

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего профессионального образования
«Пензенский государственный университет
архитектуры и строительства»
(ПГУАС)

**ОЧИСТКА СТОЧНЫХ ВОД
НЕФТЕПРОМЫСЛОВ С ПРИМЕНЕНИЕМ
ВЫСОКОПРОИЗВОДИТЕЛЬНЫХ
БЛОЧНО-МОДУЛЬНЫХ УСТАНОВОК**

Пенза 2015

УДК 628.316:665.6/7(035.3)

ББК 38.761.2:35.514

О-95

Рецензенты: кандидат технических наук, профессор
кафедры «Техносферная безопасность»
М.Я. Кордон (ПГУ);
доктор химических наук, профессор
кафедры «Информационно-вычислительные
системы» А.Н. Кошев (ПГУАС)

Авторы: А.А. Адельшин, А.Б. Адельшин,
Б.М. Гришин, М.В. Бikuнова, М.А. Сафронов

**Очистка сточных вод нефтепромыслов с применением
О-95 высокопроизводительных блочно-модульных установок: моногр. /
А.А. Адельшин [и др.]. – Пенза: ПГУАС, 2015. – 136 с.
ISBN 978-5-9282-1248-3**

Приведён обзор современного состояния очистки нефтепромысловых сточных вод (НСВ), используемых для заводнения нефтяных пластов.

Рассмотрена новая технология очистки НСВ, заключающаяся в снижении агрегативной устойчивости капель нефти за счет обработки сточной воды в гидроциклоне, оборудованном камерами сливов, обеспечивающими наиболее полное использование энергии закрученных потоков для коалесценции нефтяных потоков и увеличения эффекта последующего отстаивания НСВ.

Монография подготовлена на кафедре «Водоснабжение, водоотведение и гидротехника» и предназначена для магистрантов, обучающихся по направлению 08.04.01 «Строительство», аспирантов и инженерно-технических работников.

ISBN 978-5-9282-1248-3

© Пензенский государственный университет
архитектуры и строительства, 2015

ПРЕДИСЛОВИЕ

Крупным водопотребителем и объектом образования нефтесодержащих (нефтепромысловых) сточных вод (НСВ) является нефтяная промышленность, в которой около 90% нефти добывается на месторождениях, разрабатываемых с использованием методов заводнения продуктивных нефтяных пластов с целью поддержания пластового давления. Утилизация НСВ в системах заводнения позволяет увеличить нефтеотдачу пластов в 1,5-2 раза, сократить потребление пресных вод, решить проблемы ликвидации НСВ и защиты окружающей среды от загрязнений на промыслах.

Основным направлением в достижении данных требований является интенсификация процессов очистки НСВ, заключающаяся в достаточно полном и быстром снижении агрегативной и кинетической устойчивости НСВ главным образом за счет разрушения бронирующих оболочек на каплях нефти, их коалесценции с последующим отстаиванием.

Целью работы является исследование и моделирование процессов, а также разработка технологических схем и установок очистки нефтесодержащих промысловых сточных вод с применением гидроциклонов, имеющих коаксиальные цилиндрические сливные камеры.

Монография состоит из пяти разделов.

В первом разделе представлены аналитический обзор современного состояния очистки НСВ для заводнения нефтяных пластов, сведения о составе и свойствах НСВ и требования к их очистке.

Второй раздел посвящен теоретическим исследованиям закрученных потоков в сливных камерах гидроциклона.

В третьем разделе приведены результаты экспериментальных исследований процессов гидродинамики, коалесценции и очистки НСВ на лабораторных установках «гидроциклон – камеры сливов» (ГКС) и «блок гидроциклон – камеры сливов – отстойник (БГКО)».

В четвертом разделе рассмотрены технологические схемы и технические решения установок типа БГКО (в т.ч. ГКС) для очистки НСВ, разработанных на основе результатов настоящих исследований.

В пятом разделе особое внимание уделено разработке, реализации и оценке эффективности промышленной установки типа БГКО для очистки НСВ с использованием закрученных потоков.

Авторы выражают признательность рецензентам – к.т.н., профессор кафедры «Техносферная безопасность» М.Я. Кордон (ПГУ) и д.х.н., профессору кафедры «Информационно-вычислительные системы» Пензенского ГУАС А.Н. Кошеву – за высказанные замечания и пожелания по содержанию монографии.

Отзывы и пожелания направлять на кафедру ВВГ ПГУАС: 440028, г. Пенза, ул. Германа Титова, 28, корп. 1, каф. ВВГ.

ВВЕДЕНИЕ

В процессе добычи нефти вместе с ней извлекаются пластовые воды (обводненность добываемой нефти в нашей стране превышает 80%), которые отделяются от нефти на промысловых установках подготовки нефти (УПН) и образуют пластовые сточные воды (ПСВ). С каждой тонной добытой нефти извлекается более 1 м³ пластовых вод. ПСВ вместе с промышленными и ливневыми стоками образуют нефтесодержащие (нефтепромысловые) сточные воды (НСВ). Объем НСВ по стране достигает 1,2 млрд м³ в год, из которых более 90 % используется в системах заводнения.

На промыслах Российской Федерации очистка НСВ от нефти и механических примесей осуществляется преимущественно отстаиванием в безнапорных вертикальных резервуарах-отстойниках, напорных горизонтальных и вертикальных отстойниках, фильтрованием через слой жидкой контактной массы из нефти. Отстойники имеют относительно низкие удельную производительность и качество очистки, большие габариты, металлоемкость, конструктивные недостатки, не отвечают в полной мере требованиям индустриального строительства и охраны окружающей среды.

Внедрение индустриальных методов обустройства нефтяных месторождений предусматривает широкое применение установок, аппаратов для очистки НСВ в блочном исполнении, обладающих высоким эффектом очистки при ограниченном объеме, герметичностью, транспортабельностью и высокой индустриальностью в изготовлении и монтаже. Основными направлениями в реализации данных требований являются создание новых аппаратов и установок, а также интенсификация и совершенствование технологических процессов предварительного гидродинамического разрушения и очистки НСВ.

Сущность и эффективность процесса разрушения НСВ заключается в достаточно полном и быстром снижении агрегативной и кинетической устойчивости НСВ главным образом за счет разрушения бронирующей

оболочки на каплях нефти и их коалесценции. Эти процессы осуществляются наиболее полно и интенсивно при определенной степени турбулизации потока НСВ в полости различных аппаратов – гидродинамических каплеобразователей.

К настоящему времени создана технология очистки НСВ, которая предусматривает предварительное разрушение бронирующих оболочек на каплях нефти, укрупнение и уменьшение полидисперсности капель нефти за счет гидродинамической обработки исходной НСВ в крупнозернистых коалесцирующих фильтрах (насадках), гидроциклонах, гидроциклонах-каплеобразователях, струйных каплеобразователях. Технология реализована в установках очистки НСВ по схемам: гидроциклон – отстойник; гидроциклон – насадка – отстойник; струйный каплеобразователь – отстойник и др. [14, 15, 18, 20, 23, 28, 43, 90].

Наряду с гидроциклонами для интенсификации процессов разрушения нефтяных эмульсий промыслов нашли широкое применение простые по конструкции и весьма эффективные в работе трубчатые гидродинамические каплеобразователи. Они имеют высокую удельную производительность, небольшие размеры, низкую металлоемкость, возможность использования в стесненных условиях. Наиболее эффективно работают горизонтальные трубчатые каплеобразователи, которые могут быть использованы одновременно в качестве коалесцирующих аппаратов и коммуникационных трубопроводов, обеспечивающих достаточно длительное время коалесценции капель нефти.

Установлено, что закрученные потоки на сливах гидроциклона обладают большим запасом остаточной энергии, что может быть использовано для достижения высокого уровня разрушения НСВ. Применение трубчатых каплеобразователей в качестве коаксиально расположенных в горизонтальной плоскости цилиндрических сливных камер гидроциклонов позволит более полно использовать энергию закрученных потоков на сливах гидроциклона и совместить преимущества данных конструкций для интенсификации процессов коалесценции нефтяных капель в НСВ.

В трубопроводах обвязки гидроциклона, цилиндрических камерах на сливах гидроциклона образуется сложное закрученное турбулентное течение, о котором количественная и качественная информация практически отсутствует. Рассмотрение процессов течения и разрушения (очистки) НСВ, моделирование процессов гидродинамики и коалесценции в закрученных потоках НСВ осложняет ряд факторов, таких, как закрутка потока, турбулентность, необходимость учета кинетики и трехмерности, прецессия вихревого ядра, распад вихря, отсутствие параметров турбулентного закрученного потока, перемешивание материальных потоков эмульсии в условиях взаимодействия нескольких фаз и т.д. Использование известных математических моделей процессов гидродинамики и коалесценции для

различных гидродинамических каплеобразователей применительно к закрученным потокам не представляется возможным.

Гидродинамика реальных потоков сложна, и в настоящее время для многофазных потоков пока не удастся составить уравнения гидродинамики даже в общем виде. Поэтому для составления математических описаний гидродинамики аппаратов разрушения НСВ необходимо познавать процесс через модели структуры потока в аппарате. Приведенные выше обстоятельства показывают, что основным способом получения необходимой информации о структуре закрученного потока в трубопроводах обвязки (в камерах сливов) гидроциклона является физический эксперимент.

Следует отметить, что исследования процессов разрушения, очистки НСВ с использованием закрученных потоков на сливах гидроциклонов в нашей стране и за рубежом не проводились.

Работа выполнялась в 1999-2009 гг. в Казанском государственном архитектурно-строительном университете (КГАСУ) на кафедре «Водоснабжение и водоотведение» (ВиВ) в соответствии с планом госбюджетных НИОКР по теме «Очистка природных и сточных вод, рациональное использование водных ресурсов» (код темы 40.04-02; код научного направления 70.2517, 87.19.03), а также в Пензенском государственном университете архитектуры и строительства на кафедре «Водоснабжение и водоотведение»

Ряд исследований был осуществлен по линии Академии наук Республики Татарстан (АН РТ) и КГАСУ в рамках реализации республиканских программ (государственный заказчик – кабинет министров РТ).

1. СОСТОЯНИЕ ОЧИСТКИ НЕФТЕСОДЕРЖАЩИХ ПРОМЫСЛОВЫХ СТОЧНЫХ ВОД С ПРИМЕНЕНИЕМ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ КАПЛЕОБРАЗОВАТЕЛЕЙ

1.1. Нефтепромысловые сточные воды и требования к их очистке для целей поддержания пластового давления

Систематизация и анализ имеющегося большого фактического материала о составе и свойствах нефтепромысловых сточных вод (НСВ) представлены в литературе достаточно подробно [14, 15, 18, 20, 23, 28, 43, 50, 67, 79, 98, 99 и др.]. Ниже кратко изложены основные сведения о НСВ, необходимые в условиях постановки настоящих исследований.

НСВ образуются на объектах добычи и подготовки нефти на промыслах и представляют собой смесь пластовых сточных вод (80-95 %), промышленных стоков (4-15%) и ливневых вод (1-3%) [67]. Определяющими физико-химические свойства НСВ являются пластовые сточные воды (ПСВ).

Минерализация ПСВ для различных районов изменяется от 15 до 300 г/л; плотность гидрокарбонатно-натриевых (щелочных) пластовых вод не превышает $1,07 \text{ г/см}^3$, а хлоркальциевых (жестких) достигает $1,2 \text{ г/см}^3$; содержание растворенных газов $15 \div 180 \text{ л/м}^3$; активная реакция (рН) $4 \div 8$; прозрачность $0 \div 5 \text{ см}$ по Снеллену; цветность – от бледно-желтой до темно-коричневой. Вязкость в зависимости от температуры и концентрации дисперсной фазы в НСВ изменяется от $0,7 \cdot 10^{-3}$ до $2 \cdot 10^{-3} \text{ Па}\cdot\text{с}$; поверхностное натяжение на границе раздела фаз «нефть – вода» низкое, в пределах $0,01 \div 0,014 \text{ Н/м}$, что обусловлено наличием в НСВ поверхностно-активных веществ. Температура НСВ в зависимости от температуры пласта и технологии подготовки нефти составляет $10-70 \text{ }^\circ\text{C}$, а в отдельных случаях достигает $80 \text{ }^\circ\text{C}$ [98, 99].

Нефть в НСВ может находиться в различном состоянии: растворенном до 10 мг/л, эмульгированном до 500-600 мг/л, плавающем до 10000 мг/л, и в отдельных случаях ее концентрация может достигать нескольких десятков граммов на литр. В НСВ в основном содержатся частицы нефти (84-97,5 %) размером не более 10 мкм. Встречаются частицы взвеси размером 95-115 мкм (0,3 %) [28, 90].

На промыслах ОАО «Татнефть» фракционный состав частиц нефти в НСВ представлен частицами размером до 10 мкм (55-73 %), $10 \div 30 \text{ мкм}$ – 18-27 %, $30-90 \text{ мкм}$ – $4 \div 19 \text{ %}$ и более 90 мкм – $3 \div 5 \text{ %}$ [90]. По [28], основная масса частиц нефти в НСВ (60-85 %) имеет размер 5-15 мкм.

Механические примеси в НСВ образуются в основном в результате нарушения солевого равновесия, коррозии металлов, окисления закисного железа и вносятся с технической водой. Содержание механических

примесей в НСВ составляет $80 \div 1000$ мг/л, а фракционный состав представлен частицами размером до 10 мкм (90-99 %). Встречаются частицы взвеси размером 95-115 мкм (0,3 %) [28, 90].

Исследованиями установлено, что вокруг частиц нефти, содержащихся в НСВ, образуются адсорбционные (бронирующие) оболочки. Состав оболочек отличается разнообразием, в них входят: асфальтены, смолы, парафины, соли нафтеновых кислот и тяжелых металлов; твердые частицы минеральных и углеродных примесей, состоящие из глины (аргелиты), алевролитовых, мергелевых и кварцевых песчинок размером не более 10-15 мкм. В формировании оболочки основную роль играют растворенные коллоидные и тонкодиспергированные примеси, содержащиеся в НСВ. При этом происходит увеличение механической прочности оболочек; НСВ становятся более устойчивыми и плохо разделяются отстаиванием. Происходит «старение» оболочки в начальный период – интенсивно, постепенно процесс замедляется и часто через сутки прекращается. Прочность адсорбционных пленок на границе «нефть – вода» по удельному давлению для девонских нефтей достигает $500-700$ дин/см² ($0,8$ Н/м²); при температуре 20 °С и времени старения $1 \div 24$ ч прочность составляет $600-1100$ дин/см² ($0,6-1,1$ Н/м²) [98, 99]. Устойчивость НСВ понижается с повышением температуры, это объясняется изменением плотности, вязкости фаз и уменьшением прочности адсорбционных оболочек, что способствует коалесценции капель нефти, расслоению НСВ.

Увеличение рН воды приводит к снижению прочности оболочек, что также способствует коалесценции, расслоению НСВ.

Если поверхность раздела «нефть – вода» уменьшается под действием поверхностного натяжения (σ), то капли НСВ расслаиваются. Чем меньше σ , тем меньше интенсивность коалесценции капель нефти и расслоения НСВ. При $\sigma < 1$ дин/см образуется стойкая эмульсия. В НСВ поверхностное натяжение на границе «нефть – вода» достигает 5-19,4 дин/см [20, 67].

В формировании различных типов и стойкости НСВ, упрочнении оболочек частиц дисперсной фазы существенную роль играют твердые механические примеси (взвешенные вещества) – эмульгаторы, которые образуются в результате суффозии минералов из продуктивных пластов при добыче нефти, загрязнения продукции скважин утяжеленными глинистыми растворами, баритом, продуктами коррозии, осадка гидрата окиси железа; последний находится в НСВ в виде хрупких хлопьевидных пластинок размером от микрона и до 1 мм. Твердые механические примеси НСВ имеют различные плотность, форму, смачиваемость в воде и нефти и могут находиться как в составе содержимого оболочек, так и в адсорбированном состоянии на поверхности частиц дисперсной фазы, стабилизируя их, обуславливая большую стойкость НСВ.

НСВ относят к тонкодисперсным системам по основному количеству капель, содержащихся в них, но в них имеются также капли

грубодисперсные (100-1000 мкм) и коллоидные (1-0,001 мкм), в целом НСВ полидисперсны. Уменьшение размеров капель приводит к стабилизации и увеличению кинетической устойчивости НСВ. Высокая стойкость НСВ наблюдается даже при значительно больших размерах капель нефти (20-30 мкм и более) вследствие стабилизации капель или адсорбции примесей на поверхности капель, а также при относительно небольшой концентрации капель нефти, характеризующейся, как следствие, малой вероятностью столкновения капель и низкой эффективностью коалесценции капель. В связи с этим разбавленные эмульсии, в которых содержание нефти составляет не более 100-1000 мг/л, могут быть практически устойчивы даже при отсутствии специальных эмульгаторов или при действии слабых стабилизирующих факторов [50].

В НСВ могут содержаться растворенные газы: азот, сероводород, углекислый газ, кислород, метан, этан, пропан и др. в количестве 15-180 л/м³ воды. При отведении и очистке НСВ из 1 м³ воды выделяется 6-25 л газов, а в открытых очистных сооружениях – 6-100 л из 1 м³ воды за время от нескольких часов до двух суток. В НСВ отстойников, работающих под давлением 2-6 кгс/см², содержится в 3-4 раза больше газа, чем в НСВ из безнапорных нефтяных резервуаров [67]. Растворенные газы ухудшают санитарное состояние среды, взрывоопасны, повышают агрессивность воды к металлу, бетону, могут быть использованы для флотационной очистки НСВ [67].

В НСВ содержатся также различные ПАВ – деэмульгаторы (ионогенные, неионогенные, водорастворимые и нефтерастворимые), которые добавляются в сырую нефть в системах добычи и подготовки нефти. Применение водорастворимых деэмульгаторов способствует образованию тонкодисперсной НСВ, трудно поддающейся очистке.

Практически все НСВ имеют суспензионно-эмульсионный характер и относятся к полидисперсным микрогетерогенным системам. Свойства их, особенно состояние бронирующих оболочек на каплях дисперсной фазы, определяют выбор методов разрушения и очистки НСВ.

Анализ признанных теорий и результатов исследований стабилизации дисперсных систем показывает, что процесс предварительной подготовки НСВ к очистке заключается в снижении агрегативной и кинетической устойчивости НСВ главным образом за счет разрушения бронирующих оболочек на каплях нефти, препятствующих их коалесценции.

Качество воды для заводнения необходимо устанавливать с учетом следующих факторов: геологического строения, состава пород, физических свойств и совершенства вскрытия нефтяного пласта, свойств пластовой и нагнетаемой воды, условий заводнения (внутриконтурное, законтурное, давление нагнетания) [74].

Очищенная вода, закачиваемая в продуктивный горизонт, должна обеспечить вытеснение нефти, устойчивую приемистость нагнетательных

скважин в заданных объемах при оптимальном давлении закачки воды и отвечать следующим требованиям [29, 31, 80]:

- значение рН должно находиться в пределах от 4,5 до 8,5;
- не менее 90% частиц мехпримесей и нефти должно быть не крупнее 5 мкм;
- содержание растворенного кислорода в воде не более 5 мг/л;
- содержание нефти и механических примесей устанавливается по табл. 1.1.

Таблица 1.1

Допустимые значения содержания примесей в очищенной НСВ

Примеси	Допустимое содержание в воде, мг/л	
	предельное	средневзвешенное за месяц
Нефть	150	60
Механические примеси	—	50

Процесс очистки НСВ для целей заводнения сводится к удалению из них мехпримесей и только плавающей и эмульгированной нефти до требуемого уровня, так как растворенная нефть не влияет на приемистость нагнетательных скважин.

По сравнению с другими источниками водоснабжения НСВ обладают следующими основными преимуществами: их ресурсы постоянно растут и огромны; закачка НСВ способствует увеличению нефтеотдачи пласта, так как они обладают более высокими нефтewымывающими свойствами; в НСВ отсутствуют условия для развития сульфатовосстанавливающих бактерий, появления сероводорода в нефтяном пласте, следовательно, отсутствуют сероводородная коррозия оборудования и закупорка поровых каналов пласта микроорганизмами; НСВ при закачке их в пласт не создают очагов воды с несвойственным этим горизонтам физико-химическим составом; НСВ имеют большую плотность, следовательно, для их закачки требуется меньшее давление; при закачке НСВ в слабопроницаемые пласты, содержащие глины, проницаемость этих пластов практически не снижается, т.к. в этой воде глина разбухает значительно меньше, чем в пресной воде; при закачке НСВ с относительно высокой температурой температурный режим пласта практически не изменяется, вязкость нефти не увеличивается, выпадения парафина не происходит.

Повышение качества закачиваемой в пласт воды приводит к вовлечению в разработку пластов низкой проницаемости и увеличению добычи нефти; снижению темпов роста давления закачки и затрат электроэнергии для закачки воды; увеличению межремонтных периодов скважины, а следовательно, и дополнительной добычи нефти; сокращению числа прорывов водоводов за счет снижения давления закачки при сохранении приемистости скважин; уменьшению объемов шлама при разливах нагнетательных скважин во время ремонтных работ; сокращению числа вновь бурящихся

скважин в связи с утратой приемистости пробуренных ранее; снижению загрязнений окружающей среды с НСВ при прорывах трубопроводов. Таким образом, использование НСВ в системах заводнения нефтяных пластов является единственным экономически и экологически выгодным путем их ликвидации на промыслах.

1.2. Анализ факторов и эффективности различных методов очистки нефтепромысловых сточных вод

Для очистки НСВ применяются механический и физико-химический методы. Механический метод очистки НСВ осуществляется отстаиванием, разделением НСВ в поле центробежных сил, фильтрованием НСВ через твердый и жидкий фильтрующие слои, флотацией. Флотаторы и фильтры в виду сложности конструкции, технологии и эксплуатации не получили широкого распространения в практике очистки НСВ. Все более широкое применение находит способ очистки фильтрованием НСВ через слои жидкой контактной массы из дегазированной нефти. При этом частицы нефти поглощаются этим слоем [94]. В настоящее время для очистки НСВ преимущественно используется отстаивание в безнапорных вертикальных или напорных горизонтальных и вертикальных резервуарах; широкое распространение получили закрытые схемы очистки.

Физико-химические методы очистки НСВ, основывающиеся на применении коагулянтов и флокулянтов, позволяют получить высокую степень очистки. Сложность технологического процесса и эксплуатации ограничивает использование данного метода.

Механизм разрушения НСВ в сооружениях очистки в общем случае можно подразделить на следующие стадии: 1 – деформация и разрушение бронирующих оболочек на каплях нефти; 2 – сближение, столкновение капель; 3 – слияние капель (коалесценция); 4 – концентрация, осаждение капель; 5 – выделение дисперсной фазы в виде сплошной фазы (расслоение, разделение эмульсии на нефть и воду).

Для эффективной реализации первых трех стадий интенсифицируют движение частиц дисперсной фазы в дисперсионной среде различными способами: перемешиванием, центрифугированием, гидродинамическим воздействием в различных каплеобразователях, фильтрацией НСВ через твердые и жидкие контактные массы, электрической, магнитной, ультразвуковой обработкой и т.д. Четвертая и пятая стадии в основном осуществляются в аппаратах отстойного типа.

Известно, что в условиях статики коалесценция может происходить в результате броуновского движения (диффузии), конвективных, плотностных и других токов [100]. Конвективные и другие потоки возникают периодически, могут быстро затухать и не оказывать существенного влияния на разрушение бронирующих оболочек и коалесценцию капель

нефти. Основное влияние на скорость осаждения (всплывания) капель оказывает степень дисперсности эмульсии.

Расслоению НСВ способствует увеличение поверхностного натяжения на границе «нефть – вода». Чем меньше концентрация ПАВ в НСВ, тем больше поверхностное натяжение. Понижение концентрации ПАВ – эмульгаторов – может быть достигнуто при разбавлении эмульсии, вследствие чего наступает ее расслоение. Разрушение эмульгаторов происходит при добавлении кислот, тем самым увеличивается поверхностное натяжение, что приводит к расслоению НСВ.

Укрупнение нефтяных капель и расслоение НСВ наступают при уменьшении электрокинетического потенциала до нуля в электрическом поле. Нефтяные частицы, заряженные отрицательно, достигая положительного электрода, разряжаются, коалесцируют и всплывают на поверхность воды. Разрушение НСВ может происходить в результате уменьшения электрокинетического потенциала при введении в воду электролитов, вызывающих коагуляцию нефтяных частиц [69].

В процессе отстаивания капли нефти переходят в сплошной слой нефти, при этом на границе раздела «нефть – вода» капли как бы останавливаются и в зависимости от их размеров, величины межфазного натяжения, чистоты межфазной поверхности могут в течение длительного времени (от доли секунд до десятков минут) «жить» на этой границе до момента слияния со сплошной фазой [100]. Таким образом, на границе «нефть – вода» образуется промежуточный слой, обуславливающий процесс очистки НСВ.

Из закона Стокса следует, что ускорить процесс осаждения можно путем увеличения разности плотностей нефти и воды, уменьшения вязкости среды, увеличения размеров капель. Первые два параметра связаны с температурой эмульсии. При изменении температуры разность плотностей воды и нефти изменяется менее интенсивно по сравнению с их вязкостью, которая может изменяться в десятки раз.

Процесс отстаивания существенно зависит от гидродинамического режима отстойника, который, в свою очередь, определяется вязкостными свойствами нефти и воды, а также его конструктивными особенностями.

В процессе отстаивания капли нефти могут приближаться друг к другу вследствие разности скоростей всплывания либо за счет диффузионных механизмов. При благоприятных условиях эти капли могут коалесцировать, что приводит к укрупнению капель и увеличению скорости их всплывания. Коалесценция обуславливает переход всплывающих капель через границу раздела фаз. Таким образом, скорость процесса отстаивания определяется всплыванием капель и их коалесценцией, а на скорости этих процессов влияют температура и добавляемые в воду реагенты – коагулянты, флокулянты, способствующие ускорению процесса коалесценции.

По Стоксу, скорость всплывания капель нефти прямо пропорциональна квадрату их диаметра; следовательно, предварительное укрупнение

диспергированной фазы позволяет сократить время, необходимое для очистки НСВ в отстойнике.

Для интенсификации процесса очистки НСВ отстаиванием широкое применение нашли коалесцирующие фильтры. При этом ускорение процесса коалесценции капель нефти, а следовательно, и отстаивания достигается предварительной (перед отстаиванием) фильтрацией НСВ через твердые зернистые и волокнистые загрузки, материалы которых обладают коалесцирующими свойствами [15, 18, 23, 104].

Из всех рассмотренных факторов, определяющих глубину и скорость процесса очистки НСВ, основными являются: дисперсность системы, степень разрушения бронирующих оболочек на каплях нефти, режим движения, обеспечивающий укрупнение капель и эффект массопередачи между каплями нефти.

Турбулентные пульсации приводят к протеканию в объеме потока НСВ следующих процессов: ослабления прочности и разрушения бронирующих оболочек и межмолекулярных связей между компонентами оболочек, в т.ч. в результате их деформации (растяжения, сжатия) при дроблении капель; улучшения условий взаимного эффективного столкновения и коалесценции, в т.ч. в связи с возникновением струйных потоков разной интенсивности; увеличения жесткости и эффективности контакта капель при их столкновении. При этом между процессами коалесценции и диспергирования капель устанавливается динамическое равновесие, определяемое минимальными размерами капель и контролируемое турбулентными пульсациями при данной скорости потока. С ростом скорости потока динамическое равновесие смещается в сторону уменьшения среднего размера капель, т.е. возрастает скорость дробления. Увеличивается также скорость коалесценции, обусловленная возрастанием частоты столкновений и взаимных слияний под действием пульсаций. Появление в потоке большого числа капель с размерами больше критических обуславливает увеличение числа актов дробления, т.е. скорости процесса диспергирования. Указанные процессы наиболее полно могут быть осуществлены в достаточно высокотурбулентном потоке в полости различных каплеобразователей.

При разрушении НСВ в гидродинамических аппаратах большое значение имеет пристеночный эффект, где наблюдается наиболее интенсивное и максимальное изменение градиента скорости, что обуславливает интенсивное разрушение бронирующих оболочек на каплях нефти. Развиваемая при контакте частиц нефти со стенкой аппаратов энергия удара может быть весьма значительной и достаточной для деформации или полного разрушения брони либо в конечном счете для возможного дробления капель и их перехода в пленочное состояние на стенках. Ударяющиеся с большой скоростью о стенки капли нефти задерживаются на них на мгновения, тут же легко срываются и уносятся потоком. При этом образуется внутренняя фаза, свободная от бронирующих

оболочек и с весьма большой удельной свободной поверхностью. Это значительно улучшает условия коалесценции капель нефти в объеме последующих сооружений, например отстойников.

Таким образом, интенсифицировать процесс очистки НСВ можно путем предварительной гидродинамической обработки НСВ в различных аппаратах, в частности в линейных каплеобразователях (в т.ч. технологических трубопроводах), гидроциклонах, гидродинамических излучателях и т.п. Установлено, что предварительная гидродинамическая обработка НСВ способствует интенсификации процесса последующего отстаивания [14, 20, 23, 98, 99].

Известно, что число столкновений нефтяных глобул в единицу времени пропорционально квадрату числа частиц при неизменном их среднем размере. Отсюда следует, что процесс очистки НСВ можно интенсифицировать путем оптимизации концентрации нефти в НСВ, осуществляя дозированную подачу нефти в трубопровод, подающий исходную НСВ [15, 20, 23].

Одной из наиболее эффективных является технологическая схема очистки НСВ с предварительной обработкой стоков в гидроциклонах, в которой реализуется наибольшее количество интенсифицирующих факторов при наименьших материальных и энергетических затратах.

Установлено [14, 15, 18, 20, 23, 28, 43, 90], что при предварительной обработке НСВ в гидроциклоне происходят разрушение бронирующих оболочек, укрупнение, уменьшение полидисперсности частиц нефти и разделение НСВ, при этом основным фактором, определяющим эффективность указанных процессов в гидроциклоне, являются центробежные гидродинамические силы воздействия на НСВ, которые превышают на 2-3 и более порядка действие других факторов. Время действия этих сил в гидроциклоне составляет 1,1-3 с; режим турбулентного движения в полости гидроциклона характеризуется числами Рейнольдса $Re=30000-40000$. Благоприятная с технологической точки зрения последовательность действия различных гидродинамических сил в гидроциклоне способствует полной реализации механизма разрушения НСВ в объеме турбулентного потока, высокой эффективности разрушения НСВ и интенсификации процесса последующего отстаивания: увеличивается глубина очистки НСВ по нефти, сокращается продолжительность отстаивания в 1,5-2,0 раза и более и составляет 20-50 мин, в зависимости от типа НСВ [15, 24, 28, 90].

При работе гидроциклона со свободным сливом высокие эффекты очистки НСВ от нефти и механических примесей могут быть получены для гидроциклонов диаметром (D) с углом конусности $\alpha=5-8^\circ$, диаметром входного патрубка $d_{вх.} = 0,2D$, диаметром верхнего слива $d_{в.сл.} = (0,037-0,4)D$, диаметром нижнего слива $d_{н.сл.}=(0,006-0,33)D$, высотой цилиндрической части $H_{ц} = d_{вх.}$, погружением верхнего слива $h_{п} = 0,5d_{вх.} + 2d_{в.сл.}$, оптимальным давлением на входе в гидроциклон $P = (2,0-2,5)10^5$ Па.

Геометрические параметры гидроциклона с противодавлением на сливах (P_c) для очистки НСВ могут быть определены по соотношениям:

$d_{вх.} = 0,2D$, $d_{в.сл.} = 0,3D$, $d_{н.сл.} = 0,8d_{в.сл.}$, $h_{п} = 0,5d_{вх.} + 2d_{в.сл.}$, $H_{ц} = d_{вх.}$,
 $\alpha = 3-5^\circ$, $P = (4-5)10^5$ Па и $P - P_c \geq 2 \cdot 10^5$ Па [14, 20, 38].

Однако для стабильной, эффективной работы гидроциклона с жестко установленными геометрическими параметрами требуется постоянство давления, качественных и количественных характеристик НСВ на входе в гидроциклон, что в реальных условиях маловероятно. Кроме того, малое время обработки НСВ в гидроциклоне не позволяет в полной мере использовать энергию закрученного потока для эффективной коалесценции капель нефти. В связи с этим обычно гидроциклоны заблокированы с отстойниками. При этом если в качестве второй последующей ступени интенсификации применить коалесцирующие насадки (фильтры), то достигается более высокий эффект очистки НСВ.

Установлена возможность успешного применения гидродинамических насадок из крупнозернистых загрузок и с повышенными скоростями фильтрации для разрушения НСВ. При этом режим фильтрационного потока характеризуется числом Рейнольдса в среднем около 300; время воздействия сил на частицы нефти в фильтрационном потоке составляет 3 - 10 мин. Важнейшим фактором разрушения НСВ в фильтрационном потоке являются гидродинамические силы давления, превышающие по величине другие действующие силы на 1,5-2,0 и более порядка. Для применения в качестве загрузок насадок рекомендованы: полиэтилен фракции (d) – 3-5 мм, высотой загрузки (h) – 0,8-1,0 м, скорость фильтрации (v) – 18-36 м/ч, гидравлический уклон (i) – 0,25-0,30; керамический наполнитель, покрытый полиэтиленом: $d = 15-20$ мм, $h = 1,0$ м, $v = 65-100$ м/ч, $i = 0,07-0,15$ и $d = 10-15$ мм, $h = 1,0$ м, $v = 60-100$ м/ч, $i = 0,05-0,18$; гранулы из вторичного полиэтилена $d=5,5-10$ мм, $h=0,8-1,0$ м, $v=60-100$ м/ч, $i=0,5-0,80$; гидрофобизированный нефтью дробленый керамзит: $d=3-5$ мм, $h=0,8-1,0$ м, $v=18-37$ м/ч, $i=0,25-0,3$, и $d=5-10$ мм, $h=0,8$ м, $v=60-70$ м/ч, $i=0,3-0,5$, и $d=25-20$ мм, $h=1,0$ м, $v=65-100$ м/ч, $i = 0,07-0,13$ [15, 18, 23].

Исследователями струйных каплеобразователей, струйно-отстойных аппаратов [18, 20] разработаны следующие рекомендации: размеры и количество струйных элементов определяются исходя из заданной производительности, режима движения НСВ в полости струйного элемента, соответствующего $Re > 10000$; степень свободы струи $d/d_0 = 10$ (d , d_0 – соответственно диаметр струйного элемента и приточного патрубка), коэффициент перфорации $K_{п} = 0,6$; скорость истечения струй из приточного патрубка ≥ 4 м/с; скорость истечения из отверстий нижней части струйного элемента 0,6-0,65 м/с; объем зоны отстаивания на один элемент 11 м³ при расходе 7 м³/ч. Основными силами, разрушающими бронирующие оболочки на глобулах нефти, являются: силы, обусловленные пульсациями скорости,

силы давления на торцевую стенку и силы давления при повороте струи, которые многократно превышают прочность бронирующих оболочек.

Задачи турбулизации потока НСВ с целью интенсификации очистки НСВ могут быть решены в трубопроводах, транспортирующих НСВ к очистным сооружениям, или специально смонтированных трубопроводах, выполняющих роль каплеобразователей. Для расчета и проектирования таких каплеобразователей разработаны рекомендации, требующие дальнейшего их совершенствования [99].

В общем случае все основные факторы, обуславливающие эффективность разрушения НСВ и интенсифицирующие процесс очистки НСВ, можно условно разделить на две группы (рис. 1.1): I – технологические управляющие параметры; II – конструктивные управляющие параметры. Это позволяет упростить анализ, связанный с рассмотрением вопросов оптимизации гидродинамических каплеобразователей и аппаратов (установок), сконструированных на основе применения каплеобразователей [18].

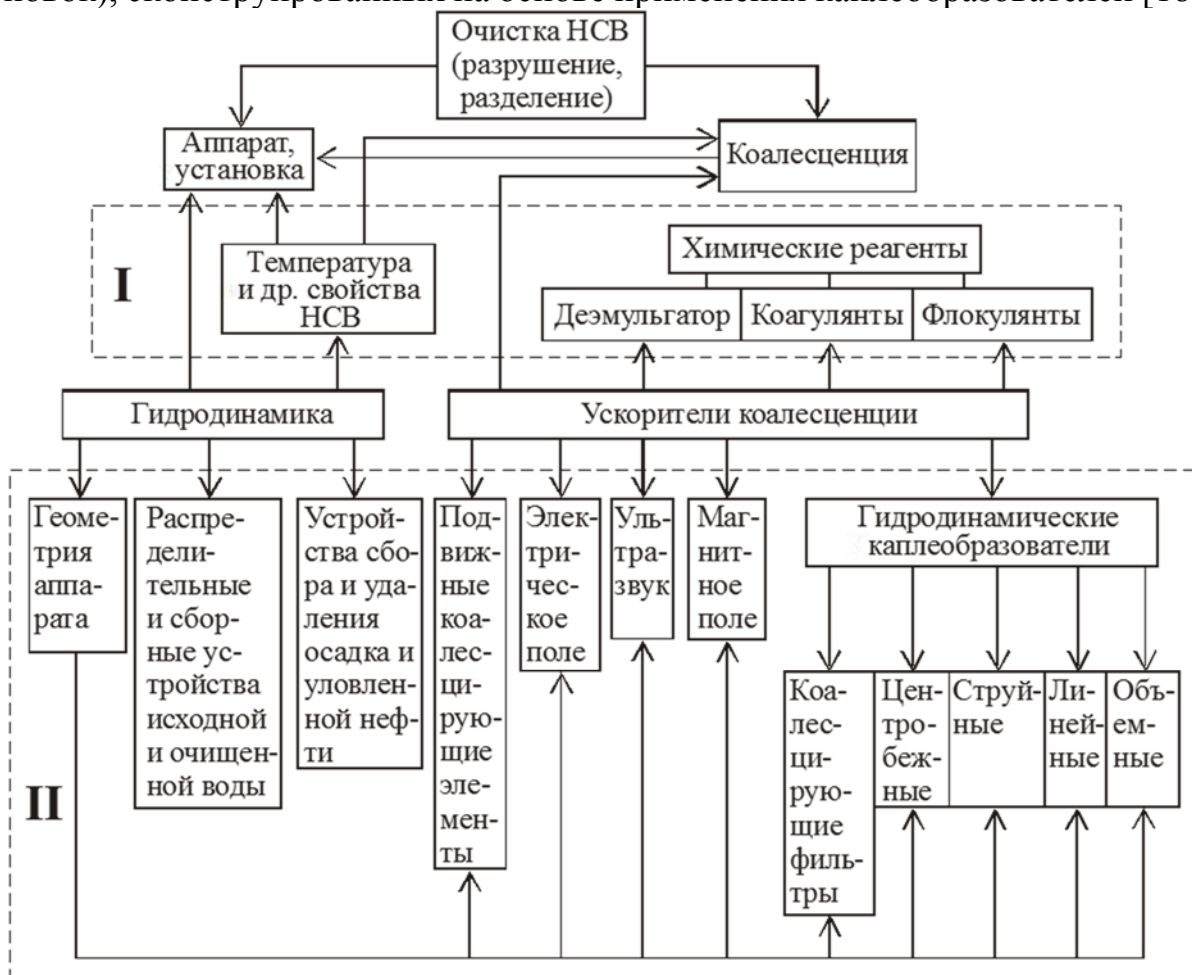


Рис. 1.1. Основные управляющие факторы, определяющие процессы коалесценции капель нефти и очистки НСВ в аппаратах (установках) с использованием гидродинамических эффектов

Таким образом, исследованиями установлено, что коалесценция в процессе очистки НСВ совершенно необходима; чем выше глубина коалесценции, тем выше эффективность и скорость очистки НСВ.

1.3. Аппараты и установки для очистки нефтепромысловых сточных вод

Для очистки НСВ многие годы применялись открытые очистные сооружения отстойного типа: песколовки, нефтеловушки, пруды-отстойники, которые имели большие недостатки: низкое качество очистки и удельную производительность, дорогостоящи, сложны в эксплуатации, не отвечают требованиям охраны окружающей среды. Позднее месторождения обустраивались вертикальными стальными резервуарами-отстойниками (РВС) вместимостью до 20 тыс. м³, в которых очистка НСВ осуществлялась в режимах динамического или статического отстаивания.

В работе [68] указывается, что в процессе осаждения капель воды в слое нефти и в момент достижения ими границы раздела фаз «нефть – вода» капли воды под действием сил поверхностного натяжения деформируются, разрушаются и растекаются в тонкую пленку. При этом частицы нефти и гидрофобные механические примеси переходят в жидкие контактные массы (ЖКМ), а гидрофильные – в воду под слоем ЖКМ и осаждаются на дно РВС.

Некоторые исследователи считают, что основной процесс очистки НСВ происходит на границе раздела фаз «нефть – вода», поэтому нет необходимости формирования мощных слоев ЖКМ [85]. Установлено, что высота слоя ЖКМ не оказывает существенного влияния на качество очистки НСВ от нефти, но является важным фактором снижения содержания механических примесей; рекомендовано высоту слоя ЖКМ принять не менее 1 м, а скорость фильтрования – 1,6-2,0 м/ч. Получена зависимость эффекта очистки НСВ от степени равномерности распределения очищаемой воды по площади и объему слоя ЖКМ и от размеров капель нефти [34, 85].

На рис. 1.2 приведена конструкция резервуара-отстойника РВС с ЖКМ с совершенствованными устройствами распределения НСВ [76, 101].

С целью повышения эффективности очистки НСВ институтами «БашНИПИнефть» и «ТатНИПИнефть» было предложено исходные НСВ фильтровать через ЖКМ из дегазированной нефти [75, 94], для чего в РВС над слоем воды размещают слой нефти высотой от 2 до 5 м. Эффект очистки НСВ при фильтровании их через ЖКМ достигается путем использования явлений жидкостной адгезии при контакте частиц одинаковой полярности в лиофобной среде и физико-химического сродства части нефти к ЖКМ. При этом НСВ равномерным потоком распределяются в слое нефти. Так как вязкость нефти значительно выше вязкости воды, струйки воды дробятся на капли диаметром от 0,5 до 6 мм и осаждаются в слое ЖКМ. Осаждающиеся капли воды содержат частицы нефти и механических примесей размерами

преимущественно 5-15 мкм, которые переходят в слой ЖКМ, если за время осаждения капли воды перейдут на поверхность этой капли и вступят в контакт со слоем нефти [34, 44, 68, 76]. При фильтровании НСВ через ЖКМ улавливаются плавающая нефть, частицы эмульгированной нефти и механические примеси, обладающие гидрофобными свойствами.

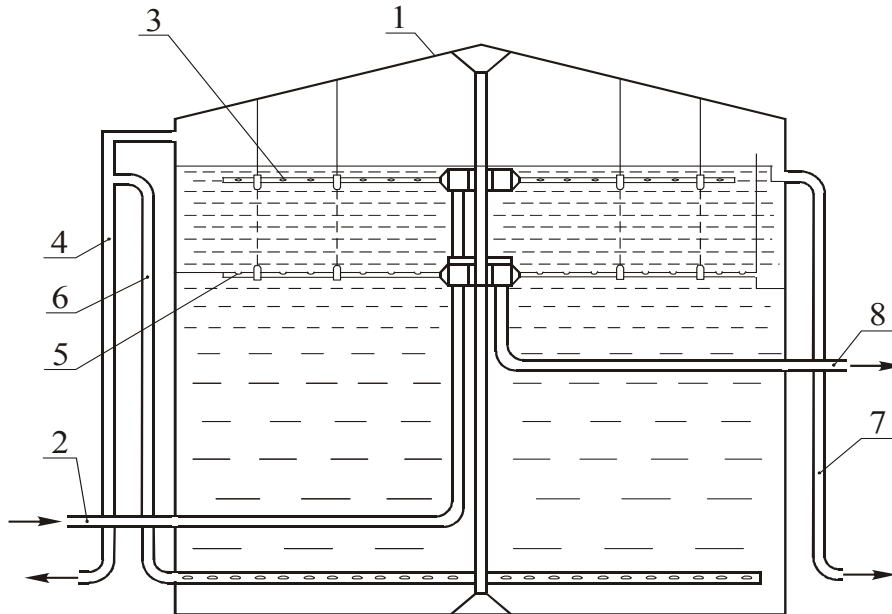


Рис. 1.2. Конструкция резервуара-отстойника:
 1 – корпус; 2 – трубопровод исходной НСВ; 3 – лучевые перфорированные трубы для распределения потока; 4, 6 – трубопроводы для отвода очищенной воды; 5 – перфорированные трубы для отвода избыточной нефти; 7, 8 – трубопроводы для отвода нефти

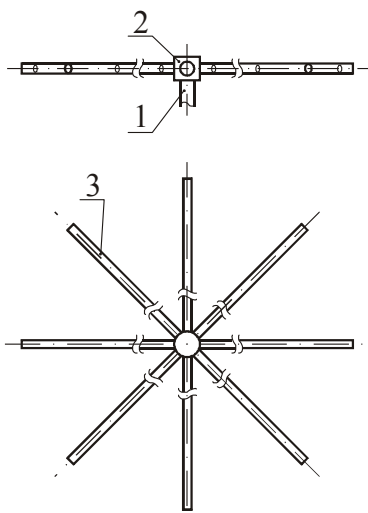


Рис. 1.3. Лучевой распределитель:
 1 – подводный трубопровод; 2 – коллектор; 3 – перфорированная труба

В РВС применялись и исследовались распределители различных конструкций.

На рис. 1.3 показана наиболее распространенная конструкция лучевого распределителя из восьми перфорированных труб, который обеспечивает площадь орошения $79,2 \text{ м}^2$ [56].

Анализ результатов обследования 16 объектов очистки НСВ в РВС с ЖКМ [71] показал, что время отстаивания в них составляет 8-12 часов; содержание нефти в исходной НСВ иногда достигает 20 тыс. мг/л, механических примесей – 100-150 мг/л, остаточное содержание нефти и механических примесей в очищенной НСВ находится в пределах 50-100 мг/л.

Основными причинами неэффективной работы РВС с ЖКМ являются неравномерное распределение потока исходной НСВ по площади и объему слоя ЖКМ, отсутствие развитого и жесткого контакта НСВ с ЖКМ; отсутствие предварительной коалесценции частиц нефти перед подачей НСВ в слой ЖКМ; неэффективное использование объема РВС; несовершенство конструкции устройств для сбора и отвода очищенной воды, нефти и осадка; ограниченная удельная производительность; низкая эффективность очистки: при скорости фильтрования более 2 м/ч вода образует в слое ЖКМ каналы сплошных струй, уменьшаются время и площадь контакта НСВ с нефтью, снижается эффект очистки; возможность загрязнения окружающей среды.

Перспективным направлением является применение блочного оборудования для очистки НСВ на объектах с объемом сточных вод до 10 тыс. м³/сут (при большом расходе экономически обоснованным является применение РВС) [44, 45, 46, 47, 74, 103]. Технологические схемы предусматривают очистку однотипных НСВ в аппаратах, работающих на принципах отстаивания; коалесценции и отстаивания; коалесценции, отстаивания и флотации; разделения в поле центробежных сил; разделения в поле центробежных сил, коалесценции и отстаивания.

Основными условиями эффективного применения блочного оборудования являются обеспечение максимальной единичной мощности аппаратов при их ограниченных объемах, высокий эффект очистки, компактность, герметичность, высокая индустриальность изготовления и монтажа, транспортабельность. Выполнение этих требований возможно при интенсификации процессов очистки НСВ, разработке новых, более эффективных конструкций аппаратов.

Институтом «Гипростокнефть» разработаны установки очистки воды УОВ-1600, УОВ-4000 и УОВ-10000, основным аппаратом в которых является полочный отстойник БОП-100 [67]. При объеме 100 м³ отстойник имеет производительность около 2000 м³/сут; содержание загрязнений в очищенной воде – до 20 мг/л.

Институтом «ТатНИИнефтемаш» разработаны установки УОВ-1500 и УОВ-3000, работающие по схеме «отстаивание-флотация». Отстойник установок УОВ оборудован коалесцирующей насадкой и полочным блоком. Отстойник выпускается объемом 100 и 200 м³; производительностью 1500 и 3000 м³/сут. Коалесцирующий материал – гранулы керамзита, пропитанные кремнийорганическими соединениями [73].

Технологической схемой установок типа УБО (рис. 1.4), разработанных институтом «ТатНИИнефтемаш» [23, 70], предусмотрена двухступенчатая очистка НСВ по закрытой схеме в напорном режиме. Исходная НСВ под давлением поступает в отстойник через патрубок 2 и распределяется по сечению пористой перегородкой 3, которая загружена керамзитом. Далее поток проходит через полочный блок 4, где отделяются основная масса

механических примесей и грубодисперсная часть эмульгированной нефти. Оставшаяся тонкодисперсная часть нефти укрупняется при фильтрации НСВ через коалесцирующую насадку 5 из гранулированного полиэтилена фракции 3-5 мм и выносится в зону полочного блока 4', где она отделяется. Уловленная нефть накапливается в нефтесборниках 7 и отводится в УПН. Шлам через патрубки 8 под избыточным давлением периодически сбрасывается в шламонакопитель. Очищенная вода отводится через патрубков 7.

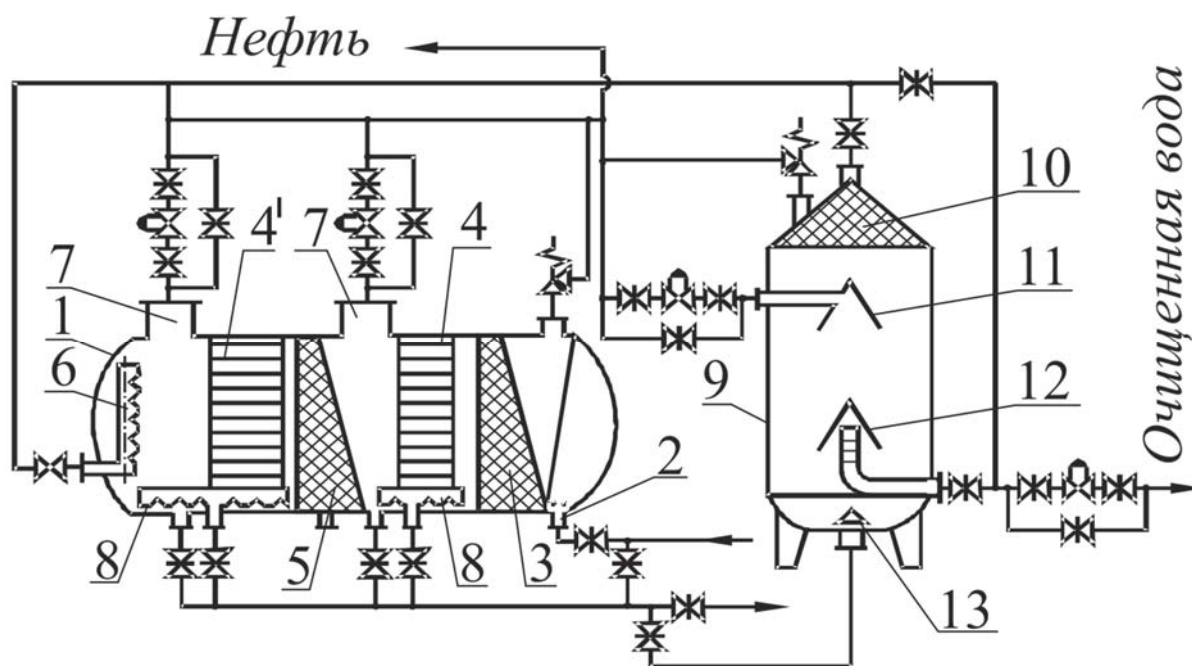


Рис. 1.4. Схема установки УБО:

- 1 – отстойник; 2 – входной патрубок; 3 – распределитель потока;
 4, 4' – полочные блоки; 5 – коалесцирующая насадка; 6 – водосборное устройство; 7 – нефтесборник; 8 – шламособорное устройство; 9 – фильтр;
 10 – коалесцирующая насадка – распределитель потока; 11 – устройство для отвода нефти; 12 – устройство для отвода очищенной воды;
 13 – устройство для отвода шлама

Полочный блок 4 выполнен из гофрированного стеклопластика с шагом полок по высоте 0,2 м и углом наклона 60° к горизонтали, а блок 4' изготовлен с шагом полок по высоте 0,085 м и углом наклона 45° к горизонтали.

Жидкостный фильтр (рис. 1.5) является второй ступенью очистки. Очищенные в отстойнике НСВ через патрубок 1 поступают в коническую часть 3 аппарата. Коническая насадка 5 выполняет роль распределителя потока и коалесцентра. Снизу загрузка фиксирована сеткой 7. Далее вода в виде равномерно распределенного потока каплей поступает в жидкую контактную массу из нефти 6, расположенную в цилиндрической части 4, в которой частицы нефти размером более 15 мкм задерживаются и поглощаются нефтяным слоем. Очищенная вода, уловленная нефть и шлам

отводятся через приспособления 2, 8 и 9 соответственно. Технические характеристики установок УБО-1500 и УБО-3000 приведены в табл. 1.2.

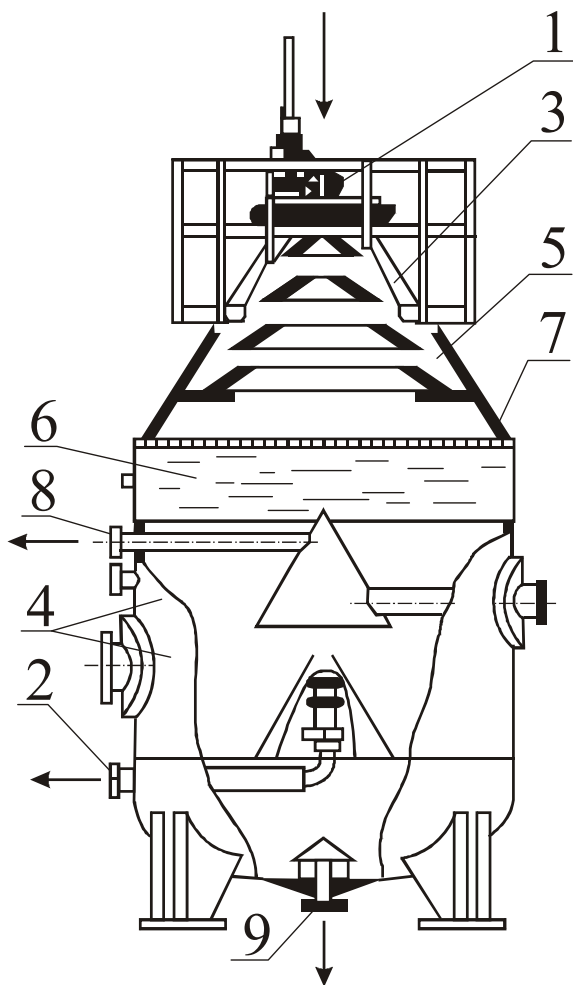


Рис. 1.5. Жидкостный фильтр:
 1 – патрубков подачи НСВ; 2, 8, 9 – приспособления для отвода соответственно очищенной воды, уловленной нефти и шлама;
 3 – коническая часть; 4 – цилиндрическая часть;
 5 – коническая насадка; 6 – жидкая контактная масса из нефти; 7 – сетка

Т а б л и ц а 1.2

Технические характеристики установок УБО-1500 и УБО-3000

Показатель		УБО-1500	УБО-3000
Производительность, м ³ /сут		1500	3000
Содержание загрязнений в исходной НСВ, мг/л:	нефтепродуктов	20000	20000
	механических примесей	200	200
Содержание загрязнений в очищенной воде, мг/л:	нефтепродуктов	40	40
	механических примесей	15	15
Рабочее давление, МПа		0,4	0,4
Габаритные размеры, м		13,2×9×7,285	16,3×10,49×7,28
Масса, кг		35350	57500

Для очистки НСВ в КГАСУ совместно с институтом «ТатНИИнефтемаш» разработан блок «гидроциклон – отстойник» (БГО-5000) (рис. 1.6), который реализован на территории УПН НГДУ «Сулеевнефть» ОАО «Татнефть» [14, 15].

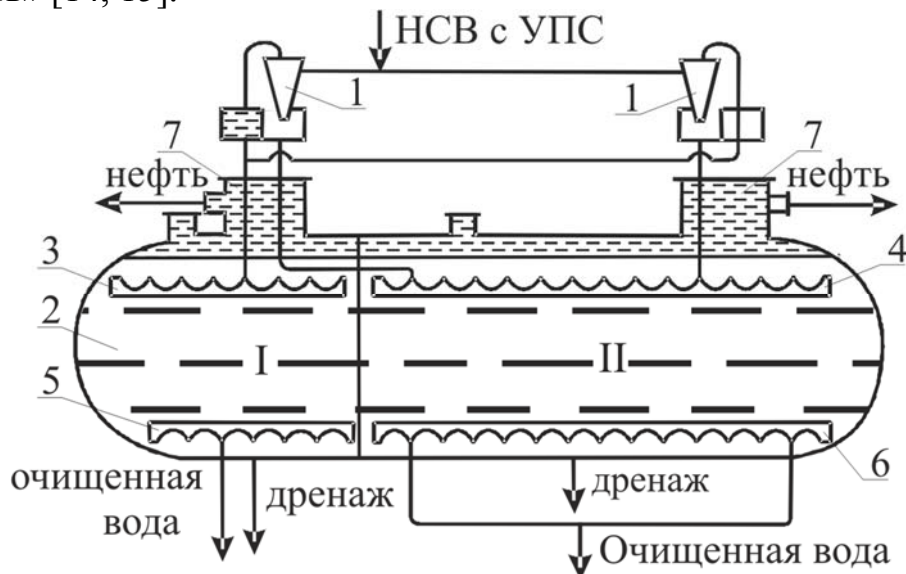


Рис. 1.6. Схема установки БГО-5000:
1 – гидроциклоны; 2 – транспортная зона отстойника; 3, 4 – распределители;
5, 6 – системы отвода в буферные емкости; 7 – нефтесборники

БГО-5000 работает следующим образом. НСВ под давлением поступают в гидроциклоны 1. В гидроциклонах под действием центробежных сил тяжелые частицы механических примесей отбрасываются к стенкам и вместе с очищенной водой и частью нефти выносятся через нижние сливные отверстия. Нефть концентрируется у оси гидроциклонов и с восходящим потоком воды выносятся через верхние сливные отверстия. Гидроциклонная обработка способствует разрушению «бронирующих» оболочек на глобулах нефти, укрупнению и сглаживанию их полидисперсности, а также разрушению агрегатированных частиц отдельно на частицы нефти и мехпримесей. Верхний и нижний сливы обеих батарей гидроциклонов через распределители 3 и 4 поступают на кратковременное (30-40 мин) отстаивание в отсеки I и II; очищенная вода через системы 5 и 6 отводится в буферные емкости, далее перекачивается для закачки в нефтяные пласты. Всплывшая нефть из нефтесборников 7 отводится также в буферную емкость и перекачивается на УПН. Технические характеристики БГО-5000 приведены в табл. 1.3.

В установке БГО-5000 использованы гидроциклоны, имеющие диаметры: корпуса – 75 мм; питающего патрубка – 15 мм; верхнего слива – 20 мм; нижнего слива – 26 мм; угол конусности – 5°.

Время отстаивания, в зависимости от типа НСВ, составляет: 30-45 минут – для отсека I и 30-60 минут – для отсека II.

Недостатком установок БГО-5000 является относительно низкий эффект очистки от механических примесей (не более 50 %), обусловленный расположением сборных систем, при котором возможен унос мехпримесей из отстойника вместе с очищенной водой. Кроме того, при образовании промежуточного слоя на границе раздела фаз «вода – нефть» может наблюдаться подсос концентрированной нефтяной эмульсии системами сбора очищенной воды.

С целью устранения указанных недостатков разработана конструкция блока «гидроциклон – отстойник», предназначенного для очистки сероводородосодержащих сточных вод, установки предварительного сброса (УПС-436) НГДУ «Бавлынефть» ОАО «Татнефть».

Блочная гидроциклонная станция производительностью 15000 м³/сут (БГС-15000) состоит из трех блоков БГО-5000 [14, 15, 28]. В каждый блок (рис. 1.7) входят две батареи напорных гидроциклонов 1 диаметром 75 мм (по 18 гидроциклонов в батарее), горизонтальный отстойник 2 объемом 200 м³. Отстойник разделен на отсеки предварительного отстаивания I и дополнительного отстаивания II. В отсеке I находятся распределительные устройства нижнего 5 и верхнего 4 сливов гидроциклонов, а также система сбора осадка 6. В отсеке II расположена система сбора очищенной воды 7. Нефть, всплывающая в отсеках I и II, удаляется через нефтесборники 8 и 9.

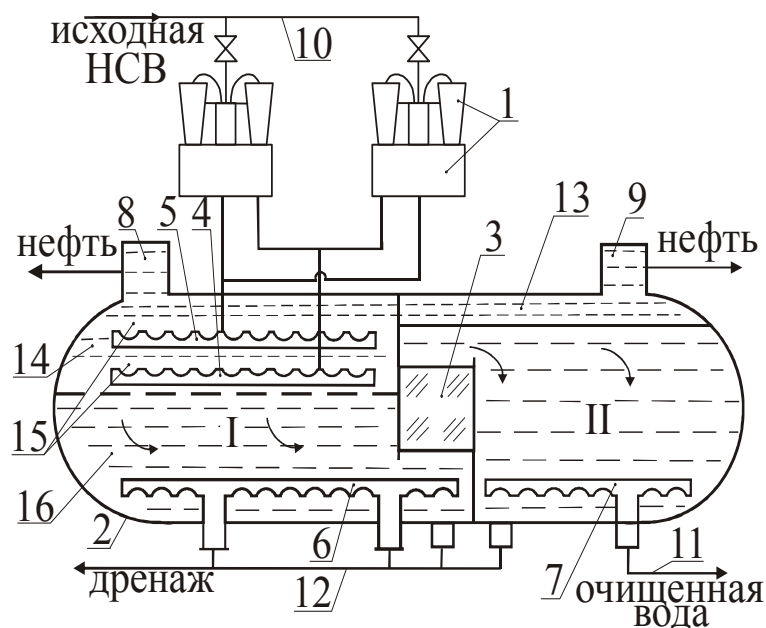


Рис. 1.7. Схема блока установки БГС – 15000:

- 1 – напорные гидроциклоны; 2 – горизонтальный отстойник;
- 3 – коалесцирующая насадка; 4, 5 – верхний и нижний сливы гидроциклонов;
- 6 – система сбора осадка; 7 – система сбора очищенной воды;
- 8, 9 – нефтесборники; 10 – трубопровод исходной НСВ; 11 – трубопровод отвода очищенной воды; 12 – трубопровод удаления осадка; 13 – всплывшая нефть; 14 – слой концентрированной эмульсии; 15 – зона турбулентного перемешивания; 16 – транспортная зона отстойника

Исходная НСВ под давлением поступает на гидроциклоны по трубопроводу 10. В отсеке I происходят всплывание большинства капель нефтепродуктов и осаждение основной массы механических примесей. Осадок из отсека I удаляется по трубопроводу 12. Отсек II служит для предотвращения выноса нефтепродуктов и взвешенных веществ с очищенной водой. Очищенная вода удаляется через устройство 7 и отводится по трубопроводу 11. Предусмотрен вариант включения в конструкцию отстойника гидродинамической саморегенерирующей коалесцирующей насадки 3 для повышения эффективности очистки от нефти [23]. Всплывшая нефть 13 удаляется через нефтесборник 9. Технические характеристики БГС-15000 даны в табл. 1.3.

В работе отстойника в составе блока БГО-5000 различают существенные особенности, обуславливающие эффективность очистки НСВ.

Распределители сливов 4 и 5 из перфорированных труб располагаются в верхней зоне отстойника в слое концентрированной эмульсии 14. В этот слой осуществляется ввод разрушенной в гидроциклонах исходной НСВ. При этом НСВ, вытекая из отверстий распределительных устройств 4 и 5 в направлении вверх под некоторым углом к вертикальной оси, образуют затопленные струи, дальнобойность которых зависит от начальной скорости истечения, от диаметра отверстий, от вязкости указанного слоя эмульсии, а также от места расположения распределителей относительно верхней образующей стенки аппарата. Эти струи в области распределительных устройств создают зону турбулентного перемешивания 15. В результате различных возмущений струи дробятся на капли, смешиваются с концентрированной нефтяной эмульсией 14; происходят интенсивное многократное столкновение и слияние частиц нефти в более крупные и их всплывание. Интенсивное движение частиц с разрушенной «броней» дисперсной фазы в дисперсионной среде способствует их эффективной коалесценции.

В транспортной зоне 16 отстойника БГО-5000 (см. рис. 1.7) в основном происходит осаждение механических примесей на дно отстойника, а коалесценция мелкодисперсной составляющей дисперсной фазы – нефти в транспортном потоке, всплывание и поступление укрупненных нефтяных глобул в зону турбулентного перемешивания – маловероятна из-за весьма значительного снижения турбулентности и относительно высокой концентрации третьего компонента – механических примесей на межфазной поверхности в объеме этой зоны. При этом к мелкодисперсной составляющей относят частицы с максимальным размером около 10 мкм. Минимальные размеры этих частиц составляют доли микрона, отличаются от мелкодисперсных частиц в десятки и сотни раз [57, 79, 84, 98, 99]. Поэтому в транспортной стадии процесса в отстойнике БГО имеет место высокая полидисперсность, что также обуславливает низкую степень коалесценции.

Таким образом, эффективность работы БГО в целом зависит от количественных и качественных параметров НСВ, изложенных

в подразд. 1.1, 1.2, а также от конструктивных параметров аппарата и его технологической обвязки.

Институтом «ТатНИИнефтемаш» разработана блочная автоматизированная установка типа УПВ-10-ОМ1 для очистки пластовых вод в составе комплекса палубного технологического оборудования для опробования морских нефтяных и газовых скважин «Поиск» БС-ОМ1 для плавучей полупогружной установки ППБУ 6000/200 [14, 15]. Установка УПВ-10-ОМ1 состоит из гидроциклона-отстойника (БГО-200), блочной автоматизированной сверхскоростной фильтровальной установки (АСФУ-200), блока обработки осадка и блока вспомогательных емкостей и насосов. Техническая характеристика установки УПВ-10-ОМ1 приведена в табл. 1.3.

Т а б л и ц а 1.3

Технические характеристики блочных гидроциклонных установок очистки НСВ

Тип установки. Место внедрения, испытания	Наименование показателей										
	Производительность, м ³ /сут	содержание в воде, мг/л				Режим работы	давление, МПа		габаритные размеры, м		
		нефтепродукты		взвешенные вещ.			на входе	на выходе	длина	ширина	высота
		исход.	очищен.	сточ.	очищен.						
БГО-5000 НГДУ «Сулеевнефть»	5 000	до 3000	до 60	до 200	до 50	Напорный	0,3	0,05	23,0	3,6	6,5
БГС-15000 НГДУ	15 000	до 3000	до 60	до 200	до 50	Напорный	0,4	0,2	24,0	20,0	6,4
УПВ-10-ОМ1 ТатНИИнефтемаш	200	250-15000	до 10	200-1 800	до 10	Безнапорный	0,4	—	7,37	4,0	4,2

В КГАСУ для очистки НСВ от эмульгированной нефти и механических примесей разработаны [20] струйный каплеобразователь и блочный струйно-отстойный (БСО) аппарат (рис. 1.8), состоящий из горизонтальной емкости 1, струйных элементов 2 (заглушенный с обоих торцов цилиндр с перфорированной боковой поверхностью). В верхнем торце цилиндра установлен приточный патрубок 3. Емкость 1 разделена двумя перегородками 4, образующими рабочую секцию 5 и буферную секцию 6.

Исходная НСВ через патрубки 3 поступает в цилиндры 2 в турбулентном режиме течения. Распространяясь вдоль оси цилиндра, струя жидкости образует в нем прямой и обратный потоки. Вследствие разрежения в верхней части цилиндра, создаваемого струей, жидкость из окружающего пространства через верхние отверстия поступает внутрь цилиндра;

выдавливание жидкости осуществляется через нижние отверстия в оставшейся части цилиндра аппарата БСО; выделены четыре зоны (рис. 1.9).

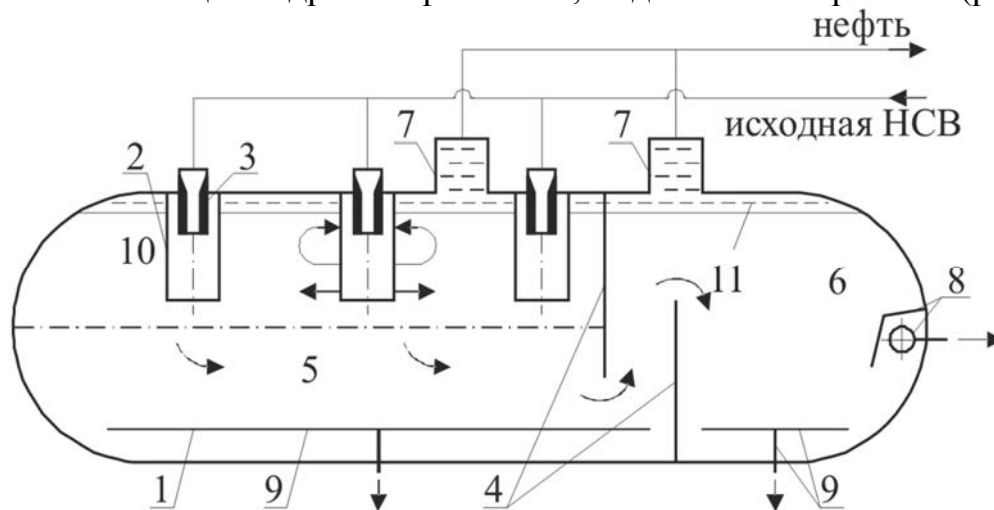


Рис. 1.8. Блочный струйно-отстойный аппарат (БСО):
 1 – горизонтальная емкость; 2 – струйный элемент; 3 – приточный патрубок;
 4 – перегородки; 5 – рабочая секция; 6 – буферная секция; 7 – нефтесборники;
 8 – устройство отвода очищенной воды; 9 – устройство удаления осадка;
 10 – слой турбулентного перемешивания; 11 – слой уловленной нефти

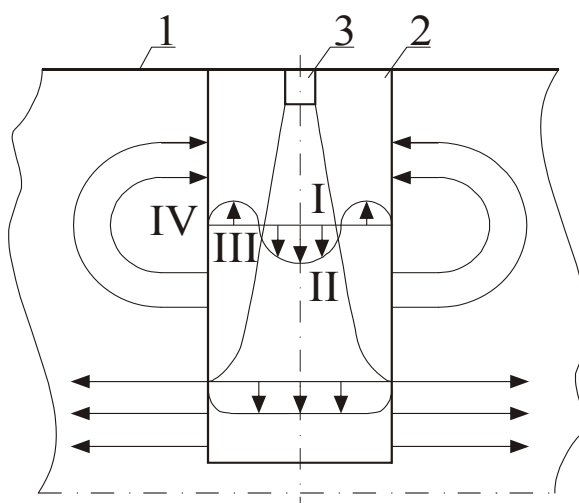


Рис. 1.9. Гидродинамические зоны в аппарате БСО:
 1 – корпус емкости; 2 – патрубок; 3 – струйный элемент

Зона I – объем прямого потока струи, ограниченный нижним торцом приточного патрубка 3 и вторым критическим сечением струи. Движение эмульсии в этом объеме происходит при максимальных числах Рейнольдса, характеризуется наличием больших градиентов скорости сплошной фазы и сопровождается преимущественно разрушением бронирующих оболочек и дроблением капель нефти.

В зоне II, вследствие расширения струи до размеров площади поперечного сечения цилиндра, происходит значительное уменьшение величины

скорости. Эта зона характеризуется также процессами разрыва бронирующих оболочек и дробления капель, которые обусловлены в основном турбулентными пульсациями скорости, силами набегающего потока струи на торцевую стенку струйного элемента, а также силами, возникающими при развороте струи на 180° . В этой зоне под действием турбулентных пульсаций также происходит коалесценция капель нефти; дробление и коалесценция капель нефти находятся в динамическом равновесии и характеризуются определенным (критическим) размером капель нефти.

Дальнейшее укрупнение капель нефти происходит в зоне III (обратный поток) и зоне IV (внешний рецикл) при числах Рейнольдса, значительно меньших, чем в зонах II и I, что способствует формированию более крупных капель. Наличие циркуляции за счет обратного потока и внешнего рецикла дает возможность неоднократного повторения всей последовательности процессов разрыва бронирующих оболочек, дробления и коалесценции капель, что повышает эффективность процесса очистки НСВ в целом.

Укрупнившиеся капли нефти выносятся водой в отстойную секцию 5 аппарата (см. рис. 1.8), где происходит отделение нефти и механических примесей от воды. Отстоявшаяся нефть удаляется через нефтесборники 7; частично очищенная НСВ поступает в буферную часть 6 отстойника 1, где происходит процесс доочистки в основном от нефти; очищенная вода отводится через устройство 8; осадок удаляется через устройство 9. Установлен также [20] переход (всплывание) части достаточно укрупнившихся капель нефти из слоя турбулентного перемешивания 10 в слой уловленной нефти 11.

В ТатНИПИнефть для очистки НСВ от эмульгированной нефти и механических примесей разработаны аппараты типа АОСВ (аппараты очистки сточных вод) [97, 101]. Объемный аппарат типа АОСВ 2/2БН (флотационная машина смешанного индукционно-газового типа) (рис. 1.10) состоит из массообменной и газораспределительной секций. Исходная НСВ подается в массообменную секцию аппарата через штуцер А. По длине секции расположены цилиндрические тубусы 1 с профилированными соплами, через которые с высокой скоростью вытекает вода, прошедшая очистку В и поступающая через штуцер Г, а также происходит газонасыщение с образованием тонкодисперсной газовой эмульсии вследствие падения давления на соплах. Часть тубусов, с расположенными внутри соплами, сообщаются с газовым пространством массообменной секции, что приводит к эжекции газа в водную фазу и созданию интенсивного перемешивания обрабатываемой воды. При этом капли нефти, мельчайшие пузырьки газа и механические примеси, смоченные нефтью, взаимодействуют, образуя флотационные комплексы, которые затем удаляются в газораспределительной секции из потока. В результате адсорбции ПАВ на пузырьках в верхней части массообменной секции аппарата образуется пенный нефтяной слой и идет непрерывный процесс массопереноса

механических примесей из водной среды в пенный нефтяной слой. Вследствие высокой вязкости пенной структуры, слой вспененной нефти может удерживать в себе механические примеси в концентрациях на несколько порядков выше, чем их концентрация в воде. Подпитка нефтяного слоя осуществляется за счет извлекаемой из воды нефти. В случае необходимости очистки воды с высоким содержанием механических примесей и малым содержанием эмульгированной нефти в конструкции АОСВ 2/2БН предусмотрена дополнительная подача нефти в верхнюю часть массообменной секции Д. Вспененная нефть с высоким содержанием механических примесей выводится из массообменной секции принудительно через штуцер Е. Обработанная в массообменной секции вода через систему безнапорных гидроциклонов 2 в хвостовой части аппарата направляется в газораспределительную секцию, где происходит гравитационное отделение воды от флотокомплексов. Избыток газа из газораспределительной секции вместе с нефтью (ГЖС), накапливающейся в верхней части секции, принудительно отбирается через штуцер Е насосом.

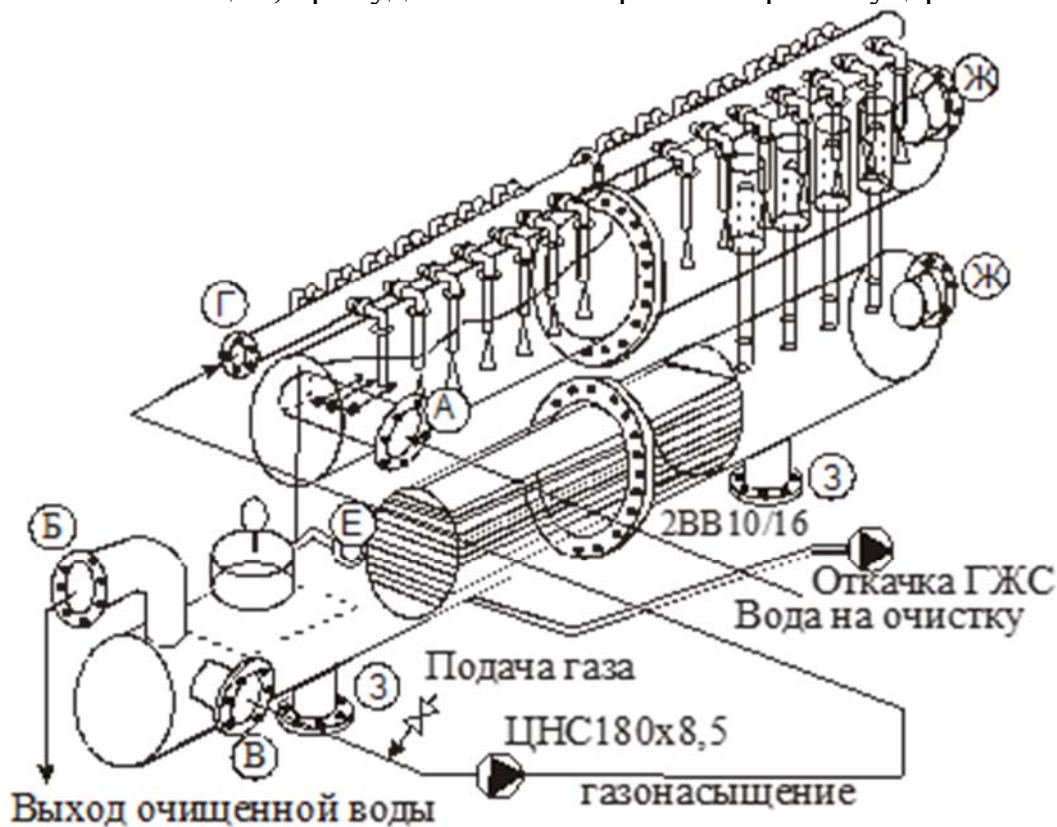


Рис. 1.10. Аппарат очистки сточных вод АОСВ 2/2БН

АОСВ спроектирован так, чтобы максимально предотвратить осаждение механических примесей в аппарате, но в процессе длительной эксплуатации возможно накопление осадка в аппарате. Для удаления осадка из аппарата в газораспределительной секции предусмотрены люк Ж для работы гидромонитора и разгрузочные штуцера 3. Габаритные размеры АОСВ 2/2БН 3,1×1,6×19,6 м, масса 21 т, объем – 32 м³, производительность

до 2500 м³/сут АОСВ 2/2БН может быть использован на вновь вводимых или реконструируемых объектах вместо или в дополнение к технологии динамического отстаивания в РВС, булитах, а также ЖГФ. Аппарат предназначен в основном для удаления нефти, которая не может быть удалена с использованием динамического отстаивания. С помощью АОСВ 2/2БН можно достичь любого качества подготовки воды, используя несколько параллельно работающих АОСВ, увеличив тем самым время пребывания очищаемой воды в массообменной секции аппарата при одновременном снижении нагрузки на газораспределительную секцию [97].

Работа АОСВ 2/2БН характеризуется необходимостью рециркуляции 100 % объема обрабатываемой воды для образования газовой эмульсии при избыточном давлении нагнетания $p_{изб} \approx 5 \cdot 10^5$ Па, что требует установки дополнительного электронасосного агрегата мощностью 37 кВт.

1.4. Гидродинамические каплеобразователи в процессах очистки нефтепромысловых сточных вод

Известно, что дробление капель происходит под действием пульсаций, масштаб которых λ не превышает характерного размера капли $2r$ (r – радиус капли). Пульсации больших размеров (масштабов) просто переносят каплю из одной точки потока в другую, не деформируя ее. Если размер капли $2r < \lambda_0$ (λ_0 – внутренний масштаб изотропной турбулентности), то капля также не будет дробиться, поскольку пульсации масштаба $\lambda < \lambda_0$ обтекают каплю с числом $Re < 1$.

Таким образом, размеры дробимых капель и масштабы турбулентных пульсаций, которые вызывают их дробление, должны удовлетворять неравенству [115]:

$$\lambda_0 < \lambda < 2 \cdot r. \quad (1.1)$$

В работе [115] приводится соотношение для определения радиуса капли при дроблении:

$$r_{кр} = \left(\frac{\sigma}{K_e \cdot \rho_n \cdot \nu^2} \right)^{3/5} \cdot \lambda^{8/5}, \quad (1.2)$$

где σ – межфазное поверхностное натяжение; ρ_n – плотность непрерывной фазы; ν – коэффициент кинематической вязкости непрерывной фазы; K_e – коэффициент сопротивления, определяемый при обтекании капель с числом Рейнольдса Re_k .

Соотношение (1.2) получено для случая однородного и изотропного потока. Вблизи стенки поток становится существенно неоднородным и неизотропным. Частично это объясняется тем, что на расстоянии Y от стенки

масштаб пульсаций ограничен условием $\lambda < Y$. Поэтому, чем ближе к стенке капля, тем с большей вероятностью она будет раздроблена, так как на нее будут действовать только мелкомасштабные пульсации. Это подтверждается экспериментальными данными [115], на основании которых для критического радиуса капли в пристенной области турбулентного потока в круглой трубе диаметром d было получено следующее соотношение:

$$r_{\text{кр}} = 38 \cdot \frac{\sigma^{3/2} \cdot d^{5/2}}{\rho_{\text{н}}^{3/2} \cdot v^3 \cdot \text{Re}^{5/2}} \quad (1.3)$$

Экспериментами установлено, что при $\rho_{\text{н}} = \rho_{\text{г}}$ ($\rho_{\text{г}}$ – плотность дисперсной фазы) формула (1.3) выполняется с точностью до 20% и дробление капель наблюдается только возле стенки [127].

Из формул (1.2), (1.3) следует, что величина критического размера капель $r_{\text{кр}}$ с увеличением Re уменьшается, а с уменьшением Re – увеличивается. Очевидно, что процессы дробления и коалесценции капель в турбулентном потоке находятся в гидродинамическом равновесии и ими можно управлять, задавая режимы движения жидкости в зависимости от задачи: разрушение бронирующих оболочек в результате дробления капель или их коалесценция.

Процесс укрупнения мелких капель определяется неустойчивостью мелкодисперсной системы, стремлением системы за счет внутренних сил к уменьшению свободной поверхностной энергии. Положительное явление предварительного дробления капель состоит еще и в том, что при этом появляется свободная от бронирующих оболочек поверхность на каплях, система в целом становится более монодисперсной, т.е. создаются хорошие предпосылки для последующего слияния капель.

Исследованиями установлено, что процесс коалесценции капель проходит пять последовательных стадий: 1 – приближение капли к капле, приводящее к деформации этих капель; 2 – затухание колебаний капель; 3 – образование пленки сплошной фазы между каплями; 4 – утончение пленки и ее разрыв; 5 – слияние содержимого капель, их укрупнение. Время коалесценции капель в основном определяется процессом утончения пленки сплошной среды, поэтому эта стадия является определяющей скоростью коалесценции [82].

В работах [125, 126] приведена систематизация факторов, влияющих на скорость коалесценции. В число основных факторов включены размер капель, разность плотностей фаз, межфазное поверхностное натяжение, кривизна межфазной поверхности, температура, вибрация, электрическое поле, наличие двойного электрического слоя, присутствие третьего компонента.

Установлено [126], что с укрупнением размеров капель время коалесценции возрастает. Так как большие капли деформируются в

большой степени, образуя сфероид, в результате чего площадь пленки увеличивается, а удельное давление на нее уменьшается. Чем больше величина разности плотностей фаз, тем больше время коалесценции, так как с увеличением разности возрастает деформация капель. Межфазное натяжение имеет двойной эффект, оно, с одной стороны, препятствует деформации капель, а с другой – затрудняет удаление пленки; в целом с возрастанием межфазного натяжения время коалесценции увеличивается. С повышением температуры уменьшаются плотность, вязкость, межфазное натяжение и, следовательно, сокращается время коалесценции.

Электрическое поле ускоряет коалесценцию только капель воды и электролитов в органической фазе, а на каплях органической фазы, которые коалесцируют на межфазной поверхности, электрический заряд из-за высокой проводимости водного раствора не образуется [82, 121].

По данным [122], присутствие взвешенных твердых частиц значительно ускоряет процесс коалесценции, особенно если твердые частицы взвешены в дисперсной фазе или на границе раздела фаз, а присутствие ПАВ снижает эффект коалесценции [131].

Эффект укрупнения капель в большей мере зависит от частоты столкновения, жесткости контакта капель и их времени пребывания в потоке. В работах [98, 99, 115] рассмотрены особенности градиентной и турбулентной коагуляции частиц в потоке. При градиентной коагуляции, которая обычно наблюдается при ламинарном режиме движения жидкости, частицы, двигаясь в соседних слоях жидкости с разными скоростями, в какой-то момент времени сближаются и, если расстояние между частицами не превышает суммы их радиусов, такие частицы сталкиваются в потоке.

Частота столкновений описывается уравнением

$$v_{\text{град}} = \frac{32}{3} \cdot n_0^2 \cdot \Gamma \cdot r^3, \quad (1.4)$$

где $v_{\text{град}}$ – число столкновений в единицу времени за счет градиента скоростей; n_0 – начальное число частиц; r – радиус частиц; Γ – градиент скорости частиц в жидкости.

Полное число столкновений частиц в единицу времени $v_{\text{турб}}$ в турбулентном потоке определяется из выражения

$$v_{\text{турб}} = R \cdot v \cdot n_0^2 \cdot \frac{\text{Re}^{3/2}}{\lambda}, \quad (1.5)$$

где R – радиус коагуляции; v – вязкость жидкости; n_0 – начальное количество частиц; λ – масштаб пульсаций скорости.

В работах [98, 99, 115] приводится утверждение о том, что процесс коалесценции капель может происходить эффективно в турбулентном потоке под действием турбулентных пульсаций скорости, в статических же

условиях столкновению между собой могут быть подвержены лишь капли малых размеров 1-3 мкм, а таких капель в нефтеводяных и водонефтяных эмульсиях имеется незначительное количество.

Механизм укрупнения капель под воздействием турбулентных пульсаций аналогичен механизму коагуляции суспензий под влиянием броуновского движения [115]. Из теории коагуляции Смолуховского формула частоты столкновений имеет вид:

$$v_{бр} = 4 \cdot \pi \cdot d \cdot D_{бр} \cdot n, \quad (1.6)$$

где d – диаметр частицы; $D_{бр}$ – коэффициент диффузии при броуновском движении; n – число частиц в единице объема.

Формула (1.6) используется для оценки частоты столкновений капель воды в турбулентном потоке нефти при введении в нее вместо $D_{бр}$ коэффициента турбулентной диффузии $D_{турб}$, который для трубопровода определяется зависимостью

$$D_{турб} = \frac{0,0033 \cdot D \cdot U_0}{Re^{1/8}}, \quad (1.7)$$

где D – диаметр трубопровода; U_0 – средняя скорость потока.

Учитывая то обстоятельство, что не все столкновения капель заканчиваются их слиянием, формулу для частоты актов слияния можно записать в виде [99]:

$$v_k = \theta_c \cdot v_{турб}, \quad (1.8)$$

где θ_c – коэффициент эффективности столкновений.

В работе [99] рассматривается математическая модель процесса коалесценции капель пластовой воды в турбулентном потоке нефти, подобная модели Смолуховского для описания коагуляции дисперсных систем:

$$\frac{dn_i}{dt} = 2 \cdot \pi \cdot \sum_{l+j=i} D_{турб} (d_l + d_j) n_l \cdot n_j - 4 \cdot \pi \cdot n_i \cdot \sum_{l=1} D_{турб} (d_l + d_i) n_l \quad (1.9)$$

с начальными условиями: $\theta_c = 1$; $n_0 = n_1$; $n_i = 0$; ($i \neq 1$) при $t = 0$,

где $n_{i,e,j}$ – число частиц с диаметром $d_{i,e,j}$.

Однако указывается, что получить общее решение этой системы невозможно, и приводится частное решение для монодисперсной системы:

$$\frac{n_i}{n} = \frac{\chi^{i-1}}{1 + \chi^{i+1}}, \quad (1.10)$$

где $\chi = 4 \cdot \pi \cdot D_{турб} \cdot d_1 \cdot n_1 \cdot t$; (1.11)

n_1 – количество исходных частиц; d_1 – диаметр исходных частиц; χ – безразмерное время коагуляции.

Из уравнения (1.11) находится выражение для определения времени t_1 попарного слияния капель диаметром d_1 :

$$t_1 = \frac{(W_1 - W_2) \cdot d_1^2}{24 \cdot \theta_c \cdot W_1 \cdot W_2 \cdot D_{\text{турб}}}, \quad (1.12)$$

где W_1 – исходное содержание воды, представленное каплями диаметром d_1 ; W_2 – остаточное содержание воды, представленное непрокоалесцировавшими каплями диаметром d_1 .

Общее время t_n для проведения n этапов попарного слияния капель определяется по формуле

$$t_n = t_1 \frac{\left(\sqrt[3]{4}\right)^n - 1}{\sqrt[3]{4} - 1}. \quad (1.13)$$

Расчетная длина трубопровода ℓ , необходимая для получения данного диаметра капель d_1 при условии однородности потока по сечению трубопровода диаметром D , определяется из соотношения [99]:

$$\ell = \frac{(d_\ell^2 - d_1^2) \cdot \text{Re}^{1/8}}{0,26 \cdot \theta_c \cdot D \cdot W}. \quad (1.14)$$

В работе [87] рассматривается влияние концентрации дисперсной фазы на коалесценцию капель при движении эмульсии по трубопроводу в турбулентном режиме. Принято, что осреднённый размер капель не превышает микромасштаба турбулентных пульсаций, что позволяет ограничиться рассмотрением градиентного механизма коалесценции, а в соответствии с данными, представленными в работе [130], такие эмульсии в достаточно широких пределах ведут себя подобно однофазным ньютоновским жидкостям. На основании последнего допущения, обратное влияние концентрации диспергированных капель на уровне пульсационных скоростей удастся изучить в рамках теории локально-изотропной турбулентности [54]. При этом турбулентный поток можно охарактеризовать величиной диссипации энергии, обусловленной в итоге вязкостью двухфазной системы.

В работе [86] приводится оценка величины K_v – константы эффективности столкновений капель под воздействием пульсации скорости в концентрированных эмульсиях. Относительное количество заканчивающихся слиянием теоретически возможных столкновений определяется соотношением

$$\theta_c = K_v \cdot \bar{\theta}_c, \quad (1.15)$$

где параметр K_v учитывает влияние на процесс укрупнения капель, наличия ПАВ, стабилизирующих добавок и других физико-химических

особенностей жидкостных систем [78]. Величина $\bar{\theta}_c$ вычисляется по формуле для концентрированных эмульсий [123]:

$$\bar{\theta}_c = 4 \cdot \sqrt{\frac{2}{3}} \cdot \pi \cdot \bar{v}(W) \cdot \frac{W}{d_{32}(W)}, \quad (1.16)$$

где $\bar{v}(W)$ – осреднённая величина пульсации скорости в крупнодисперсной эмульсии; W – концентрация дисперсной фазы; $d_{32}(W)$ – средний объемно-поверхностный диаметр капель крупнодисперсной эмульсии.

Результаты непосредственного замера θ_c показали, что в реальных условиях слианием завершаются 1–10 из 10000 столкновений капель под воздействием турбулентных пульсаций. Таким образом, показано согласование с имеющимися экспериментальными данными формулы (1.15) с учётом величины K_v , которую получают путем замеров θ_c в модельных условиях или реальных технологических процессах [78].

В работе [99] рассматривается процесс укрупнения дисперсной фазы при движении эмульсии по трубопроводу. При этом частота столкновений капель θ_c определяются по формуле

$$\theta_c = 4 \cdot \pi \cdot d \cdot K \cdot D_{\text{турб}} \cdot n, \quad (1.17)$$

где d – диаметр капель; n – число капель в единице объема; K – коэффициент эффективности столкновений капель; $D_{\text{турб}}$ – коэффициент турбулентной диффузии.

Предполагается, что при прохождении эмульсии по участку трубопровода длиной ΔL средний диаметр капель возрастает от δ до $\delta + d\delta/dL \cdot \Delta L$ при условии сохранения объема дисперсной фазы; изменение среднего размера капель по длине представляется в виде:

$$\frac{d\delta}{dL} = 8 \cdot K \cdot D_{\text{турб}} \cdot W \cdot L/U_0, \quad (1.18)$$

где W – объёмное содержание дисперсной фазы; U_0 – средняя скорость потока.

С учетом граничного условия – на входе в трубопровод при $L=0$ $\delta=d_0$ – решение уравнения (1.18) имеет вид:

$$\delta^2 - d^2 = 8 \cdot K \cdot D_{\text{турб}} \cdot W \cdot L/U_0. \quad (1.19)$$

Уравнение (1.19) дает возможность рассчитать приращение диаметра капель в зависимости от длины трубопровода L .

В работе [88] рассматриваются вопросы, связанные с гидродинамическим разрушением дисперсных систем, представлена оценка величины α , характеризующей эффективность коагуляции частиц в процессе

столкновения и зависящей от соотношения поверхностных сил и гидродинамических сил, их взаимодействия.

Согласно численным расчетам [118, 124], величина α зависит от параметров:

$$C_A = A/18 \cdot \pi \cdot \eta \cdot G \cdot d^3; \quad (1.20)$$

$$\lambda = \bar{d} / d, \quad (1.21)$$

где A – константа Гамакера; η – динамическая вязкость среды; G – градиент скорости жидкости; d – диаметр частицы; \bar{d} – диаметр частицы, взаимодействующей с рассматриваемой частицей диаметром d .

Основываясь на результатах [118, 124], для величины α получили полуэмпирическую формулу:

$$\alpha(C_A, \lambda) = C_A^{0,1774} / (\lambda^2 - \lambda^{-1})^{0,5322} \cdot [\ln(\lambda^2 + \lambda^{-2})]^{1,2}. \quad (1.22)$$

Анализ формулы (1.22) показывает, что для любого фиксированного значения C_A величина α становится минимальной при $\lambda \approx 1$, то есть наиболее эффективно взаимодействуют частицы, имеющие одинаковые размеры.

Укрупнение диспергированной фазы после завершения процессов массообмена необходимо производить при турбулентном перемешивании в области чисел Рейнольдса, исключающем дробление капель. В работе [99] приводятся рекомендации по использованию в этих целях трубчатых каплеобразователей, диаметр и длина которых подбираются из условия разрушения бронирующих оболочек и получения капель заданных размеров.

На практике для разрушения нефтяной эмульсии типа В/Н применяются объемные и трубчатые гидродинамические каплеобразователи [99]. В объемных каплеобразователях столкновение и коалесценция глобул достигается вводом эмульсии в объем аппарата через сопла, направленные под различными углами друг к другу, или турбулизацией потока внутри аппарата механическими либо другими средствами. В объемных гидродинамических каплеобразователях (рис. 1.11, а, б, в) ввод эмульсии 1 в объем аппарата 2 осуществляется через сопла 3. Турбулизация жидкости в объеме аппарата (рис. 1.11, а, б) создается за счет взаимодействия встречных и пересекающихся струй жидкости, а в аппарате (рис. 1.11, в) – с помощью мешалки 5, а с целью интенсификации процесса коалесценции в аппарат вводят через патрубок 7 дренажную воду. Гидродинамически обработанная нефтяная эмульсия удаляется из аппарата 2 через устройство 4 и патрубок 6 для последующего разделения на нефть и воду отстаиванием. Достоинствами объемных гидродинамических каплеобразователей являются высокая удельная производительность, небольшие размеры, низкие металлоемкость и строительные затраты, возможность использования их в стесненных условиях.

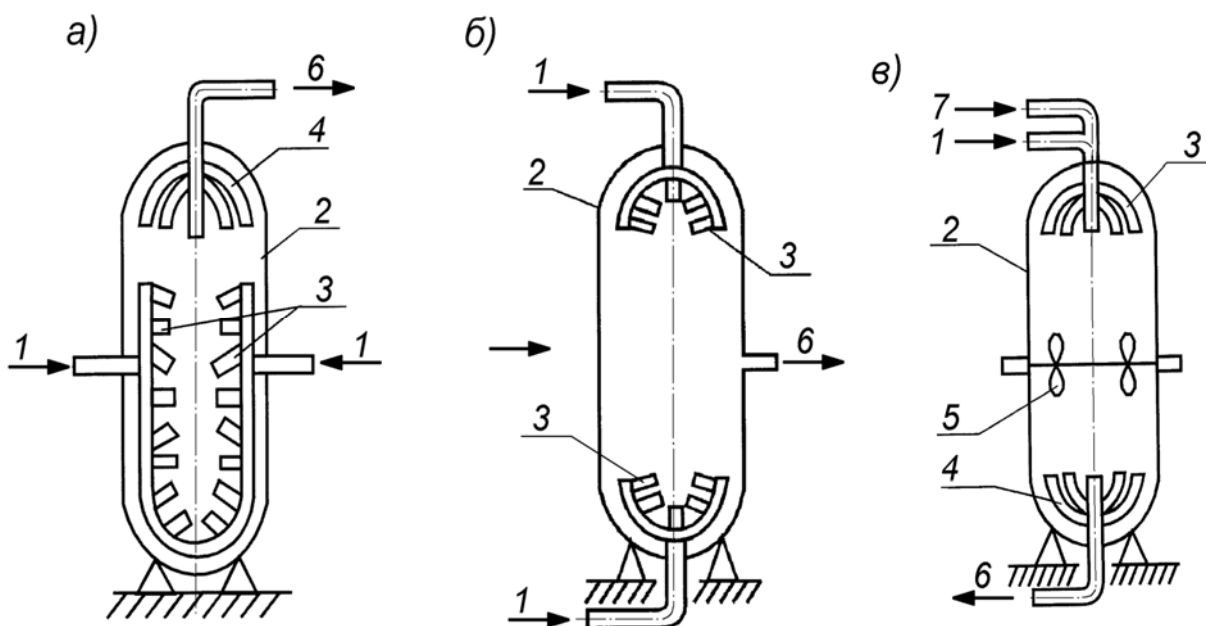


Рис. 1.11. Объемные каплеобразователи:
 1 – ввод эмульсии; 2 – объем аппарата; 3 – сопла; 4 – устройство удаления нефтяной эмульсии; 5 – мешалка; 6 – патрубок удаления нефтяной эмульсии; 7 – патрубок ввода дренажной воды

На рис. 1.12, а представлена схема трубчатого трёхсекционного каплеобразователя. В секции I осуществляются массообменные процессы и разрушение бронирующих оболочек, в секции II – укрупнение капель до заданных размеров и в секции III – расслоение потока. В каждой секции процессы происходят при соответствующих величинах чисел Рейнольдса [99].

На рис. 1.12, б представлен блок трубчатого отстойника [99]. Эмульсия подается по патрубку 1 в вертикальный распределитель 2, далее – в горизонтальный распределитель 4 секции каплеобразователя 5, затем эмульсия собирается в горизонтальный сборный коллектор 6 и отводится через патрубок 7.

Преимуществом трубчатых каплеобразователей является возможность их использования одновременно в качестве коалесцирующих аппаратов и коммуникационных линий между аппаратами, отстойниками и т.д.

Разновидностью объемных гидродинамических каплеобразователей являются тонкослойные капле-образователи из гофрированных или плоских пластинчатых элементов (рис. 1.13) [99].

Эмульсия подается в каплеобразователь через патрубок 1 и распределительное устройство 2. Далее проходит через пластинчатые коалесцирующие элементы 3, работающие в режиме самоочищения, и отводится через сборное устройство 4 и патрубок 5.

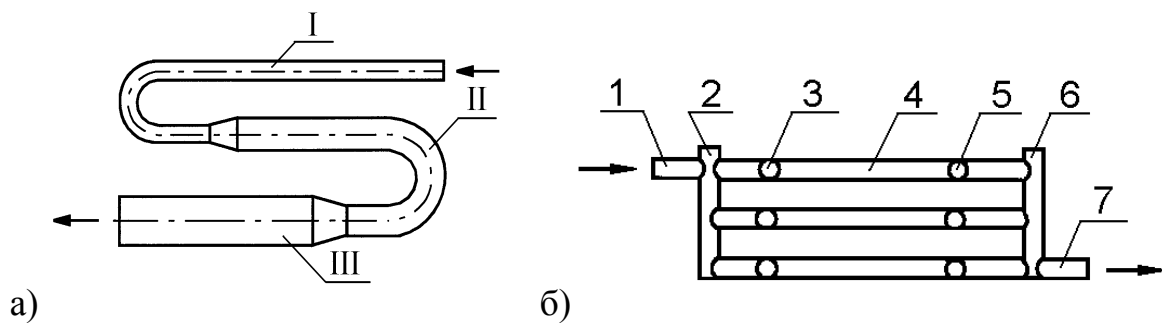


Рис. 1.12. Трубчатые каплеобразователи:
 1 – патрубок подачи эмульсии; 2 – вертикальный распределитель;
 3, 5 – секции каплеобразователя; 4 – горизонтальный распределитель;
 6 – сборный коллектор; 7 – патрубок отвода эмульсии

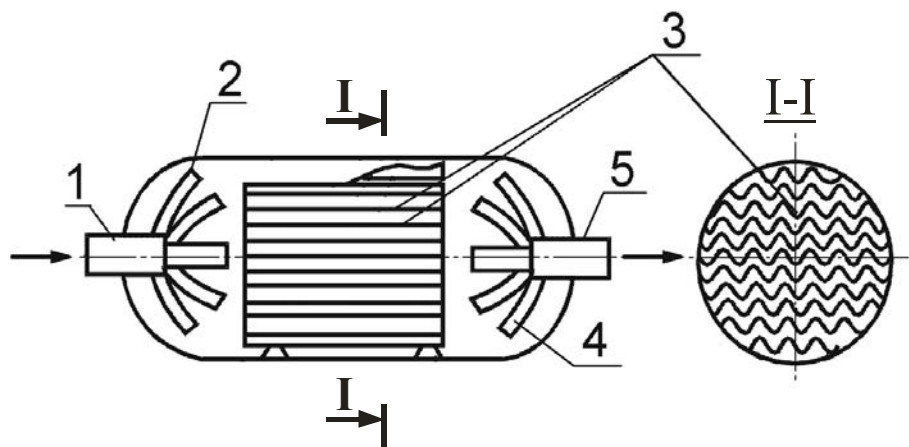


Рис. 1.13. Тонкослойный каплеобразователь:
 1 – патрубок подачи эмульсии; 2 – распределительное устройство;
 3 – пластинчатые коалесцирующие элементы; 4 – сборное устройство;
 5 – патрубок отвода эмульсии

Трубчатые гидродинамические каплеобразователи во многих случаях komponуются в единый блок с отстойниками с целью интенсификации очистки НСВ при последующем отстаивании.

В технологической схеме трубчатые каплеобразователи 1 могут быть расположены как в вертикальной, так и в горизонтальной плоскости перед отстойниками [98].

Исследования и практика эксплуатации показали, что более эффективно работают горизонтальные каплеобразователи. Это обусловлено возможностью образования в потоке НСВ в горизонтальных каплеобразователях границы раздела фаз и промежуточного слоя, характеризующегося высокой концентрацией внутренней нефтяной фазы эмульсии НСВ. Кроме того, при движении НСВ по горизонтальным каплеобразователям обеспечивается контакт с поверхностью трубопровода как крупных, так и

мелких глобул нефти из-за действия гравитационных сил. Все это обуславливает частый, жесткий контакт глобул нефти и последующее разрушение эмульсии. Относительно низкая эффективность вертикальных трубчатых каплеобразователей объясняется отсутствием возможности для глобул эмульсии образовать промежуточный слой [98, 99].

Для коалесценции капель нефти используются также струйные каплеобразователи. На рис. 1.14 показана одна из конструкций струйного каплеобразователя, представляющего собой заглушенный с обеих торцов цилиндр с равномерно перфорированной боковой поверхностью.

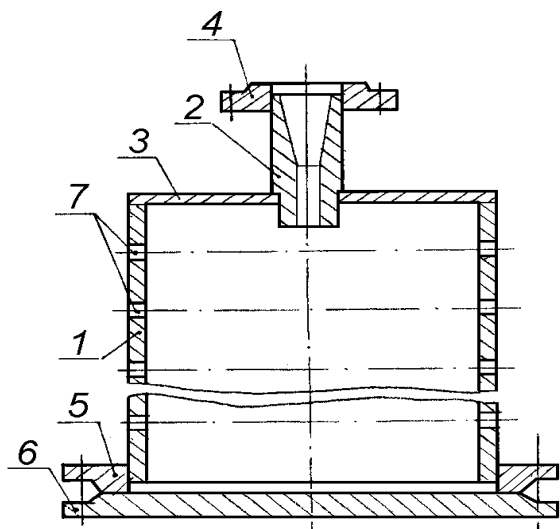


Рис. 1.14. Схема струйного каплеобразователя:

- 1 – цилиндрический корпус;
- 2 – патрубок-штука; 3 – крышка;
- 4, 5 – фланцы; 6 – заглушка;
- 7 – отверстия по всей боковой поверхности

Известны и другие конструкции струйных каплеобразователей, подробно описанные в работах [15, 20].

Весьма перспективным направлением в решении проблемы интенсификации процессов укрупнения капель нефти является совмещение гидроциклонов с трубчатыми каплеобразователями, являющимися продолжением сливных патрубков центробежных аппаратов.

Фирмой «Clarks Vioario» разработана установка (рис. 1.16), в составе которой сливные патрубки батареи гидроциклонов выполнены в виде удлинен-

ного каплеобразователя, представляющего собой заглушенный с обеих торцов цилиндр с равномерно перфорированной боковой поверхностью.

На рис. 1.15 представлена схема конструкции струйного каплеобразователя, отличающегося тем, что внутри цилиндрического корпуса 1 установлены струеформирующие насадки 2 со струезакручивающими винтовыми лопастями 3. Наличие закрутки струи позволяет увеличить рабочий объем перфорированных струйных элементов 1, в результате увеличивается время контакта воды с жидкой контактной массой, а следовательно, повышается эффективность очистки НСВ [20].

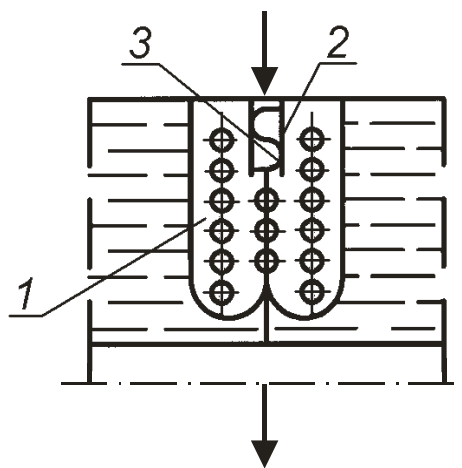


Рис. 1.15. Схема струйного каплеобразователя с насадками:
1 – цилиндрический корпус;
2 – насадки; 3 – лопасти

ных цилиндрических камер, объединенных в общем отстойнике легкой фазы [24]. Такой способ укрупнения капель нефти сочетает в себе преимущества обработки НСВ в гидроциклонах и трубчатых каплеобразователях.

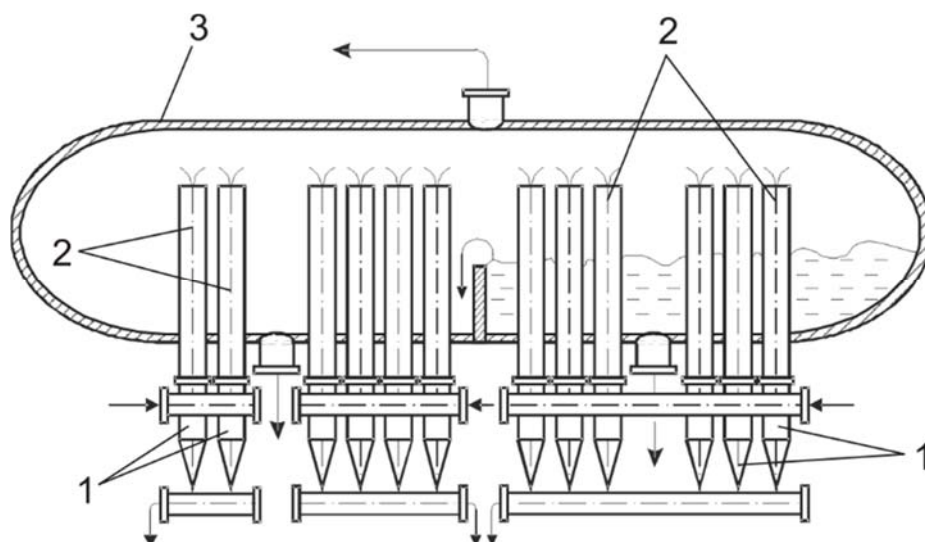


Рис. 1.16 Установка фирмы «Clarks Vioario»:
1 – гидроциклоны; 2 – сливные камеры; 3 - отстойник

Выводы

1. НСВ имеют суспензионно-эмульсионный характер, относятся к минерализованным полидисперсным микрогетерогенным системам. Свойства НСВ, особенно состояние бронирующих оболочек на каплях дисперсной фазы – нефти, определяют выбор методов разрушения и очистки НСВ. Очистка НСВ для систем заводнения заключается в удалении из них нефти и механических примесей до заданных норм.

2. Перспективным направлением исследований является применение комбинированных методов очистки НСВ при наиболее полном по количеству и качеству воздействию факторов, интенсифицирующих процесс очистки. Установлено, что коалесценция капель дисперсной фазы – нефти – в процесс очистки НСВ является необходимым условием для повышения эффекта и скорости очистки.

3. Гидродинамические каплеобразователи позволяют получить наибольшее количество факторов, интенсифицирующих процесс очистки НСВ по следующим технологическим схемам: гидродинамические каплеобразователи (всех типов) – отстойник – коалесцирующие насадки (всех типов) – отстойник, а также управлять и регулировать процесс коалесценции.

4. Установлена возможность успешного применения гидроциклонов, отличающихся компактностью и высокой индустриальностью при изготовлении и монтаже, в качестве центробежных гидродинамических

каплеобразователей. Гидродинамическое воздействие на НСВ в полости гидроциклона имеет наибольшее количество интенсифицирующих процесс коалесценции факторов, способствует быстрому разрушению бронирующих оболочек на глобулах нефти, что в целом интенсифицирует процесс последующей очистки. Недостатком гидроциклонов является малое время обработки НСВ (не более 1-3 с), не позволяющее в полной мере использовать энергию закрученных потоков для эффективной коалесценции капель нефти.

5. Наряду с гидроциклонами для интенсификации процессов разрушения нефтяных эмульсий промыслов широко применяются простые по конструкции и весьма эффективные в работе трубчатые гидродинамические каплеобразователи. Они имеют высокую удельную производительность, небольшие размеры, низкую металлоемкость, возможность использования в стесненных условиях. Наиболее эффективно работают горизонтальные трубчатые каплеобразователи, которые могут быть использованы одновременно в качестве коалесцирующих аппаратов и коммуникационных трубопроводов, обеспечивающих достаточно длительное время коалесценции капель нефти.

6. Установлено, что закрученные потоки на сливах гидроциклона обладают большим запасом остаточной энергии, что может быть использовано для достижения высокого уровня разрушения НСВ. Применение трубчатых каплеобразователей в качестве коаксиально расположенных в горизонтальной плоскости цилиндрических сливных камер гидроциклонов позволит более полно использовать энергию закрученных потоков на сливах гидроциклона и совместить преимущества данных конструкций для интенсификации процессов коалесценции нефтяных капель в НСВ.

7. Использование гидродинамического эффекта закрученных потоков на сливах гидроциклона для обработки НСВ обуславливает необходимость в проведении комплексных исследований по созданию оборудования для очистки сточных вод, совершенствованию и интенсификации технологии очистки НСВ.

2. ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПРОЦЕССОВ РАЗРУШЕНИЯ И ОЧИСТКИ НЕФТЕПРОМЫСЛОВЫХ СТОЧНЫХ ВОД С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ЗАКРУЧЕННЫХ ПОТОКОВ

2.1. Разработка физической модели закрученного потока с учетом механизма разрушения нефтесодержащих сточных вод на сливах гидроциклона

В технологии очистки воды успешно применяются различные устройства, аппараты (гидроциклоны, турбоциклоны, центрифуги, сепараторы, направляющие лопатки стационарные и с адаптивными блоками и др.), работа которых основана на интенсивной закрутке потока жидкости в полости этих устройств и в трубопроводах их обвязки.

Гидроциклоны можно отнести к частному виду из многочисленных устройств для получения закрученного потока на сливах – соединительных трубопроводах обвязки этих аппаратов. При этом закрученное течение является результатом тангенциальной подачи жидкости в гидроциклон с формированием в трубопроводах сливов окружной (тангенциальной) компоненты скорости и поля центробежных массовых сил.

В общем случае закрученный поток имеет следующие особенности по сравнению с осевым прямоточным потоком: характеризуется большим углом расширения и меньшей дальностью; обладает повышенной эжекционной способностью; у его основания возникает приосевой обратный ток; способствует удлинению времени пребывания жидкости в объеме аппарата.

Известно, что интенсивность закрутки оказывает сильное влияние на инертные и реагирующие течения, на поле течения, расширение струи, процессы перемешивания, затухания скорости в струе, на размеры, форму и устройство вращающегося потока в трубопроводах сливов-обвязки. Закрученное движение может сохраниться на относительно больших расстояниях в трубопроводах слива гидроциклона со значительно превышающими потерями напора по сравнению с потенциальным осевым течением [38, 41].

Закрученный поток в трубопроводах сливов обладает весьма большим запасом остаточной энергии. Так, для эффективного разрушения нефтяных эмульсий (очистки НСВ) требуемое давление питания составляет 0,4 МПа, при противодавлении на сливах 0,2 МПа [15, 28]. При этом количество подаваемых НСВ в гидроциклон, давление питания можно регулировать, и тем самым степень закрутки в трубопроводах слива можно изменить от нулевой до достаточно высокой, приводящей к формированию сильно закрученных струй с обратными токами. Однако эффективный режим разделения в гидроциклоне происходит при определенных количествах

подаваемых НСВ, давлении питания, перепаде давлений и противодавлений на сливах для принятой геометрии аппарата. При этом определенный, достаточно высокий уровень закрутки в трубопроводах сливов, очевидно, следует создавать при относительно низком перепаде давления (потерь напора) в гидроциклоне. Это дает возможность снизить энергоемкость гидроциклона, при необходимости перебросить максимум энергии для создания необходимого уровня интенсивности закрутки в трубопроводах сливов аппарата, а следовательно, достичь высокого уровня разрушения НСВ. Необходимо учитывать, что 1,5-2-кратное увеличение давления питания выше оптимального с целью повышения эффективности разделения НСВ приводит к возрастанию эффекта разрушения в среднем не более чем на 10 % [15, 43], при этом энергоемкость гидроциклона растет неадекватно увеличению эффекта разделения.

При выборе геометрии и технологических параметров гидроциклона для разрушения НСВ необходимо иметь в виду его эффективность как закручивающего устройства, так как только часть давления питания в гидроциклоне, получающегося в аппарате закрученного потока, переходит в кинетическую энергию, а большая часть этого давления теряется как потери напора в аппарате. Разная геометрия гидроциклона даже при одинаковой интенсивности закрутки может создавать неэквивалентные поля течения, т.е. структуры закрученного потока в трубопроводе слива обвязки гидроциклона, а следовательно, эффективность закрутки с точки зрения полноты процесса разрушения НСВ в трубопроводах (камерах) сливов гидроциклона будет различной.

Работы [24, 27] посвящены выявлению характера распределения объемов исходной жидкости в газонефтяном сливе и через шламовое кольцевое отверстие, образованное диаметром пескового отверстия трехпродуктового гидроциклона и наружным диаметром отсасывающей трубки для различных конструкций сливного патрубка (рис. 2.1, а-г).

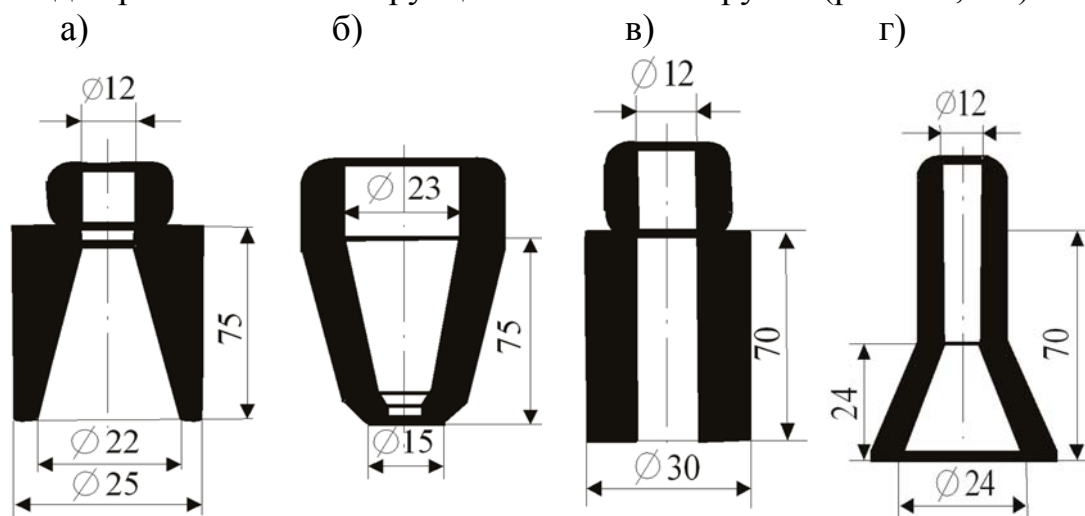


Рис. 2.1. Конструкция сливных патрубков гидроциклонов

Общим для рассмотренных конструкций этих патрубков является то, что с увеличением давления исходной жидкости расход ее через сливной патрубок возрастает. Установлено, что изменение наружного диаметра сливных патрубков отражается на скорости закрученного потока, которая определяет время пребывания последнего в поле центробежных сил. Отмечается, что при этом происходит качественное изменение циркуляционных токов в рабочем объеме аппарата в сторону их снижения, что приводит к изменению интенсивности процессов разрушения сложных дисперсий и к увеличению разделительной способности аппарата.

Имеются многочисленные сведения, что закрученные потоки способствуют интенсификации различных технологических процессов [35].

Интенсивность закрутки потока характеризуется параметром закрутки Θ – безразмерным отношением момента количества движения (M) потока в осевом направлении к произведению количества движения (K) потока в осевом направлении на радиус закрученной струи (r) [38, 41], а в случае с гидроциклоном для трубопровода слива:

$$\Theta = \frac{M}{K \cdot r}, \quad (2.1)$$

$$\text{где } M = 2\pi \int_0^{r_0} \rho \cdot v_z \cdot v_\phi \cdot r^2 dr; \quad K = 2\pi \int_0^{r_0} \rho \cdot v_z^2 \cdot r dr;$$

здесь v_z , v_ϕ – соответственно осевая и вращательная составляющие скорости закрученного потока в трубопроводе в цилиндрической системе координат; r_0 – радиус сливного трубопровода.

Величина M учитывает вклад z - ϕ компоненты турбулентного сдвигового напряжения, а величина K – вклад турбулентного нормального напряжения и давления (осевая тяга).

В работе [41] для характеристики интенсивности закрутки принято выражение (2.1) и экспериментами показана универсальность величины Θ , дана также её количественная оценка. При условии, что на входе в трубопровод $v_z = v_0$, $v_\phi = \omega r_0$, для случая вращения потока с постоянной циркуляцией ($v_\phi \cdot r = \text{const}$) определена расчетная начальная интенсивность на входе в исследуемый участок:

$$\Theta = \frac{\omega \cdot d^2}{2D_c v_{oc}}, \quad (2.2)$$

где ω – угловая скорость на выходе из сливного патрубка; v_{oc} – средняя осевая скорость течения закрученной струи; d – диаметр сливного патрубка; D_c – диаметр закрученной струи, $d \leq D_c = 2r \leq D_0$; D_0 – диаметр сливного трубопровода.

При этом закрутка в начальном сечении трубопровода формировалась четырехлопастной вертушкой с взаимно перпендикулярными непрофилированными лопастями, навешенной на входе в рабочий участок.

Проведены также исследования закрученного потока в сливном трубопроводе стандартного гидроциклона УЗГО диаметром 250 мм [41]. Анализ опытных и расчетных данных показал, что расхождение результатов не превышало 10 %. Для принятого в работе [41] типа завихрения получено выражение, позволяющее определить действительную интенсивность закрутки на входе в трубопровод:

$$\Theta_{\text{вх}} = 0,8 \cdot \Theta_{\text{вх}}^{p^{0,48}}, \quad (2.3)$$

где p – давление жидкости, МПа.

Закрутка на входе трубопроводов сливов гидроциклонов может быть интенсифицирована различными способами, закручивающими устройствами. Однако при этом для нормальной работы гидроциклона в режиме эффективного разрушения (разделения) НСВ необходимо сохранить определенный уровень перепада давления в гидроциклоне. Кроме того, на этих устройствах не должно быть срыва потока, приводящего к нарушению осевой симметрии и в целом обуславливающего сложную структуру течения. При рассмотрении основных эффектов закрутки исследователи обращают внимание на влияние величины Θ . При слабой закрутке ($\Theta < 0,4$) появляется заметный поперечный (в радиальном направлении) градиент давления, образуются более широкие струи с меньшей скоростью, чем без закрутки, типичное струйное – показано на рис. 2.2, а. При высокой интенсивности закрутки ($\Theta > 10$ – сильная закрутка) возникают значительные поперечные (радиальные) и продольные давления, образуются более широкие струи с меньшей скоростью, чем в случае незакрученной струи; образуются также приосевые тороидальные зоны обратных токов (рис. 2.2, б). При очень слабых закрутках ($\Theta < 0,2$) градиент давления можно исключить из рассмотрения [38].

а)

б)

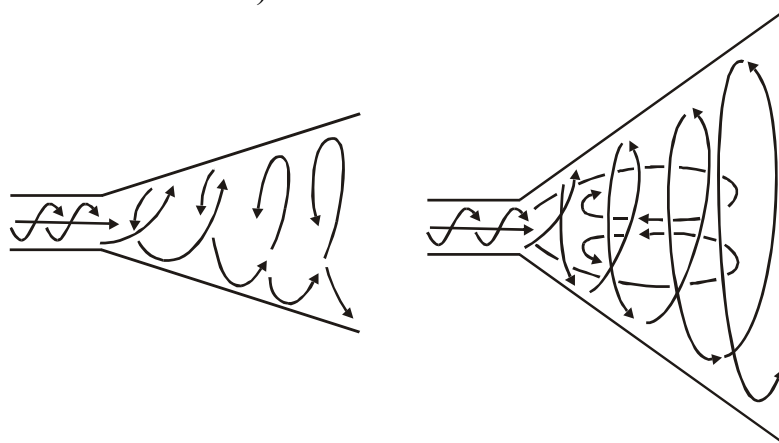


Рис. 2.2. Схемы течений при различных значениях Θ на входе в трубопроводы сливов

В работе [41] проанализированы общие закономерности развития закрученного течения жидкости в трубопроводах при условии закрутки потока на входе в трубопровод.

Установлено, что в начальных сечениях радиальное изменение вращательной составляющей (v_φ) скорости характеризуется монотонным возрастанием от нуля на оси до максимального значения на некотором радиусе с последующим интенсивным убыванием до нуля на стенке трубопровода в узкой пристеночной области. Осевая составляющая (v_z) возрастает от нуля до максимального значения, а затем уменьшается до минимума на оси трубопровода. При определенной интенсивности закрутки в приосевой области возникает зона обратного течения, размеры которой (ширина и длина) увеличиваются с ростом интенсивности закрутки; в закрученном потоке существуют две зоны с противоположно направленным градиентом скорости. В результате взаимодействия этих двух зон происходит постоянное перемещение воды из периферийной зоны в приосевую с образованием промежуточной области циркуляционного течения. По мере удаления от входа в трубопровод значения v_z в приосевой области возрастают, но в наиболее удаленных сечениях у оси трубопровода сохраняется область пониженных скоростей, характерная для течения за плохообтекаемым телом. Максимальные значения v_z и v_φ расположены на различных расстояниях от стенки, при уменьшении закрутки имеют общую тенденцию смещения в направлении оси трубопровода.

Статическое давление (p) по длине трубопровода имеет значительный перепад величины как в радиальном, так и в осевом направлении трубопровода. Максимальный перепад давления наблюдается в начальных сечениях, с увеличением Θ величина перепадов давлений возрастает. При удалении от входа величина p на стенке трубопровода весьма заметно уменьшается, а в приосевой зоне возрастает, но значительно в меньшей мере. Отмечается [41], что для закрученного потока характерно наличие области с противоположными продольными градиентами статического давления – отрицательным в периферийной и положительным в приосевой зоне трубопровода. При этом, в отличие от осевого течения, знаки градиентов скорости и давления совпадают между собой.

В работе [41] при различных исходных условиях экспериментов (диаметр трубопровода, расход жидкости, скорость вращения закручивающего устройства и т.д.) показано, что Θ однозначно характеризует профили скоростей и является критерием гидродинамического подобия и универсальным параметром закрутки.

Анализ фактических данных о закрученных потоках приводит к построению следующей физической модели двухжидкостной струи в сливах гидроциклона (рис. 2.3) и позволяет определить основные факторы, определяющие эффективность закрутки в сливах гидроциклона: геометрию гидроциклона и его сливов, размеры трубопроводов сливов обвязки

(диаметр, длина); технологические параметры гидроциклона и трубопроводов сливов; интегральные характеристики, такие, как момент количества движения (M), количество движения (K) и универсальный параметр закрутки (Θ).

В работе [41] показано, что изменение величин M , K и Θ по длине трубопровода подчиняется экспоненциальному закону.

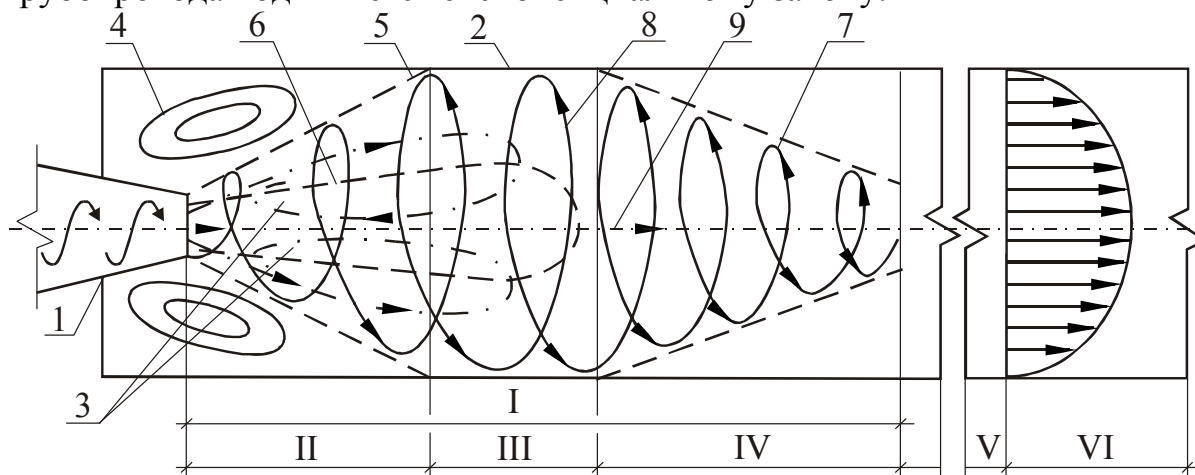


Рис. 2.3. Схема потоков в сливном трубопроводе:

- 1 – сливной патрубок гидроциклона; 2 – трубопровод слива обвязки гидроциклона; I, II, III, IV, V, VI – области соответственно: полного закрученного потока, расширения закрученной струи, стабильного закрученного течения, затухания закрученного течения, переходная, осевая течения;
 3 – тороидальные зоны обратных токов; 4 – рециркуляционные зоны;
 5 – граница расширения потока; 6 – линия нулевых скоростей; 7 – граница сужения потока; 8 – тангенциальные компоненты скорости закрученного потока;
 9 – осевая компонента скорости закрученного потока

Для задач процессов разрушения НСВ (в т.ч. дробления и коалесценции частиц нефти) в закрученных течениях сливов, в трубопроводах обвязки гидроциклонов технологически существенным и полезным явлением может оказаться существование тороидальных зон обратных токов, рециркуляционных зон, образующихся при достаточно высоких значениях параметра закрутки Θ .

Очевидно, следует ожидать, что в закрученном потоке в трубопроводах сливов гидроциклона с параметром закрутки, равным некоторому критическому значению ($\Theta \geq \Theta_{кр}$), будут иметь место большие значения сдвиговых напряжений и интенсивности турбулентности. При этом возникают мгновенные крупномасштабные пространственные пульсации границ и циркуляционных зон. Рециркуляционные и тороидальные зоны играют важную роль, обуславливая стабилизацию потока, создавая поток рециркулирующих частиц нефти и области пониженных скоростей, где скорость распространения частиц нефти и скорость потока близки друг другу. Во всех случаях, если образуются рециркуляционные зоны, скорость потока в продольном направлении уменьшается до нуля на границе возвратного потока. Размерами и интенсивностью рециркуляционной зоны

можно управлять, изменяя на входе гидроциклона давление и расход питания, противодействие и расход на сливах.

Анализ фактического материала показывает, что при рассмотрении вопросов разрушения НСВ в сильнозакрученном потоке следует иметь в виду свойства такого потока, а именно при определенных значениях числа Рейнольдса и параметра закрутки может появляться и развиваться возмущение потока, называемое распадом вихря. Начало распада обнаруживается по появлению на оси симметрии небольшого пузыря с циркулирующей в нем жидкостью. Затем на небольшом расстоянии течение вновь становится невозмущенным, а затем вновь происходит распад.

Поток за вторичным распадом сильно турбулизован. После распада вихря поток характеризуется трехмерными нестационарными возмущениями, называемыми прецессирующим вихревым ядром (ПВЯ); центральная часть потока становится неустойчивой и начинает прецессировать вокруг оси симметрии. Отмечается, что ПВЯ лежит вблизи границы зоны обратных токов, между нулевой линией тока и линией нулевой скорости. Воздействие ПВЯ передается в основной поток; наблюдаются колебания всех трех составляющих скорости, давления в потоке и у стенки. В зоне ПВЯ достигается максимальное значение кинетической энергии турбулентности и происходит падение этой энергии при удалении от среза сопла. Положение ПВЯ соответствует области интенсивных пульсаций окружной скорости; низкий уровень пульсаций наблюдается вблизи оси, а крупный вихрь – вблизи выхода из сопла.

Очевидно, необходимо обеспечить такие условия, чтобы при данных значениях числа Re и параметра закрутки получился высокий эффект разрушения НСВ.

С точки зрения эффективной реализации процесса коалесценции нефтяных частиц существенным явлением следует считать образование приосевой рециркуляционной зоны при достаточно большом значении параметра закрутки. В этих зонах интенсивность турбулентности и уровень турбулентных сдвиговых напряжений весьма высокие, что обуславливает колебания в пространстве поверхности границы и точек торможения рециркуляционной зоны.

Обнаружено [127, 128], что при параметре закрутки Θ , равном 2.2, за закручивающим устройством с аксиально-тангенциальным подводом приосевая рециркуляционная зона тороидальной формы занимает 75 % диаметра выхода и в нее оказывается вовлеченным поток массы, составляющий 80 % от потока, проходящего через сопло.

На границе обратного течения, где средняя скорость равна нулю, величина локальной интенсивности турбулентности стремится к бесконечности. Распределение кинетической энергии турбулентности и турбулентных напряжений сильно неизотропны. Коэффициент переноса

здесь является функциями как точки пространства, так и параметра закрутки.

Обнаружена сильная анизотропная турбулентная пульсация продольной и окружной скоростей. Высокие уровни турбулентности обусловлены наличием ПВЯ – трехмерного нестационарного возмущения закрученного течения [127, 128]. При очень большом значении параметра закрутки (порядка ≈ 31) в зоне обратного тока закрутка практически отсутствует.

Отмечается [38], что распределение характеристик турбулентности в слабозакрученных струях ($\Theta \approx 0,6$) аналогично распределению в струях с сильной закруткой; картины течения во всех случаях сходны. Основное различие связано с потоком массы, вовлекаемым в рециркуляционное движение, которое зависит от параметра закрутки.

Таким образом, форма, размеры и структура потока рециркуляционной зоны с повышенным уровнем турбулентности могут оказать большое влияние на интенсивность и полноту процесса коалесценции нефтяных частиц в закрученном потоке НСВ, а также в целом на разрушение эмульсии.

В трубопроводах сливов обвязки гидроциклона образуется сложное закрученное турбулентное реагирующее течение, в котором количественная и качественная информация практически отсутствует. Рассмотрение здесь процессов течения и коалесценции нефтяных капель и в целом разрушения эмульсии осложняет ряд факторов: закрутка потока, турбулентность, необходимость учета кинетики и трехмерности, прецессия вихревого ядра, распад вихря и т.д. Все это обуславливает трудности моделирования процессов течения и коалесценции. Однако в отдельных случаях достигнуты удовлетворительные результаты при использовании двухпараметрической модели турбулентности винтового потока в предположении, что коэффициенты турбулентного переноса являются скалярными величинами [41, 72].

2.2. Разработка технологических схем разрушения и очистки нефтесодержащих вод с использованием закрученных потоков на сливах гидроциклона

С точки зрения использования закрученного потока на сливах гидроциклонов для повышения эффективности разрушения НСВ возможны различные технологические схемы (рис. 2.4, а, б, в, г).

При этом гидроциклон 1 служит для предварительной обработки НСВ: способствует разрушению стабилизированных частиц примесей, бронирующих оболочек нефтяных глобул и их коалесценции (укрупнению), сглаживанию полидисперсности внутренней фазы и грубому разделению эмульсии. Однако в гидроциклоне не осуществляются в полной мере все эти процессы, поскольку время пребывания частиц нефти в гидроциклоне

недостаточно для полной реализации всех стадий механизма разрушения нефтяных эмульсий. С целью увеличения времени пребывания частиц нефти в объеме аппарата с закрученным течением, т.е. увеличения времени гидродинамической обработки НСВ в закрученном поле массовых сил, в схеме (рис. 2.4, а) предусмотрены достаточно длинные цилиндрические камеры 3 и 4 на сливах гидроциклона.

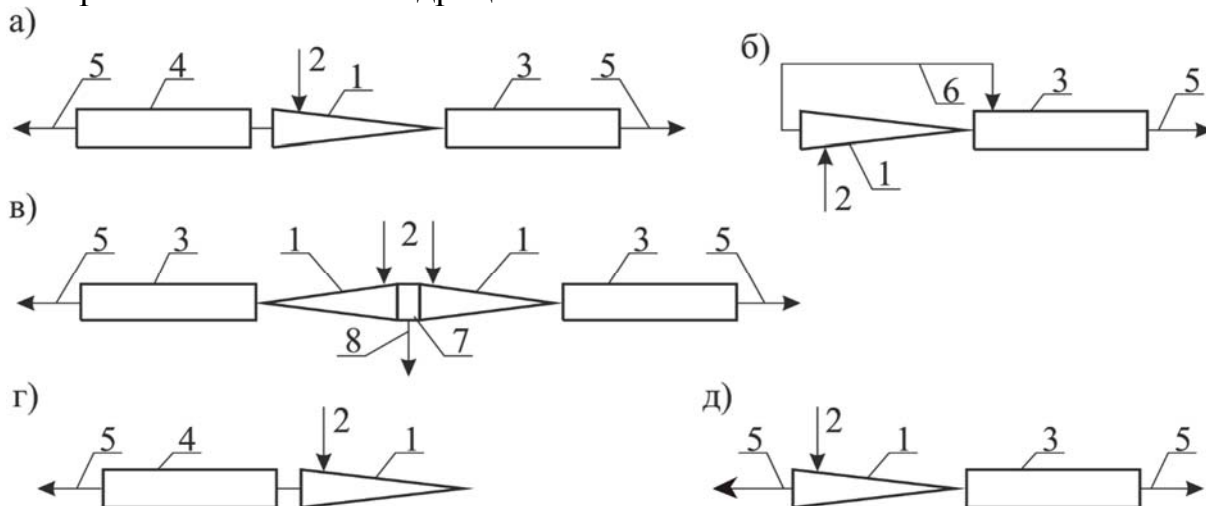


Рис. 2.4 (а, б, в, г, д). Технологические схемы обработки НСВ в гидроциклонах с камерами слива:

1 – гидроциклон, 2 – питание, 3, 4 – камеры соответственно на нижнем и верхнем сливах, 5 – обработанная НСВ, 6 – возврат эмульсии из верхнего слива, 7 – нефтесборная камера, 8 – отвод нефти

В зависимости от геометрических и технологических параметров гидроциклона диаметр и длина сливных камер могут быть разными, при этом сливными камерами могут служить трубопроводы обвязки. После гидроциклона дальнейшая обработка НСВ в сливных камерах 3 и 4 осуществляется отдельно. В любом случае сливные камеры – трубопроводы сливов (обвязки) выполняют транспортные и технологические функции по разрушению эмульсии сначала в сложном поле закрученного турбулентного реагирующего течения и в переходной области, а далее в параболическом поле скоростей потенциального течения. При этом физическая модель закрученного потока в трубопроводах слива (камерах и сливе) в общем случае может быть аналогична модели, представленной на рис. 2.3. Однако различное распределение потоков в гидроциклоне по сливам, геометрия сливов, давление и расход питания, противодействие и другие исходные параметры будут обуславливать особенности структуры физической модели. Так, при разрушении НСВ в гидроциклоне с содержанием нефти до 10000 мг/л распределение потоков примерно 1:2 (одна часть эмульсии с высокой концентрацией нефти отводится через верхний слив, две части эмульсии с меньшей концентрацией нефти – через нижний слив) [16, 43, 90]. Очевидно,

в таких случаях структура физической модели на сливах будет различной и обусловленной параметром закрутки Θ , различными расходами, вязкостью эмульсии, геометрией и другими условиями на сливах; верхний слив (может оказаться) подвержен менее слабой закрутке.

В схеме (рис. 2.4, б) предусмотрены возврат эмульсии верхнего слива в сливную камеру 3, далее совместная (с эмульсией нижнего слива) гидродинамическая обработка в сливной камере 2. При этом способе точка ввода, распределение и подмешивание потока верхнего слива к потоку нижнего слива могут быть реализованы в различных вариантах. Подвод верхнего слива может осуществляться тангенциально или по нормали к камере слива, к поверхности нулевых скоростей или тороидальной зоны, в центр тороидальной зоны, в зону рециркуляции и т.д. Точка ввода может находиться у кромки нижнего слива гидроциклона или в различных точках областей расширения, стабилизации, затухания и т.д. Ввод потока верхнего слива с высокой плотностью упаковки (концентрации) нефтяных частиц в нижний слив сопровождается смешением двух потоков с разной степенью полидисперсности внутренних фаз эмульсии и образованием сложного единого закрученного двухфазного турбулентного потока высокой полидисперсности и плотности упаковки нефтяных частиц. Следует определить такие условия, чтобы было быстрое, полное смешение и стабилизация закрученного потока в строгом соответствии с полным и быстрым завершением процесса коалесценции в трубопроводах обвязки. При этом на существование, размеры, форму рециркуляционных зон и в целом закрученного потока влияют многие факторы: параметр закрутки, диаметр и длина камеры слива, тип и геометрия слива (конусный, цилиндрический, см. рис. 2.1), степень внезапного расширения потока, давление (в т.ч. величина подпора) и расход на сливе и др.

В схеме (рис. 2.4, в) предусмотрены объединение гидроциклонов нефтесборной камерой 7 и одинаковые камеры 3 на нижних сливах гидроциклонов, что дает возможность получить потоки эмульсии с одинаковыми фазово-дисперсными характеристиками.

Схемы (рис. 2.4, г, д) могут быть использованы при необходимости гидродинамической обработки отдельно верхнего или нижнего слива гидроциклона.

В сущности, все приведенные выше схемы образуют гидродинамические центробежные каплеобразователи, работающие по технологической схеме «гидроциклон – камеры сливов» (ГКС).

В работе [35] для повышения эффективности очистки НСВ предусмотрено использование закрученного потока в патрубке ввода эмульсии в отстойник 1 (рис. 2.5). При этом патрубок ввода 2 имеет соотношение диаметра (D) к длине (Z), равное 1:10÷1:50, гидроциклонную камеру 3 с тангенциальным вводом, снабженным диспергатором 4 в виде сопла.

Имеется ряд других устройств, в конструкции которых предусмотрена закрутка потока с целью повышения эффекта разрушения, очистки НСВ [14, 20, 77, 97, 101, 113].

На рис. 2.6 представлена разработанная нами принципиальная схема базовой конструкции установки (аппарата) типа БГКО (блок гидроциклон – камеры сливов – отстойник) для очистки НСВ. С целью увеличения времени гидродинамической обработки НСВ в закрученном поле массовых сил предусмотрены цилиндрические камеры на сливах гидроциклона (см. рис. 2.4, а).

Исходная НСВ поступает в гидроциклон 1, в котором она подвергается гидродинамической обработке и разделению на потоки верхнего и нижнего сливов гидроциклона. Эти потоки далее поступают в камеры 2 и 3, в которых продолжается гидродинамическая обработка НСВ в закрученном поле течения за счет остаточной энергии закрученных потоков. Далее гидродинамически обработанная НСВ через распределители верхнего 5 и нижнего 6 сливов поступает в отстойник 4, в котором происходит перемешивание поступающих потоков и последующее отстаивание воды и нефти. Отстойник 4 перегородками 7 разделен на отсеки предварительного отстаивания I и дополнительного отстаивания II. Очищенная вода 8 отводится через сборное устройство 9, осадок 10 – через сборное устройство 11, уловленная нефть – по трубопроводу 12.

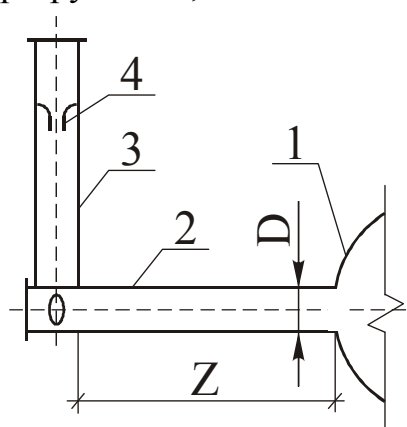


Рис. 2.5 Схема устройства гидродинамической камеры перед отстойником:
1 – отстойник; 2 – патрубок ввода эмульсии; 3 – гидроциклонная камера



Рис. 2.6. Схема установки БГКО:
1 – гидроциклон; 2, 3 – камеры; 4 – отстойник; 5, 6 – верхний и нижний сливы; 7 – перегородки; 8 – очищенная вода; 9 – сборное устройство очищенной воды; 10 – осадок; 11 – сборное устройство осадка; 12 – трубопровод отвода нефти

В данном конструктивном решении гидродинамической каплеобразователь (ГКС) скомпонован в единый блок с отстойником с целью интенсификации, повышения эффекта очистки НСВ при последующем отстаивании.

Особенности работы отстойника в составе БГКО аналогичны работе отстойника БГО-5000 (см. подразд. 1.3).

В сливных камерах БГКО происходят процессы массообмена и коалесценции частиц нефти, эффективность которых зависит в основном от степени разрушения бронирующих оболочек и режима движения НСВ в сливных камерах. При этом все стадии известного механизма разрушения нефтяных эмульсий [98, 99] в трубопроводах с потенциальным турбулентным движением имеют место и в сливных камерах БГКО. Однако в камерах слива гидроциклонов, как видно из физической модели (см. рис. 2.3), гидродинамическая обработка эмульсии осуществляется последовательно во всех областях потока – в зонах расширенной закрученной струи, стабильного закрученного течения, затухания закрученного течения, переходного и осевого потенциального течения, циркуляционных и тороидальных. Указанные области течения характеризуются различными качественными и количественными параметрами течения, изменяющимися по длине и в целом в объеме сливных камер. В сливных камерах НСВ подвергается интенсивной комплексной гидродинамической обработке по наиболее полному числу и качеству различных видов сил воздействия на частицы нефти в НСВ. Это дает возможность для создания эффективной технологии очистки НСВ, в которой реализуется наибольшее число факторов, интенсифицирующих процесс очистки НСВ.

Совместный анализ гидродинамических процессов и механизма разрушения НСВ по схеме БГКО показывает, что здесь максимально достигаются полнота условий воздействия факторов и требуемое технологическое время для очистки НСВ и реализуются все этапы механизма разрушения, очистки НСВ при воздействии более 12 многократно действующих интенсифицирующих факторов – сил тяжести, центробежных, набегающего потока, столкновения капель, турбулентных пульсаций, притяжения к стенке, косоугольного удара, гидродинамического воздействия, давления потока на стенку, разрыва частиц, поверхностного натяжения, разности динамических напоров у стенки, изменяющихся по величине и направлению больших градиентов скорости и давления, а также существующих зон циркуляции, в т.ч. центральных тороидальных; колеблющихся поверхностей нулевых скоростей и границ расширения и сужения потока прецессирующего вихревого ядра и т.д. (см. подразд. 2.1).

Известно, что, по Стоксу, производительность отстойника увеличивается пропорционально квадрату диаметра частиц нефти. Исходя из этого, в камерах сливов гидроциклонов БГКО гидродинамические параметры потоков во всех областях должны обеспечивать возможность получения

частиц нефти наибольшего размера. При этом основными факторами процесса коалесценции являются расход, диаметр, вязкость среды, поверхностное натяжение, концентрация и степень полидисперсности частиц нефти. Очевидно, в камерах сливов необходимо исключить возможность расслоения эмульсии, гравитационного осаждения нефтяных глобул, что обуславливает длительность воздействия, максимальное число столкновений, слияние, уменьшение полидисперсности, частиц нефти, т.е. в целом эффективную коалесценцию. Для предотвращения расслоения эмульсии в камерах сливов следует поддерживать в них определенный турбулентный режим и достаточно высокое значение параметра закрутки Θ .

2.3. Разработка структурных и математических моделей гидродинамики в блоке гидроциклон – цилиндрические камеры сливов гидроциклона – отстойник (БГКО)

Гидродинамика реальных потоков настолько сложна, что в настоящее время имеется возможность составлять в общем виде лишь уравнения для однофазных потоков (уравнение Навье – Стокса), но решение этих уравнений можно найти только в частных случаях. Для более сложных систем (многофазные потоки) пока не удается составлять уравнения гидродинамики даже в общем виде [49]. Такое положение вынуждает при составлении математических описаний прибегать к использованию более простого приближенного представления о внутренней структуре потоков, т.е. возникает необходимость познавать процесс через модели структуры потоков в аппарате [49]. При этом для описания структуры движущейся технологической среды часто пользуются установленными для этих целей типовыми моделями движущихся потоков (модели идеального перемешивания, идеального вытеснения, ячеечная модель и др.). Модели структуры потока математически записываются в виде дифференциальных уравнений, которые выражают связь между наиболее характерными параметрами процесса. Для объектов очистки НСВ большей частью эту связь имеет смысл находить, исходя из анализа процессов перемешивания и распределения капель нефти в данном потоке. Поэтому для этих объектов универсальным видом гидродинамической модели является уравнение, которое характеризует изменение концентрации вещества в потоке и обуславливается только движением жидкости [49].

При изучении сложных объектов удобно расчленять их на ряд звеньев и затем составлять из этих звеньев структурные схемы. Составление структурных схем во многих случаях облегчает нахождение математического описания объекта в целом, если предварительно составить математическое описание его отдельных звеньев. В качестве звеньев установок подготовки воды обычно выделяют участки, которые либо являются

повторяющимися элементами конструкции аппарата, либо различаются по виду переходных процессов. Принципиально расчленение объекта на отдельные элементарные звенья не имеет предела; поэтому выбор звеньев должен производиться не произвольно, а с учетом знания о процессе и реальной возможности решения получаемых уравнений [49].

Для аналитического решения задачи гидродинамики закрученных потоков в цилиндрических камерах рассматривается схема (рис. 2.7), которая включает гидроциклон 1, коаксиально расположенные в горизонтальной плоскости цилиндрические (трубчатые) камеры нижнего слива 2 и верхнего слива 3.

Вода с расходом Q_0 поступает в гидроциклон 1 через патрубок 4, перед поступлением воды в гидроциклон в нее подается индикатор – раствор хлористого натрия (NaCl). В гидроциклоне происходит разделение воды на два потока, которые удаляются через нижний слив 5 и верхний слив 6. Эти потоки поступают в цилиндрические камеры в виде закрученных струй, длина действия которых соответственно L_1 и L_2 .

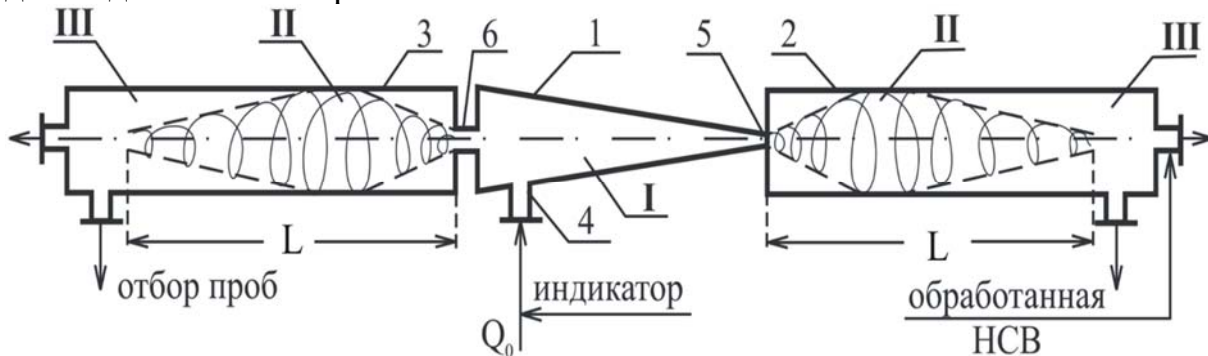


Рис. 2.7. Принципиальная схема установки «гидроциклон – камеры сливов»: 1 – гидроциклон; 2, 3 – цилиндрические камеры нижнего и верхнего сливов; 4 – патрубок подачи воды; 5, 6 – нижний и верхний сливы; I – объем гидроциклона; II, III – объемы цилиндрических камер

Для нахождения времени пребывания жидкости по схемам гидроциклон (ГЦ) 1 – цилиндрическая камера нижнего слива (КНС) 2 и гидроциклон (ГЦ) 1 – цилиндрическая камера верхнего слива (КВС) 3 составлены их структурные схемы, показанные на рис. 2.8, а, б, соответственно.

Структурную схему (рис. 2.8, а), состоящую из гидроциклона 1 и цилиндрической камеры 2 нижнего слива гидроциклона, можно изобразить в виде трех ячеек идеального перемешивания. Ячейка I (см. рис. 2.6) представляет собой объем W_1 гидроциклона 1; ячейка II – объем W_2 цилиндрической камеры 2, соответствующий длине действия закрученной струи L_1 ; ячейка III – объем W_3 цилиндрической камеры 2, равный разности объемов всей длины цилиндрической камеры и объема цилиндрической камеры, соответствующего длине действия струи L_2 .

В данной структурной схеме C_0 ; C_1 ; C_2 ; C_3 – концентрации индикатора соответственно на входе и в ячейках объемами W_1 ; W_2 ; W_3 ; Q_0 – расход

жидкости, поступающей в гидроциклон 1; Q_1 – расход жидкости, поступающей в цилиндрическую камеру 2 нижнего слива гидроциклона 1 в виде закрученной струи; Q_2 – расход жидкости, поступающей в цилиндрическую камеру 3 верхнего слива гидроциклона 1.

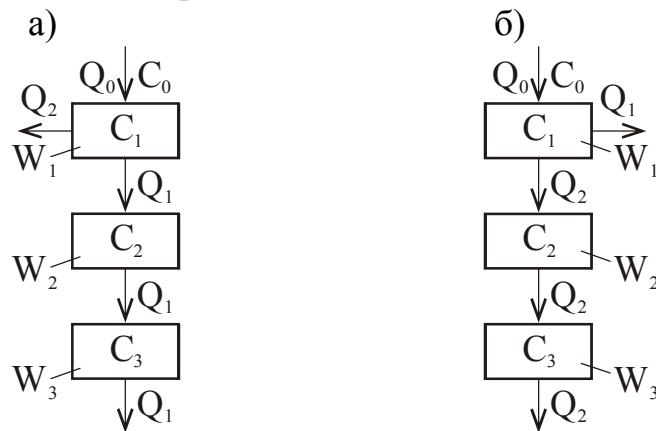


Рис. 2.8. Структурные схемы потоков по схемам:
а – ГЦ – КНС; б – ГЦ – КВС

Для получения дифференциальной функции распределения времени пребывания жидкости $C(\tau)$ для схемы, изображенной на рис. 2.8,а, составлены дифференциальные уравнения материального баланса по индикатору:

$$\begin{aligned} W_1 \frac{dC_1}{d\tau} &= Q_0 C_0 - Q_1 C_1 - Q_2 C_1, \\ W_2 \frac{dC_2}{d\tau} &= Q_1 C_1 - Q_1 C_2, \\ W_3 \frac{dC_3}{d\tau} &= Q_1 C_2 - Q_1 C_3. \end{aligned} \quad (2.4)$$

Уравнения (2.4) в операторной форме с учетом преобразования по Лапласу запишутся в следующем виде [52]:

$$\begin{aligned} A_1 p C_1 &= C_0 - \lambda_1 C_1 - \lambda_2 C_1, \\ A_2 p C_2 &= \lambda_1 C_1 - \lambda_1 C_2, \\ A_3 p C_3 &= \lambda_1 C_2 - \lambda_1 C_3, \end{aligned} \quad (2.5)$$

где $A_1 = \frac{W_1}{Q_0}$; $A_2 = \frac{W_2}{Q_0}$; $A_3 = \frac{W_3}{Q_0}$; $\lambda_1 = \frac{Q_1}{Q_0}$; $\lambda_2 = \frac{Q_2}{Q_0}$; p – оператор Лапласа.

В результате решения системы уравнений (2.5) была найдена передаточная функция $W(p)$:

$$W(p) = \frac{C_3}{C_0} = \frac{\lambda_1^2}{(A_1 p + \lambda_1 + \lambda_2)(A_2 p + \lambda_1)(A_3 p + \lambda_1)}. \quad (2.6)$$

Для получения $C(\tau)$ необходимо привести уравнение (2.6) к виду, удобному для обратного преобразования по Лапласу [52]:

$$W(p) = \frac{\lambda_1^2}{A_1 A_2 A_3} \cdot \frac{1}{(p-a)(p-b)(p-c)}, \quad (2.7)$$

где $\frac{\lambda_1 + \lambda_2}{A_1} = -a$; $\frac{\lambda_1}{A_2} = -b$; $\frac{\lambda_1}{A_3} = -c$.

В результате обратного преобразования по Лапласу получим $C(\tau)$ в виде:

$$C(\tau) = \frac{\lambda_1^2}{A_1 A_2 A_3} \times \left[\frac{1}{(a-b)(a-c)} e^{a\tau} + \frac{1}{(b-a)(b-c)} e^{b\tau} + \frac{1}{(c-a)(c-b)} e^{c\tau} \right]. \quad (2.8)$$

Структурная схема (см. рис. 2.8, б), состоящая из гидроциклона 1 и цилиндрической камеры 3 верхнего слива гидроциклона, также представлена в виде трех ячеек идеального перемешивания. Ячейка I – это объем W_1 гидроциклона 1; ячейка II – объем W_2 цилиндрической камеры 3, соответствующий длине действия закрученной струи ℓ_2 ; ячейка III – объем W_3 цилиндрической камеры 3, равный разности объемов всей длины цилиндрической камеры и объема цилиндрической камеры, соответствующего длине действия закрученной струи ℓ_2 .

В данной структурной схеме C_0 ; C_1 ; C_2 ; C_3 – концентрация индикатора соответственно на входе 4 в ячейках объемами W_1 ; W_2 ; W_3 ; Q_0 – расход жидкости, поступающей в гидроциклон 1; Q_1 – расход жидкости, поступающей в цилиндрическую камеру 2 нижнего слива гидроциклона 1; Q_2 – расход жидкости, поступающей в цилиндрическую камеру верхнего слива 3 в виде закрученной струи.

Уравнения материального баланса по индикатору для структурной схемы (см. рис. 2.8, б) запишутся в виде:

$$\begin{aligned} W_1 \frac{dC_1}{d\tau} &= Q_0 C_0 - Q_1 C_1 - Q_2 C_1, \\ W_2 \frac{dC_2}{d\tau} &= Q_2 C_1 - Q_2 C_2, \\ W_3 \frac{dC_3}{d\tau} &= Q_2 C_2 - Q_2 C_3. \end{aligned} \quad (2.9)$$

Уравнения (2.9) в операторной форме запишутся в виде [52]:

$$\begin{aligned} A_1 p C_1 &= C_0 - \lambda_1 C_1 - \lambda_2 C_1, \\ A_2 p C_2 &= \lambda_2 C_1 - \lambda_2 C_2, \\ A_3 p C_3 &= \lambda_2 C_2 - \lambda_2 C_3, \end{aligned} \quad (2.10)$$

где $A_1 = \frac{W_1}{Q_0}$; $A_2 = \frac{W_2}{Q_0}$; $A_3 = \frac{W_3}{Q_0}$; $\lambda_1 = \frac{Q_1}{Q_0}$; $\lambda_2 = \frac{Q_2}{Q_0}$; p – оператор Лапласа.

В результате решения системы уравнений (2.10) была найдена передаточная функция

$$W(p) = \frac{C_3}{C_0} = \frac{\lambda_2^2}{A_1 A_2 A_3} \cdot \frac{1}{(p-a)(p-b)(p-c)}, \quad (2.11)$$

где $\frac{\lambda_1 + \lambda_2}{A_1} = -a$; $\frac{\lambda_2}{A_2} = -b$; $\frac{\lambda_2}{A_1} = -c$.

Дифференциальная функция $C(\tau)$ времени пребывания жидкости в схеме гидроциклон 1 – цилиндрическая камера 3 верхнего слива запишется в виде:

$$\begin{aligned} C(\tau) &= \frac{\lambda_2^2}{A_1 A_2 A_3} \times \\ &\times \left[\frac{1}{(a-b)(a-c)} e^{a\tau} + \frac{1}{(b-a)(b-c)} e^{b\tau} + \frac{1}{(c-a)(c-b)} e^{c\tau} \right]. \end{aligned} \quad (2.12)$$

Дифференциальные функции распределения времени пребывания жидкости по схеме гидроциклон 1 – цилиндрические камеры нижнего 2 и верхнего 3 сливов гидроциклона, представляющие собой трехъячеечные комбинированные модели (уравнения (2.8) и (2.12)), могут быть использованы для расчета функции $C(\tau)$ для цилиндрических камер сливов 2 и 3.

Принципиальная схема блока БГКО, приведенная на рис. 2.9, в виде структурной схемы изображена на рис. 2.10.

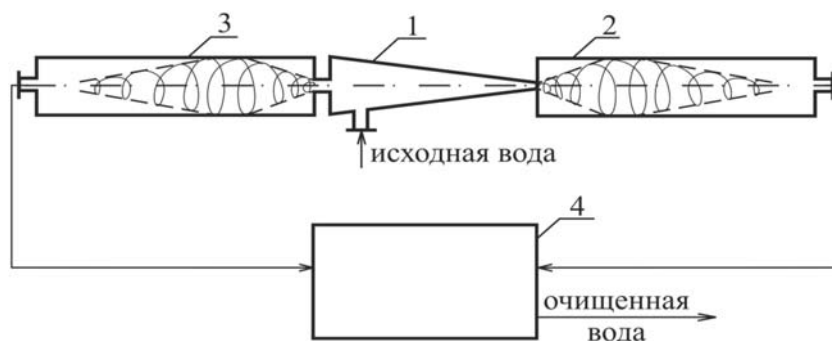


Рис. 2.9. Принципиальная схема установки БГКО: 1 – цилиндрические камеры; 2, 3 – нижний и верхний сливы; 4 – отстойник

Схема состоит из четырех ячеек идеального перемешивания: ячейка I представляет собой объем W_1 гидроциклона 1; ячейка II – объем W_2 цилиндрической камеры 2 нижнего слива; ячейка III – объем W_3 цилиндрической камеры верхнего слива; ячейка IV – объем отстойника 4. В соответствии со структурной схемой (см. рис. 2.10) C_0, C_1, C_2, C_3, C_4 – концентрации индикатора соответственно на входе и в ячейках объемами W_1, W_2, W_3, W_4 ; Q_0, Q_1, Q_2 – соответственно расходы жидкости, поступающей в гидроциклон 1, в камеру нижнего слива 2 и камеру верхнего слива 3.

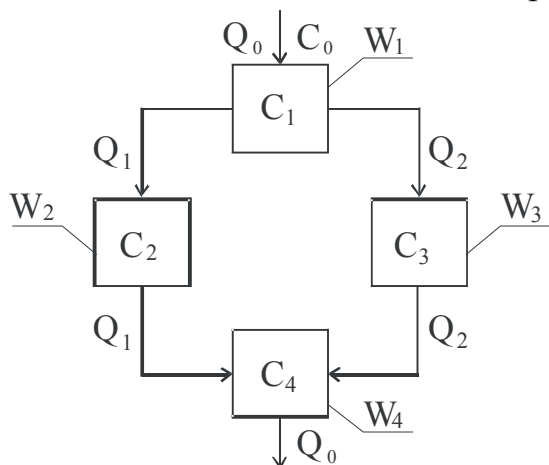


Рис. 2.10. Структурная схема БГКО

Уравнения материального баланса по индикатору в соответствии со структурной схемой (см. рис. 2.10) представлены уравнением (2.13):

$$\begin{aligned} W_1 \frac{dC_1}{dt} &= Q_0 C_0 - Q_1 C_1 - Q_2 C_1, \\ W_2 \frac{dC_2}{dt} &= Q_1 C_1 - Q_1 C_2, \\ W_3 \frac{dC_3}{dt} &= Q_2 C_1 - Q_2 C_3, \\ W_4 \frac{dC_4}{dt} &= Q_1 C_2 + Q_2 C_3 - Q_0 C_4. \end{aligned} \quad (2.13)$$

В операторной форме уравнения (2.13) будут иметь вид:

$$\begin{aligned} A_1 p C_1 &= C_0 - \lambda_1 C_1 - \lambda_2 C_1, \\ A_2 p C_2 &= \lambda_1 C_1 - \lambda_1 C_2, \\ A_3 p C_3 &= \lambda_2 C_1 - \lambda_2 C_3, \\ A_4 p C_4 &= \lambda_1 C_2 + \lambda_2 C_3 - C_4, \end{aligned} \quad (2.14)$$

где $A_1 = \frac{W_1}{Q_0}$; $A_2 = \frac{W_2}{Q_0}$; $A_3 = \frac{W_3}{Q_0}$; $A_4 = \frac{W_4}{Q_0}$; $\lambda_1 = \frac{Q_1}{Q_0}$; $\lambda_2 = \frac{Q_2}{Q_0}$.

В результате решения системы уравнений (2.14) относительно $\frac{C_4}{C_0}$ получим передаточную функцию $W(p)$:

$$W(p) = \frac{C_4}{C_0} = \frac{A_3 \lambda_1^2 + A_2 \lambda_2^2}{A_1 A_2 + A_3 A_2} \cdot \frac{p + \frac{\lambda_1^2 \lambda_2 + \lambda_2^2 \lambda_1}{A_2 \lambda_2^2 + A_3 \lambda_1^2}}{(p + \frac{\lambda_1 + \lambda_2}{A_1})(p + \frac{\lambda_1}{A_2})(p + \frac{\lambda_2}{A_3})(p + \frac{1}{A_4})}. \quad (2.15)$$

После соответствующих преобразований уравнение (2.15) будет иметь вид:

$$W(p) = \frac{K}{(p-d)} \cdot \frac{p+f}{(p-a)(p-b)(p-c)}, \quad (2.16)$$

где $K = \frac{A_3 \lambda_1^2 + A_2 \lambda_2^2}{A_1 A_2 + A_3 A_2}$; $f = \frac{\lambda_1^2 \lambda_2 + \lambda_2^2 \lambda_1}{A_2 \lambda_2^2 + A_3 \lambda_1^2}$; $\frac{\lambda_1 + \lambda_2}{A_1} = -a$; $\frac{\lambda_1}{A_2} = -b$;

$$\frac{\lambda_2}{A_3} = -c; \quad \frac{1}{A_4} = -d.$$

Для дальнейшего решения разделим уравнение (2.16) на два сомножителя и для каждого из них с помощью обратного преобразования Лапласа по изображениям найдем оригиналы [52]:

$$g_1(p) = \frac{K}{(p-d)} = K e^{\tau d}, \quad (2.17)$$

$$g_2(p) = \frac{p+f}{(p-a)(p-b)(p-c)} = \bar{A} e^{a\tau} + \bar{B} e^{b\tau} + \bar{C} e^{c\tau}, \quad (2.18)$$

где $\bar{A} = \frac{a+f}{(a-b)(a-c)}$; $\bar{B} = \frac{b+f}{(b-a)(b-c)}$; $\bar{C} = \frac{c+f}{(c-a)(c-b)}$.

Далее по теореме о свертке [52] находим дифференциальную функцию $C(\tau)$ распределения времени пребывания жидкости в системе по схеме (см. рис. 2.10)

$$C(\tau) = g_1(p) \cdot g_2(p) = K \int_0^{\tau} e^{-(\tau-z)} \cdot \frac{1}{A_4} \left[\bar{A} e^{az} + \bar{B} e^{bz} + \bar{C} e^{cz} \right] dz. \quad (2.19)$$

В результате решения уравнения (2.19) получим $C(\tau)$:

$$C(\tau) = K \left\{ \frac{\bar{A}}{\frac{1}{A_4} + a} e^{a\tau} + \frac{\bar{B}}{\frac{1}{A_4} + b} e^{b\tau} + \frac{\bar{C}}{\frac{1}{A_4} + c} e^{c\tau} - \left[\frac{\bar{A}}{\frac{1}{A_4} + a} + \frac{\bar{B}}{\frac{1}{A_4} + b} + \frac{\bar{C}}{\frac{1}{A_4} + c} \right] e^{-\frac{1}{A_4} \tau} \right\}. \quad (2.20)$$

Уравнение (2.20) позволяет рассчитать распределение времени пребывания жидкости в различных ячейках в зависимости от конструктивных и режимных параметров аппарата типа БГКО.

2.4. Моделирование процессов коалесценции в закрученных потоках установки БГКО

Анализ процессов очистки НСВ, осуществляемых в блоке «гидроциклон – цилиндрические камеры нижнего и верхнего слива гидроциклона – отстойник», показывает, что в основе их лежит явление коалесценции капель нефти в турбулентном потоке. Как в теоретическом плане, так и в экспериментальных исследованиях не имеется конкретных и законченных решений и выводов, позволяющих расчетным путем получить количественные характеристики распределения капель нефти по крупности на выходе из каплеобразователей, в которых для интенсификации процессов коалесценции используется энергия закрученных потоков с учетом их гидродинамических свойств. Это объясняется сложностью и неизученностью всего многообразия гидродинамических явлений, происходящих в каплеобразователях такого плана. Вместе с тем имеющиеся данные по этим вопросам могут быть использованы как основополагающие при составлении математических моделей процессов межкапельной коалесценции в условиях турбулентного течения эмульсии с учетом некоторых упрощений и допущений, не искажающих физической сущности рассматриваемых явлений [5, 38, 41, 51, 62, 93, 102, 114].

Для составления математического описания процесса коалесценции капель нефти в БГКО выделим в качестве физических моделей следующие (см. рис. 2.9):

- ✓ гидроциклон – цилиндрическая камера нижнего слива гидроциклона;
- ✓ гидроциклон – цилиндрическая камера верхнего слива гидроциклона;
- ✓ гидроциклон – цилиндрические камеры нижнего и верхнего сливов гидроциклона – отстойник.

Целью математического моделирования является получение дифференциальных функций распределения капель нефти по крупности на выходе из камер нижнего и верхнего сливов гидроциклона, а также на выходе из отстойника.

Эта цель достигается поэтапным решением двух задач:

1. Составление математических моделей процесса гидродинамики вышеуказанных физических моделей, что подробно изложено (в подразд. 2.3).
2. Составление модели процесса коалесценции капель нефти в турбулентном потоке.

В соответствии с технологией процесса, описанного в разд. 1, жидкость в элементах БГКО движется в развитом турбулентном режиме течения при $Re > 10000$. Такие течения жидкости характеризуются наложением на осредненный направленный поток случайных пульсаций скорости с переменным направлением и амплитудой.

Параметрами, определяющими пульсационное движение, являются пульсационная скорость u_λ и масштаб пульсаций λ . Минимальным

значениям пульсационных скоростей в потоке отвечает максимальный масштаб пульсаций $\lambda = \lambda_{\max}$, определяемый размерами области, в которой происходит течение. Так как диаметр исходных капель эмульгированной нефти в основном не более $d_k = 10$ мкм [101], а внутренний масштаб турбулентности при интенсивном перемешивании жидкости ($Re > 10000$) λ_0 имеет порядок $10 \div 100$ мкм, следовательно, процесс коалесценции капель будет происходить в области малых масштабов ($\lambda_0 < \lambda < \lambda_{\max}$), для которых в потоках с градиентом скорости соблюдаются условия однородности и изотропности [51, 102] и величина пульсационной составляющей скорости v_λ определяется из соотношения [51]:

$$v_\lambda \approx (\varepsilon_0 \cdot \lambda)^{1/3}, \quad (2.21)$$

где ε_0 – величина удельной диссипации энергии в турбулентном потоке.

Для качественной оценки процесса коалесценции капель нефти в вышеуказанных физических моделях рассматривается теоретическая модель столкновения капель в турбулентном потоке с учетом следующих предположений [55]:

1. Имеет место полное увлечение капель нефти турбулентными пульсациями того масштаба, который играет основную роль в механизме столкновения капель.

2. Вокруг каждой капли существует сферическая поверхность $R_c = 1,5d_k$, при попадании в которую всякая другая капля обязательно столкнется и сольется с выделенной каплей.

3. Радиус сферы R_c весьма мал по сравнению с масштабом турбулентности λ .

При наличии поглощающей сферы, на поверхности которой концентрация капель равна нулю, вблизи сферы возникают градиент концентрации капель и соответствующий ему диффузионный поток, равный среднему числу капель n , пересекающих эту поверхность вследствие турбулентного движения. Интенсивность потока описывается дифференциальным уравнением турбулентной диффузии, который носит название второго закона Фика [55]:

$$\frac{dn}{dt} = \text{div}(D_{\text{турб}} \cdot \text{grad } n), \quad (2.22)$$

где $D_{\text{турб}}$ – коэффициент турбулентной диффузии, зависящий от масштаба пульсаций и изменяющийся от точки к точке; n – число капель в единице объема.

Для установившегося процесса диффузии: $\frac{dn}{dt} = 0$.

Тогда в сферической системе координат (r, α, β) , уравнение (2.22) записывается в виде:

$$\frac{d}{dr} \left(r^2 \sin \alpha \frac{dn}{dr} \right) + \frac{d}{d\alpha} \left(r \sin \alpha \frac{dn}{d\alpha} \right) + \frac{d}{d\beta} \left(r \frac{dn}{d\beta} \right) = 0. \quad (2.23)$$

Диффузионный поток, направленный к поглощающей сфере, имеет симметрию относительно угловых координат α и β , поэтому:

$$\frac{d}{d\alpha} = 0, \quad \frac{d}{d\beta} = 0.$$

Тогда уравнение (2.23) упрощается:

$$\frac{d}{dr} \left(r^2 \frac{dn}{dr} \right) = 0. \quad (2.24)$$

Уравнение (2.22) решается при следующих граничных условиях:

$$\text{при } r = R_c: n = 0 \quad (2.25)$$

$$\text{при } r \rightarrow \infty: n = n_0.$$

Однократное интегрирование уравнения (2.24) дает:

$$D_{\text{турб}} \times r^2 \frac{dn}{dr} = A_1. \quad (2.26)$$

Выражение коэффициента турбулентной диффузии для случая однородной изотропной турбулентности получаем исходя из теории размерности при $\lambda > \lambda_0$ [39, 55]:

$$D_{\text{турб}} \approx \nu'_\lambda \cdot \lambda \approx (\varepsilon_0 \cdot \lambda)^{1/3} \cdot \lambda. \quad (2.27)$$

Полагая, что перенос дисперсной фазы к фиксированной капле осуществляется пульсациями, масштаб которых сопоставим с расстоянием между сталкивающимися каплями r , можно записать:

$$D_{\text{турб}} \approx (\varepsilon_0 \cdot r)^{1/3} \cdot r. \quad (2.28)$$

Преобразуем уравнения (2.26) с учетом (2.27):

$$\frac{dn}{dr} = A_1 \varepsilon_0^{-1/3} r^{-10/3}. \quad (2.29)$$

Проинтегрируем последнее уравнение (2.29):

$$n = -\frac{3A_1}{7 \varepsilon_0^{1/3} r^{7/3}} + A_2. \quad (2.30)$$

Постоянные интегрирования A_1 и A_2 определяются из граничных условий (2.25). При бесконечном удалении от поглощающей сферы искомая концентрация равняется исходной концентрации, следовательно, $A_2 = n_0$.

На поверхности сферы $n = 0$. Отсюда

$$A_1 = \frac{7}{3} n_0 \varepsilon^{1/3} R_c^{7/3}. \quad (2.31)$$

Тогда

$$n = -n_0 R_c^{7/3} \times r^{-7/3} + n_0,$$

$$n = n_0 \left[1 - \left(\frac{R_c}{r} \right)^{7/3} \right]. \quad (2.32)$$

Удельный поток вещества, переносимого турбулентной диффузией через единицу поверхности в единицу времени, составляет:

$$j = D_{\text{турб}} \frac{dn}{dr}. \quad (2.33)$$

На поверхности поглощающей сферы $r = R_c$ этот поток равен:

$$j = D_{\text{турб}} \left(\frac{dn}{dr} \right)_{r \rightarrow R_c} = \frac{7}{3} \varepsilon_0^{1/3} n_0 R_c^{1/3}. \quad (2.34)$$

Полное число актов эффективной коалесценции в единицу времени, обусловленных турбулентным перемешиванием, будет равно:

$$N = S_{\text{ш}} j n_0 \theta_C, \quad (2.35)$$

где θ – коэффициент эффективности столкновений капель; $S_{\text{ш}}$ – площадь поверхности шара.

С учетом (2.34) и формулы для площади поверхности шара $S_{\text{ш}} = 4\pi R_c^2$ получим:

$$N = \frac{28}{3} \pi \varepsilon_0^{1/3} n_0^2 R_c^{7/3} \theta_C. \quad (2.36)$$

Скорость коалесценции или уменьшение числа капель во времени определяется из соотношения

$$\frac{dn}{d\tau} = -N = -\frac{28}{3} \pi \varepsilon_0^{1/3} \times n_0^2 \times R_c^{7/3} \times \theta_C. \quad (2.37)$$

Уравнение (2.37) решается при следующем граничном условии:

$$\text{при } \tau = 0: n = n_0. \quad (2.38)$$

Несмотря на изменение количества капель во времени, объемная доля дисперсной фазы не меняется ($\varphi = \text{const}$). Объемное содержание дисперсной

фазы равно произведению объема капель на их количество в единице объема. Для мелкодисперсной эмульсии капли нефти под действием поверхностной силы натяжения стремятся принимать сферическую форму. Тогда объем отдельных капель можно вычислить по формуле

$$\frac{4}{3} \pi r_k^3 = \frac{\pi d_k^3}{6}.$$

Следовательно, между числом и объемом капель различного диаметра в единице объема дисперсной среды имеет место зависимость

$$\varphi = \frac{\pi d_k^3}{6} n = \frac{\pi (d_k^0)^3}{6} n_0 = \text{const}, \quad (2.39)$$

где φ – относительное объемное содержание массы капель в дисперсной среде (НСВ).

В уравнении (2.37) радиус поглощающей сферы выражен через объемную концентрацию капель. С учетом (2.39), а также соотношения $R_c = 1,5d_k$ получим:

$$\frac{dn}{d\tau} = -Bn^{11/9}, \quad (2.40)$$

где $B = 124,92 \varphi^{7/9} \cdot \varepsilon_0^{1/3} \cdot \theta$.

После интегрирования уравнения (2.40) имеем:

$$-\frac{9}{2} n^{-2/9} = -B\tau + A_3. \quad (2.41)$$

Постоянная интегрирования A_3 определяется из граничного условия (2.38):

$$A_3 = -\frac{9}{2} n_0^{-2/9}. \quad (2.42)$$

Тогда из (2.41) получим:

$$(n^{-2/9} - n_0^{-2/9}) = \frac{B}{4,5} \tau. \quad (2.43)$$

Формула (2.43) является функциональной зависимостью между значениями изменения числа капель и промежутка времени. С учетом (2.39) несложно перейти к диаметрам капель дисперсной фазы. Тогда для определения времени коалесценции капель получим:

$$\tau = 0,068 \frac{d_k^{2/3} - (d_k^0)^{2/3}}{\varphi^{5/9} \cdot \varepsilon_0^{1/3} \cdot \theta_C}. \quad (2.44)$$

Соотношение (2.44) можно записать в виде зависимости диаметра капель от времени:

$$d_k = \sqrt[3]{\left[17,7 \varphi^{5/9} \cdot \varepsilon_0^{1/3} \cdot \tau \cdot \theta_C + (d_k^0)^{2/3} \right]^2}, \quad (2.45)$$

где d_k^0 – диаметр исходных капель.

Величина диссипации энергии определяется по формуле

$$\varepsilon_0 = \frac{Q \cdot \Delta p}{\rho \cdot V}, \quad (2.46)$$

где Q и ρ – соответственно расход и плотность НСВ; Δp – потери давления в коалесцирующем устройстве; V – объем камеры смешения.

Интенсивность (скорость) изменения диаметра капель нефти определяется через значения производной $d(d_k)/d\tau$.

Соотношение (2.45) учитывает увеличение диаметра капель под действием турбулентных пульсаций при попарном слиянии капель и при одинаковом времени пребывания капель в потоке.

Для процессов коалесценции капель и полноты их завершения необходимо знать распределение частиц потока в вышеуказанных физических моделях во времени. Для этого составлены дифференциальные функции распределения времени пребывания жидкости в этих моделях (см. подразд. 2.3): дифференциальная функция $C(\tau)$ (2.8) по схеме гидроциклон 1 – цилиндрическая камера 2 нижнего слива гидроциклона (см. рис. 2.7, 2.8, а); дифференциальная функция $C(\tau)$ (2.12) по схеме гидроциклон 1 – цилиндрическая камера 3 верхнего слива гидроциклона (см. рис. 2.7, 2.8, б); дифференциальная функция $C(\tau)$ (2.20) по схеме установки БГКО (см. рис. 2.9, 2.10).

Дифференциальная функция распределения пребывания среды $C(\tau)$ имеет размерность $1/C$, а время пребывания в конкретном аппарате определяется как $1/C(\tau)$. Для вычисления изменения диаметра дисперсной фазы за время ее пребывания в рассматриваемом устройстве необходимо умножить интенсивность изменения диаметра на величину данного промежутка времени:

$$\frac{1}{C(d_k)} = \frac{d(d_k)}{d\tau} \times \frac{1}{C(\tau)}.$$

Отсюда находим дифференциальную функцию распределения капель нефти по крупности для полидисперсных систем на выходе из камер нижнего слива, верхнего слива и на выходе из отстойника:

$$C(d_k) = C(\tau) \frac{d\tau}{d(d_k)}. \quad (2.47)$$

С учетом уравнений (2.44) и по (2.36) получим:

✓ для камеры нижнего слива:

$$C(d_k) = \frac{0,0455 \cdot K \cdot d_k^{-1/3} \cdot \lambda_1^2}{A_1 \cdot A_2 \cdot A_3 \cdot \varphi^{5/9} \cdot \varepsilon_0^{1/3} \cdot \theta} \left[\frac{1}{(a-b)(a-c)} e^{at} + \frac{1}{(b-a)(b-c)} e^{bt} + \frac{1}{(c-a)(c-b)} e^{ct} \right]; \quad (2.48)$$

✓ для камеры верхнего слива:

$$C(d_k) = \frac{0,0455 \cdot K \cdot d_k^{-1/3} \cdot \lambda_2^2}{A_1 \cdot A_2 \cdot A_3 \cdot \varphi^{5/9} \cdot \varepsilon_0^{1/3} \cdot \theta} \left[\frac{1}{(a-b)(a-c)} e^{at} + \frac{1}{(b-a)(b-c)} e^{bt} + \frac{1}{(c-a)(c-b)} e^{ct} \right]; \quad (2.49)$$

✓ для установки БГКО:

$$C(d_k) = \frac{0,0455 \cdot K \cdot d_k^{-1/3}}{A_1 \cdot A_3 \cdot \varphi^{5/9} \cdot \varepsilon_0^{1/3} \cdot \theta} \left\{ \frac{\bar{A}}{\frac{1}{A_4} + a} e^{at} + \frac{\bar{B}}{\frac{1}{A_4} + b} e^{bt} + \frac{\bar{C}}{\frac{1}{A_4} + c} e^{ct} - \left[\frac{\bar{A}}{\frac{1}{A_4} + a} + \frac{\bar{B}}{\frac{1}{A_4} + b} + \frac{\bar{C}}{\frac{1}{A_4} + c} \right] e^{-\tau \frac{1}{A_4}} \right\}. \quad (2.50)$$

В уравнениях τ определяется из уравнения (2.44).

Уравнения (2.48), (2.49), (2.50) являются основой для решения задач укрупнения (коалесценции) капель нефти при инженерных расчетах установок типа БГКО.

2.5. Численное моделирование на ЭВМ коалесценции капель нефти в закрученных потоках установки БГКО

Анализ полученных функций распределения капель нефти по крупности ($C(d_k)$) в зависимости от соотношения объемов гидроциклона и камер нижнего и верхнего сливов, расходов жидкостей, поступающих в эти части установки, и от других параметров выполнен путем численных экспериментов и визуализации полученных при этом результатов. Для этого была составлена программа в пакете «Математика 4.0» [25].

Ниже приводятся результаты расчета функции распределения капель нефти по крупности ($C(d_k)$) в закрученных потоках по схемам «гидроциклон – цилиндрические камеры нижнего слива», «гидроциклон – цилиндрическая камера верхнего слива» при различных значениях давлений и расходов, конструктивных параметров камер слива и относительных объемных концентрациях нефти в НСВ ($\varphi=0,00005-0,0005$).

Результаты расчетов

Нижний слив $P = 4$

Значения $C(d_k)$ при $L = 2$, $\theta_c = 0.0002$

P	A ₁	A ₂	A ₃	λ_1	λ_2
1	0.435	6.840	2.920	0.620	0.378
2	0.316	5.180	1.950	0.680	0.336
3	0.574	5.020	1.150	0.687	0.312
4	1.177	1.855	1.570	0.525	0.475
5	0.212	3.790	0.940	0.700	0.303

d_k (см)	$\varphi=0.00005$	$\varphi=0.0001$	$\varphi=0.0002$	$\varphi=0.0005$
0.001	-1.58×10^{11}	-1.07×10^{11}	-7.3×10^{12}	-4.39×10^{12}
0.002	2.38×10^3	1730	989	365
0.003	930	1.18×10^3	1.02×10^3	554
0.004	312	632	764	565
0.005	105	323	525	509
0.006	36.9	166	352	435
0.007	13.4	86	234	362
0.008	5.03	45.3	156	298
0.009	1.95	24.3	105	243
0.01	0.781	13.2	70.8	198
0.011	0.32	7.31	48.1	162
0.012	0.135	4.1	32.9	132
0.013	0.0579	2.33	22.7	107
0.014	0.0254	1.34	15.7	87.8
0.015	0.0113	0.777	11	71.9
0.016	0.00514	0.457	7.72	48.9
0.017	0.00237	0.271	5.45	48.4
0.018	0.00111	0.162	3.87	39.9
0.019	0.000526	0.0979	2.76	32.9
0.02	0.000253	0.0596	1.98	27.2

Задать физические исходные данные:

$$\theta_c = 0.0002$$

$$V_0 = 910$$

$$\varepsilon_0 = 3.94 \cdot 10^5$$

$$\varepsilon_{03} = \varepsilon_0^{1/3}$$

$$d_{k0} = 0.001$$

$$\varphi = 0.0001$$

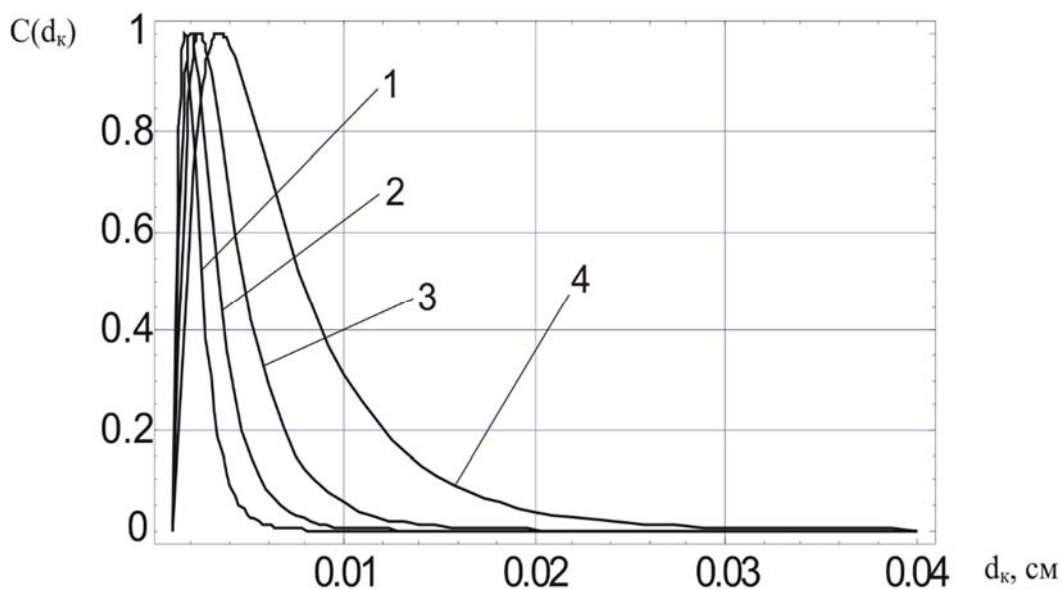


Рис. 2.11. Графики теоретических функций распределения $C(d_k) = f(d_k)$ для камеры нижнего слива гидроциклона для $p_{вх}=0,4$ МПа, $\Delta p=0,2$ МПа: 1 – при $\varphi=0,00005$; 2 – при $\varphi=0,0001$; 3 – при $\varphi=0,0002$; 4 – при $\varphi=0,0005$

Результаты расчетов

Верхний слив $P = 4$

Значения $C(d_k)$ при $L = 2$, $\theta = 0.0002$

P	A_1	A_2	A_3	λ_1	λ_2
1	0.435	6.84	2.92	0.62	0.378
2	0.316	5.18	1.95	0.68	0.336
3	0.274	5.02	1.15	0.687	0.312
4	1.31	2.42	1.75	0.525	0.475
5	0.212	3.79	0.94	0.7	0.303

θ_c	V0	ε	d_{k0}	i_{max}	dd_k
0.0002	910	290000	0.001	20	0.001

$$A_1 = 1,308 \quad A_2 = 2.417 \quad A_3 = 1.745 \quad \lambda_1 = 0.525 \quad \lambda_2 = 0.475$$

d_k (см)	$\varphi=0.00005$	$\varphi=0.0001$	$\varphi=0.0002$	$\varphi=0.0005$
0.001	0	0	0	0
0.002	2270	1.58×10^3	882	319
0.003	997	1.16×10^3	956	497
0.004	376	669	747	519
0.005	143	368	537	479
0.006	56.3	203	376	419
0.007	23	113	261	357
0.008	9.68	63.8	182	300
0.009	4.21	36.6	127	251
0.01	1.89	21.4	89.6	209
0.011	0.865	12.6	63.5	174

0.012	0.406	7.58	45.3	145
0.013	0.195	4.6	32.5	121
0.014	0.0952	2.83	23.5	101
0.015	0.0473	1.76	17.1	84.2
0.016	0.0239	1.1	12.5	70.5
0.017	0.0122	0.697	9.16	59.2
0.018	0.00635	0.446	6.76	49.7
0.019	0.00334	0.287	5.02	41.9
0.02	0.00177	0.186	3.74	35.3

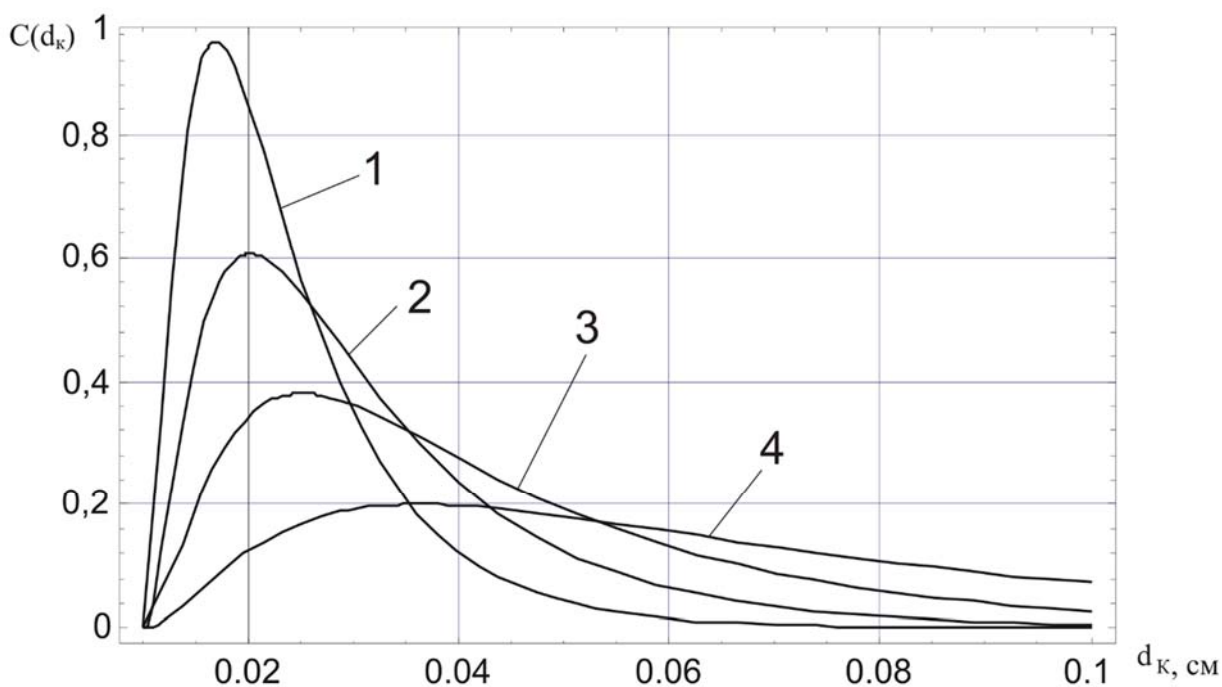


Рис. 2.12. Графики теоретических функций $C(d_k) = f(d_k)$ для камеры верхнего слива гидроциклона для $p_{вх}=0,4$ МПа; $\Delta p=0,2$ МПа: 1 — при $\varphi=0,00005$; 2 — при $\varphi=0,0001$; 3 — при $\varphi=0,0002$; 4 — при $\varphi=0,0005$

Анализ теоретических кривых распределения капель нефти в закрученных потоках сливов гидроциклона по вышеприведенным схемам показал относительно низкую степень асимметрии функций $C(d_k)$ с высоким пиком; в полости рассмотренных аппаратов основная масса капель нефти движется равномерно распределенной по живому сечению закрученного потока жидкости; в аппаратах возможно интенсивное укрупнение капель нефти ($d_0=0,001$ см до $d_k=0,003-0,004$ см и выше), в аппаратах устанавливаются относительно благоприятные условия для процессов коалесценции капель нефти и дальнейшей очистки НСВ.

Выводы

1. Теоретическими исследованиями показана возможность более полного использования закрученных потоков в цилиндрических сливных камерах гидроциклона для интенсификации процесса очистки НСВ.

2. Разработана физическая модель закрученных потоков на сливах гидроциклона, учитывающая все основные факторы, определяющие эффективность коалесценции нефтяных капель.

3. Предложена новая технология очистки НСВ с использованием гидродинамических эффектов закрученных потоков на сливах гидроциклона, реализованная в новой установке БГКО (блок гидроциклон – цилиндрические камеры нижнего и верхнего сливов гидроциклона – отстойник).

4. Разработаны математические модели функций распределения времени и коалесценции капель нефти по схемам: гидроциклон – камеры нижнего слива, гидроциклон – камеры верхнего слива и в целом для БГКО.

Данные математические модели могут быть применены для создания оптимальных режимов работы гидродинамических каплеобразователей на основе использования закрученных потоков.

3. ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПРОЦЕССОВ ГИДРОДИНАМИКИ, КОАЛЕСЦЕНЦИИ КАПЕЛЬ НЕФТИ И ОЧИСТКИ НЕФТЕПРОМЫСЛОВЫХ СТОЧНЫХ ВОД НА УСТАНОВКЕ БГКО

3.1. Принципы моделирования БГКО

Основной задачей моделирования установки (аппарата) БГКО являлось максимальное приближение технологических, геометрических, гидродинамических, физико-химических параметров и условий модели и натурального объекта с учетом возможности технического осуществления эксперимента [7].

В соответствии с задачами настоящих исследований для увеличения времени гидродинамической обработки НСВ в закрученном поле массовых сил были разработаны различные технологические схемы, включающие гидроциклон и цилиндрические камеры на верхнем и нижнем сливах гидроциклона (см. рис. 2.4 а, б, в, г, д), и принципиальная конструкция гидроциклонной установки типа БГКО (см. рис. 2.6). В исследованиях были приняты схема гидроциклон – цилиндрические камеры верхнего и нижнего сливов – отстойник, а также напорный двухпродуктовый конический гидроциклон диаметром 75 мм, рекомендованный и применяемый в составе промышленных установок типа БГО [14, 15, 18, 28, 90]. При этом масштабы линейных и угловых размеров гидроциклона в модели и в натуральных условиях приняты равными 1:1. Конструктивные параметры этого гидроциклона даны и составляли: $D = 75$ мм, $d_{вх.} = 15$ мм, $d_{в.сл.} = 20$ мм, $d_{н.сл.} = 18$ мм, $\alpha = 5^{\circ}$, $h_{ц} = 48$ мм, $H_{ц} = 15$ мм. Гидроциклон дополнительно был скомплектован насадками верхнего слива диаметрами 21; 22; 26 и 32 мм и нижнего слива диаметрами 19, 21, 24, 30 мм.

На верхнем и нижнем сливах гидроциклона были предусмотрены цилиндрические камеры диаметрами 50, 80, 100 мм и стандартной длиной от 1 м до 3 м для каждого диаметра (всего девять камер). Длина камер должна была обеспечивать структуру, свободное распространение и дальнобойность закрученных потоков, вытекающих из сливов гидроциклона, их свободный переход в осевое потенциальное течение, исключать влияние разрушающих частицы нефти сил давления (прижатия) капель нефти на плоскую торцевую стенку.

В исследованиях было предусмотрено поддержание давления на входе в гидроциклон в рекомендуемых пределах $(4-5) \cdot 10^5$ Па, а противодействие на выходах (концах) камер верхнего и нижнего сливов $\approx 2 \cdot 10^5$ Па [15, 28]; геометрические и технологические параметры следует определять по соотношениям, приведенным в подразд. 1.4, и по методике, изложенной в работе [15], исходя из заданной производительности и создания режима движения НСВ в полости гидроциклона, характеризующегося числами

Рейнольдса порядка 30000-40000, а также обеспечения максимальной дальнобойности закрученных потоков на сливах [15, 18].

Расчеты показали, при принятых параметрах гидроциклона диаметром 75 мм, производительности установок БГКО, равной 3000 м³/сут, течение жидкости в камерах нижнего и верхнего сливов происходит в автомодельной области при $Re > 10000$ [7].

Как было указано ранее (см. подразд. 1.3), в работе отстойника в составе БГО, БГКО имеются существенные особенности, заключающиеся в том, что разделение эмульсии в полости отстойника происходит в зоне турбулентного перемешивания, при всплывании достаточно укрупнившихся в результате коалесценции капель нефти, переходе их в подвижный сплошной слой нефти. Коалесценция в процессе разрушения (разделения, очистки) НСВ в установке типа БГО, БГКО совершенно необходима для получения высокого эффекта очистки.

С учетом установленных в ходе исследований обстоятельств в модели и натурном аппарате принято одинаковое время пребывания жидкости в зоне разделения (очистки) при турбулентном перемешивании – 5-10 мин, при высоте модели 1250 мм, диаметре 800 мм и объеме 0,63 м³.

В современных отстойных аппаратах, сконструированных на базе указанных выше емкостей БГО, получили распространение трубчатые распределители, расположенные по сечению аппарата. Методика расчета таких распределительных устройств достаточно полно изложена в литературе [33, 36, 40, 48, 53].

Модель отстойника была снабжена горизонтально расположенными в верхней зоне турбулентного перемешивания перфорированными трубчатыми распределителями нижнего и верхнего сливов с отверстиями с верхней стороны, которые размещены в шахматном порядке под углом 45° к вертикальной оси трубчатого распределителя, при этом распределитель нижнего слива находится над распределителем верхнего слива. Суммарная площадь отверстий на распределителях определялась при диаметре отверстий 10 мм и коэффициенте перфорации, равном 1,5 [7, 32, 33, 36, 40], при этом скорость истечения НСВ из отверстий составляла 0,665 м/с, что обеспечивало необходимую дальнобойность струй в зоне турбулентного перемешивания.

Модель отстойника была оборудована также перфорированным трубчатым коллектором для сбора и отвода очищенной воды, расположенным на расстоянии 200 мм от дна модели. Суммарная площадь отверстий определялась при диаметре отверстий 20 мм и коэффициенте перфорации, равном 0,7 [7, 32, 33, 40], при этом скорость в отверстиях составила 1,2 м/с, в коллекторе – не более 1,5 м/с, что в пределах рекомендаций [32, 33, 36, 40]. Отверстия в коллекторе были расположены в шахматном порядке и направлены вверх под углом 45° к вертикали. Масштаб линейных и угловых размеров распределительных и сборных устройств в модели и в натуральных условиях был принят равным 1:1.

Таким образом, моделирование БГКО было проведено с соблюдением следующих условий: масштаб характерных линейных и угловых размеров модели и натурального БГКО был равен 1:1; продолжительность процессов гидродинамической обработки НСВ, коалесценции капель нефти и очистки НСВ в модели и натурном БГКО были одинаковыми; модель и натуральный объект имели одинаковую геометрическую форму; в модели и натурном объекте одинаковая структура потоков; в модели и натурном объекте использована одна и та же жидкость (в т.ч. реальная НСВ) с практически неизменными физико-химическими свойствами. Для моделирования двухчасового отстаивания пробы предварительно осветленной воды из отстаивника отбирались в мерные цилиндры вместимостью 1 л.

3.2. Визуализация течения закрученных потоков в цилиндрических камерах на сливах гидроциклона, измерения давлений и расходов

Для изучения характеристик закрученных потоков, распространяющихся в цилиндрических камерах сливов гидроциклона, были проведены экспериментальные исследования с их визуализацией [100] на созданной нами установке (рис. 3.1), состоящей из гидроциклона 1 диаметром 75 мм, центробежного насоса 2, емкости исходной воды 3, стеклянных цилиндрических камер верхнего слива 4 и нижнего слива 5, образцовых манометров 6 типа МО модели 11202 с верхним пределом измерения 10 кгс/см², класс точности 0,4, источника подсветки 7. Камеры 4 и 5 по всей длине снабжены съёмными прозрачными продольными миллиметровыми линейками 8 и 9; установка снабжена также запорно-регулирующими задвижками 10, 11, 12, 13.

Цели исследований состояли:

1. В установлении количественной взаимосвязи между статическим давлением $P_{ст}$ на входе в гидроциклон и расходом воды Q_0 на входе в гидроциклон, а также расходами воды из верхнего $Q_в$ и нижнего $Q_н$ сливов гидроциклона.

2. В установлении количественных взаимосвязей между статическим давлением $P_{ст}$ и следующими параметрами закрученных струй:

а) длиной струи до сечения, в котором закрученный поток достигает стенок цилиндрических камер: $l_н, l_в$ (область расширения закрученной струи);

б) длиной действия закрученной струи $L_н, L_в$ (область стабильного закрученного течения и затухания закрученного течения);

в) статическим давлением в конце цилиндрических камер $P_н$ и $P_в$.

Эти взаимосвязи определялись для диаметров камер сливов $D_н=D_в$ 50 мм, 80 мм, 100 мм при длине цилиндрических камер нижнего и верхнего сливов гидроциклона от 0,5 до 3 м.

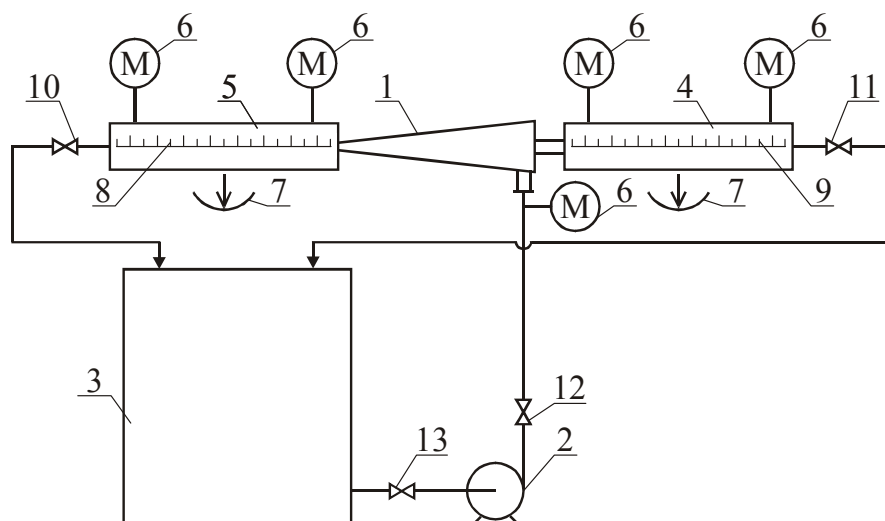


Рис. 3.1. Схема лабораторной установки для измерения давлений, расходов и визуальных наблюдений:

1 – гидроциклон; 2 – центробежный насос; 3 – емкости исходной воды; 4, 5 – цилиндрические камеры верхнего и нижнего сливов; 6 – манометры; 7 – источник подсветки; 8, 9 – миллиметровые линейки; 10, 11, 12, 13 – задвижки

Как показано в подразд. 2.1, важнейшей характеристикой закрученного потока является универсальный параметр закрутки Θ , определяемый по формуле (2.2). Для гидроциклона с постоянной циркуляцией скорости универсальный параметр закрутки на входном участке камеры слива будет определяться по формуле

$$\Theta = \frac{K_{II} \cdot K_U \cdot v_{вх} \cdot D_{ц}}{D_0 \cdot v_0}, \quad (3.1)$$

где K_U – коэффициент скорости, $K_U = 0,78 - 0,8$ [90]; K_{II} – коэффициент распределения потока обрабатываемой НСВ по камерам слива: $K_{II} = 0,55 - 0,6$ – для нижнего слива, $K_{II} = 0,4 - 0,45$ – для верхнего слива; $v_{вх}$ – скорость входа потока НСВ в гидроциклон, м/с; $D_{ц}$ и D_0 – диаметры соответственно гидроциклона и сливной камеры; v_0 – средняя продольная скорость движения потока в сливной камере, м/с.

В экспериментах на опытной установке параметр закрутки на входе в сливные камеры изменялся в пределах $\Theta = 13,2 - 27,0$.

Опыты проводились в следующей последовательности (см. рис. 3.1):

- заполнялась емкость 3 исходной водопроводной водой;
- производилась заливка насоса;
- запускался в работу насос при открытой задвижке 13 на всасывающем трубопроводе насоса и закрытой задвижке 12 на выходе из насоса;
- регулируя задвижками 10, 11, 12, устанавливали заданный режим работы установки по расходу и давлению воды;
- для стабилизации созданного режима установка работала в течение не менее 10 минут;

– при достижении стабильного режима по расходу и давлению воды на входе в гидроциклон производились замеры:

а) наполнения в цилиндрических камерах H/d (H – высота воды в камере, d – диаметр камеры);

б) расхода воды на выходах из цилиндрических камер нижнего и верхнего сливов;

в) давления на входе в гидроциклон, в начальных и конечных сечениях камер;

г) длины закрученного потока в цилиндрических камерах.

Замеры наполнения и длины закрученного потока производились с помощью мерной линейки, давления – с помощью образцовых манометров, расхода – объемным методом, температура воды – ртутным термометром (ГОСТ 823–73). Результаты опытов при камерах диаметром 100 мм представлены на рис. 3.2.

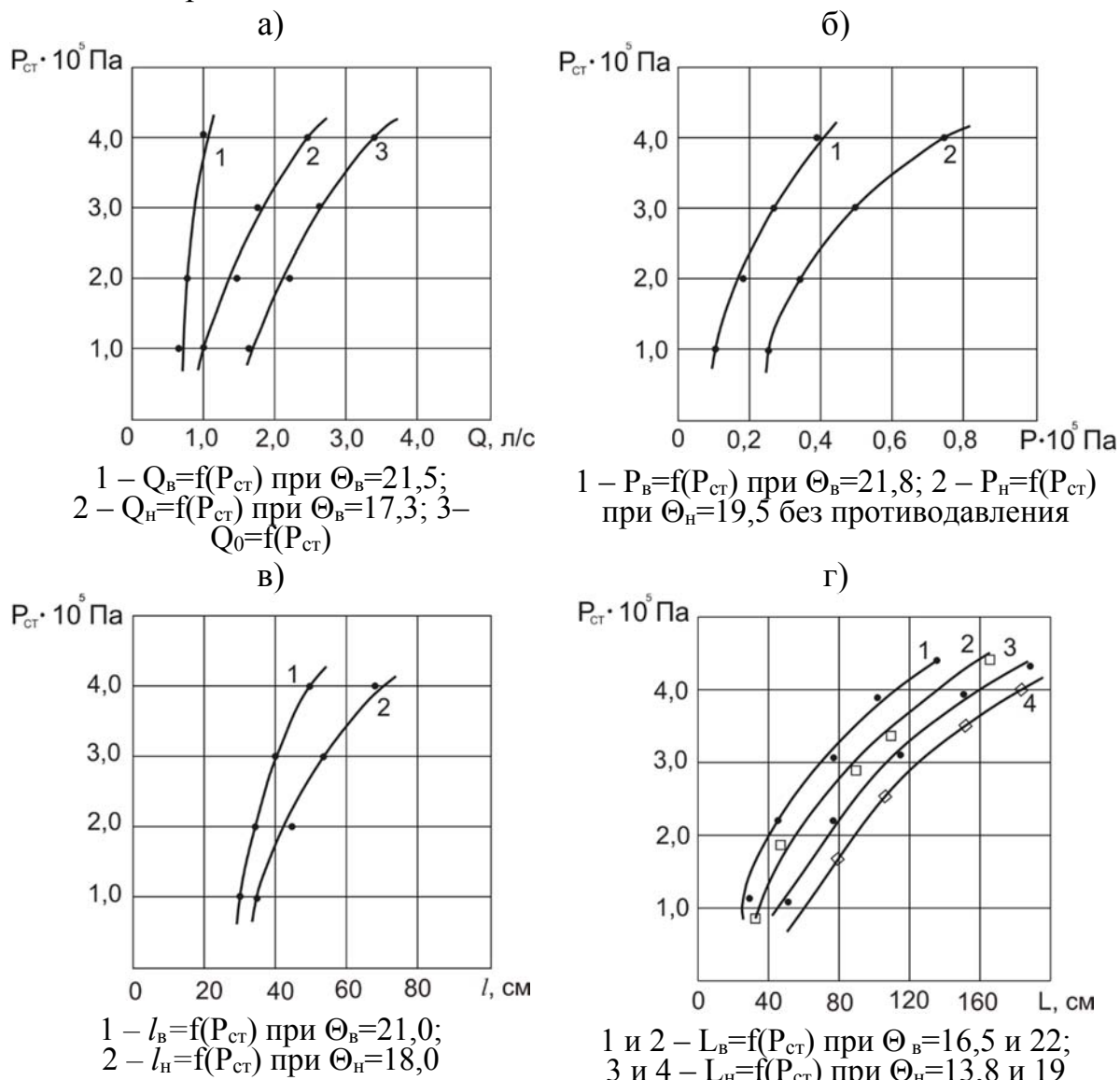


Рис. 3.2. Параметры закрученных струй на сливах гидроциклона $D_H=D_B=100 \text{ мм}$

Анализ полученных данных показал, что с повышением статического давления на входе в гидроциклон $P_{ст}$ возрастают расходы Q_0 , Q_H и Q_B , а также давления P_H и P_B , но интенсивность увеличения Q_H и P_H больше, чем Q_B и P_B .

С ростом $P_{ст}$, Θ_B и Θ_H величины l_H и L_H , а также l_B и L_B увеличиваются, но изменение l_H и L_H происходит более интенсивно, чем l_B и L_B . Количественная оценка результатов исследования показала, что повышение статического давления воды на входе в гидроциклон $P_{ст}$ в большей степени влияет на рост параметров нижнего слива гидроциклона.

Эксперименты показали, что разность статических давлений в начале и в конце цилиндрических камер ($P_{вх} - P_{вых}$) вне зависимости от диаметра камер с увеличением давления на входе в гидроциклон всегда возрастает.

Опыты по визуализации структуры потока на сливах гидроциклона позволили выявить основные закономерности распространения закрученных струй в камерах в зависимости от величины статического давления на входе в гидроциклон.

3.3. Описание экспериментальной установки очистки НСВ, оборудование и приборы для исследований

Для проверки и подтверждения результатов теоретических исследований процессов гидродинамики, коалесценции капель нефти и кинетики отстаивания НСВ разработана, изготовлена и смонтирована экспериментальная установка (рис. 3.3), которая состояла из следующих узлов: гидроциклона 1, цилиндрической камеры нижнего слива 2, цилиндрической камеры верхнего слива 3, емкости исходной воды 4, центробежного насоса 5, отстойника 6, дозирующего устройства 7, узла дисперсного анализа, состоящего из водяной бани 8, цилиндров Спильнера 9 и термостата 10, контрольно-измерительных приборов, запорно-регулирующей арматуры [6].

Гидроциклон диаметром 75 мм в комплекте с насадками представлял собой стальной трубопровод заводского изготовления, внутренняя поверхность была покрыта эпоксидной смолой; геометрические размеры гидроциклона приведены в подразд. 3.1. Цилиндрические камеры (каплеобразователи) 2 и 3 (рис. 3.3) были изготовлены из стальных бесшовных труб по ГОСТ 8732–78 диаметром 50, 80 и 100 мм, длиной от 1 до 3 м, внутренняя поверхность покрывалась эпоксидной смолой.

На концах камер (рис. 3.4) были установлены фланцы 2 и фланцевые заглушки 3, 4 с патрубком 5. Камеры оборудовались пробоотборниками (см. рис. 3.3) П-2, П-3, П-4, П-5, П-6, П-7, П-8 диаметром 15 мм, установленными на расстоянии 70 мм от начала и конца каплеобразователей и на расстоянии 1000 мм от их начала. Камеры также были оборудованы манометрами 11 (см. рис. 3.3), расположенными на расстоянии 200 мм от начала и конца камер.

Емкость исходной воды 4 размерами 1040×1020×800 мм, внутренняя поверхность покрывалась эпоксидной смолой, была оборудована ТЭНом 25, служила для накопления необходимого количества воды при опытах (см. рис. 3.3).

Центробежный насос 5 имел производительность до 10 м³/ч, напор до 0,6 МПа, при числе оборотов в минуту 2500. На напорном трубопроводе насоса 5 был установлен образцовый манометр 11. На всасывающем трубопроводе насоса 5 расположено устройство для дозирования 7 через вентиль 22. Дозирующее устройство 7 представляет собой градуированный по объему (в миллиметрах) прозрачный сосуд высотой 250 мм, диаметром 100 мм, вместимостью не менее 1 литра, служит для дозированного ввода раствора (импульсного ввода индикатора) или нефти в исходную воду, подаваемую насосами 5 из емкости 4 в гидроциклон 1. Насос выполнял также функцию диспергатора нефти в воде.

Отстойник 6 напорный, герметизированный (см. рис. 3.3), изготавливался из стальной трубы по ГОСТ 10706–76 диаметром 800 мм, высотой 1250 мм, внутренняя поверхность покрыта эпоксидной смолой. Отстойник оборудован двумя люками диаметром 150 мм для профилактического осмотра и обслуживания внутренних коммуникаций и его полости; манометром 11; трубчатыми перфорированными распределителями потоков из нижнего слива 12 и из верхнего слива 13; трубчатым перфорированным устройством 14 для сбора воды; патрубками диаметром 25 мм для удаления воздуха и уловленной нефти 15; мерным стеклом 16 с миллиметровой градуировкой по высоте и с вентилем 21; водоотводящими трубопроводами 17 с задвижками 5', 6' и с пробоотборником П-10; трубопроводом с вентилем 20 для опорожнения отстойника.

Водяные бани соединены с термостатом 10 – водонагревателем типа «Polaris Gamma-5» напряжением 220 В, мощностью 5 кВт, расчетной производительностью 4 л/мин при температуре воды на входе 20 °С, на выходе 40 °С, габаритные размеры 160×290×100 мм.

Водяные бани 8 изготовлены из листовой стали, размерами каждая 650×210×580 мм с подающими снизу 18 (диаметром 15 мм) и отводящими сверху 19 (диаметром 20 мм) патрубками. Водяные бани покрыты эпоксидной смолой изнутри и снаружи. Цилиндры Спильнера изготовлены из стекла диаметром 45 мм и высотой 460 мм [35]. Общий вид установки, а также общие виды сливных камер гидроциклона и насадок показаны на рис. 3.5 и 3.6.

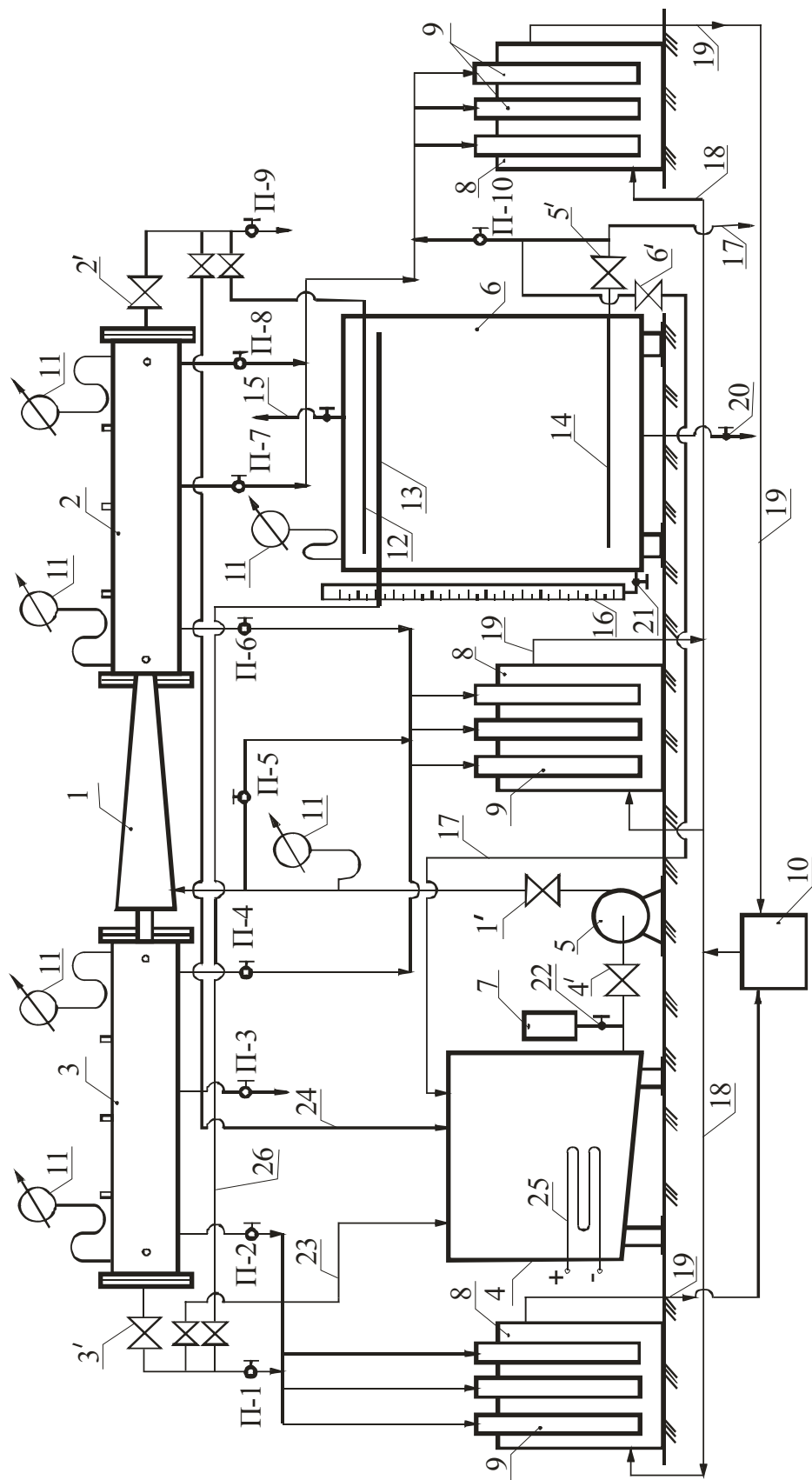


Рис. 3.3. Принципиальная схема экспериментальной установки:

1 – гидроциклон; 2 – цилиндрическая камера нижнего слива; 3 – цилиндрическая камера верхнего слива; 4 – емкость исходной воды; 5 – центробежный насос; 6 – отстойник; 7 – дозирующее устройство; 8 – водяная баня; 9 – цилиндры Спильнера; 10 термостат; 11 – манометр; 12, 13 – распределители потоков воздуха и нефти; 14 – устройство для сбора воды; 15 – патрубок для удаления воздуха и нефти; 16 – мерное стекло; 17 – водоотводящий трубопровод; 18, 19 – подающий и отводящий патрубki; 20, 21, 22 – вентили; 23, 24 – трубопроводы опорования ГКС; 25 – электронагреватель; 26, 27 – трубопроводы подачи обработанной НСВ в отстойник 1', 2', 3', 4', 5', 6' – задвижки

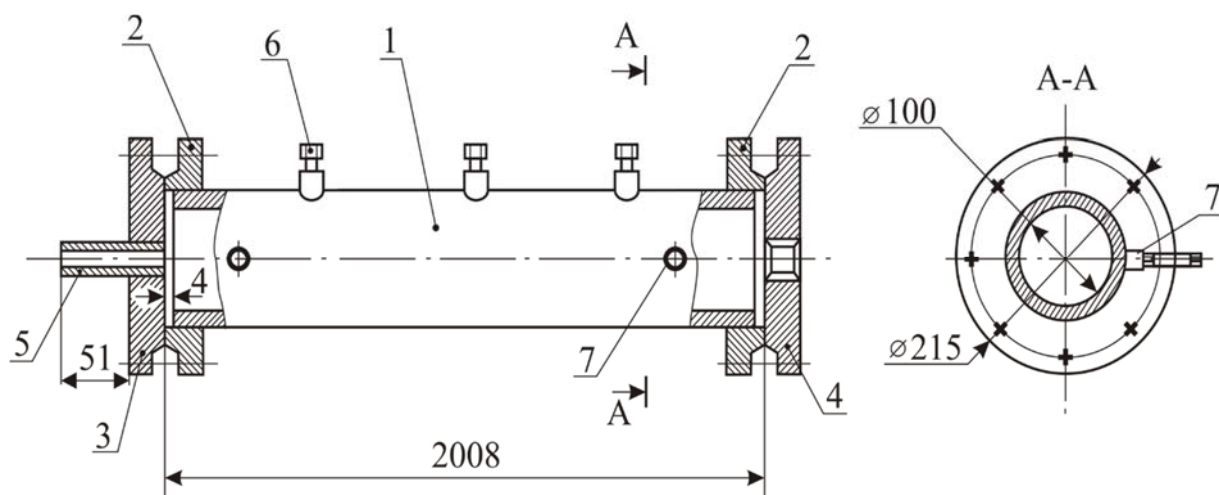


Рис. 3.4. Конструкция камер верхнего и нижнего сливов гидроциклона $d_y=100$ мм:
 1 – корпус, 2 – фланец, 3, 4 – фланцевые заглушки, 5 – патрубок,
 6, 7 – штуцера для присоединения манометров, пробоотборников



Рис. 3.5. Общий вид экспериментальной установки

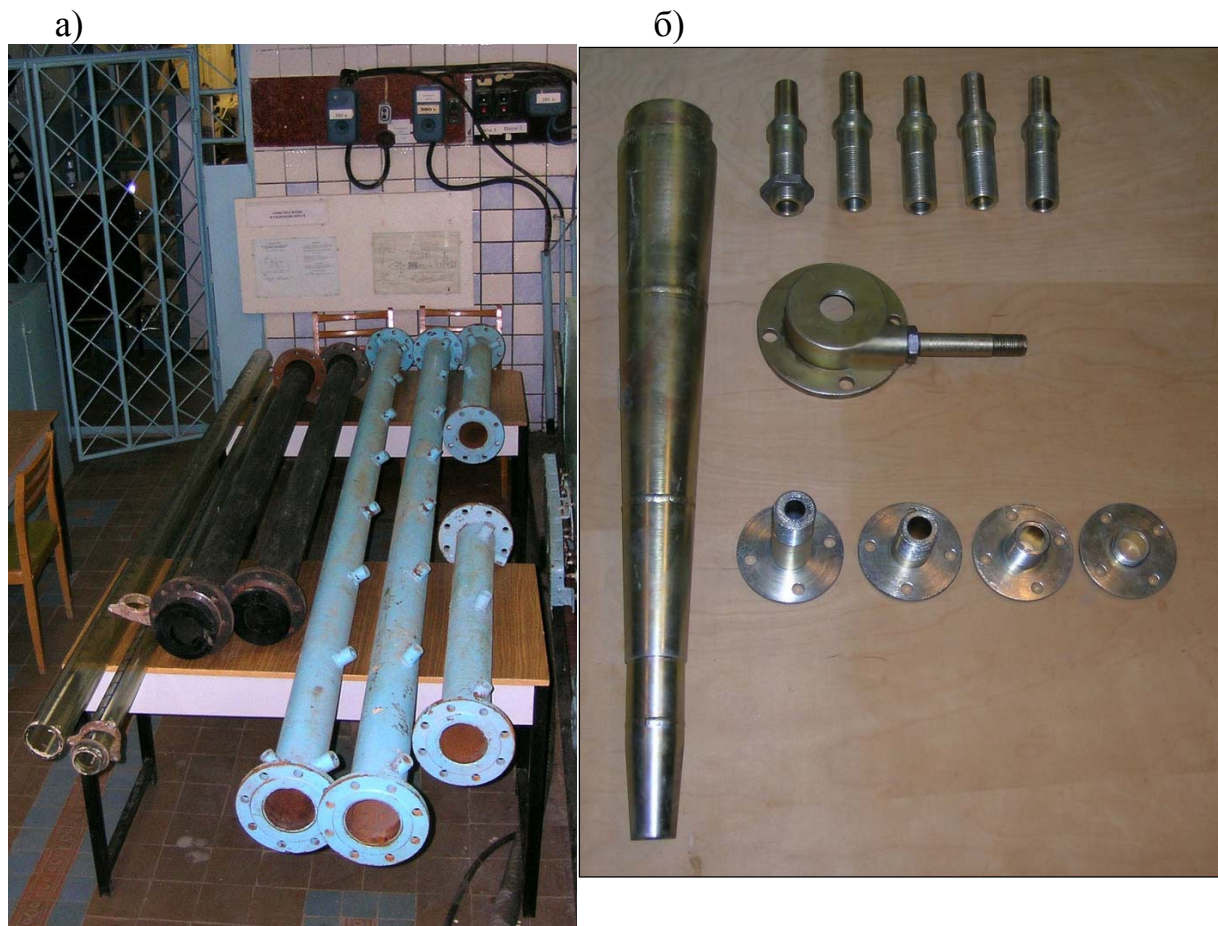


Рис. 3.6. Общие виды:
а – сливных камер; б – гидроциклона и насадок

В процессе исследований для измерения были использованы следующее оборудование и приборы: расход жидкости определялся объемным способом с помощью мерных цилиндров (ГОСТ 17770–74) и секундомера СОП ПР-2а-3-000 «Агат» 4282 (ГОСТ 5079) с погрешностью хода $\pm 0,4$ с. При измерении расхода жидкости делалось не менее трех замеров. Общий расход жидкости через гидроциклон – камеры сливов – отстойник определялся как сумма расходов камер нижнего и верхнего сливов и проверялся на выходе из отстойника.

Измерение давления на входе в гидроциклон, на выходе сливов гидроциклона (т.е. в начале камер сливов), на выходе камер верхнего и нижнего сливов, в отстойнике осуществлялось образцовыми манометрами типа МО модели 11202 с верхним пределом измерения 1,0 МПа (10 кгс/см^2), класс точности 0,4.

Температура жидкости измерялась ртутным термометром (ГОСТ 823–73) с ценой деления $0,1 \text{ }^\circ\text{C}$. Плотность воды и нефти измерялась с помощью набора ареометров АОН-1 (ГОСТ 18481–81) с ценой деления $0,001 \text{ г/см}^3$. Вязкость воды и нефти определялась по ГОСТ 33–66 капиллярными

вискозиметрами (ГОСТ 10028–81). Поверхностное натяжение – с помощью прибора Ребиндера с точностью $0,1 \div 0,5$ %.

В экспериментах по исследованию процессов гидродинамики модели установки БГКО при различных схемах и режимах ее работы в качестве индикатора использовался химически чистый хлористый натрий (NaCl). Концентрация индикатора в воде определялась с помощью кондуктометра (концентратометра) типа АНИОН 4120 (сертификат Госстандарта RU.C.31.060.A9490, регистрационный №20802-01. Паспорт. Новосибирск, 2002 г.), изготовленного научно-производственным предприятием «Инфраспек-Аналит». Прибор совместно с входящим в его состав датчиком комбинированным выносным ДКВ-1 обеспечивал измерение значений удельной электрической проводимости (УЭП) в пределах от 0,001 до 100 мОм/см с погрешностью $\pm 2,0$ %, а также степени минерализации растворов в пересчете на хлористый натрий в пределах от 1 мг/л до 20 г/л с погрешностью ± 5 %.

В экспериментах по исследованию процессов коалесценции капель нефти и очистки НСВ определение содержания нефтепродуктов в воде производилось путем экстрагирования нефтепродуктов растворителем (четырёххлористый углерод) и с использованием прибора «Концентратомер нефтепродуктов в четырёххлористом углероде ИКН-025» (паспорт, техническое описание и руководство по эксплуатации КДЮШ 414213.004 ПС. Санкт-Петербург, 2000. – 13 с.). Предел абсолютной погрешности измерения $\pm(1,0+0,02 \times C)$ мг/дм³, где C – текущее значение измерений концентрации.

3.4. Исследование структуры потоков по схемам гидроциклон – камеры сливов и БГКО

Исследования [2-5] процессов гидродинамики установки БГКО проводились по методике, применяемой для изучения структуры потока в аппаратах [42, 117]. Методика заключалась в исследовании распределения жидкости по времени пребывания в аппарате с помощью импульсного ввода индикатора.

В соответствии с теоретическими исследованиями процессов гидродинамики БГКО (см. подразд. 2.3) экспериментальные исследования проводились по схемам (см. рис. 3.3):

а) емкость исходной воды 4 – центробежный насос 5 – гидроциклон 1 – цилиндрическая камера нижнего слива 2;

б) емкость исходной воды 4 – центробежный насос 5 – гидроциклон 1 – цилиндрическая камера верхнего слива 3;

в) емкость исходной воды 4 – центробежный насос 5 – гидроциклон 1 – цилиндрические камеры нижнего 2 и верхнего 3 сливов – отстойник 6.

Перед проведением опытов система заполнялась пресной водой, при этом открывались задвижки 1', 2', 3', 4' (см. рис. 3.3), затем включался в работу центробежный насос 5, и система вводилась в режим циркуляции по указанным выше схемам. Продолжительность работы системы в этом режиме определялась продолжительностью 8-10-кратного обмена суммарного объема гидроциклона и цилиндрических камер нижнего 2 и верхнего 3 сливов. После этого система вводилась в соответствующий режим работы: задвижкой 1' устанавливался расход воды, при этом давление на входе в гидроциклон 1 фиксировалось манометром 10.

Навеска NaCl растворялась в 500 миллилитрах воды и тщательно перемешивалась до получения насыщенного раствора. Полученный раствор индикатора заливался в дозирующую емкость 7. Ввод индикатора в систему производился импульсным методом, сущность которого заключалась в том, что в момент времени $\tau = 0$ во всасывающую линию насоса 5 быстро вводилась доза NaCl. Для этого открывался шаровой кран 22, и под действием вакуума на участке трубопровода перед насосом 5 происходило мгновенное опорожнение дозирующей емкости 7 до заданной нижней отметки. Продолжительность процесса ввода индикатора практически не превышала 2 секунд, в то время как продолжительность пребывания жидкости в системе составляла десятки секунд.

Отбор проб воды из патрубков П-2, П-8, установленных в конце цилиндрических камер 2 и 3, производился с момента ввода индикатора с интервалом в 1 секунду из патрубка, установленного в нижней части отстойника, через 20 секунд. Концентрация индикатора в пробах воды фиксировалась с помощью концентромера ИКН-025.

В результате экспериментальных исследований, проведенных для величин давления $P = 0,3$ МПа и $0,4$ Мпа, на входе в гидроциклон были получены опытные точки дифференциальных функций $\bar{C}(\tau)$ распределения времени пребывания жидкости на выходе из цилиндрических камер нижнего и верхнего сливов гидроциклона. На рис. 3.7-3.10 представлены графики функций $\bar{C}(\tau) = f(\tau)$, на которых сплошной линией показаны кривые, построенные по уравнениям (2.13), (2.17), и нанесены опытные точки. Анализ экспериментальных данных показал, что с увеличением статического давления на входе в гидроциклон (с увеличением расхода) время пребывания жидкости в системах гидроциклон – цилиндрические камеры верхнего и нижнего сливов уменьшается, при этом максимум кривых $\bar{C}(\tau) = f(\tau)$ смещается в сторону оси ординат.

В результате экспериментальных исследований, проведенных для величины давления на входе в гидроциклон $0,4$ МПа с противодействием $0,2$ Мпа, были получены опытные точки дифференциальных функций $\bar{C}(\tau)$ распределения жидкости на выходе из цилиндрических камер нижнего и

верхнего сливов гидроциклона (рис. 3.11, 3.12), а также на выходе из нижней части отстойника (рис. 3.13). На рис. 3.11-3.13 представлены графики функций $\bar{C}(\tau)$, на которых сплошной линией показаны кривые, построенные по уравнениям (2.14), (2.18), (2.26), и нанесены опытные точки.

Сопоставление кривых $\bar{C}(\tau)$, полученных при работе гидроциклона со свободным изливом и с подпором, показывает, что в результате перераспределения расходов в нижнем и верхнем сливах гидроциклона в последнем случае имеет место увеличение среднего времени пребывания жидкости и продолжительности процесса τ .

НИЖНИЙ СЛИВ $L_{ц.к.} = 2$ м

Давление $P_1 = 0,3$ МПа, $P_2 = P_{ати}$ или $P_{изб.} = 0$.

$q_0 = 2.5$ л/с, $q_1 = 1.7$ л/с, $q_2 = 0.8$ л/с, $a_1 = 0.274$ с, $a_2 = 5.1$ с, $a_3 = 1.055$ с, $\lambda_1 = 0.68$, $\lambda_2 = 0.32$.

tau = 0	c = -3.95392×10^{-16}	tau = 1	c = 0.525816	tau = 2	c = 0.878965
tau = 3	c = 0.992779	tau = 4	c = 0.986282	tau = 5	c = 0.924809
tau = 6	c = 0.841723	tau = 7	c = 0.753637	tau = 8	c = 0.668477
tau = 9	c = 0.589713	tau = 10	c = 0.518557	tau = 11	c = 0.455116
tau = 12	c = 0.398982	tau = 13	c = 0.349534	tau = 14	c = 0.306089
tau = 15	c = 0.267979	tau = 16	c = 0.234579	tau = 17	c = 0.205325
tau = 18	c = 0.179709	tau = 19	c = 0.157284	tau = 20	c = 0.137654
tau = 21	c = 0.120474	tau = 22	c = 0.105436	tau = 23	c = 0.0922756
tau = 24	c = 0.0807574	tau = 25	c = 0.0706769	tau = 26	c = 0.0618546
tau = 27	c = 0.0541336	tau = 28	c = 0.0473763	tau = 29	c = 0.0414625
tau = 30	c = 0.0362868	tau = 31	c = 0.0317573	tau = 32	c = 0.0277931

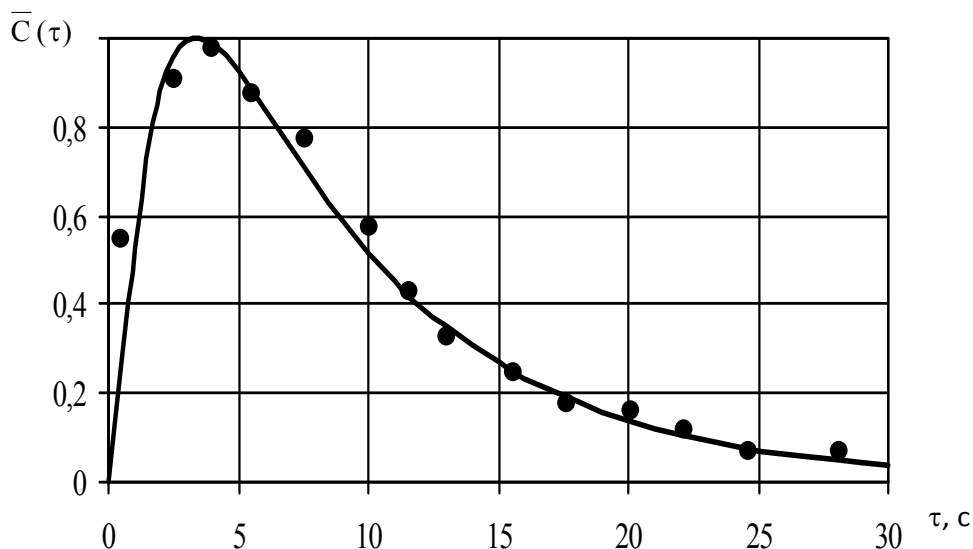


Рис. 3.7. — — — теория;
● — эксперимент

НИЖНИЙ СЛИВ $L_{ц.к} = 2$ м

Давление $P_1 = 0,4$ МПа, $P_2 = P_{ати}$ или $P_{изб.} = 0$.

$q_0 = 2.89$ л/с, $q_1 = 1.97$ л/с, $q_2 = 0.91$ л/с, $a_1 = 0.243$ с, $a_2 = 4.67$ с, $a_3 = 0.782$ с, $\lambda_1 = 0.681661$, $\lambda_2 = 0.314879$.

tau = 0	$c = -2.85559 \times 10^{-16}$	tau = 1	$c = 0.637448$	tau = 2	$c = 0.954621$
tau = 3	$c = 0.996106$	tau = 4	$c = 0.932436$	tau = 5	$c = 0.835752$
tau = 6	$c = 0.734774$	tau = 7	$c = 0.640222$	tau = 8	$c = 0.555463$
tau = 9	$c = 0.48094$	tau = 10	$c = 0.416006$	tau = 11	$c = 0.359667$
tau = 12	$c = 0.310887$	tau = 13	$c = 0.268692$	tau = 14	$c = 0.232212$
tau = 15	$c = 0.20068$	tau = 16	$c = 0.173427$	tau = 17	$c = 0.149874$
tau = 18	$c = 0.12952$	tau = 19	$c = 0.111929$	tau = 20	$c = 0.096728$
tau = 21	$c = 0.0835911$	tau = 22	$c = 0.0722384$	tau = 23	$c = 0.0624275$
tau = 24	$c = 0.053949$	tau = 25	$c = 0.0466221$	tau = 26	$c = 0.0402902$
tau = 27	$c = 0.0348183$	tau = 28	$c = 0.0300895$	tau = 29	$c = 0.026003$
tau = 30	$c = 0.0224714$	tau = 31	$c = 0.0194195$	tau = 32	$c = 0.0167821$

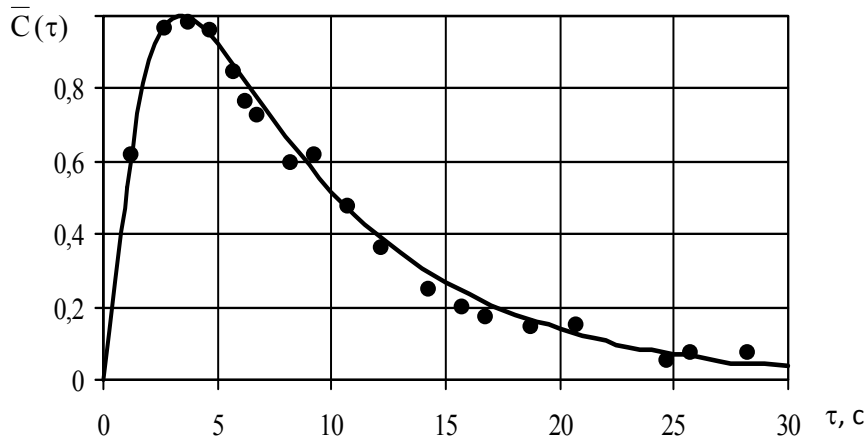


Рис. 3.8. ——— — теория;
● — эксперимент

НИЖНИЙ СЛИВ $L_{ц.к} = 2$ м

Давление $P_1 = 0,3$ МПа, $P_2 = P_{ати}$ или $P_{изб.} = 0$.

$q_0 = 2.5$ л/с, $q_1 = 1.7$ л/с, $q_2 = 0.8$ л/с, $a_1 = 0.274$ с, $a_2 = 5.02$ с, $a_3 = 1.15$ с, $\lambda_1 = 0.68$, $\lambda_2 = 0.32$.

tau = 0	$c = -3.72527 \times 10^{-16}$	tau = 1	$c = 0.50953$	tau = 2	$c = 0.860098$
tau = 3	$c = 0.986789$	tau = 4	$c = 0.992331$	tau = 5	$c = 0.938896$
tau = 6	$c = 0.859965$	tau = 7	$c = 0.773173$	tau = 8	$c = 0.687487$
tau = 9	$c = 0.607182$	tau = 10	$c = 0.53402$	tau = 11	$c = 0.468449$
tau = 12	$c = 0.410255$	tau = 13	$c = 0.35892$	tau = 14	$c = 0.313804$
tau = 15	$c = 0.274245$	tau = 16	$c = 0.239611$	tau = 17	$c = 0.209316$
tau = 18	$c = 0.182832$	tau = 19	$c = 0.159688$	tau = 20	$c = 0.139468$
tau = 21	$c = 0.121806$	tau = 22	$c = 0.106378$	tau = 23	$c = 0.092032$
tau = 24	$c = 0.0811348$	tau = 25	$c = 0.0708568$	tau = 26	$c = 0.0618806$
tau = 27	$c = 0.0540415$	tau = 28	$c = 0.0471954$	tau = 29	$c = 0.0412165$
tau = 30	$c = 0.035995$	tau = 31	$c = 0.0314351$	tau = 32	$c = 0.0274527$

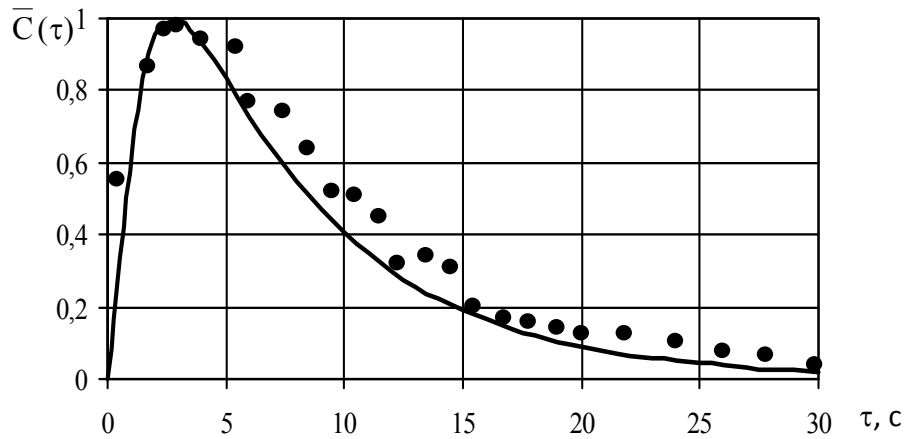


Рис. 3.9. ——— – теория;
● – эксперимент

ВЕРХНИЙ СЛИВ $L_{ц.к.} = 2$ м

Давление $P_1 = 0,4$ МПа, $P_2 = P_{ати}$ или $P_{изб.} = 0$.

$q_0 = 2.89$ л/с, $q_1 = 2.01$ л/с, $q_2 = 0.88$ л/с, $a_1 = 0.243$ с, $a_2 = 4.6$ с, $a_3 = 0.815$ с,
 $\lambda_1 = 0.695502$, $\lambda_2 = 0.304498$.

tau = 0	$c = -2.84266 \times 10^{-16}$	tau = 1	$c = 0.635669$	tau = 2	$c = 0.954077$
tau = 3	$c = 0.996063$	tau = 4	$c = 0.931244$	tau = 5	$c = 0.832498$
tau = 6	$c = 0.729281$	tau = 7	$c = 0.632741$	tau = 8	$c = 0.546422$
tau = 9	$c = 0.470799$	tau = 10	$c = 0.405184$	tau = 11	$c = 0.348519$
tau = 12	$c = 0.299696$	tau = 13	$c = 0.257677$	tau = 14	$c = 0.221534$
tau = 15	$c = 0.190454$	tau = 16	$c = 0.163732$	tau = 17	$c = 0.140759$
tau = 18	$c = 0.121008$	tau = 19	$c = 0.104028$	tau = 20	$c = 0.0894308$
tau = 21	$c = 0.0768818$	tau = 22	$c = 0.0660937$	tau = 23	$c = 0.0568194$
tau = 24	$c = 0.0488464$	tau = 25	$c = 0.0419923$	tau = 26	$c = 0.0360999$
tau = 27	$c = 0.0310343$	tau = 28	$c = 0.0266795$	tau = 29	$c = 0.0229359$
tau = 30	$c = 0.0197175$	tau = 31	$c = 0.0169507$	tau = 32	$c = 0.0145722$

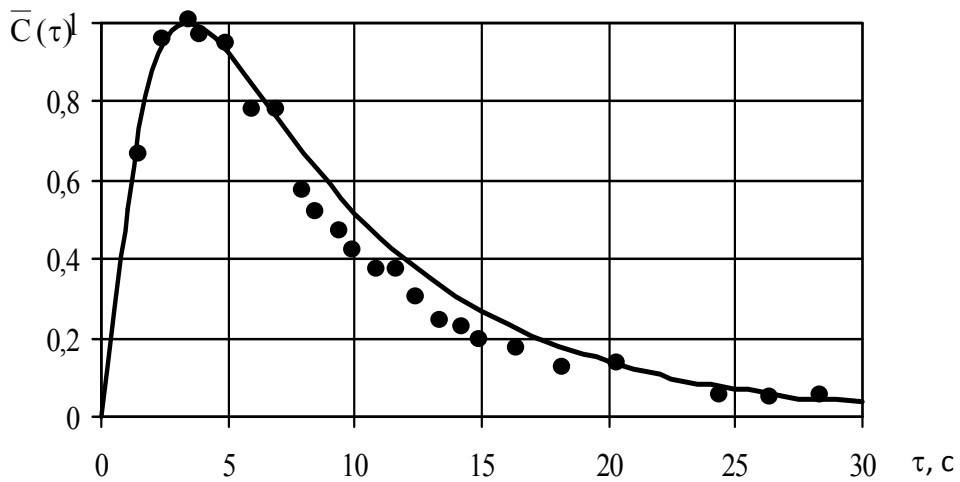


Рис. 3.10. ——— – теория;
● – эксперимент

НИЖНИЙ СЛИВ $L_{ц,к} = 2$ м

Давление $P_1 = 0,4$ МПа, $P_2 = 0,2$ МПа.

$q_0 = 1.9$ л/с, $q_1 = 1$ л/с, $q_2 = 0.9$ л/с, $a_1 = 0.37$ с, $a_2 = 6.85$ с, $a_3 = 1.41$ с,
 $\lambda_1 = 0.526316$, $\lambda_2 = 0.473684$.

tau = 0	$c = 3.382 \times 10^{-16}$	tau = 1	$c = 0.310$	tau = 2	$c = 0.634$
tau = 3	$c = 0.834$	tau = 4	$c = 0.943$	tau = 5	$c = 0.991$
tau = 6	$c = 0.999$	tau = 7	$c = 0.981$	tau = 8	$c = 0.947$
tau = 9	$c = 0.903$	tau = 10	$c = 0.855$	tau = 11	$c = 0.804$
tau = 12	$c = 0.753$	tau = 13	$c = 0.703$	tau = 14	$c = 0.655$
tau = 15	$c = 0.610$	tau = 16	$c = 0.567$	tau = 17	$c = 0.526$
tau = 18	$c = 0.488$	tau = 19	$c = 0.453$	tau = 20	$c = 0.420$
tau = 21	$c = 0.389$	tau = 22	$c = 0.360$	tau = 23	$c = 0.334$
tau = 24	$c = 0.309$	tau = 25	$c = 0.286$	tau = 26	$c = 0.265$
tau = 27	$c = 0.246$	tau = 28	$c = 0.228$	tau = 29	$c = 0.211$
tau = 30	$c = 0.195$	tau = 31	$c = 0.181$	tau = 32	$c = 0.167$

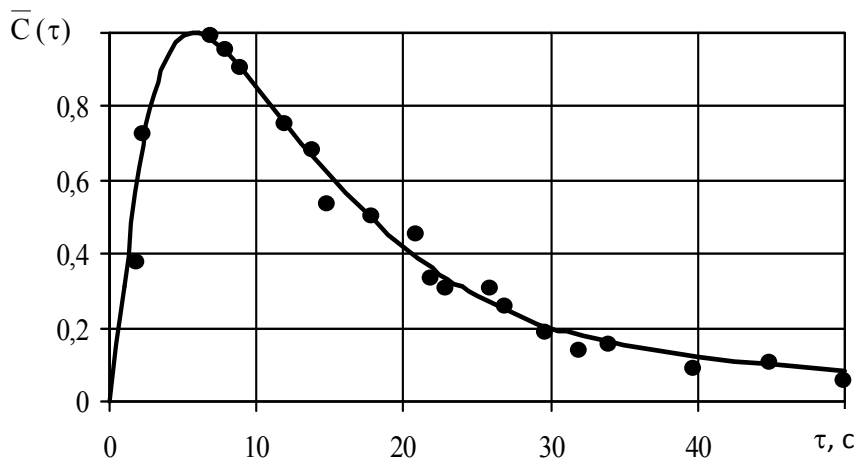


Рис. 3.11. — теория;
 • — эксперимент

ВЕРХНИЙ СЛИВ $L_{ц,к} = 2$ м

Давление $P_1 = 0,4$ МПа, $P_2 = 0,2$ МПа.

$q_0 = 1.9$ л/с, $q_1 = 1$ л/с, $q_2 = 0.9$ л/с, $a_1 = 0.37$ с, $a_2 = 6.85$ с, $a_3 = 1.41$ с,
 $\lambda_1 = 0.526316$, $\lambda_2 = 0.473684$.

tau = 0	$c = 3.510 \times 10^{-16}$	tau = 1	$c = 0.322$	tau = 2	$c = 0.658$
tau = 3	$c = 0.866$	tau = 4	$c = 0.979$	tau = 5	$c = 0.99$
tau = 6	$c = 1.0$	tau = 7	$c = 0.99$	tau = 8	$c = 0.983$
tau = 9	$c = 0.937$	tau = 10	$c = 0.887$	tau = 11	$c = 0.834$
tau = 12	$c = 0.782$	tau = 13	$c = 0.730$	tau = 14	$c = 0.680$
tau = 15	$c = 0.633$	tau = 16	$c = 0.588$	tau = 17	$c = 0.546$
tau = 18	$c = 0.507$	tau = 19	$c = 0.470$	tau = 20	$c = 0.435$
tau = 21	$c = 0.404$	tau = 22	$c = 0.374$	tau = 23	$c = 0.346$
tau = 24	$c = 0.321$	tau = 25	$c = 0.297$	tau = 26	$c = 0.275$
tau = 27	$c = 0.255$	tau = 28	$c = 0.236$	tau = 29	$c = 0.219$
tau = 30	$c = 0.203$	tau = 31	$c = 0.188$	tau = 32	$c = 0.174$

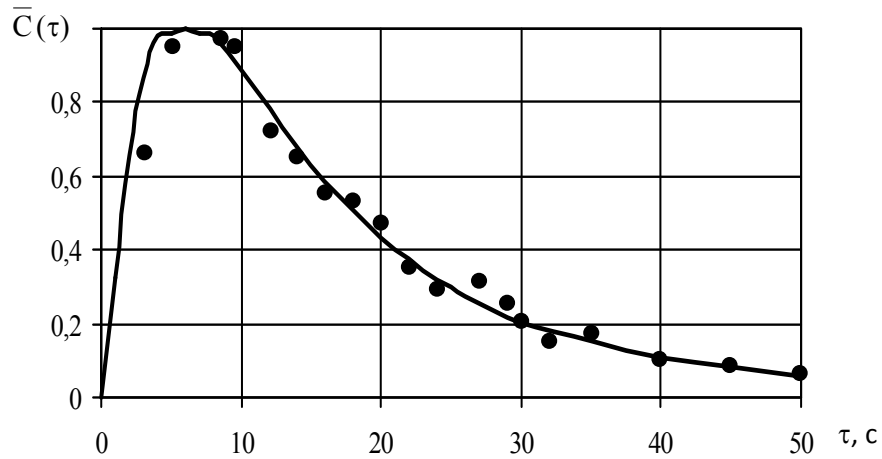


Рис. 3.12. — — теория;
• — эксперимент

БГКО.

Давление $P_1 = 0,4$ МПа.

$q_0 = 1.9$ л/с, $q_1 = 1$ л/с, $q_2 = 0.9$ л/с, $a_1 = 0.63$ мин, $a_2 = 8.25$ мин,
 $a_3 = 8.25$ мин, $a_4 = 316$ мин, $\lambda_1 = 0.526$, $\lambda_2 = 0.475$.

tau = 0	$c = 1.06246 \times 10^{-16}$	tau = 2	$c = 0.9172424$	tau = 4	$c = 0.536421$
tau = 6	$c = 0.296742$	tau = 8	$c = 0.166774$	tau = 10	$c = 0.0966462$
tau = 12	$C = 0.0584762$	tau = 14	$c = 0.0373863$	tau = 16	$c = 0.025461$
tau = 18	$C = 0.0184858$	tau = 20	$c = 0.014213$		

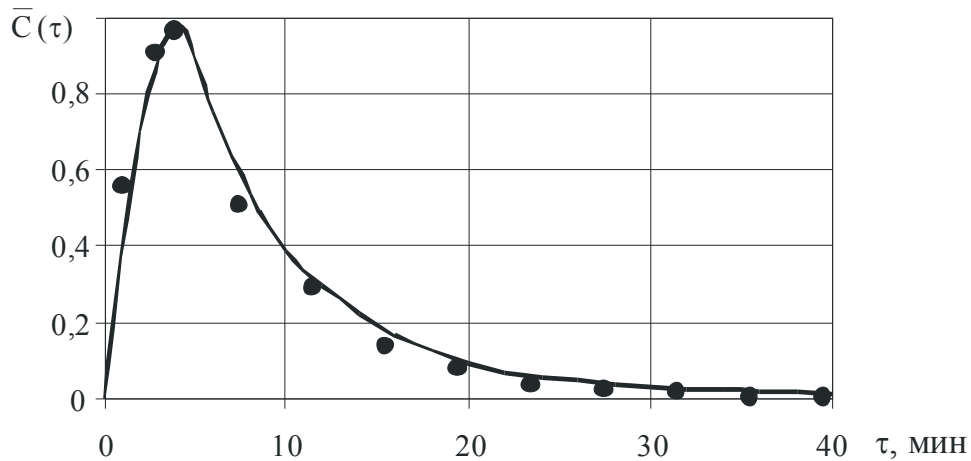


Рис. 3.13. — — теория;
• — эксперимент

Сравнение опытных кривых с теоретическими показывает, что закономерности их изменения практически одинаковы. Это свидетельствует о качественной справедливости разработанных математических моделей (2.13), (2.17), (2.25) гидродинамики по принятым схемам и в целом по БГКО.

3.5. Исследование процессов коалесценции капель нефти и очистки нефтепромысловых сточных вод в БГКО

Исследования процессов укрупнения эмульгированных капель нефти в результате гидродинамической обработки исходной НСВ и очистки ее от нефти проводились на экспериментальной установке (см. рис. 3.3) при работе гидроциклона с давлением на входе 0,4 МПа, с противодавлением на выходе из цилиндрических камер нижнего и верхнего сливов $\approx 0,2$ МПа. Производительность гидроциклона по исходной НСВ составляла 4-9,5 м³/ч.

Проведение опытов, анализов и обработка результатов осуществлялись в соответствии с методиками [30, 63, 64, 65, 81]. Исследования состояли в определении концентрации нефти и дисперсного состава капель нефти до и после гидродинамической обработки НСВ, а также концентрации нефти в очищенной НСВ на выходе из отстойника 6 (см. рис. 3.3).

Экспериментальные исследования проводились в следующей последовательности (см. рис. 3.3): бак 4 заполнялся предварительно отфильтрованной исходной сероводородосодержащей нефтепромысловой сточной водой (НСВ) ОАО «Татнефть». Затем включался в работу насос 5, с помощью которого заполнялись водой (НСВ) гидроциклон 1, цилиндрические камеры нижнего слива 2 и верхнего слива 3, отстойник 6. Система вводилась в режим циркуляции по тем же схемам, что и для исследований процессов гидродинамики установки БГКО (см. подразд. 3.4), что также соответствует теоретическим исследованиям процессов коалесценции капель нефти в закрученных потоках установки БГКО (см. подразд. 2.4). После создания назначенного режима и стабилизации установившегося режима (при указанных выше давлениях) в поток воды на всасывающем патрубке насоса производилась дозировка нефти с помощью дозирующего устройства 7 вентилем 22.

По прошествии времени стабилизации работы установки ($\approx 15-20$ мин) производился отбор не менее трех проб эмульсии (НСВ) для определения содержания и дисперсного состава нефти. В опытах температура НСВ составляла 25-30 °С, концентрация нефти – от 200 до 1000 мг/л (объемная концентрация от 0,00023 до 0,0014), плотность нефти при температуре 20 °С равнялась 884 кг/см³, вязкость – 28 мПа·с; плотность НСВ при температуре 20 °С – 1,161 г/см³; средний диаметр капель нефти $d_0=3-5$ мкм; содержание сероводорода (H₂S) составляло ≈ 210 мг/л, углекислого газа ≈ 258 мг/л.

В результате экспериментальных исследований и обработки опытных данных были получены гистограммы дисперсного состава капель нефти по крупности в исходной воде на входе в цилиндрические камеры нижнего и верхнего сливов и на их выходе (рис. 3.14-3.15). Опытные данные показали, что оптимальные значения величины параметра закрутки Θ для цилиндрической камеры 3 верхнего слива гидроциклона 1 (см. рис. 3.3) находится в пределах 20,0–23,0, а оптимальные значения величин Θ_n для камеры

нижнего слива 2 гидроциклона 4 – в пределах 16,0 – 18,5, при этом рекомендуемое соотношение длин камер верхнего 3 и нижнего 2 сливов гидроциклона 1 к их диаметрам равно 20÷30. Указанные диапазоны изменений соотношений геометрических параметров камер и патрубков обуславливают оптимальный режим процесса коалесценции капель нефти в камерах. При $\Theta_B < 20,0$ и $\Theta_H < 16,0$ эффект укрупнения капель нефти, ухудшается вследствие того, что часть энергии закрученного потока, предназначенного для реализации процесса коалесценции капель нефти, вследствие увеличивающегося стеснения струи расходуется на трение о стенку камеры. При увеличении $\Theta_B > 23,0$ и $\Theta_H > 18,5$ эффект укрупнения капель также ухудшается вследствие того, что часть энергии закрученного потока рассеивается в увеличенных объемах камер. При соотношении длины камеры к их диаметрам менее 20 эффект укрупнения капель нефти ухудшается вследствие незавершенности процесса коалесценции из-за недостаточной длины камер, при достижении соотношений более 30 эффект укрупнения капель нефти увеличивается незначительно (на $\approx 5\%$), но вместе с тем возрастают металлоемкость, энергоемкость и габаритные размеры установки очистки НСВ.

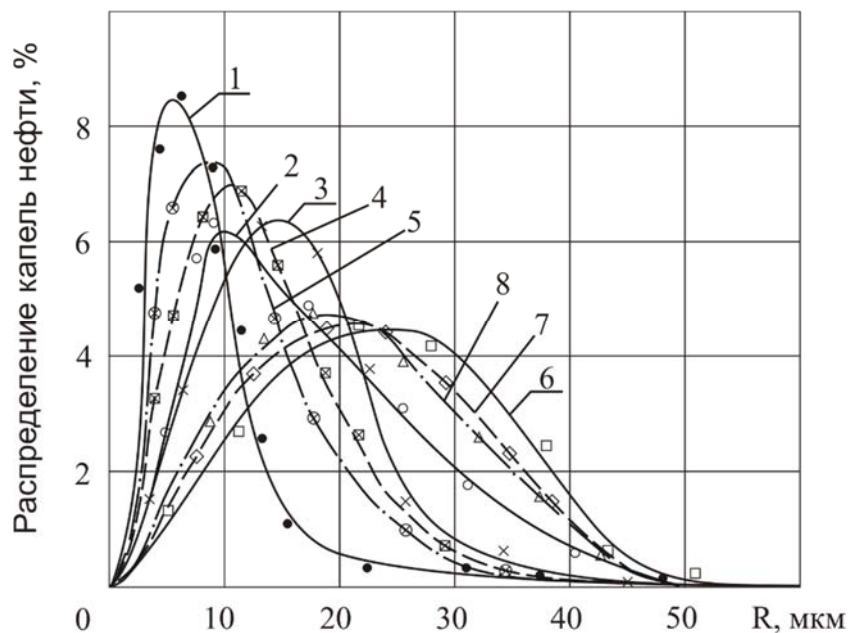


Рис. 3.14. Экспериментальные графики процентного распределения капель нефти по крупности для $\varphi=8 \cdot 10^{-4}$, $\Theta_B=20,0$, $\Theta_H=16,0$:
 1 и 2 – соответственно на входе в цилиндрические камеры нижнего и верхнего слива гидроциклона ($D_B = D_H = 100\text{мм}$); 3, 4 и 5 – на выходе из цилиндрической камеры нижнего слива гидроциклона соответственно при $L_H = 2\text{ м}$, 3 м и 1 м;
 6, 7, 8 – на выходе из камеры верхнего слива при $L_B = 2\text{ м}$, 3 м и 1 м

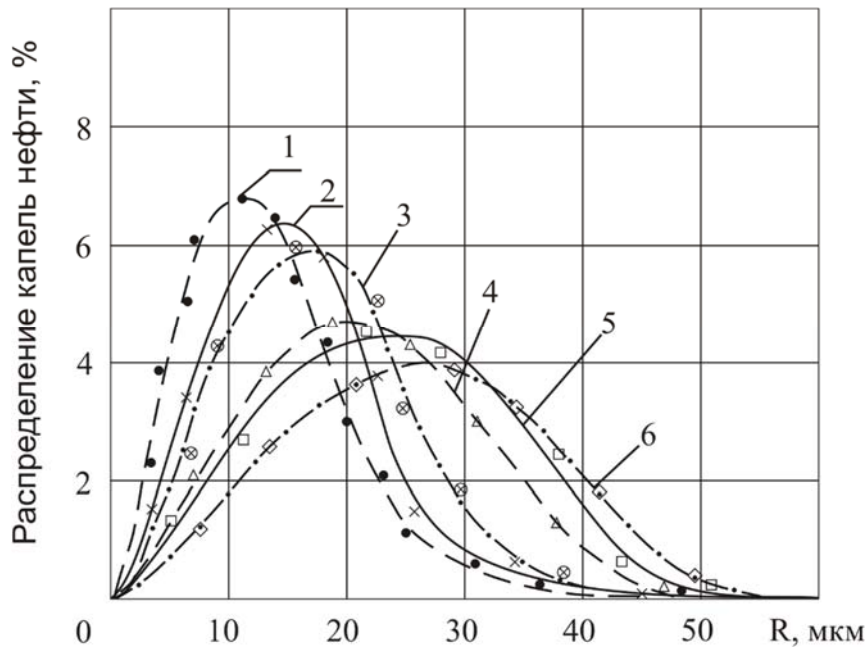


Рис. 3.15. Экспериментальные графики процентного распределения капель нефти по крупности для $\varphi=5 \cdot 10^{-4}$ ($D_B=D_H=100$ мм, $L_B=L_H=2$ м):
 1, 2, 3 – на выходе из цилиндрической камеры нижнего слива гидроциклона соответственно при $\Theta_H=20,1$; 14,8 и 17,5; 4, 5 и 6 – на выходе из цилиндрической камеры верхнего слива гидроциклона соответственно при $\Theta_B=25,4$; 16,0 и 21,0

На рис. 3.16 показаны кривые кинетики отстаивания исходной (кривая 1) и обработанной в гидроциклоне (без камер сливов) НСВ (кривая 2) при объемной концентрации нефти в НСВ $\varphi=8 \cdot 10^{-4}$.

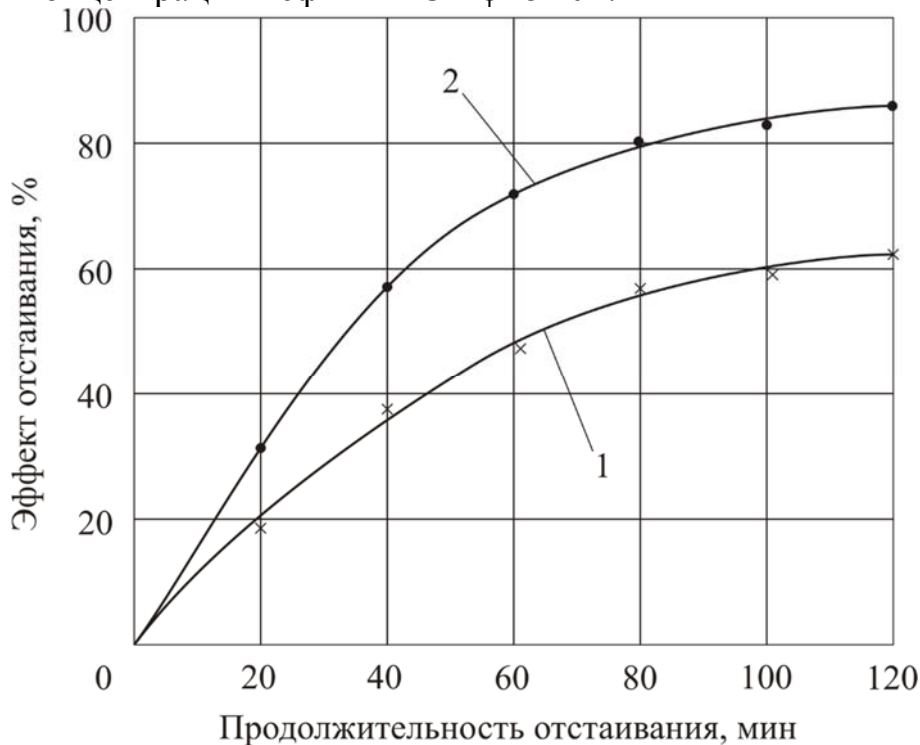


Рис. 3.16. Графики отстаивания НСВ при $\varphi=8 \cdot 10^{-4}$:
 1 – исходная (необработанная) НСВ;
 2 – НСВ, обработанная в гидроциклоне без камер сливов

Эффект отстаивания определялся по формуле

$$\Theta = \frac{C_{\text{исх}} - C_{\text{от}}}{C_{\text{исх}}} \cdot 100 \%, \quad (3.2)$$

где $C_{\text{исх}}$ и $C_{\text{от}}$ – концентрации частиц нефти в исходных и очищенных НСВ.

На рис. 3.17 приведены графики кинетики отстаивания НСВ, обработанной по схеме «гидроциклон – камеры сливов» при различных значениях объемной концентрации частиц нефти.

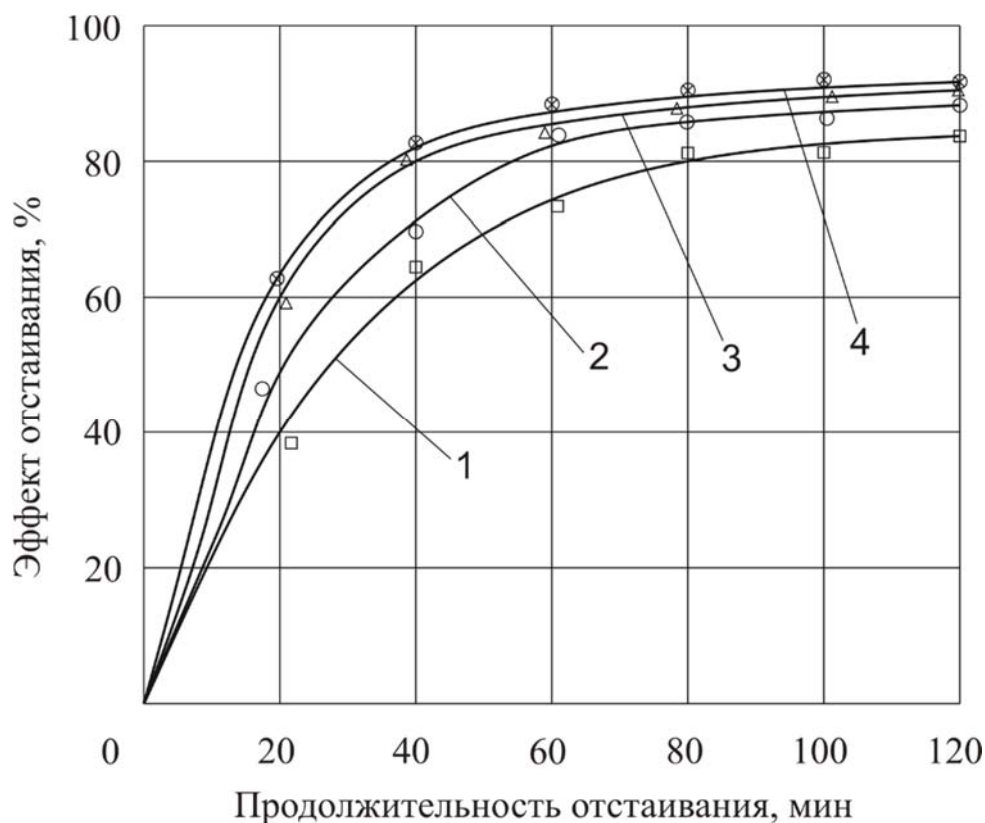


Рис. 3.17. Графики эффективности отстаивания НСВ, обработанной по схеме «гидроциклон – камеры сливов»:
1 – при $\varphi=2,3 \cdot 10^{-4}$; 2 – $\varphi=4,3 \cdot 10^{-4}$; 3 – $\varphi=8,1 \cdot 10^{-4}$; 4 – $\varphi=1,2 \cdot 10^{-4}$

Анализ полученных данных показывает, что обработка НСВ по схеме «гидроциклон – камеры сливов» позволяет по сравнению с обработкой только в гидроциклоне при времени отстаивания $t_{\text{отс}}=60$ мин и одинаковой концентрации нефти ($\varphi=8,1 \cdot 10^{-4}$) увеличить эффект отстаивания с 74 до 87 %. После двухчасового отстаивания эффект очистки НСВ при $\varphi \geq 8,1 \cdot 10^{-4}$ достигал 93,5-94,5 %, что соответствовало остаточному содержанию нефти в отстаиваемой воде 45-55 мг/л, в то время как эффективность двухчасового отстаивания НСВ после обработки только в гидроциклоне не превышала 85 %. Отстаивание исходной НСВ без обработки в гидроциклоне в течение 2 часов дало эффект осветления не более 63 % (см. рис. 3.16). Обработка

опытных данных позволила получить следующую математическую зависимость для эффекта отстаивания НСВ по схеме «гидроциклон – камеры сливов – отстойник»:

$$\Xi = K_0 \cdot \varphi^n \cdot t_{\text{отс}}^m \cdot \left[1 + 0,98 \left(\frac{10^4 \cdot \varphi}{t_{\text{отс}}} \right)^p \right], \% \quad (3.3)$$

где K_0 , n , m , p – коэффициенты; $K_0=21,234$; $m=0,407$; $n=0,067$; $p=1,58$; φ – относительная объемная концентрация нефти в НСВ; $t_{\text{отс}}$ – время отстаивания, мин, $0 \leq t_{\text{отс}} \leq 120$ мин.

Выводы

1. Создана экспериментальная установка по схеме гидроциклон – цилиндрические камеры верхнего и нижнего сливов – отстойник, позволяющая максимально приблизить технологические, геометрические, гидродинамические, физико-химические параметры и условия модели и натурального объекта (БГКО) с учетом возможности технического осуществления эксперимента. При этом технические параметры гидроциклона, камер сливов полностью соответствуют параметрам натурального объекта, а в отстойнике конструктивные элементы, время пребывания жидкости в модели и натурном объекте одинаковые; в целом масштаб моделирования принят 1:1.

2. Экспериментально выявлены основные закономерности распространения закрученных струй в зависимости от величины статического давления на входе в гидроциклон. Для проведения исследований процессов гидродинамики, коалесценции и очистки в схемах БГКО рекомендованы цилиндрические камеры сливов, найдены оптимальные соотношения длин и диаметров сливных камер ($L/D=20-30$), а также величины универсального параметра закрутки потока для верхней ($\Theta_{\text{В}}=20-23$) и нижней ($\Theta_{\text{Н}}=16-18,5$) сливных камер, позволяющие эффективно осуществлять процесс коалесценции нефтяных капель.

3. Получены экспериментальные результаты, подтверждающие качественную справедливость математических моделей гидродинамики и коалесценции по схемам «гидроциклон – камеры сливов (ГКС)», «гидроциклон – камеры нижнего и верхнего сливов – отстойник (БГКО)».

Количественная оценка дисперсного состава эмульгированной нефти в НСВ показала высокую степень коалесценции капель нефти при гидродинамической обработке эмульсии, прошедшей ГКС.

4. Экспериментально установлено, что остаточное содержание нефти в воде на выходе из аппарата БГКО после обработки в ГКС и двухчасового отстаивания составляет 45-55 мг/л при эффекте очистки 93,5-94,5 %, что более чем на 8 % превышает эффективность очистки по схеме гидроциклон – отстойник и на 20 % – эффективность отстаивания не обработанных в центробежном поле НСВ. Получена математическая зависимость, адекватно описывающая кинетику отстаивания НСВ, предварительно обработанной в гидроциклоне с верхней и нижней камерами сливов.

5. Новую технологию очистки НСВ с использованием закрученных потоков в гидроциклоне и на камерах сливов для гидродинамической обработки исходной эмульсии можно рекомендовать к применению при разработке оборудования для очистки НСВ с целью заводнения нефтяных пластов.

4. РАЗРАБОТКА НОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ И УСТАНОВОК ДЛЯ ОЧИСТКИ НЕФТЕПРОМЫСЛОВЫХ СТОЧНЫХ ВОД С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ЗАКРУЧЕННЫХ ПОТОКОВ

4.1. Технологические схемы установки типа БГКО

Технология очистки нефтепромысловых сточных вод (НСВ) с использованием закрученных потоков предполагает последовательную, наиболее полную эффективную реализацию всех стадий механизма разрушения и очистки нефтяных эмульсий (НСВ) по следующим основным технологическим схемам:

а) гидроциклон – цилиндрические камеры верхнего и нижнего сливов – подвижная жидкая гидрофобная контактная масса (ЖКМ) – отстойник;

б) гидроциклон – цилиндрические камеры верхнего и нижнего сливов – ЖКМ – отстойник – гидродинамический фильтр – отстойник.

При этом последовательное осуществление всех стадий очистки НСВ состоит в предварительном разрушении бронирующих оболочек на каплях нефти; укрупнении и уменьшении полидисперсности капель нефти за счет гидродинамической обработки исходной НСВ в закрученных потоках гидроциклона и цилиндрических камерах сливов гидроциклона и ее последующей очистки в слое подвижной гидрофобной контактной массы из нефти. Далее происходят отстаивание, обработка в гидродинамических саморегенерирующих фильтрах (насадках) с гидрофобной крупнозернистой загрузкой и ее последующая очистка отстаиванием; при этом ЖКМ, в сущности, является также подвижной инверсирующей поверхностью.

На основе проведенных исследований нами разработаны различные конструктивные и технологические решения устройств (установок) типа БГКО для очистки НСВ, защищенные патентами РФ [9-13, 16, 17, 19, 22, 105-111].

4.2. Новые технические решения установок типа БГКО для очистки нефтепромысловых сточных вод

Разработка нижепредставленной установки типа БГКО (рис. 4.1) [9, 19, 105] направлена на повышение эффективности очистки НСВ. Решение задачи достигается за счет того, что на выходе верхнего и нижнего сливов гидроциклона установлены цилиндрические камеры, в которых осуществляется гидродинамическая обработка НСВ последовательно во всех областях закрученного потока (см. рис. 2.3).

Исходная НСВ по трубопроводу 1 поступает в высокотурбулентном режиме ($Re > 10^5$) в гидроциклон 2, где осуществляется ($Re \approx 30000-40000$) гидродинамическая обработка НСВ в поле центробежных, а также поверхностных массовых сил, в результате чего разрушаются бронирующие оболочки; происходят дробление, укрупнение (коалесценция), уменьшение полидисперсности частиц нефти; разделение НСВ на два потока. Поток, обогащенный нефтью, из верхнего слива 3' поступает в цилиндрическую камеру 3, поток из нижнего слива 4' – в цилиндрическую камеру 4.

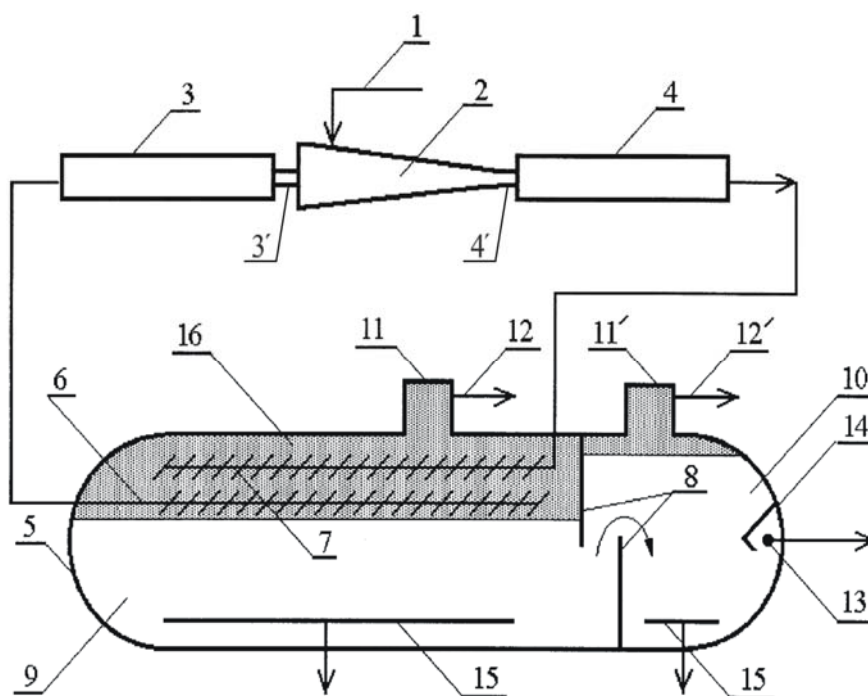


Рис. 4.1. Схема установки БГКО с двумя камерами сливов

Потоки направляются в камеры 3 и 4 в виде закрученных струй, энергия которых используется для дальнейшей гидродинамической обработки НСВ. Движение жидкости в камерах осуществляется в развитом, но более мягком турбулентном режиме ($Re \approx 1 \cdot 10^4$), происходит дальнейшее укрупнение – коалесценция капель нефти. Объем отстойника 5 разделен перегородками 5 на секции 9 и 10. Далее НСВ из камер 3 и 4 через распределители 6 и 7 поступает в верхнюю зону 16 секции 9 отстойника 5 в слой высококонцентрированной по нефти ЖКМ с умеренным перемешиванием содержимого. В зоне 16 происходят укрупнение капель нефти и ее отстаивание – расслоение НСВ на нефть и воду. Отстоявшаяся нефть поступает в нефтесборники 11 и 11', из которых удаляется по трубопроводам 12 и 12' на утилизацию. Очищенная вода сливается из секции 10 отстойника 5 через устройства 13 и 14. Нефтешлам накапливается на дне отстойника 5 и отводится через устройства 15.

Вышеописанное устройство было нами усовершенствовано. Новая разработка, на которую получен патент [106], направлена на повышение

эффективности очистки НСВ, по конструкции и по принципу работы практически не отличается от предыдущего устройства (см. рис. 4.1). При этом для исключения влияния гидростатического столба жидкости на процессы дробления и коалесценции капель нефти гидроциклон 2 и цилиндрические камеры 3, 4 установлены горизонтально.

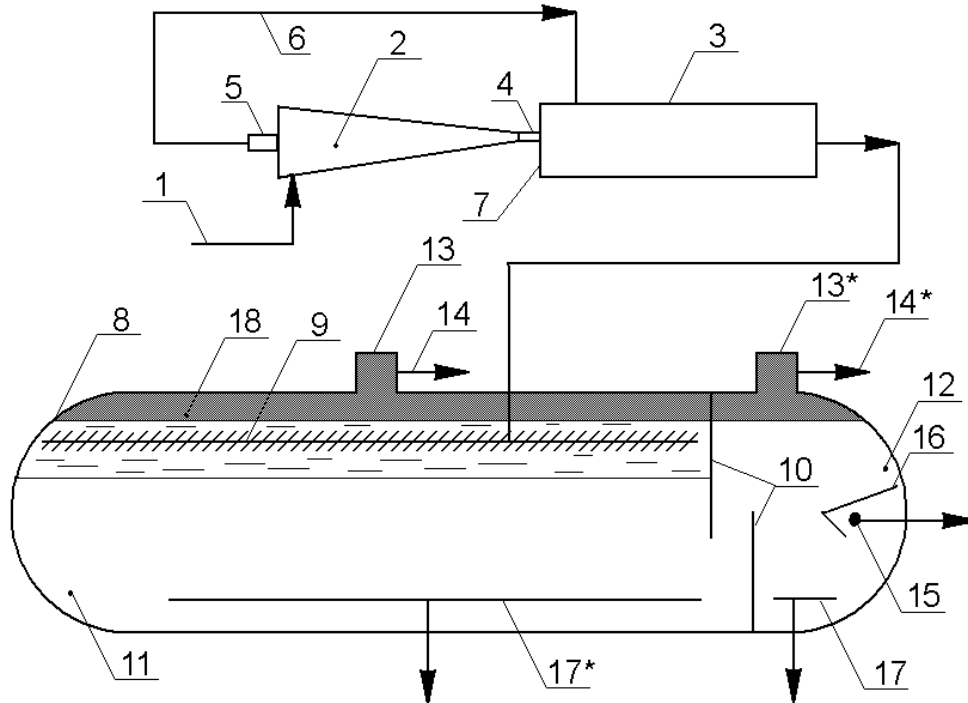


Рис. 4.2 Схема установки БГКО с одной камерой сливов

Практический интерес представляет также конструкция установки БГКО (рис. 4.2) [16, 107], где повышение эффекта очистки НСВ достигается за счет того, что патрубок отвода из верхнего слива тангенциально подсоединен к цилиндрической камере нижнего слива гидроциклона в направлении закрученного потока в камере нижнего слива и на расстоянии, равном 1,0-1,1 диаметра камеры от её переднего торца.

Исходная НСВ по трубопроводу 1 под напором подается в гидроциклон 2. Поток из патрубка 4 нижнего слива гидроциклона 2 поступает в цилиндрическую камеру 3 в виде закрученной струи. Поток эмульсии, обогащенный (высококонцентрированный) частицами нефти, с разрушенной бронирующей оболочкой из патрубка 5 верхнего слива гидроциклона 2 поступает в камеру 3 по трубопроводу 6, тангенциально присоединенному к камере 3 в направлении закрученного потока в камере 3 и на расстоянии, равном 1,0-1,1 диаметра камеры от её переднего торца 7. Место ввода потока эмульсии из верхнего слива 5 в камеру 3 обусловлено тем, что закрученная струя при истечении из патрубка 4 нижнего слива в камеру 3 при внезапном расширении образует зону, распространяющуюся в объеме камеры 3 от ее торца на некоторое расстояние и со значительной потерей

напора, что обеспечивает подачу потока эмульсии из верхнего слива вовнутрь камеры 3.

Подача потока НСВ, обогащенного нефтью, из верхнего слива в камеру 3, в которой распространяется закрученная струя, представляющая собой относительно мелкодисперсную и низкоконцентрированную эмульсию, интенсифицирует процесс коалесценции в камере 3, так как с увеличением концентрации нефти укрупнение капель нефти происходит более интенсивно. Кроме того, при возврате эмульсии верхнего слива в камеру 3 увеличиваются общий расход и интенсивность турбулентности общего потока, интенсивность закрутки и длина закрученного потока в камере 3; происходят быстрое подмешивание потока эмульсии из верхнего слива к потоку нижнего слива и совместная дополнительная по времени и интенсивности гидродинамическая обработка общего закрученного потока эмульсии в камере 3. Все это способствует более полному и быстрому завершению процесса коалесценции и сглаживанию полидисперсности частиц нефти, а следовательно, повышению эффекта очистки НСВ. Далее поток НСВ из камеры 3 поступает в распределитель 9, а из него в виде равномерно распределенного потока в слой нефти 18, где осуществляется контактная очистка воды от нефти. Отстоявшаяся в отсеке 11 НСВ с остаточным содержанием нефти через перегородки 10 поступает в буферную зону 12 отстойника 8, где происходит дополнительное отстаивание частиц нефти, уловленная нефть накапливается в нефтесборнике 13 и 13* и отводится через патрубок 14 и 14*. Очищенная вода через патрубок 15 с отбойника 16 поступает потребителю. Накопившийся на дне в отстойнике 8 осадок удаляется через устройства 17 и 17*.

Одно из конструктивных решений аппарата типа БГКО (рис. 4.3), новизна которого подтверждена патентом [22, 108], направлено на повышение эффекта очистки НСВ. Устройство работает следующим образом. Исходная НСВ по трубопроводу 1 под напором через напорное трубчатое распределительное кольцо 2 и патрубки 3 подается в гидроциклоны 4.

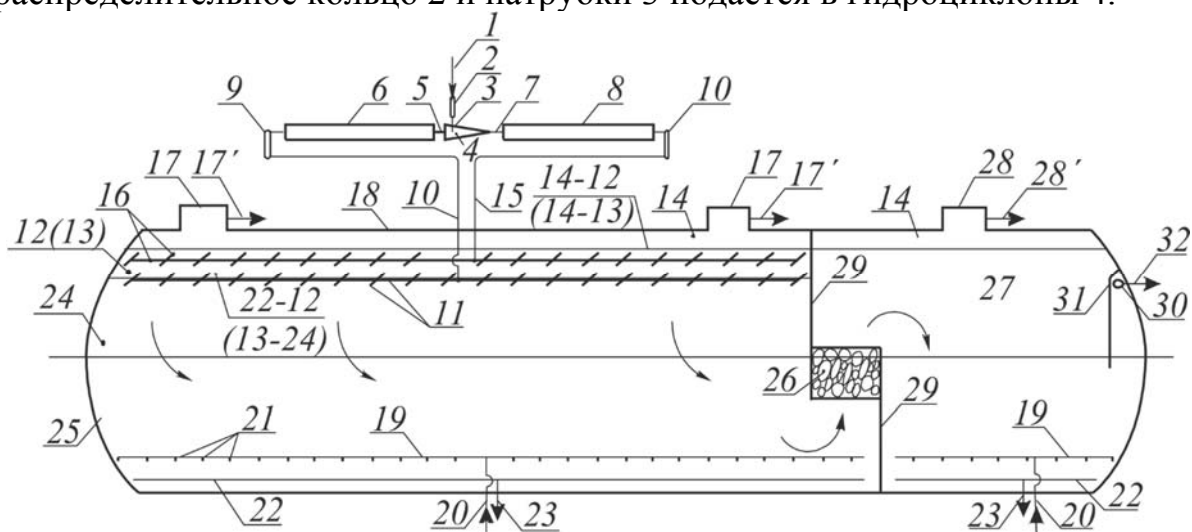


Рис. 4.3. Схема установки БГКО с коалесцирующим фильтром

Поток из верхних сливов 5 гидроциклонов 4 поступает в цилиндрические камеры 6, а поток из нижних сливов 7 – в цилиндрические камеры 8. Далее из камер 6 поток эмульсии направляется в напорное трубчатое сборное кольцо 9, а далее по трубопроводу 10 – в распределитель 11 и из него в виде равномерно распределенного потока – в слой высококонцентрированной по нефти эмульсии 12 (в зону турбулентного перемешивания 13), где происходят интенсивная коалесценция капель нефти, переход укрупнившихся капель нефти в слой уловленной нефти 14, контактная очистка НСВ от нефти. Поток эмульсии из камер 8 поступает в напорное трубчатое сборное кольцо 10 и далее по трубопроводу 15 подается в распределитель 16, а из него в виде равномерно распределенного потока направляется непосредственно к нижней поверхности слоя нефти 14, т.е. в зону турбулентного перемешивания 13. Потоки, выходящие из распределителей 11 и 16, интенсивно перемешиваются в слоях высококонцентрированной эмульсии 12, и происходят интенсивная коалесценция нефтяных капель, переход их в слой уловленной нефти 14, последняя отводится через нефтесборники 17 и патрубки 17'.

Для удаления со дна отстойника 18 накопившегося осадка в напорную систему смыва 19 по трубопроводу 20 подается под напором вода, которая, вытекая из сопел 21, смывает осадок к сборной дырчатой системе 22, далее смытый осадок по трубопроводу 23 отводится в осадконакопитель.

Мелкодисперсные частицы нефти, вынесенные потоком воды транспортной зоны 24 из рабочей секции 25, укрупняются в слое коалесцирующего фильтра 26, расположенного между перегородками 29, и всплывают в буферной секции 27, накапливаются в верхней части этой секции, а далее удаляются через нефтесборник 28 и патрубок 28'.

Очищенная вода удаляется из буферной секции 27 через дугообразный коллектор 30, отбойник 31 и патрубок 32.

Таким образом, решение задачи достигается за счет того, что устройство снабжено гидроциклонами, объединенными напорным кольцом распределения исходной воды, цилиндрические камеры гидроциклонов содержат напорные кольца для сбора верхнего и нижнего сливов, в нижней части отстойника имеется трубчатый дырчатый коллектор для сбора и удаления осадка с отверстиями, расположенными снизу в шахматном порядке под углом к оси, а выше коллектора с двух его сторон симметрично находятся трубчатые телескопические равноплечие коллекторы, снабженные соплами, установленными перпендикулярно телескопическим коллекторам и направленными в сторону трубчатого дырчатого коллектора, устройство с коалесцирующей загрузкой. Рабочая секция отстойника снабжена трубчатыми дырчатыми коллекторами-распределителями, при этом распределитель верхнего слива верхней своей плоскостью расположен на уровне границ раздела фаз «вода – высококонцентрированная эмульсия», а распределитель нижнего слива верхней своей плоскостью находится на границе раздела фаз

«нефть – высококонцентрированная эмульсия», при этом отверстия распределителей расположены в верхней части ответвлений распределителей в шахматном порядке и под углом к вертикальной оси ответвления. Отстойник снабжен также трубчатым дугообразным равноплечим дырчатым коллектором и дугообразным отбойником, которые находятся в торце буферной секции по всей ширине и выше горизонтальной оси отстойника и выполнены с радиусом кривизны, равным радиусу кривизны торца отстойника, при этом отверстия расположены в верхней части указанного коллектора в шахматном порядке под углом к вертикальной его оси, а дугообразный отбойник верхним своим концом наглухо прикреплен к торцу отстойника над коллектором, а другой конец отбойника размещен ниже горизонтальной оси отстойника.

При этом обеспечивается комплексная гидродинамическая обработка НСВ в закрученных потоках, совмещенная с интенсивной очисткой в подвижной контактной гидрофобной массе; равномерное распределение потока очищаемой НСВ, равномерный сбор очищенной воды и осадка; гидродинамическое разрушение промежуточного слоя и исключение формирования этого слоя, достаточно полное и быстрое удаление осадка при полном исключении ручного труда и простоя установок очистки, возможность удаления осадка в любое время года; улучшение условий эксплуатации устройства очистки НСВ. Компактность и высокоиндустриальность устройства в изготовлении и монтаже дают возможность для создания эффективной технологии и аппаратов очистки НСВ.

Однако в установках БГКО (см. рис. 4.1, 4.3), вследствие перемешивания потоков НСВ верхнего и нижнего сливов друг с другом и с содержащейся в верхней части отстойника эмульсией, различающихся по фазово-дисперсным характеристикам, образуется эмульсия с относительно высокой полидисперсной внутренней нефтяной фазой. Кроме того, НСВ из камер верхнего и нижнего сливов, поступая в отстойник, проходят через различные штуцерирующие устройства, местные сопротивления, в которых скорость и турбулентность потока возрастают на несколько порядков [98], что может привести к диспергированию частиц нефти. К тому же разрушение бронирующих оболочек капель нефти, агрегативных частиц механических примесей и образование при этом тонкодиспергированных частиц ускоряют восстановление и упрочнение бронирующих оболочек на тонкодиспергированных частицах нефти в НСВ при ее движении по длинным трубопроводам, подводящим эту эмульсию в верхнюю часть отстойника. Эти обстоятельства могут привести к снижению эффекта коалесценции и, как следствие, эффекта очистки НСВ.

С учетом указанных выше обстоятельств разработано устройство БГКО (рис. 4.4, а, б, в), в котором повышение эффекта очистки НСВ достигается за счет совершенствования конструкции распределительных устройств и

расположения их в двух отдельных отстойниках, а также размещения в отстойниках гидродинамических коалесцирующих насадок [17, 109].

Исходная НСВ (см. рис. 4.4) по трубопроводу 1 под напором подается через напорное трубчатое распределительное кольцо 2 в гидроциклоны 3.

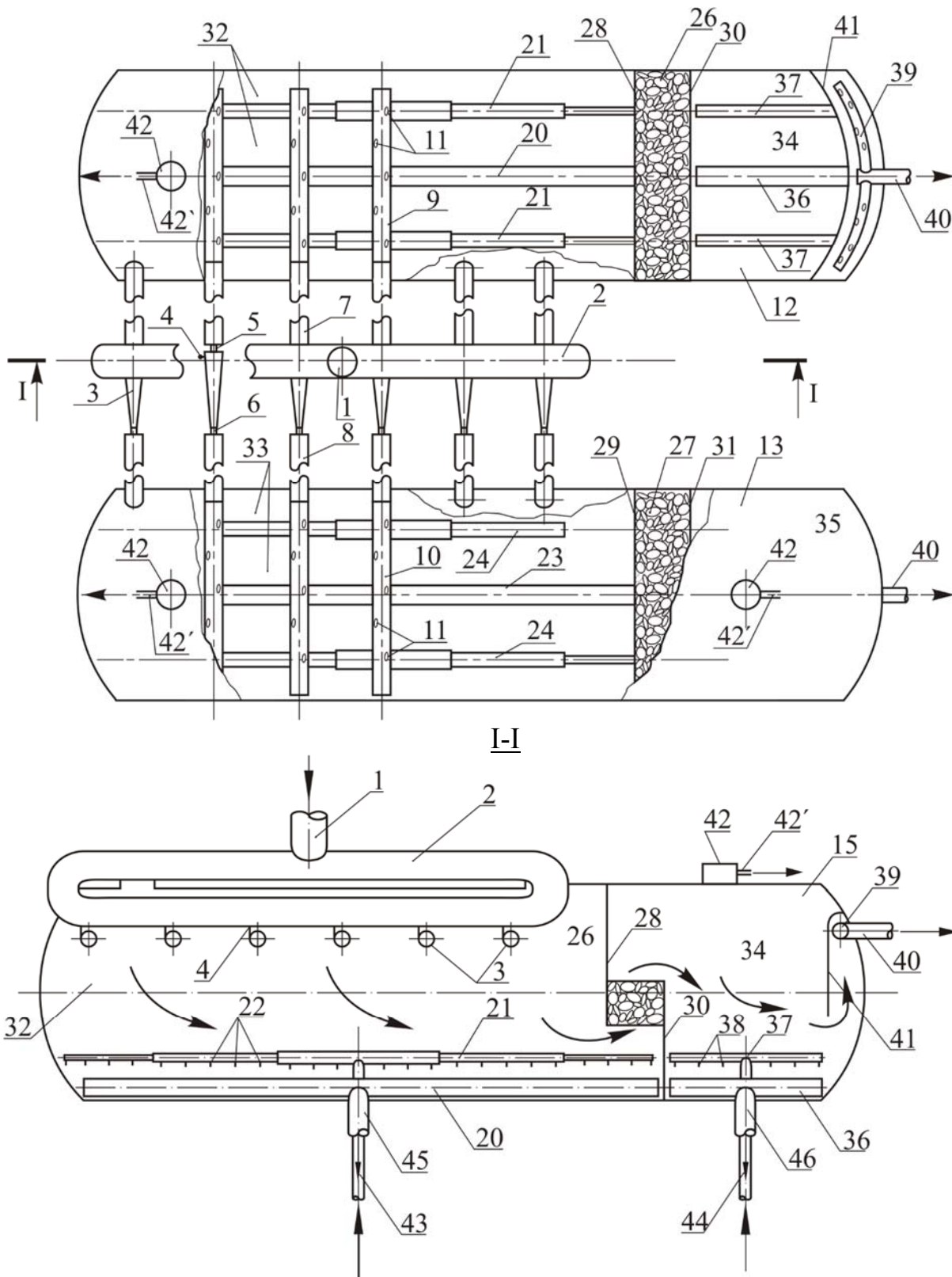


Рис. 4.4. Схема установки БГКО с двумя отдельными отстойниками

Закрученный поток из верхних сливов 5 гидроциклонов 3 поступает в цилиндрические камеры 7, а закрученный поток из нижних сливов 6 – в цилиндрические камеры 8. Далее из камер верхних сливов 5 поток НСВ поступает в трубчатые дырчатые коллекторы 9, из которых в виде равномерно распределенного потока струй эмульсий подается в слой нефти 15 (слой высококонцентрированной по нефти эмульсии) отстойника 12. Струи эмульсий, вытекающие из отверстий 11 дырчатых коллекторов 9, создают в области границы фаз 14 «нефть (15) – вода (16)» зону турбулентного перемешивания, где происходят интенсивное смешивание потока НСВ с содержимым слоя нефти 15, эффективная коалесценция капель нефти, переход укрупнившихся капель нефти в слой нефти 15, контактная очистка НСВ от нефти, расслоение НСВ на нефть и воду. Поток НСВ из камер 8 нижних сливов 6 поступает в трубчатые дырчатые коллекторы 10, из отверстий 11 которых в виде равномерно распределенного потока струй эмульсии подается в слой нефти 18 (слой высококонцентрированной по нефти эмульсии) отстойника 13; струи эмульсии, вытекающие от отверстий 11 дырчатого коллектора 10 создают в области границы фаз 17 «нефть (18) – воды (19)» зону турбулентного перемешивания, где происходят интенсивное смешивание потока НСВ с содержимым слоя нефти 18, эффективная коалесценция капель нефти, переход укрупнившихся капель нефти в слой нефти 18, контактная очистка НСВ от нефти, расслоение НСВ на нефть и воду. Повышение эффекта очистки НСВ от нефти достигается тем, что при поступлении потоков эмульсии в виде закрученных струй в камеры 7 и 8, снабженные дырчатыми распределительными коллекторами 9 и 10, увеличивается время гидродинамической обработки НСВ в закрученном поле массовых сил. Кроме того, подача предварительно гидродинамически разрушенной НСВ в гидроциклонах 3 и камерах 7 и 8 непосредственно в распределительные коллекторы 9 и 10 дает возможность максимально исключить прохождение НСВ через различные штуцерирующие устройства и местные сопротивления, что приводит к увеличению эффективной коалесценции, а следовательно, и эффекта очистки НСВ.

В полости гидроциклонов 3, камер 7 и 8 и на их сливах образуются полидисперсные потоки НСВ, различающиеся внутренними фазово-дисперсными характеристиками, а именно: полидисперсность эмульсии верхнего слива всегда больше (2-3 и более раз) полидисперсности эмульсии нижнего слива [15]. Смешение таких потоков и одновременный совместный ввод их в отстойник определяют существование в общем потоке целого спектра разных диаметров капель нефти, что ухудшает условия их коалесценции и снижает эффект очистки НСВ. Поэтому раздельный ввод эмульсии верхнего и нижнего сливов в отдельно стоящие отстойники (см. рис. 4.4) способствует повышению эффекта очистки НСВ.

В устройстве (см. рис. 4.4) для очистки НСВ время существования НСВ, обработанной в гидроциклонах 3 и закрученных потоках камер 7 и 8, равно

нулю, поскольку обработанная НСВ вводится в зону очистки на границе раздела фаз 14 и 17 отстойников 12 и 13 почти мгновенно через распределители 9 и 10, являющиеся продолжением камер 7 и 8 соответственно. При этом упрочнение и проявление упругих свойств брони, их влияние на процесс коалесценции капель нефти практически отсутствуют, что способствует повышению эффекта очистки НСВ.

В устройстве уловленная нефть по мере накопления отводится через нефтесборники 42 и патрубки 42'. Для удаления осадка со дна рабочих секций 32 и 33 отстойников 12 и 13 в напорные коллекторы 21 и 24 по трубопроводам 43 подается под напором вода, которая, вытекая из сопел 22 и 25, смывает осадок к сборным дырчатым коллекторам 20 и 23, далее смытый осадок по трубопроводам 45 отводится в накопитель. Для удаления накопленного осадка со дна буферных секций 34 и 35 отстойников 12 и 13 в напорные коллекторы 37 по трубопроводам 44 подается под напором вода, которая, вытекая из сопел 38, смывает осадок к сборным дырчатым коллекторам 36, далее смытый осадок по трубопроводам 46 отводится в накопитель.

Мелкодисперсные частицы нефти, вынесенные потоком воды из рабочих секций 32 и 33 отстойников 12 и 13, укрупняются в слоях загрузок гидродинамических коалесцирующих насадок 26 и 27 соответственно. Насадки 26 и 27 расположены между перегородками 28 и 30, 29 и 31 соответственно. Частицы нефти всплывают в буферных секциях 34 и 35, накапливаются в верхних частях этих секций, а далее удаляются через нефтесборники 42 и патрубок 42'.

Очищенная вода удаляется из буферных секций 34 и 35 через коллекторы 39, отбойники 41 и патрубки 40.

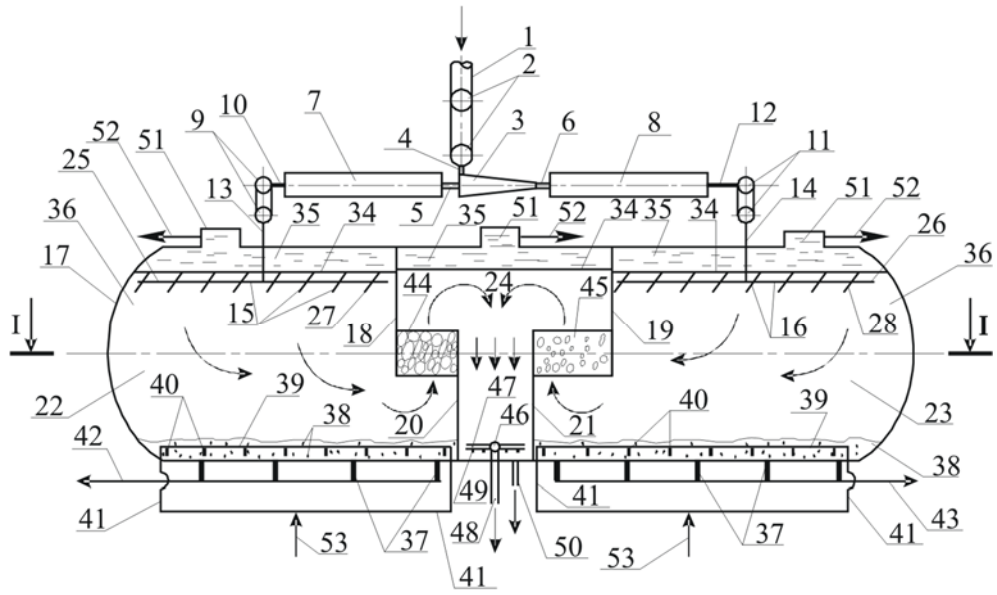
Достоинствами устройства являются высокая стабильность и полнота завершения процессов коалесценции и очистки НСВ при неравнозначных количественных и качественных параметрах исходной НСВ; высокоиндустриальность его изготовления и монтажа; возможность для создания эффективной технологии очистки НСВ.

На рис. 4.5 представлено устройство БГКО, в котором повышение эффекта очистки НСВ достигается за счет совершенствования конструкции и расположения устройств распределения исходной НСВ, сбора и удаления очищенной воды; устройств смыва, сбора и удаления осадка со дна отстойника, а также размещения гидродинамических коалесцирующих насадок [110].

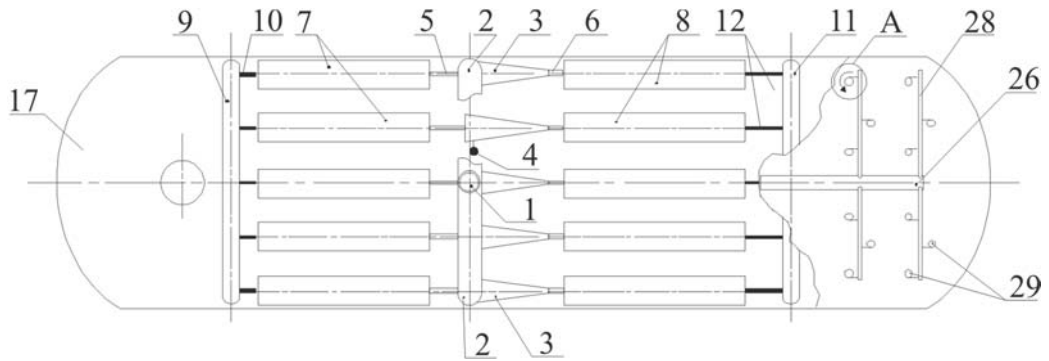
Исходная НСВ по трубопроводу 1 под напором подается через напорное трубчатое распределительное кольцо 2 и патрубки 4 в гидроциклоны 3.

В гидроциклонах разделение НСВ на два потока эмульсии, различающихся по фазово-дисперсным характеристикам. Закрученный поток из сливов 5 гидроциклонов 3 поступает в цилиндрические камеры 7, а закрученный поток из нижних сливов 6 – в цилиндрические камеры 8.

а)



б)



в)

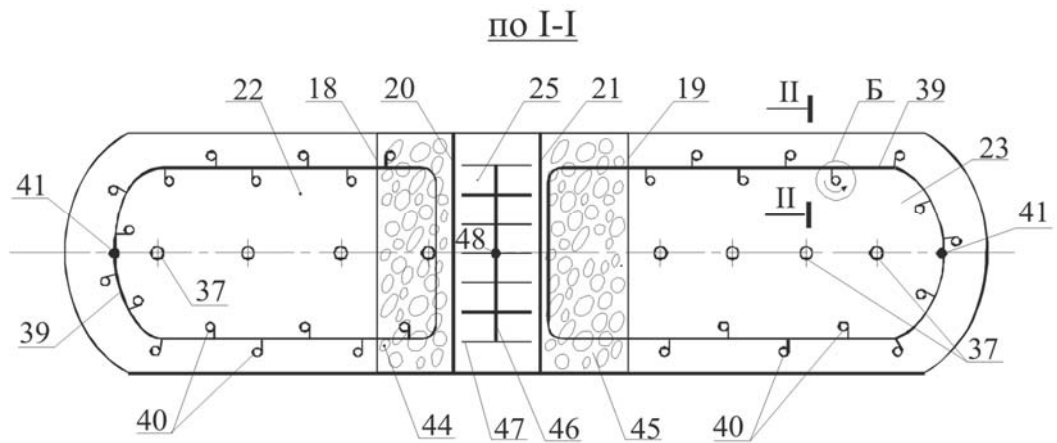
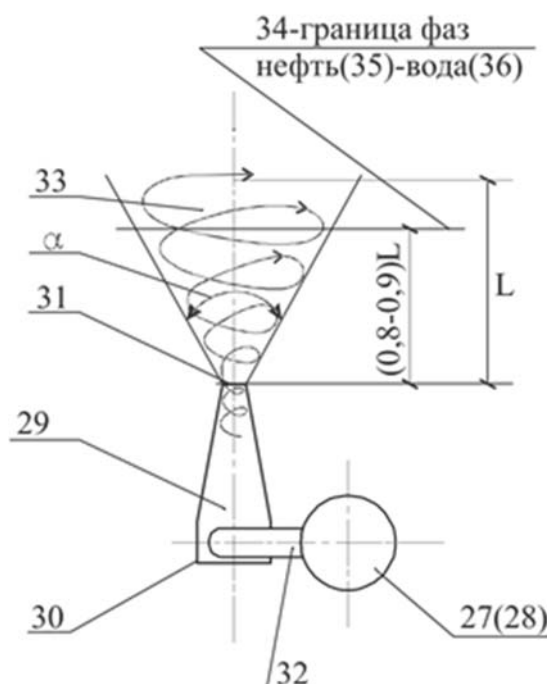


Рис. 4.5. Схема БГКО с двумя коалесцирующими насадками (начало)

г)

Узел А

д)

Узел Б по II-II

Рис. 4.5. Схема БГКО с двумя коалесцирующими насадками (окончание)

При этом увеличивается время гидродинамической обработки НСВ в закрученном поле массовых сил, что способствует наиболее полной реализации механизма разрушения НСВ, повышению эффекта ее очистки. Далее НСВ из камер 7 поступает в напорное кольцо 9, откуда по трубопроводу 13 – в распределитель 15 и через закручивающее устройство 29 в виде равномерно распределенного потока широко закрученных струй эмульсий (рис. 4.5, г) подается в высоко-концентрированный по нефти слой эмульсии 35. В области границы фаз «нефть (35) – вода (36)» закрученные струи эмульсии создают зону турбулентного перемешивания с одновременным вовлечением эжектируемой части эмульсии с окружающих слоев. Происходит интенсивное перемешивание содержимого слоя нефти 35 и потока струй НСВ, интенсифицируются процесс эффективной коалесценции капель нефти, переход укрупнившихся капель нефти в слой уловленной нефти 35, в результате осуществляется эффективная контактная очистка НСВ от нефти.

Уловленная нефть из верхних частей секций 22 и 23 удаляется через нефтесборники 51 и патрубки 52.

НСВ из камер 8 по патрубку 12 поступает в напорное кольцо 11, далее по трубопроводу 14 – в распределитель 16 и через закручивающее устройство 29 распределителя 16 в виде равномерно распределенного потока широко раскрученных струй эмульсии (см. рис. 4.5, г) подается в высококонцентрированный по нефти слой эмульсии 35. Далее в секции 23,

в условиях интенсивного перемешивания потоков НСВ, происходят коалесценция и контактная очистка НСВ аналогично вышеописанному.

Мелкодисперсные частицы нефти, вынесенные потоком воды из секций 22 и 23 отстойника 17, вместе с потоком воды поступают в насадки, 44, 45, расположенные между перегородками 18 и 20, 19 и 21 соответственно, и при фильтрации в направлении снизу вверх частицы нефти укрупняются и всплывают в зоне 24, накапливаются в верхней части 35 этой зоны, а далее удаляются через нефтесборник 51 и патрубок 52.

Очищенная вода удаляется из секции 24 через коллектор 46 с ответвлениями 47 и патрубок 48.

Механические примеси осаждаются в секциях 22 и 23, накапливаются на дне отстойника 17. Для удаления осадка 39 со дна секций 22 и 23 отстойника 17 в напорные кольцевые коллекторы 39 по кольцевым трубопроводам 41 и патрубкам 53 подается под напором вода, которая, вытекая из закручивающих устройств 40 (рис. 4.5, д) с одновременным вовлечением эжектируемой части осадка с окружающих слоев, перемешивает и смывает его к патрубкам 37, далее взмученный и смытый осадок по трубопроводам 42 и 43 отводится в шламонакопитель. При этом закручивающее устройство 40 выполнено в виде цилиндроконического гидроциклона со сходящим соплом 31, направленным в стороны патрубков 37 отвода осадка.

Таким образом, отстойник 17 имеет три секции отстаивания 22, 23 и 24, из которых в двух крайних секциях 22, 23 осуществляется отдельный ввод НСВ с различными фазово-дисперсными параметрами. Распределители 15, 16 крайних секций соответственно 22, 23 снабжены закручивающими устройствами (рис. 4.5, г) в виде цилиндрических гидроциклонов 29 с одним наглухо закрытым торцом 30 и другим открытым 31, выполненных в виде сходящего сопла. Сопла попеременно присоединяются разносторонними концами к цилиндрической части корпуса тангенциальными патрубками 32. Открытые концы сопел направлены вверх и расположены ниже уровня границы фаз «нефть (35) – вода (36)».

На выходе сопла 31 образуется широкая закрученная струя 33 (см. рис. 4.5 г) с большим углом расширения (α), дальностью (L) и повышенной эжекционной способностью. Все это предотвращает образование промежуточного слоя, способствует созданию подвижной «свежей» инверсирующей поверхности границы «нефть – вода» и повышению эффекта очистки.

Предполагаемое устройство компактное, позволяет удалять осадок без отключения аппарата из работы и без нарушения нормальной его работы; уменьшить количество аппаратов при большой производительности, сократить длину трубопроводов обвязки и количества арматуры; создать эффективную технологию очистки НСВ.

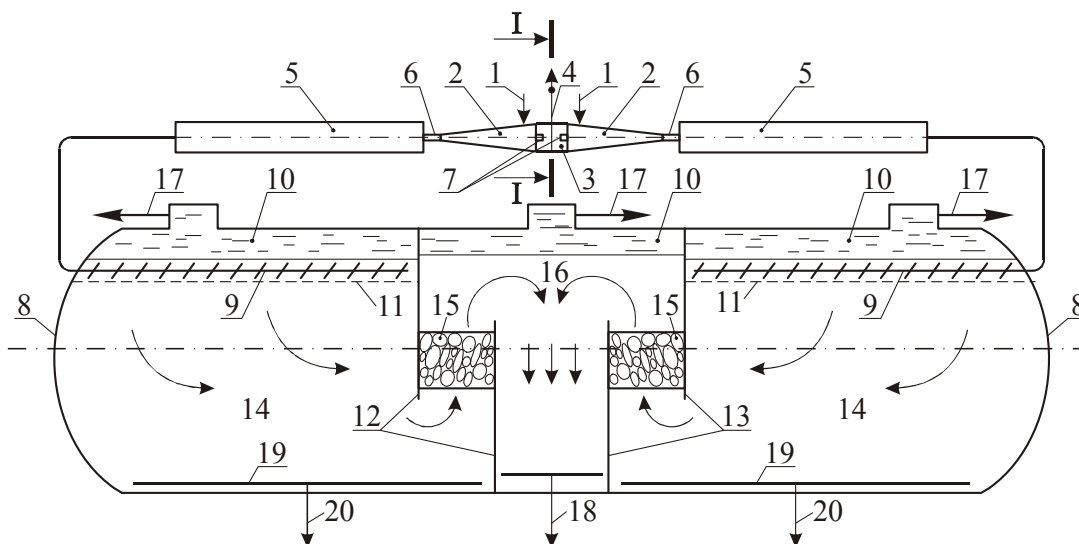


Рис. 4.6. Схема установки БГКО с двумя гидроциклонами

На рис. 4.6 представлено устройство типа БГКО, в котором повышение эффекта очистки НСВ достигается:

- за счет объединения напорных гидроциклонов в единую конструкцию со стороны верхних сливов гидроциклонов с помощью совмещенной нефтесборной камеры; крайние секции отстойника имеют равные объемы и одинаковую конструкцию;

- за счет совершенствования конструкции и размещения устройств распределения исходной НСВ, сбора и удаления очищенной воды, а также расположения гидродинамических коалесцирующих насадок [111].

Исходная НСВ (см. рис. 4.6) по патрубкам 1 под напором подается в гидроциклоны 2. Происходит разделение НСВ на два потока практически с одинаковыми фазово-дисперсными характеристиками: потоки из нижних сливов 6 гидроциклонов 2 поступают в цилиндрические камеры 5, а потоки из верхних сливов 7 гидроциклонов 2 – в нефтесборную камеру 3, откуда удаляются через патрубок с запорной арматурой 4 для отвода нефти. Потоки эмульсии из нижних сливов гидроциклонов поступают в камеры 5 в виде закрученных струй и далее в распределители 9. Через закручивающие устройства (аналогичные представленным на рис. 4.5, г) распределителя 9 в виде равномерно распределенного потока широко закрученных струй эмульсия подается в высококонцентрированный по нефти слой НСВ 11. В области границы фаз «нефть (10) – вода (11)» закрученные струи эмульсии создают зону турбулентного перемешивания с одновременным вовлечением эжектируемой части эмульсии с окружающих слоев 10 и 11 и потока струй НСВ; интенсифицируются процесс эффективной коалесценции капель нефти, переход укрупнившихся капель нефти в слой уловленной нефти 10, в результате осуществляется контактная очистка НСВ от нефти.

Мелкодисперсные частицы нефти, вынесенные потоком воды из рабочих секций 14 отстойника 8, вместе с потоком воды фильтруются в

направлении снизу вверх, частицы нефти укрупняются в слоях загрузки 15, всплывают в буферной зоне 16, накапливаются в верхней части 10 этой зоны. Уловленная нефть из секций 14 и 16 отводится через патрубок 17. Очищенная вода удаляется из буферной секции 16 через патрубок 18.

Механические примеси осаждаются в рабочих секциях 14 отстойника 8, накапливаются на дне и отводятся через системы сбора 19 и патрубок 20 в шламонакопитель.

Достоинством предлагаемого устройства являются: попарное расположение гидроциклонов посредством совмещенной нефтесборной камеры с патрубком для удаления уловленной нефти; размещение распределительных и сборных устройств, выполненных с одинаковыми конструктивными, геометрическими и гидравлическими характеристиками в едином трехсекционном отстойнике, две крайние секции которого имеют одинаковые объемы и конструкцию и снабжены симметрично расположенными гидрофобными насадками с одинаковыми конструктивными, геометрическими, гидравлическими, технологическими характеристиками; стабильный высокий эффект очистки, удельная производительность за счет получения эмульсии из камер нижних сливов гидроциклонов с одинаковыми количественными и качественными характеристиками; возможность создания эффективной технологии очистки НСВ.

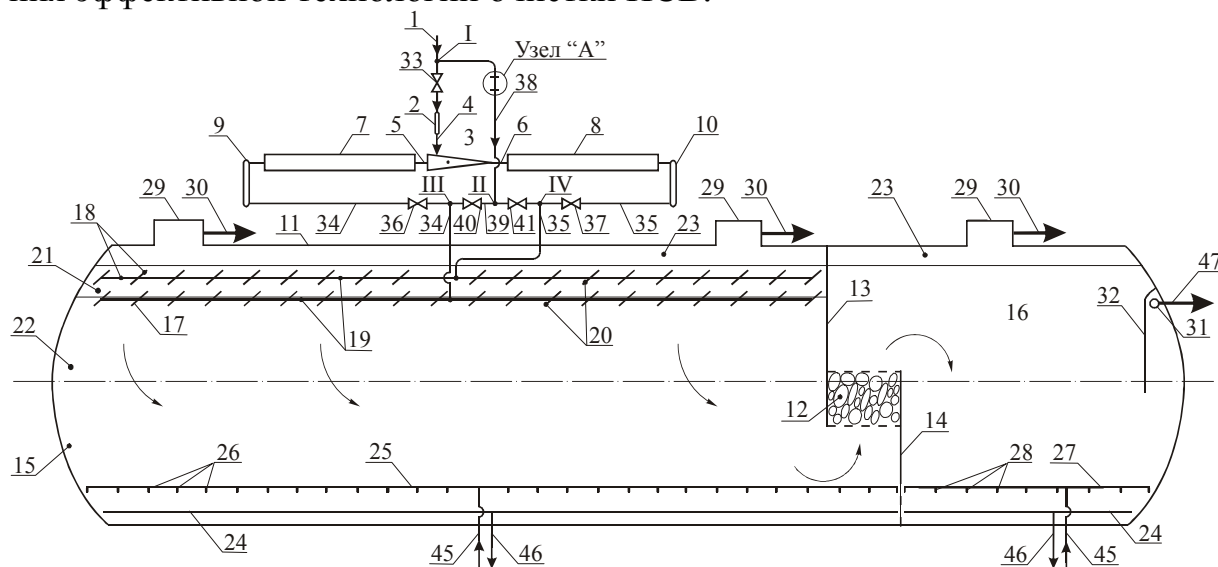


Рис. 4.7. Схема установки БГКО с усовершенствованной НСВ

Разработка, представленная на рис. 4.7, направлена на повышение надежности работы устройства, эффекта очистки НСВ, за счет совершенствования конструкции, технологической схемы подачи, регулирования, отключения и включения в работу батареи гидроциклонов с цилиндрическими камерами верхнего и нижнего сливов гидроциклонов без полного отключения аппарата из работы [10].

НСВ по трубопроводу 1 (см. рис. 4.7) подается через напорное трубчатое распределительное кольцо 2 в гидроциклоны 3. Поток из верхних сливов 5 гидроциклонов 3 поступает в цилиндрические камеры 7, а поток из нижних сливов 6 – в цилиндрические камеры 8. Из камер 7 поток поступает в напорное трубчатое сборное кольцо 9, а далее по трубопроводу 34 в распределитель 17 и из него в виде равномерно распределенного потока – в слой высококонцентрированной по нефти эмульсии 21, где происходят интенсивная коалесценция капель нефти, переход укрупнившихся капель нефти в слой уловленной нефти 23, контактная очистка НСВ от нефти. Поток эмульсии из камер 8 поступает в напорное трубчатое сборное кольцо 10 и далее по трубопроводу 35 в распределитель 18, а из него в виде равномерно распределенного потока – непосредственно к нижней поверхности слоя нефти 23, в зону турбулентного перемешивания 21. Потоки, выходящие из распределителей 17 и 18, интенсивно перемешиваются в слоях высококонцентрированной по нефти эмульсий 21 и 23, что повышает эффективность коалесценции капель нефти и контактной очистки НСВ.

Для удаления накопленного осадка со дна отстойника 11 в напорную систему смыва 25 по трубопроводу 45 подается под напором вода, которая, вытекая из сопел 26, смывает осадок к сборной дырчатой системе 24 и по трубопроводу 46 отводится в осадконакопитель.

Мелкодисперсные частицы нефти, вынесенные потоком воды из рабочей секции 15, укрупняются в слое коалесцирующей загрузки 12, которая, расположена между перегородками 13 и 14, уловленная нефть из секций 15 и 16 удаляется через нефтесборники 29 и патрубок 30. Очищенная вода выводится из буферной секции 16 через коллектор 31, отбойник 32 и патрубок 47.

Для проведения ремонта, профилактики, ликвидации аварий, замены отдельных элементов, узлов в батарее гидроциклонов 3, камер 7 и 8, распределительных 20 и сборных 9, 10 напорных колец и т.д. закрывают задвижки 33, 36, 37, открывают задвижки 40 и 41. Исходная НСВ под напором из трубопровода подачи 1 поступает в закручивающий сужающий канал камеры 42; образуются затопленные струи, касательные к внутренней поверхности обводного трубопровода, в канале в целом образуется стабильный закрученный высокотурбулентный поток с постоянно увеличивающейся скоростью вращения и закрутки, а на выходе из камеры 42 на некотором расстоянии возникают область затухания закрученного потока и область, переходная на осевое потенциальное течение. Все это способствует увеличению дальности закрученного потока и времени гидродинамической обработки НСВ в объеме закрученного потока, а также разрушению бронирующих оболочек и коалесценции нефтяных частиц, повышению эффекта очистки.

При этом часть исходной НСВ по обводному трубопроводу 38, трубопроводу-перемычке 39, трубопроводу 34 через открытую задвижку 40

поступает в распределитель 17 и из него в виде равномерно распределенного потока – в слой 21 высококонцентрированной по нефти эмульсии, где происходит контактная очистка НСВ от нефти.

Другая часть исходной НСВ по трубопроводу-перемычке 39 через открытую задвижку 41 по трубопроводу 35 поступает в распределитель 18, а из него в виде равномерно распределенного потока – непосредственно к нижней поверхности слоя нефти 23, т.е. в зону турбулентного перемешивания 21. Потоки, выходящие из распределителей 17 и 18, интенсивно перемешиваются в слоях высококонцентрированной по нефти эмульсий 21 и 23, что повышает эффективность контактной очистки НСВ. Дальнейшая очистка НСВ, удаление очищенной воды, уловленной нефти и осадка происходят аналогично вышеописанному. Таким образом, в указанном режиме работа устройства не прекращается. Для возврата устройства в нормальный проектный режим работы открывают задвижки 33, 36 и 37 и закрывают задвижки 40 и 41.

Достоинствами предлагаемого устройства являются высокие надежность, эффект очистки, возможность удаления осадка и проведения ремонтно-профилактических и аварийных работ без его отключения.

Выводы

1. На основании результатов теоретических, экспериментальных исследований процессов гидродинамики, структуры закрученных потоков, коалесценции капель нефти в закрученных потоках, очистки НСВ с использованием гидродинамических эффектов закрученных потоков разработаны новые установки (аппараты) типа БГКО для очистки НСВ, даны конструктивные решения устройств, новизна которых подтверждена патентами РФ.

2. Разработанные новые технические конструктивные решения устройств и установок могут быть рекомендованы для использования при модернизации, совершенствовании и создании аппаратов (установок) типа БГКО, а также при модернизации, совершенствовании существующих установок очистки НСВ.

5. РАЗРАБОТКА И РЕАЛИЗАЦИЯ ПРОМЫШЛЕННОГО АППАРАТА ТИПА БГКО ДЛЯ ОЧИСТКИ НЕФТЕПРОМЫСЛОВЫХ СТОЧНЫХ ВОД С ЦЕЛЬЮ ЗАВОДНЕНИЯ НЕФТЯНЫХ ПЛАСТОВ

5.1. Краткая характеристика объекта освоения

Реализация результатов настоящих исследований осуществлена в НГДУ «Азнакаевскнефть», являющемся крупнейшим предприятием нефтегазодобывающей отрасли Республики Татарстан (РТ) в составе ОАО «Татнефть». Объекты НГДУ расположены на территории шести административных районов РТ и занимают 1242 км² площади. Разрабатываемые месторождения значительно выработаны (в среднем до 86 %) и обводнены (в среднем 86 %); фонд эксплуатационных скважин составляет 2900, нагнетательных – 1300; протяженность нефтепроводов более 4800 км, водоводов более 2000 км; количество кустовых насосных станций 81. НГДУ добывает 12,6% от общей добычи и обеспечивает самый высокий темп отбора нефти (4,6%) в ОАО «Татнефть». На разрабатываемой территории остаточные запасы нефти концентрируются на участках с ухудшенными коллекторными свойствами и водонефтяной зоне, а новые запасы находятся в рассеянном состоянии, что создает трудности при разработке месторождений и добыче нефти. Высокий темп добычи (40 тысяч тонн в год) достигается за счет применения современных методов повышения нефтедобычи пластов, в т.ч. за счет заводнения нефтяных пластов очищенной НСВ. Объем закачиваемых в продуктивные пласты очищенных НСВ составляет 61800 м³/сут, пресных – 2200 м³/сут [8]. В НГДУ очистка НСВ для ППД осуществляется на тринадцати очистных сооружениях при тринадцати объектах промышленной подготовки нефти. Утилизация очищенных НСВ в системах заводнения нефтяных пластов является единственным экономически выгодным путем их ликвидации на промыслах (см. подразд.1.1).

Разработан (см. подразд. 5.3) новый опытно-промышленный аппарат типа БГКО для очистки НСВ на основе использования закрученных потоков, реализация которого осуществляется на Бирючевском центральном сборном пункте (ЦСП) НГДУ «Азнакаевскнефть».

5.2. Условия образования, количественные и качественные параметры пластовых сточных вод на объекте внедрения

На объекте внедрения – Бирючевском ЦСП – НСВ образуется при предварительном обезвоживании высокосернистой нефти, поступающей из систем сбора ЦДНГ-3 и ЦДНГ-4 (цех добычи нефти и газа) (рис. 5.1). На схеме (см. рис. 5.1) приведены режимы работы систем нефтесбора по

буферную емкость, откуда насосом перекачивается через путевой подогреватель в технологические отстойники и далее на Кама-Исмагиловскую УПВСН.

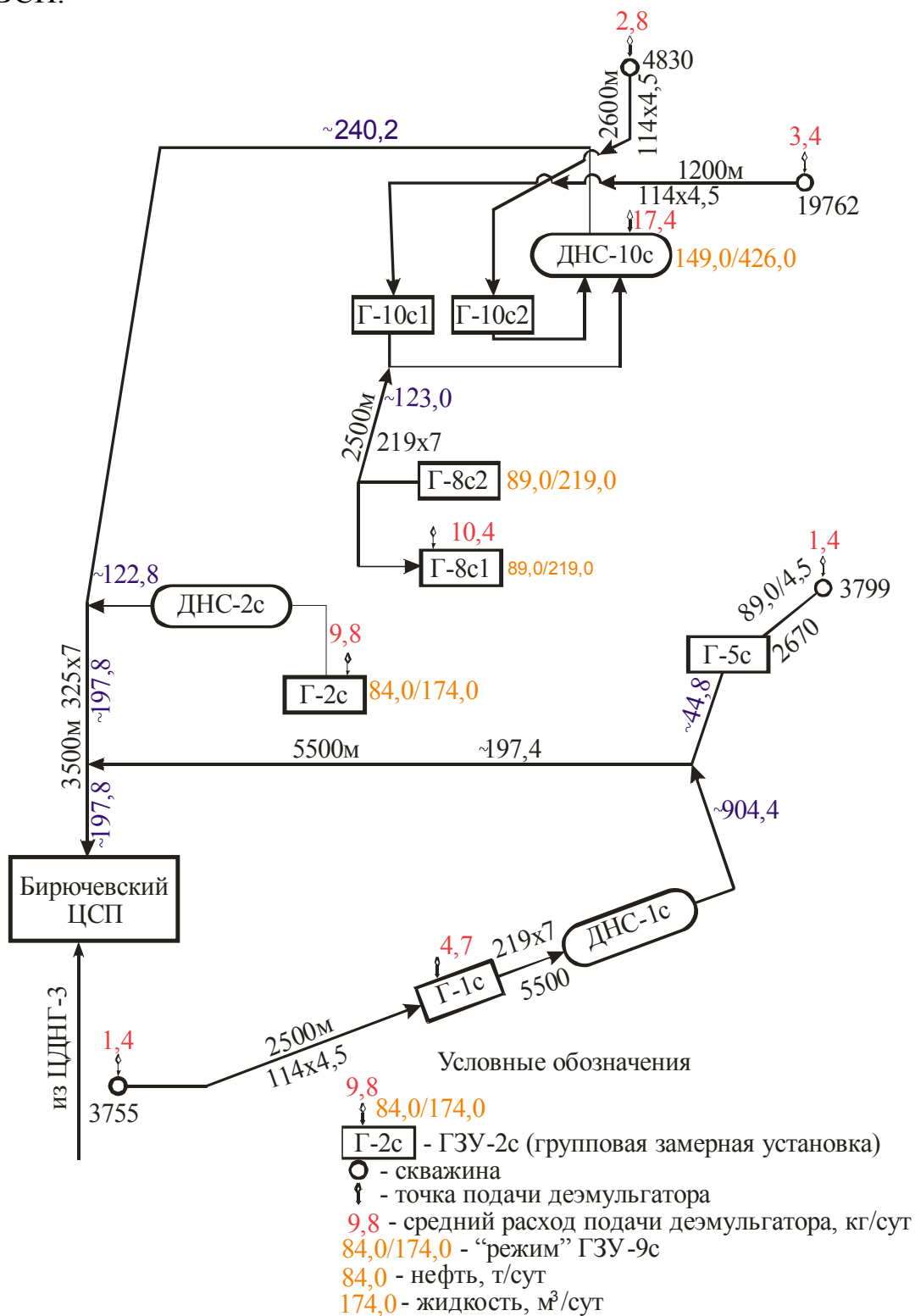


Рис. 5.1. Принципиальная технологическая схема системы сбора высокосернистой нефти по ЦДНГ-4

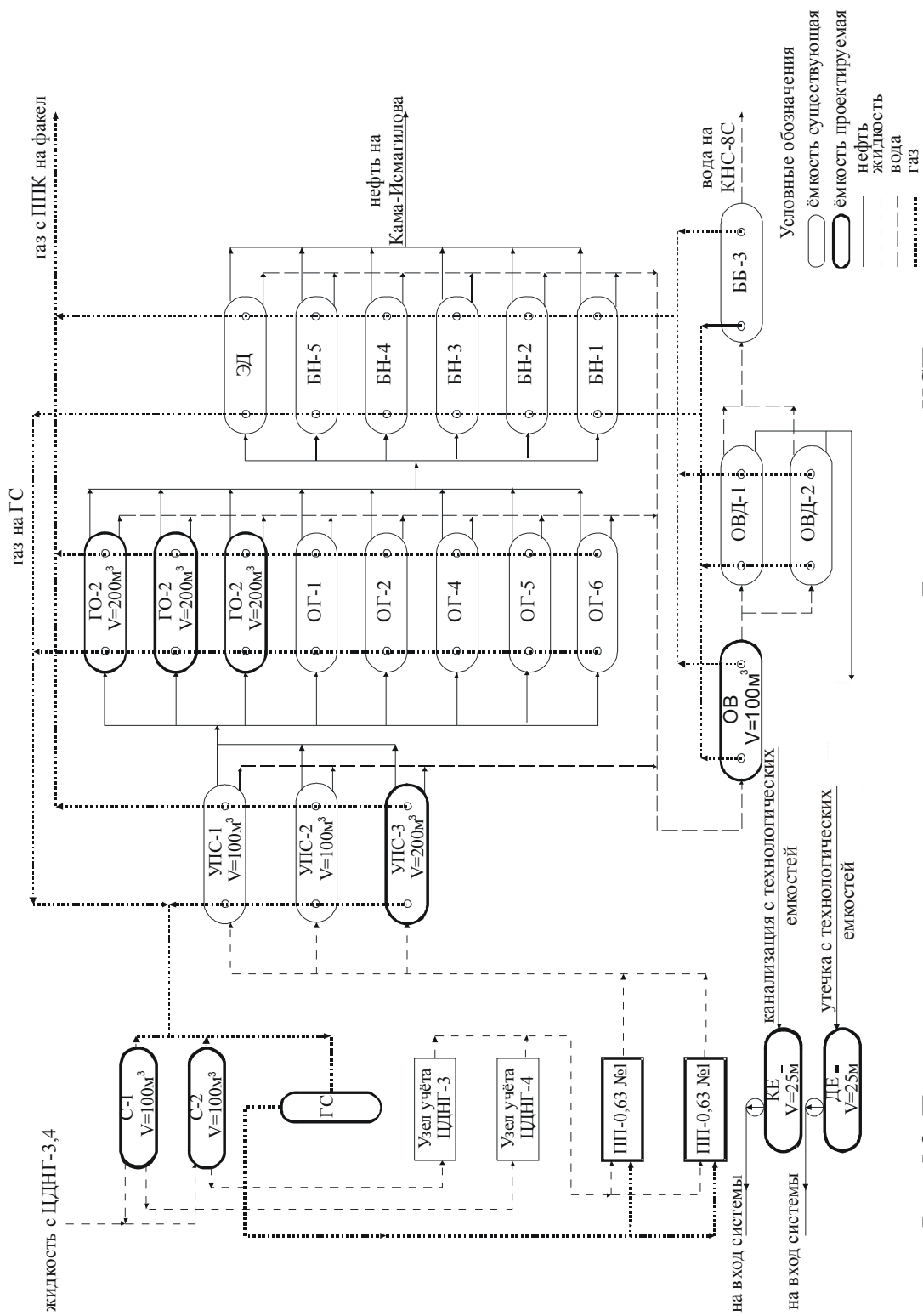


Рис. 5.2. Принципиальная технологическая схема Бирючевского ЦСП

Очистные сооружения Бирючевского ЦСП, в состав которых входят аппараты ОВД-1, ОВД-2, БЕ-3 введены в эксплуатацию в 1985 г. По данным НГДУ «Азнакаевскнефть», на очистку поступают пластовые сероводородосодержащие сточные воды (НСВ) в количестве 900 м³/сут; эффективный объем технологических аппаратов 427 м³, при этом время отстаивания составляет 10,2-11,4 часа; в исходной НСВ содержится: нефти до 1000 мг/л, механических примесей до 200 мг/л, растворенного сероводорода (H₂S) от 181,3 до 230,4 мг/л, растворенного углекислого газа (CO₂) от 208,1 до 308 мг/л; температура летом колеблется от +17 до +20 °С, плотность нефти при температуре 20 °С составляет 0,884 г/см³, вязкость – 28 мПа·с; плотность НСВ при температуре 20 °С составляет 1,161 мг/л, вязкость 1,8 мПа·с. По данным НГДУ, в очищенной НСВ содержится: нефти 81-126 мг/л, твердых механических примесей 54-72 мг/л, кислорода от 0 до 0,08 мг/л (при нормах 0,5 мг/л), СВБ от 1 до 10 кл/мл; дисперсный состав загрязнений в очищенной НСВ представлен частицами: размером от 2 до 10 мкм – в среднем 60-98 %, от 11 до 20 мкм – в пределах 2-23 %, от 21 до 40 мкм – в пределах 2-16 %, от 41 до 60 мкм – 2 %.

Промстоки (в т.ч. канализационные, ливневые) на Бирючевском ЦСП собираются в емкости (см. рис. 5.2) и подаются насосами на вход УПС, что является дополнительным источником загрязнений подготавливаемых нефти и НСВ.

Превышение содержания нефти и механических примесей в очищенной НСВ против нормативных (60 и 50 мг/л соответственно) связано также с увеличением количества НСВ, поступающей на очистку, с несвоевременным удалением из аппаратов накопившихся осадков; по данным НГДУ, рекомендуемая периодичность ручного удаления донных осадков составляет 2,2 года.

5.3. Разработка промышленного аппарата БГКО-900

На основании результатов настоящих исследований, анализа научно-технической, патентной информации, опыта и исходных требований на создание блочных установок для очистки НСВ нами разработан один из вариантов промышленного аппарата БГКО-900. Новизна аппарата подтверждается патентами РФ [10, 105-111], описание которых дано в подразд. 4.2.

5.3.1. Исходные данные для разработки

Исходные данные приняты согласно техническому заданию заказчика – НГДУ «Азнакаевскнефть» – на разработку технической документации блоч-

ной промышленной установки для очистки НСВ с применением закрученных потоков. Объект реализации аппарата БГКО-900 – Бирючевский ЦСП (см. рис. 5.2). По данным технического задания:

- ✓ производительность аппарата – 900 м³/сут;
- ✓ концентрация загрязнений в исходной НСВ, мг/л, не более: нефти – 1000, механических примесей – 200; температура, °С, 0-30;
- ✓ концентрация загрязнений в очищенной воде, мг/л, не более: нефти – 60, механических примесей – 50;
- ✓ НСВ подается на очистку под давлением 0,35-0,4 МПа.

5.3.2. Устройство, принцип работы и основные положения разработки аппарата БГКО-900

Аппарат БГКО-900 производительностью 900 м³/сут разработан на основе патентов [10, 106-111]. На примерах этих патентов, в частности патента [108] (см. рис. 4.3), дано описание устройства и принципа работы аппарата, аналогичного БГКО-900 [12, 22].

Устройством и технологией очистки БГКО-900 предусмотрено разрушение бронирующих оболочек, укрупнение и уменьшение полидисперсности капель нефти за счет гидродинамической обработки исходной НСВ последовательно во всех областях закрученного течения, совмещенной с интенсивной очисткой в подвижной инверсирующей контактной гидрофобной массе, – отстаивание, фильтрация через твердую контактную массу – отстаивание.

В БГКО-900 указанная выше технология очистки реализована по следующей схеме: гидроциклон – камеры сливов гидроциклона – контактная подвижная инверсирующая жидкая контактная масса – отстойник – гидродинамический коалесцирующий фильтр (насадка) – отстойник.

Гидравлические и технологические расчеты конструктивных элементов БГКО-900 производились с использованием известных методик.

Разработка аппарата БГКО-900 осуществлялась на базе стандартной стальной напорной горизонтальной цилиндрической емкости (отстойник) объемом 100 м³, диаметром 3000 мм, длиной 14560 мм, предоставленной заказчиком – НГДУ «Азнакаевскнефть».

Напорные горизонтальные стандартные емкости объемом 50, 80, 100 и 200 м³ выпускаются отечественной промышленностью в соответствии с ОСТ 26-02-376-78 и могут быть рекомендованы для применения в качестве корпуса аппаратов типа БГКО при их конструировании.

Отстойник разделен перегородками (из листовой стали толщиной 12 мм) на две секции: предварительного и дополнительного отстаивания (буферная секция). При этом верхнюю перегородку следует располагать на ≈0,5-1 м ниже границы интенсивного перемешивания, а нижнюю перегородку – на ≈0,5-1 м выше нижней границы указанной зоны, что достаточно

для гашения придонных потоков, фиксации границ перемешивания и накопления осадка на дне отстойника [8, 12, 13].

В состав БГКО-900 входят шесть напорных двухпродуктовых цилиндроконических гидроциклонов и двенадцать цилиндрических камер сливов:

– гидроциклоны диаметром 75 мм, диаметр входного патрубка $d_{вх} = 15$ мм, диаметр верхнего слива $d_{в.} = 20$ мм, диаметр нижнего слива $d_{н.сл.} = 26$ мм, угол конусности $\alpha = 5^\circ$, высота цилиндрической части $H_{ц} = 18$ мм, расход через патрубок нижнего слива $q_{н.сл.} = 1,1$ л/с, верхнего слива, $q_{в.сл.} = 0,9$ л/с при давлении на входе в гидроциклон $P_{вх.} = 0,4$ МПа и противодавлении на сливах $P_{п} \approx 0,2$ МПа [2, 3, 6, 8, 13, 21, 95];

– цилиндрические камеры сливов гидроциклонов: верхнего слива – диаметром 100 мм, длиной 2000 мм, нижнего слива – диаметром 100 мм, длиной 2000 мм [8, 13, 21]; изготовлены из стальных бесшовных труб по ГОСТ 8732–78.

Количество гидроциклонов определено, исходя из заданной производительности и создания движения НСВ в полости гидроциклона, характеризующегося числами Рейнольдса не менее 30000-40000, а также обеспечения максимальной дальнобойности закрученных потоков на сливах. В камерах режим движения НСВ поддерживался в автомоделной области ($Re > 10000$) [6-8, 12, 13, 15, 18].

В сущности, система «гидроциклон – камеры сливов» (ГКС-75) является гидродинамическим центробежным каплеобразователем, предназначенным для предварительной гидродинамической обработки исходной НСВ в составе промышленного аппарата БГКО-900. ГКС-75 также предназначен для исследования процессов гидродинамики, коалесценции капель нефти, очистки НСВ по технологическим схемам БГКО-900. Опытно-промышленный комплект ГКС-75 изготовлен и выпущен ФГУП «Казанский завод точного машиностроения им. М.И. Калинина» (ФГУП КЗТМ) по чертежам АН РТ и КГАСА.

Для равномерного распределения исходной НСВ по гидроциклонам и равномерного сбора воды из камер нижнего и верхнего сливов гидроциклонов предусмотрены напорные трубчатые кольца на входе гидроциклонов и на выходе камер сливов из стальных бесшовных труб (ГОСТ 10704-91) диаметром 108×4 мм.

Отстойник БГКО-900 снабжен трубчатыми распределителями нижнего и верхнего сливов гидроциклонов, которые представляют собой коллекторы с двухсторонними ответвлениями из стальных труб (ГОСТ 8732–78), на которых с верхней стороны располагаются отверстия диаметром 10 мм в шахматном порядке под углом 45° к вертикальной оси распределителя, при этом распределитель нижнего слива размещается над распределителем верхнего слива. При диаметре отверстий 10 мм и коэффициенте перфорации

1,5 скорость истечения НСВ из отверстий $\approx 0,7$ м/с [90-94], что обеспечивает необходимую дальнобойность струй в зоне интенсивного перемешивания [15, 18]. Расчеты вышеуказанных распределителей производились по методикам, изложенным в [32, 33, 40, 48, 53].

Конструкцией БГКО-900 предусмотрены возможности изменения высоты расположения распределительных систем исходной НСВ; отключения батареи гидроциклонов с камерами сливов; подачи исходной НСВ в отстойник через распределители, минуя гидроциклоны и камеры сливов (см. рис. 4.7) [10].

При этом расположение распределителей должно обеспечить: равномерное распределение исходной частично разрушенной НСВ по живому сечению зоны турбулентного перемешивания и расслоения; ввод, образование и равномерное распределение этой НСВ в объеме весьма подвижной зоны высокой концентрации частиц нефти; гидродинамическое разрушение межфазного промежуточного слоя и предотвращение формирования этого слоя. Все это способствует интенсивной коалесценции и переходу всплывающих капель нефти в содержимое малоподвижного слоя накопления уловленной нефти в верхней зоне отстойника. Таким образом, зоны турбулентного перемешивания и накопления уловленной нефти образуют сложную гидродинамическую систему, выполняющую полезные технологические функции в процессе очистки НСВ [13].

Для повышения эффекта очистки в составе БГКО-900 предусмотрена возможность применения коалесцирующего фильтра (насадки) из крупнозернистой гидрофобной загрузки, работающей в режиме саморегенерации. В качестве загрузки насадки принят полиэтилен фракции 3-5 мм, высотой 0,8 м; скорость фильтрации $\approx 18-20$ м/ч [15, 18, 23]. Загрузка насадки сверху и снизу фиксируется рабочими сетками из нержавеющей стали простого плетения с квадратными ячейками размером, меньшим наименьшего размера фракции загрузки. Сетка крепится на металлической раме из уголка болтами и накладками. При необходимости увеличения механической прочности рабочей сетки рамы разбивают на пролеты или укладывают под сетку поддерживающую сетку с квадратными ячейками более крупных размеров.

Произведенные нами гидравлические расчеты по методике [33, 48] для крупноячеистых ($14 \times 14 \times 5$ мм, $18 \times 18 \times 5$ мм по ГОСТ 3307-70) и мелкоячеистых ($2 \times 2 \times 5$ мм, $4 \times 4 \times 5$ мм по ГОСТ 8613-73) сетчатых диаметров показали, что данные элементы конструкции коалесцирующих насадок не вызывают ощутимых изменений гидродинамических параметров потока в отстойнике при подходе к сетке и в загрузке насадки [13].

Для сбора и удаления очищенной воды секция дополнительного отстаивания БГКО-900 снабжена сборным коллектором из стальных труб (ГОСТ 10704-91) диаметром $159 \times 4,5$ и отбойником, обеспечивающими равномерный сбор очищенной воды по живому сечению секции, гашение

придонных потоков, фиксацию объемов дополнительного отстаивания и накопления осадка в этой секции (см. рис. 4.7).

Для удаления нефтешлама (осадка) со дна обеих секций отстойника БГКО-900 в нижней части отстойника расположены гидравлические трубчатые напорные дырчатые системы сбора и удаления осадка, а выше их с двух сторон находятся трубчатые напорные дырчатые системы разрыхления и смыва осадка. Расчеты указанных систем производились по методикам, изложенным в [32, 33, 36, 40, 47, 48, 53, 59, 60, 88]. Комбинированные системы удаления осадка, подробно изложенные в подразд. 4.2 и патентах [108-111], приняты за основу при конструировании БГКО-900. При этом предусмотрены сбор и отвод свежавыпавшего осадка влажностью 95 %, высотой накопления 0,5 м, продолжительность удаления 10 мин (рекомендовано до 30 мин [40]), скорость движения осадка в начале трубы 1,0 м/с, в конце трубы 1 м/с, в отверстиях 1,5-2 м/с, диаметр отверстия 20 мм, расстояние между отверстиями 300-500 мм [40], отношение суммарной площади к площади сечения трубы 0,5-0,7 [40, 53].

Расчетное количество удаления осадка за один месяц для первой секции составляет 26 раз, а для второй – 3 раза.

Система удаления осадка из стальных труб (ГОСТ 10704–91) диаметром 108×4. Периодичность и продолжительность удаления нефтешлама устанавливается при пуско-наладочных работах и уточняется в процессе эксплуатации БГКО-900.

Напорные системы смыва нефтешлама I и II секции рассчитаны по методике [53, 59] с учетом указаний [47], изготовлены из стальных труб диаметром 48×4, 70×4, 108×4 по ГОСТ 10704–91. При этом значение средней скорости на выходе из насадки I секции $\approx 2,11$ м/с, а II секции $\approx 2,28$ м/с, длина струи из насадки I секции $\approx 734,3$ мм, а II ≈ 759 м.

Принятая система удаления осадка принята позволяет исключить ручной труд, удалить осадок в любое время года без отключения установки из работы, ликвидировать простой, автоматизировать процесс удаления, улучшить качество очистки воды и условия труда.

Уловленная нефть накапливается в верхней зоне отстойника и удаляется через нефтесборники секции отстойника. Диаметр трубопроводов, отводящих нефть, определены по [57, 58] и приняты равными 57×3,5 по ГОСТ 8733–74.

Конструкция устройства БГКО-900 позволяет реализовать его по схеме «гидроциклон – камеры сливов – отстойник», исключив коалесцирующую насадку и комбинированную систему удаления осадка, заменив последнюю на ручное удаление осадка.

5.3.3. Обоснование инвестиций на изготовление аппарата БГКО-900, его внедрение и производственные испытания в составе Бирючевского ЦСП. Расчет экономического эффекта от внедрения

Калькуляция на изготовление отдельных конструктивных узлов аппарата БГКО-900 была составлена для условий ОАО «Опытно-механический завод «Гидроспецстрой»» (г.Казань) в ценах 2008 г. Общая стоимость изготовления составила 982000 руб.

Проект реконструкции Бирючевского ЦСП разработан проектно-сметным бюро (ПСБ) НГДУ «Азнакаевскнефть» с включением технологической схемы ЦСП установки БГКО-900, подробное описание которой дано в подразд. 5.2 (см. рис. 5.2). Общий вид БГКО показан на рис. 5.3.



Рис. 5.3. Общий вид установки БГКО

Внедрение и производственные испытания установки БГКО-900 были осуществлены в 2008 г. на Бирючевском ЦСП. В процессе производственных испытаний сравнивалась технологическая эффективность очистки НСВ установки БГКО-900 и существующих напорных отстойников ОВД-1 и ОВД-2, введенных в эксплуатацию в 1985 году. Данные, полученные в процессе испытаний, представлены в табл. 5.2.

Анализ полученных результатов испытаний показал, что внедрение установки БГКО позволило значительно интенсифицировать процесс очистки НСВ и увеличить эффективность изъятия нефти (в 1,8-2,0 раза по остаточным концентрациям) и мехпримесей (в 2,6-3,0 раза) по сравнению с отстойниками ОВД-1 и ОВД-2.

Т а б л и ц а 5.2

Данные сравнительных производственных испытаний
на Бирючевском ЦСП

Наименование установки	Производительность м ³ /сут	Фактическое среднее время отстаивания, ч	Показатели исходной НСВ, мг/л		Показатели очищенной НСВ, мг/л	
			нефть	мех. примеси	нефть	мех. примеси
Отстойники ОВД-1, ОВД-2	900	10,2-11,4	700-920	130-146	95-104	58-68
Установка БГКО-900	900	2,5-2,8	700-920	130-146	48-58	22-31

Количество дополнительно изъятой нефти за счет внедрения установки БГКО-900 определялось по формуле

$$W_{\text{сут}} = (C_{\text{ост}}^{\text{от}} - C_{\text{ост}}^{\text{н}}) \cdot Q_{\text{сут}} / 1000, \text{ кг/сут}, \quad (5.1)$$

где $C_{\text{ост}}^{\text{н}}$ и $C_{\text{ост}}^{\text{от}}$ – средние остаточные концентрации нефти в очищенных НСВ соответственно после отстойников и установки БГКО,

$$C_{\text{ост}}^{\text{от}} = 99 \text{ г/м}^3, \quad C_{\text{ост}}^{\text{н}} = 53 \text{ г/м}^3;$$

$Q_{\text{сут}}$ – суточная производительность установок, $Q_{\text{сут}} = 900 \text{ м}^3/\text{сут}$, что в цифровом выражении составило:

$$W_{\text{сут}} = (99 - 53) \cdot 900 / 1000 = 41,4 \text{ кг/сут}. \quad (5.2)$$

Количество дополнительно изъятой нефти на установке БГКО-900 за год:

$$W_{\text{год}} = W_{\text{сут}} \cdot 365 = 41,4 \cdot 365 = 15111 \text{ кг}. \quad (5.3)$$

Экономический эффект, полученный от дополнительного количества нефти, изъятой на установке БГКО-900:

$$\mathcal{E}_{\text{н}} = W_{\text{год}} \cdot q_{\text{н}} / 1000 = \frac{15111 \cdot 5095}{1000} \approx 77 \text{ тыс. руб.}, \quad (5.4)$$

где $q_{\text{н}}$ – себестоимость 1 т нефти, руб., $q_{\text{н}} = 3606 \text{ руб.}$

Годовой экономический эффект с учетом капитальных затрат

$$\mathcal{E} = C_1 - C_2 + \mathcal{E}_{\text{н}} = (1779 - 982) + 77 = 874 \text{ тыс. руб.}, \quad (5.5)$$

где C_1 и C_2 – соответственно стоимость отстойников (ОВД-1 и ОВД-2) и установки БГКО-900; $C_1 = 1779 \text{ тыс. руб.}$, $C_2 = 982 \text{ тыс. руб.}$

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Анализ собранного и систематизированного фактического материала показал, что сущность и эффективность процесса очистки нефтесодержащих сточных вод (НСВ) заключается в достаточно полном и быстром снижении агрегативной и кинетической устойчивости НСВ путем главным образом разрушения бронирующих оболочек на каплях нефти и их коалесценции с последующим отстаиванием. Эти процессы осуществляются в различных аппаратах, в т.ч. гидродинамических каплеобразователях. В качестве эффективных трубчатых каплеобразователей могут применяться цилиндрические сливные камеры гидроциклонов, которые позволяют более полно использовать энергию закрученного потока для коалесценции капель нефти.

2. Разработаны технологические схемы для разрушения и очистки НСВ, включающие гидроциклон, цилиндрические камеры нижнего и верхнего сливов гидроциклона, отстойник. Построена физическая модель закрученного течения в цилиндрических камерах сливов гидроциклона и определены основные факторы, обуславливающие эффективность закрутки в сливах.

3. Созданы структурные и математические модели процессов гидродинамики в аппарате типа БГКО, представляющем собой блок «гидроциклон – цилиндрические камеры нижнего и верхнего сливов гидроциклона – отстойник», а также математическая модель процесса коалесценции капель нефти в закрученных потоках сливов гидроциклона.

4. Экспериментально выявлены основные закономерности распространения закрученных потоков в сливных камерах гидроциклона. Установлено качественное соответствие теоретических моделей и экспериментальных данных процессов гидродинамики и коалесценции капель нефти по схемам «гидроциклон – камеры верхнего и нижнего сливов» (ГКС); «гидроциклон – камеры нижнего и верхнего сливов – отстойник». Полученные зависимости позволяют определить эффективность предложенной технологии очистки НСВ.

5. Экспериментально найдены оптимальные соотношения длин и диаметров сливных камер ($L/D=20-30$), а также рекомендуемые значения универсального параметра закрутки потоков для верхней ($\Theta_v=20-23$) и нижней ($\Theta_n=16-18,5$) сливных камер, позволяющие эффективно осуществлять процесс коалесценции нефтяных капель. Количественная оценка дисперсного состава эмульгированной нефти в НСВ показала высокую степень коалесценции капель нефти при гидродинамической обработке эмульсии, обработанной в ГКС.

6. Экспериментально установлено, что остаточное содержание нефти в воде на выходе из аппарата БГКО после обработки в гидроциклоне с камерами сливов и двухчасового отстаивания составляет 45-55 мг/л при

эффекте очистки 93,5-94,5 %, что более чем на 8 % превышает эффективность очистки по схеме «гидроциклон – отстойник» и на 20 % – эффективность отстаивания не обработанной в центробежном поле НСВ. Получена математическая зависимость, адекватно описывающая кинетику отстаивания НСВ, предварительно обработанной в гидроциклоне с верхней и нижней камерами сливов.

7. На основе теоретических и экспериментальных исследований разработаны аппараты для очистки НСВ с использованием энергии закрученных потоков, новизна которых подтверждена восемью патентами РФ. Разработана, изготовлена и внедрена в производственный процесс на Бирючевском ЦСП НГДУ «Азнакаевскнефть» промышленная блочная установка БГКО-900 для очистки НСВ производительностью 900 м³/сут, в результате чего концентрация нефти в очищенных НСВ снизилась в 1,8-2,0 раза, а механических примесей – в 2,6-3,0 раза при сокращении времени очистки в 4 раза по сравнению с традиционной технологией отстаивания НСВ. Годовой экономический эффект от внедрения установки БГКО-900 составил 874 тыс. руб. (в ценах 2008 года).

8. Разработки установок БГКО различной производительности приняты Академией наук Республики Татарстан (РТ) для включения в государственную программу развития инновационной деятельности РТ.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Абрамзон, А.А. Поверхностно-активные вещества. Свойства и их применение [Текст]/ А.А. Абрамзон. – Л.: Химия, 1975. – 246 с.
2. Адельшин, А.А. К вопросу исследования гидродинамики закрученных потоков на сливах гидроциклонов [Текст] / А.А. Адельшин // Сб. науч. тр. аспирантов: материалы 53-й Республиканской науч. конф. – Казань: КГАСА, 2001. – С.29-31.
3. Адельшин, А.А. К моделированию процесса гидродинамики закрученных потоков на сливах гидроциклона [Текст] / А.А. Адельшин // Сб. науч. тр. студентов: материалы 54/55-й Республиканской науч. конф. – Казань: КГАСА, 2003. – С. 28-29.
4. Адельшин, А.А. Исследования интенсификации очистки нефте-содержащих сточных вод с использованием закрученных потоков [Текст] / А.А. Адельшин // Тез. докл. VI Республиканской науч. конф. – Казань: Отечество, 2004. – С. 5-6.
5. Адельшин, А.А. Дифференциальная функция распределения времени пребывания жидкости установки БГКО [Текст]/ А.А. Адельшин // Тр. Междунар. форума по проблемам науки, техники и образования. Т. 2 / под ред. В.П. Савиных, В.В. Вишневого. – М.: Академия наук о Земле, 2004. – С.104-105.
6. Адельшин, А.А. Экспериментальная установка для исследования процессов очистки нефтепромысловых сточных вод с применением закрученных потоков [Текст] / А.А. Адельшин // Вузовская наука – России: сб. материалов Межвузовской науч.-практ. конф. Ч. 1. – Набережные Челны: Камский гос. политехнический ин-т, 2005. – С. 300-302.
7. Адельшин, А.А. Принципы моделирования аппарата типа БГКО для очистки нефтесодержащих вод [Текст] / А.А. Адельшин // Сб. науч. тр. аспирантов, студентов: материалы 56-й Республиканской науч. конф. – Казань: КГАСУ, 2005. – С.110-114.
8. Адельшин, А.А. Отчет о выполнении научно-исследовательской работы по молодежному гранту Республики Татарстан на тему: «Разработка аппарата очистки нефтесодержащих сточных вод на основе применения закрученных потоков для целей заводнения нефтяных пластов» по договору субвенции №20/2006 (Г) ГР №0215/ЦНТИ [Текст] / А.А. Адельшин. – Казань: КГАСУ. – 151 с.
9. Адельшин, А.А. Установка очистки нефтесодержащих сточных вод на основе закрученных потоков (на русском и английском языках) [Текст]/ А.А. Адельшин, А.Б. Адельшин // Россия и Мир: наука и технология: ежеквартальный журнал по проблемам научно-технического сотрудничества с зарубежными странами. – М., Казань: АН РТ, фирма ФиД, 2005. – №2-3. – SS №1025-1820. – С. 17-19.

10. Адельшин, А.А. Устройство для очистки нефтесодержащих сточных вод [Текст] / А.А. Адельшин, А.Б. Адельшин, Р.М. Файзуллин, Н.М. Сахапов // Решение о выдаче патента от 27.06.2007 г. на изобретение по заявке №20006128565/15 (031031) от 24.07.2006 г.

11. Адельшин, А.А. Блочная установка очистки нефтесодержащих сточных вод на основе применения закрученных потоков для целей поддержания пластового давления [Текст] / А.А. Адельшин, А.Б. Адельшин, Л.Р. Хисамеева, И.Г. Шешегова // Изв. КГАСУ. – 2007. – №1(7). – С. 83-86.

12. Адельшин, А.А. Аппарат очистки нефтепромысловых сточных вод на основе использования закрученных потоков с целью заводнения нефтяных пластов [Текст] / А.А. Адельшин, А.Б. Адельшин, Л.Р. Хисамеева, И.Г. Шешегова // Нефтегазовое дело: электронный научный журнал. – Уфа, 2007. – 9 с.

13. Адельшин, А.А. К основным положениям разработки блочных установок очистки нефтепромысловых сточных вод с использованием закрученных потоков [Текст] / А.А. Адельшин, А.Б. Адельшин, Л.Р. Хисамеева, И.Г. Шешегова. – М.: Технология нефти и газа, 2007. – 12 с.

14. Адельшин, А.Б. Энергия потока в процессах интенсификации очистки нефтесодержащих сточных вод [Текст] / А.Б. Адельшин. – Ч. 1. Гидроциклоны. – Казань, 1996. – 200 с.

15. Адельшин, А.Б. Интенсификация процессов гидродинамической очистки нефтесодержащих сточных вод [Текст]: автореф. дис. ... д-ра техн. наук / А.Б. Адельшин. – СПб., 1998. – 73 с.

16. Адельшин, А.Б. Устройство для очистки нефтесодержащих сточных вод [Текст]: информ. листок №71-011-05 / А.Б. Адельшин, А.А. Адельшин; Татарский ЦНТИ ГУП РТ, 2004. – 4 с.

17. Адельшин, А.Б. Устройство для очистки нефтесодержащих сточных вод [Текст]: информ. листок №71-012-05 / А.А. Адельшин; Татарский ЦНТИ ГУП РТ, 2005. – 4 с.

18. Адельшин, А.Б. К проблеме интенсификации процессов гидродинамической очистки нефтесодержащих сточных вод [Текст] / А.Б. Адельшин [и др.] // Известия Казанской гос. архит.-строит. академии. – 2003. – №1. – С. 91-96.

19. Адельшин, А.Б. Аппарат для очистки нефтесодержащих сточных вод [Текст]: информ. листок №71-030-03 / А.Б. Адельшин, Р.А. Каюмов, Н.И. Потехин, А.А. Адельшин // Татарский ЦНТИ ГУП РТ, 2003. – 4 с.

20. Адельшин, А.Б. Интенсификация очистки нефтесодержащих сточных (6) вод на основе применения струйно-отстойных аппаратов [Текст] / А.Б. Адельшин, Н.И. Потехин. – Казань, КГАСА, 1997. – 207 с.

21. Адельшин, А.Б. Параметры закрученных струй на сливах гидроциклона [Текст] / А.Б. Адельшин, Н.И. Потехин, М.В. Лонцов, А.А. Адельшин // Исследование проблем водоснабжения, водоотведения и подготовки специалистов. – Казань: КГАСА, 1999. – С. 137-142.

22. Адельшин, А.Б. Устройство для очистки нефтесодержащих сточных вод (на русс., англ. и нем. яз.) [Текст]/ А.Б. Адельшин, Н.И. Потехин, А.А. Адельшин // 54-й Всемирный салон инноваций, научных исследований и новых технологий: каталог разработок и инновационных проектов предприятий и организаций Республики Татарстан. – Брюссель, 2005. – С. 24-25.

23. Адельшин, А.Б. Использование гидродинамических насадок с крупнозернистой загрузкой для интенсификации очистки нефте-содержащих сточных вод [Текст] / А.Б. Адельшин, Н.С. Урмитова. – Казань, КГАСА, 1997. – 249 с.

24. Аксанов, Р.Р. Исследование процессов разделения многофазных полидисперсных систем в напорных гидроциклонах и мультигидроциклонах [Текст]: дис. ... канд. техн. наук / Р.Р. Аксанов.– Уфа, Казань, 1980. – 168 с.

25. Артюхин, Ю.П. Система Математика 4.0 и ее приложения в механике [Текст]: учеб. пособие / Ю.П. Артюхин, Н.Г. Гурьянов, Л.М. Котляр; Казанское математическое общество. – Казань – Набережные Челны: Изд-во КамПИ, 2002. – 415 с.

26. Байков, У.М. Создать и внедрить эффективные методы, конструкции сооружений, оборудование и материалы для очистки природных и сточных вод для повышения нефтеотдачи пластов и предотвращения загрязнения водных объектов [Текст] / У.М. Байков, Н.С. Мингазов, М.И. Мансуров // Отчет БашНИПИнефть. – Тема №29/76, №ГР76043314. – Уфа, 1978. –С. 78.

27. Баширова, Н.М. Трехпродуктовые гидроциклоны для интенсификации процесса очистки нефтепромысловых сточных вод [Текст] / Н.М. Баширова, Р.Р. Ахсанов, В.Г. Пономарев // Машины и нефтяное оборудование: обзорн. инф. – М.: ВНИИОЭНГ, 1985. – 56 с.

28. Бусарев, А.В. Интенсификация очистки нефтесодержащих сточных вод с применением гидроциклонов с противодавлением на сливах [Текст]/ А.В. Бусарев// дис. ... канд. техн. наук. – СПб., 1997. –229 с.

29. Временное положение о закачке нефтепромысловых сточных вод в нагнетательные скважины системы ППД ОАО «Татнефть» [Текст]. – Бугульма: ТатНИПИнефть, 2004. – 15 с.

30. Вода для заводнения нефтяных пластов. Определение размера частиц эмульгированной нефти [Текст]: ОСТ 39-232-89. – 21 с.

31. Вода для заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству [Текст] / ОСТ 39-225-88. – Альметьевск, 1988.

32. Водоснабжение. Наружные сети и сооружения [Текст]: СНиП 2.04.02–84. – М.: 1985. – 134 с.

33. Водоснабжение населенных и промышленных предприятий [Текст]: справочник проектировщика. – М.: Стройиздат, 1977. – 288 с.

34. Галанова, В.А. Подготовка сточных вод с помощью гидрофобного жидкостного фильтра [Текст] / В.А. Галанова [и др] // Труды института геологии и горных ископаемых АН СССР. –1978. – №16. – С. 71-73.

35. Гольдштик, М.А. Вихревые потоки [Текст] / М.А. Гольдштик. – Новосибирск: Сиб. отделение АН СССР. Наука, 1981. – 368 с.
36. Гнедин, К.В. Режим работы и гидравлика горизонтальных отстойников [Текст] / К.В. Гнедин. – Киев: Будивельник, 1974. – 224 с.
37. Губайдуллин, Ф.Р. Разработка технологического регламента и рекомендаций по реконструкции Бирючевского ЦСП [Текст] / Ф.Р. Губайдуллин // Отчет о научно-исследовательской работе по договору №840. – Бугульма: ТатНИПИнефть, 2003. – 33 с.
38. Гунта, А. Закрученные потоки [Текст] / А. Гунта, Ф. Лилли, Н. Сайред. – М.: Мир, 1987. – 588 с.
39. Гухман, А.А. Применение теории подобия к исследованию процессов тепломассообмена [Текст] / А.А. Гухман. – М.: Высшая школа, 1967. – 303 с.
40. Егоров, А.И. Гидравлика напорных трубчатых систем в водопроводных очистных сооружениях [Текст] / А.И. Егоров. – М.: Стройиздат, 1984. – 95с.
41. Жизняков, В.В. Исследование гидродинамики закрученного потока в трубопроводах технологических аппаратов систем очистки воды [Текст]: дис. ... канд. техн. наук / В.В. Жизнякова. – Горький, 1980. – 195 с.
42. Закгейм, А.Ю. Введение в моделирование химико-технологических процессов [Текст] / А.Ю. Закгейм. – М.: Химия, 1973. – 224 с.
43. Иванов, Н.В. Экспериментальные исследования очистки сточных вод нефтепромыслов Татарии в напорных гидроциклонах [Текст]: дис. ... канд. техн. наук / Н.В. Иванов. – Казань, 1978. – 230 с.
44. Инструкция по применению технологии обработки продукции скважин с получением качественной воды в процессе подготовки нефти [Текст] // РД 39-1-1160-84, ПО «Татнефть», «ТатНИПИнефть». – Альметьевск, 1984. – 16 с.
45. Инструкция по применению технологии очистки нефтепромысловых сточных вод на базе горизонтальных и вертикальных малогабаритных отстойников с самообновляющимся жидкостным гидрофобным фильтром [Текст]// РД 153-39.0-249-02, ОАО «Татнефть», «ТатНИПИнефть». – Альметьевск, 2002. – 14 с.
46. Инструкция по применению технологии предварительного обезвоживания нефти и очистки нефтепромысловых сточных вод в условиях ДНС [Текст]// РД 153-39.0-287-03, «ТатНИПИнефть», ОАО «Татнефть». – Альметьевск, 2003. – 39 с.
47. Кадыров, Р.М. Исследование количественных и качественных характеристик нефтешламов установок подготовки нефти и воды и их обезвоживания [Текст] / Р.М. Кадыров, А.Б. Адельшин // Экспресс-информация. Сер. ХМ-3. Нефтепромысловое машиностроение. – М.: ЦИНТИхимнефтемаш, 1984. – 12 с.

48. Канализация населенных мест и промышленных предприятий [Текст] / Справочник проектировщика // под. ред. А.Б. Самохина. – М.: Стройиздат, 1981. – 640 с.
49. Кафаров, В.В. Методы кибернетики в химии и химической технологии [Текст] / В.В. Кафаров. – М.: Химия, 1968. – 380 с.
50. Клейтон, В. Эмульсии, их теория и техническое применение [Текст] / В. Клейтон. – М.: Изд. И.Л., 1950. – С. 7-12.
51. Колмогоров, А.Н. ДАН СССР [Текст] / А.Н. Колмогоров. – М., 1949. – Т.68. – 825 с.
52. Корн, Г. Справочник по математике [Текст] / Г. Корн, Т. Корн. – М.: Наука, 1977. – 832 с.
53. Курганов, А.М. Гидравлические расчеты систем водоснабжения и водоотведения [Текст]: справочник / А.М. Курганов, Н.Ф. Федоров. – Л.: Стройиздат, 1986. – 440 с.
54. Ландау, Л.Д. Механика сплошных сред [Текст] / Л.Д. Ландау, Е.М. Лившин. – ГИТЛ, 1979. – 788 с.
55. Левич, В.Г. Физико-химическая гидродинамика [Текст] / В.Г. Левич. – М.: Физматгиз, 1959. – 698 с.
56. Ли, А.Д. Разработка и внедрение высокопроизводительных аппаратов и сооружений для физико-химической очистки промышленных сточных вод [Текст] / А.Д. Ли // Отчет ТатНИПИнефть. Тема №51/76; №ГР76071300. – Бугульма, 1978. – С. 51-75.
57. Логинов, В.И. Обезвоживание и обессоливание нефтей [Текст] / В.И. Логинов. – М.: Химия, 1979. – 216 с.
58. Лутошкин, Г.С. Сбор и подготовка нефти, газа и воды [Текст] / Г.С. Лутошкин. – М: Недра, 1979. – 319 с.
59. Лысов, В.А. Разработка и исследование нового способа удаления осадка из горизонтальных водопроводных отстойников, осветляющих мутные воды [Текст] / В.А. Лысов, Е.Ф. Кургаев, В.А. Михайлов // Водоснабжение и санитарная техника. – М.: 1974, №10. – С. 15-18.
60. Лысов, В.А. Новая гидравлическая напорная система для удаления осадка из горизонтальных водопроводных отстойников [Текст]: реферативный сб. / В.А. Лысов, Е.Ф. Кургаев // Проектирование водоснабжения и канализации. – 1973. – Вып. 6 (87). – С. 14-31.
61. Махбудбеков, Э.И. Очистка нефтепромысловых сточных вод [Текст] / Э.И. Махбудбеков // Нефтяник. – 1978. – №4. – С. 20-23.
62. Медников, Е.П. Поперечная миграция частиц, взвешенных в турбулентном потоке [Текст] / Е.П. Медников // Докл. АН СССР. – 1971, 203, №23. – С. 543-547.
63. Методика отбора проб и проведения анализа на содержание нефтепродуктов в промышленной сточной воде [Текст]. – Бугульма: ТатНИПИнефть, 2001.

64. Методика отбора проб, консервации и проведения анализа на содержание механических примесей в промышленных сточных водах [Текст]. – Бугульма: ТатНИПИнефть, 1997.

65. Методика отбора проб и проведения анализа на определение дисперсности загрязнений в нефтепромысловой сточной воде [Текст]. – Бугульма: ТатНИПИнефть, 2001.

66. Мингазимов, Н.С. Совершенствование технологии подготовки промышленных сточных вод, используемых для заводнения нефтяных месторождений [Текст]: дис. ... канд. техн. наук / Н.С. Мингазимов. – Уфа: БашНИПИнефть, 1983. – 166 с.

67. Миронов, Е.А. Закачка сточных вод нефтяных месторождений в продуктивные и поглощающие горизонты [Текст] / Е.А. Миронов. – М.: Недра, 1976. – 168 с.

68. Михайловский, М.К. Совершенствование работы жидкостных фильтров [Текст] / М.К. Михайловский // Тр. ТатНИПИнефть. – Бугульма, 1975, вып. XXXIII. – С. 146-150.

69. Монгайт, И.Л. Методы очистки сточных вод [Текст] / И.Л. Монгайт, И.Д. Родзиллер. – М.: Гос. науч.-техн. изд-во, 1958. – 251 с.

70. Мутин, Ф.И. Разработка и моделирование аппаратов для очистки нефтесодержащих сточных вод с применением комбинированной контактной массы [Текст]: дис. ... канд. техн. наук / Ф.И. Мутин. – Казань, 1986. – 224 с.

71. Мутин, Ф.И. Анализ работы оборудования для очистки нефтепромысловых сточных вод с применением жидких контактных масс и пути повышения его эффективности [Текст] / Ф.И. Мутин, А.Б. Адельшин, П.И. Ястребов, О.В. Маминов // Экспресс-информация. Сер. ХМ-3. – М.: ЦИНТИхимнефтемаш, 1982, №4. – 6 с.

72. Найдено, В.В. Применение математических методов и ЭВМ для оптимизации и управления процессами разделения суспензий в гидrocиклонах [Текст] / В.В. Найдено. – Горький: Волго-Вятское кн. изд-во, 1976. – 287 с.

73. Нейман, Р.А. Блочные автоматизированные установки для очистки нефтепромысловых сточных вод [Текст] / Р.А. Нейман, Д.Г. Ермаков, Г.Ф. Шаихова // Нефтяник. – 1975. – №6. – С. 9-10.

74. Основные требования и рекомендации к использованию блочного оборудования по подготовке нефти, газа и воды в различных вариантах технологических схем центральных нефтесборных пунктов [Текст]. – Уфа: ВНИИСПТнефть, 1976. – 70 с.

75. Отстойник для очистки нефтесодержащих сточных вод от нефти и механических примесей [Текст]: а. с. № 262837, СССР / У.М. Байков [и др.] // Открытия. Изобретения. – 1970. – №7.

76. Отстойник с жидкостным гидрофобным фильтром. Описание и инструкция по эксплуатации [Текст]. – Бугульма: ТатНИПИнефть, 1973. – 15 с.

77. Патент №1321556. (Канада) МКИ В 04 С9/00, В 04 С5/081, 1993.
78. Пергушев, Л.П. Влияние неоднородности дисперсионной фазы на процесс коалесценции и массообмена в жидкостных эмульсиях [Текст] / Л.П. Пергушев, А.К. Розенцвайг // МТФ. – 1980. – №94. – С. 74-81.
79. Позднышев, Г.Н. Стабилизация и разрушение нефтяных эмульсий [Текст] / Г.Н. Позднышев. – М.: Недра, 1982. – 221 с.
80. Положение о закачке нефтепромысловых сточных вод в нагнетательные скважины системы ППД АО «Татнефть» [Текст] / Руководящий документ. Введен в действие с мая 1999 г., срок действия до мая 2004 г.; приказ №243 от 1.05.99 АО «Татнефть».
81. Пономарев, В.Г. Очистка сточных вод нефтеперерабатывающих заводов [Текст] / В.Г. Пономарев, Э.Г. Иоакимис, И.Л. Монгайт. – М.: Химия, 1985. – 256 с.
82. Последние достижения в области жидкостной экстракции [Текст] / под ред. К. Хансана. – М.: Химия, 1974. – 447 с.
83. Ребиндер, П.А. Поверхностные явления в дисперсных системах [Текст] / П.А. Ребиндер // Избр. труды. – М.: Наука, 1978. – 368 с.
84. Ребиндер, П.А. Современные представления об устойчивости, образовании и разрушении эмульсий и методы их исследования (Эмульсии. Их теория и техническое применение) [Текст] / П.А. Ребиндер, К.А. Пospelова, В. Клейтон. – М.: И.Л., 1950. – С. 7-102.
85. Резник, В.А. К вопросу очистки воды методом жидкостной фильтрации [Текст] / В.А. Резник. – М.: ВНИИОЭНГ, РНТС «Машины и нефтяное оборудование», 1977, №6. – С. 38-39.
86. Розенцвайг, А.К. Исследование коалесценции крупнодисперсных концентрированных эмульсий при турбулентном перемешивании [Текст] / А.К. Розенцвайг // ИФЖ. – 1982. – Т.42. – С. 27-33.
87. Розенцвайг, / А.К. Коалесценция концентрированных мелкодисперсных эмульсий при турбулентном перемешивании [Текст] / А.К. Розенцвайг, Л.П. Пергушев // ИФЖ. – 1981. – Т.40. – №6. – С. 1013-1018.
88. Рулёв, Н.Н. Гидродинамическое разрушение дисперсных систем [Текст] / Н.Н. Рулёв, С.В. Карасев // Химия и технология воды. – 1990. – Т.12. – №10. – С. 887-890.
89. Свиридов, В.П. Средство борьбы с накоплением парафиновых в нефтяных резервуарах [Текст] / В.П. Свиридов, В.И. Толкачев // Пути борьбы с потерями нефти и газа при добыче, хранении и транспорте. – М.: ВНИИОЭНГ, 1971. – С. 100-117.
90. Селюгин, А.С. Разработка и моделирование гидроциклонных установок очистки нефтесодержащих сточных вод [Текст]: дис. ... канд. техн. наук / А.С. Селюгин. – СПб., 1995. – 180 с.
91. Смирнов, Б.И. Исследования методов очистки сточных вод с использованием гидродинамических эффектов [Текст] / Б.И. Смирнов, А.К. Розенцвайг // Тр. ТатНИПИнефть, 1977. – Вып.35. – С. 327-334.

92. Смирнов, В.И. Совершенствование конструкции гидрофобного жидкостного фильтра [Текст] / В.И. Смирнов. – М.: ВНИИОЭНГ, РНТС «Нефтепромысловое дело», 1976, №9. – С. 47-48.

93. Смирнов, Ю.А., Теория и практика перемешивания в жидких средах [Текст] / Ю.А. Смирнов, А.Д. Белопольский. – М.: НИИТЭХИМ, 1976. – 256 с.

94. Способ очистки нефтепромысловых сточных вод [Текст]: а.с. №371173, СССР/ Ли А.Д., Нурутдинов Р.Г., Тронов В.П. // Открытия. Изобретения. – 1973. – №12.

95. Способ определения дисперсного состава водонефтяных эмульсий [Текст]: а.с. №1133504, СССР/ Нуруллин Ж.С., Адельшин А.Б., Мутин Ф.И., Найдено В.В.// Открытия. Изобретения. – 1985. – №1.

96. Стахов, Е.А. Очистка нефтесодержащих сточных вод предприятий хранения и транспорта нефтепродуктов [Текст] / Е.А. Стахов. – Л.: Недра, 1983. – 263 с.

97. Тронов, А.В. Научное обоснование и создание комплекса технологий очистки нефтепромысловых вод для повышения эффективности разработки нефтяных месторождений [Текст]: дис. ... д-ра техн. наук / А.В. Тронов. – Бугульма, 2001. – 320 с.

98. Тронов, В.П. Разрушение эмульсии при добыче нефти [Текст] / В.П. Тронов. – М.: Недра, 1974. – 272 с.

99. Тронов, В.П. Промысловая подготовка нефти [Текст] / В.П. Тронов. – М.: Недра, 1977. – 270 с.

100. Тронов, В.П. Промысловая подготовка нефти за рубежом [Текст] / В.П. Тронов. – М.: Недра, 1983. – 224 с.

101. Тронов, В.П. Очистка вод различных типов для использования в системе ППД [Текст] / В.П. Тронов, А.В. Тронов. – Казань: ФЭН, 2001. – 560 с.

102. Турбулентное смещение газовых струй [Текст] / под ред. Г.Н. Абрамовича. – М.: Наука, 1974. – 272 с.

103. Унифицированные технологические схемы комплексов сбора и подготовки нефти, газа и воды нефтедобывающих районов [Текст] / РД 39-1-159-79. – Куйбышев: Гипровостокнефть, 1979. – 46 с.

104. Урмитова, Н.С. Интенсификация процессов очистки нефтесодержащих сточных вод на основе применения гранулированных коалесцирующих материалов [Текст]: дис. ... канд. техн. наук / Н.С. Урмитова. – Казань: КазИСИ, 1993. – 251 с.

105. Устройство для очистки нефтесодержащих сточных вод [Текст]: патент РФ №2189360/ А.Б. Адельшин, Н.И. Потехин, А.А. Адельшин: Зарегистр. 20.09.2002 г.; Бюл. №26.

106. Устройство для очистки нефтесодержащих сточных вод [Текст]: патент РФ №2227791 / А.Б. Адельшин, Н.И. Потехин, А.А. Адельшин, Р.А. Каюмов: Зарегистр. 27.04.2004 г.; Бюл. №12.

107. Устройство для очистки нефтесодержащих сточных вод [Текст]: патент РФ №2248327 / А.Б. Адельшин, Н.И. Потехин, А.А. Адельшин: Зарегистр. 20.03.2005 г.; Бюл. №8.

108. Устройство для очистки нефтесодержащих сточных вод [Текст]: патент РФ №2253623/ А.Б. Адельшин, Н.И. Потехин, А.А. Адельшин: Зарегистр. 10.06.2005 г.; Бюл. №16.

109. Устройство для очистки нефтесодержащих сточных вод [Текст] патент РФ №2255903 / А.Б. Адельшин, Н.И. Потехин, А.А. Адельшин, Р.А. Каюмов, Н.С. Урмитова: Зарегистр. 10.07.2005 г.; Бюл. №19.

110. Устройство для очистки нефтесодержащих сточных вод [Текст] патент РФ №2257352 / А.Б. Адельшин, Н.И. Потехин, А.А. Адельшин: Зарегистр. 27.07.2005 г.; Бюл. № 21.

111. Устройство для очистки нефтесодержащих сточных вод [Текст]: патент РФ №2303002 / А.А. Адельшин, А.Б. Адельшин: Зарегистр. 20.07.2007 г.; Бюл. №20.

112. Устройство для очистки нефтесодержащих сточных вод [Текст]: а.с. № 1699935, СССР / А.Б. Адельшин, Ф.И. Мутин, А.В. Бусарев // Открытия. Изобретения. – 1991. – №47.

113. Устройство для очистки сточных вод [Текст]: а.с. №1404464, СССР / В.П. Тронов, А.Д. Ли, А.В. Тронов, А.И. Ширеев // Открытия. Изобретения. – 1988.

114. Фортъе, А. Механика суспензий [Текст] / А. Фортъе. – М.: Мир, 1971. – 264 с.

115. Хаппель, Д.Ж. Гидродинамика при малых числах Рейнольдса. [Текст] / Д.Ж. Хаппель, Г. Бреннер; под ред. Ю.А. Буевича; пер. с англ. – М.: Мир, 1976. –67с.

116. Шевелев, Ф.А. Таблица для гидравлического расчета водопроводных сетей [Текст] / Ф.А. Шевелев, А.Ф. Шевелев. – М.: Стройиздат, 1984. – 116 с.

117. Шифрин, С.М. Расчет сооружений биохимической очистки городских и промышленных сточных вод [Текст]: учеб. пособие / С.М. Шифрин, Б.Г. Мишуков, Ю.А. Феофанов. – Л.: ЛИСИ, 1977. – 74 с.

118. Adler P.M. Heterocoagulation in sherflom/ Ybid. 1981, v.83, p. 106-115.

119. Allan R.S., Mason S.G. – Trans. Farad. Soc., 1961, v.57, p. 20-27.

120. Allan R.S., Mason S.G. – T.of Col. Yutes. Sci., 1962, v.17, p. 328.

121. Brown A.H., Hanson C. Chem., Eng. Sci., 23, 1968, p. 196.

122. Charles Y.E., Mason S.Y. J.Colloid Sci., 1960, v.15, p. 236123. Chiloch R., Sideman S., Resnik W. Coalescence and breakup in dilutepolydispersions – Canadian J. of chem. Endud. 1973, v.51, №5, p. 542-549.

124. Higashitani K., Ogawa R., Hosokowa G., Matsuno V. Kinetic theory of shear coagulation for particles in a viscous fluid/ J.Chem.End. 1982, v.15, №4, p. 299-304.

125. Jeffreys G.V., Hawksley J.Z., AJchEJ, 1965, v.11, p. 413.

126. Meilsen Z.E., Wall R., Adams G.J. Coll. Sci, 1958, v.13, p. 441.
127. Sleicher Gr. C.A. –AJchEJ, 1962, v.8, p. 1042.
128. Syred N., Beer J.M., Astron, Acta 17, 4/5, p. 783 (1972).
129. Syred N., Beer J.M., Chigier N.A., Proceedings Conference on Internal Flows, held at Salford University, 1971, organized by the Institute of Mechanical Engineers and Salford University, p. 827.
130. Ward Y.P., Kundsen J.C. Turbulent flow of unstable liquid – liquid dispersion drop sizes. – AJchEJ, 1967, 13, №2, p. 336.
131. Wason Paper №62 International Solvent Extraction Conference Zyron, 14 September, 1974, p. 24.

О Г Л А В Л Е Н И Е

ПРЕДИСЛОВИЕ	3
ВВЕДЕНИЕ	4
1. СОСТОЯНИЕ ОЧИСТКИ НЕФТЕСОДЕРЖАЩИХ ПРОМЫСЛОВЫХ СТОЧНЫХ ВОД С ПРИМЕНЕНИЕМ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ КАПЛЕОБРАЗОВАТЕЛЕЙ.....	7
1.1. Нефтепромысловые сточные воды и требования к их очистке для целей поддержания пластового давления	7
1.2. Анализ факторов и эффективности различных методов очистки нефтепромысловых сточных вод	11
1.3. Аппараты и установки для очистки нефтепромысловых сточных вод	17
1.4. Гидродинамические каплеобразователи в процессах очистки нефтепромысловых сточных вод	29
Выводы	39
2. ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПРОЦЕССОВ РАЗРУШЕНИЯ И ОЧИСТКИ НЕФТЕПРОМЫСЛОВЫХ СТОЧНЫХ ВОД С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ЗАКРУЧЕННЫХ ПОТОКОВ	41
2.1. Разработка физической модели закрученного потока с учетом механизма разрушения нефтесодержащих сточных вод на сливах гидроциклона	41
2.2. Разработка технологических схем разрушения и очистки нефтесодержащих вод с использованием закрученных потоков на сливах гидроциклона	48
2.3. Разработка структурных и математических моделей гидродинамики в блоке гидроциклон – цилиндрические камеры сливов гидроциклона – отстойник (БГКО)	53
2.4. Моделирование процессов коалесценции в закрученных потоках установки БГКО	60
2.5. Численное моделирование на ЭВМ коалесценции капель нефти в закрученных потоках установки БГКО.....	66
Выводы	70
3. ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПРОЦЕССОВ ГИДРОДИНАМИКИ, КОАЛЕСЦЕНЦИИ КАПЕЛЬ НЕФТИ И ОЧИСТКИ НЕФТЕПРОМЫСЛОВЫХ СТОЧНЫХ ВОД НА УСТАНОВКЕ БГКО	71
3.1. Принципы моделирования БГКО	71
3.2. Визуализация течения закрученных потоков в цилиндрических камерах на сливах гидроциклона, измерения давлений и расходов.....	73

3.3. Описание экспериментальной установки очистки НСВ, оборудование и приборы для исследований.....	76
3.4. Исследование структуры потоков по схемам гидроциклон – камеры сливов и БГКО	81
3.5. Исследование процессов коалесценции капель нефти и очистки нефтепромысловых сточных вод в БГКО	88
Выводы	92
4. РАЗРАБОТКА НОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ И УСТАНОВОК ДЛЯ ОЧИСТКИ НЕФТЕПРОМЫСЛОВЫХ СТОЧНЫХ ВОД С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ЗАКРУЧЕННЫХ ПОТОКОВ	94
4.1. Технологические схемы установки типа БГКО	94
4.2. Новые технические решения установок типа БГКО для очистки нефтепромысловых сточных вод	94
Выводы	109
5. РАЗРАБОТКА И РЕАЛИЗАЦИЯ ПРОМЫШЛЕННОГО АППАРАТА ТИПА БГКО ДЛЯ ОЧИСТКИ НЕФТЕПРОМЫСЛОВЫХ СТОЧНЫХ ВОД С ЦЕЛЬЮ ЗАВОДНЕНИЯ НЕФТЯНЫХ ПЛАСТОВ	110
5.1. Краткая характеристика объекта освоения	110
5.2. Условия образования, количественные и качественные параметры пластовых сточных вод на объекте внедрения.....	110
5.3. Разработка промышленного аппарата БГКО-900	114
5.3.1. Исходные данные для разработки	114
5.3.2. Устройство, принцип работы и основные положения разработки аппарата БГКО-900	115
5.3.3. Обоснование инвестиций на изготовление аппарата БГКО-900, его внедрение и производственные испытания в составе Бирючевского ЦСП. Расчет экономического э ффекта от внедрения	119
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	121
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК.....	123

Научное издание

Адельшин Алмаз Азатович
Адельшин Азат Билялович
Гришин Борис Михайлович
Бикунова Марина Викторовна
Сафронов Максим Александрович

ОЧИСТКА СТОЧНЫХ ВОД
НЕФТЕПРОМЫСЛОВ С ПРИМЕНЕНИЕМ
ВЫСОКОПРОИЗВОДИТЕЛЬНЫХ
БЛОЧНО-МОДУЛЬНЫХ УСТАНОВОК
Монография

Редактор М.А. Сухова
Верстка Н.В. Кучина

Подписано в печать 18.02.2015. Формат 60x84/16.
Бумага офисная «Снегурочка». Печать на ризографе.
Усл.печ.л. 7,9. Уч.-изд.л. 8,5. Тираж 500 экз. 1-й завод 100 экз.
Заказ № 63.

Издательство ПГУАС.
440028, г. Пенза, ул. Германа Титова, 28.