

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ  
КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический университет  
имени К.И. Сатпаева

Институт химических и биологических технологий

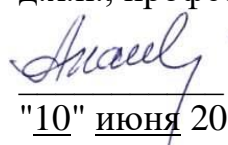
Ережепова Асель Сериковна

**МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ**

На соискание академической степени магистра

Название диссертации Синтез и разработка технологии производства  
ПАВ из природного источника  
Направление подготовки 7М07110 – Химические процессы и  
производство химических материалов

Научный руководитель  
д.х.н., профессор

 Абдиев К. Ж.  
"10" июня 2021 г.

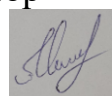
Рецензент


 Керимкулова М.Ж.

"05" июня 2021 г.

**ДОПУЩЕН К ЗАЩИТЕ**  
Заведующий кафедрой  
Химической и биохимической  
инженерии PhD, ассоц. профессор

Нормоконтроль  
лектор

 Нурсултанов М.Е.  
"14" июня 2021 г.

 Рафикова Х.С.  
"15" июня 2021 г.

Алматы 2021

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Казахский Национальный исследовательский технический университет  
имени К.И.Сатпаева


Институт химических и биологических технологий

Кафедра «Химическая и биохимическая инженерия»

7M07110 – Химические процессы и производство химических материалов

**УТВЕРЖДАЮ**

Заведующий кафедрой  
Химической и биохимической  
инженерии, PhD, ассоц. проф.

  
Рафикова Х.С.  
"15" июня 2021 г.

**ЗАДАНИЕ**

**на выполнение магистерской диссертации**

Магистранту Ережеповой А. С.

Тема: Синтез и разработка технологии производства ПАВ из природного источника.

Утверждена приказом Ректора Университета № 353 М от «14» ноября 2019 г.

Срок сдачи законченной диссертации "22" июня 2021 г.

Исходные данные к магистерской диссертации: Синтез и разработка технологии производства ПАВ из природного источника

Перечень подлежащих разработке в магистерской диссертации вопросов:

- а) смоделировать процесс производства ПАВ из технического масла;
- б) определить карбоновые кислоты потенциометрическим титрованием;
- в) определить критическую концентрацию мицеллообразования получаемого ПАВ;
- г) изучить проблемы солеотложений в скважинах, подземных оборудованных и в системе сбора, транспортировки скважинной продукции с представлением информации по их составу и рекомендаций для борьбы с указанными осложнениями;
- д) рассмотреть возможные технологии подготовки морской воды;
- е) провести исследования по определению совместимости вод для системы ППД месторождения Узень.

Рекомендуемая основная литература:


- Литология: учебник /А.В. Ежова. 3-е изд. Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2009.
- Кашавцев В.Е., Мищенко И.Т. «Солеобразование при добыче нефти».
- Люшин С.Ф., Глазков А.А., Галева Г.В. Отложения неорганических солей в скважинах, призабойной зоне пласта и методы их предотвращения //Сер. Нефтепромысловое дело. М.: ВНИИОЭНГ, 1983.
- Джордан М., Макей Э. Предотвращение отложения солей в процессе добычи нефти на глубоководных месторождениях. /Нефтегазовые технологии. 2006. № 1.

**ГРАФИК**  
подготовки магистерской диссертации

<b>Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов</b>	<b>Сроки представления научному руководителю и консультантам</b>	<b>Примечание</b>
изучить проблемы солеотложений в скважинах, подземных оборудованных и в системе сбора, транспортировки скважинной продукции с представлением информации по их составу и рекомендаций для борьбы с указанными осложнениями	22.01.2020 – 16.04.2020	
рассмотреть возможные технологии подготовки морской воды	17.04.2020 – 27.12.2020	
провести исследования по определению совместимости вод для системы ППД месторождения Узень	14.01.2021 – 15.05.2021	

**Подписи**

консультантов и нормоконтролера на законченную магистерскую диссертацию с указанием относящихся к ним разделов диссертации

<b>Наименования разделов</b>	<b>Консультанты, И.О. Ф. (уч. степень, звание)</b>	<b>Дата подписания</b>	<b>Подпись</b>
Нормоконтролер	Нурсултанов М.Е., лектор	14.06.2021 ж.	

Научный руководитель

 Абдиев К. Ж.

Задание принял к исполнению обучающийся

 Ережепова А.С.

Дата "14" ноября 2019 г

## АННОТАЦИЯ

В первой части данной работы разработана технология получения ПАВ – смеси жирных карбоновых кислот – из отхода производства подсолнечного масла. Определен состав смеси и рассчитаны параметры молекул ПАВ.

Актуальность второй части исследования заключается в том, что на территории Республики Казахстан большинство разрабатываемых нефтедобывающих месторождений уже достигли стадии максимального уровня годовой добычи. Основной прирост разведанных запасов и добычи углеводородного сырья следует ожидать в акватории Каспийского моря.

Одной из проблем, требующей в перспективе своего решения на морских платформах или островах, является подготовка воды для системы поддержания пластового давления (ППД).

С целью изучения предполагаемых осложнений представлен анализ разработки аналогового месторождения Узень.

В диссертационном исследовании показано общее положение на месторождении, изучаются причины образования солеотложений и их влияние на элементы технологического комплекса, а также показаны результаты исследования по определению совместимости вод месторождения Узень. На основании исследования предложена технология опреснения морской воды для системы ППД месторождения Узень.

**Ключевые слова:** подсолнечное масло, пластовая вода, морская вода, солеотложение, солеобразование, совместимость вод, технологии подготовки морской воды.

## ANOTATION

In the first part of this work, a technology for producing surfactants – a mixture of fatty carboxylic acids – from the waste of sunflower oil production is developed. The composition of the mixture was determined and the parameters of the surfactant molecules were calculated.

The relevance of the second part of the study lies in the fact that on the territory of the Republic of Kazakhstan, most of the developed oil fields have already reached the stage of the maximum level of annual production. The main increase in proven reserves and production of hydrocarbon raw materials should be expected in the Caspian Sea.

One of the problems that needs to be solved in the future on offshore platforms or islands is the preparation of water for the reservoir pressure maintenance system (PPD).

In order to study the expected complications, an analysis of the development of the Uzen analog field is presented.

The dissertation study shows the general situation at the field, studies the causes of the formation of salt deposits and their impact on the elements of the technological complex, and shows the results of a study to determine the compatibility of the waters of the Uzen field. Based on the study, a technology for desalination of seawater for the Uzen field PDP system is proposed.

**Keywords:** sunflower oil, reservoir water, seawater, salt deposition, salt formation, water compatibility, seawater preparation technologies.

## АНДАТПА

Bul jumystyń birinshi bóliginde kúnbaǵys maıy óndirisiniń qaldyǵynan maıly karbon qyshqyldarynyń qosпасы – bettik – belsendi zat alý tehnologıasy jasaldy. Qospa quramy anyqtalyp, BAZ molekýlalarynyń parametrleri esepeldi.

Zertteýdiń ekinshi bóliginiń ózektiligi Qazaqstan Respýblikasynyń aýmaǵynda ıgerilip jatqan munaı óndirý ken oryndarynyń kópshiligi jyldyq óndirýdiń eń joǵarǵy deńgeıine jetti. Barlangan qorlardyń jáne kómirsýtek shıkizatyn óndirýdiń negizgi ósimin Kaspıı teńiziniń akvatoriasynda kútýge bolady.

Bolashaqta teńiz platformalarynda nemese araldarda sheshýdi qajet etetin máselelerdiń biri-sýdy rezervardaǵy qysymdy ustap turý júıesine (PPD) daıyndaý.

Boljamdy asqynýlardy zertteý maqsatynda ózen Analogty ken ornyn ıgerýdi taldaý usynyldy.

Dısertasiıalyq zertteý ken ornındaǵy jalpy jaǵdaıdy kórsetedi, tuz shógindileriniń paıda bolý sebepterin jáne olardyń tehnologıalyq keshen elementterine áserin zertteıdi, sonymen qatar Ózen ken ornı sýларыnyń úlesimdiligini anyqtaý boıynsha zertteý nátiјelerin kórsetedi. Zertteý negizinde Ózen ken ornınıń PPD júıesi úshin teńiz sýyn tushshylandyrý tehnologıasy usynyldy.

**Túındi sózder:** kúnbaǵys maıy, sý qabaty, teńiz sýy, tuzdy tundyryú, tuzdy qalyptastyryú, sýdyń úlesimdiligi, teńiz sýyn daıyndaý tehnologıasy.

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	10
ГЛАВА 1. Синтез и разработка технологии производства ПАВ из природного источника сырья .....	13
1.1 Синтез солей жирных кислот из отхода производства .....	13
1.2 Моделирование процесса производства ПАВ из технического масла	14
1.3 Определение карбоновой кислоты потенциометрическим титрованием	15
1.4 Построение изотермы поверхностного натяжения водного раствора ПАВ	16
ГЛАВА 2. ОБРАЗОВАНИЕ СОЛЕВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ .....	19
2.1 Главные источники солеобразования .....	20
2.2 Причины и процесс образования солеотложений .....	21
2.3 Распознавание состава и местоположения солеотложений .....	23
ГЛАВА 3. ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ МОРСКОЙ ВОДЫ .....	25
3.1 Существующая технология подготовки морской воды .....	25
3.2 Альтернативная технология подготовки морской воды .....	26
3.3 Десульфатирование морской воды .....	26
Общее описание технологии .....	26
3.4 Наночильтрующие мембраны .....	27
3.5 Предотвращение окисления нефти в резервуаре .....	29
ГЛАВА 4. АНАЛИЗ НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ УЗЕНЬ .....	31
4.1 Общее положение по системе ППД на месторождении .....	31
4.1.1. Закачка воды в пласт .....	33
4.1.2. Требования к качеству закачиваемых вод .....	34
4.2 Причины солеотложений на месторождении и их влияние на элементы технологического комплекса .....	35
4.3 Влияние солеотложений на элементы технологического комплекса .	39
4.3.1 Продуктивный пласт .....	39
4.3.2 Добывающие скважины .....	39
4.3.3 Выкидные трубопроводы от устья до ЗУ и ГУ .....	43
4.3.4 Элементы ЗУ и ГУ (замерные установки, отстойники, насосы, печи и др.)	43



4.3.5	Элементы установок предварительного сброса воды (УПСВ-1 и УПСВ-2).....	43
4.3.6	Элементы ЦППН.....	44
4.3.7	Нагнетательные скважины .....	44
4.4	Исследования по определению совместимости вод месторождения Узень .....	45
4.4.1	МЕТОДИКИ ИСПЫТАНИЙ.....	47
4.4.2	ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ СВОЙСТВ И СОСТАВА ВОД 48	
4.4.3	Исследования совместимости подтоварной воды с морской и альбсеноманской водой .....	49
4.4.4	Экспериментальные расчеты на совместимость подтоварной воды с морской и альбсеноманской водой .....	54
4.4.5	Исследования совместимости подтоварной воды с низкоминерализованной водой .....	56
4.5	Опреснение морской воды для системы ППД месторождения Узень	58
4.5.1.	Водозабор и насосная первого подъема воды .....	59
4.5.2	Предварительная обработка морской воды.....	61
4.5.3	Блок флотации растворенным воздухом (DAF) интегрированный в гравитационные многослойные фильтры .....	62
4.5.4	Гравитационное многослойное фильтрование (MMF) .....	63
4.5.5	Блок обратного осмоса .....	63
4.5.6	Система рекуперации энергии (ERS).....	63
4.5.7	Очистка мембран на основе прямого осмоса при повышенной засоленности.....	64
4.5.8	Секция опреснения солоноватой воды для удаления бора.....	66
4.5.9	Реминерализация.....	66
4.5.10	Материальный баланс опреснительного завода.....	67
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	69
	СОКРАЩЕНИЯ .....	70
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	71

## ВВЕДЕНИЕ

### **Актуальность и практическая значимость**

Нефтегазовая отрасль оказывает значимое воздействие на социально-экономическое развитие Республики Казахстан (РК) и ее отдельных регионов, способствуя развитию других отраслей экономики. С работой предприятий нефтегазового комплекса связано претворение в жизнь наиболее значимых социальных программ в масштабах регионов и всего государства. Поэтому Правительство РК уделяет должное внимание развитию этой отрасли экономики.

На территории Республики Казахстан большинство разрабатываемых нефтедобывающих месторождений уже достигли стадии максимального уровня годовой добычи. В настоящее время добыча на суше в первую очередь связана с интенсификацией разработки месторождений, таких как «Тенгиз» и «Карачаганак». Проведенные исследования показывают, что основной прирост разведанных запасов и добычи углеводородного сырья следует ожидать в акватории Каспийского моря.

В 1994 году на основании полученных результатов сейсморазведки была разработана первая государственная программа по оценке и развитию шельфовых месторождений Казахстанского сектора Каспийского моря (КСКМ).

В 2003 году Указом Президента Республики Казахстан утверждена Государственная программа освоения казахстанского сектора Каспийского моря целью, которой является содействие в обеспечении устойчивого экономического роста страны и улучшении качества жизни населения путем рационального и безопасного освоения углеводородных ресурсов КСКМ, а также развитие сопутствующих сервисных отраслей экономики [1].

В 2000 году в его северной части было открыто гигантское нефтяное месторождение «Кашаган», занимающее территорию площадью – 3375 км<sup>2</sup> [2]. Помимо структур Северо-Каспийского проекта имеется достаточное количество перспективных структур в средней и южной зонах казахстанского сектора Каспийского моря. В связи с этим были проведены сейсморазведочные работы по всей площади Казахстанского сектора Каспийского моря.

При интенсивности разрабатываемых месторождений на шельфе одной из проблем, требующей в перспективе своего решения на морских платформах или островах, является подготовка воды для системы поддержания пластового давления (ППД). Использование морской воды для ППД, требует тщательной ее подготовки, очистки от механических примесей в условиях ограниченного пространства на морских сооружениях.

Разработка залежей углеводородов на суше, после закачки смеси морской и пластовой воды, часто осложняется образованием отложения солей в призабойной зоне пласта (ПЗП), что приводит к снижению проницаемости в

этой части коллектора, к неоднородностям профилей притока и приемистости. В пласт закачиваются морская и пластовые воды, практически, без какой-либо подготовки и без разработки рациональной системы заводнения.

В связи с этим происходит биогенное заражение пластов, повышается интенсивность коррозионных процессов, обводнение скважин (20... 90%) и проявляются новые, не менее существенные осложнения.

При отложении солей в насосно-компрессорных трубах (НКТ) существенно уменьшают их фактический диаметр, но наиболее уязвимыми элементами по солеотложению, от которых зависит вся гидродинамика электроцентробежных насосов (ЭЦН), являются его рабочие органы.

Отложение солей на рабочих органах ЭЦН, приводит к увеличению вибрации, усиленному износу опорных поверхностей, к снижению КПД, отказу погружного электродвигателя (ПЭД), уменьшению подачи, заклиниванию вала, вплоть до прекращения работоспособности скважины [3].

**Цель работы:** разработать технологию получения ПАВ из отхода производства подсолнечного масла, а также изучение и определение наилучших технологий для предотвращения формирования солеотложений в системе пластового давления (ППД) при разработке морских месторождений.

Для решения поставленной цели были сформулированы следующие **основные задачи:**

- смоделировать процесс производства ПАВ из технического масла;
- определить карбоновые кислоты потенциметрическим титрованием;
- определить критическую концентрацию мицеллообразования получаемых ПАВ;
- изучить проблемы солеотложений в скважинах, подземных оборудованных и в системе сбора, транспортировки скважинной продукции с представлением информации по их составу и рекомендаций для борьбы с указанными осложнениями;
- рассмотреть возможные технологии подготовки морской воды;
- провести исследования по определению совместимости вод для системы ППД месторождения Узень.

### **Методы решения поставленных задач**

Аналитические и лабораторные исследования с использованием современного оборудования.

### **Научная новизна**

Разработка новых и усовершенствование уже существующих технологий и оборудования по предотвращению формирования солеотложений в системе поддержания пластового давления в самом начале разработки и эксплуатации морского месторождения на Каспийском море. Вся работа базируется на основе опыта разработки нефтяных месторождений,

расположенных на материке и существующих морских месторождений. Разработка новых технологий или усовершенствования существующих, позволит повысить эксплуатационную надежность нефтяного оборудования и тем самым снизить проблемы разработки морских месторождений, осложненных коррозией и солеотложением.

Разработка методов и технологий по предотвращению формирования солеотложений в системе поддержания пластового давления при смешении морской и пластовой воды при эксплуатации новых морских месторождений на шельфе Каспия является одной из приоритетных задач будущего казахстанского нефтегазового сектора. При создании данных технологий и оборудования необходимо учитывать ограничения площади для размещения оборудования на морских платформах, климатические условия, а самое главное учитывать повышенные экологические требования на шельфе моря.

**Апробация работы.** Основные результаты диссертационного исследования были представлены на международной научно-практической конференции «Сатпаевские чтения-2021».

# ГЛАВА 1. Синтез и разработка технологии производства ПАВ из природного источника сырья

## 1.1 Синтез солей жирных кислот из отхода производства

Для синтеза ПАВ сырьем служил остаток производства подсолнечного масла.

В эфирных маслах содержатся жирные кислоты. Наиболее важными из них являются пальмитиновая ( $C_{15}H_{31}COOH$ ) и стеариновая ( $C_{17}H_{35}COOH$ ) кислоты. Они без запаха, вкуса, не растворимы в воде. Эти кислоты присутствуют в растительных и животных жирах в виде сложных эфиров глицерина. Пальмитиновая и стеариновая кислоты получают гидролизом жиров. Натриевые соли этих кислот растворимы в воде и составляют основу обычного твердого мыла. Растворимые соли жирных кислот используются при производстве мыла.

Для производства жирных кислот мы использовали остатки компании Eurasian Foods, производящей подсолнечное масло.

Отход производства имел следующий состав:

жирные компоненты - 92 мас. %;

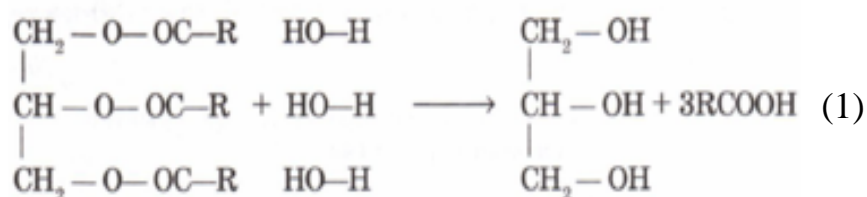
вода - 1%;

механические добавки - 4%.

Техническое подсолнечное масло предварительно очищали от механических примесей фильтрованием.

Для получения жирных кислот был добавлен водный раствор концентрированной серной кислоты в отходы маслозавода, затем произведен нагрев его при  $60^{\circ}C$  в течение получаса.

При этом протекает следующая реакция гидролиза (1):



Затем была использована делительная воронка для разделения жирных кислот от глицерина. Поскольку плотность глицерина выше, чем плотность карбоновых кислот, и он хорошо растворяется в воде, глицерин накапливается в нижнем слое, а карбоновые кислоты накапливаются в верхнем слое.

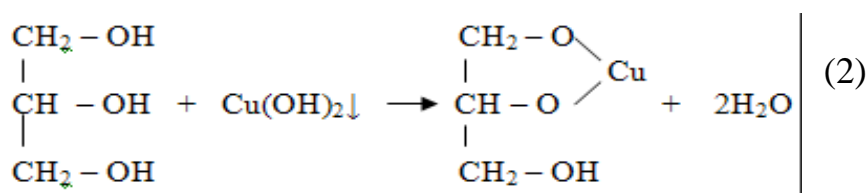
Существуют твердые и жидкие жиры. Ненасыщенные жидкие жиры в основном содержатся в растительных маслах, а твердые жиры являются насыщенными, в основном встречаются в составе животных жиров.

В настоящее время 90% масел для пищевой промышленности получают из подсолнечного масла.

Среди множества доступных масел подсолнечное масло - одно из самых полезных. Соевое и кукурузное масла находятся в конце списка с точки зрения преимуществ.

Они содержат ненасыщенные жирные кислоты, жирорастворимые витамины А, В, Е и F и минералы. Подсолнечное масло дает полезные вещества, которые нужны человеку каждый день, но организм их не вырабатывает.

Глицерин - это простой трехатомный спирт. Бесцветная, без запаха, сладкая, вязкая жидкость, атомы водорода гидроксильной группы передаются другим металлам вместе с щелочными металлами, если они реагируют с гидроксидами (Fe, Cu, Ca, Ba и др.), Их называют глицератами. Одно из свойств многоатомных спиртов состоит в том, что они растворяют гидроксиды металлов и образуют комплексные соли. Глицерин качественно реагирует с гидроксидом меди, в результате этого придает раствору пурпурный цвет (2):



Карбоновые кислоты - это жирные жидкости, более легкие, чем вода, без запаха, цвета, нерастворимые в воде, растворимые в органических растворителях.

После реакции гидролиза смесь карбоновых кислот обработали водным раствором гидроксида калия (3):



где R = углеводородный радикал.

Молярная масса жира - 878 г / моль, плотность - 0,92 г / см<sup>3</sup>.

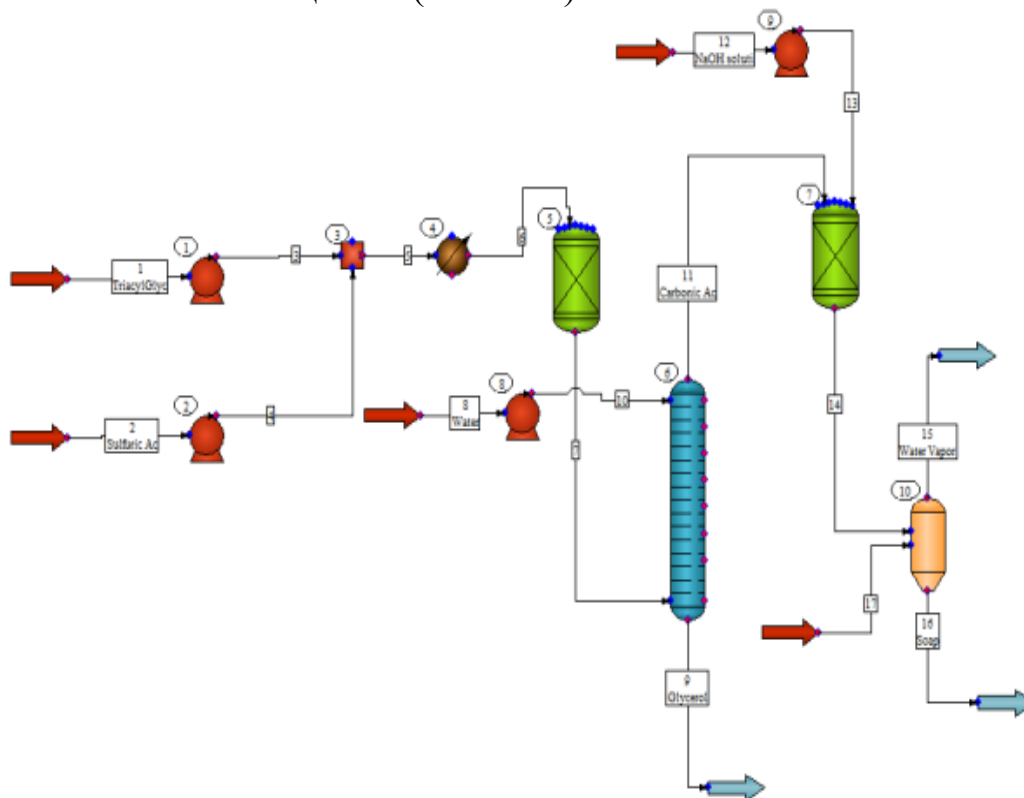
## 1.2 Моделирование процесса производства ПАВ из технического масла

Процесс производства ПАВ из отходов производства подсолнечного масла «Шедевр» был разработан с использованием программы моделирования ChemCad.

Технологическая схема процесса представлена ниже (рисунок 1).

Сырье (поток 1) и раствор серной кислоты (поток 2) направляются в смеситель (1 и 2). Затем смесь поступает в теплообменник (4), где она нагревается до 60°C. Затем нагретая смесь поступает в реактор (5), где происходит реакция кислотного гидролиза технического масла. После реакции гидролиза смесь отправляется в экстрактор (6). Там смесь осаждается, в результате чего образуются два слоя - органический и водный. Карбоновые кислоты переходят в органический слой, а глицерин и серная кислота накапливаются в водном слое. Водный слой (поток 9) отделяют отсасыванием снизу экстрактора. Смесь карбоновых кислот выходит из верхней части экстрактора (поток 12). Смесь собирают в реактор (7). Затем с помощью насоса

(поток 9) подают в реактор сверху (поток 13) раствор гидроксида калия (поток 12). В этом реакторе происходит реакция нейтрализации карбоновых кислот. В результате образуются поверхностно-активные вещества (калиевые соли карбоновых кислот). Затем суспензия ПАВ (поток 14) направляют в сушилку (10). В сушилке ПАВ осушают путем продувки горячим воздухом (поток 17), нагретым до 100оС. Горячий водяной пар выходит из верхней части сушилки (поток 15). Из нижней части сушилки поступает готовое (высушенное) поверхностно-активное вещество (поток 16).

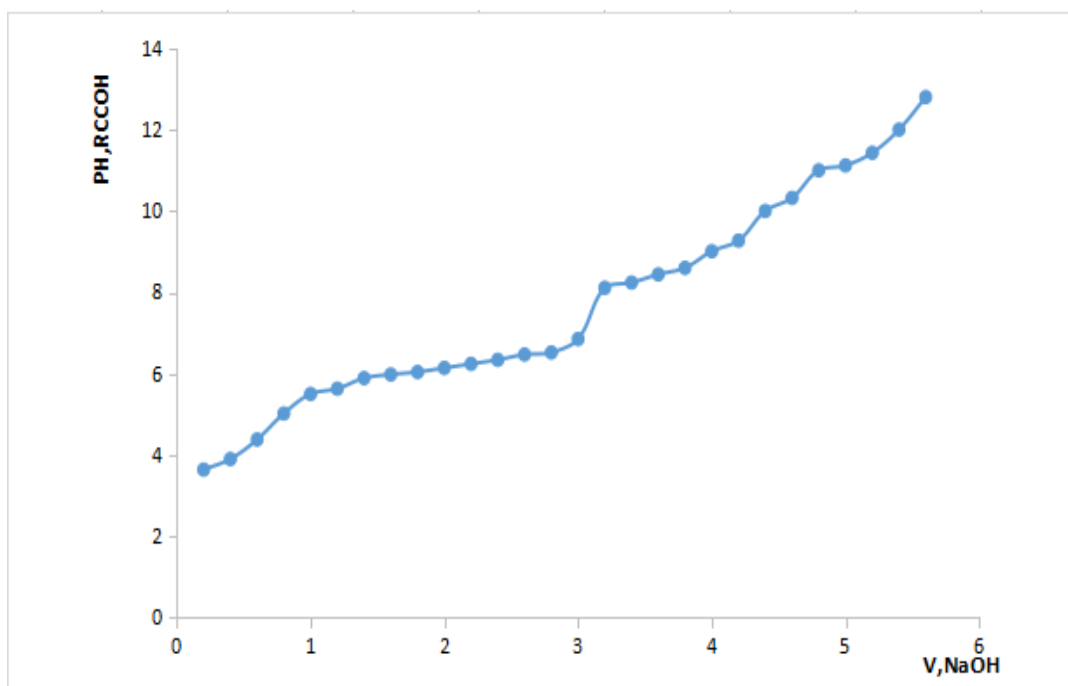


**Рисунок 1 - Технологическая схема процесса производства ПАВ**  
 (1 поток - смесь технических масел (отходы производства); 2 поток - концентрированный раствор  $H_2SO_4$ ; 8 поток - вода; 12 поток - раствор гидроксида калия; 17 поток - нагретый воздух; 1, 2 и 8 - насосы; 4 - теплообменники; 5 и 7 реакторы; 6 - экстракторы; 10 - ректификационная колонна).

### 1.3 Определение карбоновой кислоты потенциометрическим титрованием

Количество карбоновых кислот, образующихся после гидролиза смеси технических масел, определяли разбавлением ее раствором гидроксида натрия. Показано изменение рН смеси во время титрования (рисунок 2).

Содержание карбоновых кислот в смеси составляло 98 мас. %.

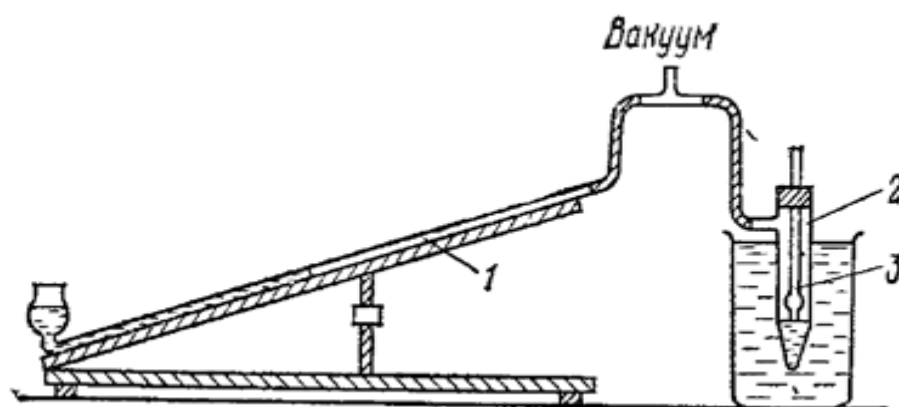


**Рисунок 2 – Кривая титрования смеси карбоновых кислот гидроксидом натрия**

#### **1.4 Построение изотермы поверхностного натяжения водного раствора ПАВ**

Для определения критической концентрации мицеллообразования получаемых ПАВ построена изотерма поверхностного натяжения его водного раствора.

Поверхностное натяжение растворов ПАВ в воде (изотерма поверхностного натяжения) определялось путем измерения максимального давления внутри газового пузыря с помощью манометра Ребиндера (рисунок 3).



**Рисунок 3 – Манометр Ребиндера для измерения поверхностного натяжения раствора ПАВ (1-манометр; 2-пробирка для тестовой жидкости; 3-капилляр).**

Поверхностное натяжение раствора рассчитывали по следующему



уравнению (3):

$$(P_{\text{вода}}/P_p) = (\sigma_{\text{вода}}/\sigma_p), \quad (3)$$

где  $P_{\text{вода}}$  и  $P_p$  - относительные давления (показания манометра) внутри газового пузырька, образующегося в воде и растворе, соответственно;

$\sigma_{\text{вода}}$  и  $\sigma_p$  - значения поверхностного натяжения воды и раствора, соответственно.

На основании полученных экспериментальных данных построена изотерма поверхностного натяжения ПАВ (рисунок 4).

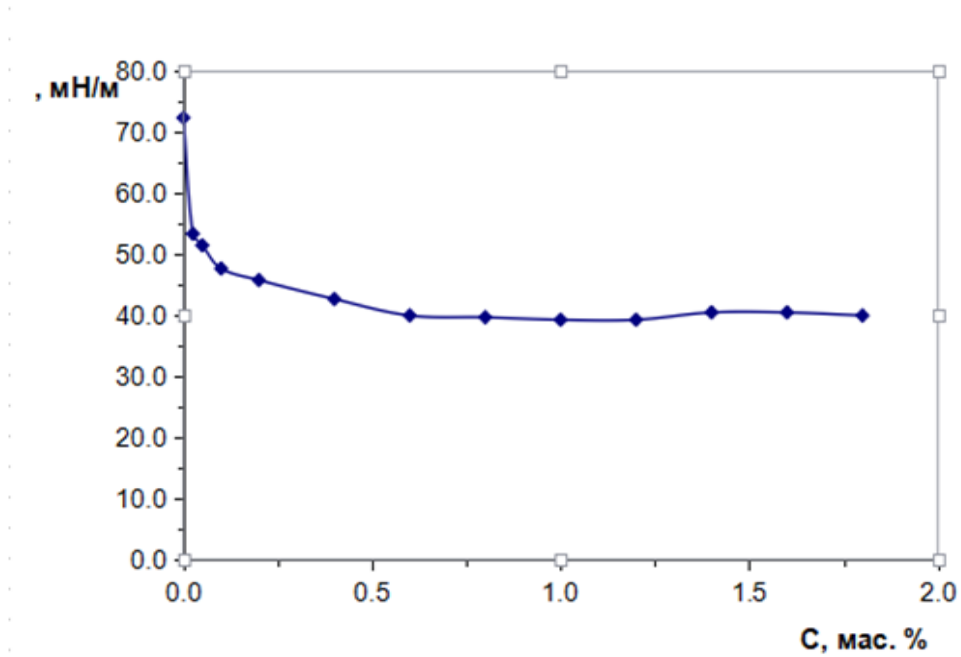


Рисунок 4 - Изотерма поверхностного натяжения раствора ПАВ в воде

Критическая концентрация мицеллообразования (ККМ) в водном растворе ПАВ определялась из изотермы поверхностного натяжения. Она составила  $ККМ = 2,01 \times 10^{-3}$  моль/л. Это значение очень близко к значению ККМ олеата натрия ( $2,03 \times 10^{-3}$  моль/л).

Таким образом, можно сделать вывод, что смесь полученных карбоновых кислот состоит, в основном, из олеиновой кислоты.

Также рассчитана величина адсорбции в насыщенном адсорбционном слое из изотермы поверхностного натяжения, используя уравнение Гиббса (4):

$$\Gamma = -\frac{C}{RT} * \frac{d\sigma}{dc} \approx \frac{\Delta\sigma}{RT} = \frac{19,04 \times 10^{-3} \text{ Н / м}}{8,34 (\text{Дж / моль} * \text{К}) \times 295 \text{ К}} = 7,7 \times 10^{-6} \text{ моль / м}^2. \quad (4)$$

По величине максимальной адсорбции можно рассчитать площадь поперечного сечения молекулы ПАВ в насыщенном (уплотненном) адсорбционном слое (5):

$$S_m = \frac{1}{\Gamma_{\text{макс}} * N_A} = \frac{1}{7,7 \times 10^{-6} \text{ моль} / \text{м}^2 * 6,02 \times 10^{23} \text{ моль}^{-1}} = 0,22 \times 10^{-18} \text{ м}^2 / \text{молекула}. \quad (5)$$

Эта величина очень близка к площади поперечного сечения жирных карбоновых кислот ( $0,25 \times 10^{-18} \text{ м}^2 / \text{молекула}$ ).

## ГЛАВА 2. ОБРАЗОВАНИЕ СОЛЕВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

Добыча углеводородного сырья постоянно сопровождается нежелательным образованием отложений неорганических солей в призабойной зоне пласта (ПЗП), на стенках подземного оборудования скважин, на обсадных и эксплуатационных колоннах НКТ, закупоривание перфорационных каналов, на внутренней поверхности скважинного оборудования, отсюда следует, закупоривания скважины и препятствие потоку добывающему нефтяному флюиду.

Разработка многих нефтегазовых месторождений осложнена выпадением неорганических солей в разных зонах продуктивного пласта.

Формирование солей осложняет добычу углеводородного сырья, приводит к неработоспособности дорогостоящего оборудования, трудоемким ремонтным работам, а в итоге – к существенному недобору и потерям нефти.

При отложении солей в насосно-компрессорных трубах (НКТ) существенно уменьшаются их фактический диаметр труб (рис. 5), но наиболее чувствительными элементами, от которых зависит вся гидродинамика ЭЦН, являются его рабочие органы.



Рисунок 5 - Отложения солей в трубах НКТ и эксплуатационных колоннах

Для прогноза и предотвращения отложения солей и минералов в призабойной части скважины проводится комплекс мероприятий.

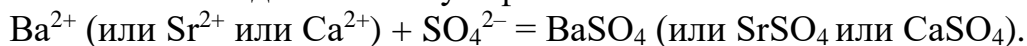
Результативность мер борьбы с солеотложением при добыче углеводородов, зависит от комплексного подхода решения данной проблемы.

Изучение физико-химических процессов и причин образования и отложения солей в различных условиях залегания нефти, умение надежно контролировать и заранее прогнозировать, а также своевременно

предотвращать возможное появление солеотложений в процессе добычи нефти позволит улучшить качество работы нефтедобывающего комплекса.

Ежегодно нефтедобывающие компании в борьбе с устранением образования солеотложений вкладывают огромные средства, а также несут убытки в виде потерянной продукции.

Причины, вызывающих образование солеотложения, является смешение двух несовместимых жидкостей – как правило пластовой воды с высоким содержанием катионов бария, кальция и/или стронция, с закачиваемой морской водой характеризующейся высоким содержанием сульфатов, в результате чего выпадают соли сульфатов:



В морской воде содержится большое количество ионов, которые являются продуктами морской жизнедеятельности.

Пластовая вода, находящаяся в породах из известковистого песчаника или карбоната, содержит избыток катионов двухвалентного кальция ( $\text{Ca}^{2+}$ ) и магния ( $\text{Mg}^{2+}$ ). Пластовые воды в породах песчаниках обычно содержат катионы бария ( $\text{Ba}^{2+}$ ) и стронция ( $\text{Sr}^{2+}$ ).

Солеобразование начинается при нарушении состояния природного раствора, за счёт увеличения растворимости одного или более компонентов.

Растворимость минералов в воде зависит от температуры и давления. При повышении давления и температуры растворимость минералов в воде, как правило, возрастает [4].

Карбонат кальция не подчиняется температурной зависимости, обладает прямо противоположной зависимостью - карбонат кальция увеличивает растворимость с уменьшением температуры. Растворимость сульфата бария увеличивается в несколько раз в температурном диапазоне от 25°C до 95°C [5].

## **2.1 Главные источники солеобразования**

Главный источник солеобразования – пластовая вода, добываемая совместно с нефтяной эмульсией.

Процесс солеотложения связан с высоким перенасыщением пластовой воды трудно растворимыми солями в следствии изменения физико-химических параметров системы добычи нефти, к которым относятся: температура, давление, выделение газа, увеличение концентрации осадкообразующих ионов и т.д.

Химический состав пластовых вод всегда меняется по мере добычи, что приводит к разнообразию и временной изменчивости состава солевых отложений.

В химический состав неорганических отложений в основном входят сульфат и карбонат кальция (ангидрит, гипс, кальцит), сульфат бария (барит), сульфат стронция (целестин), окислы, карбонаты и сульфиды железа.

Вода – является хорошим растворителем для многих веществ, по этой причине она способна растворять и переносить огромные количества

растворенных минеральных солей. В следствии образуя сложные растворы, богатые ионами, некоторые из которых находятся на границе насыщения.

## 2.2 Причины и процесс образования солеотложений

Образование кристаллов и выпадение в осадок любого вещества из водного раствора происходит в том случае, если концентрация этого вещества или ионов в растворе будет превышать равновесную концентрацию данного вещества, т.е. когда будет выполняться неравенство:

$$C_i \geq C_p,$$

где  $C_i$  – концентрация соединения или иона в растворе, способного к кристаллизации и выпадению в осадок,

$C_p$  – равновесная концентрация данного соединения или иона в растворе при заданных условиях.

Это условие образования кристаллов солей можно выразить иначе:

если произведение концентраций ионов малорастворимого соединения в растворе превысит величину произведения растворимости, образуется осадок, например, для случая образования осадка сульфата кальция  $C_{Ca} \times C_{SO_4} \geq PP_{CaSO_4}$ .

Так, если к насыщенному до предела растворимости раствору сульфата кальция добавить другой раствор с хорошо растворимым соединением, например, сульфатом калия, то вследствие увеличения концентрации ионов  $SO_4^{2-}$  равновесие сместится в сторону образования кристаллов  $CaSO_4$ . Ионы  $Ca^{2+}$  и  $SO_4^{2-}$  будут удаляться из раствора, образуя кристаллический осадок. Процесс кристаллизации будет идти до тех пор, пока произведение концентраций этих ионов станет равно произведению растворимости  $CaSO_4$ .

Образование кристаллических осадков солей может происходить также и в результате снижения произведения растворимости соединения в растворе при изменении термодинамических условий, минерализации раствора или удаления из раствора двуокиси углерода [6].

В производстве углеводородов к солеобразованию приводит следующее [8]:

### 1. Несовместимое смешение

Формирование солевых отложений способно спровоцировать смешение несовместимых пластовых и нагнетаемых вод. Морская вода зачастую вводится в пласты при использовании вторичных методов повышения нефтеотдачи с применением заводнения.

В морской воде обычно содержится большое количество ионов  $SO_4^{2-}$ , в то время как пластовые воды содержат двухвалентные катионы  $Ca^{2+}$  и  $Ba^{2+}$ .

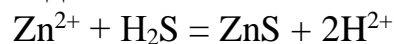
В результате смешения жидкостей образуются новые жидкости, имеющие комбинированную ионную концентрацию, выше предельных растворимостей для сульфатных минералов. При этом образуются отложения сульфата кальция ( $CaSO_4$ ) в пластах известняка и сульфата бария ( $BaSO_4$ ) и стронция ( $SrSO_4$ ) в пластах песчаника (рис.6), являющиеся трудноудаляемыми химическим или механическим путем.

### Солевой состав двух различных вод

Тип иона	Пластовая вода, ppm	Морская вода, ppm
Натрий	31 275	10 890
Калий	654	460
Магний	379	1368
Барий	269	0
Стронций	771	0
Сульфат	0	2960
Хлорид	60 412	19 766
Кальций	5038	428

**Рисунок 6 - Солеотложения из несовместимых вод**

При смешении несовместимых сред возможно выпадение сфалерита, образующегося при смешении газа, содержащего серу с железом, цинком или свинцом в составе пластовых вод:



#### 2. Автоосаждение

Автоосаждение (самоосаждение) - процесс выпадения осадка. В следствии движения пластовая жидкость, под влиянием давления и температуры, меняет свой начальный состав, что превышает пределы растворимости для минерала.

Так в результате изменения давления, образуются карбонатные и сульфатные осадки как внутри скважины, так и в оборудовании.

Еще одним примером является образование карбонатных солей при уменьшении температуры и/или давления вод:



Также солеотложение вызывают высвободившиеся кислые газы при понижении давления в процессе добычи.

#### 3. Солевыделение, вызванное испарением

При добыче углеводородных газов к солеобразованию приводит уменьшение гидростатического давления в трубах, за счет испарения горячей фазы рассола. В следствии чего происходит увеличение концентрации растворенных ионов и растворимости минералов.

#### 4. Закачка газа

К солеотложению также приводит заполнение пласта газообразным  $\text{CO}_2$ , проводимое с целью вторичного повышения нефтеотдачи.

Вода при контакте с  $\text{CO}_2$  становится слабой кислотой и растворяет кальцит в пласте. Последовательное падение давления в пласте, окружающем эксплуатационную скважину, может заставить  $\text{CO}_2$  выделяться из раствора и вызвать осаждение карбоната на перфорационных каналах и в порах пласта возле скважины. Образование солевых отложений в области скважин может снова вызвать уменьшение давления и дальнейшее осаждение (рис. 7).

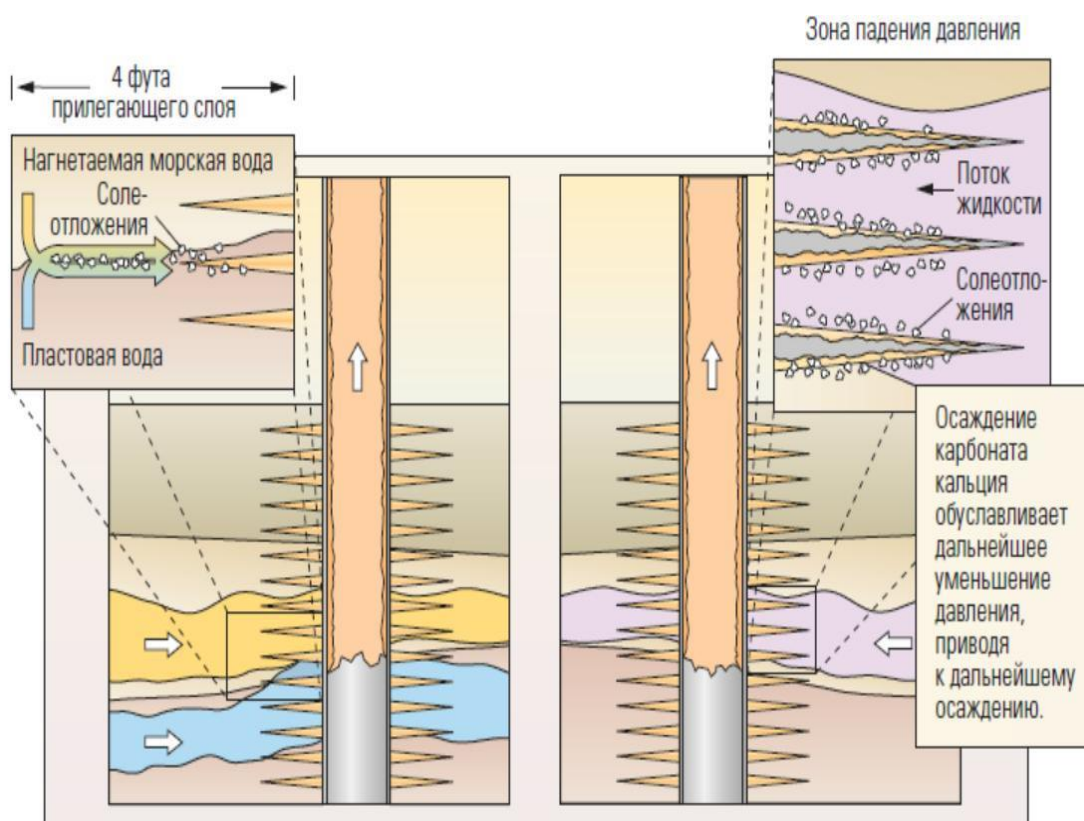


Рисунок 7 - Повреждение эксплуатационных скважин

### 2.3 Распознавание состава и местоположения солеотложений

Распознавание состава и местоположения солеотложений - первый шаг в разработке экономичных способов их ликвидации.

При росте солеотложений на трубах НКТ и на оборудовании закупоривает эксплуатационные колонны, скорость добычи нефти снижается. На рисунке 8 показано солеотложения внутри труб НКТ.

По химическому составу солеотложения на трубах различаются и зачастую содержат парафиновые или асфальтеновые слои, а также слои солей содержат карбонаты, сульфиды железа или продукты коррозии.

В пристволенной зоне пласта сульфидные или карбонатные солеотложения имеют меньший размер частиц, чем отложения, находящиеся внутри труб, их размер имеет величину около микрона. Солеотложения приводит к закупориванию фильтров и гравийной набивки, и пор в



материнской породе. Прилегающие к стволу скважины солеотложения, как правило формируются в течение продолжительных остановок скважины, по причине смешений несовместимых вод.

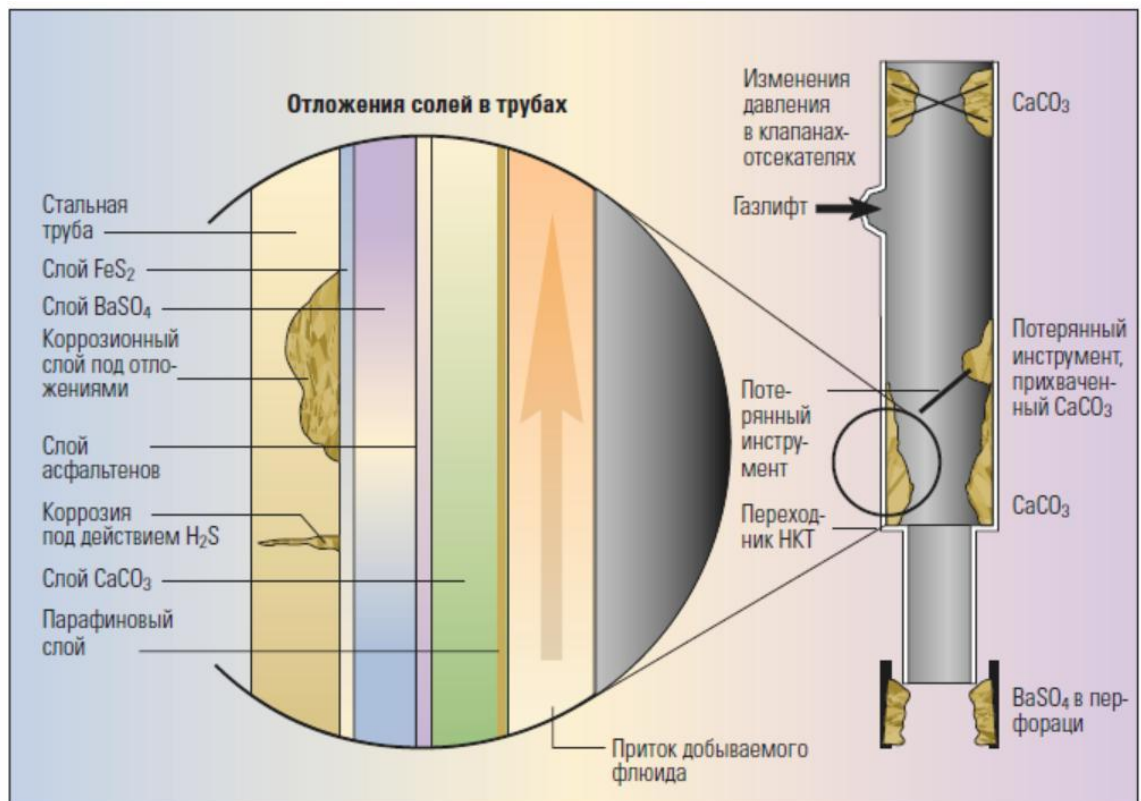


Рисунок 8 - Отложение солей в трубах

Солеотложение представляется в роли покрытия (рис.9). После обработки призабойной зоны химическими реагентами резко повышается добыча флюида.

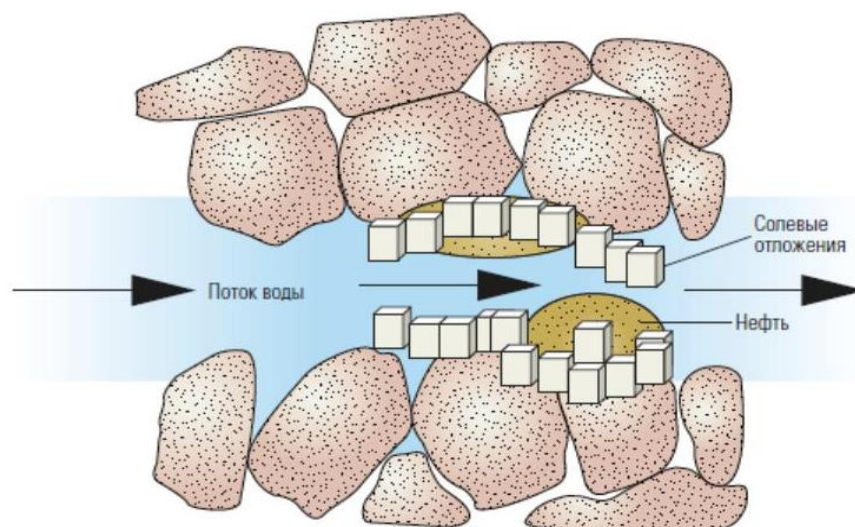


Рисунок 9 - Солеотложения на материнской породе



## ГЛАВА 3. ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ МОРСКОЙ ВОДЫ

### 3.1 Существующая технология подготовки морской воды

Технология подготовки морской воды для использования ее в системе заводнения достаточно хорошо отработана, широко используется при добыче нефти на морском шельфе и включает следующие технологические операции:

- подавление деятельности микроорганизмов (хлорирование);
- удаление из воды до требуемой кондиции механических примесей (грубая и тонкая фильтрация, ультрафильтрация);
- удаление из воды растворенного кислорода (вакуумирование, поглотители кислорода);
- способы борьбы с солевыми отложениями (применение химреагентов и ингибиторов коррозии).

Традиционная технология подготовки морской воды состоит из установок по хлорированию, насосов по забору, фильтров грубой и тонкой очистки, теплообменника для подогрева воды перед вакуумной колонной, вакуумной колонны, и насосов для закачки в пласт.

Данная технология успешно применяется в месторождениях, где отсутствует возможность образования сульфата бария и сульфата стронция, и где нет никакой возможности увеличения серных соединений в пласте.

Если пластовая вода содержит  $Ba^{2+}$ , а морская вода содержит  $SO_4^{2-}$  больше чем 1500 мг/л применение данной технологий требует весь арсенал химической и механической очистки в связи со смешиванием пластовой и морской вод, при котором образуются соли, включая сульфат бария:

1) твердые частицы  $BaSO_4$  не поддаются химическому разложению и являются причинами будущих остановок производства;

2) увеличение сульфата и серосодержащих элементов в пласте приведет к увеличению окисления нефти. В резервуаре бактерии превращают сульфаты в сероводород/меркаптаны во флюиде. Как вынужденная мера, во многих месторождениях закачивают различные бактерии и нитраты, однако эффективность этого метода до сих пор под сомнением.

Увеличение твердых частиц может привести к образованию различных пробок в наземном и подземном оборудовании и привести к частым остановкам производства. При этом необходимо учитывать, что тенденция частоты техобслуживания и объемы закачки различных химикатов в пласт со временем будет только расти.

Уровень насыщения нефти (флюида) сероводородом и меркаптанами в пласте может привести к тому, что придется со временем заменить все наземное и подземное оборудование на материалы с высокой сопротивляемостью к серным соединениям.

Таким образом, традиционные технологии практически не подходят к разработки всех морских месторождений следует рассмотреть и применить технологии, которые позволяют более эффективно управлять солеотложениями/солеобразованиями, не допускающими образования камней, которых нельзя разложить или разрушить и уровнем серы/серных

соединений в пласте.

### **3.2 Альтернативная технология подготовки морской воды**

Как было указано выше, недропользователи все большее внимание уделяют на качество подготовки морской воды с учетом вышеизложенных причин.

Под каждый процесс производители выпускают стандартное и нестандартное оборудование, например, специальные модули для хлорирования, а для лифта специальные насосы.

С развитием мембранной технологии выпускаются компактные фильтры грубой и тонкой очистки со специальными модулями (скидами).

Установки десульфатации начали активно внедрять с 1990 годов, спустя некоторое время был обнаружен сопутствующий эффект, связанный с тем, что установка также управляет окислением нефти в пласте.

Для деаэраций может быть использовано множество апробированных технологий:

- 1) Традиционная вакуумная колонна;
- 2) Традиционная газопоглотительная башня;
- 3) Установка Minox;
- 4) Мембранные технологии.

Тем не менее, альтернативная технология имеет бесспорное преимущество по сравнению с традиционных технологий в части управления серой/серосодержанием в пласте.

Основные преимущества альтернативной технологии:

- 1) Управление солеобразованием в пласте, наземном и подземном оборудований;
- 2) Управление содержанием серы в пласте;
- 3) Минимизация химической и механической чистки;
- 4) Преимущество в весе на 20 тонн, хотя при этом требуется больше пространства;
- 5) Эффективность производства и минимизация эксплуатационных затрат на основании предварительных сведений;
- 6) Возможность увеличения объема добычи до 5% (по имеющимся сведениям, от недропользователей).

### **3.3 Десульфатирование морской воды**

#### *Общее описание технологии*

Предлагаемая установка десульфатирования является дополнительной установкой и не замещает собой какое-либо существующее оборудование по подготовки морской воды.

Причиной установки десульфатирования является несовместимость пластовой и морской вод и возможное бактериальное заражение резервуара. Несовместимость вод заключается в образовании нерастворимого  $BaSO_4$  при их смешении. Установка добавляется к традиционному оборудованию по подготовки воды, что ведет к увеличению капитальных затрат, но снизит

эксплуатационные затраты, за счет затрат на химреагенты.

Удаление сульфатов из морской воды устраняет образование отложений сульфатов бария, кальция и стронция, когда богатые барием и стронцием пластовые воды смешиваются с морской водой при прорыве воды в добываемой скважине. При этом, при проходе натрия, хлорида и других моновалентных ионных компонентов морской воды через нанофильтрующие мембраны, пластовая глина остается прочной, и сохраняется пластовая пористость. Удаление  $SO_4^{2-}$  позволяет сократить обработки пласта путем закачивания ингибитора солей, что уменьшит:

- Затраты на обработку хим. реагентами;
- Замедление добычи в ходе обработки;
- Необходимый контроль за ингибиторами остаточных солей;
- Потенциальный разрыв пласта из-за обработок;
- Выброс ингибиторов солей и вытекающие из этого экологические проблемы;
- Потенциальную потерю напора в скважине (пластовые ресурсы) из-за солеотложений и, как результат, неблагоприятный КРС;
- Затраты на КРС, а в некоторых случаях, затраты на два или три КРС будут аналогичны затратам на установку удаления сульфатов.

### **3.4 Нанофильтрующие мембраны**

Нанофильтрующая мембрана FILMTEC™ SR90 (и как результат технология удаления сульфатов) была разработана совместными усилиями компаний Dow Chemical Company и Marathon Oil Company для выборочного удаления сульфатов из морской воды, используемой для закачки.

Нанофильтрующие мембраны FILMTEC SR90-400i, FILMTEC SR90-440i и FILMTEC SR90HR-440i являются промышленными стандартами и используются исключительно в морской нефтедобывающей отрасли.

Помимо основных элементов мембраны, продукция включает ноу-хау технологию, специальные технические требования, оценку рисков, детальные проекты системы. Обширный опыт на промысле, техническое руководство к продукции и непрерывные исследования привели к одной трети снижения веса, занимаемого пространством и затрат (для аналогичных проектов).

Системы спроектированы специально для того, чтобы устранить солеобразование, а также в соответствии с особыми требованиями платформы и характеристиками резервуаров. Удаление сульфатов устраняет количество сульфатных компонентов в закачиваемой воде, приводящих к образованию солей.

Сокращение/устранение солей позволяет сократить:

1. Обработку пласта путем закачивания ингибитора солей:

- Затраты на обработку;
- Замедление добычи в ходе обработки;
- Необходимый контроль за ингибиторами остаточных солей;
- Потенциальный разрыв пласта из-за обработок;

- Выброс ингибиторов солей и вытекающие из этого экологические проблемы.

2. Потенциальную потерю напора в скважине, происходящую в результате отложения солей и, как следствие, неудачного КРС;

3. Затраты на КРС. В некоторых случаях, затраты на два или три КРС будут аналогичны затратам на установку удаления сульфатов.

Удаление сульфатов из закачиваемой морской воды имеет несколько преимуществ:

- Предотвращение осадочных отложений бария и сернокислого стронция.

При обычной закачке высокосернистой морской воды в пласт, в котором пластовые воды содержат барий и стронций, происходит смешивание, образующее сверхнасыщенный раствор бария и/или сернокислого стронция.

При снижении давления в добывающей скважине перенасыщенный раствор бария и/или сернокислого стронция теряет свою устойчивость, и происходит выпадение осадков.

В результате чего происходит солеобразование в НКТ и/или закупорка коллектора вокруг добывающей скважины. Часто происходит потеря запасов углеводородов.

При удалении сульфатов из морской воды, такая вероятность солеобразования исключается. Данная технология отличается от традиционных мероприятий по восстановлению после солеобразования. В глубоководных районах удаление сульфатов и, как следствие, предотвращение солеобразования, предусматривают существенные преимущества по показателям затрат.

- Контроль/предотвращения окисления нефти (reservoir souring) в резервуарах, содержащих барий и стронций.

При снижении количества сульфатов в закачиваемой воде устраняется источник возникновения сульфатов, которые могут быть преобразованы в сероводород сульфатовосстанавливающими бактериями.

В результате, снижается риск окисления скважины.

Примерами являются малосернистые нефтяные м/р Prudhoe Bay, Kuparuk, и Gulfaks в Северном море, которые стали сернистыми из-за прорыва закачиваемой воды в скважине после закачки высокосернистой морской воды.

Удаление сульфатов из закачиваемой воды предусматривает наименьшую необходимость в металлах, устойчивых к окислению, дорогостоящем оборудовании для очистки от сероводорода, а также снижение вероятности проблем ОЗТОС.

Наночистящая мембрана также удаляет все частицы, превышающих один сотый микрон, обеспечивая тем самым высокое качество закачиваемой воды и отсутствие в ней окиси кремния и бактерий, что в свою очередь, способствует непрерывной закачке.

Удаление сульфатов имеет следующие характеристики:

- работы на глубинных участках или сухие устья скважин.

Обработка химическими ингибиторами не может производиться при отсутствии доступа к сухой скважине;

- горизонтальные или многоствольные резервуары, где присутствуют сложности и риски при закачивании химических ингибиторов под давлением;
- потеря напора в одной из дорогостоящих добывающих скважин из-за солеобразования приводит к затратам на установку удаления сульфатов;
- умеренное солеобразование в сочетании с дорогостоящими/сложными разработками резервуаров.

#### Устранение сероводорода

Дополнительным преимуществом является то, что при сокращении количества сульфатов, закачиваемых вместе с водой в пласт, богатый барием и/или стронцием, устраняется источник образования сульфатов, преобразующихся в сероводород сульфатовосстанавливающими бактериями. Такая технология применяется только к таким скважинам, как в Северном море, будучи слабосернистыми до закачки высокосернистой воды.

В свою очередь, устранение образования сероводорода:

1. Сокращает вероятность проблем ОЗТОС;
2. Сокращает затраты на обработку высокосернистых газа и нефти или специальных трубопроводов, устойчивых к окислению;
3. Сокращает возможность образования трещин под напряжением и коррозии, что позволит использовать менее дорогие металлы в работе;
4. Сокращает вероятность отложений сульфидов (сернистое железо весьма проблематично в использовании);
5. Снижает потребность в дополнительном оборудовании на платформе или плавучих установках для добычи, хранения и отгрузки нефти ограниченного пространства и грузоподъемности;
6. Позволяет сэкономить на исследованиях и исключить вероятность потенциальных рисков с помощью анализа.

На сегодняшний день, удаление сульфатов принимается как стандартный способ контроля за образованием солеотложений в Западной Африке и Бразилии. На данный момент общий объем удаления сульфатов составляет свыше 7м бар. /день воды, более 50 испытанных установок на сегодняшний день эксплуатируются или строятся.

### **3.5 Предотвращение окисления нефти в резервуаре**

Удаление сульфатов предотвращает образование  $H_2S$  и смягчает отрицательное воздействие бактериального заражения, тем самым уменьшая потребность в оборудовании из металла, устойчивого к  $H_2S$  и оборудовании для очистки от сероводорода для верхних строений платформы.

Исследования Университета Манчестера, а именно, Института науки и технологий в Манчестере (Англия), показали, что образование  $H_2S$

происходит из-за термофильных сульфатвосстанавливающих бактерий, которые восстанавливают сульфаты до сероводородов в условиях резервуара.

Меры по контролю бактериального заражения резервуара:

- Закачка нитратов в системы ПВ и МВ для уменьшения роста бактерий;
- Подбор соответствующих материалов для объектов;
- Программа наблюдения за коллектором.

На основании результатов наблюдений за коллектором можно будет узнать точный уровень степени риска образования осадков и бактериального заражения резервуара и предпринять соответствующие меры предосторожности. Когда присутствует риск бактериального заражения коллектора в самом начале эксплуатации, принимаются решения о применении десульфатирования.

При снижении количества сульфатов в закачиваемой воде устраняется источник возникновения сульфатов, которые могут быть преобразованы в сероводород сульфатвосстанавливающими бактериями. Это позволит снизить возможность образования трещин под напряжением и коррозии, что позволит использовать менее дорогие металлы в работе.

## ГЛАВА 4. АНАЛИЗ НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ УЗЕНЬ

В настоящее время в Республике Казахстан на шельфе Каспийского моря начато освоение нефтяных месторождений. В процессе разработки месторождений для поддержания пластового давления планируется закачка морской и сточных вод.

С целью изучения предполагаемых осложнений представлен анализ разработки аналогового месторождения Узень.

### 4.1 Общее положение по системе ППД на месторождении

На месторождении Узень поддержание пластового давления осуществлялось путем закачки в пласт различного характера вод: артезианских, морских, пресных и пластовых.

В начале разработка месторождения кратковременно осуществлялась с закачкой альбсеноманской воды, затем длительный период в пласты месторождения закачивалась в основном морская вода, частично - волжская. По мере естественного роста обводнения продукции скважин в пласты месторождения все в больших объемах закачивалась пластовая вода, попутно добываемая вместе с нефтью.

В настоящее время на месторождениях АО «ОМГ» для ППД в качестве рабочего агента применяется морская и пластовая попутная (сточная) вода. Пластовая вода поступает для заводнения с объектов водоподготовки на УПСВ-1, УПСВ-2, ЦППН и с модернизированных групповых установок (МГУ).

Морская вода – по водоводу Актау - Жанаозень, который находится в плохом техническом состоянии и для обеспечения стабильной подачи воды для ППД на месторождения АО «ОМГ» требуется проведение ремонтно-восстановительных работ.

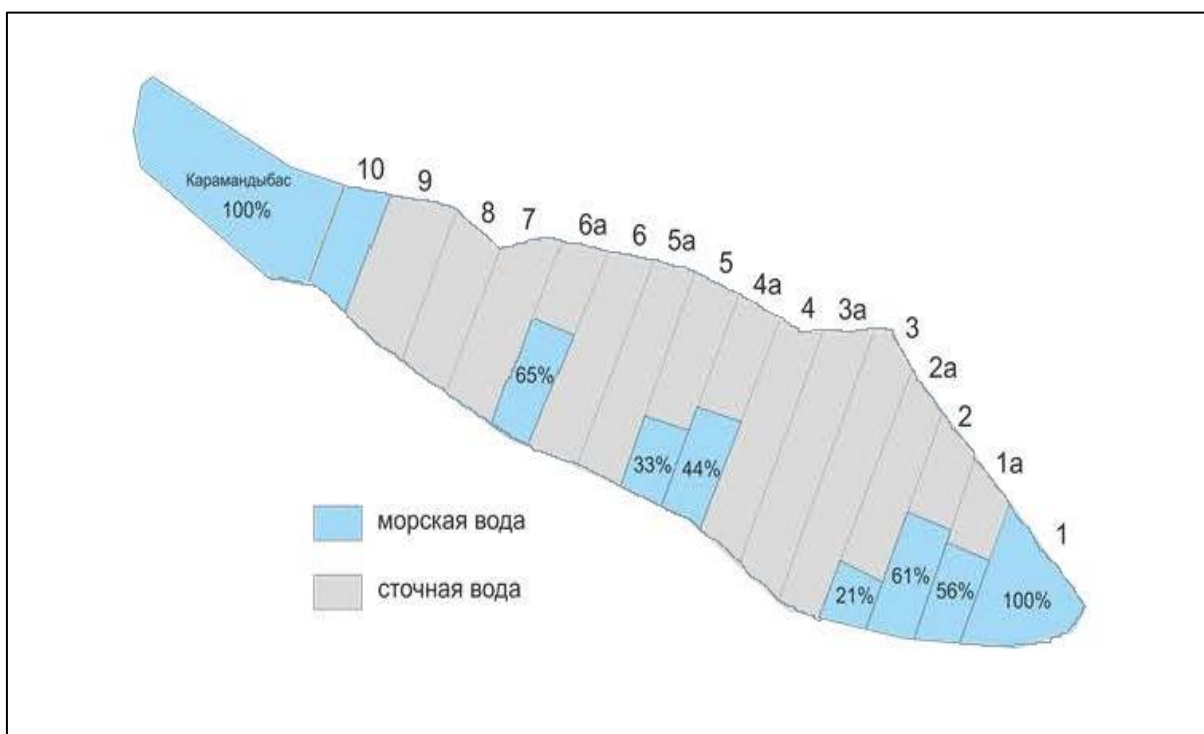
По объему закачки в систему ППД объем морской воды составляет около 30%, пластовая вода закачивается в объеме около 70%.

В таблице 4.1 представлены данные с указанием разбивки БКНС по типам закачиваемой воды.

Таблица 4.1 – Разбивка БКНС по типам закачиваемой воды

НГДУ	№п/п	№ БКНС по блокам	Тип воды для закачки
1	1	2в	сточная
	2	3а	сточная
	3	4	сточная
	4	4а	морская
	5	5	морская
2	6	4г	сточная
	7	5а	сточная
	8	6	сточная

	9	6а	сточная/морская
3	<b>10</b>	<b>1</b>	<b>морская</b>
	11	1а	сточная
	12	2	сточная/морская
	13	2а	сточная/морская
	<b>14</b>	<b>3</b>	<b>сточная</b>
4	<b>15</b>	<b>7</b>	<b>сточная</b>
	16	8/9.	сточная
	<b>17</b>	<b>10</b>	<b>морская</b>



**Рисунок 10 - Разбивка БКНС по типам закачиваемой воды месторождения Узень**

В дальнейшем, по мере увеличения обводненности продукции, добываемой на месторождениях Узень и Карамандыбас, объем сточной воды будет увеличиваться, а доля воды из дополнительных источников будет уменьшаться.

Физико-химические свойства закачиваемых вод в пласт представлены в таблице 4.2.

**Таблица 4.2 - Физико-химические свойства закачиваемых вод в пласт**

№ п/п	Параметры	Е.И.	Требования по РД 34-002-Р-95	Факт	
				Пластовая вода	Морская вода
1	Содержание механических примесей	мг/л	-не более 10	350	200
2	Содержание	мг/л	-не более 30	62	отсутствует



	эмульгированной нефти				
3	Содержание сероводорода	мг/л	-отсутствие	17	отсутствует
4	Содержание СВБ	Клетки/мл	-отсутствие	10-100	10

Вода, подаваемая в систему ППД, не удовлетворяет нормативным требованиям, основные проблемы при подготовке воды:

- высокое содержание эмульгированной нефти в пластовой воде;
- высокое содержание механических примесей в морской и пластовой водах;
- высокое содержание сероводорода в пластовой воде;
- содержание СВБ (сульфатовосстанавливающих бактерий) в морской воде.

При смешении морской воды с пластовой выпадают соли, которые снижают фильтрационные характеристики пород, что противоречит Показателям и нормы качества воды п.п.3.2 и 3.3 СТ РК 1662-2007 «Вода для заводнения нефтяных пластов».

#### **4.1.1. Закачка воды в пласт**

Источниками водоснабжения системы ППД являются попутно добываемая пластовая (сточная) вода из объектов УПСВ, ЦППН и морская вода Каспийского моря.

Поставка морской воды до месторождений в систему ППД осуществляется цехом подготовки технологической жидкости (ЦПТЖ) АО «МангистауМунайГаз» 4-мя насосными станциями перекачки.

Морская вода поступает на месторождение со сбросного канала ТОО «КазАтомПром» по магистральному водоводу Актау-Узень диаметром 1020 мм и протяженностью около 132 км. Проектная мощность водовода 150 тыс. м<sup>3</sup>/сут.

Водоподъем обеспечивается расположенными по трассе 4 водоподъемами насосными станциями морской воды (НСМ), специальная подготовка воды против коррозии и солеотложений не производится, кроме закачки ортофосфорной кислоты.

Морская вода обладает повышенной коррозионной агрессивностью и требует применения дополнительных средств защиты от коррозии. Так за период эксплуатации морского водовода «Актау – Жетыбай – Жанаозень» с 1970 по 1983 год без применения дополнительных средств защиты от коррозии, водовод вышел из строя по причине полного коррозионного износа.

С целью повышения надежности эксплуатации и повышения срока службы водоводов морской воды, с 1983 года применяется ингибиторная защита от коррозии путем дозирования в морскую воду ортофосфорной кислоты в количестве 75 мг/л. Это позволило увеличить срок службы морского водовода Ду-1020х10 мм до 30 лет.

Существенным недостатком существующей ингибиторной защиты

является постепенный расход ортофосфорной кислоты по длине протяженного морского водовода. Снижение концентрации ингибирующей фосфорной кислоты вдоль водовода приводит к уменьшению защитного эффекта на участках трубопровода, наиболее удаленных от точки ввода ингибитора. В результате, срок службы водоводов системы ППД (в частности на БКНС-4) не превышает 12 лет.

Морская вода представляет собой минерализованную воду хлормagneиевого типа. Она имеет минерализацию 12,9-15,5 г/л, содержание ионов кальция 350-550 мг/л, магния 720-840 мг/л, хлора 6035-9230 мг/л, сульфатов 3128-3512 мг/л, гидрокарбонатов 229-271 мг/л.

Содержание железа двухвалентного (2+) составляет 2,24 мг/л, а железа трехвалентного (3+) -  $5 \div 10$  и даже достигает 53 мг/л. Сероводород отсутствует, но в воде присутствуют сульфатвосстанавливающие бактерии (СВБ) в количестве до 10кл/мл, углеводород окисляющие бактерии (УОБ) до 10 кл/мл.

Пластовая вода, попутно добывается на месторождении вместе с нефтью, поступает в систему водоснабжения ППД с центрального пункта подготовки и перекачки нефти (ЦППН), а также с 2-х установок предварительного сброса воды на плато и во впадине (УПСВ-1 и 2), где она проходит предварительную очистку путем отстоя.

Для поддержания пластового давления закачка рабочего агента в пласт через БКНС осуществляется следующим образом:

- сточной воды от БКНС – 1а, 2в, 3, 3а, 4, 4г, 5а, 6, 7, 8/9 – 10ед.
- смешанной воды (сточная/морская) от БКНС – 2,2а,6а – 3ед.
- морской воды от БКНС – 1, 4а, 5, 10 – 4ед.

#### 4.1.2. Требования к качеству закачиваемых вод

Исходя из свойств коллекторов и общих требований к системе ППД, закачиваемые воды должны удовлетворять основным требованиям СТ РК 1662-2007 «Вода для заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству». Требования к параметрам воды для ППД по содержанию в ней мехпримесей и нефти приведены в таблице 4.3.

**Таблица 4.3 - Физико-химические параметры сточной воды по требованиям СТ РК-1662-2007**

Проницаемость пористой среды коллектора, мкм <sup>2</sup>	Коэффициент относительной трещиноватости коллектора	Допустимое содержание в воде, мг/л	
		механических примесей	нефти
до 0,1 вкл. свыше 0,1	-	до 3 до 5	до 5 до 10
до 0,35 вкл свыше 0,35	от 6,5 до 2 вкл менее 2	до 15 до 30	до 15 до 30
до 0,6 вкл свыше 0,6	от 35 до 3,6 вкл менее 3,6	до 40 до 50	до 40 до 50

При закачке недостаточно подготовленной воды в пласт происходит загрязнение призабойной зоны нагнетательных скважин, что приводит к снижению приемистости и поступлению механических примесей и эмульгированной нефти со сточной водой, механических примесей с морской водой.

С неуклонным и закономерным ростом обводнения добываемой продукции и увеличением объемов воды, закачиваемой в пласты месторождения, эксплуатация добычного комплекса все более осложняется в связи с отложениями минеральных солей (ОМС) в ПЗП, на элементах подземного и наземного нефтепромыслового оборудования, в трубопроводах объектов промыслового сбора, транспорта, предварительной и товарной подготовки нефти, в системах подготовки воды, технического водоснабжения, поддержания пластового давления, нагнетательных скважин.

#### 4.2 Причины солеотложений на месторождении и их влияние на элементы технологического комплекса

Сложность проблемы в общем случае состоит в том, что причины отложения тех или иных солей необходимо изучать в тесной связи с характеристикой того коллектора, при разработке которого возникают эти осложнения, и компонентным составом тех вод, которые его насыщают и извне воздействуют на него. При этом следует иметь в виду, что отложения тех или иных солей происходят тогда, когда термодинамическое и компонентное состояние любого природного раствора нарушено путем превышения растворимости содержащихся в нем одного или более компонентов. Состав проб солеотложений, отобранных с различных участков добычного комплекса представлен в таблице 4.4.

**Таблица 4.4 - Состав проб солеотложений, отобранных с различных участков добычного комплекса**

Показатели	НГДУ-4, НП – 7, ЗУ-103В	НГДУ-4, ГУ-30, скв. 1489	НГДУ-4, ЦДНГ-6, ГУ-23, СП-23	НГДУ-1, ГУ – 93, скв. № 2118	НГДУ-1, ГУ – 87, скв. № 5854
<b>Ионный состав, % масс.</b>					
Содержание кальция, % масс.	2,7	2,4	4,0	18,0	11,36
Содержание магния, % масс.	1,6	1,4	1,8	1,0	3,0
Содержание бария, % масс.	40,14	42,0	39,0	не обн.	0,4
Содержание стронция, % масс.	не опред.	не опред.	не опред.	не опред.	не опред.
Содержание хлоридов, % масс.	1,8	1,5	0,9	1,18	1,5
Содержание сульфатов, % масс.	25,2	22,6	24,0	не обн.	0,5

Содержание карбонатов, % масс.	9,0	10,8	11,8	29,0	25,0
Содержание суммы калия и натрия, % масс.	0,76	0,96	0,6	0,46	1,5
Содержание общего железа, % масс.	0,9	0,7	4,0	13,0	18,0
Содержание серы, % масс.	1,0	1,0	1,0	4,9	8,5
Содержание нефтепродуктов, % масс.	5,7	6,0	3,8	2,0	5,7
Содержание песка, % масс.	2,0	2,1	1,6	0,5	3,0
Нерастворимый в кислоте осадок, % масс.	5,3	4,0	3,0	1,0	2,0
Потери при прокаливании, % масс.	3,84	5,5	4,3	28,0	18,0
<b>Массовый солевой состав, %</b>					
CaCO <sub>3</sub>	6,7427	5,9935	9,9892	44,9514	28,3693
MgCO <sub>3</sub>	5,5493	4,8556	6,2429	3,4683	10,4049
BaCO <sub>3</sub>	3,3097	12,2944	4,4912	-	-
BaSO <sub>4</sub>	61,2612	54,9406	58,344	-	0,68
BaCl <sub>2</sub>	2,7024	1,68	2,6366	-	-
NaCl	1,4474	1,5316	-	-	2,4728
Fe S	1,413	1,099	2,75	13,475	23,375
Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	-	-	3,2	4,9920	4,4644
FeCl <sub>2</sub>	-	-	-	2,1106	-

Как следует из представленных данных, солевой состав попутной воды и состав солеотложений весьма разнообразный и содержит широкий набор компонентов.

В солеотложениях, судя по массовому составу, наибольшее содержание приходится на соли сульфата бария (BaSO<sub>4</sub>) – более 60%. Однако на месторождении происходит перевалка огромных объемов минерализованной воды, способной, в благоприятных условиях, создать проблему с солеотложениями любого состава.

Характер солеотложений изучен довольно глубоко и в основном сводится к отложениям солей сульфата кальция (CaSO<sub>4</sub>), карбоната кальция (CaCO<sub>3</sub>) и сульфата бария (BaSO<sub>4</sub>).

Зачастую влияние нагнетательных скважин отсутствует фактами непроизводительной закачки, по причинам: негерметичности эксплуатационных колонн, отсутствием гидродинамической связи между нагнетательной и добывающей скважинами, некачественным цементом, заколонными перетоками и т.д.

Основной из проблем при организации закачки в пласт агента является произвольное перераспределение давления нагнетания как на устье, так и на забое нагнетательных скважин.

Для закачки воды в пласт в основном используется пластовая вода, содержащая большое количество механических примесей, соединений железа

и нефти, которые закупоривают поры пород призабойной зоны и уменьшают приемистость нагнетательных скважин.

Обсуждая проблему прогнозирования солеотложений, некоторые исследователи считают, что для солей сульфата бария ( $\text{BaSO}_4$ ) тенденция вполне предсказуема, для солей сульфата кальция ( $\text{CaSO}_4$ ) - затруднительна, а прогнозировать тенденцию отложений солей карбоната кальция ( $\text{CaCO}_3$ ) считают в настоящее время практически невозможной.

Как правило, снижение растворимости в воде минералов происходит при снижении температуры и давления (в два раза на каждые 48 МПа).

Так, например, карбонат кальция ( $\text{CaCO}_3$ ) имеет прямо противоположную зависимость, т.е. растворимость его уменьшается с увеличением температуры. Растворимость сульфата бария увеличивается в 2 раза в температурном диапазоне от 25 до 100 °С, и далее во столько же раз уменьшается в диапазоне от 100 до 200 °С. Следует иметь в виду, что в процессе подогрев потока воды на контакте со стенкой трубы в теплообменниках печей возможны условия для таких температур от 100 до 200 °С. Растворимость карбонатов увеличивается с увеличением кислотности, которую обеспечивают диоксид углерода ( $\text{CO}_2$ ) и сероводород ( $\text{H}_2\text{S}$ ). Однако при снижении давления и повышении температуры из воды выделяется растворенный в ней газ, в том числе кислый, снижая ее кислотность, а, следовательно, и растворимость карбонатов.

Несмотря на то, что продукция скважин по пути движения от забоя к устью и далее по трубопроводам промыслового сбора в основном претерпевает охлаждение и снижение давления, а закономерности этого снижения для каждой скважины вполне определены, то представляется возможным дать прогнозную оценку местам активного солеотложения. При этом следует учитывать, что не все минералы подчиняются типичной температурной зависимости.

С учетом изложенного, и опираясь на ряд источников, можно отметить:

1. Прогнозирование отложений сульфата кальция  $\text{CaSO}_4$  (гипс) производится с учетом геологического строения залежей, системы их разработки, технологических особенностей эксплуатации скважин и объектов промыслового сбора.

Основными причинами отложений гипса являются:

- выщелачивание закачиваемой в пласт водой гипса и ангидрита, содержащихся в скелете пласта;
- обогащение закачиваемой в пласт воды ионами сульфатов пластовых вод;
- окисление имеющихся в пласте сульфидов до сульфатов кислородом воздуха, поступающего с закачиваемыми водами;
- закачка в пласт вод повышенной сульфатности, несовместимых с пластовыми водами;
- изменение термобарических условий газодонефтяной смеси в призабойной зоне пласта, в подземном насосном оборудовании, в подъемных

трубах, выкидных трубопроводах, на узлах сепарации, в системах промышленного транспорта, объектах предварительной и товарной подготовки нефти и сточных вод.

2. Прогнозирование отложений карбоната кальция  $\text{CaCO}_3$  (кальцит) производится с учетом величины рН, возможного смешения несовместимых пластовых и закачиваемых вод, изменения термобарических условий газодонефтяной смеси.

Основными причинами отложений кальцита являются:

- повышение температуры;
- снижение содержания диоксида углерода ( $\text{CO}_2$ ) в пластовых и сточных водах;
- увеличение рН пластовых или сточных вод;
- смешение несовместимых пластовых и закачиваемых вод.

3. Прогнозирование отложений сульфата бария ( $\text{BaSO}_4$ ) производится с учетом того, что катионы бария обычно содержатся в пластовых водах песчаника, а сульфаты образуются в процессе жизнедеятельности сульфатвосстанавливающих бактерий (СВБ).

**Таблица 4.5 - Химический анализ состава солей в механической примеси**

	НГДУ-4, ГУ-100, скв. 158	НГДУ-1, ГУ-57, скв. 5931	НГДУ-1, скв. 4711
	Значения, % масс.		
Содержание кальция	39,0	7,7	8,0
Содержание магния	17,6	2,3	3,2
Содержание хлоридов	1,95	1,4	4,43
Содержание сульфатов	следы	1,7	1,87
Общее содержание железа	11,6	37,5	41,3
Содержание бария	отсутствует	следы	Не обн.
Содержание стронция		не обнаружено	Не обн.
Осадок песка	3,3	33	9,0
Содержание	2,0	отс.	отс.

Продукция скважин по пути движения от забоя к устью и далее по системе промышленного сбора не всегда подвержена закономерному охлаждению, поскольку в случае эксплуатации скважин, например, УЭЦН, происходит некоторый нагрев потока за счет теплообмена с корпусом электродвигателя, относительно высокому подогреву подвергается продукция в печах подогрева на устье, на групповых установках, на установках предварительной и товарной подготовки нефти.

При закономерном снижении давления, сепарации, повышении температуры кислые переходят в газовую фазу, кислотность среды понижается, что приводит к нарушению равновесного состояния и способствует выпадению солей.

Кроме того, процесс солеотложений различно проявляется в зависимости от характера той поверхности, на которой происходит формирование этих отложений. Поэтому прогнозирование солеотложений и борьба с ними представляют значительную сложность.

### **4.3 Влияние солеотложений на элементы технологического комплекса**

Эксплуатация практически всех элементов технологического комплекса в той или иной степени осложнена влиянием ОМС. Менее всего солеотложениями осложнена эксплуатация НКТ и штанг, а также устьевого оборудования скважин.

Ниже кратко охарактеризованы основные элементы технологического комплекса, осложненные влиянием ОМС, и технические решения, направленные на их преодоление.

#### **4.3.1 Продуктивный пласт.**

На месторождении отсутствует информация относительно возможного солеотложения в продуктивном пласте. Однако отложения эти могут иметь место в связи с несовместимостью закачиваемых вод. В том случае, если на месторождении наблюдаются отложения солей в пласте, и они носят отрицательный характер, то для предотвращения солеотложений необходимо рационально распределять объемы различных вод, закачиваемых в пласт, исключая их несовместимость.

Однако при наличии этих отложений, нет твердой уверенности в отрицательности от их последствий, поскольку соли, отлагаясь в наиболее промытых проницаемых интервалах пласта, могут проявлять признаки эффективной потокоотклоняющей технологии.

Применение в потокоотклоняющей технологии загущенной воды может оказаться контрпродуктивным, так как, создавая повышенное сопротивление в промытом коллекторе с повышенной проницаемостью, загущенная вода способна закупорить низкопроницаемый невыработанный коллектор, снизив конечную величину КИН.

#### **4.3.2 Добывающие скважины.**

*Призабойная зона пласта добывающих скважин* подвержена солеотложениям, фиксируемых результатами геофизических исследований, поскольку некоторые компоненты (радиобарит и др.), содержащиеся в солях, обладают радиоактивными свойствами.

Сравнительные результаты геофизических исследований могут быть использованы для установления периодичности назначения профилактических мероприятий по удалению отложений солей в призабойной зоне скважин, а также для оценки эффективности проведения этих мероприятий.

Существуют и широко применяются на месторождении методы борьбы с отложениями солей в ПЗП путем кислотных обработок, повторной кумулятивной перфорации.

Рекомендуются и более перспективные методы борьбы с солеотложениями комплексного действия, когда в процессе ГРП в скважину закачивается ингибитор солеотложений или пропант, пропитанный этим ингибитором.

Постепенный вынос ингибитора вместе с добываемой продукцией скважины в процессе ее эксплуатации снижают процесс солеотложений в ПЗП, в подземном и наземном оборудовании.

В скважинах, осложненных солеотложениями, необходимо провести промысловые испытания ГРП с пропантом, пропитанным эффективным ингибитором солеотложений.

Однако, как отмечалось выше, отложения солей в наиболее промытом интервале ПЗП могут проявлять признаки эффективной технологии ограничения водопритока. Поэтому необходимо относиться внимательно к результатам проводимых мероприятий по удалению солеотложений из ПЗП, и, в случае увеличения обводненности продукции без прироста дебита нефти в результате их проведения, воздержаться в скважинах подобного рода от проведения этих мероприятий.

*Зумпф* добывающих скважин не подвержен солеотложениям, но кристаллы солей, совместно с мехпримесями, выносимыми из пласта и образующимися в призабойной зоне скважин в связи с термодинамическими изменениями, накапливаются в зумпфе, осложняя работу подземного оборудования, приводя к увеличению подземных ремонтов.

Разработка оптимальных графиков проведения на скважинах профилактических промывок зумпфа, постоянное уточнение и неукоснительное выполнение этих графиков обеспечат длительную и удовлетворительную работу скважин.

Так, например, ряд скважин с относительно удовлетворительным состоянием зумпфа обеспечили эксплуатацию с межремонтным периодом более 200 суток.

Скважинные насосы УПШН и УЭЦН (приемные и нагнетательные клапана насосов УПШН, приемные сетки и рабочие колеса УЭЦН) подвержены процессу солеотложений.

Наиболее подвержены солеотложениям элементы насосного оборудования УЭЦН. Состав солей отложений различный, что и определяет методы их предотвращения и удаления.

В 2011 году на 77 скважинах проведено 210 ремонтов, связанных с отложением солей на элементах насоса.

Распределение по горизонтам скважин, на которых в 2011г. проведены ремонты, связанные с отложением солей на элементах насоса, представлено в таблице 4.6.



**Таблица 4.6 - Распределение по горизонтам скважин, на которых в 2011 г проведены ремонты связанных с отложением солей на элементах насоса**

№ НГДУ	Количество скважин	в т.ч. по горизонтам											
		13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
НГДУ1	6	2	3	1									
НГДУ2	32	19	9	3	1								
НГДУ3	29	14	4	3	6	2							
НГДУ4	10	3	5								2		
<b>Итого</b>	<b>77</b>	<b>38</b>	<b>21</b>	<b>7</b>	<b>7</b>	<b>2</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>2</b>	<b>0</b>	<b>0</b>

Как следует из представленных данных, на 77 скважинах в основном 13 и 14 горизонтов проведены ремонты, связанные с отложением солей на элементах насоса.

Распределение скважин по дебитам жидкости и обводненности, на которых в 2011г. проведены ремонты, связанные с отложением солей на элементах насоса, представлено в табл.4.7.

**Таблица 4.7 - Распределение скважин по дебитам жидкости и обводненности, на которых в 2011 г проведены ремонты, связанные с отложением солей на элементах насоса**

Дебит жидкости, м <sup>3</sup> /сут	Количество скважин	в т.ч. по обводненности, в %		
		$n_{вг} < 40$	$40 \leq n_{вг} \leq 80$	$n_{вг} > 80$
<b>Всего</b>	<b>77</b>	<b>2</b>	<b>29</b>	<b>46</b>
<b>Qж &lt; 10</b>	1		1	
<b>10 ≤ Qж &lt; 30</b>	23	2	12	9
<b>30 ≤ Qж &lt; 50</b>	18		9	9
<b>50 ≤ Qж &lt; 100</b>	22		7	15
<b>Qж ≥ 100</b>	13			13

Как следует из представленных данных, ремонты, связанные с отложением солей на элементах насоса в основном проводились в скважинах с обводненностью более 80%.

Проведен анализ твердых отложений, взятых с глубинно-насосного оборудования (НКТ, рабочих органов насоса, приемная сетка), отложения состоят в основном из солей (10 – 98 %) и песка (3 – 90 %). Состав отложений солей в основном представляется карбонатными и сульфатными солями (BaSO<sub>4</sub>, CaSO<sub>4</sub>, CaCO<sub>3</sub>). Образование неорганических солей на глубинно-насосном оборудовании приводит к повышенному их износу, заклиниванию, обрыву штанг, пропускам в клапанах.

В качестве основного и наиболее простого метода удаления солеотложений с элементов насосного оборудования являются кислотные обработки.

Перспективным является использование ингибиторной защиты элементов насосного оборудования УЭЦН с использованием четвертой жилы

энергокабеля для дозирования по нему ингибитора солеотложений на прием насоса.

Представлены фотографии (рис.11,12), отображающие отложения солей на элементах подземного оборудования УЭЦН.



**Рисунок 11 - Загипсование приемной сетки солеотложениями**



**Рисунок 12 - Твердые отложения на колесных аппаратах насоса**

Как следует из представленных данных, в часто ремонтирующийся фонд входят скважины с дебитами более 50 и менее 100 м<sup>3</sup>/сут и обводненностью более 80%.

#### **4.3.3 Выкидные трубопроводы от устья до ЗУ и ГУ**

Работа выкидных трубопроводов из металла на месторождении была осложнена отложениями солей в сочетании с отложениями парафина.

За последние годы получили широкое внедрение трубопроводы из стекловолоконных (полимерных) материалов, обладающих некоторой теплоизоляционной способностью и не подвержены коррозии, что и послужило основанием для их широкого внедрения.

Однако начавшееся широкое внедрение выкидных трубопроводов из полимерных материалов затормозилось выявившимся для них серьезным недостатком: активным процессом солеотложений на внутренней поверхности труб.

Производителям труб из полимерных материалов следует принять во внимание этот недостаток, разработать и реализовать эффективные меры по его устранению.

#### **4.3.4 Элементы ЗУ и ГУ (замерные установки, отстойники, насосы, печи и др.)**

Такие элементы ЗУ и ГУ, как замерные устройства, запорная арматура, уровнемеры на отстойной аппаратуре, рабочие органы насосов, змеевики печей подвержены солеотложениям. Кристаллы солей совместно с АСПО и мехпримесями осаждаются в отстойных аппаратах, снижая их производительность, требуя периодической их очистки. Нарушение периодичности очистки аппаратов приводит к тому, что донные осадки упрочняются и их удаление требует применения сложного механического воздействия путем нарушения целостности аппаратов или замены.

Необходимо применение на ГУ аппаратов улучшенной конструкции с возможностью периодического проведения более эффективной промывки.

Применение на ГУ аппаратов улучшенной конструкции, разработка оптимальных графиков проведения профилактических очисток, постоянное уточнение и неукоснительное выполнение этих графиков обеспечат длительную и удовлетворительную их работу.

#### **4.3.5 Элементы установок предварительного сброса воды (УПСВ-1 и УПСВ-2)**

Элементы установок предварительного сброса воды (УПСВ-1 и УПСВ-2) так же, как и элементы ЗУ и ГУ (замерные устройства, запорная арматура, уровнемеры на отстойной аппаратуре, рабочие органы насосов, змеевики печей) подвержены солеотложениям. Кристаллы солей совместно с АСПО и мехпримесями осаждаются в отстойных аппаратах, снижая их производительность, требуя периодической их очистки. Нарушение

периодичности очистки аппаратов приводит к тому, что донные осадки упрочняются и их удаление требует применения сложного механического воздействия путем нарушения целостности аппаратов или замены.

Необходимо применение на УПСВ-1 и УПСВ-2 аппаратов и резервуаров улучшенной конструкции, обеспечивающих возможность периодического проведения их более эффективных промывок.

Применение на УПСВ-1 и УПСВ-2 аппаратов и резервуаров улучшенной конструкции, разработка оптимальных графиков проведения их профилактических промывок, постоянное уточнение и неукоснительное выполнение этих графиков обеспечат длительную и удовлетворительную работу этих ответственных объектов системы промыслового сбора.

#### **4.3.6 Элементы ЦППН**

Элементы ЦППН так же, как и установки предварительного сброса воды (УПСВ-1 и УПСВ-2) и элементы ЗУ и ГУ (замерные устройства, запорная арматура, уровнемеры на отстойной аппаратуре, рабочие органы насосов, змеевики печей) подвержены солеотложениям и солеосаждениям. Кристаллы солей совместно с АСПО и мехпримесями осаждаются в отстойных аппаратах, в аппаратах концевой сепарационной установки (КСУ), в технологических резервуарах, снижая их производительность, требуя периодической их очистки.

Нарушение периодичности очистки аппаратов и резервуаров приводит к тому, что донные осадки упрочняются и их удаление требует применения сложного механического воздействия путем нарушения целостности аппаратов, вплоть до их замены.

Применение на ЦППН аппаратов и резервуаров улучшенной конструкции, разработка оптимальных графиков проведения их профилактических очисток, постоянное уточнение и неукоснительное выполнение этих графиков обеспечат длительную и удовлетворительную работу этих ответственных объектов системы товарной подготовки нефти.

#### **4.3.7 Нагнетательные скважины**

*Зумпф нагнетательных скважины* менее всего подвержен солеотложениям, но кристаллы солей, совместно с мехпримесями, содержащиеся в некачественно подготовленной, накапливаясь в зумпфе, теряют способность защищать призабойную зону нагнетательных скважин от попадания в нее механических примесей, продуктов коррозии, и жизнедеятельности сульфатовосстанавливающих бактерий (СВБ) в виде слизи, снижая приемистость нагнетательных скважин.

Разработка оптимальных графиков проведения на скважинах профилактических промывок зумпфа, постоянное уточнение и неукоснительное выполнение этих графиков обеспечат длительную и удовлетворительную приемистость нагнетательных скважин.

Так, например, ряд нагнетательных скважин с относительно удовлетворительным состоянием зумпфа обеспечили длительную не снижающуюся приемистость.

*Призабойная зона нагнетательных скважин* не подвержена солеотложениям, но кристаллические соли в плохо очищенной сточной воде, закачиваемой в пласт, ухудшают ее состояние, снижая приемистость скважин. Повышение качества подготовки сточной воды и исключение смешения несовместимых вод, закачиваемых в пласт, периодическое проведение на нагнетательных скважинах кислотных обработок и ГРП снизят негативные последствия от солеотложений и стабилизируют приемистость нагнетательных скважин.

#### **4.4 Исследования по определению совместимости вод месторождения Узень**

Разработка продуктивных пластов нефтегазовых месторождений осуществляется, как правило, вытеснением нефти водой. Таким образом, основой эффективных методов увеличения нефтеотдачи (МУН), как правило, является вода. Необходимость применения эффективных МУН приобретает наибольшую остроту на поздней стадии разработки месторождений, когда добываемая продукция достигает высокой обводненности и в продуктивные пласты закачиваются значительные объемы сточных вод.

Очевидно, что решение проблемы увеличения нефтеотдачи продуктивного пласта зависит, прежде всего, от качества сточных вод, закачиваемых в продуктивные пласты. Поэтому в настоящее время все более высокие требования предъявляются к качеству вод, используемых для закачки в нефтяные залежи.

Целью данной работы являлось определение возможности выпадения осадков при смешении пластовой и закачиваемой воды в условиях месторождения Узень.

Основным процессом солеобразования является смещение физико-химического равновесия и возникновение пересыщенных растворов. Поэтому изменение термобарических условий, несовместимость вод различных типов приводит к образованию и выпадению солей. Образующиеся соли могут иметь различный состав. Для нефтяных месторождений наиболее характерны карбонаты и сульфаты кальция, магния, стронция, бария, сульфиды и гидроокислы железа.

В данной работе приведены и обобщены результаты химического анализа различных вод месторождения Узень, а также произведена оценка совместимости их смесей.

Определены компонентный состав исследуемых вод, в частности, содержания основных солеобразующих элементов – бария, стронция, железа, кальция, гидрокарбонатов и сульфатов, а также содержания водорода и углекислого газа, концентрации механических примесей, суммарная минерализация и тип воды. По 4 циклам экспериментальных исследований

определены качественные и количественные содержания образовавшихся осадков солей при 36°C и 60°C.

### **1. Лабораторные исследования физико-химического состава исходных вод:**

- Определение компонентного состава воды;
- Определение содержания углекислого газа;
- Определение содержания бария, стронция и железа;
- Определение содержания механических примесей.

### **2. Циклы экспериментов по определению совместимости вод:**

Отбор подтоварной воды проводился с ГУ-74 (проба А) и ГУ-80 (проба Б). Отбор проб проводился в районе закачки 100 % морской воды рядом с зоной закачки сточной воды (проба А) и на периферии (проба Б).

Далее исследования проводились по 4 экспериментальным циклам:

- Цикл 1. Совместимость морской воды с подтоварной водой (пробы А, Б).
- Цикл 2. Совместимость альбсеноманской воды с подтоварной водой (пробы А, Б).
- Цикл 3. Совместимость низко минерализованной воды с подтоварной водой (пробы А, Б). Низко минерализованная вода готовилась путем смешения альбсеноманской воды с пробами А и Б до минерализации 20 г/л (НМ<sub>А</sub>).
- Цикл 4. Совместимость низко минерализованной воды с подтоварной водой (пробы А, Б). Низко минерализованная вода готовилась путем смешения дистиллированной воды с пробами А и Б до минерализации 20 г/л (НМ<sub>Д</sub>).

### **3. Совместимость исследуемых образцов воды (количественный и качественный состав осадка) определялась по плану:**

- подготовка воды для приготовления смесей 2-х вод в соотношениях: 100/0, 80/20, 50/50, 20/80;
- термостатирование и перемешивание приготовленных смесей при 36°C и 60°C;
- визуальная оценка наличия или отсутствия осадка;
- высушивание фильтра с осадком;
- определение веса выделившегося осадка;
- растворение выделившегося осадка азотной кислотой;
- выпаривание раствора в песчаной бане;
- фильтрация раствора через пористую среду горячей бидистиллированной водой.

В полученной азотнокислой вытяжке определялось:

- содержание кальция;

- содержание общего железа;
- содержание бария;
- содержание сульфатов;
- содержание хлоридов;
- содержание карбонатов;
- расчет гипотетического состава солей.

#### **4.4.1 МЕТОДИКИ ИСПЫТАНИЙ**

Комплекс исследований выполнен согласно следующим нормативным документам:

- ГОСТ 26449.1-85 «Установки дистилляционные опреснительные стационарные. Методы химического анализа соленых вод», устанавливает методы химического анализа соленых вод на все контролируемые компоненты, за исключением газообразных.

- ГОСТ 18995.1-73 «Продукты химические органические. Методы определения физических показателей качества», распространяется на жидкие химические продукты и устанавливает методы определения плотности с помощью ареометра и пикнометра.

- ГОСТ 26449.3-85 «Установки дистилляционные опреснительные стационарные. Методы химического анализа соленых вод и дистиллята на содержание газов», применяется для определения свободной двуокиси углерода и сероводорода. Свободная двуокись углерода взаимодействует с гидроокисью натрия с образованием двууглекислого натрия. Титрование проводят до pH 8,4. Метод также применяют для определения массовой концентрации сероводорода от 2 мг/дм<sup>3</sup> и более.

- Методика НСАМ № 386-Х «Определение бария и стронция в природных и очищенных сточных водах атомно-абсорбционным методом», устанавливает методику количественного химического анализа природных и очищенных сточных вод разнообразного состава с общей минерализацией не более 10 г/дм<sup>3</sup> для определения в них массовой концентрации бария в диапазоне от 0,025 до 50 мг/дм<sup>3</sup> атомно-абсорбционным методом. При более высокой минерализации пробы разбавляют.

- ПНДФ 14.1:2:4.139-98 «Количественный химический анализ вод. Методика измерений массовых концентраций кобальта, никеля, меди, цинка, хрома, марганца, железа, серебра, кадмия и свинца в пробах питьевых, природных и сточных вод методом атомно-абсорбционной спектроскопии». Настоящий нормативный документ устанавливает пламенный атомно-абсорбционный метод определения массовых концентраций тяжелых металлов в питьевых, природных и сточных водах. Диапазон определения железа в питьевых и природных водах данным методом 0,01-15 мг/дм<sup>3</sup> и в сточных водах 0,1-500 мг/дм<sup>3</sup>.

- МВИ «Определение совместимости попутно-добываемых и закачиваемых вод». Стандарт устанавливает требования к проведению

испытаний по определению совместимости вод опытным путем. Сущность метода заключается в смешении исходных вод в заданных соотношениях, выдержки определенного количества времени для реагирования, количественном определении веса выделившегося осадка и исследования состава его неорганической части.

#### 4.4.2 ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ СВОЙСТВ И СОСТАВА ВОД

Пробы воды отбирались согласно СТ РК ГОСТ Р 51592 «Вода. Общие требования к отбору проб». Настоящий стандарт распространяется на любые типы вод и устанавливает общие требования к отбору, транспортированию, подготовке и хранению проб воды, предназначенных для определения показателей ее состава и свойств.

В лаборатории были проведены исследования с пробами со следующих объектов:

- альбсеноманская вода (скв. № А-1);
- морская вода (НСМ-4);
- пластовая вода:

- 1) ГУ-74 (проба А);
- 2) ГУ-80 (проба Б).

**Таблица 4.8- Физико-химические свойства и состав исследуемых**

**ВОД**

Наименование показателя	Ед. изм	Морская вода, НСМ-4	Альбсеноманская вода, скв. № А-1	ГУ-74	ГУ-80
рН среды		8,04	7,04	6,4	6,8
Плотность	г/см <sup>3</sup>	1,009	1,007	1,039	1,030
Содержание кальция (Ca <sup>2+</sup> )	мг /дм <sup>3</sup>	400,8	440,9	3607,2	2304,6
Содержание магния (Mg <sup>2+</sup> )	мг/дм <sup>3</sup>	802,6	231,8	2188,8	1216
Содержание суммы калия и натрия (Na <sup>+</sup> +K <sup>+</sup> )	мг/дм <sup>3</sup>	2658,8	2606,6	11550,1	9597,2
Содержание хлоридов (Cl <sup>-</sup> )	мг/дм <sup>3</sup>	4714,9	3536,14	30309,8	21974,6
Содержание сульфатов (SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup> )	мг/дм <sup>3</sup>	3045,0	2437,5	18,1	181,9
Содержание карбонатов (CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup> )	мг/дм <sup>3</sup>	не обнаружено	не обнаружено	не обнаружено	не обнаружено
Содержание углекислого газа (CO <sub>2</sub> )	мг/дм <sup>3</sup>	-	17,6	123,2	45,0



Содержание гидрокарбонатов (НСО <sub>3</sub> <sup>-</sup> )	мг/дм <sup>3</sup>	317,2	231,8	414,8	524,6
Суммарная минерализация	мг/дм <sup>3</sup>	11939,2	9483,94	48088,8	35798,9
Тип воды по Сулину		Cl-Mg	SO <sub>4</sub> -Na	Cl-Ca	Cl-Ca
Общая жесткость воды	мг-экв/л	86	41	360	240
Содержание механических примесей	мг/дм <sup>3</sup>	16,03	10,9	143,6	51,3
Содержание общего железа (Fe)	мг/дм <sup>3</sup>	11	9,8	41	4,5
Содержание бария (Ba)	мг/дм <sup>3</sup>	не обнаружено	не обнаружено	20,2	не обнаружено
Содержание стронция (Sr)	мг/дм <sup>3</sup>	9	10	130	80

Результаты физико-химических исследований анализа исследуемых вод (таблица 4.8) содержат данные по основному компонентному составу с рассчитанной суммарной минерализацией, типу воды по Сулину, плотности, концентрации ионов водорода (рН), содержания ионов железа, бария, стронция, углекислого газа и механических примесей.

По результатам исследований видно, что подтоварная вода с ГУ-80 и 74 представляют собой соленые воды с суммарной минерализацией 35798,9 и 48088,8 мг/л соответственно. Тип воды по Сулину хлоркальциевый. Плотность составляет 1,030 и 1,039 г/см<sup>3</sup>. Содержание ионов кальция составляет 2304,6 и 3607,2 мг/л, магния 1216 и 2188,8 мг/л, натрия и калия 9597,2 и 11550,1 мг/л. Анионный состав вод представлен хлоридами в количестве 21974,6 и 30309,8 мг/л, гидрокарбонатами 524,6 и 414,8 мг/л и сульфатами 181,9 и 18,1 мг/л. Воды жесткие, нейтральные.

Альбсеноманская вода с плотностью 1,007 г/см<sup>3</sup> и суммарной минерализацией – 9483,9 мг/л по степени минерализации является солоноватой, сульфатно-натриевого типа. Количество сульфат-ионов составляет 2437,5 мг/л.

Морская вода представляет собой воду хлор-магниевую типа с плотностью 1,009 г/см<sup>3</sup>, суммарной минерализацией – 11939,2 мг/л.

#### **4.4.3 Исследования совместимости подтоварной воды с морской и альбсеноманской водой**

Совместимость вод оценивалась величиной образующегося осадка в ходе химических реакций при смешении вод.

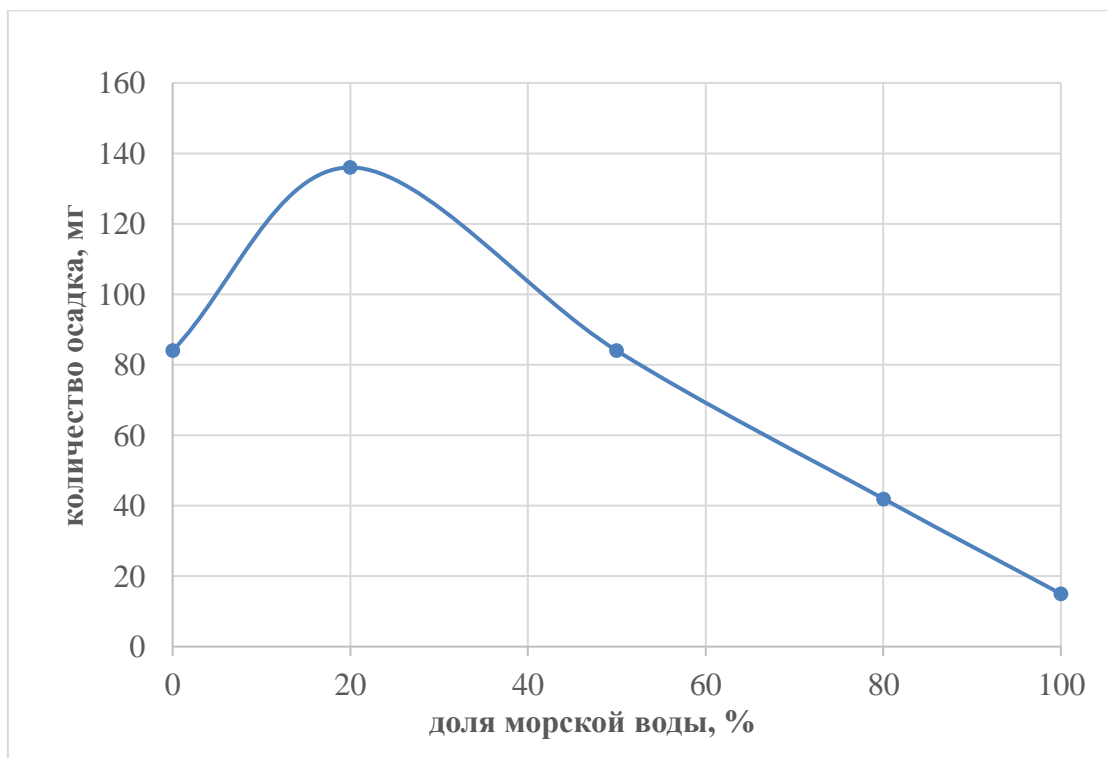
Методика исследований заключалась в следующем: исследуемые воды смешивались в различных соотношениях и перемешивались при постоянных температурах 36°C (поверхностные условия) и 60°C (пластовые условия) в течение 24-х часов.

Образовавшийся осадок отфильтровывался через доведенные до постоянного веса фильтры «синей ленты». Фильтр с осадком высушивался при температуре 105°C и взвешивался на аналитических весах с точностью до четвертого знака. По разности веса осадка с фильтром и фильтра без осадка определялся вес выделившегося осадка.

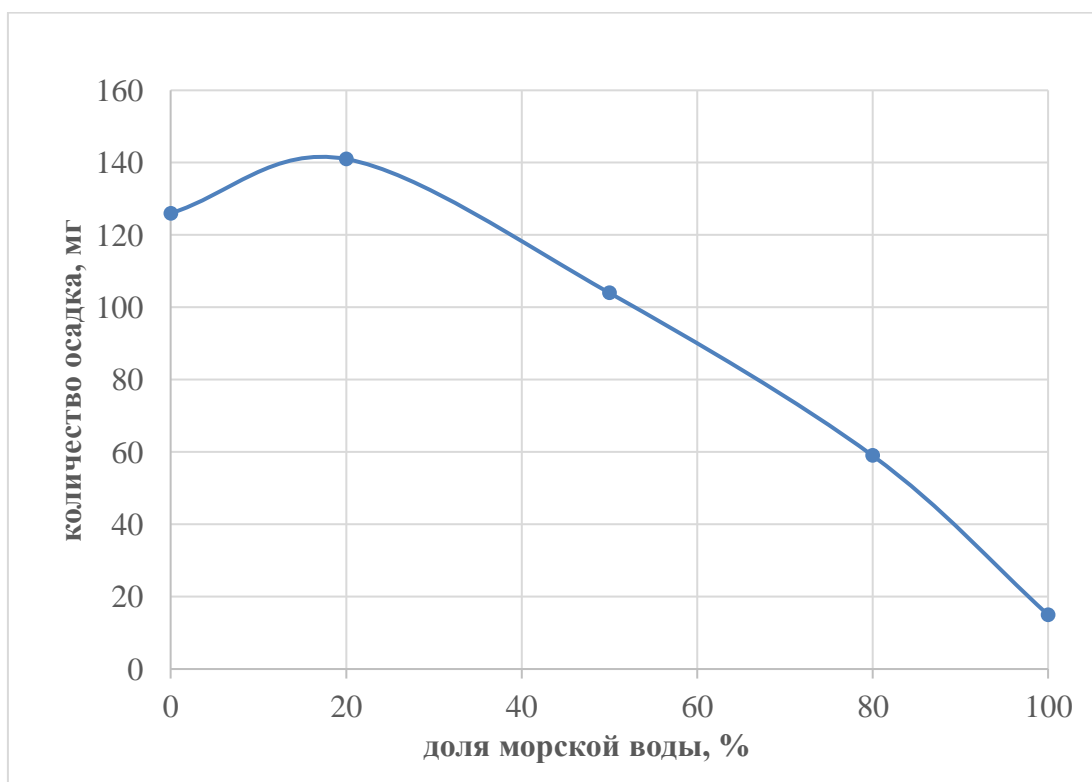
На следующем этапе проводились исследования состава выделившегося осадка приготовлением азотнокислой вытяжки. В полученной азотнокислой вытяжке определяли содержание кальция, бария, железа, стронция и сульфат ионов и рассчитывали содержание малорастворимых соединений. Количество и химический состав выделившихся осадков солей представлены в таблицах 4.9, 4.10.

**Таблица 4.9 - Совместимость морской воды с подтоварной водой (цикл 1)**

Соотношение вод, % об. Морская – проба А		Количество выпавшего осадка, мг/л	Хим.состав осадка, мг/л			
			CaCO <sub>3</sub>	Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	BaCO <sub>3</sub>	SrCO <sub>3</sub>
36 °С	100:0	0	0	0	0	0
	80:20	0	0	0	0	0
	50:50	32	25,02	2,9	0,3	0,8
	20:80	41	31,2	2,9	0,3	1,37
	0:100	58				
60 °С	100:0	15	12,5	0	0	0
	80:20	42	37,5	2,4	0	1,0
	50:50	84	74,06	4,3	0,94	3,5
	20:80	136	125,1	5,0	1,0	4,3
	0:100	84				
Соотношение вод, % об. Морская – проба Б		Количество выпавшего осадка, мг/л	Хим.состав осадка, мг/л			
			CaCO <sub>3</sub>	Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	BaCO <sub>3</sub>	SrCO <sub>3</sub>
36 °С	100:0	0	0	0	0	0
	80:20	0	0	0	0	0
	50:50	30	25,02	0,7	0	0,5
	20:80	42	37,5	0,9	0	0,6
	0:100	58				
60 °С	100:0	15	12,5	0	0	0
	80:20	59	50,04	0,8	0	0,6
	50:50	104	100,09	0,9	0	1,5
	20:80	141	137,5	0,9	0	1,8
	0:100	126				



**Рисунок 13 - Динамика выпадения осадков при смешении подтоварной воды с морской водой: проба А, 1 ат., 60°С**



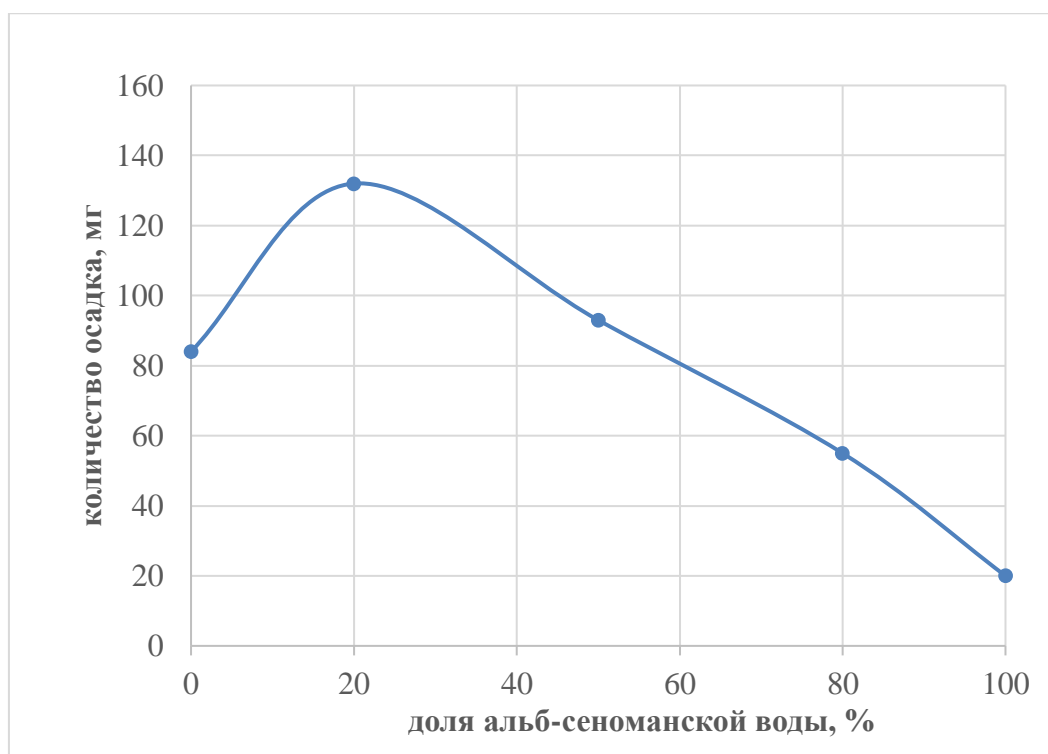
**Рисунок 14 - Динамика выпадения осадков при смешении подтоварной воды с морской водой: проба Б, 1 ат., 60°С**

По результатам исследований смесей морской воды с пробами А и Б с увеличением в составе смеси пластовой воды количество осадка солей увеличивается при 36 °С от 0 до 42 мг/л, при 60 °С от 15 до 141 мг/л. Осадок, в основном, состоит из карбоната кальция.

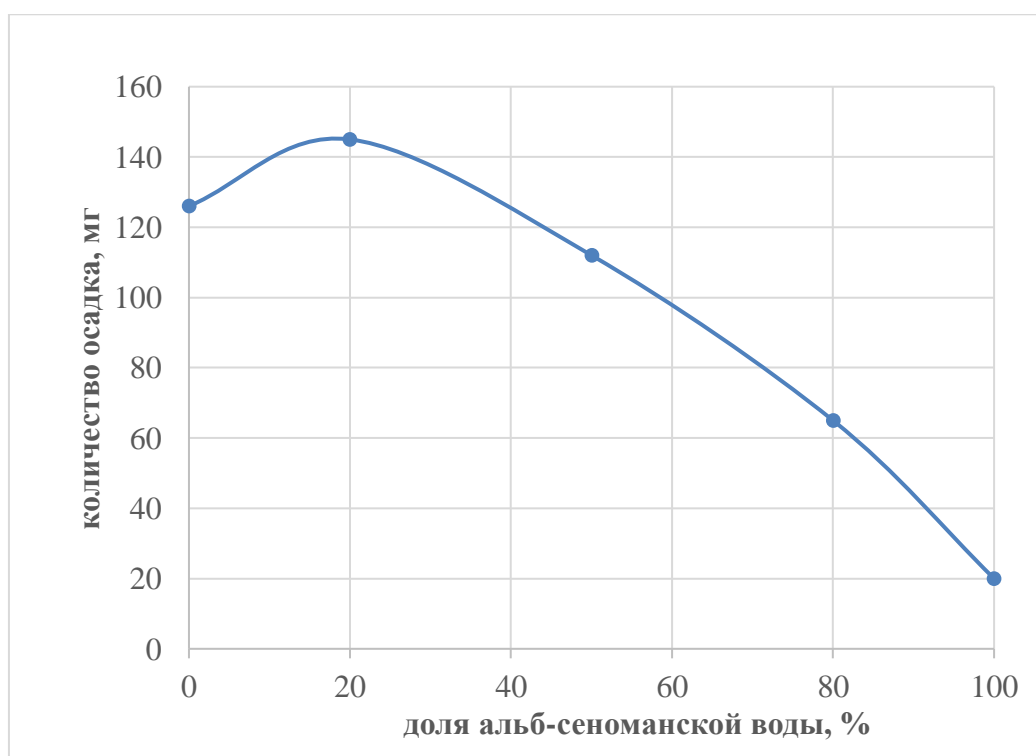
**Таблица 4.10- Совместимость альбсеноманской воды с подтоварной водой (цикл 2)**

Соотношение вод, % об. Альбсеноманская – проба А		Количество выпавшего осадка, мг/л	Хим.состав осадка, мг/л			
			CaCO <sub>3</sub>	Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	BaCO <sub>3</sub>	SrCO <sub>3</sub>
36 °С	100:0	0	0	0	0	0
	80:20	0	0	0	0	0
	50:50	26	18,8	3,7	0,43	1,3
	20:80	36	25,02	4	0,58	1,3
	0:100	58				
60 °С	100:0	20	18,8	0,5	0	0
	80:20	55	43,8	4,7	0,5	3,5
	50:50	93	81,2	5,4	0,86	4,5
	20:80	132	120	6,2	0,9	4,9
	0:100	84				
Соотношение вод, % об. Альбсеноманская – проба Б		Количество выпавшего осадка, мг/л	Хим.состав осадка, мг/л			
			CaCO <sub>3</sub>	Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	BaCO <sub>3</sub>	SrCO <sub>3</sub>
36 °С	100:0	0	0	0	0	0
	80:20	0	0	0	0	0
	50:50	15	12,5	0,5	0	0,3
	20:80	36	31,2	0,85	0	0,54
	0:100	55				
60 °С	100:0	20	18,8	0,5	0	0
	80:20	65	62,4	0,67	0	1,34
	50:50	112	106,0	0,83	0	1,64
	20:80	145	137,5	0,97	0	2,3
	0:100	126				

Из таблицы 4.10 видно, что с увеличением в составе смеси пластовой воды количество осадка солей увеличивается при 36 °С от 0 до 36 мг/л, при 60°С от 20 до 145 мг/л., основной вклад в состав осадков вносит карбонат кальция.



**Рисунок 15 - Динамика выпадения осадков при смешении подтоварной воды с альбсеноманской водой: проба А, 1 ат., 60°С**



**Рисунок 16 - Динамика выпадения осадков при смешении подтоварной воды с альбсеноманской водой: проба Б, 1 ат., 60°С**

Таким образом, экспериментальные данные показывают схожую динамику, количественный и качественный состав выпавших осадков при определении совместимости подтоварной воды с альбсеноманской и морской.

#### 4.4.4 Экспериментальные расчеты на совместимость подтоварной воды с морской и альбсеноманской водой

Полученные экспериментальные результаты подтверждаются расчетным методом. Совместимость подтоварной воды с альбсеноманской и морской водой рассчитывалась с использованием программы PVTsim 19 модуль Scale.

Расчет показал, что и проба А и проба Б пересыщены по кальциту, немного по бариту (проба А) и карбонату железа, практически при всех термобарических условиях. Расчет приведен для 100 ат. и 60°C.

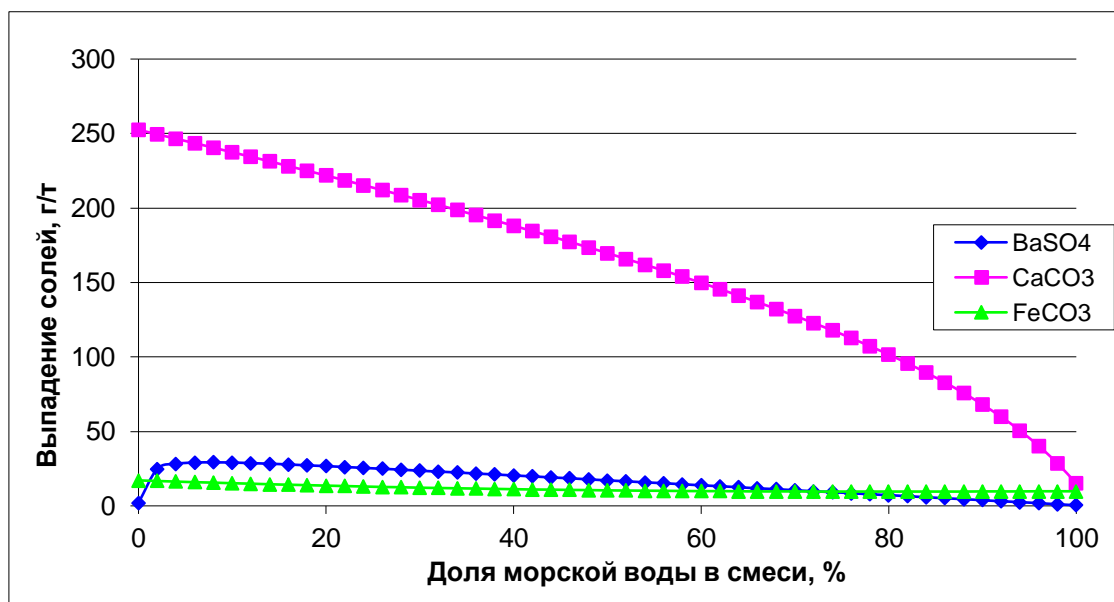


Рисунок 17 - Совместимость морской воды с подтоварной водой (расчетный метод): проба А, 100 ат., 60 °С

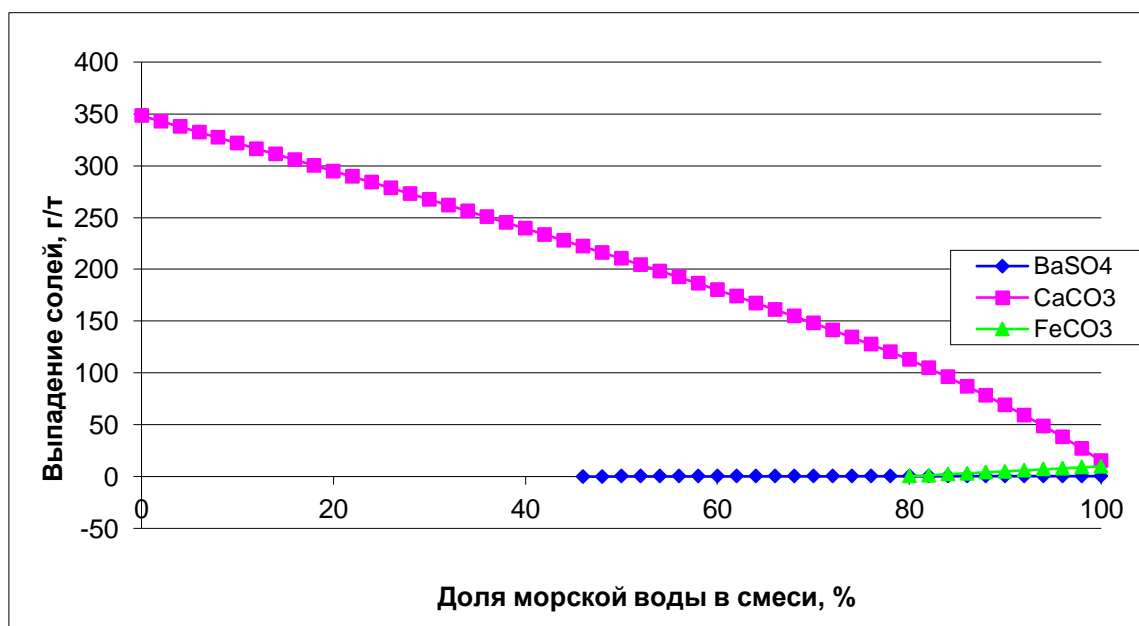
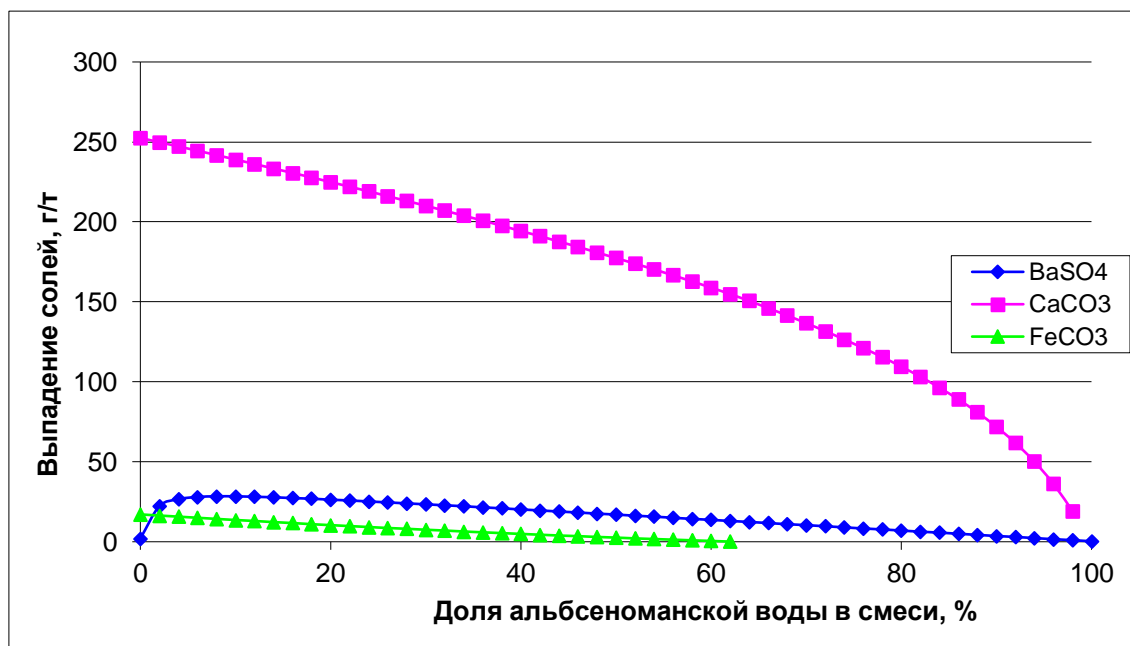
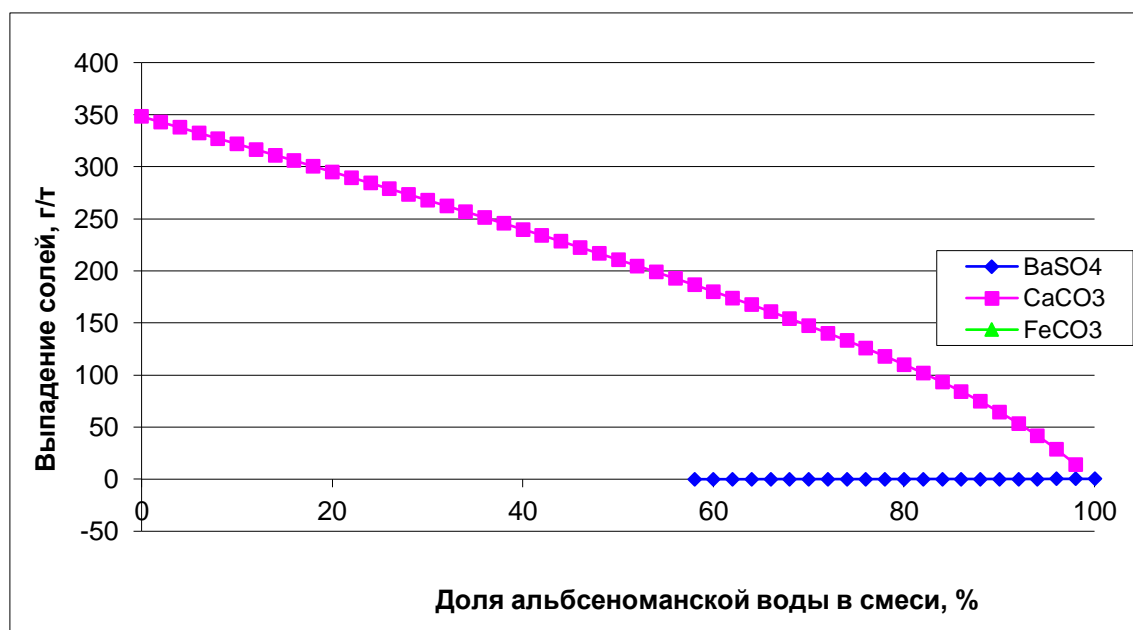


Рисунок 18 - Совместимость морской воды с подтоварной водой (расчетный метод): проба Б, 100 ат., 60°C



**Рисунок 19 - Совместимость альбсеноманской воды с подтоварной водой (расчетный метод): проба А, 100 ат., 60°С**



**Рисунок 20 - Совместимость альбсеноманской воды с подтоварной водой (расчетный метод): проба Б, 100 ат., 60 °С**

Смешение подтоварной воды с альбсеноманской водой снижает тенденцию к солеотложению указанных солей. С ростом температуры выше 60°С возникают благоприятные условия для образования сульфата кальция (при температурах выше 60°С образуется ангидрит). Максимум образования сульфата кальция при 75 % содержании альбсеноманской воды в подтоварной (при давлении 100 ат и 90°С). Такие условия формируются, например, на

насосе.

Сравнение процесса солеобразования в смесях подтоварной воды с альбсеноманской водой и с морской водой показывает качественно близкий характер. При этом наиболее существенные количественные отличия - по сульфату кальция, которого смеси морской и подтоварной вод генерируют кратно больше в значительном интервале соотношений.

Таким образом, с точки зрения отложения малорастворимых солей заводнение альбсеноманской водой несколько предпочтительно по сравнению с морской водой.

#### 4.4.5 Исследования совместимости подтоварной воды с низкоминерализованной водой

Далее были исследованы совместимость подтоварной воды с низко минерализованной водой, приготовленной на основе альбсеноманской и дистиллированной воды. Минерализация приготовленных составов составляет 20 г/л.

При повторных исследованиях низко минерализованную воду готовили путем смешения подтоварной воды с альбсеноманской водой (проба НМА) и дистиллированной водой (проба НМД) до указанной минерализации. Минерализация 20 г/л рекомендована по результатам выполненных исследований на керновом материале (Отчет АО «КазНИПИМунайгаз», 2016 г.).

Результаты совместимости подтоварной воды приведены в таблицах 4.11, 4.12.

**Таблица 4.11 - Совместимость подтоварной воды с низко минерализованной водой на основе альбсеноманской воды (цикл 3)**

Соотношение вод, % об. НМА – А		Количество выпавшего осадка, мг/л	Хим.состав осадка, мг/л			
			CaCO <sub>3</sub>	Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	BaCO <sub>3</sub>	SrCO <sub>3</sub>
36 °С	100:0	0	0	0	0	0
	80:20	39	30,02	5,3	0,72	1,5
	50:50	76	62,5	6	0,9	2,7
	20:80	98,3	87,5	6,3	1,1	3,4
	0:100	58				
60 °С	100:0	45	31,1	6,4	0	2,4
	80:20	86	71,0	6,8	0,8	4,6
	50:50	130	112,6	7,4	1,4	5,2
	20:80	151	136	7,5	1,4	5,8
	0:100	84				
36 °С	100:0	0	0	0	0	0
	80:20	38	30,02	0,7	0	0,84
	50:50	69	62,5	0,7	0	1,5
	20:80	94	87,5	1,22	0	1,7
	0:100	55				
60 °С	100:0	31	25,02	0,9	0	0,7



	80:20	90	75,07	0,9	0	1,4
	50:50	139	125,1	1,1	0	2,5
	20:80	162	150,1	1,4	0	3,5
	0:100	126				

**Таблица 4.12 - Совместимость подтоварной воды с низко минерализованной водой на основе дистиллированной воды (цикл 4)**

Соотношение вод, % об. НМ <sub>д</sub> – А		Количество выпавшего осадка, мг/л	Хим.состав осадка, мг/л			
			CaCO <sub>3</sub>	Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	BaCO <sub>3</sub>	SrCO <sub>3</sub>
36 °С	100:0	0	0	0	0	0
	80:20	0	0	0	0	0
	50:50	26,5	25,02	0,8	0	0,6
	20:80	40	37,5	1,6	0	0,6
	0:100	58				
60 °С	100:0	20	18,7	0,5	0,14	0
	80:20	40	37,5	1,4	0,14	0,6
	50:50	66	62,5	1,8	0,14	0,98
	20:80	80	75,06	2,1	0,14	1,6
	0:100	84				
Соотношение вод, % об. НМ <sub>д</sub> – Б		Количество выпавшего осадка, мг/л	Хим.состав осадка, мг/л			
			CaCO <sub>3</sub>	Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	BaCO <sub>3</sub>	SrCO <sub>3</sub>
36 °С	100:0	0	0	0	0	0
	80:20	0	0	0	0	0
	50:50	35	32,1	0,5	0	0,4
	20:80	46	43,7	0,8	0	0,4
	0:100	55				
60 °С	100:0	36	31,2	0,5	0	0
	80:20	58	56,3	0,6	0	0,5
	50:50	88,8	87,5	0,7	0	0,6
	20:80	106	100,09	0,8	0	0,84
	0:100	126				

Результаты экспериментальных циклов 3 и 4 (таблицы 4.11, 4.12) показывают схожую динамику выпадения осадков при смешении подтоварной воды с морской, альбсеноманской и низко минерализованными водами.

Таким образом, результаты экспериментальных и расчетных исследований показали, что основой для выпадения осадков является химический состав подтоварной (пластовой) воды, то есть практически не зависимо от природы закачиваемой воды (альбсеноманская, морская или низко минерализованная), причиной выпадения нерастворимых солей является подтоварная вода.

#### **4.5 Опреснение морской воды для системы ППД месторождения Узень**

В целях дальнейшего совершенствования системы ППД на месторождении, проведена оценка возможности применения в качестве рабочего агента технической опресненной воды в систему поддержания пластового давления (ППД), которая будет реализовываться после строительства опреснительного завода в области б/о Кендерли.

При закачке технической опресненной воды необходимо соблюдение технических стандартов РК и разработка местного норматива по требованиям к закачиваемой воде при ППД.

В будущем надо предусмотреть замену всего объема закачки морской воды на техническую опресненную, доведенную до необходимых параметров (хим. состав, минерализация, рН, в том числе, очищенную от сульфатов).

На выбранных участках закачки технической опресненной воды необходимо будет провести фоновые исследования по анализу работы скважин, основных показателей разработки, наземного оборудования, технического состояния нефтепроводов системы нефтесбора и водоводов системы ППД.

Необходимая мощность предприятия по опреснённой воде 45 000 м<sup>3</sup>/сутки, обусловлена прогнозом приема воды месторождением АО «Озенмунайгаз» на 2015 -2040гг.

Излишки технической опреснённой воды, после уменьшения потребности на месторождении АО «Озенмунайгаз» будут подаваться на нужды города Жанаозен.

Высокая концентрация солей делает морскую воду непригодной для питьевых и хозяйственных целей. Поэтому её необходимо опреснять, т.е. проводить обработку с целью снижения концентрации растворённых солей до 1 г/л.

Основное назначение обработки жидкости – получение воды, пригодной для бытовых и промышленных нужд и безопасной для конечного и промежуточного потребителя. При этом подразумевается использование только экономически оправданных и наиболее эффективных способов очистки.

Оптимальные технологические методики существенно различаются в каждом конкретном случае, однако, всех их можно отнести к той или иной стадии процесса подготовки воды:

- химическими (химическое осаждение, ионный обмен);
- физическими (дистилляция, обратный осмос или гиперфльтрация, электродиализ, вымораживание).

Главная задача опреснения воды заключается в том, чтобы проводить процесс с минимальной затратой энергии и минимальными расходами на оборудование.

Опреснение морской воды предусматривает следующие технологические процессы:

- Водозабор и водозаборная станция.
  - Осветление воды – ряд процедур, направленных на снижение ее мутности. Механические примеси затрудняют любую дальнейшую очистку жидкости, поэтому операция осветления обычно проводится в первую очередь.
    - Обесцвечивание – устранение окрашивания жидкости из-за присутствия в ее составе некоторых коллоидов и растворенных веществ.
    - Деминерализация включает обессоливание, обезжелезивание и умягчение жидкости. Очистка может осуществляться различными методами в зависимости от состава примесей.
    - Рекуперация энергии.
    - Систему удаления бора обратным осмосом для солоноватой воды.
    - Обеззараживание или дезинфекция используется при обработке технической и питьевой воды для подавления жизнеспособности микроорганизмов и их спор.
    - Коррекция щелочности/кислотности не входит в список обязательных этапов водоподготовки. Тем не менее, ее проведение зачастую необходимо и для технической, и для питьевой воды. Жидкость с ненормализованным уровнем рН способствует коррозии оборудования, а ее употребление оказывает негативное влияние на здоровье человека.
    - Трубопровод отвода солевого раствора (рассола) с диффузорами (расширение трубопровода для уменьшения скорости сбрасываемого рассола).
    - Вспомогательные здания и сооружения (офис, склады для реагентов, котельная, резервуары пожарной воды, пожарная насосная, резервуары опреснённой воды)
    - Резервуарный парк хранения готовой продукции (два резервуара по 5000 м<sup>3</sup> вместимостью каждый), магистральная насосная.
- Технологическая схема завода по опреснению морской воды представлена на рисунке 21.

#### **4.5.1. Водозабор и насосная первого подъема воды**

Водозабор является ключевым компонентом любого завода по опреснению морской воды.

Основная задача водозабора минимизировать количество примесей и взвешенных частиц, поступающих с водой от входа в водозаборный трубопровод до подачи воды на опреснительный завод.

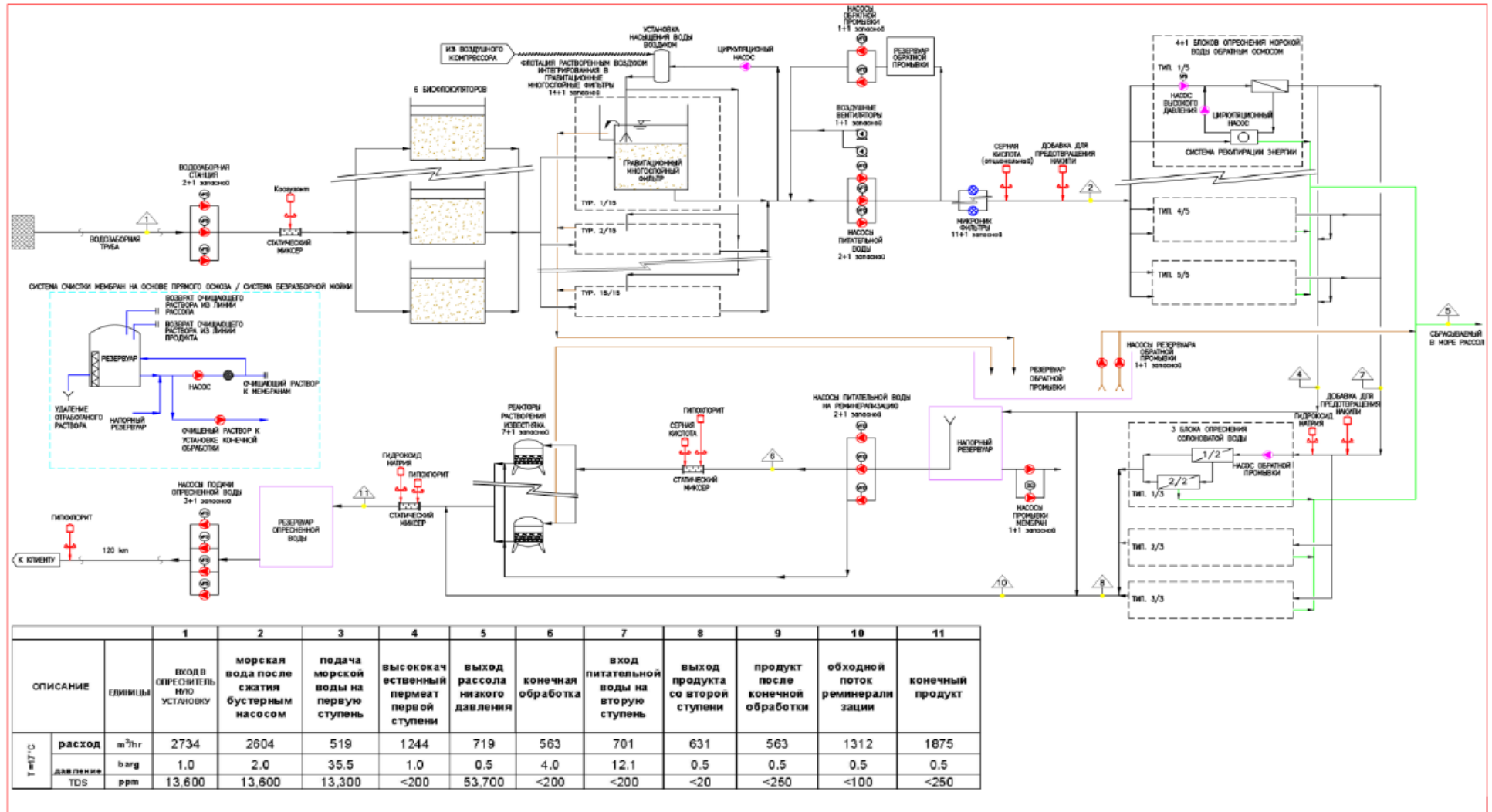


Рисунок 21 - Технологическая схема завода по опреснению морской воды

Основные функции водозабора:

- Обеспечение необходимым потоком морской воды опреснительного завода;
- Обеспечение завода необходимым качеством морской воды опреснительного завода, которое необходимо для всего жизненного цикла завода;

Общий вид водозабора изображен на рисунке 22.

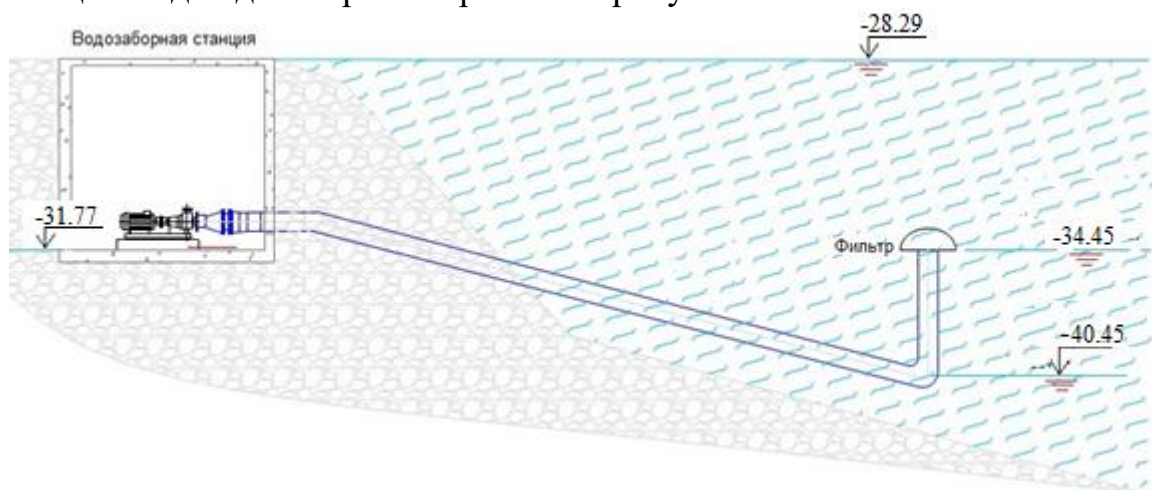


Рисунок 22 - Общий вид водозабора

#### 4.5.2 Предварительная обработка морской воды

Предварительная обработка морской воды (биофлокуляция и биофильтрация) в отличие традиционных методов предварительной химической обработки достигает сравнимого или превосходящего результата, используя минимальное количество химикатов или других сторонних средств, таким образом, устраняя необходимость в безопасной утилизации отработанных химических веществ, находящихся в потоке обратной промывки фильтров.

Процесс био-фильтрации основан на био-флокуляции сырой морской воды с взвешенным и растворенным органическим веществом, с последующей гравитационной фильтрацией через набор многокомпонентных фильтров.

Такой подход фактически повторяет процессы, участвующие в обычной фильтрации (то есть, агломерация частиц) и в формировании биологического обрастания мембраны (то есть, встреча бактериальных и органических биогенных веществ на поверхности мембраны). Оба процесса происходят в слое с пористой структурой, на котором микроорганизмы и бактерии из морской воды способны осесть и адсорбироваться. В качестве питательной среды для роста и размножения эти микроорганизмы используют ассимилируемый углерод, и формируют колонии биомассы практически таким же образом, как они делают это внутри мембраны. Однако, когда они находятся на поверхности мембраны, эта деятельность приводит к появлению биологической пленки, которая приклеивается к поверхности несущей среды

с помощью матрицы внеклеточных полимерных веществ (EPS).

Результатом этого процесса является дестабилизация коллоидной системы морской воды и формирование фильтруемых агломератов в виде хлопьев, состоящих из бактерий, минеральных и органических веществ, и взвешенных твердых частиц в форме микрохлопьев.

Уникальность процессов био-флокуляции и био-фильтрации состоит в их способности удалять биологически разлагаемые растворенные органические вещества из морской воды. Ни один другой метод фильтрации, в том числе ультрафильтрация (UF) и микрофильтрация (MF), не способен удалять эти вещества.

Сформировавшиеся хлопья удаляются с помощью обычной гравитационной фильтрации, которая используется в условиях низкой и средней нагрузки. Накопленные загрязнения удаляются с помощью обычного процесса обратной промывки гравитационных фильтров. Таким образом, предварительная обработка с использованием био-фильтрации позволяет обрабатывать воду с более высоким уровнем TSS (общее кол-во взвешенных частиц) без каких-либо дополнительных химических реагентов и режимов обратной промывки и без ущерба для качества очищенной воды.

Результаты процесса биологической фильтрации могут быть оценены с точки зрения удаления ТОС (общего органического углерода). Измерения показали уменьшение содержания твердых частиц органического углерода (РОС) на величину до 70%.

#### **4.5.3 Блок флотации растворенным воздухом (DAF) интегрированный в гравитационные многослойные фильтры**

Чтобы справиться с возможными загрязнениями нефтью и цветения водорослей, предварительная обработка включает блоки DAF интегрированные в гравитационные многослойные фильтры.

Эффект всплытия, в предлагаемых блоках, достигается путем насыщения фильтруемой воды воздухом — крошечными воздушными пузырьками размером, приблизительно, 50 микрон. Эти пузырьки поднимают созданные хлопья вверх фильтра, а тяжелые взвешенные частицы за счет силы притяжения осаждаются на многослойных фильтрах.

Формируемый слой периодически снимается сверху фильтра в сборные каналы и затем в илонакопитель. Насыщающий бак, воздушный компрессор и циркуляционные насосы для генерации пузырьков входят в систему DAF. Тяжелые хлопья удаляются с помощью фильтрации.

Блок флотации растворенным воздухом (DAF) интегрированный в гравитационные многослойные фильтры состоит из рециркуляционных насосов, нагнетательных насосов, вспомогательной и питающей системы, емкость надува и сопутствующего оборудования, устройства удаления пены, емкости дренажных стоков. Данный комплект, включает все требуемые трубопроводы и все клапанные точки присоединения к водозаборной станции и сточной трубе.

#### **4.5.4 Гравитационное многослойное фильтрование (ММФ)**

После биофлокуляции и очистки на основе флотации, питательная вода поступает в гравитационные многослойные фильтры. Эти фильтры обеспечивают механическую фильтрацию питательной воды для удаления общего содержания взвешенных частиц, которые ранее были флокулированы.

После этих фильтров вода безнапорным способом попадает в емкость выдержки профильтрованной воды.

Эксплуатация ММФ полностью автоматическая, и оснащена системой водяной и воздушной очистки, расходомерами, распределительными блоками, моечными магистралями, переливами отфильтрованной воды, закрытыми дренажами, автоматическим управлением очисткой. Трубопроводами и клапанами сброса промывной воды, трубопроводами и клапанами изоляции ячеек, трубопроводами и клапанами фильтр-отхода, воздуходувами, клапанами с электроприводами, а также системой сбора и отвода при переливах.

#### **4.5.5 Блок обратного осмоса**

Система мембран обратного осмоса является блоком основного процесса опреснения. Принцип процесса обратного осмоса заключается в явлении натурального обратного осмоса.

Осмоз — это явление, при котором жидкость проникает через полупроницаемый барьер (мембрана) от растворенной стороны в более концентрированную сторону для уравнивания концентрации. Соли или другие, более размерные молекулы, остаются за барьером. Химический потенциал, который заставляет жидкость проходить от растворенной стороны в более концентрированную сторону, называется осмотическим давлением. Чем выше содержание растворенных веществ, тем выше осмотическое давление.

Этот естественный процесс может быть обращен (обратный осмос): применяя физическое давление на более концентрированной стороне, которое выше осмотического, жидкость течет от концентрированной стороны к растворенной стороне, а соли и другие жидкие фазы остаются за барьером (мембрана).

При опреснении морской воды осмотическое давление между наиболее концентрированным солевым раствором (приблизительно, 55000 мг/лит минерализации) и пермеатом составляет, приблизительно, 35 бар. Насосы высокого давления обеспечивают напор для прохождения воды через мембраны для преодоления осмотического давления и для компенсации потерь давления.

#### **4.5.6 Система рекуперации энергии (ERS)**

В целях снижения потребления электричества, используется турбоагнетатель, состоящей из турбины, которая устанавливается на одной линии с насосом высокого давления. Рассол высокого давления обратного

осмоса проходит через турбину (1).

Ротор перерабатывает гидравлическую энергию в механическую энергию, которая затем передается на морскую воду, поступающую с насоса высокого давления (2).

Рассол низкого давления (3) сбрасывается в сбросной канал. Давление питательной воды обратного осмоса (4) составляет давление подачи через мембрану.

Рисунок 23 иллюстрирует основные принципы работы турбоагнетателя.

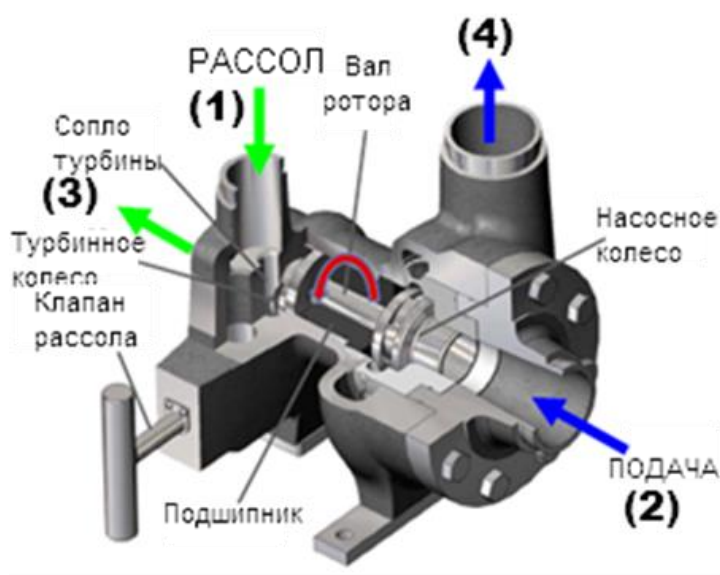


Рисунок 23 - Основные принципы работы турбоагнетателя

#### 4.5.7 Очистка мембран на основе прямого осмоса при повышенной засоленности

Метод прямого осмоса для очистки при высокой засоленности - это новый подход в эксплуатации мембран обратного осмоса. Вместо периодической без разборной мойки Cleaning-in-Place (CIP), частая промывка по методу прямого осмоса в сочетании с осмотическим ударом постоянно поддерживает мембраны в чистом состоянии. Этот подход использует свойства кинетики засорения: время контакта между загрязнениями и мембраной более короткое, и удаление отложений более легкое, до того, как силы Ван-дер-Ваальса начинают возрастать в логарифмической зависимости.

Технология DO-HS не требует остановки насоса высокого давления, в отличие от метода мойки CIP, для выполнения которой необходимо отключить систему обратного осмоса на несколько часов. Таким образом, при использовании DO-HS нет перерывов в процессе производства воды. Метод DO-HS экологичен, безвреден для мембран и рекомендуется ведущими производителями мембран обратного осмоса.

Концепция DO-HS использует прямой осмос (естественный процесс), чтобы заставить воду проходить со стороны пермиата на сторону подачи,



путем ввода раствора с высокой соленостью к всасывающей стороне насоса высокого давления в течение нескольких секунд в ходе обычного процесса работы системы обратного осмоса.

В результате ввода раствора поднимается осмотическое давление и происходит обратная промывка мембран, обезвоживание бактерий за счет механизма "засаливания", а также смываются и частично растворяются зародыши кристаллов, уменьшаясь в размерах. Напряжение сдвига по горизонтали сметает загрязнения потоком рассола.

Эксплуатационные преимущества:

- простота процесса обратного осмоса;
- уменьшение времени простоя и увеличение времени производства воды; повышение готовности оборудования обратного осмоса;
- уменьшение требуемой рабочей силы для чистки и технического обслуживания;
- уменьшение риска порчи установки обратного осмоса.

Экологические преимущества:

- исключает использование агрессивных химикатов и биоцидов;
- исключает необходимость утилизации растворов, используемых для мойки по методу CIP.

Технические преимущества:

- уменьшение затрат на эксплуатацию и ТО;
- уменьшение проводимости пермеата;
- уменьшение давления подачи и перепадов давления;
- уменьшение потребляемой мощности;
- увеличение срока службы мембран.

Компоненты системы DO-HS:

- Резервуар с концентратом.
- Смеситель.
- Дозирующий насос.

Показателем уровня насыщения тракта концентрата малорастворимыми солями является Индекс Насыщения Ланжелье, Langelier Saturation Index (LSI). Отрицательные значения LSI демонстрирует тенденцию к растворению карбоната кальция. Положительные значения LSI показывают вероятность выпадения осадка карбоната кальция. Индекс Ланжелье является только лишь оценочным показателем.

Для предупреждения осаждения карбоната кальция может использоваться антискалант - ингибитор отложения минеральных солей.

Антискалант предназначен для ингибирования отложений солей в мембранных (обратноосмотических) устройствах очистки воды. Обеспечивает продление срока службы мембран за счёт существенного уменьшения осаждения на поверхности мембран солей кальция и магния (карбонатов, сульфатов и фосфатов). Применение реагента позволяет исключить стадию предподготовки воды с помощью ионного обмена, что:

- снижает частоту химических очисток мембран;
- применяется для производства воды питьевого качества.

Антискаланты не проходят через мембрану и удаляются из системы с концентратом.

Расход антискаланта 0,2 мг/л исходной воды или 12,5 кг/сутки.

#### **4.5.8 Секция опреснения солоноватой воды для удаления бора**

В связи с тем, что часть воды (1м<sup>3</sup>) будет потребляться на питьевые нужды персонала завода, то встает необходимость удаления бора. Концентрация бора в конечном продукте согласно нормам, не должна превышать 0,5 мг/литр.

Для удаления бора необходимо установить дополнительную ступень опреснения солоноватой воды.

Главная цель этой ступени понизить концентрацию Бора до требуемого качества. Секция удаления Бора состоит из насосов подачи воды, блоков обратного осмоса (RO), системой без разборной мойки Cleaning-in-Place (CIP), системы дозирования химикатов и т.д.

В дальнейшем, когда потребление опресненной воды на м/р АО «Озенмунайгаз» будет уменьшаться, то часть воды будет отправляться на г. Жанаозен, для этого на заводе предусмотрено площади для расширения второй ступени обратного осмоса (удаление бора).

#### **4.5.9 Реминерализация**

Известно, что пермиат получаемый при обратном осмосе обладает высокими коррозионными свойствами.

Во избежание коррозионного воздействия пермиата на материал трубы, на выходе воды с установки предусмотрен процесс добавления щелочи (гидроксида натрия) для увеличения рН воды до 6-8,5.

Процесс реминерализации необходим для доведения опреснённой воды до питьевого качества, которая подается на собственные хозпитьевые нужды

Процесс реминерализации основан на добавлении ионов кальция и бикарбоната в произведенную отфильтрованную воду. Растворение карбоната кальция выполняется путем введения серной или соляной кислоты в отфильтрованную воду перед вводом специально подготовленных реагентов карбоната кальция. Низкий уровень рН отфильтрованной воды поднимает реагенты вверх для оптимальной кинетической реакции. Натрий гипохлорит добавляется на входе в реакторы постобработки для обеспечения надлежащей очистки и гигиенического состояния известняковой загрузки. Этот процесс также включает систему обратной промывки, которая смывает известняк после повторного заполнения реакторов.

Процесс реминерализации требует большого опыта проектирования, и эксплуатации для обеспечения требуемого качества воды в части минерального состава и низкого уровня мутности.

Данный стандартный процесс уже успешно реализован на установках

IDE SWRO на Кипре, в Израиле и Австралии.

Ключевые характеристики данной схемы:

- Доказанная успешность, высокая эффективность в течение более чем 12 лет на подобных установках постобработки.
- Оптимальное использование химикатов, обеспечивающее низкие эксплуатационные расходы.
- Сокращение площади известнякового реактора и вспомогательного оборудования за счет частичной обработки фильтрата.
- Высокая доступность установки, поскольку перезаправка одного блока не останавливает работу всего завода.

Процесс постобработки включает реминерализацию и корректировку pH потока продукта, обеспечивая следующие уровни качества:

- LSI > 0,0 положительный.
- pH в диапазоне 6-8,5.

Далее подготовленная хоз-питьевая вода, отправляется в промежуточный резервуар объемом 25 м<sup>3</sup>, затем насосами подается на собственные нужды предприятия.

#### 4.5.10 Материальный баланс опреснительного завода

Расход хим. реагентов представлен в таблице 4.13

Таблица 4.13 – Расход хим. реагентов

	Chemical description	\$/ton	ton/year
1	Сульфат железа Fe <sub>2</sub> (SO <sub>4</sub> ) <sub>3</sub>	613	300
2	Гипохлорит, NaOCl 12%	700	200
3	Гидросульфит натрия NaHSO <sub>3</sub>	875	10
4	Гидроксид натрия NaOH 48%	675	115
5	Антинакипин (Antiscalant)	5100	4,4
6	Полимер анионичный	5000	6
7	Хлорид натрия NaCl	630	1100
8	Хлороводород HCl (33%)		5
<i>Расход реагентов для потабиллизации</i>			
9	Известняк CaCO <sub>3</sub>	1200	855
10	Серная кислота H <sub>2</sub> SO <sub>4</sub> 98%	450	1300

На рисунке 24 представлен материальный баланс опреснительного завода.

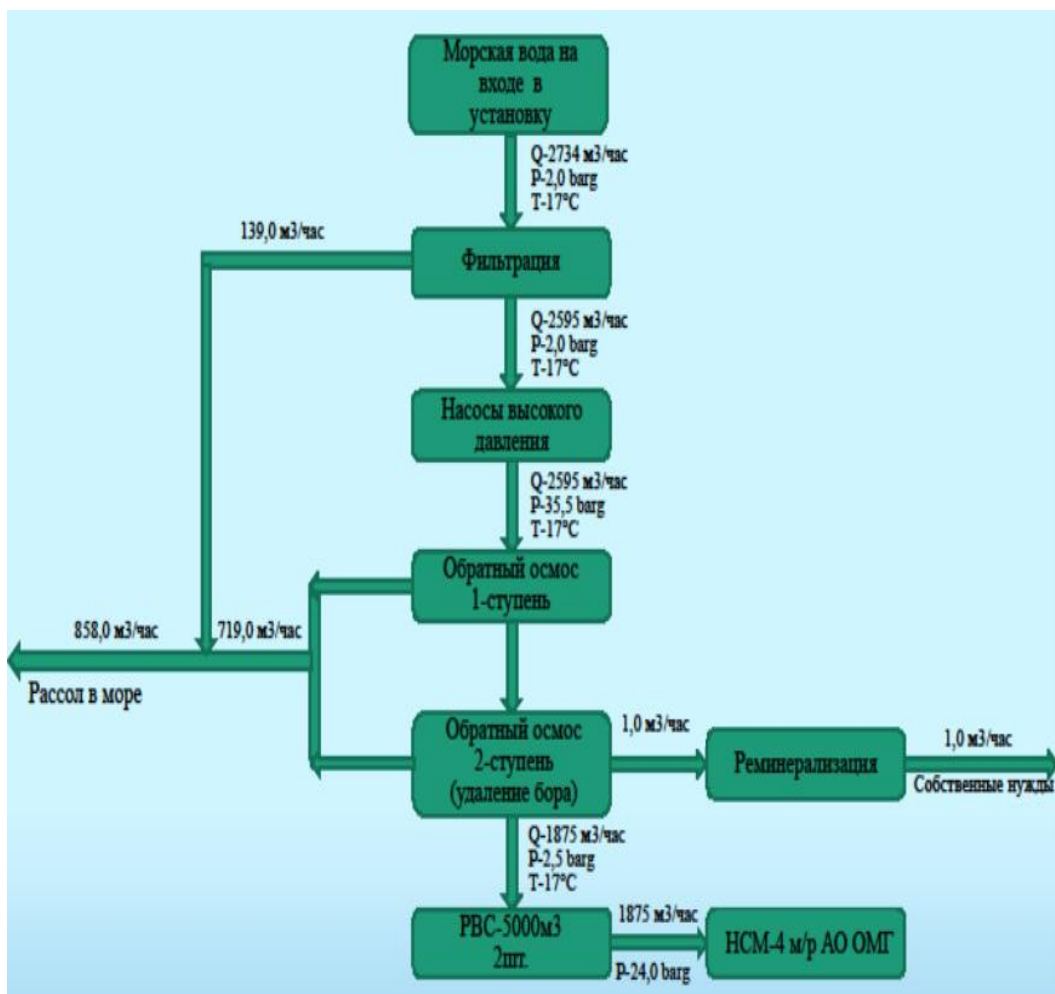


Рисунок 24 - Материальный баланс опреснительного завода  
Предварительный состав рассола представлен в таблице 3.14.

Таблица 4.14 – Предварительный состав рассола

Наименование	Предварительные значения (мг/лит)
К	1245
Na	13300
Mg	3200
Ca	1600
CO <sub>3</sub>	80
HCO <sub>3</sub>	764
NO <sub>3</sub>	5
Cl	23850
F	5.2
SO <sub>4</sub>	12550
Бор	15
Диоксид углерода	6
Железо	<2
Общая минерализация	56600
pH	8

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1) В работе разработана технология получения ПАВ – смеси солей жирных карбоновых кислот из отхода производства подсолнечного масла.

2) В работе были изучены проблемы солеотложений в скважинах, подземных оборудованьях и в системе сбора, транспортировки скважинной продукции с представлением информации по их составу и рекомендаций для борьбы с указанными осложнениями.

3) Рассмотрены возможные технологии подготовки морской воды (традиционная и альтернативная).

4) В результате проведенного исследования по определению совместимости вод месторождения Узень было выявлено следующее:

- сравнение процесса солеобразования в смесях подтоварной воды с альбсеноманской водой и с морской водой показывает качественно близкий характер. При этом наиболее существенные количественные отличия - по сульфату кальция;

- с точки зрения отложения малорастворимых солей заводнение альбсеноманской водой несколько предпочтительно по сравнению с морской водой;

- результаты экспериментальных и расчетных исследований показали, что основой для выпадения осадков является химический состав подтоварной (пластовой) воды, то есть практически не зависимо от природы закачиваемой воды (альбсеноманская, морская или низко минерализованная), причиной выпадения нерастворимых солей является подтоварная вода.

5) Были изучены возможные технологические решения предподготовки морской воды, позволяющая минимизировать ионообменные процессы, за счет применения современной технологии - обратный осмос.

## СОКРАЩЕНИЯ

РК – Республики Казахстан  
ППД – Поддержание пластового давления  
КСКМ – Казахстанского сектора Каспийского моря  
ПЗП – Призабойная зона пласта  
НКТ – Насосно-компрессорные трубы  
ЭЦН – Электроцентробежный насос  
КПД – Коэффициента полезного действия.  
ПЭД – Погружной электродвигатель  
СВБ – Сульфатовосстанавливающие бактерии  
ОМС – Отложениями минеральных солей  
ГРП – Гидроразрыв пласта  
МРП – Межремонтный период  
ГУ – Групповая установка  
ЗУ – Замерная установка  
АСПО – Асфальтосмолопарафиновые отложения  
УПСВ – Установка предварительного сброса воды  
ЦППН – Центральный пункт подготовки нефти  
КСУ – Концевая сепарационная установка  
ПАВ – Поверхностно-активные вещества  
ЭДТА – Этилендиаминтетрауксусная кислота  
КРС – Капитальный ремонт скважин  
ОЗТОС – Охрана здоровья, труда и окружающей среды

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Указ Президента Республики Казахстан от 16 мая 2003 года N 1095 «О государственной программе освоения казахстанского сектора Каспийского моря»
- 2 Мендебаев Т. Кашаганская нефть. Вопросы, вопросы...//Oil&Gas Journal Russia, сентябрь 2014.
- 3 Силин М.А, Рыжков В.И., Белоусов А.В. и др., публичный аналитический доклад «Новые технологии добычи и использования углеводородного сырья», Москва, 2014г.
- 4 Литология: учебник / А.В. Ежова. – 3-е изд. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2009. – 351 с.
- 5 Кащавцев В.Е., Мищенко И.Т. Солеобразование при добыче нефти. – М.: Орбита, 2004. – 63-65с.
- 6 Люшин С.Ф., Глазков А.А., Галеева Г.В. Отложения неорганических солей в скважинах, призабойной зоне пласта и методы их предотвращения //Сер. Нефтепромысловое дело. – М.: ВНИИОЭНГ, 1983. -100 с.
- 7 Джордан М, Макей Э. Предотвращение отложения солей в процессе добычи нефти на глубоководных месторождениях //Нефтегазовые технологии. – 2006. – № 1. – 44–48 с.
- 8 Майк Крабтри, Дэвид Эслингер, Фил Флетчер, Мэтт Миллер, Эшли Джонсон, Джордж Кинг Борьба с солеотложениями-удаление и предотвращение их образования// Oilfield Review, ноябрь 1999г.
- 9 Браун М. Full Scale Attack // Technology Magazine, октябрь-декабрь 1998. – 30-32 с.
- 10 Ричардсон С.М., Свин Х.У. Pathways and Processes // Englewood Cliffs, Нью-Джерси США, Prentice-Hall, Inc., 1989.
- 11 Бэмфорт С, Бессон С, Стивенсон К, Уиттакер С, Браун Д, Катала Д, Роаулт Д, Зерон Б, Конорт Д. Revitalizing Production Logging // Oilfield Review 8, по. 4, январь 1996. – 44-60 с.
- 12 Снечук Д Upping the Scales//Offshore Engineer, Сентябрь 1999. – 117 с.
- 13 Е.В. Соболев, А.Н. Гусев Химия горючих ископаемых: Учебник– М.: Издательство Московского университета, 2010. – 164 с.
- 14 С.Е. Беликов Водоподготовка: Справочник. М.: Аква-Терм, 2007. – 28 с.
- 15 Кащавцев В. Е., Мищенко И.Т Солеобразование при добыче нефти. М.: Орбита, 2004. – 426 с.
- 16 Кащавцев В. Е., Мищенко И.Т. Прогнозирование и контроль солеотложений при добыче нефти: Учебное пособие. М.: Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина, 2001. – 134с.
- 17 Бабилова, А.И. Прогноз отложения сульфатных солей при закачке попутной воды /А.И. Бабилова, М.Б. Дорфман// Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – М.: ВНИИОЭНГ, 2010. - №6. – 63-67 с.

18 Кащавцев В.Е., Мищенко И.Т. Солеобразование при добыче нефти. – М.: Недра, 2004. – 432 с.

19 Кащавцев В.Е., Гаттенберг Ю.П., Люшин С.Ф. Предупреждение солеобразования при добыче нефти. – М.: Недра, 1985. – 215 с.

20 Меркушев Ю.М. Электроцентробежные насосы с низким солеотложением //Нефтегазовая вертикаль. – 2006. – № 12. – 77–79 с.

21 Авторский надзор за реализацией проектного документа месторождения Узень (по состоянию на 01.07.2015г.).

22 Отчет АО «КазНИПИМунайгаз» по Договору № 2652-222 от 31.12.2015г., заказ-наряд №26 от 29.02.2017г.