

Закрытое акционерное
общество

«КОРМАКО»

АУДИТ-СОЛИ

ингибирование и мониторинг

Corrosion Management Company

628616, Российская Федерация,
Тюменская область,
ХМАО-Югра,
г. Нижневартовск
пр. Победы 20а, 2-3,
п/о 16, а/я 1137

тел. +7 (3466) 41-51-49,
тел./факс +7 (3466) 41-51-46

2010 ГОД



Твердые отложения нефтедобычи



Твердые отложения нефтедобычи

1. Появляется в результате смешения различных водорастворимых компонентов
2. Превышение предела растворимости таких компонентов, как BaSO_4 , SrSO_4 , CaCO_3 .
3. Нарушение термодинамического равновесия
4. В основном осадок появляется в скважинах на скважинном оборудовании
5. Трудности с удалением
6. Безконтрольное дозирование химических ингибиторов
7. Несоблюдение технологических параметров эксплуатации и добычи



```
graph LR; A[РАБОТЫ ПО УДАЛЕНИЮ И ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ СОЛЕОТЛОЖЕНИЙ] --> B[Избегание]; A --> C[Удаление]; A --> D[Профилактика и прогнозирование]; A --> E[Предотвращение]; A --> F[Ингибирование и мониторинг];
```

**РАБОТЫ ПО УДАЛЕНИЮ
И
ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ
СОЛЕОТЛОЖЕНИЙ**

Избегание

путём подбора и подготовки вод,
соблюдение параметров
Давления и эксплуатации,
Стандартизация процессов

Удаление

отложений механическими
или химическими методами,
комбинированными

**Профилактика и
прогнозирование**

путём подбора эффективного
ингибитора солеотложения,
соблюдение параметров добычи

Предотвращение

Технологические, физические и
химические способы

Ингибирование и мониторинг

проведение полевых работ
и контроль эффективности



ПРЕДОТВРАЩЕНИЕ СОЛЕОТЛОЖЕНИЯ

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ СПОСОБЫ

- применение для заводнения вод совместимых с пластовыми
- ограничение притока воды в добывающих скважинах
- раздельный отбор и сбор жидкости
- Соблюдение параметров давления

ФИЗИЧЕСКИЕ СПОСОБЫ

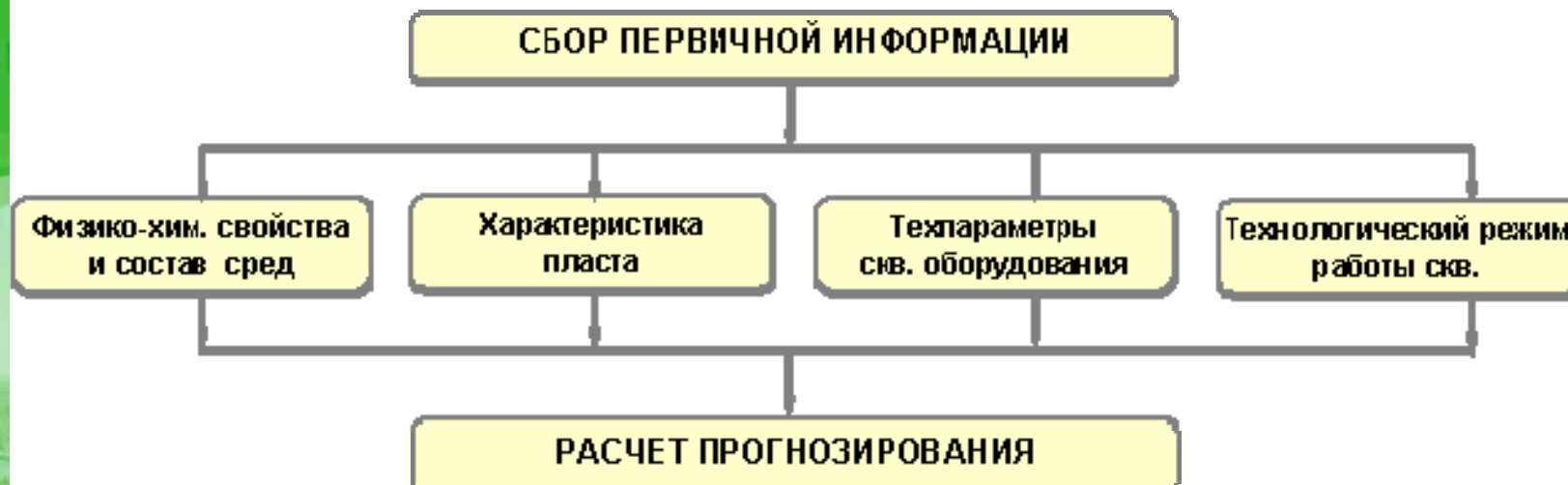
- проведение обработки добываемой жидкости магнитными, электрическими и акустическими полями

ХИМИЧЕСКИЕ СПОСОБЫ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ РЕАГЕНТОВ-ИНГИБИТОРОВ

- непрерывное дозирование ингибитора в затрубное пространство скважины или в трубопровод с помощью наземных дозирующих устройств
- периодическое дозирование ингибитора в затрубное пространство скважины
- задавливание ингибитора в пласт
- задавливание ингибитора в пласт с периодическим подливом в затрубное пространство скважины



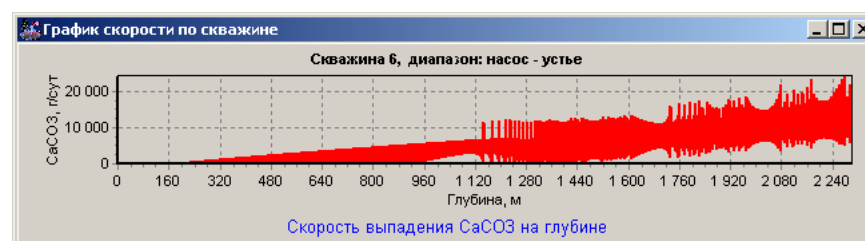
ПРОГНОЗИРОВАНИЕ СОЛЕОТЛОЖЕНИЯ



Графики скорости выпадения CaCO_3 по глубине у осложненной скважины
“ЗАБОЙ – ПРИЕМ НАСОСА”



“ПРИЕМ НАСОСА – УСТЬЕ СКВАЖИНЫ”



ПРОВОДИТСЯ ПРОГНОЗ ПРОЦЕССА СОЛЕОТЛОЖЕНИЯ В ПРОЦЕССЕ ОБВОДНЕНИЯ СКВАЖИННОЙ ПРОДУКЦИИ ДЛЯ ОТДЕЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ.

ПО РЕЗУЛЬТАТАМ РАСЧЕТОВ И МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРОВОДИТСЯ РАНЖИРОВАНИЕ СКВАЖИН ПО МЕСТУ И СКОРОСТИ ОСАДКО-ВЫПАДЕНИЯ.(ЗЕМ-3)

РАНЖИРОВАНИЕ 30-ТИ СКВАЖИН ПРИ ПРОВЕДЕНИИ АУДИТА ПРИВЕДЕН НИЖЕ.

ПРИ ИСЧЕРПАНИИ ИЛИ ОГРАНИЧЕНИИ ВОЗМОЖНОСТЕЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ МЕТОДОВ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ СОЛЕОТЛОЖЕНИЯ НЕОБХОДИМО ДАЛЕЕ ВНЕДРЕНИЕ ИНГИБИРОВАНИЯ.



МОНИТОРИНГ ПРОЦЕССА ИНГИБИРОВАНИЯ

- Производительность по жидкости объекта
- Среднесуточный расход (объем продавки) реагента
- Ионный состав промышленных вод
- Химический состав твердых отложений
- Остаточное содержание ингибитора солеотложения
- Установка образцов-свидетелей солеотложения
- Лабораторные анализы качества ингибиторов и применяемых растворов.

МОНИТОРИНГ ОБОРУДОВАНИЯ УЭЦН

- Статистический анализ наработки на отказ (аварийности)
- Комиссионный разбор отказавших установок,
- Анализ причин отказов,
- расчет надежности оборудования,

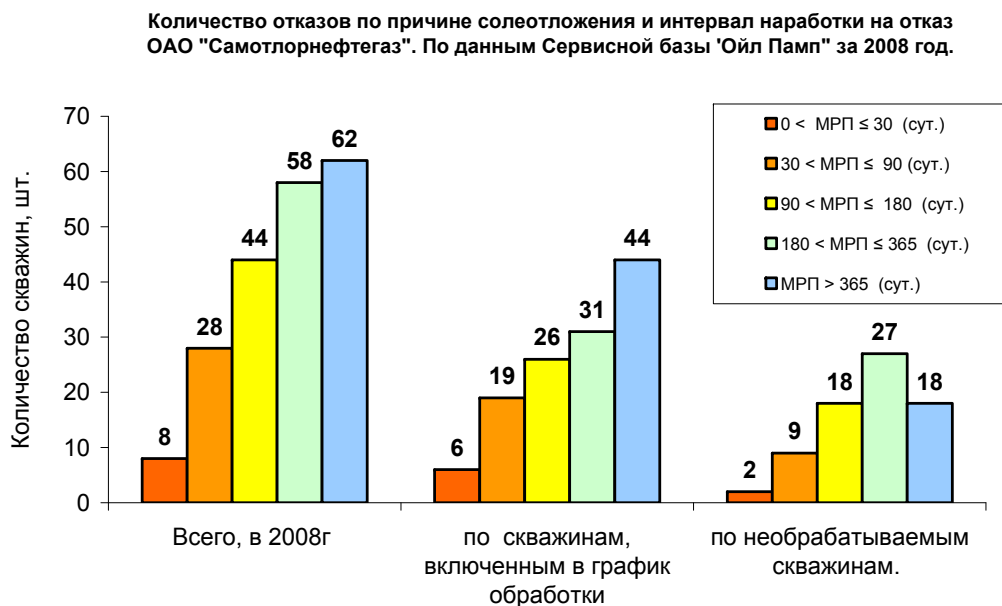
Все мероприятия по ингибированию и мониторингу проводятся в соответствии с разработанными регламентами, графиками и программами проведения работ.



АУДИТ

Текущая оценка по наработке на отказ за 2008г (по причине солеотложения)

Количество отказов по причине солеотложения и интервал наработки на отказ ОАО "Самотлорнефтегаз". По данным Сервисной базы "Ойл Памп" за 2008 год.			
ИНТЕРВАЛ СРЕДНЕЙ НАРАБОТКИ НА ОТКАЗ	Всего, в 2008г	по скважинам, включенным в график обработки	по необрабатываемым скважинам.
	200	126	74
0 < МРП ≤ 30 (сут.)	8	6	2
30 < МРП ≤ 90 (сут.)	28	19	9
90 < МРП ≤ 180 (сут.)	44	26	18
180 < МРП ≤ 365 (сут.)	58	31	27
МРП > 365 (сут.)	62	44	18



Проанализированы 200 скважин, отказавшие в 2008г по причине солеотложения и произведено их ранжирование по наработке на отказ.

Как видно из диаграммы и согласно приведенной шкале ранжирования:

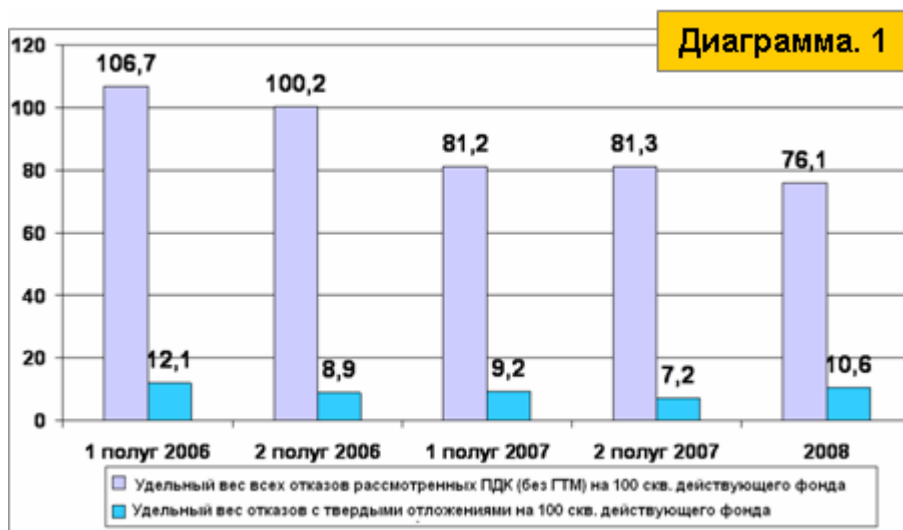
- В защищаемом фонде:
Скважины с наработкой на отказ менее чем 180 сут. - 51 из 126 скв. (или ~ 39,5%).
Необходимо уделить особое внимание технологии обработки этой группы скважин.
- В НЕзащищаемом фонде:
Аналогичные тенденции:
Скважины с наработкой на отказ менее чем 180 сут. - 29 из 74 скв. (или ~ 39,1%).
Необходимо уделить внимание на механизм подбора объектов

ОТСУТСТВИЕ МЕХАНИЗМА ПРОГНОЗА И ПОДБОРА СКВАЖИН И МЕТОДОВ НЕ МОЖЕТ ДАВАТЬ ОЖИДАЕМЫЕ ПОЛОЖИТЕЛЬНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ДАЖЕ В УСЛОВИЯХ СОБЛЮДЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ.

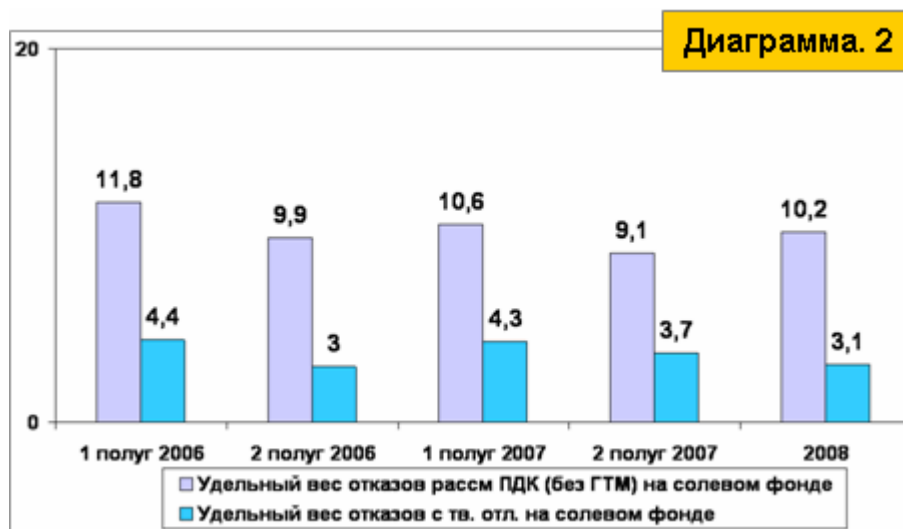


АУДИТ

Динамика удельного веса отказов по причине солеотложения (с 2006 по 2008г)



Проанализирован удельный вес всех отказов скважин, на фоне действующего фонда скважин, оборудованных УЭЦН И удельный вес отказов с твердыми отложениями на фоне солевого (обрабатываемого) фонда скважин (с 2006г по 2008г).



1. В общем действующем фонде скважин (УЭЦН): с 2008г наблюдается увеличение удельного веса отказов с твердыми отложениями на фоне снижения отказов в целом. (Диаграмма. 1).
2. В Солевом фонде: Удельный вес отказов с твердыми отложениями на солевом фонде не показывает особые изменения: с 2006г практически на одном уровне при этом солевой фонд обрабатывается ингибитором. (Диаграмма.2).

ОТСУТСТВИЕ МЕХАНИЗМА ПРОГНОЗА И ПОДБОРА СКВАЖИН И МЕТОДОВ НЕ МОЖЕТ ДАВАТЬ ОЖИДАЕМЫЕ ПОЛОЖИТЕЛЬНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ДАЖЕ В УСЛОВИЯХ СОБЛЮДЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ.



АУДИТ

Обоснованность включения скважин в солевой (обрабатываемый) фонд

ДАННЫЕ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ПРОВЕДЕННЫХ АНАЛИЗОВ ТВЕРДЫХ ОТЛОЖЕНИЙ КАРБОНАТОВ В 2008г. (ПО ОСНОВНОМУ СОЛЕВОМУ ФОНДУ)																	Таблица 1	
НПА	куст	скважина	дата отбора	наб., сут	дата обн.	способ эксп.	место обнаружения	потери при прокаливании	остаток не растворившийся в HCl	состав и количество	R2O3	Fe2O3	CaO	MgO	Cl.	H2S	Тип отложений	Солевой фонд
3	56	10175	02.01.08	122	27.01.08	зич	корпус зич-15	42,3	4	-	10,5	7,2	41,1	н/о	0,1	прис	карбонатный	основной
3	792	16245	Данные о наличии твердых отложений в насосе и их состав за 2008г отсутствуют.															основной *
3	767	30619	21.01.08	427	23.01.08	зич	нкт	44,0	1,7	-	11,2	10,1	42,7	н/о	0,3	отс	карбонатный	основной
3	1376A	37417	Данные о наличии твердых отложений в насосе и их состав за 2008г отсутствуют.															основной *
3	54	10246	Данные о наличии твердых отложений в насосе и их состав за 2008г отсутствуют.															основной *
3	1373B	12704	Данные о наличии твердых отложений в насосе и их состав за 2008г отсутствуют.															основной *
3	1408	10204	01.01.08	170	04.01.08	зич	зич-25	44,8	5,5	глина	4,6	2,6	44,6	н/о	0,2	прис	карбонатный	основной
3	1384A	12668	02.04.08	36	06.04.08	зич	зич-200	45,7	2,3	-	2,5	1,2	45,5	н/о	0,2	н/о	карбонатный	основной
5	223A	14144	Данные о наличии твердых отложений в насосе и их состав за 2008г отсутствуют.															основной *
5	222B	14378	14.04.08	180	15.04.08	зич	корпус зич-80	46,3	4,6	-	6,1	2,8	42,4	н/о	0,3	отс	карбонатный	основной
5	210	2127	14.03.08	194	16.03.08	зич	зич-50	39,0	7,4	глина	26,5	20,5	26,3	н/о	0,1	прис	карбонатный	основной
5	1268	31562	Данные о наличии твердых отложений в насосе и их состав за 2008г отсутствуют.															основной *
5	210	15263	Данные о наличии твердых отложений в насосе и их состав за 2008г отсутствуют.															основной *
5	222A	4686	Данные о наличии твердых отложений в насосе и их состав за 2008г отсутствуют.															основной *
5	679A	12492	16.01.08	33	21.01.08	зич	зич-800	45,0	3,3	-	3,3	1,2	45,5	н/о	0,2	н/о	карбонатный	основной
5	1268	31565	Данные о наличии твердых отложений в насосе и их состав за 2008г отсутствуют.															основной *

ДАННЫЕ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ПРОВЕДЕННЫХ АНАЛИЗОВ ТВЕРДЫХ ОТЛОЖЕНИЙ КАРБОНАТОВ В 2008г. (ПО ПОТЕНЦИАЛЬНОМУ СОЛЕВОМУ ФОНДУ)																	Таблица 2	
НПА	куст	скважина	дата отбора	наб., сут	дата обн.	способ эксп.	место обнаружения	потери при прокаливании	остаток не растворившийся в HCl	состав и количество	R2O3	Fe2O3	CaO	MgO	Cl.	H2S	Тип отложений	Солевой фонд
3	996	14120																потенц
3	796Б	14541	18.07.08	19	11.08.08	зич	зич-30	40.5	11.2	глина	20.6	13.3	25.9	н/о	-	-	карбонатный	потенц
3	1426	30590																потенц
3	636	13133																потенц
3	1337	39111																потенц
3	92Б	6169																потенц
3	95Б	6053																потенц
5	236А	5029																потенц
5	209	10079																потенц
5	236А	3569																потенц
5	223Б	4647																потенц
5	222Б	10360																потенц
5	1268	31552																потенц
5	223Б	2904																потенц

Проанализирован ПОДХОД выбора 30-ти скважин для включения в основной или потенциальной солевой фонд.
(15 скважин из НПА-3 и 15 скважин из НПА-5).

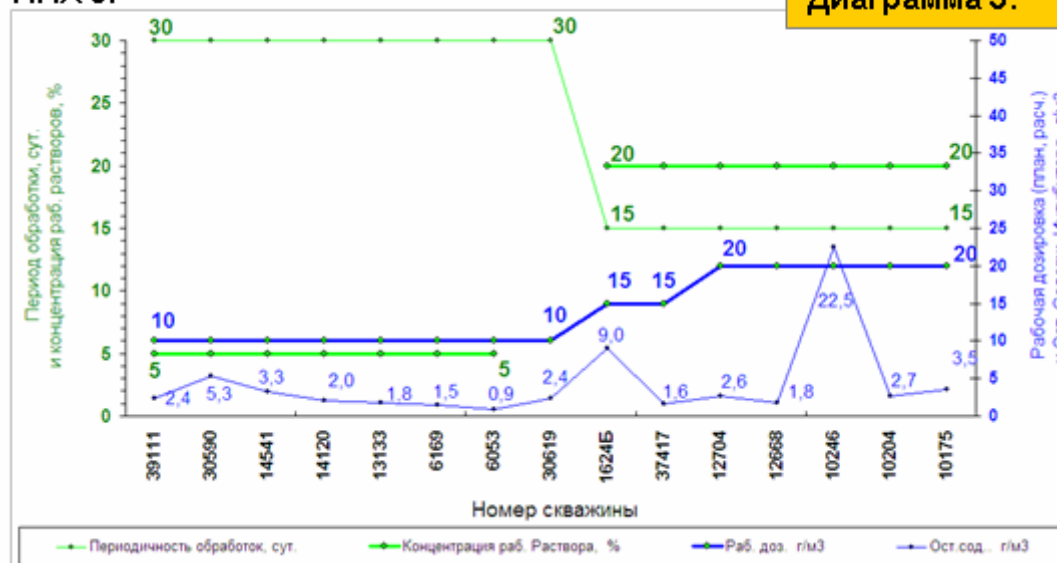
- Основной солевой фонд.
На исследуемых скважинах анализ твердых отложений в 2008г подтверждает наличие карбонатных солей. (* красный шрифт в таблице – данные о наличие солей 2006 или 2007г) (Таблица 1.)
- Потенциальный фонд.
Образовался эмпирическим путем на основании опыта эксплуатации скважин с обводненностью от 20% до 90 %.

ОТСУТСТВИЕ МЕХАНИЗМА ПРОГНОЗА И ВЫБОРА СКВАЖИН НЕ СПОСОБСТВУЕТ ЭФФЕКТИВНОМУ ПРИМЕНЮ ИНГИБИРОВАНИЯ.

АУДИТ

Текущая оценка_Анализ остаточного содержания ингибитора солеотложения

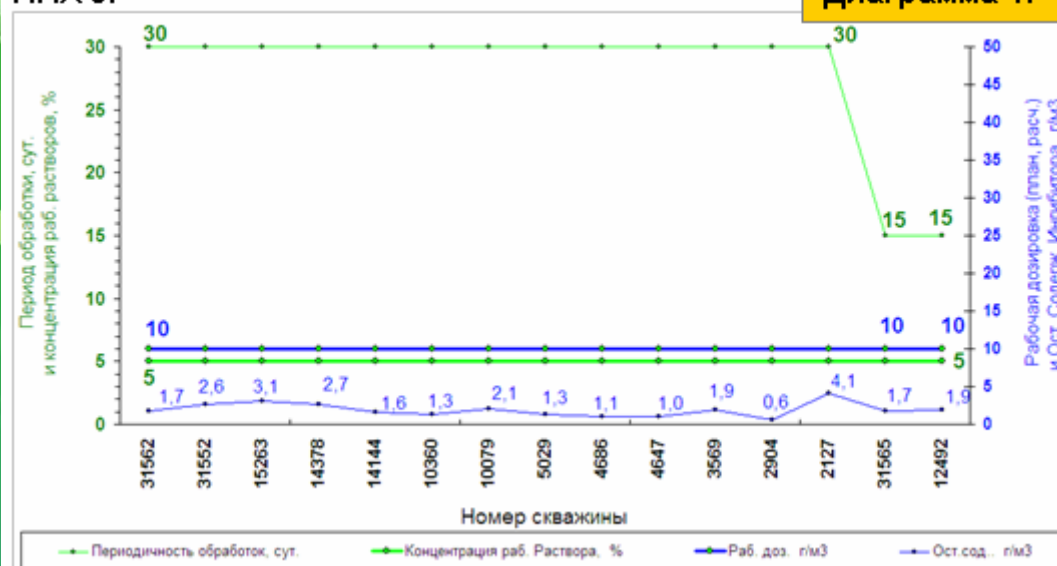
НПА 3.



Отобраны пробы жидкости и проведены анализы остаточного содержания ИС по 30-ти скважинам для текущей оценки .

1. Обработки скважин через 30 дней– не могут обеспечить удовлетворительную защиту. Так как в пробах отобранных через две недели - очень низкий уровень остаточного содержания ИС. (На диаграммах 3 и 4 тонкой зеленой линией обозначена периодичность обработок).

НПА 5.



2. На первом этапе необходимо:

- Наладить механизм подбора скважин и мониторинга процессов.
- Проводить обработку скважин через 15 дней.
- Наладить (Усилить) контроль качества ИС и их рабочих растворов
- Проводить дальнейшую оптимизацию по результатам мониторинга



АУДИТ

Расчет прогнозирования осадко-выпадения по скважинам. Ранжирование

Место выпадения солей	НПА	№ Скважины	ОТМЕТКИ ПО ГЛУБИНЕ					ПЛАСТ		НАСОС	
			Начальная точка отлож. по глубине скважины, м	Подъемное насосное оборудование	Замеренная глубина спуска насоса, м	Динамический уровень, м	Интервал перфор. (верх), м	Концентр. углекислого газа, мг/л	Выпадение CaCO ₃ , г/сут	Концентр. углекислого газа, мг/л	Выпадение CaCO ₃ , г/сут
НАСОС И ПЛАСТ	З	30619	0	ЗН-Б-1000-1800	1632,0	990,0	1768,0	14,63	64957,47	12,64	61395,69
	З	14120	365	ОН-5000	1590,0	659,0	1765,0	17,74	27922,58	27,5	27600,00
	З	12668	0	ЗН-Б-250-1500	1865,0	478,0	2132,0	20,78	30061,98	57,6	25300,00
	З	18246	0	ОН-1400	1632,0	997,0	1899,5	16,9	13067,35	50,43	12200,00
	З	30590	680	ЗН-Б-80-1500	1650,0	1308,0	1750,0	29,06	1611,05	16,47	4908,47
	З	6169	1030	ЗН-Б-50-1800	2119,0	1734,0	2301,0	38,37	2582,98	21,01	4489,00
	З	6053	50	ЗН-Б-30-1600	1981,0	1376,0	2111,5	16,21	3490,13	12,68	4066,72
	З	37417	0	ЗН-Б-25-1700	1700,0	1116,0	1790,5	16,99	2721,4	11,78	3825,28
	З	39111	810	ЗН-Б-45-1600	1698,0	1250,0	1784,5	33,55	261,7	18,08	2422,60
	З	12704	1250	ЗН-Б-30-1800	2032,0	1830,0	2245,0	46,31	1104,83	59,22	2260,00
	З	16246	480	ЗН-Б-25-1700	1700,0	875,0	1816,5	23,27	1223,48	16,09	2239,50
	З	14541	720	ТО 150	1725,0	1381,0	1850,0	30,83	257,96	43,8	960,00
ПЛАСТ	З	10204	1440	ЗН-Б-25-1700	2114,0	1663,0	2225,2	77,28	0	46,83	640,00
	З	13133	1560	ЗН-Б-45-1500	1746,0	1398,0	1803,0	46,25	0	36,9	340,00
	З	18175	1710	ЗН-Б-50-1550	1721,0	575,0	1782,0	67,48	0	37,49	22,57

Условные обозначения при ранжировании

	Скорость выпадения CaCO ₃ более 3000 г/сут.
	Скорость выпадения CaCO ₃ от 1000 г/сут. до 3000 г/сут.
	Скорость выпадения CaCO ₃ до 1000 г/сут.
	Без локализации солей в насосе и пласте

Таблица 3.

Проведен расчет моделирования и прогноза скорости осадковыпадения по 30-ти исследуемым скважинам.

Скважины ранжированы по месту возможной локализации выпадения осадка: “пласт”, “насос” и “пласт/Насос”.

Выделены три категории опасности по скоростям осадковыпадения:

- Высокая,
- Средняя, и
- Низкая скорость.

Исследуемые скважины НПА-3 (таб. 3.) показывают более высокую тенденцию к солеобразованию и выпадению осадков, чем исследуемые скважины НПА-5 (Таб. 4).

Место выпадения солей	НПА	№ Скважины	ОТМЕТКИ ПО ГЛУБИНЕ					ПЛАСТ		НАСОС	
			Начальная точка отлож. по глубине скважины, м	Подъемное насосное оборудование	Замеренная глубина спуска насоса, м	Динамический уровень, м	Интервал перфор. (верх), м	Концентр. углекислого газа, мг/л	Выпадение CaCO ₃ , г/сут	Концентр. углекислого газа, мг/л	Выпадение CaCO ₃ , г/сут
НАСОС	С	4686	-	ЗН-Б-60-1450	1557,3	1370,0	1732,0	20,3	0	9,88	2070,79
	С	4647	1070	ЗН-Б-50-1750	1617,3	378,0	1668,0	18,07	0	10,34	1729,95
	С	15263	1450	ЗН-Б-45-1600	1765,0	1169,0	1861,0	21,8	0	12,42	808,71
	С	5829	1720	ЗН-Б-25-1700	1746,2	1479,0	1810,0	33,57	0	12,53	513,93
	С	2127	-	ТО 150	2024,9	1857,0	2159,0	48,89	0	12,26	155,08
НАСОС И ПЛАСТ	С	12492	610	ЗН-Б-50-1800	2051,4	1471,0	2256,0	13,77	32138,68	11,61	27598,81
	С	10079	480	ЗН-Б-125-1350	1616,7	1428,0	1867,5	9,33	5756,08	5,45	8897,72
	С	31565	1610	ЗН-Б-50-2000	1999,6	1317,0	2184,0	18,28	8990,72	15,86	6555,78
	С	10366	730	ЗН-Б-80-1550	1646,5	1163,0	1793,0	11,47	2625,07	8,32	4335,40
	С	31562	1030	ЗН-Б-60-1550	1583,1	1237,0	1686,0	14,09	511,95	8,8	3281,56
БЕЗ ЛОКАЛИЗАЦИИ	С	14144	-	ЗН-Б-45-1450	1644,8	142,0	1698,5	31,33	0	18,28	0
	С	14378	-	ЗН-Б-50-1500	1708,0	1037,0	1843,0	44,44	0	17,63	0
	С	3569	-	ЗН-Б-60-1600	1606,5	1024,0	1736,4	40,35	0	20,32	0
	С	31552	-	ЗН-Б-60-1550	1651,1	1214,0	1764,5	233,09	0	96,89	0
	С	2904	-	ТО 1200-1800	1661,7	1109,0	1729,0	94,47	0	62,15	0

Условные обозначения при ранжировании

	Скорость выпадения CaCO ₃ более 3000 г/сут.
	Скорость выпадения CaCO ₃ от 1000 г/сут. до 3000 г/сут.
	Скорость выпадения CaCO ₃ до 1000 г/сут.
	Без локализации солей в насосе и пласте

Таблица 4.

МОДЕЛИРОВАНИЕ И ПРОГНОЗ ЯВЛЯЕТСЯ ОДНИМ ИЗ УРОВНЕЙ МЕХАНИЗМА ПОДБОРА НА ОСНОВАНИИ ИНДИВИДУАЛЬНОГО ПОДХОДА К СКВАЖИНАМ ПО ПРИОРИТЕТНОСТИ ВВОДА ПОД ЗАЩИТУ, МЕТОДОВ, СРЕДСТВ МОНИТОРИНГА.



Оптимизация затрат по ИС скважин.

№ п/п	М/рождение	Пласт	Скв. №	Куст	Дебит, т/сут		Применяемый сейчас метод защиты скважины от соли:	Прирост ценности, руб/год	
					Нефти	Воды		При периодич. закачке 2 раза в м-ц с конц-ей 10 гр/т.	При установке УДХ / БРХ
1	Самотлорское	AB2-3	30590	1426	11,0	57,0			
2	Самотлорское	AB1(1-2)	3569	236A	26,0	31,0			
3	Самотлорское	AB2-3	14541	796Б	2,7	12,5			
4	Самотлорское	AB4-5	10246	54	6,0	139,0			
5	Самотлорское	AB1(1-2)	14378	222Б	27,0	24,0			
6	Самотлорское	AB1(3), AB2-3	2904	223Б	14,0	175,0			
7	Самотлорское	AB2-3	14120	986	11,4	800,0			
8	Самотлорское	BB8(1-3), BB8(0)	31565	1268	29,0	369,0	периодическая		
9	Самотлорское	AB1(1-2)	15263	210	7,0	36,0			
10	Самотлорское	AB1(1-2)	4647	223Б	6,0	38,0			
11	Самотлорское	BB8(1-3)	12668	1384A	7,0	275,0			
12	Самотлорское	BB10(1-2)	12492	679A	18,0	466,0	периодическая		
13	Самотлорское	AB2-3	13133	636	7,8	17,0			
14	Самотлорское	AB1(1-2)	4686	222A	13,0	72,0	периодическая		
15	Самотлорское	AB2-3	39111	1337	7,0	17,0			
16	Самотлорское	AB2-3, AB4-5	30619	767	13,0	1207,0	периодическая		
17	Самотлорское	BB10(1-2)	12704	1373Б	7,0	27,0			
18	Самотлорское	AB1(3)	31552	1268	16,0	43,0			
19	Самотлорское	AB1(1-2)	31562	1268	7,0	66,0			
20	Самотлорское	AB1(1-2), AB1(3)	10360	222Б	7,0	87,0			
21	Самотлорское	BB8(1-3)	10204	1408	10,0	10,0	периодическая		
22	Самотлорское	AB1(1-2)	2127	210	14,0	6,0	периодическая		
23	Самотлорское	AB1(1-2)	14144	223A	11,0	27,0			
24	Самотлорское	BB8(1-3)	6053	95Б	1,0	26,0			
25	Самотлорское	AB2-3	1624Б	792	3,0	22,0			
26	Самотлорское	AB1(1-2)	10079	209	7,0	116,0			
27	Самотлорское	AB1(1-2)	5029	236A	7,0	17,0			
28	Самотлорское	AB2-3, AB4-5	37417	1376A	2,5	26,0			
29	Самотлорское	BB10(1-2)	6169	92Б	7,0	39,0			
30	Самотлорское	AB2-3	10175	56	47,3	19,0			

Реально с кем надо работать

Результаты проведенных работ и анализов позволяет сделать следующие выводы и рекомендации по оптимизации процессов по 30-ти исследуемым скважинам.

- Используя модель ранжирования**
 - исключить из обработки скважины с солеотложением до 1000г/сут
 - исключить из обработки потенциальный фонд.
- Сопоставив эксплуатационный режим** можно остановить обработку ингибированием немедленно скважины с дебитом по нефти менее 10 т/сут.
- Экономию по ингибированию по 1-2 пункту** направить на оставшиеся скважины солевого фонда, установив дозировку 10 г/м3 и закачку 2 раза в месяц.
- Для дальнейшей оптимизации затрат** необходим поэтапный анализ и мониторинг - по данным мониторинга возможно уменьшение дозировки и перераспределение ИС .
- Необходимы на высокодебитные скважины стационарные УДХ, а на остальные- периодическая закачка 2-3 раза в месяц** -по данным мониторинга



ОЦЕНКА ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ_ОБЩИЕ ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ

1. Солевой фонд выбранный эмпирическим путем в СНГ и составляет почти половину действующего фонда скважин (УЭЦН) и весь обрабатывается ингибиторами солеотложения. Тенденции снижения отказов не наблюдается.
2. Отсутствие нормативной документации по защите от солеотложения – не предоставили(регламент по закачке предоставлен без привязки к объектам защиты).
3. Не отработаны соотношения “Периодичность обработок - дозировка”- нет независимого контроля.
4. Отсутствует системный мониторинг и соответственно нет оптимизации режимов и затрат.

Для оптимизации затрат предлагаются следующие мероприятия :

- A. Провести Аудит по солеотложениям во всех БЕ.
- B. Разработка стандарта по нормативной документации по защите от солеотложения.
- C. Наладить механизм подбора скважин для защиты и мониторинга процессов (выбор скважин на основе комплексного многоуровневого анализа и индивидуального подхода к объектам).
- D. Внедрение мониторинга на наиболее осложненных скважинах и выборочно гравиметрическим методом с целью слежения за тенденцией изменения процессов солеотложения и коррозионной агрессивности среды.
- E. Проведение О.П.И. для определения оптимальных соотношений “Периодичность обработок - дозировка” по группам типовых скважин.
- F. Наладить (Усилить) контроль качества ИС и их рабочих растворов в том числе по эффективности и коррозионной агрессивности).
- G. Оптимизировать защиту и затраты с использованием выше приведенных рекомендации.



УВЕЛИЧЕНИЕ НАРАБОТКИ НА ОТКАЗ

СТАНДАРТ ПРЕДПРИЯТИЯ ПО УПРАВЛЕНИЮ ЦЕЛОСТНОСТЬЮ СКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ			
Стандарты 2 уровня	Система управления качеством сервисных услуг по скважинному оборудованию	Проектирование скважин и скважинного оборудования	
Стандарты 3 уровня	СТАНДАРТИЗАЦИЯ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИХ, ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ РАБОТ (увеличению продуктивности нефтяных и приемистости нагн. скважин, увеличение наработки на отказ оборудования) (ГЕОЛОГИЯ, ГИС, КРС, ПРС, ИССЛЕДОВАНИЯ, СУХС)	СТАНДАРТИЗАЦИЯ МАТЕРИАЛОВ И ОБОРУДОВАНИЯ	
		Дизайн скважинного оборудования для эксплуатации: 1. в умеренных условиях осложняющих факторов 2. в суровых условиях осложняющих факторов (с повышенным содержанием мехпримесей и др.) 3. экономическое обоснование	Выбор ЭЦН/ Оптимизация режима его эксплуатации
РД и Инструк ции Стандарты 4 уровня	РД -Система Управления Химизации Скважин(СУХС) (Организация, Планирование, Контроль)		
	- Мониторинг: (I) Процессов: Соли, Парафины, Коррозия, (II) Оборудования: МРП, разбор ЭЦН, причины отказов, анализ надежности. - Химия: (I) Производство, (II) закупка, поставка - Закачка: (I) Ингибирование Соли, Парафины, Коррозия (II) Промывка (Очистка) скважин		
	Инструкция по Ингибиторной защите скважинного оборудования Разработка и эксплуатация системы ингибиторной защиты скважин и скважинного оборудования с учетом осложняющих факторов: - Солеотложения, - коррозия, - АСПО.	Инструкция Мониторинга ингибиторной защиты и исследования скважин осложняющих факторов при эксплуатации скважин и скважинного оборудования Разработка и эксплуатация системы мониторинга с учетом осложняющих факторов: - Солеотложения, - коррозии, - АСПО.	Нормативные документы на Промывку (Очистка) скважин, (стволов, НКТ, забоев) - Техрегламент по кислотной обработке скважин (СКО, ГКО) - Техрегламент по промывке горячей нефтью (водой) с ПАВ. - Инструкции по очистке ствола скважин от парафинов. - Инструкции по очистке ствола скважин от гидратных пробок.
	Инструкции по тестированию и выбору ингибиторов для защиты скважин и скважинного оборудования (Соли, коррозия, АСПО)	Инструкции по Опытно-Промышленным Испытаниям ингибиторов (ОПИ) для защиты скважин и скважинного оборудования (Соли, коррозия, АСПО)	

Менеджмент компании

- **Директор:**
Гончаров Валерий Александрович
E-mail: GoncharovVA@cormaco.ru
- **Главный инженер:**
Захаров Владимир Николаевич
E-mail: ZaharovVN@cormaco.ru
- **Зам. главного инженера:**
Гамез Рикардо Солано
E-mail: GamesR@cormaco.ru

тел. +7 (3466) 41-51-49,
тел./факс +7 (3466) 41-51-46

