

УХТИНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

На правах рукописи



КАЗАРЦЕВ ЕВГЕНИЙ ВАЛЕРИЕВИЧ

ОСНОВЫ СОЗДАНИЯ СТРУЕИНЖЕКЦИОННОГО СМЕСИТЕЛЯ  
С СИНХРОНИЗАЦИЕЙ ДОЗИРОВАНИЯ ДЕЭМУЛЬГАТОРА ДЛЯ  
ИНТЕНСИФИКАЦИИ ОБЕССОЛИВАНИЯ И ОБЕЗВОЖИВАНИЯ НЕФТИ

Специальность: 05.02.13 - Машины, агрегаты и процессы  
(нефтегазовая отрасль)

ДИССЕРТАЦИЯ  
на соискание ученой степени кандидата  
технических наук

Научный руководитель  
доктор технических наук,  
профессор,  
И. Ю. Быков

Ухта - 2020

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	5
1 АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩЕГО ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ОБЕССОЛИВАНИЯ И ОБЕЗВОЖИВАНИЯ НЕФТИ .....	11
1.1 Оборудование и протекающие в нем процессы.....	11
1.1.1 Необходимость и сущность обессоливания и обезвоживания нефти.....	11
1.1.2 Условия образования и методы разделения нефтяных эмульсий .....	13
1.1.3 Процессы и гидродинамическая структура потоков в оборудовании.....	19
1.1.4 Существующее оборудование для интенсификации процессов .....	23
1.1.4.1 Системы дозирования деэмульгатора.....	23
1.1.4.2 Устройства ввода рабочего агента в обрабатываемый поток .....	25
1.1.4.3 Статические смесители.....	26
1.2 Методы контроля процессов и эффективности работы оборудования.....	37
1.2.1 Показатели и нормы качества обессоливания и обезвоживания нефти.....	37
1.2.2 Контроль качества обессоливания и обезвоживания нефти.....	38
1.2.3 Подбор и оценка эффективности использования деэмульгаторов.....	39
1.2.4 Рациональный режим и управление эффективностью оборудования.....	40
1.3 Направления совершенствования оборудования.....	42
1.3.1 Операционные затраты и причины их увеличения.....	42
1.3.2 Недостатки оборудования и несовершенства процессов.....	45
1.3.3 Предлагаемые усовершенствования.....	48
1.4 Цель и задачи исследований.....	53
Выводы по главе 1.....	54
2 МЕТОДОЛОГИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ИССЛЕДОВАНИЙ.....	56
2.1 Программа исследований объектов подготовки нефти.....	56
2.2 Концепция выбора конструкций и обоснования параметров.....	59
2.3 Методика моделирования гидродинамической структуры.....	60
2.3.1 Теоретический анализ гидродинамической структуры струй.....	60
2.3.2 Концепция исследования структуры смешиваемых потоков.....	61
2.3.3 Основные допущения и ограничения принятые в исследовании.....	64
2.3.4 Средства мониторинга и обработки параметров работы оборудования.....	65

2.3.5	Методы лабораторных исследований смешиваемых сред.....	65
2.3.6	Средства численного моделирования процесса смешения.....	66
2.3.7	Компоненты программного комплекса.....	68
2.3.8	Средства проектирования геометрической модели смесителя.....	71
2.4	Проведение промышленных экспериментов .....	72
	Выводы по главе 2.....	73
3	МОДЕЛИРОВАНИЕ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ СТРУКТУРЫ ПОТОКОВ.....	74
3.1	Оценка эффективности, выявление несовершенств и потенциала совершенствования гидродинамической структуры смешиваемых потоков.....	74
3.1.1	Объект и исходные данные для исследований.....	74
3.1.2	Синхронизация расхода деэмульгатора к флуктуациям расхода нефти .....	74
3.1.3	Снижение гидравлических сопротивлений статических смесителей .....	76
3.1.4	Минимально необходимое количество промывной воды.....	77
3.2	Обоснование компоновок и конструкций устройств.....	78
3.2.1	Обоснование компоновки системы дозирования.....	78
3.2.2	Обоснование конструкции смесителя.....	83
3.2.3	Алгоритм расчета основных параметров смесителя.....	89
3.2.4	Обоснование геометрических характеристик вводных отверстий.....	93
3.3	Теоретические исследования гидродинамики струйных потоков.....	94
3.3.1	Классификация струйных потоков .....	94
3.3.2	Гидродинамическая структура закрученных струй.....	95
3.3.3	Способы формирования закрученных струй .....	97
3.3.4	Гидродинамические характеристики закрученной струи.....	98
3.3.5	Характеристики турбулентного движения.....	101
3.3.6	Влияние турбулизаторов на интенсивность турбулентности в струе.....	102
3.3.7	Влияние закручивания на турбулизацию струи.....	103
3.3.8	Продольный масштаб турбулентности и длина пути перемешивания .....	105
3.3.9	Турбулентная диффузия в закрученных струях.....	106
3.3.10	Параметры завихрителя для эффективной гидродинамической структуры.	106
3.4	Компьютерное моделирование смесительного устройства.....	107
3.4.1	Задачи численного моделирования.....	107

3.4.2	Задание геометрических параметров .....	108
3.4.3	Параметры задачи .....	111
3.4.4	Задание параметров расчета .....	119
3.4.5	Интерпретация и анализ результатов численного моделирования .....	120
	Выводы по главе 3 .....	126
4	ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ СМЕСИТЕЛЯ.....	127
4.1	Экспериментальные исследования системы дозирования деэмульгатора.....	127
4.1.1	Промысловые испытания системы дозирования с путевой деэмульсацией..	127
4.1.2	Исследования эмульсионных свойств нефти.....	131
4.2	Экспериментальные исследования смесителей.....	134
4.2.1	Тестирование штатных смесителей блока обессоливания .....	134
4.2.2	Опытно-промышленные испытания смесителей.....	135
4.2.3	Интерпретация и анализ результатов испытаний смесителей.....	145
	Выводы по главе 4.....	150
5	МЕТОДИКА ОБОСНОВАНИЯ ПАРАМЕТРОВ СМЕСИТЕЛЯ.....	152
5.1	Схема обессоливания и обезвоживания нефти на месторождении.....	152
5.2	Обоснование компоновки системы дозирования деэмульгатора для обезвоживания нефти.....	154
5.3	Обоснование параметров смесителя для обессоливания нефти.....	155
5.4	Результаты практического применения и экономическая эффективность.....	156
	Выводы по главе 5.....	159
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	160
	СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	162
	ПРИЛОЖЕНИЕ А. Программы и протокол техсовета по НИР. ....	171
	ПРИЛОЖЕНИЕ Б. Программа ОПИ .....	175
	ПРИЛОЖЕНИЕ В. Акт отборов и анализов проб нефти.....	185
	ПРИЛОЖЕНИЕ Г. Акт по результатам ОПИ .....	186
	ПРИЛОЖЕНИЕ Д. Аналитический отчет и рецензии ведущих специалистов.....	196
	ПРИЛОЖЕНИЕ Е. Протокол технического совещания.....	221
	ПРИЛОЖЕНИЕ Ж. Методика обоснования параметров .....	225
	ПРИЛОЖЕНИЕ И. Акт внедрения результатов диссертации.....	237



## ВВЕДЕНИЕ

**Актуальность темы исследования.** Эффективность нефтегазодобывающего предприятия определяется успешной реализацией технологических операций, среди которых обессоливание и обезвоживание нефти являются определяющими в формировании качества товарного продукта. Реализуется это специальным оборудованием, а эффективность оценивается его производительностью. Для обеспечения качества товарного продукта, несовершенства процессов необоснованно компенсируются дополнительными производственными ресурсами, включающими энергетическую (электрическая и тепловая энергия) и материальную (промывная вода, химреагенты) составляющие, что является экстенсивным путем развития. Необходимость сокращения производственных затрат предприятий нефтяного сектора продиктована объективным увеличением потребности в энергетических и материальных ресурсах в производственных процессах добычи и переработки нефти, а также нестабильностью цен на эти ресурсы. Повышение производительности промышленных установок, снижение зависимости технологии от энергетического и химического воздействий являются стратегическими задачами для долгосрочного и устойчивого развития.

Переход на интенсивный путь развития реализуется через совершенствование режима работы оборудования посредством его модернизации. Одним из направлений совершенствования режима подготовки нефти является создание и применение смесительных устройств, обеспечивающих интенсификацию процессов обессоливания и обезвоживания нефти. Устройства подачи, ввода, распределения деэмульгатора и промывной воды в нефти перед ступенями обессоливания и обезвоживания являются важными звеньями гидравлической системы, и от их работы во многом зависит качество продукта и эффективность комплекса подготовки нефти. Существующие устройства имеют недостатки снижающие эффективность процессов: для смесителей это низкая эффективность и ограниченность в регулировании смешения воды с нефтью при обессоливании, а для системы дозирования это излишний расход деэмульгатора из-за флуктуаций поступления нефти при обезвоживании, поэтому создание устройств для интенсификации процессов является актуальным, как и тема исследования, поскольку ранее данные исследования не проводились.

**Степень разработанности темы.** Тема настоящей диссертации затрагивает несколько областей и направлений в науке и технике.

Исследования образования и разрушения эмульсий применительно к технике обессоливания и обезвоживания нефти проводили А. А. Петров, В. П. Тронов, Г. С. Лутошкин, Г. Н. Позднышев, Н. В. Бергштейн, Д. Н. Левченко, К. С. Каспарьянц, В. И. Логинов и др. Исследования свидетельствуют, что для ускорения процессов без дополнительных энергетических и материальных затрат требуется создание соответствующих гидродинамических режимов с определенной структурой.

Зарубежными и российскими учеными изучались методы смешения жидкостей в условиях турбулентности и использования струйных потоков. Исследования в данном направлении проводили О. Рейнольдс, Дж. Бэтчелор, Г. Шлихтинг, П. Майер, В. Г. Роуз, Л. И. Илизарова, В. П. Солнцев, В. Е. Власов, А. С. Гиневский, В. И. Фурлетов, Д. Н. Ляховский, В. В. Богданов, А. Г. Лаптев и др. В исследованиях ученых отмечен высокий потенциал применения процесса смешения для интенсификации обессоливания и обезвоживания нефти, но существующие смесительные устройства имеют недостатки, поэтому создание более совершенного смесительного оборудования на основе турбулизации гидродинамической структуры смешиваемых потоков требует дополнительных исследований.

**Цель работы.** Цель работы заключается в разработке основ создания струеинжекционного смесителя с синхронизацией дозирования деэмульгатора для интенсификации обессоливания и обезвоживания нефти.

В непосредственные задачи исследования входит:

1. Анализ оборудования для интенсификации обессоливания и обезвоживания.
2. Формирование методологических основ исследования.
3. Моделирование гидродинамической структуры смешиваемых потоков.
4. Проведение экспериментальных исследований смесителя.
5. Разработка методики обоснования параметров смесителя.

**Научная новизна:**

1. Определен рациональный угол атаки струй воды  $\alpha=135^\circ$  при противоточном тангенциальном направлении ввода в смеситель, в ходе промышленного испытания, при котором достигнут практический максимум степени обессоливания – 95%.

2. Экспериментально определена зависимость степени обессоливания  $\delta_s$ , %, в виде:  $\delta_s = -0,00005 \alpha^2 + 0,0188\alpha - 0,5876$  от угла  $\alpha$ , °, атаки струй в диапазоне от 45° до 135° при тангенциальном вводе промывной воды в смеситель, позволяющая определять необходимый угол атаки струй воды для требуемой степени обессоливания.

3. Установлена зависимость эффективности смешения потоков нефти и воды от величины турбулентной энергии, являющейся мерой интенсивности смешения при тангенциальном вводе с углом атаки струй воды 135°, в результате компьютерного моделирования, позволяющая определять рациональную геометрию смесителя.

4. Установлена длина активной зоны перемешивания равная длине зоны турбулентности между поперечными сечениями, позволяющая рационально расположить вводные отверстия для промывной воды по длине смесительного элемента.

**Теоретическая значимость работы** заключается в научном обосновании геометрических размеров смесительного элемента с оценкой диаметра, частоты и угловой ориентации вводных отверстий, размещенных друг от друга на удалении, равном длине активной зоны перемешивания и обеспечивающих тангенциальный противоточный ввод промывной воды под углом 135° к потоку нефти, что позволяет достичь 95% степени обессоливания обрабатываемой нефти без ощутимых затрат энергии по сравнению традиционным смесителем.

Рассчитана эффективность разработанной схемы компоновки оборудования и принципа синхронизации дозирования позволяющая оптимизировать расход деэмульгатора пропорционально изменению объема обрабатываемой нефтяной фазы.

В ходе исследования также решены следующие теоретические вопросы:

- установлена зависимость эффективности смешения от турбулентной энергии потока в смесительном элементе рациональной конструкции с вводными отверстиями тангенциального ввода с углом 135° атаки струй воды против потока нефти;

- выявлена корреляция между эффективностью процесса смешения и разностью осевых составляющих скоростей смешиваемых потоков, позволяющая определить диапазон рациональной турбулентности.

### **Практическая значимость работы:**

1. Предложены новая конструкция устройства для смешения воды в потоке нефти (RU 2643967) перед ступенями обессоливания и оригинальная схема компоновки с принципом работы системы синхронизации дозирования реагента (RU 2538186).

2. Внедрение в производство разработанного автором струеинжекционного смесителя с синхронизацией дозирования деэмульгатора позволяет обеспечить эффективность операций обессоливания и обезвоживания нефти:

- увеличить степень обессоливания нефти в два раза за счет заданной турбулизации потока воды в объеме обрабатываемой нефти;

- снизить потребление электроэнергии объектов подготовки нефти на 58,5 Вт·ч на тонну подготавливаемой нефти, за счет снижения затрат на прокачку обрабатываемого сырья через смесительные устройства с низкими гидравлическими сопротивлениями;

- сократить потребление деэмульгатора на 4% за счет синхронизации его подачи с изменениями поступления нефтяной фазы в общем объеме флюида.

3. Разработанный аналитический и методический материал позволяет модернизировать системы дозированного ввода и распределения деэмульгатора и смешения промывной воды в потоке сырой нефти перед ступенями обессоливания и обезвоживания на действующих и на проектируемых объектах подготовки.

4. Показано, что по сравнению с традиционным оборудованием, разработанные устройства более эффективны с получением годовой экономии: для смешения промывной воды в потоке сырой нефти на 180 тыс. долларов США и для дозирования деэмульгатора на 120 тыс. долларов США, что подтверждается документами о внедрении.

5. Верификация результатов испытаний элементов разработанного смесителя на нефтяном промысле с результатами численного эксперимента и теоретических расчетов, свидетельствует о возможности применения результатов диссертационного исследования в промышленных условиях - гидродинамическая длина струи, найденная при компьютерном моделировании, близка с результатом расчета по эмпирической формуле с расхождением в 2 мм (7,7%).

**Методология и методы исследований.** Методология диссертации основана на комплексном подходе в применении традиционных методов научного исследования: системного анализа, методов планирования и проведения экспериментов, математического моделирования процессов смешения, систематизации и формализации теоретических основ гидродинамики течения флюидов и поисковых методов рационального проектирования.

**Положения, выносимые на защиту:**

1. Струинжекционный смеситель тангенциального ввода струй воды с углом атаки  $135^\circ$ , позволяющий увеличить степень обессоливания нефти в два раза без ощутимых затрат энергии по сравнению традиционным смесителем.

2. Система синхронизации производительности насоса, пропорционально дозирующего деэмульгатор и позволяющая повысить эффективность обезвоживания на 4%.

**Степень достоверности и апробация результатов работы.** Научные положения, выводы и рекомендации, изложенные в диссертации, основаны на результатах экспериментов, полученных с помощью актуальных методов моделирования с применением современной измерительной и компьютерной техники, научно-исследовательского и промышленного оборудования. Результаты диссертационной работы и ее основные положения докладывались и обсуждались на: конференции посвященной 75-летию института «ПечорНИПИнефть» «Проблемы освоения Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции» (Ухта, 2012 г.); техническом совете ООО "ЛУКОЙЛ-Коми" по защите научно-исследовательских работ ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПечорНИПИнефть» (г. Усинск, 2013 г.); конференциях в рамках научно-педагогической школы «Современные проблемы нефтепромыслов и буровой механики» УГТУ (г. Ухта, 2012, 2013, 2015 и 2017 гг.); международных семинарах "Рассохинские чтения" УГТУ, (г. Ухта, 2013, 2015, 2017, 2018, 2019 и 2020 гг.); конференции «Проблемы эксплуатации и разработки высоковязких нефтей и битумов» УГТУ, (г. Ухта, 2016, 2019 гг.); международном семинаре Севергеоэкотех-2020 (Ухта, 2020 г.); XXXXIV межрегиональном вебинаре им. профессора И. Н. Андропова "Актуальные проблемы транспорта нефти и газа" (Ухта, 2020 г.).

**Соответствие паспорту специальности.** Представленная диссертационная работа соответствует областям исследования паспорта специальности 05.02.13 – «Машины, агрегаты и процессы» (нефтегазовая отрасль), а именно: «Разработка научных и методологических основ проектирования и создания новых машин, агрегатов и процессов; механизации производства в соответствии с современными требованиями внутреннего и внешнего рынка, технологии, качества, надежности, долговечности, промышленной и экологической безопасности» (п. 1), «Теоретические и экспериментальные исследования параметров машин и агрегатов и их взаимосвязей при комплексной механизации основных и вспомогательных процессов и операций» (п. 3), «Разработка научных и методологических основ повышения производительности машин, агрегатов и процессов и оценки их экономической эффективности и ресурса» (п. 5).

**Публикации.** Основное содержание диссертации отражено в 18 публикациях, в том числе в семи статьях изданий, рекомендованных ВАК РФ и в двух патентах на изобретения.

**Структура и объем работы.** Работа состоит из введения, пяти глав, заключения (основных выводов и рекомендаций), списка литературы из 114 наименований и восьми приложений на 67 страницах. Основной текст диссертационной работы изложен на 170 страницах, включая 20 таблиц, 79 рисунков.

**Личный вклад соискателя** состоит в постановке цели и задач диссертационного исследования, формировании методологического комплекса, изучении отечественных и зарубежных разработок в соответствующей области науки, разработке конструкций устройств и экспериментального стенда, проведении аналитических, теоретических и экспериментальных исследований, интерпретации и верификации полученных результатов, их апробации, подготовке публикаций по диссертационной работе.

Диссертация основана на исследованиях, которые проводились автором в филиале ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПечорНИПИнефть» в г. Ухте, на объектах подготовки нефти ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» (2011 - 2012 гг.) и международного проекта Западная Курна – 2, филиала ЛУКОЙЛ Мид-Ист Лтд. в г. Басра Республики Ирак (2013 - 2020 гг.).

# 1 АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩЕГО ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ОБЕССОЛИВАНИЯ И ОБЕЗВОЖИВАНИЯ НЕФТИ

## 1.1 Оборудование и протекающие в нем процессы

### 1.1.1 Необходимость и сущность обессоливания и обезвоживания нефти

Продукция нефтяных скважин не является чистой нефтью. Из скважин вместе с нефтью поступает пластовая вода и твердые частицы механических примесей, а с попутным нефтяным газом такие агрессивные компоненты как сероводород и углекислый газ. Пластовые воды подразделяются по химическому составу на хлоркальцевые, хлориднощелочные и хлоридно-сульфатощелочные с содержанием солей до 300 г/л [6, 28].

Наличие в нефти указанных компонентов негативно влияет на работу оборудования нефтепромыслов, магистральных нефтепроводов и нефтеперерабатывающих заводов (НПЗ) [36]:

- наличие минеральной воды в нефти, особенно в сочетании с кислыми газами, ускоряют коррозионное разрушение, а твердые частицы, поступающие с потоком нефти, вызывают эрозионный износ трубопроводов и оборудования;
- наличие такого балласта, как вода, и механические примеси увеличивают энергетические затраты на транспорт нефти до объектов переработки и сбыта;
- при повышенной концентрации воды возрастает давление и потребление энергии на установках переработки нефти, снижается их производительность;
- отложение солей в трубах печей и теплообменников вызывает их закупорку, уменьшает коэффициент теплопередачи, приводит к коррозионным дефектам;
- соли и механические примеси, накапливаясь в нефтепродуктах снижают их качество, вызывают отравление катализаторов.

Таким образом, технически и экономически выгодно подготавливать нефть с целью ее обессоливания и обезвоживания, стабилизации и удаления твердых частиц перед подачей в магистральный нефтепровод, а на объектах переработки проводить

более глубокую очистку от воды и солей предварительно подготовленной на промыслах нефти.

На нефтепромыслах в основном применяется централизованная система сбора продукции скважин [32, 47]. Сбор продукции производят от группы скважин на автоматизированные групповые замерные установки (АГЗУ) (Рисунок 1.1).

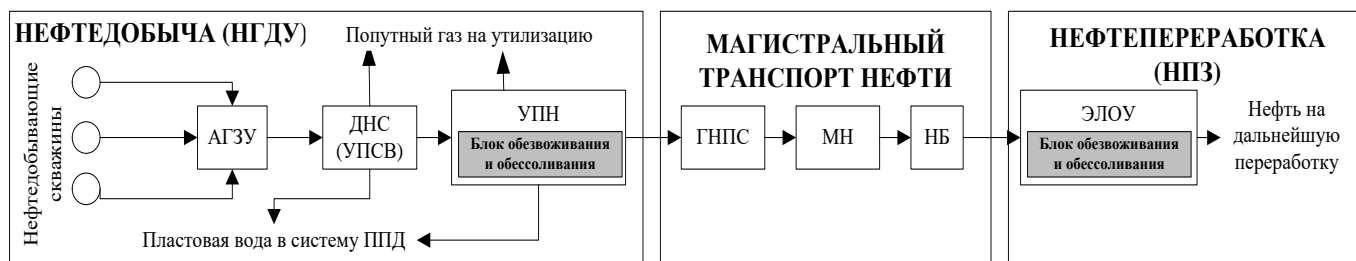


Рисунок 1.1 – Обессоливание и обезвоживание нефти в нефтяном комплексе

От каждой скважины по индивидуальному трубопроводу на АГЗУ поступает нефть вместе с газом и пластовой водой. На дожимной насосной станции (ДНС) проводят первичную сепарацию нефти от газа, а при большой обводненности продукции, ДНС совмещается с установкой предварительного сброса воды (УПСВ) для отделения и использования воды в системе поддержания пластового давления (ППД). Предварительно обезвоженная и дегазированная нефть поступает по нефтесборному трубопроводу на установку подготовки нефти (УПН). На УПН сосредоточены установки по обессоливанию, обезвоживанию и стабилизации нефти, по очистке газа от жидкости и по подготовке воды. Обезвоженная, обессоленная и дегазированная нефть сдается на головную нефтеперекачивающую станцию (ГНПС) магистрального нефтепровода (МН) [55]. После транспортировки нефть распределяется по нефтебазам (НБ) и отпускается на НПЗ. Глубокая очистка нефти на НПЗ подразумевает дальнейшее удаление остаточной воды и хлористых солей на электрообессоливающих установках (ЭЛОУ), которые являются частью производств первичной переработки нефти.

Блок обессоливания и обезвоживания состоит из ступеней (Рисунок 1.2). На первой ступени нефть обезвоживается до необходимого содержания воды, далее в поток нефти подается в определенном объеме пресная вода и производится



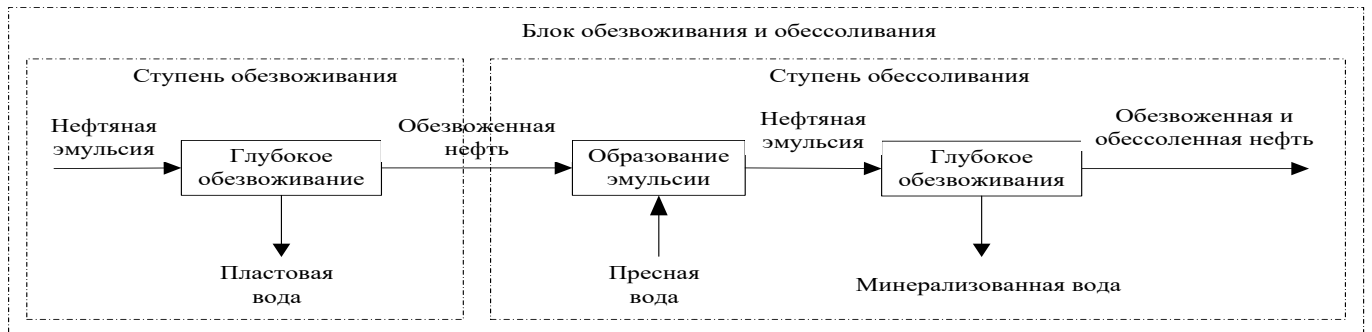


Рисунок 1.2 – Функциональная схема блока обессоливания и обезвоживания нефти аналогичное обезвоживание уже искусственно сформированной эмульсии до необходимой концентрации солей и воды. При обезвоживании производят деэмульсацию естественной нефтяной эмульсии с выделением основного объема воды и содержащихся в ней солей, а при обессоливании - искусственную эмульсию, создаваемую при смешении нефти с промывной водой. В процессе полного обессоливания вместе с водой и солями в большей степени удаляются и механические примеси [111]. Таким образом, операции обессоливания и обезвоживания и нефти основаны на образовании и разрушении нефтяных эмульсий.

### 1.1.2 Условия образования и методы разделения нефтяных эмульсий

Эмульсии — это дисперсные системы двух жидкостей, условно нерастворимых друг в друге, одна из которых распределена в другой в виде мелких капель (глобул). По характеру дисперсной фазы и дисперсионной среды различают прямые «нефть в воде» и обратные «вода в нефти» [41,43].

Все эмульсии могут быть разделены на разбавленные, концентрированные и высококонцентрированные в зависимости от концентрации дисперсной фазы [37]. Обычно в концентрированных эмульсиях содержание дисперсной фазы составляет более 0,3 %, но может достигать 74 % по объему [43]. В основном такую концентрацию воды содержат эмульсии, с которыми сталкиваются в технологических операциях добычи и подготовки нефти к переработке, а в процессе обессоливания и обезвоживания образуются и разрушаются концентрированные (0,5...10%) эмульсии обратного типа.

Нефтяная эмульсия естественным образом возникает в системе нефтесбора при наличии несмешиваемых жидкостей: нефти и пластовой воды, и условий для интенсивного режима смешения в нефтепромысловом оборудовании, задействованном в цепочке от скважин до УПН: погружные насосы скважин; узлы трубопроводов с запорной арматурой, штуцерами, отводами, сужениями, тройниками; расходомеры замерных установок; фильтры и насосы дожимных насосных станций. Существенное влияние на образование и время жизни (устойчивость) эмульсий оказывает режим течения жидкости (ламинарный или турбулентный) и режим движения продукции скважин по трубопроводам нефтесбора (пробковый, волновой, смешанный) обусловленные скоростью потока и типом рельефа местности (спокойный или холмистый), содержание пластовой воды и газа в многокомпонентной смеси, фазовое состояние и флуктуации расходов компонентов смеси, их физико-химические и реологические свойства, количество и состав природных (асфальтены, смолы, парафины) и искусственных стабилизаторов эмульсии (мехпримеси, сульфид железа, кислоты). Все это многообразие факторов определяет гидродинамическую структуру или характер движения элементов потока в оборудовании [55].

Искусственную нефтяную эмульсию получают в процессе обессоливания нефти при ее промывке пресной или слабоминерализованной водой в промысловых (УПН) и в заводских условиях (ЭЛОУ). После обезвоживания в нефти остаются наиболее мелкие глобулы воды, минерализованной солями. Для их вымывания, необходимо воду тщательно перемешать с нефтью, диспергируя вводимую воду до размера оставшихся глобул пластовой воды, поэтому смешение обезвоженной нефти и промывной воды является ключевым этапом в обессоливании [109].

После завершения процесса диспергирования получаемая эмульсия из-за избыточной свободной энергии, связанной с большой межфазной поверхностью, стремится к сокращению этой поверхности, т.е. к коалесценции. Поэтому эмульсии,

в том числе водонефтяные как прямого, так и обратного типа, стремятся к расслоению, так как являются термодинамически неустойчивыми системами [71].

Из физико-химических свойств нефтяных эмульсий, дисперсность или степень раздробленности дисперсной фазы в дисперсионной среде [41, 43, 90], является наиболее влияющим фактором на скорость осаждения капель воды, выражаемую через обратную величину диаметра диспергированных частиц, поскольку по закону Стокса скорость седиментации имеет квадратичную зависимость от диаметра капель [32].

Различают седиментационную и агрегативную устойчивость эмульсий.

Седиментационная устойчивость — это способность системы противостоять оседанию или всплыванию частиц дисперсной фазы под действием стоксовых сил. Отсюда следует, что седиментационная устойчивость водонефтяных эмульсий прямо пропорциональна разности плотностей нефти, эмульгированных глобул воды и квадрату радиуса этих глобул.

Агрегативная устойчивость эмульсий характеризует способность глобул дисперсной фазы сохранять свой первоначальный вид, не поддаваться коалесценции и флокуляции. Большинство нефтяных эмульсий обладает чрезвычайно высокой агрегативной устойчивостью.

Образование на глобулах воды стабилизирующих адсорбционных слоев со структурно-механическими свойствами препятствует их коалесценции при столкновении. Состав и строение этих слоев весьма разнообразны и зависят от состава нефти и содержания в ней диспергированных частиц [69].

Так как нефтяные эмульсии являются стойкими системами, для их разрушения требуются определенные условия, способствующие столкновению и слиянию диспергированных в нефти капелек воды, и выделению последних из нефтяной среды. Сущность предварительной подготовки эмульсии к расслоению и заключается в максимальном снижении ее агрегативной и кинетической устойчивости [25, 72].

Основные стадии процесса разрушения водонефтяных эмульсий [69]: разрушение бронирующих слоев; столкновение глобул воды; их слияние в более крупные капли; выпадение капель и выделение их в виде сплошной водной фазы.

В современной нефтяной промышленности применяются различные методы деэмульсации нефти, отличающиеся лишь способами ускорения процесса, но в основном базирующиеся на гравитационном отстое в аппаратах или технологических резервуарах при статических или динамических условиях.

Для особо устойчивых амбарных или ловушечных эмульсий, гравитационное поле заменяется центробежным, при этом используют гидроциклоны, центрифуги и высокоскоростные сепараторы. Методы, не нашедшие широкого применения: фильтрация, выпаривание и вымораживание воды [82] (Рисунок 1.3).



Рисунок 1.3 - Методы и оборудование деэмульсации нефти

Для повышения производительности оборудования за счет ускорения процесса деэмульсации сырая нефть подвергается основным видам воздействия (по степени распространения) [41, 43, 65, 66, 80, 84] (Рисунок 1.4).



Рисунок 1.4 - Методы и оборудование для интенсификации деэмульсации нефти

1. Химический – обработка эмульсии различными химическими реагентами – деэмульгаторами, предназначенные для снижения структурно-механической прочности слоев, обволакивающих глобулы воды и превращения их в гидрофильные. Используется как в комплексе с другими видами воздействий, так и отдельно, например, при «холодном» отстое малоустойчивых эмульсий.

2. Термический – подогрев и отстаивание нагретой эмульсии, при этом снижается вязкость эмульсии, увеличивается разность плотностей нефтяной среды и водной фазы, расплавляются и переходят в нефтяную фазу кристаллы парафина, обволакивающие глобулы воды.

3. Электрический - обработка эмульсии в электрическом поле переменного или постоянного тока, благодаря чему происходит поляризация глобул воды, увеличивается частота столкновения глобул воды и их коалесценция, широко применяется на заводских установках ЭЛОУ.

Воздействие другими физическими полями (магнитными, акустическими, ультразвуковыми, микроволны, вибрация и т.п.) не нашло широкого применения и на сегодняшний день существует только в опытных образцах.

В практике промышленного деэмульгирования используются комбинированные способы разрушения нефтяных эмульсий, включающие термический, химический и электрический виды воздействий или их сочетания, выбор которых зависит от свойств сырья, требований к подготовке продукта, местных условий, доступности материально-технических и энергетических ресурсов [7,10,33,42,44,82,95]. При этом существенно оптимизируют деэмульсацию гидродинамические воздействия на эмульсию, выделяемые в отдельный вид – перемешивание [62]:

– внутритрубная деэмульсация, когда гидродинамические эффекты, возникающие при турбулентном движении эмульсионной нефти по транспортным трубопроводам в присутствии деэмульгатора, сочетают с отстаиванием в трубопроводах с ламинарным движением жидкости;

- распределение потока эмульсии с целью организации эффективной гидродинамической структуры потока в аппарате и увеличения времени отстоя;
- ввод в эмульсию воды, сбрасываемой с последующих ступеней (рециркуляция), для утилизации тепла и не прореагировавшего деэмульгатора;
- ввод и промывка эмульсии в водяном слое для обращения (инверсии) фаз и ускорения коалесценции капель воды;
- барботаж эмульсии газом, помогающий столкновению и слиянию диспергированных в нефти капелек воды, и выделению их из нефтяной среды.

Сущность интенсификации деэмульгирования любым из способов, следовательно, заключается в искусственном создании условий, способствующих наиболее быстрому и полному прохождению этапов [35]:

- распределение деэмульгатора в объеме нефтяной эмульсии;
- разрушение бронирующих слоев;
- столкновение глобул воды;
- слияние и выделение их из нефтяной фазы природных и искусственно создаваемых эмульсий.

Очевидно, от реализации именно первого этапа зависит успех дальнейших этапов и конечный результат, поэтому то он в этой цепочке и является ключевым для интенсификации процесса и реализуется посредством диспергирования и смешения в обрабатываемом потоке нефтяной эмульсии.

Так как рациональный режим обработки нефтяной эмульсии при проведении обессоливания и обезвоживания нефти создается за счет совершенствования гидродинамической структуры смешиваемых потоков, подробнее остановимся на оборудовании и протекающих в нем процессах для ключевых этапов операций обессоливания и обезвоживания – промывки нефти водой от хлористых солей и обработки нефтяной эмульсии деэмульгатором.

### 1.1.3 Процессы и гидродинамическая структура потоков в оборудовании

Рассмотрим происходящие при обессоливании и обезвоживании нефти процессы и гидродинамическую структуру потоков в оборудовании на примере типовой УПН (Рисунок 1.5) для общего случая комплексного воздействия, т. е. сочетания химического, термического и электрического воздействий на эмульсию.

Относительно деэмульсионного оборудования УПН имеет несколько точек ввода деэмульгатора с блоками дозирования для химической обработки потока перед каждой ступенью деэмульсации. Основным требованием подготовки пластовой жидкости к расслоению является максимальная дестабилизация водонефтяной эмульсии перед входом в аппарат [86], из этого следует, что точка ввода деэмульгатора должна выбираться с учетом этого условия, т.е. время движения эмульсии от точки ввода реагента до точки входа в аппарат должно быть заведомо больше необходимого времени для внутритрубной деэмульсации.

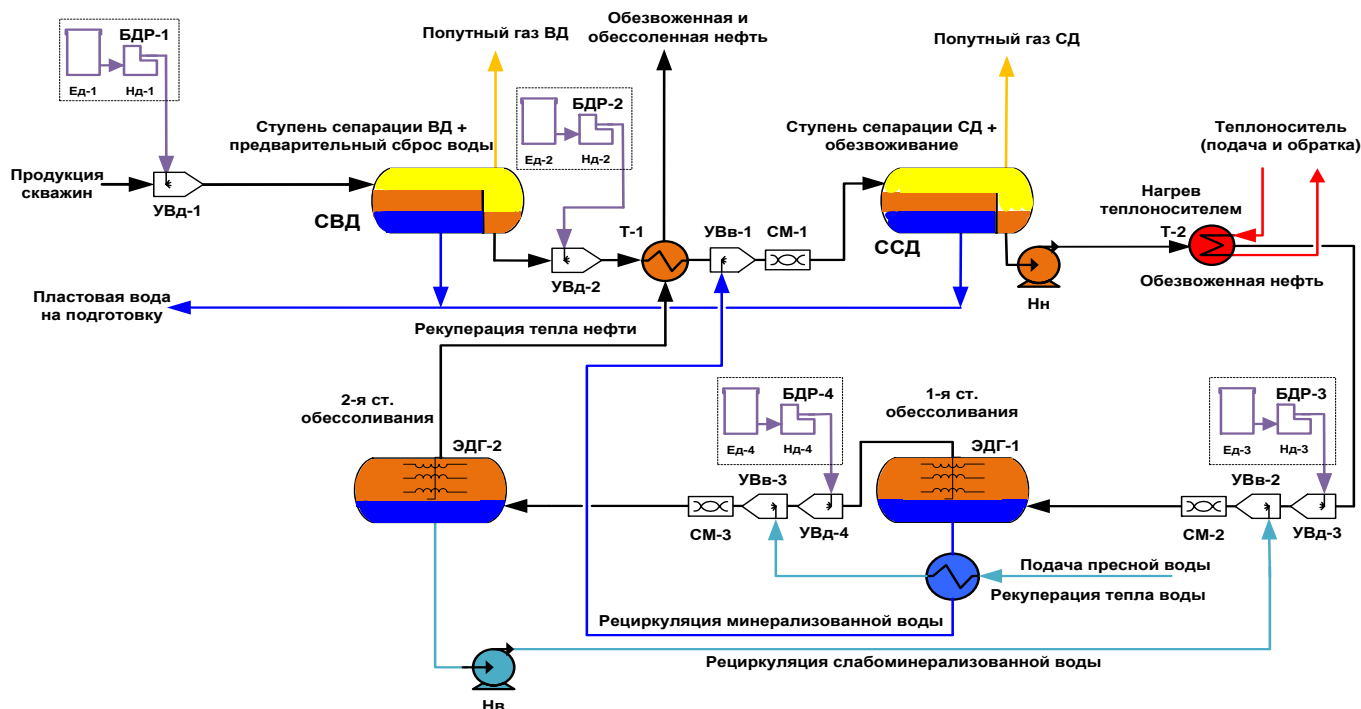


Рисунок 1.5. - Ступени деэмульсации с технологическими потоками типовой УПН:

СВД, ССД – сепараторы высокого и среднего давления; Т – теплообменник; ЭДГ – электродегидратор; БДР - блок дозирования реагента; Ед – емкость с деэмульгатором; Нд – насос дозирования; Нн – насос питающий; Нв – насос рециркуляции воды; УВв, УВд - устройства ввода воды и реагента и воды; СМ – статический смеситель

Это может быть обеспечено отдалением точки ввода от входа в деэмульсационный аппарат на достаточное расстояние, если это возможно или использованием каплеобразователей – специальных конструкций трубопроводов, обеспечивающих необходимые условия для укрупнения капель. Значительно сократить время на образование и укрупнение капель в приемном трубопроводе, а, следовательно, и металлоемкость оборудования можно за счет эффективного диспергирования реагента по сечению обрабатываемого потока в момент ввода.

Подготовленная к расслоению эмульсия следует на ступень обезвоживания, где ее обводненность снижается с 10...5% до 1...0,5%, а при более высоком содержании пластовой воды и попутного газа осуществляется их предварительный сброс на первой ступени сепарации. При проведении этих операций с операциями сепарации газа используются трехфазные сепараторы, где одновременно разделяются газ, нефть и вода. Дальнейшее движение обезвоженной нефти под собственным давлением здесь более предпочтительно, поскольку прокачка центробежным насосом лишь только повышает стойкость эмульсии, за счет интенсивного диспергирования на лопатках рабочего колеса. Обезвоженная, но еще с высоким содержанием солей нефть подвергается промывке пресной или слабоминерализованной водой, дополнительно обработанная деэмульгатором. При этом искусственно образуется эмульсия нефти с водой, обводненность которой зависит от объема подаваемой воды на промывку (3...8% от объема нефти) и происходит разделение в деэмульсационном аппарате – отстойнике или электродегидраторе. Обезвоженная нефть проходит несколько ступеней обессоливания с точками ввода и смешения деэмульгатора и промывной воды в обрабатываемом потоке нефти перед гравитационным разделением в отстойниках или электродегидраторах. При этом должно выполняться условие равномерного во всем объеме распределения фаз смешиваемых компонентов и обеспечиваться их тесное взаимодействие [8]. Блок обезвоживания в зависимости от изначальной минерализации пластовой воды и требований к содержанию хлористых солей может иметь одну, две и даже три аналогичные ступени, при этом менее



минерализованная (пресная) вода подается на последнюю ступень обессоливания. Выделенная вода выводится из аппарата в случае одной ступени или используется повторно в случае нескольких ступеней – подается для промывки нефти на предыдущей ступени с помощью насосов рециркуляции — это позволяет экономить ресурсы тепла и воды.

Тепловое воздействие на эмульсию может происходить как в самом начале технологической цепочки, так и перед каждой ступенью отдельно, для этих целей используются трубчатые печи прямого нагрева или теплообменники с промежуточным теплоносителем. Воздействие на эмульсию электрическим полем осуществляется в электродегидраторах.

Схема заводской ЭЛОУ аналогична блоку обессоливания промышленной УПН и отличается отсутствием ступени обезвоживания, поскольку нефть, поступающая на НПЗ, уже предварительно подготовлена на промыслах.

Для организации стабильной подачи деэмульгатора в обрабатываемые потоки используются блоки дозирования реагента (БДР), состоящие главным образом из расходной емкости и насосов – дозаторов. Дозатор нагнетает деэмульгатор в поток нефтяной эмульсии с давлением выше, чем давление обрабатываемого потока. Непосредственное введение и разделение на мелкие части рабочего агента по сечению обрабатываемого потока осуществляется через устройства ввода: инжекторы, диспергаторы, форсунки.

Промывная вода подается на ступени обессоливания под давлением и вводится в обрабатываемый поток с помощью устройств аналогичных используемым для ввода деэмульгатора. Далее компоненты смеси подвергается интенсивной гомогенизации с помощью статических смесителей. При этом рабочие агенты (деэмульгатор и промывная вода) доводятся до глобул воды за счет чего, и происходит их тесное взаимодействие.

Полученная в результате перемешивания смесь нефти, воды и деэмульгатора, образует систему, в дальнейшем используемую в технологических операциях

обессоливания и обезвоживания, скорость протекания которых зависит от качественной и количественной характеристик - эффективности и интенсивности.

Под эффективностью перемешивания понимают технологический эффект процесса перемешивания, характеризующий качество проведения процесса, выражающееся при получении эмульсии - в равномерности распределения и необходимой дисперсности фазы, а при смешении растворимых жидкостей - в однородности концентрации получаемого раствора. Интенсивность перемешивания определяется расходом энергии, подводимой в единицу времени к единице объема или массы перемешиваемой жидкости исходя из условий достижения максимального эффекта при минимальных энергозатратах [8].

Как видно, скорость протекания обессоливания и обезвоживания нефти зависит от наиболее подходящих характеристик процесса перемешивания, так как только при этом достигается равномерное во всем объеме распределение фаз или смешиваемых компонентов и обеспечивается их тесное взаимодействие без заметного увеличения стойкости эмульсии.

Системы дозирования деэмульгатора - рабочего агента ускорения процесса разрушения эмульсии, и устройства ввода, диспергирования и смешения - эффективно распределяющие деэмульгатор и промывную воду в потоке нефти, что способствует ускорению деэмульсации и вымыванию солей из нефти, можно объединить по функциональному признаку в один технологический комплекс для интенсификации обессоливания и обезвоживания нефти (Рисунок 1.6).

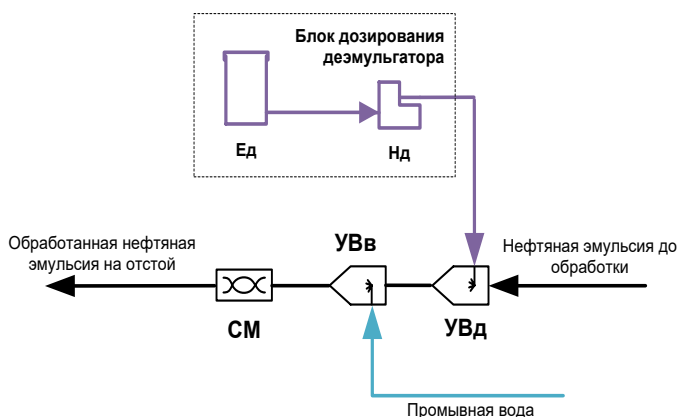


Рисунок 1.6 – Принципиальная схема технологического комплекса для интенсификации обессоливания и обезвоживания нефти: СМ-смеситель; УВв, УВд – узлы ввода; Ед, Нд - емкость и насос дозирования

## 1.1.4 Существующее оборудование для интенсификации процессов

### 1.1.4.1 Системы дозирования деэмульгатора

Для дозированной подачи деэмульгатора в поток сырой нефти используются системы, состоящие из следующих технических средств (Рисунок 1.7):

- расходная емкость, предназначенная как для хранения запаса реагента, а также для контроля его расхода за определенный промежуток времени;

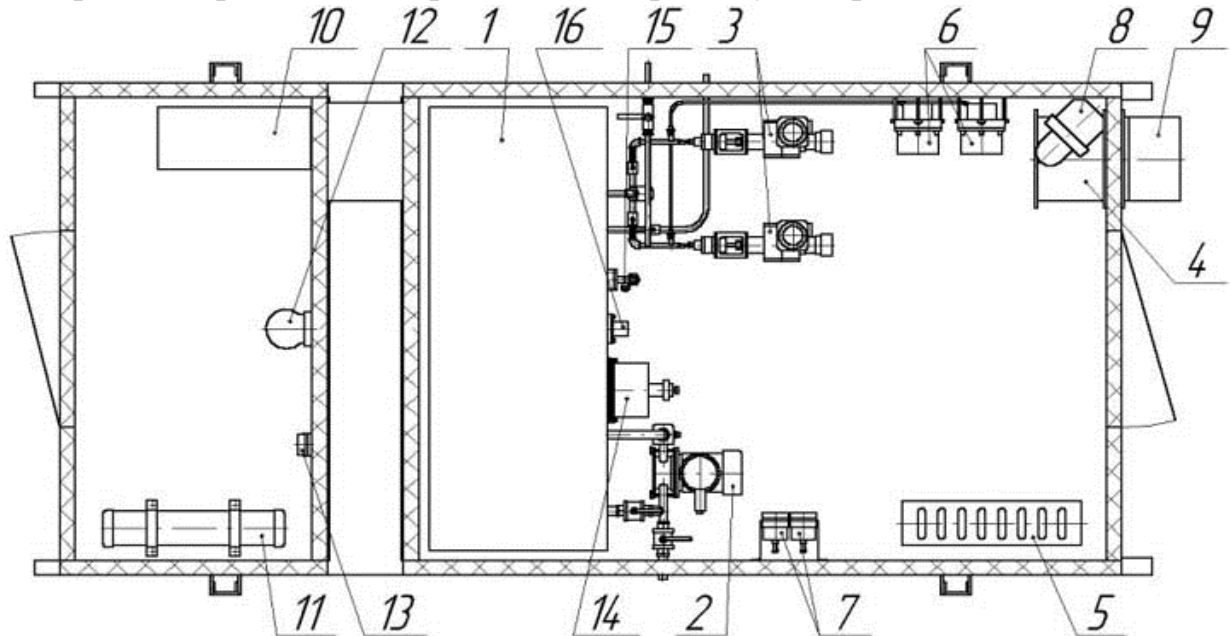


Рисунок 1.7 - Комплектация дозирочной установки: 1 - расходная емкость; 2 - насос закачки и перемешивания; 3 - дозирочные насосы; 4 – осевой вентилятор; 5, 11- электронагреватель; 6 – манометры; 7 – термометры манометрические; 8, 12 – светильник; 9 – воздухопровод; 10 – щит контроля и управления; 13 – датчик температуры; 14 – нагреватель химреагента; 15, 16 – уровнемеры

- насосы-дозаторы, обеспечивающие стабильный расход деэмульгатора и при необходимости изменение расхода деэмульгатора;

- насосы для закачки и перемешивания реагента в расходной емкости;

- технологическая обвязка основных элементов, состоящая из реагентопроводов с запорной, регулирующей и предохранительной арматурой;

- устройства контроля, регулирования параметров и защиты оборудования.

Расходные емкости должны иметь достаточный объем для хранения, антикоррозионное исполнение внутренней поверхности емкости, наличие градуиро-

Расходные емкости должны иметь достаточный объем для хранения, антикоррозионное исполнение внутренней поверхности емкости, наличие градуировки емкости для определения расхода реагента, дыхательную арматуру и при необходимости средства подогрева реагента в емкости. В качестве дозирующих насосов используются насосы объемного действия (плунжерные, диафрагменные).

Обвязываются насосы и с расходной емкостью с помощью реагентопроводов и арматуры. Для предотвращения попадания механических примесей в насосы устанавливаются фильтры на приемной линии, а для сглаживания пульсаций на выкидной линии – гидропневмоаккумуляторы.

Средства контроля и регулирования всей системы состоят главным образом из датчиков уровня и температуры на расходной емкости, манометров, расходомера и регулирующих клапанов на выкидной линии. Защита оборудования от превышения давления обеспечивается сбросными предохранительными клапанами, а от отсутствия реагента в емкости – средствами блокировки работы дозаторов.

В таблице 1.1 представлены установки дозирования деэмульгаторов.

Таблица 1.1 - Дозировочные установки

№ п/п	Марка, изготовитель	Насосы-дозаторы	Регулирование расхода насоса - дозатора
1	Блок реагентный (БР)	Плунжерные НД-2,5 (10; 25) / 63	Вручную, на остановленном насосе
2	Установка дозирующая электронасосная (УДЭ)	Плунжерные НД-0,4 (1,0; 1,6; 1,9) / 63	Вручную, на остановленном насосе
3	ОЗНА	Плунжерные НД-	Вручную, на остановленном насосе
4	Установка дозирования реагентов (УДР)	Мембранные НДГ 10/16 (НДГ 12/16)	Вручную, на работающем насосе
5	Блоки дозирования компании OBL s.r.l.	Мембранные	Вручную и автоматически, на работающем насосе

Как видно из таблицы 1.1, только насосы – дозаторы мембранного типа имеют возможность ручного изменения своего расхода без остановки, в отличие от насосов-дозаторов плунжерного типа, требующие остановки дозирования деэмульгатора или

дополнительного резервного насоса, запускаемого на время регулировки расхода рабочего насоса.

#### 1.1.4.2 Устройства ввода рабочего агента в обрабатываемый поток

Инжекционный способ заключается в том, что один компонент подают под давлением через сопло по оси трубопровода, по которому протекает второй компонент. Перемешивающее действие повышается из-за того, что струя потока, вытекающая из сопла, подсасывает жидкость, движущуюся по трубопроводу (Рисунок 1.8,а).



Рисунок 1.8 – Устройства ввода: а – инжекционное; б – эжекционное;  
1 – трубопровод; 2 – сопло; 1 – трубопровод; 2 – вставка – диффузор

При эжекционном способе один из смешиваемых компонентов подсасывается в обрабатываемый поток за счет разницы давлений, создаваемой вставкой-диффузором, что и является определенным недостатком устройства (Рисунок 1.8,б).

Упомянутые устройства применяются лишь для перемешивания низковязких материалов при условии создания потоков с достаточно высоким значением критерия Рейнольдса ( $Re > 2000$ ), в то время как все более актуален ввод рабочих агентов в достаточно вязкие эмульсии.

Для инъекции деэмульгатора и промывной воды в поток нефти, зачастую используются достаточно простые технические устройства такие, как представленные на рисунке 1.9 проекта Samsung Engineering Company Ltd [113]. В проекте предусмотрена трубка со срезанным под  $45^\circ$  концом - «перо», срез которой установлен на уровне центра поперечного сечения трубопровода и может быть повернут как против, так и по течению потока нефти.

Очевидна низкая эффективность устройств, представленных на рисунке 1.7, так как они не могут разбивать вводимую жидкость на отдельные струи. Без организации достаточно турбулентного режима обрабатываемой жидкости вводимая жидкость при

разнице плотностей распределяется в потоке не равномерно с осаждением в нижней части трубопровода.

Также на объектах подготовки нефти встречаются конструкции смесителей с регулируемым инжекционным устройством (форсункой) и дополнительно снабженным турбулизирующими элементами (рисунок 1.10) [97].

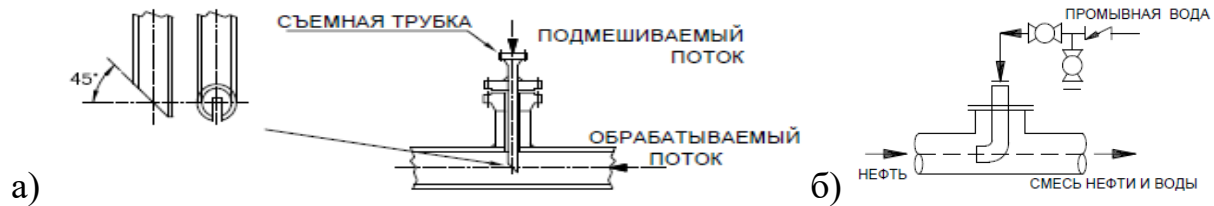


Рисунок 1.9 – Устройства ввода технологических жидкостей в поток нефти:

а – ввод деэмульгатора; б – ввод промывной воды

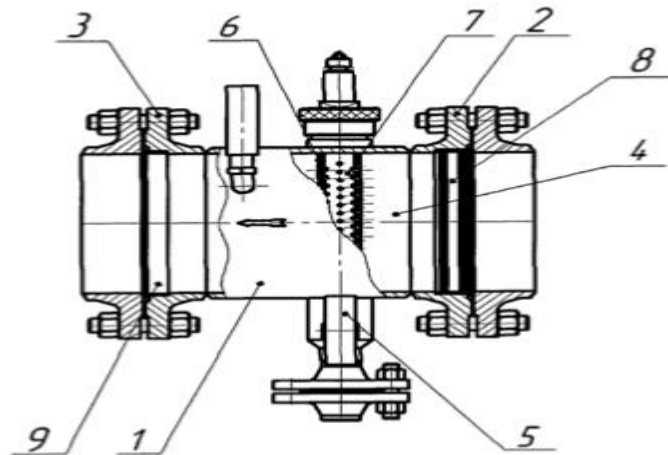


Рисунок 1.10 – Диспергатор пресной воды ООО НПП «Контекс»: 1 – корпус; 2, 3 – соединительные фланцы; 4 – проточная камера; 5 – штуцер ввода; 6, 7 – внешний и внутренний патрубки форсунки; 8 – решетка; 9 – турбулизатор

Как видно из представленных конструкций, только инжекционные устройства способны обеспечить низкое гидравлическое сопротивление основному потоку и нужную дисперсность компонента за счет формирования определенных струй.

#### 1.1.4.3 Статические смесители

Термин «статические смесители» используется ввиду того, что в устройствах данного типа отсутствуют какие-либо движущиеся части. Тем не менее, конструкции смесителей обеспечивают многократную перестройку поля скоростей и изменение направления линий

тока смешиваемых компонентов. Вследствие этого достигается значительное увеличение поверхности раздела фаз. Статические смесители относятся к устройствам непрерывного действия, отличаются от других смесителей типов (барабанные, роторные) низкими капитальными и эксплуатационными затратами, малым потреблением электроэнергии, небольшими размерами и отсутствием движущихся частей.

В таблице 1.2 сведена информация и классификация из обзора [8] где приводятся данные о современных конструкциях статических смесителей отечественных и ведущих мировых производителей. Существует большое количество статических смесителей с разнообразными конструктивными элементами. Для каждого из типов статических смесителей характерна своя картина смешения, однако общим является то, что увеличение поверхности раздела между компонентами смеси достигается двумя способами: за счет сдвигового течения и за счет расщепления и переориентации потоков жидкости [93].

Среди статических смесителей большое распространение получили **смесители с винтовыми элементами**, где основными частями являются небольшие металлические спиральные ленты, полученные скручиванием плоской пластины на некоторый угол вдоль продольной оси. Статический смеситель состоит из отдельных таких частей или элементов, соединенных в звенья по несколько штук. Собранные элементы помещаются в цилиндрическую трубу, образующую корпус смесителя, чтобы лево- и правоизогнутые спирали чередовались по всей ее длине (рисунок 1.11, а). Обязательным условием работоспособности смесителя является отсутствие зазоров между стенкой трубы и боковыми гранями спиралей. Нужная степень гомогенизации смеси регулируется числом элементов.

Геометрия отдельного элемента обусловлена такими параметрами, как направление его закрутки, угол закрутки  $\alpha$ , а также соотношение диаметра  $D$  и длины элемента  $L$  (рисунок 1.11,б,в). Взаимное расположение элементов определяется углом  $\beta$  между торцевыми кромками соседних элементов, и расстоянием  $S$  между ними (рисунок 1.11,г).

Параллельная установка элементов в одном корпусе позволяет при переработке значительных объемов, требующих применения смесительной трубы большого диаметра, в несколько раз (по числу параллельных потоков) сократить длину смесителя (рисунок 1.12).

Таблица 1.2 - Конструкции смесительных устройств

№	Тип элемента	Эскиз или схема устройства	Принцип работы, особенности	Преимущества	Недостатки
1	Инжектор		Нагнетание компонента под давлением в основной поток через сопло в виде струй	Низкое гидравлическое сопротивление для основного потока	Повышенное давление нагнетания компонента, для формирования струи; Неравномерность распределения компонента по сечению потока
2	Эжектор		Подсасывание компонента в основной поток за счет разницы давлений, создаваемой диффузором	Низкое давление нагнетания компонента	Высокое сопротивление для основного потока Низкая дисперсность компонента
3	Винтовые и спиральные элементы		Расщепление и переориентация слоев, под воздействием поочередной разнонаправленной крутки потока	Увеличение поверхности вставкой дополнительных элементов	Увеличение сопротивления по мере увеличения количества элементов
4	Пластинчатые и гофрированные элементы (насадки)		Многократное разделение и рекомбинация потоков за счет изменения первоначального направления	Высокая однородность смеси, дисперсность компонентов. Компактность	Высокое сопротивление для основного потока
5	Промежуточные полые камеры		Рекомбинация слоев за счет постоянного изменения и выравнивания полей скоростей и температур	Простота конструкции	Большие размеры и металлоемкость
6	Корпус переменного профиля				
7	Диафрагмы				
8	Турбулизирующие и вихреобразующие вставки		Формирование вихрей с помощью тел обтекания	Высокая надежность	Низкая дисперсность компонента
9	Смесительные клапаны		Формирование турбулентных течений за счет струи, создаваемой регулируемым сужающим устройством – затвором клапана	Возможность регулирования интенсивности смешения	Высокое гидравлическое сопротивление для основного потока Большая металлоемкость



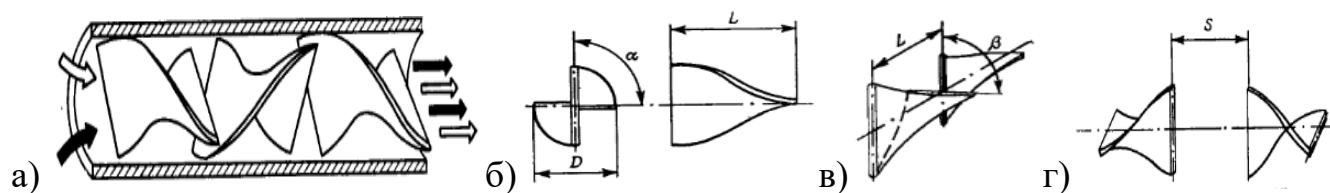


Рисунок 1.11 – Смеситель с винтовыми вставками: а – схема смесителя; б – конструкция вставок; в и г – варианты установки смесительных элементов;  $D$  – диаметр канала;  $L$  – длина элемента;  $S$  – расстояние между соседними элементами;  $\alpha$  – угол закрутки спирали;  $\beta$  – угол контакта торцевых кромок

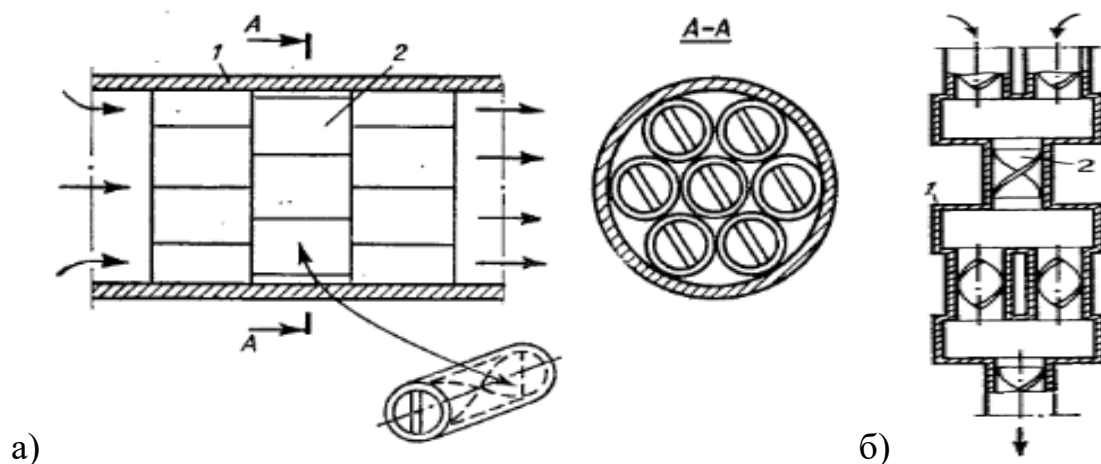


Рисунок 1.12 – Конструкция смесителя с параллельным расположением винтовых элементов: а – пакетная установка; б – чередование параллельной и последовательной установки; 1 – корпус смесителя; 2 – смесительные элементы

Современное устройство такого типа предлагает американская фирма Kenics в серии смесителей КМ, конструкция которых представлена на рисунок 1.13.



Рисунок 1.13 – Смеситель с винтовыми элементами фирмы Kenics серии КМ

Применяются смесители серии КМ на узлах учета жидкости для гомогенизации потока. Основной недостаток - возникновение перепада давления.

**Смесители с промежуточными камерами.** Включение в конструкцию смесителя промежуточных полых камер, чередующихся со статическими смесительными вставками, позволяет усилить эффект рекомбинации слоев

перемешиваемых компонентов, а также выровнять поля скоростей или температурные поля отдельных потоков, различно удаленных от стенок смесителя.

Наиболее распространенная конструкция смесителей с промежуточными камерами получила в литературе название «генератор межфазовой поверхности» (Interfacial surface generator - ISG) [94]. На рисунок 1.14 представлен смеситель с цилиндрическими вставками. Торцы цилиндрических вставок имеют на обоих концах выемки с углом  $120^\circ$  между плоскими гранями. Выемки повернуты одна относительно другой на  $90^\circ$ . При стыковке двух вставок эти выемки образуют промежуточные камеры в форме тетраэдров, в которых замедляется движение смешиваемых компонентов. На стороне впуска цилиндрической вставке придается клиновидная форма для ориентации и фиксации соседних элементов. Поток смешиваемых материалов делится вставкой на четыре потока цилиндрическими каналами, которые начинаются на базовой линии первой выемки и заканчиваются во второй выемке на линии, перпендикулярной базовой. Конструкция вставок обеспечивает направление крайних каналов внутрь, а внутренних каналов — наружу. В промежуточных камерах происходит грубое перемешивание потоков за счет их рекомбинации и изменения начального направления движения. Тонкое перемешивание и диспергирование материалов совершается в каналах вставок. Эффект смешения также повышается благодаря скручиванию каждой пары каналов (одна пара скручивается по часовой стрелке, а другая — против часовой стрелки).

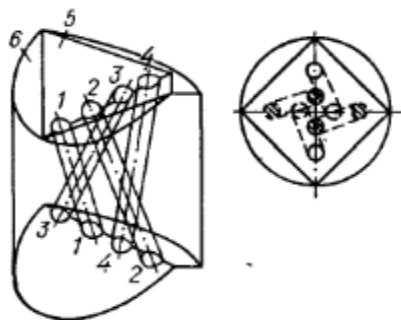


Рисунок 1.14 – Вставной смесительный элемент с цилиндрическими каналами:

1-4 – цилиндрические каналы; 5 – грань выемки; 6 – грань для фиксации

Существуют и более простые по конструкции, но не менее эффективные смесители. Так, на рисунок 1.15 представлен смеситель, в котором диски 4 с

несколькими сквозными каналами 5 установлены с помощью дистанционных втулок 6 на некотором расстоянии одна от другой в цилиндрическом корпусе 3 и образуют промежуточные камеры для дополнительного перемешивания.

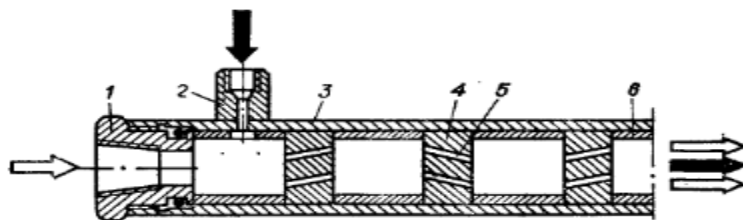


Рисунок 1.15 – Статический смеситель с дисковыми вставками: 1, 2 – штуцеры для компонентов; 3 – корпус; 4 – диск; 5 – сквозной канал; 6 – втулка

В ряде конструкций промежуточные камеры создаются не расстановкой смесительных вставок в одном корпусе, отдельными многогранными или цилиндрическими объемами (рисунок 1.16). Переход из одной камеры в другую осуществляется по соединительным каналам-трубопроводам. Данный смеситель отличается низкой металлоемкостью и возможностью изменять положения камер в пространстве, добиваясь эффективного использования аппарата.



Рисунок 1.16 – Статический смеситель с промежуточными камерами:

1 – промежуточная камера; 2 – соединительный канал

**Смесители с пластинчатыми и гофрированными элементами.** Задача многократного разделения и рекомбинации смешиваемых компонентов статическим способом в некоторых конструкциях решается установкой набора пластин под определенными углами к потокам. Устройство смесителя с пластинчатыми элементами иллюстрируется на рисунок 1.17. Плоские элементы, последовательно расположенные вдоль корпуса, обеспечивают разделение жидкостей на отдельные потоки и их направленное движение по сложным каналам, где они многократно воссоединяются и вновь дробятся до высокой степени гомогенизации. Широкое распространение получили смесители, в которых элементы набираются в виде своеобразной пространственной решетки из взаимно перпендикулярных пластин, ориентированных вдоль корпуса (Рисунок 1.18) по ходу потока.

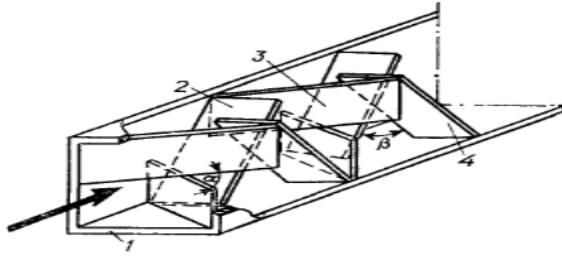


Рисунок 1.17 – Смеситель с пластинчатыми элементами: 1 – корпус; 2- 4 – разнонаправленные пластины;  $\alpha$ ,  $\beta$  – углы наклона пластин

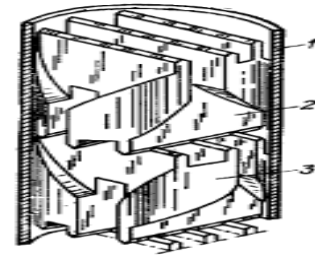


Рисунок 1.18 – Смеситель с решетчатым расположением пластинчатых элементов: 1 – корпус; 2, 3 – пластинчатые элементы

Варианты установки пластинчатых элементов в корпусе круглого сечения предлагает ИХЛ Удмуртского госуниверситета (Рисунок 1.19) [78]. Недостатком конструкции можно считать значительную строительную длину смесителя для обеспечения необходимого качества смешения [78]. Так как изменение длины от диаметра устройства линейно и основываясь на размерах смесителей в таблице 1.3, для диаметра трубопровода в 325 мм длина устройства составит более трех метров.

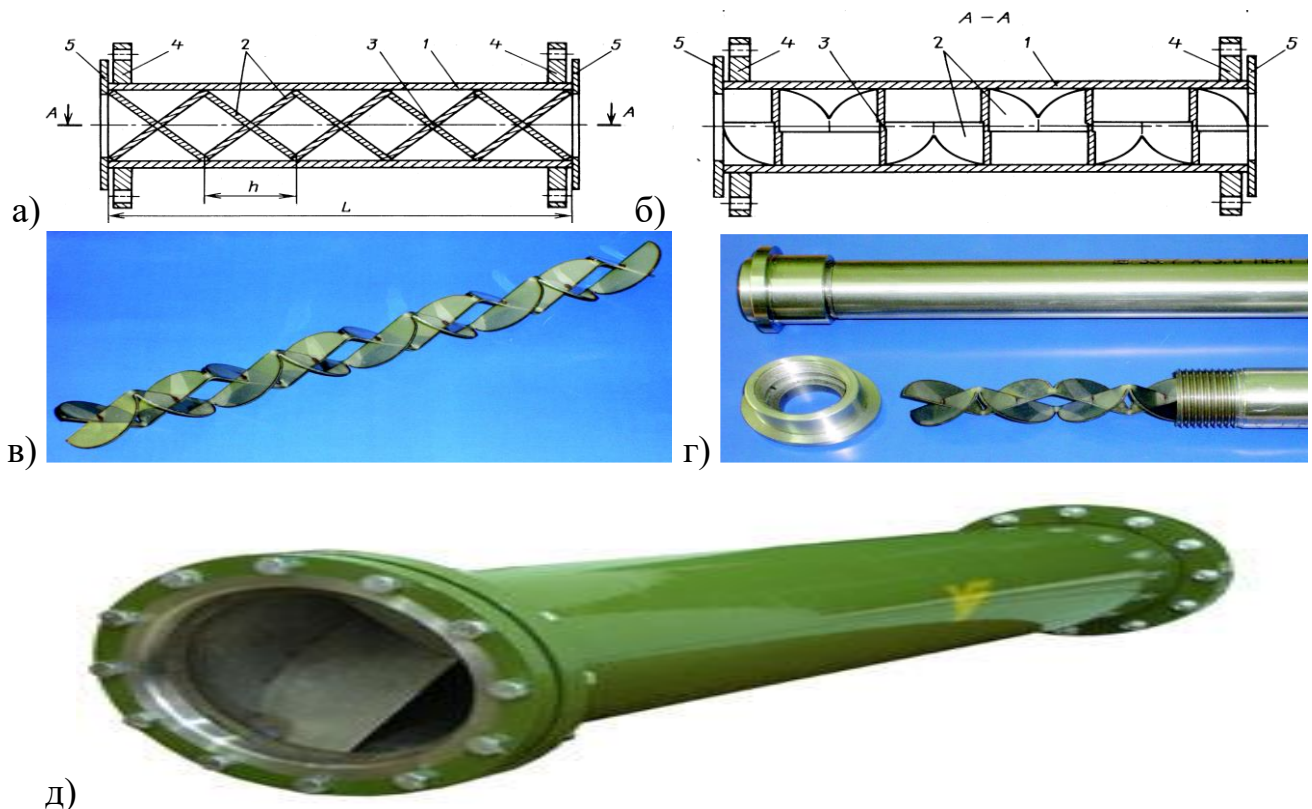


Рисунок 1.19 – Смеситель с пластинчатыми элементами круглого сечения ИХЛ СС: а, б – конструкция смесителя; в, г – смеситель Ду 25 мм; д - смеситель Ду 250 мм; 1 – корпус; 2 – смесительные элементы; 3 – пазы; 4- фланцы; 5 – приварные кольца

Таблице 1.3 – Основные технические характеристики смесителя ИХЛ СС

Маркировка смесителя	Давление рабочее, МПа	Условный проход трубопровода, мм	Длина строительная, мм	Масса, кг
ИХЛ СС-25	16	25	230	1,0
ИХЛ СС-32		32	312	2,2
ИХЛ СС-50		50	476	5,5
ИХЛ СС-65		65	620	7,8
ИХЛ СС-100		100	910	16,0

Стремление максимального увеличения межфазной поверхности смешиваемых материалов, без увеличения размеров пластинчатого смесителя смесителя, привело к созданию насадочных аппаратов, в которых элементы представляют собой пакеты гофрированных металлических или пластмассовых пластин, соприкасающиеся поверхности которых образуют пересекающиеся каналы (Рисунок 1.20,а). Смесители такого типа выпускаются зарубежными фирмами («Кох», США; «Байер», ФРГ; «Зульцер», Швейцария).



Рисунок 1.20 - Смесители насадочного типа: а – смесительная головка с гофрированными элементами; б - схема потоков в пересекающихся каналах гофрированных пластин; в,г – разрез смесителя, 1– корпус; 2 – пакет гофропластин

Особенность работы смесителей с гофрированными элементами в том, что отдельные потоки непосредственно контактируют в пересекающихся направлениях друг с другом, совершая при этом активный массообмен (Рисунки 1.20).

Процесс смешения регулируется подбором числа гофрированных смесительных пластин. Ввиду того, что число пересечений каналов увеличивается пропорционально площади поперечного сечения смесителя и, следовательно, количество пересечений одинаково на единицу массы потока, степень смешения не зависит от диаметра корпуса. Существуют различные конфигурации гофр смесительных пластин, которые выполняются в зависимости от типа смешиваемых компонентов, допустимого перепада давления и требуемой степени диспергирования [110].

Простота и высокая эффективность статических смесителей стимулируют создание все новых конструктивных решений в данной области. Среди многочисленных конструкций следует назвать так называемые **трубчатые смесители**. Корпусом этих смесителей служит жесткий или гибкий рукав трубопровода, отформованный таким образом, чтобы рифления или складки на внутренней поверхности создавали условия для интенсивного перемешивания подаваемых материалов. С этой же целью в трубчатых смесителях располагают различные спирали (Рисунок 1.21).

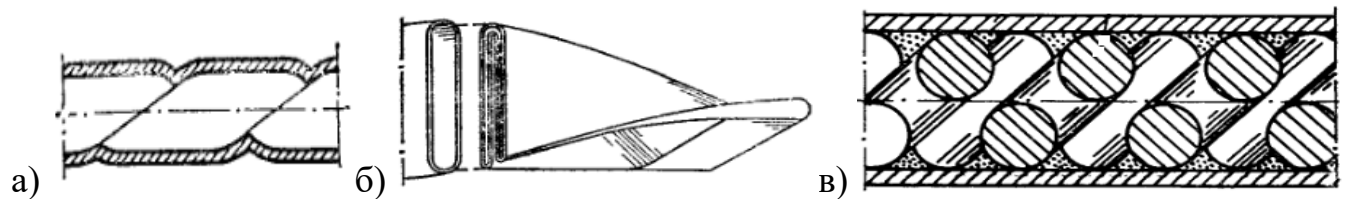


Рисунок 1.21 – Трубчатые смесители: а – с гофрами; б – составленный из складок; в – со спиральной вставкой

Перемешивание жидкостей может быть также достигнуто за счет создания **внезапного расширения или сужения трубопровода** [8] (рисунке 1.22), т. е. за счет изменения размеров и конфигураций трубопроводов, вызывающих изменение скорости потока рабочей среды и возникновение усиленного вихреобразования.

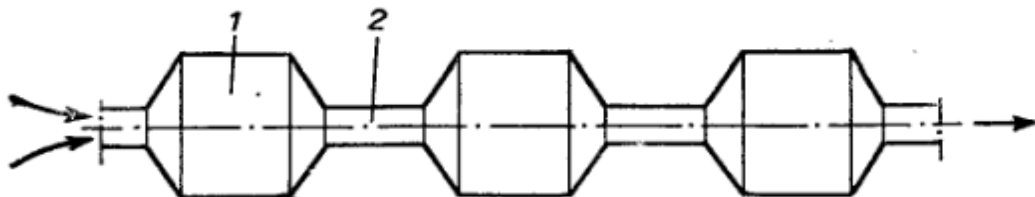


Рисунок 1.22 – Смеситель в виде трубы периодического профиля: 1 – расширение трубопровода; 2 – сужение трубопровода

При резком расширении поток жидкости срывается с угла и расширяется не внезапно, как трубопровод, а постепенно, причем в кольцевом пространстве между потоком и стенкой трубы образуются вихри, которые вызывают непрерывный обмен частиц потока основной жидкости и завихренной ее части. При внезапном расширении трубопровода потери энергии расходуются исключительно на вихреобразование, связанное с отрывом потока от стенок, т. е. на поддержание непрерывного вращательного движения жидких масс и постоянный их обмен.

Внезапное сужение трубопровода вызывает обычно меньшую потерю энергии, чем внезапное расширение при одинаковом соотношении площадей трубопровода. Потеря энергии обусловлена трением на входе в узкую трубу и потерями на образование вихрей. Образование вихрей обусловлено тем, что поток, обтекая входной угол в узкий трубопровод, срывается с него и сужается; кольцевое пространство вокруг суженной части потока заполняется малоподвижной завихренной жидкостью.

**Диафрагмовые смесители** представляют собой систему диафрагм, установленных в трубопроводе, по которому перекачиваются смешиваемые жидкости (Рисунке 1.23). При прохождении потока через отверстия диафрагм происходит его турбулизация, приводящая к интенсивному перемешиванию [8].

**Смеситель с каплевидными элементами.** Особенность данного устройства состоит в том, что каплевидные смешивающие элементы крепятся на съемных стенках корпуса. Корпус представляет собой рамку, которая образует ряд последовательно сообщающихся плоскостей (рисунок 1.24). Смешиваемые компоненты, обтекая неподвижные элементы, непрерывно разделяются на потоки, увеличивая тем самым поверхность раздела компонентов и их дисперсность.

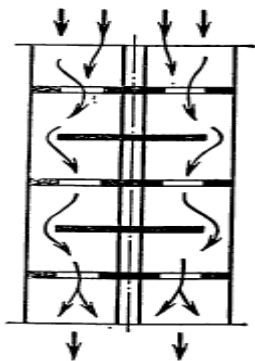


Рисунок 1.23 –  
Диафрагмовый смеситель

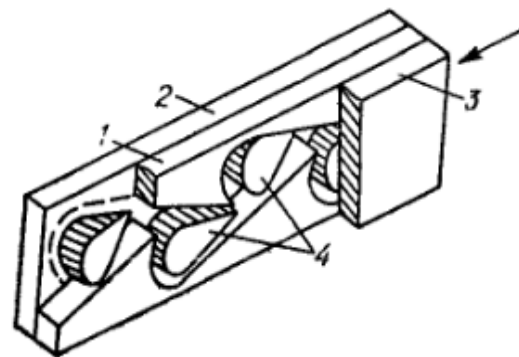


Рисунок 1.24 – Смеситель с каплевидными  
элементами: 1 – рама; 2, 3 – плиты; 4 – элементы

Каплевидная форма элементов вынуждает потоки жидкостей двигаться с различными скоростями, возрастающими по мере удаления от поверхности этих органов, что приводит к относительному движению слоев, улучшающему смешение. Крепление каплевидных элементов к съемным боковым стенкам корпуса обеспечивает доступность их для очистки или замены.



В ряде случаев к статическим смесителям относят также широко известные **смесители с различными турбулизирующими вставками** (рисунок 1.25). К данному типу смесителей относится продукция из серии UltraTab (Рисунок 1.26,а и б) и HEV (Рисунок 1.26,в и г) фирмы Kenics, а также смесители фирмы Sulzer, представленные на рисунке 1.27. Преимущество: низкая вероятность закупорки смесителя, характерной для большинства сужающих турбулизаторов.

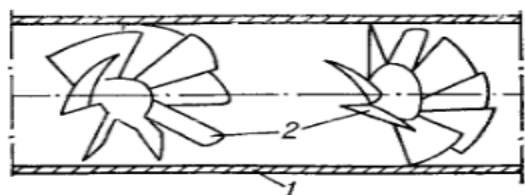


Рисунок 1.25 – Смеситель с турбулизирующими элементами: 1 – корпус; 2 – турбулизирующие вставки

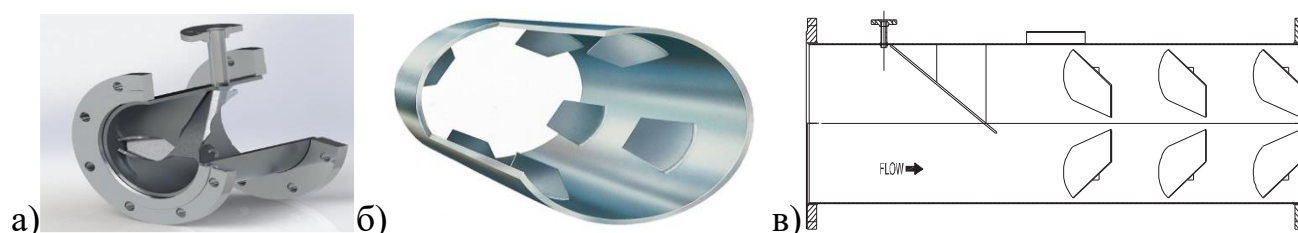


Рисунок 1.26 – Смесители с турбулизаторами фирмы Kenics:

а - серия UltraTab; б - серия HEV; в - серия WVM

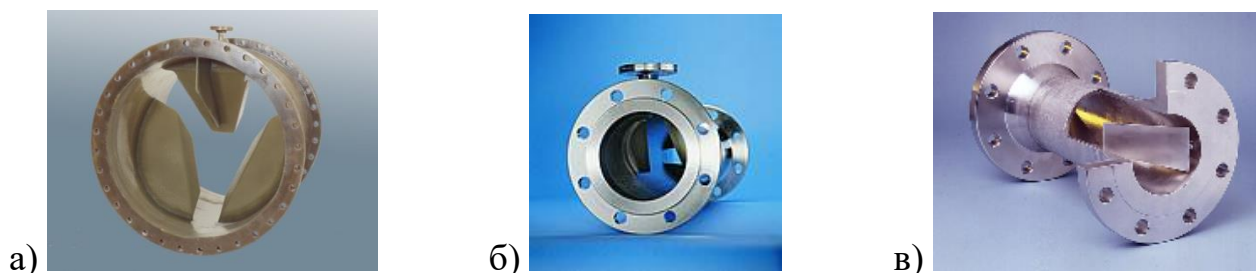


Рисунок 1.27 – Смесители с турбулизирующими элементами фирмы Sulzer

**Смесительные клапаны.** В качестве смесителя используется регулирующие клапаны, как например представленный на рисунке 1.28 клапан фирмы Fisher, рабочий орган которого представляет собой затвор со сферическим уплотнением. При необходимости комплектуется сферическим затвором с V-образной проточкой или с гасителем кавитации и шума. При этом угол поворота исполнительного механизма от положений «открыто» - «закрыто» составляет  $90^\circ$ , а рабочий перепад давления на клапане составляет до 0,1 МПа [100].

Как следует из описания представленных конструкций смесительных устройств, интенсивность перемешивания напрямую зависит от потерь энергии



обрабатываемого потока, расходуемых на формирование вихрей и рекомбинации струй потока, что повышает энергетическую составляющую процесса.

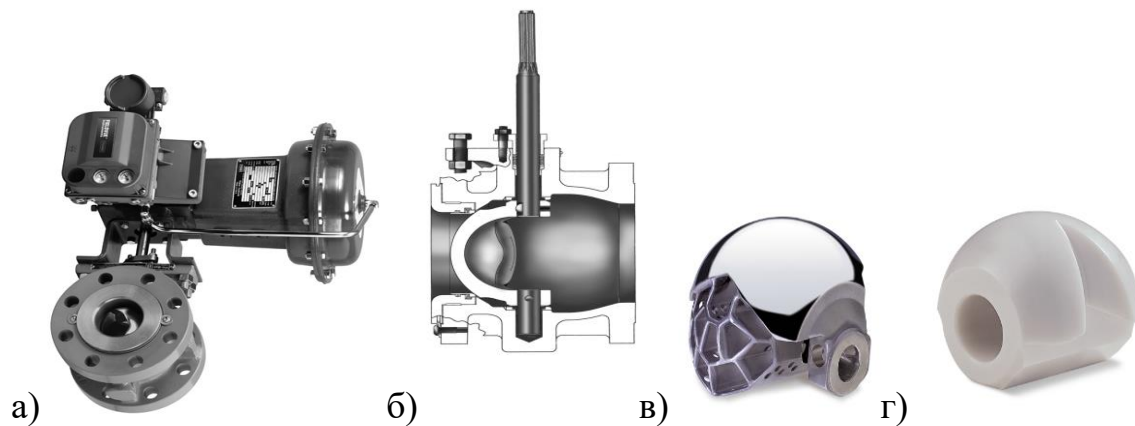


Рисунок 1.28 – Смесительный клапан фирмы Fisher:

а – внешний вид смесительного клапана; б – конструкция клапана; в – затвор с гасителем кавитации и шума; г – затвор с V-образной проточкой

Конструкция статического смесителя должна обеспечивать эффективное распределение добавочных компонентов в потоке нефти при низких затратах энергии, а с учетом того, что в статических смесителях используется энергия жидкостного потока - обладать низким гидравлическим сопротивлением.

## 1.2 Методы контроля процессов и эффективности работы оборудования

### 1.2.1 Показатели и нормы качества обессоливания и обезвоживания нефти

Добываемая нефть содержит в себе примеси воды, попутного газа, сероводорода, солей и твердых частиц, поэтому показателями подготовленной нефти являются содержание этих компонентов. Для операций обессоливания и обезвоживания показателями качества являются содержание воды и хлористых солей.

Российским стандартом установлены три группы качества нефти, с показателями по содержанию хлористых солей 100 мг/дм<sup>3</sup>; 300 мг/дм<sup>3</sup>; 900 мг/дм<sup>3</sup> и воды 0,5%; 0,5%; 1,0% соответственно [16]. Требования к содержанию воды и хлористых солей на ЭЛОУ куда более жестче: содержание хлористых солей до 5 мг/дм<sup>3</sup> и воды до 0,1% [5]. В зарубежных нефтегазовых проектах качество нефти на экспорт устанавливается контрактами на поставку нефти. Например, к качеству

нефти добываемой иностранными компаниями на месторождениях Республики Ирак предъявляются более жесткие требования по показателям содержания хлористых солей - до 30 мг/дм<sup>3</sup> и воды - до 0,2%.

Так как эти показатели качества достигаются за счет процесса деэмульсации, очень важно оценивать риск получения некондиционной нефти при ухудшении режима деэмульсации. Для этого устанавливается постоянный автоматический или периодический аналитический контроль с периодичностью, достаточной для своевременного реагирования на ухудшение результатов.

#### 1.2.2 Контроль качества обессоливания и обезвоживания нефти

Для определения содержания хлористых солей в нефти используются:

- метод титрования водного экстракта по ГОСТ 21534-76, основанный на извлечении хл. солей из нефти водой и титровании их в водной вытяжке [18];

- электрометрический метод ГОСТ 33703-2015 (ASTM D 3230-13), заключающийся в измерении проводимости раствора нефти в смешанном спиртовом растворителе при воздействии электростатического напряжения [21]. Метод используется для оперативного определения солесодержания с помощью стационарных и портативных солемеров типа САН-Л.

Объективность контроля показателей качества процесса с достаточной достоверностью обеспечивается представленными методами, но для корректного мониторинга и анализа полученных результатов пробы должны быть представительными, поэтому пробы нефти должны отбираться по ГОСТ 2517-85.

Содержание воды в обессоленной и обезвоженной нефти определяется [88]:

- экспресс - методом с помощью лабораторных влагомеров нефти, основанные на диэлькометрическом методе измерения (ИВН-3003, ВСН-Л) и на поглощении энергии излучения СВЧ водонефтяной эмульсией (УДВН-1л) [11, 12].

Методы отличаются высокой оперативностью и приемлемой точностью измерения;

- методом дистилляции по ГОСТ 2477-12 (ASTM D 95 по международному стандарту), основанном на перегонке несмешивающегося с водой растворителя с последующим определением отделившегося количества воды. Метод широко распространен, имеет достаточно широкий диапазон измерения (0-25%) [19].

- методом центрифугирования по ГОСТ 31734-2012 (ASTM D 4007-11 по идентичному международному стандарту), где равные объемы нефти и насыщенного водой толуола помещают в каждую из двух конических пробирок и после центрифугирования снимают показания объема слоя воды и осадка на дне пробирок. Метод имеет широкий для обезвоженной нефти диапазон измерения (0-30%), но является на практике менее точным чем метод дистилляции [20];

- методом кулонометрического титрования по методу Карла Фишера по ГОСТ Р54284-2010 (ASTM D 4928-12) основанном на зависимости величины тока от количества воды реагируемой с определенным количеством йода, образуемого под действием электрического тока. Диапазон измерения составляет 0,005-5% и используется для определения малых количеств воды в нефти с высокой точностью поскольку определяет и эмульгированную и растворенную воду [17].

### 1.2.3 Подбор и оценка эффективности использования деэмульгаторов

Для подбора более эффективных деэмульгаторов по сравнению с базовыми, а также для получения аналогичных по эффективности марок и создания конкурентной среды для производителей реагентов, проводят тестирование деэмульгаторов в два этапа: сначала проводят лабораторный подбор, а затем опытно – промышленные испытания (ОПИ) эффективных деэмульгаторов на объектах.

Лабораторные испытания деэмульгаторов проводятся по общепринятому в мировой практике методу «Bottle Test», на основании которого разработаны отечественные аналоги методики, адаптированные под местные условия исследований [57, 70]. Сущность метода основана на сравнительном анализе критериев работы испытуемых образцов деэмульгаторов по сравнению с базовым деэмульгатором и без обработки деэмульгатором (холостая проба). В зависимости от преследуемых целей исследования определяются условия эксперимента: подготовка пробы нефтяной эмульсии, количество образцов деэмульгаторов, время полного отстоя и получения промежуточных результатов, температурные условия, дозировки деэмульгаторов, совместимость с другими химическими реагентами.

Эффективность деэмульгатора определяется на основании совокупности критериев: кинетики и динамики отстоя воды, содержания остаточной воды в

верхнем слое нефти, толщине промежуточного слоя, четкости границы раздела фаз, чистоте отделяемой воды, содержащейся в пробах нефтяной эмульсии. При равной эффективности новых образцов предпочтение отдается в пользу образца, работающего при меньшей температуре и дозировке, т.е. в пользу технологически и экономически более эффективного, имеющего меньшую стоимость, определяются рациональные параметры процесса отстоя.

Ускорить лабораторный подбор по сравнению с классическим «Bottle Test» можно с помощью анализатора стабильности дисперсных систем LUMiFuge. Прибор сконструирован на базе аналитической центрифуги со встроенными в центробежную плоскость источником инфракрасного излучения и детектором. Принцип действия прибора основан на записи профилей пропускания образцов по всей длине кюветы во время воздействия на них центробежных сил. Кроме количественной оценки эффективности деэмульгаторов прибор позволяет оценивать стабильность эмульсий, подбирать требуемую концентрацию деэмульгаторов, изучать очень стабильные, вязкие и высококонцентрированные системы, использовать получаемые кривые в качестве «отпечатков пальцев» для контроля качества и др. [102].

По результатам лабораторных исследований выделяется несколько наиболее эффективных образцов и поочередно проводятся ОПИ на реальном объекте подготовки. Однако эффективность подобранных деэмульгаторов по результатам лабораторных работ не всегда удается достичь при проведении ОПИ, поскольку в лабораторных условиях не учитывается гидродинамический режим потоков, который может иметь значительное влияние на скорость деэмульсации в реальных условиях. В таких случаях выявляется потенциал для сокращения химического воздействия за счет совершенствования гидродинамической структуры технологических потоков в оборудовании УПН, создающий принципиально новые возможности для интенсификации процесса деэмульсации.

#### 1.2.4 Рациональный режим и управление эффективностью оборудования.

Рациональный режим работы оборудования характеризуется минимальным воздействием на нефтяную эмульсию при максимальной нагрузке на оборудование и сохранении показателей качества нефти близких к верхней границе нормы.

Применительно к рассматриваемому технологическому комплексу находят гидродинамические характеристики процессов инженерными расчетами [47]:

1) Время прохождения нефтяной эмульсии по трубопроводам, позволяющее оценить достаточность внутритрубной деэмульсации на основании лабораторных тестов нефтяной эмульсии обработанной деэмульгаторами:

$$t_{тр} = \frac{\pi D^2 L}{4Q}, \quad (1.1)$$

где  $D$  - внутренний диаметр трубопровода;

$L$  - длина трубопровода;

$Q$  - расход нефтяной эмульсии.

2) Режим течения нефтяной эмульсии по трубопроводам, характеризующийся критерием Рейнольдса, для случая труб круглого сечения:

$$Re = \frac{4Q}{\pi \nu}, \quad (1.2)$$

где  $\nu$  - кинематическая вязкость нефтяной эмульсии.

При ламинарном режиме течения, в подводящих трубопроводах будет происходить внутритрубная деэмульсация, а при турбулентном режиме эмульсия в трубопроводе не отстаивается, капли воды дробятся, а эмульсия редиспергируется.

3) Необходимое времени для разделения нефтяной эмульсии определяется на основании закона Стокса по физико-химическим и реологическим характеристикам рабочих сред с учетом толщины слоя разделения фаз в аппарате:

$$\tau_{р} = \frac{18\mu_{н}*h}{d^2(\rho_{в}-\rho_{н})*g} * \frac{2\mu_{в}+3\mu_{н}}{3(\mu_{в}+\mu_{н})}, \quad (1.3)$$

где  $\tau_{р}$  - время полного разделения нефтяной эмульсии;

$\mu_{н}, \mu_{в}$  - динамические вязкости нефти и воды;

$h$  - толщина слоя разделения фаз в аппарате;

$d$  - диаметр капель дисперсной фазы;

$\rho_{н}, \rho_{в}$  - плотности нефти и воды;

$g$  - ускорение свободного падения.

4) Фактическое время пребывания нефтяной эмульсии в отстойнике:

$$\tau_{ф} = K_{эф} \frac{V_0}{Q}, \quad (1.4)$$

где  $V_0$  - внутренний объем отстойника;

$K_{эф}$  – коэффициент эффективного использования объема отстойника,

для разных конструкций отстойников,  $K_{эф} = 0,7 \dots 0,9$ .

5) Степень загрузки отстойного оборудования от теоретически возможной определяется отношением времени полного разделения нефтяной эмульсии к фактическому времени пребывания нефтяной эмульсии в отстойнике.

6) Минимальное количество промывной воды  $G_B$  рассчитывается исходя из идеальных условий смешения [79]:

$$G_B = \frac{C_{BH} (C_H - C_{св} * C_{BH}')}{C_{впр} * C_{BH}' - C_H * C_{св}}, \quad (1.5)$$

где  $C_H$  - содержание солей на выходе нефти с блока обессоливания, мг/дм<sup>3</sup>;

$C_{BH}, C_{BH}'$  - содержание воды в нефти поступающей и уходящей с блока обессоливания, % масс. на нефть;

$C_{св}, C_{впр}$  - содержание солей в пластовой и пресной воде, поступающей на промывку, мг/дм<sup>3</sup>;

Достижение полученных на основании расчетов параметров рационального режима обессоливания и обезвоживания и является целью управления качеством процессов и эффективностью работы оборудования. Недостижение рациональных параметров говорит о несовершенстве оборудования и недостатках процессов.

### 1.3 Направления совершенствования оборудования

Для выделения ключевых направлений совершенствования оборудования с целью интенсификации процессов рассмотрены технико-экономические показатели обессоливания и обезвоживания нефти в разрезе операционных затрат.

#### 1.3.1 Операционные затраты и причины их увеличения

Как на промысловых УПН так и на заводских ЭЛОУ для подготовки нефти используется технология термохимического воздействия на подготавливаемое сырье при гравитационном отстое, дополняемая воздействием электрического поля с использованием электродегидраторов, как наиболее простой, надежный и наименее затратный способ деэмульсации. В этом случае затраты на подготовку нефти идут на нагрев сырья, на использование химических реагентов – деэмульгаторов и на электроэнергию при использовании насосной подачи сырья на подготовку и на работу электродегидраторов (рисунок 1.29) [29].

Эксплуатационные затраты по нагреву сырья зависят от энергетической составляющей процесса, и в большинстве случаев не так заметны для НГДУ по сравнению с НПЗ, так как в этом случае используется попутно добываемый нефтяной газ для нагрева сырья в промышленных печах и путевых подогревателях.

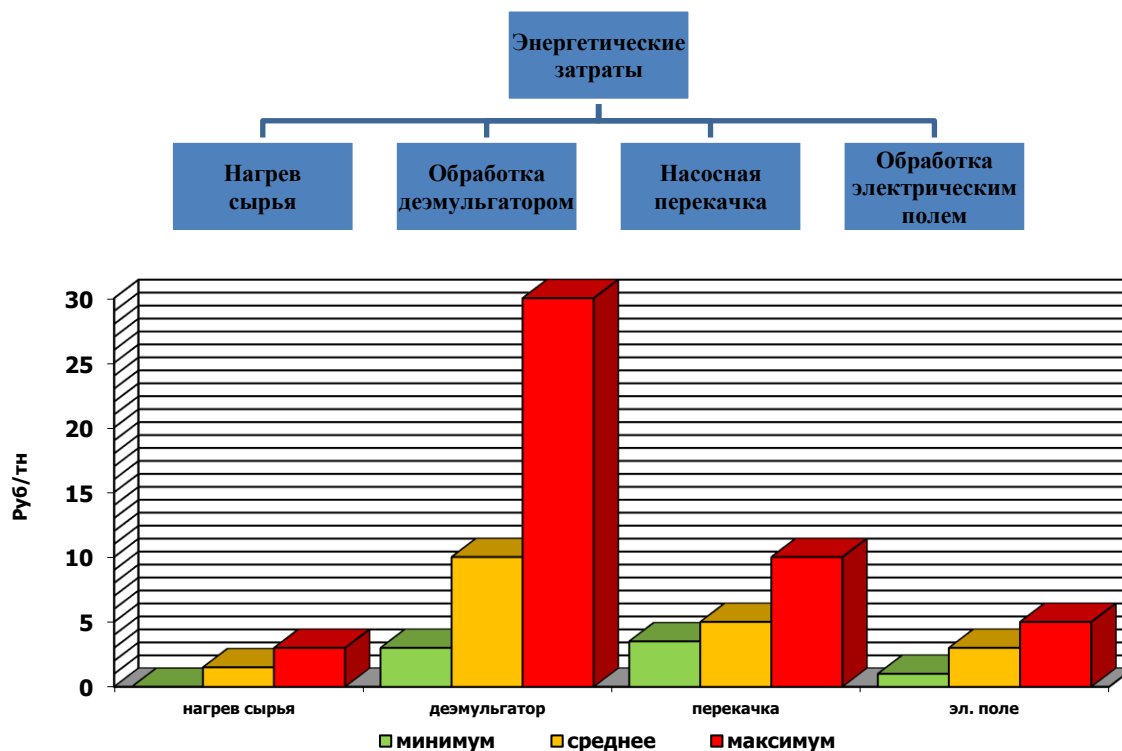


Рисунок 1.29 – Распределение удельных затрат промышленной подготовки нефти  
Затраты составляют от 1,5 до 3 рублей на тонну сырья. При прочих равных условиях, использование деэмульгатора с большей деэмульгирующей активностью позволяет снизить температуру и сократить затраты на нагрев.

При повсеместной химизации процессов подготовки затраты на применение деэмульгаторов составляют от 3 до 10 рублей на тонну подготовленной нефти, а по отдельным объектам подготовки достигают 30 руб/т из расчета дозировки деэмульгаторов 30...70 г/т для легких и 100...320 г/т для тяжелых нефтей, при цене до 100 тыс. руб/т по отечественным и до 150 тыс. руб/т по импортным маркам.

Затраты на электроэнергию для перекачки сырья по технологической цепочке установки зависят от гидравлических характеристик технологической обвязки, обводненности и реологических характеристик сырья, режима работы насосного агрегата, при этом могут составлять от 3,5 до 10 рублей на тонну подготовленной нефти. Для подачи сырья с помощью насосов недостатками

являются высокая металлоемкость сопутствующего оборудования для организации откачки и повышение стойкости нефтяной эмульсии вследствие интенсивного диспергирования при перемешивании фаз в насосе.

Затраты на электроэнергию для обработки в электрическом поле зависят от степени загрузки электродегидратора, и составляют от 1 до 5 рублей на тонну подготовленной нефти. Эффективная электрообработка нефти должна позволять сокращать расход деэмульгатора. На ЭЛОУ структура затрат аналогична с одним отличием – бóльшая доля энергетических затрат приходится на нагрев [41].

Наибольшая часть операционных затрат связана с обработкой нефти деэмульгатором и использованием насосной перекачки нефти по технологии. Таким образом, направлением совершенствования оборудования обессоливания и обезвоживания нефти, определяющим эффективность всего комплекса подготовки нефти является совершенствование гидродинамической структуры при вводе, распределении и смешении деэмульгатора и промывной воды в потоке обрабатываемой нефти. Данное направление имеет перспективу в связи с неуклонным ростом удельных затрат на подготовку нефти из-за объективных факторов и в связи с имеющимся потенциалом по улучшению гидродинамического режима работы технологического оборудования из-за субъективных факторов (рисунок 1.30).



Рисунок 1.30 – Влияние увеличения затрат на эффективность деэмульсации



В целом по нефтегазовой отрасли затраты на подготовку неуклонно растут из-за объективного повышения стойкости нефтяных эмульсий, поступающих на объекты подготовки вследствие:

- повсеместного применения методов повышения нефтеотдачи и форсированного отбора жидкости из пласта, что приводит к повышению содержания в продукции скважин механических примесей, являющихся центрами кристаллизации природных эмульгаторов (асфальтенов, смол и парафинов);

- химизации технологических процессов нефтедобычи, в результате чего химические реагенты, продукты реакций после кислотных и щелочных обработок скважин, другие растворы и реагенты, используемые в системе нефтесбора промысла, загрязняют нефтяную эмульсию, являясь техногенными эмульгаторами;

- увеличение в общем объеме добычи нефти, доли трудно извлекаемых запасов из фонда добывающих скважин, осложненных повышенной плотностью и вязкостью, повышенным содержанием асфальтенов, смол и парафинов, т.е. тех нефтяных компонентов, являющихся природными стабилизаторами эмульсий, а также повышенным содержанием сероводорода, компонента который образует при взаимодействии с продуктами коррозии оборудования дополнительный объем механических примесей в виде сульфида железа.

### 1.3.2 Недостатки оборудования и несовершенства процессов

К субъективным причинам относят факторы, на которые возможно оказывать влияние со стороны субъекта технологического процесса – это осложнения и несовершенства технологического процесса, компенсируются повышенным нагревом и дозировкой деэмульгатора, увеличивая затраты [107,101]:

- кратковременные изменения объема поступления сырья на подготовку – суточные пульсации, как по объему, так и по фазовому соотношению поступающего сырьевого потока, приводят к необоснованному расходованию деэмульгаторов. В таких случаях, при максимальном объеме поступления сырья на УПН, дозировка деэмульгатора минимальна, скорость разделения эмульсии замедляется, что должно приводить к ухудшению качества подготовки продукта. В том случае если не происходит заметного ухудшения качества, то этот факт свидетельствует об

имеющемся потенциале для сокращения расхода деэмульгатора (Рисунок 1.31).

- перегрузка оборудования гравитационного отстоя – отстойников и технологических резервуаров в результате превышения объема поступающего сырья над максимальной пропускной способностью или производительностью оборудования - время пребывания эмульсии  $t_{\text{ф}}$  становится меньше времени осаждения (всплытия) частиц дисперсной фазы  $t_{\text{р}}$ , из выражений (1.3) и (1.4);

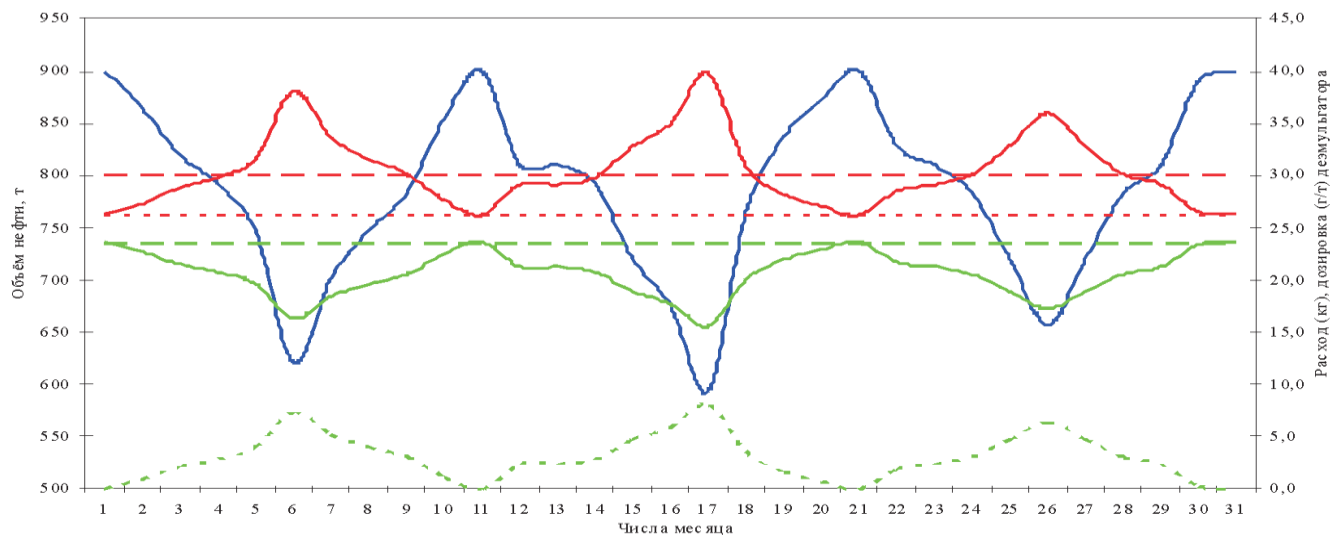


Рисунок 1.31 - Определение потенциала сокращения расхода деэмульгатора:

— расход нефти, т/сут; ---- норма дозировки, г/т; ..... минимальная дозировка, г/т;  
 ..... потенциал сокращения расхода деэмульгатора, л/ч; ---- фактический расход деэмульгатора, л/ч; — фактическая дозировка, г/т; — расход деэмульгатора при минимальной дозировке

- перегрузка отстойника, параллельно работающего в группе аппаратов, образующих ступень подготовки, возникает при изменении гидравлических характеристик технологической обвязки этих отстойников, в результате чего один или несколько аппаратов принимают на себя объем нефтяной эмульсии, превосходящий его проектную (расчетную) производительность.

- снижение производительности отстойного оборудования, может быть вызвано сокращением полезного объема секции отстоя вследствие накопления донных отложений в мертвых (тупиковых) зонах отстойника или отказом распределителей эмульсии внутри отстойника из-за закупорки отложениями перфорационных отверстий, коррозионного разрушения самого распределителя

(«маточника») и других внутренних устройств отстойника (Рисунок 1.32).

- несоответствие фактических условий деэмульсации - температуры и необходимого времени пребывания в аппарате требуемым условиям гравитационного отстоя на объекте подготовки;

- несоответствие качественных характеристик сырья, допустимым параметрам технологического оборудования, приводящие к получению некачественного продукта на выходе из аппарата. При этом сбой работы одной из ступеней подготовки негативно влияет на работу последующих ступеней;

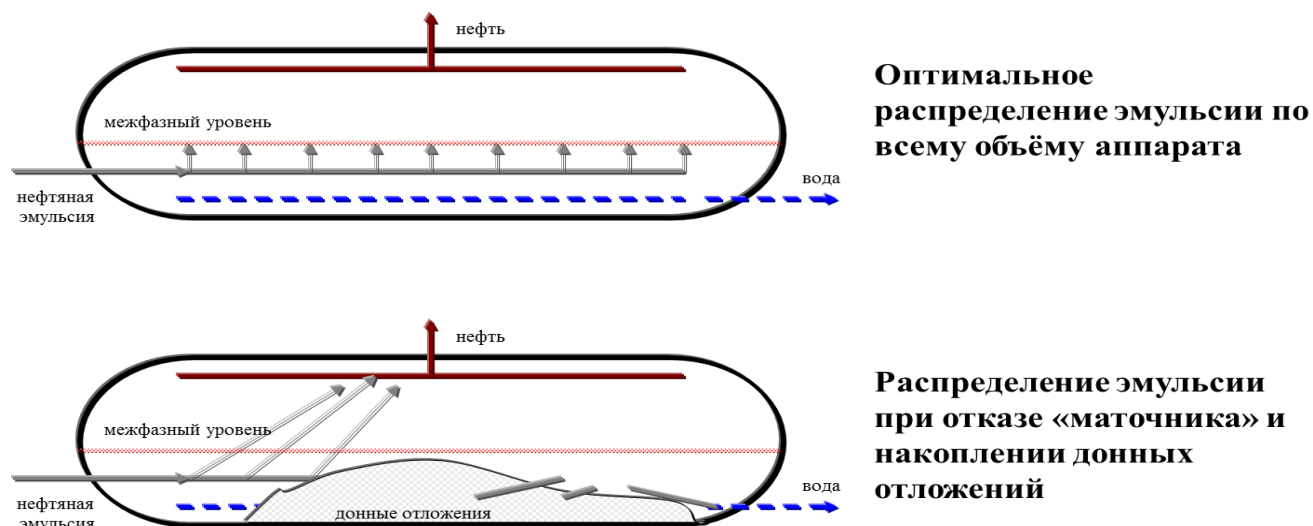


Рисунок 1.32 - Схемы распределения эмульсии в отстойнике

- низкая технологическая эффективность применяемых деэмульгаторов, оцениваемая по общепринятой в мировой практике методике бутылочной пробы;

- необоснованность выбора точки дозирования деэмульгатора, что приводит в одном случае к захвату и уносу части деэмульгатора с потоком сбрасываемой воды на ранних ступенях водоотделения, где основной объем воды, находящийся в свободном состоянии может отделяться без воздействия деэмульгатора, в других случаях к реагированию деэмульгатора на более ранней стадии, в результате разделившееся в трубопроводе фазы могут повторно эмульгироваться, или на более поздней стадии, если деэмульгатор плохо распределяется в объеме нефти;

- использование насосной подачи водонефтяной эмульсии в технологической схеме УПН, при этом возникает повторное диспергирование эмульсии и необоснованное потребление электроэнергии;

Вышеперечисленные несовершенства технологического процесса, на фоне объективного увеличения стойкости нефтяных эмульсий, хотя и являются факторами, осложняющими процесс подготовки, но не приводят к ухудшению качества подготовки продукта, поэтому не всегда различимы и доступны для контроля и анализа. На практике, с целью дальнейшего недопущения ухудшения качества подготовки продукта, названные осложнения с разной степенью успеха компенсируются технологическими воздействиями, над которыми установлен контроль и управление, а именно повышенным расходом деэмульгатора и более высокой температурой процесса. Такие меры увеличивают операционные затраты.

Для обоснованного решения о принятии корректирующих мер по настройке технологического процесса необходимо выяснять коренные причины ухудшения технологии, и совершенствование процесса деэмульсации должно основываться на системном анализе текущего режима работы объекта, с подбором оборудования и разработкой устройств оптимизирующих гидродинамический режим ступени деэмульсации в части устранения или минимизации негативных факторов.

Общеизвестно что, процесс термохимического разделения нефтяных эмульсий гравитационным отстоем протекает постадийно: нагрев сырья – ввод деэмульгатора – распределение деэмульгатора во всем объеме дисперсной фазы – разрушение бронирующих оболочек на глобулах дисперсной фазы – сближение глобул – слияние глобул и укрупнение капель – разделение фаз в аппарате [35]. Поэтому идеальным вариантом является организация такого гидродинамического режимов, при которых в отстойник поступают уже подготовленные к разделению фазы, а в отстойнике происходит только их разделение. Это позволит сократить необходимый объем для отстоя или повысить производительность имеющегося отстойного оборудования, сократить расход деэмульгаторов и снизить температуру нагрева, а в итоге повысить эффективность процесса.

### 1.3.3 Предлагаемые усовершенствования

#### **Устройства повышения точности дозирования деэмульгатора.**

В условиях нефтяного промысла затраты на термическое и электрическое воздействия могут быть сокращены за счет использования собственной тепловой и

электрической энергии, полученной при утилизации попутного нефтяного газа в котельных, печах – нагревателях и ГТЭС. Сложнее обстоят дела с сокращением удельных затрат на деэмульгаторы, поскольку компенсировать сокращение их расхода при условии сохранения приемлемого качества нефти за счет повышенной температуры и повышенной напряженности электрического поля при уже найденных рациональных режимах в полном объеме невозможно. В таких условиях основным методом сокращения затрат на химреагенты остается подбор более технологически эффективных и дешевых марок деэмульгатора по методике «Bottle Test» или по аналогичным отечественным методикам [57]. Однако, результаты лабораторных работ по подбору эффективных деэмульгаторов и оценки технологического режима УПН в сравнении с результатами опытно-промышленных испытаний деэмульгаторов на объектах подготовки нефти ООО «ЛУКОЙЛ-Коми», проведенных в 2011 - 2012 гг. институтом «ПечорНИПИнефть», показали наличие потенциала для сокращения химического воздействия за счет совершенствования гидродинамической структуры рабочих потоков и гидродинамического режима оборудования подготовки нефти [61].

В соответствии с выводами по данной работе, одним из негативно влияющих факторов на технологический режим УПН является нестабильность поступления или флуктуации расхода сырой нефти на УПН, вызванные изменениями рабочего давления и соотношения компонентов смеси в нефтесборной сети, состоящей из нефти, газа и пластовой воды. Пульсации потока могут быть вызваны различными причинами: физико-химическими и реологическими свойствами компонентов смеси, особенностью работы фонда нефтяных скважин; высоким содержанием попутного газа и пластовой воды в продукции скважин; беспокойным рельефом местности, по которой проложены нефтесборные коллекторы; несоответствием диаметра нефтесборных коллекторов расходу продукции скважин, в результате чего в коллекторе образуются свободные фазы газа и воды.

В связи с тем, что расход деэмульгатора постоянен, возникает ситуация когда при максимальном объеме поступления сырья, дозировка или удельный расход деэмульгатора минимальны (Рисунок 1.33,а), что приводит в отдельных случаях к

ухудшению качества, а если не происходит заметного ухудшения качества, то этот факт говорит об имеющемся потенциале для сокращения расхода деэмульгатора.

Так как объективные причины флуктуаций потока зачастую устранить практически невозможно, приходится адаптироваться к таким ситуациям – синхронизировать изменения расхода деэмульгатора с изменением расхода нефти, тогда при флуктуациях входного потока дозировка будет постоянна (Рисунок 1.33,б).

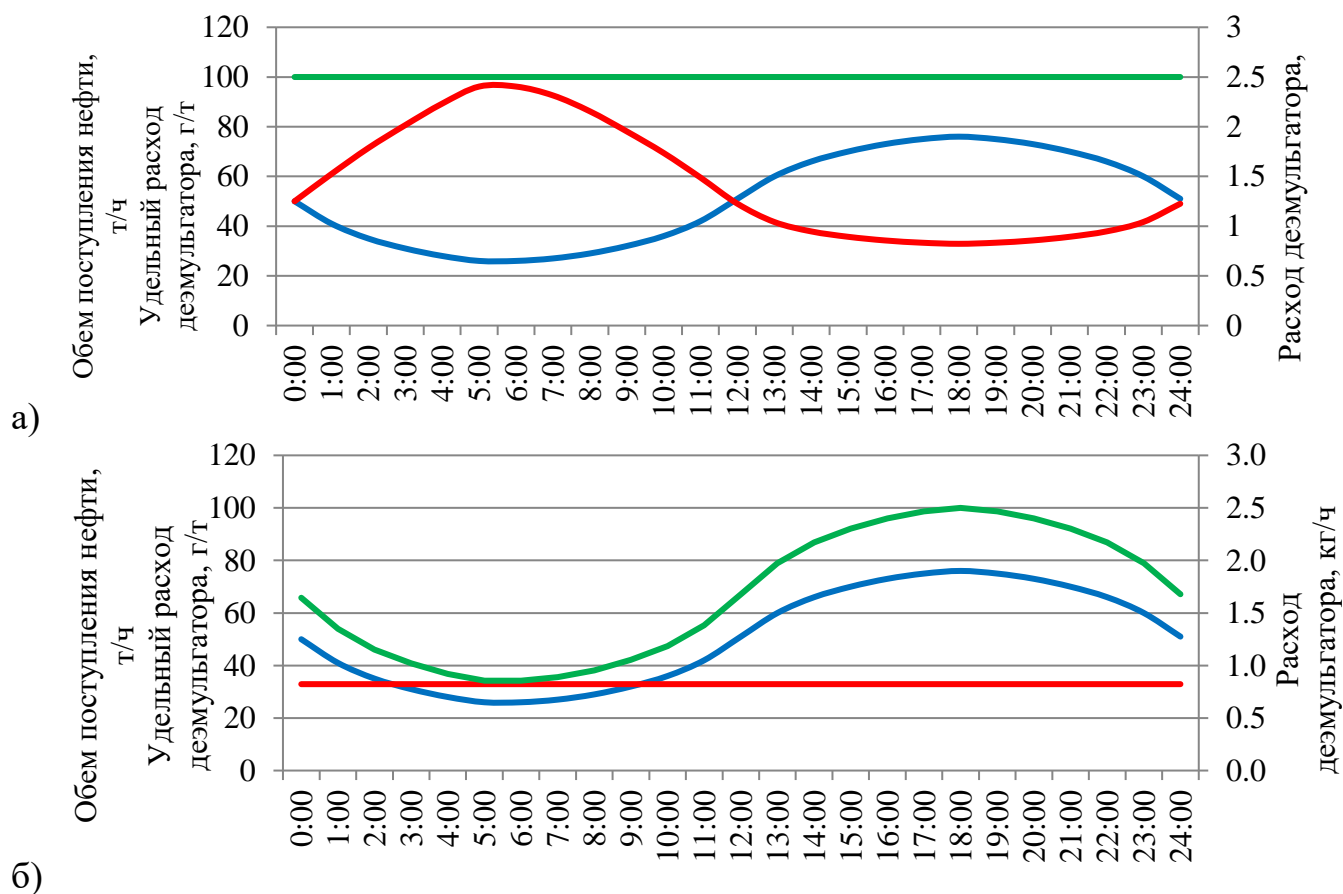


Рисунок 1.33 - Изменение дозировки деэмульгатора из-за флуктуаций расхода нефти: а – без синхронизации расходов; б – с синхронизацией расходов; — расход нефти; — дозировка деэмульгатора; — расход деэмульгатора

Кроме прямой выгоды от сокращения затрат на химреагент при синхронизации расходов сырой нефти и деэмульгатора за счет совершенствования гидродинамической структуры поступающего многофазного потока, имеется резерв по совершенствованию гидродинамического режима на этапах ввода и перемешивания рабочих агентов – жидкостей: деэмульгатора и промывной воды на ступенях обессоливания, что в итоге позволит продолжить оптимизацию остальных факторов, используя синергетический эффект от их комплексной оптимизации.

Устройства ввода, распределения и смешения рабочих агентов. Сокращение затрат на деэмульгаторы при условии сохранения качества нефти за счет повышенной температуры и повышенной напряженности электрического поля при уже найденных до этого рациональных режимах в полной мере невозможно. Как известно, эффективность применения деэмульгатора, эффективность вымывания солей из нефти зависит от интенсивности гидродинамического режима, характеризующимся режимом течения жидкости - ламинарный, переходный или турбулентный. В свою очередь, режим течения влияет на стойкость нефтяной эмульсии, так как с увеличением турбулентности потока сильнее диспергируется водная фаза в потоке нефти, а из закона Стокса (1.3) размер капель является решающим фактором, влияющим на скорость осаждения капель воды в дальнейшем разделении фаз.

Безусловно, эффективное перемешивание необходимо для качественной подготовки нефти и используется в процессе распределения деэмульгатора в объеме обрабатываемой нефти, доведения деэмульгатора до места его непосредственного реагирования – глобул и капель воды, а также для эффективного вымывания солей пресной водой. Чем больше вязкость нефти, тем более чувствительна нефть к гидродинамическому режиму подготовки, так как стойкость нефтяной эмульсии при прочих равных условиях перемешивания повышается с ростом вязкости нефти. Но пытаясь добиться лучшего перемешивания деэмульгатора и пресной воды в объеме нефти за счет турбулизации смешиваемых потоков, добиваются другого негативного эффекта – увеличения стойкости эмульсии. Что приводит к необходимости повышения степени воздействия на эмульсию деэмульгатором, нагревом, электрическим полем, что в условиях постоянства объема отстойника, вынуждает снижать его производительность, и тут уже не идет речь ни о каком сокращении затрат.

Идеальный вариант гидродинамического режима, при котором в отстойник поступают уже подготовленные к разделению фазы, а в отстойнике происходит только их разделение, сократит необходимое время для отстоя и повысит производительность имеющегося отстойного оборудования, сократит расход

деэмульгатора и снизит температуру нагрева, повысит эффективность процесса.

Эффективность обессоливания и обезвоживания нефти тесно связана с характеристиками процесса перемешивания, так как только при этом достигается равномерное во всем объеме распределение фаз или смешиваемых компонентов и обеспечивается их тесное взаимодействие, что позволит интенсифицировать процессы в оборудовании при обессоливании и обезвоживании нефти и сократить производственные затраты, что в итоге повысит эффективность.

Для эффективного использования деэмульгатора и промывной воды на практике перед ступенью деэмульсации применяют интенсифицирующие устройства (Рисунок 1.34): диспергатор – для ввода и максимального распределения деэмульгатора и промывной воды в потоке нефти; смеситель – для интенсивного перемешивания смеси.

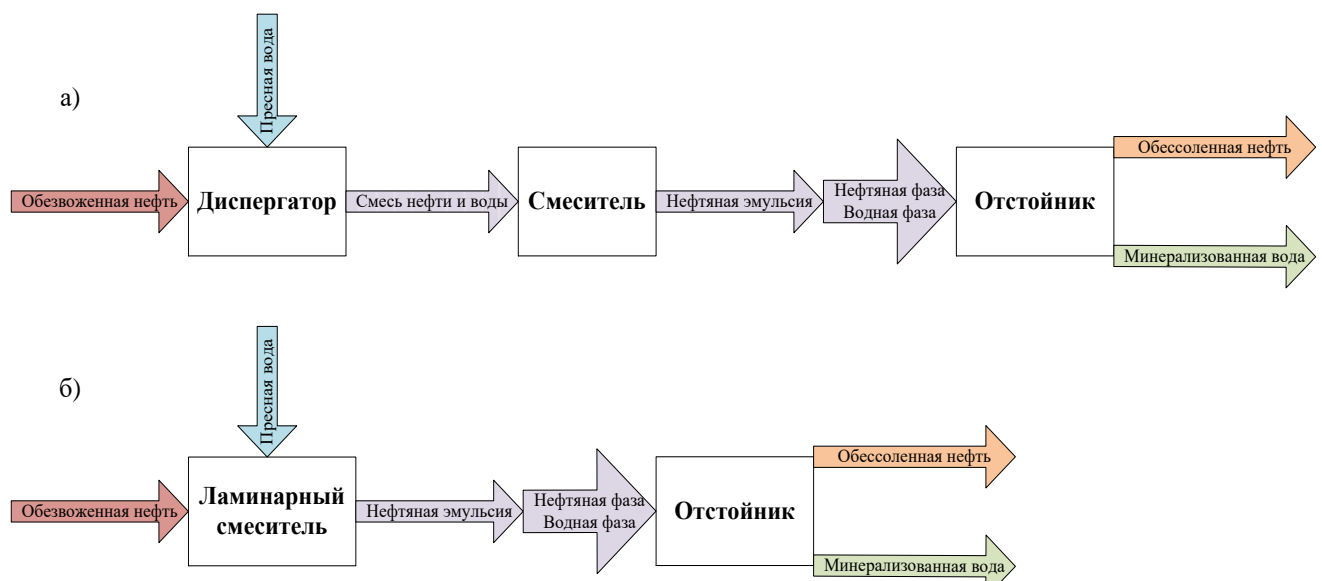


Рисунок 1.34 - Блок-схема обработки нефти перед ступенями обессоливания:

а – стандартная; б - с объединением диспергатора и «ламинарного» смесителя

Проблема эффективного применения деэмульгатора без увеличения стойкости эмульсии может быть решена без использования классических в промышленной практике статических смесителей, работа которых основана на организации интенсивного перемешивания за счет создания перепада давления в местных гидравлических сопротивлениях смесительных устройств, а организацией ламинарного смешения при промывке нефти пресной водой на ступенях обессоливания и обезвоживания УПН.



Термин «ламинарное смешение» означает малую скорость сдвига, обеспечивающую послойное, невозмущенное течение [9]. Такой узел смешения не должен создавать перепада давления на участке трубопровода, что позволит сократить энергетические затраты на подготовку за счет перехода к безнасосной перекачке сырья по технологической цепочке УПН, что также позитивно скажется на подготовке за счет исключения диспергирования нефтяной эмульсии в рабочих колесах питающего насоса.

Таким образом, объединение «ламинарного» смесителя и устройства повышения точности дозировки деэмульгатора в один комплекс является логически обоснованным, так как применение смесителя не создающего перепада давления основному потоку приводит к отказу от насосной подачи нефти на блок обессоливания или к значительному снижению требуемого напора насоса, что влечет за собой появление флуктуаций расхода, оказывающих негативное влияние в процессе обработки нефти деэмульгатором, в этой связи устройство повышающее точность его дозирования нивелирует это влияние.

#### 1.4 Цель и задачи исследований

Цель работы заключается в разработке основ создания струеинжекционного смесителя с синхронизацией дозирования деэмульгатора для интенсификации обессоливания и обезвоживания нефти.

Основные задачи работы:

- анализ существующего оборудования для интенсификации обессоливания и обезвоживания нефти;
- формирование методологических основ исследования;
- моделирование гидродинамической структуры смешиваемых потоков;
- проведение экспериментальных исследований смесителя и системы дозирования;
- разработка методики обоснования параметров смесителя и системы дозирования.

## Выводы по главе 1

1. Анализ конструктивных особенностей и результатов исследований системы дозирования деэмульгатора и устройств ввода, диспергирования и смешивания воды в обрабатываемом потоке нефти, объединенных по функциональному признаку в один технологический комплекс, способствующего ускорению процессов деэмульсации и вымывания солей из нефти, позволяет сделать следующие выводы:

- при сравнении конструкций дозирующих насосов, выявлено, что наибольшими конкурентными преимуществами по сравнению с другими конструкциями обладают мембранные насосы, позволяющие осуществлять регулирование производительности без их остановки;

- при сравнении конструкций устройств ввода, только инжекционные устройства обеспечивают низкое гидравлическое сопротивление основному потоку и нужную дисперсность компонента за счет формирования характерных струй;

- при рассмотрении различных конструкций смесительных устройств, выявлено их общее свойство – эффективность перемешивания напрямую зависит от потерь энергии обрабатываемого потока, идущих на формирование вихрей и рекомбинации струй потока, что в свою очередь повышает энергетику процесса, в то время как статический смеситель должен обеспечивать эффективное распределение компонентов в потоке при низких затратах энергии.

2. Так как основные показатели качества нефти достигаются в ходе процесса деэмульсации, для оценки устойчивости нефтяной эмульсии и эффективности деэмульгаторов применяется лабораторный метод «Bottle Test», однако при проведении ОПИ деэмульгаторов не всегда удается достичь эффективности полученной в лаборатории, так как не учитывается гидродинамический режим потоков, который может иметь значительное влияние на скорость деэмульсации в реальных условиях. Таким образом, выявляется потенциал для сокращения химического воздействия за счет совершенствования гидродинамической структуры технологических потоков в оборудовании УПН, создающий принципиально новые возможности для интенсификации процессов.

Достижение полученных на основании расчетов параметров рационального режима обессоливания и обезвоживания нефти является целью управления качеством процессов и эффективностью работы оборудования. Недостижение рациональных параметров указывает на несовершенства оборудования и недостатки процессов.

3. Затраты на подготовку нефти неуклонно растут из-за объективного повышения стойкости нефтяных эмульсий, поступающих на объекты подготовки. Несовершенства технологического процесса являются субъективными причинами, чаще всего компенсирующиеся повышенным нагревом и дозировкой деэмульгатора, при этом увеличивая затратную часть процесса. Комплекс устройств для совершенствования гидродинамического режима, при котором в отстойник поступают уже подготовленные к разделению фазы, позволит сократить необходимый объем для отстоя или повысить производительность имеющегося отстойного оборудования, сократить расход деэмульгаторов и снизить температуру, что повысит эффективность УПН, при этом выделены направления совершенствования:

- синхронизация расходов сырой нефти и деэмульгатора за счет управления параметрами гидродинамической структуры многофазного потока;

- совершенствование гидродинамического режима на этапах ввода и перемешивания рабочих жидкостей: деэмульгатора и промывной воды на ступенях обессоливания, что в итоге позволит использовать синергетический эффект от их комплексной оптимизации, сокращая при этом затраты на электрическую и тепловую энергии. Узел смешения не должен создавать перепада давления на участке трубопровода, что позволит сократить энергетические затраты на подготовку за счет снижения мощности насосных агрегатов или перехода к безнасосной подаче сырья по технологической цепочке УПН, что позитивно скажется на подготовке за счет исключения диспергирования нефтяной эмульсии в рабочих колесах питающего насоса.

1.5.4. Цель работы заключается в разработке основ создания струеинжекционного смесителя с синхронизацией дозирования деэмульгатора для интенсификации обессоливания и обезвоживания нефти.

## 2 МЕТОДОЛОГИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ИССЛЕДОВАНИЙ

### 2.1 Программа исследований объектов подготовки нефти

Для выявления недостатков оборудования и потенциала по совершенствованию гидродинамического режима операций обессоливания и обезвоживания нефти используется программа исследований, разработанная в филиале ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПечорНИПИнефть» в г. Ухте и положительно зарекомендовавшая себя при проведении на объектах подготовки нефти ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» научно-исследовательской работы (НИР) [61] (Приложение А).

В ходе выполнения аналогичных НИР: «Анализ технико-технологического состояния объектов подготовки» и «Мониторинг объектов подготовки» в 2011 г., автором был накоплен теоретический и практический опыт по анализу технологического режима и подбору эффективных деэмульгаторов на объектах подготовки, создана информационная, аналитическая и методологическая база для данных исследований, по каждому объекту подготовки определены технологические несовершенства оборудования, выработаны рекомендации по совершенствованию технологического режима, получены положительные результаты опытно-промышленных испытаний (ОПИ).

Программа совершенствования процесса деэмульсации на объектах подготовки начинается с наиболее вероятных, простых и доступных для проверки отклонений процесса при этом каждый последующий этап проходит четыре обязательные стадии: идентификация отклонений – анализ получаемой информации – определение причин осложнений и несовершенств – рекомендации по устранению или минимизации осложнений и несовершенств [107].

Программа состоит из следующих этапов (Рисунок 2.1):

- сбор исходных данных для исследования;
- анализ текущего технологического режима работы установок с целью выявления отклонений от норм и оценки степени влияния осложняющих факторов: нарушение температурного режима, увеличение нагрузки на оборудование, при выводе параллельно работающих единиц на ремонт или техобслуживание;

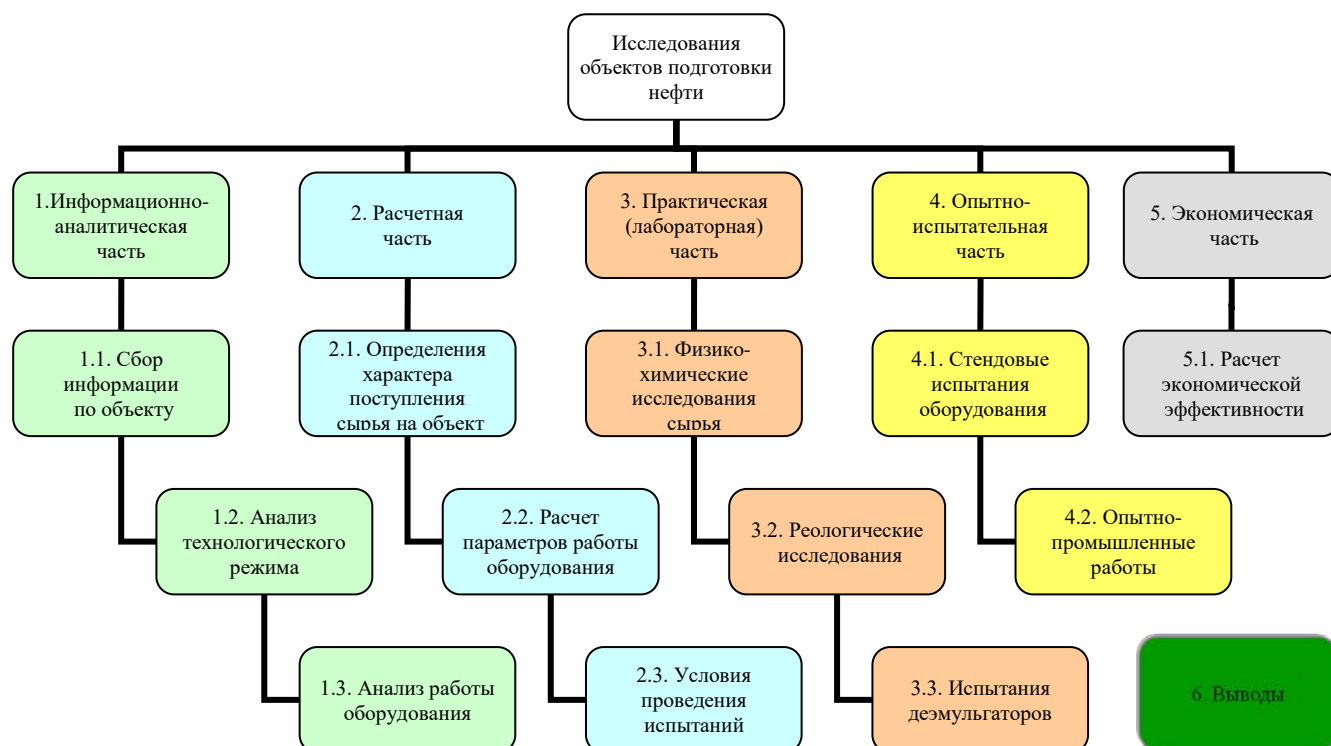


Рисунок 2.1 – Этапы программы исследований объектов подготовки нефти.

- анализ режима работы технологического оборудования;
- определение количественных и качественных показателей поступающего сырья на объект подготовки;
- определение расчетным путем рационального режима работы технологического оборудования;
- выбор условий проведения испытаний деэмульгаторов и проведение лабораторных испытаний деэмульгаторов;
- разработка программ и инженерное сопровождение стендовых испытаний и опытнo-промышленных работ;
- результатами исследований являются рекомендации по совершенствованию технологического режима с экономическими обоснованиями и выводами.

Программа исследований предполагает изучение гидродинамического режима работы оборудования объекта подготовки с целью выявления несовершенств технологического процесса, разработки методов и средств совершенствования технологического режима.

На основе программы НИР разработана структура диссертационного исследования, представленная в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Структура диссертационного исследования

Тема работы		ОСНОВЫ СОЗДАНИЯ СТРУЕИНЖЕКЦИОННОГО СМЕСИТЕЛЯ С СИНХРОНИЗАЦИЕЙ ДОЗИРОВАНИЯ ДЕЭМУЛЬГАТОРА ДЛЯ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ОБЕССОЛИВАНИЯ И ОБЕЗВОЖИВАНИЯ НЕФТИ	
Терминология работы	Комплекс	Система, совокупность чего-либо, объединённого вместе, имеющего общее предназначение, и отвечающего какой-либо определённой общей цели (подготовка нефти товарного качества)	
	Составляющие комплекса	Система дозирования деэмульгатора	Смеситель для обессоливания нефти
	Интенсификация	Ускорение, повышение производительности технологических операций	
	Технологические операции	Обезвоживание нефти	Обессоливание нефти
	Процессы в оборудовании	Деэмульсация нефти	Смешение и промывка нефти пресной водой
	Совершенствование	Процесс улучшения	
	Гидродинамическая структура	Амплитуда и частота флуктуаций смешиваемых потоков	Скорости потоков, турбулентность смеси, концентрация смешиваемых компонентов
	Смешиваемые потоки	Деэмульгатор - Нефть	Пресная вода - Нефть
<b>№</b>	<b>Этапы</b>	<b>Содержание этапов</b>	
1	Аналитический обзор	Обзор оборудования и методов контроля процессов и эффективности работы оборудования Анализ оборудования и выбор направления для совершенствования Формулировка цели и задач исследования	
2	Методология исследований	Программа и структура исследований	
		Средства мониторинга и обработки параметров работы оборудования	Теоретический анализ и концепция исследования гидродинамики струй и структуры смешиваемых потоков
		Методы лабораторных исследований сред	Средства геометрического и численного моделирования
3	Теоретические исследования	Анализ характера флуктуаций поступления нефти с целью определения потенциала для сокращения потребления деэмульгатора с помощью программы мониторинга ХНҚ	Компьютерное моделирование гидродинамики смесительных элементов смесителя с помощью программы вычислительной гидродинамики CFD (Computational Fluid Dynamics) - ПК FlowVision
4	Экспериментальные исследования	Промысловые испытания систем дозирования	Промысловое тестирование штатных смесителей
		Лабораторные тесты проб нефти	ОПИ смесительных элементов устройства
5	Практическое применение	Аналитический отчет по выбору оборудования	Инженерная методика расчета параметров устройства
		Расчет экономической эффективности	
		Акт внедрения результатов диссертационного исследования	

## 2.2 Концепция выбора конструкций и обоснования параметров

На основании результатов анализа текущей ситуации процессов обессоливания и обезвоживания нефти конкретного объекта подготовки нефти применяются определенные подходы к выбору компоновок и конструкций совершенствуемого оборудования.

При разработке конструкции смесителя промывной воды блока обессоливания используются базовые принципы конструирования [39, 60]:

- эвристический метод генерации новых решений, основанный на использовании определенной системы наводящих вопросов при рассмотрении недостатков конструкций прототипов и на установлении путей их улучшения.

- метод конструктивной преемственности, заключающейся в использовании в качестве прототипа устройств, обладающих нужными для новой конструкции свойствами: инжектор, не создающий перепад давления обрабатываемому потоку и струевыпрямитель, снижающий турбулентность и вихреобразование в проточной камере смесителя, заимствованный с конечного этапа нефтедобычи - учета количества сдаваемой нефти;

- метод трансформации при преобразовании функции однослойного ввода добавочного компонента инжекционным устройством в многослойный ввод и при преобразовании функции одноканального протока обрабатываемого потока в смесителе в многоканальный поток;

- метод инверсии при обращении ввода добавочного компонента с осевого направления (противоток) входа в смесительный канал на радиальное направление (перекрестный ток) через стенку смесительного канала с помощью струй.

При разработке компоновки оборудования для дозирования деэмульгатора на блоке обезвоживания используются следующие принципы:

- адаптация режима работы оборудования для дозирования деэмульгатора к объективному осложняющему процесс деэмульсации нефти фактору – флуктуациям расхода нефтяной фазы на входе УПН;

- сравнительный анализ механизмов регулирования производительности

насоса-дозатора с приоритетом выбора по критериям диапазон и точность регулирования, совместимость с управляемым оборудованием, простота и надежность работы устройства;

- максимальное использование имеющегося на объекте оборудования;
- возможность внедрения системы дозирования в единую интеллектуальную систему управления добычей нефти на месторождении.

Так же применяются принципы:

- совмещения в одном узле функций нескольких узлов, вследствие чего смесительное устройство становится многофункциональным, т.к. кроме функции смешения в смесителе происходит ввод и распределение промывной воды по всему сечению потока нефти;

- максимального использования в смесителе стандартизированных и серийно выпускаемых промышленностью деталей и заготовок.

Рациональное конструирование статических смесителей сводится к расчету их геометрических размеров, обеспечивающих смешение нефти и промывной воды с наибольшей эффективностью при минимальной интенсивности. Исходные данные для расчета параметров характеристик смесителя являются фактические рабочие параметры оборудования объекта исследований. Расчет основных параметров смесительного устройства выполняется на основании общеизвестных геометрических и гидродинамических зависимостей.

## 2.3 Методика моделирования гидродинамической структуры

### 2.3.1 Теоретический анализ гидродинамической структуры струй

В результате теоретических исследований:

- классифицируется вид струи для организации эффективного смешения;
- рассматривается гидродинамическая структура закрученной струи;
- выбирается способ создания закрученной струи;
- определяются гидродинамические характеристики закрученной струи;
- обосновывается степень крутки для создания эффективной гидродинамической структуры;



- определяются зависимости между конструктивными параметрами и рабочими характеристиками завихрителя;
- определяются параметры завихрителя для организации эффективной гидродинамической структуры и предложены модификации завихрителей.

### 2.3.2 Концепция исследования структуры смешиваемых потоков

Из-за сложности процесса смешения нефти с промывной пресной водой не удается составить его полного математического описания в виде системы дифференциальных уравнений, возможно лишь в самом общем виде представить зависимость между физическими величинами и геометрическими параметрами, характеризующими процесс.

В данном исследовании рассматривается влияние составляющих полной скорости струи  $V_B$  при изменении конструктивных параметров завихрителя на основные параметры процесса смешения: интенсивность и эффективность.

В общем случае полную скорость потока струи можно разложить на три составляющие: радиальную (нормальную), тангенциальную (касательную), аксиальную (осевую). Схема для определения геометрических зависимостей для радиального и тангенциального ввода наглядно представлены на рисунке 2.2.

Как показано на схеме рисунка 2.2 для полностью радиального ввода при  $\beta=0^\circ$  характерно полное отсутствие тангенциальной составляющей скорости, так как из тригонометрического выражения:

$$V_{B_t} = V_B \cdot \sin \beta (0^\circ) = 0 \quad (2.1)$$

Для полностью тангенциального ввода (завихрения) при  $\beta=90^\circ$  характерно полное отсутствие радиальной составляющей скорости, из выражения:

$$V_{B_r} = V_B \cdot \cos \beta (90^\circ) = 0 \quad (2.2)$$

Осевая составляющая скорости для обоих случаев зависит от угла атаки:

$$V_{B_a} = V_B \cdot \cos \alpha \quad (2.3)$$

Как видно из выражений для радиального и тангенциального вводов струй при угле атаки  $\alpha=90^\circ$  осевая компонента скорости отсутствует, при условии неподвижности среды в смесительном канале.

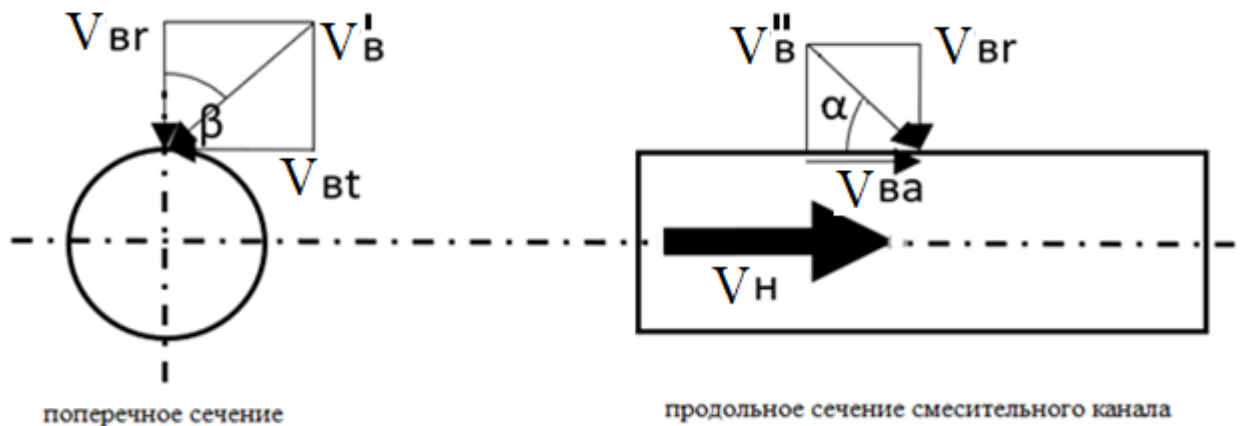


Рисунок 2.2 – Расчетная схема составляющих полной скорости струи:

$V_B'$  – поперечная проекция скорости струи;  $V_B''$  – продольная проекция скорости струи;  $V_{Br}$  – радиальная составляющая скорости струи;  $V_{Bt}$  – тангенциальная составляющая скорости струи;  $V_{Ba}$  – аксиальная составляющая скорости струи;  $V_H$  – скорость потока нефти;  $\alpha$  – угол атаки;  $\beta$  – угол смещения вектора скорости относительно нормали к окружности сечения.

При течении (движении) основного потока в смесительном канале, на струи воды дополнительно воздействует гидравлическое поле в виде ламинарного потока нефти, происходит искажение струй с образованием вихрей. При этом влияющим фактором на образование вихрей является разность аксиальной компоненты скорости потока воды и скорости потока нефти:

$$\Delta V = V_H - V_{Ba} \quad (2.4)$$

Из выражений (2.3) и (2.4) становится понятно, что при  $\alpha > 90^\circ$  происходит ввод струй воды в противоположном относительно основного потока нефти направлении, при этом параметр  $\Delta V$  с увеличением угла атаки возрастает, что должно являться дополнительным турбулизирующим фактором. С другой стороны, рассматривая идеализированный случай, при  $\alpha = 0^\circ$  и при равенстве значений и направлений осевой составляющей скорости струи и скорости ламинарного потока нефти, турбулентность должна быть минимальной.

На рисунке 2.3 представлены зависимости разности аксиальных скоростей смешиваемых потоков от угла атаки струй воды для различных случаев: скоростей потоков нефти и воды равных 3 м/с, рекомендованных при проектировании

технологических трубопроводов для жидких сред; для сниженных на 50% от рекомендованной скорости; для скорости потока воды в 3 раза больше скорости потока нефти. Как видно из графика, все зависимости представляет собой часть синусоиды, но на участке от  $45^\circ$  до  $135^\circ$  их с достаточной степенью достоверности можно заменить линейным законом. Диапазон рационального угла атаки здесь ограничен  $135^\circ$ , являющийся максимальной точкой линейной зависимости, и  $180^\circ$ , при котором  $\Delta V$  максимальный. Исследовательский интерес в работе представляло подтверждение гипотезы о влиянии направления ввода и угла атаки струй воды по отношению к потоку нефти на эффективность смешения и корреляция этой зависимости по отношению к разности осевых скоростей потока воды и нефти.

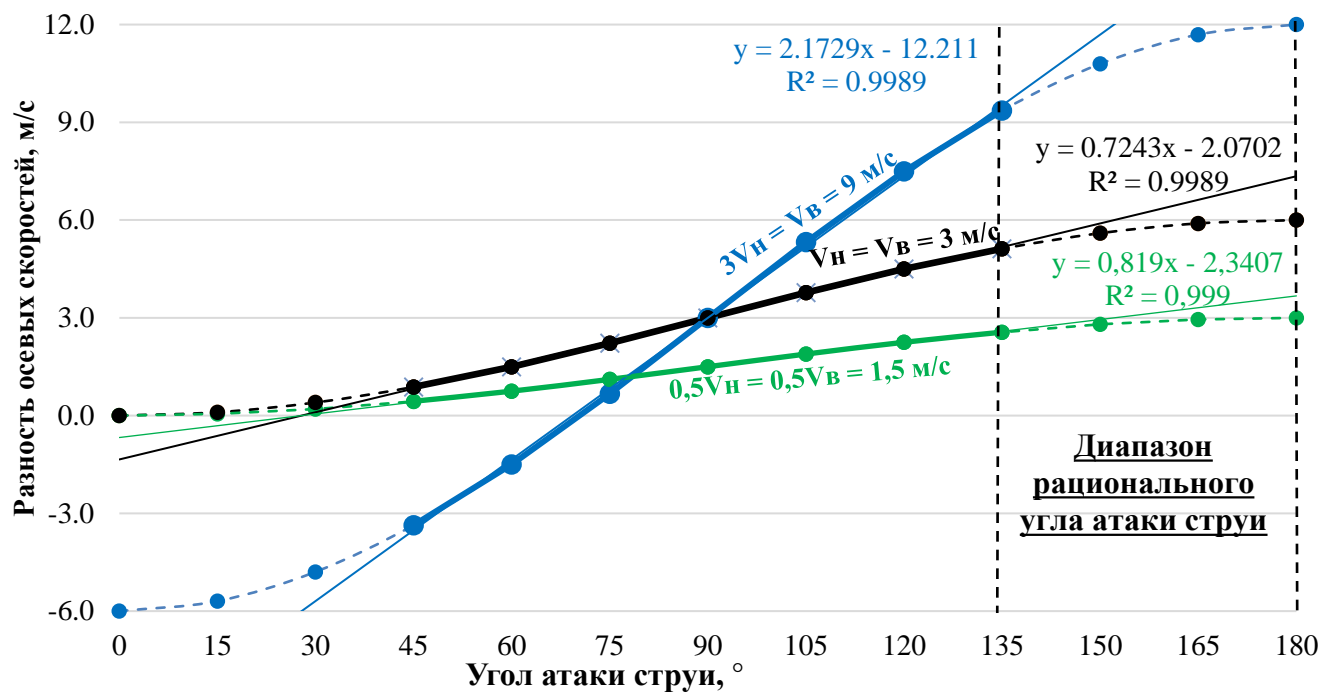


Рисунок 3 – Зависимость разности аксиальных скоростей

- Разность аксиальных скоростей
- - - Участок синусоиды
- ×— Аппроксимация на участке от  $45^\circ$  до  $135^\circ$

В теоретическом исследовании процесса смешения с помощью численного моделирования критерием эффективности является концентрация воды в эмульсии типа «вода в нефти», а в экспериментальном исследовании критерием эффективности - степень обессоливания нефти после ее промывки пресной водой и деэмульсации, и в итоге работы оценивается сходимость этих двух критериев эффективности смешения.

### 2.3.3 Основные допущения и ограничения принятые в исследовании

Для сохранения четких границ исследования, в соответствии с целью и задачами работы принимаются следующие допущения и ограничения:

1) Для удобства и наглядности в расчетной схеме на рисунке 2.2 векторы составляющих полной скорости струи показываются выше непосредственной точки выхода из вводного патрубка для воды (амбразуры), в то время как разделение на составляющие необходимо только при выходе струи из амбразуры.

2) В исследовании рассматриваются процессы в оборудовании, связанные с образованием и разрушением только эмульсий типа «вода в нефти».

3) При разработке алгоритма расчета модернизированного смесителя допускается что двукратное превышение площади поперечного сечения цилиндрического корпуса над суммой площадей поперечных сечений смесительных трубок и образованных ими каналов достаточно для минимизации габаритных размеров, в связи со сложностью задачи об оптимальной упаковке, которая непосредственно не входит в круг задач настоящего исследования.

4) При анализе флуктуаций входящего на УПН потока используются фактические данные расхода нефтегазовой смеси за двухчасовой период времени, являющиеся типичными значениями и отображающими среднестатистическую картину флуктуаций за более продолжительный период.

5) Результаты исследования гидродинамической структуры единичного элемента смесительной трубки могут быть распространены на весь смеситель, так как они имеют одинаковую конструкцию.

6) При численном моделировании влияние силы тяжести учитывается горизонтальным расположением смесительной трубки, при этом ввод воды расположен в направлении действия силы тяжести, однако в реальном смесительном устройстве с большим количеством смесительных трубок где на каждой трубке в разных направлениях находятся по несколько вводных отверстий влияние силы тяжести нивелируется равномерностью расположения по окружности этих отверстий.

7) При экспериментальных исследованиях точность и погрешность изготовления образцов смесительных элементов считается приемлемой чтобы ее не учитывать.

8) Эксперимент проводится при температуре ниже фактической температуры процесса обессоливания на УПН «Мишриф», при этом допускается, что положительный эффект от применения усовершенствованного смесителя не ниже, так как при более высокой фактической температуре деэмульсация ускоряется и качество подготовки нефти улучшается.

9) Эксперимент не подразумевает определения минимального объема промывной воды для целей обессоливания нефти, так как для этого необходимо тестировать полноразмерный образец смесителя на действующей технологической линии УПН, в исследовании только подтверждается рациональная конструкция смесительного элемента при постоянных параметрах стенда в сравнении с другими конструкциями и штатным смесителем.

#### 2.3.4 Средства мониторинга и обработки параметров работы оборудования

Фактические данные о работе оборудования УПН «Мишриф» с датчиков давления, температуры, давления, уровня и т.п., в соответствии с проектными решениями, поступают в автоматизированную систему управления технологическими процессами – АСУТП (DCS - **D**istributive **C**ontrol **S**ystem) на базе системы компании Emerson – DeltaV и отображаются в виде технологических параметров того или иного процесса в он-лайн режиме, при этом имеется функция накопления этих данных за определенный период.

Необходимые для исследования данные берутся из программного комплекса для мониторинга и обработки технологических параметров на платформе компании Siemens - XHQ (eXtended **H**ead**Q**uarters), позволяющего формировать массивы данных за длительный период времени, определять средние и экстремальные значения данных, строить тренды технологических параметров.

### 2.3.5 Методы лабораторных исследований смешиваемых сред

Все лабораторные исследования для проведения теоретических расчетов и экспериментальных работ проводятся в промышленной лаборатории филиала ЛУКОЙЛ Мид-Ист Лтд. в г. Басре, расположенной на месторождении Западная Курна -2 Республики Ирак.

Физико-химические свойства смешиваемых сред определяются стандартными методами: плотность - ASTM D5002-16 и вязкость - ASTM D445-11.

Содержание воды в пробах нефти определяется кулонометрическим титрованием по методу Карла Фишера ASTM D4928-12, позволяющему в отличие от других методов определять не только свободную воду, но и растворенную в нефти воду, что повышает точность результатов экспериментальных исследований.

Для определения содержания хлористых солей используется стандартный электрометрический метод ASTM D3230-13, используемый для оперативного определения солесодержания с помощью стационарного солемера.

Лабораторные исследования нефтяной эмульсии для определения рациональных параметров деэмульсации проводятся по известной в международной практике методике «Bottle Test» с использованием реального используемого в производстве на УПН «Мишриф» сырья.

### 2.3.6 Средства численного моделирования процесса

Для создания математической модели функционирования смесителя используется программный комплекс FlowVision 3.10.02, позволяющий производить расчет гидро- и газодинамических задач (вместе с параллельными процессами тепло- и массопереноса) в широком диапазоне критерия Рейнольдса в произвольных объемных областях [31, 85]. Данный софт получил официальное признание на рынке программных комплексов (ПК). Новые возможности открываются по моделированию реальных физических процессов, теоретическое описание которых в силу их сложности практически невозможно, благодаря развитию компьютерных технологий и прикладной математики. Кроме того, использование ПК для описа-

ния сложных процессов, в том числе с привлечением анимации, позволяет в наглядном виде ознакомиться со многими деталями процесса, которые не могут быть получены другими способами.

FlowVision позволяет проводить вычислительные эксперименты, целью которых является максимально воспроизводить детали, в том числе визуализировать работу разрабатываемого оборудования, анализировать и сравнивать полученные численные данные с теоретическими результатами.

Уравнения Навье-Стокса и уравнения непрерывности являются фундаментальными уравнениями в ПК FlowVision . Чтобы закрыть эти уравнения, в зависимости от конкретной проблемы можно использовать другие соотношения, описывающие изменение плотности, турбулентный перенос и т.д. Эта связь вместе с уравнениями Навье-Стокса называется моделью. В работе используется k-ε-модель турбулентного течения вязкой жидкости с малым изменением плотности при высоких значениях критерия Рейнольдса.

В ПК FlowVision можно использовать несколько граничных условий, специфичных для модели, но все они основаны на наиболее распространенных условиях следующих гидродинамических переменных: давление и скорость.

Для численного решения фундаментальных уравнений FlowVision использует метод, основанный на консервативной схеме, для вычисления нестационарных уравнений в частных производных, который дает решения, полностью удовлетворяющие законам сохранения (в частности, уравнение непрерывности) [26, 45, 67] по сравнению с неконсервативной схемой. Метод основан на методе Эйлера для описания движения жидкости [2,23,46,48,68], суть которого состоит в том, что различные скалярные и векторные величины рассматриваются как функции переменных Эйлера во времени и координатных точках в фиксированной системе координат.

В FlowVision численное интегрирование пространственных координатных уравнений выполняется с использованием прямоугольной адаптивной локально-раздробленной сетки. Этот подход, с одной стороны, предусматривает использование простых однородных неадаптивных сеток для решения задач с

относительно простой геометрией. С другой стороны, при решении сложных геометрических задач можно адаптировать сетку к геометрическим характеристикам вблизи границ, а при решении задач прерывистого течения - к значениям искомой функции, их градиентам и т.д.

Программа локального дробления в адаптируемой зоне дает возможность пошагового деления, начиная с каждой предыдущей ячейки оригинала на четыре меньшие ячейки (в трехмерном случае на восемь) до тех пор, пока не будут выполнены условия адаптации (например, для достижения заданной точности вычисления градиента требуемой функции).

Интерфейс FlowVision включает в себя функции для автоматического и ручного управления созданием сетки, включая добавление/удаление ячеек сетки в определенных зонах. Однако FlowVision, как и аналогичные программные продукты, не имеет встроенной системы редактирования геометрии, поэтому трехмерная модель смесителя разработана в трехмерном графическом редакторе.

### 2.3.7 Компоненты программного комплекса

ПК FlowVision предназначен для численного моделирования объемных ламинарных и турбулентных, стационарных и нестационарных движений флюидов. Фундамент программного комплекса основан на методе конечных объемов, высокоточных разностных схемах, эффективных численных методах и надежных математических моделях физических процессов.

Модели ПК дают возможность моделировать сложные движения потоков, сопровождаемые завихрениями потока, течением свободных контактных поверхностей, импульсными волнами, сопряженным тепло-, массообменом.

Расчетная сетка Flow Vision - декартова, локально адаптивная. В соответствии с заданными пользователем критериями производится локальная динамическая адаптация начальной сетки. Начальная сетка состоит из прямоугольных ячеек. Вблизи границы расчетной области происходит булево вычитание нерасчетных объемов из прямоугольных ячеек, в результате которого образуются ячейки - многогранники произвольной формы. Никакого упрощения приграничных ячеек не производится. Генерация сетки полностью автоматизирована.



ПК FlowVision работает на компьютерах, имеющих смешанную архитектуру, совмещая межзловое MPI-распараллеливание с распараллеливанием по потокам в узле, как на компьютере с общей памятью. Использование смешанного распараллеливания позволяет добиться высококачественного масштабирования ПК при работе на большом числе процессоров.

ПК FlowVision дает возможность:

- моделировать течения около подвижных и деформируемых тел совместно с конечно-элементным программным комплексом «ABAQUS»;
- решать задачи оптимизации формы объектов совместно с оптимизационным программным комплексом «IOSO».

Используя расширенные инструменты визуализации и обработки данных, реализованные в FlowVision, возможно быстро и эффективно анализировать результаты вычислений и получать необходимые численные данные.

Все компоненты FlowVision можно разделить на две группы: клиентское приложение и серверное приложение (рис. 2.4). Приложения из обеих групп могут быть установлены на одном компьютере или на разных компьютерах. Клиентские приложения - это программы с пользовательским интерфейсом.

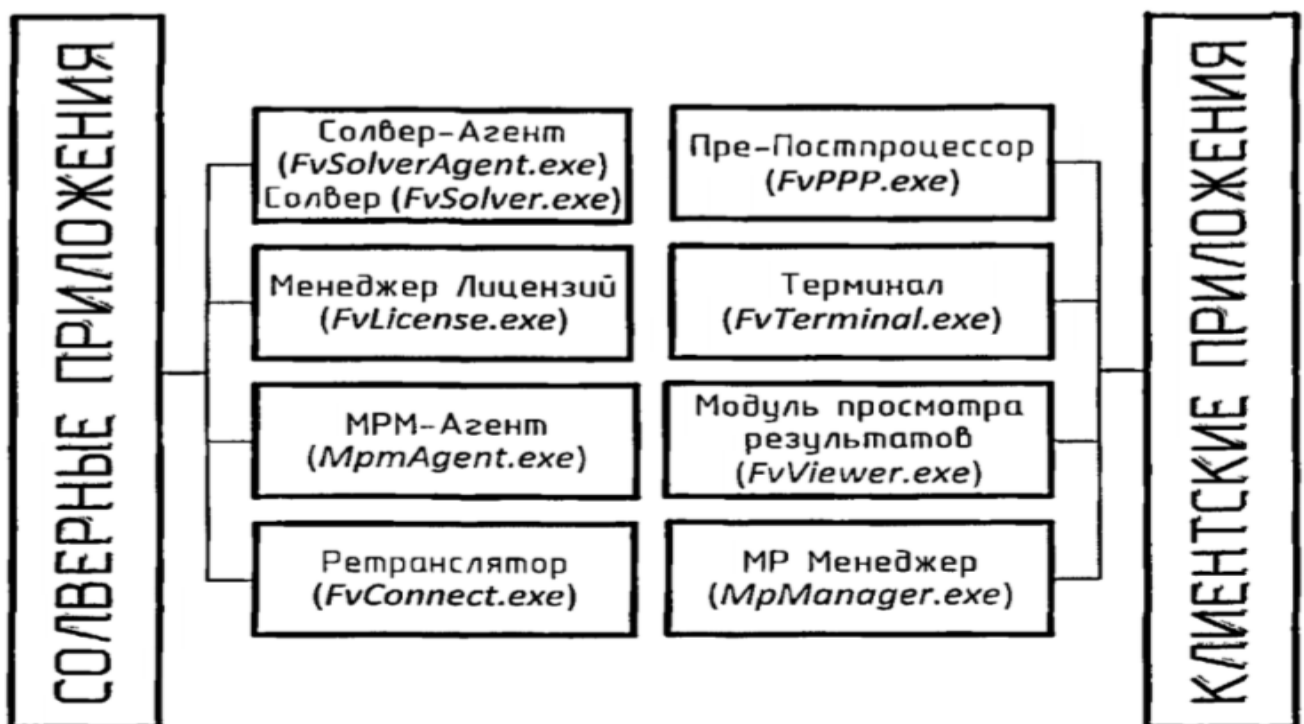


Рисунок 2.4 – Составляющие ПК FlowVision

Пользователь работает с ними непосредственно. Клиентские приложения могут быть установлены либо на одну машину, либо на разные.

Во FlowVision есть следующие независимые клиентские приложения:

- Пре-Постпроцессор (FvPPP.exe) - позволяет регистрировать пользователя и лицензии, создавать проект, запускать проект на расчет и просматривать результаты расчета, доступен только в операционной системе Windows;

- Терминал (FvTerminal.exe) - позволяет управлять проектами и солверами, регистрировать пользователей и лицензии, не позволяет редактировать проекты и просматривать результаты расчетов, доступен в операционных системах Windows и Linux (Unix);

- Модуль просмотра результатов (FvViewer.exe) - позволяет следить за результатами моделирования в процессе расчета, доступен в операционных системах Windows и Linux (Unix);

- МР Менеджер (MrManager.exe) - позволяет настраивать и проводить совместные с другими пакетами расчеты с пакетом *Abaqus*.

Серверные приложения - приложения, не имеющие пользовательского интерфейса. Пользователь с ними взаимодействует через клиентские приложения.

К серверным приложениям относятся следующие компоненты: два взаимозависимых - Солвер-Агент (FvSolverAgent.exe), который производит запуск и выгрузку солверов и передает клиентским приложениям информацию о запущенных солверах и проектах в серверной директории и Солвер (FvSolver.exe), выполняющий расчеты; два независимых - Менеджер Лицензий (FvLicense.exe), который управляет лицензиями и МРМ-Агент (MrpAgent.exe), осуществляющий соединение Солвера с «Abaqus» и одно служебное - Ретранслятор (FvConnect.exe), осуществляющий пересылку команд между другими компонентами FlowVision. Солвер-Агент и Солвер всегда устанавливаются на одну машину. Менеджер Лицензий может быть установлен на ту же машину или на любую другую машину, к которой у всех работающих приложений FlowVision будет постоянный доступ по сети.

### 2.3.8 Средства проектирования геометрической модели смесителя

Для проектирования трехмерной модели смесителя по чертежам используется программный продукт КОМПАС-3D v17.

КОМПАС-3D — система трехмерного проектирования, ставшая стандартом для тысяч предприятий, благодаря сочетанию простоты освоения и легкости работы с мощными функциональными возможностями твердотельного и поверхностного моделирования. Ключевой особенностью продукта является использование собственного математического ядра С3D и параметрических технологий, разработанных специалистами АСКОН.

КОМПАС-3D обеспечивает поддержку наиболее распространенных форматов 3D-моделей (STEP, ACIS, IGES, DWG, DXF), что позволяет организовывать эффективный обмен данными со смежными организациями и заказчиками, использующими любые CAD / CAM / CAE- системы в работе.

Полная версия КОМПАС-3Dv17 разработана экспертами АСКОН. Этот программный продукт помогает проектировщикам создать трехмерный объект любого уровня сложности. При этом приложение легко в усвоении. Оно оснащено инструментами и элементами, необходимыми в работе.

Программа, основанная на использовании параметрических технологий, предоставляет пользователям массу возможностей:

- максимальная автоматизация процесса подготовки рабочих документов;
- поддержка многомониторной работы, стандартов ЕСКД;
- проектирование и моделирование деталей любой сложности;
- система обучения, подсказок, обеспечивающих легкость освоения;
- большая часть действий выполняется в автоматическом режиме.

Данный выбор был сделан из-за широких возможностей программного комплекса для объемных моделей, удобством работы, возможностью конвертировать спроектированную модель во другие форматы (с проверкой геометрии), в частности такие, которые возможно использовать для расчетов в программе Flow Vision. В данной работе использовался формат моделей WRL.

## 2.4 Проведение промышленных экспериментов

Для определения эффективности выбранной компоновки системы дозирования проводится испытание схемы с дополнительной обработкой нефти на кустах добывающих скважин. Также проводятся испытания реальной нефтяной эмульсии с целью определения эмульсионных свойств и достаточности продолжительности отстоя в лабораторных условиях, которая должна быть не менее времени движения и пребывания нефти в трубопроводах и емкостях, для подтверждения возможности переноса точки подачи деэмульгатора после ступени сепарации высокого давления, где возможна организация контроля расхода нефти и управления подачей насоса-дозатора без остановки в автоматическом режиме для синхронизации расхода нефти и реагента.

Для подтверждения результатов численного моделирования определяющие конструктивные размеры смесителя обеспечивающих эффективную гидродинамическую структуру смешиваемых потоков проводится серия промышленных экспериментов с целью сбора статистической информации. Так как все смесительные каналы смесителя имеют одинаковую конструкцию и размеры, считаем, что условия и картина смешения во всех каналах идентичны, поэтому проводился эксперимент с одним смесительным элементом – каналом для шести различных конструкций вводных отверстий.

В качестве факторов, влияющих на результат обессоливания, были выбраны следующие параметры: Контролируемые неуправляемые факторы:

- плотность нефти и воды;
- динамическая вязкость нефти и воды;
- диаметр вводных отверстий тангенциального завихрителя;
- внутренний и внешний диаметры смесительного канала;
- линейный размер смесительного канала.

Контролируемые управляемые факторы: - расходы по воде и нефти;  
- содержание хлористых солей и воды в нефти до и после стенда.

По окончании эксперимента проводится графоаналитическая обработка результатов исследования.

## Выводы по главе 2

1. Для выявления несовершенств оборудования блока обессоливания и обезвоживания используется апробированный в НИРах «ПечорНИПИнефть» алгоритм, основанный на исследовании гидродинамической структуры смешиваемых потоков.

2. Разработка компоновок и конструкций совершенствуемых устройств основывается на базовых принципах конструирования оборудования, а расчет основных параметров смесительного устройства выполняется на основе общеизвестных геометрических и гидродинамических зависимостей.

3. Результаты исследований гидродинамической структуры смешиваемых потоков рассматриваются в разрезе влияния на эффективность смешения изменения направления ввода и углов атаки струй воды в ламинарный поток нефти.

4. Методология численного интегрирования уравнений в FlowVision, основанная на методе конечных объемов, имеет высокую устойчивость, полученные результаты по заявлениям разработчиков компании «ТЕСИС» хорошо согласуются с экспериментальными данными, наблюдается стабильная сеточная сходимость. Представленный численный метод позволяет моделировать сложные течения, сопровождаемые закруткой потока, движением свободных контактных поверхностей, ударными волнами. Таким образом, теоретические исследования гидродинамики смешиваемых потоков для обоснования рациональных параметров совершенствуемого смесителя будут основаны на этой методологии.

5. Для проведения практических исследований эффективности оборудования для дозирования деэмульгатора и смешения промывной воды с нефтью требуется экспериментальная промышленная установка.

### 3 МОДЕЛИРОВАНИЕ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ СТРУКТУРЫ ПОТОКОВ

3.1 Оценка эффективности, выявление несовершенств и потенциала совершенствования гидродинамической структуры смешиваемых потоков

Дальнейшие исследования по данной работе проводились на основании результатов работы УПН «Мишриф» нефтяного месторождения Западная Курна - 2.

#### 3.1.1 Объект и исходные данные для исследований

УПН ЗК-2 состоит из технологических линий, по составу основного оборудования схожих с типовой компоновкой, представленной на рисунке 1.5. В таблице 3.1 представлены показатели, характеризующие работу оборудования технологической линии УПН и поступающее на подготовку сырье [108].

Таблица 3.1 – Фактические показатели работы УПН ЗК-2

№	Показатели	Ед. изм.	Значения
1	Производительность УПН по товарной нефти, макс.	м <sup>3</sup> /ч	3800
2	Количество работающих технологических линий	ед.	8
3	Мощность технологической линии по товарной нефти	м <sup>3</sup> /ч	475
4	Содержание воды в нефти на входе УПН, не более	%	10
5	Содержание хлористых солей в пластовой воде	мг/кг	125000
6	Обводненность нефти на выходе с блока обезвоживания, не более	%	5
7	Содержание воды в товарной нефти, не более	%	0,2
8	Содержание хлористых солей в товарной нефти, не более	мг/кг	30
9	Температура процесса на блоке обезвоживания	°С	60
10	Температура процесса на блоке обессоливания	°С	100
11	Объем зоны отстоя нефти в аппарате блока обезвоживания	м <sup>3</sup>	120
12	Объем зоны отстоя нефти в аппаратах блока обессоливания	м <sup>3</sup>	2×120
13	Потребление деэмульгатора (в долях от объема нефти)	г/т	70
14	Потребление пресной воды (в долях от объема нефти)	%	6
15	Содержание хлористых солей в промывной воде	мг/кг	600
16	Перепад давления на смесителях блока обессоливания	кгс/см <sup>2</sup>	1,0
17	Плотность нефти при 60 °С	кг/м <sup>3</sup>	900
18	Время пребывания нефти в аппарате блока обезвоживания	мин	15
19	Время пребывания нефти в аппаратах блока обессоливания	мин	2×15

#### 3.1.2 Синхронизация расхода деэмульгатора к флуктуациям расхода нефти

Для удобства анализа характера изменений (флуктуаций) расхода поступающей на УПН нефти, были взяты данные мгновенного расхода за двухчасовой период, который отображает среднестатистическую картину флуктуаций за более продолжительный период (Рисунок 3.1).

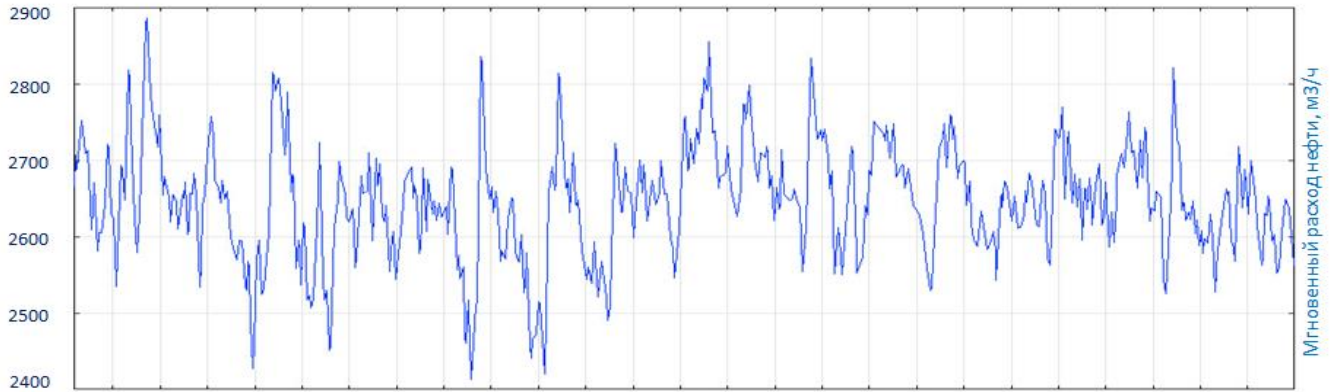


Рисунок 3.1 – Флуктуации расхода нефти, поступающей на УПН за 2 часа

При среднем значении расхода в 2650 м<sup>3</sup>/ч, диапазон изменения находится в пределах от 2400 м<sup>3</sup>/ч до 2900 м<sup>3</sup>/ч, при этом отклонения составляют  $\pm 10\%$ .

В связи с тем, что расход деэмульгатора постоянен, возникает ситуация когда при максимальном объеме поступления сырья на УПН дозировка или удельный расход деэмульгатора минимальны (Рисунок 3.2), что в отдельных случаях приводит к ухудшению качества, а если этого не происходит, то этот факт говорит об имеющемся потенциале для сокращения расхода деэмульгатора.

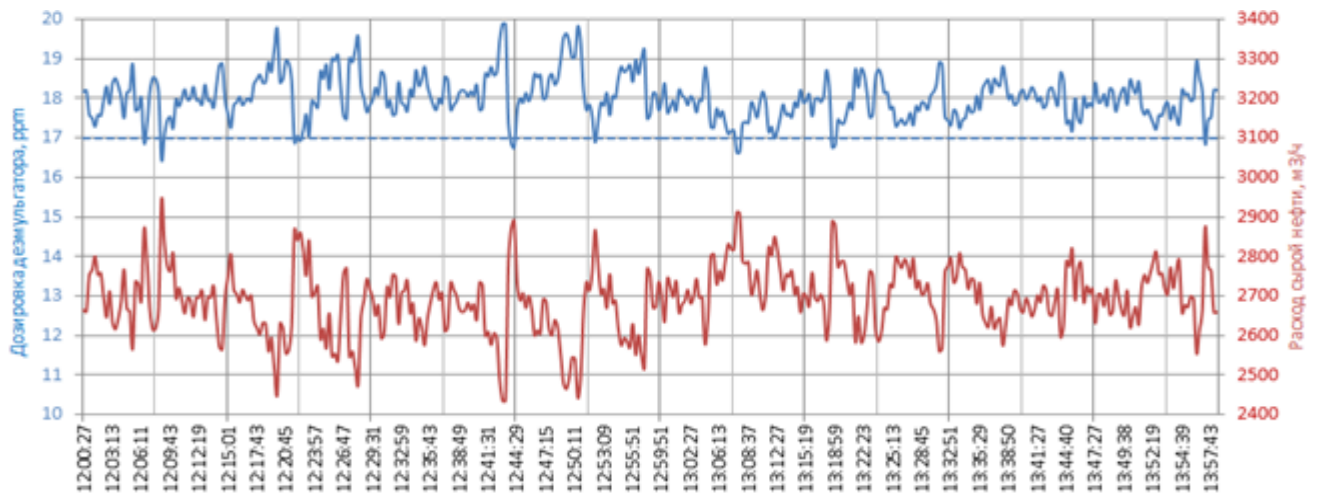


Рисунок 3.2 - Изменение дозировки деэмульгатора из-за флуктуаций расхода нефти:

— фактическая и - - - - - минимальная дозировка; — расход сырой нефти

Так как объективные причины флуктуаций потока зачастую устранить практически невозможно, приходится адаптироваться к таким ситуациям, т.е. синхронизировать изменения расхода деэмульгатора с изменением расхода нефти, т.е. при любых флуктуациях потока дозировка будет постоянна (Рисунок 3.3).

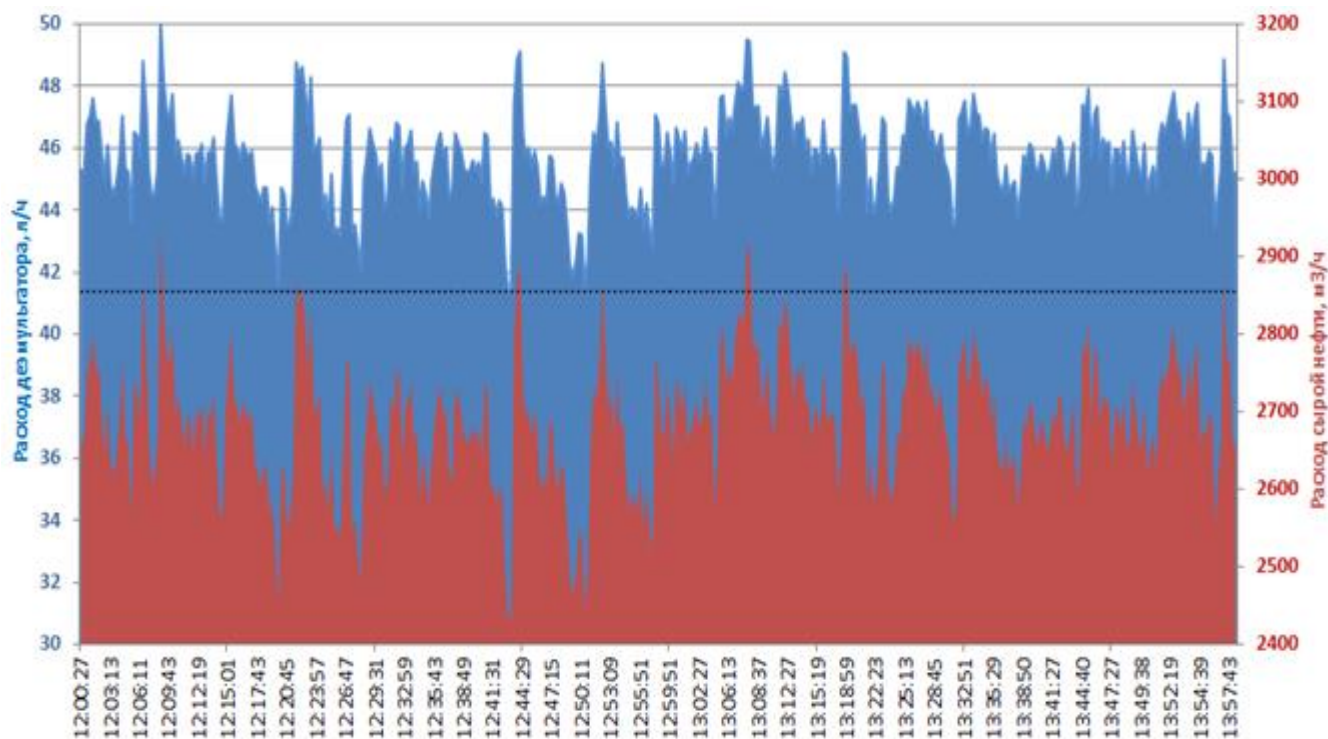


Рисунок 3.3 - Синхронизация расхода деэмульгатора адекватно флуктуациям нефти:  
 ■ оптимизированный и ••• минимальный расход деэмульгатора; ■ расход нефти

### 3.1.3 Снижение гидравлических сопротивлений статических смесителей

В соответствии с условием поставленной задачи совершенствования конструкции смесителей для промывки нефти пресной водой без создания перепада давления обрабатываемому потоку, потенциал сокращения электрической мощности питающего насоса будет определяться как снижение необходимого напора питающего насоса на величину фактических значений перепада давлений на смесителях 1-й и 2-й ступени обессоливания с фактических значений до нуля:

$$\Delta N_s = 0,1\rho g Q_c (\Delta P_1 + \Delta P_2) / \eta, \quad (3.1)$$

где  $\rho$  - плотность нефти, кг/м<sup>3</sup>;

$g$  - ускорение свободного падения, 9,81 м/с<sup>2</sup>;

$Q_c$  - мгновенный расход нефти, м<sup>3</sup>/с;

$\Delta P_1, \Delta P_2$  - снижение перепада давления на смесителях 1-й и 2-й ступенях обессоливания, МПа;

$\eta$  - КПД насосного агрегата, 0,75.

В соответствии с расчетом (3.1) потенциал сокращения электрической мощности питающего насоса составляет 25 кВт.



### 3.1.4 Минимально необходимое количество промывной воды

В связи с тем, что при перемешивании, как правило, не достигается полное выравнивание солености всех капелек воды, промывную воду приходится подавать в нефть с большим избытком, в разы превышающим расчетное количество [83].

Из этого следует, что в текущих условиях не весь объем промывной воды участвует в процессе разбавления хлористых солей, что подтверждается расчетом, представленным в таблице 3.2. На основе пропорции (1.5) определен минимальный объем пресной воды необходимый для разбавления пластовой воды при идеальном смешении, составляющий 3,0 %, при текущем значении 6,0%

Таким образом, потенциал сокращения объема потребления воды для промывки нефти на блоке обессоливания, за счет совершенствования процесса смешения, соответствующему теоретически обоснованному объему, составляет 50 %.

Таблица 3.2 – Расчет объема промывной воды при идеальном смешении

№ п/п	Параметры процесса обессоливания	1-я	2-я
		ступень	ступень
		обессоливания	
1	Расход нефти, м <sup>3</sup> /ч	475	
2	Доля промывной воды от объема нефти, %	<b>3,0</b>	
3	Расход промывной воды, м <sup>3</sup> /ч	14,250	
4	Расход пластовой воды, м <sup>3</sup> /ч	23,750	3,300
5	Расход нефтяной эмульсии (н.э.), м <sup>3</sup> /ч	498,750	478,301
6	Расход смеси н.э. и промывной воды, м <sup>3</sup> /ч	513,000	492,551
7	Концентрация солей в промывной воде, мг/кг	14006	600
8	Расход солей в промывной воде, дм <sup>3</sup> /ч	200	8,6
9	Расход солей в нефтяной эмульсии, дм <sup>3</sup> /ч	2969	251
10	Расход солей в смеси н. э. и промыв. воды, дм <sup>3</sup> /ч	3168	260
11	Концентрация солей в пластовой воде на входе, мг/кг	125000	76134
12	Расход солей в пластовой воде, дм <sup>3</sup> /ч	125	76
13	Содержание пластовой воды на входе в десолтер, %	5	0,7
14	Содержание воды на выходе, %	0,7	<b>0,2</b>
15	Расход солей в нефти на выходе, дм <sup>3</sup> /ч	275,2	14,1
16	Концентрация солей в нефти на выходе, мг/кг	575	<b>30</b>
17	Расход солей в пластовой воде на выходе, дм <sup>3</sup> /ч	2893	246
18	Концентрация солей в пластовой воде на выходе, мг/кг	76134	14006

## 3.2 Обоснование компоновок и конструкций устройств

### 3.2.1 Обоснование компоновки системы дозирования

В связи с получением положительных результатов по испытанию схемы дополнительной подачи деэмульгатора на кустах скважин (3.2.1) и при реализации этой схемы, синхронизация посредством автоматического регулирования расхода деэмульгатора адекватно изменению расхода нефти на входе установки становится все более актуальной, по причине:

- увеличения флуктуаций расхода нефтяной фазы, так как к флуктуациям расхода «нефть-газ» добавляются флуктуации расхода «нефть-вода» из-за внутритрубной деэмульсации, с увеличением обводненности и падением объема добычи нефти данное явление будет неминуемо оказывать все более негативное влияние на УПН;

- проблема распределения деэмульгатора на три входных потока, пропорционально объему нефтяной фазы каждого потока;

- в перспективе из-за частичного диспергирования в водной фазе часть деэмульгатора будет сбрасываться на ступени предварительного сброса воды и не участвовать в деэмульсации на ступенях обессоливания и обезвоживания;

- полный переход на дозирование деэмульгатора на кустах нецелесообразно в связи большой инерционностью гидравлической системы, сложностью контроля расхода из-за удаленности и увеличения единиц оборудования для дозирования.

Представленные доводы и обоснования, в результате патентных исследований, привели к разработке изобретения и получению патента RU №2538186 «Автоматическое устройство дозирования деэмульгатора», принцип работы которого используется в дальнейшем описании и заключается в постоянном контроле расхода нефтяной фазы в обрабатываемом потоке и адекватно этому, автоматическому регулированию расхода деэмульгатора [63].

В точке дозирования деэмульгатора отсутствует возможность синхронизации расхода деэмульгатора из-за сложности контроля расхода нефтяной фазы многофазном потоке - нет расходомеров с достаточной точностью (рисунок 3.4,а), поэто-

му рассмотрена возможность переноса точки дозирования с входного манифольда на общий коллектор выхода нефти с сепараторов ВД, в проектную точку подачи ингибитора коррозии, где подача ингибитора коррозии не осуществляется, а с помощью дозирочного блока ингибитора коррозии дозируется активспениватель (рисунок 3.4,б). В выходном коллекторе флуктуации нефти значительно меньше, вследствие отделения основной части попутного газа в сепараторах ВД и появляется возможность контроля расхода нефти через существующий расходомер 200-FT-010A/B/C и автоматизации этого блока, при этом подачу активспенивателя возможно производить блоком дозирования, находящимся на входе установки.

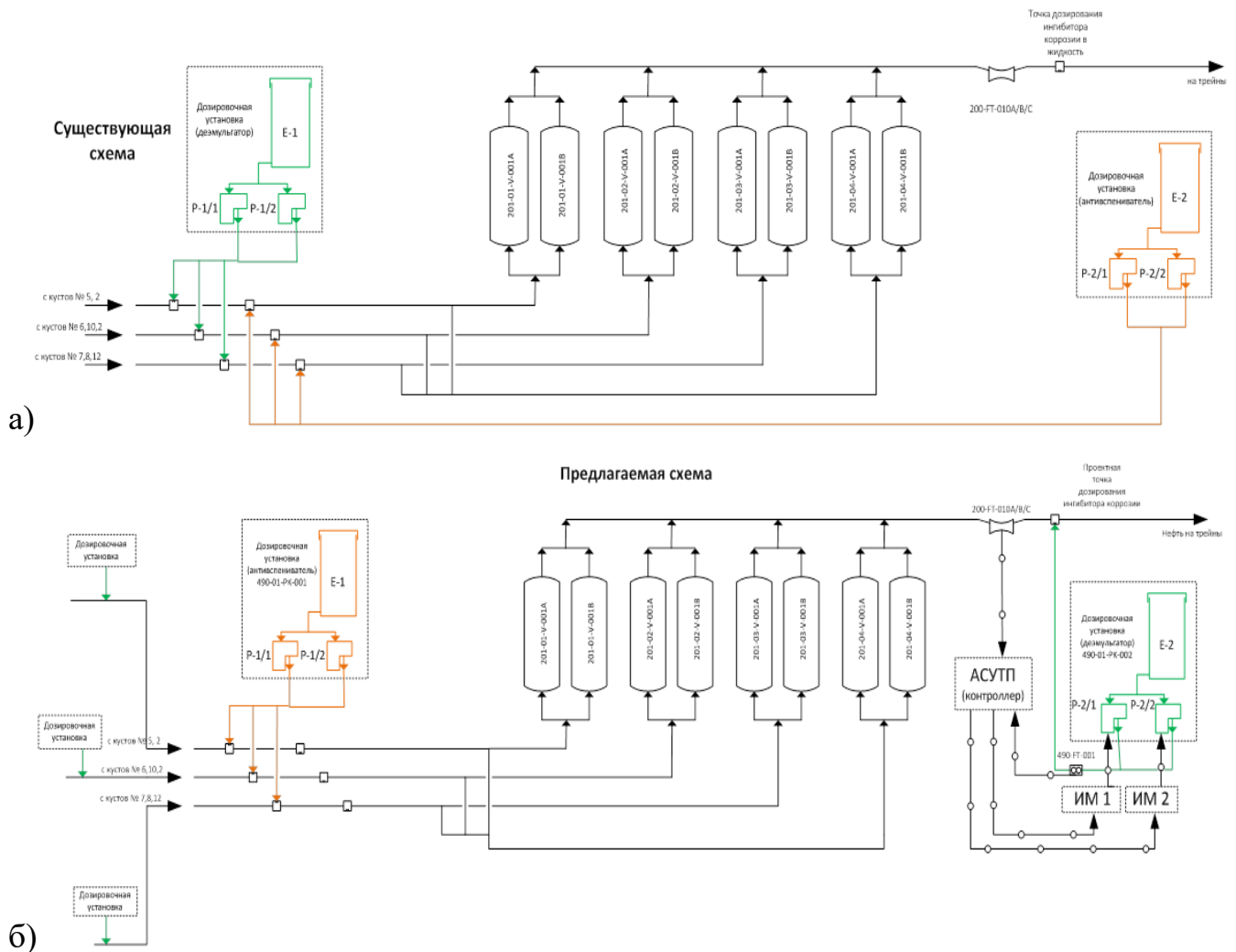


Рисунок 3.4 – Существующая (а) и модернизированная (б) системы дозирования

С переносом точки дозирования демульгатора произойдет смещение зоны охвата и сокращения времени демульсационной обработки нефти при движении по трубопроводам и в оборудовании, что может ухудшить подготовку нефти.

Для оценки потенциального влияния на отстой и определения принципиальной возможности переноса точки подачи деэмульгатора со входного коллектора на выходной коллектор, по формуле (1.4) определено время движения по нефтесборным коллекторам и пребывания нефти в емкостях УПН (Таблица 3.3).

Таблица 3.3 – Время движения по нефтесбору и пребывания нефти в аппаратах УПН

№ пп	Параметры	Ед. изм.	Трубопроводный транспорт					Сепарация	Обезвоживание	Обессоливание	
			Коллекторы нефтесбора			Коллекторы УПН		Сепараторы		Десолтеры	
			кусты № 5, 2	кусты № 6, 10	кусты № 7, 8, 12	Вход	Выход	ВД	СД	№1	№2
1.	Расход нефтяной эмульсии	м <sup>3</sup> /ч	1463	1254	1463	4180	4180	4180	3952	4028	4028
2.	Объем оборудования	м <sup>3</sup>	2982	2426	2768	212	288	480	960	960	960
3.	Время движения / пребывания нефти	мин.	122	116	114	3	4	7	15	15	15

Как видно из расчета таблицы 3.3 значительное время (около двух часов) занимает движение нефти от кустов добывающих скважин на УПН, а время движения по входному коллектору наоборот незначительно – всего 3 минуты, таким образом, перенос точки дозирования деэмульгатора с входного на выходной манифольд не окажет негативного влияния на процесс деэмульсации при условии организации частичного дозирования деэмульгатора на кустах скважин.

В качестве исполнительного механизма для автоматической регулировки расхода деэмульгатора рассмотрено два варианта: частотно-регулируемый привод (ЧРП) и исполнительные механизмы – актуаторы (ИМ).

Среди известных методов регулирования величины подачи электронасосных дозирующих агрегатов на ходу без остановки двигателя, наряду с методом регулирования длиной хода плунжера, существует альтернативный метод регулирования. Для этого могут использоваться актуаторы с электрическим и пневматическим исполнением (Рисунок 3.5).

Актуаторы, представляют собой электромеханические изделия, конструкция

которых позволяет использовать их для прямого монтажа на управляемые установки, в том числе и на регулирующие органы дозировочных насосов.

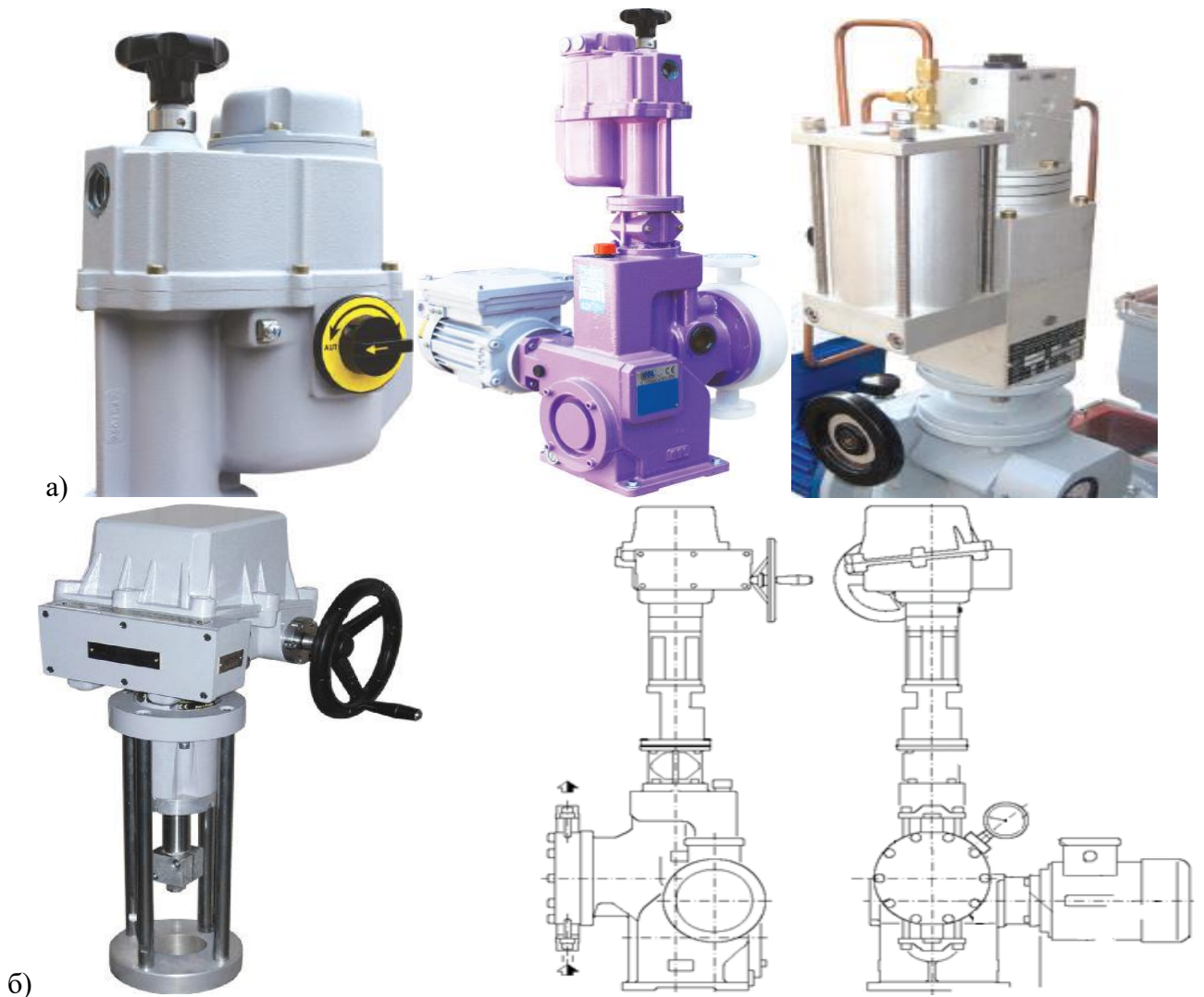


Рисунок 3.5 – Внешний вид актуаторов по отдельности и в сборе с насосом-дозатором: а) фирмы OBL (Италия); б) фирмы REGADA (Словения)

Изменение производительности с помощью регулировки длины хода (как вручную, так и через электрический привод) позволяет дозировочному насосу держать постоянным частоту двойных ходов, независимо от того, какой процент регулировки установлен на 0% или 100%, при использовании ЧРП, частота двойных ходов варьируется 100 – 10%, резко уменьшая объемную эффективность насоса и снижая давление на всасывающей линии, вплоть до неспособности качать.

Существует несколько факторов, которые делают регулировку расхода дозирующих насосов с помощью ИМ фирмы OBL гораздо более надежной, безотказной и экономичной чем установка ЧРП (Таблица 3.4).

Таблица 3.4 – Преимущества ИМ по сравнению с ЧРП

Преимущества ИМ OBL	Сравнение с ЧРП
1. Процент изменения составляет от 0 до 100%	Диапазон расхода намного меньше, поскольку при очень низких частотах насоса, насос не качает должным образом, или не качает вообще. Двигатель не может быть остановлен, поэтому нулевой расход не может быть достигнут.
2. Пропорциональное дозирование в диапазоне 0-100%	Изменение мощности не полностью пропорционально, потому что изменение частоты половинного хода не означает изменение половинного расхода, так как гидравлическая эффективность изменяется с частотой хода.
3. Поддержание одинаковой частоты двойных ходов, делает насос безотказным при дозировании: вязких и высокой плотностью, реагентов, легко выделяющих газы	Увеличение частоты двойных ходов, для достижения более высоких скоростей потока при дозировании: вязкие продукты, реагенты с высокой плотностью и химические вещества, которые легко выделяют газы, насос становится: неточным, ненадежным, не пропорциональным, не линейным, зачастую возникает недостаточное давление во всасывающей линии.
4. Поддержание одинаковой частоты двойных ходов гарантирует, на протяжении всего диапазона расхода, точность, линейность и повторяемость расхода.	На точность и повторяемость в значительной степени влияет частота двойных ходов. Линейность здесь даже не применима, потому что частота половинного хода не означает половинного расхода, так как гидравлическая эффективность изменяется с частотой двойных ходов
5. После установки максимальной проектной мощности, насос может быть легко подобран и ЭИМ не требует расчета для установки.	Для правильной установки ЧРП необходимы: - точные характеристики дозируемого химического вещества (плотность, вязкость и т. д.), - расчет размера насоса (частота максимально допустимых и минимальных двойных ходов, диаметры клапанов). - настройка: ручная настройка насоса, максимальное и минимальное частота двойных ходов, программное обеспечение преобразователя частоты; - расчет требуемой мощности двигателя/пускового момента при условии минимальной частоты (мощность и пусковой момент уменьшается при равенстве частоты и радиальной скорости)
6. ИМ устанавливается на любой дозировочный насос OBL что делает его чрезвычайно конкурентоспособным.	Необходимая установка: двигателя с ЧРП (с перегрузкой или сниженной мощностью, с РТС - термисторами и с принудительной вентиляцией) и хорошего частотного преобразователя
7. С ЭИМ всегда доступна обратная связь 4-20 мА.	С инвертором нет обратной связи поэтому, чтобы иметь обратную связь, счетчик хода должен быть установлен на насосах (имеется на насосах OBL) и должна быть подготовлена правильная логика на панели управления. В любом случае, если длина хода вручную изменяется локально в ручную, сигнал обратной связи должен быть пересчитан.
8. ИМ всегда имеет возможность контроля и настройки по месту.	Из-за инвертора производительность насоса не может быть легко проверена, поскольку нет локального считывания (контроль хода указывает на длину хода, а не скорость).
9. Если ЭИМ имеет проблемы с электроникой или приводным двигателем: - ручное регулирование; - насос продолжает качать.	Если двигатель, работающий от инвертора, сгорит (что особенно вероятно, когда он специально не спроектирован для применения с ЧРП) насос не может ни качать, ни регулироваться.

### 3.2.2 Обоснование конструкции смесителя

Из результатов испытания смесительного клапана на различных режимах (4.2.1) следует, что целесообразнее повышать изначальное диспергирование компонентов при вводе в обрабатываемый поток, снижая интенсивность перемешивания, при этом недостаток фактора перемешивания должен быть компенсирован фактором диспергирования в достаточной степени, чтобы не снизить однородность распределения компонентов в обрабатываемом потоке. Этого эффекта можно достичь за счет использования инжекционных устройств.

К тому же, для всех устройств, кроме инжекционных характерно высокое гидравлическое сопротивление, поскольку на смесительных элементах этих устройств и расходуется энергия основного потока, обеспечивая тем самым требуемую дисперсность компонентов. Возникающий перепад давления в таких устройствах приводит к дополнительным энергетическим затратам в виде повышенного давления нагнетания основного потока за счет применения насосов, преимущественно центробежного типа, где на рабочих колесах происходит интенсивное дробление капель, образуется стойкая эмульсия.

Учитывая, что при обессоливании и обезвоживании нефти расходы вводимых компонентов в десятки (для промывной воды), и в десятки тысяч (для деэмульгатора) раз меньше, чем обрабатываемого потока нефти, мощности насоса на прокачку компонента через инжектор затрачивается гораздо меньше, чем на прокачку обрабатываемого потока через смесительные элементы других устройств:

$$Q_o \gg Q_k \Rightarrow N_o > N_k, \quad (3.1)$$

где  $Q_o, Q_k$  – расходы обрабатываемого потока и компонента;

$N_o, N_k$  – гидравлические мощности насосов основного потока и компонента.

Поскольку в общем случае гидравлическая мощность насоса определяется:

$$N = \Delta P \cdot Q \cdot \rho \cdot g, \quad (3.2)$$

где  $\Delta P$  – потеря гидравлического напора в сети;

$Q$  – расход потока жидкости;

$\rho$  – плотность прокачиваемой среды;

$g$  – ускорение свободного падения.

Инжекционные устройства, с точки зрения энергоэффективности, выгодно отличаются от других устройств, поскольку практически не создают перепада давления обрабатываемому потоку, а энергия лишь расходуется на преодоления перепада давления на соплах устройства, которые формируют струи. Однако у инжекционных устройств есть существенное ограничение. Как уже отмечалось в обзорно-аналитической главе, они применяются лишь для перемешивания низковязких материалов при условии создания потоков с достаточно высоким значением критерия Рейнольдса ( $Re > 2000$ ), в то время как существует необходимость ввода рабочих агентов в достаточно вязкие эмульсии, объем которых неуклонно возрастает. Данное ограничение инжекторов обусловлено несовершенством распределения (усреднения) вводимого компонента по сечению обрабатываемого потока (Рисунок 3.6, а,б), так как инжектор занимает либо центральную, либо кольцевую зону сечения труб.

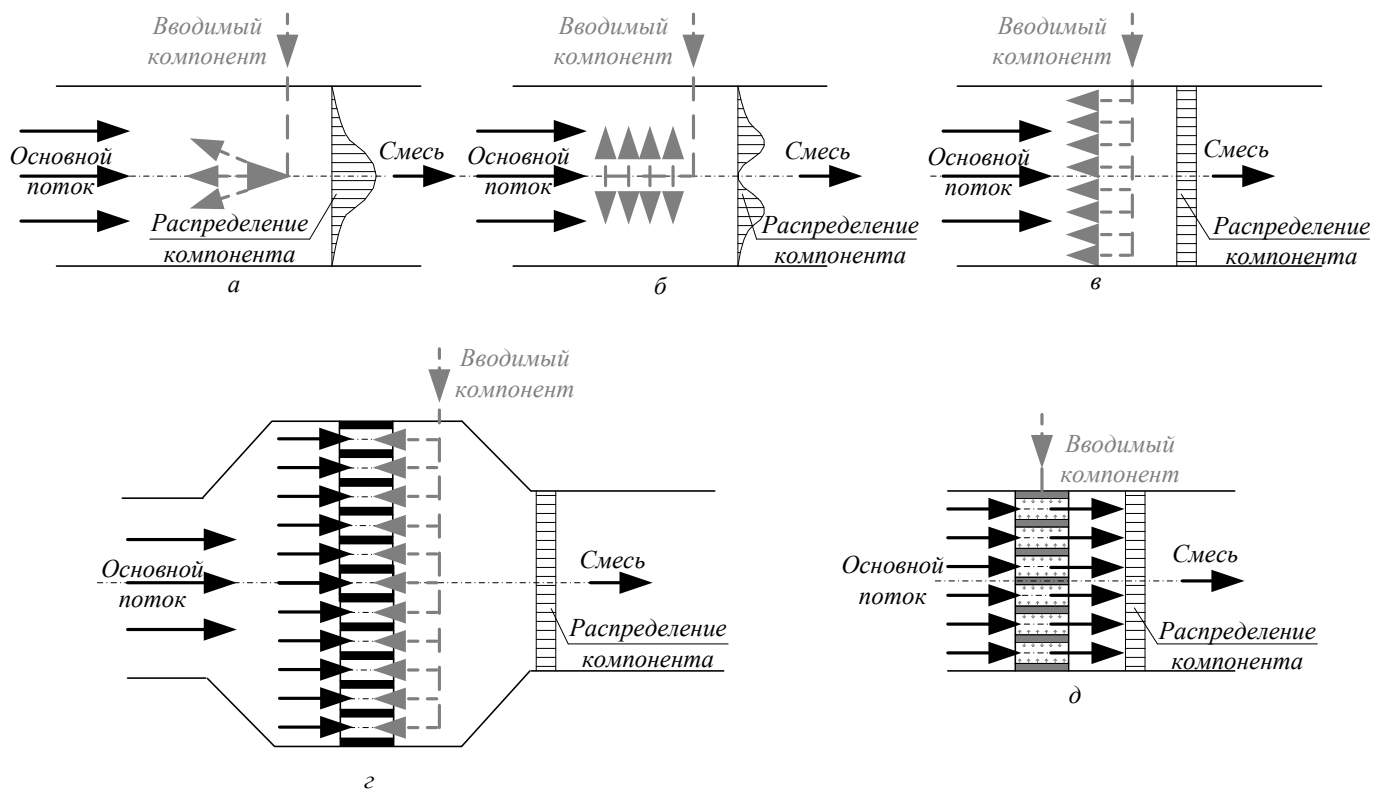


Рисунок 3.6 - Выбор рациональной схемы инъекции компонента: а, б – неравномерность распределения компонента; в – равномерность распределения компонента при повышенном гидравлическом сопротивлении; г – равномерность распределения компонента при пониженном гидравлическом сопротивлении; д – равномерность распределения компонента с уменьшением габаритов устройства



Решением этой проблемы мог бы быть многослойный ввод компонента равными порциями (Рисунок 3.6, в), однако при увеличении количества точек ввода для выравнивания концентрации по сечению потока, при многослойной инжекции неминуемо увеличивает гидравлическое сопротивление для обрабатываемого потока из-за возникновения преграды в виде самих инжекторных трубок, что сводит к минимуму эффективность смешения. Выходом из этой ситуации может быть разделение самого обрабатываемого потока специальными каналами с соблюдением условия эквивалентности суммарной площади сечений каналов площади сечения основного трубопровода, что гарантирует отсутствие значимого перепада давления на устройстве. Прототипом здесь может служить струевыпрямитель, представленный на рисунок 3.7 и предназначенный для успокоения потока перед расходомерами, за счет снижения критерия Рейнольдса при уменьшении типоразмера трубы, определяемого по формуле (1.2)

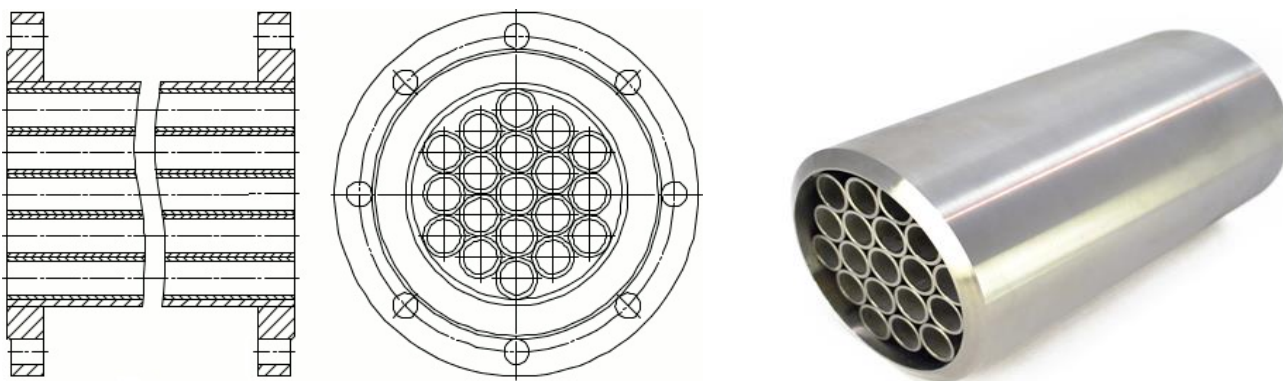


Рисунок 3.7 - Конструкция прототипа - струевыпрямителя узла учета нефти

Результаты сравнительного расчета режима течения в реальном оборудовании узла учета нефти - в подводящем трубопроводе и в отдельных трубках струевыпрямителя показывает шестикратное снижение турбулентности потока (Таблица 3.5). Таким образом, использование такого технического решения, как разделение обрабатываемого потока на отдельные струи как показано на рисунке 3.6,г, позволит снизить интенсивность смешения за счет успокоения течения потока, трансформации его из турбулентного в ламинарный согласно формулы (1.2).

Таблица 3.5 – Результаты расчета режима течения потока

№	Параметры	Ед изм	Подводящий трубопровод	Трубка струевыпрямителя
1	Расход потока	м <sup>3</sup> /ч	800	22,2
2	Объемная скорость потока	м <sup>3</sup> /с	0,222	0,006
3	Динамическая вязкость	сПуаз	28	
4	Плотность среды	кг/м <sup>3</sup>	900	
5	Кинематическая вязкость	м <sup>2</sup> /с	0,0003118	
6	Гидравлический диаметр	м	0,3	0,05
7	Площадь сечения трубы	м <sup>2</sup>	0,0707	0,0020
8	Количество труб	шт	1	36
9	Число Рейнольдса	-	3026	504
10	Режим течения	-	турбулентный	ламинарный
11	Снижение турбулентности	раз		6

Для решения проблемы подвода компонента непосредственно в каждую отдельную струю, без создания при этом гидравлического сопротивления основному потоку, необходимо применить принципиально новый подход к схеме ввода – вводить компонент не с внутренней стороны трубок, разделяющих поток на отдельные струи, а с внешней, как это показано на рисунке 3.6, д. Это позволяет соблюсти условие равной проходимости и рационально расположить инжектирующие отверстия в стенках трубок образуемых каналов.

Проблема эффективного введения промывной воды без увеличения стойкости эмульсии может быть решена без использования классических в промышленной практике статических смесителей, работа которых основана на организации интенсивного перемешивания за счет создания турбулентности и вихреобразования, что влечет за собой повышение гидравлического сопротивления в смеси-тельных устройствах, а организацией ламинарного смешения при дозировании деэмульгатора и промывке нефти пресной водой на ступенях обессоливания и обезвоживания УПН. Такой узел смешения способен не создавать перепада давления на участке трубопровода, так что это позволит сократить энергетические затраты на подготовку за счет значительного сокращения давления нагнетания питающего насоса или перехода к безнасосной перекачке сырья по технологической цепочке УПН, что позитивно скажется на подготовке за счет исключения диспергирования нефтяной эмульсии в рабочих колесах питающего насоса.

Вышеописанные доводы и обоснования привели к разработке смесителя с принципом работы, описанном в изобретении «Способ струеинжекционного смешения текучих сред и устройство для его осуществления» (Рисунок 3.8) [64].

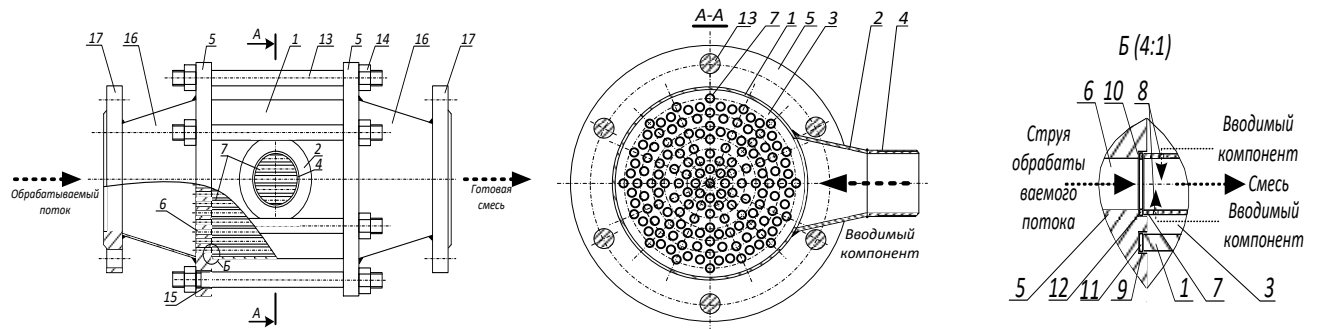


Рисунок 3.8 - Конструкция струеинжекционного смесителя:

1 – корпус; 2 – патрубок; 3 – полость; 4 – штуцер; 5 – крышки; 6 – отверстия; 7-трубки; 8 – вводимые отверстия; 9,10 – кольцевые пазы; 11,12 – кольцевые прокладки; 13 – шпильки; 14 – гайки; 15 – монтажные отверстия; 16 – патрубки; 17 – фланцы

Конструкция смесителя сборная, состоит из цилиндрического корпуса, выполненного из трубы стандартного сортамента, с внешней стороны которого монтируется патрубок для подвода подмешиваемой жидкости. Корпус герметизируется с торцов крышками, имеющие сквозные отверстия, количество и диаметр которых соответствует количеству и диаметру трубок, выполняющих роль струевыпрямляющих и смесительных каналов потока обрабатываемой жидкости.

Между трубками имеется пространство, достаточное для подвода подмешиваемой жидкости, а сами трубки имеют отверстия специальной формы для формирования необходимой длины струи. Крышки с внутренней стороны имеют кольцевые пазы для центровки, как корпуса, так и отдельных трубок. Для придания герметичности всей конструкции пазы уплотняются прокладочным материалом, а крышки стягиваются шпильками, устанавливаемые в отверстия, расположенные на периферии крышек. К крышкам привариваются соединительные «катушки» с фланцами под фланцевое соединение трубопровода.

Обрабатываемый поток поступает в смеситель через входной монтажный фланец, попадает в диффузор распределительной камеры, образованной внутренней поверхностью переходного патрубка и перфорированной поверхностью наружной

стороны крышки, распределяется по отдельным смесительным каналам, выполненным из трубок заданных размеров (длина, диаметр и толщина стенки). Режим течения в трубках меняется на более ламинарный, что создает условия послойного, невозмущенного течения, обеспечивающего малую скорость сдвига при смешении обрабатываемого потока с добавочным компонентом. Добавочный компонент подается в смеситель через патрубок, попадает в межтрубное пространство корпуса и, омывая наружную поверхность трубок, и под заданным углом, и с заданной скоростью инжектируется через входные отверстия и смешивается с обрабатываемым потоком в трубном пространстве. Отдельные потоки полученной смеси из каналов, образованных трубками, попадают в конфузор сборной камеры, образованный аналогично распределительной камере - внутренней поверхностью переходного патрубка и перфорированной поверхностью наружной стороны крышки, где введенный добавочный компонент дополнительно перемешивается за счет вихрей, образованных сужением конфузора, после чего готовая смесь покидает смеситель через выходной монтажный фланец.

Количество, диаметр, толщина стенок и длина трубок определяют из условий обеспечения необходимой степени дисперсности смеси, ламинарного режима течения основного потока, суммарной площади поперечных сечений, равной или большей площади поперечного сечения подводящего трубопровода, а их расположение относительно друг друга из условий равномерного охвата всей площади внутренней поверхности крышек и межтрубного пространства, достаточного для беспрепятственного движения вводимого компонента.

Количество, диаметр, форма и взаимное расположение входных отверстий в трубках рассчитывают исходя из необходимого расхода добавочного компонента, что, зависит от расхода обрабатываемого потока. Давление подачи добавочного компонента создают больше давления обрабатываемого потока, при этом конкретное значение разницы давлений зависит от вязкости смешиваемых.

Учитывая вышеизложенное, можно рассчитывать, что предлагаемая конструкция струеинжекционного смесителя повысит эффективность ввода и распределения деэмульгатора и промывной воды в потоке сырой нефти и

существенно улучшит процессы обессоливания и обезвоживания.

### 3.2.3 Алгоритм расчета основных параметров смесителя

Расчет основных конструктивных размеров достаточно прост, не требует специальных программ, так как основан на геометрических и гидродинамических зависимостях при соблюдении вышеназванных условий. В таблице 3.6 представлен алгоритм расчета основных параметров устройства для смешения пресной воды с обезвоженной нефтью на блоке обессоливания УПН:

- по известным параметрам потока нефти (п.п. 1.1. - 1.3.) и размерам подводящего трубопровода (п.п. 2.1. – 2.2.) находят геометрические характеристики (п.п.2.3.–2.4.), скорость потока и режим течения в трубопроводе (п.п. 2.5.–2.7.);

- из стандартного ряда ГОСТ 8734 – 75 выбираются диаметры и толщина трубок (п. 3.1. – 3.2.) для толстостенных труб в диапазоне наружных диаметров от 10 до 25 мм, после чего из них выбирается один вариант, исходя из соображений целесообразности и простоты изготовления устройства, определяются геометрические характеристики трубок (п. 3.3. – 3.4.), а также количество самих трубок (п. 3.5) из условия обеспечения равной проходимости сечения подводящего трубопровода и суммы сечений всех трубок устройства;

- по полученным данным рассчитывается расход обрабатываемого потока через одну трубку (п. 3.6.) и режим течения в трубке (п.п. 3.7. – 3.8.) с учетом перевода из турбулентного в ламинарный режим.

- исходя из 2-х кратного превышения всей площади крышки (п. 4.3.) к площади части занятой трубками (п. 4.1.), с учетом толщины корпуса (п. 4.5.) и расстояния между трубками и внутренней поверхностью корпуса (п. 4.10.), определяется минимальный наружный диаметр корпуса смесителя (п. 4.6.), из ряда ГОСТ 10704 – 91 выбирается ближайший больший наружный диаметр (п. 4.7.), находятся внутренний диаметр (п. 4.8.) и площадь сечения трубопровода (п. 4.9.);

Таблица 3.6 - Расчет основных параметров смесителя

№	Параметры	Ед. изм.	Обозначения и формулы	Значения
1	2	3	4	5
<b>1.</b>	<b>Обрабатываемый поток - обезвоженная нефть</b>			
1.1.	Кинематическая вязкость	м <sup>2</sup> /с	Н <sub>п</sub>	0,000221
1.2.	Расход	м <sup>3</sup> /с	Q <sub>п</sub>	0,1319
1.3.	Рабочее давление	кгс/см <sup>2</sup>	P <sub>п</sub>	3,0
<b>2.</b>	<b>Подводящий трубопровод обрабатываемого потока</b>			
2.1.	Наружный диаметр	мм	D <sub>нп</sub>	273
2.2.	Толщина стенки	мм	T <sub>п</sub>	11,5
2.3.	Внутренний диаметр	мм	D <sub>вп</sub> = D <sub>нп</sub> - 2 * t <sub>п</sub>	250
2.4.	Площадь поперечного сечения	м <sup>2</sup>	S <sub>п</sub> = $\frac{\pi}{4} D_{вп}^2$	0,04906
2.5.	Скорость потока нефти	м/с	V <sub>п</sub> = q <sub>п</sub> / S <sub>п</sub>	2,7
2.6.	Число Рейнольдса	-	Re <sub>п</sub> = $\frac{q_{п} * D_{вп}}{v_{п} * S_{п}}$	3046
2.7.	Режим течения	-	Re <sub>п</sub> > 2100	турбулентный
<b>3.</b>	<b>Трубки обрабатываемого потока</b>			
3.1.	Наружный диаметр трубок	мм	D <sub>нт</sub>	22,0
3.2.	Толщина стенки трубки	мм	T <sub>т</sub>	3,0
3.3.	Внутренний диаметр трубок	мм	D <sub>вт</sub> = D <sub>нт</sub> - 2 * t <sub>т</sub>	16,0
3.4.	Площадь поперечного сечения трубки	м <sup>2</sup>	S <sub>т</sub> = $\frac{\pi}{4} D_{вт}^2$	0,000201
3.5.	Количество трубок из условия равнопроходимости	шт	N <sub>т</sub> = S <sub>п</sub> / S <sub>т</sub>	244
3.6.	Расход обрабатываемого потока через одну трубку	м <sup>3</sup> /с	q <sub>т</sub> = q <sub>п</sub> / N <sub>т</sub>	0,000541
3.7.	Число Рейнольдса для потока в трубке	-	Re <sub>т</sub> = $\frac{q_{т} * D_{вт}}{v_{к} * S_{т}}$	268
3.8.	Режим течения потока в трубке	-	Re <sub>т</sub> << 2300	ламинарный
<b>4.</b>	<b>Корпус смесителя</b>			
4.1.	Площадь крышки занятая трубками	м <sup>2</sup>	S <sub>крт</sub> = N <sub>т</sub> * $\frac{\pi}{4} D_{нт}^2$	0,09271
4.2.	Превышение всей площади внутренней части крышки относительно площади занятой трубками	раз	k	2,0
4.3.	Площадь внутр. части крышки	м <sup>2</sup>	S <sub>кр</sub> = k * S <sub>крт</sub>	0,18541
4.4.	Внутренний минимальный диаметр корпуса	мм	D <sub>вк min</sub> = $\frac{\sqrt{4 * S_{кр}}}{\pi} + 2t_{т}$	496
4.5.	Толщина стенки корпуса (ГОСТ 8732-78)	мм	T <sub>к</sub>	6,0
4.7.	Ближайший больший наружный диаметр (ГОСТ 8732-78)	мм	D <sub>нк</sub>	530
4.8.	Внутренний диаметр корпуса	мм	D <sub>вк</sub> = D <sub>нк</sub> - 2 * t <sub>к</sub>	518
4.9.	Площадь поперечного сечения корпуса	м <sup>2</sup>	S <sub>к</sub> = $\frac{\pi}{4} D_{вк}^2$	0,21063
4.10.	Минимальное расстояние между трубками и корпусом	мм	H <sub>т</sub>	5,0

Продолжение таблицы 3.6 - Расчет основных параметров смесителя.

1	2	3	4	5
4.11.	Толщина уплотнений	мм	Нп	1,5
4.12.	Длина трубок из условия равнопроходимости добавочного компонента между трубками	мм	$L_T = (S_k / 2 * h_T) + h_p$	120
4.13.	Длина цилиндра корпуса	мм	$L_{ц} = L_T$	120
4.14.	Толщина крышек корпуса смесителя для глухих фланцев Ру-16	мм	Нк	30
4.15.	Количество шпилек для Ду и Ру-16	шт	Нш	20
4.16.	Диаметр шпилек для Ду и Ру-16	мм	Дш	30
4.17.	Высота гаек	мм	Нг	24
4.18.	Длина шпилек	мм	$L_{ш} = L_{ц} + 2 * h_k + 2 * h_g + 2 * 10$	276
4.19.	Длина резьбовой части шпилек	мм	$L_{шp} = (L_{ш} - L_{ц}) / 2$	78
4.20.	Длина переходных патрубков	мм	L пер	615
4.21.	Толщина фланцев Ру-16	мм	Нф	28
4.22.	Монтажная длина устройства	мм	$L_y = L_{ц} + 2 * h_k + 2 * L_{пер} + 2 * h_f$	1486
<b>5.</b>	<b>Вводимый компонент - пресная вода</b>			
5.1.	Плотность	кг/м <sup>3</sup>	Рк	1000
5.2.	Кинематическая вязкость	м <sup>2</sup> /с	Нк	0,000478
5.3.	Расход	м <sup>3</sup> /с	Qк	0,007917
5.4.	Рабочее давление	кгс/см <sup>2</sup>	$P_k = P_{п} + \Delta P_k$	3,5
<b>6.</b>	<b>Подводящий трубопровод вводимого компонента</b>			
6.1.	Наружный диаметр	мм	Днк	45
6.2.	Толщина стенки	мм	Тк	3,2
6.3.	Внутренний диаметр	мм	$D_{вк} = D_{нк} - 2 * t_k$	38,6
6.4.	Площадь поперечного сечения	м <sup>2</sup>	$S_k = \pi / 4 D_{вк}^2$	0,00117
<b>7.</b>	<b>Вводные отверстия трубок для добавочного компонента</b>			
7.1.	Диаметр вводного отверстия	мм	Do	1,3
7.2.	Площадь сечения отверстия	м <sup>2</sup>	$S_o = \pi / 4 D_o^2$	0,00000133
7.3.	Расход компонента, вводимого в одну трубку	м <sup>3</sup> /с	$q_{кт} = q_k / N_T$	0,0000324
7.4.	Число Рейнольдса для турбулизации свободной затопленной струи ( $Re_{тс} > 10$ )	-	Retc	23
7.5.	Расход потока через отверстие из условия турбулизации струи	м/с	$q_o = \frac{Re_{тс} * \nu_k * S_o}{D_o}$	0,0000127
7.6.	Скорость ввода компонента через отверстия в трубке	м/с	$V_o = q_o / S_o$	8,375
7.7.	Расчетное количество отверстий	шт	$N_o = q_{кт} / q_o$	3
7.8.	Перепад давления на отверстиях для формирования струи добавочного компонента	кгс/см <sup>2</sup>	$\Delta P_k = \frac{\rho_k}{2} V_o^2$	0,5
7.9.	Расстояние между вводными отверстиями	мм	$L_o = L_T / (N_o + 1)$	30
7.10.	Расстояние от конца трубки до вводного отверстия	мм	$L_{l_o} = L_o$	30
7.11.	Угол поворота оси отверстий на цилиндре трубки	°	$\alpha = 360^\circ / N_o$	120

- по известным размерам подводящего трубопровода добавочного компонента (п.п. 6.1. - 6.2.) и заданного расстояния между трубками (п. 4.10.) определяется длина трубок и длина цилиндрической части корпуса (п. 4.12. – 4.13.) из условия обеспечения равной проходимости сечения подводящего трубопровода компонента и пространства образованного расстоянием между трубками и крышками;

- на основании размеров цилиндрической части корпуса рассчитываются и выбираются из стандартных рядов размеры всех деталей, а также монтажная длина устройства (п.п. 4.14. - 4.23.);

- по известным характеристикам добавочного компонента (п.п. 5.1. - 5.2.) и параметрам трубопровода (п.п. 6.1. - 6.2.), исходя из соображений возможности практического выполнения, выбирается значение диаметра вводного отверстия и определяется требуемый расход компонента через одно вводное отверстие (п. 7.3.) для условия превышения числа Рейнольдса для потока во вво-дном отверстии (п. 7.4.) критическому значению перехода режима течения из лами-нарного в турбулентный для свободных затопленных струй, соответствующему 10 ед. [99].

- по полученным данным определяется количество отверстий (п. 7.7.) и их расположение на трубке (п.п. 7.9. - 7.11.) с учетом равномерного их размещения на цилиндрической поверхности трубки;

- по полученным значениям площади сечения вводного отверстия (п. 7.2.) и требуемого через него расхода компонента (п. 7.5.) определяются скорость потока (п. 7.6.) и потери давления (п. 7.8.) компонента во вводном отверстии, а исходя из известного значения давления обрабатываемого потока (п. 1.3.), определяется давление добавочного компонента (п. 5.4.).

Представленный расчет позволяет определить основные геометрические и гидравлические характеристики смесителя, однако выбор формы, ориентации относи-тельно оси и поверхности трубок, а также расположение друг от друга вводных отверстий, формирующие струи вводимого компонента обосновывается далее.



### 3.2.4 Обоснование геометрических характеристик вводных отверстий

**Форма вводных отверстий.** Из возможных вариантов представленных на рисунке 3.9,а, наиболее рациональной, практически применимой и простой в изготовлении в данном случае является цилиндрическая форма, так как вариант конуса расширяющегося внутрь трубки сложен в изготовлении. Улучшение структуры струи за счет правильного применения отверстий в виде сужающегося конусного насадка по варианту потребует достаточной толщины стенки трубки, в несколько раз превышающей диаметр вводного отверстия, так как гидравлический насадок по определению это короткая труба, канал или отверстие в толстой стенке. Это в разы увеличит металлоемкость и габариты всего смесителя.

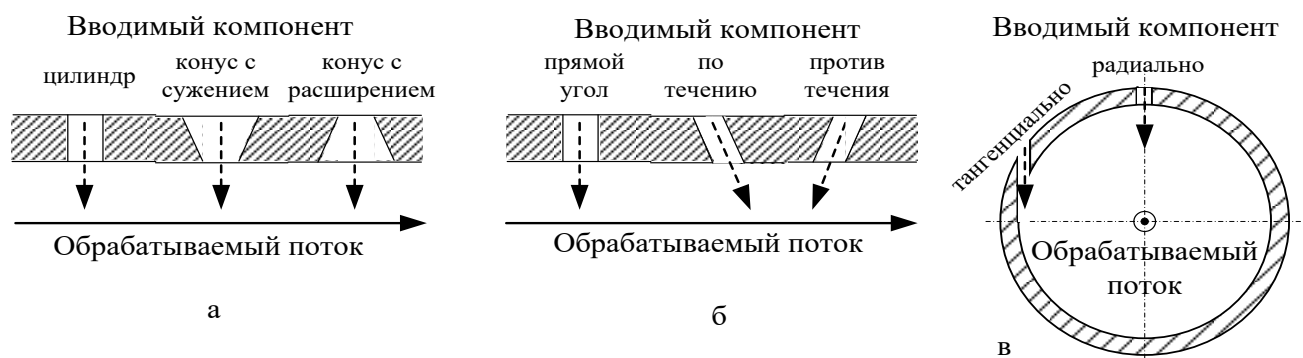


Рисунок 3.9 – Варианты форм отверстий, углов атаки и направлений ввода воды: а – формы отверстий в трубках для ввода воды; б - углы ввода воды (углы атаки); в - направления струи относительно поперечного сечения трубки; ←----- направление струи воды; ← — направление потока нефти.

**Варианты угла ввода компонента (угла атаки)** относительно направления основного потока, показаны на рисунке 3.9,б, где наиболее рациональным диапазоном угла с точки зрения эффективности смешения является угол ввода против течения основного потока, так как в этом случае компонент дополнительно диспергируется встречным течением обрабатываемого потока, такой прием широко используется в инжекционных устройствах ввода.

Еще одним фактором, формирующим структуру смешиваемых потоков, является **направление струи относительно поперечного сечения трубки** (рисунок 3.9, в): радиальное для прямоточной и тангенциальное для закрученной струи.

В связи с тем, что рабочий процесс многих смесительных аппаратов определяется структурой смешиваемых потоков, которая обусловлена гидродинамикой их вращения [22, 74], для интенсификации процесса смешения выбран тангенциальный ввод для формирования закрученной струи. Многочисленные исследования методов организации эффективных гидродинамической структур показали, что закручивание потока оказывает значительное влияние на процесс смешения в целом. В основе этого воздействия лежит интенсификация турбулентного смешения за счет влияния центробежных сил вращения на пульсационное движение потока.

Расположение вводных отверстий относительно друг друга обусловлено длиной действия самой струи, при этом в целях обеспечения равномерности размещения отверстий каждое последующее отверстие смещается относительно оси трубки на долю полного угла соответствующей количеству отверстий.

Таким образом, обоснована цилиндрическая форма вводных отверстий, с углом ввода компонента против течения основного потока, с тангенциальным направлением ввода компонента для закрутки струи. Для подтверждения гипотезы о рациональном направлении и угле ввода компонента и расположения вводных отверстий относительно друг друга необходимо рассмотреть теоретические основы гидродинамики струйных потоков.

### 3.3 Теоретические исследования гидродинамики струйных потоков

#### 3.3.1 Классификация струйных потоков

Понятие «струя» включает движение потока жидкости или газа, имеющего скорости, существенно отличные от скоростей окружающей среды.

Принятая классификация, разделяет струи на пять основных видов: свободные затопленные; свободные незатопленные; полуограниченные затопленные; полуограниченные незатопленные; ограниченные струи.

Струя не ограниченная твердыми стенками называется свободной. Струя называется затопленной, если она распространяется в среде с теми же физико-механическими свойствами, что и сама струя [96].

Характерные признаки струеинжекционного смесителя указывают на то, что

принцип его работы основан на образовании свободных для радиального ввода и полуограниченных для тангенциального ввода затопленных струй.

Угол атаки струи компонента, направленной против течения основного обрабатываемого потока нефти, характеризует условия смешения струи компонента в свободном встречном потоке [74, 96].

Тангенциальный ввод компонента в трубку говорит о дополнительном факторе закрутки струи, позволяющем исключить главный недостаток существующих способов смешения нефти с промывной пресной водой - слабую степень диспергирования и недостаточное качество смешения [14, 58].

Рассмотрим закономерности движения свободно затопленной струи и затопленной полуограниченной закрученной струи в свободном встречном потоке с целью определения способов совершенствования устройства, обеспечивающих интенсификацию с помощью вихревого турбулентного смешения.

### 3.3.2 Гидродинамическая структура закрученных струй

На пространственную структуру вращающихся потоков влияет крутка струи. Известно [3], что струи подразделяются на прямоточные и закрученные.

Прямоточные струи характеризуются двумя составляющими скорости - радиальной и аксиальной, причем радиальные составляющие значительно меньше аксиальных, направленных вдоль струи. Давление в прямоточной струе практически постоянно во всем объеме за исключением ядра. Основные аэродинамические характеристики прямоточной струи определяются так называемым коэффициентом структуры струи  $a$ , зависящим от формы устья сопла и скоростной неравномерности в устье. Коэффициентом структуры определяется угол раскрытия струи и ее дальнобойность, т. е. скорость падения вдоль струи максимума скорости в сечении. От последнего в свою очередь зависит размер начального и основного участков струи.

Закрученные струи характеризуются тремя составляющими скорости - радиальной, аксиальной и тангенциальной, причем около сопла все эти составляющие могут быть соизмеримы друг с другом. В закрученных струях имеется

градиент давления как вдоль, так и поперек струи; давление во всем объеме ниже давления в окружающей среде.

На рисунке 3.10 приведены поля течения свободных струй различной степени закрутки [81,104]. Под действием закрутки получают различную структуру течения.

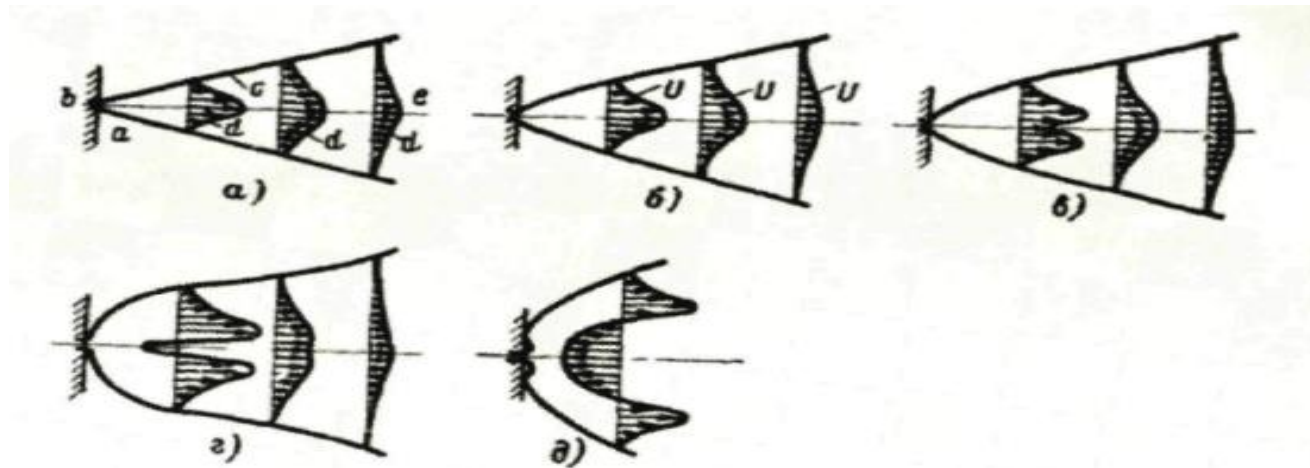


Рисунок 3.10 - Профиль скоростей свободных затопленных струй [105].

а - прямоточная струя, б - слабо закрученная струя, в - умеренно закрученная струя, г - сильно закрученная сомкнутая струя, д - сильно закрученная разомкнутая струя,  $a$  - стенка,  $b$  - отверстие в стенке,  $c$  - граница струи,  $d$  - профиль скорости на различных расстояниях от стенки,  $e$  - ось струи;  $V$  - аксиальная скорость

На рисунке 3.10,а приведена прямоточная струя с углом раскрытия, который меняется в небольших пределах с изменением коэффициента структуры струи.

На рисунке 3.10,б изображена слабо закрученная струя, которая из-за наличия центробежных сил имеет больший угол раскрытия, нежели прямоточная струя. Однако максимум аксиальной скорости находится на оси струи, как и в прямоточной. Давление в струе ниже давления в окружающей среде. С дальнейшим повышением крутки профиль аксиальной скорости принимает М-образную форму (рисунок 3.10,в). Далее вниз по течению максимум скорости смещается к оси и профиль скорости снова напоминает свободную затопленную струю. Если еще более повысить крутку, силы давления превзойдут аксиальную силу и вблизи оси образуют обратное течение, далее струя снова смыкается (рисунок 3.10,г). Дальнейшее повышение крутки ведет к тому, что зона, занятая обратным течением, расширяется настолько, что струя далее не смыкается, (рисунок 3.10,д).

Итак, по характеру распределения аксиальной скорости закрученные струи можно классифицировать следующим образом.

Слабо закрученная струя - в любом ее сечении аксиальная (осевая) составляющая скорости имеет на оси максимальное значение. Профиль аксиальной скорости по виду не отличается от профиля прямоточной струи.

Умеренно закрученная струя - характеризуется «провалом» осевой составляющей скорости по направлению к оси струи. Обратного течения по оси нет, профиль аксиальной скорости имеет М-образную форму.

Сильно закрученная струя - характеризуется наличием зоны обратных токов. Существуют сомкнутые и разомкнутые сильно закрученные струи [52, 53].

### 3.3.3 Способы формирования закрученных струй

Наибольшее распространение получили завихрители, обеспечивающие получение струи от слабо до сильно закрученной. Все эти завихрители можно отнести к пяти типам: тангенциальный; улиточный тангенциальный; тангенциальный лопаточный; аксиальный (лопаточный); аксиально - тангенциальный (лопаточный).

Выбранную конструкцию смесительных трубок с вводными отверстиями можно отнести к простейшему завихрителю, являющемуся камерным завихрителем с простым тангенциальным подводом, представленным на рисунке 3.11.

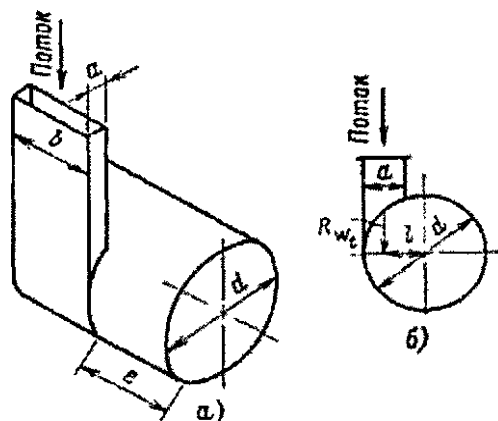


Рисунок 3.11 - Завихритель с простым тангенциальным подводом [49]:

$a$  - общий вид,  $b$  - поперечное сечение устройства;  $a$ ,  $b$  - поперечные размеры тангенциального подвода;  $d$  - диаметр цилиндрического канала, в котором закручивается поток,  $l$  - длина цилиндрического канала

В тангенциальном завихрителе число подводящих каналов может изменяться

от одного до четырех, а с увеличением их числа повышается равномерность распределения потока по сечению цилиндрического канала.

От характерных размеров завихрителя и числа подводющих каналов зависят важнейшие гидродинамические характеристики струи. От степени крутки зависит неравномерность распределения скорости по сечению сопла.

В нашем случае использование лопаточных завихрителей для смешения нефти не представляется рациональным, так как в сырой нефти много механических примесей, которые могут вызывать деформацию и разрушение лопаток и как следствие поломку завихрителя. Улиточный завихритель сложен в изготовлении, быстро изнашивается, имеет ограниченный ресурс работы. Простота и надежность являются преимуществами тангенциального завихрителя для создания структуры потока, обеспечивающей должное качество смешения.

#### 3.3.4 Гидродинамические характеристики закрученной струи

С некоторым приближением можно считать начальный участок закрученной струи коническим. Вершину этого конуса называют **углом раскрытия струи**.

На угол раскрытия струи заметное влияние оказывает фронтовая стенка. С увеличением крутки это влияние увеличивается. Наименьшее значение угол раскрытия имеет в прямоточных струях (от  $15$  до  $27^\circ$ ), где он зависит от коэффициента структуры потока. С увеличением коэффициента структуры потока угол раскрытия возрастает, а дальнобойность струи падает. Угол раскрытия в закрученных струях значительно больше, чем в прямоточных [53, 54].

Под **гидродинамической длиной**, или дальнобойностью струи будем понимать длину струи вдоль ее оси до сечения, в котором максимальное значение скорости  $V_{x_{m}}$  составляет  $0,2$  средней скорости в устье сопла  $V_a$ . Это расстояние обычно измеряется в долях диаметра цилиндрического канала сопла [51].

Известно, что с увеличением крутки структура потока сильно деформируется и увеличивается неравномерность распределения скорости по радиусу сопла. Однако на практике нашло широкое применение определение неравномерности распределения скорости не по радиусу, а по окружности [50].

Под **степенью неравномерности распределения скорости** понимаются отношение разности скалярных значений векторов максимальной и минимальной скоростей на окружности максимальных скоростей, найденной в плоскости, нормальной к оси вращения струи, к скалярному значению вектора средней скорости на этой окружности, %:

$$\varepsilon = \frac{V_{\max} - V_{\min}}{V_{\text{ср}}}, \quad (3.3)$$

Эту характеристику следует относить к устью источника, так как вниз по течению струи происходит выравнивание потока.

**Зону обратных токов** в сильно закрученных струях образует течение в приосевой области струи, направленное противоположно основному движению. Границей этой зоны является поверхность, на которой аксиальная скорость равна нулю. Массовый расход обратного тока в каком-либо сечении определяется по полю аксиальной скорости в зоне обратного тока согласно выражению:

$$G_{\text{об}} = 2 \pi \rho \int_0^{R_{\text{об}}} V_x r dr, \quad (3.4)$$

где  $\rho$  - плотность;

$R_{\text{об}}$  - радиус границы обратного тока в каком-либо сечении;

$r$  - текущее значение радиуса струи;

$V_x$  — аксиальная скорость.

За длину зоны обратного течения принимается расстояние от устья канала по оси до точки, где кривая границы зоны обратного тока пересекает ось струи.

Диаметр зоны обратного течения  $d_{\text{об}}$  лежит в плоскости, проведенной нормально к оси струи в том месте зоны обратного тока, где он определяется. Длина и диаметр зоны обратного тока выражается в относительных единицах, обычно в долях диаметра цилиндрического канала.

Представление о степени закрученности струи дает **параметр крутки**. Наиболее широко распространен параметр крутки  $\theta$ , из выражения [22, 24, 56]:

$$\theta = M/KR, \quad (3.5)$$

где  $M$  - момент количества движения струи, постоянный вдоль струи;

$K$  - количество движения струи;

$R$  - характерный размер, относящийся к устью сопла, его радиус.

При слабых крутках в качестве параметра крутки можно использовать отношение максимальных значений тангенциальной и аксиальной компонент скорости на выходе из сопла [87]:

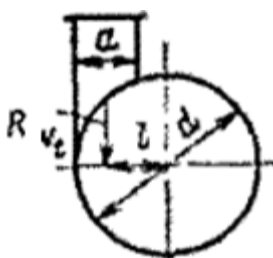
$$n_p = V_{\varphi m} / V_{xm}, \quad (3.6)$$

Для характеристики закручивающих способностей струи оперируют среднерасходными значениями скорости потока, из геометрии завихрителя.

Для получения конструктивных параметров, характеризующих интенсивность крутки потока, достаточно оперировать средними значениями аксиальной  $V_a$  и тангенциальной  $V_t$  составляющих скорости потока.

Например, в таблице 3.7 представлены расчетные формулы для конструктивного параметра крутки  $n$  и гидродинамических характеристик формируемого им закрученного потока для тангенциального завихрителя.

Таблица 3.7 - Конструктивные параметры тангенциального завихрителя и гидродинамические характеристики формируемого им закрученного потока

Эскиз с размерами	Среднерасходные режимные характеристики и найденные по ним конструктивные параметры			
	Условные обозначения	Режимные и конструктивные параметры		
	$M_{cp}$ $K_{cp}$ $l$ $V_t / V_a$ $n$	$\pi \rho V_a V_t R^2 l$ $\pi \rho V_a^2 R^2 l$ $R - a/2$ $\pi d^2 / 4ab$ $d(d-a)/ab$		
	Гидродинамические характеристики потока			
	Угол раскрытия $\varphi$ , град	Относительный диаметр обратных токов в устье канала $d_{об}/d$	Относительная гидродинамическая длина струи $L/d$	
	$69 \left( \frac{n - 0,12}{2,8} \right)^{0,18}$ $0,22 \leq n \leq 3,0$	$\left( \frac{n - 0,63}{161} \right)^{0,18}$ $0,7 \leq n \leq 4,9$ $b/d = 1,425$	$\left( \frac{200}{n} \right)^{0,24}$	



### 3.3.5 Характеристики турбулентного движения

Наиболее распространенным типом течения жидкости является турбулентное течение. Первый исследователь турбулентного движения О. Рейнольдс считал, что основным признаком турбулентного движения является «нерегулярное» изменение параметров течения. Дж. Бэтчелор связывал турбулентность с неповторяемостью значений скорости в фиксируемый момент в определенной точке потока при сохранении «макроскопических свойств потока».

Большинство ученых считают основным отличием турбулентного движения от ламинарного интенсификацию перемешивания в турбулентном потоке [92]. В своем известном опыте с введением окрашенной жидкости в воду, движущуюся по круглой трубе, О. Рейнольдс обнаружил, что при некоторой скорости воды окрашенная струйка быстро перемешивается с окружающей средой. Движение воды в этом случае было турбулентным.

Г. Шлихтинг [98] объясняет возникновение перемешивания тем, что на основное движение жидкости налагается пульсационное движение. Обобщая эти высказывания, можно заключить, что турбулентное течение характеризуется средним и пульсационным движением.

Таким образом, турбулентность потока характеризуется интенсивностью, коэффициентами корреляции, масштабами и спектральной функцией.

Рассеяние частиц в турбулентном потоке определяется коэффициентом турбулентной диффузии.

В потоках с поперечным изменением скорости в формулу для определения рассеяния частиц вблизи источника входят касательные напряжения [92]

Рассмотрим выражение, характеризующее интенсивностью турбулентного движения. Пусть  $V$  - величина мгновенной скорости;  $\bar{V}$  - величина средней скорости;  $V'$  - величина пульсационной скорости.

Согласно определению турбулентности должно выполняться равенство:

$$V = \bar{V} + V' \quad (3.7)$$

В этом выражении  $V$  не может быть величиной, характеризующей турбулентное движение, так как в течение некоторого промежутка времени она

принимает различные значения. Поэтому за величину, характеризующую турбулентность, принимают среднеквадратичную величину

$$\sqrt{\overline{v^2}} \quad (3.8)$$

(черта сверху здесь и далее означает осреднение по времени).

Отношение среднеквадратичной величины пульсационной скорости к средней скорости и есть относительная интенсивность турбулентности

$$\sqrt{\overline{v^2}} / \bar{v} = \varepsilon \quad (3.9)$$

### 3.3.6 Влияние турбулизаторов на интенсивность турбулентности в струе

Для повышения интенсивности турбулентности в струе и изменения масштабов турбулентности применяют турбулизаторы. Известны различные способы турбулизации струи. Для определения влияния турбулизаторов на осесимметричную незакрученную струю рассмотрим ее турбулентные характеристики, относящиеся к начальному участку струи, так как в этой области действие турбулизаторов проявляется сильнее.

Исследование турбулентности начального участка осесимметричной струи приведено в работе Л. И. Илизаровой [30]. Измерения показали, что величины продольных пульсационных скоростей внутри ядра струй отличаются для этих диаметров струй. Так же в работе Л. И. Илизаровой приведены результаты вычислений длин путей смещения и масштаба турбулентности. Величины продольной длины пути смещения  $l$  и поперечного масштаба  $L$  приблизительно совпадали.

Влияние турбулизирующих решеток на турбулентные характеристики струи описано В. П. Солнцевым [77]. Турбулизаторы увеличивают интенсивность турбулентности на расстояниях, близких к соплу. С удалением от сопла их действие уменьшается. При установлении турбулизаторов расширяется спектр турбулентных пульсаций, возрастает средняя частота пульсаций. При увеличении начальной интенсивности турбулентности центральное ядро струи постепенно уменьшается, а затем и исчезает. Гидродинамические характеристики струи с увеличением интенсивности турбулентности изменяются, угол раскрытия струи возрастает, затухание

скорости на оси с удалением от сопла происходит интенсивнее. Таким образом, турбулизаторы ускоряли процессы обмена импульсом, происходящие в струе.

Более перспективными с точки зрения практические применения являются акустические турбулизаторы. Действие звука на струю было исследовано В. Е. Власовым и А. С. Гиневским [13], а также В. И. Фурлетовым [91]. Эти исследования показали эффективность звукового воздействия на гидродинамические характеристики турбулентных струй.

### 3.3.7 Влияние закручивания на турбулизацию струи

Наибольшее применение для интенсификации процессов обмена в струе получило закручивание. Влияние закручивания на турбулентность в струях со слабой круткой, когда деформация скоростного поля под действием крутки невелика, рассматривали Д. Н. Ляховский [53] и В. Г. Роуз [75]. Д. Н. Ляховский исследовал при помощи термоанемометра турбулентные характеристики прямоочной и закрученной струй, выходящих из одинаковых сопел. Крутка струи, пересчитанная по формуле, предложенной в [4], равнялась:

$$\theta = \frac{8}{\pi} \frac{M}{Kd} = 1,28 \quad (3.10)$$

Измерения показали, что вплоть до сечения  $x/d=10$  значения интенсивности турбулентности в закрученной струе выше значений интенсивности турбулентности, взятых в тех же точках прямоочной струи (рисунок 3.12). Действие крутки как турбулизатора проявляется в том, что пульсационные скорости в закрученной струе превосходят соответствующие значения в прямоочной струе и затухание максимальной аксиальной скорости происходит быстрее.

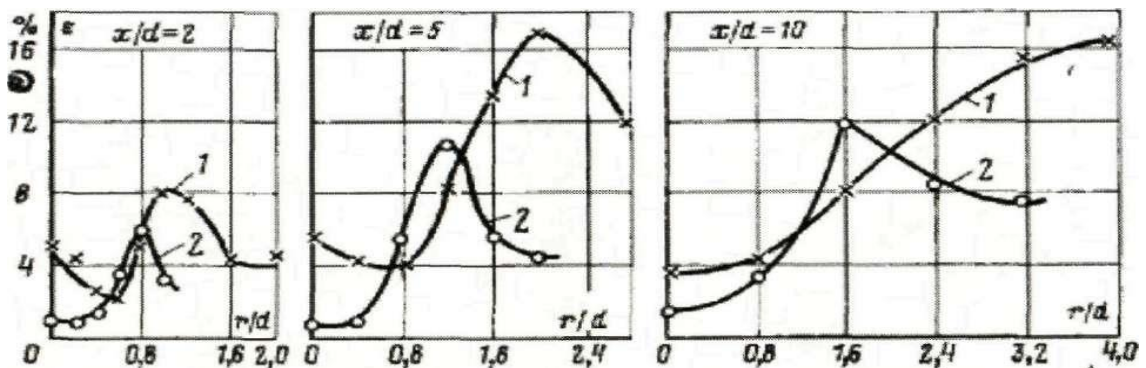


Рисунок 3.12 - Сравнение относительной интенсивности турбулентности прямоочной и закрученной струй: 1 — закрученная струя; 2 — прямоочная струя

В. Г. Роуз проводил измерения средних и пульсационных скоростей в струе, выходящей из вращающейся трубы. Величину крутки этой струи можно оценить по величине отношения максимальной тангенциальной к максимальной аксиальной скорости в наиболее близко расположенном к соплу сечении  $x/d = 0,235$ , в котором проводились измерения:  $U_{\phi m} / U_{xm} = 0,35$ . Роуз считает, что вблизи выхода трубы поток в закрученной струе можно считать полностью турбулентным и его вращение - аналогичным вращению твердого тела. Распределение осевой скорости под влиянием вращения в этой области изменилось незначительно. Интенсивность турбулентности в закрученной струе оказалась выше, чем в соответствующих сечениях незакрученной струи. Следует отметить, что действие крутки как турбулизатора заключалось не в искусственном повышении начальной турбулентности (в закрученной струе, исследованной Роузом, начальная турбулентность была меньше, чем в незакрученной струе), а в интенсивном образовании и распаде вихрей. Но эффект турбулизации при помощи слабого закручивания, в отличие от других турбулизаторов, проявляется до расстояний  $x/d=15$  от сопла. В этом основное преимущество такой турбулизации. С дальнейшим увеличением крутки ее действие на турбулентность видоизменяется. Увеличение крутки, с одной стороны, приводит к увеличению поперечных градиентов скорости, которые благодаря турбулентной вязкости с удалением от сопла выравниваются, с другой стороны, крутка стабилизирует турбулентность. При больших крутках в струе образуются обратные токи, занимающие некоторую область перед соплом. Появление обратных токов влияет на характер распределения интенсивности турбулентности в сечениях закрученных струй [34]. При образовании обратных токов струя в поперечном направлении делится на ряд зон: зона обратных токов, зона взаимодействия обратного и прямого потока, основная часть струи и зона смешения с окружающей средой. Величины интенсивности турбулентности в этих зонах неодинаковы. Рассмотрим струю, закрученную при помощи завихряющего устройства с простым тангенциальным подводом. Коэффициент крутки струи составлял  $n=0,82$  (рисунок 3.13). Распределение интенсивности турбулентности в сечениях этой струи происходит так же, как и в других закрученных струях. Но в

отличие от струй за другими типами завихрителей в струе за завихрителем типа Т на расстояниях, близких к устью, значение первого максимума интенсивности турбулентности, ближайшего к оси струи, превосходит значение второго максимума. С удалением от устья второго максимума становится больше значения первого максимума. Характерные величины интенсивности турбулентности, такие как турбулентность на оси струи, первые и вторые максимумы  $\epsilon$  вдоль оси струи, изменяются одинаково — до сечения  $x/d=2$  возрастают, затем убывают.

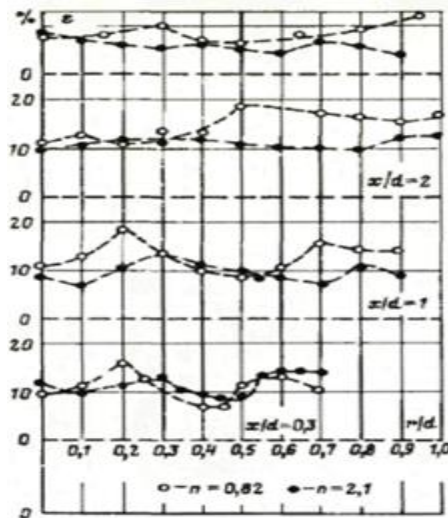


Рисунок 3.13 - Интенсивность турбулентности в закрученной струе (завихритель Т)

Распределение сравнимой интенсивности турбулентности во всех сечениях струи, кроме устья, совпадает с распределением средней скорости. В устье  $\epsilon_u$  имеет два близко расположенных максимума, т. е. в устье имеются две точки, в которых пульсации достигают максимума. Расстояние между максимумами пульсаций значительно меньше, чем расстояние между максимумами относительной интенсивности. Между максимумами пульсаций находится точка, в которой пульсации достигают наименьших величин и интенсивность турбулентности минимальна.

### 3.3.8 Продольный масштаб турбулентности и длина пути перемешивания

Сравнение значений длин пути перемешивания и масштабов турбулентности струй, закрученных завихрителями различных типов приведены в [30]. Анализ приведенных в [92] данных показывает, что если в сечении незакрученной струи существуют вихри примерно одного масштаба, то в сечениях закрученных струй размеры вихрей изменяются значительно, вблизи оси закрученных струй преобладают мелкие

вихри, а ближе к границе струи и в зоне максимальных скоростей преобладают крупные вихри (или так называемая крупномасштабная турбулентность). Сравнение масштабов турбулентности слабо закрученных струй показывает, что даже незначительное изменение крутки от  $n=0,24$  до  $n=0,46$  приводит к изменению размеров вихрей. При переходе от умеренной крутки к сильной в прилегающих к оси струи слоях (в зоне обратных токов и в зоне взаимодействия обратного и прямого потоков) происходит измельчение вихрей, а при приближении к границе - укрупнение вихрей.

В сечениях закрученной струи длина пути перемешивания постоянна, так же, как и масштабы вихрей. Значительное увеличение длины пути перемешивания с увеличением крутки в слабо закрученных струях происходит при удалении от устья. В сечениях закрученной струи за тангенциальным завихрителем длина пути перемешивания также больше, чем в соответствующих сечениях умеренно закрученной струи за завихрителем того же типа.

### 3.3.9 Турбулентная диффузия в закрученных струях

Полное сравнение закрученных струй по турбулентным характеристикам невозможно без сравнения коэффициентов турбулентной диффузии. Коэффициент турбулентной диффузии пропорционален среднеквадратичному перемещению частиц, т. е. характеризует турбулентное перемешивание.

В источнике [40] приводится сравнение коэффициентов турбулентной диффузии в закрученных струях в устье струй за завихрителями различных типов. Рассматривалось, как изменяется коэффициент турбулентной диффузии по сечениям слабо закрученных и сильно закрученных струй. Из приведенных данных можно сделать вывод, что в умеренно закрученной струе за тангенциальным завихрителем турбулентная диффузия происходит интенсивнее, чем в сильно закрученной струе за завихрителем того же типа.

### 3.3.10 Параметры завихрителя эффективной гидродинамической структуры

Для достижения глубокого обессоливания необходимо обеспечить интенсивное перемешивание промывной воды с нефтью. Эффективное перемешивание

возможно только в турбулентном потоке, однако по условиям исследования смесительное устройство не должно создавать перепад давления обрабатываемому потоку нефти, являющийся причиной турбулентности, поэтому предполагается создавать турбулентность за счет струй добавочного потока промывной воды.

Многочисленные исследования организации гидродинамической структуры смешиваемых потоков показали, что закручивание потока оказывает значительное влияние на процесс смешения в целом, поэтому для обеспечения интенсивной турбулентности в смесительных каналах используется тангенциальный завихритель. Преимущество закрутки состоит в том, что она не искусственно повышает турбулентность, а способствует образованию и распаду вихрей. После вихревого взаимодействия поток стабилизируется в сборной камере смесителя.

Поскольку в умеренно закрученной струе после тангенциального завихрителя турбулентная диффузия происходит интенсивнее, чем в сильно закрученной струе, для завихрителя подберем соответствующие конструктивные параметры таким образом, чтобы выдаваемая им струя была умеренно закрученной.

Для определения геометрических параметров смесителя, обеспечивающих эффективную гидродинамическую структуру смешиваемых потоков, необходимо смоделировать гидродинамическую структуру модификаций смесительных элементов с определением количества, диаметра и угла атаки вводных отверстий в смесительном канале для подтверждения рациональности тангенциального завихрителя с направлением струй против течения потока нефти.

### 3.4 Компьютерное моделирование смесительного устройства

#### 3.4.1 Задачи численного моделирования

Для удаления заведомо не эффективных конструкций смесителя и минимизации объема практических исследований, перед изготовлением опытных образцов для стендовых испытаний необходимо выявить рациональную конструкцию смесительных элементов – каналов с вводными отверстиями.

Для минимизации размеров и массы, упрощения конструкции и изготовления миксера, конструктивные параметры рассчитываются в п. 3.2.3 исходя из того, что:

- диаметр вводных отверстий выбирается минимальным из условия

максимального диспергирования вводимого компонента в обрабатываемом потоке, а также с учетом простоты и возможности изготовления;

- количество вводных отверстий определяется из условия максимального диспергирования вводимого компонента в обрабатываемом потоке, максимальной длины струи, а также диаметра вводных отверстий;

- расположение вводных отверстий по длине зависит от длины струи и размера зоны активного перемешивания;

- взаимная ориентация вводных отверстий на цилиндрической поверхности смесительной трубки выбирается из условия минимизации длины смесителя.

Таким образом, задача компьютерного моделирования заключается в определении характерных для процесса смешения критериев для различных вариантов исполнения вводных отверстий.

### 3.4.2 Задание геометрических параметров

Смесительный элемент, для которого выполняется компьютерное моделирование, состоит главным образом из смесительной трубки с выполненными в ней вводными отверстиями, по расчетным размерам из табл. 3.6 (рисунок 3.14).

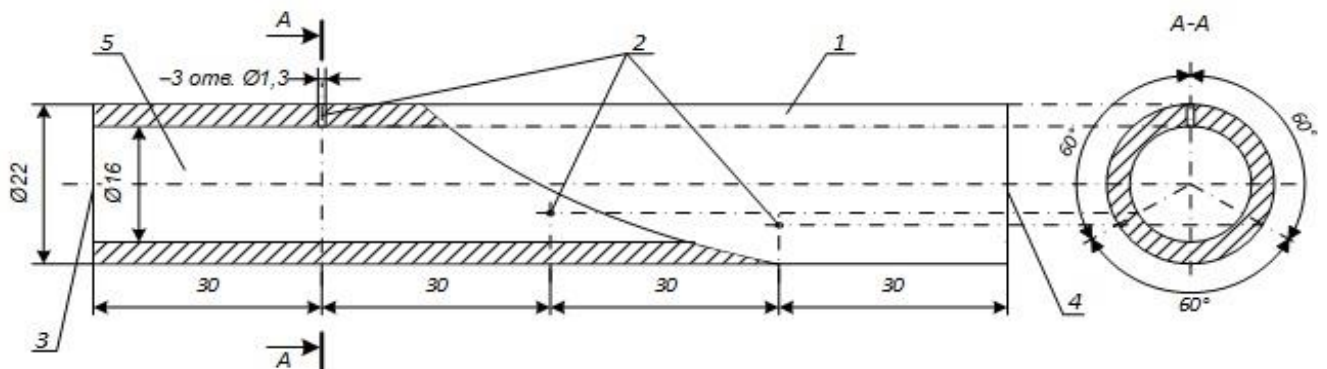


Рисунок 3.14 – Эскиз смесительного элемента струеинжекционного смесителя:

1 – смесительная трубка; 2 – вводные отверстия для воды; 3 - патрубок входа нефти; 4 – патрубок выхода смеси; 5 - смесительный канал

В соответствии с обоснованиями п. 3.2.4 все возможные варианты исполнения отверстий для ввода компонента в обрабатываемый поток, применительно к поставленным задачам сводятся к организации:

- свободно затопленных струй, направленных радиально; перпендикулярно, по и против течения основного потока (углы атаки  $90^\circ$ ,  $45^\circ$ ,  $135^\circ$ );



- полуограниченных затопленных закрученных струй, направленных тангенциально; перекрестно, по и против течения потока (углы атаки  $90^\circ$ ,  $45^\circ$ ,  $135^\circ$ ).

Так как варианты с углами атаки  $45^\circ$  и  $135^\circ$  являются друг для друга зеркальными и одинаковыми для противоположных направлений основного потока, это позволило использовать одну модель с изменением направления основного потока, поэтому достаточно было создать только 4 твердотельных модели для двух направлений ввода и двух углов атаки  $90^\circ$  и  $45^\circ$  ( $135^\circ$ ).

В программном комплексе «КОМПАС-3D v17» создавались объемные модели фрагментов смесительных элементов, ограниченных по длине трубки расстояниями в 30 мм по обе стороны от отверстий ввода воды (Рисунок 3.15).

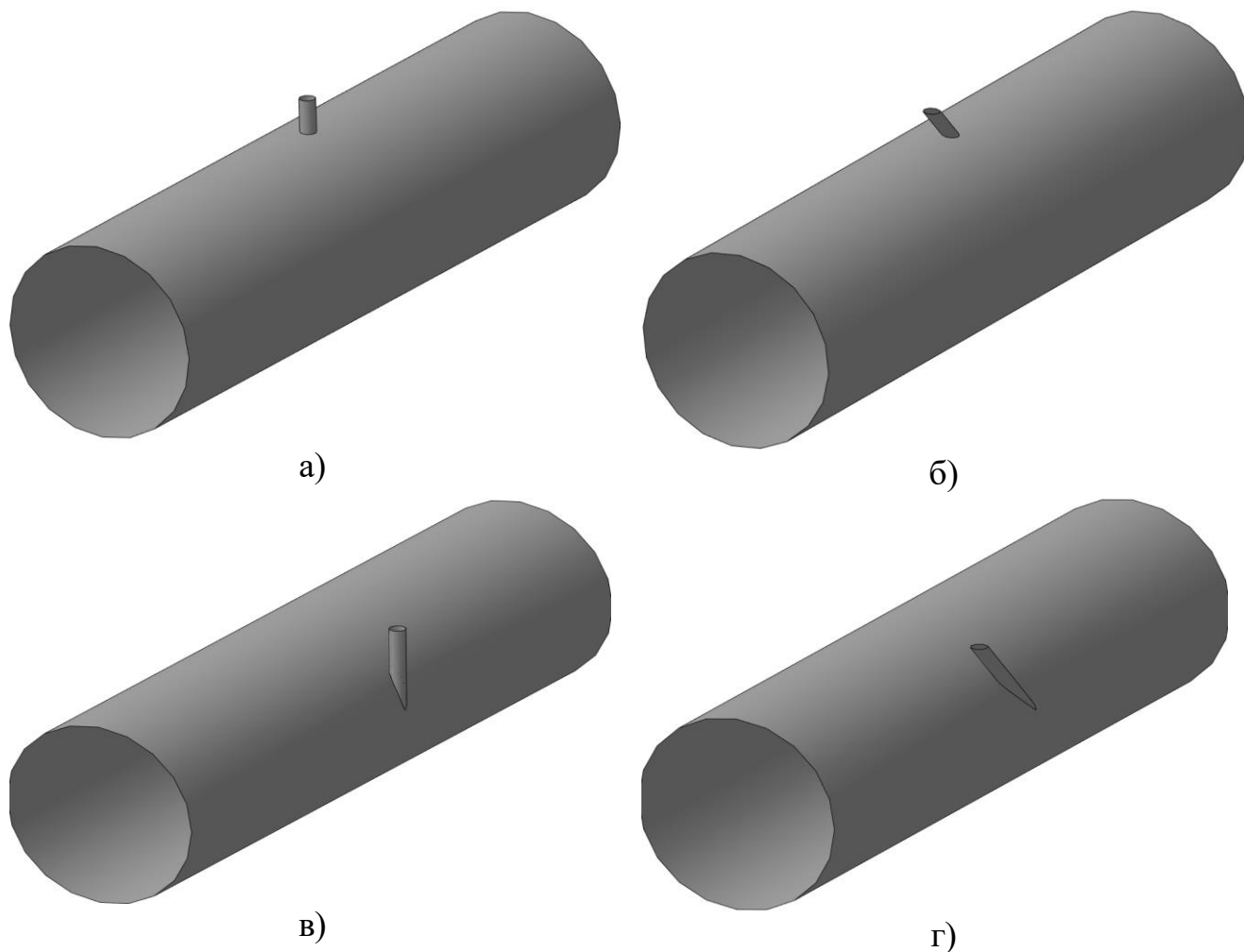


Рисунок 3.15 – Объемные модели фрагментов смесительных элементов:

а, б – для радиально направленных струй с углами атаки  $90^\circ$  и  $45^\circ$  ( $135^\circ$ ); в, г – тангенциально направленных закрученных струй с углами атаки  $90^\circ$  и  $45^\circ$  ( $135^\circ$ )

Далее файлы моделей трансформировались в формат WRL и импортировались в модуль Пре-Постпроцессор, интерфейс и элементы, показанные на рисунке 3.16.

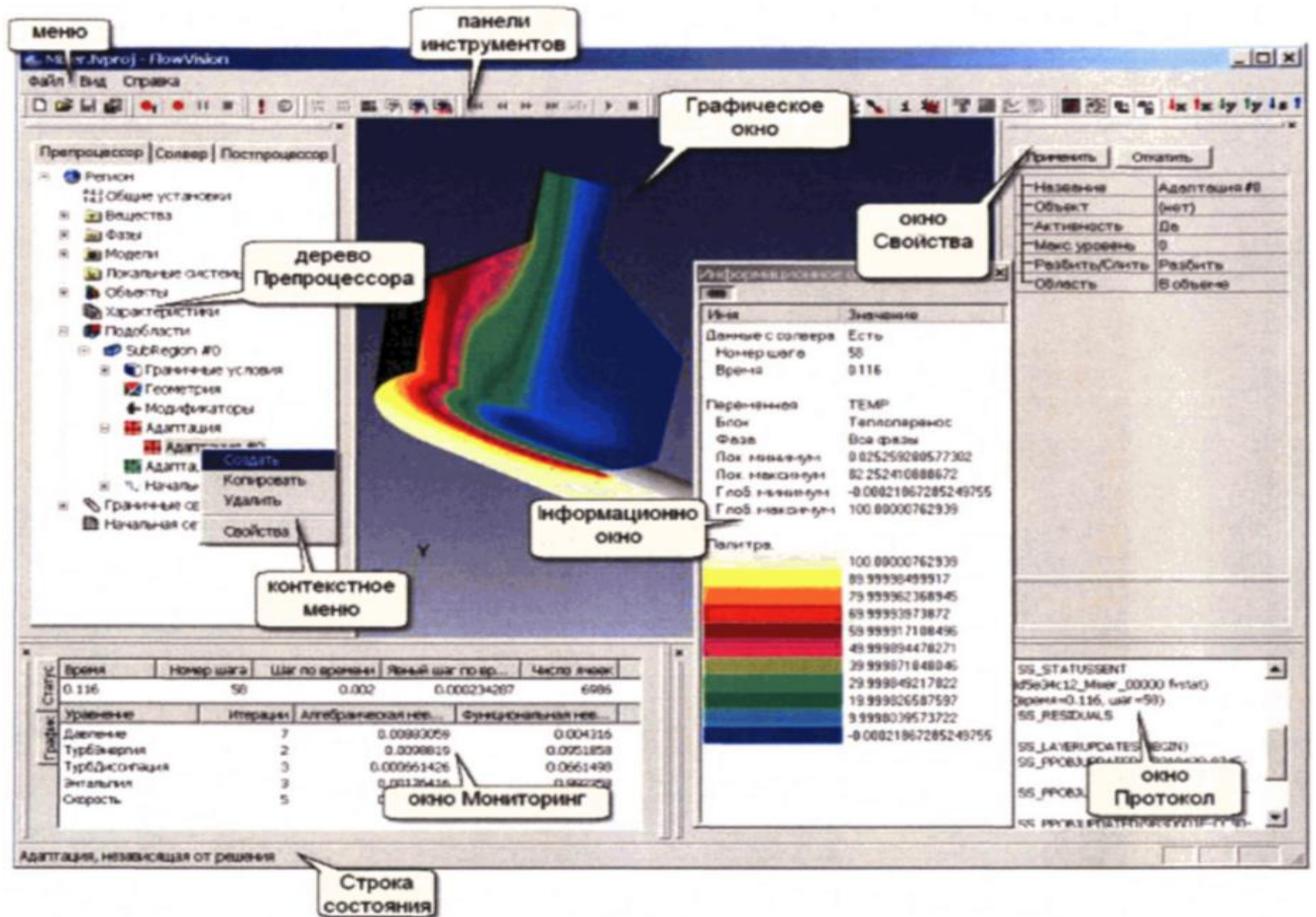


Рисунок 3.16 - Элементы модуля Пре-Постпроцессора:

«меню» - элемент основных задач проекта; «панель инструментов» - элемент различных инструментов; «графическое окно» - элемент постановки задачи и результатов расчета; «контекстное меню» - элемент различных команд; «окно свойства» - элемент просмотра или изменения установок и параметров любого элемента дерева Пре-Постпроцессора; «окно выбора» - элемент добавления заранее созданных элементов в выбранную папку; «окно мониторинг» - элемент отображения статуса проекта; «окно протокол» - элемент сообщений о работе Пре-Постпроцессора; «окно информация» - элемент отображения информации; «строка состояния» - элемент краткого описание выделенного элемента

Геометрия расчетной области, созданной в программе «КОМПАС-3D v17», трехмерной модели смесителя определяет область расчета и представляет собой объем, определенный уравнениями математической модели, изложенных в п. 3.3.4

Для полученной области расчета установлен тип математической модели «несжимаемая жидкость». Данный тип модели позволяет производить моделирование течения жидкости при больших числах Рейнольдса. Для данного типа модели были установлены в качестве расчетных параметров скорость, турбулентность и концентрация, для решения уравнений Навье-Стокса, переноса турбулентных функций и конвективно - диффузионного (конвективного) переноса.

### 3.4.3 Параметры задачи

Для формирования параметров задачи, в Пре-Постпроцессоре задавались:

- 1) физическая модель;
- 2) граничные условия;
- 3) начальные условия;
- 4) размеры расчетной сетки.

Задание физической модели течения жидкостного потока включает в себя:

- 1) задание веществ;
- 2) задание фаз;
- 3) задание модели.

Вещество определяется агрегатным состоянием и физическими свойствами.

Агрегатное состояние определяет:

- 1) набор физических свойств;
- 2) способ расчета полного давления;
- 3) уравнение состояния.

В «FlowVision» определены три агрегатных состояния вещества: «твердое тело», «жидкость», «газ». Вещества создавались в дереве Пре-Постпроцессора в папке «вещества». Агрегатное состояние вещества задавалось в окне «свойства вещества». Каждое вещество имеет набор дочерних элементов, соответствующих физическим свойствам вещества. Значения физических свойств вещества задавались в окнах свойств соответствующих дочерних элементов. Параметры вещества могут быть заданы вручную или загружены из базы данных. Количество веществ может быть от одного и более [76]. Агрегатное состояние веществ выбрано «жидкость».

Затем задавались физические параметры. Для этого определялись значения

опорных величин температуры и давления с целью:

- задания граничных условий и получение значений переменных в области в привычных величинах (использование градусов Цельсия вместо Кельвинов и избыточного давления вместо абсолютного);
- решения проблемы потери точности при вычислении переменных, слабо меняющихся на фоне большого среднего уровня.

Заданы опорные значения температуры  $T = 273$  К и давления  $P = 101000$  Па.

В окнах физических свойств веществ заданы минимально необходимые параметры для моделирования структуры жидкостных потоков [76]. Параметры для «воды» взяты из библиотеки стандартных веществ ПК, а параметры для «нефти» взяты за основу фактические свойства нефти месторождения «Западная Курна-2», приведенные к условиям фактического процесса подготовки на УПН:

- молярная масса  $m = 0,20$  кг/моль;
- плотность  $\rho = 900$  кг/м<sup>3</sup>;
- динамическая вязкость  $\mu = 0,0199$  Па·с.

Фаза - совокупность веществ и моделируемых физических процессов. Фазы задавались в дереве Пре-Постпроцессора в папке «фазы». В проекте должна быть как минимум одна фаза. Количество фаз не ограничено. Для того чтобы задать фазу:

- создавалась фаза в папке «фазы»;
- загружалось в фазу заранее созданное вещество («нефть»);
- задавался набор и параметры моделируемых физических процессов [76].

Целью моделирования смешения жидкостных потоков в расчетной области является получение распределения турбулентной энергии и концентрации компонентов смеси. Для этого были заданы физические процессы, их модели и параметры моделей:

- а) движение → модель Навье-Стокса → скорость;
- б) массоперенос → модель перемешивания → массовая доля воды;
- б) турбулентность → стандартная k-ε модель (KES) → турбулентная энергия.

В ПК реализованы две модели течения (движения): ньютоновская жидкость и неньютоновская жидкость.

Потоку нефти с заданными параметрами, соответствует модель течения ньютоновской жидкости, движение описывается уравнениями Навье-Стокса [76]:

$$\frac{d\rho}{dt} = \nabla(\rho V) = 0, \quad (3.11)$$

где  $t$  - время, с;

$\nabla$  - оператор Набла;

$V$  - относительная скорость в подвижной системе координат, м/с.

$$\frac{d\rho V}{dt} + \nabla(\rho V \otimes V) = -\nabla P + \nabla \tau_{\text{eff}} + S + S_{\text{user}}, \quad (3.12)$$

где  $P$  - относительное давление, Па;

$S_{\text{user}}$  - пользовательская объемная сила, Н.

$$V \otimes V = \begin{pmatrix} V_x V_x & V_y V_x & V_z V_x \\ V_x V_y & V_y V_y & V_z V_y \\ V_x V_z & V_y V_z & V_z V_z \end{pmatrix}, \quad (3.13)$$

где  $x, y, z$  - направления вдоль осей;

$\tau_{\text{eff}}$  - тензор вязких напряжений, Па.

$$\tau_{\text{eff}} = (\mu + \mu_t) \left( 2\hat{e} - \frac{2}{3}(\nabla \cdot V)\hat{I} \right), \quad (3.14)$$

где  $\mu_t$  - турбулентная динамическая вязкость, Па·с;

$\hat{I}$  - единичный тензор;

$\hat{e}$  - тензор скоростей деформации, с<sup>-1</sup>.

$$e_{ij} = \frac{1}{2} \left( \frac{dv_i}{dx_j} + \frac{dv_j}{dx_i} \right), \quad (3.15)$$

где  $i, j$  - номер ячейки соответственно в направлениях X и Y.

$$S = (\rho - \rho_{\text{hyd}})g + \rho B + R, \quad (3.16)$$

где  $B$  - сумма кориолисовой и центробежной сил во вращающейся системе координат, Н.

$$B = -2\omega V - \omega^2 r, \quad (3.17)$$

где  $\omega$  - скорость вращения области или граничного условия, рад/с;

$r$  - радиус-вектор, исходящий из центра вращения граничного условия, м;

$R$  - сила изотропного сопротивления, Н.

$$R = -DV, \quad (3.18)$$

где  $D$  - коэффициент изотропного сопротивления.

Коэффициент  $D$  может быть задан формулой [54]:

$$D = \frac{\mu}{\alpha} + C \frac{1}{2} \rho |V|, \quad (3.19)$$

где  $\alpha$  - проницаемость, м<sup>2</sup>;

$C$  - отклик тела на нагрузку м/Па.

$$C = \frac{ds}{dP}, \quad (3.20)$$

где  $s$  - расстояние от поверхности тела, на котором влияние искусственной сжимаемости около тела падает в  $e$  раз, м и моделирует однородную пористую среду.

В настоящий момент реализовано пять моделей турбулентности:

- стандартная к-е модель;
- низкорейнольдсовая к-е модель AKN;
- квадратичная к-е модель;
- SA (Spalart-Allmaras);
- SST (Shear Stress Transport).

Модель турбулентности выбирается в окне «фаза - физические процессы». Выбор модели турбулентности доступен после задания процесса «движение». Моделирование турбулентных течений основано на использовании турбулентной вязкости  $\mu_t$ , входящей в коэффициенты диффузии уравнений Навье-Стокса и других конвективно-диффузионных уравнений. Способ вычисления  $\mu_t$ , определяется выбранной моделью турбулентности [76].

На основании исследований [15] выбрана стандартная к-е модель турбулентности, как наиболее подходящая для численного решения задачи моделирования структуры потока жидкости.

В этой модели турбулентная динамическая вязкость  $\mu_t$  выражается через величины турбулентной энергии  $k$ , м<sup>2</sup>/с<sup>2</sup>, и скорости диссипации турбулентной энергии  $\epsilon$ , м<sup>2</sup>/с<sup>3</sup>, следующим образом [76]:

$$\mu_t = C_\mu \rho \frac{k^2}{\epsilon} f_\mu \quad (3.21)$$

где  $C_\mu$  - используемый коэффициент,  $C_\mu = 0,09$ ;

$f_\mu$  - демпфирующая функция,  $f_\mu = 1$ .

$$\frac{d(\rho k)}{dt} + \nabla(\rho V k) = \nabla \left( \left( \mu + \frac{\mu t}{\sigma_k} \right) \nabla k \right) + \mu t \left( G + \frac{\beta}{Pr_t} g \cdot \nabla T \right) - \rho \varepsilon + \Phi_k, \quad (3.22)$$

где  $\sigma_k$  - используемый коэффициент,  $\sigma_k = 1,4$ ;  
 $\beta$  - коэффициент теплового расширения,  $K^{-1}$ ;  
 $g$  - ускорение свободного падения,  $m/c^2$ ;  
 $\Phi_k$  - дополнительный член, для k-е модели  $\Phi_k = 0$ ;  
 $T$  - относительная температура,  $K$ .

$$G = D_{ij} \frac{dV_i}{dV_j}, \quad (3.23)$$

$$D_{ij} = S_{ij} - \frac{2}{3} \left( \nabla \cdot V + \frac{\rho k}{\mu t} \right) \delta_{ij}, \quad (3.24)$$

где  $\delta_{ij}$  - толщина пористой границы,  $m$ ;  
 $S_{ij}$  - удвоенный тензор скоростей деформации,  $c^{-1}$ .

$$S_{ij} = \frac{dV_i}{dx_j} + \frac{dV_j}{dx_i}, \quad (3.25)$$

$$\frac{d(\rho \varepsilon)}{dt} + \nabla(\rho V \varepsilon) = \nabla \left( \left( \mu + \frac{\mu t}{\sigma_\varepsilon} \right) \nabla \varepsilon \right) + C_1 \frac{\varepsilon}{k} \mu t \left( G + \frac{\beta}{Pr_t} g \cdot \nabla T \right) - C_2 f_1 \rho \frac{\varepsilon^2}{k} + \Phi_\varepsilon, \quad (3.26)$$

где  $\sigma_\varepsilon$  - используемый коэффициент,  $\sigma_\varepsilon = 1,4$ ;  
 $C_1, C_2$  - дополнительные коэффициенты,  $C_1 = 1,5$  и  $C_2 = 1,9$ ;  
 $f_1$  - демпфирующая функция,  $f_1 = 1$ ;  
 $\Phi_\varepsilon$  - дополнительный член, для k-е модели  $\Phi_\varepsilon = 0$ .

Если тепловое расширение  $\beta$  задано 0, то генерация турбулентности за счет архимедовой силы в уравнениях (3.14) и (3.18) не учитывается.

Турбулентное число Рейнольдса  $Re_t$  определяется как [76]:

$$Re_t = \frac{\rho k^2}{\mu \varepsilon}, \quad (3.27)$$

Подробное описание стандартной k-е модели представлено в работе [76].

Модель - совокупность фаз и межфазных взаимодействий. Модели создаются в дереве Пре-Постпроцессора и папке «модели». В проекте должна быть хотя бы одна модель, их количество не ограничено. В модель загружается созданная фаза.

Так же требуется произвести установку глобальных переменных (гравитация, уровень жидкостей) и назначить граничные условия. Значение гравитация устанавливается по вертикальной оси перпендикулярно продольной оси

смесительной трубки. В данном случае это ось X. Так как ось направлена вверх, то значение гравитации устанавливается равным минус 9.8 м/с<sup>2</sup>.

Граничное условие - условие, накладываемое на расчетные переменные на границах подобласти. Граничные условия задаются в папке «граничные условия» в соответствующей подобласти. Перед заданием граничных условий в окне свойств папки подобласти необходимо выбрать предварительно заданную модель. Поверхности расчетной области представляют собой совокупность плоских многоугольников - фасеток, на которых определены граничные условия. В постановке задачи использовались следующие граничные условия:

- «стенка» (рисунок 3.17, поз. 1) с логарифмическим законом изменения скорости в турбулентном пограничном слое (условие однозначно определено и устанавливается автоматически выбором). Пользователю ничего задавать не нужно.

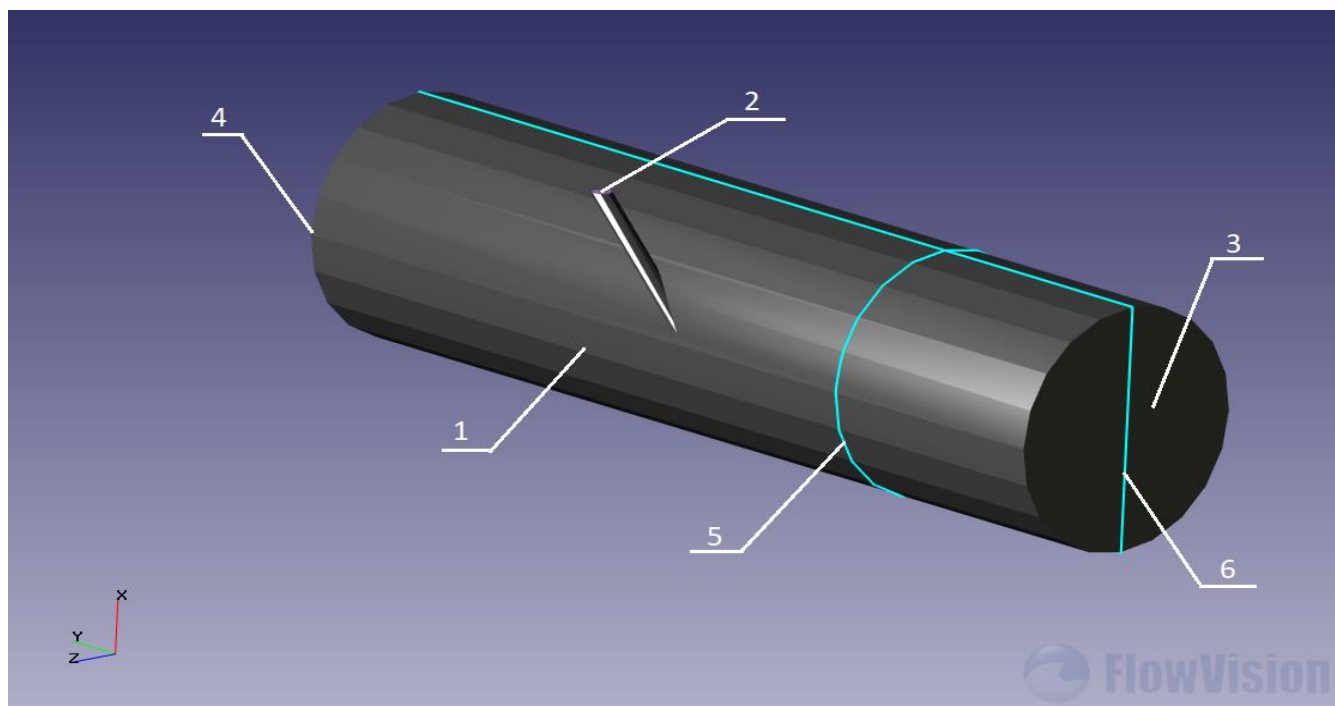


Рисунок 3.17 - Граничные условия модели для варианта исполнения вводного отверстия Т-135: 1 - «стенка»; 2 - «вход-выход» воды; 3 - «вход-выход» нефти; 4 - «свободный выход»; 5 и 6 – поперечное и продольное сечение канала

Условие предполагает, что сдвиговая скорость  $u_t$ , м/с, находится из уравнения [76]:

$$\frac{V_t}{u_t} = U^+(y^+), \quad (3.28)$$

где  $V_t$  - относительная касательная скорость, м/с;



$U^+$  - профиль скорости.

$$y^+ = \frac{U_t y}{\nu}, \quad (3.29)$$

где  $y$  - расстояние до стенки, м;

$\nu$  - молекулярная кинематическая вязкость,  $\text{м}^2/\text{с}$

$$\nu = \frac{\mu}{\rho}, \quad (3.30)$$

Модуль вязкой силы  $\tau_w$ , Па, на стенке равен [76]:

$$\tau_w = \rho u_t^2. \quad (3.31)$$

Значения турбулентных переменных в пристенных ячейках рассчитываются автоматически [76].

- «вход-выход» с нормальной массовой скоростью. Пользователь задает нормальную составляющую массовой скорости:

$$\rho V_{n|b} = \rho V_{n|user}. \quad (3.32)$$

Если  $\rho V_{n|user} \geq 0$ , то поверхность трактуется как "вход". Если  $\rho V_{n|user} < 0$ , то поверхность трактуется как "выход". В модели граничное условие «вход-выход» задано поверхностью, соответствующей поперечному сечению трубки.

Для отверстия подачи воды (рисунок 3.17, поз.2) назначается тип граничного условия «Вход», и из набора граней, образующих полигон круглой формы, генерируются частицы потока жидкости (потока воды). Значение концентрации устанавливается равным 1 (это означает, что с данного входа подается вещество, содержащее 100% воды или 0% нефти). Нормальная массовая скорость потока воды принята равной  $8375 \text{ кг}/(\text{м}^2/\text{с})$ , что соответствует линейной скорости потока  $8,4 \text{ м}/\text{с}$ .

Для отверстия подачи нефти (рисунок 3.17, поз.3) также назначается граничное условие «Вход». Концентрация устанавливается равной 0 (это означает, что с данного входа подается вещество, содержащее 0% воды или 100 % нефти). Нормальная массовая скорость потока нефти принята равной  $2488 \text{ кг}/(\text{м}^2/\text{с})$ , что соответствует линейной скорости потока  $2,7 \text{ м}/\text{с}$ .

Для турбулентной энергии  $k_b$ ,  $\text{м}^2/\text{с}^2$ , в граничном условии «вход-выход» задается пульсация. Под пульсациями скорости в «FlowVision» понимается средняя степень турбулентности [76]:

$$b = \frac{\sqrt{\frac{2}{3}k}}{|V_{inl}|}, \quad (3.33)$$

где  $|V_{inl}|$  - локальная скорость потока, втекающего в расчетную область, м/с.

Пользователь задает безразмерную величину  $b_{user}$ . Турбулентная энергия  $k_b$  рассчитывается по формуле [76]:

$$k_b = \frac{3}{2} (b_{user}|V_{inl}|)^2. \quad (3.34)$$

В случае «выхода» значение  $k_b$  не используется.

Предполагается, что в начальный момент присутствует некая турбулентность потока, таким образом, значение пульсации  $b_{user}$  принимаем равным 0,01.

Для скорости диссипации турбулентной энергии  $\varepsilon_b$ ,  $m^2/c^3$ , в граничном условии «вход-выход» задается масштаб турбулентности [54]:

$$\varepsilon_b = C_{\mu} \frac{k_b^{3/2}}{l_{user}}. \quad (3.35)$$

Пользователь задает размерный масштаб турбулентности  $l_{user}$ , м. В случае «выхода» значение  $\varepsilon_b$  не используется.

В данной задаче граничное условие «вход-выход» соответствует каналу смесительной трубки диаметром 0,02 м, следовательно масштаб турбулентности принимается равным  $0,05 \cdot d = 0,001$  м [76].

- «свободный выход» (рисунок 3.25, поз. 4) с нулевым давлением на границе. Пользователю ничего задавать не нужно. Скорость на границе равна скорости в центре приграничной ячейки. Для отверстия выхода смеси устанавливается тип граничного условия «Свободный выход», с давлением, равным 0. При такой настройке результирующее давление будет образовываться непосредственно потоком смеси.

Начальные условия — это поля значений расчетных переменных в заданном объекте начальный момент времени. По умолчанию для всех переменных значения в начальный момент времени полагают нулевыми. Пользователь должен задавать начальные условия только в том случае, если он хочет начать расчет с ненулевых значений переменных. Начальные условия задаются в «подобласти». Перед заданием начальных условий в окне «свойств» папки «подобласть» - необходимо выбрать предварительно заданную модель [76]. В решаемой задаче приняты начальные

условия: нормальная массовая скорость  $\rho V_{n|user} = 29,8 \text{ кг}/(\text{м}^2/\text{с})$ , пульсация  $b_{user} = 0,01$  и масштаб турбулентности  $I_{user} = 0,001 \text{ м}$ .

Расчетная сетка - совокупность ячеек, на которые разбивается расчетная область. Значения переменных в пределах одной ячейки постоянны. Начальная сетка задается в окне свойства начальной сетки. Сетка разбивается на различное количество ячеек в зависимости от сложности геометрии рассчитываемых объектов. Для того чтобы задать равномерную начальную сетку в окне свойства начальной сетки задаем количество ячеек по каждому направлению в соответствующих элементах  $nX$ ,  $nY$ ,  $nZ$  [76]. При проведении теоретических исследований на сходимость результатов была установлена оптимальная расчетная сетка, которая составила по высоте, ширине и длине  $30 \times 90 \times 30$  ячеек. В процессе расчета программа FlowVision может дополнительно разбивать ячейки на более мелкие для получения более точного результата.

#### 3.4.4 Задание параметров расчета

Задание параметров расчета осуществляется на закладке «Солвер» и включает в себя задание шага по времени и задание условия останова расчета. Шаг по времени задается в окне свойства шага по времени и можно задать: постоянным или через число Куранта-Фридрихса-Леви. Для стационарного режима шаг по времени рекомендуется задавать постоянным [76].

Расчет происходит по итерациям. Каждая итерация обозначает некоторый шаг по времени. Рекомендуется устанавливать значение временного шага, равное  $1/10$  пролетного времени, т.е. промежутка времени с момента входа частицы вещества в объект, до выхода этой частицы из объекта. Поскольку в последующих расчетах требуется сравнение нескольких результатов с одинаковыми скоростями, то используется одинаковое время пролета. В расчетах было установлен шаг  $0.002 \text{ с}$ .

От количества итераций зависит конечная точность расчетов. Для обеспечения субъективности сравнения во всех расчетах проводилось одинаковое число итераций, равное 1000, что при шаге  $0.002 \text{ с}$ , равно  $2 \text{ с}$  времени. Так как частица нефти, двигаясь со скоростью  $2,7 \text{ м}/\text{с}$  преодолевает фрагмент смесителя длиной  $0,06 \text{ метра}$  за  $0.02 \text{ с}$ , то расчеты за  $2 \text{ с}$  представляют достаточно точные результаты.

Расчет может быть остановлен пользователем вручную, посредством кнопки или автоматически, в соответствии с условиями остановки:

- 1) Отрезок времени - расчет останавливается в указанное время.
- 2) Итерации - расчет останавливается через указанное число итераций.
- 3) Невязки - расчет останавливается, когда все созданные невязки расчетных переменных становятся ниже указанного значения.
- 4) Пользовательские величины - расчет останавливается, если все невязки пользовательских переменных становятся ниже указанного уровня [76].

Продолжительность расчета главным образом зависит от количества ячеек в сетке и мощности компьютера. Во время расчета для каждой итерации решается ряд уравнений и определяются характеристики системы в каждом узле сетки. Моделируемый объект разбит сеткой на  $30 \times 30 \times 90 = 81000$  ячеек, промежуток времени, равный 2 с, состоит из 1000 итераций. Расчет на компьютере с двухъядерным процессором общей мощностью 3.5 ГГц, оперативной памятью 8 Гб и видеопамятью 2 Гб занимает 2 часа.

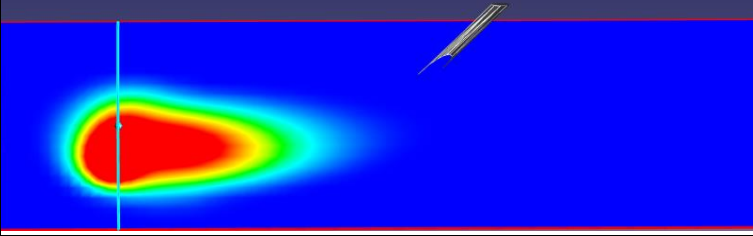
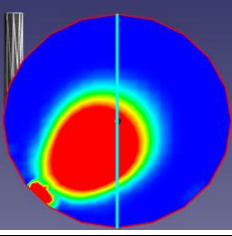
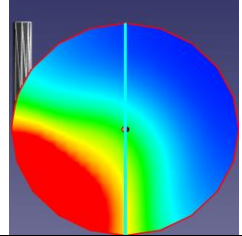
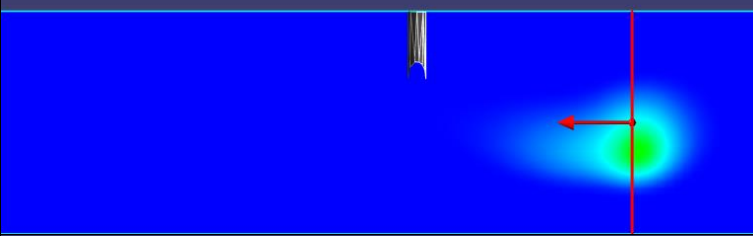
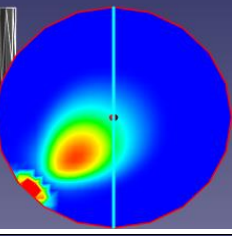
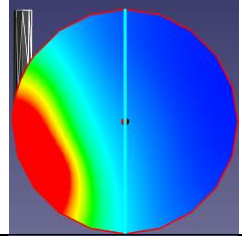
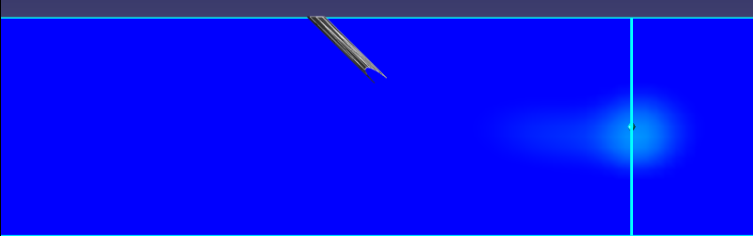
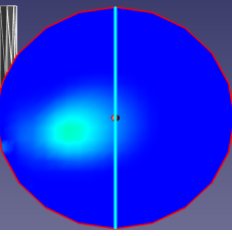
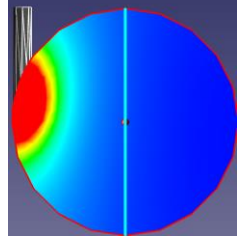
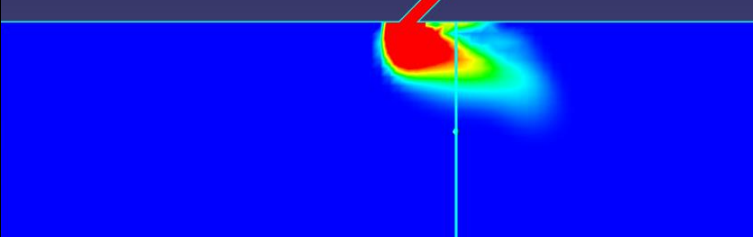
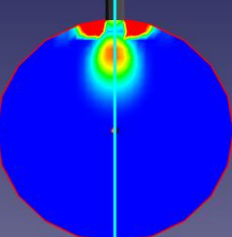
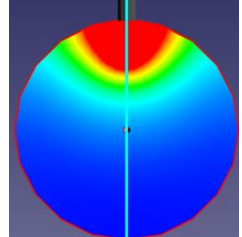
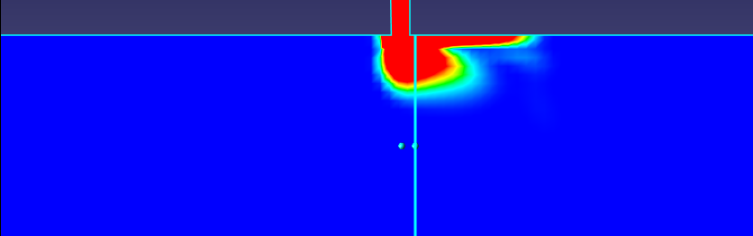
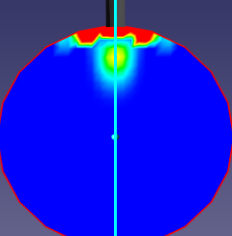
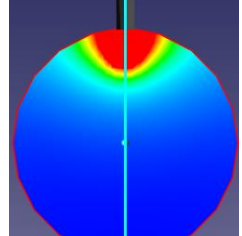
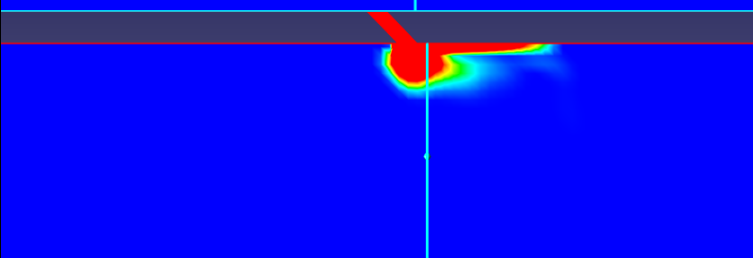
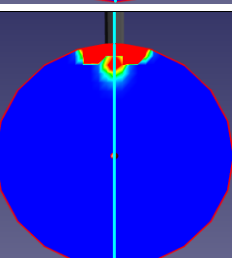
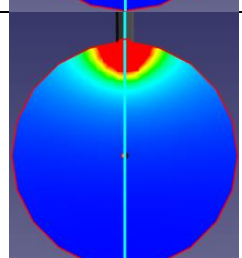
#### 3.4.5 Интерпретация и анализ результатов численного моделирования

В ходе численного эксперимента моделировалась гидродинамическая структура во фрагментах смесительных каналов для шести вариантов ввода промывной воды основных для процесса смешения параметров: турбулентной энергии, являющейся мерой интенсивности, и концентрации воды - меры эффективности (Таблица 3.8).

Для анализа полученных данных для всех случаев ввода промывной воды определялись релевантные значения параметров: турбулентной энергии и концентрации (массовой доли) воды.

Выборка делалась в следующем порядке: сначала определялось место расположения поперечного сечения на продольном сечении канала с максимальным распределением значений в соответствии с цветовой заливкой, а далее определялись значения в соответствии с цветовой заливкой в данном поперечном сечении.

Таблица 3.8 - Гидродинамическая структура в смесительных каналах

Распределение значений гидродинамических параметров по слоям в сечениях			
Тип	Турбулентная энергия, $\text{м}^2/\text{с}^2$		$\text{H}_2\text{O}$ , %
	в продольном сечении	в поперечном сечении	
T-135			
T-90			
T-45			
R-135			
R-90			
R-45			

Для определения среднего значения турбулентной энергии по всем слоям поперечного сечения, для каждого из 11 слоев цветовой заливки, считалась площадь зоны занимаемой слоем с использованием миллиметровой сетки (Рисунок 3.18) и

определялась его доля от всей площади поперечного сечения канала и его абсолютное значение. Далее все абсолютные значения слоев складывались.

Интенсивность смешения, выражается отношением суммы значений турбулентной энергии активной зоны (все слои с турбулентностью  $>1,0E-09$ ) к ее среднему значению.

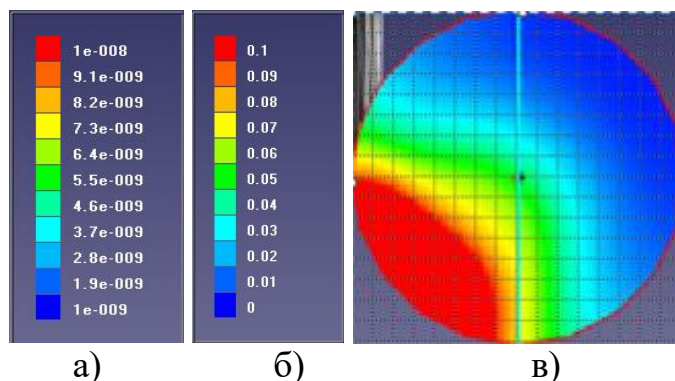


Рисунок 3.18 - Соответствие цветового градиента значениям гидродинами-ческих параметров. а - турбулентная энергия,  $m^2/c^2$ ; б - концентрация воды, %; в - поперечное сечение смесительного канала с наложением миллиметровой сетки для интерпретации данных

При определении значений концентрации воды слоев поперечного сечения рассматривался слой массовой доли воды 2%, соответствующий максимальному теоретическому значению при смешении 2% воды и 98% нефти, с учетом распределения объема воды, соответствующего 6%, через три вводных отверстия в смесительном канале. Слои с другими концентрациями не рассматривались, так как являются не релевантными. Далее считалась площадь зоны занимаемой слоем с использованием миллиметровой сетки и определялась его доля от всей площади поперечного сечения канала и его абсолютное значение.

Эффективность смешения определялась как отношение абсолютного значения фактической концентрации к максимально возможной для данного случая в 2%. Интерпретация данных моделирования гидродинамических параметров в смесительных каналах представлены в таблице 3.9.

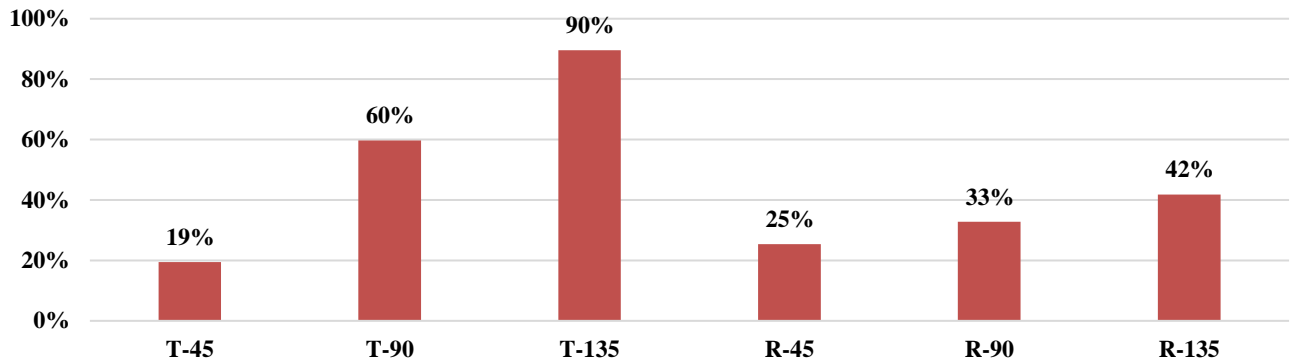
Судя по незначительному расхождению коэффициента корреляции между величиной турбулентной энергии и эффективностью смешения для рассматриваемых вариантов ввода промывной воды, существует постоянная зависимость для этого типа смесительных устройств, между усредненным значением турбулентной энергии и охватом площади поперечного сечения смесительного канала максимально допустимой концентрацией пресной воды в 2%.

Таблица 3.9. Интерпретация данных моделирования гидродинамической структуры

№	Типы смесителей		Тангенциальный ввод			Радиальный ввод			
	Угол атаки, град		45	90	135	45	90	135	
1.	Турбулентная энергия (среднее), мм <sup>2</sup> /с <sup>2</sup>		0,00107	0,00158	0,00277	0,00120	0,00125	0,00135	
№ слоя	№ параметра	Параметры по слоям							
			1.1.2.	Площадь пятна, мм <sup>2</sup>	0,0	1,5	30,0	3,5	3,0
1.1.	0,01000	1.1.3.	Доля площади пятна, %	0,00%	0,75%	14,9%	1,74%	1,49%	1,49%
		1.1.4.	Значение параметра	0,000000	0,000075	0,001493	0,000174	0,000149	0,000149
		1.2.2.	Площадь пятна, мм <sup>2</sup>	0,0	4,5	1,0	0,3	0,0	1,0
1.2.	0,00794	1.2.3.	Доля площади пятна, %	0,00%	2,24%	0,50%	0,15%	0,00%	0,50%
		1.2.4.	Значение параметра	0,000000	0,000178	0,000040	0,000012	0,000000	0,000040
		1.3.2.	Площадь пятна, мм <sup>2</sup>	0,00	4,00	5,00	0,00	0,00	1,00
1.3.	0,00631	1.3.3.	Доля площади пятна, %	0,00%	1,99%	2,49%	0,00%	0,00%	0,50%
		1.3.4.	Значение параметра	0,000000	0,000126	0,000157	0,000000	0,000000	0,000031
		1.4.2.	Площадь пятна, мм <sup>2</sup>	0,00	3,00	4,00	0,50	2,00	1,00
1.4.	0,00501	1.4.3.	Доля площади пятна, %	0,00%	1,49%	1,99%	0,25%	1,00%	0,50%
		1.4.4.	Значение параметра	0,000000	0,000075	0,000100	0,000012	0,000050	0,000025
		1.5.2.	Площадь пятна, мм <sup>2</sup>	0,00	4,00	5,00	0,50	1,00	3,00
1.5.	0,00398	1.5.3.	Доля площади пятна, %	0,00%	1,99%	2,49%	0,25%	0,50%	1,49%
		1.5.4.	Значение параметра	0,000000	0,000079	0,000099	0,000010	0,000020	0,000059
		1.6.2.	Площадь пятна, мм <sup>2</sup>	0,00	5,00	3,00	0,50	2,00	3,00
1.6.	0,00316	1.6.3.	Доля площади пятна, %	0,00%	2,49%	1,49%	0,25%	1,00%	1,49%
		1.6.4.	Значение параметра	0,000000	0,000079	0,000047	0,000008	0,000031	0,000047
		1.7.2.	Площадь пятна, мм <sup>2</sup>	0,00	5,00	3,00	0,50	2,00	3,00
1.7.	0,00251	1.7.3.	Доля площади пятна, %	0,00%	2,49%	1,49%	0,25%	1,00%	1,49%
		1.7.4.	Значение параметра	0,000000	0,000062	0,000037	0,000006	0,000025	0,000037
		1.8.2.	Площадь пятна, мм <sup>2</sup>	10,00	7,00	6,00	1,00	3,00	4,00
1.8.	0,00200	1.8.3.	Доля площади пятна, %	4,98%	3,48%	2,99%	0,50%	1,49%	1,99%
		1.8.4.	Значение параметра	0,000099	0,000070	0,000060	0,000010	0,000030	0,000040
		1.9.2.	Площадь пятна, мм <sup>2</sup>	5,00	3,00	4,00	1,00	3,00	3,00
1.9.	0,00158	1.9.3.	Доля площади пятна, %	2,49%	1,49%	1,99%	0,50%	1,49%	1,49%
		1.9.4.	Значение параметра	0,000039	0,000024	0,000032	0,000008	0,000024	0,000024
		1.10.2.	Площадь пятна, мм <sup>2</sup>	5,00	2,00	4,00	2,00	2,00	2,00
1.10.	0,00126	1.10.3.	Доля площади пятна, %	2,49%	1,00%	1,99%	1,00%	1,00%	1,00%
		1.10.4.	Значение параметра	0,000031	0,000013	0,000025	0,000013	0,000013	0,000013
		1.11.2.	Площадь пятна, мм <sup>2</sup>	181,0	162,0	136,0	191,2	183,0	177,0
1.11.	0,00100	1.11.3.	Доля площади пятна, %	90,0%	80,6%	67,7%	95,1%	91,0%	88,1%
		1.11.4.	Значение параметра	0,000900	0,000806	0,000677	0,000951	0,000910	0,000881
		1.2.	Доля активной зоны в сечении	15,9%	49,2%	75,5%	21,0%	27,3%	34,6%
2.	Массовая доля воды (слой 2%), %		0,13%	0,40%	0,60%	0,17%	0,22%	0,28%	
№ слоя	№ параметра	Параметры по слоям							
			2.1.1.	Площадь пятна, мм <sup>2</sup>	13,00	40,00	60,0	17,00	22,00
2.1.	2%	2.1.2.	Доля площади пятна, %	6,47%	19,90%	29,9%	8,46%	10,95%	13,93%
		2.1.3.	Значение параметра	0,13%	0,40%	0,60%	0,17%	0,22%	0,28%
		2.2.	Эффективность для одного отверстия, %	6%	20%	30%	8%	11%	14%
2.3.	Эффективность смешивания ПСИС, %		19%	60%	90%	25%	33%	42%	
3.	Коэффициент корреляции между турбулентностью и эффективностью		2,46	2,47	2,53	2,48	2,49	2,48	

На рисунке 3.19 представлены значения эффективности смешения смоделированной гидродинамической структуры для рассматриваемых вариантов исполнения вводных отверстий, как видно из диаграммы, наиболее эффективным

вариантом (95%) является смесительный элемент с вводными отверстиями тангенциального ввода с углом атаки струй воды против потока нефти (Т-135).



Рисунке 3.19 - Результаты моделирования эффективности смешения

На основании данных таблицы 3.9 получена зависимость эффективности  $E$  от интенсивности  $I$  смешения для смесительного элемента Т-135 (Рисунок 3.20), которая показывает, как меняется эффективность с изменением интенсивности смешения. Достижение эффективности смешения более 90% свидетельствует о достаточности уровня интенсивности в  $3 \cdot 10^{-09}$  и дальнейшее увеличение интенсивности уже будет нецелесообразно.

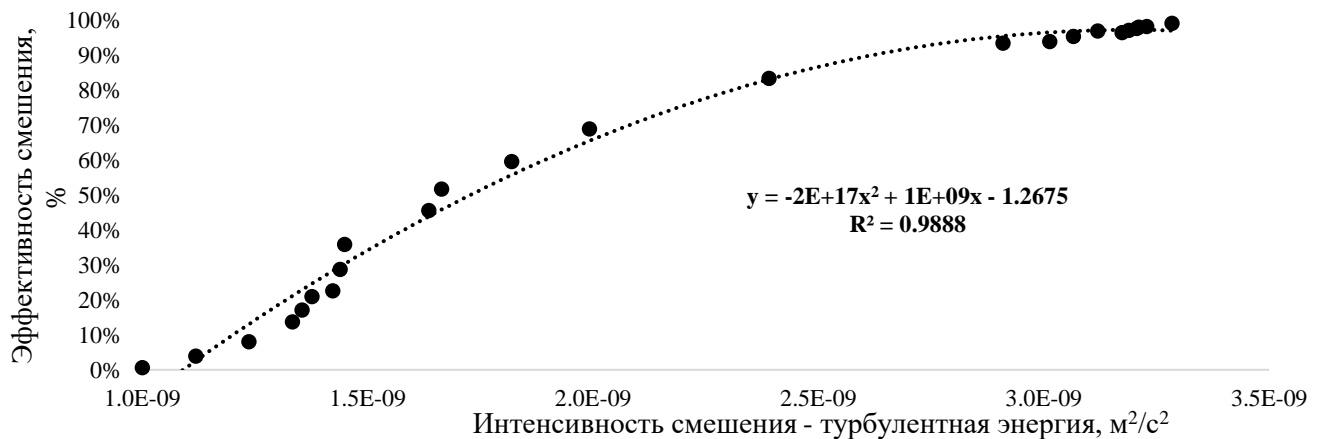


Рисунок 3.20 - Зависимость эффективности от интенсивности для смесителя Т-135

Длина зоны турбулентности определена через показатели смешения в каждом поперечном сечении по длине смесительного канала через 1 мм начиная от точки ввода воды на графике распределения турбулентной энергии и содержания воды по длине смесительного канала Т-135 рисунка 3.21, с значением длины активной зоны – 25 мм (номера поперечных сечений с 11-е по 35-е). Для сравнения результата, полученного в ходе численного моделирования с результатом теоретических расчетов, сначала определим максимальные значения тангенциальной и аксиальной



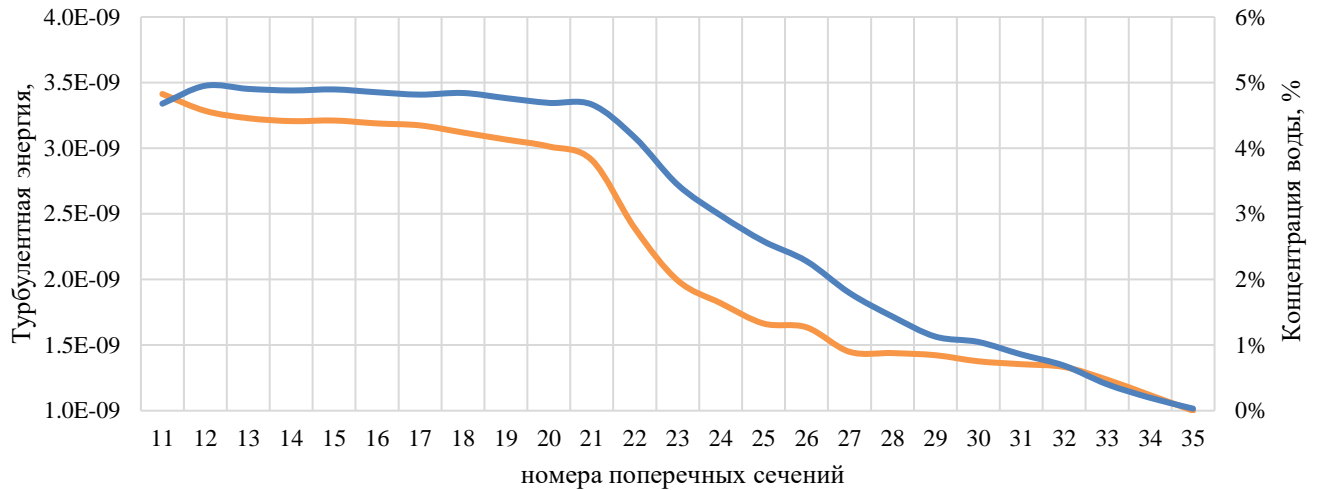


Рисунок 3.21- Распределение турбулентной энергии и концентрации воды по длине смесительного канала:  
 — Турбулентная энергия, м<sup>2</sup>/с<sup>2</sup>  
 — концентрация воды

компонент на выходе из сопла используя формулу (2.4) и расчетное значение полной скорости потока воды, проходящего через вводное отверстие – 8,375 м/с (п.п. 7.6 таблицы 3.6):

$$V_{Vt} = V_V \cdot |\sin \alpha| = 8,375 \text{ м/с} \cdot |\sin 135^\circ| = 5,922 \text{ м/с};$$

$$V_{Va} = V_V \cdot |\cos \alpha| = 8,375 \text{ м/с} \cdot |\cos 135^\circ| = 5,922 \text{ м/с}.$$

Определяем параметр крутки струи через отношение максимальных значений тангенциальной и аксиальной скорости на выходе из сопла по формуле (3.6)

$$n_p = 5,922 \text{ м/с} / 5,922 \text{ м/с} = 1,0.$$

Гидродинамическая длина струи найдена из эмпирического выражения для относительной гидродинамической длины струи  $L_{стр}/D_{вт}$  таблицы 3.7:

$$L_{стр} = D_{вт} \left( \frac{200}{n} \right)^{0,24} = 0,016 \text{ м} \cdot (200 / 1)^{0,24} = 0,057 \text{ м}.$$

Тангенциально закрученная струя ориентирована по винтовой линии вдоль внутренней стенки смесительной трубки, длина активной зоны перемешивания в продольном сечении канала определяется как высота винта из теоремы Пифагора:

$$L_{турб} = \frac{L_{стр} \cdot 2D_{вт} \cdot |\operatorname{tg} \alpha|}{\sqrt{(\pi D_{вт} / \cos \alpha)^2 + (2D_{вт} \cdot \operatorname{tg} \alpha)^2}} = \frac{0,057 \text{ м} \cdot 2 \cdot 0,016 \text{ м} \cdot |\operatorname{tg} 135^\circ|}{\sqrt{(\pi \cdot 0,016 \text{ м} / \cos 135^\circ)^2 + (2 \cdot 0,016 \text{ м} \cdot \operatorname{tg} 135^\circ)^2}} = 0,027 \text{ м}.$$

Длины активной зоны перемешивания, полученные с помощью численного моделирования - 25 мм и теоретического расчета - 27 мм, оказались близки, расхождение в 2 мм (7,7%) объясняется погрешностями методов расчета и интерпретации результатов.

### Выводы по главе 3

1. На основании исходных данных, практического опыта испытаний, используя апробированный алгоритм исследования оборудования на существующем объекте, определены основные несовершенства оборудования и потенциал совершенствования гидродинамической структуры смешиваемых потоков.

2. Разработана схема компоновки и работы оборудования системы дозирования, учитывающая гидродинамические параметры входного потока продукции скважин и позволяющая синхронизировать изменение расхода дозируемого деэмульгатора относительно постоянно меняющегося расхода нефтяной фазы входного флюида с целью поддержания постоянной дозировки.

3. Разработана конструкция смесительного устройства на основе применения нового подхода к организации диспергирования вводимого компонента отдельными струями, формируемыми вводными отверстиями.

4. Разработан алгоритм расчета основных параметров смесителя.

5. В ходе моделирования процесса смешения определены:

- вид, преимущества, метод создания струи и тип завихрителя;
- основные гидродинамические характеристики закрученной струи;
- зависимости конструктивных параметров завихрителя и гидродинамических характеристик формируемого им закрученного потока;
- рассмотрены возможные варианты исполнения вводных отверстий.

6. В результате компьютерного моделирования гидродинамики течения смешиваемых потоков определен рациональный вариант исполнения вводных отверстий Т-135 струеинжекционного смесителя, характеризующийся максимальной эффективностью смешения нефти с водой, и обосновано расстояние между вводными отверстиями в проекции на ось смесительной трубки, соответствующее длине зоны турбулентности в смесительной трубке.

7. Определена зависимость эффективности  $E$  от интенсивности  $I$  смешения для смесительного элемента с вводными отверстиями тангенциального ввода с углом атаки струй воды против потока нефти (Т-135) и имеющая вид:

$$E = - 2 \cdot 10^{17} \cdot I^2 + 10^9 \cdot I - 1,2675.$$

## 4 ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ СМЕСИТЕЛЯ

### 4.1 Экспериментальные исследования системы дозирования деэмульгатора

#### 4.1.1 Промысловые испытания системы дозирования с путевой деэмульсацией

С целью определения эффективности схемы дозирования с переносом точки подачи деэмульгатора после ступени сепарации высокого давления на УПН «Мишриф» в июне 2017 года проведены промысловые испытания схемы дополнительного дозирования для внутритрубной (путевой) деэмульсации на кустах скважин, выполненные по процедуре управления изменениями МОС-384.

Предпосылкой для перевода подачи части дозируемого деэмульгатора на кусты добывающих скважин являлась возможность стабилизации качества подготовки нефти за счет использования положительного эффекта от внутритрубной деэмульсации, позволяющей увеличить время эффективного реагирования деэмульгатора в нефтяной эмульсии.

Основными факторами, негативно влияющими на качество подготовки товарной нефти на УПН «Мишриф» в 2016-2017 гг. являлись:

- рост обводненности добываемой продукции скважин с увеличением стойкости эмульсии, при этом наблюдалась тенденция к ухудшению качества товарной нефти и снижению эффективности/увеличению дозировки деэмульгатора (Рисунок 4.1);

- отсутствие сброса попутно добываемой воды на сепараторах высокого давления и как следствие повышенная обводненность нефти на входе блоков обессоливания и обезвоживания, снижающая их эффективность (Рисунок 4.2).

Учитывая тенденции к ухудшению качества подготовки нефти, на тот момент существовали риски серьезных проблем со сдачей товарной нефти требуемого качества. В качестве превентивной меры по улучшению качества подготовки нефти, 12-16 июня 2017 года проведено испытание схемы с дополнительным дозированием деэмульгатора на кустах скважин.

Основная часть (78%) деэмульгатора дозировалась по проектной схеме на входе флюида на УПН, а в качестве дополнительных точек дозирования были выбраны кусты 6, 7 и 10, имеющие наибольшую обводненность добываемой продукции (11,6%; 12,0%; 8,1% соответственно). На кустах скважин подача деэмульгатора осуществлялась штатными блоками дозирования.

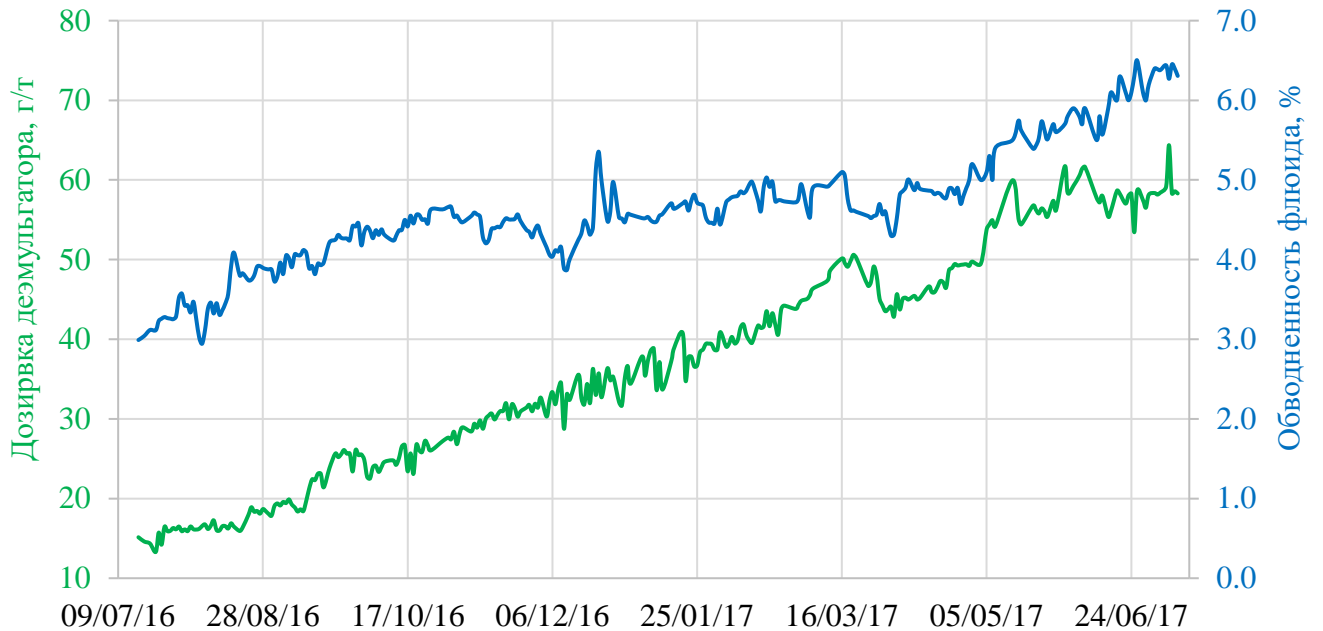


Рисунок 4.1 – Рост обводненности флюида и потребления деэмульгатора:



Рисунок 4.2 – Тенденция ухудшения качества товарной нефти:

- Соли в товарной нефти, мг/кг
- Вода в товарной нефти, %
- - - - - Лимит по солям в товарной нефти, мг/кг
- - - - - Лимит по воде в товарной нефти, %

В ходе испытания были достигнуты следующие результаты:

- потенциал снижения дозировки составил не менее 10-20 г/т по сравнению с подачей деэмульгатора только на УПН, а в случае масштабного применения испытанной схемы, появилась возможность еще большего снижения расхода деэмульгатора за счет распределения его подачи между кустами и УПН (Таблица 4.1).

- существенно, более чем в 2 раза, увеличился сброс воды с МР сепараторов (Рисунок 4.3). С повышением обводненности добываемой продукции, будет достигнут верхний предел содержания воды на блоке обессоливания в 5% (Таблица 4.2). Дополнительная подача деэмульгатора с кустов позволила увеличить сброс воды со ступени обезвоживания, фактически «разгрузить» ступень обессоливания от пластовой воды, повысить эффективность ее работы и тем самым обеспечить сдачу нефти требуемого качества.

- достигнуто существенное снижение содержания хлористых солей в товарной нефти (Рисунок 4.4). Основной причиной улучшения явилось увеличение объема сброса воды на ступени обезвоживания, вследствие чего снизилось содержание солей в нефти на входе блока обессоливания и повысилась эффективность его работы.

Таблица 4.1 – Влияние распределения дозировки на качество нефти

Дозирование	Дозировка, г/т	Продолжительность, ч	Вода, %	Соли, мг/кг
УПН	69,05	72	0,20	30,5
УПН + кусты	54,70	12	0,19	24,0
	48,40	16	0,22	27,0
	51,40	80	0,19	25,0

Таблица 4.2 – Обводненность на выходе блока обезвоживания

Дата, время	Дозирование	Обводненность нефти перед блоком обессоливания, %
09.07.2017 21:00	УПН	3,92
10.07.2017 21:00		3,54
11.07.2017 21:00		2,95
12.07.2017 15:00	УПН + Кусты	1,17
12.07.2017 21:00		1,16
15.07.2017 21:00		0,54
16.07.2017 21:00	УПН	3,93
17.07.2017 21:00		3,24

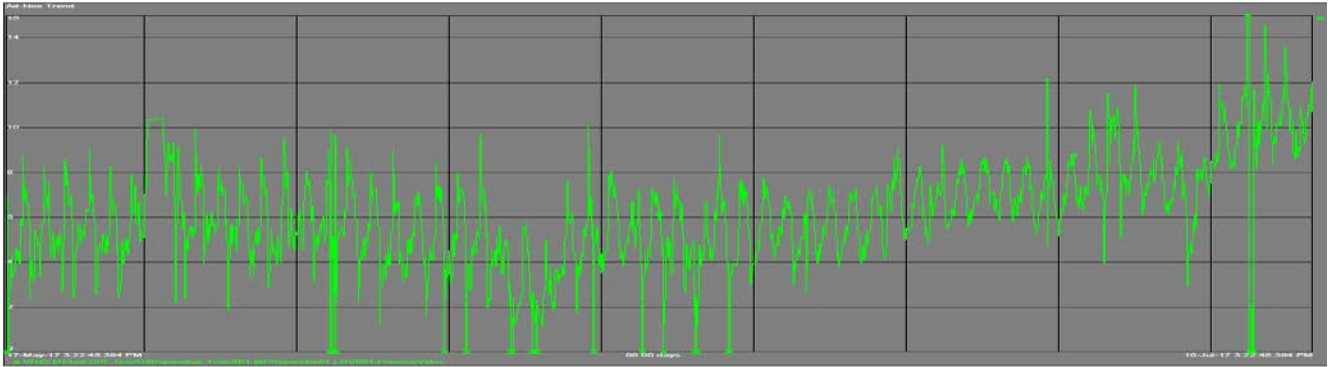


Рисунок 4.3 – Увеличение степени сброса воды со ступени обезвоживания

- не достигнуто значительного снижения обводненности подготовленной нефти по причине повторного образования эмульсии в питающем насосе на выходе МР сепараторов (рисунок 4.5) но, появилась возможность поддерживать требуемый уровень обводненности за счет снижения интенсивности промывки нефти промывной водой на смесителях блока обессоливания.

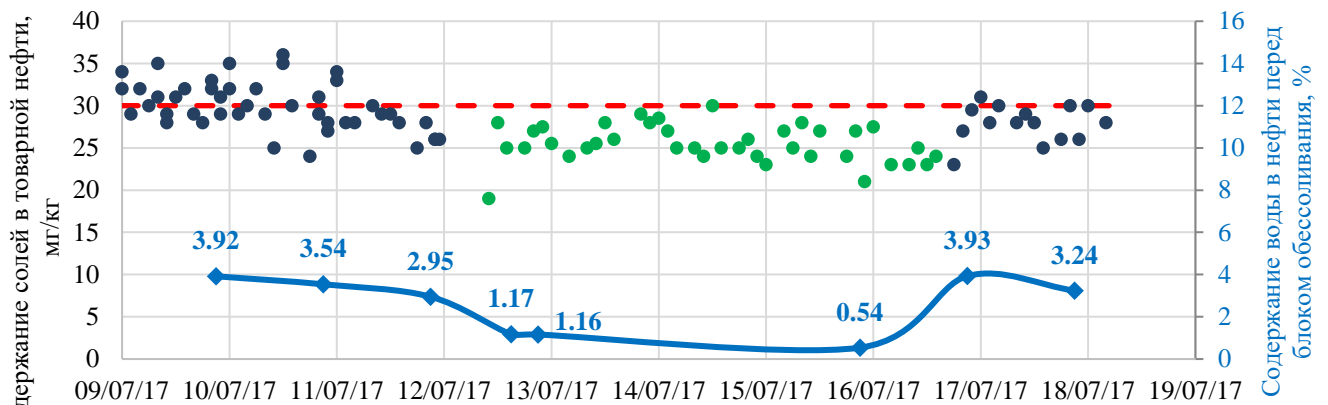


Рисунок 4.4 – Хл. соли в нефти до, во время и после теста:

- Соли, мг/кг (УПН+Кусты)
- Соли, мг/кг (УПН)
- - - Лимит по солям, мг/кг
- ◆ Обводненность нефти перед блоком обес-соливания, %

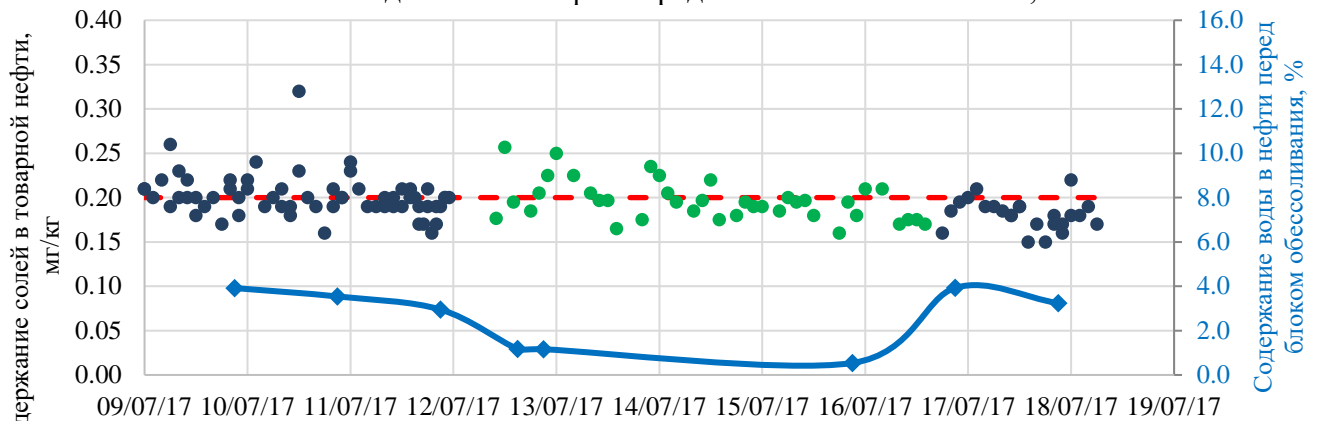


Рисунок 4.5 – Вода в товарной нефти до, во время и после теста:

- Вода, % (УПН+Кусты)
- Вода, % (УПН)
- - - Лимит по воде, %
- ◆ Обводненность нефти перед блоком обес-соливания, %

#### 4.1.2 Исследования эмульсионных свойств нефти

В лабораторных условиях УПН «Мишриф» 20 мая 2017 года были проведены испытания нефтяной эмульсии, отобранной на скважинах месторождения Западная Курна - 2 до подачи деэмульгатора по методике “Bottle Test” с целью определения необходимого времени для ее разделения и подтверждения достаточности времени прохождения продукции скважин по промысловым нефтесборным трубопроводам для путевой деэмульсации, так как именно этот блок имеет наименее жесткий режим воздействия на эмульсию и является первой ступенью деэмульсации от эффективности работы которой зависит эффективность работы последующих ступеней, а в итоге и качество товарной нефти.

Исследования проводились методом термохимического отстоя «бутылочных» проб нефтяной эмульсии обводненностью 15%, обработанных базовым деэмульгатором, применяемым в настоящее время на УПН «Мишриф». Критериями оценки являлись: динамика отстоя, количество выделившейся воды, содержание остаточной воды в нефти после отстоя.

Реагенты в товарной форме дозировались в водонефтяную эмульсию при температуре 60°C. Перемешивание водонефтяной эмульсии с реагентом - деэмульгатором осуществлялось на качалке М6300м в течение 10 мин, что соответствует времени движения нефтяной эмульсии по приемному трубопроводу от точки дозирования деэмульгатора до аппарата блока обезвоживания.

Эмульсия распределялась на четыре специальных градуированных отстойника по 100 мл (Рисунок 4.6). В один из отстойников деэмульгатор не дозировался для оценки деэмульгирующей активности реагента, а в остальные три отстойника с помощью специальных шприцов, дозировался базовый деэмульгатор с расходом 50, 60 и 70 г/т.

Обработанная реагентом эмульсия ставилась на отстой при температуре 60°C и в течение 60 минут через каждые 10 минут в каждом отстойнике замерялось количество отделившейся воды для выявления «динамики» отстоя.

По результатам тестирования при фактической температуре в 60°C бутылочных проб, представленных в таблице 4.3 и на рисунке 4.7 можно сделать выводы:

- все пробы, обработанные деэмульгатором имеют хорошую начальную динамику отстоя остаточной воды в бутылочных пробах во время термохимической деэмульсации, что говорит о потенциале снижения дозировки деэмульгатора за счет его более раннего ввода (внутрирубная деэмульсация);



Рисунок 4.6 – Пробы нефти в отстойниках во время испытания Bottle Test

Таблица 4.3 – Результаты тестирования бутылочных проб нефтяной эмульсии

№	Марка деэмульгатора, производитель	Удельный расход, г/т	Динамика отделения свободной воды при отстое, %						
			Содержание остаточной воды в нефти, %						
			0	10	20	30	40	50	60
1	EPT-3211 Schlumberger	70	12.0	70.0	82.0	87.0	92.0	95.0	96.0
			13.2	4.5	2.7	2.0	1.2	0.8	0.6
2		60	10.0	30.0	48.0	62.0	70.0	75.0	77.0
			13.5	10.5	7.8	5.7	4.5	3.8	3.5
3		50	8.0	20.0	30.0	40.0	50.0	55.0	57.0
			13.8	12.0	10.5	9.0	7.5	6.8	6.5
4		0	0.0	5.0	8.0	10.0	10.0	10.0	10.0
			15.0	14.3	13.8	13.5	13.5	13.5	13.5



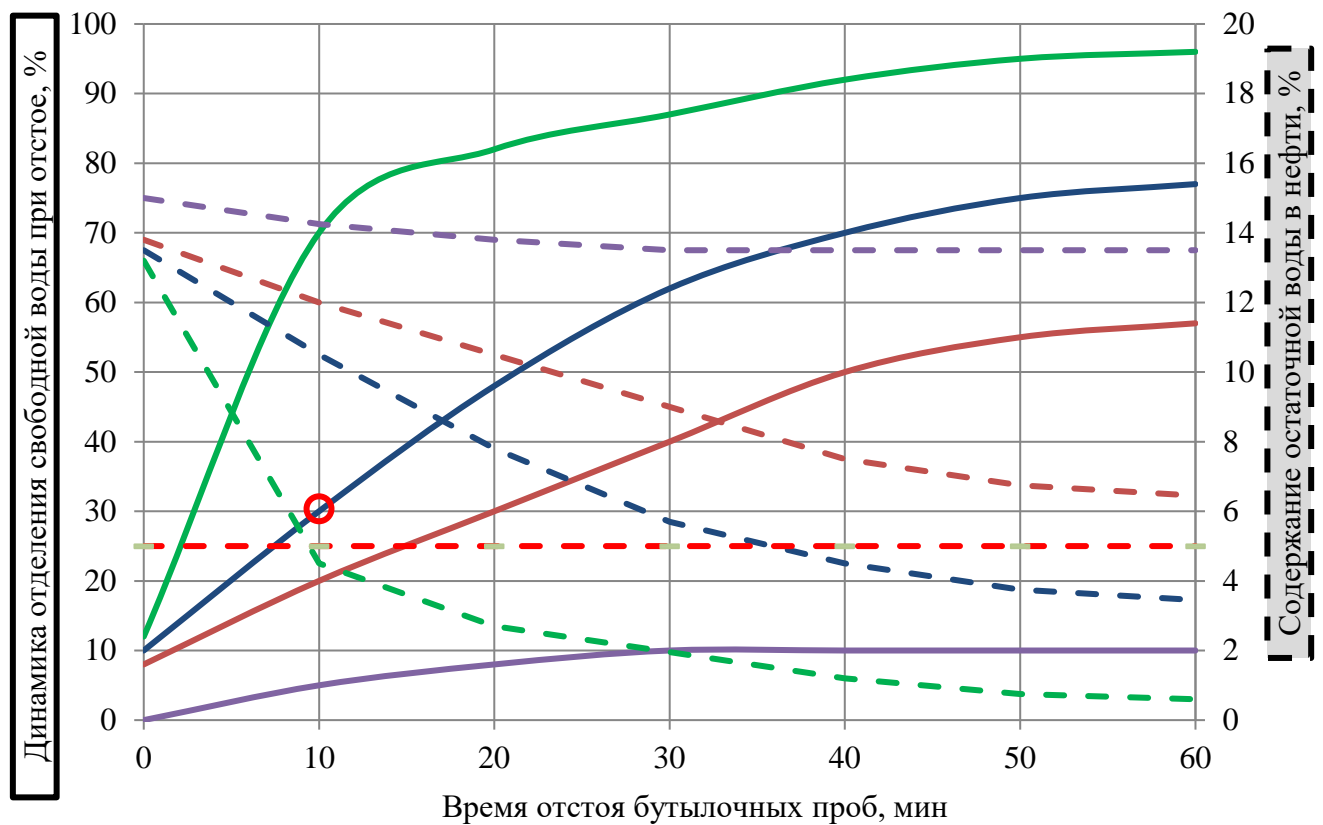


Рисунок 4.7 - Динамика отделения воды и изменения влагосодержания:

— 70 г/т — 60 г/т — 50 г/т — 0 г/т ○ пересечение лимита по воде 5%

- дозировка в 70 г/т для достижения требуемого значения обводненности (менее 5%), достаточно времени отстоя в 10 минут;

- при сокращении дозировки до 60 г/т, времени отстоя требуется уже в четыре раза больше - 40 минут, при этом дальнейшее отстаивание до 60 минут не оказывает столь существенного влияния на динамику отстоя;

- дальнейшее сокращение дозировки до 50 г/т не позволяет достичь приемлемую остаточную обводненность нефти в 5% даже в течение 60 минут;

- проба эмульсии необработанная деэмульгатором практически не отстаивается, что говорит в сравнении с обработанными пробами о высокой эффективности базового деэмульгатора.

Таким образом, лабораторный тест показал, что для базовой дозировки в 70 г/т и регламентных значениях температуры и расхода сырой нефти для снижения обводненности до 5% требуется не более 10 минут, при том что время нахождения нефтяной эмульсии на блоке обезвоживания (п.3.2.1) составляет 15 минут. Это позволяет сделать вывод о возможности частичного переноса дозирования реагента на кусты скважин без негативного влияния на процессы подготовки нефти.

## 4.2 Экспериментальные исследования смесителей

### 4.2.1 Тестирование штатных смесителей блока обессоливания

Для определения рационального гидродинамического режима промывки нефти водой проведено тестирование штатных смесителей при изменении интенсивности смешения промывной воды с обезвоженной нефтью на блоке обессоливания УПН «Мишриф».

В стремлении добиться лучшего перемешивания деэмульгатора и пресной воды в объеме нефти за счет турбулизации смешиваемых потоков, получали негативный эффект – увеличение стойкости эмульсии, и наоборот – в стремлении снизить стойкость эмульсии за счет снижения турбулентности получали повышенное содержание хлористых солей.

Изменение интенсивности смешения производилось регулировкой перепада на смесительных клапанах от 0,2 до 1,6 кгс/см<sup>2</sup> при прочих равных условиях, что позволило определить эффективный режим смешения соответствующий перепаду в 0,9 кгс/см<sup>2</sup> и качеству нефти, соответствующему содержанию воды в 0,05% и хлористых солей в 15 мг/кг (рисунок 4.8).

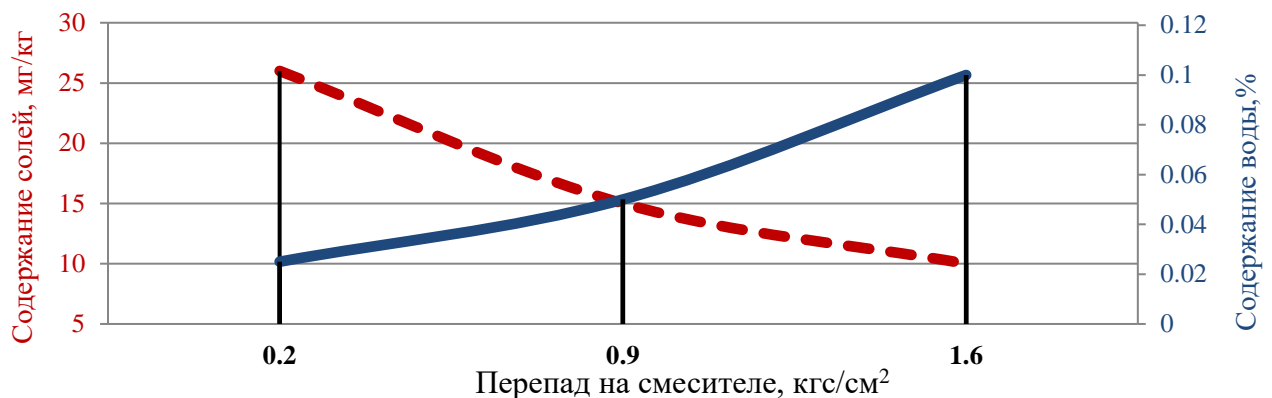


Рисунок 4.8 – Зависимость качества нефти от интенсивности смешения:

— — — Содержание солей, мг/л      — — — Содержание воды, %

Данный пример наглядно показывает ограниченность эффективности смешения за счет повышения интенсивности, то есть при низкой интенсивности (левая зона графика) качество нефти ухудшается из-за недостаточной промывки нефти от солей, а при высокой интенсивности (правая зона графика) излишняя промывка делает нефтяную эмульсию более стабильной. В обоих случаях для повышения качества нефти требуется повышать степень воздействия на эмульсию

деэмульгатором, нагревом, электрическим полем, временем воздействия, что в условиях постоянства объема отстойника вынуждает снижать производительность, не говоря уже о высоких энергетических затратах самого процесса смешения.

#### 4.2.2 Опытно-промышленные испытания смесителей

Для подтверждения результатов моделирования гидродинамических характеристик и экспериментального исследования струеинжекционного смесителя разработан экспериментальный стенд, предусматривающий использование реального сырья и действующего промышленного оборудования.

Исследования проводились на основании утвержденной программы опытно-промышленных испытаний на УПН «Мишриф» нефтяного месторождения Западная Курна-2» филиала «ЛУКОЙЛ Мид-Ист Лтд.» (приложение Б).

Целью ОПИ являются экспериментальные исследования процесса обессоливания нефти в промысловых условиях с использованием принципиально нового способа промывки с помощью струеинжекционного смесителя с определением его рациональных параметров.

Для достижения поставленной цели при проведении ОПИ ставились задачи:

- сравнение по известным критериям оценки работы штатного статического смесителя и экспериментальных образцов смесительных элементов;
- определение зависимости степени обессоливания от направления ввода и углов атаки струй промывной воды экспериментальных образцов;
- определение зависимости кратности диспергирования от направления ввода и углов атаки струй промывной воды экспериментальных образцов;
- определение рациональной конструкции вводных отверстий.

Основными показателями, характеризующими процесс смешения, являются интенсивность и эффективность, а также затраты энергии на осуществление самого процесса.

Повышение интенсивности процесса смешения жидкостей позволяет повысить производительность оборудования, но это всегда связано с повышением энергетических затрат, а технологический эффект от интенсификации смешения ограничен строго определенными пределами. Поэтому интенсивность

перемешивания следует определять исходя из условий достижения максимального технологического эффекта при минимальных энергозатратах.

В соответствии с этими принципами совершенствования гидродинамической структуры смешиваемых потоков, смеситель на блоке обессоливания должен обеспечивать достаточную эффективность при низкой интенсивности смешения.

Интенсивность смешения,  $I$  [89] представляет собой энергию, затрачиваемую на перемешивание единицы объема ( $N_{\Pi}/V$ ) или массы ( $N_{\Pi}/\rho Q$ ) жидкости в единицу времени для достижения определенного качества смеси.

Как видно из определения, интенсивность смешения является удельным показателем работы смесителя и больше подходит для оценки работы статических смесителей, в которых перепад давления создается уже для смеси компонентов, а ввод добавочного компонента осуществляется заранее, без создания ощутимого перепада давления вводимому потоку. В нашем случае, повышенный перепад давления будет создаваться как раз для потока вводимого компонента, а для потока смеси он будет не ощутим. Выигрыш в энергозатратах будет обеспечиваться за счет гораздо меньшего (на два порядка) объемного расхода компонента по отношению к объемному расходу основного потока, поэтому более показательным критерием количественной оценки работы инжекционных смесителей являются энергозатраты, для случая со струеинжекционным смесителем гидравлическая мощность будет складываться из энергозатрат потоков нефти и воды:

$$N_{\Pi} = \Delta P_{\text{H}} \cdot V_{\text{H}} + \Delta P_{\text{B}} \cdot V_{\text{B}}, \quad (4.1)$$

где  $\Delta P_{\text{H}}$ ,  $\Delta P_{\text{B}}$  – перепады давления нефтяного и водяного потоков, Па;

$V_{\text{H}}$ ,  $V_{\text{B}}$  – объемные расходы нефтяного и водяного потоков, м<sup>3</sup>/с

В струеинжекционном смесителе, перепады потоков нефти  $\Delta P_{\text{H}}$  и воды  $\Delta P_{\text{B}}$  будут определяться в соответствии со схемой рисунка 4.9:

$$\Delta P_{\text{H}} = P_{\text{H}} - P_{\text{C}} \quad (4.2)$$

$$\Delta P_{\text{B}} = P_{\text{B}} - P_{\text{C}}, \quad (4.3)$$

где  $P_{\text{H}}$ ,  $P_{\text{B}}$ ,  $P_{\text{C}}$  – давления потоков нефти, воды и смеси, Па.

В итоге количественный показатель работы смесителя определяется как:

$$N_{\Pi} = V_{\text{H}} \cdot (P_{\text{H}} - P_{\text{C}}) + V_{\text{B}} \cdot (P_{\text{B}} - P_{\text{C}}), \quad (4.4)$$

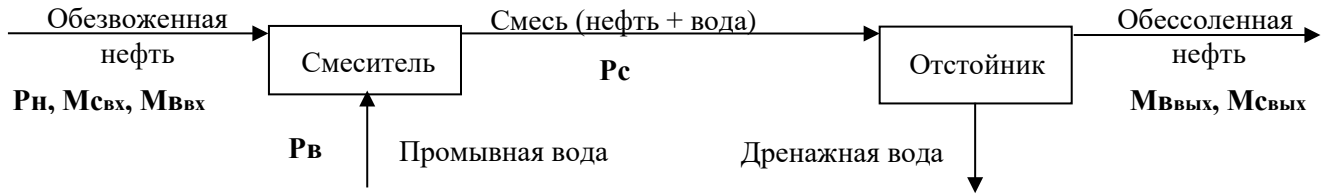


Рисунок 4.9 – Схема к определению характеристик процесса смешения

Под эффективностью смешения понимают технологический эффект, характеризующий качество проведения процесса [27], и так как в каждом конкретном случае требуется достижение определенного эффекта, то и мера оценки эффективности в каждом случае должна быть индивидуальна. Для общего случая перемешивания гетерогенных систем эффективность процесса определяется дисперсностью фазы в среде, и в нашем случае, при смешении протекают процессы диспергирования и эмульгирования, поэтому параметрами оценки должны быть микрохарактеристики потока: дисперсный состав и межфазная поверхность. Таким образом дисперсность фаз не является однозначным критерием эффективности процесса обессоливания, так как высокая эффективность должна быть связана с высокой дисперсностью и стойкостью эмульсии, что негативно отражается на процессе деэмульсации. Кроме этого, эффективность смешения зависит от большого количества значимых переменных, таких как характеристики двух потоков: плотность, вязкость, расход, поверхностное натяжение сред, схема организации потоков и геометрия устройства, в рассматриваемом случае эффективность смешения целесообразно оценивать по двум конечным показателям технологической эффективности процесса – по степени обессоливания и по кратности увеличения обводненности образованной эмульсии.

Зная концентрации хлористых солей в нефти до и после обессоливания, степень обессоливания определяется как отношение минерализации воды в обессоленной нефти к ее минерализации в исходной нефти [5, 12, 88]:

$$\delta_c = 1 - \frac{M_{c_{\text{вых}}}}{M_{c_{\text{вх}}}}, \quad (4.5)$$

где  $M_{c_{\text{вх}}}$ ,  $M_{c_{\text{вых}}}$  – содержание хлористых солей в воде на входе и на выходе, кг;

Кратность увеличения обводненности нефти определяется аналогично, отношением конечного к начальному влагосодержанию:

$$\delta_v = \frac{M_{v_{\text{вых}}}}{M_{v_{\text{вх}}}}, \quad (4.6)$$

где  $M_{вх}$ ,  $M_{вых}$  – содержание воды в нефти и в обессоленной нефти, кг.

Основным элементом конструкции смесителя (Рисунок 3.14), формирующим определенную гидродинамическую структуру смешиваемых потоков, являются смесительные трубки с вводными отверстиями. При этом допускается, что процесс объединения потоков, выходящих из смесительных трубок в конфузор сборной камеры, не ухудшает качество смеси, усредняя ее. Так как все смесительные трубки имеют одинаковую конструкцию, принято, что и условия смешения в трубках одинаковы, поэтому достаточно рассмотреть в качестве экспериментального образца одну смесительную трубку, заключенную в камеру.

На рисунке 4.10 представлен сборочный чертеж экспериментального образца смесителя. Основной элемент экспериментального образца - смесительная трубка 1, имеет с обеих сторон резьбовые части для сборки всей конструкции, а в стенке трубки на поверхности, свободной от резьбы, равноудаленно друг от друга располагаются каналы вводных отверстий 7, формирующие струи промывной воды. Каждая смесительная трубка имеет каналы, выполненные для радиального или тангенциального ввода промывной воды под углами атаки по потоку ( $45^\circ$ ), с перекрестным током ( $90^\circ$ ) и противотоком ( $135^\circ$ ) к обрабатываемому потоку. Остальные детали (2, 3, 4, 5, 6) служат для фиксации всех элементов экспериментального образца относительно друг друга и герметизации сборки, являются серийно выпускаемыми сантехническими трубопроводными деталями.

В соответствии с конструкцией были изготовлены экспериментальные образцы со смесительными трубками под разные углы атаки струй промывной воды для радиального и тангенциального ввода (Рисунки 4.11 и 4.12).

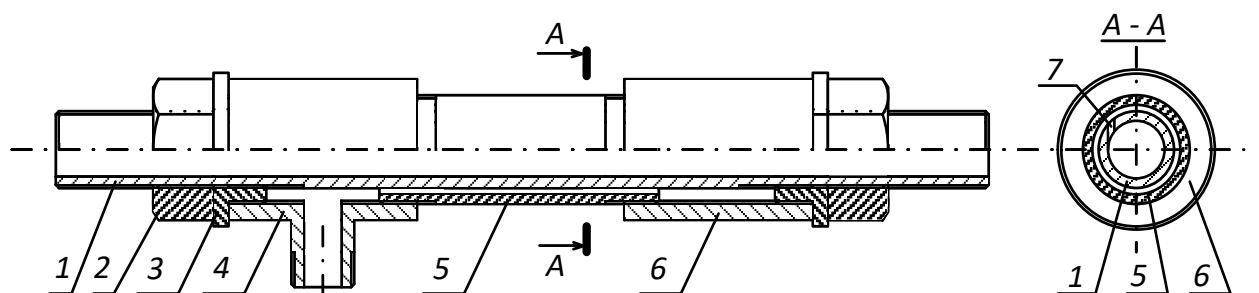


Рисунок 4.10 - Конструкция образца смесителя: 1 – смесительная трубка; 2 – контргайка; 3 – переходник; 4 - тройник; 5 –сгон; 6 – муфта; 7 – отверстие



а)



б)



в)



г)

Рисунок 4.11 - Смесительные трубки с обозначением вводных отверстий

а - радиального ввода  $45^\circ$  ( $135^\circ$ ); б - радиального ввода  $90^\circ$ ; в - тангенциального ввода  $45^\circ$  ( $135^\circ$ ); г - тангенциального ввода  $90^\circ$



Рисунок 4.12 - Образец смесителя в сборе на примере R-45/135

Изменение углов атаки струй воды с  $45^\circ$  на  $135^\circ$  выполнялось изменением направления потока нефти простым переподключением резиноканевых шлангов.

На каждом экспериментальном образце использовались только три соседних из шести отверстий согласно расчету, представленному в таблице 3.8.

Экспериментальный стенд был выполнен на базе 1-й ступени блока обессоливания технологической линии (ТЛ) №7 УПН, выведенной из работы и находящейся в резерве. Для проведения эксперимента ТЛ загружалось небольшим расходом по нефти, с сохранением естественного температурного режима, т.е. без нагрева и без использования питающего насоса, за счет избыточного давления в сепараторе среднего давления (МР сепаратор) нефть подавалась непосредственно на 1-ю ступень блока обессоливания, минуя теплообменники 2-й и 3-й стадии нагрева по шлангу. На блок обессоливания подавалась пресная промывная вода с расходом 6% от объема нефти. Потоки обезвоженной нефти и промывной воды смешивались в смесителе и направлялись для разделения в аппарат - обессоливатель (десолтер) фирмы CAMERON (Japan) через распределители эмульсии на уровне 950 мм [114]. Десолтер 1-й ступени обессоливания использовался в режиме обычного гравитационного отстойника, без использования электрического поля. После обессоливания нефть выводилась из десолтера через штатный пробоотборник на уровне 1150 мм в закрытую дренажную систему, тем самым обеспечивая требуемое время отстоя в десолтере и показательность отбираемых в ходе эксперимента проб.

На рисунке 4.13 представлена принципиальная схема 1-й ступени блока обессоливания с интегрированным экспериментальным образцом смесителя, выполненная на основании проекта [112].

Для контроля перепада давления потоков на штатном - клапан PDV-100 (модель FISHER V300/10"/DVC6200F) [100], и на экспериментальном смесителе



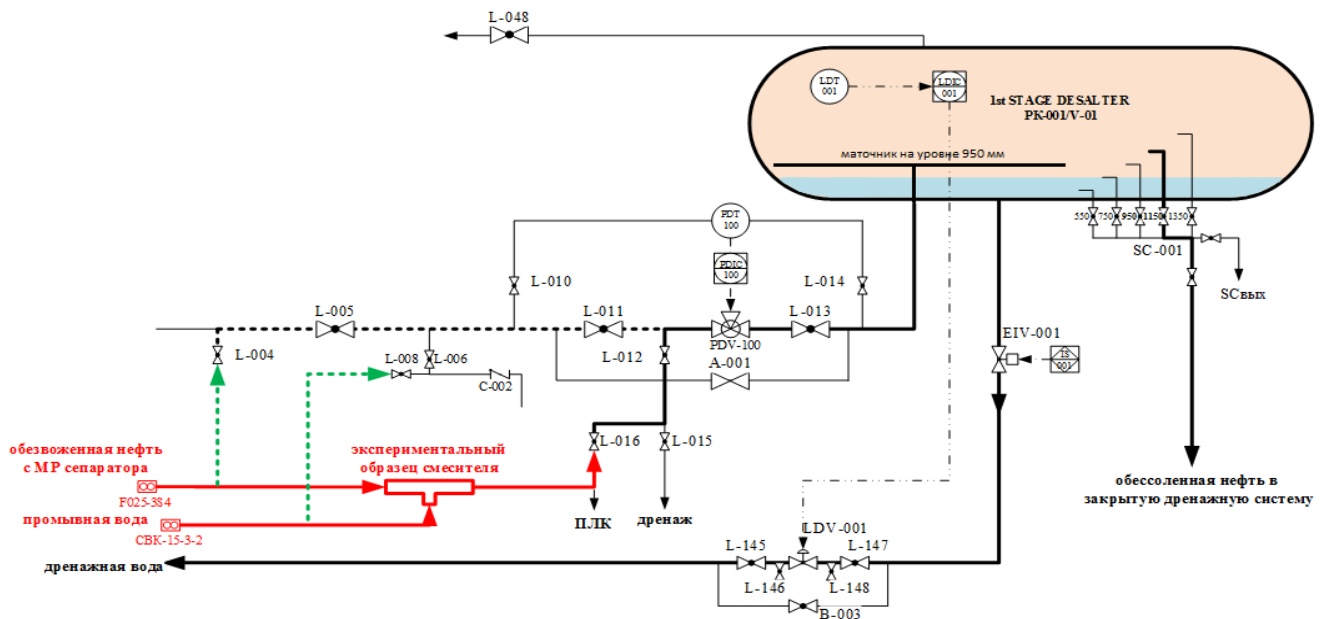


Рисунок 4.13 – Схема интеграции экспериментального смесителя

----- существующие линии и оборудование; - - - - - тестовые линии и оборудование;

Лотстоя – высота зоны отстоя нефти; Lводы – межфазный уровень воды

использовался штатный дифференциальный датчик давления PDT-100 (модель EMERSON-ROSEMOUNT 3051CD). Для отбора проб нефти на выходе из зоны отстоя, объем которой определен расчетом, использовался штатный пробоотборник 215-SC-001 десолтера. Для отбора проб исходной нефти использовался пробоотборник 210-SC-002, установленный на линии выхода нефти из МР сепаратора. Расход нефти, проходящей через блок обессоливания, контролируется с помощью роторного расходомера F025-3S4 Macnaught [106] (таблица 4.4), установленного в месте подключения стенда с помощью шлангов к МР сепаратору (рисунок 4.14), а расход промывной воды по бытовому водосчетчику СВК-15-3-2. Межфазный уровень в отстойнике контролировался по радарному уровнемеру LDT-001 (модель EMERSON 5302FA) и поддерживается стабильно на одном уровне за счет регулирующего клапана LDV-001 (модель FISHER EZ/667/DVC6200F).

Таблица 4.4 – Характеристики роторного расходомера F025-3S4 Macnaught

Характеристики	Значения
Диапазон расхода	от 6 до 120 л/мин
Диапазон рабочей температуры	от -10 до +80°C
Максимальное рабочее давление	3500 кПа
Погрешность измерения	± 1%



а)



б)

Рисунок 4.14 – Роторный расходомер с овальными шестернями F025-3S4:

а – внешний вид; б – место подключения к трубопроводу МР сепаратора

Конструктивные размеры натурального образца смесительной трубки соответствуют его экспериментальному образцу и масштабный переход здесь не требовался и параметры работы стенда стабильно поддерживались в соответствии с характеристиками ступени обессоливания, приведенных к гидродинамике потока в одной трубке (Таблица 4.5).

Таблица 4.5 – Пересчет параметров из фактических условий в экспериментальные

№ п/п	Параметры работы	Ед. изм.	Значения	
			УПН	Стенд
1	Внутренний диаметр трубы	мм	250	16
2	Площадь поперечного сечения	м <sup>2</sup>	0,04906	0,00020
3	Скорость потока в трубе	м/с	2,689	
4	Часовой расход эмульсии	м <sup>3</sup> /ч	475	2,0
5	Мгновенный расход нефти	л/с	131,9	0,540
6	Объем отстойника	м <sup>3</sup>	230	
7	Высота зоны отстоя нефти	м	3	0,2
8	Длина отстойника (условно)	м	16,6	
9	Объем зоны отстоя нефти	м <sup>3</sup>	117	0,480
10	Время отстоя	мин	15	
11	Доля промывной воды от объема нефти	%	6	
12	Расход промывной воды	л/мин	475	2,0

В период с 02 по 07 февраля 2019 на УПН «Мишриф» месторождения Западная Курна – 2, в соответствии с планом проведения эксперимента, являющимся неотъемлемой частью программы ОПИ, представленной в приложении Б, были проведены следующие этапы испытаний (рисунок 4.15):

- штатного смесительного клапана;
- образца с тангенциальным вводом воды с противотоком;
- образца с тангенциальным вводом воды с перекрестным током;
- образца с тангенциальным вводом воды по потоку;
- образца с радиальным вводом воды с противотоком;
- образца с радиальным вводом воды с перекрестным током;
- образца с радиальным вводом воды по потоку.

Испытания проводились на незадействованной (запасной) ТЛ-7 с характеристиками реального сырья, химреагентов и других ресурсов, которые используются в производстве УПН. Пробы нефти отбирались по ГОСТ 2517-2012 со штатных мест отбора, применялись стандартные методы лабораторного анализа: для определения содержания воды - ASTM D 4928, а для определения содержания хлористых солей - ASTM D 3230 – см. акт отбора и анализов проб нефти от 22 февраля 2019 г в приложении В.

Важным условием эксперимента являлось его проведение при постоянных параметрах деэмульсации: температуре, давлении и расходе нефти, т. е. при устоявшемся режиме, что обеспечило репрезентативность проб, повторяемость и воспроизводимость анализов. Полученные результаты проходили обработку с целью исключения заведомо ложных результатов (промахов) и интерпретацию.

Пробы нефти отбирались по истечении 15 минут после произведенных изменений, временной промежуток между отборами проб входящего и выходящего потоков также составлял не менее 15 минут – что соответствовало времени прохождения потока по стенду и обеспечивало чистоту эксперимента.

По окончании экспериментальных исследований был подготовлен и утвержден акт по результатам ОПИ (приложение Г).





а)



б)



в)



г)

Рисунок 4.15 - Оборудование экспериментального стенда на УПН «Мишриф»  
 а – точка подключения промывной воды с водосчетчиком; б – место подключения экспериментального смесителя; в – действующее оборудование блока обессоливания ТЛ-7 УПН (обессоливатель со штатным смесителем); г – экспериментальные смесители и водосчетчик с коннекторами

#### 4.2.3. Интерпретация и анализ результатов испытаний смесителей

Анализируя полученные в ходе эксперимента результаты, сведенные в таблицу 4.6 и представленные на графике рисунка 4.16, отмечена их достаточная достоверность, так как они обладают хорошей сходимостью и нет больших отклонений в пределах одного этапа при одинаковых условиях. Исключением здесь является результат анализа содержания воды пробы нефти, отобранной в 15:45 05/02/2019, который является явно ошибочным, так как выпадает из логики эксперимента – минерализация воды не может увеличиться после процесса обессоливания, поэтому он в расчет не взят.

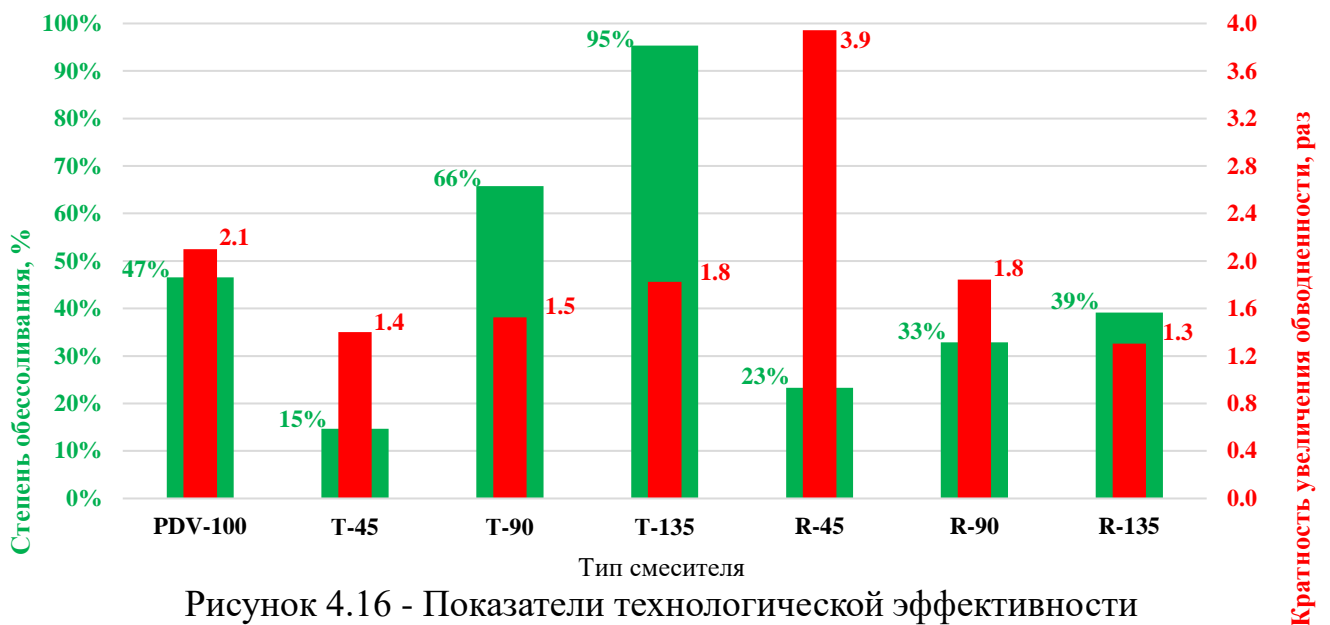


Рисунок 4.16 - Показатели технологической эффективности работы смесителей:

■ Степень обессоливания, % ■ Кратность увеличения обводненности, раз

Эффективность смешения оценивалась по двум конечным показателям технологической эффективности процесса – по степени обессоливания и по кратности увеличения обводненности вновь образованной эмульсии.

Имея результаты по содержанию воды и хлористых солей в нефти до и после обессоливания, рассчитывалась минерализация капель воды, содержащейся в нефти до и после обессоливания, степень обессоливания и кратность увеличения обводненности нефти определялась по формулам (4.5) и (4.6).

Достаточно низкая степень обессоливания образцов T-45 и R-45 по сравнению с T-135 и R-135 объясняется бóльшей неравномерностью распределения вводимого компонента по сечению основного потока при прямотоке смешиваемых

Таблица 4.6 - Результаты опытно-промышленных испытаний смесителей на блоке обессоливания нефти УПН "Мишриф" м/р Западная Курна -2

Дата	Тип смесителя	Обозначение смесителя	Качественные показатели до обессоливания				Качественные показатели после обессоливания				Степень обессоливания, %	Кратность увеличения обводненности, раз	Угол атаки струй, °
			Время	Содержание примесей			Время	Содержание примесей					
				Вода, %	Соли, мг/кг	Соли в воде, мг/кг		Вода, %	Соли, мг/кг	Соли в воде, мг/кг			
02.02.2019	Штатный смеситель	PDV-100	17:25	0,45	1010	224500	18:00	0,90	1071	119000	47%	2,1	-
			17:45	0,50	1123	224600	18:15	1,05	1260	120000			
			18:55	0,55	1236	224700	18:30	1,20	1450	120800			
			среднее	<b>0,500</b>	<b>1123</b>	<b>224600</b>	среднее	<b>1,050</b>	<b>1260</b>	<b>119933</b>			
03.02.2019	Экспериментальный смеситель с вводом струй тангенциально с противотоком	T-135	14:55	0,30	674	224667	15:15	0,50	51	10200	95%	1,8	135°
			15:15	0,25	561	224400	15:30	0,49	51	10408			
			15:30	0,25	561	224400	15:45	0,47	50	10638			
			среднее	<b>0,267</b>	<b>599</b>	<b>224489</b>	среднее	<b>0,487</b>	<b>51</b>	<b>10415</b>			
04.02.2019	Экспериментальный смеситель с вводом струй тангенциально с перекрестным током	T-90	15:15	0,50	1123	224600	15:30	0,85	638	75000	66%	1,5	90°
			15:30	0,50	1124	224750	15:45	0,80	656	82000			
			15:45	0,55	1236	224665	16:00	0,80	576	72000			
			среднее	<b>0,525</b>	<b>1180</b>	<b>224672</b>	среднее	<b>0,800</b>	<b>616</b>	<b>77000</b>			
05.02.2019	Экспериментальный смеситель с вводом струй тангенциально по потоку	T-45	15:45	0,60	1348	224667	16:00	0,90*	2043	227000*	15%	1,4	45°
			16:00	0,80	1797	224625	16:15	1,09	2061	189083			
			16:15	0,80	1797	224625	16:30	1,15	2235	194348			
			среднее	<b>0,800</b>	<b>1797</b>	<b>224639</b>	среднее	<b>1,120</b>	<b>2148</b>	<b>191715</b>			
06.02.2019	Экспериментальный смеситель с вводом струй радиально противотоком	R-135	15:30	0,15	337	224667	15:45	0,45	366	81333	39%	1,3	135°
			15:45	0,70	1573	224714	16:00	0,43	471	109535			
			16:00	0,10	225	225000	16:15	0,36	791	219722			
			среднее	<b>0,317</b>	<b>712</b>	<b>224794</b>	среднее	<b>0,413</b>	<b>543</b>	<b>136863</b>			
07.02.2019	Экспериментальный смеситель с вводом струй радиально по потоку	R-45	10:00	0,05	112	224000	10:15	0,26	443	170385	23%	3,9	45°
			10:15	0,05	112	224000	10:30	0,22	369	167727			
			10:30	0,075	168	224000	10:45	0,21	372	177143			
			среднее	<b>0,058</b>	<b>131</b>	<b>224000</b>	среднее	<b>0,230</b>	<b>395</b>	<b>171752</b>			
07.02.2019	Экспериментальный смеситель с вводом струй радиально с перекрестным током	R-90	15:00	0,15	337	224450	15:15	0,25	379	151525	33%	1,8	90°
			15:15	0,13	291	224205	15:30	0,23	345	149965			
			15:30	0,10	224	224380	15:45	0,22	331	150533			
			среднее	<b>0,127</b>	<b>284</b>	<b>224345</b>	среднее	<b>0,233</b>	<b>352</b>	<b>150674</b>			

\* - некорректные результаты

жидкостей по сравнению с повышенным вихреобразованием при противотоке. Образцы с радиальным вводом при попутном токе (R-45) также имеют меньшую степень обессоливания по сравнению с противотоком (R-135). Минимальная степень обессоливания нефти образца T-45 может быть вызвана пристеночным характером распределения вводимого компонента по сечению основного потока. Результат высокой кратности увеличения обводненности нефти для образца R-45 является не показательным, так как обусловлен сильно обезвоженной нефтью на входе в блок обессоливания – 0,06% при средней обводненности этого потока в дни эксперимента – 0,47%. Этапы испытаний с перекрестным током струй как для тангенциального, так и для радиального направлений ввода промывной воды показали средние результаты как по степени обессоливания, так и по кратности увеличения обводненности.

При оценке количественного показателя - интенсивности сравнивалась гидравлическая мощность на смешение при использовании штатного смесителя PDV-100 и экспериментальных образцов, при этом гидравлические характеристики для всех типов образцов приняты одинаковыми, так как основные конструктивные характеристики, определяющий перепад давления потока воды – количество и диаметр вводимых отверстий у всех образцов одинаков  $n_{отв} = 3$ ;  $D_{отв} = 1,3$  мм (Таблица 4.7).

Таблица 4.7 – Результаты сравнения смесителей по интенсивности смешения

№	Тип смесителя	Поток нефти		Поток воды		Гидравлическая мощность, Вт
		Перепад давления, кгс/см <sup>2</sup>	Расход, м <sup>3</sup> /ч	Перепад давления, кгс/см <sup>2</sup>	Расход, м <sup>3</sup> /ч	
<b>Стендовые условия</b>						
1	Штатный смеситель	1,0	2,0	0	0,12	55,6
2	Опытные образцы	0		5		0,016
<b>Натурные условия</b>						
3	Штатный смеситель	1,0	475	0	28,5	12544
4	Полноразмерный образец	0		5		4,0

Гидравлическая мощность определялась по формулам (1.3) и (4.4), из которых следует, что применение полноразмерного образца струейноинжекционного смесителя позволит сократить потери гидравлической мощности смесителя на 12,5 кВт на каждую ступень ТЛ, что позволит снизить мощность питающего насоса ТЛ на 25 кВт, а в пересчете на восемь ТЛ сокращение потребляемой электроэнергии может составить до 200 кВт\*ч.

На основании результатов эксперимента, представленных в таблице 4.6, построены экспериментальные графики (Рисунок 4.17) и получены зависимости (4.7) и (4.8) для расчета геометрии вводных отверстий для получения требуемой технологической эффективности.

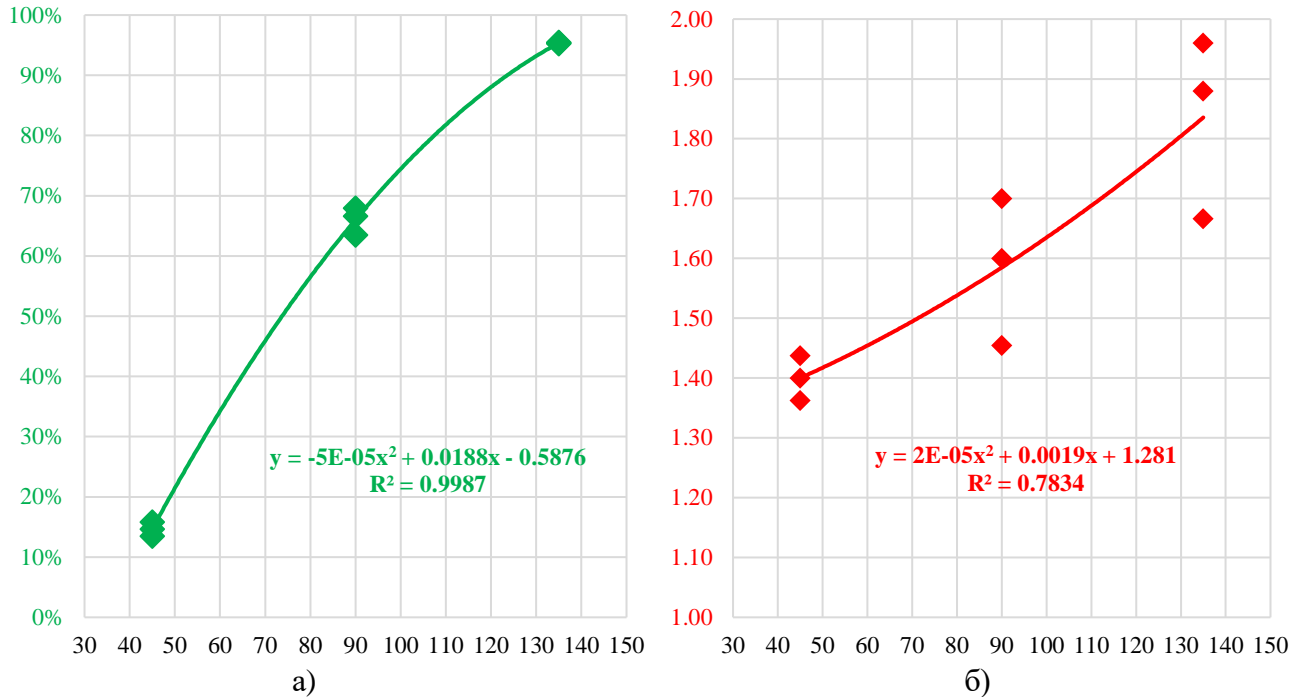


Рисунок 4.17 - Экспериментальные графики зависимостей критериев технологической эффективности от угла атаки струй воды при тангенциальном вводе: а) степени обессоливания нефти; б) кратности увеличения обводненности

Зависимость степени обессоливания от угла атаки струй промывной воды при тангенциальном направлении ввода имеет полиномиальную линию тренда второй степени с величиной достоверной аппроксимации  $R^2 = 0,9987$ :

$$\delta_c = -0,00005\alpha^2 + 0,0188\alpha - 0,5876 \quad (4.7)$$

Зависимость кратности диспергирования от угла атаки струй промывной воды при тангенциальном направлении ввода имеет полиномиальную линию тренда второй степени с величиной достоверной аппроксимации  $R^2 = 0,7834$ :

$$\delta_b = 0,00002\alpha^2 - 0,0019\alpha + 1,281 \quad (4.8)$$

Для оценки сходимости критериев качества смешения, полученного с помощью численного моделирования - концентрации воды в эмульсии типа «вода в нефти» и полученного в эксперименте - степени обессоливания нефти после ее промывки пресной водой и деэмульсации построен график сравнения этих критериев в



рассматриваемом диапазоне углов атаки от  $45^\circ$  до  $135^\circ$  для тангенциального ввода струй воды с наложением параметра разности осевых компонентов скоростей смешиваемых потоков (Рисунок 4.18).

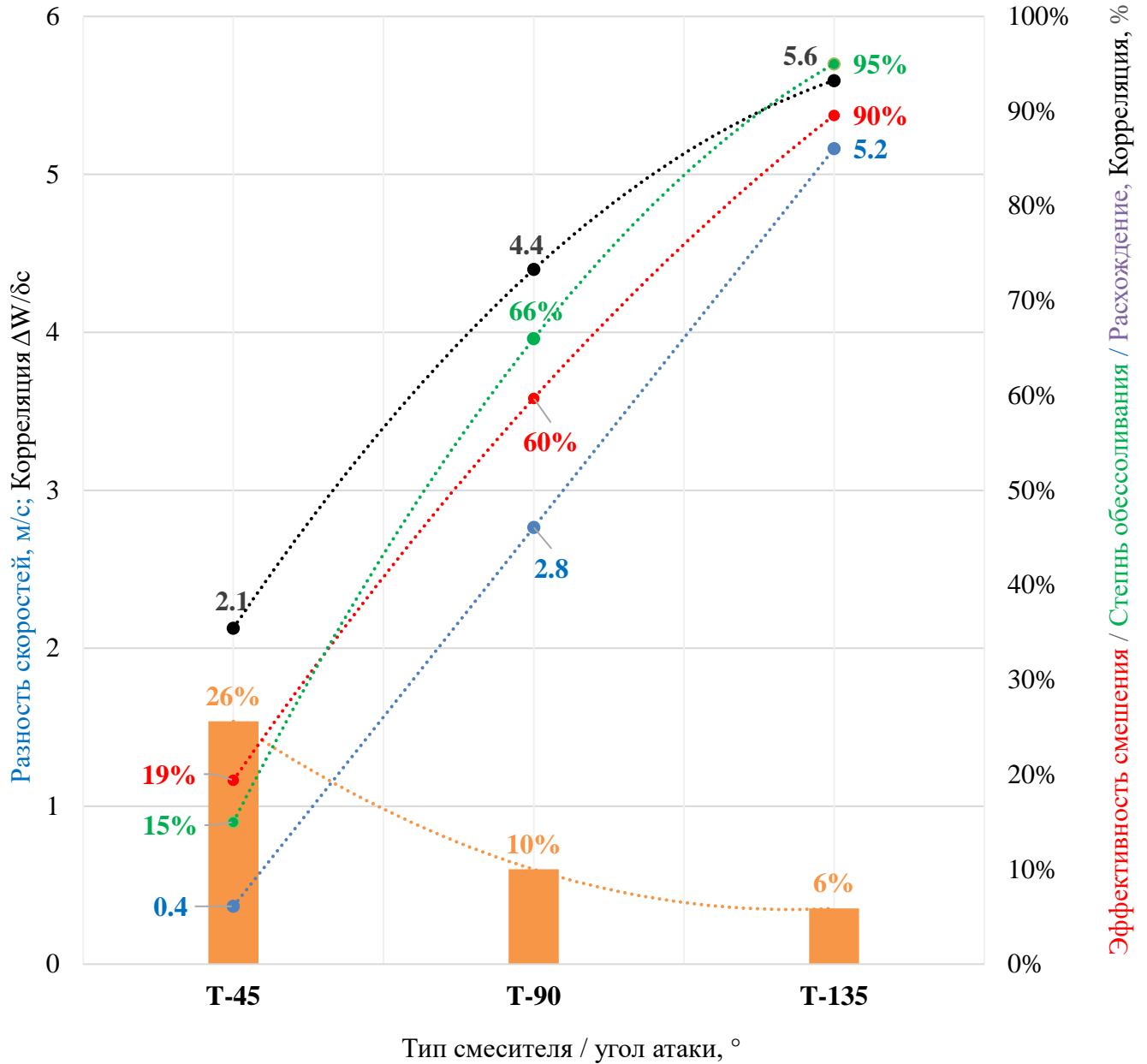


Рисунок 4.18 – Зависимости критериев эффективности смешения от угла атаки при тангенциальном вводе струй промывной воды:

- Расхождение, %
- Разница скоростей, м/с
- Корреляция  $\Delta W/\delta c$
- Эффективность смешивания ПСИС, %
- Степень обессоливания, % (ОПИ)
- ..... Poly. (Расхождение, %)

Как видно из графика рисунка 4.18 имеется определенная корреляция ( $k = 2,1 - 5,6$ ) между параметром, определяющим разность осевых составляющих скоростей смешиваемых потоков и критериями эффективности смешения.

Расхождение критериев качества смешения, полученных теоретическим и экспериментальными методами, варьируется от 26% для угла атаки в  $45^\circ$  до 6% для угла атаки  $135^\circ$ . Так как наиболее эффективным из рассматриваемых вариантов является смеситель Т-135, расхождение в 6% для него является приемлемым, учитывая, что на степень обессоливания в эксперименте влияли погрешности отбора и анализа проб нефти при определении содержания воды и хлористых солей.

#### Выводы по главе 4

1. В результате промысловых испытаний блока дозирования деэмульгатора в схеме с дополнительным дозированием деэмульгатора на кустах скважин получен положительный эффект, выражающийся повышении и стабилизации качества нефти после блоков обессоливания и обессоливания, что подтверждает возможность дозирования с переносом точки подачи деэмульгатора после ступени сепарации высокого давления без ухудшения качества нефти.

2. Результаты лабораторных исследований нефтяной эмульсии с целью определения необходимого времени для ее разделения подтвердили достаточность времени прохождения продукции скважин по промысловым нефтесборным трубопроводам для путевой деэмульсации.

3. Тестирование блока обессоливания при изменении интенсивности промывки нефти водой показало ограниченность регулирования процесса обессоливания с помощью штатных смесителей, что говорит о несовершенстве данного оборудования.

4. Результаты ОПИ смесителей показали, что наиболее технологически эффективным как по сравнению со штатным (PDV-100), так и среди экспериментальных образцов, оказался смеситель с тангенциальным вводом струй в противоток течению нефти (Т-135), с максимальной степенью обессоливания 95%, что

в два раза выше эффективности штатного смесителя. При этом он имеет среднюю степень диспергирования эмульсии среди экспериментальных образцов и меньшую степень диспергирования в сравнении со штатным смесителем.

5. По итогам ОПИ смесителей можно сделать вывод о том, что применение конструкции экспериментального смесителя с тангенциальным вводом струй воды в противоток течению нефти позволяет устранить несовершенства существующего оборудования и повысить эффективность процесса обессоливания через использование принципиально нового способа промывки с помощью струеинжекционного смесителя, таким образом конструкция вводных отверстий для образца Т-135 является рациональной.

6. Выявлено что тангенциальный ввод (Т) струй промывной воды более технологически эффективен для процесса обессоливания по сравнению с радиальным вводом (R) при одинаковых углах атаки, а также выявлено что увеличение угла атаки приводит к повышению степени обессоливания для обоих (тангенциального и радиального) способов ввода.

7. Определены рациональная конструкция экспериментального образца смесителя и ее преимущества перед традиционным смесительным устройством через сравнение известных критериев оценки их работы.

8. Подтверждена возможность сокращения потерь гидравлической мощности на смесителе блока обессоливания на 12,5 кВт на каждую ступень обессоливания ТЛ, а с учетом того что на ТЛ последовательно установлено два смесителя – это позволит снизить мощность питающего насоса ТЛ на 25 кВт при применении полноразмерных образцов струеинжекционного смесителя.

9. Определена корреляция между параметром, определяющим разность осевых составляющих скоростей смешиваемых потоков и критериями эффективности смешения.

10. Сравнительный анализ критериев эффективности смешения, полученных с теоретическим и экспериментальным способами, показал приемлемое расхождение для рациональной конструкции смесительных элементов.

## 5 МЕТОДИКА ОБОСНОВАНИЯ ПАРАМЕТРОВ СМЕСИТЕЛЯ

### 5.1 Схема обессоливания и обезвоживания нефти на месторождении

На месторождении Западная Курна – 2 применяется централизованная система сбора с подготовкой продукции скважин (нефти, газа, воды) на установке подготовке нефти (УПН). УПН предназначена для подготовки до товарного качества и перекачки на терминал «Туба» нефти формации Мишриф, добываемой на месторождении «Западная Курна – 2» [108]. Ключевыми процессами подготовки нефти в комплексе УПН являются обессоливание и обезвоживание.

Максимальная производительность УПН по товарной нефти - 3800 м<sup>3</sup>/ч (с учетом 15% запаса) с содержанием воды до 0,2% и хлористых солей до 30 мл/дм<sup>3</sup>.

Продукция скважин по промысловой системе сбора поступает во входной коллектор УПН «Мишриф» (Рисунок 5.1). На кустах скважин в поток нефтегазоводяной смеси подается деэмульгатор для внутритрубной попутной деэмульсации через дозирующие установки Д-2,3,4.

В начале входного коллектора через устройство ввода реагента дополнительно подается деэмульгатор с помощью блока дозирования реагента Д-1, там же осуществляется подача антивспенивателя через аналогичное устройство вода. Газожидкостная смесь поступает в четыре пары сепараторов высокого давления С-1, где при давлении 8,5 кгс/см<sup>2</sup> отделяется основная часть попутного газа. Поток частично дегазированной жидкости собирается в один сборный коллектор и равномерно распределяется по технологическим линиям (ТЛ). Всего на УПН имеется девять ТЛ подготовки нефти, при этом на проектной мощности в работе находится восемь ТЛ, а одна ТЛ находится в резерве. На ТЛ сырая нефть проходит предварительный нагрев в теплообменнике Т-1 до 60°С и поступает на ступень обезвоживания в трехфазный сепаратор среднего давления С-2, где при давлении 3,5 кгс/см<sup>2</sup> дополнительно отделяется попутный газ и сбрасывается пластовая вода на очистные сооружения. Обезвоженная нефть с помощью питающего насоса Н-1 прокачивается сначала через рекуперативный теплообменник Т-2, где нагревается до 75°С теплом потока обессоленной нефти, и в теплообменнике Т-3 окончательно догревается до температуры 100°С и поступает на блок обессоливания.

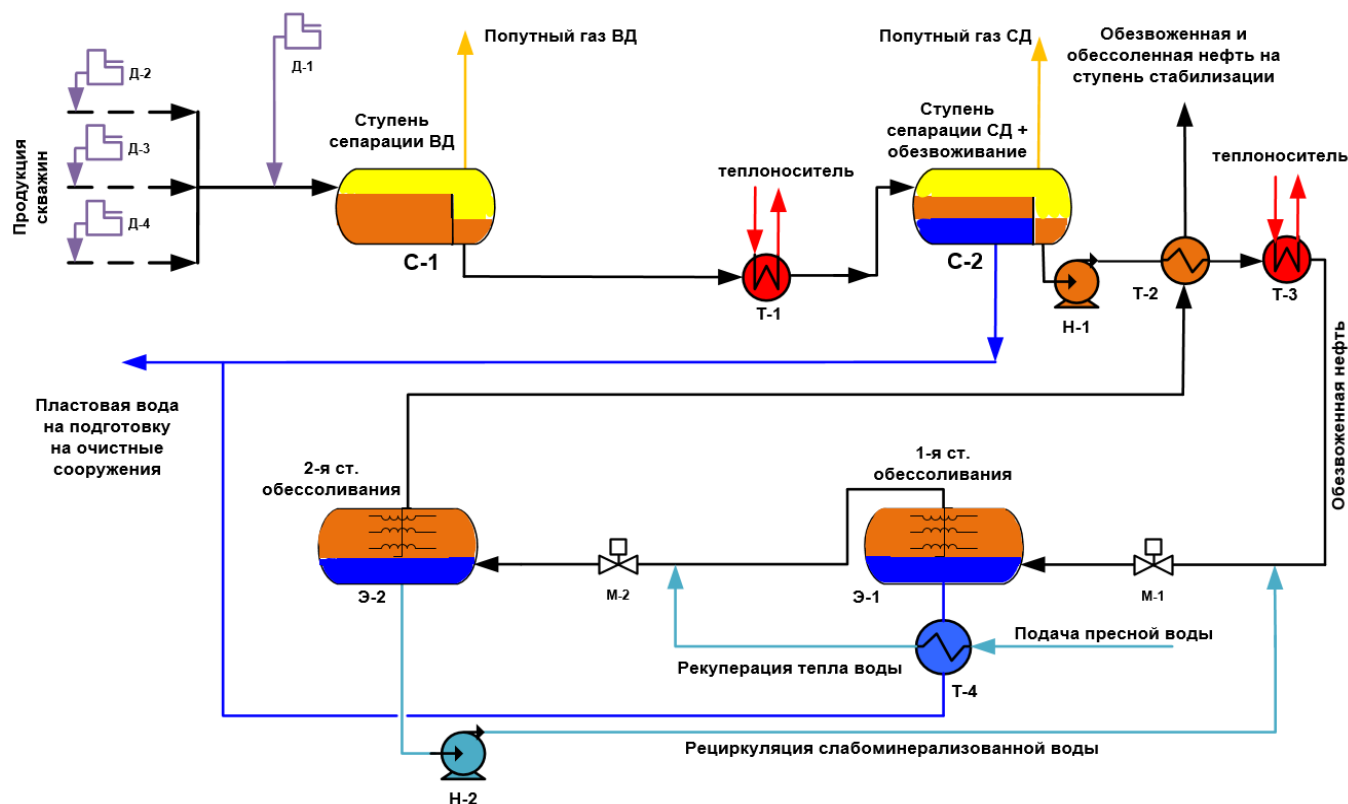


Рисунок 5.1 – Принципиальная технологическая схема обессоливания и обезвоживания нефти на месторождении «Западная Курна – 2»:

С – сепаратор; Т – теплообменник; Н – насос; Э – электродегидратор; М – миксер-смеситель; Д – дозатор

На блоке обессоливания, перед подачей на первую ступень, в электродегидратор Э-1, в поток обезвоженной нефти подается слабоминерализованная вода, сбрасываемая со второй ступени обессоливания - электродегидратора Э-2 помощью рециркуляционного насоса Н-2. Частично обессоленная нефть с выхода электродегидратора Э-1 поступает в электродегидратор Э-2 на вторую ступень обессоливания куда также вводится пресная вода, нагретая в водяном рекуперативном теплообменнике Т-4 теплом потока минерализованной воды, сбрасываемой с электродегидратора Э-1. Обессоленная нефть с выхода электродегидратора Э-2 поступает в рекуперативный теплообменник Т-2 для охлаждения и отдачи тепла потоку обезвоженной нефти и идет далее на ступень стабилизации. В обоих случаях, перед поступлением на электродегидраторы Э-1,2 нефть с добавлением 6% воды интенсивно перемешивается при перепаде давления до 1 кгс/см<sup>2</sup> на смешивательных клапанах – миксерах М-1,2.

Как видно из описания, в схеме обессоливания и обезвоживания нефти имеются несовершенства УПН «Мишриф», описанные в п. 1.3.2 и которые целесообразно устранить применением усовершенствованного комплекса оборудования, а именно:

- негативное влияние флуктуаций потока продукции скважин на процесс обезвоживания (деэмульсацию) нефти, заключающееся в неэффективном расходовании деэмульгатора – устраняются применением оборудования для сокращения его расхода;

- повышенные энергетические затраты оборудования – питающего насоса на ТЛ и повышенный расход пресной воды для обессоливания нефти - устраняются применением модернизированного смесителя.

## 5.2 Обоснование компоновки системы дозирования деэмульгатора для обезвоживания нефти

На основании проведенных исследований, представленных в разделах 1 - 4, выполнен аналитический отчет по обоснованию способа модернизации оборудования для сокращения расхода деэмульгатора для обезвоживания нефти на объектах подготовки нефти м/р «Западная Курна-2» (приложение Д).

Цель аналитического материала заключается в обосновании способа модернизации и оборудования для сокращения расхода деэмульгатора в зависимости от постоянно изменяющейся ситуации с поступлением, подготавливаемой на УПН «Мишриф», продукции скважин.

Для достижения поставленной цели в исследовании представлены:

- анализ действующих схем обработки сырой нефти деэмульгатором;
- описание принципа синхронизации расхода деэмульгатора с флуктуациями;
- определение характера флуктуаций поступления (изменение расхода) нефти и потенциала сокращения расхода деэмульгатора;
- анализ оборудования и технических средств для регулирования расхода деэмульгатора без остановки насосного агрегата;
- выбор рациональной конфигурации и оборудования системы дозирования;
- определение экономической эффективности модернизированной системы;
- выводы и рекомендации по применению оборудования.

В ходе ретроспективного анализа выявлены принципиальные отличия действующей схемы дозирования деэмульгатора от проектной, определены причины этих изменений и тенденции, определяющие схемы и конфигурацию дозирующих установок в будущем.

В соответствии с описанием изобретения RU2538186 «Автоматическое устройство дозирования деэмульгатора» в отчете предложен принцип сокращения расхода деэмульгатора, представленный в п 3.2.1.

На основании фактических данных по расходу нефти после ступени сепарации высокого давления определены параметры флуктуаций поступления нефти (амплитуда, частота) и потенциала сокращения расхода деэмульгатора.

Из существующего набора оборудования и технических средств для регулирования расхода деэмульгатора выбрана рациональная конфигурация и тип оборудования для модернизированной дозирочной установки.

Аналитический материал используется при решении вопросов модернизации систем дозирования антивспенивателя и деэмульгатора на УПН «Мишриф» в рамках проекта «Капитальный ремонт и модификации на действующем производстве» что подтверждается протоколом совещания (Приложение Е).

### 5.3 Обоснование параметров смесителя для обессоливания нефти

На основании проведенных исследований и полученных зависимостей, представленных в разделах 1 - 4, разработана инженерная методика обоснования рациональных параметров струеинжекционного смесителя для обессоливания нефти на объектах подготовки нефти м/р «Западная Курна-2» филиала ЛУКОЙЛ Мид-Ист Лтд. (Приложение Ж).

Основная цель методики заключается в определении параметров смесителя для обессоливания нефти на объектах подготовки нефти м/р Западная Курна-2.

Для достижения поставленной цели в методике представлены:

- описание конструкции и принципа работы;
- алгоритм расчета основных конструктивных параметров;
- обоснование формы и ориентации вводных отверстий смесительной трубки;
- обоснование геометрических характеристик смесителя и вводных отверстий;
- зависимости степени обессоливания и кратности диспергирования от

направления ввода и углов атаки струй промывной воды;

- выводы и рекомендации по применению оборудования.

В соответствии с описанием изобретения RU2643967 «Способ струеинжекционного смешения текучих сред и устройство для его осуществления» в методике представлена конструкция (рисунок 3.14) и принцип работы смесителя.

На основании геометрических и гидродинамических зависимостей п. 3.2.3 в методике представлен алгоритм расчета основных параметров смесителя.

На основании теоретических зависимостей и обоснований для тангенциальных завихрителей определена форма и ориентация вводных отверстий смесителя.

На основании результатов численного моделирования выбрано рациональное направление ввода и угла атаки струй промывной воды в поток нефти.

В результате интерпретации результатов эксперимента даны зависимости степени обессоливания и кратности диспергирования от направления ввода и углов атаки струй промывной воды.

Пересчет конструктивных параметров смесителя на другие расходы нефти и воды решается изменением количества смесительных трубок и количества вводных отверстий в пакете смесителя, при этом конструктивные параметры самих трубок и вводных отверстий остаются неизменными, так как являются рациональными.

#### 5.4 Результаты практического применения и экономическая эффективность

Результаты практического применения диссертационного исследования представлены в виде утвержденных аналитической и методической документации, рекомендованной к применению в филиале ЛУКОЙЛ Мид-Ист Лтд. в г. Басра.

**Аналитический отчет по обоснованию способа модернизации оборудования для оптимизации расхода деэмульгатора.** Аналитический материал используется в ходе рассмотрения и проработки вариантов совершенствования насосов блока дозирования деэмульгатора по процедуре управления изменениями в производстве (МОС-409), а также при решении вопросов модернизации блоков дозирования антивспенивателя и деэмульгатора на УПН «Мишриф» в рамках проекта «Капитальный ремонт и модификации на действующем производстве».



**Методика обоснования параметров струеинжекционного смесителя для обессоливания нефти.** Методический материал используется в качестве руководящего документа в ходе детального проектирования при расширении действующих и перспективных объектов подготовки нефти.

Экономическая эффективность применения усовершенствованного комплекса оборудования оценивалась с использованием стандартных методов оценки экономической эффективности модернизации оборудования [1, 38, 73].

Стандартная методика расчета показателей экономической эффективности включает в себя расчет суммы годовой экономии, коэффициента экономической эффективности и срока окупаемости капитальных вложений.

Сумма годовой экономии от сокращения производственных затрат рассчитывается по формуле:

$$\mathcal{E}_{\text{год}} = \mathcal{Z}_{\text{п1}} - \mathcal{Z}_{\text{п2}}, \quad (5.1)$$

где  $\mathcal{Z}_{\text{п1}}$  – производственные затраты до модернизации, долл. США в год;

$\mathcal{Z}_{\text{п2}}$  – производственные затраты после модернизации, долл. США в год.

$$\mathcal{Z}_{\text{п1}} = 365 \cdot 24 \cdot Q_1 \cdot \mathcal{C} \quad (5.2)$$

$$\mathcal{Z}_{\text{п2}} = 365 \cdot 24 \cdot Q_2 \cdot \mathcal{C}, \quad (5.3)$$

где  $Q_1, Q_2$  – часовое потребление ресурса;

$\mathcal{C}$  – цена за единицу ресурса, долл. США.

Годовой экономический эффект при модернизации оборудования рассчитывается по формуле:

$$\mathcal{E}_{\text{фгод}} = \mathcal{E}_{\text{год}} - \mathcal{Z}_{\text{ев}}, \quad (5.4)$$

где  $\mathcal{Z}_{\text{ев}}$  – единовременные затраты на модернизацию, долл. США;

Коэффициент экономической эффективности  $K_{\text{эф}}$  капитальных вложений:

$$K_{\text{эф}} = \mathcal{E}_{\text{год}} / \mathcal{Z}_{\text{ев}} \quad (5.5)$$

Если  $K_{\text{эф}} \geq K_{\text{эфн}}$ , то технология является эффективной,

где  $K_{\text{эфн}}$  – нормативный коэффициент эффективности инвестиций для модернизации оборудования, его значение определяет нижнюю границу годовой экономии, которую можно получить на один рубль капитальных затрат. Для нефтедобывающей и нефтеперерабатывающей промышленности  $K_{\text{эфн}} = 0,15$  [59].

Срок окупаемости единовременных затрат определяется:

$$T_{ок} = Z_{ев} / \Delta_{год} \quad (5.6)$$

Расчет экономической эффективности модернизированной системы оборудования (Таблица 5.1) основан на фактических данных технологического процесса УПН «Мишриф» и на актуальных ценах на химреагент, электроэнергию и оборудование, что подтверждается актом внедрения результатов диссертационного исследования (Приложение И)

После расчета показателей экономической эффективности рассмотрен получаемый эффект по трем направлениям:

1. Технический. Определяется быстродействием выполнения производственных операций, машин, систем.
2. Экономический. Определяется увеличением прибыли от реализации продукции (оказания услуг, выполнений работ), повышением качества управления.
3. Социальный. Определяется степенью удовлетворения населения и влиянием на его жизненный уровень.

Таблица 5.1 - Расчет экономической эффективности от модернизации

№	Модернизируемое оборудование	Дозатор		Смеситель	
	Показатели	Значения	Ед. изм.	Значения	Ед. изм.
<b>1.</b>	<b>Годовая экономия от сокращения затрат</b>	<b>168000</b>	<b>USD</b>	<b>190653</b>	<b>USD</b>
1.1.	Вид ресурсов	Дезмульгатор		Электроэнергия	
1.2.	Стоимость ресурсов	3 372,64	USD/м3	0,10882	\$/кВт·ч
1.3.	Расход ресурсов до модернизации	144,1	л/час	2800	кВт*ч
1.4.	Расход ресурсов после модернизации	138,4	л/час	2600	кВт*ч
1.5.	Сокращение потребления ресурсов	5,686	л/час	200	кВт*ч
1.6.	Затраты на ресурсы до модернизации	4257625	USD	2669137	USD
1.7.	Затраты на ресурсы после модернизации	4089625	USD	2478484	USD
<b>2.</b>	<b>Единовременные затраты на модернизацию</b>	<b>48000</b>	<b>USD</b>	<b>8000</b>	<b>USD</b>
2.1.	Стоимость оборудования	30000	USD	7653	USD
2.2.	Затраты на монтажные работы и ПНР	18000	USD	3000	USD
<b>3.</b>	<b>Годовой экономический эффект</b>	<b>120000</b>	<b>USD</b>	<b>180000</b>	<b>USD</b>
<b>4.</b>	<b>Коэффициент экономической эффективности</b>	<b>3,5</b>	<b>-</b>	<b>24</b>	<b>-</b>
<b>5.</b>	<b>Срок окупаемости единовременных затрат</b>	<b>3,4</b>	<b>мес.</b>	<b>0,5</b>	<b>мес.</b>

К основным направлениям совершенствования технического уровня можно отнести обеспечение оперативности и повышение достоверности управления.

Совершенствование производственно-хозяйственной деятельности объекта выражается в изменении основных показателей деятельности: снижение

себестоимости продукции и увеличение прибыли предприятия.

К основным аспектам социально-экономической эффективности проекта можно отнести изменения социально-экономического характера относительно производственных и вспомогательных работников конкретного объекта, а также улучшение социального обслуживания членов общества. Основными факторами, определяющими социально-экономическую эффективность, являются прогрессивные изменения в характере и содержании труда работников производства:

- в улучшение условий и безопасности труда - сокращением воздействия вредных и опасных факторов на персонал исключением ручного регулирования производительности насоса-дозатора;

- в сокращении выбросов в воздушную среду от газотурбинной электростанции сокращением потребности в электроэнергии для подготовки нефти;

- в снижении негативного воздействия на окружающую среду отходами производства - минимизацией потребности в промывной воде и химреагенте при подготовке нефти [103].

#### Выводы по главе 5

1. Проведен анализ технологической схемы обессоливания и обезвоживания нефти на месторождении «Западная Курна-2» филиала ЛУКОЙЛ Мид-Ист Лтд. с выявлением несовершенств процесса и оборудования.

2. Разработанная аналитическая и методическая документация по обоснованию совершенствования оборудования для интенсификации обессоливания и обезвоживания нефти утверждена и рекомендована к применению на действующем производстве м/р «Западная Курна-2» филиала ЛУКОЙЛ Мид-Ист Лтд.

3. На основании проведенных технических и экономических расчетов целесообразно применять усовершенствованный комплекс, включающий в себя дозировочную установку с системой регулирования расхода деэмульгатора синхронно флуктуациям потока нефти и струеинжекционные смесители для обессоливания нефти, что приведет к значительному сокращению производственных затрат на деэмульгатор и электроэнергию и в итоге увеличит рентабельность проекта.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Интенсификация обессоливания и обезвоживания нефти достигается совершенствованием гидродинамической структуры смешиваемых потоков в устройствах обработки деэмульгатором и промывки водой. Анализ конструкций и результатов исследований системы дозирования деэмульгатора и устройств ввода, диспергирования и смешения воды в обрабатываемом потоке нефти, позволил их объединить по функциональному признаку в один комплекс, способствующий ускорению процессов деэмульсации и вымывания солей из нефти.

2. При проведении промысловых испытаний деэмульгаторов не всегда удается достичь эффективности тестовых испытаний, так как в статических лабораторных условиях не учитывают гидродинамический режим потоков, который может иметь значительное влияние на скорость деэмульсации в реальных условиях. В таких случаях выявляется потенциал для сокращения химического воздействия за счет совершенствования гидродинамической структуры технологических потоков в оборудовании УПН, создающий принципиально новые возможности для интенсификации процесса деэмульсации. Достижение полученного на основании расчетов рационального режима обессоливания и обезвоживания является целью управления качеством процессов и эффективностью работы оборудования, а его недостижение указывает на несовершенство оборудования и недостатки процессов.

3. Комплекс устройств для совершенствования гидродинамического режима, при котором в отстойник поступают подготовленные к разделению фазы, где и происходит их разделение, позволят сократить необходимый объем для отстоя или повысить производительность имеющегося отстойного оборудования, сократить расход деэмульгаторов, что повысит эффективность комплекса подготовки.

4. Для выявления несовершенств оборудования блоков обессоливания и обезвоживания использовался апробированный в НИР «ПечорНИПИнефть» алгоритм, основанный на исследовании гидродинамической структуры смешиваемых потоков. На основании исходных данных, практического опыта испытаний и иссле-

дований на действующем объекте, определены несовершенства и потенциал совершенствования гидродинамической структуры смешиваемых потоков.

5. Разработана принципиально новая схема компоновки и работы системы дозирования, учитывающая гидродинамические параметры входного потока продукции скважин и позволяющая синхронизировать изменение расхода дозируемого деэмульгатора относительно постоянно меняющегося расхода нефтяной фазы входного флюида с целью поддержания постоянства дозировки. Разработана принципиально новая конструкция смесительного устройства на основе организации диспергирования вводимого компонента отдельными струями, формируемыми вводными отверстиями.

6. В результате теоретических исследований процесса смешения в струеинжекционном смесителе определены преимущества для процесса смешения закрученной струи, методы создания струи и подходящий тип завихрителя, основные гидродинамические характеристики закрученной струи, зависимости конструктивных параметров тангенциального завихрителя и гидродинамических характеристик формируемого им закрученного потока; варианты исполнения вводных отверстий.

7. В результате компьютерного моделирования гидродинамики течения смешиваемых потоков определен рациональный вариант исполнения вводных отверстий с тангенциальным вводом струй воды против направления потока нефти характеризующийся максимальной эффективностью смешения нефти с водой и обосновано расстояние между вводными отверстиями в проекции на ось смесительной трубки, соответствующее длине зоны турбулентности по этой оси.

8. Подтверждена возможность сокращения потерь гидравлической мощности на смесителях блока обессоливания на 12,5 кВт на каждую ступень обессоливания ТЛ, что позволяет снизить мощность питающего насоса на каждой из восьми ТЛ на 25 кВт при применении полноразмерных образцов струеинжекционного смесителя.

9. На основании проведенных технических и экономических расчетов целесообразно применять усовершенствованный комплекс, что приведет к сокращению потребления деэмульгатора и электроэнергии и повысит рентабельность проекта.

**СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ**

1. Абрамов А. А., Гришина Н. И. МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ по расчету показателей экономической эффективности дипломного проекта для специальности 080801 «Прикладная информатика (в экономике)». Н. Новгород, 2013 – 27 с.
2. Альтшуль А. Д. Гидравлика и аэродинамика. М.: Стройиздат, 1987.- 416 с.
3. Ахмедов Р. Б. Аэродинамика закрученной струи / Балагула Т. Б., Рашидов Ф. К., Сакаев А. Ю. М.: Энергия, 1977. - С. 8-10.
4. Ахмедов Р. Б. Дутьевые газогорелочные устройства. М.: Недра, 1970.-264 с.
5. Ахметов С. А. и др. Технология и оборудование процессов переработки нефти и газа: Учебное пособие / С. А. Ахметов, Т. П. Сериков, И. Р. Кузеев, М. И. Баязитов; Под ред. С. А. Ахметова. — СПб.: Недра, 2006. — 868 с.; ил.
6. Байков Н. М., Позднышев Г. Н. Сбор и промысловая подготовка нефти, газа и воды. М.: Недра, 1984. - 261 с.
7. Бергштейн Н. В., Хуторянский Ф. М., Левченко Д. Н. Совершенствование процесса обессоливания нефти на ЭЛОУ НПЗ // Химия и технология топлив и масел. - 1983. - № 1. - С. 8-14.
8. Богданов В. В. и др. Эффективные малообъемные смесители/В. В. Богданов, Е. И. Христофоров, Б. А. Клоцунг.-Л.: Химия, 1989. - 224 с.: ил.
9. Брагинский, Л.Н. Перемешивание в жидких средах / Л. Н. Брагинский, В. И. Бегачев, В. М. Барабаш. – Л.: Химия, 1984. – 336 с.
10. Ванников Н. В. Сбор и первичная обработка нефти и газа на промыслах за рубежом. М.: ГОСНИТИ, 1962. - 112 с.: ил.
11. Влагомер товарной нефти лабораторный УДВН-1л. Паспорт. УШЕФ.414432.002 ПС. – 7 с.
12. Влагомеры сырой нефти лабораторные ВСН-Л. Руководство по эксплуатации. ВСН-Л.00.00.000РЭ. – 13 с.
13. Власов В. Е., Гиневский А. С. Акустическое воздействие на аэродинамические характеристики турбулентной струи —«Изд. АН СССР Механика жидкости и газа», 1967, № 4. - С. 133—138.

14. Галустов В. С., Пажи Д. Г. Основы техники распыливания жидкостей Учебное пособие для вузов. - М.: Химия, 1984. - 256с.
15. Гиневский А. С. Интегральные методы решения задач свободной турбулентности-В кн. Промышленная аэродинамика. - М.: Оборонгиз, 1959. вып.15,212 с.
16. ГОСТ Р51858-2002 Нефть. Общие технические условия. - М.: Стандартиформ, 2002. – 12 с.
17. ГОСТ Р54284-2010. Национальный стандарт Российской Федерации. Нефти сырые. Определение воды кулонометрическим титрованием по Карлу Фишеру. - М.: Стандартиформ, 2012. – 12 с.
18. ГОСТ 21534-76. Межгосударственный стандарт. Нефть. Методы определения содержания хлористых солей. - М.: Стандартиформ, 1977. – 18 с.
19. ГОСТ 2477-2012. Межгосударственный стандарт. Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды. - М.: Стандартиформ, 2015.- 12 с.
20. ГОСТ 31734-2012. Межгосударственный стандарт. Топлива нефтяные. Метод определения воды и осадка методом центрифугирования. - М.: Стандартиформ, 2014. – 24 с.
21. ГОСТ 33703-2015. Межгосударственный стандарт. Нефть. Определение солей электрометрическим методом. - М.: Стандартиформ, 2017. – 16 с.
22. Гупта А. и др. Закрученные потоки: Пер. с англ. / Гупта А., Лилли Д., Сайред Н.— М.: Мир, 1987. – 588 с.
23. Дейли Д. Н. Механика жидкости, пер. с англ. М.: Энергия, 1971. - 480 С.
24. Дубов В. С. Распространение свободной закрученной струи в затопленном пространстве - В кн. Труды ЛПИ (Энергомашиностроение), 1955, № 176, С. 137-145.
25. Дытнерский Ю. И. Процессы и аппараты химической технологии (ч. 1, 2) /Ю. И. Дытнерский. - М. Химия, 2002. - 368с.
26. Елизарова Т. Г. Математические модели и численные методы в динамике жидкости и газа. М.: Физ. фак. МГУ, 2005. С. 122-130.
27. Жолобова Г. Н., Хисаева Е. М., Сулейманов А. А., Галиакбаров В. Ф. Совершенствование процессов подготовки нефти. [Электронный ресурс]// Электронный научный журнал Нефтегазовое дело. - 2010. – №1 – URL:

<http://ogbus.ru/article/sovershenstvovanie-processov-podgotovki-nefti/>.

28. Зарипов А. Г. Комплексная подготовка продукции нефтегазодобывающих скважин, т.1. М.: Моск. гос. горный ун-тет, 1996. - 216 с.

29. Ивановский В. Н., Сабиров А. А., Дарищев В. И., Камалетдинов Р. С. К вопросу об энергетических показателях в добыче нефти//Территория НЕФТЕГАЗ. – 2011. - №12. - С. 26 - 29.

30. Илизарова Л. И. Некоторые результаты измерения пульсаций скорости в начальном участке осесимметричной струи - В кн. Промышленная аэродинамика, 1966, вып. 27. - С. 111-120.

31. Использование средств компьютерного моделирования в курсах механики жидкости и газа: Учебно-методическое пособие / Сост. Кондранин Т. В., Ткаченко Б. К., Березникова М. В. и др. - М.- МФТИ, 2005. С. 15-20.

32. Ишмурзин А. А. Машины и оборудование системы сбора и подготовки нефти, газа и воды Уфа.: Изд. Уфим. нефт. ин-та, 1981. - 90 с.

33. Казьмин Т. Н., Гвоздецкий Л. А., Касаткин В. А., Семенов Б. С. Нефтеперерабатывающие заводы США. М.: Гостоптехиздат, 1962. - 334 с.

34. Калашников В. Н., Райский Ю. Д., Тункель Л. Е. О возвратном течении закрученной жидкости в трубе — «Изд. АН СССР Механика жидкости и газа», 1970, № 1. - С. 185—187.

35. Каспарьянц К. С., Петров А. А. Оценка эффективности различных методов обезвоживания и обессоливания нефти//Нефтяное хозяйство. - 1978. - №3.-С. 43 - 48.

36. Каспарьянц К. С. Процессы и аппараты для объектов промысловой подготовки нефти и газа. М.: Недра, 1977. - 254 с.

37. Клейтон В. Эмульсии, их теории и технические применения. М.: Химия, Издатинлит, 1950. - 679 с.

38. Коваленко О. В. Определение экономической эффективности производства и эксплуатации модернизированного оборудования. Методические указания по выполнению курсовой работы. Оренбург, 2006. – 23 с.

39. Конструирование и расчет машин химических производств. Учебник для вузов под. ред. Кольмана - Иванова Э. Э. М.: Машиностроение, 1985. - 408 с.



40. Крашенинников С. Ю., Секундов А. П. Связь между коэффициентом диффузии и эйлеровыми характеристиками турбулентности в различных потоках — «Изд. АН СССР Механика жидкости и газа», 1970. - № 1. - С. 74—82.
41. Левченко Д. Н., Бергштейн Н. В., Николаева Н. М. Технология обессоливания нефтей на нефтеперерабатывающих предприятиях. М.: Химия, 1985. - 168 с.
42. Левченко Д. Н., Бергштейн Н. В., Пинковский Я. И. Обессоливание нефти на нефтеперерабатывающих заводах: Тем. обзор. М.: ЦНИИТЭнефтехим, 1973. - 50 с.
43. Левченко Д. Н., Бергштейн Н. В., Худякова А. Д., Николаева Н. М. Эмульсии нефти с водой и методы их разрушения. М.: Химия, 1967. - 200 с.
44. Логинов В. И. Обезвоживание и обессоливание нефти. М.: Химия, 1979. - 216
45. Лойцянский Л. Г. Механика жидкости и газа. М.: Дрофа, 2003. С. 8-12.
46. Лурье М. В. Математическое моделирование процессов трубопроводного транспорта нефти, нефтепродуктов и газа. М.: Нефть и газ, 2003. - 336 с.
47. Лутошкин Г. С. Сбор и подготовка нефти, газа и воды// ООО ТИД Альянс. – 2005. – 319 с.
48. Львовский Е. Н. Статистические методы построения эмпирических формул. Учеб. пособие. М.: Высшая школа, 1982. - 224 с.
49. Ляховский Д. Н. Аэродинамика закрученных струй и ее значение для факельного процесса сжигания — В кн. Теория и практика сжигания газа Л.: Гостоптехиздат. 1958, С. 28 - 77.
50. Ляховский Д. Н. Аэродинамика струевых и факельных процессов — Теплопередача и аэродинамика, 1949, кн. 12, С. 72—79
51. Ляховский Д. Н. Влияние конструктивных параметров круглых горелок на их сопротивление и аэродинамику факела-Труды ЦКТИ, 1947, кн. 2, вып. 1, С.12-15.
52. Ляховский Д. Н. Кинематический ультрадиффузор и перспективы применения его в топочной технике — «Труды ЦКТИ Теплопередача и аэрогидродинамика» 1955, кн. 28, С. 3—168.
53. Ляховский Д. Н. Турбулентность в прямооточных и закрученных струях // Теория и практика сжигания газа. Л.: Недра, 1964. т. II. - С. 18-48.
54. Ляховский Д. Н., Фаловская Л. З. Аксиальный лопаточный закручиватель

- как элемент горелочного устройства - Энергомашиностроение, 1970, № 2, С. 23 - 26.
55. Маринин Н. С. Разгазирование и предварительное обезвоживание нефти в системах сбора. М.: Недра, 1982. - 171 с.
56. Матур М., Маккалум Н. Закрученные воздушные струи, вытекающие из лопаточных завихрителей — «Экспресс-информация Сер Теплоэнергетика», 1967, № 41, реф. 156, С. 1 — 42
57. Методика выполнения измерений «Деэмульгаторы нефтяных эмульсий. Деэмульгирующая способность» - ОАО «НИИнефтепромхим» - 2006. – 10 с.
58. Нечаев Е. В., Лубнин А. Ф. Механические топки для котлов малой и средней мощности. – Л.: Энергия, 1968. – 267 с.
59. Об утверждении методики по определению уровня арендной платы за нежилые здания (помещения): приказ Минстроя Рос. Федерации от 14 сент. 1992 г. № 209 // Российская газета. – 1992 – 16 окт. – С. 9.
60. Орлов П. И. Основы конструирования. Справочно-методическое пособие в 3-х книгах. Кн. 1. Изд. 2-е, перераб. и доп. М., "Машиностроение", 1977. - 623 с.
61. Оценка эффективности и выбор эффективных деэмульгаторов по объектам подготовки ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» УПН «Кыртаель»: отчет о НИР/ Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПечорНИПИнефть» в г.Ухте; утв. Даниленко А. Н.; рук. Кошелев Л. И.; исполн. Казарцев Е. В. [и др.]. – Ухта:, 2012 – 50 с. - № ГР 01840051145. Инв. № 04534333943.
62. Панченков Г. М., Цабек Л. Х. Поведение эмульсий во внешнем электрическом поле / Г. М. Панченков, Л. К. Цабек. - Москва: Химия, 1969. - 190 с.
63. Пат. 2538186 Российская Федерация, МПК F 17 D 3/12. Автоматическое устройство дозирования деэмульгатора /Сидоров Д. А., Казарцев Е. В., Коротков Ю. В., заявитель и патентообладатель ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг». – №2013111898/06. заявл. 15.03.2013, опубл. 10.01.2015, Бюл. №1. – 6 с.
64. Пат. 2643967 Российская Федерация, МПК B01F 5/04. Способ струеинжекционного смешения текучих сред и устройство для его осуществления / Быков И. Ю., Цхадая Н. Д., Казарцев Е. В., заявитель и патентообладатель ФГБОУ ВПО «Ухтинский государственный технический университет». – № 2015122686 /А.

заявл. 11.06.2015, опублик. 06.02.2018, Бюл. №04. – 14 с.

65. Пелевин Л. Л., Позднышев Г. Н., Мансуров Р. И. О классификации и оценке эффективности методов подготовки нефти//Нефтяное хозяйство. - 1975. - № 3. - С. 40.

66. Петров А. А. Обессоливание и обезвоживание нефтей. Куйбышев: Куйб. кн. изд-во, 1959. - 84 с.

67. Победря Б. Е., Георгиевский Д. В. Основы механики сплошной среды. Курс лекций. М.: ФИЗМАТЛИТ, 2006. С. 62-70.

68. Повх И. Л. Техническая гидромеханика. 2-е изд. доп. Л.: Машиностроение, 1976. - 504 с.

69. Позднышев Г. Н. Стабилизация и разрушение нефтяных эмульсий. М.: Недра, 1982. - 224 с.

70. РД 39-30-898-83. Инструкция по исследованию нефтей и нефтяных эмульсий с целью выдачи исходных данных для проектирования установок подготовки нефти. – Куйбышев.: Гипровостокнефть. – 1984. – 220 с.

71. Ребиндер П. А. Поверхностные явления в дисперсных системах. Коллоидная химия. Избранные труды. Л.: Изд-во Ленингр. ун-та, 1981. — 172 с.

72. Ребиндер П. А., Таубман А. Б. Замечания к вопросу об агрегативной устойчивости дисперсных систем//Коллоидный журнал.-1961. Т. 23 №3.-С. 359 -361.

73. Романенко И. В. Экономика предприятия/И. В. Романенко. – 2-е. изд., доп. – М.: Финансы и статистика, 2002. - 208 с.

74. Романков П. Г. Гидромеханические процессы химической технологии. Л: Химия, 1974. - 288 с.

75. Роуз В. Г. Закрученная осесимметричная турбулентная струя — «Труды ASME, Сер Е, Прикладная механика» (пер. с англ.), 1962.- т 29, - 11 с.

76. Руководство пользователя FlowVision CFD [Электронный ресурс] // сайт компании «ТЕСИС» посвященный программному продукту FlowVision: [сайт] [2019] URL:<https://flowvision.ru/ru/support-menu-header-ru/download-ru/category/8-dokumentatsiya-flowvision?download=155:rukovodstvo-polzovatelya-pdf-3-10-02/> (дата обращения 10.03.19).

77. Солнцев В. П. Экспериментальное исследование параметров

турбулентности в ядре свободной струи — В кн. Стабилизация пламени и развитие процесса сгорания в турбулентном потоке. М.: Оборонгиз, 1961. - С. 7-29.

78. Технический паспорт на смеситель статический ИХЛ СС. – Ижевск: ГОУ ВПО «Удмуртский государственный университет» - 2008. - 8 с.

79. Технологические расчеты установок переработки нефти: Учеб. пособие для вузов / Танатаров М. А., Ахметшина М. Н., Фасхутдинов Р. А. и др. М.: Химия, 1987, 352 с.

80. Тонкошуров Б. П., Серб-Сербина Н. Н., Смирнова А. М. Основы химического деэмульгирования нефтей / Под ред. П. А. Ребиндера. М.: Гостоптехиздат, 1946. - 69 с.

81. Тронов В. П., Грайфер В. И. Обезвоживание и обессоливание нефти. Казань: Тат. кн. изд-во, 1974. - 175 с.

82. Тронов В. П. Промысловая подготовка нефти за рубежом. – М.: Недра, 1983. - 224 с.

83. Тронов В. П. Промысловая подготовка нефти. – Казань: ФЭН, 2000.–416 с.

84. Тронов В. П. Разрушение эмульсий при добыче нефти. М.: Недра, 1974.- 272 с.

85. Учебно-методическое пособие [Электронный ресурс] // сайт компании «ТЕСИС» посвященный программному продукту FlowVision: [сайт] [2019] URL: <https://flowvision.ru/ru/support-menu-header-ru/download-ru/category/19-uchebniki-tutorial-vkhodyashchie-v-distributiv?download=149:uchebnik-3-10-02-pdf-rus/>

86. Усова Л. Н., Миннигалимов Р. З., Сафонов В. Е., Голубев М. В. Обоснование выбора рациональных точек подачи деэмульгатора в добываемую жидкость при путевом сбросе воды//Нефтегазовое дело. – 2007. - №1. [Электронный ресурс]: URL: <http://www.ogbus.ru>.

87. Устименко Б. П., Ткацкая О. С. Аэродинамика закрученной струи — В кн. Проблемы теплоэнергетики и прикладной теплофизики. - Алма-Ата: Наука, 1970, вып. 6, С. 211—216.

88. Фадеева, В. И. Основы аналитической химии. Практическое руководство [Текст]: учебное пособие для вузов / В. И. Фадеева, Т. Н. Шеховцова, В. М. Иванов и др.; под ред. Ю. А. Золотова. // М.: Высш. шк. - 2001. - 463 с.

89. Фарахов Т. М. Оценка эффективности статических смесителей насадочного типа / Т. М. Фарахов, А. Г. Лаптев // Вестник Казанского государственного энергетического университета. – 2011. - №4. - С. 20 - 24.

90. Фигуровский Н. А. Седиментометрический анализ. М.: Изд. АН СССР, 1948. - 332 с.

91. Фурлетов В. И. Воздействие звуковых колебаний на турбулентную струю газа — «Изд. АН СССР Механика жидкости и газа», 1969. - № 5 - С. 166—170.

92. Хинце И. О. Турбулентность. – М.: Физматгиз, 1968. – С. 680.

93. Холланд Ф., Чапман Ф. Химические реакторы и смесители для жидкофазных процессов: Пер. с англ./Под ред. Ю. М. Жорова. М.: Химия, 1974.- 208 с.

94. Чаусов Ф. Ф. Отечественные статические смесители для непрерывного смешивания жидкостей. // Химическое и нефтегазовое машиностроение. – 2009. - №3. - С. 11-14.

95. Чефранов К. А. Электрообезвоживание и электрообессоливание нефтей / К. А. Чефранов. - Москва; Ленинград: Гостоптехиздат, 1948. - 104 с.: ил.

96. Чугаев Р. Р. Гидравлика. Л.: Энергоиздат., 1982. – 672 с.

97. Шабашев Е. Ф., Солдаткин Б. И. Разработка ООО НПП "Контэкс" технологических комплексов - путь повышения эффективности работы установок подготовки нефти, газа и воды // СФЕРА НЕФТЕГАЗ. – 2008. - №2. - С. 166 -172.

98. Шлихтинг, Г. Теория пограничного слоя / Г. Шлихтинг //Москва, Наука, - 1974. – 712 с.

99. Экспериментальное исследование затопленных струй при низких числах Рейнольдса/ В. В. Леманов, В. И. Терехов, К. А. Шаров, А. А. Шумейко / Письма в ЖТФ. - 2013, том 39, вып. 9. - С. 34-40.

100. Fisher Vee-Ball™ V150, V200 and V300 Rotary Control Valves / Product Bulletin-51.3: Vee-Ball // Emerson Process Management. - May 2012. – 16 p.

101. Havard Devold. Oil and gas production handbook: an introduction to oil and gas production / H. Devold.- Oslo: ABB Oil and Gas, 2009 - 116 p.

102. H. Mathies, T. Sobisch, D. Lerche// A new method for rapid classification of demulsifiers to separate crude oil-water emulsions.- Proceedings of 4th International

- Conference on Oil and Gas Chemistry, - Tomsk, West Siberia, Russia, October 2-6, 2000, 1 - 5 p.
103. Hussein K Abdel-Aal, Khaled Zohdy, Maha Abdelkfgreem. Waste Management in Crude Oil Processing: Crude Oil Dehydration and Desalting//International Journal of Waste Resources, 08/2018 - P. 1-4, ISSN: 2252-5211.
104. Maier P. Turbulenzmessungen an isothermen Drallfreistrahlen — «Forsch Ing Wes», 1969, Bd 35, № 4, S 101.
105. Maier P. Untersuchung isothermen drallbehafteter Freistrahlen // «Forsch Ing Wes». 1968. № 5. S. 133-164.
106. Mcnaught Oval Gear Flowmeter Mechanical Model 025 (1”) // Instruction Manual. – Sydney, Australia, INST-025M\_R4.-11/2012 – 8 p.
107. Norman P. Lieberman. Troubleshooting Process Plant Control// A John Wiley & Sons, Inc. Publication, Hoboken: New Jersey, -2009 - 221 p, ISBN 978-0-470-42514-5.
108. OPERATION AND MAINTENANCE MANUAL. OPERATION MANUAL. Volume II. CPF. - 8015-0151-SECL-00-000-PC-MN-00002\_01 – 816 p.
109. Shell Dehydration Manual. Shell International Oil Products B.V. – Amsterdam, January 1999 – 134 p.
110. Tauscher W., Mathys P.//Paper presented at the First European Conference on Mixing and Centrifugal Separation, Cambridge, England, September 9-11, 1974. - 38 p.
111. Watermann L. C. Crude Desalting: Why and How // Hydrocarbon Processing. 1965. Vol. 44. № 2. P. 133-138.
112. West Qurna Field 2-nd Phase Project (Early Oil Phase). OIL DESALTING SYSTEM (TRAIN 07). DESALTER PACKAGE (1ST STAGE). 8015-0151-SECL-22-215-PC-PD-07001//Piping and Instrument Diagram. – Seoul, Korea: SAMSUNG ENGINEERING COMPANY Ltd. – 2014. – 1 p.
113. West Qurna Field 2-nd Phase Project (Early Oil Phase). Piping and Instrument Diagram//SAMSUNG ENGINEERING COMPANY Ltd-Seoul, Korea - February 2014.-534 p.
114. West Qurna Field 2-nd Phase Project (Early Oil Phase). 22-215-01/03/05/07/09-PK-001. DESALTER PACKAGE. DESALTER VESSEL (V01/V02).– 8015-0151-22-PO-45-0009-4269-D01-00201 // ENGINEERING DRAWING.– Seoul, Korea: SAMSUNG ENGINEERING COMPANY Ltd.– 06/2012.–1 p.

## Приложение А

### Программа и протокол техсовета по НИР

СОГЛАСОВАНО

Главный инженер  
ТПП «ЛУКОЙЛ - Усинскнефтегаз»  
ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»

  
В. В. Никитасъ  
« 20 » 01 2012 г.

УТВЕРЖДАЮ

Заместитель директора  
филиала по добыче нефти  
ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»  
«ПечорНИПИнефть» в городе Ухте

  
Д. А. Сидоров  
« 20 » 01 2012 г.

Начальник отдела подготовки нефти  
ТПП «ЛУКОЙЛ - Усинскнефтегаз»  
ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»

  
Ф. Ф. Кучуков  
« 20 » 01 2012 г.

#### ПРОГРАММА


проведения научно-исследовательских работ по объектам  
ТПП «ЛУКОЙЛ - Усинскнефтегаз»  
«Оценка эффективности применяемых дезмульгаторов и подбор  
эффективных дезмульгаторов для объектов подготовки  
ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»

РАЗРАБОТАНО:

Начальник отдела СП и ТНГВ  
филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»  
«ПечорНИПИнефть» в городе Ухте

  
Л. И. Кошелев  
« 15 » 01 2012г.

Заведующий ЛХАИ  
филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»  
«ПечорНИПИнефть» в городе Ухте

  
М. И. Пасынкова  
« 15 » 01 2012г.



1	2	3	4
	температура отстоя – 35 °С (1 ступень); – 70 °С (2 ступень); базовая дозировка - 30 г/т.		
11.6.	Оформление и предоставление Заказчику результатов работы по объекту (п. 3.4.1-3.4.2)	18.10.2012- 25.10.2012	ОСПТНГВ филиал «ПечорНИПИнефть»
11.7.	Разработка и согласование программ ОПИ (п. 3.4.3.) после согласования акта подбора с ТПП «ЛУКОЙЛ - Усинскнефтегаз»	В течении 15 дней	ОСПТНГВ филиал «ПечорНИПИнефть»
<b>12. КСП-74</b>			
12.1.	Сбор информации об объекте (п. 3.1.1, 3.1.3)	01.10.2012- 01.11.2012	ОСПТНГВ филиал «ПечорНИПИнефть»
12.2.	Предоставление информации по запросу ОСПТНГВ филиала «ПечорНИПИнефть» (п. 3.1.1, 3.1.3)	01.10.2012- 01.11.2012	ОПН ТПП «ЛУКОЙЛ - Усинскнефтегаз»
12.3.	Ревизия мест отбора проб, указанных в приложении № 12 на соответствие ГОСТ 2517-85. При несоответствии или отсутствии мест отбора проб – установка пробоотборных устройств (п.3.2.3)	01.10.2012- 20.10.2012	ОПН ТПП «ЛУКОЙЛ - Усинскнефтегаз»
12.4.	Проверка мест отбора проб на соответствие требованиям ГОСТ 2517-85, отбор проб нефтяной эмульсии и воды, поступающих на объект с составлением акта. Уточнение параметров работы объекта (п.п.3.2.3 – 3.2.4).	21.10.2012- 26.10.2012	ОСПТНГВ филиал «ПечорНИПИнефть»
12.5.	Проведение лабораторных исследований с выдачей актов (п.3.2.5, 3.2.6, 3.3), при фактических условиях: время отстоя – 60 мин (1 ступень); температура отстоя – 35 °С (1 ступень); базовая дозировка - 28 г/т.	27.10.2012- 15.11.2012	ЛХАИ филиал «ПечорНИПИнефть»
12.6.	Оформление и предоставление Заказчику результатов работы по объекту (п. 3.4.1-3.4.2)	15.11.2012- 25.11.2012	ОСПТНГВ филиал «ПечорНИПИнефть»
12.7.	Разработка и согласование программ ОПИ (п. 3.4.3.) после согласования акта подбора с ТПП «ЛУКОЙЛ - Усинскнефтегаз»	В течении 15 дней	ОСПТНГВ филиал «ПечорНИПИнефть»
12.8.	Подготовка и выдача Заказчику годового отчёта	25.11.2012- 10.12.2012	ОСПТНГВ филиал «ПечорНИПИнефть»

Исполнители:

Главный технолог отдела СП и ТНГВ  
филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»  
«ПечорНИПИнефть» в городе Ухте  
Инженер 2 категории отдела СП и ТНГВ  
филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»  
«ПечорНИПИнефть» в городе Ухте

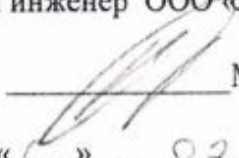
  


Е. В. Казарцев

С. Г. Канев



Утверждаю  
 Первый заместитель генерального директора  
 Главный инженер ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»

  
 \_\_\_\_\_ М.М. Бондаренко  
 « 6 » 02 \_\_\_\_\_ 2013г.

**ПРОТОКОЛ № 30**  
**Технического совета ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»**

«24» января 2013г.

г. Усинск

**Присутствовали:**

Заместитель начальника отдела добычи нефти	Г.Н.Кузьминский
Главный энергетик	Д.Ю. Шайдуров
Главный механик	С.В. Резников
Ведущий инженер отдела добычи нефти	И.И.Юсупов
Руководитель группы организации производства	Ю.В.Моисеенко
Ведущий инженер отдела подготовки и реализации нефти и газа	Н.В.Комиссаров
Руководитель группы ТИТДН ОДН	С.С. Рябов
Ведущий инженер отдела управления экономической эффективностью деятельности, методологии и отчетности	А.Г.Бабаян
<b>от ТПП «ЛУКОЙЛ-Ухтанефтегаз» (селекторная связь)</b>	
Начальник отдела добычи нефти	А.В. Кулеш
Ведущий инженер отдела подготовки нефти	А.Д.Неробелов
<b>от ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз» (селекторная связь)</b>	
Руководитель группы добычи нефти и газа	С.Ф. Зубанков
<b>от Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПечорНИПИнефть»</b>	
Заместитель директора по добычи нефти	Д.А. Сидоров
Главный специалист отдела защиты от коррозии	Д.Г.Даниленко
Главный технолог отдела сбора, подготовки и транспорта нефти, газа и воды	Е.В.Казарцев

**Повестка дня:**

1. Оценка эффективности применяемых деэмульгаторов и подбор эффективных деэмульгаторов для объектов подготовки ООО «ЛУКОЙЛ-Коми».

*Докладчик: Е.В.Казарцев, филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПечорНИПИнефть»*

*Инициатор: Ю.Н.Охотский*

2. Оценка эффективности применяемых ингибиторов коррозии и подбор эффективных ингибиторов коррозии, поглотителей сероводорода, ингибиторов солейотложений и бактерицидов

Докладчик: Д.Г.Даниленко, С.К.Ким, филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»  
«ПечорНИПИнефть»

Инициатор: Е.Г.Сычев

3. Разработка мероприятий и научное сопровождение технологий ингибиторной защиты ВСО, мониторинг и классификация состава отложений с рабочих органов ГНО осложненного фонда скважин месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»

Докладчик: Д.Г.Даниленко, С.К.Ким, филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»  
«ПечорНИПИнефть»

Инициатор: Е.Г.Сычев

**После выступления докладчиков и обмена мнениями между членами технического совета, приняты следующие РЕШЕНИЯ:**

**По 1 вопросу:**

1.1. Провести Технические советы, обсудить рекомендации, выданные филиалом ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПечорНИПИнефть» и принять технологические решения: оптимальные параметры процесса деэмульсации, составить мероприятия по снижению ожельного расхода деэмульгаторов до рекомендуемых филиалом «ПечорНИПИнефть».

Ответственный: Д.А. Сидоров, Никитась В.В., Тетерин А.С.

Срок исполнения: 1-я декада марта 2013

**По 2 вопросу:**

2.1. Определить точки для установки байпасов с целью определения ручейковой коррозии по объектам ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз».

Ответственный: В.В. Никитась, Д.А. Сидоров

Срок исполнения: 10.02.2013г.

2.2. Дать рекомендации по замене трубопроводов и учесть данную информацию при планировании 2014-2015 гг

Ответственный: Д.А. Сидоров, В.В. Никитась

Срок исполнения: 10.02.2013г.

**По 3 вопросу:**

3.1. Провести расчеты совместимости закачиваемых вод системы ППД и попутно добываемой воды по скважинам с отмеченными отложениями солей на рабочих органах ГНО. Дать рекомендации по предупреждению солейотложений.

Ответственный: Д.А. Сидоров.

Срок исполнения: 10.02.2013г.

Начальник отдела добычи нефти




Е.Г. Сычев

## Приложение Б Программа ОПИ

СОГЛАСОВАНО:

Начальник промысла филиала  
«ЛУКОЙЛ Мид - Ист Лтд.»


  
 \_\_\_\_\_ В. Ф. Щербяк / Э. Б. Данильянц  
 « 01 » 11 2018г.

«УТВЕРЖДАЮ»

Главный инженер филиала  
«ЛУКОЙЛ Мид - Ист Лтд.»

  
 \_\_\_\_\_ В. В. Рогачев  
 « 01 » 11 2018г.

Начальник УППН филиала  
«ЛУКОЙЛ Мид - Ист Лтд.»

  
 \_\_\_\_\_ Ю. С. Топчиенко / И. Т. Замилов  
 « 01 » 11 2018г.



### ПРОГРАММА

опытно-промышленных испытаний  
проточного струеинжекционного смесителя  
на УПН «Мишриф» м/р Западная Курна-2»  
филиала «ЛУКОЙЛ Мид-Ист Лтд.»

РАЗРАБОТАНО:

Руководитель технологической службы УППН  
филиала «ЛУКОЙЛ Мид - Ист Лтд.»

  
 \_\_\_\_\_ Е. В. Казарцев  
 « 01 » 11 2018г.

Научный руководитель:

Доктор т.н., профессор  
Зав. кафедрой МОН и ГП УГТУ

  
 \_\_\_\_\_ И. Ю. Быков  
 « 01 » 11 2018г.



## 1. Основание для проведения работ

Опытно-промышленные испытания (ОПИ) экспериментальных образцов проточного струейноинжекционного смесителя (ПСИС) проводятся на основании:

- решений совещания по вопросу сокращения дозировки деэмульгатора 15.07.2017г;
- решений совещания по вопросу ограничения добычи нефти из-за роста обводненности от 02.04.2018 г;
- ходатайства Ухтинского государственного технического университета (УГТУ), письмо вх. № 3442/МЕ от 24.09.2018г.

## 2. Общие положения

В соответствии с проектными решениями, для улучшения промывки нефти от хлористых солей при ее обессоливании, на УПН «Мишриф» практикуется повышение перепада давления на смесительных клапанах ступеней блока обессоливания до 1 бар, где за счет увеличения стойкости вновь образуемой нефтяной эмульсии при смешивании, увеличивается обводненность нефти на выходе с блока обессоливания. В зависимости от ситуации с качеством подготовки нефти, приходится или снижать содержание хлористых солей при повышенном содержании воды или снижать обводненность при повышенном солесодержании.

Таким образом, в текущем процессе обессоливания нефти до требуемых норм качества имеется определенное ограничение, не позволяющее одновременно снижать содержание воды и хлористых солей, устранить которое должен позволить принципиально новый способ струейноинжекционного смешения [1].

Суть струейноинжекционного смешения, в отличие от большинства способов смешения с помощью статических смесителей, заключается в организации турбулентности не за счет локального перепада давления потока обрабатываемой нефти, а за счет организации многоструйной инъекции и формирования вихревых потоков промывной воды в ламинарном потоке нефти без образования ощутимого перепада давления на смесителе.

Доля воды, фактически расходуемой на цели обессоливания, на текущий момент достигает 6%, а доля промывной воды, теоретически обоснованная материальным балансом, составляет 3% (Таблица 1)

Таблица 1 – Материальный баланс потоков блока обессоливания

Ст. обессоливания	Наименование потоков	Содержание солей в воде, ppm	Доля воды, %	Содержание солей в потоке, ppm
1-я ступень	Нефтяная эмульсия на входе	125000	2,0%	2500
	Промывная вода со 2-й ст.	14006	<b>3,0%</b>	420
	Смесь (нефть+промыв. вода)	76134	5,0%	3807
	Нефть на выходе	76134	0,7%	533
2-я ступень	Нефтяная эмульсия на входе	76134	0,7%	533
	Свежая промывная вода	600	<b>3,0%</b>	18
	Смесь (нефть+пресная вода)	14006	4,0%	560
	Нефть на выходе	14006	<b>0,2%</b>	<b>30</b>

Данное расхождение в объемах фактического и теоретического потребления промывной воды объясняется тем, что не весь объем промывной воды участвует в процессе разбавления хлористых солей, а часть этого объема служит стесняющим рабочим агентом, способствующим контакту капель пресной и соленой воды, что достаточно хорошо описано в литературе [2].

Определенная гидродинамика струй формируемых ПСИС должна позволить оптимально распределить капли промывной воды в объеме нефти, обеспечив минимизацию ее потребления.

## 3. Предполагаемый эффект от внедрения ПСИС

### 3.1 Технологический эффект:

- сокращение потребления промывной воды для целей обессоливания нефти;
- снижение гидравлических сопротивлений по технологической цепочке тех. линии;
- снижение устойчивости нефтяной эмульсии за счет снижения эффекта диспергирования промывной воды в смесителе;
- ускорение седиментации капель воды и разделения нефтяной эмульсии;

- повышение и стабилизация качества подготавливаемой нефти;
- увеличение производительности блока обессоливания и в целом технологической линии подготовки нефти;
- упрощение процесса обессоливания за счет отсутствия необходимости в регулировании перепада давления на смесителе.

### 3.2 Экономический эффект:

- снижение потребляемой мощности питающего насоса технологической линии за счет снижения перепада давления на смесителе;
- отказ от использования питающих насосов на вновь проектируемых линиях подготовки нефти (сокращение капитальных и операционных затрат);

## 4. Цель работ

Экспериментальные исследования процесса обессоливания нефти с определением возможности устранения несовершенства штатного статического смесителя и повышения эффективности процесса обессоливания через использование принципиально нового способа промывки с помощью проточного струеинжекционного смесителя (ПСИС) с определением его оптимальных параметров.

## 5. Методика эксперимента

### 5.1 Критерии оценки оптимальной работы смесителя

Основными показателями, характеризующими процесс смешивания, являются интенсивность и эффективность, а также затраты энергии на осуществление самого процесса.

Повышение интенсивности процесса смешивания жидкостей позволяет повысить производительность оборудования, но это всегда связано с повышением энергетических затрат, а технологический эффект от интенсификации смешивания ограничен строго определенными пределами. Поэтому интенсивность перемешивания следует определять исходя из условий достижения максимального технологического эффекта при минимальных энергозатратах.

В соответствии с этими принципами оптимизации гидродинамической структуры смешиваемых потоков, работа смесителя на блоке обессоливания должна обеспечивать достаточную эффективность при низкой интенсивности смешивания.

**Интенсивность** смешивания,  $I$  [3] представляет собой энергию, которую необходимо затратить на перемешивание единицы объема ( $Nп/V$ ) или массы ( $Nп/\rho Q$ ) жидкости в единицу времени для достижения определенного качества смеси.

Как видно из определения, интенсивность смешивания является удельным показателем работы смесителя и больше подходит для оценки работы статических смесителей, в которых перепад давления создается уже для смеси компонентов, а ввод добавочного компонента осуществляется заранее, без создания ощутимого перепада давления вводимому потоку. В нашем случае, повышенный перепад давления будет создаваться как раз для потока вводимого компонента, а для потока смеси он будет не ощутим. Выигрыш в энергозатратах будет обеспечиваться за счет гораздо меньшего (на два порядка) объемного расхода компонента по отношению к объемному расходу основного потока, поэтому более показательным критерием количественной оценки работы инжекционных смесителей являются энергозатраты, для случая с ПСИС гидравлическая мощность смесителя будет складываться из энергозатрат нефтяного и водяного потоков:

$$Nп = \Delta Pн Vн + \Delta Pв Vв, \quad (1)$$

где  $\Delta Pн$ ,  $\Delta Pв$  – перепады давления нефтяного и водяного потоков, Па;  $Vн$ ,  $Vв$  – объемные расходы нефтяного и водяного потоков, м<sup>3</sup>/с

В струеинжекционном смесителе, перепады на смесителе потоков нефти  $\Delta Pн$  и воды  $\Delta Pв$  будут определяться в соответствии со схемой рисунка 1:

$$\Delta Pн = Pн - Pс \text{ и } \Delta Pв = Pв - Pс, \quad (2)$$

где  $Pн$ ,  $Pв$ ,  $Pс$  – давления потоков нефти, воды и смеси, Па.

В итоге, количественный показатель оценки работы смесителя определяется как:

$$Nп = Vн(Pн - Pс) + Vв(Pв - Pс), \quad (3)$$

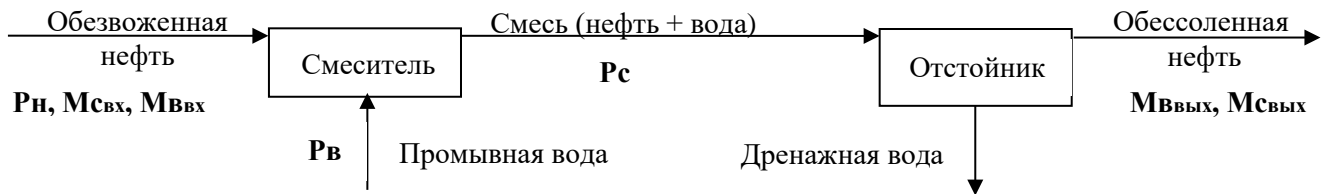


Рисунок 1 – Схема к определению характеристик процесса смешивания

Под **эффективностью** смешивания понимают технологический эффект, характеризующий качество проведения процесса [5], и так как в каждом конкретном случае требуется достижение определенного эффекта, то и мера оценки эффективности в каждом случае должна быть индивидуальна. Для общего случая перемешивания гетерогенных систем эффективность процесса определяется степенью дисперсности фазы в среде, однако в нашем случае, при смешивании протекают процессы диспергирования и эмульгирования, поэтому параметрами оценки должны быть микрохарактеристики потока: дисперсный состав и межфазная поверхность. Таким образом дисперсность фаз не является однозначным критерием эффективности процесса обессоливания, так как высокая эффективность должна быть связана с высокой дисперсностью и стойкостью эмульсии, что негативно отражается на процессе деэмульсации. Кроме этого, эффективность смешивания зависит от большого количества значимых переменных, таких как характеристики двух потоков: плотность, вязкость, расход, поверхностное натяжение сред, схема организации потоков и геометрия устройства, в рассматриваемом случае эффективность смешивания целесообразно оценивать по двум конечным показателям эффективности процесса – по степени обессоливания и по кратности увеличения обводненности вновь образованной эмульсии.

Зная концентрации хлористых солей в нефти до и после обессоливания, степень обессоливания определяется как отношение минерализации воды в обессоленной нефти к ее минерализации в исходной нефти [6, 7]:

$$\delta_c = 1 - \frac{M_{свых}}{M_{свх}}, \quad (4)$$

где  $M_{свх}$ ,  $M_{свых}$  – содержание хлористых солей в воде нефти на входе и на выходе, кг;

Кратность увеличения обводненности нефти определяется аналогично, отношением конечного к начальному влагосодержанию:

$$\delta_v = \frac{M_{ввых}}{M_{ввх}}, \quad (5)$$

где  $M_{ввх}$ ,  $M_{ввых}$  – содержание воды в нефти и в обессоленной нефти, кг.

В подавляющем большинстве случаев хлориды растворены в пластовой воде, хотя в литературе встречается информация о хлористых солях в кристаллическом виде [5], в данном случае можно этим пренебречь и определять степень обессоливания пропорционально степени обезвоживания (при определении материального баланса используется метод пропорции из курса аналитической химии), т.е. при всех прочих равных условиях степень обессоливания зависит от эффективности промывки. В таком случае эффективность промывки  $\varepsilon_p$  от солей заключается в степени снижения концентрации хлоридов в каплях воды, распределенных в нефти.

$$\varepsilon_p = \delta_c \mid \delta_v = \min \quad (6)$$

Если теоретически рассчитанный минимально необходимый объем промывной воды по материальному балансу соответствует 100% (идеальный вариант смешивания), тогда фактический объем промывной воды должен быть обратно пропорционален коэффициенту эффективности использования промывной воды.

$$K_{эв} = V_{вт} / V_{вф}, \quad (7)$$

где  $V_{вт}$ ,  $V_{вф}$  – теоретический и фактический объем промывной воды.

В нашем случае, когда теоретически обоснованная доля воды - 3%, а по факту - 6%, то коэффициент использования воды с помощью штатного смесительного клапана составляет 50%.

## 5.2 Экспериментальный образец смесителя

Основным элементом конструкции ПСИС (Рисунок 2), формирующим определенную гидродинамическую структуру смешиваемых потоков, являются смесительные трубки с вводными отверстиями. При этом допускается, что процесс объединения потоков, выходящих из смесительных трубок в конфузор сборной камеры, несколько не ухудшает качество смеси, усредняя ее. Так как все смесительные трубки ПСИС имеют одинаковую конструкцию, принято,

что и условия смешения в трубках одинаковы, поэтому достаточно рассмотреть в качестве экспериментального образца одну смесительную трубку, заключенную в камеру.

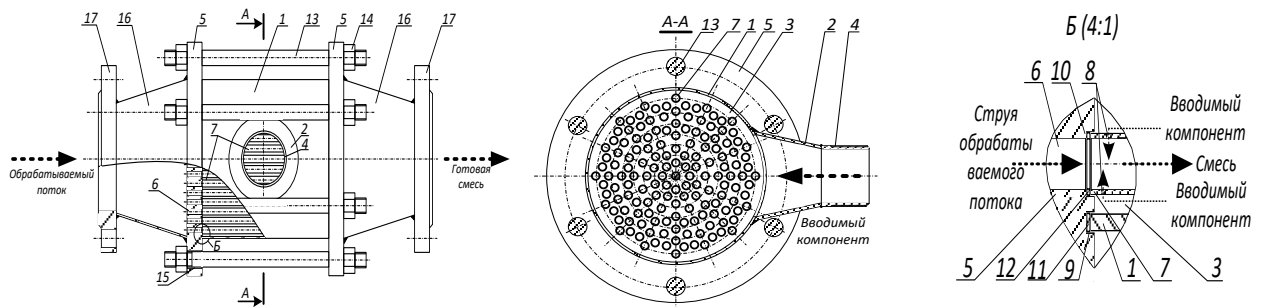


Рисунок 2 - Конструкция проточного струеинжекционного смесителя

1 – корпус; 2 – патрубков; 3 – полость; 4 – штуцер; 5 – крышки; 6 – отверстия; 7- трубки; 8 – вводимые отверстия; 9,10 – кольцевые пазы; 11,12 – кольцевые прокладки; 13 – шпильки; 14 – гайки; 15 – монтажные отверстия; 16 – патрубки; 17 – фланцы.

На рисунке 3 представлен сборочный чертеж экспериментального образца смесителя. Основной элемент экспериментального образца - смесительная трубка, имеет с обеих сторон резьбовые части для сборки всей конструкции, а в стенке трубки, на поверхности свободной от резьбы, равноудаленно друг от друга располагаются каналы вводимых отверстий, выполненные для радиального и тангенциального ввода промывной воды под различными углами атаки к направлению обрабатываемого потока -  $90^\circ$  и  $45^\circ$  ( $135^\circ$ ). Предполагается несколько вариантов исполнения смесительных трубок с вводимыми отверстиями с направлением струй компонента: перекрестно основному потоку ( $90^\circ$ ), по потоку ( $135^\circ$ ) и против основного потока ( $45^\circ$ ). Остальные детали служат для фиксации всех элементов экспериментального образца относительно друг друга и герметизации сборки, являются серийно выпускаемыми сантехническими трубопроводными деталями.

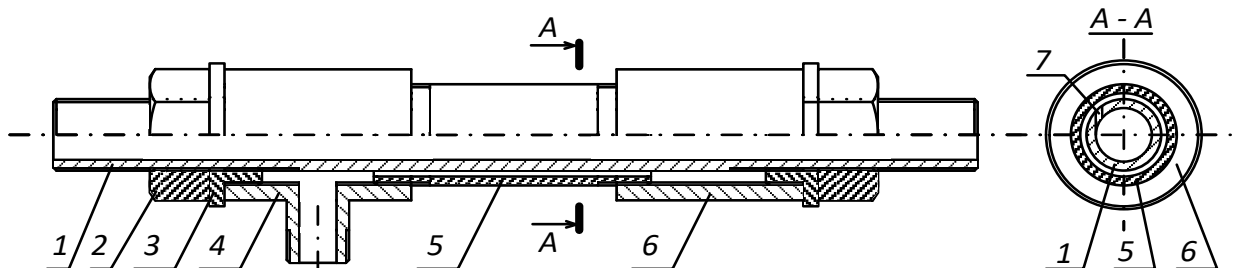


Рисунок 3 - Конструкция экспериментального образца смесителя

1 – трубка; 2 - контргайка; 3 – переходник; 4 - тройник; 5 – бочонок; 6 – муфта; 7 – отверстие.

### 5.3 Состав и принцип работы экспериментального стенда

Экспериментальный стенд выполняется на базе 1-й ступени блока обессоливания технологической линии (ТЛ) УПН, выведенной из работы и находящейся в резерве. Для проведения эксперимента определенное оборудование ТЛ загружают небольшим расходом по нефти, с сохранением естественного температурного режима, т.е. без нагрева и без использования питающего насоса, за счет давления 3,5 бар в сепараторе среднего давления МР нефть подается непосредственно на 1-ю ступень блока обессоливания, минуя теплообменники 2-й и 3-й стадии нагрева по шлангу. На блок обессоливания подается пресная промывная вода с расходом 5% от объема нефти. Потoki обезвоженной нефти и промывной воды смешиваются в смесителе и направляются для разделения в десолтер через маточник на уровне 950 мм. Десолтер 1-й ступени обессоливания используется в режиме обычного гравитационного отстойника, без использования электрического поля. После обессоливания нефть выводится из десолтера через штатный пробоотборник на уровне 1150 мм в закрытую дренажную систему, тем самым обеспечивая требуемое время отстоя в десолтере и показательность отбираемых проб.

На рисунке 4 представлена принципиальная схема 1-й ступени блока обессоливания с интегрированным экспериментальным образцом смесителя, выполненная на основании проектной схемы [8], а на рисунке 5 место установки стенда на 3D-модели ТЛ.

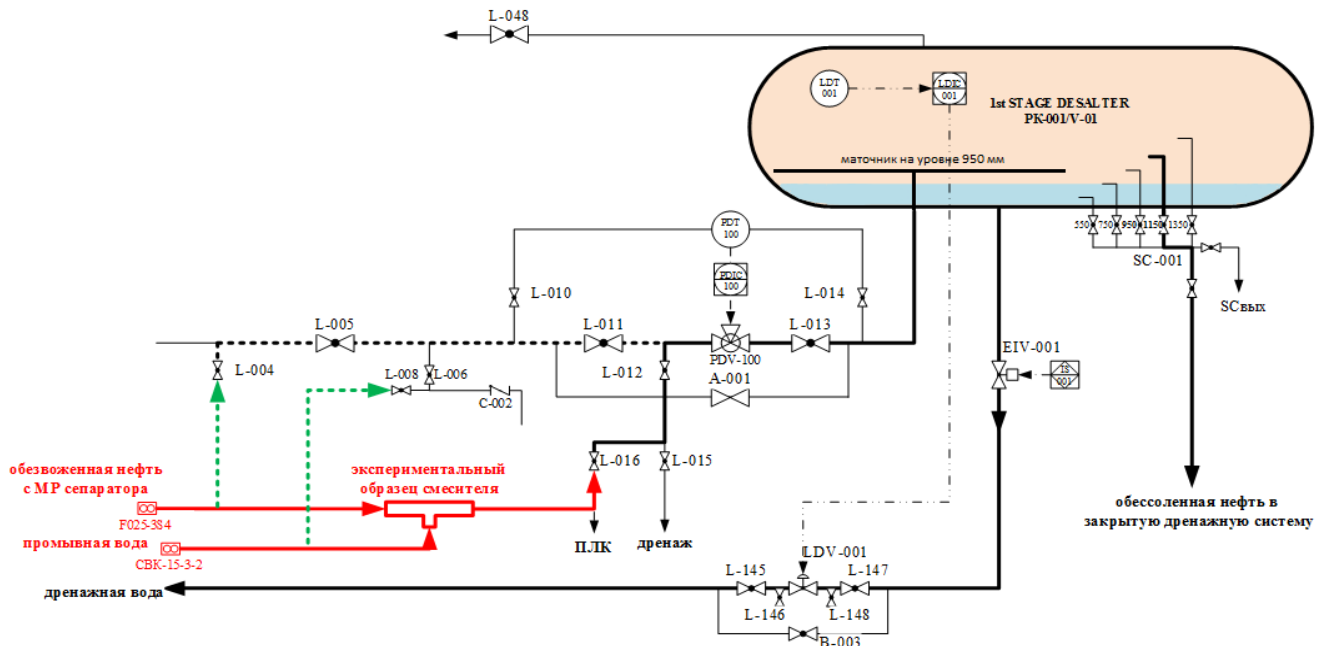


Рисунок 4 – Схема интеграции экспериментального смесителя  
 ----- существующие линии и оборудование; - - - - - тестовые линии и оборудование;  $L_{отстоя}$  – высота зоны отстоя нефти;  $L_{воды}$  – межфазный уровень (уровень воды).

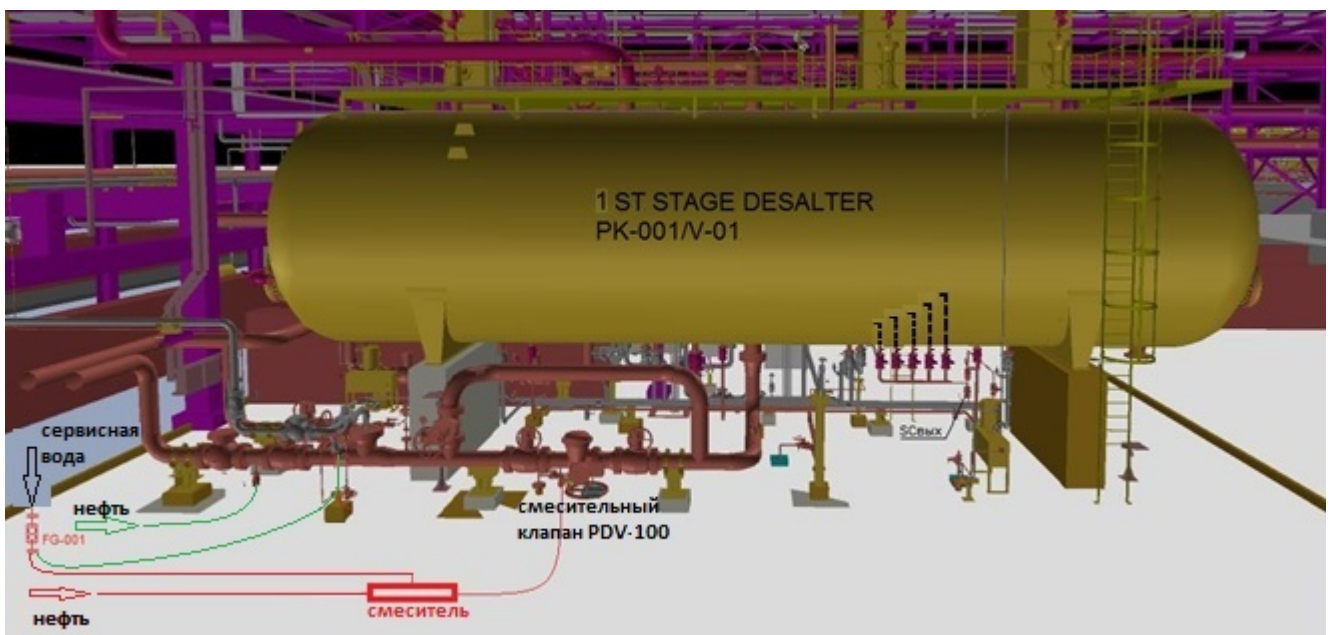


Рисунок 5 – Место установки стенда на 3D-модели ТЛ  
 - - - - - подключение шлангов для испытания штатного смесителя PDV-100; - - - - - подключение шлангов для испытания экспериментальных образцов ПСИС.

Для контроля перепада давления потоков как на штатном (клапан PDV-100) так и на экспериментальном смесителе (ПСИС) используется штатный дифференциальный датчик давления PDT-100. Для отбора проб нефти на выходе из зоны отстоя, объем которой определяется расчетом, используется штатный пробоотборник 215-SC-001 десолтера [9]. Для отбора проб исходной нефти используется пробоотборник 210-SC-002, установленный на выходе нефти из МР сепаратора. Расход нефти, проходящей через блок обессоливания, контролируется с помощью роторного расходомера F025-3S4 Maspaught, в месте подключения стенда с помощью шлангов к МР сепаратору, а расход промывной воды по бытовому водосчетчику СВК-15. Межфазный уровень в отстойнике контролируется по радарному уровнемеру LDT-001 и поддерживается стабильно на одном уровне за счет открытия регулирующего клапана LDV-001.

#### 5.4 Пересчет параметров работы смесителя для условий эксперимента.

В связи с тем, что конструктивные размеры основного элемента ПСИС - натурального образца смесительной трубки соответствуют его экспериментальному образцу, масштабный переход



здесь не требуется, необходима только адаптация параметров работы ступени обессоливания к гидродинамическим характеристикам потоков в одной трубке. Для переноса фактических параметров УПН произведен соответствующий пересчет геометрических и гидравлических характеристик рабочих параметров экспериментального стенда (таблица 2).

Таблица 2 – Пересчет параметров оборудования из фактических условий в экспериментальные

№ п/п	Параметры работы	Ед. изм	Значения	
			УПН	Стенд
1	Внутренний диаметр трубы	мм	250	16
2	Площадь поперечного сечения трубы	м <sup>2</sup>	0,04906	0,00020
3	Скорость потока в трубе	м/с	2,689	
4	Часовой расход эмульсии	м <sup>3</sup> /ч	475	2
5	Мгновенный расход нефти	л/с	131,9	0,540
6	Объем отстойника	м <sup>3</sup>	230	
7	Высота зоны отстоя нефти	м	3	0,2
8	Длина отстойника (условно)	м	16,6	
9	Объем зоны отстоя нефти	м <sup>3</sup>	117	0,480
10	Время отстоя	мин	15	
11	Доля промывной воды от объема нефти	%	6	
12	Расход промывной воды	л/мин	475	2,0
		м <sup>3</sup> /ч	28,5	0,12

## 6. План проведения эксперимента

Важным условием эксперимента является его проведение при постоянных параметрах деэмульсации: температуре, времени отстоя и влагосодержании нефти, т. е. при устоявшемся режиме. При этом, необходимо обеспечить репрезентативность проб, повторяемость и воспроизводимость анализов. Полученные результаты проходят обработку с целью исключения заведомо ложных результатов (промахов) и интерпретацию.

Для проведения эксперимента подготовлен подробный план, являющийся неотъемлемой частью данной программы (Таблица 3).

Таблица 3 – План мероприятий по проведению ОПИ смесителей

№ п/п	Наименование мероприятий	Сроки исполнения	Ответств. исполнитель
1	2	3	4
<b>1</b>	<b>Подготовительный этап</b>		
1.1	Подготовить материалы для подключения образцов смесителей с помощью быстроразъемных соединений (БРС)	до начала ОПИ	Оператор ТУ
1.2	Подготовить действующее оборудование ТЛ и экспериментальные образцы смесителей к установке	до начала ОПИ	Оператор ТУ
1.3	Подготовить ТЛ с требуемыми технологическими параметрами	за 4 часа до начала ОПИ	Оператор ПУ
1.4	Освободить дренажную емкость 451-02-V-002 до минимального уровня	за 4 часа до начала ОПИ	Оператор ТУ
1.5	Подготовить заявку в ХАЛ на дополнительные анализы проб нефти на содержание воды и хлоридов из точек 210-SC-002 и 215-SC-001 на весь период испытаний	до начала ОПИ	Технолог УПН
<b>2</b>	<b>Этап испытания штатного смесителя (регулируемый клапан PDV-100)</b>		
2.1	Собрать технологическую схему экспериментального стенда на ТЛ для испытания штатного смесителя: - линию выхода нефти с МР сепаратора со счетчиком нефти, с помощью шлангов 1” с БРС-м/п подключить к крану L-004; - линию подачи воды, с помощью шланга 1” с БРС-м/п подключить к дренажному крану L-008. - опрессовать и проверить на наличие утечек БРС.	до начала ОПИ	Оператор ТУ

1	2	3	4
2.2	Проверить открытие L-004, 005, 011, 013, 010, 014, 008, 006, 145,147 и закрытие L-016, 015, 048, А-001, В-003	до начала ОПИ	Оператор ТУ
2.3	Отрегулировать работу ТЛ и вывести экспериментальный стенд на режим по схеме: теплообменник №1 → МР сепаратор → Смеситель → 1-й Десолтер → Дренажная емкость → Резервуар ТК-003. - расход нефти 2 м <sup>3</sup> /ч (контроль по счетчику нефти, регулируется на месте шаровым краном пробоотборника МР сепаратора); - расход промывной воды – 2,0 л/мин (по водосчетчику); - температура нефти в МР сепараторе и 1-м десолтере 60°С (поддерживается за счет поступления свежей нефти в ТО-1); - уровень воды во 1-м десолтере -20%; - давление в МР сепараторе – 3,5 атм; - перепад давления на клапане 215-PDV-100 - 1 бар; - зафиксировать степень открытия всех органов управления соответствующие требуемым параметрам стенда.	в ходе ОПИ	Оператор ПУ Оператор ТУ
2.4	Установить степень открытия клапана PDV-100 соответствующую перепаду давления в 1 бар (PDT-100)	в ходе ОПИ	Оператор ПУ
2.5	Контролировать расход промывной воды по водосчетчику	в ходе ОПИ	Оператор ТУ
2.6	Отобрать пробу нефти входящего потока в точке 210-SC-002 и доставить в ЛХА	в ходе ОПИ	Оператор ТУ
2.7	Отобрать пробы нефти выходящего потока в точке 215-SC-001 не ранее чем через 30 мин после отбора пробы на входе	в ходе ОПИ	Оператор ТУ
2.8	Выполнить анализ проб на содержание воды и хлоридов	в ходе ОПИ	Лаборант ХА
2.9	При получении достоверных и стабильных результатов закончить данный этап, разобрать технологическую схему стенда и перейти к следующему этапу	По окончании ОПИ	Персонал УПН
<b>3</b>	<b>Этап испытания образца смесителя с радиальным вводом (R-45)</b>		
3.1	Собрать технологическую схему экспериментального стенда на ТЛ для испытания смесителя с отверстиями для радиального ввода воды с углом атаки 45° (R-45)	до начала ОПИ	Оператор ТУ
3.2	Проверить открытие L-016, 012, 013, 010, 014, 114, 147 и закрытие L-004, 005, 008, 006, 048, А-001, В-003	до начала ОПИ	Оператор ТУ
3.3	Отрегулировать работу ТЛ и вывести экспериментальный стенд на режим по схеме: Теплообменник №1 → МР сепаратор → Смеситель → 1-й Десолтер → Др. емкость → ТК-003. - расход нефти 2 м <sup>3</sup> /ч (по счетчику нефти); - расход промывной воды – 2,0 л/мин (по водосчетчику); - температура нефти в МР сепараторе и 1-м десолтере 60°С (поддерживается за счет подачи свежей нефти в ТО-1); - уровень нефти в МР сепараторе – 50%; - уровень воды в МР сепараторе – 15 %; - уровень воды в 1-м десолтере -20% ; - давление в МР сепараторе – 3,0 бар; - перепад давления на клапане 215-PDV-200 - 0 бар; - зафиксировать степень открытия всех органов управления	в ходе ОПИ	Оператор ПУ Оператор ТУ
3.4	Контролировать расход промывной воды по водосчетчику	в ходе ОПИ	Оператор ТУ
3.5	Отобрать пробы нефти входящего потока в точке 210-SC-002 и доставить в ЛХА, в количестве не менее 3-х с промежутком между отборами 15 мин	в ходе ОПИ	Оператор ТУ

1	2	3	4
3.6	Отобрать пробы нефти выходящего потока в точке 215-SC-002 через 15 мин после отбора проб нефти входящего потока, в количестве не менее 3-х с промежутком в 15 мин	в ходе ОПИ	Оператор ТУ
3.7	Выполнить анализ проб на содержание воды и хлоридов	в ходе ОПИ	Лаборант ХА
<b>4</b>	<b>Этап испытания образца смесителя с радиальным вводом (R-90)</b>		
4.1	При получении достоверных и стабильных результатов заменить образец смесителя на образец с отверстиями для радиального ввода воды с углом атаки 90° (R-90)	в ходе ОПИ	Оператор ТУ
4.2	Направить поток нефти через образец смесителя R-90 с параметрами стенда по п. 3.3	в ходе ОПИ	Оператор ТУ
4.3	Контролировать расход промывной воды по водосчетчику	в ходе ОПИ	Оператор ТУ
4.4	Отобрать пробы нефти входящего потока в точке 210-SC-002 и доставить в ЛХА, в количестве не менее 3-х с промежутком между отборами 15 мин	в ходе ОПИ	Оператор ТУ
4.5	Отобрать пробы нефти выходящего потока в точке 215-SC-002 через 15 мин после отбора проб нефти входящего потока, в количестве не менее 3-х с промежутком 15 мин	в ходе ОПИ	Оператор ТУ
4.6	Выполнить анализ проб на содержание воды и хлоридов	в ходе ОПИ	Лаборант ХА
<b>5</b>	<b>Этап испытания образца смесителя с радиальным вводом (R-135)</b>		
5.1	При получении достоверных и стабильных результатов заменить образец смесителя на образец с отверстиями для радиального ввода воды с углом атаки 135° (R-135)	в ходе ОПИ	Оператор ТУ
5.2	Направить поток нефти через образец смесителя R-135 с параметрами стенда по п. 3.3	в ходе ОПИ	Оператор ТУ
5.3	Контролировать расход промывной воды по водосчетчику	в ходе ОПИ	Оператор ТУ
5.4	Отобрать пробы нефти входящего потока в точке 210-SC-002 и доставить в ЛХА, в количестве не менее 3-х с промежутком между отборами 15 мин	в ходе ОПИ	Оператор ТУ
5.5	Отобрать пробы нефти выходящего потока в точке 215-SC-002 через 15 мин после отбора проб нефти входящего потока, в количестве не менее 3-х с промежутком в 15 мин	в ходе ОПИ	Оператор ТУ
5.6	Выполнить анализ проб на содержание воды и хлоридов	в ходе ОПИ	Лаборант ХА
<b>6</b>	<b>Этап испытания образца смесителя с тангенциальным вводом (T-45)</b>		
6.1	При получении достоверных и стабильных результатов заменить образец смесителя на образец с отверстиями для тангенциального ввода воды с углом атаки 45° (T-45)	в ходе ОПИ	Оператор ТУ
6.2	Направить поток нефти через образец смесителя T-45 с параметрами стенда по п. 3.3	в ходе ОПИ	Оператор ТУ
6.3	Контролировать расход промывной воды по водосчетчику	в ходе ОПИ	Оператор ТУ
6.4	Отобрать пробы нефти входящего потока в точке 210-SC-002 и доставить в ЛХА, в количестве не менее 3-х с промежутком между отборами 15 мин	в ходе ОПИ	Оператор ТУ
6.5	Отобрать пробы нефти выходящего потока в точке 215-SC-002 через 15 мин после отбора проб нефти входящего потока, в количестве не менее 3-х с промежутком в 15 мин	в ходе ОПИ	Оператор ТУ
6.6	Выполнить анализ проб на содержание воды и хлоридов	в ходе ОПИ	Лаборант ХА
<b>7</b>	<b>Этап испытания образца смесителя с тангенциальным вводом (T-90)</b>		
7.1	При получении достоверных и стабильных результатов заменить образец смесителя на образец с отверстиями для тангенциального ввода воды с углом атаки 90° (T-90)	в ходе ОПИ	Оператор ТУ
7.2	Направить поток нефти через образец смесителя T-90 с параметрами стенда по п. 3.3	в ходе ОПИ	Оператор ТУ
7.3	Контролировать расход промывной воды по водосчетчику	в ходе ОПИ	Оператор ТУ

1	2	3	4
7.4	Отобрать пробы нефти входящего потока в точке 210-SC-002 и доставить в ЛХА, в количестве не менее 3-х с промежутком между отборами 15 мин	в ходе ОПИ	Оператор ТУ
7.5	Отобрать пробы нефти выходящего потока в точке 215-SC-002 через 15 мин после отбора проб нефти входящего потока, в количестве не менее 3-х с промежутком в 15 мин	в ходе ОПИ	Оператор ТУ
7.6	Выполнить анализ проб на содержание воды и хлоридов	в ходе ОПИ	Лаборант ХА
<b>8</b>	<b>Этап испытания образца смесителя с тангенциальным вводом (Т-135)</b>		
8.1	При получении достоверных и стабильных результатов заменить образец смесителя на образец с отверстиями для тангенциального ввода воды с углом атаки 135° (Т-135)	в ходе ОПИ	Оператор ТУ
8.2	Направить поток нефти через образец смесителя Т-135 с параметрами стенда по п. 3.3	в ходе ОПИ	Оператор ТУ
8.3	Контролировать расход промывной воды по водосчетчику	в ходе ОПИ	Оператор ТУ
8.4	Отобрать пробы нефти входящего потока в точке 210-SC-002 и доставить в ЛХА, в количестве не менее 3-х с промежутком между отборами 15 мин	в ходе ОПИ	Оператор ТУ
8.5	Отобрать пробы нефти выходящего потока в точке 215-SC-002 через 15 мин после отбора проб нефти входящего потока, в количестве не менее 3-х с промежутком в 15 мин	в ходе ОПИ	Оператор ТУ
8.6	Выполнить анализ проб на содержание воды и хлоридов	в ходе ОПИ	Лаборант ХА
<b>9</b>	<b>Заключительный этап</b>		
9.1	Освободить экспериментальный стенд от жидкости в дренаж и снизить давление до атмосферного	по окончании ОПИ	Оператор ТУ
9.2	Демонтировать и разобрать экспериментальный стенд со смесителем, восстановить штатную схему работы технологического оборудования ТЛ	по окончании ОПИ	Оператор ТУ
9.3	Проанализировать результаты испытаний и подготовить акт по результатам проведения ОПИ	по окончании ОПИ	Руководитель технл. службы

**Список использованных источников:**

1. Пат. 2643967 Российская Федерация, МПК В01F 5/04. Способ струеинжекционного смешения текучих сред и устройство для его осуществления / Быков И. Ю., Цхадая Н. Д., Казарцев Е. В., заявитель и патентообладатель ФГБОУ ВПО «Ухтинский государственный технический университет». – № 2015122686 /А. заявл. 11.06.2015, опубл. 06.02.2018, Бюл. №04. – 1 с.
2. Технология обессоливания нефтей на нефтеперерабатывающих предприятиях. Левченко Д. Н., Бергштейн Н. В., Николаева Н. М. М.: Химия, 1985. 168 с.
3. Ю.И. Дытнерский. Процессы и аппараты химической технологии (ч.1,2)/Ю.И. Дытнерский. - М. Химия, 2002. - 368с.
4. Фарахов Т. М. Оценка эффективности статических смесителей насадочного типа //Вестник Казанского государственного энергетического университета. – 2011. - №4. - с. 20-24.
5. Брагинский, Л.Н. Перемешивание в жидких средах / Л.Н. Брагинский, В.И. Бегачев, В.М. Барабаш. – Л. : Химия, 1984. – 336 с.
6. Жолобова Г.Н., Хисаева Е.М., Сулейманов А.А., Галиакбаров В.Ф. Совершенствование процессов подготовки нефти. // Электронный научный журнал Нефтегазовое дело. - 2010. – №1 – Электронный ресурс: <http://ogbus.ru/article/sovershenstvovanie-processov-podgotovki-nefti/>.
7. Технологические расчеты установок переработки нефти: Учебное пособие для вузов / Тантаров М. А., Ахметшина М.Н., Фасхутдинов Р. А. и др. М.: Химия, 1987. 352 с.
8. CPF-MISHRIF. PIPING AND INSTRUMENT DIAGRAM. OIL DESALTING SYSTEM (TRAIN 01). DESALTER PACKAGE (1<sup>ST</sup> STAGE). - 8015-0151-SECL-22-215-PC-PD-01001.
9. 22-215-01/03/05/07/09-ПК-001. DESALTER PACKAGE. DESALTER VESSEL (V01/V02). ENGINEERING DRAWING. – 8015-0151-22-PO-45-0009-4269-D01-00201.








**Приложение Г**  
**Акт по результатам ОПИ**



**LUKOIL MID-EAST LIMITED**


**СОГЛАСОВАНО:**

Начальник промысла филиала  
ЛУКОЙЛ Мид - Ист Лтд.


 В. Ф. Щербяк / Э. Б. Данильяни  
«16» 03 2019 г.

**«УТВЕРЖДАЮ»**

Главный инженер филиала  
ЛУКОЙЛ Мид - Ист Лтд.

 В. В. Рогачев  
«16» 03 2019 г.

Начальник ЦПС филиала  
ЛУКОЙЛ Мид - Ист Лтд.

 Ю. С. Топчиенко / И. Т. Замилов  
«16» 03 2019 г.



**АКТ**

по результатам опытно-промышленных испытаний  
проточного струеинжекционного смесителя  
на УПН «Мишриф» м/р Западная Курна-2»  
филиала ЛУКОЙЛ Мид-Ист Лтд.

**Подготовил:**

Руководитель технологической службы ЦПС  
филиала ЛУКОЙЛ Мид - Ист Лтд.

 Е. В. Казарьев  
«15» 03 2019 г.

Басра, 2019

## 1. Основание для проведения работ

Опытно-промышленные испытания (ОПИ) экспериментальных образцов проточного струеинжекционного смесителя проводились на основании:

- ходатайства Ухтинского государственного технического университета (УГТУ), письмо вх. № 3442/МЕ от 24.09.2018г;

- программы ОПИ проточного струеинжекционного смесителя на УПН «Мишриф» м/р Западная Курна-2, согласованной и утвержденной руководством филиала ЛУКОЙЛ Мид-Ист Лтд.

## 2. Цель опытно-промышленных испытаний

Основной целью ОПИ являются экспериментальные исследования процесса обессоливания нефти в промысловых условиях с использованием принципиально нового способа промывки с помощью проточного струеинжекционного смесителя (ПСИС) с определением его оптимальных параметров.

Для достижения поставленной цели при проведении ОПИ ставились следующие задачи:

- сравнение по известным критериям оценки работы штатного статического смесителя и экспериментальных образцов ПСИС;

- определение зависимости степени обессоливания от направления ввода и углов атаки струй промывной воды экспериментальных образцов ПСИС;

- определение зависимости кратности диспергирования от направления ввода и углов атаки струй промывной воды экспериментальных образцов ПСИС;

- определение оптимальной конструкции вводных отверстий.

## 3. Описание экспериментальных смесительных устройств

На рисунке 1 представлен сборочный чертеж экспериментального образца смесителя. Основной элемент экспериментального образца - смесительная трубка, имеет с обеих сторон резьбовые части для сборки всей конструкции, а в стенке трубки на поверхности, свободной от резьбы, равноудаленно друг от друга располагаются каналы вводных отверстий формирующие струи промывной воды. Каждая смесительная трубка имеет каналы, выполненные для радиального или тангенциального ввода промывной воды под углами атаки по потоку ( $45^\circ$ ), с перекрестным током ( $90^\circ$ ) и противотоком ( $135^\circ$ ) к обрабатываемому потоку. Остальные детали служат для фиксации всех элементов экспериментального образца относительно друг друга и герметизации сборки, являются серийно выпускаемыми сантехническими трубопроводными деталями.

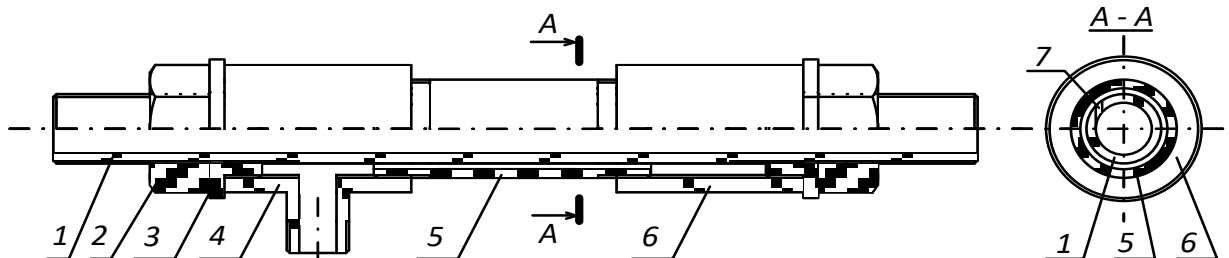


Рисунок 1 - Конструкция экспериментального образца смесителя

1 – смесительная трубка; 2 - контргайка; 3 – переходник; 4 - тройник; 5 –сгон; 6 – муфта; 7 – вводное отверстие.

В соответствии с конструкцией были изготовлены экспериментальные образцы со смесительными трубками под разные углы атаки струй промывной воды для радиального и тангенциального ввода (Рисунки 2 и 3). Изменение углов атаки струй воды с  $45^\circ$  на  $135^\circ$  выполнялось изменением направления потока нефти простым переключением шлангов. На каждом экспериментальном образце использовались только три соседних отверстия.



Рисунок 2 - Экспериментальный образец смесителя в сборе на примере R-45 (R-135)



а)



б)



в)



г)

Рисунок 3. Внешний вид смесительных трубок с обозначением вводных отверстий  
 а - радиального ввода  $45^\circ$  ( $135^\circ$ ); б - радиального ввода  $90^\circ$ ; в - тангенциального ввода  $45^\circ$  ( $135^\circ$ );  
 г - тангенциального ввода  $90^\circ$ .



#### 4. Описание экспериментального стенда

Экспериментальный стенд был выполнен на базе 1-й ступени блока обессоливания технологической линии (ТЛ) №7 УПН, выведенной из работы и находящейся в резерве. Для проведения эксперимента ТЛ загружалось небольшим расходом по нефти, с сохранением естественного температурного режима, т.е. без нагрева и без использования питающего насоса, за счет давления 3,5 атм в сепараторе среднего давления (МР сепаратор) нефть подавалась непосредственно на 1-ю ступень блока обессоливания, минуя теплообменники 2-й и 3-й стадии нагрева по шлангу. На блок обессоливания подавалась пресная промывная вода с расходом 5% от объема нефти. Потоки обезвоженной нефти и промывной воды смешивались в смесителе и направлялись для разделения в аппарат-обессоливатель (десолтер) фирмы CAMERON (Japan) через маточник на уровне 950 мм. Десолтер 1-й ступени обессоливания использовался в режиме обычного гравитационного отстойника, без использования электрического поля. После обессоливания нефть выводилась из десолтера через штатный пробоотборник на уровне 1150 мм в закрытую дренажную систему, тем самым обеспечивая требуемое время отстоя в десолтере и показательность отбираемых в ходе эксперимента проб.

На рисунке 4 представлена принципиальная схема 1-й ступени блока обессоливания с интегрированным экспериментальным образцом смесителя, выполненная на основании проекта.

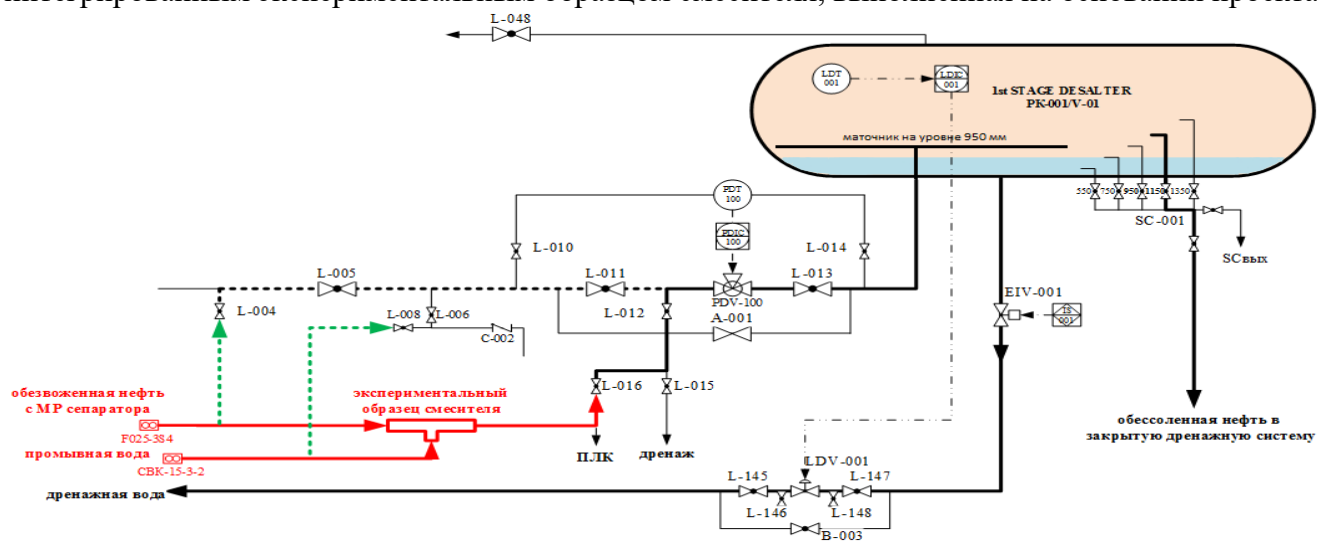


Рисунок 4 – Схема интеграции экспериментального смесителя в 1-ю ст. блока обессоливания  
 ----- существующие линии и оборудование; - - - - - тестовые линии и оборудование;  $L_{отстоя}$  – высота зоны отстоя нефти;  $L_{воды}$  – межфазный уровень (уровень воды).

Для контроля перепада давления потоков как на штатном - клапан PDV-100 (модель FISHER V300/10"/DVC6200F), так и на экспериментальном смесителе (ПСИС) использовался штатный дифференциальный датчик давления PDT-100 (модель EMERSON-ROSEMOUNT 3051CD). Для отбора проб нефти на выходе из зоны отстоя, объем которой определяется расчетом, использовался штатный пробоотборник 215-SC-001 десолтера. Для отбора проб исходной нефти использовался пробоотборник 210-SC-002, установленный на линии выхода нефти из МР сепаратора. Расход нефти, проходящей через блок обессоливания, контролируется с помощью роторного расходомера F025-3S4 Macnaught (таблица 1), установленного в месте подключения стенда с помощью шлангов к МР сепаратору (рисунок 5), а расход промывной воды по бытовому водосчетчику СВК-15-3-2. Межфазный уровень в отстойнике контролировался по радарному уровнемеру LDT-001 (модель EMERSON 5302FA) и поддерживается стабильно на одном уровне за счет регулирующего клапана LDV-001 (модель FISHER EZ/667/DVC6200F).

Таблица 1 – Характеристики роторного расходомера F025-3S4 Macnaught

Характеристики	Значения
Диапазон расхода	от 6 до 120 л/мин
Диапазон рабочей температуры	от -10 до +80°C
Максимальное рабочее давление	3500 кПа
Погрешность измерения	± 1%



а)



б)

Рисунок 5 – Роторный расходомер с овальными шестернями F025-3S4 Macnaught  
а – внешний вид; б – место подключения к трубопроводу выхода нефти с МР сепаратора.

В связи с тем, что конструктивные размеры основного элемента ПСИС - натурального образца смесительной трубки соответствуют его экспериментальному образцу и масштабный переход здесь не потребовался, параметры работы стенда стабильно поддерживались на одном уровне в соответствии с адаптированными характеристиками ступени обессоливания, приведенных к гидродинамическим характеристикам потоков в одной трубке (Таблица 2).

Таблица 2 – Пересчет параметров оборудования из фактических условий в экспериментальные

№ п/п	Параметры работы	Ед. изм	Значения	
			УПН	Стенд
1	Внутренний диаметр трубы	мм	250	16
2	Площадь поперечного сечения трубы	м <sup>2</sup>	0,04906	0,00020
3	Скорость потока в трубе	м/с	2,689	
4	Часовой расход эмульсии	м <sup>3</sup> /ч	475	2
5	Мгновенный расход нефти	л/с	131,9	0,540
6	Объем отстойника	м <sup>3</sup>	230	
7	Высота зоны отстоя нефти	м	3	0,2
8	Длина отстойника (условно)	м	16,6	
9	Объем зоны отстоя нефти	м <sup>3</sup>	117	0,480
10	Время отстоя	мин	15	
11	Доля промывной воды от объема нефти	%	5	
12	Расход промывной воды	л/мин	396	1,6

## 5. Проведение опытно-промышленных испытаний

В период с 02 по 07 февраля 2019 на действующей УПН «Мишриф» нефтяного месторождения Западная Курна – 2 в Республике Ирак, в соответствии с планом проведения эксперимента, являющимся неотъемлемой частью программы ОПИ, были проведены следующие этапы испытаний смесителей (рисунок б):

- испытание штатного смесительного клапана;
- испытание образца ПСИС с тангенциальным вводом воды с противотоком;
- испытание образца ПСИС с тангенциальным вводом воды с перекрестным током;
- испытание образца ПСИС с тангенциальным вводом воды по потоку;
- испытание образца ПСИС с радиальным вводом воды с противотоком;

- испытание образца ПСИС с радиальным вводом воды с перекрестным током;
- испытание образца ПСИС с радиальным вводом воды по потоку.

Испытания проводились на незадействованной (запасной) ТЛ-7 с характеристиками реального сырья, химреагентов и других ресурсов, которые используются в производстве УПН. Пробы нефти отбирались согласно ГОСТ 2517-2012 со штатных мест отбора, применялись стандартные методы лабораторного анализа: для определения содержания воды - ASTM D 4928, а для определения содержания хлористых солей - ASTM D 3230 – см. акт отбора и анализов проб нефти от 22 февраля 2019 г.

Важным условием эксперимента являлось его проведение при постоянных параметрах деэмульсации: температуре, давлении и расходе нефти, т. е. при устоявшемся режиме, что обеспечило репрезентативность проб, повторяемость и воспроизводимость анализов. Полученные результаты проходили обработку с целью исключения заведомо ложных результатов (промахов) и интерпретацию.

Пробы нефти отбирались по истечении не ранее 15 минут после произведенных изменений, временной промежуток между отборами проб входящего и выходящего потоков также составлял не менее 15 минут – что соответствовало времени прохождения потока по стенду и обеспечивало чистоту эксперимента.

Результаты эксперимента сведены в таблицу 3 и представлены на графике рисунка 7.

## 6. Интерпретация и анализ результатов

Анализируя полученные в ходе эксперимента результаты отмечена их достаточная достоверность, так как они обладают хорошей сходимостью и нет больших отклонений в пределах одного этапа при одинаковых условиях. Исключением здесь является результат анализа содержания воды пробы нефти, отобранной в 15:45 05/02/2019, который является явно ошибочным, так как выпадает из логики эксперимента – минерализация воды не может увеличиться после процесса обессоливания, поэтому он в расчет не взят.

В рассматриваемом случае эффективность смешивания оценивалась по двум конечным показателям технологической эффективности процесса – по степени обессоливания и по кратности увеличения обводненности вновь образованной эмульсии (диспергирования).

Имея результаты по содержанию воды и хлористых солей в нефти до и после обессоливания, рассчитывалась минерализация капель воды, содержащейся в нефти до и после обессоливания, далее степень обессоливания определялась как отношение минерализации капель воды в обессоленной нефти к ее минерализации в исходной нефти:

$$\delta c = 1 - \frac{M_{сввых}}{M_{свх}}, \quad (1)$$

где  $M_{свх}$ ,  $M_{сввых}$  – содержание хлористых солей в воде нефти на входе и на выходе, кг;

Кратность увеличения обводненности нефти определялось аналогично, отношением конечного к начальному влагосодержанию:

$$\delta v = \frac{M_{вввых}}{M_{ввх}}, \quad (2)$$

где  $M_{ввх}$ ,  $M_{вввых}$  – содержание воды в нефти и в обессоленной нефти, кг.

Достаточно низкая степень обессоливания образцов Т-45 и R-45 по сравнению с Т-135 и R-135 может объясняться большей неравномерностью распределения вводимого компонента по сечению основного потока при прямооточке смешиваемых жидкостей по сравнению с повышенным вихреобразованием при противотоке (Рисунок 8). Образцы с радиальным вводом при попутном токе (R-45) также имеют меньшую степень обессоливания по сравнению с противотоком (R-135). Минимальная степень обессоливания нефти образца Т-45 может быть вызвана пристенным характером распределения вводимого компонента по сечению основного потока. Результат высокой кратности увеличения обводненности нефти для образца R-45 является не показательным, так как обусловлен сильно обезвоженной нефтью на входе в блок обессоливания – 0,06% при средней обводненности этого потока в дни эксперимента – 0,47%. Этапы испытаний с перекрестным током струй как для тангенциального, так и для радиального направлений ввода промывной воды показали средние результаты как по степени обессоливания, так и по кратности увеличения обводненности.





а)



б)



в)



г)

Рисунок 6. Оборудование экспериментального стенда на УПН «Мишриф»  
 а – точка подключения промывной воды с водосчетчиком; б – место подключения экспериментального смесителя; в – действующее оборудование блока обессоливания ТЛ-7 УПН (обессоливатель со штатным смесителем); г – экспериментальные смесители и водосчетчик с коннекторами.

Таблица 3 - Результаты опытно-промышленных испытаний смесителей на блоке обессоливания нефти УПН "Мишриф" м/р Западная Курна -2

Дата	Тип смесителя	Обозначение смесителя	Качественные показатели до обессоливания				Качественные показатели после обессоливания				Степень обессоливания, %	Кратность увеличения обводненности, раз	Угол атаки струй, °
			Время	Содержание примесей			Время	Содержание примесей					
				Вода, %	Соли, мг/кг	Соли в воде, мг/кг		Вода, %	Соли, мг/кг	Соли в воде, мг/кг			
02.02.2019	Штатный смеситель	PDV-100	17:25	0,45	1010	224500	18:00	0,90	1071	119000	47%	2,1	-
			17:40	0,50	1123	224600	18:15	1,05	1260	120000			
			17:55	0,55	1236	224700	18:30	1,20	1450	120800			
			среднее	<b>0,500</b>	<b>1123</b>	<b>224600</b>	среднее	<b>1,050</b>	<b>1260</b>	<b>119933</b>			
03.02.2019	Экспериментальный смеситель с вводом струй тангенциально с противотоком	T-135	14:55	0,30	674	224667	15:15	0,50	51	10200	95%	1,8	135°
			15:15	0,25	561	224400	15:30	0,49	51	10408			
			15:30	0,25	561	224400	15:45	0,47	50	10638			
			среднее	<b>0,267</b>	<b>599</b>	<b>224489</b>	среднее	<b>0,487</b>	<b>51</b>	<b>10415</b>			
04.02.2019	Экспериментальный смеситель с вводом струй тангенциально с перекрестным током	T-90	15:15	0,50	1123	224600	15:30	0,85	638	75000	66%	1,5	90°
			15:30	0,50	1124	224750	15:45	0,80	656	82000			
			15:45	0,55	1236	224665	16:00	0,80	576	72000			
			среднее	<b>0,525</b>	<b>1180</b>	<b>224672</b>	среднее	<b>0,800</b>	<b>616</b>	<b>77000</b>			
05.02.2019	Экспериментальный смеситель с вводом струй тангенциально по потоку	T-45	15:45	0,60	1348	224667	16:00	0,90*	2043	227000*	15%	1,4	45°
			16:00	0,80	1797	224625	16:15	1,09	2061	189083			
			16:15	0,80	1797	224625	16:30	1,15	2235	194348			
			среднее	<b>0,800</b>	<b>1797</b>	<b>224639</b>	среднее	<b>1,120</b>	<b>2148</b>	<b>191715</b>			
06.02.2019	Экспериментальный смеситель с вводом струй радиально противотоком	R-135	15:30	0,15	337	224667	15:45	0,45	366	81333	39%	1,3	135°
			15:45	0,70	1573	224714	16:00	0,43	471	109535			
			16:00	0,10	225	225000	16:15	0,36	791	219722			
			среднее	<b>0,317</b>	<b>712</b>	<b>224794</b>	среднее	<b>0,413</b>	<b>543</b>	<b>136863</b>			
07.02.2019	Экспериментальный смеситель с вводом струй радиально по потоку	R-45	10:00	0,05	112	224000	10:15	0,26	443	170385	23%	3,9	45°
			10:15	0,05	112	224000	10:30	0,22	369	167727			
			10:30	0,075	168	224000	10:45	0,21	372	177143			
			среднее	<b>0,058</b>	<b>131</b>	<b>224000</b>	среднее	<b>0,230</b>	<b>395</b>	<b>171752</b>			
07.02.2019	Экспериментальный смеситель с вводом струй радиально с перекрестным током	R-90	15:00	0,15	337	224450	15:15	0,25	379	151525	33%	1,8	90°
			15:15	0,13	291	224205	15:30	0,23	345	149965			
			15:30	0,10	224	224380	15:45	0,22	331	150533			
			среднее	<b>0,127</b>	<b>284</b>	<b>224345</b>	среднее	<b>0,233</b>	<b>352</b>	<b>150674</b>			

\* - некорректные результаты

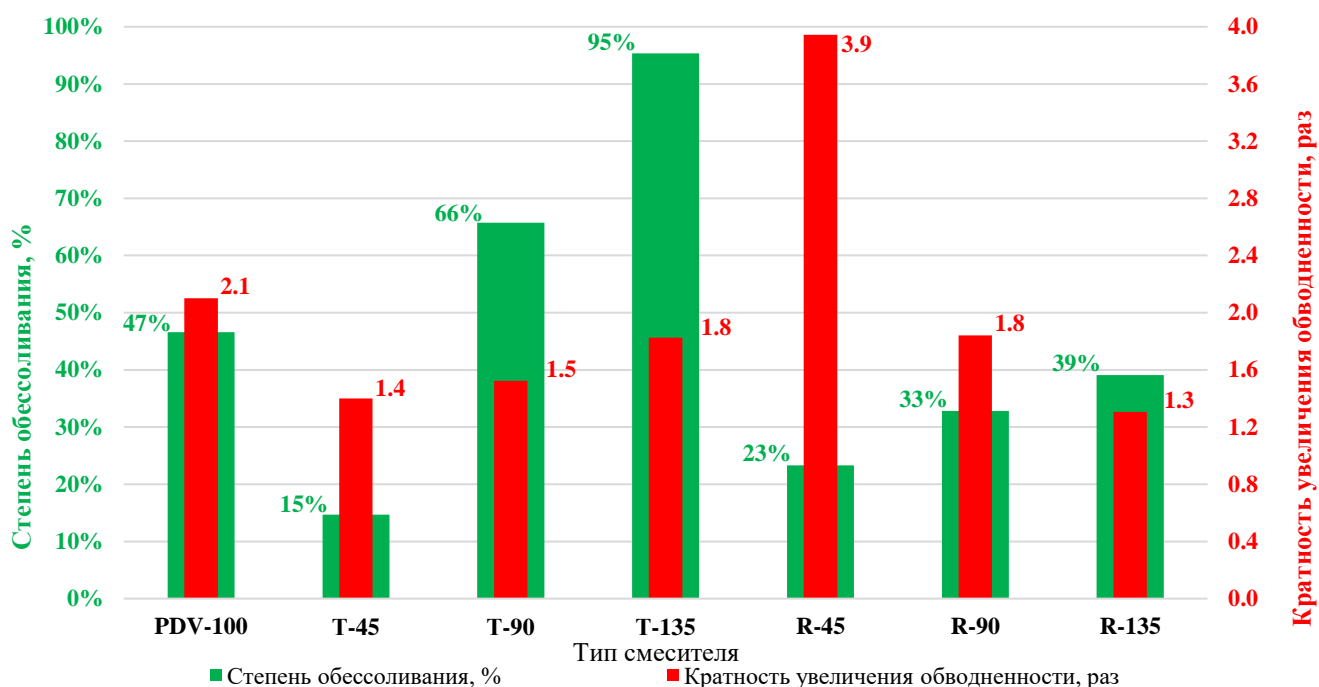


Рисунок 7. Показатели технологической эффективности работы смесителей

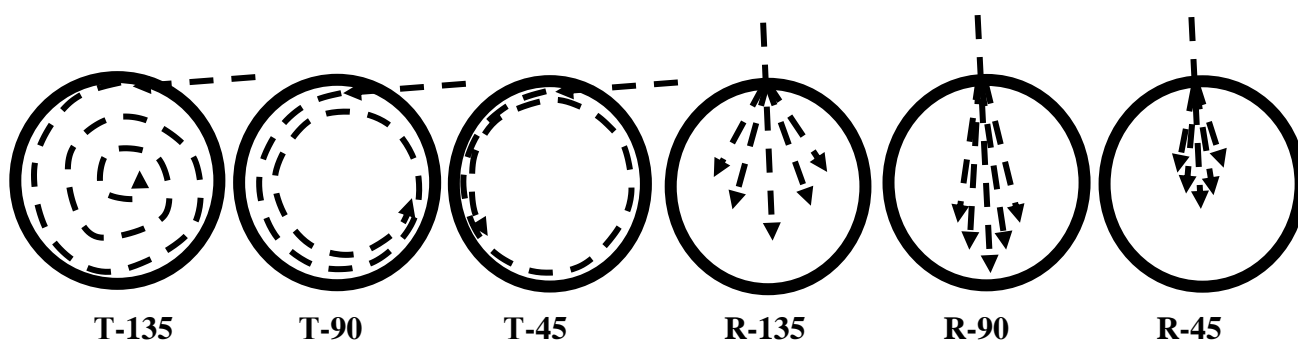


Рисунок 8. Схемы предполагаемого характера распределения струй воды в поперечном сечении смесительных трубок ПСИС

При оценке количественного показателя интенсивности сравнивалась гидравлическая мощность на смешивание при использовании штатного смесителя PDV-100 и экспериментальных образцов ПСИС, при этом гидравлические характеристики для всех типов ПСИС приняты одинаковыми, так как основные конструктивные характеристики ПСИС, определяющий перепад давления потока воды – количество и диаметр вводных отверстий у всех образцов одинаков  $N_{отв} = 3$ ;  $D_{отв} = 1,3$  мм (Таблица 4).

$$N_n = V_n(P_n - P_c) + V_b(P_b - P_c), \quad (3)$$

Таблица 4 – Результаты сравнения смесителей по интенсивности смешения

№	Тип смесителя	Поток нефти		Поток воды		Гидравлическая мощность, Вт
		Перепад давления, кгс/см <sup>2</sup>	Расход, м <sup>3</sup> /ч	Перепад давления, кгс/см <sup>2</sup>	Расход, м <sup>3</sup> /ч	
<b>Стендовые условия</b>						
1	Штатный смесительный клапан	1,0	2	0	0,120	55,6
2	Опытные образцы ПСИС	0		5		0,016
<b>Натурные условия</b>						
3	Штатный смесительный клапан	1,0	475	0	28,500	12544
4	Полноразмерный образец ПСИС	0		5		4,0

Из таблицы 4 видно, что применение полноразмерного образца ПСИС позволит сократить потери гидравлической мощности смесителя на 12,5 кВт на каждую ступень ТЛ, что позволит снизить мощность питающего насоса ТЛ на 25 кВт, а в пересчете на всю УПН сокращение потребляемой электроэнергии составит 200 кВт\*ч.

## 7. Выводы и рекомендации

7.1 Полученные результаты эксперимента показали, что наиболее технологически эффективным как по сравнению со штатным (PDV-100), так и среди экспериментальных образцов, оказался смеситель с вводом струй тангенциально с противотоком (Т-135), с максимальной степенью обессоливания 95%, что в два раза выше эффективности штатного смесителя. При этом он имеет среднюю степень диспергирования эмульсии среди экспериментальных образцов и меньшую степень диспергирования в сравнении со штатным смесителем.

7.2 По итогам эксперимента можно сделать вывод о том, что применение конструкции экспериментального смесителя с тангенциальным вводом струй воды против направления потока нефти позволяет устранить несовершенства существующего оборудования и повысить эффективность процесса обессоливания через использование принципиально нового способа промывки с помощью ПСИС, таким образом конструкция вводных отверстий для образца Т-135 является оптимальной.

7.3 В ходе эксперимента выявлено что тангенциальный ввод (Т) струй промывной воды более технологически эффективен для процесса обессоливания по сравнению с радиальным вводом (R) при одинаковых углах атаки, а также выявлено что увеличение угла атаки приводит к повышению степени обессоливания для обоих (тангенциального и радиального) способов ввода.

7.3 В ходе эксперимента определены оптимальная конструкция экспериментального образца ПСИС и ее преимущества перед традиционным смесительным устройством через сравнение известных критериев оценки их работы. Проточный струеинжекционный смеситель рекомендуется для промывки сырой нефти от хлористых солей.

7.4 Эксперимент подтвердил возможность сокращения потерь гидравлической мощности на смесителе блока обессоливания на 12,5 кВт на каждую ступень обессоливания ТЛ, а с учетом того что на ТЛ последовательно установлено два смесителя – это позволит снизить мощность питающего насоса ТЛ на 25 кВт при применении полноразмерных образцов ПСИС.

7.5 Для получения конкретных характеристик ПСИС необходимо провести численное моделирование смесительных элементов в соответствующем программном комплексе, что позволит выявить оптимальные конструктивные параметры смесителя (количество и диаметр вводных отверстий, расстояния между отверстиями).

7.6 Результаты работы экспериментального образца ПСИС Т-135 показали двукратное увеличение технологической эффективности, что говорит об определенном потенциале сокращения объема пресной воды и увеличении коэффициента ее эффективного использования, но для определения конкретных значений необходимо провести тестирование полноразмерного ПСИС на одной из ТЛ при нормальном технологическом режиме в сравнении со штатными смесителями на других ТЛ.



**Приложение Д**  
**Аналитический отчет и рецензии ведущих специалистов**



**LUKOIL MID-EAST LIMITED**

**СОГЛАСОВАНО:**

Начальник промысла филиала  
 ЛУКОЙЛ Мид - Ист Лтд.

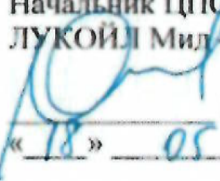
 В. Ф. Щербяк / Э. Б. Данильянц  
 « 18 » 05 2019 г.

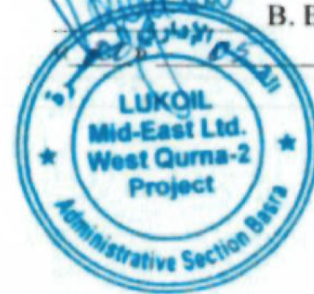
**«УТВЕРЖДАЮ»**

Главный инженер филиала  
 ЛУКОЙЛ Мид - Ист Лтд.

 В. В. Рогачев  
 2019 г.

Начальник ЦПО филиала  
 ЛУКОЙЛ Мид - Ист Лтд.

 Ю. С. Топчиенко / И. Т. Замилов  
 « 18 » 05 2019 г.



**АНАЛИТИЧЕСКИЙ ОТЧЕТ**  
 по обоснованию способа модернизации оборудования  
 для оптимизации расхода деэмульгатора

**Исполнитель:**

Руководитель технологической службы ЦПС  
 филиала ЛУКОЙЛ Мид - Ист Лтд.

 Е. В. Казарцев  
 « 18 » 05 2019 г.



## 1. Основание для исследования

Аналитический отчет по обоснованию способа модернизации оборудования для оптимизации расхода деэмульгатора выполнен по результатам исследования на основании:

- решений совещания по вопросу сокращения дозировки деэмульгатора 15.07.2017 г;
- материалов технической проработки вариантов реализации схемы автоматического регулирования расхода деэмульгатора в зависимости от изменения расхода нефтяной фазы;
- рекомендаций технического отчета по испытанию технологических линий УПН Мишриф в условиях максимальной производительности от 15.03.2019 г.

## 2. Цель исследования

Цель аналитического исследования заключается в обосновании способа модернизации и оборудования для оптимизации расхода деэмульгатора в зависимости от постоянно изменяющейся ситуации с поступлением, подготавливаемой на УПН Мишриф, продукции скважин.

Для достижения поставленной цели в исследовании решались следующие задачи:

- анализ изменений, внесенных в схему обработки сырой нефти деэмульгатором;
- описание принципа синхронизации расхода деэмульгатора с флуктуациями нефти;
- определение характера флуктуаций поступления (изменение расхода) нефти;
- определение потенциала по оптимизации расхода деэмульгатора;
- анализ оборудования и технических средств для регулирования расхода деэмульгатора;
- выбор оптимальной конфигурации и типа оборудования для системы дозирования;
- определение экономической эффективности модернизированной системы;
- формулировка выводов и разработка рекомендаций по применению.

## 3. Изменения, внесенные в схему обработки нефти деэмульгатором

На рисунке 1 представлены проектная (а) и текущая, действующая на сегодняшний день (б) схемы обработки потоков нефти деэмульгатором на месторождении Западная Курна - 2. Отличиями текущей от проектной схемы являются:

- неиспользование дозирования деэмульгатора непосредственно на блоках обессоливания технологических линий, из-за отсутствия положительного эффекта от обработки с мая 2014 года;
- дополнительное дозирование для внутритрубной деэмульсации на кустах скважин, выполненной по процедуре управления изменениями МОС-384 в июле 2017 года, на основании положительных результатов промысловых испытаний схемы дозирования с дополнительными точками обработки нефтяного потока на кустах скважин.

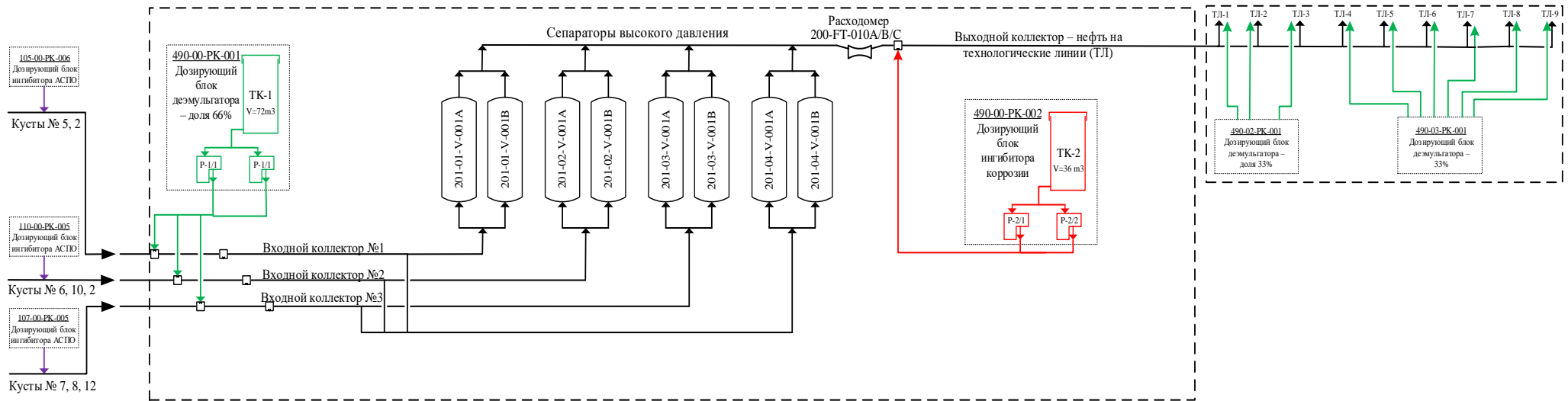
Причиной для перевода подачи части дозируемого деэмульгатора на кусты добывающих скважин являлась возможность стабилизации качества подготовки нефти за счет использования положительного эффекта от внутритрубной деэмульсации, позволяющей увеличить время эффективного реагирования деэмульгатора в нефтяной эмульсии.

Основными факторами, негативно влияющими на качество подготовки товарной нефти на УПН Мишриф в 2016-2017 гг. являлись:

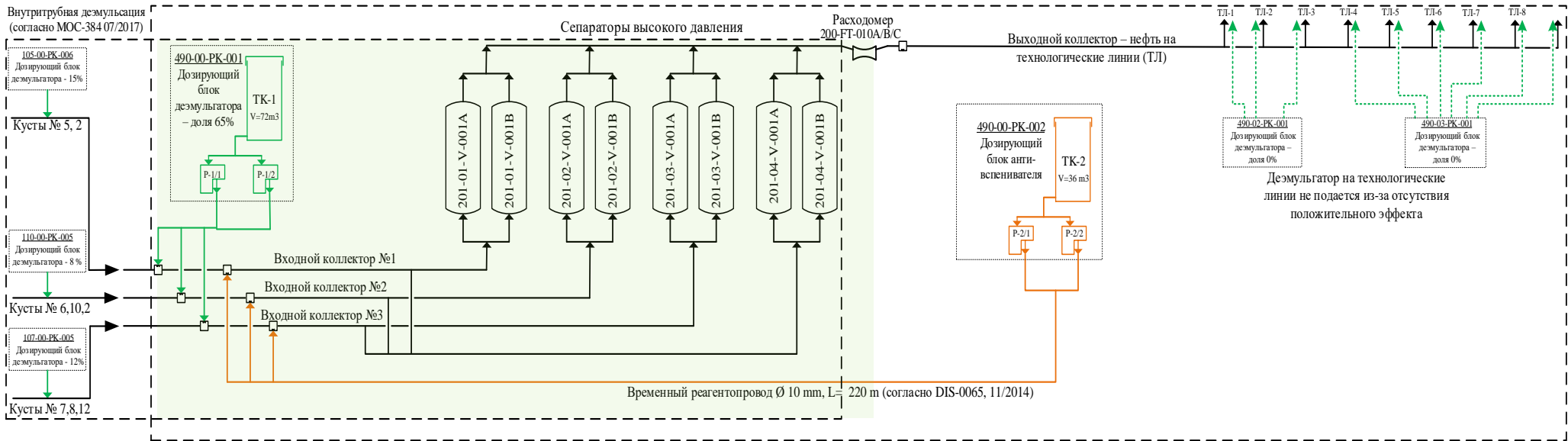
- рост обводненности добываемой продукции скважин с увеличением стойкости эмульсии, при этом наблюдалась тенденция к ухудшению качества товарной нефти и снижению эффективности/увеличению дозировки деэмульгатора (Рисунок 2);
- отсутствие сброса попутно добываемой воды на сепараторах высокого давления и как следствие повышенная обводненность нефти на входе блоков обезвоживания и обессоливания, снижающая эффективность их работы (Рисунок 3).

Учитывая тенденции к ухудшению качества подготовки нефти, на тот момент существовали риски неполучения товарной нефти требуемого качества. В качестве превентивной меры по улучшению качества подготовки нефти, 12-16 июня 2017 года проведено испытание схемы с дополнительным дозированием деэмульгатора на кустах скважин.

Основная часть деэмульгатора 65% дозировалась по проектной схеме на входе флюида на УПН, а в качестве дополнительных точек дозирования были выбраны кусты 5, 7 и 10, имеющие наибольшую обводненность добываемой продукции (15%; 12%; 8% соответственно). На кустах скважин подача деэмульгатора осуществлялась штатными блоками дозирования.



а)



б)

Рисунок 1 – Проектная (а) и текущая (б) схемы дозирования деэмульгатора на нефтяном месторождении Западная Курна - 2

----- зона охвата деэмульгатором потоков нефти; - - - - - зона возможного избытка обработки деэмульгатором потоков нефти.

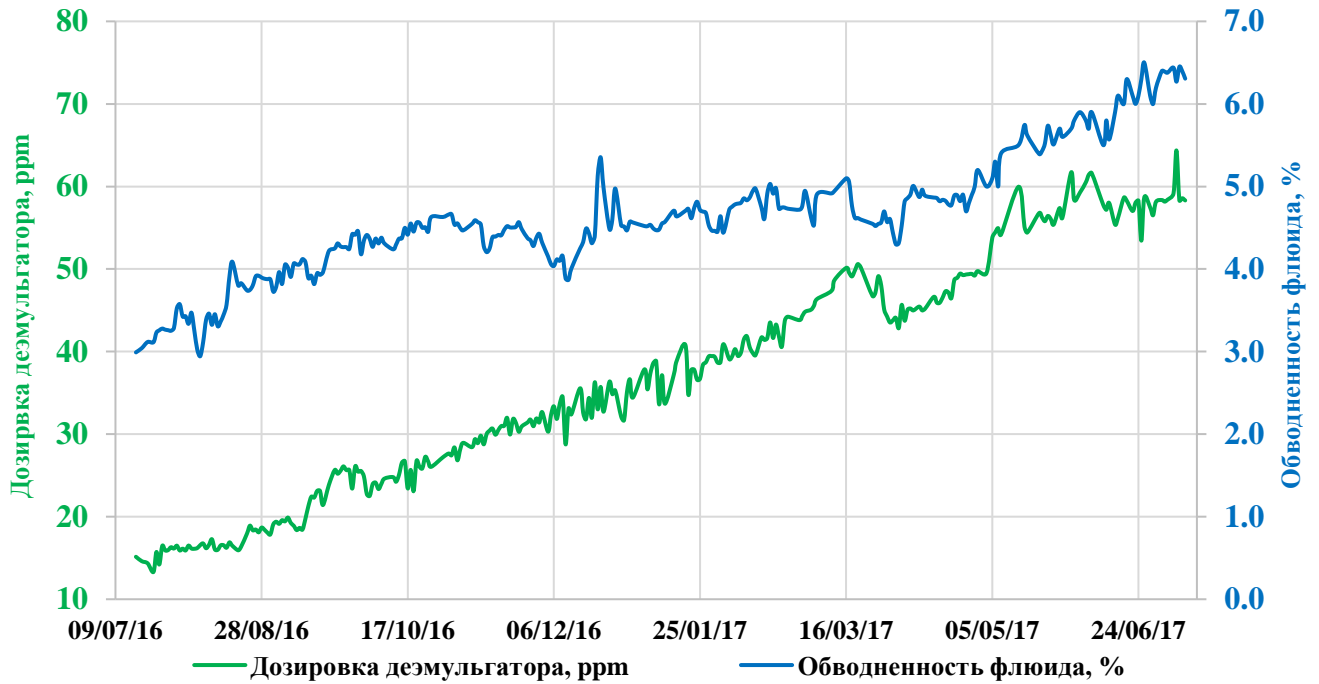


Рисунок 2 – Тенденция роста обводненности флюида и потребления деэмульгатора.

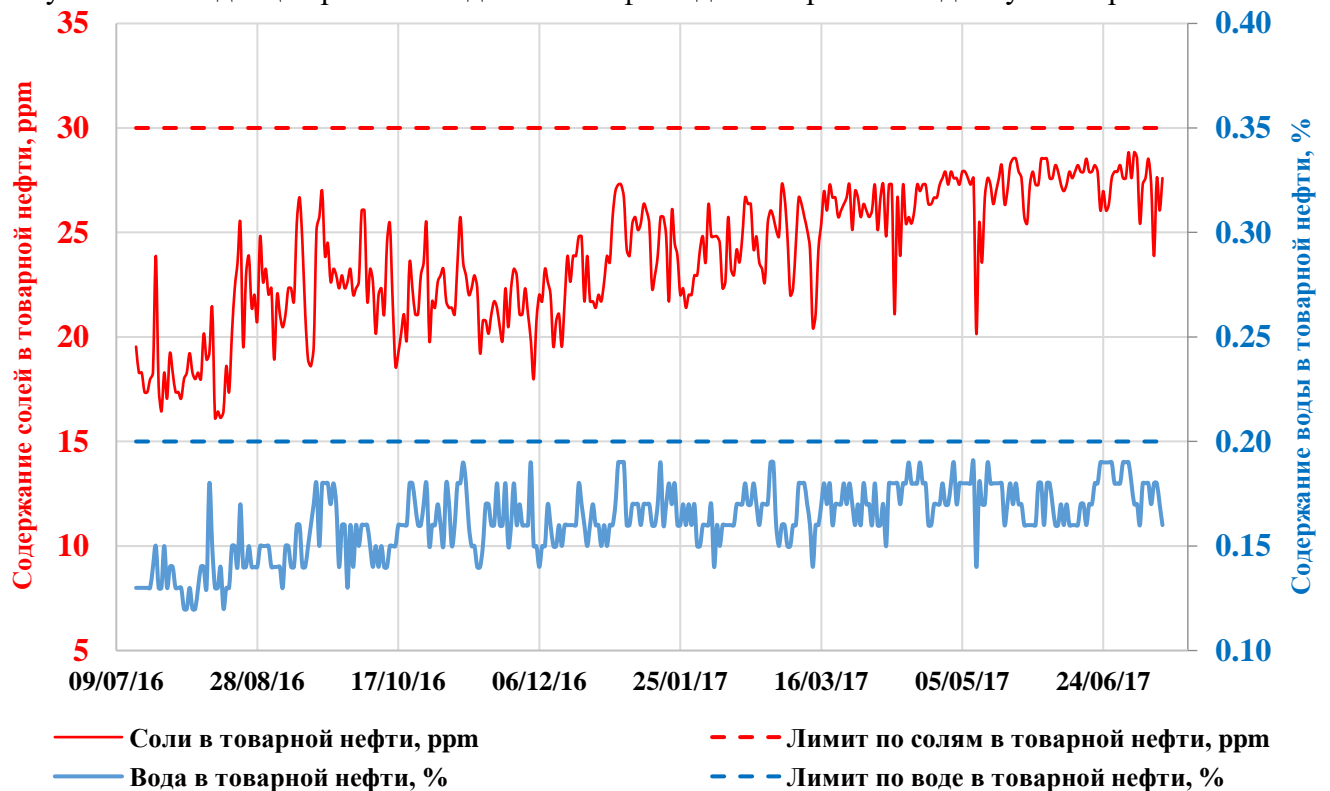


Рисунок 3 – Тенденция ухудшения качества товарной нефти.

В ходе испытания были достигнуты следующие результаты:

- потенциал снижения дозировки составил не менее 10-20 ppm по сравнению с подачей деэмульгатора только на УПН, а в случае масштабного применения испытанной схемы, появилась возможность еще большего снижения расхода деэмульгатора за счет оптимизации распределения его подачи между кустами и УПН (Таблица 1).

- существенно, более чем в 2 раза, увеличился сброс воды со ступени обезвоживания (рисунок 4). Дополнительная подача деэмульгатора с кустов позволила увеличить сброс воды со ступени обезвоживания (Таблица 2), «разгрузить» ступень обессоливания, повысить эффективность ее работы и тем самым обеспечить сдачу нефти требуемого качества.

- достигнуто существенное снижение содержания хлористых солей в товарной нефти (Рисунок 5). Основной причиной улучшения явилось увеличение объема сброса воды на ступени обезвоживания, вследствие чего снизилось содержание солей в нефти на входе блока

обессоливания и повысилась эффективность его работы.

Таблица 1 – Влияние распределения дозировки на качество нефти

№ этапа	Дозировка, ppm	Точки дозирования	Период времени, час	Вода, %	Хл. соли, ppm
1	69,1	УПН (до теста)	72	0,20	30,5
2	54,7	УПН + кусты 5, 7, 10	12	0,19	24,0
3	48,4		16	0,22	27,0
4	51,4		80	0,20	25,0

Таблица 2 – Обводненность на выходе блока обезвоживания до, во время и после теста.

Дата и время отбора пробы	Точки дозирования	Вода на выходе блока обезвоживания, %
09.07.2017 21:00	УПН (до теста)	3,92
10.07.2017 21:00		3,54
11.07.2017 21:00		2,95
12.07.2017 15:00	УПН + кусты 5, 7, 10	1,17
12.07.2017 21:00		1,16
15.07.2017 21:00		1,16
16.07.2017 21:00	УПН (после теста)	3,92
17.07.2017 21:00		3,54

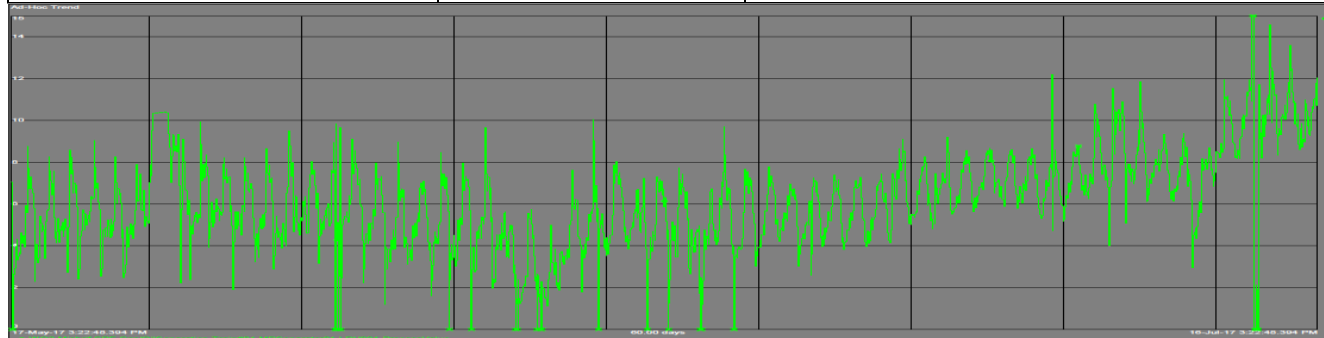


Рисунок 4 – Увеличение степени сброса воды со ступени обезвоживания.

- хотя и не было достигнуто значительного снижения обводненности подготовленной нефти по причине повторного образования эмульсии в питающем насосе на выходе сепараторов среднего давления (рисунок 6), но появилась возможность поддерживать требуемый уровень обводненности за счет снижения интенсивности промывки нефти промывной водой на смесителях блока обессоливания.

Положительные результаты испытания и продолжительная эксплуатация текущей схемы дозирования позволяет с уверенностью говорить, что перевод подачи части деэмульгатора на кусты скважин увеличило зону охвата данной обработкой потоков сырой нефти, что позволяет подготавливать нефтяную эмульсию к разделению и обеспечивать качественную составляющую эффективности использования деэмульгатора - качество подготовки нефти.

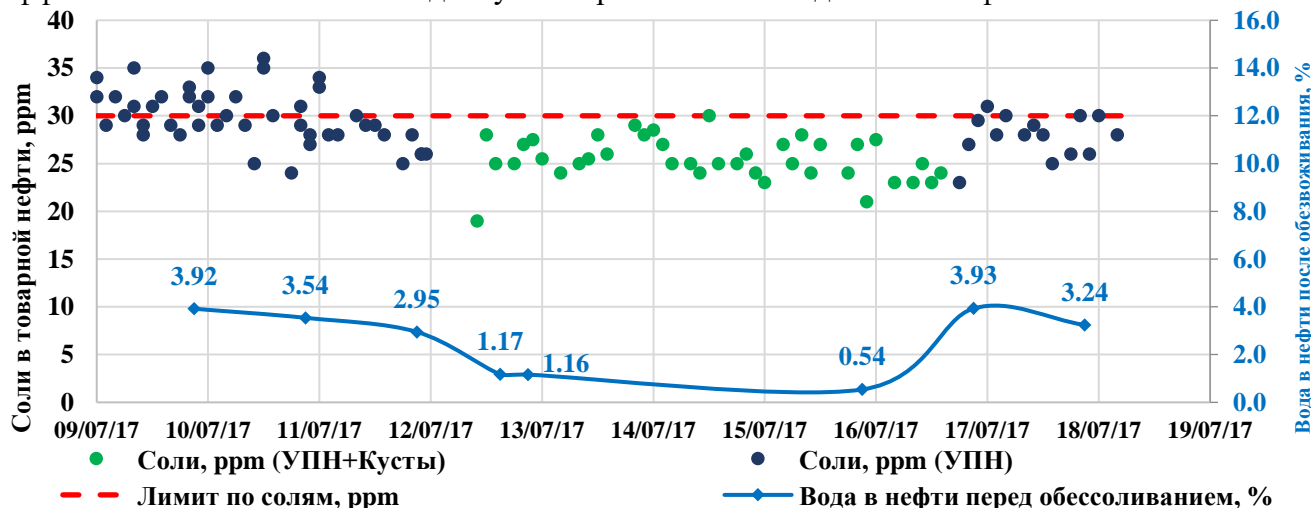


Рисунок 5 – Содержание солей в товарной нефти до, во время и после теста.

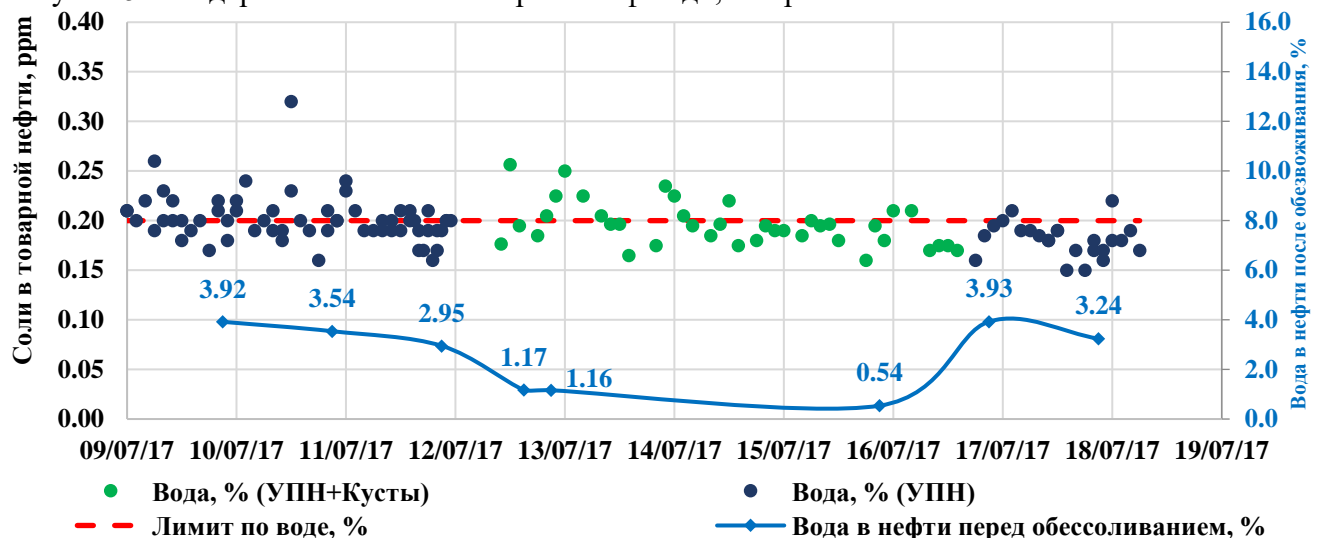


Рисунок 6 – Содержание воды в товарной нефти до, во время и после теста.

#### 4. Принцип синхронизации расхода деэмульгатора с флуктуациями потока нефти

Количественной показателем эффективности использования деэмульгатора, является удельный расход или дозировка деэмульгатора. Для объектов промышленной подготовки нефти характерен нестабильный режим поступления нефтегазоводяной смеси (НГВС) во времени как в количественном - изменение объема сырья, так и в качественном выражении - изменение пропорции компонентов НГВС, и мгновенный расход поступающей на подготовку нефтяной фазы постоянно изменяется. Для наглядного сравнения двух подходов к дозированию: постоянного и синхронно изменяющегося расходов рассмотрим нижеприведенный пример.

Расход деэмульгатора устанавливается по среднесуточному объему подготавливаемой нефти и в течении суток является величиной постоянной, поэтому его удельный расход (дозировка) в конкретный момент времени изменяется в зависимости от мгновенного поступления нефти, при этом норма удельного расхода деэмульгатора за сутки может соблюдаться (Рисунок 7а).

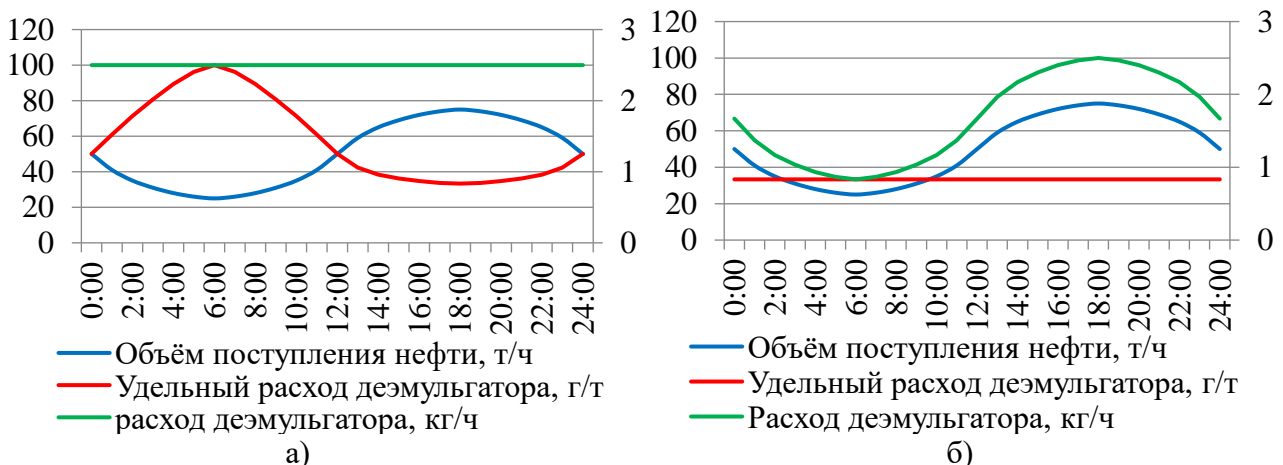


Рисунок 7 – Расход деэмульгатора при а) при постоянном расходе деэмульгатора; б) при синхронизации изменения расхода деэмульгатора.

В такой ситуации изменение удельной дозировки в сторону максимума влечет за собой необоснованный расход дорогостоящего реагента-деэмульгатора, а изменение мгновенной дозировки в сторону минимума должно привести к сбою технологического режима подготовки и ухудшению качества нефти. Однако, в данном примере описывается штатная ежедневно повторяющаяся ситуация, когда не происходит сбоя режима подготовки. Это говорит об имеющемся на УПН потенциале для снижения расхода деэмульгатора без ухудшения качества нефти, при условии соответствия фактической дозировки в любой момент норме дозировки.

Таким образом, оптимизация процесса дозирования деэмульгатора за счет синхронизации расхода деэмульгатора в соответствии с изменением объема нефтяной фазы, поступающей на подготовку, с одной стороны позволит устранить необоснованный расход деэмульгатора при поступлении минимальных объемов нефти и провести сокращение расхода деэмульгатора, которое будет зависеть от характера нестабильности поступления нефти на подготовку (Рисунок 7б), а с другой стороны повысить надежность качества подготовки нефти.

Вышеописанный принцип, представлен в изобретении RU2538186 «Автоматическое устройство дозирования деэмульгатора» (патентообладатель ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»), суть которого заключается в постоянном контроле изменения расхода нефтяной фазы в обрабатываемом потоке, и синхронно этому, автоматическом изменении расхода деэмульгатора.

## 5. Характер флуктуаций и потенциал по оптимизации расхода деэмульгатора

Для определения характера поступления сырой нефти на УПН Мишриф в качестве примера использовались фактические данные и технологические параметры обычной работы за 2-х часовой период 13 ноября 2017 года, являющиеся типичными за историю наблюдения.

Для расчета производилась следующая обработка данных:

- выгрузка данных из систем он-лайн мониторинга технологических параметров программ ХНQ Solution Viewer и PI Process Book на основе замера расхода нефти после ступени сепарации высокого давления (Приложение 1);

- обработка данных по расходу с актуализацией с учетом фактических данных по балансу добычи – уточнение данных с поправками на газо- и влагосодержание, изменение температуры (Таблица 1 приложения 1);

- построение графика изменения расхода нефти за определенный промежуток времени (Рисунки 9 и 10), где флуктуации достигают ~20% по амплитуде изменения расхода нефти от минимального до максимального по отношению к среднему значению за рассматриваемый промежуток времени;

- расчет потенциала оптимизации расхода деэмульгатора как разница между фактически полученным значением мгновенной дозировки и значением минимальной дозировки за данный период времени с последующим суммированием этих разниц (Таблица 2 приложения 1).

Характер изменений (флуктуаций) расхода поступающей на УПН нефти отображает среднестатистическую картину флуктуаций за более продолжительный период (Рисунок 8).

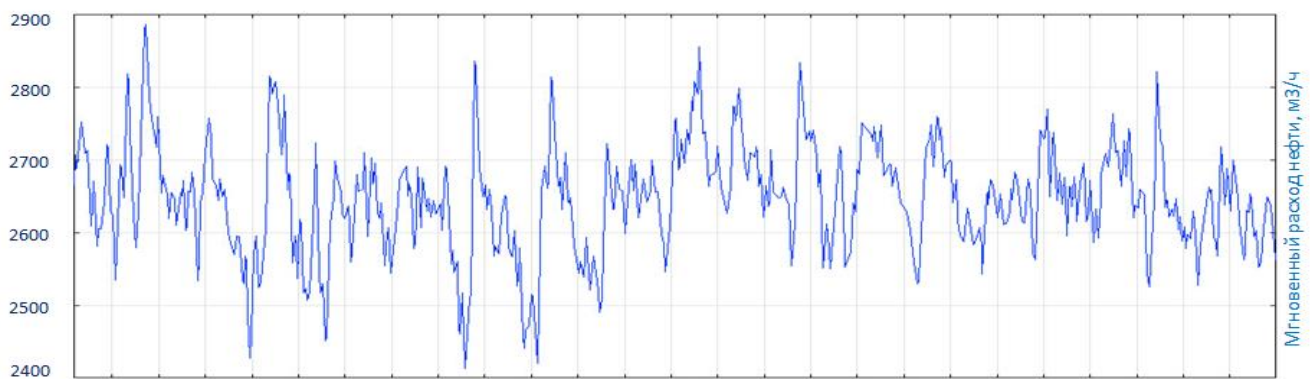


Рисунок 8 – Флуктуации расхода нефти, поступающей на УПН Мишриф.

Как видно из графика при среднем значении расхода в 2650 м³/ч, диапазон изменения находится в пределах от 2400 м³/ч до 2900 м³/ч, при этом отклонения составляют  $\pm 10\%$ .

В связи с тем, что расход деэмульгатора постоянен, возникает ситуация когда при максимальном объеме поступления сырья на УПН дозировка или удельный расход деэмульгатора минимальны (Рисунок 9), что приводит в отдельных случаях к ухудшению качества, а если не происходит заметного ухудшения качества, то этот факт говорит об имеющемся потенциале для оптимизации расхода деэмульгатора.

Так как объективные причины флуктуаций потока зачастую устранить практически невозможно, приходится адаптироваться к таким ситуациям, т.е. синхронизировать изменения



расхода деэмульгатора с изменением расхода нефти, так чтобы при любых флуктуациях входного потока дозировка была постоянна (Рисунок 10).

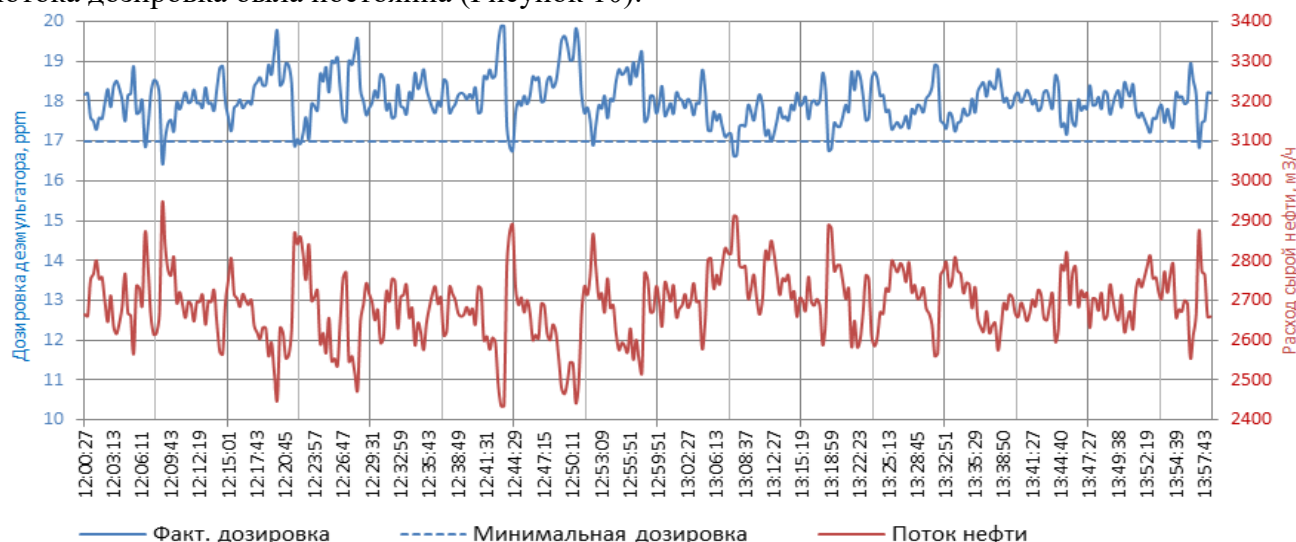


Рисунок 9 - Изменение дозировки деэмульгатора из-за флуктуаций расхода нефти.

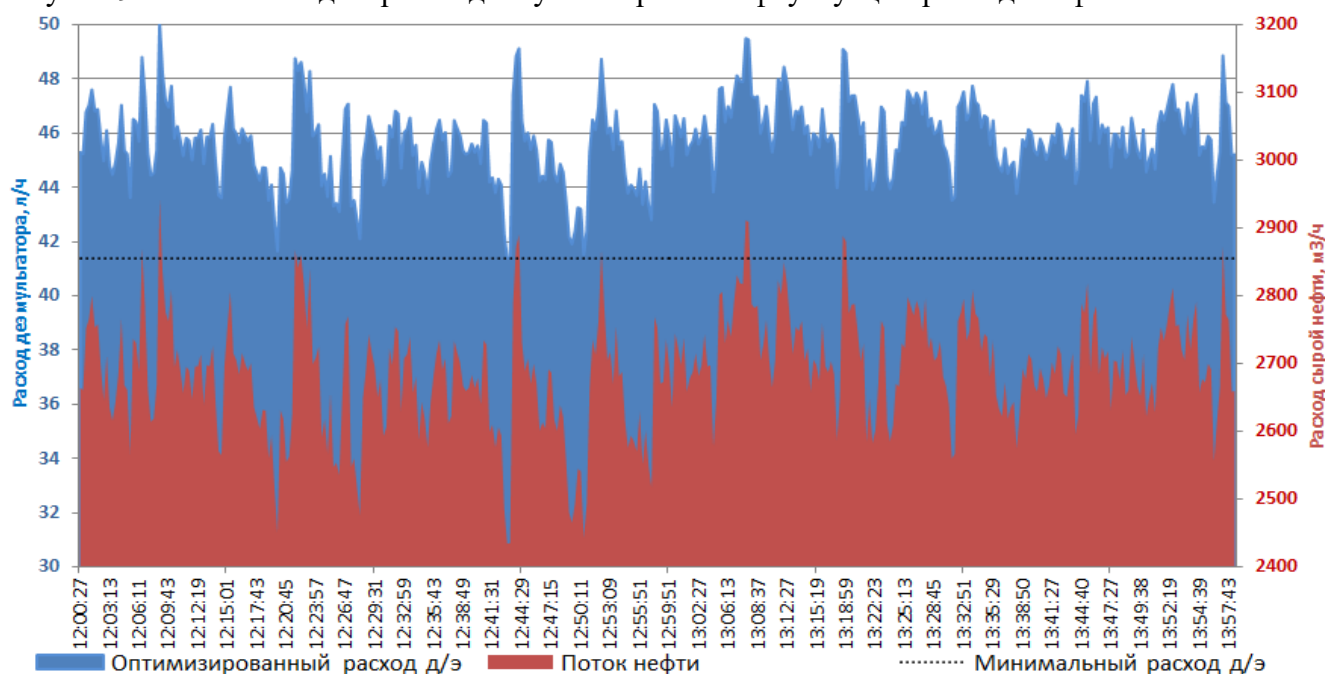


Рисунок 10 - Синхронизация расхода деэмульгатора адекватно флуктуациям нефти.

Таким образом, на основе результатов расчета Приложении 1, можно сделать вывод о том, что при реализации принципа синхронизации расхода деэмульгатора возможно снижение его расхода на 4% без ухудшения качества подготавливаемой нефти.

## 6. Анализ оборудования и технических средств для регулирования расхода

С целью подбора подходящего оборудования для реализации принципа синхронизации и оптимизации расхода деэмульгатора рассмотрим особенности работы и конструкции технических устройств.

### 6.1. Система с применением регулирующих клапанов.

Принцип работы системы описан в изобретении RU2538186 и основан на использовании системы автоматического регулирования расхода с помощью регулирующего клапана на выкидной линии дозировочной установки (схемы соотношений расходов). Функциональная схема предлагаемого способа дозирования упрощена относительно патента и показана на рисунке 11,а. Реагент с расходной емкости 1 подается в линию нагнетания с помощью насоса необъемного типа 2. Расход реагента регулируется изменением проходного сечения регулирующего клапана 5, которое изменяется под действием управляющего сигнала блока автоматики 3 в зависимости от необходимого расхода деэмульгатора, который определяется по датчику расхода 4. Для предотвращения обратного тока жидкости при снижении давления ниже

допустимого служат обратные клапаны 6,9. Подключение реактопровода к точке дозирования осуществляется через запорную арматуру 7.

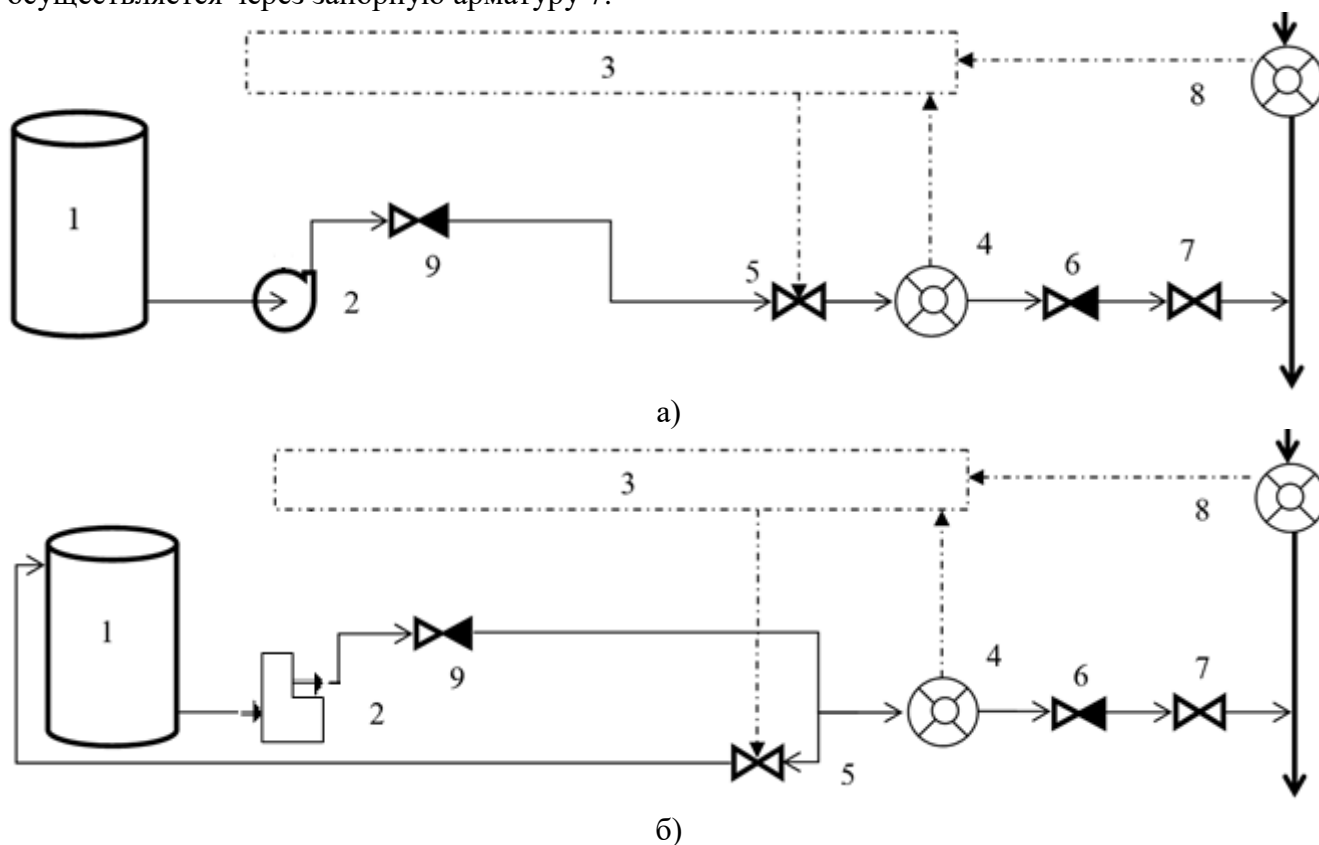


Рисунок 11 – Функциональная схема изменения подачи деэмульгатора с регулирующим клапаном: а - на линии нагнетания и б - на линии сброса.

1 - расходная емкость реагента; 2 – насос; 3 - блок автоматики; 4 - датчик расхода; 5-регулирующий клапан; 6,9 – обратный клапан; 7 – задвижка (вентиль), 8 – расходомер.

Преимуществами предлагаемого способа являются:

- возможность адаптирования и интеграции в существующие дозировочные установки;
- возможность использования любого типа насоса с достаточным давлением нагнетания;
- возможность использования одной дозировочной единицы для подачи реагента в несколько точек дозирования за счет использования индивидуальных регулирующих клапанов.

С учетом того, что существующие насосы-дозаторы блока дозирования УПН Мишриф являются насосами объемного типа и во избежание превышения максимального рабочего давления в реактопроводе, регулирование подачи должно осуществляться за счет сброса излишка реагента через дополнительную сбросную линию, соответственно функциональная схема принимает вид, представленный на рисунке 11,б. Принцип работы схемы аналогичен за исключением того, что требуемый расход деэмульгатора поддерживается сбросом избыточного объема деэмульгатора по сбросной линии обратно в расходную емкость за счет определенной степени открытия регулирующего клапана (схема регулирования обратным байпасированием).

Недостатками данного типа регулирования является сложность организации контроля мгновенного расхода деэмульгатора, так как существующие в расходомеры не позволяют в полной мере выполнять эту функцию.

## 6.2. Система с частотно-регулируемым приводом (ЧРП).

В системе управления подачей насоса-дозатора с помощью ЧРП используется регулирование изменением числа ходов плунжера насоса без остановки насосного агрегата. Этот метод реализуется применением частотно-регулируемого асинхронного электропривода, обеспечивающего регулирование числа оборотов электродвигателя агрегата (Рисунок 12).

К безусловным достоинствам метода относится возможность достаточно просто встраивать дозировочные насосы, не имеющие регулирования без остановки двигателя (типа НД)



или не имеющие удаленного регулирования, в том числе и уже имеющиеся на производстве, в общую систему управления технологическим процессом. К недостаткам метода относится значительное увеличение времени такта подачи, возрастающей с уменьшением подачи от номинального значения, что для некоторых применений может оказаться недопустимым.

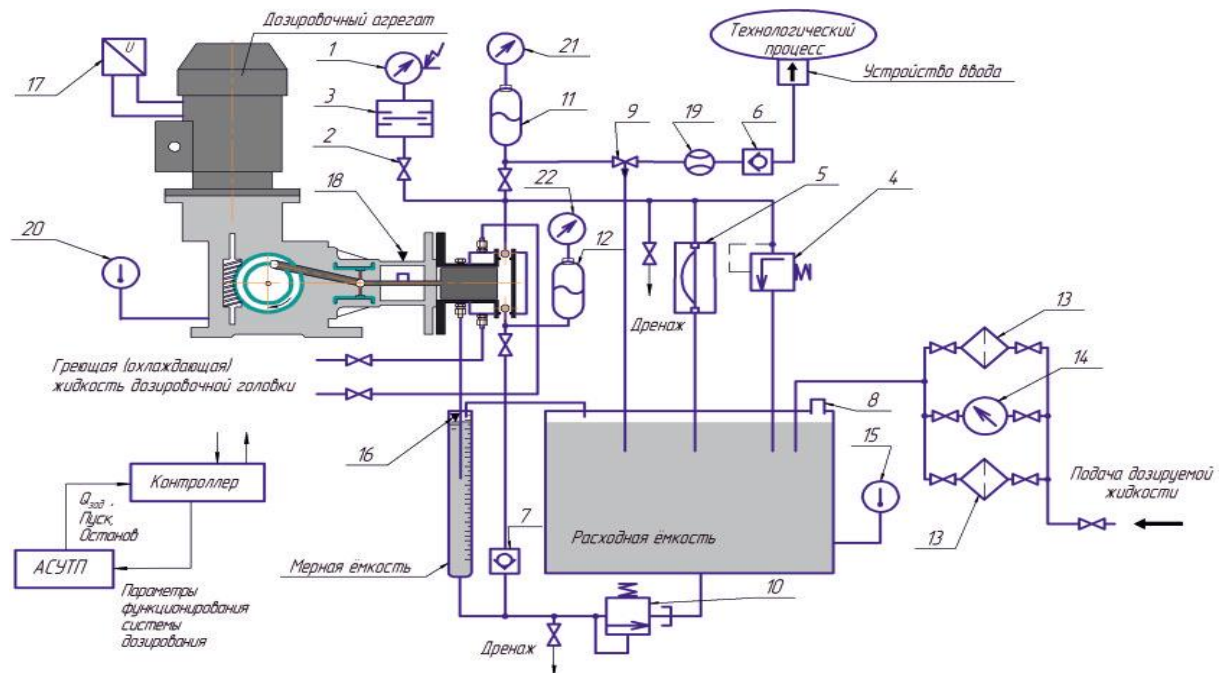


Рисунок 12 – Схема управления подачей дозирочного насоса с помощью ЧРП.

1 – манометр электроконтактный; 2- манометрический трехходовой клапан; 3 – разделитель сред; 4 – предохранительный клапан; 5 – мембранное предохранительное устройство; 6 – горизонтальный обратный клапан; 7 – вертикальный обратный клапан; 8 – клапан дыхательный; 9 – трехходовой кран; 10 – клапан электромагнитный; 11,12 - пневмогидравлический аккумулятор; 13 – фильтр; 14 – датчик перепада давления; 15 – датчик температуры дозируемой жидкости; 16 – датчик уровня; 17 – датчик числа оборотов двигателя; 18 – датчик числа ходов плунжера; 19 – расходомер; 20 – датчик температуры масла в картере корпуса редуктора; 21- манометр; 22 – мановакуумметр.

На низких значениях частоты питания электродвигателя его встроенный вентилятор не обеспечивает охлаждение электродвигателя, и необходимо применение модернизированного двигателя с дополнительным вентилятором или с системой кондиционирования.

Современные приводы могут обеспечивать два способа управления:

- частотный способ позволяет самостоятельно формировать различные зависимости  $V=f(F)$  для конкретных задач;
- векторное управление позволяет автоматически получить оптимальную выходную характеристику.

Стендовые испытания показали для случая работы насоса с постоянным давлением на выходе, что при управлении по вольт-частотной характеристике обеспечивается надежная работа в диапазоне 40-120% от значения номинальной подачи (частота питания двигателя 20-60 Гц).

Векторное управление обеспечивает работоспособность двигателя агрегата в диапазоне 0,5-50 Гц, что соответствует диапазону регулирования 1–100% от значения номинальной подачи. Фактическая нижняя граница диапазона регулирования определяется условием работы насоса.

Так как рассмотренное техническое средство прежде всего предназначено для насосов не имеющих возможности регулирования производительности без остановки, а имеющиеся на УПН насосы-дозаторы диафрагменного типа позволяют выполнять эту функцию, поэтому применение данной системы не является целесообразным.

### 6.3. Система с актуатором для изменения производительности дозирочного насоса.

Среди известных методов регулирования величины подачи электронасосных дозирочных агрегатов на ходу без остановки двигателя, наряду с методом регулирования изменением числа ходов плунжера, существует альтернативный метод регулирования - длиной

хода плунжера. Для этого могут использоваться актуаторы с электрическим и пневматическим исполнением (Рисунок 13).

Электрические актуаторы, представляют собой электромеханические изделия с высокой мощностью, конструкция которых позволяет использовать их для прямого монтажа на управляемые установки, в том числе и на регулирующие органы дозирочных насосов.

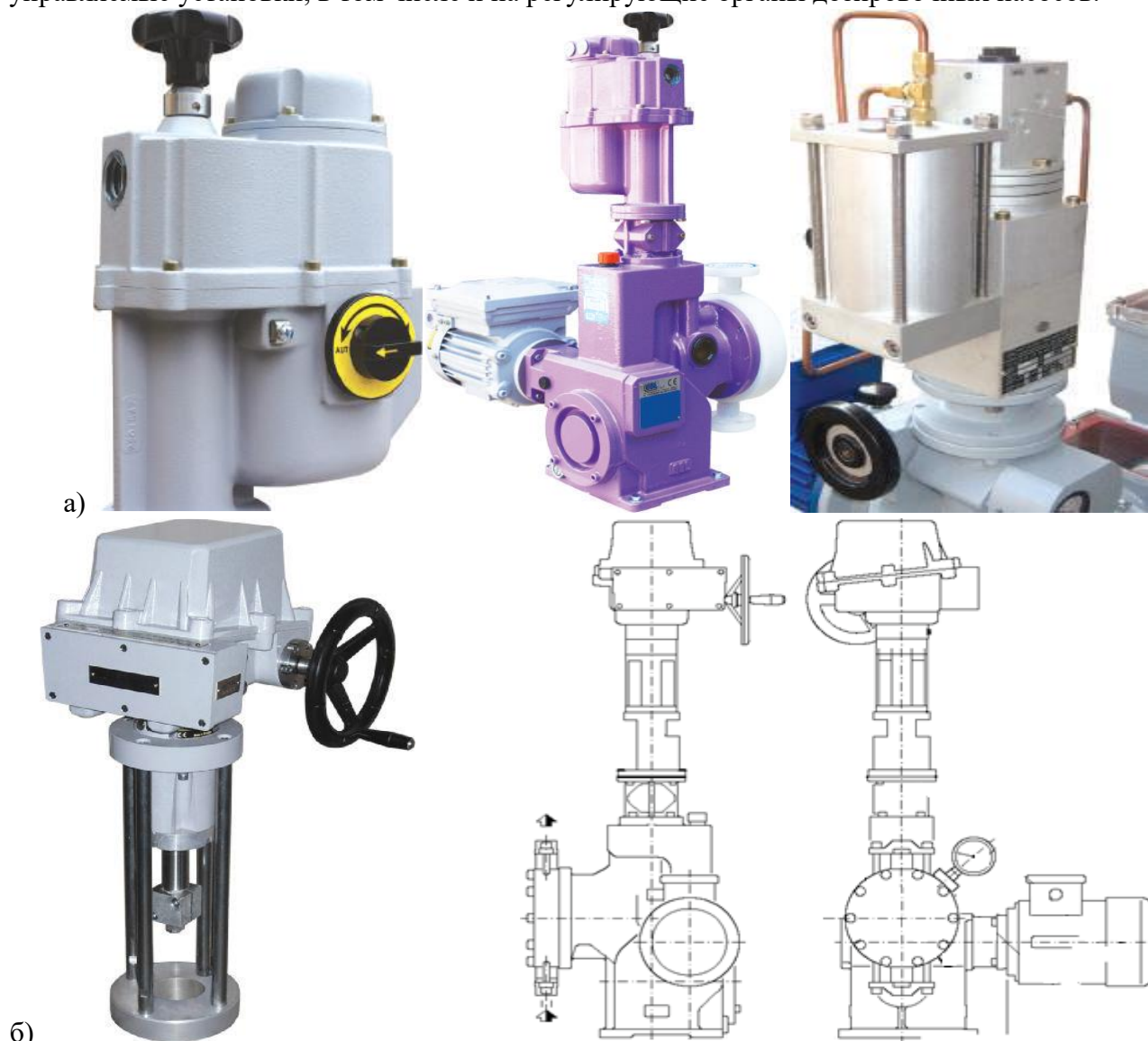


Рисунок 13 – Внешний вид актуаторов по отдельности и в сборе с насосом-дозатором: а) фирмы OBL (Италия); б) фирмы REGADA (Словения)

## 7. Выбор оптимальной конфигурации и оборудования для системы дозирования

### 7.1. Обоснование компоновки (конфигурации) оборудования блока дозирования

Оптимизация процесса деэмульсации заключается в разработке схемы автоматического регулирования расхода деэмульгатора, подающегося в поток эмульсии, имеющей нестабильный характер поступления, как по объему, так и по составу компонентов, прежде всего нефти.

Современные дозирующие установки имеют оборудование позволяющие осуществлять такую регулировку по системе телемеханики, однако основной проблемой здесь является получение корректной и актуальной информации о мгновенном расходе нефти в многофазном потоке, так как в большинстве случаев дозирование деэмульгаторов осуществляется как можно раньше до входа на УПН (Рисунок 14).

На схеме рисунка 14 видно, что учет нефти на выходе установки не позволяет давать актуальную и корректную информацию для автоматической регулировки насоса-дозатора из-за одномоментного несоответствия объемов нефти на входе и выходе УПН, а размещение узла учета в точке дозирования на входе УПН не позволит получать корректную информацию о расходе нефти в постоянно меняющемся многофазном потоке из-за наличия газа и воды.

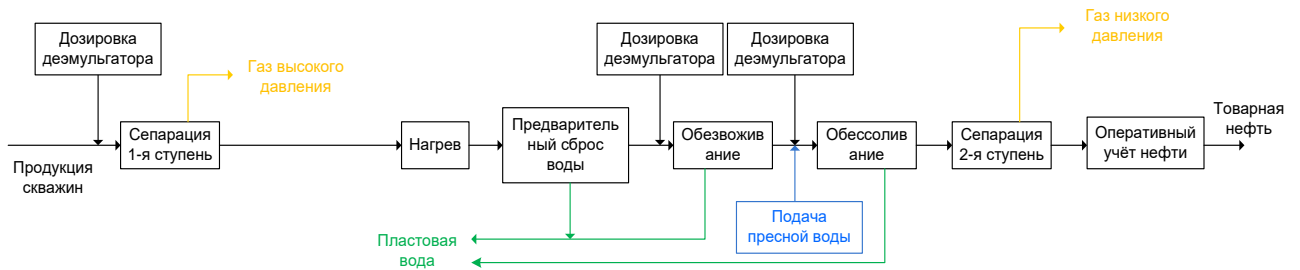


Рисунок 14 – Типовая схема дозирования деэмульгатора.

Решение данной проблемы видится в получении информации о расходе нефти после первой ступени сепарации, а возможно и после сброса свободной воды для исключения влияния свободных фаз (газа и воды) на корректность работы узла учета (Рисунок 15). Информация с расходомера после первой ступени сепарации поступает на блок автоматики, который в реальном времени вычисляет мгновенный расход нефти и формирует управляющий сигнал исполнительному органу, регулирующему расход насоса – дозатора.

Точку подачи в этом случае необходимо переместить после узла учета по направлению движения потока для адекватной работы системы регулирования.

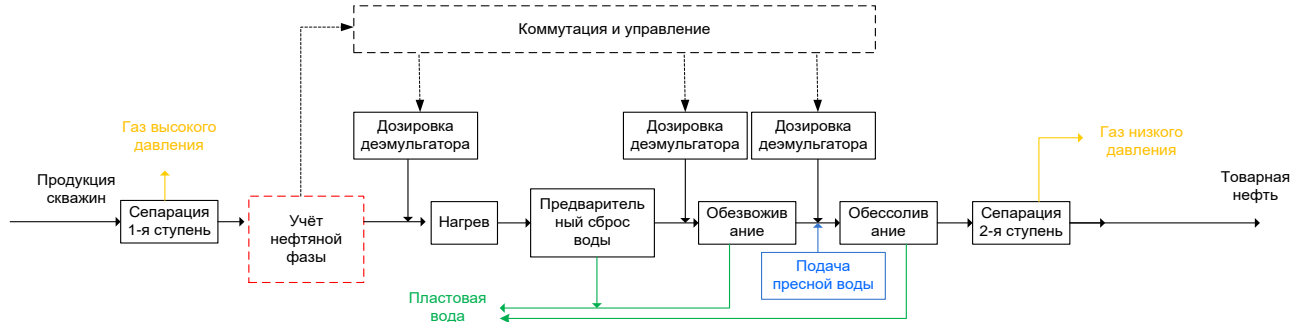


Рисунок 15 – Модернизированная схема для оптимизации дозирования деэмульгатора.

В связи с получением положительных результатов испытания и эксплуатации схемы дополнительной подачи деэмульгатора на кустах скважин, представленных в п. 3, синхронизация посредством автоматического регулирования расхода деэмульгатора адекватно изменению расхода нефти на входе установки, становится все более актуальной, поскольку:

- с увеличением обводненности нефти, неминуемо будет возрастать негативное влияние на процесс подготовки УПН от увеличения флуктуаций расхода нефтяной фазы, так как к флуктуациям расхода «нефть-газ» добавляются флуктуации расхода «нефть-вода» из-за внутритрубной деэмульсации;

- проблему оптимального распределения деэмульгатора на три входных потока, пропорционально объему нефти каждого потока решит переход на новую точку дозирования;

- при организации предварительного сброса пластовой воды с сепараторов ВД, из-за частичного диспергирования в водной фазе часть деэмульгатора будет переходить в пластовую воду и сбрасываться на ступени предварительного сброса и не участвовать в дальнейших процессах обезвоживания и обессоливания нефти, снижая эффективность использования.

На сегодняшний день в точке дозирования деэмульгатора отсутствует возможность синхронизации расхода деэмульгатора из-за сложности контроля расхода нефтяной фазы многофазном потоке - нет расходомеров с достаточной точностью (рисунок 16,а). Точка дозирования с входного коллектора переносится на общий коллектор выхода нефти с сепараторов ВД, где дозируется антивспениватель (рисунок 16,б). В этом случае появляется возможность контролировать изменение расхода нефти через существующий расходомер 200-FT-010A/B/C и возможность автоматизации этого блока, при этом антивспениватель будет подаваться блоком дозирования, находящимся на входе установки.

С учетом того, что в результате перехода в июле 2017 года на частичную подачу деэмульгатора на кустах добывающих скважин месторождения ЗК-2 время обработки нефтяной эмульсии деэмульгатором значительно увеличилось, поэтому стало возможным сместить точку подачи деэмульгатора со входа на выход сепараторов ВД без сокращения зоны охвата деэмульгатором коммуникаций и аппаратов где происходит предварительное разделение нефтяной эмульсии (Рисунок 1).

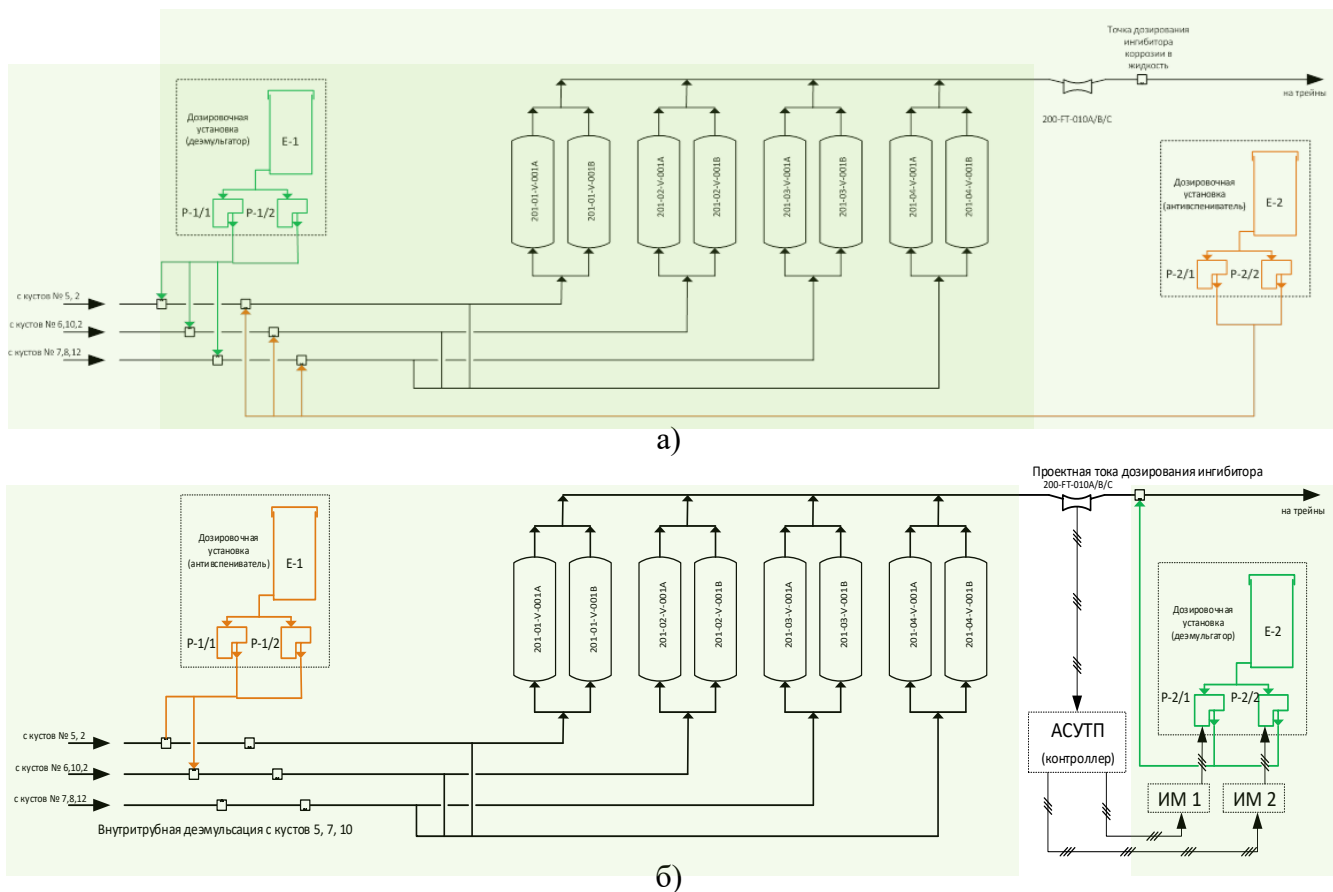


Рисунок 16 – Текущая (а) и модернизированная (б) компоновка блоков дозирования на УПН - зона охвата деэмульгатором потоков нефти

Так как по текущей схеме дозирования (Рисунок 16,а) обработка деэмульгатором потоков нефти может быть избыточна, применение модернизированной схемы дозирования позволит реализовать схему регулирования без негативного влияния на качество процесса деэмульсации, и устранить текущие и перспективные проблемы обработки потока нефти деэмульгатором (Рисунок 16,б).

### 7.2. Обоснование выбора типа оборудования для синхронизации дозирования

Как отмечалось ранее в п. 6.1, системы с применением регулирующих клапанов на нагнетательной и на сбросной не позволяют организовать регулирование расхода деэмульгатора адекватно флуктуациям поступающей нефти из-за отсутствия для промышленного применения подходящего расходомера на столь малые расходы деэмульгатора, который должен определять мгновенный расход в он-лайн режиме, есть расходомеры требующие определенного времени для вычисления расхода, но тогда возникает проблема запаздывания информации о расходе деэмульгатора, при этом автоматика регулировать адекватно не будет.

Поэтому в данном обосновании эта схема не рассматривается, а сравнивается оборудование для изменения производительности насоса-дозатора.

В качестве исполнительного механизма для автоматической регулировки расхода деэмульгатора рассмотрено два варианта: частотно-регулируемый привод (ЧРП) и электрические исполнительные механизмы (ЭИМ) изготовителя насосов-дозаторов фирмы OBL (Италия).

Изменение производительности с помощью регулировки длины хода (как вручную, так и через электрический привод) позволяет дозирующему насосу держать постоянным частоту двойных ходов, независимо от того, какой процент регулировки установлен на 0% или 100%, при использовании ЧРП, частота двойных ходов варьироваться 100 – 10%, резко уменьшая объемную эффективность насоса и приводя к снижению давления на всасывающей линии, вплоть до неспособности качать.

Существует несколько факторов, которые делают регулировку расхода дозирующих насосов с помощью ЭИМ фирмы OBL гораздо более надежной, безотказной и экономичной чем установка ЧРП (Таблица 3).

Таблица 3 – Преимущества ЭИМ по сравнению с ЧРП

Преимущества ЭИМ фирмы OBL	Сравнение с устройствами ЧРП
1. Диапазон изменения составляет от 0 до 100%	Диапазон расхода намного меньше, поскольку при очень низких частотах насоса, насос не качает должным образом, или не качает вообще. Так как двигатель нельзя остановить, нулевой расход не может быть достигнут.
2. Пропорциональное дозирование в диапазоне 0-100%	Изменение мощности не полностью пропорционально, потому что изменение частоты половинного хода не означает изменение половинного расхода, так как гидравлическая эффективность изменяется с частотой хода.
3. Поддержание одинаковой частоты двойных ходов, делает насос безотказным при дозировании: вязких и высокой плотностью реагентов, легко выделяющих газы химических веществ.	Увеличение частоты двойных ходов, для достижения более высоких скоростей потока при дозировании: вязкие продукты, реагенты с высокой плотностью и химические вещества, которые легко выделяют газы, расход становится: неточным, ненадежным, не пропорциональным, не линейным, зачастую возникает недостаточное давление во всасывающей линии.
4. Поддержание одинаковой частоты двойных ходов гарантирует, на протяжении всего диапазона расхода, точность, линейность, стабильность расхода.	На точность и повторяемость в значительной степени влияет частота двойных ходов. Линейность здесь даже не применима, потому что частота половинного хода не означает половинного расхода, так как гидравлическая эффективность изменяется с частотой двойных ходов
5. После установки максимальной проектной производительности и мощности, насос может быть легко подобран и ЭИМ не требует расчета для установки.	Для правильной установки ЧРП необходимы: - знание характеристик дозируемого химического вещества (плотность, вязкость и т. д.), - расчет размера насоса (частота максимально допустимых и минимальных двойных ходов, диаметры клапанов). - настройка: ручная настройка насоса, максимальное и минимальное частота двойных ходов, программное обеспечение преобразователя частоты; - расчет требуемой мощности двигателя/пускового момента при условии минимальной частоты (мощность и пусковой момент уменьшается при равенстве частоты и угловой скорости)
6. ЭИМ может быть установлен на любом дозировочном насосе OBL что делает его чрезвычайно конкурентоспособным.	Необходимая установка: двигателя с ЧРП (с перегрузкой или сниженной мощностью, с РТС - термисторами и с принудительной вентиляцией) и хорошего частотного преобразователя
7. С ЭИМ всегда доступна обратная связь 4-20 мА.	С инвертором нет обратной связи поэтому, чтобы иметь обратную связь, счетчик хода должен быть установлен на насосах (имеется на насосах OBL) и должна быть использована правильная логика на панели управления. В любом случае, если длина хода вручную изменяется локально вручную, сигнал обратной связи должен быть пересчитан.
8. ЭИМ всегда имеет возможность контроля и настройки по месту.	Из-за инвертора производительность насоса не может быть легко проверена, поскольку нет локального считывания (контроль хода указывает на длину хода, а не скорость).
9. Если у ЭИМ возникнут проблемы с электроникой или приводным двигателем: - ЭИМ типа Z имеет ручное аварийное переключение; - насос продолжает качать.	Если двигатель, работающий от инвертора, сгорит (что особенно вероятно, когда он специально не спроектирован для применения с ЧРП) насос не сможет ни качать, ни регулироваться.



В ходе анализа существующих технических средств автоматического регулирования подачи деэмульгатора с целью поддержания постоянной дозировки в условиях флуктуаций поступления нефтяной фазы на УПН можно сделать вывод, что наиболее подходящим и целесообразным методом регулирования для имеющихся дозирующих насосов которые имеют возможность регулирования подачи деэмульгатора без остановки, в существующих условиях, является применение актуатора по следующим причинам:

- актуатор имеет больше преимуществ по сравнению с ЧРП (Таблица 3);
- актуатор позволяет обойтись без расходомера на линии деэмульгатора, так как определенному его положению соответствует определенный расход;
- электрические и пневматические актуаторы выпускаются и укомплектовываются заводом-изготовителем имеющихся дозирующих насосов, а также другими производителями (REGADA) позволяющие комплектовать ими насосы фирмы OBL.

## 8. Экономическая эффективность модернизации системы дозирования

Расчет экономической эффективности модернизированной системы обработки и дозирования деэмульгатора основан на реальных данных технологического процесса и фактических ценах на химреагент и оборудование, представлен в таблице 4.

Таблица 4 - Расчет экономической эффективности

№	Показатели	Значения	Ед. изм.
1.	Расход деэмульгатора до оптимизации	144,110	л/час
2.	Расход деэмульгатора после оптимизации	138,423	л/час
3.	Сокращение расхода деэмульгатора	5,687	л/час
4.	Стоимость деэмульгатора	3 372,64	USD/м3
<b>5.</b>	<b>Годовая экономия от оптимизации расхода</b>	<b>168,0</b>	<b>тыс.USD</b>
6.	Единовременные затраты на внедрение оборудования и системы	45,6	тыс.USD
6.1.	Стоимость насосов с актуаторами (2 ед.)	13,5	тыс.USD
6.2.	Стоимость электротехнической продукции и средств автоматики	15,0	тыс.USD
6.3.	Затраты на монтажные работы и ПНР	17,1	тыс.USD
<b>7.</b>	<b>Годовой экономический эффект</b>	<b>122,4</b>	<b>тыс.USD</b>
<b>8.</b>	<b>Срок окупаемости единовременных затрат</b>	<b>3</b>	<b>мес.</b>

## 9. Выводы и рекомендации по применению модернизированного оборудования

9.1. Оптимизация процесса дозирования деэмульгатора в соответствии с предлагаемой модернизацией оборудования за счет синхронизации расхода деэмульгатора в соответствии с изменением объема нефтяной фазы в поступающей на подготовку жидкости, позволит устранить необоснованный расход деэмульгатора при поступлении минимальных объемов нефти, т. е. провести сокращение расхода деэмульгатора, которое зависит от характера нестабильности поступления нефти на подготовку.

9.2. Автоматизация процесса дозирования позволит увеличить надежность системы подготовки нефти на УПН, минимизируя риски получения некондиции, которые в условиях перегруженности УПН влекут за собой необходимость ограничения добычи на величину того объема некондиционной нефти, который необходимо повторно подготовить.

9.3. Так как системы автоматического регулирования технологических процессов являются функциональными элементами направления интеллектуализации месторождения, реализация принципа синхронного дозирования через использование усовершенствованного оборудования позволит не только обеспечить оптимизацию и сокращение расхода деэмульгатора, но и позволит снизить риск воздействия на персонал вредными и опасными факторами несущими химреагентом, сократить трудозатраты, связанные с обслуживанием и эксплуатацией системы обработки нефтяного потока реагентом, исключить человеческий фактор

несущий потенциальный риск получения некондиции при необоснованной регулировке расхода деэмульгатора в ручную.

9.4. Предварительные результаты проработки варианта компоновки блока дозирования актуаторами для оптимизации расхода деэмульгатора показали принципиальную возможность внедрения данного оборудования, при этом годовой экономический эффект от внедрения может составить не менее 120 тыс. USD, при сроке окупаемости затрат 3 месяца.

9.5. Положения аналитического отчета позволяют тиражировать подходы и принципы выбора оборудования для оптимизации дозирования для других химреагентов, поэтому рекомендуется для использования в процессах деэмульсации УПН Мишриф, а также в других процессах химизации добычи и подготовки нефти, газа и воды там, где это целесообразно.

9.6. Рекомендуется принять предлагаемую схему дозирования деэмульгатора для обеспечения адекватной работы системы автоматического регулирования при реализации предложения по процедуре управления изменениями МОС-409.

9.7. Для определения фактической работоспособности комплекса оборудования для оптимизации дозирования и фактической экономии по деэмульгатору рекомендуется провести пилотные испытания модернизированного оборудования на блоках дозирования химреагентов УПН Мишриф.

9.8. Оптимальным вариантом модернизации существующих дозирующих насосов при реализации МОС-409 является их комплектация актуаторами. Выбор типа привода актуаторов (электрический или пневматический привод) необходимо решить при детальной проработке в сравнении имеющихся ресурсов по электрике и воздуху КИП и А.

9.9. Рекомендуется использовать данный аналитический материал при проработке, согласовании и утверждении предложения по процедуре управления изменениями МОС-409, а также при проработке вариантов модернизации блоков дозирования антивспенивателя и деэмульгатора в объеме работ проекта капитального строительства «Капитальный ремонт и модификации на действующем производстве».

## Приложение 1.

### Расчет потенциала оптимизации расхода деэмульгатора

Таблица 1 - Поправочные коэффициенты для расчета объема поступления нефтяной фазы.

Поправочные коэффициенты, учитывающие			Объем поступления нефти		
Изменение температуры	Обводненность нефтяной эмульсии	Газосодержание нефти	Ед. изм	при 15°C	при 60°C
			кбарр/2 час	32338	35874
0,9675	7,6%	0,8569	кбарр/сут	388055	430486
			м3/сут	61696	68442
			м3/час	2571	2852

Таблица 2 - Данные он-лайн мониторинга флуктуаций расхода нефтяной фазы на входе УПН Мишриф

Время		Данные расхода нефти на выходе с НР сепараторов	Поток нефти на выходе с НР сепараторов	Расход деэмульгатора	Факт. дозировка	Отклонение дозировки от среднего значения	Необходимый расход	Минимальная дозировка	Минимальный расход д/э	Оптимизированный расход д/э
чч:мм:сс	0:00:сс	с	м3/ч	л/ч	ppm	ppm	л/ч	ppm	л/ч	л
сумма										276,847
среднее			2999,8	2689,6	<b>144,110</b>	53,6	1,5	140,1		<b>138,423</b>
минимум			2715,1	2434,4		48,9	126,8			
максимум			3284,0	2944,4		59,2	153,4			

12:00:27	0:00:27	27	2972,0	2664,6	144,110	54,08	1,98	138,8	52,10	126,8	1,041
12:00:41	0:00:14	14	2967,6	2660,7	144,110	54,16	2,06	138,6	52,10	126,8	0,539
12:01:03	0:00:22	22	3069,4	2752,0	144,110	52,37	0,27	143,4	52,10	126,8	0,876
12:01:29	0:00:26	26	3085,0	2765,9	144,110	52,10	0,00	144,1	52,10	126,8	1,041
12:01:39	0:00:10	10	3123,5	2800,5	144,110	51,46	-0,64	145,9	52,10	126,8	0,405
12:02:03	0:00:24	24	3071,2	2753,6	144,110	52,34	0,24	143,5	52,10	126,8	0,956
12:02:17	0:00:14	14	3076,1	2758,0	144,110	52,25	0,15	143,7	52,10	126,8	0,559
12:02:29	0:00:12	12	3005,8	2695,0	144,110	53,47	1,37	140,4	52,10	126,8	0,468
12:02:45	0:00:16	16	2951,1	2645,9	144,110	54,46	2,36	137,9	52,10	126,8	0,613
12:02:57	0:00:12	12	3024,9	2712,1	144,110	53,14	1,04	141,3	52,10	126,8	0,471
12:03:13	0:00:16	16	2939,5	2635,6	144,110	54,68	2,58	137,3	52,10	126,8	0,610
12:03:21	0:00:08	8	2917,8	2616,0	144,110	55,09	2,99	136,3	52,10	126,8	0,303
12:03:28	0:00:07	7	2947,9	2643,1	144,110	54,52	2,42	137,7	52,10	126,8	0,268
12:04:08	0:00:40	40	2994,5	2684,8	144,110	53,68	1,58	139,9	52,10	126,8	1,554
12:04:28	0:00:20	20	3086,2	2767,0	144,110	52,08	-0,02	144,2	52,10	126,8	0,801
12:04:48	0:00:20	20	2976,2	2668,4	144,110	54,01	1,91	139,0	52,10	126,8	0,772
12:05:06	0:00:18	18	2967,8	2660,9	144,110	54,16	2,06	138,6	52,10	126,8	0,693
12:05:22	0:00:16	16	2861,8	2565,9	144,110	56,16	4,06	133,7	52,10	126,8	0,594
12:05:52	0:00:30	30	3052,3	2736,7	144,110	52,66	0,56	142,6	52,10	126,8	1,188
12:06:01	0:00:09	9	3045,3	2730,4	144,110	52,78	0,68	142,3	52,10	126,8	0,356
12:06:11	0:00:10	10	2998,0	2688,0	144,110	53,61	1,51	140,0	52,10	126,8	0,389
12:06:37	0:00:26	26	3202,2	2871,1	144,110	50,19	-1,91	149,6	52,10	126,8	1,080
12:06:53	0:00:16	16	3107,6	2786,3	144,110	51,72	-0,38	145,2	52,10	126,8	0,645
12:07:19	0:00:26	26	2968,7	2661,7	144,110	54,14	2,04	138,7	52,10	126,8	1,002
12:07:29	0:00:10	10	2915,7	2614,2	144,110	55,13	3,03	136,2	52,10	126,8	0,378
12:07:41	0:00:12	12	2921,1	2619,0	144,110	55,02	2,92	136,5	52,10	126,8	0,455
12:07:49	0:00:08	8	2975,7	2668,0	144,110	54,01	1,91	139,0	52,10	126,8	0,309
12:08:39	0:00:50	50	3284,0	2944,4	144,110	48,94	-3,16	153,4	52,10	126,8	2,131
12:09:01	0:00:22	22	3162,1	2835,1	144,110	50,83	-1,27	147,7	52,10	126,8	0,903
12:09:19	0:00:18	18	3095,8	2775,7	144,110	51,92	-0,18	144,6	52,10	126,8	0,723
12:09:43	0:00:24	24	3080,9	2762,3	144,110	52,17	0,07	143,9	52,10	126,8	0,959
12:09:57	0:00:14	14	3132,3	2808,4	144,110	51,31	-0,79	146,3	52,10	126,8	0,569
12:10:15	0:00:18	18	3005,2	2694,4	144,110	53,48	1,38	140,4	52,10	126,8	0,702
12:10:23	0:00:08	8	3034,7	2720,9	144,110	52,96	0,86	141,8	52,10	126,8	0,315
12:10:53	0:00:30	30	3001,5	2691,1	144,110	53,55	1,45	140,2	52,10	126,8	1,168
12:11:05	0:00:12	12	2962,9	2656,5	144,110	54,25	2,15	138,4	52,10	126,8	0,461
12:11:17	0:00:12	12	3006,4	2695,5	144,110	53,46	1,36	140,4	52,10	126,8	0,468
12:11:33	0:00:16	16	3000,2	2689,9	144,110	53,57	1,47	140,1	52,10	126,8	0,623
12:11:53	0:00:20	20	2952,7	2647,4	144,110	54,44	2,34	137,9	52,10	126,8	0,766
12:12:09	0:00:16	16	3006,7	2695,8	144,110	53,46	1,36	140,5	52,10	126,8	0,624
12:12:19	0:00:10	10	3007,2	2696,2	144,110	53,45	1,35	140,5	52,10	126,8	0,390
12:12:35	0:00:16	16	3026,4	2713,4	144,110	53,11	1,01	141,4	52,10	126,8	0,628
12:12:53	0:00:18	18	2943,9	2639,4	144,110	54,60	2,50	137,5	52,10	126,8	0,688
12:13:09	0:00:16	16	3009,3	2698,1	144,110	53,41	1,31	140,6	52,10	126,8	0,625
12:13:27	0:00:18	18	3006,9	2695,9	144,110	53,45	1,35	140,5	52,10	126,8	0,702
12:13:35	0:00:08	8	3040,1	2725,7	144,110	52,87	0,77	142,0	52,10	126,8	0,316
12:13:59	0:00:24	24	2945,8	2641,2	144,110	54,56	2,46	137,6	52,10	126,8	0,917
12:14:07	0:00:08	8	2867,5	2571,0	144,110	56,05	3,95	133,9	52,10	126,8	0,298
12:14:13	0:00:06	6	2860,6	2564,8	144,110	56,19	4,09	133,6	52,10	126,8	0,223
12:14:45	0:00:32	32	3007,0	2696,1	144,110	53,45	1,35	140,5	52,10	126,8	1,249
12:15:01	0:00:16	16	3070,7	2753,1	144,110	52,34	0,24	143,4	52,10	126,8	0,638
12:15:21	0:00:20	20	3129,9	2806,2	144,110	51,35	-0,75	146,2	52,10	126,8	0,812
12:15:47	0:00:26	26	3028,7	2715,5	144,110	53,07	0,97	141,5	52,10	126,8	1,022
12:16:09	0:00:22	22	3017,4	2705,3	144,110	53,27	1,17	140,9	52,10	126,8	0,861
12:16:21	0:00:12	12	2993,5	2683,9	144,110	53,69	1,59	139,8	52,10	126,8	0,466
12:16:35	0:00:14	14	3029,0	2715,8	144,110	53,06	0,96	141,5	52,10	126,8	0,550
12:16:45	0:00:10	10	3011,6	2700,2	144,110	53,37	1,27	140,7	52,10	126,8	0,391



12:16:49	0:00:04	4	2999,2	2689,1	144,110	53,59	1,49	140,1	52,10	126,8	0,156
12:17:03	0:00:14	14	3012,2	2700,7	144,110	53,36	1,26	140,7	52,10	126,8	0,547
12:17:23	0:00:20	20	2940,0	2636,0	144,110	54,67	2,57	137,3	52,10	126,8	0,763
12:17:43	0:00:20	20	2922,1	2620,0	144,110	55,00	2,90	136,5	52,10	126,8	0,758
12:18:09	0:00:26	26	2903,4	2603,2	144,110	55,36	3,26	135,6	52,10	126,8	0,980
12:18:21	0:00:12	12	2935,3	2631,7	144,110	54,76	2,66	137,1	52,10	126,8	0,457
12:18:37	0:00:16	16	2934,0	2630,6	144,110	54,78	2,68	137,1	52,10	126,8	0,609
12:19:05	0:00:28	28	2855,2	2560,0	144,110	56,29	4,19	133,4	52,10	126,8	1,037
12:19:23	0:00:18	18	2893,2	2594,0	144,110	55,56	3,46	135,1	52,10	126,8	0,676
12:19:33	0:00:10	10	2805,1	2515,1	144,110	57,30	5,20	131,0	52,10	126,8	0,364
12:19:49	0:00:16	16	2732,5	2449,9	144,110	58,82	6,72	127,6	52,10	126,8	0,567
12:20:23	0:00:34	34	2934,4	2631,0	144,110	54,77	2,67	137,1	52,10	126,8	1,295
12:20:33	0:00:10	10	2920,1	2618,1	144,110	55,04	2,94	136,4	52,10	126,8	0,379
12:20:45	0:00:12	12	2849,6	2554,9	144,110	56,40	4,30	133,1	52,10	126,8	0,444
12:21:01	0:00:16	16	2858,8	2563,2	144,110	56,22	4,12	133,5	52,10	126,8	0,594
12:21:19	0:00:18	18	2927,2	2624,5	144,110	54,91	2,81	136,7	52,10	126,8	0,684
12:21:55	0:00:36	36	3199,1	2868,3	144,110	50,24	-1,86	149,4	52,10	126,8	1,494
12:22:09	0:00:14	14	3168,7	2841,1	144,110	50,72	-1,38	148,0	52,10	126,8	0,576
12:22:33	0:00:24	24	3190,3	2860,4	144,110	50,38	-1,72	149,0	52,10	126,8	0,994
12:22:59	0:00:26	26	3141,5	2816,6	144,110	51,16	-0,94	146,7	52,10	126,8	1,060
12:23:11	0:00:12	12	3068,7	2751,4	144,110	52,38	0,28	143,3	52,10	126,8	0,478
12:23:29	0:00:18	18	3168,2	2840,6	144,110	50,73	-1,37	148,0	52,10	126,8	0,740
12:23:49	0:00:20	20	3010,4	2699,1	144,110	53,39	1,29	140,6	52,10	126,8	0,781
12:23:57	0:00:08	8	3021,2	2708,8	144,110	53,20	1,10	141,1	52,10	126,8	0,314
12:24:01	0:00:04	4	3039,6	2725,2	144,110	52,88	0,78	142,0	52,10	126,8	0,158
12:24:21	0:00:20	20	2890,0	2591,2	144,110	55,62	3,52	135,0	52,10	126,8	0,750
12:24:43	0:00:22	22	2919,8	2617,9	144,110	55,05	2,95	136,4	52,10	126,8	0,834
12:24:55	0:00:12	12	2863,8	2567,7	144,110	56,12	4,02	133,8	52,10	126,8	0,446
12:25:11	0:00:16	16	2962,7	2656,3	144,110	54,25	2,15	138,4	52,10	126,8	0,615
12:25:29	0:00:18	18	2841,1	2547,3	144,110	56,57	4,47	132,7	52,10	126,8	0,664
12:25:47	0:00:18	18	2848,7	2554,1	144,110	56,42	4,32	133,1	52,10	126,8	0,665
12:25:55	0:00:08	8	2828,2	2535,7	144,110	56,83	4,73	132,1	52,10	126,8	0,294
12:26:33	0:00:38	38	2957,8	2651,9	144,110	54,34	2,24	138,2	52,10	126,8	1,458
12:26:47	0:00:14	14	3076,3	2758,2	144,110	52,25	0,15	143,7	52,10	126,8	0,559
12:26:53	0:00:06	6	3089,2	2769,8	144,110	52,03	-0,07	144,3	52,10	126,8	0,241
12:27:19	0:00:26	26	2840,7	2547,0	144,110	56,58	4,48	132,7	52,10	126,8	0,958
12:27:35	0:00:16	16	2855,6	2560,3	144,110	56,29	4,19	133,4	52,10	126,8	0,593
12:27:43	0:00:08	8	2807,7	2517,3	144,110	57,25	5,15	131,2	52,10	126,8	0,291
12:27:51	0:00:08	8	2761,8	2476,2	144,110	58,20	6,10	129,0	52,10	126,8	0,287
12:28:23	0:00:32	32	2954,6	2649,1	144,110	54,40	2,30	138,0	52,10	126,8	1,227
12:28:45	0:00:22	22	2999,2	2689,1	144,110	53,59	1,49	140,1	52,10	126,8	0,856
12:28:55	0:00:10	10	3059,4	2743,0	144,110	52,54	0,44	142,9	52,10	126,8	0,397
12:29:09	0:00:14	14	3029,8	2716,5	144,110	53,05	0,95	141,5	52,10	126,8	0,550
12:29:31	0:00:22	22	3006,5	2695,6	144,110	53,46	1,36	140,4	52,10	126,8	0,858
12:30:07	0:00:36	36	2956,0	2650,3	144,110	54,37	2,27	138,1	52,10	126,8	1,381
12:30:21	0:00:14	14	2985,0	2676,3	144,110	53,85	1,75	139,4	52,10	126,8	0,542
12:30:35	0:00:14	14	2892,1	2593,1	144,110	55,58	3,48	135,1	52,10	126,8	0,525
12:30:43	0:00:08	8	2907,5	2606,8	144,110	55,28	3,18	135,8	52,10	126,8	0,302
12:31:13	0:00:30	30	3036,4	2722,4	144,110	52,93	0,83	141,8	52,10	126,8	1,182
12:31:25	0:00:12	12	3008,3	2697,2	144,110	53,43	1,33	140,5	52,10	126,8	0,468
12:32:05	0:00:40	40	3072,1	2754,4	144,110	52,32	0,22	143,5	52,10	126,8	1,594
12:32:11	0:00:06	6	3064,6	2747,7	144,110	52,45	0,35	143,2	52,10	126,8	0,239
12:32:27	0:00:16	16	2933,1	2629,8	144,110	54,80	2,70	137,0	52,10	126,8	0,609
12:32:59	0:00:32	32	3020,1	2707,7	144,110	53,22	1,12	141,1	52,10	126,8	1,254
12:33:05	0:00:06	6	3026,9	2713,9	144,110	53,10	1,00	141,4	52,10	126,8	0,236
12:33:11	0:00:06	6	3055,3	2739,3	144,110	52,61	0,51	142,7	52,10	126,8	0,238
12:33:45	0:00:34	34	2963,3	2656,8	144,110	54,24	2,14	138,4	52,10	126,8	1,307

12:33:55	0:00:10	10	2989,7	2680,5	144,110	53,76	1,66	139,7	52,10	126,8	0,388
12:34:15	0:00:20	20	2885,8	2587,4	144,110	55,70	3,60	134,8	52,10	126,8	0,749
12:34:41	0:00:26	26	2948,2	2643,3	144,110	54,52	2,42	137,7	52,10	126,8	0,995
12:34:49	0:00:08	8	2921,7	2619,5	144,110	55,01	2,91	136,5	52,10	126,8	0,303
12:34:57	0:00:08	8	2872,8	2575,7	144,110	55,95	3,85	134,2	52,10	126,8	0,298
12:35:25	0:00:28	28	2948,5	2643,6	144,110	54,51	2,41	137,7	52,10	126,8	1,071
12:35:43	0:00:18	18	2991,9	2682,5	144,110	53,72	1,62	139,8	52,10	126,8	0,699
12:35:53	0:00:10	10	3028,1	2715,0	144,110	53,08	0,98	141,5	52,10	126,8	0,393
12:36:34	0:00:41	41	3050,2	2734,7	144,110	52,70	0,60	142,5	52,10	126,8	1,623
12:36:44	0:00:10	10	3001,0	2690,7	144,110	53,56	1,46	140,2	52,10	126,8	0,389
12:36:52	0:00:08	8	3020,1	2707,8	144,110	53,22	1,12	141,1	52,10	126,8	0,314
12:37:22	0:00:30	30	2913,2	2612,0	144,110	55,17	3,07	136,1	52,10	126,8	1,134
12:37:32	0:00:10	10	2924,9	2622,4	144,110	54,95	2,85	136,6	52,10	126,8	0,380
12:37:50	0:00:18	18	3049,2	2733,9	144,110	52,71	0,61	142,4	52,10	126,8	0,712
12:38:21	0:00:31	31	3030,1	2716,7	144,110	53,05	0,95	141,5	52,10	126,8	1,219
12:38:33	0:00:12	12	3012,4	2700,9	144,110	53,36	1,26	140,7	52,10	126,8	0,469
12:38:49	0:00:16	16	2975,5	2667,8	144,110	54,02	1,92	139,0	52,10	126,8	0,618
12:39:15	0:00:26	26	2966,3	2659,5	144,110	54,19	2,09	138,6	52,10	126,8	1,001
12:39:23	0:00:08	8	2971,6	2664,3	144,110	54,09	1,99	138,8	52,10	126,8	0,308
12:39:29	0:00:06	6	2992,7	2683,3	144,110	53,71	1,61	139,8	52,10	126,8	0,233
12:39:43	0:00:14	14	2970,9	2663,7	144,110	54,10	2,00	138,8	52,10	126,8	0,540
12:40:13	0:00:30	30	2988,0	2679,0	144,110	53,79	1,69	139,6	52,10	126,8	1,163
12:40:23	0:00:10	10	2943,8	2639,4	144,110	54,60	2,50	137,5	52,10	126,8	0,382
12:40:45	0:00:22	22	3049,8	2734,4	144,110	52,70	0,60	142,5	52,10	126,8	0,871
12:40:51	0:00:06	6	3042,4	2727,8	144,110	52,83	0,73	142,1	52,10	126,8	0,237
12:41:13	0:00:22	22	2899,4	2599,6	144,110	55,44	3,34	135,4	52,10	126,8	0,828
12:41:31	0:00:18	18	2910,8	2609,8	144,110	55,22	3,12	136,0	52,10	126,8	0,680
12:41:43	0:00:12	12	2873,7	2576,6	144,110	55,93	3,83	134,2	52,10	126,8	0,447
12:41:55	0:00:12	12	2907,0	2606,3	144,110	55,29	3,19	135,8	52,10	126,8	0,453
12:42:03	0:00:08	8	2893,0	2593,9	144,110	55,56	3,46	135,1	52,10	126,8	0,300
12:42:21	0:00:18	18	2772,4	2485,7	144,110	57,97	5,87	129,5	52,10	126,8	0,648
12:42:53	0:00:32	32	2715,1	2434,4	144,110	59,20	7,10	126,8	52,10	126,8	1,127
12:42:59	0:00:06	6	2716,3	2435,4	144,110	59,17	7,07	126,9	52,10	126,8	0,211
12:43:45	0:00:46	46	3110,3	2788,6	144,110	51,68	-0,42	145,3	52,10	126,8	1,856
12:43:53	0:00:08	8	3203,9	2872,6	144,110	50,17	-1,93	149,7	52,10	126,8	0,333
12:43:57	0:00:04	4	3223,2	2889,9	144,110	49,87	-2,23	150,6	52,10	126,8	0,167
12:44:29	0:00:32	32	3047,3	2732,2	144,110	52,75	0,65	142,3	52,10	126,8	1,265
12:44:47	0:00:18	18	2999,1	2689,0	144,110	53,59	1,49	140,1	52,10	126,8	0,700
12:45:05	0:00:18	18	3019,3	2707,1	144,110	53,23	1,13	141,0	52,10	126,8	0,705
12:45:15	0:00:10	10	2977,9	2670,0	144,110	53,97	1,87	139,1	52,10	126,8	0,386
12:45:29	0:00:14	14	3011,8	2700,4	144,110	53,37	1,27	140,7	52,10	126,8	0,547
12:45:43	0:00:14	14	2976,8	2669,0	144,110	53,99	1,89	139,1	52,10	126,8	0,541
12:45:59	0:00:16	16	2900,9	2600,9	144,110	55,41	3,31	135,5	52,10	126,8	0,602
12:46:23	0:00:24	24	2914,9	2613,5	144,110	55,14	3,04	136,2	52,10	126,8	0,908
12:46:33	0:00:10	10	2905,0	2604,6	144,110	55,33	3,23	135,7	52,10	126,8	0,377
12:47:07	0:00:34	34	3002,1	2691,7	144,110	53,54	1,44	140,2	52,10	126,8	1,324
12:47:15	0:00:08	8	2996,5	2686,6	144,110	53,64	1,54	140,0	52,10	126,8	0,311
12:47:29	0:00:14	14	2919,2	2617,3	144,110	55,06	2,96	136,4	52,10	126,8	0,530
12:47:57	0:00:28	28	2900,5	2600,5	144,110	55,42	3,32	135,5	52,10	126,8	1,054
12:48:13	0:00:16	16	2943,5	2639,1	144,110	54,60	2,50	137,5	52,10	126,8	0,611
12:48:19	0:00:06	6	2923,4	2621,1	144,110	54,98	2,88	136,6	52,10	126,8	0,228
12:48:29	0:00:10	10	2851,4	2556,5	144,110	56,37	4,27	133,2	52,10	126,8	0,370
12:49:07	0:00:38	38	2766,6	2480,5	144,110	58,10	6,00	129,2	52,10	126,8	1,364
12:49:13	0:00:06	6	2749,5	2465,2	144,110	58,46	6,36	128,4	52,10	126,8	0,214
12:49:21	0:00:08	8	2780,4	2492,9	144,110	57,81	5,71	129,9	52,10	126,8	0,289
12:49:59	0:00:38	38	2838,1	2544,6	144,110	56,63	4,53	132,6	52,10	126,8	1,399
12:50:11	0:00:12	12	2834,4	2541,3	144,110	56,71	4,61	132,4	52,10	126,8	0,441

12:50:41	0:00:30	30	2723,7	2442,0	144,110	59,01	6,91	127,2	52,10	126,8	1,060
12:50:53	0:00:12	12	2780,7	2493,1	144,110	57,80	5,70	129,9	52,10	126,8	0,433
12:51:03	0:00:10	10	2971,6	2664,3	144,110	54,09	1,99	138,8	52,10	126,8	0,386
12:51:29	0:00:26	26	3050,7	2735,2	144,110	52,69	0,59	142,5	52,10	126,8	1,029
12:51:49	0:00:20	20	3026,4	2713,4	144,110	53,11	1,01	141,4	52,10	126,8	0,785
12:51:55	0:00:06	6	3081,0	2762,4	144,110	52,17	0,07	143,9	52,10	126,8	0,240
12:52:09	0:00:14	14	3197,7	2867,0	144,110	50,26	-1,84	149,4	52,10	126,8	0,581
12:52:37	0:00:28	28	3100,4	2779,8	144,110	51,84	-0,26	144,8	52,10	126,8	1,126
12:52:51	0:00:14	14	3017,2	2705,2	144,110	53,27	1,17	140,9	52,10	126,8	0,548
12:53:09	0:00:18	18	3031,3	2717,8	144,110	53,02	0,92	141,6	52,10	126,8	0,708
12:53:19	0:00:10	10	2977,8	2669,9	144,110	53,98	1,88	139,1	52,10	126,8	0,386
12:53:41	0:00:22	22	3072,9	2755,1	144,110	52,31	0,21	143,5	52,10	126,8	0,877
12:53:55	0:00:14	14	2990,7	2681,4	144,110	53,74	1,64	139,7	52,10	126,8	0,543
12:54:15	0:00:20	20	2998,3	2688,3	144,110	53,61	1,51	140,1	52,10	126,8	0,778
12:54:33	0:00:18	18	2918,5	2616,7	144,110	55,07	2,97	136,3	52,10	126,8	0,682
12:55:03	0:00:30	30	2872,5	2575,5	144,110	55,95	3,85	134,2	52,10	126,8	1,118
12:55:13	0:00:10	10	2893,2	2594,0	144,110	55,55	3,45	135,1	52,10	126,8	0,375
12:55:25	0:00:12	12	2883,3	2585,1	144,110	55,75	3,65	134,7	52,10	126,8	0,449
12:55:37	0:00:12	12	2866,7	2570,3	144,110	56,07	3,97	133,9	52,10	126,8	0,446
12:55:51	0:00:14	14	2932,1	2628,9	144,110	54,82	2,72	137,0	52,10	126,8	0,533
12:56:17	0:00:26	26	2845,4	2551,1	144,110	56,49	4,39	132,9	52,10	126,8	0,960
12:56:39	0:00:22	22	2901,2	2601,2	144,110	55,40	3,30	135,5	52,10	126,8	0,828
12:57:09	0:00:30	30	2844,1	2550,0	144,110	56,51	4,41	132,9	52,10	126,8	1,107
12:57:23	0:00:14	14	2808,1	2517,7	144,110	57,24	5,14	131,2	52,10	126,8	0,510
12:58:05	0:00:42	42	3088,0	2768,7	144,110	52,05	-0,05	144,2	52,10	126,8	1,683
12:58:15	0:00:10	10	3070,7	2753,2	144,110	52,34	0,24	143,4	52,10	126,8	0,398
12:58:45	0:00:30	30	2978,7	2670,7	144,110	53,96	1,86	139,1	52,10	126,8	1,160
12:58:51	0:00:06	6	2981,0	2672,7	144,110	53,92	1,82	139,2	52,10	126,8	0,232
12:59:07	0:00:16	16	3050,8	2735,3	144,110	52,68	0,58	142,5	52,10	126,8	0,633
12:59:51	0:00:44	44	3009,9	2698,7	144,110	53,40	1,30	140,6	52,10	126,8	1,718
13:00:05	0:00:14	14	2938,6	2634,7	144,110	54,70	2,60	137,3	52,10	126,8	0,534
13:00:39	0:00:34	34	3060,9	2744,4	144,110	52,51	0,41	143,0	52,10	126,8	1,350
13:00:47	0:00:08	8	3038,5	2724,3	144,110	52,90	0,80	141,9	52,10	126,8	0,315
13:00:57	0:00:10	10	3009,0	2697,8	144,110	53,42	1,32	140,6	52,10	126,8	0,390
13:01:07	0:00:10	10	3054,2	2738,3	144,110	52,63	0,53	142,7	52,10	126,8	0,396
13:01:28	0:00:21	21	2965,2	2658,6	144,110	54,21	2,11	138,5	52,10	126,8	0,808
13:01:35	0:00:07	7	2987,0	2678,1	144,110	53,81	1,71	139,5	52,10	126,8	0,271
13:01:51	0:00:16	16	2998,2	2688,1	144,110	53,61	1,51	140,1	52,10	126,8	0,622
13:02:03	0:00:12	12	3028,6	2715,4	144,110	53,07	0,97	141,5	52,10	126,8	0,472
13:02:27	0:00:24	24	2990,8	2681,5	144,110	53,74	1,64	139,7	52,10	126,8	0,931
13:02:45	0:00:18	18	3009,1	2697,9	144,110	53,42	1,32	140,6	52,10	126,8	0,703
13:02:57	0:00:12	12	3059,7	2743,3	144,110	52,53	0,43	142,9	52,10	126,8	0,476
13:03:19	0:00:22	22	3007,0	2696,1	144,110	53,45	1,35	140,5	52,10	126,8	0,858
13:03:37	0:00:18	18	3008,6	2697,5	144,110	53,42	1,32	140,5	52,10	126,8	0,703
13:04:25	0:00:48	48	2875,2	2577,9	144,110	55,90	3,80	134,3	52,10	126,8	1,791
13:04:55	0:00:30	30	2951,2	2646,0	144,110	54,46	2,36	137,9	52,10	126,8	1,149
13:05:23	0:00:28	28	3124,5	2801,4	144,110	51,44	-0,66	146,0	52,10	126,8	1,135
13:05:32	0:00:09	9	3129,5	2805,9	144,110	51,36	-0,74	146,2	52,10	126,8	0,365
13:05:48	0:00:16	16	3044,5	2729,7	144,110	52,79	0,69	142,2	52,10	126,8	0,632
13:06:13	0:00:25	25	3083,1	2764,2	144,110	52,13	0,03	144,0	52,10	126,8	1,000
13:06:23	0:00:10	10	3055,4	2739,5	144,110	52,61	0,51	142,7	52,10	126,8	0,396
13:06:41	0:00:18	18	3111,0	2789,3	144,110	51,66	-0,44	145,3	52,10	126,8	0,727
13:07:11	0:00:30	30	3157,5	2831,0	144,110	50,90	-1,20	147,5	52,10	126,8	1,229
13:07:19	0:00:08	8	3143,8	2818,7	144,110	51,13	-0,97	146,9	52,10	126,8	0,326
13:07:25	0:00:06	6	3142,2	2817,3	144,110	51,15	-0,95	146,8	52,10	126,8	0,245
13:07:58	0:00:33	33	3247,7	2911,8	144,110	49,49	-2,61	151,7	52,10	126,8	1,391
13:08:05	0:00:07	7	3244,3	2908,8	144,110	49,54	-2,56	151,5	52,10	126,8	0,295

13:08:16	0:00:11	11	3109,5	2787,9	144,110	51,69	-0,41	145,3	52,10	126,8	0,444
13:08:24	0:00:08	8	3102,9	2782,0	144,110	51,80	-0,30	144,9	52,10	126,8	0,322
13:08:37	0:00:13	13	3107,3	2785,9	144,110	51,73	-0,37	145,1	52,10	126,8	0,524
13:09:00	0:00:23	23	3017,1	2705,1	144,110	53,27	1,17	140,9	52,10	126,8	0,900
13:09:50	0:00:50	50	3043,4	2728,7	144,110	52,81	0,71	142,2	52,10	126,8	1,974
13:09:59	0:00:09	9	3083,2	2764,3	144,110	52,13	0,03	144,0	52,10	126,8	0,360
13:10:22	0:00:23	23	3015,5	2703,6	144,110	53,30	1,20	140,9	52,10	126,8	0,900
13:11:02	0:00:40	40	2972,0	2664,7	144,110	54,08	1,98	138,8	52,10	126,8	1,543
13:11:22	0:00:20	20	3016,7	2704,8	144,110	53,28	1,18	140,9	52,10	126,8	0,783
13:11:42	0:00:20	20	3149,0	2823,4	144,110	51,04	-1,06	147,1	52,10	126,8	0,817
13:11:58	0:00:16	16	3125,0	2801,9	144,110	51,43	-0,67	146,0	52,10	126,8	0,649
13:12:16	0:00:18	18	3178,6	2849,9	144,110	50,57	-1,53	148,5	52,10	126,8	0,742
13:12:27	0:00:11	11	3141,6	2816,7	144,110	51,16	-0,94	146,8	52,10	126,8	0,448
13:12:39	0:00:12	12	3084,0	2765,1	144,110	52,12	0,02	144,1	52,10	126,8	0,480
13:13:15	0:00:36	36	3026,5	2713,5	144,110	53,11	1,01	141,4	52,10	126,8	1,414
13:13:29	0:00:14	14	3072,1	2754,4	144,110	52,32	0,22	143,5	52,10	126,8	0,558
13:14:00	0:00:31	31	3064,7	2747,8	144,110	52,45	0,35	143,2	52,10	126,8	1,233
13:14:05	0:00:05	5	3082,0	2763,3	144,110	52,15	0,05	144,0	52,10	126,8	0,200
13:14:23	0:00:18	18	3016,2	2704,3	144,110	53,29	1,19	140,9	52,10	126,8	0,704
13:14:39	0:00:16	16	3036,4	2722,4	144,110	52,93	0,83	141,8	52,10	126,8	0,630
13:14:55	0:00:16	16	2965,4	2658,7	144,110	54,20	2,10	138,5	52,10	126,8	0,616
13:15:13	0:00:18	18	3017,8	2705,8	144,110	53,26	1,16	141,0	52,10	126,8	0,705
13:15:19	0:00:06	6	3008,7	2697,6	144,110	53,42	1,32	140,5	52,10	126,8	0,234
13:15:24	0:00:05	5	2983,2	2674,7	144,110	53,88	1,78	139,4	52,10	126,8	0,194
13:15:45	0:00:21	21	3077,0	2758,8	144,110	52,24	0,14	143,7	52,10	126,8	0,838
13:16:01	0:00:16	16	3007,4	2696,4	144,110	53,45	1,35	140,5	52,10	126,8	0,624
13:16:35	0:00:34	34	2997,0	2687,1	144,110	53,63	1,53	140,0	52,10	126,8	1,322
13:16:57	0:00:22	22	3015,3	2703,5	144,110	53,31	1,21	140,8	52,10	126,8	0,861
13:17:27	0:00:30	30	2993,9	2684,3	144,110	53,69	1,59	139,8	52,10	126,8	1,165
13:17:55	0:00:28	28	2885,8	2587,4	144,110	55,70	3,60	134,8	52,10	126,8	1,048
13:18:17	0:00:22	22	2956,0	2650,3	144,110	54,37	2,27	138,1	52,10	126,8	0,844
13:18:53	0:00:36	36	3221,6	2888,4	144,110	49,89	-2,21	150,5	52,10	126,8	1,505
13:18:59	0:00:06	6	3212,3	2880,2	144,110	50,04	-2,06	150,1	52,10	126,8	0,250
13:19:27	0:00:28	28	3094,0	2774,1	144,110	51,95	-0,15	144,5	52,10	126,8	1,124
13:19:53	0:00:26	26	3108,9	2787,4	144,110	51,70	-0,40	145,2	52,10	126,8	1,049
13:20:13	0:00:20	20	3109,5	2787,9	144,110	51,69	-0,41	145,2	52,10	126,8	0,807
13:20:39	0:00:26	26	3063,8	2747,0	144,110	52,46	0,36	143,1	52,10	126,8	1,034
13:20:49	0:00:10	10	3015,0	2703,2	144,110	53,31	1,21	140,8	52,10	126,8	0,391
13:21:05	0:00:16	16	3044,2	2729,4	144,110	52,80	0,70	142,2	52,10	126,8	0,632
13:21:21	0:00:16	16	2881,8	2583,8	144,110	55,77	3,67	134,6	52,10	126,8	0,598
13:21:41	0:00:20	20	2954,2	2648,7	144,110	54,41	2,31	138,0	52,10	126,8	0,767
13:22:07	0:00:26	26	2880,7	2582,8	144,110	55,80	3,70	134,6	52,10	126,8	0,972
13:22:23	0:00:16	16	2901,8	2601,7	144,110	55,39	3,29	135,5	52,10	126,8	0,602
13:22:39	0:00:16	16	2977,1	2669,2	144,110	53,99	1,89	139,1	52,10	126,8	0,618
13:23:09	0:00:30	30	3082,3	2763,6	144,110	52,15	0,05	144,0	52,10	126,8	1,200
13:23:15	0:00:06	6	3070,2	2752,7	144,110	52,35	0,25	143,4	52,10	126,8	0,239
13:23:35	0:00:20	20	2912,8	2611,5	144,110	55,18	3,08	136,1	52,10	126,8	0,756
13:23:41	0:00:06	6	2883,3	2585,1	144,110	55,75	3,65	134,7	52,10	126,8	0,224
13:24:15	0:00:34	34	2909,5	2608,6	144,110	55,24	3,14	135,9	52,10	126,8	1,284
13:24:27	0:00:12	12	2978,3	2670,3	144,110	53,97	1,87	139,1	52,10	126,8	0,464
13:24:45	0:00:18	18	2974,0	2666,4	144,110	54,05	1,95	138,9	52,10	126,8	0,695
13:24:57	0:00:12	12	3045,2	2730,3	144,110	52,78	0,68	142,2	52,10	126,8	0,474
13:25:13	0:00:16	16	3037,0	2723,0	144,110	52,92	0,82	141,9	52,10	126,8	0,631
13:25:31	0:00:18	18	3121,5	2798,7	144,110	51,49	-0,61	145,8	52,10	126,8	0,729
13:26:11	0:00:40	40	3106,6	2785,4	144,110	51,74	-0,36	145,1	52,10	126,8	1,612
13:26:39	0:00:28	28	3090,5	2770,9	144,110	52,01	-0,09	144,4	52,10	126,8	1,123
13:26:49	0:00:10	10	3115,3	2793,1	144,110	51,59	-0,51	145,5	52,10	126,8	0,404

13:27:05	0:00:16	16	3099,1	2778,7	144,110	51,86	-0,24	144,8	52,10	126,8	0,643
13:27:13	0:00:08	8	3063,4	2746,6	144,110	52,47	0,37	143,1	52,10	126,8	0,318
13:27:33	0:00:20	20	3117,9	2795,5	144,110	51,55	-0,55	145,6	52,10	126,8	0,809
13:27:49	0:00:16	16	3034,6	2720,8	144,110	52,97	0,87	141,8	52,10	126,8	0,630
13:28:29	0:00:40	40	3054,5	2738,7	144,110	52,62	0,52	142,7	52,10	126,8	1,585
13:28:45	0:00:16	16	3016,1	2704,2	144,110	53,29	1,19	140,9	52,10	126,8	0,626
13:28:57	0:00:12	12	3022,9	2710,3	144,110	53,17	1,07	141,2	52,10	126,8	0,471
13:29:03	0:00:06	6	3047,3	2732,2	144,110	52,75	0,65	142,3	52,10	126,8	0,237
13:29:41	0:00:38	38	2989,9	2680,7	144,110	53,76	1,66	139,7	52,10	126,8	1,474
13:30:15	0:00:34	34	2974,7	2667,0	144,110	54,03	1,93	139,0	52,10	126,8	1,312
13:30:37	0:00:22	22	2943,3	2638,9	144,110	54,61	2,51	137,5	52,10	126,8	0,840
13:31:27	0:00:50	50	2855,2	2559,9	144,110	56,29	4,19	133,4	52,10	126,8	1,852
13:31:39	0:00:12	12	2863,1	2567,0	144,110	56,14	4,04	133,7	52,10	126,8	0,446
13:32:21	0:00:42	42	3081,1	2762,5	144,110	52,17	0,07	143,9	52,10	126,8	1,679
13:32:43	0:00:22	22	3095,0	2774,9	144,110	51,93	-0,17	144,6	52,10	126,8	0,884
13:32:51	0:00:08	8	3118,6	2796,1	144,110	51,54	-0,56	145,7	52,10	126,8	0,324
13:33:07	0:00:16	16	3049,6	2734,2	144,110	52,71	0,61	142,5	52,10	126,8	0,633
13:33:17	0:00:10	10	3064,5	2747,6	144,110	52,45	0,35	143,1	52,10	126,8	0,398
13:33:31	0:00:14	14	3132,5	2808,5	144,110	51,31	-0,79	146,3	52,10	126,8	0,569
13:33:49	0:00:18	18	3093,3	2773,4	144,110	51,96	-0,14	144,5	52,10	126,8	0,722
13:34:11	0:00:22	22	3086,1	2767,0	144,110	52,08	-0,02	144,2	52,10	126,8	0,881
13:34:19	0:00:08	8	3031,5	2718,0	144,110	53,02	0,92	141,6	52,10	126,8	0,315
13:34:55	0:00:36	36	3060,7	2744,2	144,110	52,52	0,42	143,0	52,10	126,8	1,430
13:35:03	0:00:08	8	3055,1	2739,2	144,110	52,61	0,51	142,7	52,10	126,8	0,317
13:35:13	0:00:10	10	2989,6	2680,5	144,110	53,76	1,66	139,7	52,10	126,8	0,388
13:35:29	0:00:16	16	3048,8	2733,5	144,110	52,72	0,62	142,4	52,10	126,8	0,633
13:35:49	0:00:20	20	2959,9	2653,8	144,110	54,30	2,20	138,3	52,10	126,8	0,768
13:36:05	0:00:16	16	2936,8	2633,1	144,110	54,73	2,63	137,2	52,10	126,8	0,610
13:36:23	0:00:18	18	2924,8	2622,3	144,110	54,95	2,85	136,6	52,10	126,8	0,683
13:36:49	0:00:26	26	2981,2	2672,9	144,110	53,91	1,81	139,3	52,10	126,8	1,006
13:37:24	0:00:35	35	2920,5	2618,5	144,110	55,04	2,94	136,4	52,10	126,8	1,326
13:37:55	0:00:31	31	2939,6	2635,6	144,110	54,68	2,58	137,3	52,10	126,8	1,182
13:38:07	0:00:12	12	2948,5	2643,6	144,110	54,51	2,41	137,7	52,10	126,8	0,459
13:38:25	0:00:18	18	2871,3	2574,3	144,110	55,98	3,88	134,1	52,10	126,8	0,671
13:38:41	0:00:16	16	2928,3	2625,5	144,110	54,89	2,79	136,8	52,10	126,8	0,608
13:38:50	0:00:09	9	3003,0	2692,5	144,110	53,52	1,42	140,3	52,10	126,8	0,351
13:39:03	0:00:13	13	2985,5	2676,7	144,110	53,84	1,74	139,5	52,10	126,8	0,504
13:39:17	0:00:14	14	3027,5	2714,4	144,110	53,09	0,99	141,4	52,10	126,8	0,550
13:39:35	0:00:18	18	3018,7	2706,5	144,110	53,25	1,15	141,0	52,10	126,8	0,705
13:39:47	0:00:12	12	2975,2	2667,5	144,110	54,02	1,92	139,0	52,10	126,8	0,463
13:40:05	0:00:18	18	2965,1	2658,5	144,110	54,21	2,11	138,5	52,10	126,8	0,693
13:40:17	0:00:12	12	3004,6	2693,9	144,110	53,49	1,39	140,4	52,10	126,8	0,468
13:40:27	0:00:10	10	2985,6	2676,9	144,110	53,83	1,73	139,5	52,10	126,8	0,387
13:40:39	0:00:12	12	2953,9	2648,4	144,110	54,41	2,31	138,0	52,10	126,8	0,460
13:41:19	0:00:40	40	2974,4	2666,8	144,110	54,04	1,94	138,9	52,10	126,8	1,544
13:41:27	0:00:08	8	3013,6	2701,9	144,110	53,34	1,24	140,8	52,10	126,8	0,313
13:41:37	0:00:10	10	2994,3	2684,7	144,110	53,68	1,58	139,9	52,10	126,8	0,389
13:41:55	0:00:18	18	3040,9	2726,4	144,110	52,86	0,76	142,0	52,10	126,8	0,710
13:42:05	0:00:10	10	3027,2	2714,1	144,110	53,10	1,00	141,4	52,10	126,8	0,393
13:42:24	0:00:19	19	2962,4	2656,1	144,110	54,26	2,16	138,4	52,10	126,8	0,730
13:42:52	0:00:28	28	2956,3	2650,6	144,110	54,37	2,27	138,1	52,10	126,8	1,074
13:43:09	0:00:17	17	2996,2	2686,4	144,110	53,64	1,54	140,0	52,10	126,8	0,661
13:43:17	0:00:08	8	3029,1	2715,9	144,110	53,06	0,96	141,5	52,10	126,8	0,314
13:44:05	0:00:48	48	2895,5	2596,0	144,110	55,51	3,41	135,3	52,10	126,8	1,803
13:44:15	0:00:10	10	2928,6	2625,7	144,110	54,88	2,78	136,8	52,10	126,8	0,380
13:44:40	0:00:25	25	3109,8	2788,2	144,110	51,69	-0,41	145,3	52,10	126,8	1,009
13:45:00	0:00:20	20	3094,5	2774,5	144,110	51,94	-0,16	144,6	52,10	126,8	0,803

13:45:22	0:00:22	22	3144,3	2819,1	144,110	51,12	-0,98	146,9	52,10	126,8	0,898
13:45:42	0:00:20	20	2999,7	2689,5	144,110	53,58	1,48	140,1	52,10	126,8	0,778
13:45:53	0:00:11	11	3089,6	2770,1	144,110	52,02	-0,08	144,3	52,10	126,8	0,441
13:46:00	0:00:07	7	3105,8	2784,7	144,110	51,75	-0,35	145,1	52,10	126,8	0,282
13:46:27	0:00:27	27	2993,0	2683,5	144,110	53,70	1,60	139,8	52,10	126,8	1,049
13:46:39	0:00:12	12	3038,9	2724,6	144,110	52,89	0,79	142,0	52,10	126,8	0,473
13:46:49	0:00:10	10	3019,7	2707,4	144,110	53,23	1,13	141,1	52,10	126,8	0,392
13:47:13	0:00:24	24	3031,9	2718,4	144,110	53,01	0,91	141,6	52,10	126,8	0,944
13:47:27	0:00:14	14	2935,0	2631,5	144,110	54,76	2,66	137,1	52,10	126,8	0,533
13:47:41	0:00:14	14	3016,8	2704,8	144,110	53,28	1,18	140,9	52,10	126,8	0,548
13:47:50	0:00:09	9	3014,6	2702,9	144,110	53,32	1,22	140,8	52,10	126,8	0,352
13:48:03	0:00:13	13	2983,0	2674,5	144,110	53,88	1,78	139,3	52,10	126,8	0,503
13:48:17	0:00:14	14	3032,8	2719,1	144,110	53,00	0,90	141,7	52,10	126,8	0,551
13:48:33	0:00:16	16	2959,0	2653,0	144,110	54,32	2,22	138,2	52,10	126,8	0,614
13:48:39	0:00:06	6	2968,4	2661,4	144,110	54,15	2,05	138,7	52,10	126,8	0,231
13:49:19	0:00:40	40	3055,5	2739,5	144,110	52,60	0,50	142,7	52,10	126,8	1,586
13:49:28	0:00:09	9	3014,4	2702,7	144,110	53,32	1,22	140,8	52,10	126,8	0,352
13:49:33	0:00:05	5	2973,6	2666,1	144,110	54,05	1,95	138,9	52,10	126,8	0,193
13:49:38	0:00:05	5	2957,9	2652,1	144,110	54,34	2,24	138,2	52,10	126,8	0,192
13:49:55	0:00:17	17	3026,9	2713,8	144,110	53,10	1,00	141,4	52,10	126,8	0,668
13:50:19	0:00:24	24	2924,1	2621,7	144,110	54,97	2,87	136,6	52,10	126,8	0,911
13:50:27	0:00:08	8	2954,5	2649,0	144,110	54,40	2,30	138,0	52,10	126,8	0,307
13:50:33	0:00:06	6	2980,1	2671,9	144,110	53,94	1,84	139,2	52,10	126,8	0,232
13:50:53	0:00:20	20	2930,8	2627,7	144,110	54,84	2,74	136,9	52,10	126,8	0,761
13:51:11	0:00:18	18	3036,9	2722,8	144,110	52,93	0,83	141,9	52,10	126,8	0,709
13:51:42	0:00:31	31	3070,9	2753,3	144,110	52,34	0,24	143,4	52,10	126,8	1,235
13:51:53	0:00:11	11	3048,7	2733,4	144,110	52,72	0,62	142,4	52,10	126,8	0,435
13:52:09	0:00:16	16	3076,3	2758,2	144,110	52,25	0,15	143,7	52,10	126,8	0,639
13:52:19	0:00:10	10	3108,3	2786,9	144,110	51,71	-0,39	145,2	52,10	126,8	0,403
13:52:26	0:00:07	7	3136,6	2812,2	144,110	51,24	-0,86	146,5	52,10	126,8	0,285
13:52:41	0:00:15	15	3072,6	2754,9	144,110	52,31	0,21	143,5	52,10	126,8	0,598
13:52:58	0:00:17	17	3076,0	2757,9	144,110	52,25	0,15	143,7	52,10	126,8	0,679
13:53:11	0:00:13	13	3033,6	2719,9	144,110	52,98	0,88	141,7	52,10	126,8	0,512
13:53:20	0:00:09	9	3017,0	2705,0	144,110	53,28	1,18	140,9	52,10	126,8	0,352
13:53:40	0:00:20	20	3092,4	2772,6	144,110	51,98	-0,12	144,5	52,10	126,8	0,803
13:53:50	0:00:10	10	3033,3	2719,6	144,110	52,99	0,89	141,7	52,10	126,8	0,394
13:54:02	0:00:12	12	3083,1	2764,3	144,110	52,13	0,03	144,0	52,10	126,8	0,480
13:54:10	0:00:08	8	3112,7	2790,9	144,110	51,64	-0,46	145,4	52,10	126,8	0,323
13:54:39	0:00:29	29	2964,1	2657,6	144,110	54,23	2,13	138,5	52,10	126,8	1,115
13:54:50	0:00:11	11	2986,2	2677,4	144,110	53,82	1,72	139,5	52,10	126,8	0,426
13:55:12	0:00:22	22	2980,5	2672,3	144,110	53,93	1,83	139,2	52,10	126,8	0,851
13:55:21	0:00:09	9	3011,6	2700,1	144,110	53,37	1,27	140,7	52,10	126,8	0,352
13:55:48	0:00:27	27	3001,9	2691,4	144,110	53,54	1,44	140,2	52,10	126,8	1,052
13:56:18	0:00:30	30	2850,4	2555,6	144,110	56,39	4,29	133,1	52,10	126,8	1,110
13:56:35	0:00:17	17	2915,4	2613,9	144,110	55,13	3,03	136,2	52,10	126,8	0,643
13:56:45	0:00:10	10	2972,1	2664,8	144,110	54,08	1,98	138,8	52,10	126,8	0,386
13:57:09	0:00:24	24	3206,0	2874,5	144,110	50,13	-1,97	149,8	52,10	126,8	0,998
13:57:31	0:00:22	22	3092,7	2772,8	144,110	51,97	-0,13	144,5	52,10	126,8	0,883
13:57:43	0:00:12	12	3083,2	2764,4	144,110	52,13	0,03	144,0	52,10	126,8	0,480
13:58:28	0:00:45	45	2965,3	2658,7	144,110	54,20	2,10	138,5	52,10	126,8	1,731
13:58:30	0:00:02	2	2966,4	2659,6	144,110	54,18	2,08	138,6	52,10	126,8	0,077

**Рецензия на аналитический отчет руководителя технологической службы  
ЦПС филиала ЛУКОЙЛ Мид - Ист Лтд. Казарцева Е.В.  
по обоснованию способа модернизации оборудования для оптимизации  
расхода деэмульгатора**

Работа направлена на решение актуальной задачи – повышение технико-экономической эффективности процесса подготовки нефти в условиях нестационарности поступающего флюида путем оптимального дозирования деэмульгатора.

Выполнен анализ существующего проектного решения, когда деэмульгатор подается на входе установки подготовки нефти (УПН), показаны его недостатки. Приведена улучшенная схема подачи деэмульгатора, в которую кроме УПН, включены кустовые площадки, что увеличило эффективность процесса разделения эмульсии за счет большего времени контакта деэмульгатора с флюидом.

В результате анализа технологического режима работы УПН было установлено, что количество поступающего флюида варьируется в широких пределах (порядка 10%) в течении коротких промежутков времени (5-10 минут), при этом подача деэмульгатора (концентрация) рассчитывается и стабилизируется на значении, рассчитанном на основе суточного объема подготовки нефти и требований к качеству конечного продукта. В результате, при минимальном значении расхода флюида наблюдается избыток деэмульгатора и его недостаток при максимальном расходе, что в свою очередь влияет на качество конечного продукта. Таким образом, процесс является неэффективным с технической и экономической точек зрения.

Предложенная схема дозирования деэмульгатора заключается в измерении количества поступающего флюида и одновременном изменении подачи деэмульгатора с ограничением на качество конечного продукта. Разработано аппаратное оформление процесса и его адаптация к существующей УПН, выполнен расчет экономического эффекта.

В целом, в отчете представлены заслуживающие внимания результаты технически и научно обоснованного решения важной прикладной задачи, которые можно рекомендовать для дальнейшего внедрения и практического испытания на действующем технологическом процессе.

Рецензент,  
главный метролог  
филиала ЛУКОЙЛ Мид - Ист Лтд.,  
кандидат технических наук



П. Н. Парамонов



**Рецензия на аналитический отчет руководителя технологической службы ЦПС  
филиала ЛУКОЙЛ Мид - Ист Лтд. Казарцева Е.В.  
по обоснованию способа модернизации оборудования для оптимизации расхода  
деэмульгатора**

Отчет выполнен по результатам аналитических исследований технологического процесса первичной подготовки нефти, являющегося одним из основных в производственной деятельности любого нефтегазодобывающего предприятия. Промысловая деэмульсация нефти связана со многими осложнениями и несовершенством технологии, которые увеличивают непредвиденные экономические и производственные затраты на подготовку нефти.

Исполнителем в современных условиях предложена схема совершенствования процесса промысловой деэмульсации, основываясь на системном анализе текущего режима обезвоживания и обессоливания нефти с последующим подбором оборудования и технических устройств, оптимизирующих операцию обработки потока сырой нефти деэмульгатором.

В ходе исследования разработана оптимальная схема дозирования основанная на более адекватном учете обрабатываемой деэмульгатором нефтяной фазы, и обоснован выбор оборудования позволяющего производить автоматическую регулировку производительности имеющихся насосов – дозаторов для ее синхронизации с изменениями расхода поступающей нефти.

Выполнен расчет экономического эффекта, основанный на теоретическом сокращении потребления дорогостоящего деэмульгатора, который необходимо подтвердить пилотными промысловыми испытаниями модернизированной схемы и оборудования для дозирования.

Кроме этого, предлагаемые изменения позволят исключить негативное влияние человеческого фактора на процесс подготовки нефти, минимизировать риск опасного воздействия химреагентом на персонал.

Представленные в отчете результаты и выводы исследования представляют высокую актуальность и рекомендуется к использованию на действующих и перспективных объектах филиала ЛУКОЙЛ Мид - Ист Лтд.

Рецензент,  
ведущий инженер по химии  
филиала ЛУКОЙЛ Мид - Ист Лтд.,  
кандидат технических наук



С. А. Гуров



**Приложение Е**  
**Протокол технического совещания**



**LUKOIL MID-EAST LIMITED**

**ПРОТОКОЛ ТЕХНИЧЕСКОГО СОВЕЩАНИЯ**

- Тема:** Модернизация блоков дозирования активатора и деэмульгатора на УПН в рамках проекта «Капитальный ремонт и модификации на действующем производстве»
- Дата:** 21 июля 2019
- Место:** Ирак, Западная Курна – 2, Вахтовый поселок, 10-2 комната совещаний № 3
- Док. №:**
- Приложения:** 1) 8015-0151-EN05-12-111-PC-RP-00001 Отчет по результатам исследования оптимизации существующего блока дозирования ингибитора солеотложений (40 стр.);  
2) АНАЛИТИЧЕСКИЙ ОТЧЕТ по обоснованию способа модернизации оборудования для оптимизации расхода деэмульгатора от 20/05/2019 (23 стр.);  
3) Форма инициирования изменения МОС-409 (4 стр.) с 12-ю приложениями.  
4) Эл. письмо ведущего технолога ЦПС А. Мушкеева от 13.06.2019.

ФИО	Должность	Департамент	Подпись
Юрий Топчиенко	<b>Председатель:</b> Менеджер ЦПС	Служба эксплуатации ЦПС	
	<b>Участники:</b>		
Андрей Кузнецов	Ведущий инженер проекта	Капитальное строительство	
Алексей Борисов	Полевой инженер проекта	Капитальное строительство	
Мухаммад Имран	Ведущий инженер по механике (вращающееся оборудование)	Капитальное строительство	
Константин Смирнов	Ведущий инженер АСУТП	Капитальное строительство	
Арман Кабдолдин	Инженер-технолог	Капитальное строительство	
Евгений Казарцев	Ведущий технолог ЦПС	Служба эксплуатации ЦПС	
Дмитрий Юрченко	Суперинтендант УПН	Служба эксплуатации ЦПС	
Сергей Гуров	Ведущий инженер-химик ЦПС	Служба эксплуатации ЦПС	

**Повестка:** обсуждение стратегии, требований и рекомендаций производственной службы для детального проектирования нового блока дозирования активатора и модификации (модернизации) существующего блока дозирования деэмульгатора на входе УПН «Мишриф».

**LUKOIL MID-EAST LTD.**

CPF Manager

**Iurii Topchienko**

**Описание недостатков и методы решения проблем:**

В соответствии с изначально обозначенными в письме от 13/06/2019 проблемами и недостатками блоков дозирования химреагентов для подготовки нефти, рассмотрены варианты решения:

№	Описание недостатка / проблемы	Метод решения / пояснение
1	<p>В текущей конфигурации используется один насос для нескольких точек дозирования.</p> <p>Абсолютно во всех случаях давление в точке дозирования различно.</p> <p>Клапан, установленный на линиях инъекции, ничем не помогает, так как скорость потока и давление постоянно меняются, невозможно произвести правильную регулировку.</p> <p>В результате химреагент впрыскивается в точку с самым низким давлением.</p> <p>С большой вероятностью это станет еще большей проблемой после разделения потока во впускных коллекторах и начала отделения воды в системе высокого давления.</p>	<p>В отчете 8015-0151-EN05-12-111-PC-RP-00001 был рассмотрены варианты использования: индивидуального насоса на каждую точку дозирования и блочного агрегата (несколько насосов на одном валу с эл. двигателем), но они высокочрезвычайно затратны и сложны для управления.</p> <p>Такова специфика и особенность производства – устранить практически не возможно</p> <p>Выявлен конструктивный недостаток клапана, в отчете 8015-0151-EN05-12-111-PC-RP-00001, предложено использовать специальные клапаны «SkoFlo», обеспечивающие постоянный настраиваемый расход независимо от изменения давления в линии дозирования. Однако эти клапаны имеют минимальный предел давления, для нормальной работы требуется давление потока не менее 13,8 бар.</p> <p>При этом происходит нерациональное использование дорогостоящего химреагента.</p> <p>Модернизация блоков дозирования должна гарантированно устранить существующие недостатки дозирующих блоков</p>
2	<p>Все системы дозирования не подключены к АСУТП, поэтому постоянно требуется ручная регулировка.</p>	<p>Неэффективное и нерациональное использование химреагентов.</p> <p>Повышенный риск для обслуживающего персонала.</p>

LUKOIL MID-EAST LTD.  
CPF Manager  
Iurii Topchienko



№	Описание недостатка / проблемы	Метод решения / пояснение
	<p>Это особенно сложно во время ночной смены, когда подрядчик по химизации не на месте.</p> <p>Кроме того, из-за вибрации регулировочная головка дозирующего насоса имеет тенденцию к смещению, изменяя тем самым производительность дозатора.</p> <p>Используемые в настоящее время насосы не подходят для точной настройки расхода, погрешность и колебания очень велики.</p> <p>Отсутствие расходомера также требует проведения измерения расхода с помощью мерного стакана каждые пару часов.</p>	<p>Негативное влияние человеческого фактора на процесс. Сбой технологии при дефиците реагента, нерациональное использование при его избытке.</p> <p>Для оптимизации потребления химреагента и повышения надёжности процесса обезвоживания использовать рекомендации «Аналитического отчета по обоснованию способа модернизации оборудования для оптимизации расхода деэмульгатора» утвержденного 20/05/2019.</p> <p>Производитель существующих насосов изготавливает электрические и пневматические актуаторы для комплектации насосов – дозаторов, позволяющие реализовать тонкую настройку производительности с помощью АСУТП.</p> <p>Насосы-дозаторы являются пропорциональными насосами (объемного типа) и имеющими жесткую зависимость длины хода плунжера от производительности, поэтому им расходомер на выкидной линии не нужен. Определенному положению штока соответствует определенная производительность. Данные о положении штока, а следовательно и расходе насоса позиционируются и выводятся в АСУТП.</p>
3	<p>Емкости, используемые для хранения химикатов, не оснащены мешалками, в результате чего в жаркое время года активный ингредиент и растворитель имеют тенденцию к разделению, что влияет на расход химреагента.</p>	<p>В качестве варианта решения проблемы предлагается перемешивание химреагента в расходной емкости методом циркуляции.</p> <p>Также возможен вариант установки механических мешалок (агитаторов).</p>

LUKOIL MID-EAST LTD.  
CPF Manager  
Iurii Topchienko



После обсуждения и обмена мнениями,

**1. Для нового блока антивспенивателя**

Решили:

- Выбор механизма точного регулирования расхода дозирования должен быть определен при проектировании блока антивспенивателя. Допустимо использование ручных регулирующих клапанов с расходомерами соответствующего диапазона;
- Дозировочные насосы должны позволять удаленно регулировать производительность через систему АСУТП оператором;
- Точки дозирования должны быть на коллекторах входного манифольда (3 точки) с возможностью расширения, когда будет смонтирован 4-й коллектор;
- Емкость для хранения химреагента должна быть спроектирована с учетом обеспечения перемешивания посредством циркуляции или мешалок.

**2. Для существующего блока дезмульгатора**

Решили:

- Вместо модификации существующего блока дезмульгатора, для дозирования дезмульгатора должен использоваться проектный дозировочный блок ингибитора коррозии (490-01-РК-002);
- В этом случае используется единственная точка дозирования в поток на выходе из сепараторов высоко давления;
- Существующие насосы должны быть заменены новыми (проектная производительность 150 л/час – служба эксплуатации сообщит, если значения должны быть пересмотрены; максимальное давление инъекции 23 барг) с возможностью удаленной регулировки производительности через систему АСУТП автоматически на основе данных датчика расхода 200-FT-010 А/В/С;
- Объем емкости для хранения должен остаться неизменным, однако мешалки или циркуляционная система должна установлена для перемешивания реагента;
- Существующий дозировочный блок дезмульгатора следует оставить в неизменном виде, и он будет использоваться как запасной.

Конец протокола.

Председатель:

Менеджер ЦПС

Секретарь:

Ведущий инженер проекта

Ю. Топчиенко

А. Кузнецов



**Приложение Ж**  
**Методика обоснования параметров**



**LUKOIL MID-EAST LIMITED**

СОГЛАСОВАНО:

Начальник промысла филиала  
ЛУКОЙЛ Мид - Ист Лтд.

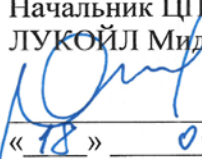
 В. Ф. Щербяк / Э. Б. Данильянц  
« 18 » 05 2019 г.

«УТВЕРЖДАЮ»

Главный инженер филиала  
ЛУКОЙЛ Мид - Ист Лтд.

 В. В. Рогачев  
« 20 » 05 2019 г.

Начальник ЦПС филиала  
ЛУКОЙЛ Мид - Ист Лтд.

 Ю. С. Топчиенко / И. Т. Замилов  
« 18 » 05 2019 г.



**МЕТОДИКА**

обоснования параметров проточного струеинжекционного смесителя для обессоливания нефти

РАЗРАБОТАНО:

Руководитель технологической службы ЦПС  
филиала ЛУКОЙЛ Мид - Ист Лтд.

 Е. В. Казарцев  
« 18 » 05 2019 г.

## 1. Основание для разработки методики

Методика обоснования параметров проточного струеинжекционного смесителя (ПСИС) для обессоливания нефти на объектах подготовки нефти м/р Западная Курна-2» филиала ЛУКОЙЛ Мид-Ист Лтд. разработана на основании:

- ходатайства Ухтинского государственного технического университета (УГТУ), письмо вх. № 3442/МЕ от 24.09.2018г;

- рекомендаций акта по результатам ОПИ проточного струеинжекционного смесителя на УПН «Мишриф» м/р Западная Курна-2.

## 2. Цель методики

Основная цель методики заключается в определении параметров ПСИС для обессоливания нефти на объектах подготовки нефти м/р Западная Курна-2.

Для достижения поставленной цели в методике представлены:

- описание конструкции и принципа работы;
- алгоритм расчета основных конструктивных параметров;
- возможные формы и ориентации вводных отверстий смесительной трубки;
- обоснование геометрических характеристик смесительной трубки и вводных отверстий;
- экспериментальное подтверждение геометрии оптимальной конструкции;
- зависимости степени обессоливания и кратности диспергирования от направления ввода и углов атаки струй промывной воды;
- выводы и рекомендаций по применению методики.

## 3. Описание конструкции и принципа работы

В соответствии с описанием изобретения RU2643967 «Способ струеинжекционного смешения текучих сред и устройство для его осуществления» представлена конструкция (рисунок 1) и принцип работы проточного струеинжекционного смесителя (ПСИС).

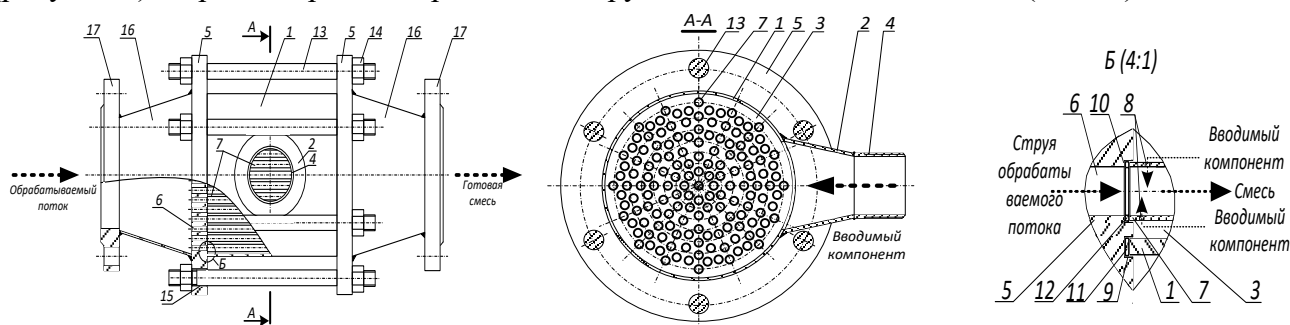


Рисунок 1 - Конструкция струеинжекционного смесителя.

1 – корпус; 2 – патрубок; 3 – полость; 4 – штуцер; 5 – крышки; 6 – отверстия; 7- трубки; 8 – вводные отверстия; 9,10 – кольцевые пазы; 11,12 – кольцевые прокладки; 13 – шпильки; 14 – гайки; 15 – монтажные отверстия; 16 – патрубки; 17 – фланцы.

Конструкция устройства сборная, состоит из цилиндрического корпуса, выполненного из отрезка трубы стандартного сортамента, с внешней стороны которого монтируется патрубок для подвода подмешиваемой жидкости. Корпус герметизируется с торцов крышками, которые имеют сквозные отверстия, количество и диаметр которых соответствует количеству и диаметру трубок, выполняющих роль струевыпрямляющих и смесительных каналов для потока обрабатываемой жидкости. Между трубками имеется пространство, достаточное для подвода подмешиваемой жидкости, а сами трубки имеют отверстия специальной формы для формирования необходимой длины струи. Крышки с внутренней стороны имеют кольцевые пазы для центровки, как корпуса, так и отдельных трубок. Для придания герметичности всей конструкции пазы уплотняются прокладочным материалом, а крышки стягиваются шпильками, устанавливаемые в отверстия, расположенные на периферии крышек. К крышкам привариваются соединительные «катушки» с фланцами под фланцевое соединение трубопровода.



Обрабатываемый поток поступает в смеситель через входной монтажный фланец, попадает в диффузор распределительной камеры, образованной внутренней поверхностью переходного патрубка и перфорированной поверхностью наружной стороны крышки, распределяется по отдельным смесительным каналам, выполненным из трубок заданных размеров (длина, диаметр и толщина стенки). Режим течения в трубках меняется на более ламинарный, что создает условия послойного, невозмущенного течения, обеспечивающего малую скорость сдвига при смешивании обрабатываемого потока с добавочным компонентом. Добавочный компонент подается в смеситель через патрубок, попадает в межтрубное пространство корпуса и, омывая наружную поверхность трубок, и под заданным углом, и с заданной скоростью инжектируется через вводные отверстия и смешивается с обрабатываемым потоком в трубном пространстве. Отдельные потоки полученной смеси из каналов, образованных трубками, попадают в конфузор сборной камеры, образованный аналогично распределительной камере - внутренней поверхностью переходного патрубка и перфорированной поверхностью наружной стороны крышки, где введенный добавочный компонент дополнительно перемешивается за счет вихрей, образованных сужением конфузора, после чего готовая смесь покидает смеситель через выходной монтажный фланец.

Количество, диаметр, толщина стенок и длина трубок определяют из условий обеспечения необходимой степени дисперсности смеси, ламинарного режима течения основного потока, суммарной площади поперечных сечений, равной или большей площади поперечного сечения подводящего трубопровода, а их расположение относительно друг друга из условий равномерного охвата всей площади внутренней поверхности крышек и межтрубного пространства, достаточного для беспрепятственного движения вводимого компонента.

Количество, диаметр, форма и взаимное расположение вводных отверстий в трубках рассчитывают исходя из необходимого расхода добавочного компонента, что, в свою очередь, зависит от расхода обрабатываемого потока. Давление подачи добавочного компонента создают больше давления обрабатываемого потока, при этом конкретное значение разницы давлений зависит от вязкости смешиваемых сред и его подбирают опытным путем.

#### **4. Алгоритм расчета основных конструктивных параметров**

Расчет основных конструктивных размеров достаточно прост, не требует специальных программ, так как основан на геометрических и гидродинамических зависимостях при соблюдении вышеназванных условий.

В таблице 1 представлен алгоритм с формулами расчета основных параметров устройства для смешения пресной воды с обезвоженной нефтью на блоке обессоливания УПН ЗК-2:

- по известным параметрам обрабатываемого потока (п.п. 1.1. - 1.3.) и размерам подводящего трубопровода (п.п. 2.1. - 2.2.) находят геометрические характеристики (п.п.2.3.-2.4.), скорость потока и режим течения в трубопроводе (п.п. 2.5.-2.7.);

- из стандартного ряда ГОСТ 8734 – 75 выбираются диаметры и толщина трубок (п. 3.1. – 3.2.) для тонкостенных труб в диапазоне наружных диаметров от 10 до 25 мм, после чего из них выбирается вариант, исходя из соображений целесообразности и простоты изготовления устройства, определяются геометрические характеристики трубок (п. 3.3. – 3.4.), а также количество самих трубок (п. 3.5) из условия обеспечения равной проходимости сечения подводящего трубопровода и суммы сечений всех трубок устройства;

- по полученным данным рассчитывается расход обрабатываемого потока через одну трубку (п. 3.6.) и режим течения в трубке (п.п. 3.7. – 3.8.) с учетом перевода из турбулентного в ламинарный режим.

- исходя из 2-х кратного превышения всей площади крышки (п. 4.3.) к площади части занятой трубками (п. 4.1.), с учетом толщины корпуса (п. 4.5.) и минимального расстояния между трубками и внутренней поверхностью корпуса (п. 4.10.), определяется минимальный наружный диаметр цилиндрической части корпуса смесителя (п. 4.6.), далее из стандартного ряда ГОСТ 8732 – 78 выбирается ближайший больший наружный диаметр корпуса (п. 4.7.), находятся внутренний диаметр (п. 4.8.) и площадь сечения трубопровода (п. 4.9.);

Таблица 1 - Расчет основных параметров смесителя

№	Параметры	Ед. изм.	Обозначения и формулы	Значения
1	2	3	4	5
1.	Обрабатываемый поток - обезвоженная нефть			
1.1.	Плотность при 60°C	кг/м <sup>3</sup>	$\rho_n$	900
1.2.	Кинематическая вязкость при 60°C	м <sup>2</sup> /с	$\nu_n$	0,000221
1.3.	Расход	м <sup>3</sup> /с	$Q_n$	0,1319
2.	Подводящий трубопровод обрабатываемого потока (нефть)			
2.1.	Наружный диаметр	мм	$D_{нп}$	273
2.2.	Толщина стенки	мм	$T_n$	11,5
2.3.	Внутренний диаметр	мм	$D_{вп} = D_{нп} - 2 \cdot t_n$	250
2.4.	Площадь поперечного сечения	м <sup>2</sup>	$S_n = \frac{\pi}{4} D_{вп}^2$	0,04906
2.5.	Скорость обрабатываемого потока	м/с	$V_n = q_n / S_n$	2,689
2.6.	Число Рейнольдса	-	$Re_n = \frac{q_n \cdot D_{вп}}{\nu_n \cdot S_n}$	3046
2.7.	Режим течения	-	$Re_n > 2300$	турбулентный
3.	Трубки обрабатываемого потока (нефть)			
3.1.	Наружный диаметр трубок (ГОСТ 8734 – 75)	мм	$D_{нт}$	22,0
3.2.	Толщина стенки трубки (ГОСТ 8734 – 75)	мм	$t_t$	3,0
3.3.	Внутренний диаметр трубок	мм	$D_{вт} = D_{нт} - 2 \cdot t_t$	16,0
3.4.	Площадь поперечного сечения трубки	м <sup>2</sup>	$S_t = \frac{\pi}{4} D_{вт}^2$	0,000201
3.5.	Количество трубок из условия равнопроходимости	шт	$n_t = S_n / S_t$	244
3.6.	Расход обрабатываемого потока через одну трубку	м <sup>3</sup> /с	$q_t = q_n / n_t$	0,000541
3.7.	Число Рейнольдса для потока в трубке	-	$Re_t = \frac{q_t \cdot D_{вт}}{\nu_k \cdot S_t}$	268
3.8.	Режим течения потока в трубке	-	$Re_t \ll 2300$	ламинарный
4.	Корпус смесителя			
4.1.	Площадь крышки занятая трубками	м <sup>2</sup>	$S_{крт} = N_t \cdot \frac{\pi}{4} D_{нт}^2$	0,09271
4.2.	Превышение всей площади внутренней части крышки относительно площади части занятой трубками	раз	$k$	2,0
4.3.	Площадь внутренней части крышки	м <sup>2</sup>	$S_{кр} = k \cdot S_{крт}$	0,18541
4.4.	Внутренний минимальный диаметр корпуса	мм	$D_{вк \min} = \frac{\sqrt{4 \cdot S_{кр}}}{\pi} + 2h_t$	496
4.5.	Толщина стенки корпуса (ГОСТ 8732-78)	мм	$t_k$	6,0



Продолжение таблицы 1 - Расчет основных параметров смесителя

1	2	3	4	5
4.6.	Наружный минимальный диаметр корпуса	мм	$D_{HK_{min}} = D_{BK_{min}} + 2 \cdot (t_k + h_T)$	518
4.7.	Ближайший больший наружный диаметр (ГОСТ 8732-78)	мм	$D_{HK}$	530
4.8.	Внутренний диаметр корпуса	мм	$D_{BK} = D_{HK} - 2 \cdot t_k$	518
4.9.	Площадь поперечного сечения корпуса	м <sup>2</sup>	$S_k = \frac{\pi}{4} D_{BK}^2$	0,21063
4.10.	Минимальное расстояние между трубками и корпусом	мм	$H_T$	5,0
4.11.	Толщина уплотнительных прокладок	мм	$H_{II}$	1,5
4.12.	Длина трубок из условия равнопроходимости добавочного компонента между трубками	мм	$L_T = (S_k / 2 \cdot h_T) + h_{II}$	120
4.13.	Длина цилиндра корпуса	мм	$L_{II} = L_T$	120
4.14.	Толщина крышек корпуса смесителя для глухих фланцев Ру-16 (ГОСТ 12836-67)	мм	$H_K$	30
4.15.	Количество шпилек для Ду и Ру-16 (ГОСТ 12836-67)	шт	$n_{ш}$	20
4.16.	Диаметр шпилек для Ду и Ру-16 (ГОСТ 12836-67)	мм	$D_{ш}$	30
4.17.	Высота гаек (ГОСТ 5915-70)	мм	$H_{Г}$	24
4.18.	Длина шпилек	мм	$L_{ш} = L_{II} + 2 \cdot h_k + 2 \cdot h_{Г} + 2 \cdot 10$	276
4.19.	Длина резьбовой части шпилек	мм	$L_{шр} = (L_{ш} - L_{II}) / 2$	78
4.20.	Длина переходных патрубков по ОСТ 34 10.753-97	мм	$L_{пер}$	615
4.21.	Толщина фланцев (ГОСТ 12820-80 для Ру-16)	мм	$H_{ф}$	28
4.22.	Длина всего устройства (монтажная длина)	мм	$L_y = L_{II} + 2 \cdot h_k + 2 \cdot L_{пер} + 2 \cdot h_{ф}$	1486
5.	Вводимый компонент (промывная вода)			
5.1.	Плотность	кг/м <sup>3</sup>	$\rho_k$	1000
5.2.	Кинематическая вязкость	м <sup>2</sup> /с	$\nu_k$	0,000478
5.3.	Расход	м <sup>3</sup> /с	$Q_k$	0,007917
5.4.	Рабочее давление	кгс/см <sup>2</sup>	$P_k = P_{II} + \Delta P_k$	3,5
6.	Подводящий трубопровод вводимого компонента (воды)			
6.1.	Наружный диаметр	мм	$D_{HK}$	45
6.2.	Толщина стенки	мм	$T_k$	3,2
6.3.	Внутренний диаметр	мм	$D_{BK} = D_{HK} - 2 \cdot t_k$	38,6
6.4.	Площадь поперечного сечения	м <sup>2</sup>	$S_k = \frac{\pi}{4} D_{BK}^2$	0,00117
7.	Вводные отверстия трубок для добавочного компонента (воды)			
7.1.	Диаметр вводного отверстия	мм	$D_o$	1,3
7.2.	Площадь сечения вводного отверстия	м <sup>2</sup>	$S_o = \frac{\pi}{4} D_o^2$	0,00000133

Продолжение таблицы 1 - Расчет основных параметров смесителя.

1	2	3	4	5
7.3.	Расход компонента, вводимого в одну трубку	м <sup>3</sup> /с	$q_{кт} = q_k/n_T$	0,0000324
7.4.	Число Рейнольдса ( $Re_{tc} > 10$ ) для турбулизации затопленной струи	-	$Re_{tc}$	23
7.5.	Расход потока через отверстие из условия турбулизации струи	м/с	$q_0 = \frac{Re_{tc} * v_k * S_0}{D_0}$	0,0000127
7.6.	Скорость ввода компонента через отверстия в трубке	м/с	$V_0 = q_0 / S_0$	8,4
7.7.	Расчетное количество вводных отверстий	шт	$n_0 = q_{кт}/q_0$	3
7.8.	Перепад давления на отверстиях для формирования струи добавочного компонента	кгс/см <sup>2</sup>	$\Delta P_k = \frac{\rho_k}{2} V_0^2$	0,5
7.9.	Расстояние между вводными отверстиями	мм	$L_0 = L_T / (n_0 + 1)$	30
7.10.	Расстояние от конца трубки до вводного отверстия	мм	$L_{10} = L_0$	30
7.11.	Угол поворота оси отверстий на цилиндре трубки	°	$\gamma_0 = 360^\circ / n_0$	120

- по известным геометрическим характеристикам подводящего трубопровода добавочного компонента (п.п. 6.1. - 6.2.) и заданного расстояния между трубками (п. 4.10.) определяется длина трубок и длина цилиндрической части корпуса (п. 4.12. – 4.13.) из условия обеспечения равной проходимости сечения подводящего трубопровода компонента и пространства образованного расстоянием между трубками и крышками устройства;

- на основании размеров цилиндрической части корпуса рассчитываются и выбираются из стандартных рядов размеры всех деталей, а также монтажная длина устройства (п.п. 4.14. - 4.23.);

- по известным характеристикам добавочного компонента (п.п. 5.1. - 5.2.) и параметрам трубопровода (п.п. 6.1. - 6.2.), исходя из соображений возможности практического выполнения, выбирается значение диаметра вводного отверстия и определяется требуемый расход компонента через одно вводное отверстие (п. 7.3.) для условия гарантированного превышения числа Рейнольдса для потока во вводном отверстии (п. 7.4.) критическому значению перехода режима течения из ламинарного в турбулентный для свободных затопленных струй, соответствующему 10 единицам (по данным источника - Экспериментальное исследование затопленных струй при низких числах Рейнольдса/ В. В. Леманов, В. И. Терехов, К. А. Шаров, А. А. Шумейко / Письма в ЖТФ, 2013, том 39, вып. 9., стр. 34-40);

- по полученным данным определяется количество отверстий (п. 7.7.) и их расположение на трубке (п.п. 7.9. - 7.11.) с учетом равномерного их размещения на цилиндрической поверхности трубки;

- по полученным значениям площади сечения вводного отверстия (п. 7.2.) и требуемого через него расхода компонента (п. 7.5.) определяются скорость потока (п. 7.6.) и потери давления (п. 7.8.) компонента во вводном отверстии, а исходя из известного значения давления обрабатываемого потока (п. 1.3.), определяется давление добавочного компонента (п. 5.4.).

Представленный расчет позволяет определить основные геометрические и гидравлические характеристики смесителя, однако выбор формы, ориентации относительно оси и поверхности трубок, а также расположение друг от друга вводных отверстий, формирующие струи вводимого компонента обосновывается далее.

## 5. Обоснование формы и ориентации вводных отверстий смесительной трубки

Форма вводных отверстий. Из возможных вариантов представленных на рисунке 2,а, наиболее рациональной, практически применимой и простой в изготовлении в данном случае является цилиндрическая форма, так как вариант конуса расширяющегося внутрь трубки сложен в изготовлении. Улучшение структуры струи за счет правильного применения отверстий в виде сужающегося конусного насадка по варианту потребует достаточной толщины стенки трубки, в несколько раз превышающей диаметр вводного отверстия, так как гидравлический насадок по определению это короткая труба, канал или отверстие в толстой стенке, что в разы увеличивает металлоемкость и габариты всего смесителя.

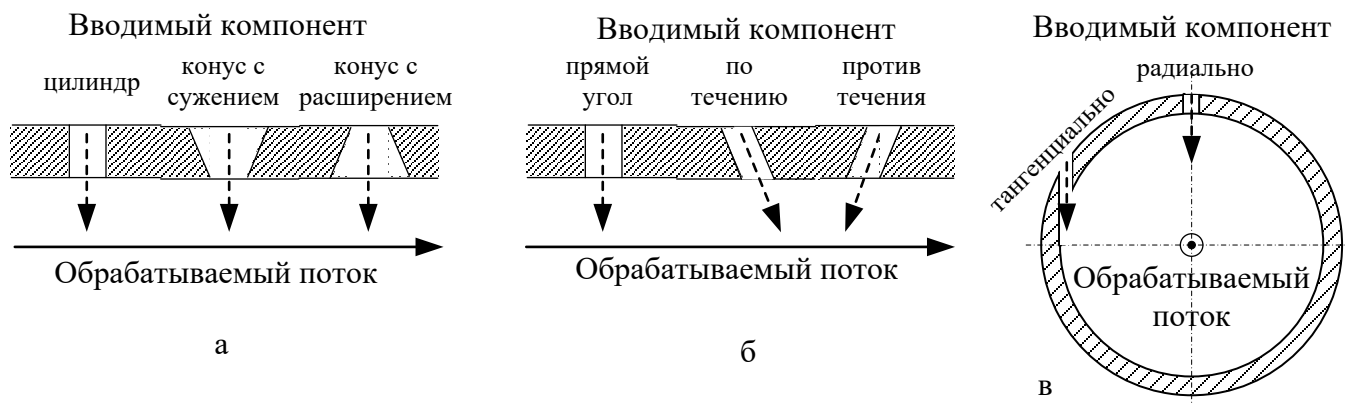


Рисунок 2 – Варианты форм отверстий, углов атаки и направлений ввода компонента  
 а – формы отверстий в трубках для ввода компонента; б - углы ввода компонента (углы атаки); в - направления струи относительно поперечного сечения трубки; ←---- направление струи компонента; ←— направление обрабатываемого потока.

Варианты угла ввода компонента (угол атаки  $\alpha_0$ ) относительно направления основного потока, показаны на рисунке 2,б, где, предположительно, наиболее оптимальным диапазоном угла с точки зрения эффективности смешения видится угол ввода против течения основного потока, так как в этом случае компонент дополнительно диспергируется встречным течением обрабатываемого потока, такой прием широко используется в инъекционных устройствах ввода.

Другим фактором формирующим структуру смешиваемых потоков является направление струи относительно поперечного сечения трубки, создающий угол к диаметральной оси  $\beta_0$  (рисунок 2,в), различают радиальное (при  $\beta_0 = 0^\circ$ ) для прямоточной струи и тангенциальное (при  $\beta_0 = 90^\circ$ ) для закрученной струи.

В связи с тем, что рабочий процесс многих смесительных аппаратов определяется структурой смешиваемых потоков, которая обусловлена гидродинамикой их вращения, для интенсификации процесса смешения выбирается как наиболее эффективный именно тангенциальный ввод, формирующий закрученную струю. Многочисленные исследования методов организации оптимальных гидродинамической структур показали, что закручивание потока оказывает значительное влияние на процесс смешения в целом. В основе этого воздействия лежит интенсификация турбулентного смешения за счет влияния центробежных сил вращения на пульсационное движение потока.

Расположение вводных отверстий относительно друг друга обусловлено длиной действия самой струи, при этом в целях обеспечения равномерности размещения отверстий каждое последующее вводное отверстие смещается относительно оси трубки на долю полного угла соответствующей количеству вводных отверстий.

## 6. Обоснование геометрических характеристик смесительной трубки

Геометрические параметры смесительной трубки, определяющие гидродинамический режим процесса смешивания, ограничены условиями, представленными в таблице 2.

Таблица 2 – Ограничения геометрических характеристик смесительной трубки

№ п/п	Конструктивные параметры	Индекс	Ограничения
1	Внутренний диаметр трубки	$D_{вн.т}$	Выбирается из условия наилучшего диспергирования воды, при максимальном разделении основного потока на отдельные течения. С точки зрения диспергирования воды в потоке нефти чем меньше диаметр смесительной трубки, тем лучше, но при этом значительно увеличивается количество трубок, масса и габариты смесительного устройства.
2	Толщина стенки трубки	$t_t$	Толщина стенки смесительной трубки должна быть не меньше диаметра вводного отверстия чтобы оно соответствовало определению понятия "насадок"
3	Диаметр вводных отверстий	$D_o$	С точки зрения диспергирования воды в потоке нефти, чем меньше диаметр вводных отверстий, тем лучше, но при этом значительно усложняется и затрудняется изготовление (выполнение) вводных отверстий, а также масса и габариты устройства из-за условия п. 2.
4	Количество вводных отверстий	$n_o$	Данный параметр обусловлен расчетом скорости струи на выходе из отверстия
5	Угол атаки вводных отверстий	$\alpha_o$	Из двух крайних вариантов угла атаки (прямоток и противоток) логично ожидать большую эффективность при противотоке. Промежуточный вариант с перекрестным током предположительно будет иметь промежуточные значения эффективности
6	Направление ввода относительно центра поперечного сечения трубки	$\beta_o$	Из двух возможных вариантов направлений ввода (радиальное и тангенциальное) результаты многочисленных исследований показывают большую эффективность при организации тангенциального ввода
7	Расстояние между отверстиями	$L_o$	Должно быть минимальным, поскольку этот параметр напрямую влияет на длину и массу устройства, однако оно должно быть не меньше длины зоны действия струи
8	Угол смещения отверстия относительно соседнего	$\gamma_o$	Рассчитывается из условия деления полного угла ( $360^\circ$ ) на количество вводных отверстий

В ходе численного эксперимента моделировалась гидродинамическая структура во фрагментах смесительных каналов для шести вариантов ввода промывной воды основных для процесса смешивания параметров: турбулентной энергии, являющейся мерой интенсивности, и концентрации воды - меры эффективности. Для анализа полученных данных для всех случаев ввода промывной воды определялись релевантные значения параметров: турбулентной энергии и концентрации (массовой доли) воды.

На рисунке 3 представлены значения по показателю эффективности смешивания смоделированной гидродинамической структуры для рассматриваемых вариантов исполнения вводных отверстий, как видно из диаграммы, наиболее эффективным вариантом (90%) является смесительный элемент с вводными отверстиями тангенциального ввода с углом атаки струй воды против потока нефти (Т-135).

На основании результатов моделирования гидродинамической структуры смешиваемых потоков получена теоретическая зависимость эффективности ( $\mathcal{E}_c$ ) от интенсивности ( $I_c$ ) смешивания для смесительного элемента с вводными отверстиями тангенциального ввода с углом атаки струй воды против потока нефти (Т-135) (рисунок 4) и имеющая вид:

$$\mathcal{E}_c = - 2E+17I_c^2 + 1E+09I_c - 1,2675 \quad (1)$$

Данная зависимость показывает, как меняется эффективность смешивания с изменением интенсивности смешивания. Достижение эффективности смешивания более 90% при

интенсивности  $3 \cdot 10^{-9} \text{ м}^2/\text{с}^2$  говорит о достаточном уровне интенсивности, дальнейшее увеличение интенсивности приводит только к незначительному повышению эффективности.

Для определения длины зоны турбулентности определены показатели смешивания в каждом поперечном сечении по длине смесительного канала через 1 мм начиная от точки ввода воды и построен график распределения турбулентной энергии и концентрации воды по длине смесительного канала Т-135 (рисунок 5), показавший достаточность длины в 25 мм.

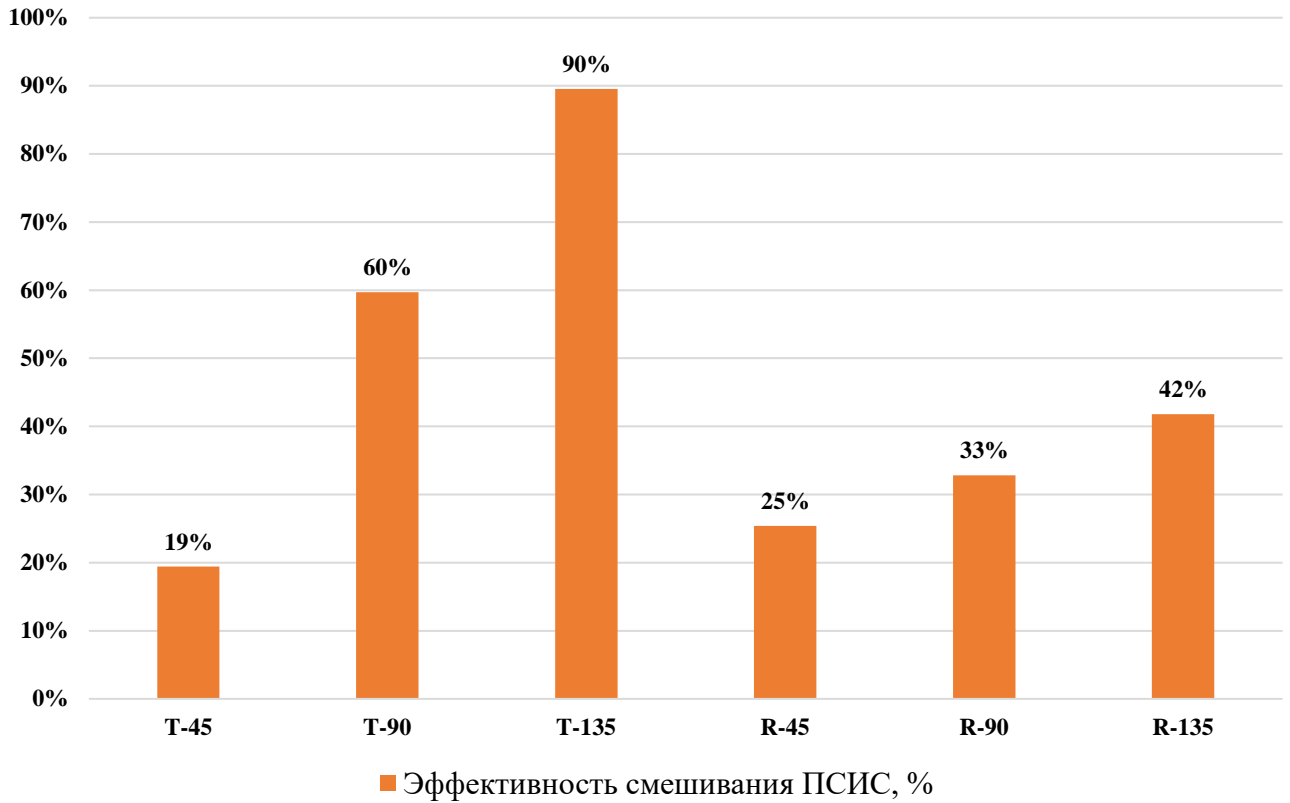


Рисунок 3 - Результаты моделирования эффективности смешивания

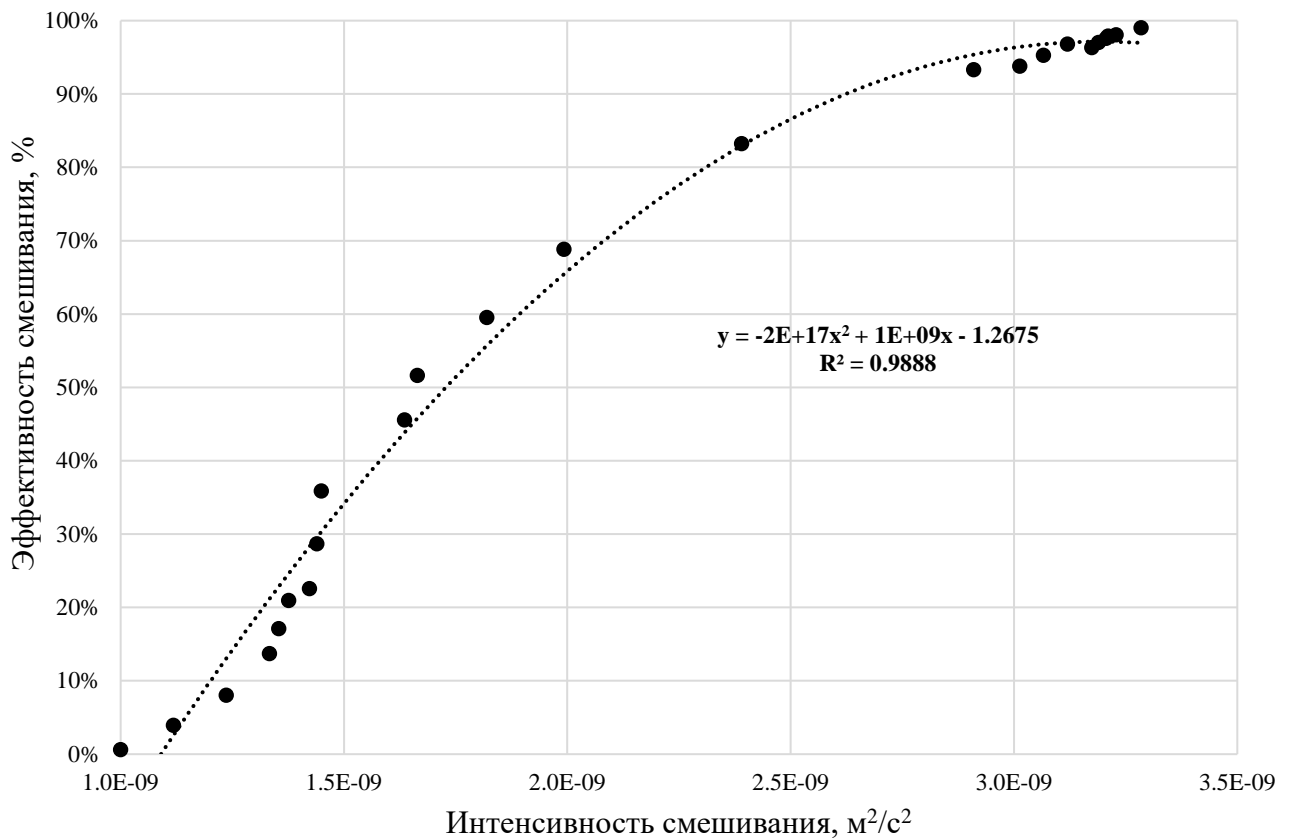


Рисунок 4 - Зависимость эффективности от интенсивности для смесителя Т-135

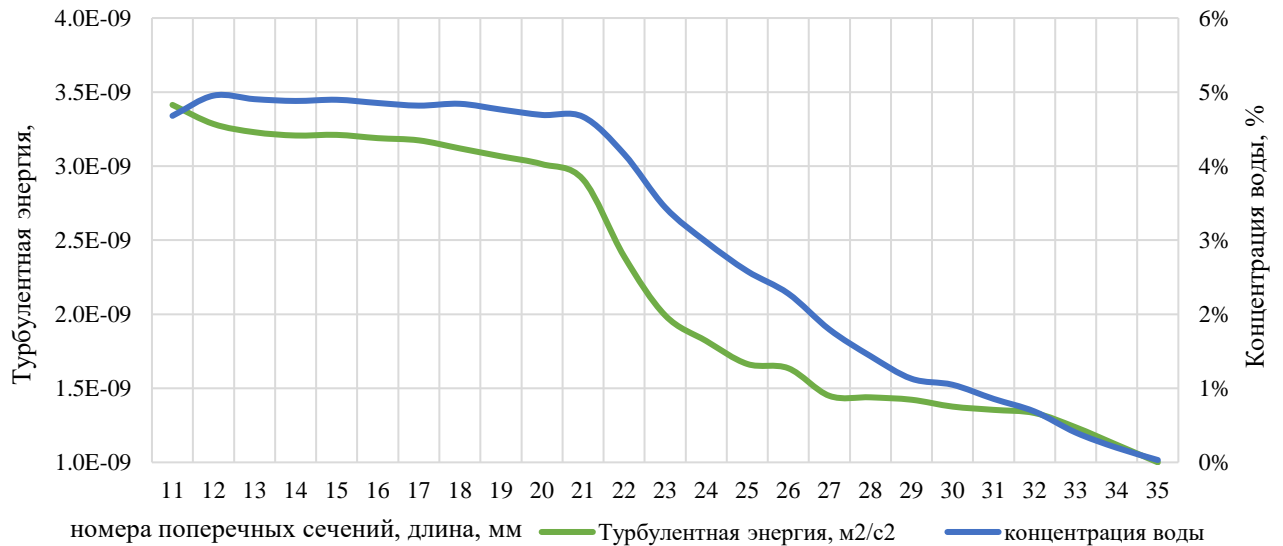


Рисунок 5 - Распределение показателей смешения по длине смесителя Т-135

## 7. Результаты экспериментальных исследований ПСИС

Для подтверждения результатов компьютерного моделирования и оптимальных значений угла ввода компонента и направления струи относительно поперечного сечения смесительной трубки проведены экспериментальные исследования (ОПИ) образцов смесительного элемента ПСИС на стенде в условиях промысла.

Испытания проводились на незадействованной технологической линии УПН Мишриф с характеристиками реального сырья, химреагентов и других ресурсов, которые используются в производстве УПН. Пробы нефти отбирались стандартным методом со штатных мест отбора на входе и выходе нефти из стенда, для определения содержания воды и хлористых солей применялись стандартные методы лабораторного анализа.

Эксперимент проводился при постоянных параметрах деэмульсации: температуре, давлении и расходе нефти, т. е. при устоявшемся режиме, что обеспечило чистоту эксперимента. Полученные результаты проходили обработку с целью исключения заведомо ложных результатов (промахов) и интерпретацию.

Интерпретация результатов эксперимента представлена на графике рисунка 6.

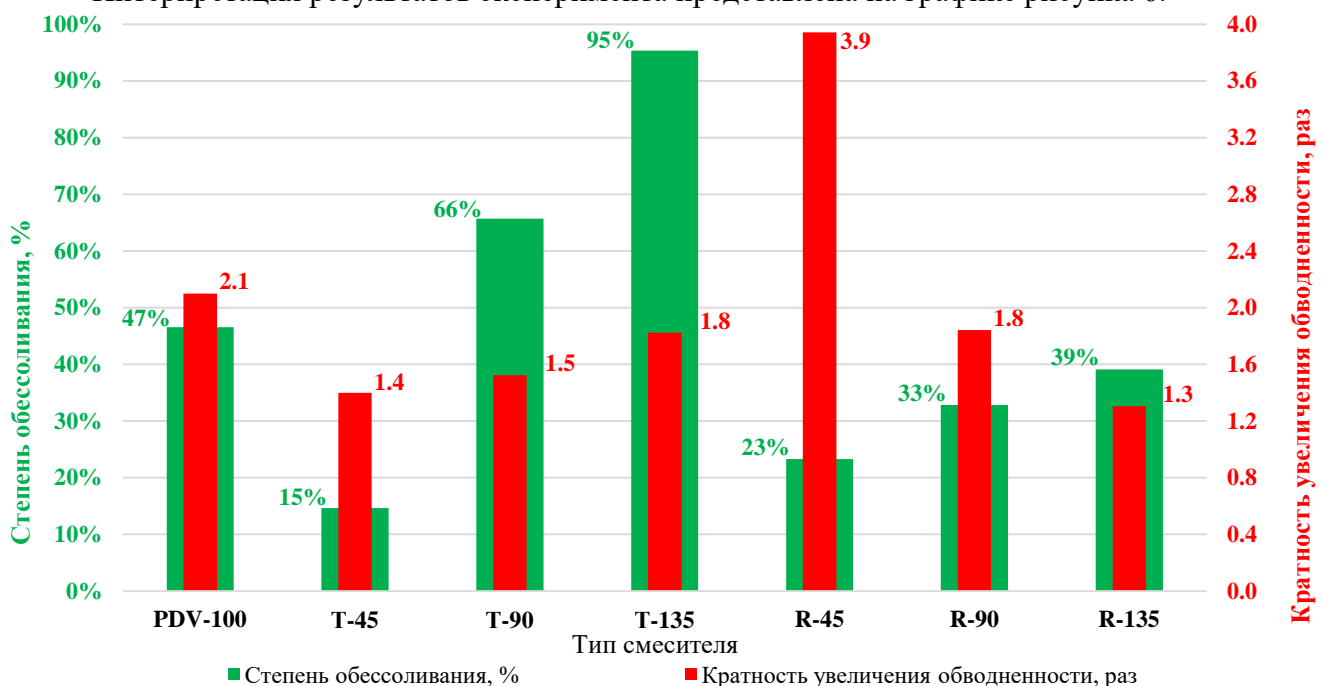


Рисунок 6 - Показатели технологической эффективности работы смесителей

В рассматриваемом случае эффективность смешивания оценивается по двум конечным показателям технологической эффективности процесса – по степени обессоливания и по кратности увеличения обводненности вновь образованной эмульсии (диспергирования).

Имея результаты по содержанию воды и хлористых солей в нефти до и после обессоливания, рассчитывается минерализация капель воды, содержащейся в нефти до и после обессоливания, далее степень обессоливания определяется как отношение минерализации капель воды в обессоленной нефти к ее минерализации в исходной нефти:

$$\delta_c = 1 - \frac{M_{сввых}}{M_{свх}}, \quad (2)$$

где  $M_{свх}$ ,  $M_{сввых}$  – содержание хлористых солей в воде нефти на входе и на выходе, кг;

Кратность увеличения обводненности нефти определяется аналогично, отношением конечного к начальному влагосодержанию:

$$\delta_v = \frac{M_{ввых}}{M_{ввх}}, \quad (3)$$

где  $M_{ввх}$ ,  $M_{ввых}$  – содержание воды в нефти и в обессоленной нефти, кг.

Результаты испытаний показали, что наиболее технологически эффективным как по сравнению со штатным (PDV-100), так и среди экспериментальных образцов, оказался смеситель с вводом струй тангенциально с противотоком (Т-135), с максимальной степенью обессоливания 95%, что в два раза выше эффективности штатного смесителя. При этом он имеет среднюю степень диспергирования эмульсии среди экспериментальных образцов и меньшую степень диспергирования в сравнении со штатным смесителем.

Результаты компьютерного моделирования и натурных испытаний имеют хорошую сходимость, поэтому их можно считать достоверными.

При оценке количественного показателя интенсивности сравнивается гидравлическая мощность на смешивание при использовании штатного смесителя PDV-100 и экспериментальных образцов, при этом гидравлические характеристики для всех типов ПСИС приняты одинаковыми, так как основные конструктивные характеристики, определяющий перепад давления потока воды – количество и диаметр вводных отверстий у всех образцов одинаков  $n_o = 3$ ;  $D_o = 1,3$  мм (Таблица 3).

$$N_{п} = V_{н} \cdot (P_{н} - P_{с}) + V_{в} \cdot (P_{в} - P_{с}), \quad (4)$$

Применение полноразмерного образца ПСИС позволит сократить потери гидравлической мощности на смесителе на 12,5 кВт на каждую ступень ТЛ. Это позволит снизить мощность питающего насоса ТЛ на 25 кВт, а в пересчете на всю УПН (8 ТЛ) сокращение потребляемой электроэнергии составит 200 кВт\*ч. С учетом себестоимости производства электроэнергии на ГТЭС в 108,82 USD на МВт\*ч годовая экономия может составить не менее 190 тыс. долл. США.

Таблица 3 – Результаты сравнения смесителей по интенсивности смешения

№	Тип смесителя	Поток нефти		Поток воды		Гидравлическая мощность, Вт
		Перепад давления, кгс/см <sup>2</sup>	Расход, м <sup>3</sup> /ч	Перепад давления, кгс/см <sup>2</sup>	Расход, м <sup>3</sup> /ч	
<b>Стендовые условия</b>						
1	Штатный смесительный клапан	1,0	2,0	0	0,120	55,6
2	Опытные образцы ПСИС	0		5		0,016
<b>Натурные условия</b>						
3	Штатный смесительный клапан	1,0	475	0	28,5	12544
4	Полноразмерный образец ПСИС	0		5		4,0

## 8. Зависимости степени обессоливания и кратности диспергирования от направления ввода и углов атаки струй промывной воды

На основании результатов эксперимента, построены экспериментальные графики (Рисунок 7) и получены зависимости для расчета геометрии вводных отверстий для достижения требуемой технологической эффективности.

Зависимость степени обессоливания от угла атаки струй промывной воды при тангенциальном направлении ввода имеет полиномиальную линию тренда второй степени с

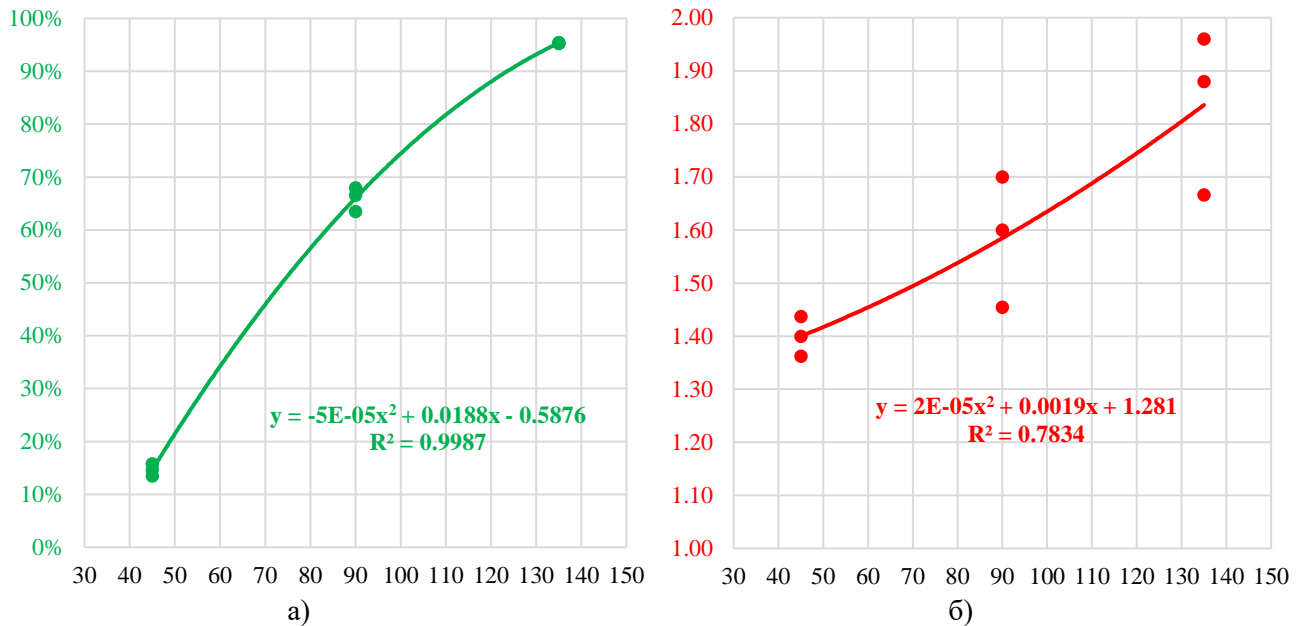


Рисунок 7 - Экспериментальные графики зависимостей критериев технологической эффективности от угла атаки  $\alpha_0$  струй промывной воды при тангенциальном направлении ввода: а) степени обессоливания нефти; б) кратности увеличения обводненности нефти.

величиной достоверной аппроксимации  $R^2 = 0,9987$ :

$$\delta c = -0,00005\alpha^2 + 0,0188\alpha - 0,5876 \quad (5)$$

Зависимость кратности диспергирования от угла атаки струй промывной воды при тангенциальном направлении ввода имеет полиномиальную линию тренда второй степени с величиной достоверной аппроксимации  $R^2 = 0,7834$ :

$$\delta b = 0,00002\alpha^2 - 0,0019\alpha + 1,281 \quad (6)$$

## 9. Выводы и рекомендации

9.1 В данной методике представлены конструкция, принцип работы и алгоритм расчета основных конструктивных параметров ПСИС на основании описания изобретения RU 2643967 «Способ струеинжекционного смешения текучих сред и устройство для его осуществления».

9.2 Выполнено обоснование формы и ориентации вводных отверстий и геометрических характеристик смесительной трубки на основании анализа возможных вариантов и логических выводов об оптимальной геометрии для обеспечения максимальной технологической эффективности.

9.3 На основании результатов численного моделирования геометрии вводных отверстий смесительной трубки определены: тангенциальное направление ввода по сравнению с радиальным и противоточный угол атаки струй воды по направлению к потоку нефти как наиболее технологически эффективные при достаточно низкой кратности увеличения обводненности.

9.4 На основании данных эксперимента определены зависимости степени обессоливания и кратности диспергирования от угла атаки струй для наиболее эффективного тангенциального направления ввода промывной воды.

9.5 На основании экспериментальных данных рассчитано сокращение потерь гидравлической мощности на смесителе блока обессоливания на каждую ступень обессоливания, а также снижение мощности питающего насоса технологической линии при применении полноразмерных образцов ПСИС, что позволит ежегодно экономить за счет модернизации оборудования не менее 190 тыс. долларов США.

9.6 Представленная методика обоснования параметров проточного струеинжекционного смесителя позволяет в полной мере выполнить расчет устройства для дальнейшего изготовления и использования по назначению, рекомендуется для применения на действующих и перспективных объектах подготовки нефти нефтяного месторождения Западная Курна-2 филиала ЛУКОЙЛ Мид-Ист Лтд. в г. Басра.



## Приложение II - Акт о внедрении результатов диссертации

УТВЕРЖДАЮ

Главный инженер филиала  
ЛУКОЙЛ Мид-Ист Лтд.

В. В. Рогачев  
LUKOIL  
Mid-East Ltd.  
2019 г.

West Qurna-2  
Project

Administrative Section Base

### АКТ О ВНЕДРЕНИИ результатов диссертационного исследования

Настоящим актом подтверждается, что результаты диссертационной работы «Основы создания струеинжекционного смесителя с синхронизацией дозирования деэмульгатора для интенсификации обессоливания и обезвоживания нефти» исполнителя Казарцева Евгения Валериевича обладают актуальностью, представляют практический интерес и используются для модернизации и оптимизации текущего процесса подготовки нефти на УПН «Мишриф», а также для определения стратегии развития объектов подготовки нефти филиала ЛУКОЙЛ Мид-Ист Лтд.

Результаты диссертационного исследования внедрены в производство в виде документов:

1. Аналитический отчет по обоснованию способа модернизации оборудования для оптимизации расхода деэмульгатора при обезвоживании нефти. Аналитический материал использован в ходе рассмотрения и проработки вариантов совершенствования блока дозирования деэмульгатора по процедуре управления изменениями (МОС-409), а также при решении вопросов модернизации блоков дозирования антивспенивателя и деэмульгатора на УПН «Мишриф» в рамках проекта «Капитальный ремонт и модификации на действующем производстве». Модернизация позволяет реализовать автоматическое регулирование (синхронизацию) производительности дозатора в зависимости от флуктуаций поступления нефтяной фазы на входе УПН «Мишриф», тем самым добиться стабилизации дозировки (удельного расхода) деэмульгатора, при этом годовой экономический эффект от внедрения модернизированного оборудования может составить не менее 120 тыс. долларов США. Техническая новизна принципов, используемых в ходе модернизации блока дозирования и реализации системы оптимизации расхода деэмульгатора, подтверждается изобретением RU2538186, соавтором которого является исполнитель. Социальный эффект заключается в сокращении воздействия вредных и опасных факторов на рабочий персонал исключением ручного регулирования производительности насоса-дозатора.

2. Методика обоснования параметров проточного струеинжекционного смесителя для обессоливания нефти. Инженерная методика используется в качестве руководящего документа в ходе детального проектирования при расширении действующих и перспективных объектов подготовки нефти. Использование многоструйной инжекции при промывке нефти от хлористых солей с помощью проточного струеинжекционного смесителя позволяет повысить эффективность процесса обессоливания, сократить операционные затраты посредством минимизации расхода промывной воды и снижения энергопотребления питающих насосов на технологических линиях УПН «Мишриф» на 200 кВт\*ч, при этом годовая экономия от модернизации оборудования может составить не менее 180 тыс. долларов США. Использование усовершенствованного смесителя на технологических линиях перспективных объектов подготовки нефти позволит сократить капитальные затраты при переходе на безнасосную схему подачи сырья. Технологическая эффективность проточного струеинжекционного смесителя подтверждена положительными результатами опытно-промышленных испытаний, а техническая новизна – изобретением RU2643967, соавтором которого является исполнитель. Социальный эффект заключается в снижении негативного влияния на окружающую среду отходами производства минимизацией потребности в промывной воде.

Начальник промысла

филиала ЛУКОЙЛ Мид-Ист Лтд.

Начальник ЦПС

филиала ЛУКОЙЛ Мид-Ист Лтд.

Исполнитель:

Руководитель технологической службы ЦПС

филиала ЛУКОЙЛ Мид-Ист Лтд.

В. Ф. Щербяк

LUKOIL MID-EAST LTD  
CPF Manager  
Iurii Topchienko

Е. В. Казарцев