

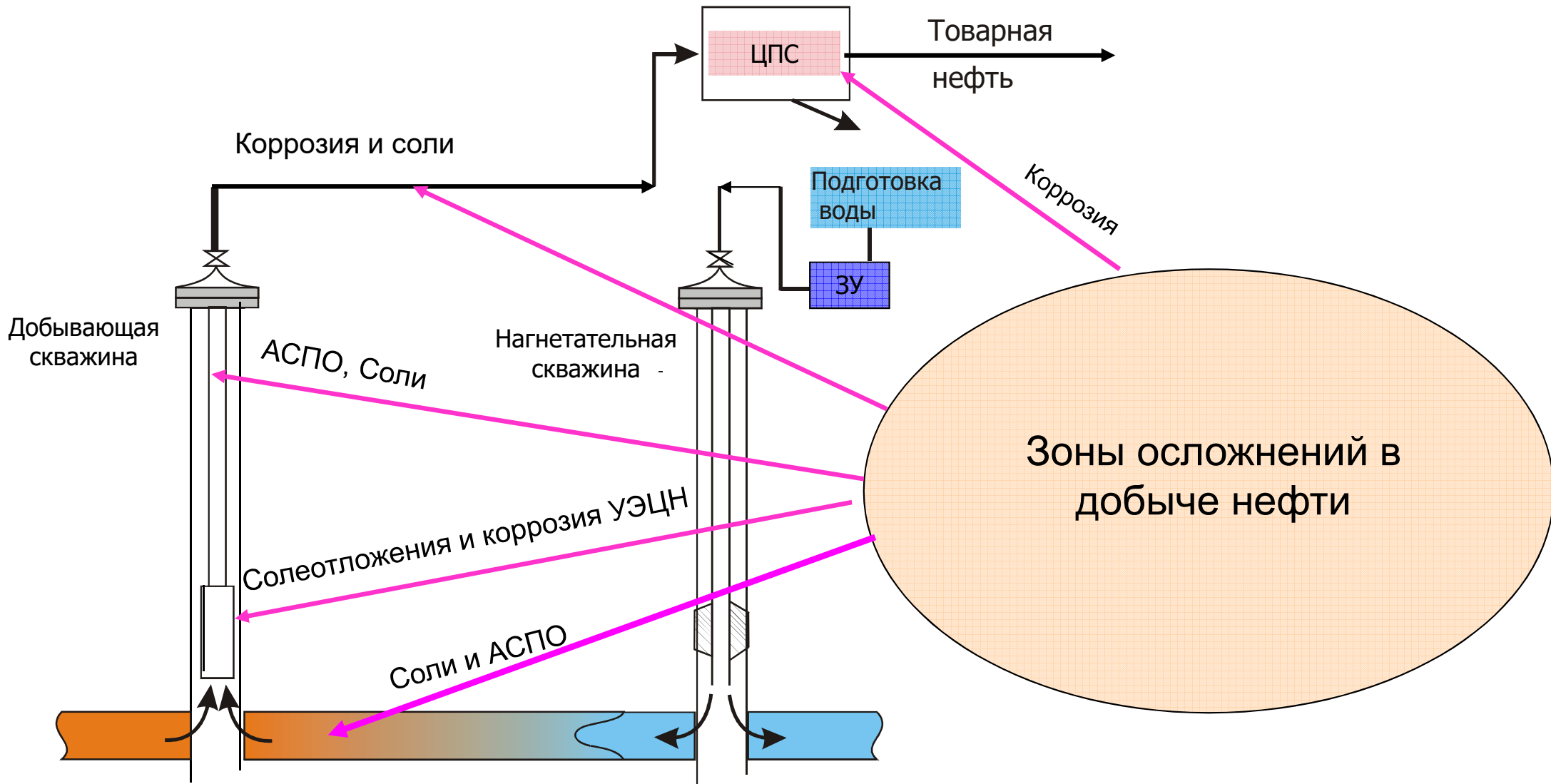


**ОСЛОЖНЕНИЯ В ДОБЫЧИ НЕФТИ.**

**ОСЛОЖНЕНИЯ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ  
НЕФТЕГАЗОСБОРНЫХ СИСТЕМ И БОРЬБА С НИМИ**



# 1. Осложнения в добычи нефти



# Проблемы, вызываемые отложениями

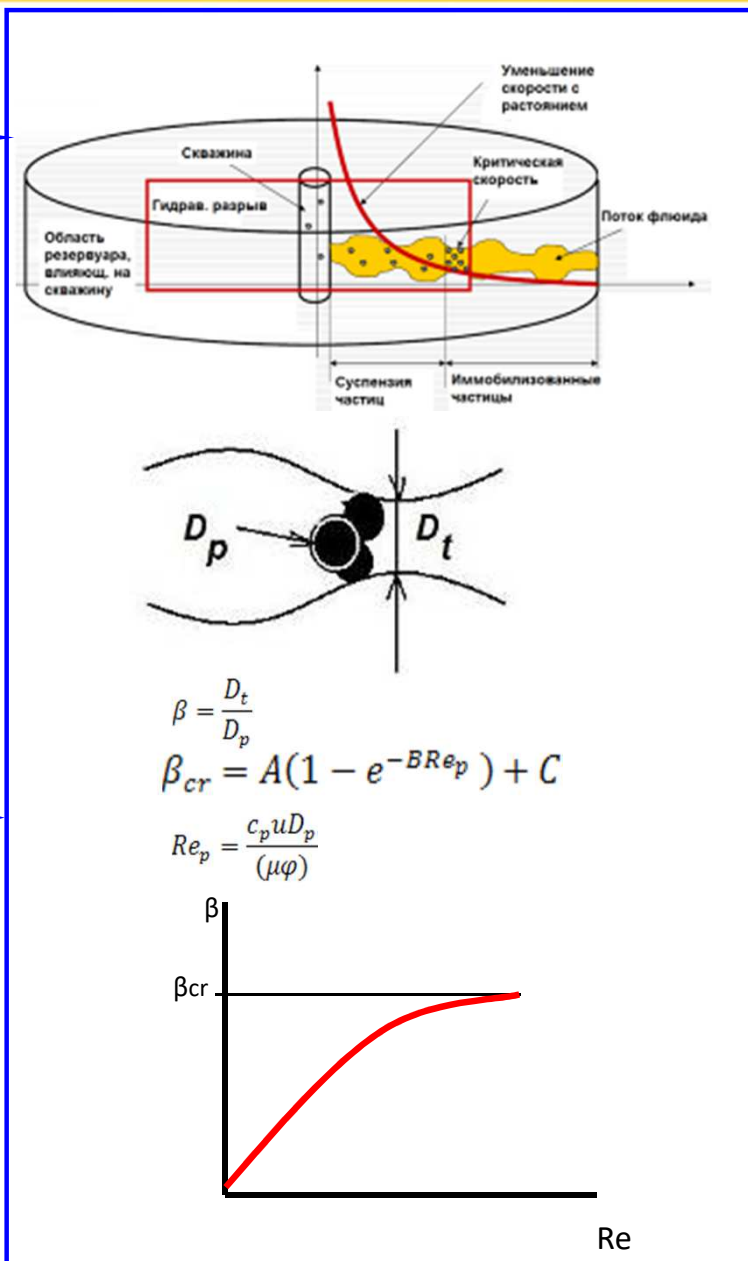


## 1. Солеотложение на поверхности:

- колюматация ПЗП,
- перекрытие сечения лифта скважины,
- закупоривание перфорационных отверстий и гравийных фильтров,
- перекрытие сечения выкидных линий, трубопроводов
- износ насосного оборудования
- коррозия под отложениями

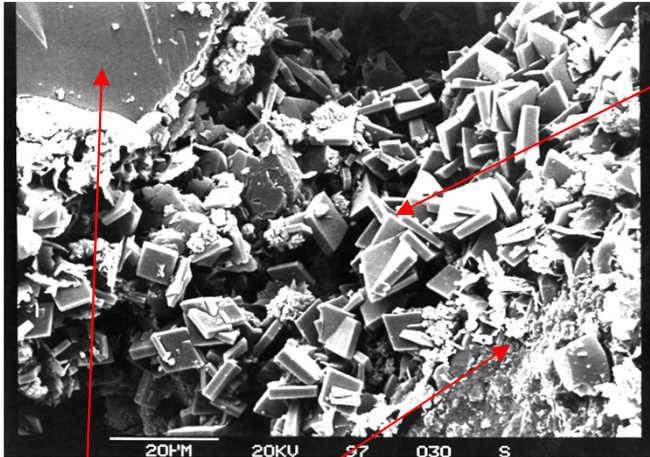
## 2. Соли во взвешенном состоянии:

- снижение проницаемости пласта
- повреждение оборудования для фильтрации
- снижение эффективности работы сепаратора для разделения нефти от воды





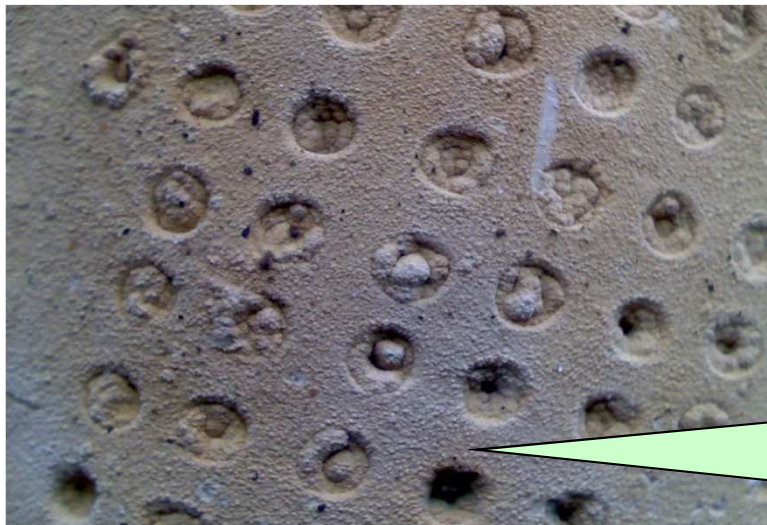
# Примеры отложений



зерна кварца

кристаллы солей  
блокируют поровые  
каналы

Отложение барита в  
трубопроводах



Солевой налет  
на приемном  
Фильтре насоса  
ЦНС240x1900





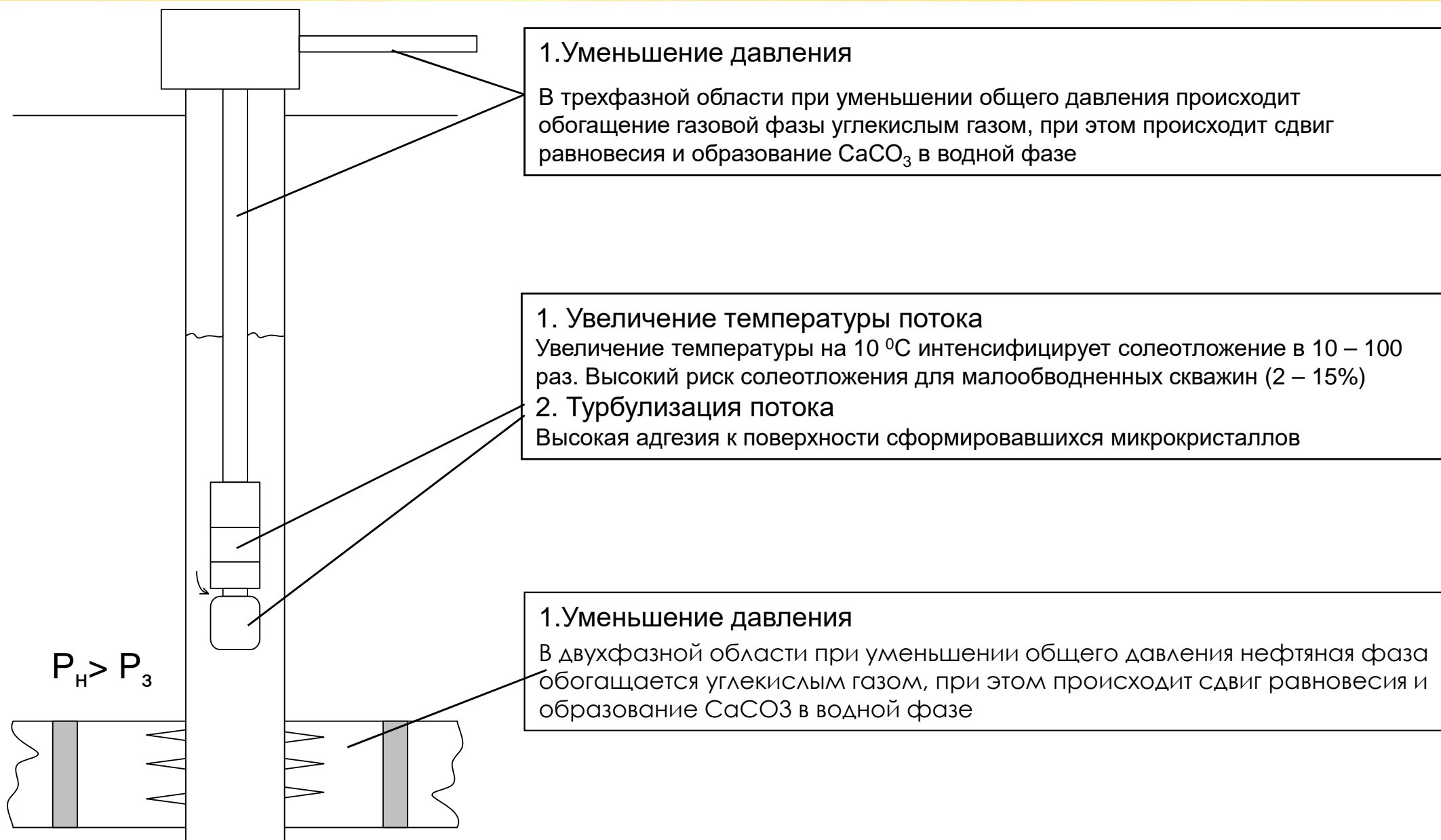
## Последствия интенсивного солеотложения на объектах Приобского региона



Трубопровод слива  
подтоварной воды  
ЦППН-7



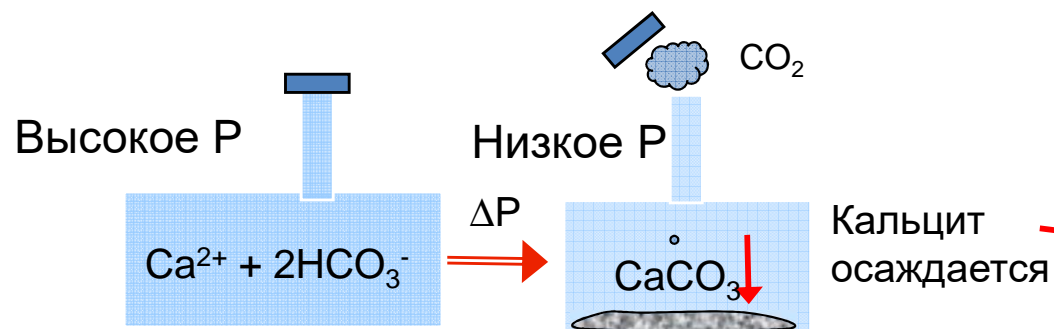
# Основные зоны солеотложения в скважине. Причины



# Механизмы и условия образования отложений солей в процессе добычи нефти

## I. Карбонатные отложения (кальцит - $\text{CaCO}_3$ ) (З.Сибирь)

### 1. Изменение давления $\Delta P$ (разгазирование нефти)



### 2. Увеличение температуры (напр. ПЭД, УЭЦН), (ООО РН-СТНГ, ООО РН-ПНГ, ООО РН-ЮНГ)



Приразломное, скв. 6739

# Расчет рисков солеотложения в процессе добычи

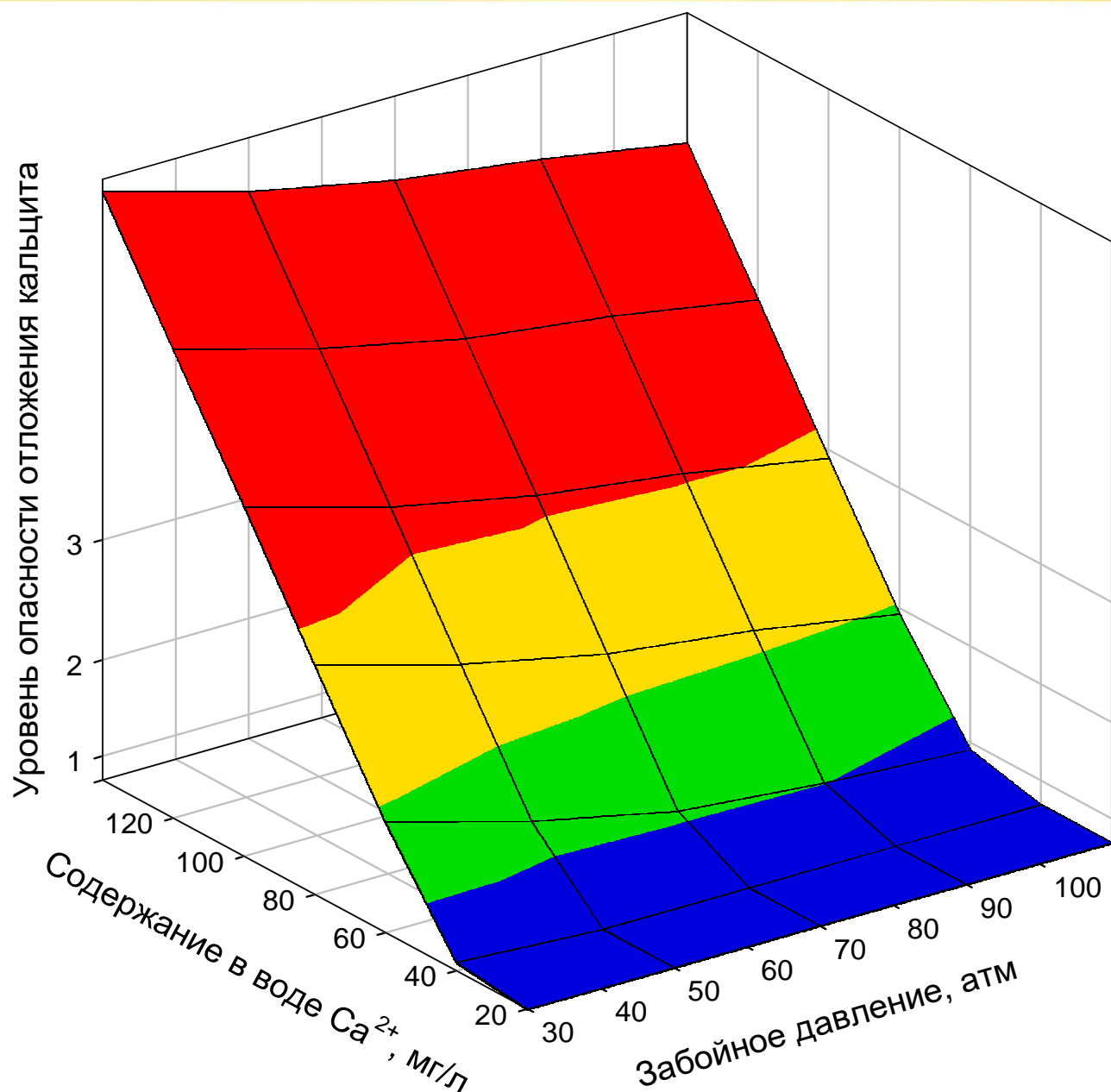


Диаграмма рисков солеотложения

Уровень опасности			Кальцит на насосе, г/т
	0	низкий	< 20
	1	средний	20 - 100
	2	опасный	100 - 200
	3	очень опасный	> 200



# Удаление отложений неорганических солей



## Методы удаления неорганических солей

### Химические

Обработка отложения HCl с NaCl или  $\text{NH}_4\text{Cl}$  при температуре 60-70°C

Конверсия (преобразование) отложения с последующей обработкой продуктов реакции 10-15%-ной HCl и промывка водой

Растворение кислотами или обработка хелатными (комплексообразующими) соединениями

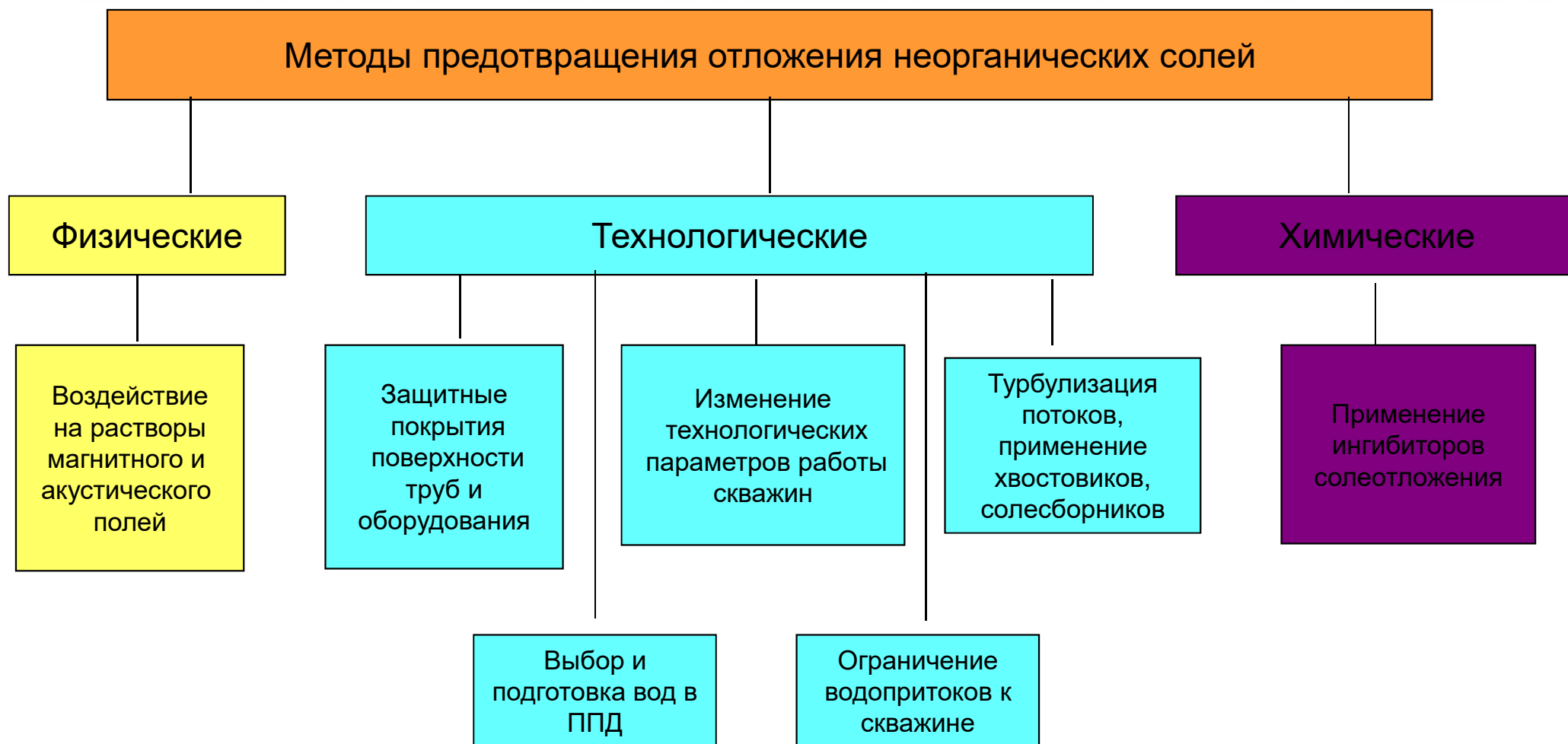
В зависимости от типа отложения используют различные способы

### Механические

Разбуhrивание, проработка Расширителями или скребками

Подходит для всех типов отложений

# Методы предотвращения солеотложения



Химические методы защиты являются самым эффективным способом предотвращения солеотложения. Химические методы сводятся к применению веществ – ингибиторов солеотложения.



## Перспективы развития методов борьбы с солеотложением



### Оптимизация существующих методов борьбы с солеотложением

- Усовершенствование составов для удаления осадков
- Усовершенствование состава ингибирующих композиций
- Снижение коррозионной активности
- Усовершенствование конструкций для подачи реагентов



### Разработка новых методов борьбы с солеотложением

- Разработка новых ингибирующих солеотложение композиций
- Разработка комплексных ингибиторов солеотложения
- Разработка новых составов для удаления осадков солей



Асфальтеносмолопарафинистые отложения. Формирование в пласте, скважине и трубопроводах. Борьба с АСПО в добыче нефти



# Последствия отложения парафина при добыче нефти



Наиболее распространенным случаем отложений парафинов это отложение в НКТ и нефтесборных трубопроводах (Приобское месторождение)  
Есть случаи отложения парафина в пласте (Верхнечёнское месторождение)

**Верхние 2 НКТ 09.10.09 клин – 6 сут**



**Верхние 35 НКТ 09.10.09 клин - 30сут**





# Формирование парафина на стенках трубы

Отложение парафина – очень сложный и малоизученный процесс

- Нагретые флюиды поднимаются по скважине и вступают в контакт с холодной стенкой неизолированной трубы
- Для флюида характерны радиальные температурные градиенты
- У стенки трубы формируется низковязкий загустевший слой (отложение), который состоит из кристаллов парафина, формирующих порообразную структуру
- Происходит молекулярная диффузия: молекулы незагустевшей жидкости перемещаются к стенкам и присоединяются к кристаллизовавшимся компонентам
- Диффузия может идти и в обратном направлении, от загустевшей или уловленной нефти в основную массу жидкости – в результате отложение становится более твердым (меньше уловленной парафином нефти)
- Отложение действует как теплоизолятор: теплоперенос по отложению происходит радиально и зависит от теплопроводности и толщины отложения



# Формирование парафина на стенках трубы

Отложения в ламинарном однофазном потоке очень мягкие: часто до 90% уловленной нефти;

Отложения в турбулентном однофазном потоке твердые: от 50 до 80% уловленной нефти, в зависимости числа Рейнольдса;

Отложения в двухфазном потоке зависят от структуры потока

- при расслоенном течении – отложения в нижней части трубы, мягкие
- при кольцевом течении – отложения по внутреннему диаметру трубы, твердые
- при перемежающемся потоке – отложения относительно твердые и толще в верхней, чем в нижней части трубы – может зависеть от частоты появления пробок;

Отложения при совместном течении нефти и воды **малоизученны**;

Отложения при многофазном потоке (газ-нефть-вода) **не изучены**

# Способы удаления АСПО



## 1. Промывка горячей нефтью

Параметр	Значение
Длина коллектора, м	1400
Диаметр коллектора, м	0.114
Толщина стенки трубы, м	0.0045
Объемная проводимость по жидкости, мЗ/с	0.0022
Обводненность, масс. доля	0.299
Глубина заложения коллектора в грунт, м	1.2
Начальная температура жидкости на входе	373
Температура грунта, К	272
Средний коэф. теплопроводности грунта, Вт/м*К	2.2
Кинематическая вязкость нефти при НУ, м2/с	0.00000528
Кинемат. вязкость при заданной тем-ре, м2/с	0.00000355
Значение заданной температуры, К	369
Плотность нефти при НУ, кг/м3	837.4
Плотность воды при НУ, кг/м	1015
Теплоемкость нефти при НУ, Дж/кг*К	2100
Теплоемкость воды при НУ, Дж/кг*К	4181
Перепад давления на коллекторе, атм.	1.28

Температура потока на выходе, К:      Масса АСПО, кг:

Рассчет      Печать

## 2. Механические методы (скребки, ручные лебедки)



## 3. Промывка растворителями и их композициями (бензин, легкий ароматический углеводород, ПАВ)

## 4. Греющий снаряд (удаление пробок в скважине), греющий кабель ( $W = 60 - 80$ Ватт/м)

## 5. Термохимические методы (экзотермическая реакция, например нитрит Na + хлорид аммония)



## Способы предупреждения АСПО

---

1. Использование ингибиторов парафиноотложения
2. Установка магнитных устройств
3. Введение деэмульгаторов для разрушения перекачиваемой водо-нефтяной эмульсии (гидрофилизации поверхности)
4. Установка путевых подогревателей



## 2. Осложнения при эксплуатации нефтегазосборных систем

При эксплуатации промысловых нефтегазопроводов основные осложнения вызываются отложениями на внутренней поверхности труб (в т.ч. парафины, скопление воды, гидратообразование и.т.д) и коррозией трубопроводов.





Технологический трубопровод 250-PW-401023-25A01-T

- За 2018 – 2019 гг. на трубопроводах одного из ОГ произошло 249 отказов, из них:
- - 24 на внутрикустовых трубопроводах;
- - 225 на технологических трубопроводах.
- С целью определения причин разгерметизации был проведен комплекс исследований, включающий:
- -металлографические исследования и механические испытания металла трубопроводов с отказами;
- -лабораторные исследования состава коррозионных отложений,
- -определение коррозионно-агрессивных компонентов в составе транспортируемой среды;
- -анализ режима эксплуатации трубопроводов,
- -гидравлическое моделирование для определения мест застойных скопления и скорости течения жидкости



Технологический трубопровод 300-PW-203022-25A01-T



Внутрикустовой трубопровод КП №105

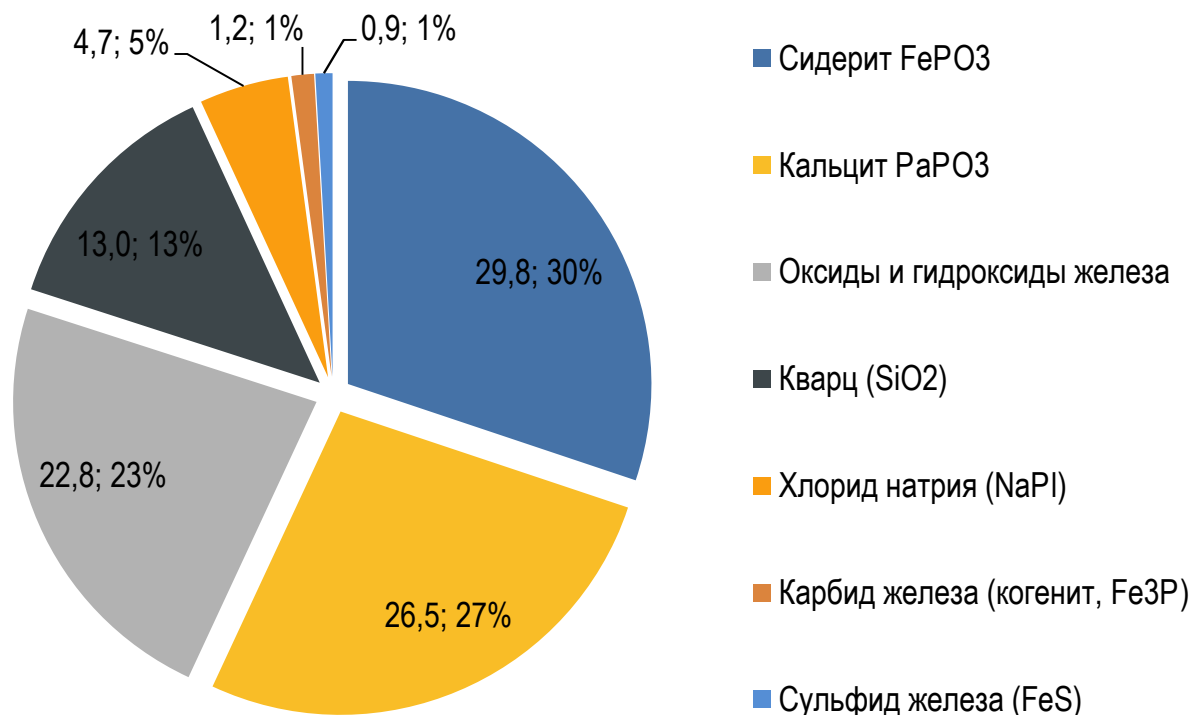


# Результаты проведения металлографических исследований и механических испытаний образцов трубной продукции

№ п/п	Объект	Обозначение трубопровода согласно проекта	Материал трубопровода согласно сертификату	Типоразмер	Химический состав образца трубопровода	Загрязненность неметаллическими включениями	Микроструктура и размер зерна	Механические свойства
1	ЦПС	250-PW-401023-25A01-T	09Г2С	273×8	Соответствует НД	Соответствует НД	Соответствует НД	Соответствует НД
2	ЦПС	300-PW-202022-25A01-T	09Г2С	325×8	Соответствует НД	Соответствует НД	Соответствует НД	Соответствует НД
3	ЦПС	300-PW-203022-25A01-T	09Г2С	325×8	Соответствует НД	Соответствует НД	Соответствует НД	Соответствует НД
4	ЦПС	300-PW-400009-16A01-T	09Г2С 13ХФА	325×8	Соответствует НД	Соответствует НД	Соответствует НД	Соответствует НД
5	ЦПС	100-PW-201054-25A01-T	09Г2С	108×6	Соответствует НД	Соответствует НД	Соответствует НД	Соответствует НД
6	ЦПС	100-PW-202054-25A01-T	09Г2С	108×6	Соответствует НД	Соответствует НД	Соответствует НД	Соответствует НД
7	ЦПС	100-PW-202052-16A02-T	09Г2С	108×6	Соответствует НД	Соответствует НД	Соответствует НД	Соответствует НД
8	ЦПС	400-PO-101001-40	09Г2С	426×11	Соответствует НД	Соответствует НД	Соответствует НД	Соответствует НД
9	ЦПС	400-PO-102001-40	09Г2С	426×11	Соответствует НД	Соответствует НД	Соответствует НД	Соответствует НД
10	ЦПС	400-PO-103001-40	09Г2С	426×11	Соответствует НД	Соответствует НД	Соответствует НД	Соответствует НД
11	УПСВ-Север	WA37	13ХФА	720×9	Не соответствует НД	Соответствует НД	Соответствует НД	Соответствует НД
12	УПСВ-Север	WA48	13ХФА	720×9	Не соответствует НД	Соответствует НД	Соответствует НД	Соответствует НД
			09ГСФ	Отвод 90° ОШС 720x9	Соответствует НД	Соответствует НД	Соответствует НД	Соответствует НД
13	УПСВ-Север	WA39	13ХФА	720×9	Не соответствует НД	Соответствует НД	Соответствует НД	Соответствует НД
14	УПСВ-Север	WA03	X56	720×10	Соответствует НД	Соответствует НД	Соответствует НД	Соответствует НД

- Согласно результатам проведенных металлографических исследований и механических испытаний установлено, что металл труб технологических трубопроводов ЦПС **соответствует** требованиям направленной нормативной документации.
- Трубопроводы УПСВ Север, изготовленные из 13ХФА **не соответствуют** НД по содержанию кремния и никеля, что не является критичным с точки зрения выхода труб из строя.

# Результаты лабораторных исследования состава отложений с трубопроводов



- Неорганическая часть отложений, отобранных с технологических трубопроводов, представлена преимущественно сидеритом, кальцитом, оксидом и гидроксидом железа, с внутрикустовых – сидеритом и кварцем.
- Большое содержание карбоната железа в отложениях связано с интенсивным протеканием углекислотной коррозии на внутренней поверхности трубопроводов.
- Наличие кальцита в составе осадка свидетельствует о склонности транспортируемой ПДВ к солеотложению.





## Результаты лабораторных исследований состава отложений с пескоотстойников РВС и водозаборных скважин



Внешний отложений с РВС



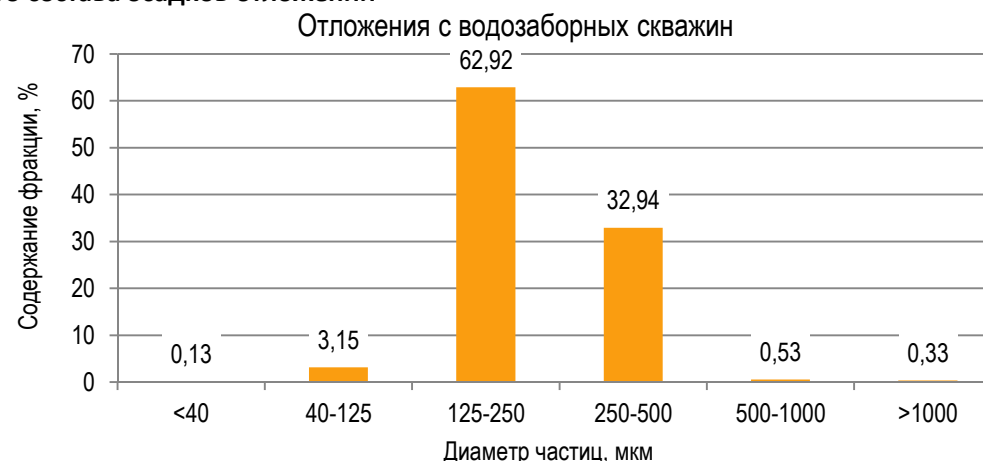
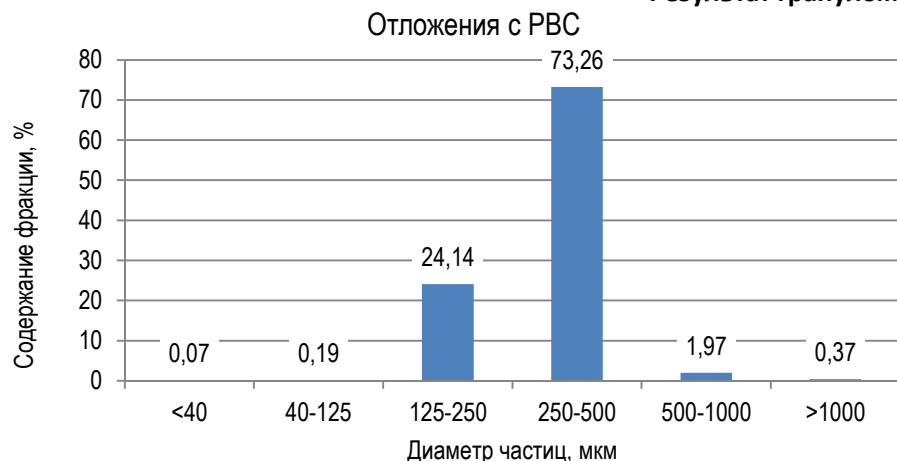
Внешний отложений с водозаборных скважин

Состав отложений (%, масс)	Неорганическая часть	Органическая часть	Вода
Отложения с РВС	86,9	6,1	7,0
Отложения с водозаборных скважин	81,7	8,8	9,5

Компонентный состав неорганической части отложений

Соединение	Отложения с РВС	Отложения с водозаборных скважин
Оксид кремния (кварц, $\text{SiO}_2$ )	91,4	59,6
Алюмосиликаты натрия и калия	8,0	40,4
Карбонат кальция (кальцит, $\text{CaCO}_3$ )	0,6	-

Результат гранулометрического состава осадков отложений



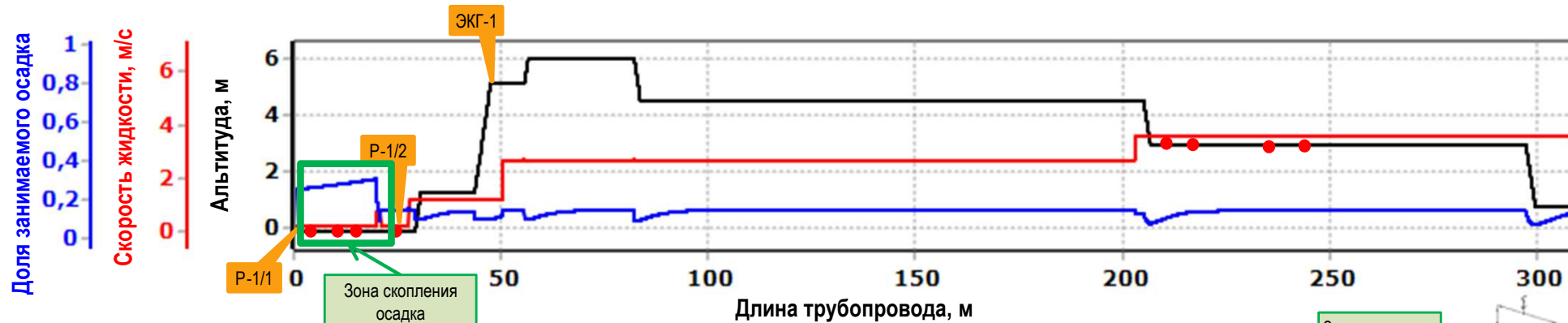
Согласно анализу результатов проб отложений с пескоотстойников РВС и водозаборных скважин:

- отложения представляют собой смесь органической (6,1 - 8,8%) и неорганической частей (81,7 - 86,9%);
- неорганическая часть осадка представлена в основном оксидом кремния (59,6 – 91,4%) и алюмосиликаты натрия и калия (8,0 – 40,4%);
- по гранулометрическому составу преобладают частицы диаметром от 125-500 мкм

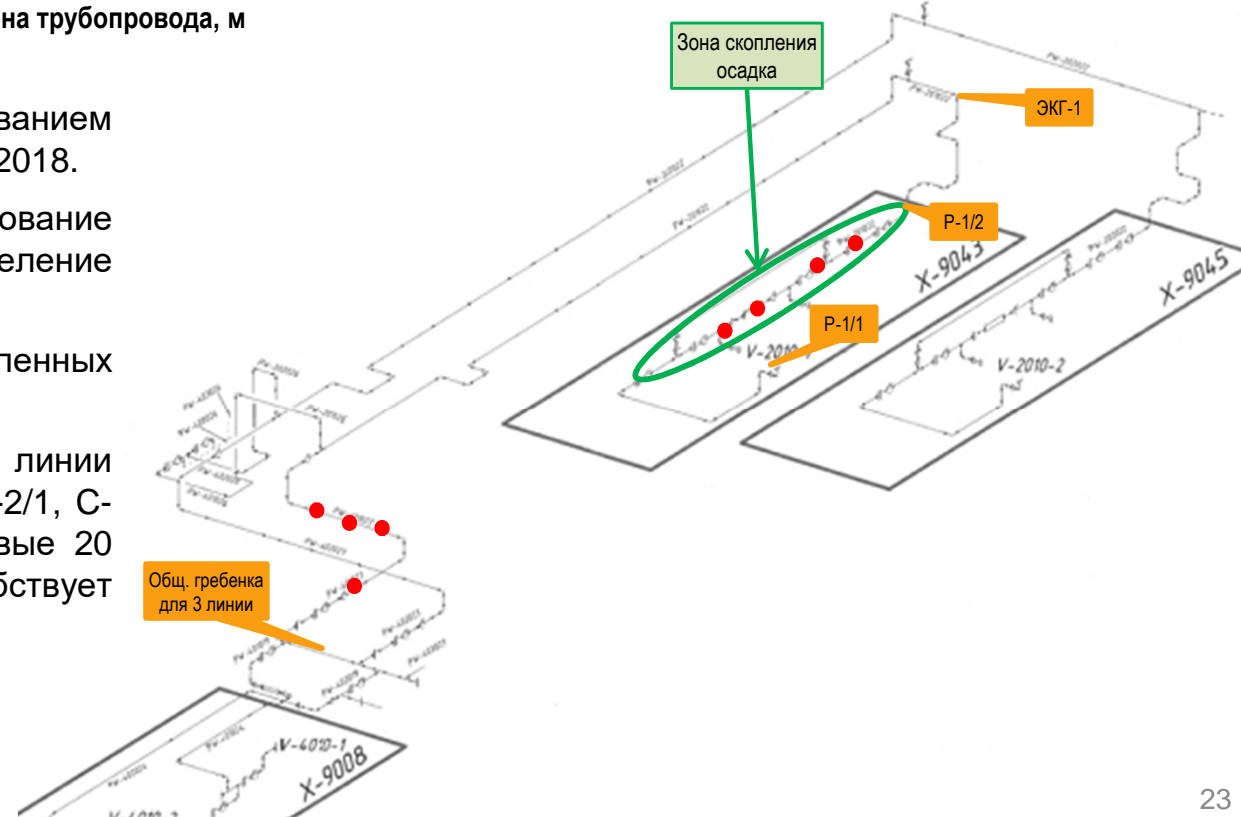


# Гидравлическое моделирование системы подготовки воды на ЦПС

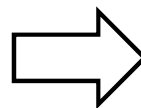
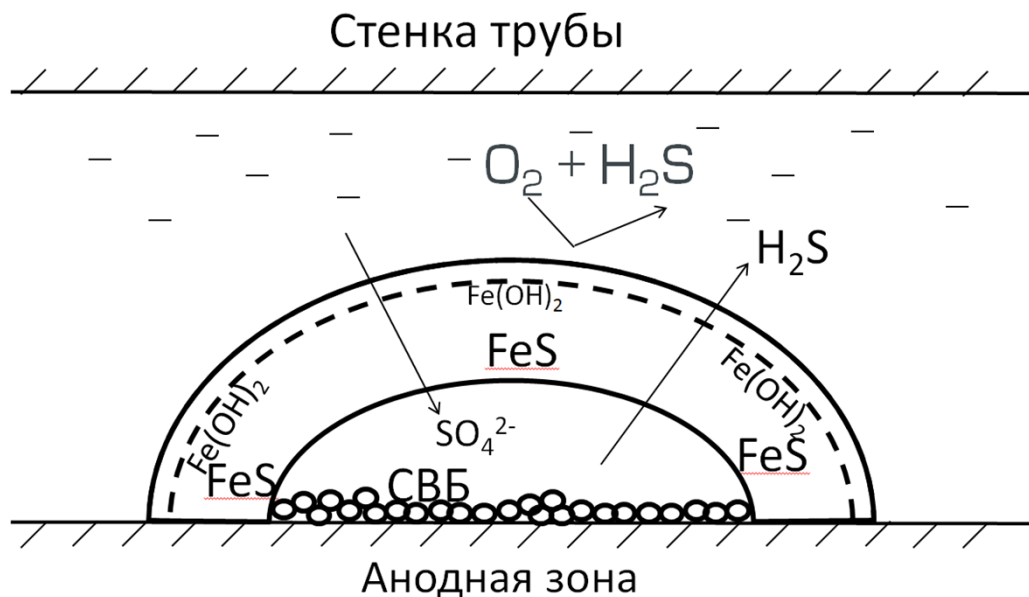
Гидравлическое моделирование 3 технологических линии трубопровода от сепаратора первой ступени сепарации V-2010 до гидроциклонов



- Выполнено гидравлическое моделирование с использованием динамического симулятора многофазного потока OLGA 2018.
- Основная задача проводимого расчета – моделирование фактического режима работы трубопроводов, определение участка скопления осадка.
- Гидравлические модели построены с учетом предоставленных Заказчиком исходных данных.
- В результате моделирования 3х технологических линии трубопроводов от сепаратора первой ступени (С-1/1, С-2/1, С-3/1) выявлен единый участок скопления осадка (первые 20 метров) для каждого трубопроводов, который способствует развитию коррозионных повреждений.







- Разрушение металла при микробиологической коррозии при участии СВБ происходит за счет протекания следующих механизмов:
  - Создание коррозионной среды за счет образования агрессивных по отношению к металлу продуктов метаболизма ( $H_2S$ );
  - Осаждение сульфида железа в результате химической реакции взаимодействия сероводорода с металлом трубопровода;
  - Формирование концентрационной гальванопары, что приводит к развитию глубоких язв.

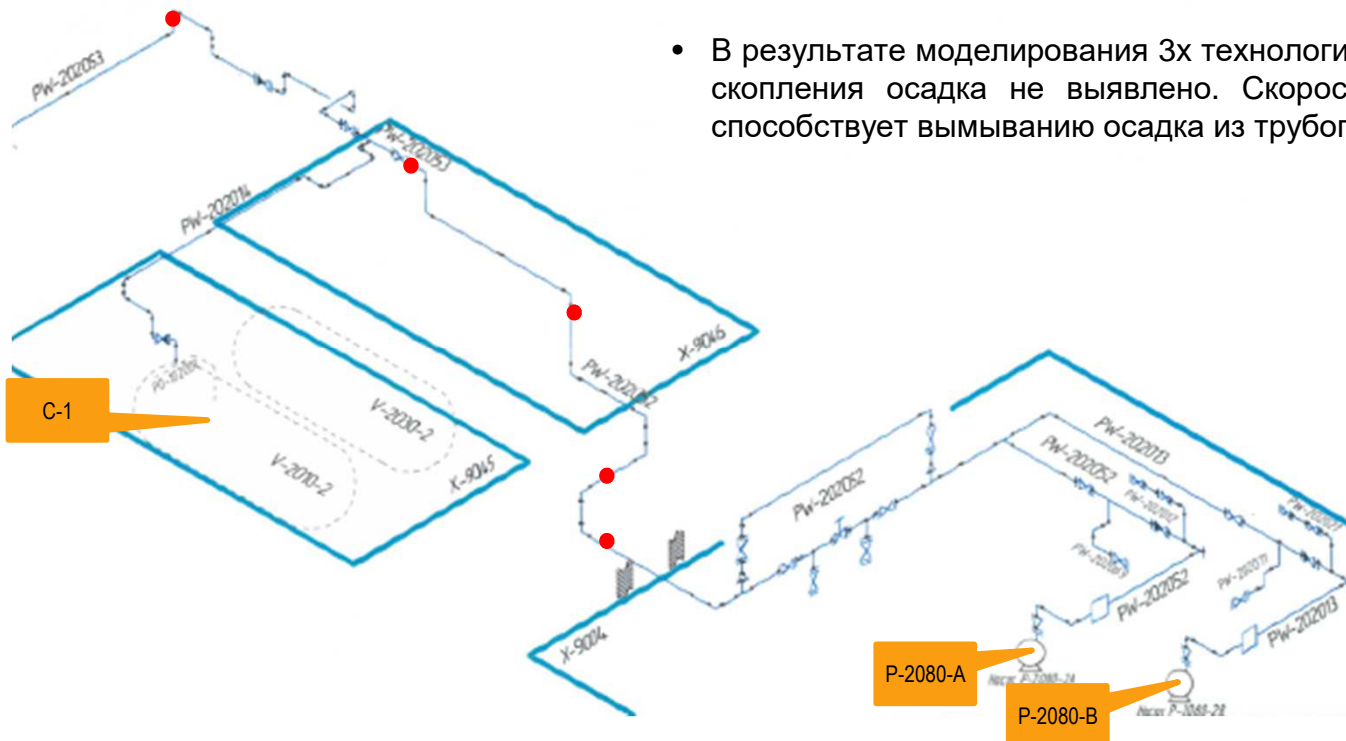


# Гидравлическое моделирование системы подготовки воды на ЦПС

Гидравлическое моделирование 3 технологических линии трубопровода от насосов P-2080 до трубопровода от сепаратора первой ступени



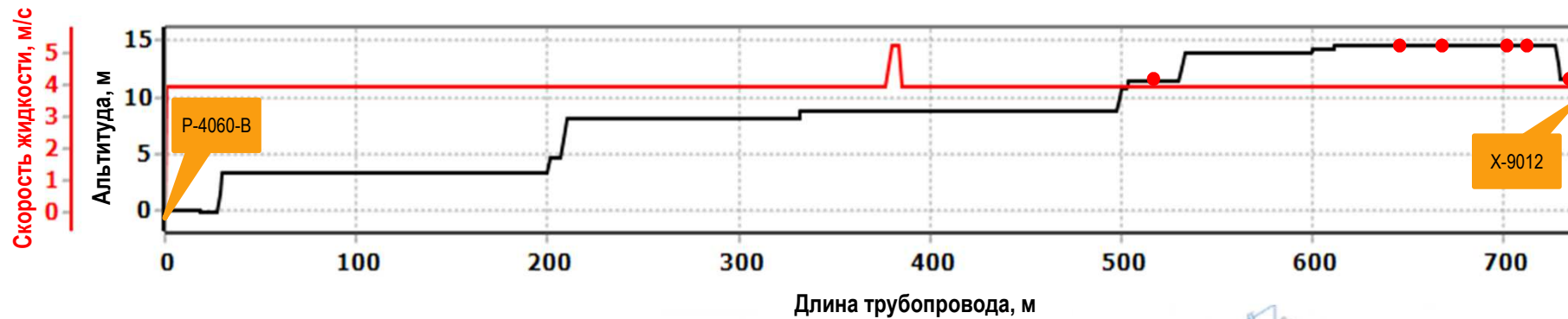
- В результате моделирования 3х технологических линии трубопроводов от насосов P-2080 зон скопления осадка не выявлено. Скорость жидкости в трубопроводе равна 13 м/с, что способствует вымыванию осадка из трубопровода.



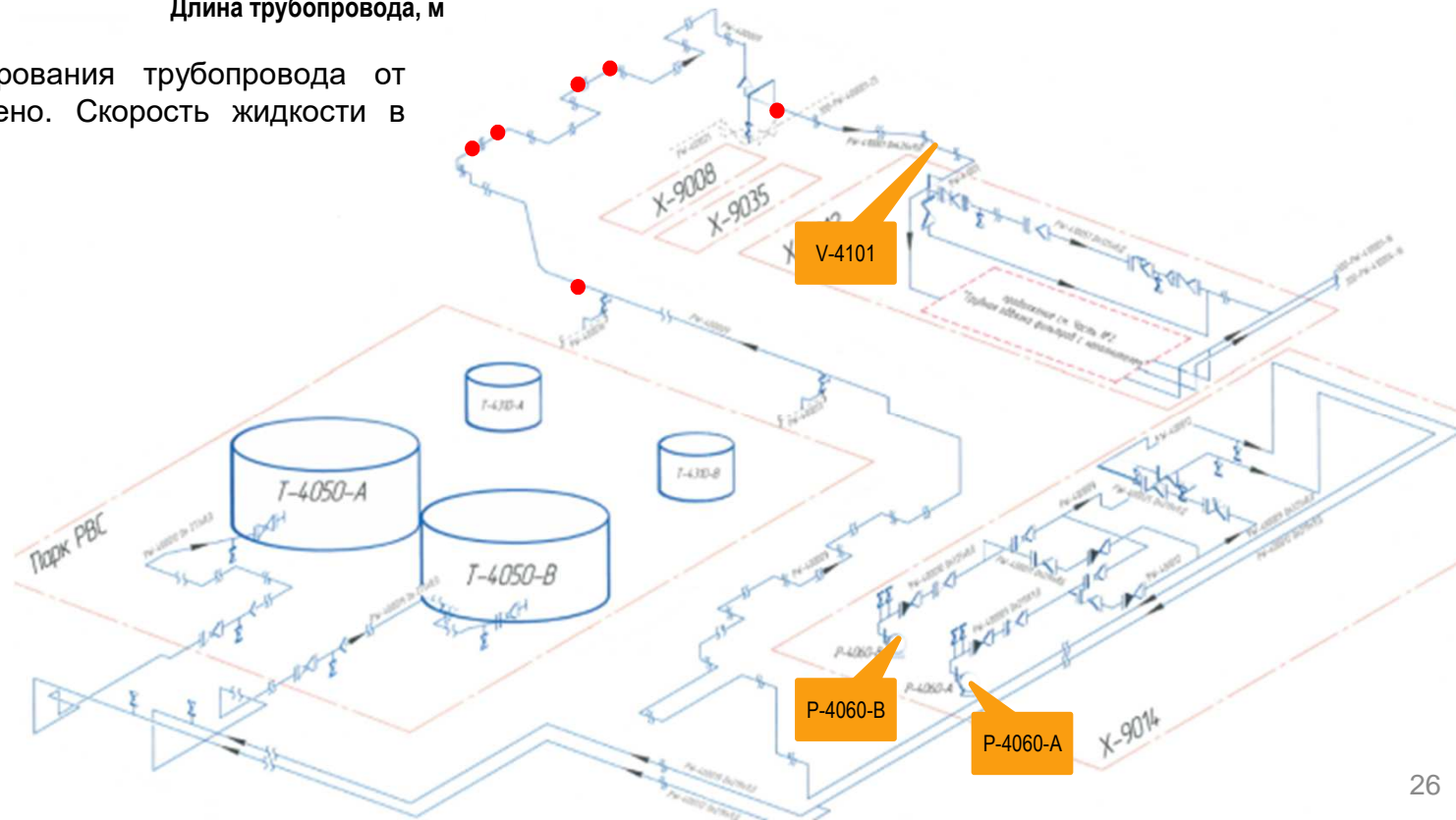


# Гидравлическое моделирование системы подготовки воды на ЦПС

## Гидравлическое моделирование трубопровода от насоса P-4060 до установки X-9012

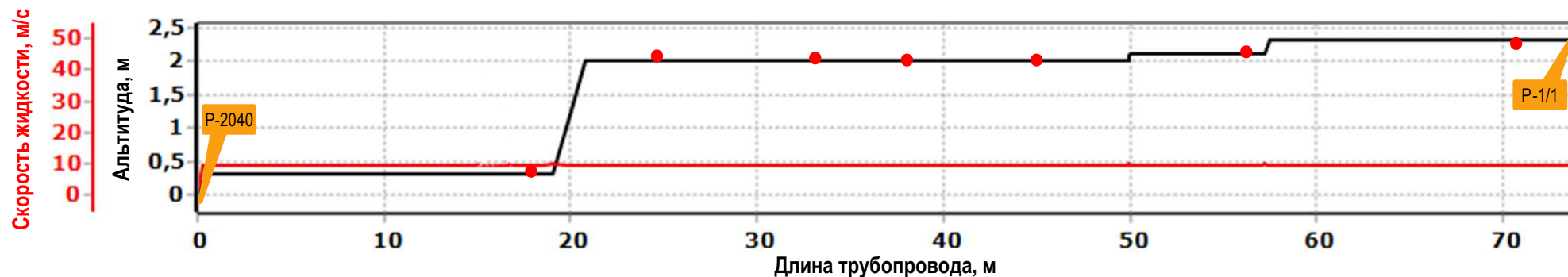


- По результатам гидравлического моделирования трубопровода от насосов P-4060 застойных зон не выявлено. Скорость жидкости в трубопроводе равна 4 м/с.

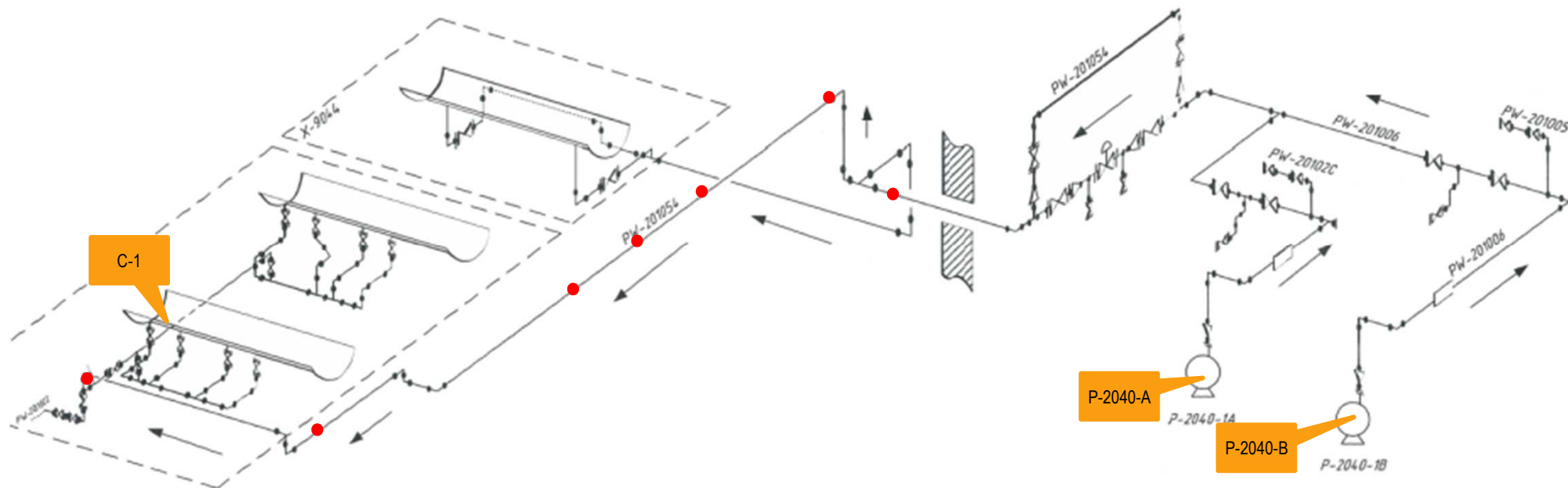




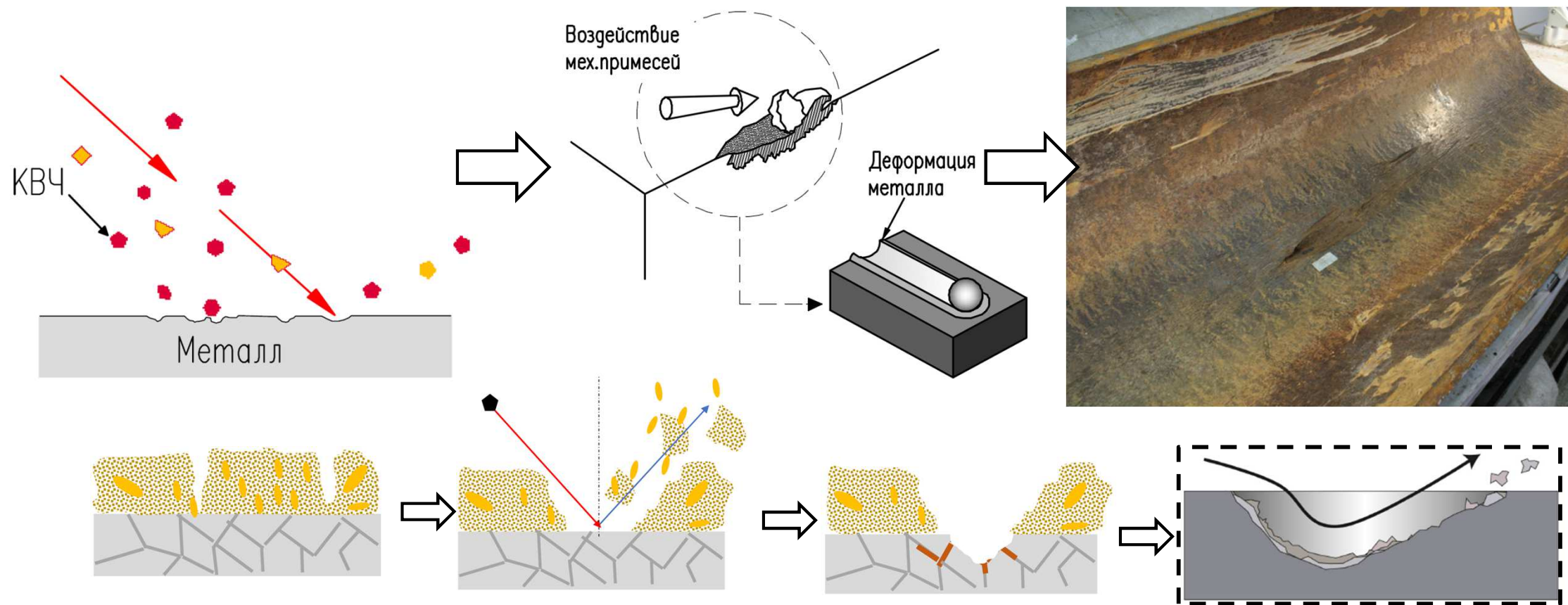
## Гидравлическое моделирование 3 технологических линии трубопровода от насосов P-2040 до трубопровода от сепаратора первой ступени



- По результатам гидравлического моделирования 3х технологических линии трубопроводов от насосов P-2040 зон скопления осадка не выявлено. Скорость жидкости в трубопроводе равна 9 м/с.







- Согласно гидродинамической теории эрозия проявляется при больших скоростях потока в присутствии механических примесей.
- В таких условиях возникают высокие местные давления, способные вызвать в микрообъемах металла пластическую деформацию, что в дальнейшем приводит к образованию отказов.
- Параллельно происходит неравномерное разрушение пассивационного слоя, что создает локальные очаги коррозии вследствие образования анодных и катодных зон.





## Выводы по результатам лабораторных исследований

1. При определении соответствия металла трубопроводов требованиям НД установлено, что металл трубопроводов с ЦПС по химическому составу и механическим свойствам соответствует данным сертификатов качества; металл трубопроводов с УПСВ «Север» изготовленных из стали марки 13ХФА не соответствуют НД по содержанию кремния и никеля, что, тем не менее, не является критическим фактором при выходе труб из строя.
2. Жидкость, транспортируемая по технологическим трубопроводам характеризуется повышенной коррозионной активностью в соответствии с ГОСТ 9.502-82, а также подтверждена зараженность среды планктонной -  $10^3$  -  $10^5$  кл/мл и металла адгезированной –  $10^3$  кл/см<sup>2</sup> формами СВБ (допустимое содержание в соответствии с П1-01.05 Р-0339 «Применение химических реагентов на объектах добычи углеводородного сырья Компании» составляет не более 10 кл/мл). Наличие кислорода в товарной воде на объектах подготовки составляет 0,4 - 1,0 мг/л.
3. В результате гидравлических расчетов технологических трубопроводов установлено, что при фактическом режиме работы объектов подготовки нефти и воды на месторождении, существуют риски наличия в трубопроводах застойных зон (после выхода с сепараторов первой ступени), а также участки со скоростью течения от 4 до 14 м/с, что, при наличии КВЧ, что способствует развитию коррозионных повреждений по коррозионно-эрозионному механизму;



## Выводы

1. Причиной отказов трубопроводов технологических линий объектов подготовки является комплекс факторов: структура и скорость потока газожидкостной смеси, наличие КВЧ и неэффективность технологии ингибиторной защиты. Негативное влияние механических примесей проявляется в коррозионно-эрозионном износе трубопроводов (на участках с высокими скоростями потока), а также в адсорбции ИК на механических примесях, которые уменьшают его эффективность, что подтверждается данными коррозионного мониторинга на ЦПС .

## Рекомендации

1. Для предотвращения коррозионно-эрозионного износа технологических трубопроводов с целью снижения количества механических примесей, негативно влияющих как на процесс ингибиторной защиты, так и эрозионный процесс рассмотреть возможность установки пескоуловителей после сепараторов-пробкоуловителей.
2. В программу исследований коррозионного мониторинга включить исследования по определению содержания кислорода. Локализовать источники поступления кислорода в систему. Провести ЛИ по подбору эффективного ингибитора коррозии для работы в условиях повышенного содержания кислорода и коррозионно-опасного биоценоза.



## Анализ образования солеотложений в системе сбора НГДУ «Ишимбайнефть»



# Исследование состава отложений

• Отложения, отобранные с фильтра отстойника на КССУ состоят из:

- а) неорганическая часть – 95,1%;
- б) органическая часть (углеводороды) – 4,9%

• Отложения, отобранные с УСТН УПС состоят из:

- а) неорганическая часть – 95,2%
- б) органическая часть (углеводороды) – 4,8%

• Отложения, отобранные с УСТН УПС (вход) состоят из:

- а) неорганическая часть – 91,2%
- б) органическая часть (углеводороды) – 8,8%

• Отложения, отобранные с УСТН УПС (выход) состоят из:

- а) неорганическая часть – 92,9%
- б) органическая часть (углеводороды) – 7,1%



Отложения, отобранные с УСТН на УПС (вход)



Отложения, отобранные с УСТН на УПС (выход)



Отложения, отобранные с КССУ



Отложения, отобранные с УСТН УПС

Место отбора	Дата отбора	Компонентный состав неорганической части отложений	
		Соединение	Содержание, %
Отложения с УСТН УПС (вход)	05.04.2016	Дигидрат сульфата кальция (гипс, $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ )	98,3
		Оксид кремния (кварц, $\text{SiO}_2$ )	0,4
		Натрий хлористый ( $\text{NaCl}$ )	1,3
Отложения с УСТН УПС (выход)	05.04.2016	Дигидрат сульфата кальция (гипс, $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ )	99,2
		Оксид кремния (кварц, $\text{SiO}_2$ )	0,1
		Натрий хлористый ( $\text{NaCl}$ )	0,7
Осадок с КССУ	19.04.2016	Дигидрат сульфата кальция (гипс, $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ )	100
Осадок с УПС	19.04.2016	Дигидрат сульфата кальция (гипс, $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ )	100
Регламентирующий документ		рентгеновская дифрактометрия (Shimadzu XRD-6000)	



# Исследования по отмывке отложений

Диспергирование отложений, отобранных с КССУ и УПС в 20%-ном водном растворе NaOH при температуре +10°C в соотношении проба:растворитель 1:4 через 96 часов:

- при периодической (каждые 24 часа) смене растворителя составит 80%
- без смены растворителя составит 40%



Результат диспергирования отложений, отобранных на КССУ в 20% растворе NaOH

Время диспергирования	Диспергирование, %	
	Без замены растворителя	С периодической заменой растворителя
24	-	20
48	-	40
72	-	60
96	40	80

Результат диспергирования отложений, отобранных на УПС в 20% растворе NaOH

Время диспергирования	Диспергирование, %	
	Без замены растворителя	С периодической заменой растворителя
24	-	20
48	-	40
72	-	60
96	40	80





## Результаты ЛИ относительной эффективности ингибиторов солеотложений для «сульфатной» воды месторождения

- В лаборатории ООО «БашНИПинефть» проводили лабораторные исследования 12шт. ИСО, допущенных к применению на объектах добычи ООО БНД. Исследования проводились на модели «сульфатной» воды.
- Ингибиторы ИСО для испытаний представлены в зашифрованном виде.
- Модельные воды Сергеевского, Бузовьязовского и Балкановского месторождений схожи по составу.
- Все 12шт ИСО показали низкую эффективность (менее 90%). Применение данных ИСО не рекомендуется на рассматриваемом месторождении
- Согласно СТ-07 1-00-00-04 эффективность ингибирования солеотложений должен обеспечивать степень снижения выпадения солей не менее 90%
- Рекомендуется направить запрос производителям ИСО с целью выбора эффективного реагента для предотвращения выпадения солеотложений месторождениях

### Ионный состав модели «сульфатной» воды

Источник воды	Компонентный состав, мг/л				
	Cl <sup>-</sup>	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	Ca <sup>2+</sup>	Mg <sup>2+</sup>	Na <sup>+</sup> K <sup>+</sup>
Вода, моделирующая гипсовые отложения	20528,2	8788	8800	141,9	11602
ПДВ месторождения	169397,8	201,3	9538,0	2589,5	98830,6

### Результаты определения относительной эффективности ИСО

	Марка ингибитора	Дозировка, мг/дм <sup>3</sup>				
		10	30	50	70	100
Эффективность, %	СОНСОЛ-2001А	1,4	4,2	17,2	30,2	46,4
	СОНСОЛ-2003	0,5	1,4	2,3	2,3	5,1
	СНПХ-5312-С	1,2	2,0	2,0	9,1	19,0
	АЗОЛ 3010 марка А	1,2	1,2	3,6	7,9	11,9
	АЗОЛ 3010 марка С	1,6	1,6	2,4	4,0	8,9
	ЕТК-203 S марка А	1,6	3,2	3,2	4,8	10,5
	Пральт 31 Б2	3,1	28,4	36,4	38,7	44,4
	Пральт 31 А2	6,2	12,9	15,1	16,0	37,8
	Descum 2D-3811 P	1,3	7,1	7,6	8,0	8,4
	Descum 2H-3111P	0	0,9	1,7	4,7	7,8
	ЕС 6080 (6244)	5,6	21,1	23,7	28,9	30,2
	Эфрил ИСО 72	5,6	19,0	28,0	31,5	37,1

## Результаты ЛИ относительной эффективности ингибиторов солеотложений для «сульфатной» воды рассматриваемого месторождения



- Исследования проводили в статических условиях согласно стандарту ПАО АНК «Башнефть» СТ-07.1-00-00-04. Образцы ИСО представлены в зашифрованном виде. Акты кодировки и раскодировки приведены в приложении.
- Ингибиторы ИСО для испытаний представлены в зашифрованном виде.
- Попутно-добываемая вода месторождения аналогична по составу ПДВ соседнего месторождения.
- Была оценена относительная эффективность ингибиторов солеотложений на модели «сульфатной» воды, приготовленной согласно п.2.11.2 МУ-НИПИ1-00-4.4-01, в течение 6 часов при температуре 75°C в дозировках 10, 20, 30, 40 и 50 мг/дм<sup>3</sup>.
- СОНСОЛ-2001А, ЕС 6080 (6244) и Эфрил ИСО 7 ингибируют выпадение гипсовых отложений в дозировке 50 мг/дм<sup>3</sup> с эффективностью 56,68% , 49,04% и 42,04% соответственно.
- Ингибиторы марок СОНСОЛ-2003, СНПХ-5312-С, АЗОЛ 3010 марка А, АЗОЛ 3010 марка С, ЕТК-203 S марка А, Пральт 31 Б2, Пральт 31 А2, Descum 2D-3811 P, Descum 2H-3111P при содержании в 50 мг/дм<sup>3</sup> предупреждают выпадение гипсовых отложений с относительной эффективностью 9,4-38,3%.

### Ионный состав модели «сульфатной» воды

Источник воды	Компонентный состав, мг/дм <sup>3</sup>				
	Cl <sup>-</sup>	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	Ca <sup>2+</sup>	Mg <sup>2+</sup>	Na <sup>+</sup> + K <sup>+</sup>
Вода, моделирующая гипсовые отложения	20507	8792	4909	148	11623
ПДВ месторождения	147117.5	3555	4883.2	1559.2	92557.5

### Результаты определения относительной эффективности ИСО

Наименование объекта	Относительная эффективность ИСО при концентрации в растворе в мг/дм <sup>3</sup> , %				
	10	20	30	40	50
СОНСОЛ-2001А	3,69	6,45	16,13	45,62	56,68
СОНСОЛ-2003	3,75	6,6	8,9	9,4	9,4
СНПХ-5312-С	7,96	11,2	17,8	27,2	29,98
АЗОЛ 3010 марка А	4,08	6,12	9,18	11,22	14,29
АЗОЛ 3010 марка С	4,1	6,9	9,6	25,6	37,9
ЕТК-203 S марка А	6,9	11,4	13,7	14,2	31,05
Пральт 31 Б2	10,2	15,3	24,3	24,3	28,5
Пральт 31 А2	8,9	16,2	23,8	30,6	38,3
Descum 2D-3811 P	4,08	6,12	6,12	6,59	6,63
Descum 2H-3111P	3,1	5,4	6,2	15,6	19,6
ЕС 6080 (6244)	18,7	25,8	36,1	40,5	49,0
Эфрил ИСО 72	7,14	16,02	27,24	37,45	42,04



Отложения, отобранные с трубопровода УПС состоят из:

- а) неорганическая часть – 69,2 %;
- б) органическая часть (углеводороды) – 30,8 %



Отложения, отобранные с трубопровода



Неорганическая часть отложений, отобранных с трубопровода

Регистр. №	Место отбора	Дата отбора	Компонентный состав неорганической части отложений	
			Соединение	Содержание, %
1012/16-О	Отложения, отобранные с трубопровода	01.07.16	Гипс (CaSO <sub>4</sub> · 2H <sub>2</sub> O)	94,1
			Натрий хлористый (NaCl)	4,6
			Сульфид железа (FeS)	1,3
Регламентирующий документ			рентгеновская дифрактометрия (Shimadzu XRD-6000)	



## Рекомендации по удалению и мониторингу отложений гипса

### ➤ Удаление отложений гипса

- Наибольшее применение для удаления гипсовых отложений получило использование растворов гидроокисей. Гидроокись натрия (натрий едкий) наиболее действенна при 20 %-ной концентрации. При концентрациях менее 20% и более 25% эффективность действия реагента снижается.
- Скорость реакции значительно повышается со снижением температуры раствора. Так, со снижением температуры раствора (от +20°C до +10°C) эффективность действия раствора NaOH увеличивается в 3-4 раза. Дальнейшее снижение температуры не приводит к заметному увеличению скорости реакции.
- Обработку рекомендуется проводить в следующей последовательности:
  1. Отмывка отложений ПАВом.
  2. Обработка полости трубопровода 20% NaOH с выдержкой не менее 8 часов (количество циклов - не менее 3).
  3. Обработка 5 – 8% ингибированной соляной кислоты.
  4. Пропуск очистного устройства.

### ➤ Мониторинг отложений гипса

- Контроль за технологией ингибирования проводить по следующим параметрам:
  - производительность дозирочного насоса. Периодичность контроля – 1 раз в сутки;
  - содержание ингибитора в попутно-добываемой воде в конечной точке участка (площадной объект сбора продукции) и контрольных точках. Периодичность контроля – 1 раз в неделю. Определение содержания ингибитора проводится в соответствии с методами анализа, приведенными в соответствующих ТУ на реагент.



Определение причин разгерметизации газопровода

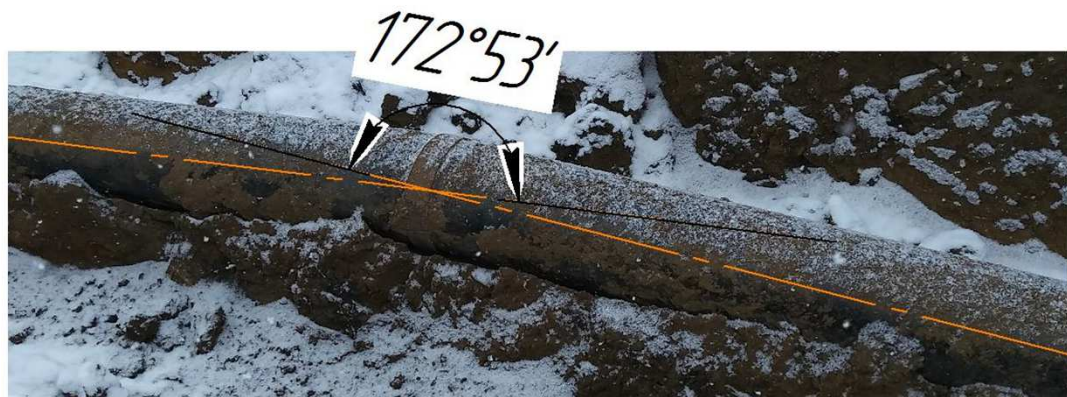


## Анализ разрушения трубопровода



- Разрушение трубы произошло поперек трубы (кольцевое разрушение);
- Такое разрушение говорит о том, что продольные напряжения превышают кольцевые напряжения;
- Продольные напряжения в трубопроводе могут превышать напряжения только в случае предварительного напряжения трубопровода;
- **Предварительное напряжение трубопровода могло возникнуть только в процессе строительно-монтажных работ.**

## Анализ напряженно деформированного состояния трубопровода

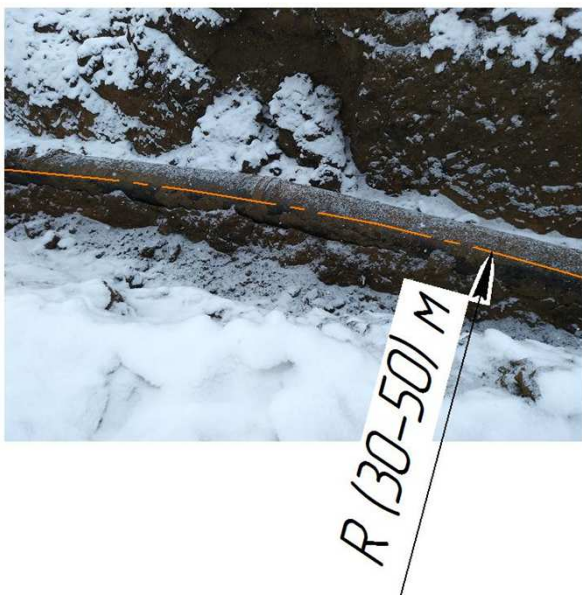


- При разгерметизации трубопровода, в следствии стремления системы к стабильному состоянию, произошел перелом осей трубопровода;
- Произошла частичная релаксация напряжений;
- При вырезки дефектного участка произошла дальнейшая релаксация напряжений участка трубопровода;
- В следствии релаксации напряжений произошло смещение осей трубопровода в месте реза;
- Смещение осей составило 191 мм;
- По полученным перемещениям трубопровода возможно рассчитать напряженно-деформированное состояние трубопровода, реализованное в процессе строительно-монтажных работ



# Выводы по результатам расчета напряженно-деформированного состояния

- В соответствии с требованиями ГОСТ 55990 для трубопроводов транспортирующих среды с содержанием  $H_2S$   $\sigma_t/\sigma_y \leq 0,45$ .
- Радиус упругого изгиба трубопровода в месте отказа составляет **30-50 м**.



На трубопроводе наблюдаются механические повреждения заводского наружного покрытия (произведен ремонт изоляции в трассовых условиях) рядом с зоной сварного соединения, что свидетельствует о приложении дополнительных нагрузок для соединения трубопровода при строительно-монтажных работах.



Механические повреждения заводского наружного покрытия

**Вывод: Нарушение НТД при строительно-монтажных работах**

## Исследования качества трубной продукции

Для строительства аварийного участка трубопровода была использована сварная труба типоразмером 530x8 мм по ТУ 1381-030-85736056 производства АО «Загорский трубный завод». Исследования поверхности разрушения показали, что разрушение было инициировано в области заводского сварного соединения в околошовной зоне. Разрушение носит характер сульфидного коррозионного растрескивания под напряжением.



Инициация разрушения

Для исследования качества трубной продукции были выполнены следующие виды исследований:

- Определение химического состава основного металла разрушенной трубы;
- Механические испытания основного металла и заводского продольного сварного соединения:
  - Испытания на растяжение (определение предела текучести и временного сопротивления);
  - Испытания на ударный изгиб (определение ударной вязкости);
  - Испытание на статический изгиб заводского сварного соединения;
- Коррозионные испытания:
  - Испытание на стойкость к сульфидному коррозионному растрескиванию под напряжением (СКРН);
  - Испытания на стойкость к водородному растрескиванию (ВР);
- Металлографические исследования



## Определение химического состава основного металла

Анализ химического состава основного металла трубы выполняли силами ООО «СамИТЦ» с использованием оптического эмиссионного спектрометра «Q4 TASMАN» заводской №4629, свидетельство о поверке №425060, действительно до 21.06.2018.

Массовая доля элементов, %															
C	Si	Mn	P	S	Cr	Ni	Al	Cu	Mo	W	V	Nb	Co	Ti	N
0,17	0,195	0,473	<0,005	<0,005	0,009	0,014	0,057	0,026	<0,01	<0,01	<0,005	<0,010	0,012	<0,001	-
Требования ТУ 1381-030-85736056-2015, сталь 09ГСФ															
0,13	0,7	0,7	0,015	0,005	0,030	0,30	0,02-0,05	0,30	0,20	-	0,04-0,12	-	-	-	0,008
ГОСТ 1050-2013, сталь 20															
0,17-0,24	0,17-0,37	0,35-0,65	≤0,030	≤0,035	≤0,25	≤0,30	-	≤0,30	-	-	-	-	-	-	-

**Вывод: Химический состав основного металла трубы не соответствует требованиям ТУ для стали 09ГСФ. Химический состав основного метала наиболее близок марке стали 20 по ГОСТ 1050-2013. Брак трубной продукции.**



## Испытания на растяжение

Маркировка – номер образца	Временное сопротивление, $\sigma_b$ МПа	Предел текучести, $\sigma_{0,2}$ МПа	Относительное удлинение $\delta_5$ , %	Область разрушения
БА14 Ом 1	570	452	25	----
БА14 Ом 2	570	443	26	----
БА14 Шов 1	610	Не определяется	Не определяется	ОМ
БА14 Шов 2	610	Не определяется	Не определяется	ОМ
Требования ТУ	350	510-630	20	---

## Испытания на ударный изгиб

Маркировка – номер образца	Тип образца	Область нанесения надреза	Температура испытания, °C	Ударная вязкость	Требования ТУ
				Дж/см <sup>2</sup>	
БА14ом	KCV	Основной металл	-20	77	39,3
				99	
				95	
БА14ом	KCU	Основной металл	-60	138,8	39,2
				116,3	
				125,8	
БА14шов	KCU	Центр шва	-60	181	39,2
				175	
				139	
БА14шов	KCU	Линия сплавления	-60	145	
				168	
				165	

## Испытания на статический изгиб сварного соединения

Маркировка – номер образца	Участок шва в растянутой зоне	Угол статического загиба	Примечание
БА14шов	1 Внутренний шов	180°	Трещина по линии сплавления
	2 Наружный шов		Испытание выдержало. Трещины отсутствуют



Трещина по линии сплавления внутреннего шва

**Вывод: Брак заводского сварного соединения**



## Коррозионные испытания

Испытание проводилось по стандарту NACE TM 0177-2005, тип сероводородсодержащей среды А, средняя температура испытания 22°C.

Маркировка	Диаметр рабочей части, мм	Предел текучести, кгс/мм <sup>2</sup>	Пороговое напряжение $\sigma_{th}$ , %	Нагрузка, кгс	Примечание (время до разрушения, ч)
БА14-1 ом	6,27	36,0	72	800	720
БА14-2 ом	6,25	36,0	72	795	120
БА14-3 ом	6,30	36,0	72	808	720
БА14-1 с	6,31	36,0	72	811	120
БА14-2 с	6,18	36,0	72	777	720
БА14-3 с	6,28	36,0	72	803	48
Требования ТУ					720

**Вывод: Основной металл труб и сварное соединение труб не выдержали испытание на стойкость. Трубы не соответствуют требованиям ТУ по стойкости. Брак трубной продукции**

## **Выводы по результатам расследования причин отказа трубопровода**

- Сульфидно-коррозионное растрескивание и разрушение трубопровода вызвано действием продольных напряжений, возникших в трубопроводе при строительно-монтажных работах;
- Критический уровень напряжений возник вследствие упругого изгиба трубопровода на стадии монтажа. Продольные напряжения, по результатам расчета, превышают нормативные значения. Радиус упругого изгиба трубопровода не соответствует требованиям;
- Основной металл трубы не соответствует требованиям ТУ 1381-030-85736056 по химическому составу для стали марки 09ГСФ;
- Заводской сварной шов не соответствует требованиям ТУ 1381-030-85736056 по параметру «угол загиба», при испытаниях возникли трещины в линии сплавления внутреннего шва;
- Основной металл и сварное соединение трубы не соответствует требованиям ТУ по стойкости к сульфидному коррозионному разрушению под напряжением.

**Причины отказа трубопровода: Нарушение требований НТД при монтаже трубопровода, не соответствие качества трубной продукции ТУ.**