 20-65С



Незащитные кристаллические продукты коррозии, сталь 20



Защитные аморфные продукты коррозии, сталь 15Х5МФБЧ

Моделирование углекислотной коррозии в средах Ичединского месторождения после начала закачки CO_2 в пласт

Условия испытаний

- **парциальное давление CO_2 40 атм.,**
- минерализация $CaCl_2$ 50%
- минерализация $CaCl_2$ 2,5% + NaCl 2,5%
- температура 25 и 65С
- продолжительность испытаний 24-72 часа
- использование мешалки с частотой до 900 оборотов в минуту



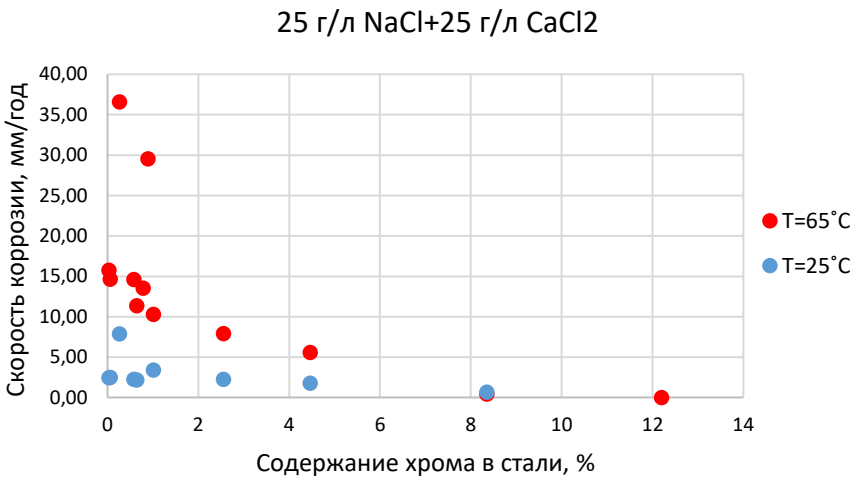
Исследуемые материалы

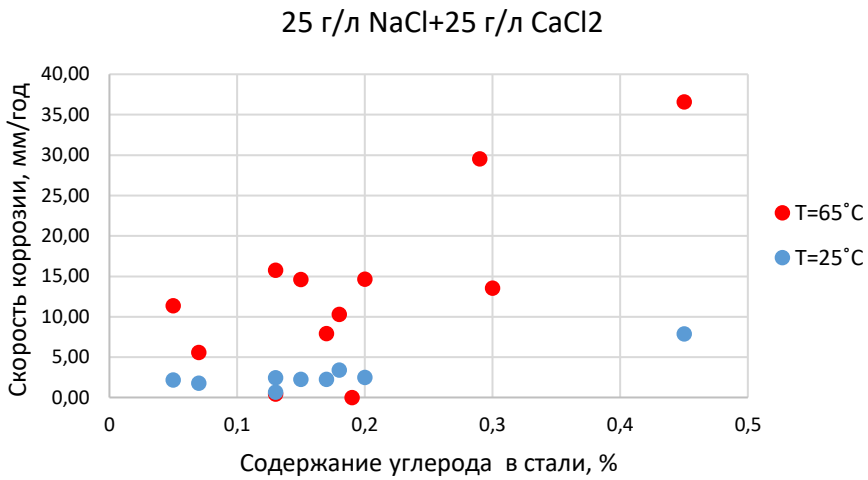
Марки стали	Тип труб	Содержание элементов, %										
		C	Si	Mn	Cr	Ni	Cu	Mo	V	Al	S	P
09Г2С	НГПТ	**0,13**	0,66	1,36	**0,03**	0,10	0,16	0,02	<0,01	0,01	0,006	0,011
20 (зав.)	НГПТ	**0,20**	0,18	0,50	**0,06**	0,08	0,011	0,03	<0,01	0,029	0,002	0,003
45Г (N80Q)	НКТ	**0,45**	0,25	0,97	**0,26**	0,24	0,23	-	-	0,02	-	-
30ХГМА (L80)	НКТ	**0,30**	0,21	0,95	**0,78**	0,096	0,17	0,30	0,004	0,022	0,005	0,007
30ХМА	НКТ	**0,29**	0,29	0,51	**0,89**	0,185	0,20	0,15	<0,01	0,033	0,006	0,012
05ХФА	НГПТ	**0,05**	0,31	0,66	**0,64**	0,065	0,14	0,02	0,06	0,034	0,004	0,006
13ХФА (зав.)	НГПТ	**0,15**	0,24	0,58	**0,58**	0,091	0,17	0,02	0,05	0,03	0,004	0,011
18Х1МФБ	НКТ	**0,18**	0,28	0,59	**1,01**	0,14	0,19	0,15	0,07	0,04	0,009	0,007
18Х3МФБ (зав.)	НКТ	**0,17**	0,25	0,57	**2,55**	0,06	0,01	0,12	0,06	0,029	0,005	0,011
05Х5М (лаб.)	НКТ, НГПТ	**0,07**	0,45	0,43	**4,46**	0,13	0,18	0,25	<0,01	0,04	0,005	0,003
Cr9	НКТ	**0,13**	0,57	0,54	**8,35**	0,11	0,04	0,92	-	-	0,002	0,009
20Х13	НКТ	**0,19**	0,33	0,34	**12,20**	0,25	0,11	-	0,02	-	0,004	0,020
AISI 316 (316L) (зав.)	НКТ, НГПТ	**0,06**	0,58	1,28	**16,6**	10,5	0,40	2,12	0,056	<0.01	0,012	0,033

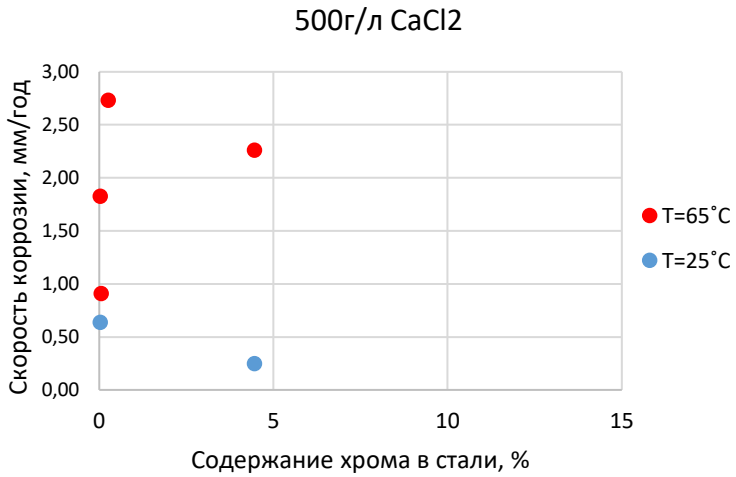
Результаты автоклавных испытаний

Марки стали			500г/л CaCl2, 25°C	25 г/л NaCl+25 г/л CaCl2, 25°C	500г/л CaCl2, 65°C		25 г/л NaCl +25 г/л CaCl2, 65°C		25 г/л NaCl +25 г/л CaCl2+10 мг/л NaS, 65°C	
	Содержаниие Cr, масс%	Содержаниие C, масс%	24 часа	24 часа	24 часа	72 часа	24 часа	72 часа	24 часа	72 часа
09Г2С	0,03	0,13	0,64	2,48	1,83	1,57	15,77	13,74	1,75	1,63
20	0,06	0,20		2,52	0,91	1,12	14,67			
45Г (N80Q)	0,26	0,45		7,90	2,73		36,59			
30ХГМА (L80)	0,78	0,30					13,55			
30ХМА (г/к)	0,89	0,29					29,55	18,73		
05ХФА	0,64	0,05		2,18			11,36	5,93		
13ХФА	0,58	0,15		2,27			14,62			
18Х1МФБ	1,01	0,18		3,41		1,58	10,30	7,27		
18Х3МФБ	2,55	0,17		2,27			7,94			
05Х5М	4,46	0,07	0,25	1,80	2,26	1,26	5,58	3,16		
Cr9	8,35	0,13		0,69			0,45			
20Х13	12,2	0,19					0,00	0,02	0,10	0,07
AISI 316	16,6	0,06			0		0,00			
Al				0,05			0,60			

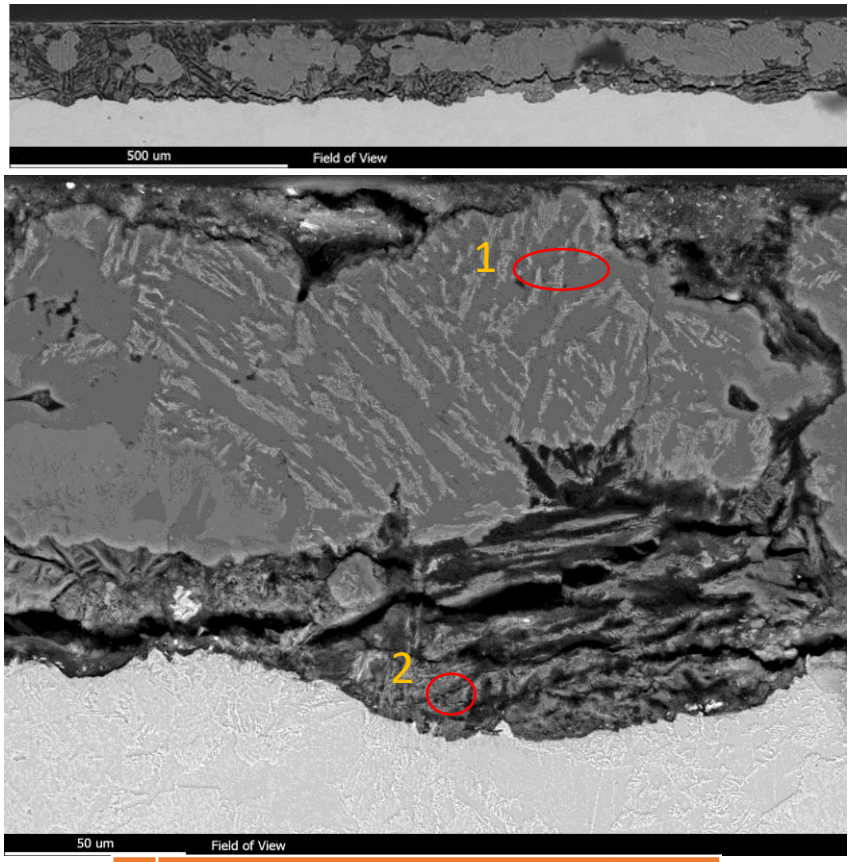
Влияние хрома и углерода на скорость коррозии





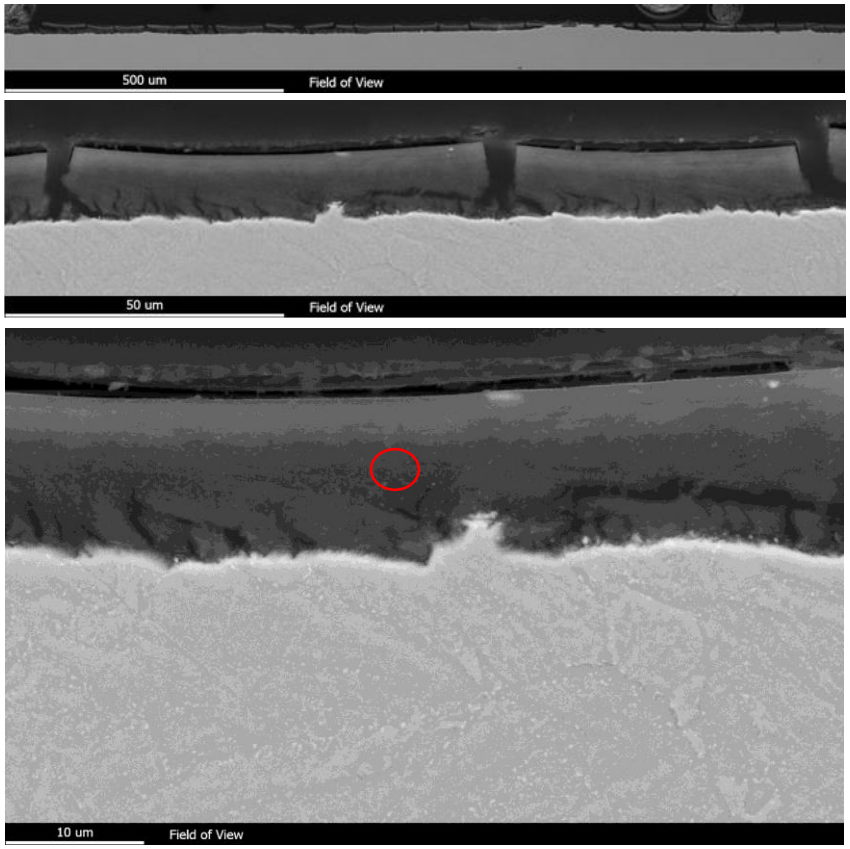


Влияние хрома и углерода на скорость коррозии



	Массовая концентрация элементов, %						
	C	O	Mo	Cl	Ca	Cr	Fe
1	06,11	27,75	00,89	00,28	15,23	03,56	Ост.
2	06,68	29,26	00,95	00,24	24,98	03,08	Ост.

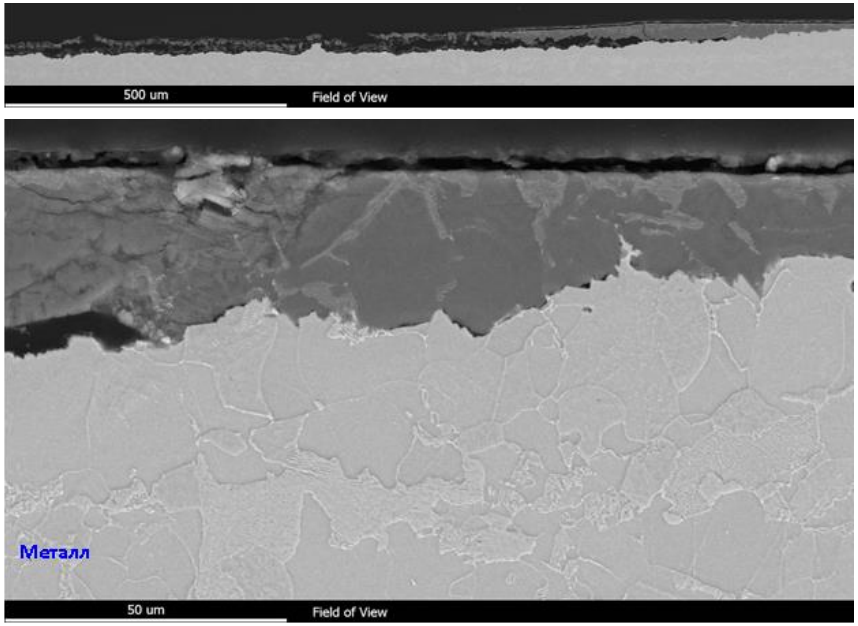
Незащитные продукты коррозии, сформировавшиеся на стали 30ХМА (горячекатанная труба) в среде 25 г/л NaCl+25 г/л $CaCl_2$
T=65˚C, 40 атм, 24 часа



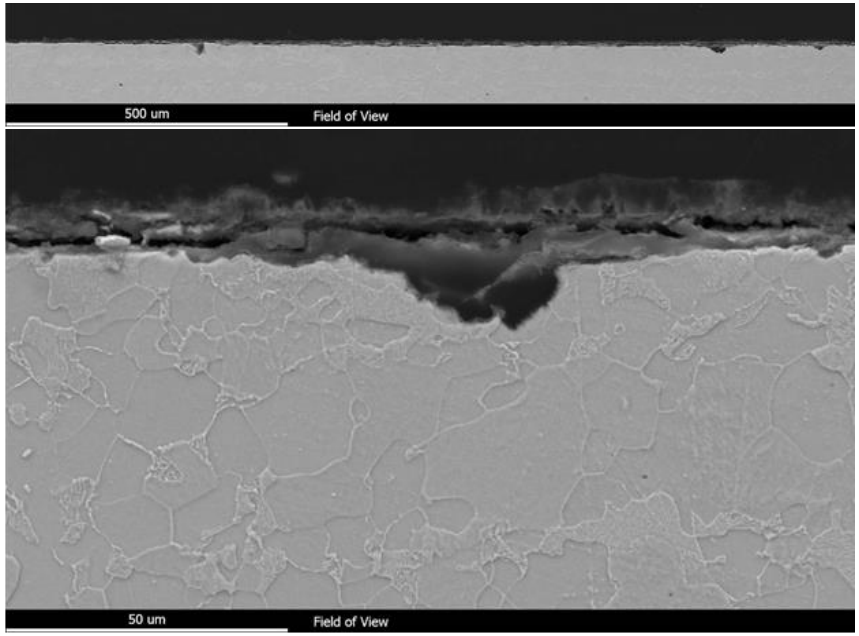
Массовая концентрация элементов, %								
C	O	Al	Si	Mo	Cl	Ca	Cr	Fe
20,78	30,30	00,50	00,56	03,64	00,92	04,60	34,63	Отс.

Защитные продукты коррозии, сформировавшиеся на стали 05Х5М в среде 25 г/л NaCl+25 г/л $CaCl_2$,
T=65˚C, 40 атм, 24 час

Влияние минерализации среды на скорость коррозии

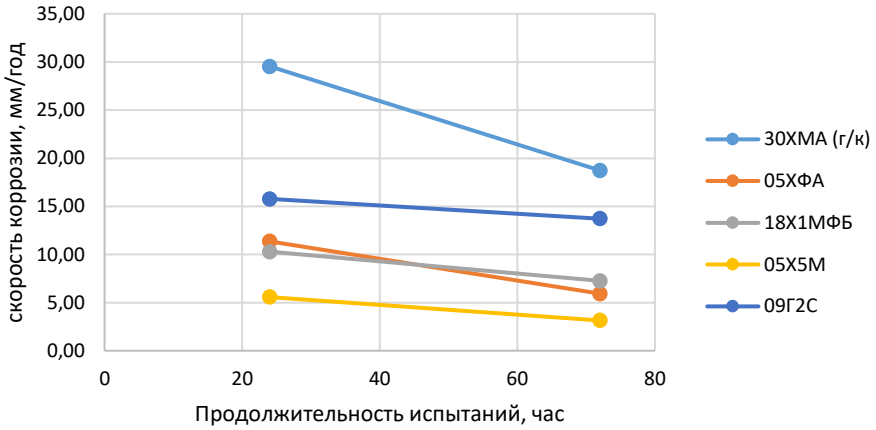


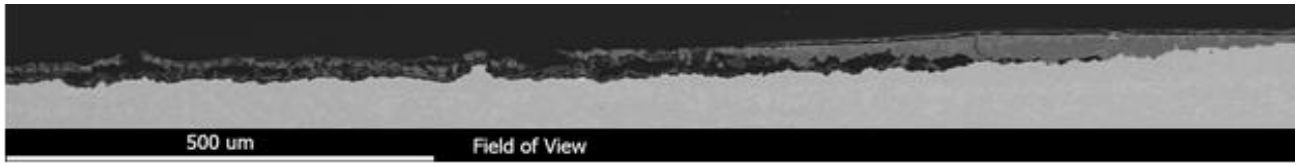
Карбонаты железа и кальция на поверхности образца из стали 09Г2С после испытаний в среде 25 г/л NaCl+25 г/л $CaCl_2$
T=65˚C, 40 атм, 24 часа



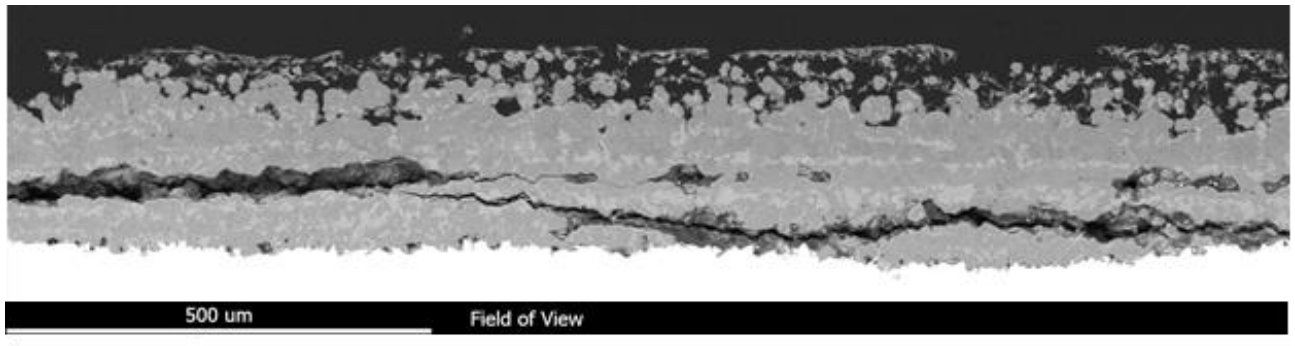
Цементит и некоторое количество карбоната кальция на поверхности образца из стали 09Г2С после испытаний в среде 500г/л $CaCl_2$
T=65˚C, 40 атм, 24 часа

Влияние продолжительности испытаний на скорость коррозии





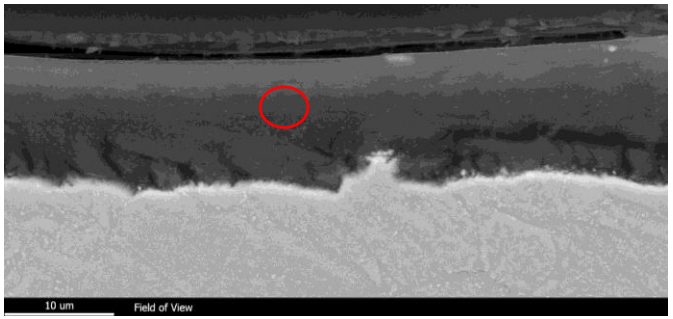
24 часа



72 часа

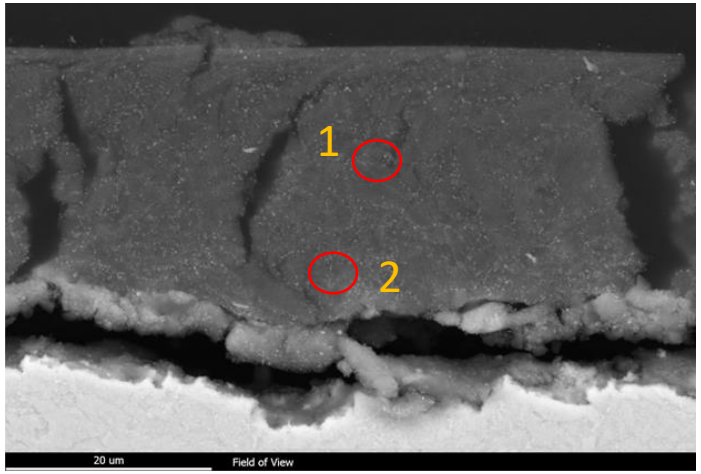
Рост слоя карбонатов железа и кальция на поверхности образца из стали 09Г2С, среда 25 г/л NaCl+25 г/л $CaCl_2$, Т=65˚С, 40 атм

Влияние скорости потока на скорость коррозии



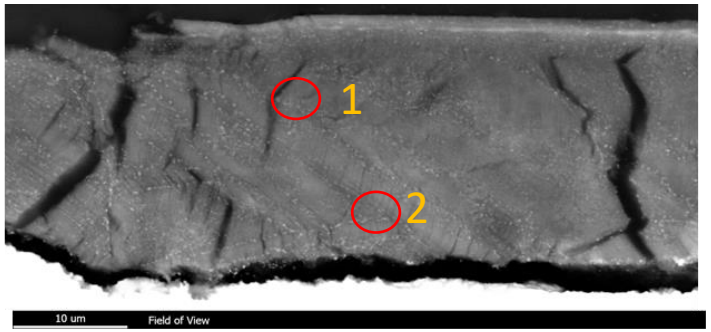
Массовая концентрация элементов, %								
C	O	Al	Si	Mo	Cl	Ca	Cr	Fe
20,78	30,30	00,50	00,56	03,64	00,92	04,60	34,63	Отс.

Продукты коррозии на стали 05Х5М, без перемешивания, скорость коррозии 5,6 мм/год



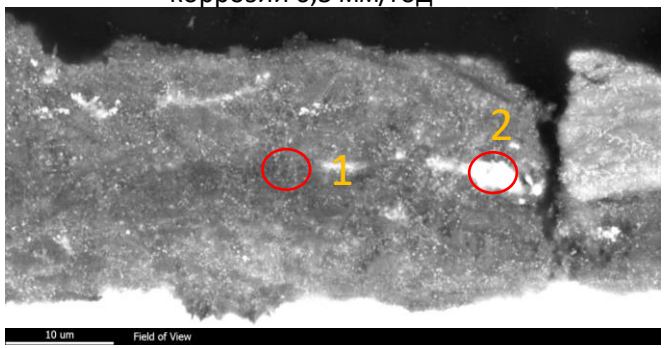
	Массовая концентрация элементов, %							
	C	O	Si	Mo	Cl	Ca	Cr	Fe
1	33,76	16,54	-	02,31	01,20	03,44	24,53	Ост.
2	26,75	12,36	00,16	02,25	00,68	02,38	22,15	Ост.

Продукты коррозии на стали 18Х3МФБ, без перемешивания, скорость коррозии 7,9 мм/год



	Массовая концентрация элементов, %							
	C	O	Si	Mo	Cl	Ca	Cr	Fe
1	35,30	22,85	00,19	03,11	00,66	03,52	29,82	Ост.
2	31,82	19,50	00,24	04,09	00,61	03,99	27,93	Ост.

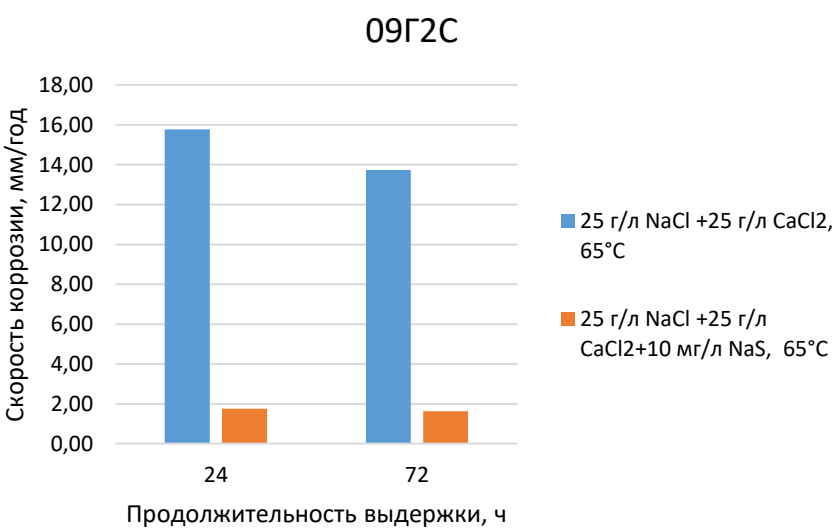
Продукты коррозии на стали 05Х5М, 500 RPM, скорость коррозии 6,3 мм/год

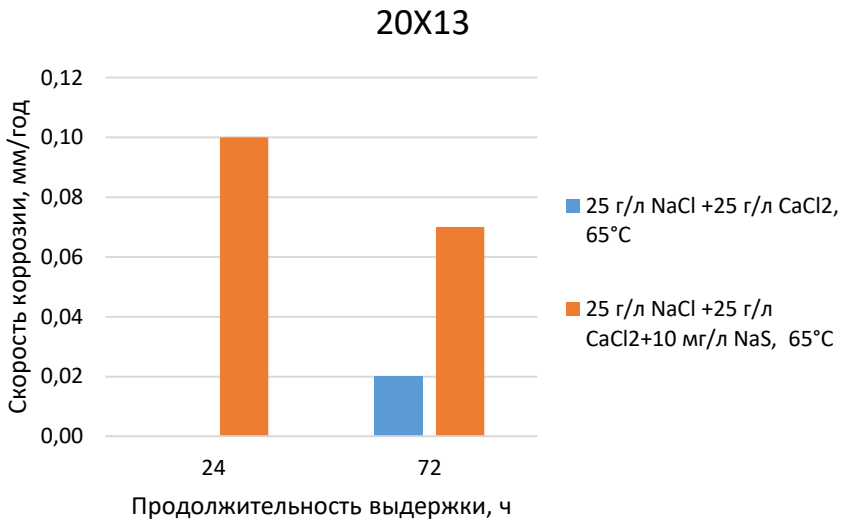


	Массовая концентрация элементов, %					
	C	O	Mo	Ca	Cr	Fe
1	23,36	11,85	03,15	01,67	27,43	Ост.
2	34,31	11,87	02,49	01,31	21,73	Ост.

Продукты коррозии на стали 18Х3МФБ, 500RPM, скорость коррозии 13,4 мм/год

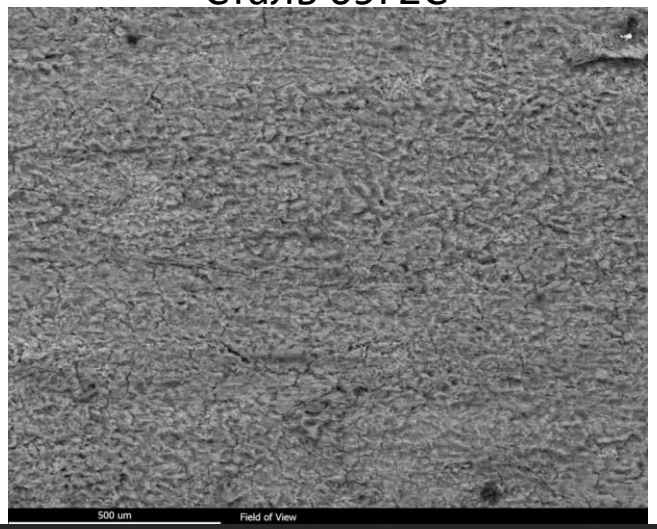
Вид продуктов коррозии в высоко- и среднеминерализованной среде

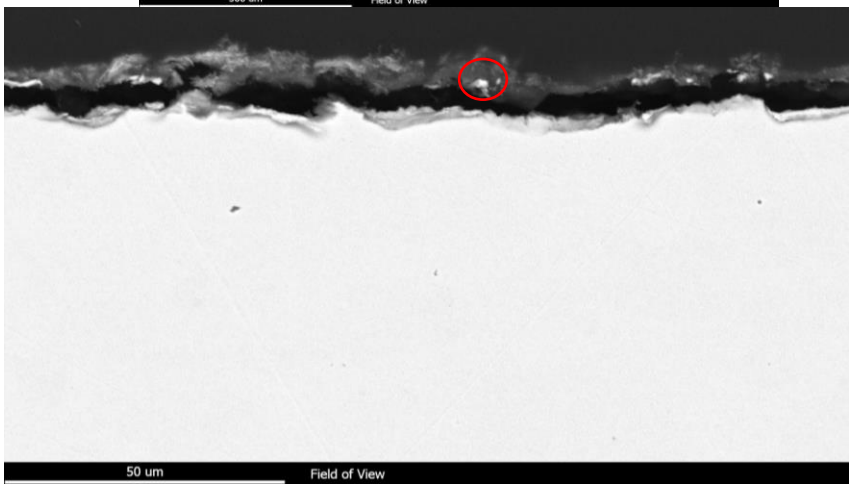




Влияние малых концентраций сероводорода на скорость коррозии

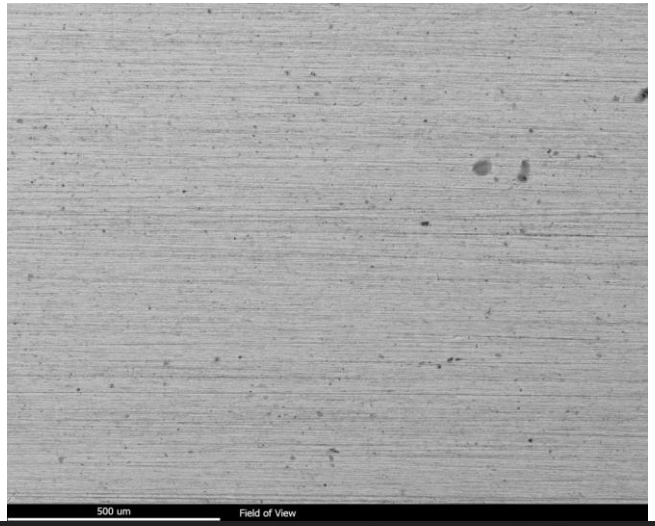
Сталь 09Г2С





Массовая концентрация элементов, %								
C	O	Cl	Si	S	Mn	Fe	Ni	Cu
26,05	07,45	00,43	00,70	02,00	01,90	56,36	02,25	02,86

Сталь 20Х13





Массовая концентрация элементов, %							
C	O	Cr	Si	S	Ca	Cl	Fe
49,66	08,76	15,16	00,19	01,42	00,33	00,81	23,65

Продукты коррозии в среде 25 г/л NaCl+25 г/л $CaCl_2$+10 ppm Na_2S, T=65˚C, 40 атм

Выводы

1. Увеличение концентрации хрома и снижение концентрации углерода в стали снижает скорость коррозии в модельной среде 25 г/л NaCl+25 г/л $CaCl_2$ как при 25°С, так и при 65°С.
2. При экспозиции 24 часа и температуре 65°С скорость коррозии падает от 30 мм/год для стали 45Г до 6 мм/год для стали 15Х5М. Сталь 9% хрома имеет скорость коррозии 0,5 мм/год, сталь с 13% хрома и более в указанных средах не подвержена общей коррозии.
3. Снижение температуры до 25°С приводит к снижению скорости коррозии до 8 мм/год для стали 45Г, и 2 мм/год для стали 05Х5М. Увеличение продолжительности экспозиции приводит к снижению скорости коррозии хромистых сталей за счет формирования защитного слоя продуктов коррозии.
4. Увеличение концентрации хлорида кальция в испытательной среде до 500 г/л приводит к резкому уменьшению скорости коррозии. Слой продуктов коррозии на образцах не образуется, а влияние состава стали с содержанием хрома 0-5% на скорость коррозии становится незначительным.
5. Увеличение скорости потока приводит к увеличению скорости коррозии; чем больше содержание хрома в стали, тем меньше влияние скорости потока.
6. Добавка в испытательную среду 25 г/л NaCl+25 г/л $CaCl_2$ небольшого количества H_2S приводит к увеличению скорости коррозии стали 20Х13 за счет развития питтинга и к уменьшению скорости коррозии стали 09Г2С за счет формирования защитной пленки сульфида железа.

ЭФФЕКТИВНЫЙ ИНЖИНИРИНГ

Электрохимические испытания сталей в высокоминерализованных средах

Пирожков Павел Александрович,
ООО «ИТ-Сервис»

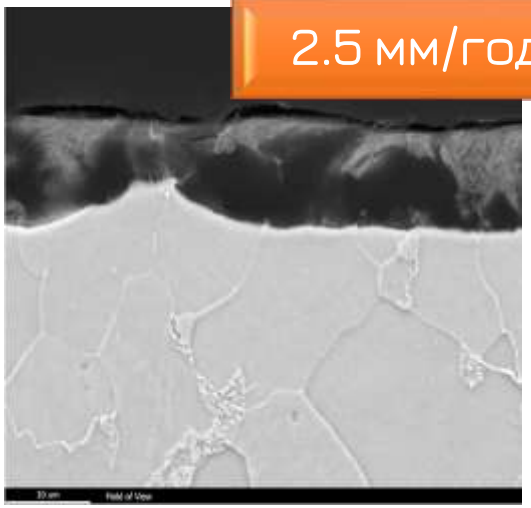
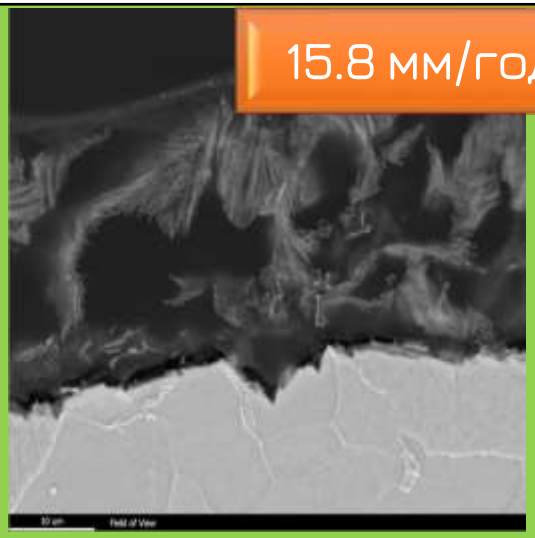
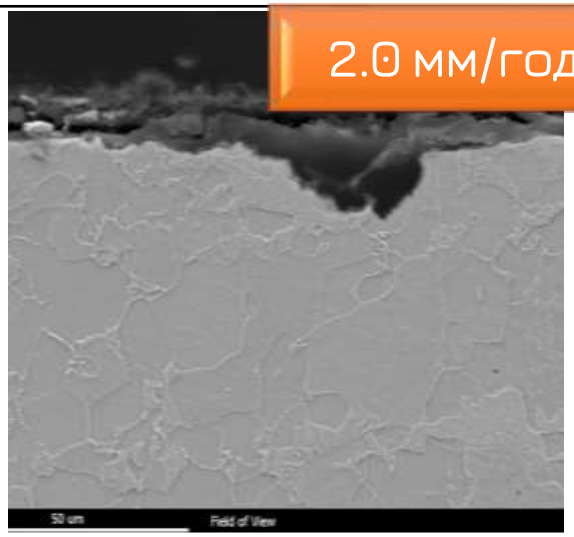
Гравиметрические испытания

Испытательная среда

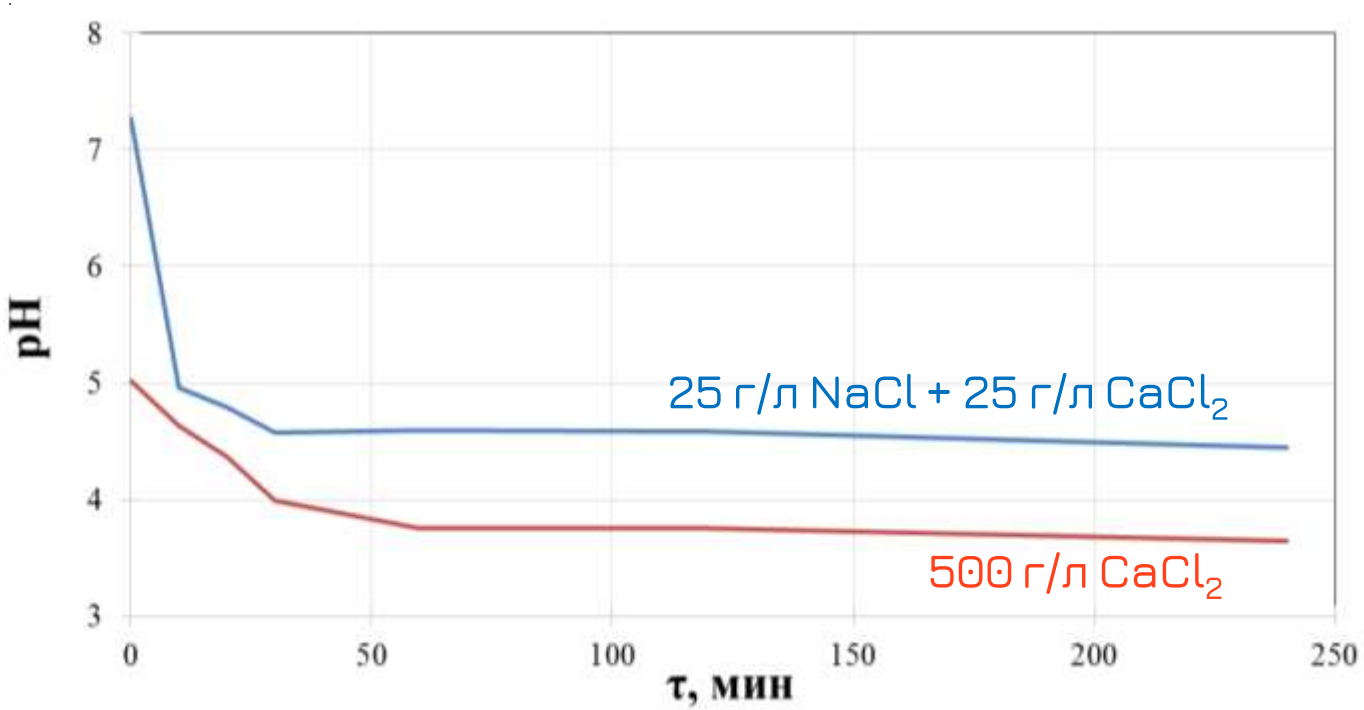
Среда 1: 25 г/л NaCl + 25 г/л $CaCl_2$ Среда 2: 500 г/л $CaCl_2$

При $p_{CO_2} = 40$ атм и перемешивании в течение 24 часов для стали 09Г2С:

- при 24^oC скорость коррозии в растворе 25 г/л NaCl + 25 г/л CaCl2 в 4 раза больше, чем в растворе 500 г/л CaCl2;
- при 65^oC скорость коррозии в растворе 25 г/л NaCl + 25 г/л CaCl2 в 8 раза больше, чем в растворе 500 г/л CaCl2.

	25 г/л NaCl+ 25 г/л $CaCl_2$	500 г/л $CaCl_2$
24°C	 2.5 мм/год	 0.6 мм/год
	Слой ПК: Массовая концентрация элементов, %: O 08,32; Ca 0; Fe 51,33	Слой ПК: Массовая концентрация элементов, %: O 07,32; Ca 02,69; Fe 70,51
65°C	 15.8 мм/год	 2.0 мм/год
	Слой ПК: Массовая концентрация элементов, %: O 14,10; Ca 00,28; Fe 03,13	Слой ПК: Массовая концентрация элементов, %: O 14,42; Ca 04,00; Fe 17,81

Кислотность раствора



Модельный расчёт*:

pH(25 г/л NaCl + 25 г/л $CaCl_2$) = 3.06

pH(500 г/л $CaCl_2$) = 2.27

*Li Y.Y. et al. Developing a water chemistry model in the CO2-mixed salts-H2O system to predict the corrosion of carbon steel in supercritical CO2-containing formation water // Corros. Sci. 2021. Vol. 192. P. 109806.

Электрохимическая установка



Рис. 1.
Трехэлектродная электрохимическая ячейка.

Конструкция ячейки включает:

- рабочий электрод;
- платиновый вспомогательный электрод;
- хлоридсеребряный электрод сравнения;
- теплообменник;
- вход газа;
- обратный холодильник/выход газа.



Рис. 2. Образец стали 09Г2С в растворе 45 г/л KCl при 25℃ и постоянном пропускании углекислого газа.

Проведение испытаний

Ход испытаний

Продувка раствора азотом в течении 1.5 часов

Насыщение раствора углекислым газом в течении 1 часа, нагрев

Выдержка перед измерением в течение 1 часа

Развёртка потенциала относительно потенциала разомкнутой цепи

Условия испытаний:
T = 45℃,
постоянный барботаж CO_2,
перемешивание.

Две среды: 25 г/л NaCl + 25 г/л $CaCl_2$ и 500 г/л $CaCl_2$

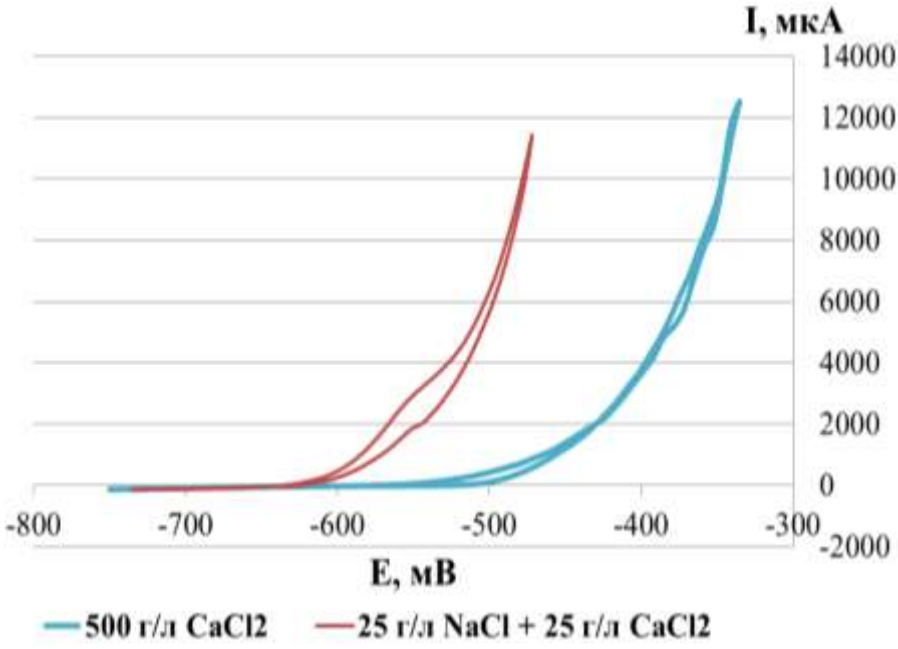
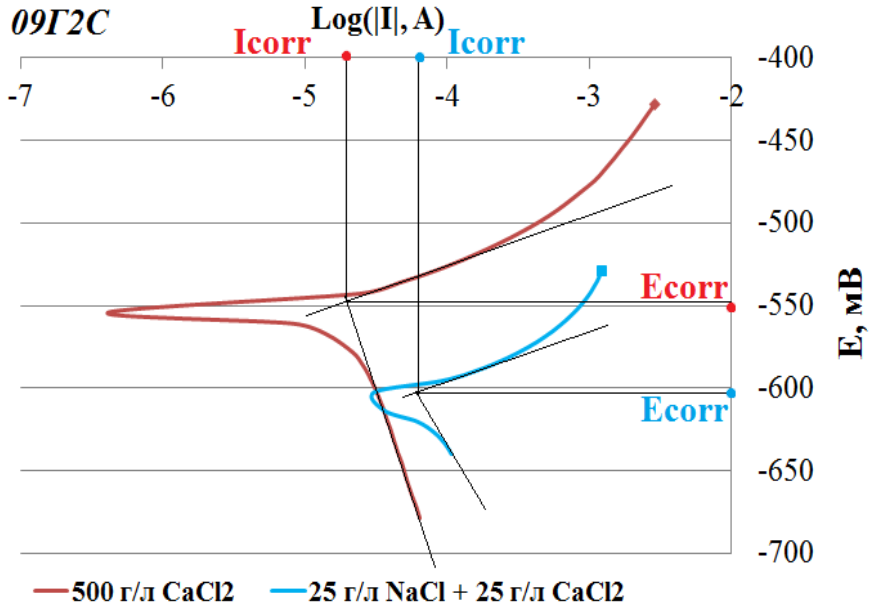


Рис. 3. Поляризационные кривые, снятые на стали 05Х5М при перемешивании, T = 45℃ и постоянном пропускании углекислого газа.

Исследуемые образцы

Марки стали	Содержание элементов, %										
	C	Si	Mn	Cr	Ni	Cu	Mo	V	Al	S	P
09Г2С	0.13	0.66	1.36	0.03	0.10	0.16	0.02	<0.01	0.01	0.006	0.011
05Х5М	0.07	0.45	0.43	4.46	0.13	0.18	0.25	<0.01	0.04	0.005	0.003
20Х13	0.19	0.33	0.34	12.20	0.25	0.11	-	0.02	-	0.004	0.020
AISI 316	0.06	0.58	1.28	16.60	10.50	0.40	2.12	0.06	<0.01	0.012	0.033

Результаты испытаний



$I_{corr} < I_{corr}$

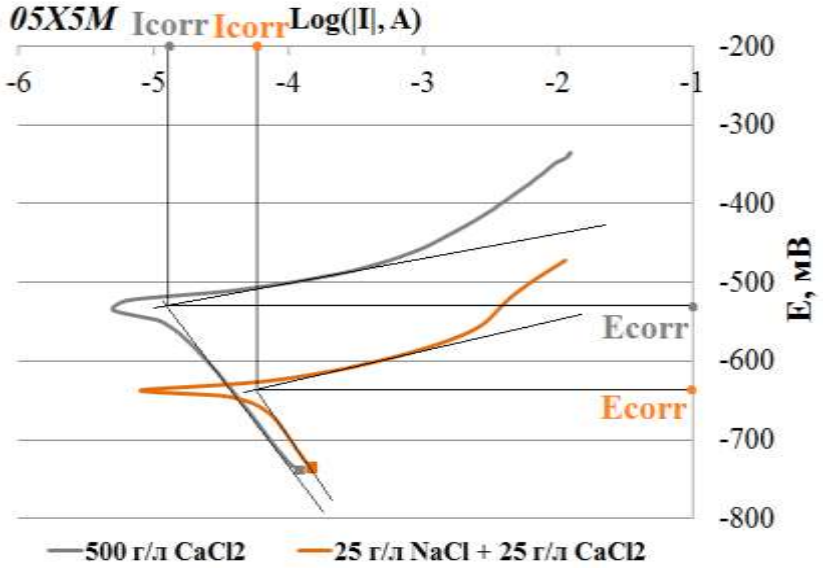
$E_{corr} > E_{corr}$

Сталь 09Г2С более инертна в растворе 500 г/л $CaCl_2$

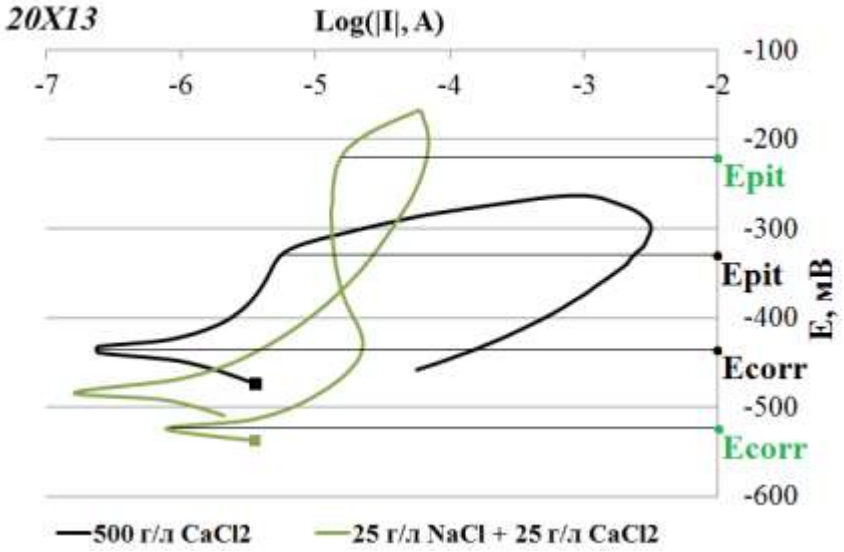
Сталь 05Х5М более инертна в растворе 500 г/л $CaCl_2$

$I_{corr} < I_{corr}$

$E_{corr} > E_{corr}$



Результаты испытаний

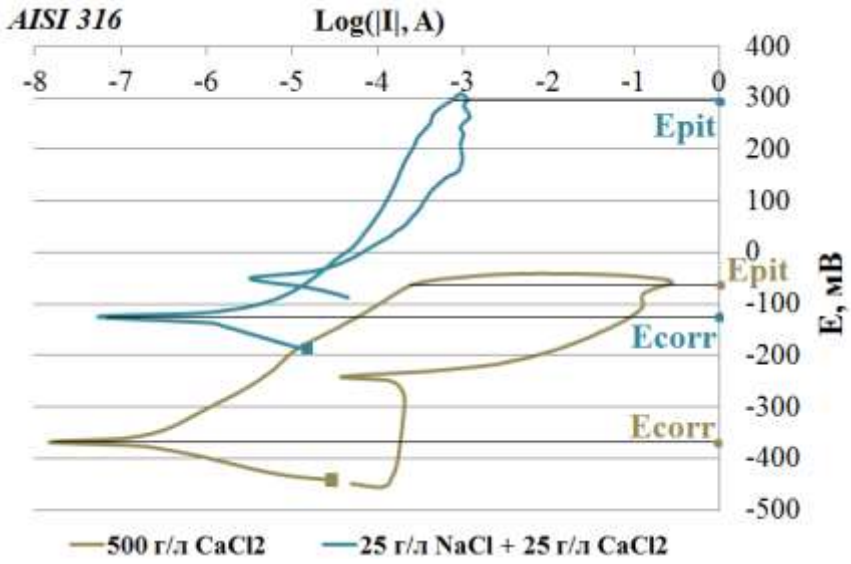


$|E_{pit} - E_{corr}| > |E_{pit} - E_{corr}|$

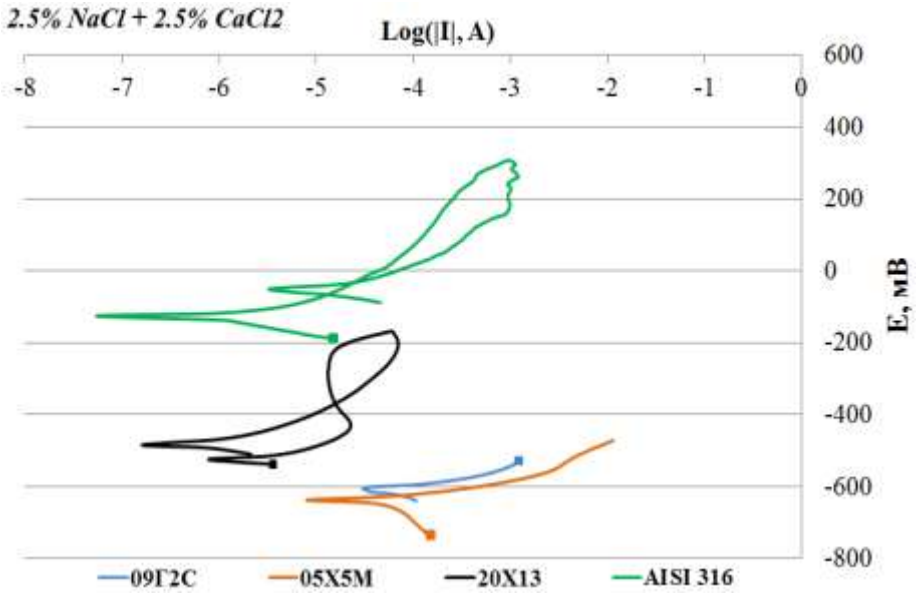
Сталь 20Х13 более инертна в растворе 25 г/л NaCl + 25 г/л $CaCl_2$

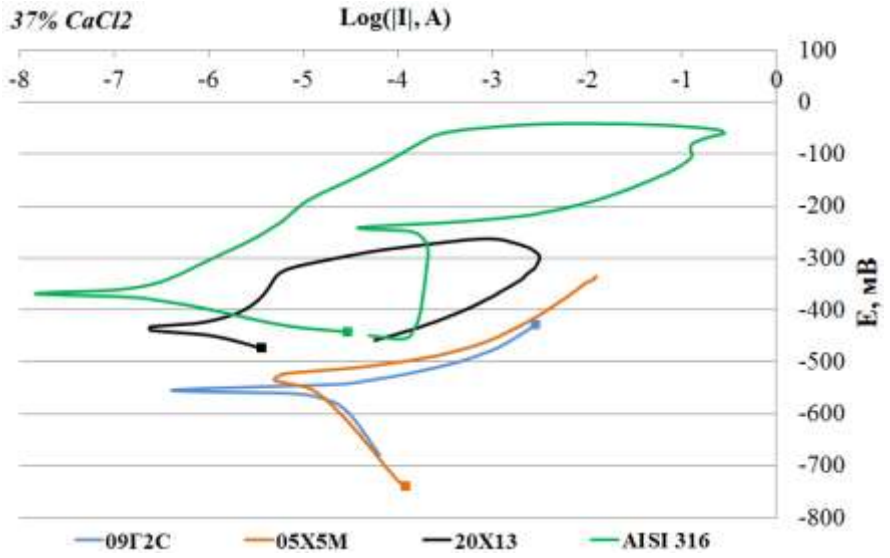
Сталь AISI 316 более инертна в растворе 25 г/л NaCl + 25 г/л $CaCl_2$

$|E_{pit} - E_{corr}| > |E_{pit} - E_{corr}|$



Результаты испытаний





Ток коррозии увеличивается в ряду:
09Г2С – 05Х5М – 20Х13 – AISI 316

Сравнение результатов

Сталь	Метод	25 г/л NaCl + 25 г/л $CaCl_2$	500 г/л $CaCl_2$
09Г2С	Гравиметрия	2,5 мм/год	0,6 мм/год
	Электрохимия	70 мкА	21,3 мкА
05Х5М	Гравиметрия	1,8 мм/год	0,2 мм/год
	Электрохимия	58 мкА	11 мкА
20Х13	Гравиметрия	0	0
	Электрохимия	Icorr < Icorr (I < 1 мкА)	
AISI 316	Гравиметрия	0	0
	Электрохимия	Icorr < Icorr (I < 1 мкА)	

Выводы

1. Исследована стойкость сталей 09Г2С, 05Х5М, 20Х13 и AISI 316 к углекислотной коррозии электрохимическим методом при 45℃, постоянном барботаже CO_2 и перемешивании в двух средах: 25 г/л NaCl + 25 г/л $CaCl_2$ и 500 г/л $CaCl_2$.
2. В ходе испытаний были получены следующие результаты:
   2.1. стали 09Г2С и 05Х5М более инертны в растворе 500 г/л $CaCl_2$;
   2.2. стали 20Х13 и AISI 316 более инертны в растворе 25 г/л NaCl + 25 г/л $CaCl_2$;
   2.3. в обоих средах ток коррозии увеличивается в ряду: 09Г2С – 05Х5М – 20Х13 – AISI 316.
3. Результаты гравиметрического и электрохимического методов демонстрируют согласованность между собой.

Благодарю за внимание

Пирожков Павел Александрович

+7 902 237 78 60
pirozhkov@its-samara.com

ГНЦ ФГУП
"ЦНИИчермет
им. И.П.Бардина"

ВЫКСУНСКИЙ
МЕТАЛЛУРГИЧЕСКИЙ
ЗАВОД

Влияние системы легирования трубных сталей на коррозионную стойкость и формирование продуктов коррозии, образующихся на поверхности металла, после испытаний в движущихся модельных средах

Д.т.н. И.Г. Родионова,
к.т.н. В.В. Науменко,
к.т.н. А.В. Амежнов,
к.т.н. К.А. Удод

Самара, 2022

Химический состав исследованных сталей

Условное обозначение	Система легирования	C	Si	Mn	P	S	N	Cr	Ti	V	Nb
Сталь А	Cr-Nb	0,045	0,25	0,90	0,005	0,0010	0,0072	0,39	0,001	0,003	0,035
Сталь Б	Cr-Nb	0,050	0,25	0,90	0,004	0,0010	0,0062	0,61	0,001	0,002	0,037
Сталь В	Cr-Nb-V-Ti	0,060	0,30	0,65	0,005	0,0017	0,0070	0,53	0,009	0,084	0,033
Сталь Г	Nb-V-Ti	0,045	0,30	0,65	0,004	0,0010	0,0052	0,25	0,010	0,0956	0,032
Сталь Д	Nb-V	0,050	0,30	0,65	0,007	0,0012	0,0036	0,25	0,001	0,052	0,030
Сталь Е	Nb	0,170	0,20	0,45	0,006	0,0036	0,0094	0,12	0,001	0,001	0,031
Сталь Ж	V-N	0,050	0,30	1,30	0,008	0,0020	0,0190	0,06	0,001	0,100	0,001
Сталь З	V-N	0,050	0,15	0,50	0,005	0,0020	0,0240	0,05	0,001	0,100	0,001

Стали характеризовались:
- близким содержанием углерода от 0,045 до 0,060% за исключением стали системы легирования Nb (сталь Е), где его содержание находилось на уровне 0,170%;
- различным содержанием марганца от 0,50 до 1,3%; хрома от 0,05 до 0,61%, а также микролегирующих элементов Nb, Ti, V.

Методы исследования сталей различных систем легирования

1. Статические испытания на растяжение;

2. Оценка структурного состояния металла с применением оптической микроскопии (Axio Observer.D1m с системой анализа изображений Thixomet Pro);

3. Динамические коррозионные испытания в движущейся среде в лабораторных условиях;

4. Исследование тонкой структуры с применением просвечивающей электронной микроскопии (JEM – 200 CX фирмы «JEOL»)



- Установка обеспечивает движение коррозионной среды со скоростью около 1 м/с
- Продолжительность испытаний - 336 часов
- Критерий коррозионной стойкости – скорость коррозии, мм/год

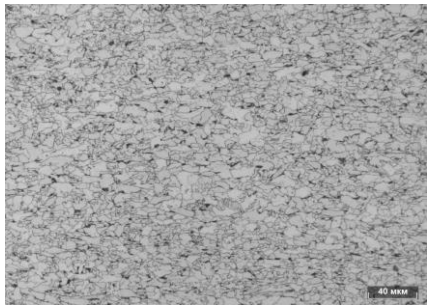
5. Исследование поверхности образцов после коррозионных испытаний с применением сканирующей электронной микроскопией (JSM-6610LV фирмы «JEOL»)

Составы сред для проведения коррозионных испытаний с длительной выдержкой образцов в движущейся среде, имитирующей состав нефтепромысловых сред конкретных месторождений

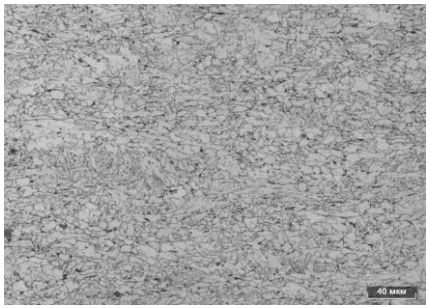
№	HCO_3^-, мг/л	Cl^-, мг/л	Na+, мг/л	$NaHCO_3$, г/л	NaCl, г/л	Общая минерализация, г/л
1	500,0	10000	6577,4	0,689	16,389	17,077
2	500,0	20000	12966,3	0,689	32,778	33,466
3	1000,0	7000	4912,2	1,377	11,535	12,912
4	1500,0	7000	5100,8	2,066	11,535	13,601
5	2000,0	7000	5289,3	2,754	11,535	14,289
6	600,0	55000	35910,2	0,826	90,684	91,510

- Среды 1 и 2 характерны для месторождений Ханты-Мансийского автономного округа (минерализация – 17 и 33 г/л, содержание хлорид-ионов 10 и 20 г/л, содержание бикарбонат-ионов – 500 мг/л (ХК – хлоридно-кальциевый тип вод)
- Среды 3-5, также характерные для Ханты-Мансийского автономного округа и северного шельфа (содержание бикарбонат-ионов – 1000, 1500 и 2000 мг/л при значениях минерализации 13-14 г/л и содержания хлорид-ионов – 7 г/л (ГКН – гидрокарбонатно-натриевый тип вод)
- Среда 6 характерна для Томской области (минерализация - 91 г/л, содержание хлорид-ионов - 55 г/л (ХК – хлоридно-кальциевый тип вод).

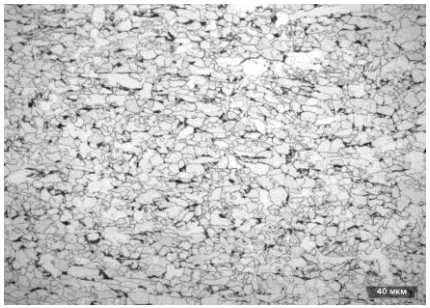
Микроструктура исследованных сталей



Сталь А (Cr-Nb)



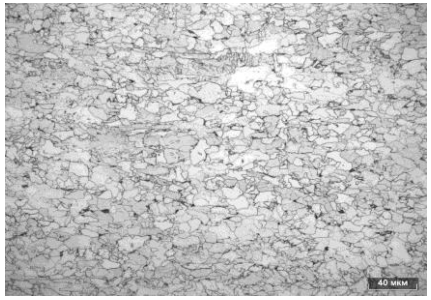
Сталь Б (Cr-Nb)



Сталь В (Cr-Nb-V-Ti)



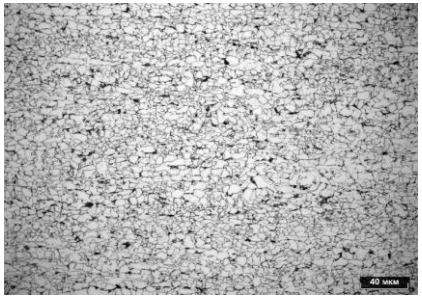
Сталь Г (Nb-V-Ti)



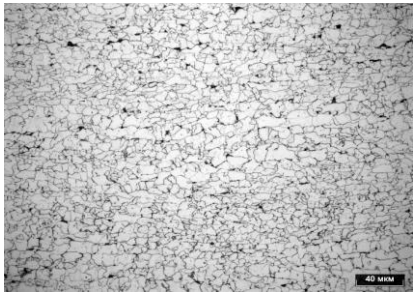
Сталь Д (Nb-V)



Сталь Е (Nb)



Сталь Ж (V-N)



Сталь З V-N)

Механические свойства

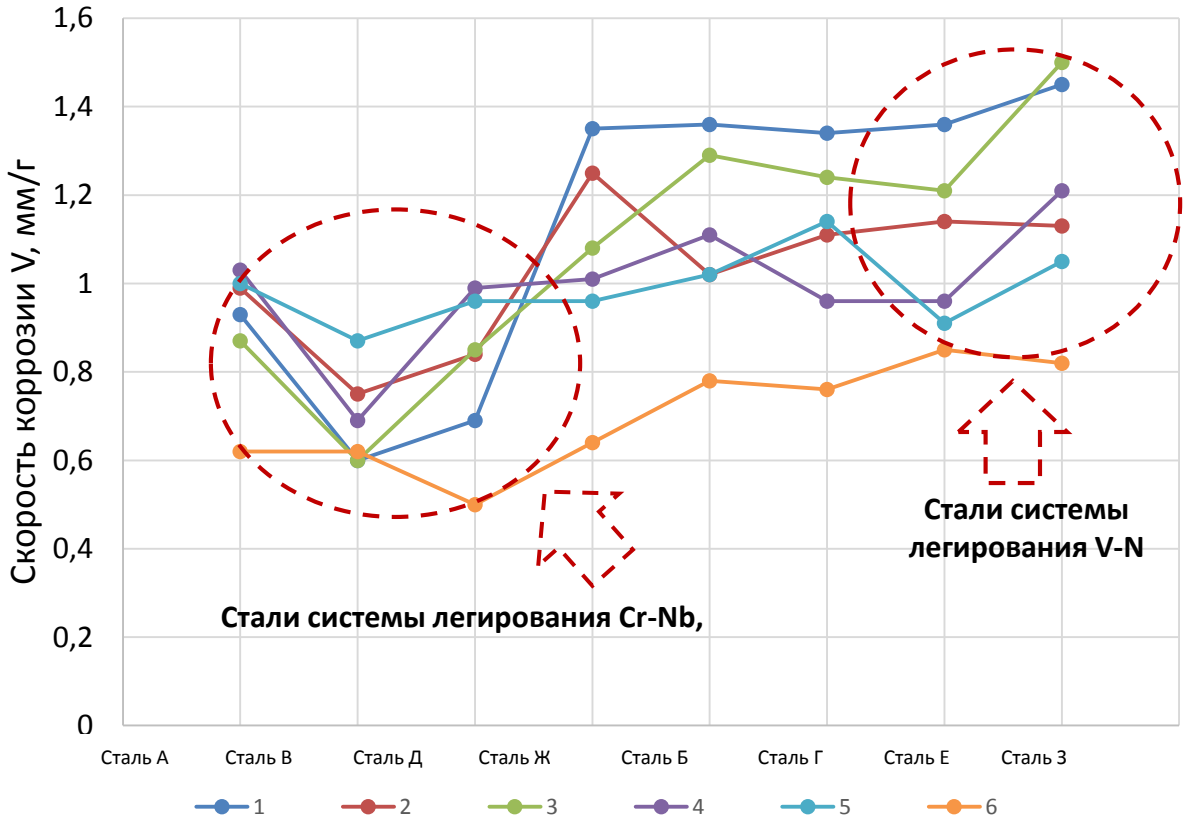
Условное обозначение	Система легирования	Временное сопротивление ($\sigma_в$), МПа	Предел текучести ($\sigma_т$), МПа	Относительное удлинение, %	Отношение $\sigma_т / \sigma_в$
Сталь А	Cr-Nb	540	460	30	0,85
Сталь Б	Cr-Nb	580	490	25	0,84
Сталь В	Cr-Nb-V-Ti	570	460	29	0,81
Сталь Г	Nb-V-Ti	520	440	19	0,85
Сталь Д	Nb-V	540	450	28	0,83
Сталь Е	Nb	570	450	26	0,79
Сталь Ж	V-N	615	530	27	0,86
Сталь З	V-N	530	460	27	0,87

Стали характеризовались различными прочностными свойствами классов прочности от К52 до К60 в зависимости от содержание легирующих элементов (в основном марганца и хрома), а также микролегирующих элементов (ниобия, ванадия и титана).

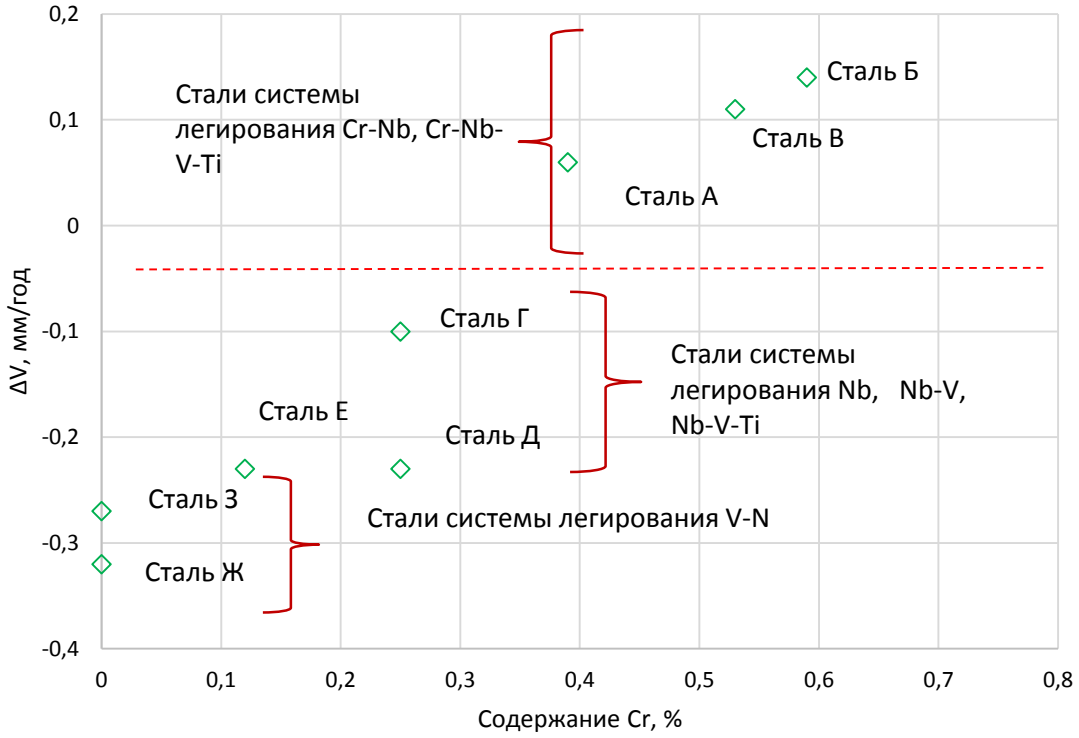
Результаты испытаний исследованных сталей в различных движущихся коррозионных средах

Марка стали	Раствор											
	1 Cl^- - 10000 мг/л, HCO_3^- - 500 мг/л		2 Cl^- - 20000 мг/л, HCO_3^- - 500 мг/л		3 Cl^- - 7000 мг/л, HCO_3^- - 1000 мг/л		4 Cl^- - 7000 мг/л, HCO_3^- - 1500 мг/л		5 Cl^- - 7000 мг/л, HCO_3^- - 2000 мг/л		6 Cl^- - 55000 мг/л, HCO_3^- - 600 мг/л	
	$V_{ср.}$, (г/м²·ч), мм/год	Станд. откл.	$V_{ср.}$, (г/м²·ч), мм/год	Станд. откл.	$V_{ср.}$, (г/м²·ч), мм/год	Станд. откл.	$V_{ср.}$, (г/м²·ч), мм/год	Станд. откл.	$V_{ср.}$, (г/м²·ч), мм/год	Станд. откл.	$V_{ср.}$, (г/м²·ч), мм/год	Станд. откл.
Сталь А	**0,93**	0,09	**0,99**	0,05	**0,87**	0,06	**1,03**	0,06	**1,00**	0,09	**0,62**	0,02
Сталь Б	**0,6**	0,02	**0,75**	0,07	**0,60**	0,04	**0,69**	0,02	**0,87**	0,17	**0,62**	0,02
Сталь В	**0,69**	0,06	**0,84**	0,03	**0,85**	0,10	**0,99**	0,05	**0,96**	0,18	**0,5**	0,05
Сталь Г	**1,35**	0,06	**1,25**	0,22	**1,08**	0,25	**1,01**	0,03	**0,96**	0,06	**0,64**	0,06
Сталь Д	**1,36**	0,07	**1,02**	0,07	**1,29**	0,24	**1,11**	0,03	**1,02**	0,02	**0,78**	0,12
Сталь Е	**1,34**	0,04	**1,11**	0,16	**1,24**	0,11	**0,96**	0,02	**1,14**	0,00	**0,76**	0,08
Сталь Ж	**1,36**	0,05	**1,14**	0,15	**1,21**	0,12	**0,96**	0,1	**0,91**	0,04	**0,85**	0,09
Сталь З	**1,45**	0,12	**1,13**	0,06	**1,50**	0,17	**1,21**	0,19	**1,05**	0,21	**0,82**	0,05

Скорость коррозии, определенная по испытаниям образцов всех исследованных сталей в движущихся средах

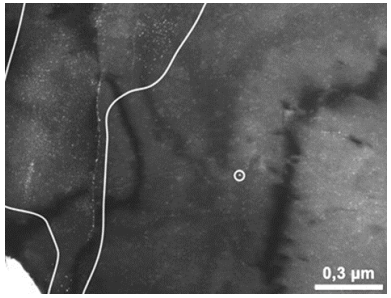


Изменение скорости коррозии при переходе от среды 1 к среде 2 в зависимости от содержания хрома

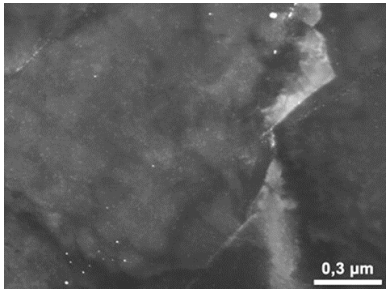


Изменение скорости коррозии при переходе от среды 1 к среде 2 зависит от содержания в стали хрома – при его повышении до 0,6% скорость коррозии в среде 2 возрастает по сравнению со средой 1 на 0,12-0,14 мм/год (стали В, Б). При более низком содержании хрома (менее 0,3%) скорость коррозии при переходе от среды 1 к 2 снижается на 0,2 мм /год и более (стали Е, Ж, З)

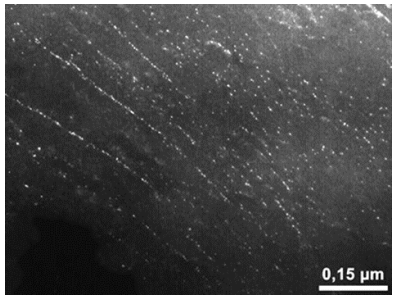
Результаты исследования с применением ПЭМ



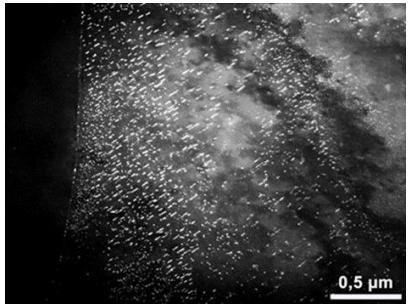
Сталь А



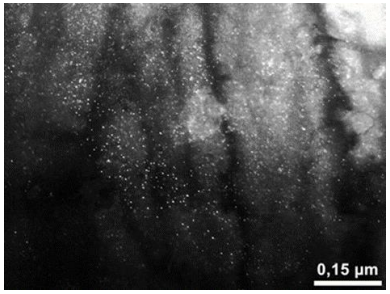
Сталь Б



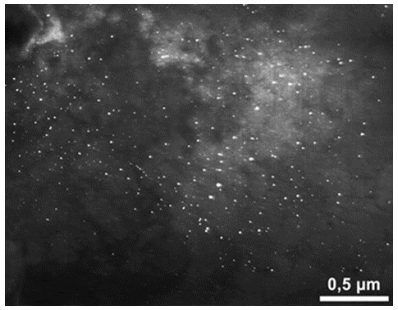
Сталь Г



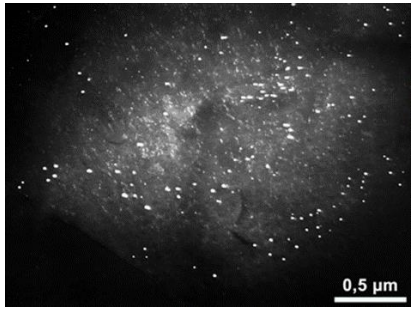
Сталь Ж



Сталь В

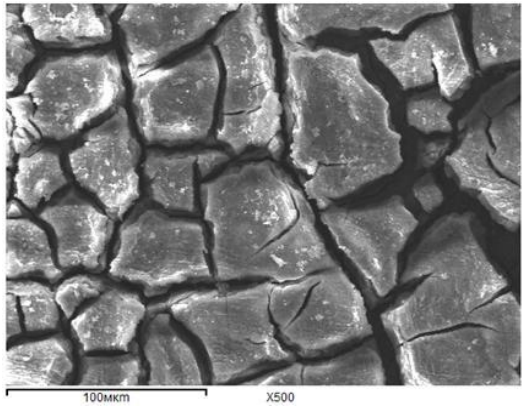


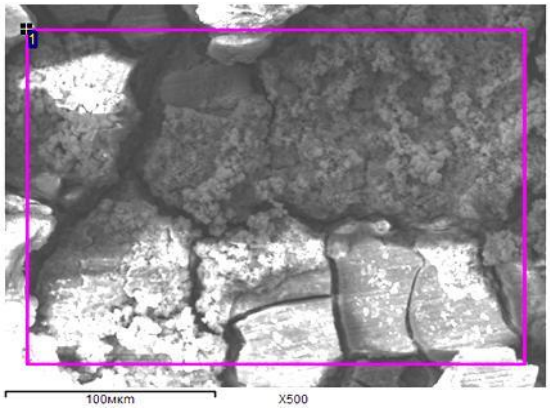
Сталь Е



Сталь З

Вид слоя продуктов коррозии сталей систем легирования Cr-Nb, Cr-Nb-V-Ti

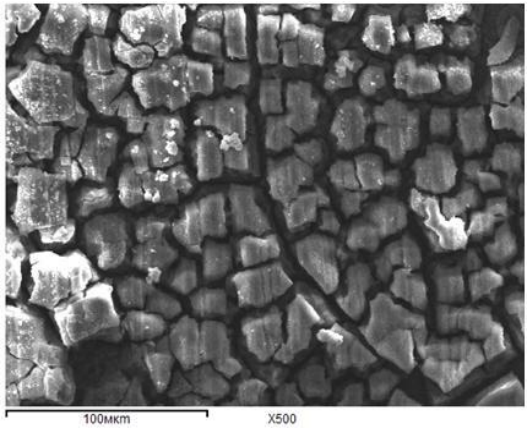


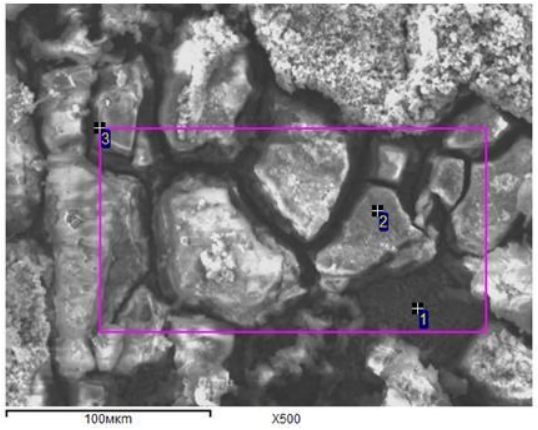


Раствор 1

Сталь А (Cr-Nb, **0,4%Cr**)

Раствор 2



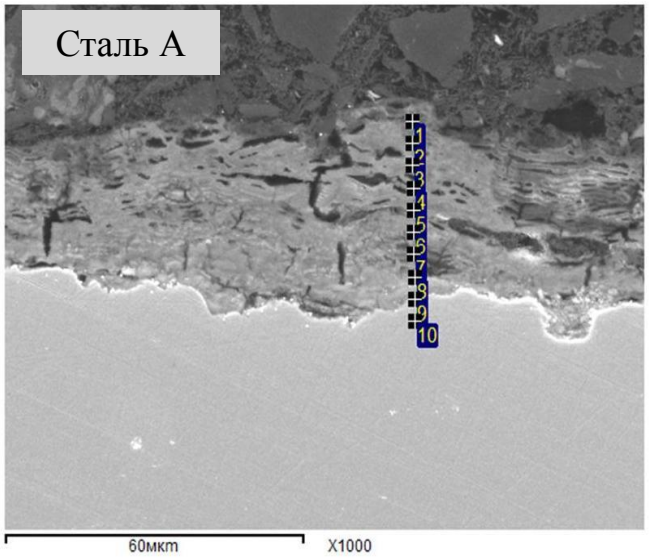


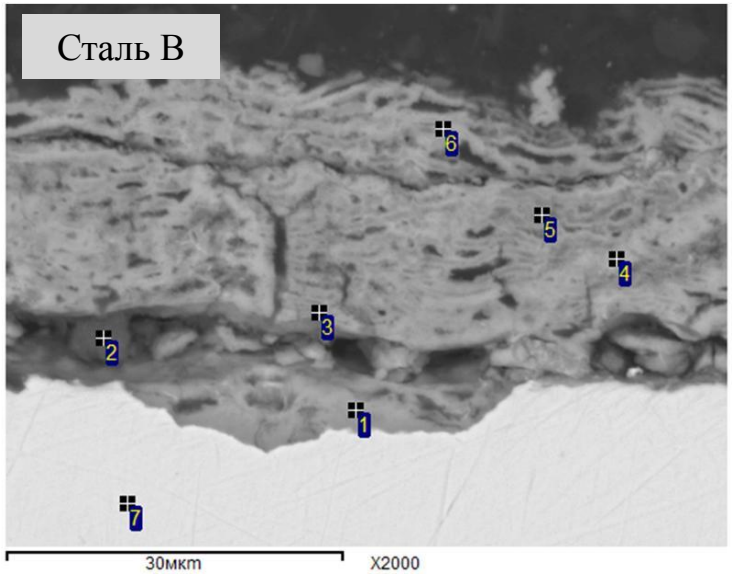
Раствор 1

Раствор 2

Сталь В (Cr-Nb-V-Ti, **0,5%Cr**)

Состав слоя продуктов коррозии в поперечном сечении образцов сталей системы легирования Cr-Nb-V-Ti





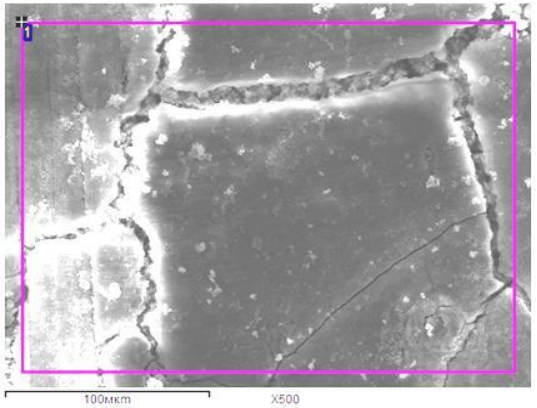
Спектр	C	O	Si	Ca	V	Cr	Mn	Fe
1	13,35	28,99	0,25	0,32	0,42	2,36	1,03	53,29
2	8,52	32,58	0,51	0,35	0,32	2,37	0,48	54,51
3	7,20	32,58	0,00	0,00	0,20	1,27	0,51	58,23
4	10,05	31,88	0,27	0,21	0,30	1,58	0,62	55,10
5	5,42	30,75	0,34	0,28	0,58	2,45	0,45	59,73
6	5,45	34,09	0,50	0,00	0,51	1,55	0,68	56,80
7	20,72	31,75	0,30	0,35	0,35	2,04	0,28	43,87
8	11,07	36,61	0,32	0,43	0,30	1,42	0,22	49,63
Сред.	10,22	32,40	0,31	0,24	0,37	1,88	0,53	53,90
9 – край металла	4,52	21,37	0,43	0,27	0,20	0,49	0,00	72,71
10 - металл	4,98	1,24	0,27	0,00	0,00	0,43	0,88	92,20

Спектр	C	O	Si	Ca	Cr	Mn	Fe	Cu
1	5.59	35.26	0.35	0.33	0.20	0.24	57.13	0.90
2	48.32	26.17	0.71	0.32	0.38	0.21	22.38	1.49
3	17.08	33.02	0.29	0.45	3.06	0.00	44.18	1.92
4	7.78	33.75	0.00	0.25	1.54	0.34	55.20	1.13
5	16.79	35.33	0.23	0.12	1.05	0.18	45.31	1.00
6	12.36	35.01	0.24	0.00	1.70	0.29	49.85	0.55
7 - металл	3.24	0.00	0.18	0.00	0.73	0.74	95.12	0.00
Сред. по 6	17,99	33,09	0,30	0,25	1,32	0,21	45,68	1,17
Станд. отклонение	15.27	12.91	0.22	0.17	0.98	0.23	21.91	0.62

Вид слоя продуктов коррозии сталей систем легирования V-N

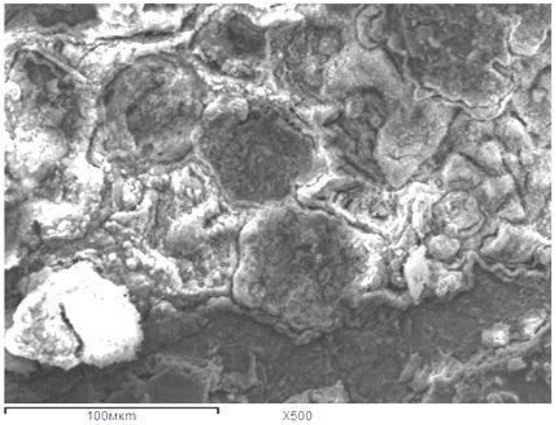


Раствор 1

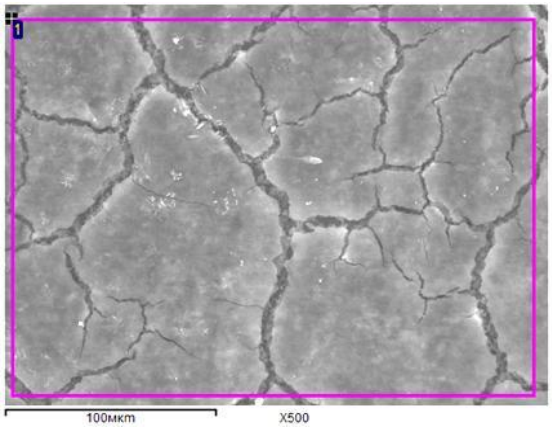


Раствор 2

Сталь Ж (V-N, **0,06%Cr**)



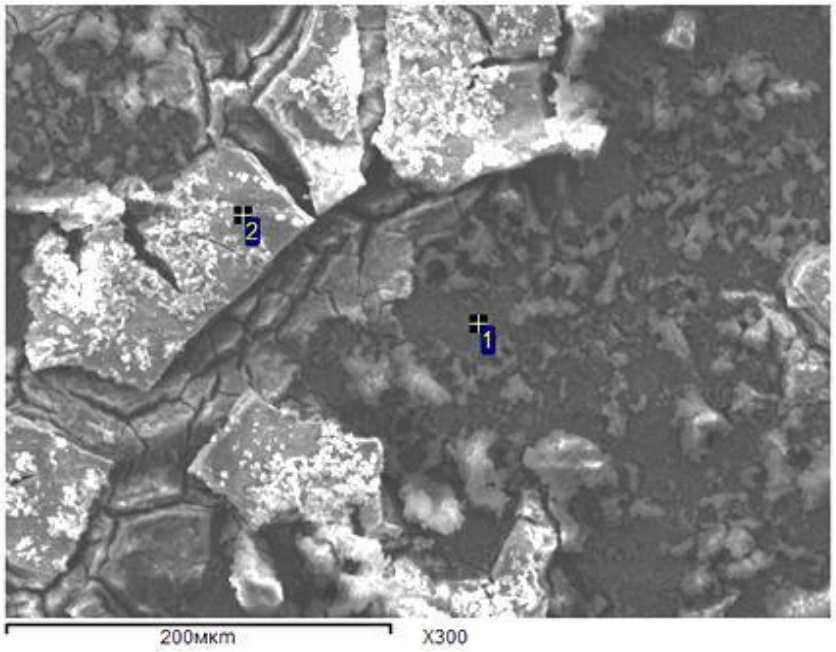
Раствор 1



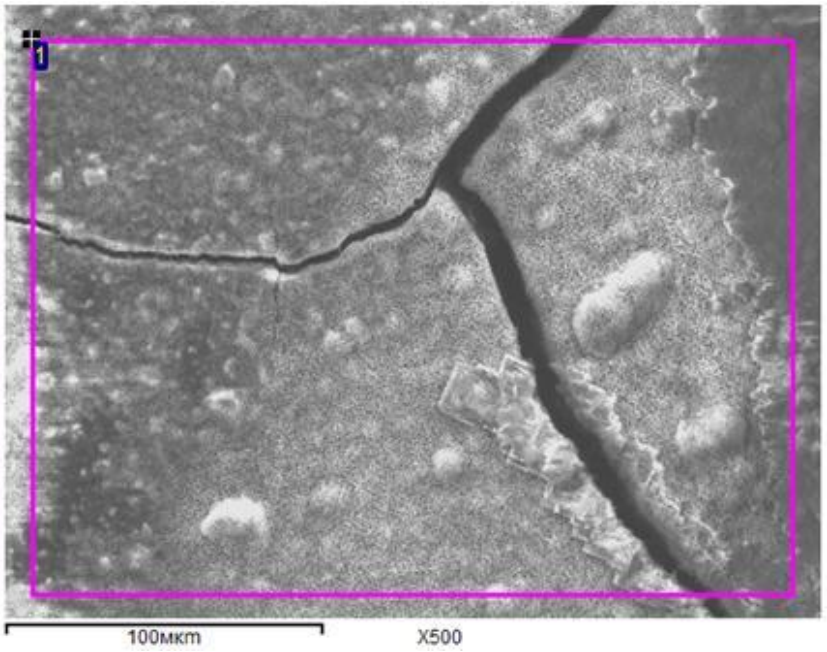
Раствор 2

Сталь 3 (V-N, **0,05%Cr**)

Вид слоя продуктов коррозии образцов с различным содержанием хрома после испытаний в растворе 2



Сталь А (Cr-Nb; **0,65%Cr**)



Сталь Е (Nb; **0,12%Cr**)

Заключение

1. Проведенные исследования коррозионной стойкости образцов проката из сталей систем легирования Cr-Nb, Cr-Nb-V-Ti, Nb-V-Ti, Nb-V, Nb, V-N, произведенного в промышленных условиях ЛПК АО «ВМЗ», в лабораторных условиях, имитирующих эксплуатацию в нефтепромысловых средах различных регионов, не содержащих в своем составе сероводород (Ханты Мансийский автономный округ, Северный шельф, Томская область), показали, что в зависимости от характеристики среды (содержания бикарбонат – ионов, хлорид – ионов) стали обладают различной коррозионной стойкостью. При этом наименьшей скоростью коррозии обладали стали с добавками хрома во всех исследованных средах.

2. Установлено, что содержание хрома в низкоуглеродистых микролегированных трубных сталях, которое оказывает положительное влияние на коррозионную стойкость, составляет от 0,4% и более.

3. Установлено, что большое количество наноразмерных выделений, в том числе межфазного типа, которые формируются в металле систем легирования Nb-V, Nb-V-Ti, V-N, способствуют снижению коррозионной стойкости стали. Добавки в сталь только ниобия не оказывают такого влияния как комплексные частицы, содержание в своем составе ванадий, поскольку формирует в металле субмикронные частицы аустенитного типа. Таким образом, наиболее благоприятными частицами с точки зрения коррозионной стойкости являются частицы, которые формируются в аустените. Частицы, образовавшиеся по смешанному, межфазному механизму либо выделившиеся в феррите, снижают коррозионную стойкость трубных сталей.

4. Показано, что наиболее благоприятной с точки зрения обеспечения коррозионной стойкости структурой трубных сталей является ферритно-бейнитная смесь. При этом наличие в металле перлита может приводить к снижению коррозионной стойкости.

5. Повышение скорости коррозии в нефтепромысловой среде хлоридно-кальциевого типа с увеличением агрессивных ионов (хлоридов и бикарбонатов) для сталей систем легирования Cr-Nb, Cr-Nb-V-Ti (0,4-0,6%Cr) связано с увеличением доли участков поверхности, незащищенных слоями продуктов коррозии, имеющими повышенное содержание хрома и некоторых других элементов. Возможной причиной этого является неравномерное распределение хрома и других элементов по объему слоя продуктов коррозии, что способствует его разрушению в средах с повышенным содержанием агрессивных ионов и повышению скорости коррозии.

6. Причины снижения скорости коррозии при увеличении агрессивных ионов (хлоридов и бикарбонатов) в среде хлоридно-кальциевого типа для сталей систем легирования Nb-V-Ti, Nb, V-N (менее 0,30%Cr) заключаются в формировании на поверхности металла защитного слоя продуктов коррозии с более высоким содержанием хрома, положительно влияющего на коррозионную стойкость стали. При этом доля незащищенных участков после испытаний минимальна. Вероятно, этому способствует равномерное содержание хрома и других элементов по объему слоя продуктов коррозии, отсутствие таких резких колебаний их содержания, как для сталей с повышенным содержанием хрома.

ГНЦ ФГУП
“ЦНИИчермет
им. И.П.Бардина”

ВЫКСУНСКИЙ
МЕТАЛЛУРГИЧЕСКИЙ
ЗАВОД

СПАСИБО ЗА ВНИМАНИЕ!



Scientific Conference
«Corrosion in the Gas and Oil Industry»

Международная научно-техническая конференция
«Коррозия в нефтяной и газовой промышленности»

ИТ-СЕРВИС

ИНКОРТАЗ

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

Опыт применения ингибиторов коррозии для защиты от сероводородной и углекислотной коррозии при добыче природного газа

Чирков Юрий Алексеевич
Наумкин Павел Валерьевич, к.х.н.

Самара 05-07 сентября 2022

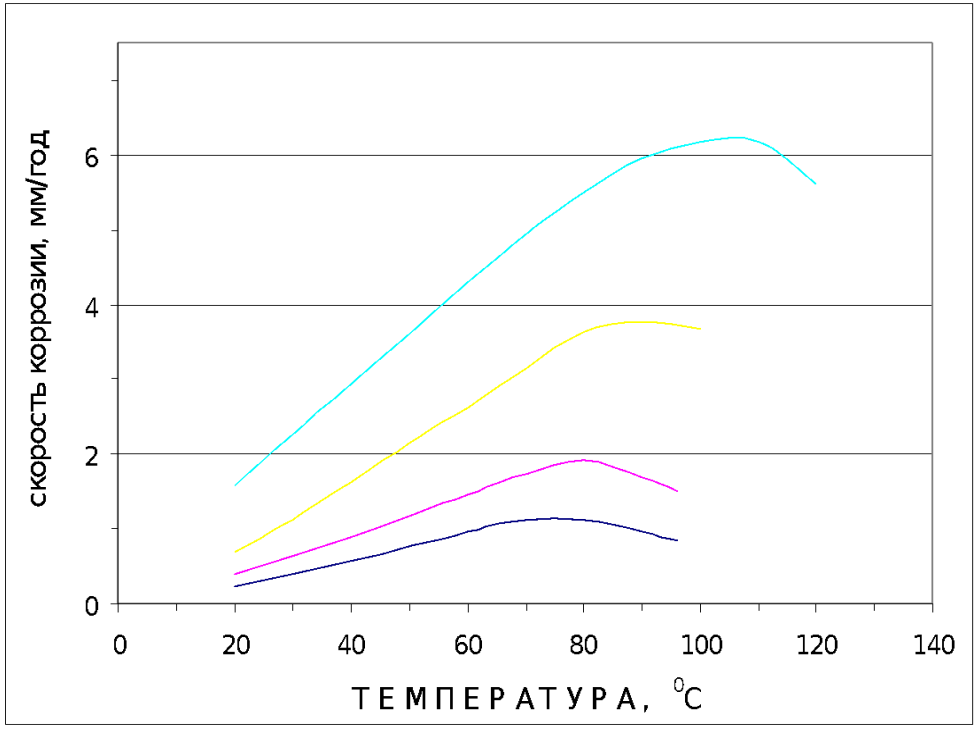
Критерии и параметры возможности СКР (парциальное давление сероводорода в газе P_{H2S}, концентрация сероводорода в газе C_{H2S}, абсолютное давление $P_{абс.}$)

Условия	Среда	Критерии			Источники
		P_{H2S}, Па	C_{H2S}, в газе мольн. %	$P_{абс}$, МПа (кгс/см^2)	
1а	Многофазный флюид «нефть-газ-вода» или сырая нефть с газовым фактором менее 890 нм^3/м^3	≥ 345	-	≥ 1,83 (18,6)	«Правила безопасности…» NACE MR0175-94
1б		≥ 7,3 ·10^4	-	Любое	«Правила безопасности…» NACE MR0175-94
1в		-	> 10	Любое	«Правила безопасности…» NACE MR0175-94
2а	Влажный газ или обводненная нефть с газовым фактором более 890 нм^3/м^3	≥ 345	-	≥0,45	«Правила безопасности…» NACE MR0175-94
2б		-	> 10	Любое	«Правила безопасности…»
3	Пластовая или подтоварная вода	≥ 345	-	>0,45	NACE MR0175/ ISO15156-2

Градация коррозионной агрессивности углекислотных сред в зависимости от парциального давления CO_2

Не коррозионно - агрессивные	P co_2 <0,05 МПа
Слабоагрессивные	0,05 МПа <Pco_2 <0,2 МПа
Агрессивные	P co_2> 0,2 МПа

Зависимость скорости коррозии углеродистой стали в водном растворе от температуры в присутствии диоксида углерода при различных парциальных давлениях CO_2. Кривая 1 - P = 0,05МПа; 2 - P = 0,1МПа; 3 - P = 0,5МПа; 4 - P = 1,0МПа [2].



Требования, предъявляемые к ингибиторам коррозии

Наименование показателя	Значение
Растворимость ингибиторов коррозии: – углеводородорастворимых: – в спиртах;	полная
– в углеводородах;	полная
– в воде;	устойчивая эмульсия
– водорастворимых ингибиторов: – в спиртах;	полная
– в углеводородах;	устойчивая эмульсия
– в воде;	полная
Вязкость кинематическая при 20°С, мм^2/с	от 10 до 50

Температура застывания, °С, не выше	минус 35
Время полного расслоения эмульсии «углеводород (газовый конденсат или др.) – пластовая вода» в присутствии ингибитора коррозии, мин, не более	10
Пенные характеристики (пенообразование), мм, не более	25
Время жизни пены (стабильность пены) в присутствии ингибитора коррозии, с, не более	15
Защитная эффективность (степень защиты) от общей коррозии*, %, не менее	85
Защитная эффективность (степень защиты) от охрупчивания*, %, не менее	70
Скорость коррозии в присутствии ингибитора коррозии, мм/год, не более	0,1

ИТ-СЕРВИС

ИНКОРГАЗ

Датчики контроля количества водорода



Самара 05-07 сентября 2022

ИТ-СЕРВИС

ИНКОРТАЗ

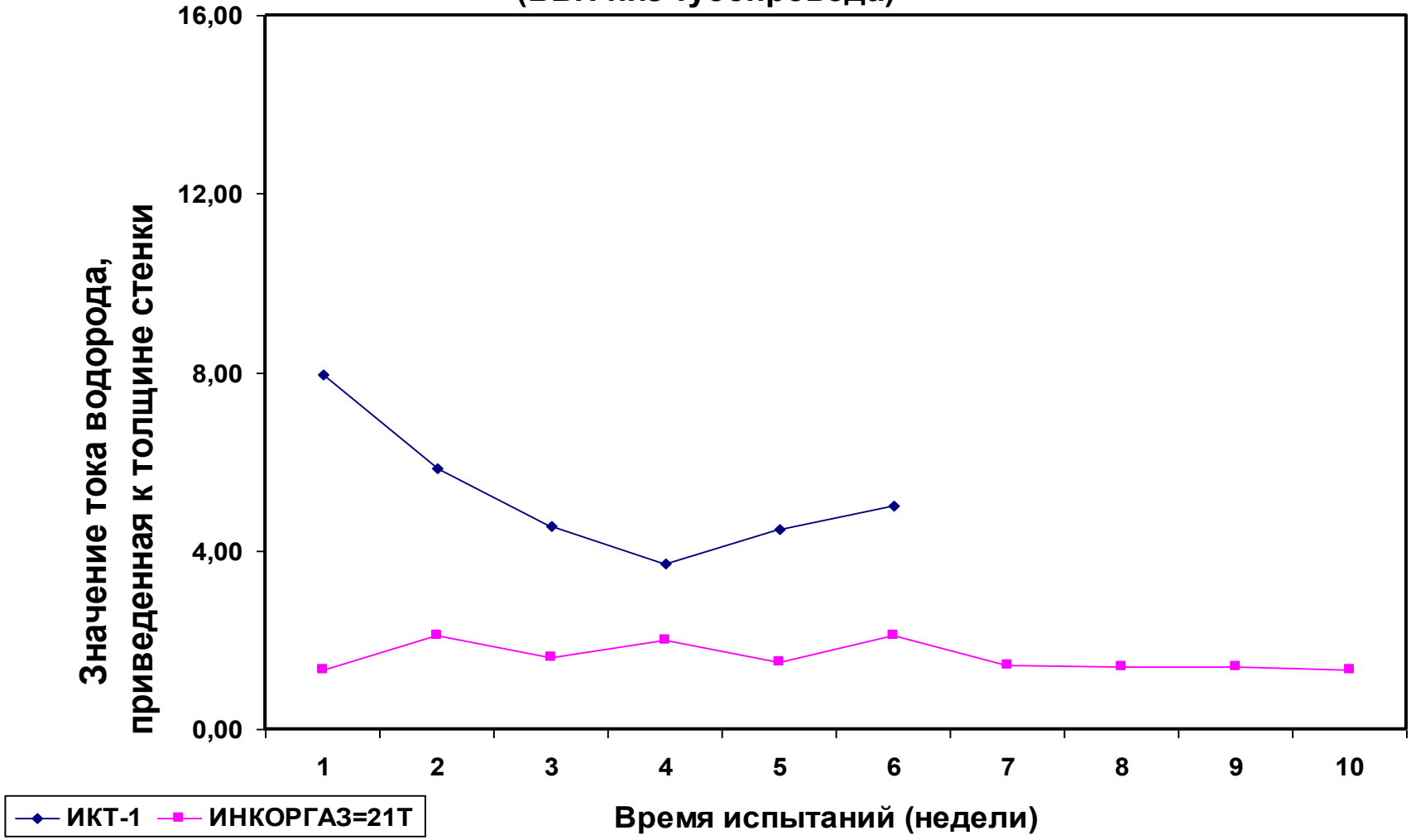
Шкала опасности водородиндуцированных разрушений.

Опасность водородиндуцированных разрушений	*q* (дюйм^3/дюйм^2/сут.)	*ql* (дюйм дюйм^3/дюйм^2/сут.)	*Il* (мм мкА)
пренебрежимо низкая	до 0.0015	до 0.00015	до 0.7
низкая	от 0.0015 до 0.006	от 0.00015 до 0.0006	от 0.7 до 2.8
умеренная	от 0.006 до 0.009	от 0.0006 до 0.0009	от 2.8 до 3.4
значительная	свыше 0.009	свыше 0.0009	свыше 3.4

ИТ-СЕРВИС

ИНКОРГАЗ

Эффективность применения ингибиторов, скв. 6012 (БВН низ тубопровода)



Самара 05-07 сентября 2022

ИТ-СЕРВИС

ИНКОРГАЗ

ПРОТОКОЛ №__1__ - 2006 г.
заседания рабочей группы по рассмотрению результатов опытно-промышленных испытаний ингибитора «ИНКОРГАЗ-21Т»

г. Оренбург 25 октября 2006 г.

- технологические свойства ингибитора «ИНКОРГАЗ-21Т» соответствуют «Техническим требованиям к ингибиторам коррозии, применяемым в ОАО «ГАЗПРОМ», утвержденным ОАО «ГАЗПРОМ» и «Положению по ингибиторной защите и коррозионному контролю промыслового оборудования и коммуникации в системе «скважина-шлейф-УКПГ-ДКС-соединительные газо-нефте-конденсатопровод», утвержденному ООО «ВНИИГАЗ» и ООО «Оренбурггазпром». Ингибитор обладает хорошей растворимостью в метаноле и в газовом конденсате, не вспенивает аминовые растворы, не способствует стабилизации эмульсии пластовая вода-газовый конденсат.
- при сравнительных испытаниях ингибитор «ИНКОРГАЗ-21Т» показал более высокий защитный эффект, чем применяемый в настоящее время в ООО «Оренбу́рггазпром» ингибитор ИКТ-1 зарубежного производства.
- норма расхода данного ингибитора при испытаниях была принята соответственно норме ингибитора ИКТ -1 (33 г/1000 м^3 добываемого газа).

3. Рабочая группа решила принять к промышленному применению ингибитор коррозии «ИНКОРГАЗ-21Т» в ООО «Оренбурггазпром» с нормой расхода 33 г/1000 м^3 добываемого газа, для чего:

Ингибитор коррозии «ИНКОРГАЗ-21Т», который успешно применялся с 2007 года в ООО «Газпром добыча Оренбург» в дальнейшем успешно применялся при добыче сероводородсодержащего природного газа на других месторождениях РФ, а также Узбекистана, Казахстана, Туркмении.

При применении этого ингибитора не зафиксировано случаев влияния его на технологию добычи и подготовки газа

Результаты ОПИ ингибитора коррозии «ИНКОРГАЗ-112 на Бованенковском ГКМ

Условия испытаний: Испытания ингибитора коррозии «ИНКОРГАЗ-112» проведены на скважине № 5709 ГП-2 БНГКМ в 4 этапа. Дебит скважины 455-475 тыс. $м^3$/сутки. Закачку ингибитора осуществляли через штатную систему подачи ингибитора гидратообразования (СПИ). Остаточную скорость коррозии в присутствии ингибитора коррозии определяли гравиметрическим (весовым) методом по образцам свидетелям (всего 5 кассет, установленным в узлах контроля), изготовленным из материалов труб: кассеты Б1, Б5 - 09Г2С; Б2 - сталь НКТ (J55LT), Б3 - 30ХМЛ; Б4 - 09Г2С с имитацией сварного шва.

Первые три этапа отрабатывали технологию постоянной подачи ингибиторного раствора в скважину с расходом 5-7 кг/час.

На 1 этапе эксплуатационных испытаний (25.01.2016 – 25.02.2016) использовали 15% раствор ингибитора в метаноле (РИК 15), на 2 этапе (27.02.2016 - 26.03.2016) - 7% раствор ингибитора в метаноле (РИК 7), на 3 этапе (27.03.2016 - 29.04.2016) - 5% раствор ингибитора в метаноле (РИК 5).

На 4 этапе эксплуатационных испытаний (05.05.2016 - 06.06.2016) периодическую подачу ингибитора концентрацией 15% в метаноле (РИК 15) проводили через инструментальный фланец перед УДК скважины № 5709: два раза в сутки в течение одного часа с 8-00 до 9-00 и с 18-00 до 19-00 с расходом 20 кг/час.

Акты по результатам коррозионных испытаний по каждому этапу прилагаются.

Результаты ОПИ ингибитора коррозии «ИНКОРГАЗ-112 на Бованенковском ГКМ

Результаты испытаний: приведены в таблице.

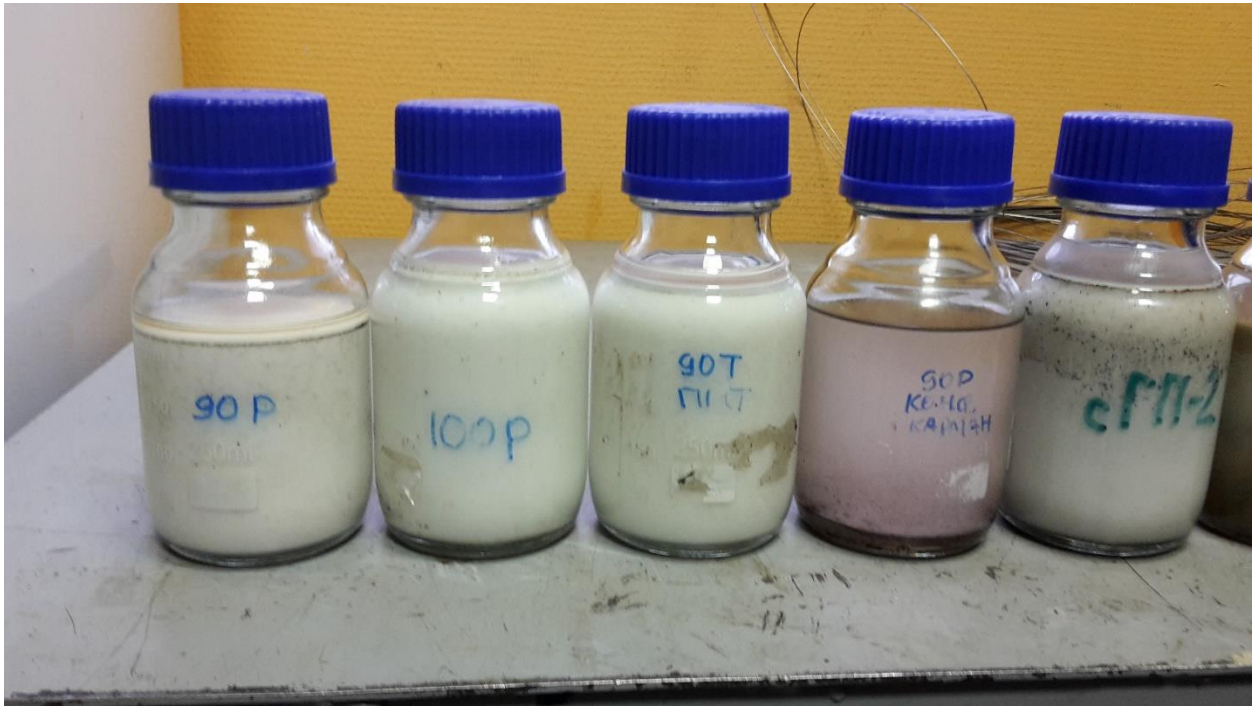
Таблица - Остаточная скорость коррозии в присутствии ингибитора коррозии «ИНКОРГАЗ-112»

№ этапа испытаний	№ кассеты с образцами-свидетелями	№ Б1	№ Б2	№ Б3	№ Б4	№ Б5
	Марка стали образцов-свидетелей	09Г2С	J55KT (НКТ)	30ХМЛ	09Г2С с имитацией сварного шва	09Г2С
1 этап	Средняя скорость коррозии, мм/год	0,017	0,014	0,0166	0,0306	0,007
2 этап		0,004	0,002	0,003	0,006	0,002
3 этап		0,008	0,008	0,011	0,002	0,004
4 этап		0,016	0,010	0,021	0,007	0,014

ИТ-СЕРВИС

ИНКОРГАЗ

Результаты применения ингибитора коррозии «ИНКОРГАЗ-112 М на Бованенковском НГКМ при повышенных его дозировках



Самара 05-07 сентября 2022

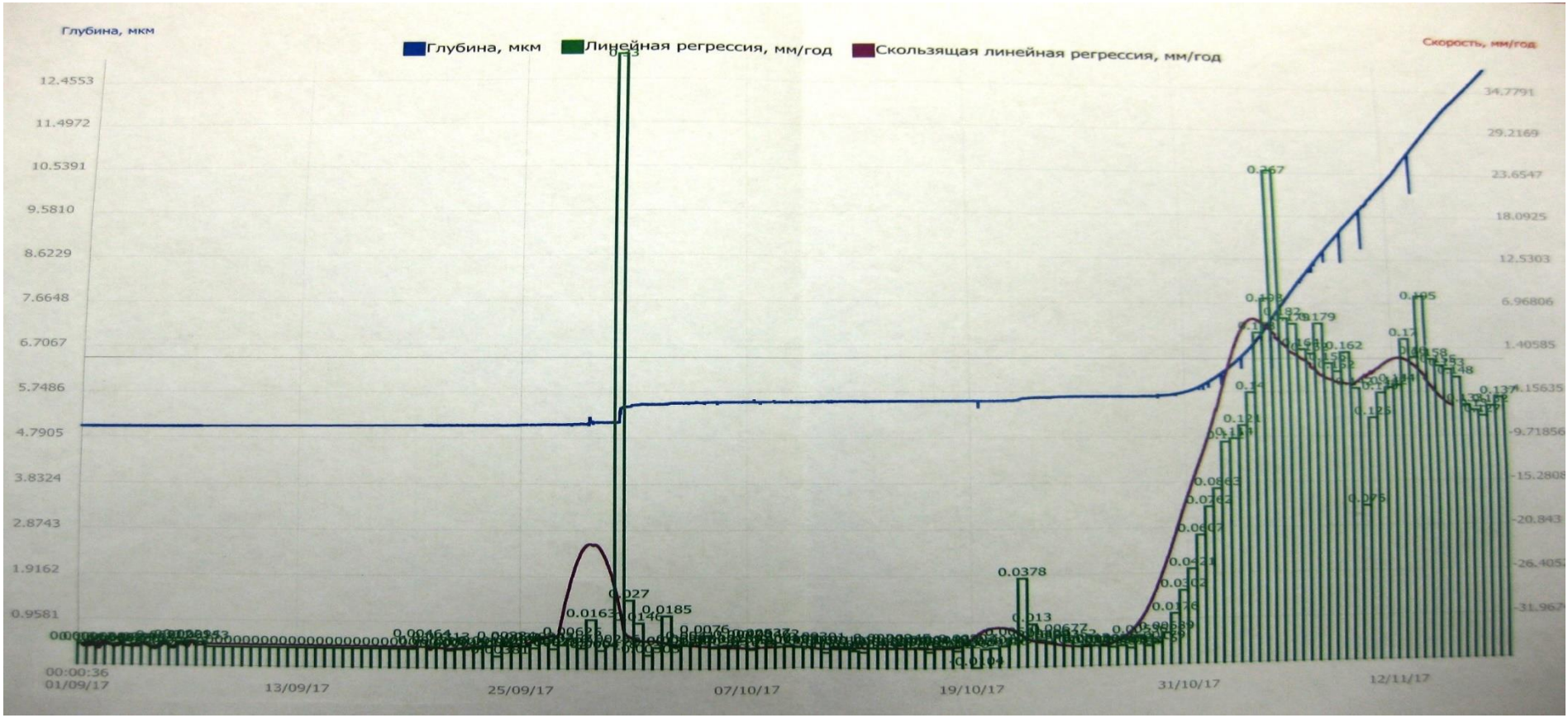
Результаты ОПИ ингибитора коррозии «ИНКОРГАЗ-112 на Уренгойском НГКМ в АО «АРКТИКГАЗ»

Номер этапа	Сроки проведения	Дозировка ингибитора коррозии	Средняя скорость коррозии, мм/год	Защитный эффект, %
Предварительный	05.06.2017-06.07.2017	нет	0,5456	-
1	24.07.2017-24.08.2017	РИК10	0	100
2	24.08.2017-21.09.2017	РИК7,5	0,0038	99
3	21.09.2017-25.102017	РИК5	0,0135	97,53
Дополнительный	25.102017-22.11.2017	нет	0,2038	-

ИТ-СЕРВИС

ИНКОРГАЗ

Скорость коррозии по данным ER при подаче ингибитора коррозии «ИНКОРГАЗ-112-М» и метанола



Самара 05-07 сентября 2022

ИТ-СЕРВИС

ИНКОРГАЗ

Акт по результатам исполнения Программы проведения комиссионных испытаний ингибитора коррозии «ИНКОРГАЗ-112-25» в химико-аналитической лаборатории Киринского ГДУ

13	Дополнительно к Программе оценивалась термическая стабильность активной основы «ИНКОРГАЗ-112-25» при 350 градусов в течение 6 часов, в модельных условиях: запайка в стеклянную ампулу в среде аргона.	26-27.09.2018	Исходный образец, полученный отгонкой растворителя из «ИНКОРГАЗ-112-25», представлял собой текучую темно- коричневую жидкость, без посторонних включений. После термостатирования наблюдалось изменение цвета на светло- коричневый, с появлением второй фазы (предположительно, воды). Потери подвижности не наблюдается. Фотоматериалы прилагаются (Приложение 6).

3 Заключение

На рабочем совещании 01.03.2022 представителями ПТО АО «АРКТИКГАЗ» и ООО «ИНКОРГАЗ» принято решение о завершении ОПИ ингибитора коррозии «ИНКОРГАЗ-116» в связи с достижением критерия успешности ОПИ: общая скорость коррозии в присутствии ингибитора коррозии не превысила 0.1 мм/год, очагов локальной коррозии на поверхности ОСК не обнаружено.

Полученные данные по скоростям коррозии за период ОПИ представлены в сводной таблице №3.

Таблица 3. Обобщённые данные по скоростям коррозии и защитному эффекту ингибитора коррозии «ИНКОРГАЗ-116».

Номер этапа	Сроки проведения	Дозировка ингибитора коррозии, кг/тыс.м^3	Очаги локальной коррозии да/нет	Средняя скорость коррозии, мм/год	Защитный эффект, %
1	14.12.2021-13.01.2022	0.0120	нет	0.03163	86.4
2	26.01.2022-28.02.2022	0.0104	нет	0.0024	98.9

ВЫВОДЫ

1. **Применение ингибиторов коррозии обеспечивает необходимую защиту оборудования и трубопроводов от коррозии.**

2. **Проблемы, возникающие при применении ингибиторов коррозии, обусловлены составом добываемых сред, технологическими решениями, заложенными при проектировании и обустройстве месторождений без учета возможного протекания коррозии, недооценка состава добываемых сред.**

СПАСИБО
ЗА ВНИМАНИЕ

ООО «ИНКОРГАЗ»
192148, Санкт-Петербург, а,я 109
Юр./факт. адрес: Санкт-Петербург, ул. Дудко, 3
www.incorgaz.ru,
E-mail: mail@incorgaz.spb.ru

Самара 05-07 сентября 2022

ОСОБЕННОСТИ ПРОТЕКАНИЯ ПРОЦЕССОВ КОРРОЗИИ ГАЗОПРОМЫСЛОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ НА ОБЪЕКТАХ ООО «ГАЗПРОМ ДОБЫЧА УРЕНГОЙ»

Юсупов Александр Дамирович
Ведущий инженер - руководитель группы
защиты от коррозии и защитных покрытий

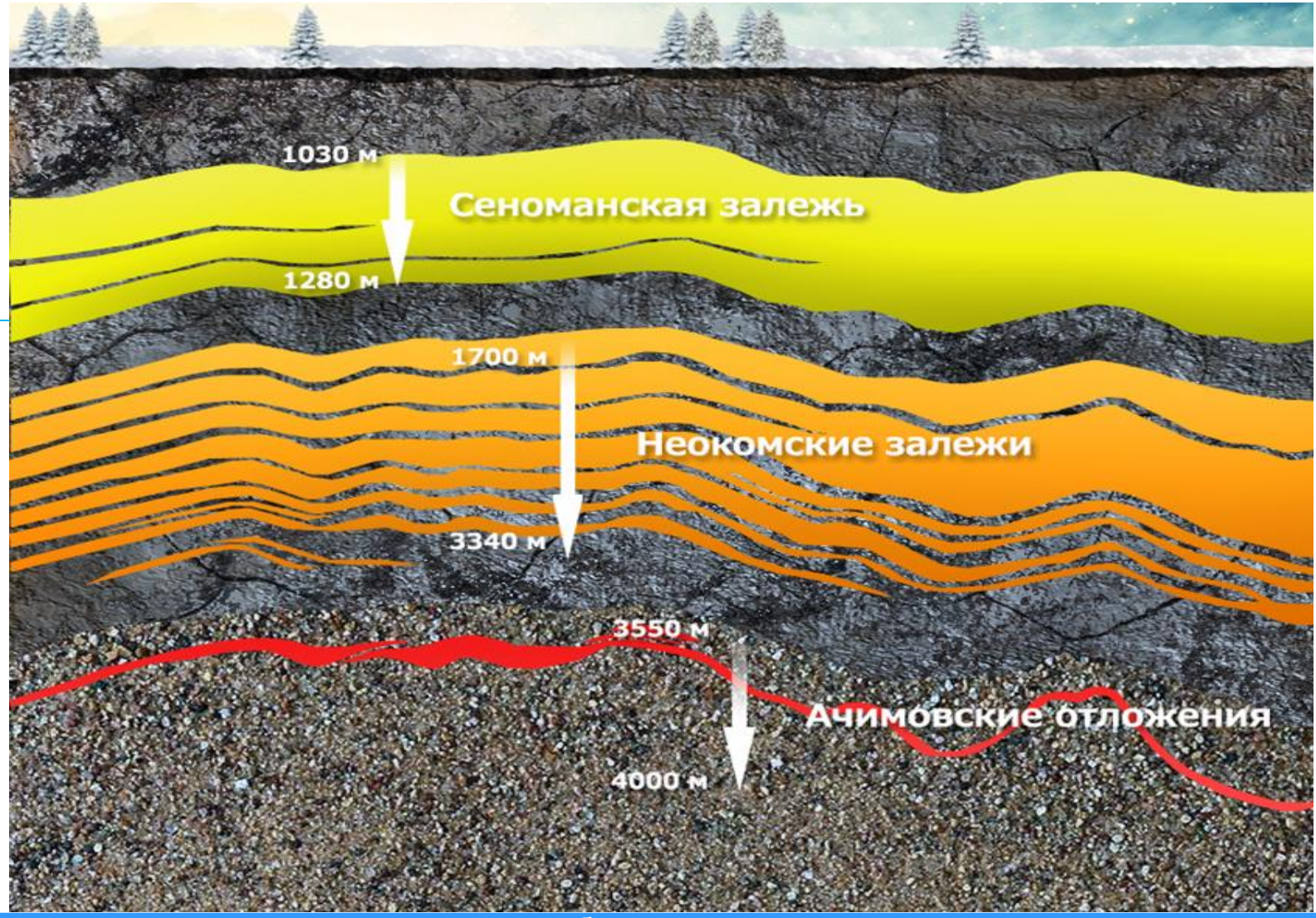
ООО «Газпром добыча Уренгой»

Объекты разработки ООО «Газпром добыча Уренгой»

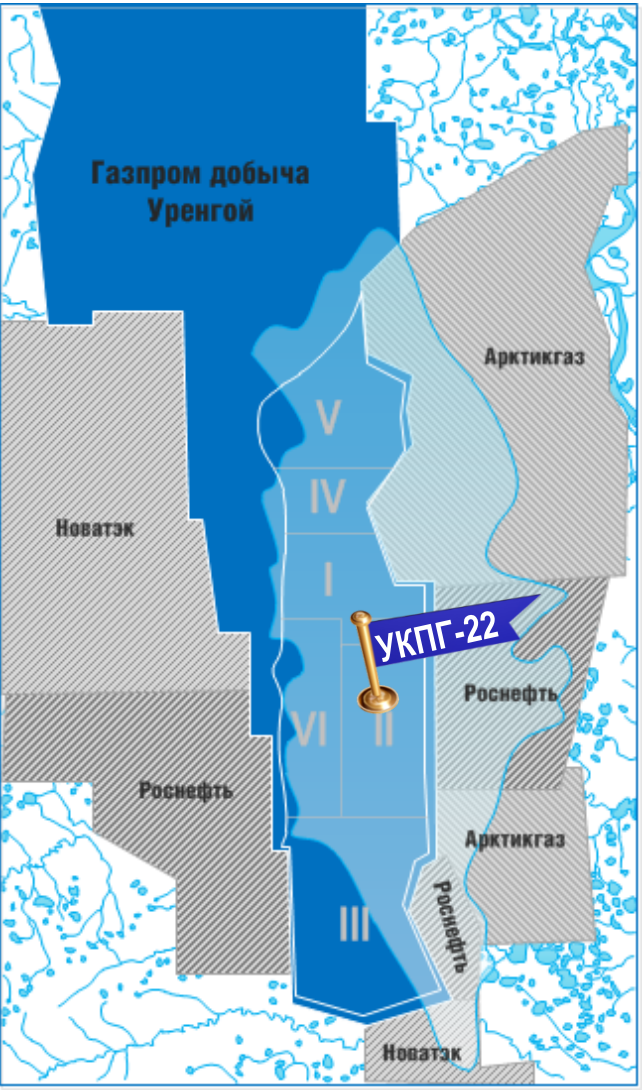
- введена в разработку в 1978 г.;
- начальное пластовое давление до 12 МПа;
- текущее пластовое давление до 2 МПа;
- пластовая температура до 31 °С;
- добываемая продукция: природный газ

- введены в разработку в 1985 г.;
- начальное пластовое давление до 30 МПа;
- текущее пластовое давление до 6 МПа;
- пластовая температура до 90 °С;
- добываемая продукция: природный газ, газовый конденсат

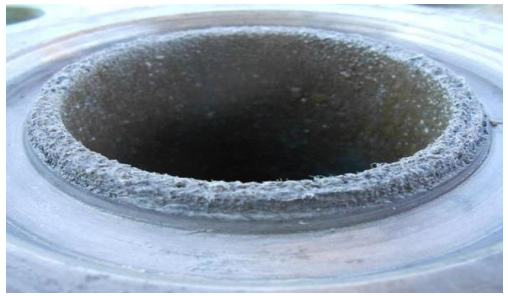
- введена в разработку в 2008 г.;
- начальное пластовое давление до 72 МПа;
- пластовая температура до 108 °С;
- добываемая продукция: природный газ, газовый конденсат



Проблема коррозии на объектах II эксплуатационного участка ачимовских отложений УНГКМ



- В 2009 году введен в эксплуатацию ГКП–22;
- Глубина скважин до 3700 м; $P_{заб}$ до 60 МПа; $T_{заб}$ до 106 °С;
- В 2014 г. выявлены коррозионные повреждения внутренней поверхности элементов ФА;



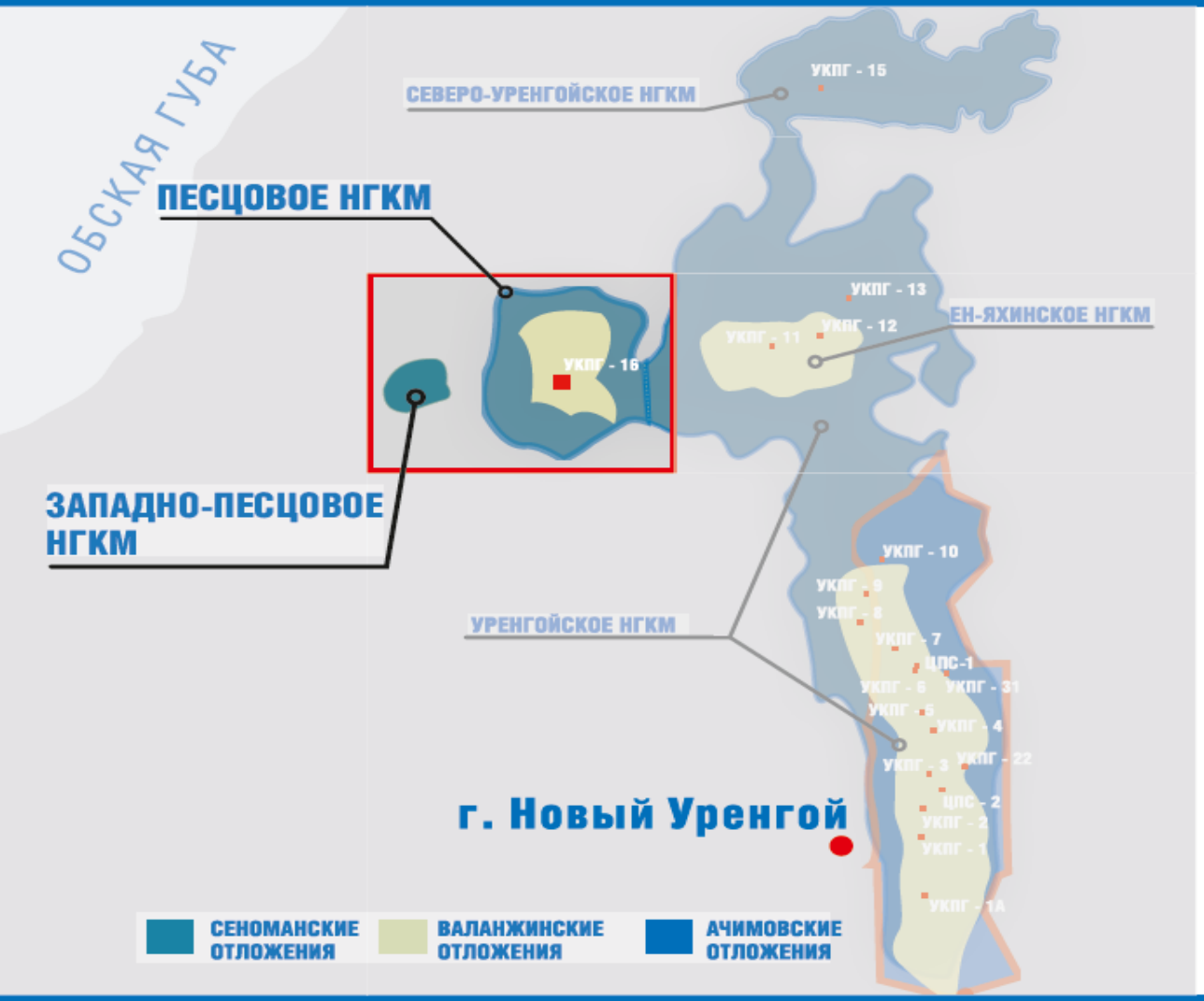
- В 2016 г. выявлены коррозионные повреждения внутренней поверхности газопроводов-шлейфов;






- Причина повреждений – углекислотная коррозия.

Проблема коррозии на объектах разработки сеноманской залежи Песцовой площади Уренгойского НГКМ (ГП-16)



ХАРАКТЕРИСТИКА ЗАЛЕЖИ

Продуктивные отложения представлены

- Песцовая площадь - 33х48,5 км, высота 82,2 м.
- Западно-Песцовая площадь - 11,5х13,6 км., высота 32 м.

Начальные запасы углеводородов

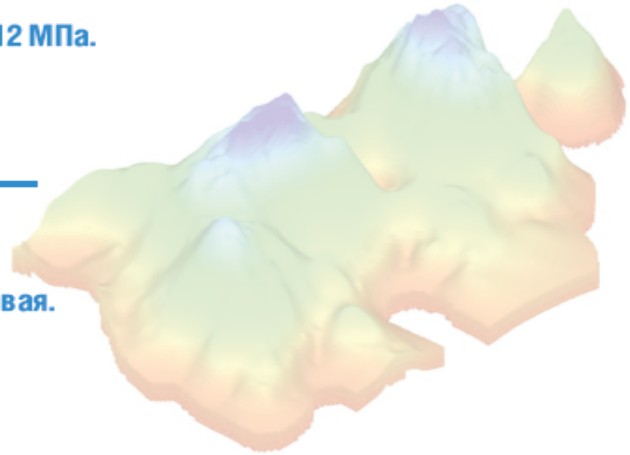
- Песцовая площадь более 800 млрд. м^3.
- Западно-Песцовая площадь более 40 млрд.м^3.
- Режим разработки залежи упруговодонапорный.

Условия залегания флюида

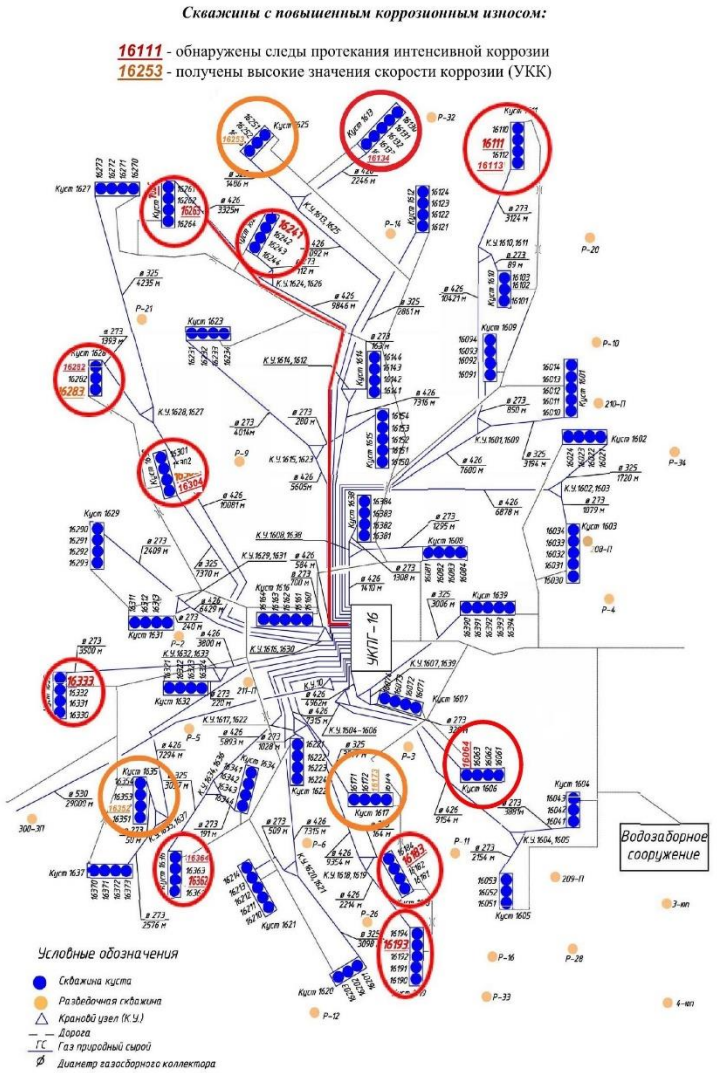
- Начальное пластовое давление - 12 МПа.
- Пластовая температура 32 °С.
- Глубина залегания 1 040-1 300 м.

Характеристики коллекторов

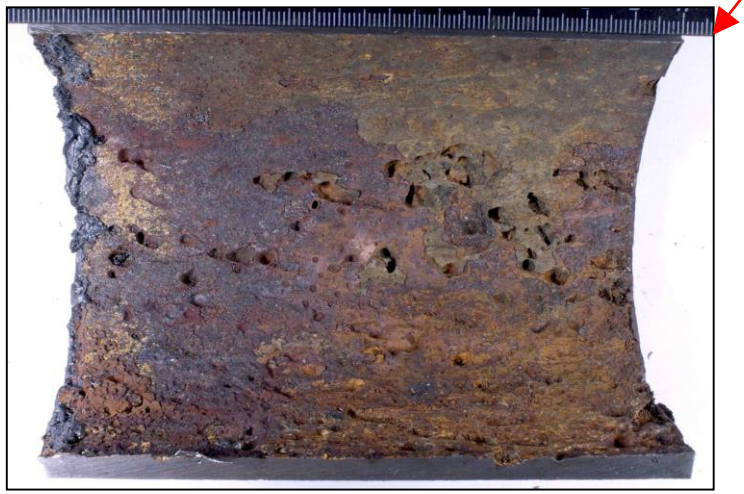
- Тип - терригенный.
- Проницаемость - до 3,2 Дарси.
- Тип породы - песчано-алевролитовая.
- Газонасыщенность - 70%.
- Открытая пористость - 30%.



Проблема коррозии на объектах разработки сеноманской залежи Песцовой площади Уренгойского НГКМ (ГП-16)







С 2018 г. выявляются коррозионные повреждения:
- фланцы на обвязке скважин;
- трубопроводы обвязки скважин;
- газосборный коллектор (1 случай).



Проведение внутритрубной видеоэндоскопии

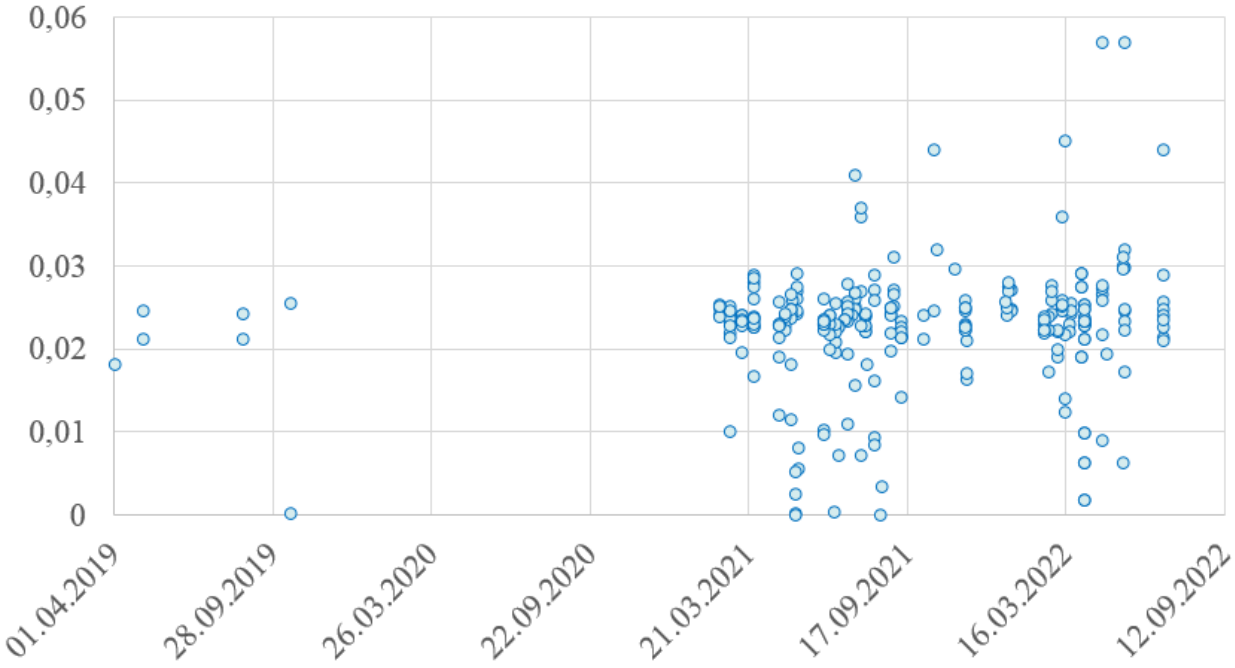


Период	Кол-во скважин, осмотренных с видеоэндоскопом	Кол-во скважин с выявленными критическими дефектами
2019	3	1
2020	12	4
2021	12	5
2022	5	2
ВСЕГО	**32**	**12**

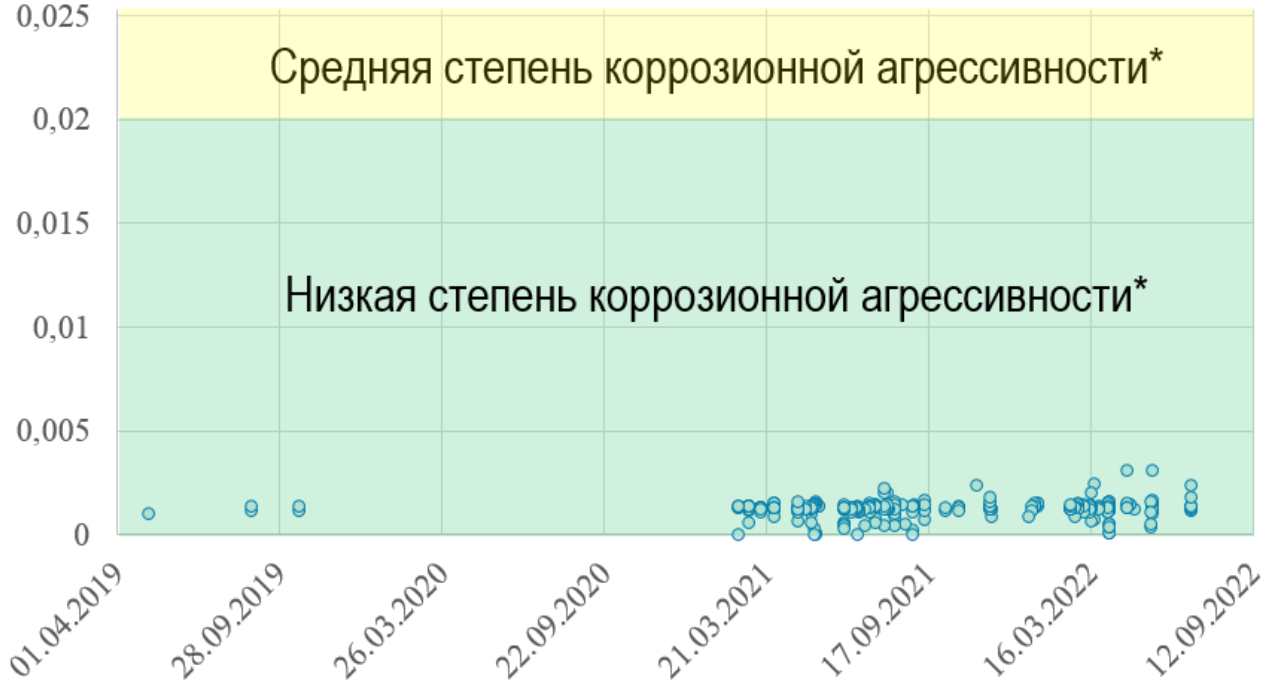
Химические исследования сырого газа

В период с 2019 года проведено 278 отборов проб сырого газа со скважин

Содержание CO_2 в сыром газе скважин ГП-16, $\%_{мол}$



Парциальное давление CO_2 в сыром газе скважин ГП-16, МПа

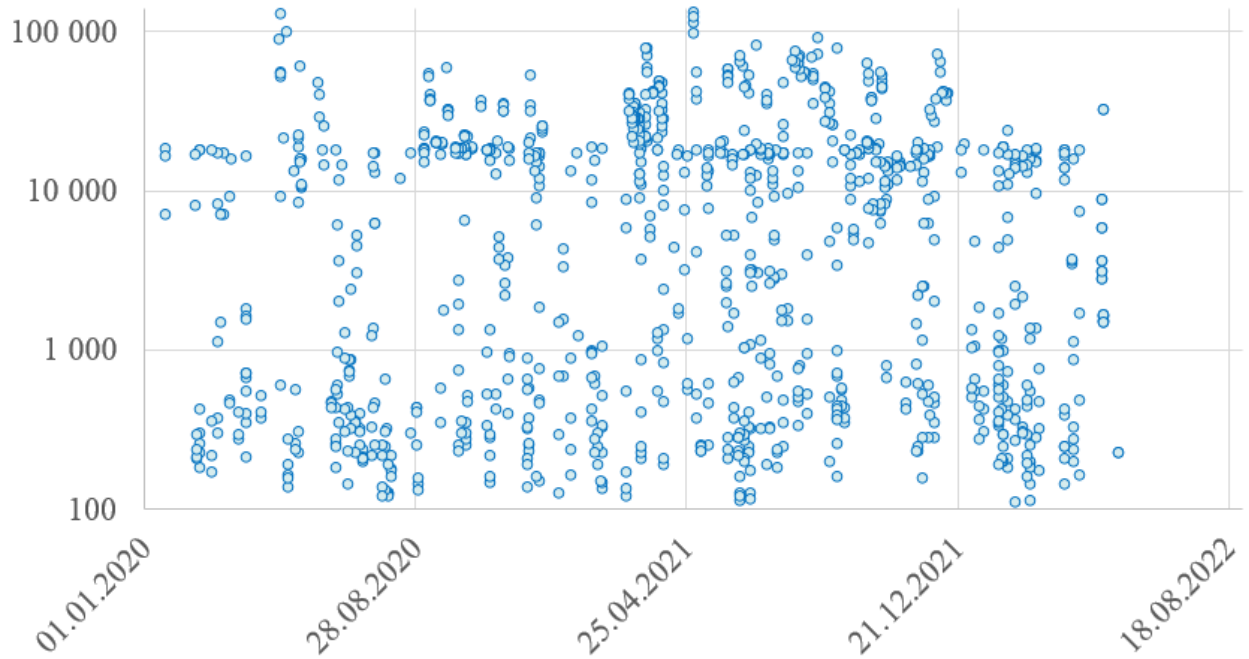


* - согласно изм. 1 к СТО Газпром 9.3-011-2011

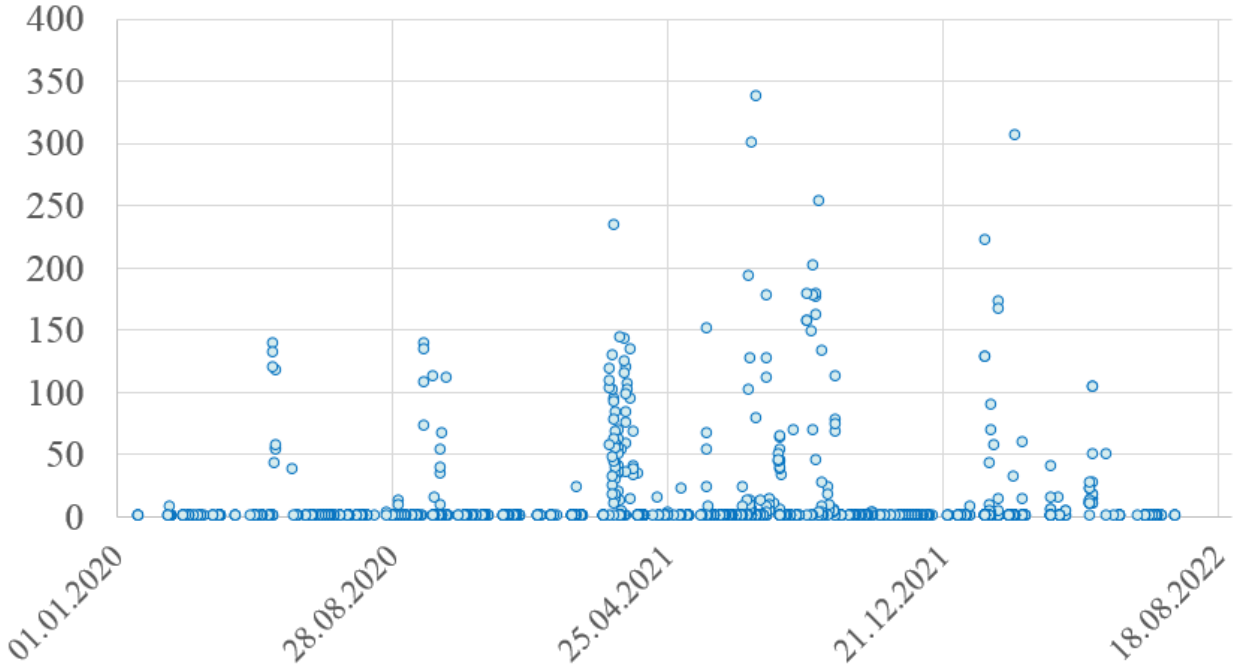
Химические исследования добываемой воды

В период с 2019 года проведено 1304 отборов проб воды

Общая минерализация добываемой воды, мг/дм^3



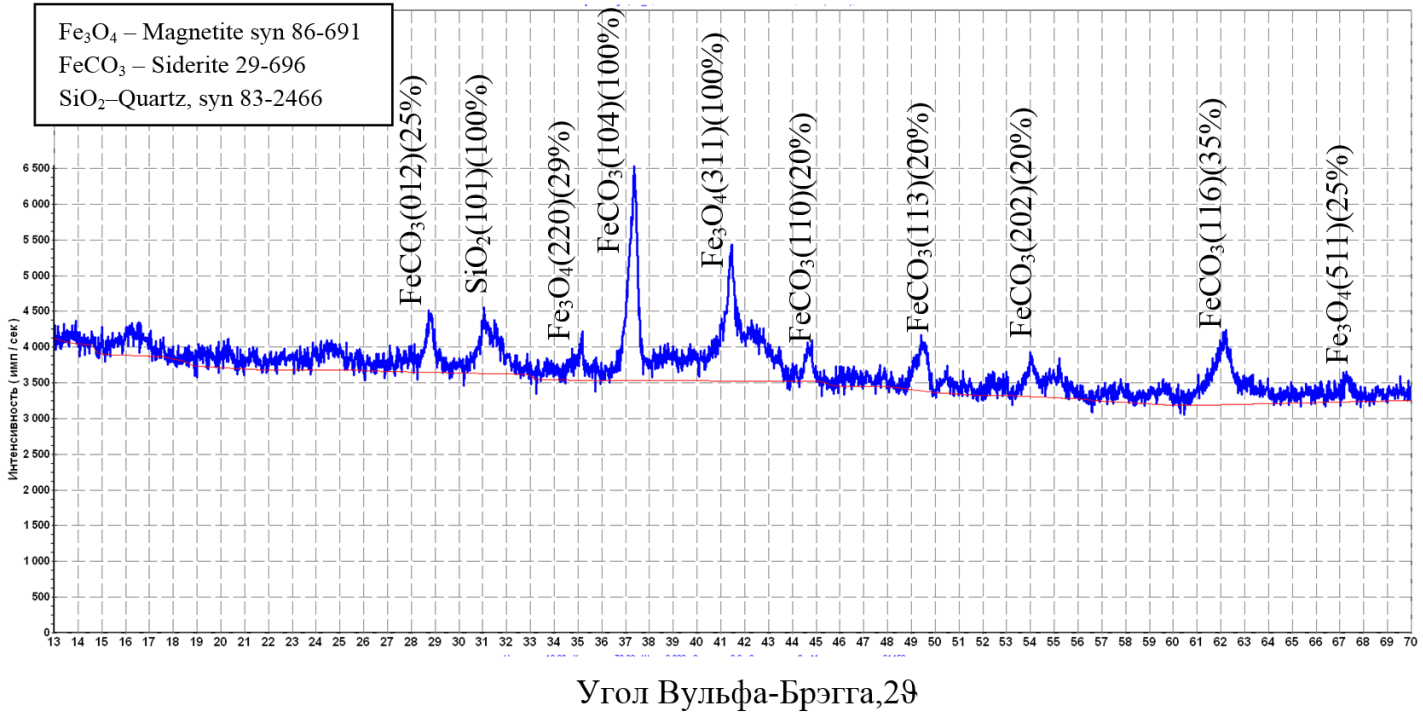
Содержание Fe (общ) в добываемой воде, мг/дм^3



Работа с ООО «ИТ-Сервис» по определению причин дефектов

Проведены следующие исследования фрагментов труб:
– визуальный осмотр;
– анализ фазового состава отложений продуктов коррозии;
– металлографические исследования основного металла и отложений продуктов

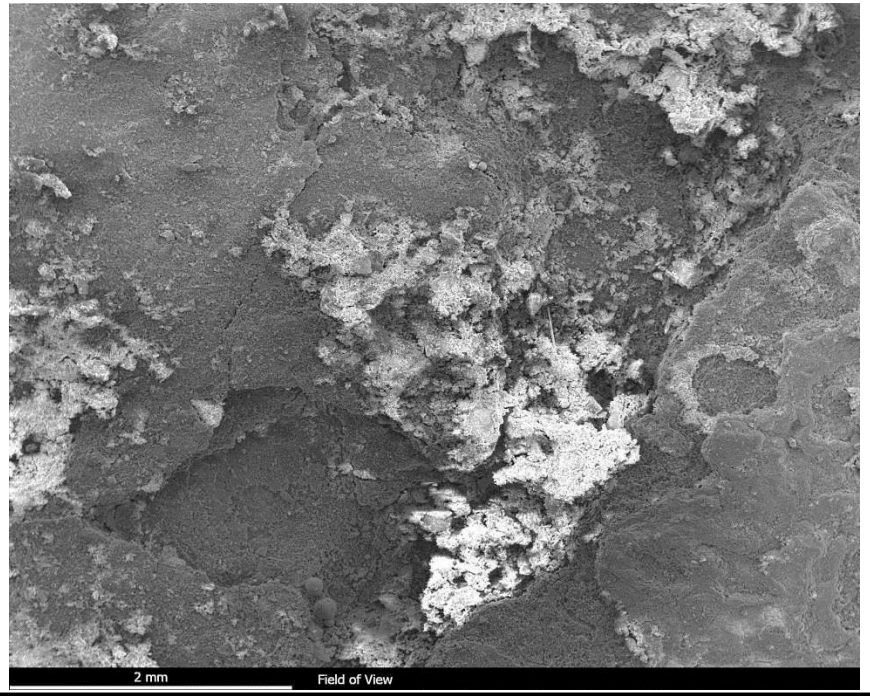




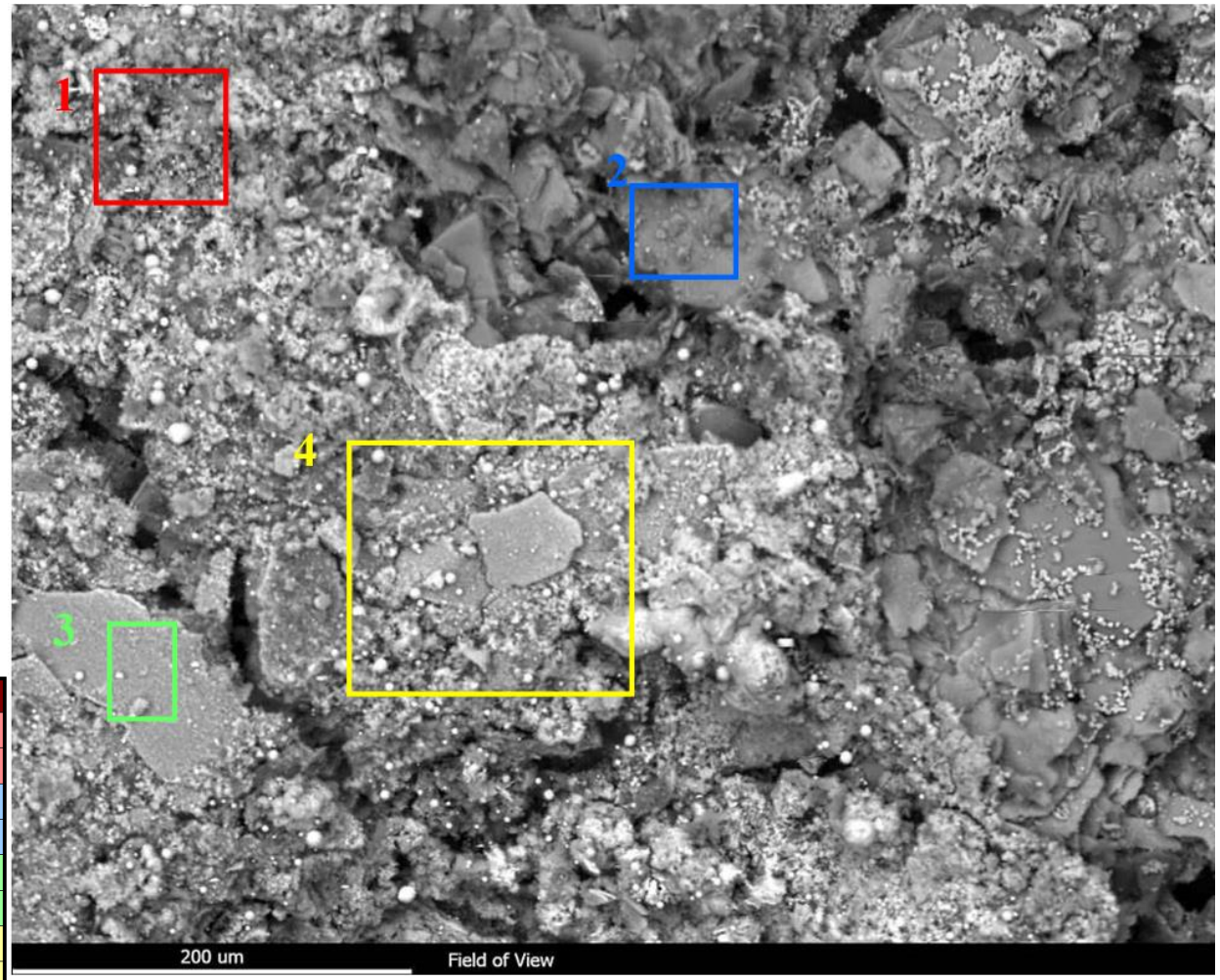
Дифрактограмма продуктов коррозии (соскоб с внутренней поверхности трубы)

Работа с ООО «ИТ-Сервис» по определению причин дефектов

Электронная микроскопия продуктов коррозии



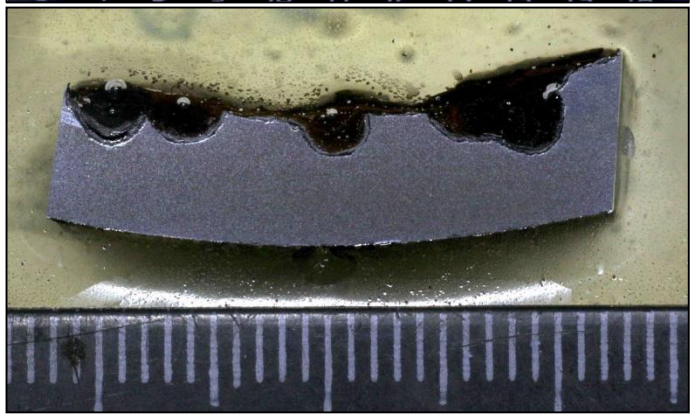
	%	C	O	Na	Mg	Al	Si	S	Cl	K	Ca	Fe	Zn
1	Wt	10,49	12,63	-	1,57	1,63	5,70	4,74	1,46	1,32	3,27	39,96	17,22
	At	26,67	24,11	-	1,98	1,85	6,20	4,52	1,25	1,03	2,50	21,85	8,05
2	Wt	24,39	18,98	1,85	2,10	13,43	19,35	1,08	-	6,82	2,22	7,20	2,59
	At	40,60	23,71	1,61	1,73	9,95	13,77	0,67	-	3,49	1,11	2,58	0,79
3	Wt	5,30	26,68	-	0,98	17,48	23,95	4,14	-	7,11	-	6,45	7,92
	At	10,52	39,73	-	0,96	15,44	20,31	3,08	-	4,33	-	2,75	2,89
4	Wt	8,79	15,90	-	1,70	4,32	8,14	4,78	1,24	2,92	1,49	37,19	13,53
	At	21,43	29,10	-	2,05	4,69	8,49	4,36	1,02	2,19	1,09	19,51	6,06

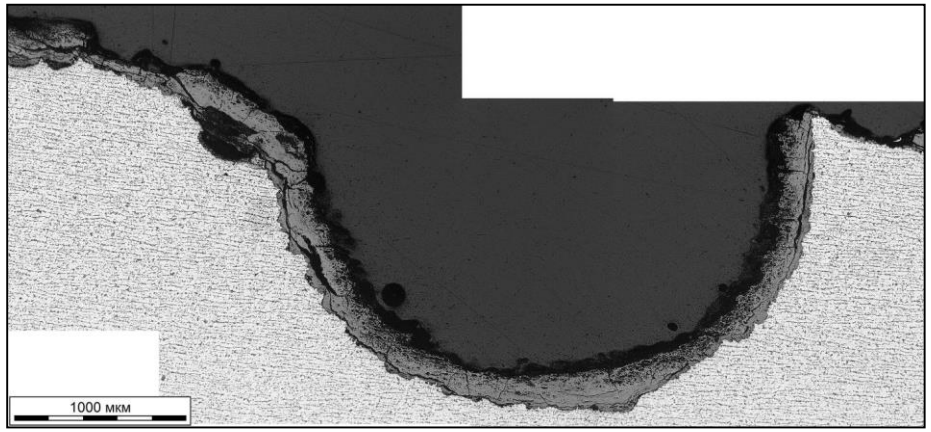


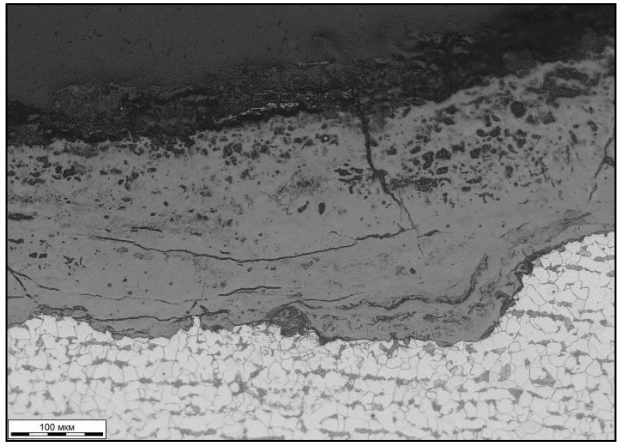
Работа с ООО «ИТ-Сервис» по определению причин дефектов

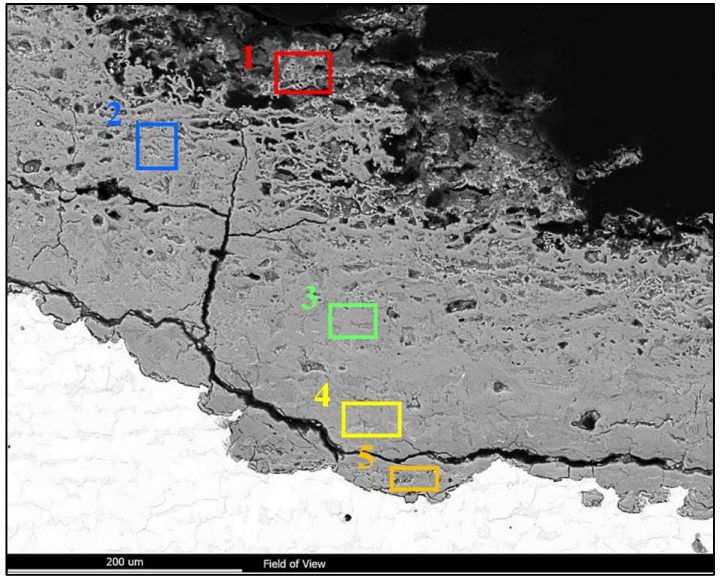
Металлографический анализ микрошлифов в сечении коррозионных язв







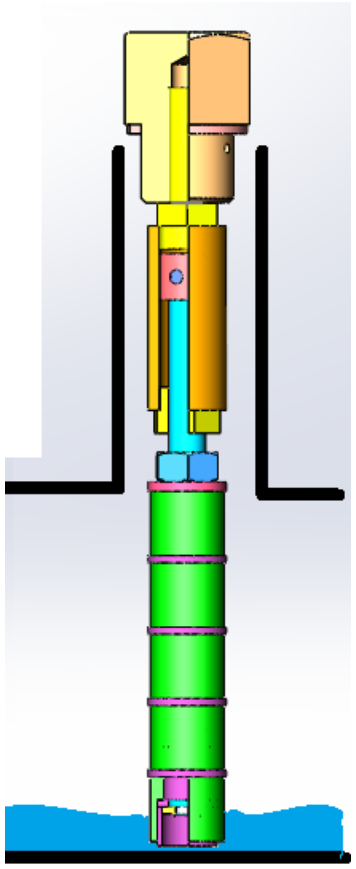




	%	C	O	Na	Si	S	Cl	Mn	Fe
1	Wt	22,80	23,27	-	0,89	0,33	0,81	0,48	51,42
	At	43,67	33,46	-	0,73	0,24	0,52	0,20	21,18
2	Wt	6,70	25,57	-	0,61	-	1,09	0,56	65,48
	At	16,44	47,14	-	0,64	-	0,90	0,30	34,58
3	Wt	6,39	25,38	-	0,32	-	0,35	0,52	67,04
	At	15,88	47,36	-	0,34	-	0,30	0,28	35,84
4	Wt	5,90	23,48	-	0,56	-	-	0,76	69,31
	At	15,19	45,39	-	0,61	-	-	0,43	38,39
5	Wt	6,93	21,48	0,55	0,69	-	0,65	0,54	69,16
	At	17,83	41,51	0,74	0,76	-	0,57	0,30	38,28

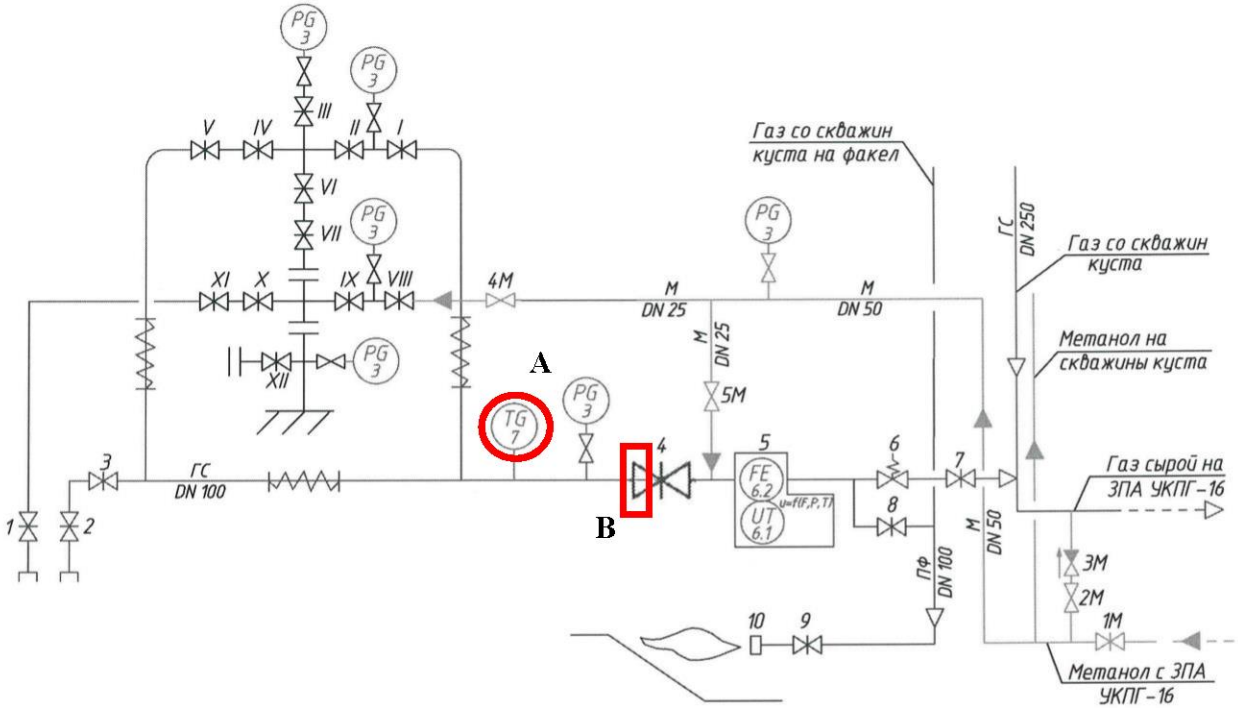
Измерения скорости коррозии объектов ГП-16

Гравиметрическое устройство кассетного типа с цилиндрическими ОСК



Межфланцевое устройство с сегментными ОСК, устанавливаемых заподлицо стенкой трубы



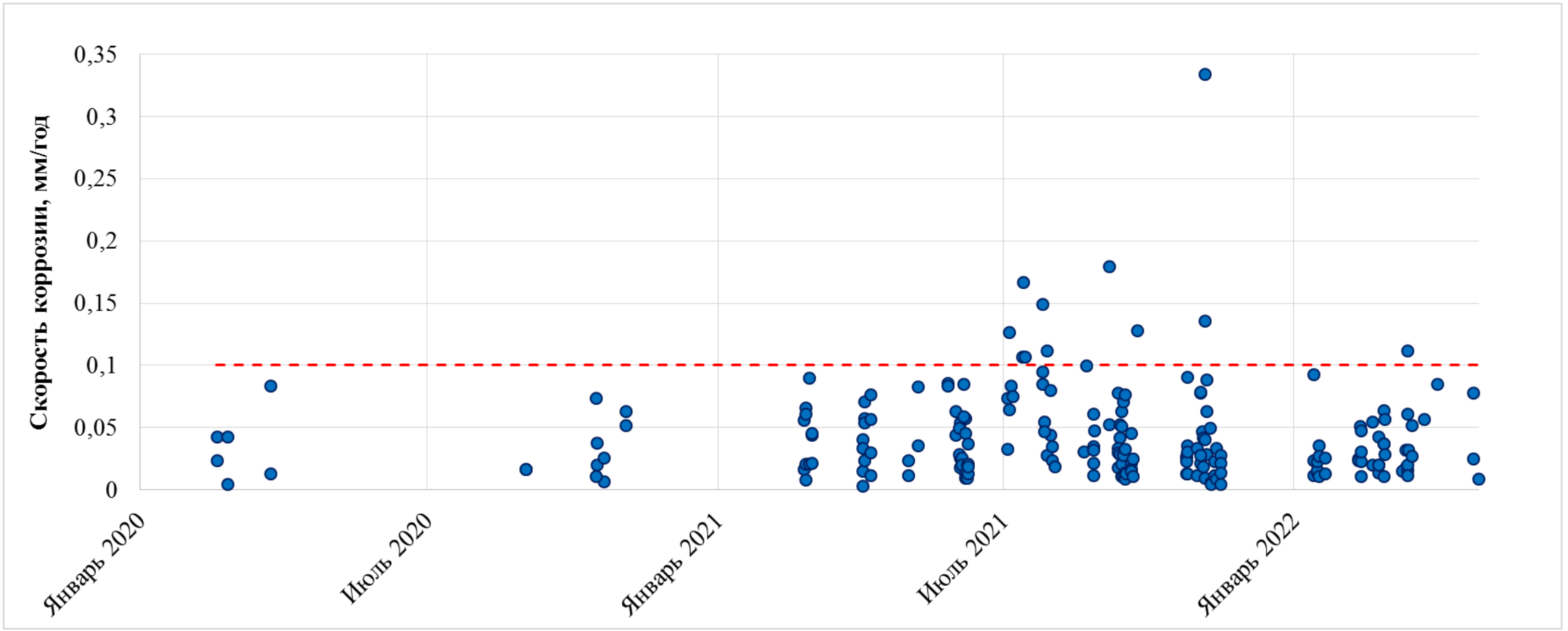


A – место установки гравиметрической кассеты (фитинг для термокармана)

B – место установки межфланцевого узла контроля коррозии (первое по потоку фланцевое соединение трубопровода обвязки скважины и задвижки 4)

Гравиметрические измерения скорости коррозии

Всего проведено 206 замеров скорости коррозии



Коррозионные (автоклавные) испытания на базе ОЗ «Нефтехим»

Результаты моделирования процессов коррозии в различные периоды эксплуатации скважин ГП-16

Наименование этапа	Скв. №	Даты	pH воды	Общая минерализация, мг/дм^3	Скорость вращения, об/мин	Парциальное давление CO_2, МПа	Температура, °С	Продолжи-тельность испытаний, часов	Скорость коррозии, мм/год
начало эксплуатации	16193	январь – июнь 2006 г.	5,88	1582,2	1130	0,0027	20	6	**0,88**
	16333	январь – июнь 2005 г	5,98	8835,9	1040	0,0028			**0,88**
перед обводнением	16193	январь – июнь 2018 г.	6,27	503,6	1590	0,0016			**0,89**
	16333	январь – февраль 2015 г.	6,78	161,5	1340	0,0019			**0,88**
после обводнения	16193	январь – июнь 2019 г.	6,00	17614,1	1460	0,0016			**0,84**
	16333	январь – июнь 2017 г.	6,28	15482,2	1360	0,0018			**0,87**
текущие условия	16193	сентябрь – октябрь 2021 г.	6,77	17823,1	1630	0,0013			**0,79**
	16333	сентябрь – октябрь 2021 г.	6,78	17795	1460	0,0014			**0,82**

Выводы

Оставшиеся вопросы:

- Какой истинный механизм разрушения металла?
- В какой момент разработки месторождения наиболее интенсивен процесс коррозии?
- Почему на соседних скважинах разное воздействие коррозии?
- Как организовать коррозионный мониторинг?
- Как проводить оценку технического состояния?
- Требуется ли противокоррозионная защита?

Спасибо за внимание

Юсупов Александр Дамирович
Руководитель группы
защиты от коррозии и защитных покрытий

ООО «Газпром добыча Уренгой»
Тел.: +7 (3494) 99-18-74
E-mail: a.d.yusupov@gd-urengoy.gazprom.ru

ЛУКОЙЛ

Всегда в движении!

Результаты испытаний материалов и защитных покрытий в условиях закачки диоксида углерода в пласт

06.09.2022

Евгений Соснин,
Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»
«ПермНИПИнефть»

Актуальность и цели работы

• В настоящее время актуальной является закачка CO_2 или **дымовых газов**, содержащих CO_2 и O_2, в пласты с целью увеличения коэффициента извлечения нефти или утилизации.

• CO_2 и O_2, содержащиеся в дымовых газах, являются коррозионно-агрессивными соединениями, вызывающими общую и локальную коррозию, а также коррозионное растрескивание сталей, из которых изготовлено нефтепромысловое оборудование, поэтому необходим подбор специальных коррозионностойких материалов и защитных покрытий.



Состав дымовых газов

№ п.п.	Газы	% масс.
1	N_2	74,55
2	O_2	15,1
3	H_2O (пары)	7
4	CO_2	3,3
5	NO_2	<1
6	NO	<1
7	CO	<1

Цель работы

подбор материалов, стойких в условиях закачки CO_2 или дымовых газов в пласты при реализации технологий:
- закачки CO_2 в смеси с пресной водой;
- закачки **дымовых газов** в смеси с подтоварной водой;
- циклической закачки CO_2 в добывающие скважины (технология «Huff&Puff»).

Испытательное оборудование (автоклав)



Технические характеристики

Параметр	Значение
Диапазон рабочих температур	+20 - +200 °С
Точность поддержания температуры	±1 °С
Максимальное испытательное давление	15,0 МПа
Частота вращения якоря магнитной мешалки	до 900 мин$^{-1}$
Содержание CO_2	0 - 70 г/дм^3
Содержание H_2S	0 - 1,5 г/дм^3
Содержание O_2	До 500 мг/дм^3

Данное оборудование позволяет моделировать процесс (температура, давление, содержание CO_2, O_2, H_2S) закачки воды и диоксида углерода или дымовых газов в пласт.

Состав оборудования: 1 – испытательная емкость, 2 - поршневая емкость, 3 – ручной насос, 4 – магнитная мешалка, 5 – блок поддержания температуры.

Закачка диоксида углерода в смеси с пресной водой с целью увеличения коэффициента извлечения нефти

Перечень исследуемых материалов и условия испытаний

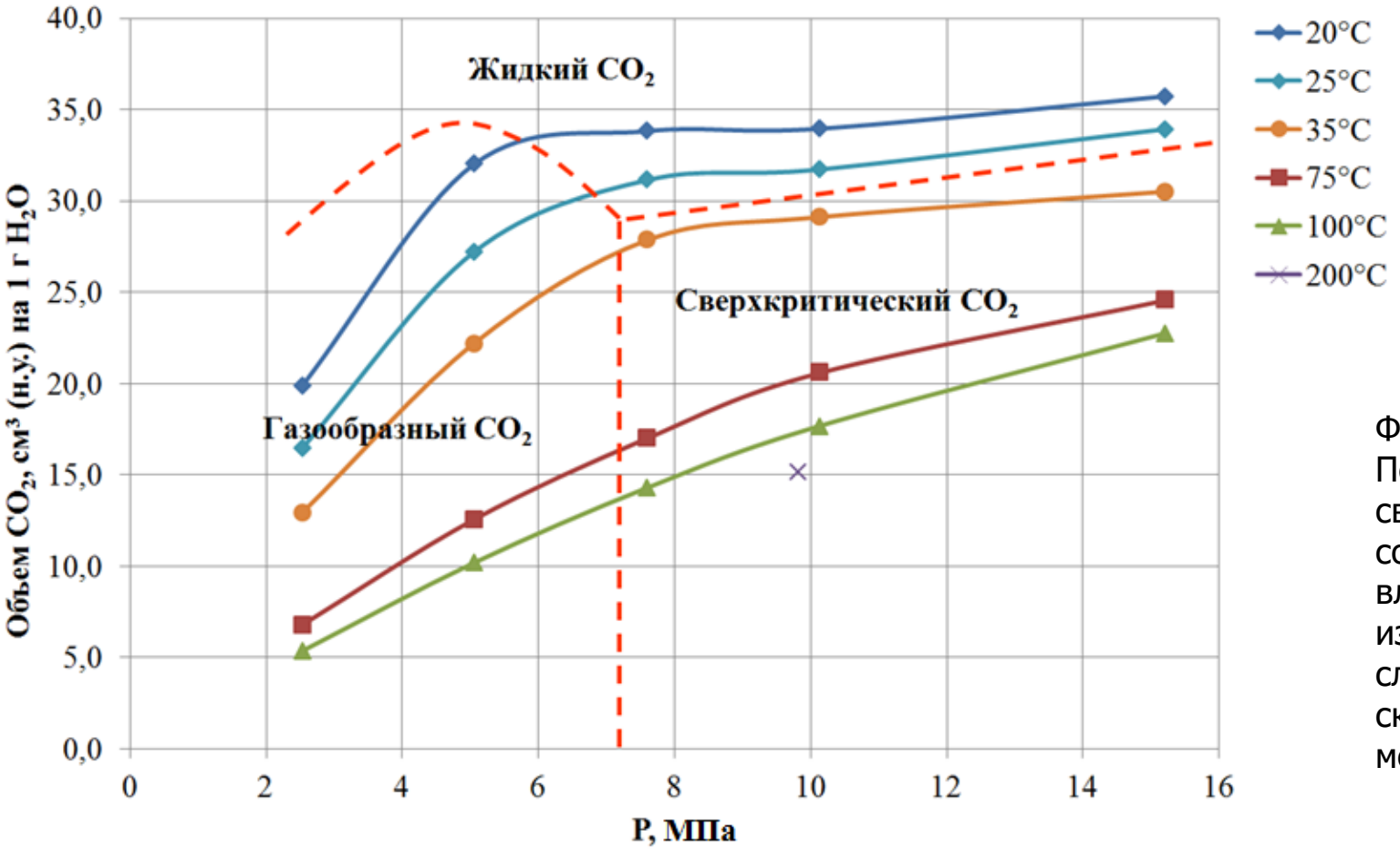
Перечень исследуемых материалов

Тип материала	Марка стали, система
1. Углеродистые и низколегированные стали	**Сталь 20, Сталь 45, 36Г2С, 30Г2, 15ХФА, 05ХГБ**
2. Нержавеющие стали мартенситного класса	**20Х13**
3. Нержавеющие стали аустенитного класса	**AISI 304 (аналог 12Х18Н10Т), AISI 316L (аналог 10Х17Н13М2Т)**
5. Защитные покрытия	**Belzona 1593** – покрытие на эпоксидной основе, **Belzona 1391T** - эпоксидное покрытие с керамическим наполнителем, **PolyPlex-P** - полиуретановое покрытие, **Phenoline 1205** - новолачный эпоксид аминового отверждения, **Корротан ХТ** - трехкомпонентный винилэфирно-полиуретановый полимерный сплав, **DuraPol** - эпоксидное покрытие с ионами металла, создающими металлическую фазу в молекулярной структуре), **силикатно-эмалевое покрытие** производства ООО «Завод Эмалированных Труб»

Условия испытаний динамические, водная фаза в равновесии с фазой CO_2

Температура, °С	Давление, МПа (парциальное давление CO_2)	Водная фаза (пресная вода)						
		Минера-лизация, г/дм³	Содержание ионов, мг/дм³					
			HCO_3^-	SO_4^{2-}	Cl^-	Ca^{2+}	Mg^{2+}	Na^+
75	10	0,13	77	4	11	14	2	17
150	10							

Растворимость диоксида углерода в воде



А. Ю. Намиот. Растворимость газов в воде. -М.: «Недра»-1991. 177 с.

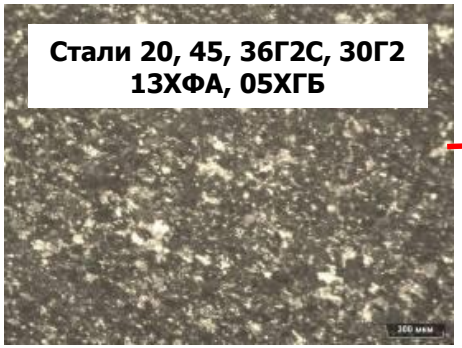
Фазовые переходы, в т. ч. Переход **CO_2** в сверхкритическое состояние не оказывают влияние на характер изотерм растворимости, а, следовательно, и на скорость коррозии металлов в водной фазе

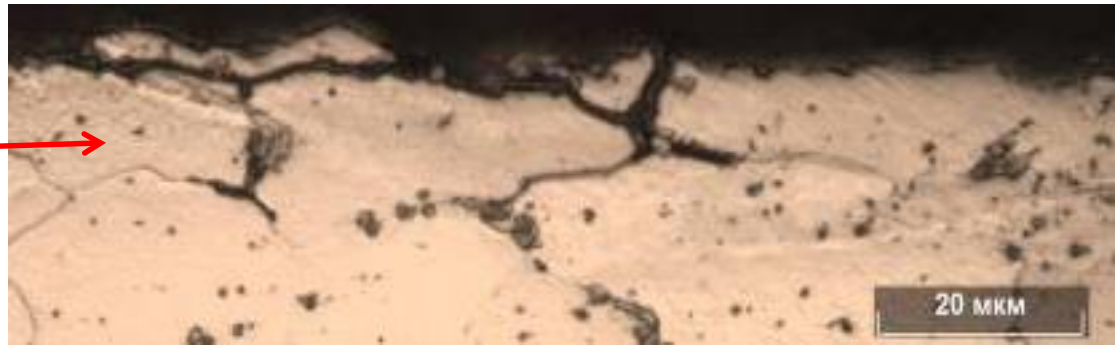
- Растворимость диоксида углерода с ростом давления повышается, что должно способствовать ускорению процессов коррозии;
- Растворимость диоксида углерода с ростом температуры снижается , что должно способствовать замедлению процессов коррозии

Закачка углекислого газа в смеси с пресной водой

Условия испытаний: динамические, t = 75°C, P = 10 МПа (pCO_2 – 10 МПа, pO_2 – 0 МПа, pN_2 – 0 МПа).

Марка стали	Средняя скорость общей коррозии, мм/год	Вид коррозии
Сталь 20, Сталь 45, 36Г2С, 30Г2	36-37	Общая и язвенная углекислотная коррозия, межкристаллитная коррозия, выкрашивание зерен
13ХФА, 05ХГБ	20-21	
20Х13	0,10	Очаги коррозии не обнаружены
AISI 304 (аналог 12Х18Н10Т)	0,02	
AISI 316L (аналог 03Х17Н14М)	0,01	





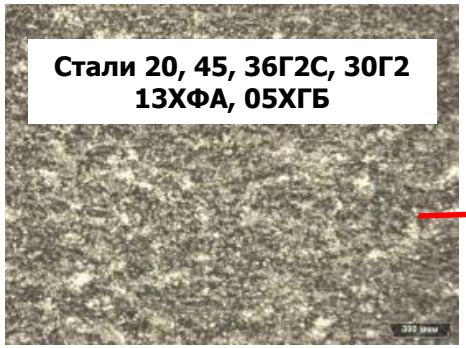


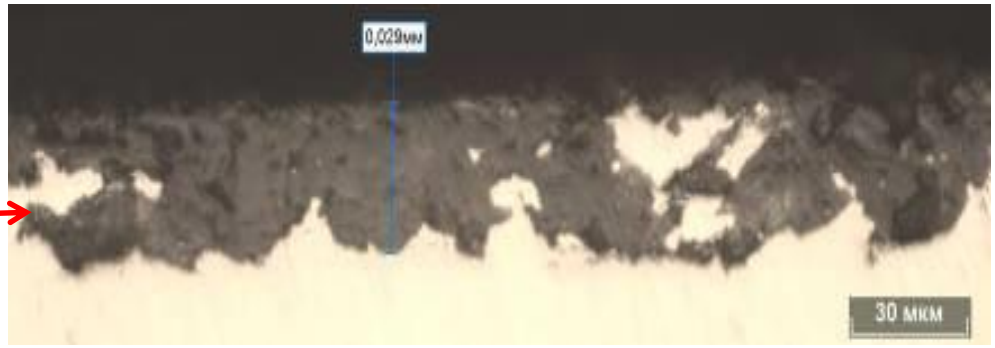
- Рекомендуется применение НКТ группы прочности **L80 типа 13 Cr** или НКТ с лейнером из нержавеющей стали аустенитного класса **AISI 304** или **AISI 316L.**
- Для линейных труб рекомендуются плакирование нержавеющей сталью аустенитного класса **AISI 304** или **AISI 316L.**

Закачка углекислого газа в смеси с пресной водой

Условия испытаний: динамические, t = 150°C, P = 10 МПа (pCO_2 – 10 МПа, pO_2 – 0 МПа, pN_2 – 0 МПа).

Марка стали	Средняя скорость общей коррозии, мм/год	Вид коррозии
Сталь 20, Сталь 45, 36Г2С, 30Г2	**12-13**	**Общая и язвенная углекислотная коррозия, образование плотного осадка сидерита $FeCO_3$ на углеродистой стали замедляет скорость коррозии**
13ХФА, 05ХГБ	**9-10**	
20Х13	**0,07**	**Очаги коррозии не обнаружены**
AISI 304 (аналог 12Х18Н10Т)	**0,01**	
AISI 316L (аналог 03Х17Н14М)	**0,01**	







- Рекомендуется применение НКТ группы прочности **L80 типа 13 Cr** или НКТ с лейнером из нержавеющей стали аустенитного класса **AISI 304** или **AISI 316L.**
- Для линейных труб рекомендуются плакирование нержавеющей сталью аустенитного класса **AISI 304** или **AISI 316L.**

Подбор защитных покрытий (автоклавные испытания согласно ГОСТ Р 58346)

• **Эпоксидные и полиуретановые покрытия** (**Belzona 1593** - на эпоксидной основе, **Belzona 1391T** - эпоксидное покрытие с керамическим наполнителем, **PolyPlex-P** - полиуретановое покрытие, **Phenoline 1205** - новолачный эпоксид аминового отверждения, **Корротан ХТ** - трехкомпонентный винилэфирно-полиуретановый полимерный сплав, **DuraPol** - эпоксидное покрытие с ионами металла, создающими металлическую фазу в молекулярной структуре) **не стойки** в условиях закачки диоксида углерода в смеси с пресной водой при температуре 75-150 °С;

• **Силикатно-эмалевое покрытие производства (СЭП) ООО «Завод Эмалированных Труб» стойко** в условиях закачки диоксида углерода в смеси с пресной водой при температуре 75-150 °С. Стойкость подтверждена микроскопическими исследованиями. Покрытие до и после испытаний имеет адгезию 0 баллов, согласно ГОСТ 32702.2



Belzona 1593



Belzona 1391T



PolyPlex-P



Корротан ХТ



СЭП

Условия испытаний: давление 10,0 МПа, температура 75 - 150 °С. Содержание CO_2 – 60 г/дм^3, CO_2 – в сверхкритическом состоянии.

Выводы и рекомендации

1. Для углеродистых и низколегированных сталей в условиях закачки CO_2 и горячей воды характерны высокие скорости коррозии **до 39 мм/год**. С ростом температуры скорость коррозии падает за счет образования плотного трудно растворимого осадка – сидерита и снижения растворимости диоксида углерода. Скорость коррозии углеродистых и марганцовистых сталей близка. Наличие 1 % Cr в стали повышает коррозионную стойкость в 1,5 - 2 раза по сравнению с углеродистыми сталями. Наличие 13 % Cr в стали повышает коррозионную стойкость ≈ в 100 раз по сравнению с углеродистыми сталями.

2. **Эпоксидные и полиуретановые покрытия** (**Belzona 1593**, **Belzona 1391T**, **PolyPlex-P**, **Phenoline 1205**, **Корротан ХТ**, **DuraPol**) **не стойки** в условиях закачки диоксида углерода в смеси с пресной водой при температуре 75-150 °С. **Силикатно-эмалевое покрытие** производства ООО «Завод Эмалированных Труб» **стойко** в условиях закачки диоксида углерода в смеси с пресной водой при температурах 75-150°С.

3. Рекомендуется применение НКТ группы прочности **L80 типа 13 Cr**, НКТ с лейнером из нержавеющей стали аустенитного класса **AISI 304**, **AISI 316L или силикатно-эмалевым покрытием**. Для линейных труб рекомендуются плакирование нержавеющей сталью аустенитного класса **AISI 304** или **AISI 316L**.

4. Необходимо контролировать содержание CO_2 в продукции добывающих скважин и проводить мероприятия по защите скважинного оборудования, систем сбора и подготовки от коррозии.

Закачка дымовых газов

Перечень исследуемых материалов и условия испытаний

Перечень исследуемых материалов

Тип материала	Марка стали, система
1. Углеродистые и низколегированные стали	**Сталь 20, Сталь 45, 09Г2С, 36Г2С, 30Г2**
2. Нержавеющие стали мартенситного класса	**20Х13, 30Х13, 40Х13**
3. Нержавеющие стали аустенитного класса	**AISI 304 (аналог 12Х18Н10Т), AISI 316L (аналог 10Х17Н13М2Т)**
4. Коррозионностойкие сплавы	**Alloy 925**, хромоникелевый сплав «**ТМК-С**»
5. Защитные покрытия	**Силикатно-эмалевое покрытие**, порошковое покрытие **ПЭП 585**, порошковое покрытие **ПЭП 585+эпоксифенольный праймер**

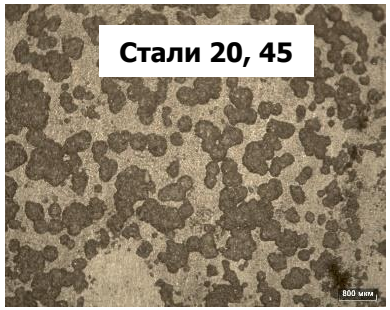
Условия испытаний динамические, водная фаза в равновесии с фазой модели дымовых газов. Расчетная растворимость CO_2 и O_2 в водной фазе, 3,7-4,7 и 0,41-0,43 г/дм^3, соответственно.

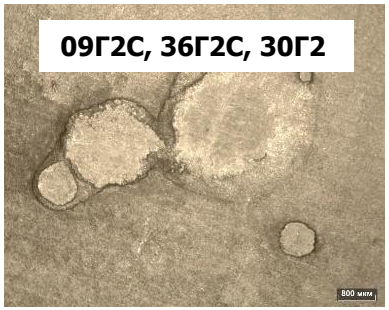
Месторождение	t°, °C	P, МПа	Водная фаза								Парциальное давление газов, МПа		
			Минерализация, г/дм^3	Содержание ионов, мг/дм^3						Содержание H_2S, мг/дм^3			
				HCO_3^-	SO_4^{2-}	Cl^-	Ca^{2+}	Mg^{2+}	Na^+		CO_2	O_2	N_2
1	50	15	54	285	431	33370	5000	1581	13779	141	0,6	2,0	Ост.
2	80	15	32,21	793	318	18815	1600	608	10075	348			

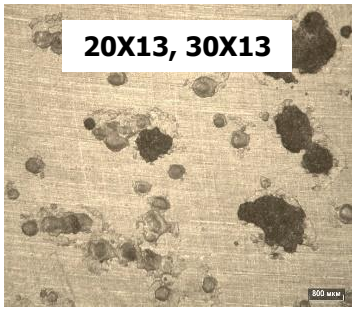
Закачка дымовых газов в смеси с подтоварной водой

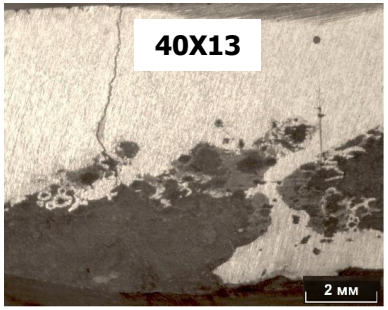
Условия: динамические, t° = 50°C, (pCO_2 – 0,6 МПа, pO_2 – 2,0 МПа, pN_2 – остальное), минерализация 54 г/дм³, H_2S 141 мг/дм³.

Марка стали	Средняя скорость общей коррозии, мм/год	Вид коррозии
Сталь 20, Сталь 45	3,2-4,8	Язвенная коррозия
09Г2С, 36Г2С, 30Г2	2,6-4,2	
20Х13	1,60	
30Х13	1,16	
40Х13	0,85	Язвенная коррозия, коррозионное растрескивание
AISI 304 (аналог 12Х18Н10Т)	0,03	Очаги коррозии не обнаружены
AISI 316L (аналог 03Х17Н14М), сплав ТМК-С, ALLOY 925	0,01	









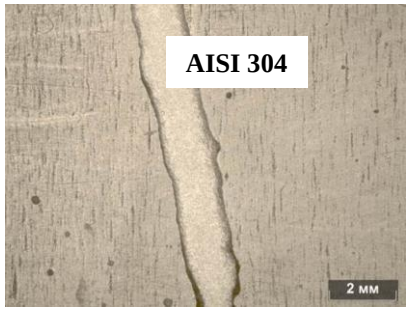


- Рекомендуется применение НКТ группы прочности L80 с лейнером из нержавеющих сталей аустенитного класса **AISI 304, AISI 316L** и сплавов **ТМК-С, Alloy 925**.
- Для линейных труб рекомендуются плакирование нержавеющей сталью аустенитного класса **AISI 304, AISI 316L** и сплавами **ТМК-С, Alloy 925**.

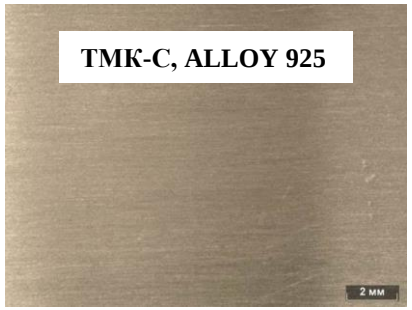
Закачка дымовых газов в смеси с подтоварной водой

Условия: динамические, 80°С, (pCO_2 – 0,6 МПа, pO_2 – 2,0 МПа, pN_2 остальное), минерализация 32 г/дм³, H_2S 348 мг/дм³.

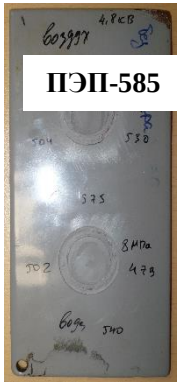
Марка стали	Средняя скорость общей коррозии, мм/год	Вид коррозии
AISI 304 (аналог 12Х18Н10Т)	3,59	Язвенная коррозия, растравливание по δ-ферриту
AISI 316L (аналог 03Х17Н14М)	1,73	Язвенная коррозия
сплав ТМК-С	0,008	Очаги коррозии не обнаружены
ALLOY 925	0,005	Очаги коррозии не обнаружены













- Рекомендуется применение НКТ группы прочности L80 с лейнером из сплавов **ТМК-С, Alloy 925**.
- Для линейных труб рекомендуются плакирование сплавами **ТМК-С, Alloy 925**.
- Альтернативными защитными материалами могут быть покрытия **ПЭП 585, ПЭП 585 с эпоксифенольным праймером**, **силикатно-эмалевое покрытие** при условии подтверждении стойкости при проведении ОПР.

Выводы и рекомендации

- Рекомендуется применение НКТ группы прочности L80 с лейнером из нержавеющей стали аустенитного класса **AISI 304, AISI 316L** при температуре не более 50°С, с лейнером из сплавов **ТМК-С, Alloy 925** при температуре более 50°С.

- Для линейных труб рекомендуется плакирование нержавеющей сталью аустенитного класса **AISI 304, AISI 316L** при температуре не более 50°С, плакирование сплавами **ТМК-С, Alloy 925** при температуре более 50°С.

- Альтернативными защитными материалами могут быть покрытия **ПЭП 585**, **ПЭП 585 с эпоксифенольным праймером**, силикатно-эмалевое покрытие при условии подтверждении стойкости при проведении ОПР.

Циклическая закачка углекислого газа в добывающие скважины (технология «Huff&Puff»)

Перечень исследуемых материалов и условия испытаний

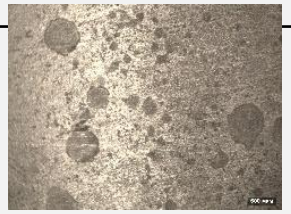
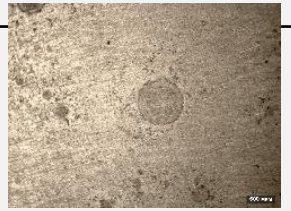
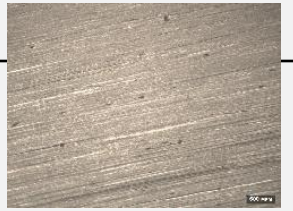
Перечень исследуемых материалов

Тип материала	Марка стали, система
1. Стали, из которых изготовлено действующее внутрискважинное оборудование (НКТ, ШГН, ШВН), промысловые трубопроводы системы нефтесбора: **Сталь 20** (промысловые трубопроводы), **Сталь 20ГЛ** (устьевая арматура), **Сталь 45** (плунжер), **38Х2МЮА** (цилиндр), **15Х2ГМФ** (штанга), **36Г2С** (НКТ)	
2. Альтернативные материалы	
2.1. Нержавеющая сталь мартенситного класса	**20Х13**
2.2. Нержавеющая сталь аустенитного класса	**AISI 304 (аналог 12Х18Н10Т), AISI 316L (аналог 10Х17Н13М2Т)**
2.3. Коррозионностойкие сплавы	**Alloy 925**, хромоникелевый сплав «**ТМК-С**»
2.4. Защитные покрытия	Покрытие «**Majorpack MPLAG17**»

Испытания в водной и нефтяной фазах: фазы в равновесии, условия динамические

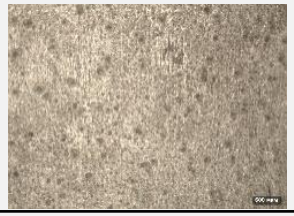
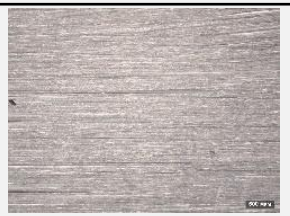
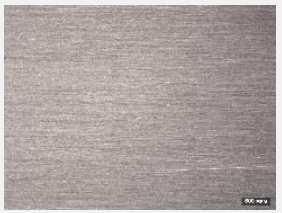
Пласт	t°, °С	Водная фаза								Нефтяная фаза	Давление (парц. давление CO_2), МПа
		Плотность, г/см³	Минерализация, г/дм³	Содержание ионов, мг/дм³						Содержание H_2S в нефти %	
				HCO_3^-	SO_4^{2-}	Cl^-	Ca^{2+}	Mg^{2+}	Na^+		
1	27	1,171	249,3	165	501	155008	23293	4225	66102	0,29	11,8
2		1,170	244,8	231	843	152096	22337	4703	64590	0	10,1

Результаты исследований в среде продукции пласта 1

Марка стали образца	Водная фаза			Нефть		
	Скорость коррозии, мм/год		Вид образцов после испытаний	Скорость коррозии, мм/год		Вид образцов после испытаний
	общая	локальная		общая	локальная	
Сталь 20	0,204	0,414		0,023	0,125	
Сталь 20ГЛ	0,567	0,608		0,022	0,146	
Сталь 45	0,105	0,633		0,016	0,313	
36Г2С	0,206	0,219		0,021	0,122	
15Х2ГМФ	0,605	0,146		0,020	0,125	
38Х2МЮА	0,339	0,402		0,023	0,115	
20Х13	0,145	0,243		0,004	0,073	
AISI 304	0,001	0,000		0,000	0,000	
ALLOY 925/6Mo	0,001	0,000		0,001	0,000	
AISI 316L	0,000	0,000		0,000	0,000	

Стали **AISI 304**, **AISI 316L** и сплавы **ALLOY 925/6Mo, ТМК-С** рекомендованы для изготовления внутрискважинного оборудования для условий реализации технологии **«Huff&Puff» в среде продукции пласта 1.**

Результаты исследований в среде продукции пласта 2

Марка стали образца	Водная фаза			Нефть		
	Скорость коррозии, мм/год		Вид образцов после испытаний	Скорость коррозии, мм/год		Вид образцов после испытаний
	общая	локальная		общая	локальная	
Сталь 20	0,121	0,271		0,030	0,083	
Сталь 20ГЛ	0,174	0,396		0,046	0,104	
Сталь 45	0,090	0,521		0,075	0,626	
36Г2С	0,245	0,292		0,036	0,000	
15Х2ГМФ	0,080	0,188		0,074	0,438	
38Х2МЮА	0,085	0,177		0,032	0,000	
20Х13	0,012	0,355		0,005	0,000	
AISI 304	0,001	0,000		0,001	0,000	
ALLOY 925/6Mo	0,001	0,000		0,000	0,000	
AISI 316L	0,001	0,000		0,000	0,000	
ТМК-С	0,001	0,000		0,000	0,000	

Стали **AISI 304**, **AISI 316L** и сплавы **ALLOY 925/6Mo, ТМК-С** рекомендованы для изготовления внутрискважинного оборудования для условий реализации технологии **«Huff&Puff» в среде продукции пласта 2.**

Результаты испытаний покрытия «Majorpack MPLAG17»

Наименование показателей	Метод испытаний	Норма*	Результат испытания				
			До испытания	Условия пласта 1		Условия пласта 2	
				Водная фаза	Нефть	Водная фаза	Нефть
Внешний вид покрытия	визуально	Однородная поверхность без пропусков и видимых дефектов	Равномерное покрытие без пропусков и видимых дефектов: наплывов, шагрени, кратеров, пор, пузырей, морщин, включений твердых частиц, сыпи, растрескивания, отслаивания, точечной коррозии, белого цвета				
Декоративные свойства после испытаний, балл, не более	ГОСТ 9.407	≤ АД3	АД0	АД1			
Адгезионная прочность методом Х-образного надреза, балл	ASTM D3359	≥ 3А	4А	3А			
Диэлектрическая сплошность покрытия, В/мкм	ASTM G62	≥ 7	20,5	20,5			
Защитные свойства после испытаний, балл	ГОСТ 9.407	≤ А31	А30	А30			
Состояние металла под покрытием	визуально	отсутствие следов коррозии	отсутствие следов коррозии				

Покрытие **«Majorpack MPLAG17»** сохранило адгезию и защитные свойства как в водной среде, так и в нефтяной. Данный материал рекомендуется к применению после проведения ОПР.

Выводы и рекомендации

По результатам экспериментов в термобарических условиях пласта 1 и пласта 2 при моделировании процесса циклической закачки углекислого газа в добывающие скважины (технология «Huff n Puff») установлено:

1. Скорости коррозии сталей аустенитного класса **AISI 304**, **AISI 316L**, хромоникелевого сплава **«ТМК-С»** и сплава **Alloy 925** как в водной, так и в нефтяной фазах обоих объектов кратно ниже установленных норм (не более 0,1 мм/год) и составляют около 0,001 мм/год. Данные материалы могут быть **рекомендованы** для применения на период ОПР технологии без ингибиторной защиты.

2. Для сталей – **Ст 20, Ст 20ГЛ, Ст 45, 36Г2С, 15Х2ГМФ, 38Х2МЮА, 20Х13** – отмечено превышение норматива показателей скорости общей и/или локальной коррозии. В случае применения оборудования, изготовленного из сталей марок: **Ст 20, Ст 20ГЛ, Ст 45, 36Г2С, 15Х2ГМФ, 38Х2МЮА, 20Х13** - рекомендуется рассмотреть технологию ингибиторной защиты или применение защитных покрытий.

3. Покрытие **«Majorpack MPLAG17»** сохранило адгезию и защитные свойства как в водной среде, так и в нефтяной. Данный материал рекомендуется к применению после проведения ОПР.

Заключение

Подобраны материалы, стойкие в условиях закачки **CO_2** или дымовых газов в пласты при реализации технологий:

- закачки **CO_2** в смеси с пресной водой;
- закачки **дымовых газов** в смеси с подтоварной водой;
- циклической закачки **CO_2** в добывающие скважины (технология «Huff&Puff»).

ЛУКОЙЛ



Всегда в движении!