

Г. С. КЕСЕЛЬМАН, Э. А. МАХМУДБЕКОВ

# ЗАЩИТА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

ПРИ ДОБЫЧЕ,  
ТРАНСПОРТЕ  
И ХРАНЕНИИ  
НЕФТИ И ГАЗА



МОСКВА  
«НЕДРА»  
1981

Кесельман Г. С., Махмудбеков Э. А. Защита окружающей среды при добыче, транспорте и хранении нефти и газа. М., Недра, 1981, 256 с.

Показаны особенности нефтяного производства, обуславливающие экономические, социальные и экологические последствия загрязнения окружающей среды. Описано оборудование, используемое для контроля за параметрами окружающей среды; способы борьбы с загрязнением почвы, грунтовых вод и внутренних водоемов и атмосферы. Изложены методы определения экономических потерь от загрязнения.

Для широкого круга инженерно-технических работников нефтяной и газовой промышленности. Будет полезна студентам нефтяных вузов и учащимся техникумов.

Табл. 50, ил. 73, список лит. — 74 назв.

Рецензент д-р техн. наук Г. Е. Панов (МИНХ и ГП)

## ПРЕДИСЛОВИЕ

Нефть — один из важнейших видов энергетического сырья. На ближайшую перспективу потребность индустриально развитых стран в энергии по-прежнему будет удовлетворяться главным образом за счет нефти.

Особенно быстрыми темпами будет развиваться добыча нефти на континентальных шельфах. Предполагается, что в ближайшие годы на долю нефти, получаемой из морских месторождений, будет приходиться около 50% всей добываемой в мире нефти. По прогнозам зарубежной печати, добыча нефти на море возрастет с 600 млн. т в 1978 г. до 2 млрд. т к концу 2000 г., или в 3,3 раза.

В Советском Союзе на нефть и газ наиболее перспективно Каспийское море. Одновременно это море — уникальный бассейн, где обитают промысловые рыбы и морские животные ценнейших пород.

Добыча нефти на континентальном шельфе сопровождается загрязнением водной среды нефтью и нефтепродуктами. В значительной степени подвержены загрязнению и районы добычи нефти, расположенные на суше. Так, например, в процессе бурения, добычи, подготовки и транспорта нефти многочисленные реки и их притоки загрязняются не только нефтью и нефтепродуктами, но и буровым шламом, утяжеленными промысловыми жидкостями и особенно сточными водами, содержащими разнообразные химические соединения.

Высокая минерализация, содержание значительного количества нефти, взвешенных частиц и химреагентов (ПАВ, ингибиторов и др.) исключает сброс сточных вод в открытые водоемы без предварительной их очистки. В нашей стране вопросам охраны природы уделяется большое внимание.

В «Основных направлениях экономического и социального развития СССР на 1981—1985 годы и на период до 1990 года» сказано: «Совершенствовать государственное управление и усилить контроль в области природопользования и охраны окружающей среды».

В Основах водного законодательства Союза ССР и союзных республик подчеркнута необходимость осуществления мер по предотвращению загрязнения бассейнов рек и морей промышленными отходами и неочищенными сточными водами.

Ежегодно нефтедобывающими предприятиями осуществляется большой комплекс природоохранных мероприятий, среди которых особое место занимает охрана водных источников. Однако в этой области выполнены только основные и первоочередные мероприятия. Поэтому проблема охраны природы и рациональное использование природных ресурсов на нефтяных и газовых месторождениях

страны приобретают особую актуальность. В последнее время появились новые тенденции в мероприятиях по охране окружающей среды на нефтяных и газовых промыслах. Так, например, имеется в виду внедрение в практику разведки и добычи нефти принципиально новых технологических схем, блочного оборудования, предназначенного для полного предотвращения загрязнения водоемов промышленными отходами производства.

При подготовке книги авторы не ставили задачу раскрыть в полном объеме все теоретические предпосылки экологической проблемы. Вопросы экологии в нефтяной промышленности в достаточной степени изучены и обобщены многочисленными отечественными и зарубежными исследователями.

В данной книге авторы стремились с достаточной полнотой отметить существующие и возможные источники загрязнения, связанные в основном с нефтяными предприятиями, и рекомендовать наиболее эффективные и перспективные методы борьбы с загрязнением.

Авторы приносят благодарность руководству и сотрудникам институтов б. Гипроморнефть, ВНИИСПТнефть, БашНИПИнефть, ТатНИПИнефть, Гипровостокнефть, ВНИИКрнефть, АзНИПИнефть и СибНИИНП за ценные указания и помощь при подготовке рукописи к изданию.

Главы I—VI написаны Э. А. Махмудбековым, глава VII—Г. С. Кесельманом.



**ОХРАНА МОРСКОЙ СРЕДЫ****РАЗВИТИЕ ДОБЫЧИ НЕФТИ ИЗ МОРСКИХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

В настоящее время более 40 стран разрабатывают или готовят к эксплуатации морские месторождения нефти и 80 стран провели геологоразведочные работы на принадлежащих им континентальных шельфах.

В Советском Союзе промышленная добыча нефти из морских месторождений осуществляется в Каспийском море.

Первые попытки добыть нефть из морских месторождений предпринимались кустарным способом еще в начале прошлого столетия. Разработку морских нефтяных месторождений Каспия было предложено осуществить путем засыпки Биби-Эйбатской бухты (бухта им. Ильича). Эта работа была начата накануне первой мировой войны и завершена только после установления Советской власти в Азербайджане.

Промышленная разработка и эксплуатационное бурение на морских месторождениях Каспия были начаты в 1923 г. в связи с открытием залежей нефти в районе Биби-Эйбатской бухты. Началось бурение скважин с сооружений островного типа, построенных на деревянных сваях, и в 1925 г. в районе бухты им. Ильича была пробурена, впервые в мире, морская разведочная скважина. Позднее, в 1934 г., пробурена морская скважина с металлического основания на месторождении о. Артема.

Геологические исследования, проведенные в начале 30-х годов на островах и банках Бакинского архипелага, выявили нефтеносность территории, покрытой водами Каспийского моря, и послужили началом интенсивного бурения у северных берегов Апшеронского п-ова.

На основе большой и сложной работы, проведенной главным образом в послевоенный период, по созданию методов геолого-поисковых, геофизических, разведочных работ, конструированию специальных гидротехнических сооружений для разведки и строительства нефтепромыслов в открытом море, в Азербайджане возникла новая отрасль нефтяной промышленности — добыча нефти из морских месторождений.

Внедрение индустриальных методов строительства на море дало возможность значительно повысить темпы разведки и освоения новых морских нефтяных месторождений. Только за 1970—1975 гг. в Каспийском море сооружено более 140 крупноблочных оснований, что позволило прорубить 160 разведочных скважин.

Строительство оснований под гидротехнические сооружения ведется при глубине моря до 60 м.

В связи с ростом объема глубокого разведочного бурения после Великой Отечественной войны были открыты и введены в разработку морские месторождения Гюргяны-море, Нефтяные Камни, б. Дарвина, Жилой-море, Песчаный-море, Грязевая Сопка, Сангачалы-море, о. Булла, Банка Южная, Бахар и др. Из них самое

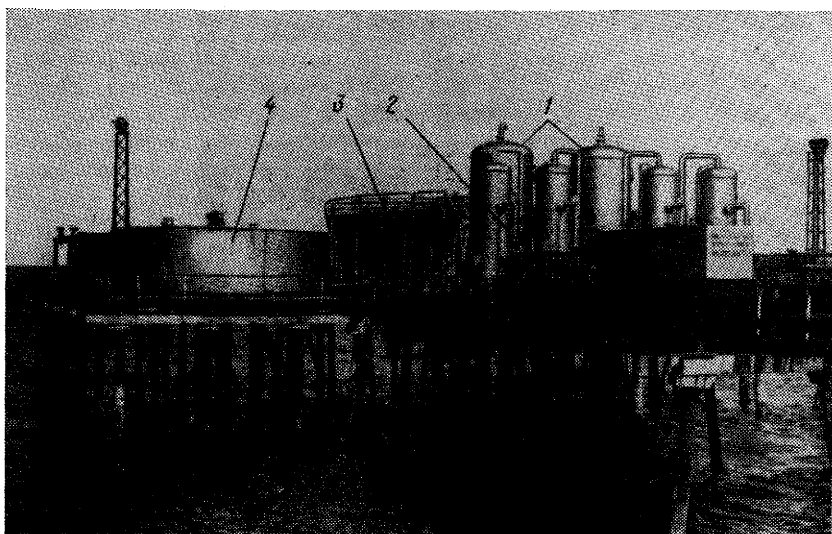


Рис. 1. Нефтеборный пункт на морской эстакаде месторождения Нефтяные Камни.

1 — газоотделители; 2 — замерная установка; 3 — отстойник; 4 — сборный резервуар

крупное — Нефтяные Камни, Оно интересно тем, что находится в открытом море, в 50 км от берега. Здесь сооружены эстакады и приэстакадные площадки длиной более 160 км при глубине моря от 6 до 27 м. На эстакаде и приэстакадных площадках расположены сотни эксплуатационных скважин, нефтеборные пункты, водонефтяные насосные, товарные резервуары, водоочистные сооружения для подготовки и закачки воды в продуктивные горизонты, причалы для танкеров, жилые дома, магазины, столовые и другие объекты (рис. 1, 2). Снабжение электроэнергией для проведения бурения и добычи нефти осуществляется от паротурбинной электростанции, построенной на искусственной насыпи.

В настоящее время на морских промыслах Каспия добывается значительная доля нефти и газа.

По данным б. Гипроморнефти всего на Каспийском море до глубин 200 м выявлено свыше 150 перспективных структур.

По прогнозам специалистов почти весь шельф Каспийского моря перспективен на нефть и газ, а с учетом глубоководных месторождений число перспективных структур превышает 300—350. Большинство структур при глубине моря до 60 м незначительно по размерам и перспективы их в основном связаны с глубокозалегающими мезозойскими отложениями. Структуры, расположенные на участках, где глубина моря более 60 м, значительны по разме-

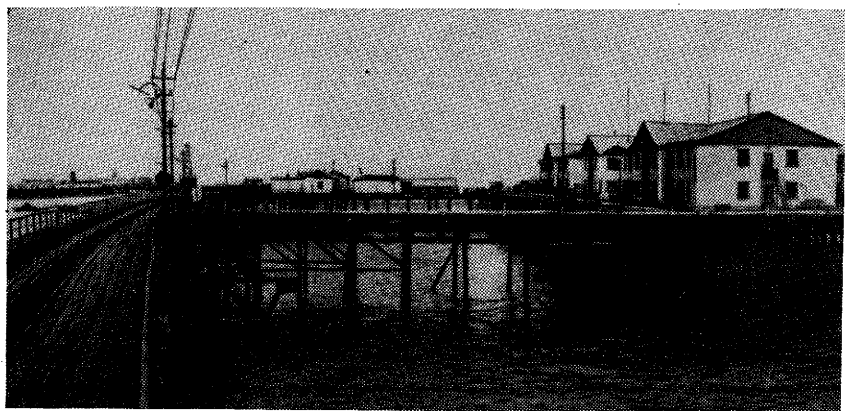


Рис. 2. Жилые и подсобные помещения на морской эстакаде месторождения Нефтяные Камни.

рам. Их нефтеносность приурочена к отложениям среднего миоцена.

За последние годы широко развернуты буровые работы в зонах, примыкающих к Азербайджану, Дагестану и Туркмении. Если до 1970 г. разведочные и эксплуатационные работы на Каспии велись в основном у берегов Азербайджана и бурились единичные скважины у берегов Туркмении, то начиная с 1970 г. резко увеличились разведочные работы у побережья Туркмении, где в девятой пятилетке было пробурено более 170 тыс. м разведочных скважин.

В результате широко развернувшихся поисковых работ и значительного роста объема разведочного бурения здесь открыто три месторождения, выявлено шестнадцать перспективных структур, из которых пять подготовлены для глубокого бурения. Не менее эффективными оказались поисковые и разведочные работы и в других районах. У побережья Дагестана открыто газонефтяное месторождение Инче-море и выявлено пять структур. У берегов Казахстана в результате осуществления комплекса геофизических работ выявлено 16 структур и часть из них подготовлена к глубокому бурению. Разведочное бурение в этом районе ведется на структуре Ракушечная-море.

В настоящее время начато разведочное бурение на месторождениях Одопту-море (пробурено четыре скважины) и Чайвинская (пробурена одна скважина). Из разведочных скважин получен приток нефти и газа.

Исходя из этих задач и огромного народнохозяйственного значения сохранения уникальных рыбных запасов Министерством нефтяной промышленности и Министерством рыбной промышленности СССР установлен и действует регламентирующий порядок согласования, проведения буровых работ и добычи нефти на площадях Каспийского моря.

Ниже приводится перечень этих площадей на перспективу и их расположение.

#### Разрабатываемые месторождения нефти и газа

Бахар . . . . .	Площадь приурочена к побережью Азербайджанской ССР
Нефтяные Камни, Грязевая сопка . . . . .	То же
Сангачалы-море — Дуваный — о. Булла . . . . .	”
Гюргяны-море . . . . .	”
Песчаный-море . . . . .	”
Б. Жданова . . . . .	Площадь приурочена к побережью Туркменской ССР

#### Выявленные месторождения нефти и газа

Булла-море . . . . .	Площадь приурочена к побережью Азербайджанской ССР
Гарасу-море . . . . .	То же
Хамагдаг-море . . . . .	”
Б. Апшеронская . . . . .	”
Б. Лам . . . . .	Площадь приурочена к побережью Туркменской ССР
Б. Ливанова-восточная . . . . .	То же

#### Разведочные площади

Локбатан-море . . . . .	Площадь приурочена к побережью Азербайджанской ССР
Шахово-море . . . . .	То же
Б. Игнатия . . . . .	”
Б. Губкина . . . . .	Площадь приурочена к побережью Туркменской ССР
О. Огурчинский . . . . .	Площадь приурочена к побережью Туркменской ССР
Ракушечная-море . . . . .	Площадь приурочена к побережью Казахской ССР

#### Новые перспективные площади

Б. Андреева . . . . .	Площадь приурочена к побережью Азербайджанской ССР
Южная-2 . . . . .	То же
Зорат-море . . . . .	”
Им. 28 апреля . . . . .	”

Им. Каверичкина . . . . .	Площадь приурочена к побережью Азербайджанской ССР
Им. 26 Бакинских комиссаров . . . . .	То же
Промежуточная	”
Западная-Ракушечная (Инче-море) . . . . .	Площадь приурочена к побережью Казахской ССР
Аралда-море . . . . .	То же
Тимурская . . . . .	”
Им. Година . . . . .	”
Саржа-море . . . . .	”
Песчаномыская-южная	”
Суэ-море . . . . .	”
Западно-Эрдеклинская	Площадь приурочена к побережью Туркменской ССР
Западно-Окаремская	То же
Фермана . . . . .	”

В каждом отдельном случае разрешение на строительство сооружений, установок и проведение разведочных и эксплуатационных работ на указанных площадях согласовывается с Министерством рыбного хозяйства СССР по предъявлению производителем работ на отдельную скважину или группу скважин проектной документации, в которой должны быть предусмотрены мероприятия по предотвращению загрязнения морских вод и дна нефтью и другими вредными веществами в процессе бурения морских разведочных скважин и эксплуатации.

Проектная документация после согласования и положительного заключения Министерства рыбного хозяйства СССР служит основанием для начала проведения разведочных работ на площадях.

Учитывая большую перспективу увеличения добычи нефти из морских месторождений Каспия и выход в связи с этим на большие глубины, в десятой пятилетке пробурено большое число эксплуатационных и разведочных скважин, построены сотни километров морских эстакад, промысловых коммуникаций, линий электропередач, магистральных нефтегазопроводов и др.

Предусмотрена широкая программа технического перевооружения морских нефтепромыслов. Будут созданы новые мощности по производству плавучих буровых установок самоподъемного и полупогружного типа, стационарных глубоководных платформ и подводного устьевого оборудования для бурения и эксплуатации глубоководных скважин с гидравлическими и электрогидравлическими системами управления.

Для строительства нефтепромысловых объектов на глубоководных участках предусматривается создание судов большой грузоподъемности и специальных судов для обслуживания буровых, буксиров, морских барж различного технологического назначения, мощного оборудования для забивки свай и средств для подводно-технических работ на больших глубинах.

За последние годы на морских нефтяных месторождениях Азербайджана, наряду с осуществлением большого комплекса

научно-исследовательских, геологопромысловых и организационных работ, разрабатывались и внедрялись новые методы и технические средства по охране Каспийского моря от загрязнения нефтью и нефтепродуктами.

Ведущая роль в решении этих задач принадлежит б. Гипроморнефти — головному институту в области проектирования и создания этих средств. Разработана и выполняется «Комплексная программа по созданию технических средств для предотвращения загрязнения Каспийского моря при разведке, бурении, добыче и транспорте нефти и газа». Учитывая важность этой проблемы для народного хозяйства страны, к разработке научной проблемы охраны морских вод от загрязнений привлечены крупнейшие научно-исследовательские и проектно-конструкторские организации смежных министерств, а также АН АзССР.

Проводится работа по созданию различного блочного оборудования для защиты морской среды при бурении и опробовании морских скважин, эксплуатации и их ремонте, сборе, подготовке и транспорте продукции скважин, а также интенсивной и глубокой очистке промысловых сточных вод и ликвидации аварийных разливов нефти с поверхности моря.

### ИСТОЧНИКИ ЗАГРЯЗНЕНИЯ ВОД МОРЕЙ И ОКЕАНОВ НЕФТЬЮ

Стремительное увеличение добычи нефти на континентальном шельфе способствует неизбежному загрязнению окружающей среды. Особого внимания заслуживает все возрастающее загрязнение морских вод нефтью и нефтепродуктами. По данным А. И. Симонова в настоящее время в океан от различных источников загрязнения ежегодно поступает около 6,25 млн. т нефти в год, в том числе (в млн. т)

от морского транспорта . . . . .	2,25
через речные системы и от приморских городов	1,9
с береговым стоком . . . . .	0,8
из атмосферы . . . . .	0,6
с естественными выходами . . . . .	0,6
с потерями при добыче нефти на шельфе . . . . .	0,1

По некоторым зарубежным данным поступление нефти и нефтепродуктов в океан за последнее время увеличилось и оценивается в 10 млн. т в год.

Классифицируются эти источники нефтяного загрязнения следующим образом:

Признаки классификации	Источники загрязнения
По происхождению . . . . .	Искусственные, естественные
По месту возникновения . . . . .	Континентальные, морские, атмосферные
По временному признаку . . . . .	Постоянные, случайные
По пространственно-временному признаку . . . . .	Фиксированные, нефиксированные

Основные источники попадания нефти и нефтепродуктов в океаническую среду — континентальные, т. е. прибрежные нефтеочистительные заводы, сточные воды городов, промышленных предприятий и вынос реками нефтяных отходов от различных источников. На долю этих антропогенных источников приходится более 90% общего объема поступающей в океаническую среду нефти и лишь 2—10% нефти за счет естественного просачивания из морских месторождений.

Из всего объема антропогенных загрязнений наибольший объем (до 45%) их приходится на морские перевозки нефти и нефтепродуктов танкерным флотом и аварии с торговыми, военными и пассажирскими судами.

О. Г. Миронов приводит следующие наиболее характерные источники сброса нефти и нефтепродуктов с различных судов.

А. Источники сброса, характерные для танкеров.

1. Промывание танкеров, грязи в них и загрязнение нефтью балластной воды.

2. Утечка из транспортных баков или насосных отделений и сброс нефти из перемычек.

Б. Источники сброса нефти, характерные для сухогрузных, пассажирских судов и судов смешанного назначения.

1. Загрязненная нефтью балластная вода из бункерных баков для жидкого топлива.

2. Промывка танкеров, используемых для транспортировки масла как груза.

В. Смешанные источники сброса нефти с кораблей.

1. Загрязненная нефтью вода из отсеков машинного отделения.

2. Промывание баков и выливание грязи из бункерных топливных баков.

3. Масляный осадок из отстойных баков.

4. Протекание через структурные дефекты.

5. Переливание при погрузке или разгрузке нефти.

6. Случайное выливание, обусловленное столкновением или долгим стоянием на месте.

7. Выбрасывание нефти в море в целях спасения чего-либо или жизни.

Многолетняя практика разведки и разработки морских нефтяных и газовых месторождений на Каспии показывает, что море загрязняется в основном химически обработанным глинистым раствором, выбуренной породой, сточными и пластовыми водами, нефтью, горюче-смазочными материалами, химическими реагентами (растворители, кислоты, поверхностно-активные вещества), а также техническими и фекальными водами.

Ниже, по данным б. Гипроморнефти, приводится классификация причин этих загрязнений.

Конструктивное несовершенство гидротехнических сооружений, технологического оборудования и недостаточная их надежность.

Несовершенство технологических процессов бурения и добычи нефти и низкий уровень их автоматизации и телемеханизации.

Отсутствие специальных технических средств для предотвращения загрязнения морской среды при бурении и разработке нефтегазовых месторождений, а также средств по локализации и сбору разлитой нефти с поверхности моря.

Отсутствие эффективных методов по очистке и утилизации отходов бурения (шлам, выбуренная порода) и добычи нефти (нефтесодержащий песок, сточная и пластовая воды).

Аварии подземных коммуникаций, отсутствие в технологических проектах разведки, пробной эксплуатации, опытно-промышленной разработки морских месторождений схем их обустройства и необходимых требований в области охраны окружающей среды.

Источником загрязнения морской среды может быть следующее.

Бурящиеся скважины и их оборудование.

Система хранения, приготовления и циркуляции бурового раствора, химических реагентов и утяжелителя.

Система сбора, подготовки и транспорта продукции скважин.

Система заводнения продуктивных пластов.

Подсобное нефтепромысловое хозяйство.

В Советском Союзе огромное внимание уделяется проблеме охраны природы и рационального использования природных ресурсов. Бурное развитие всех отраслей промышленности Советского Союза, дальнейшее совершенствование технологических процессов, направленных на повышение эффективности труда и освоение природных богатств — все это неразрывно связано с воздействием человека на окружающую среду и ее защиту.

Большое внимание проблемам охраны природы уделил XXVI съезд КПСС. В своей политике в области охраны природы Коммунистическая партия и Советское правительство исходят из важности этой проблемы для всего человечества.

В «Основных направлениях экономического и социального развития СССР на 1981—1985 годы и на период до 1990 года» говорится:

«Более комплексно осваивать месторождения полезных ископаемых, не допуская их потерь при добыче и переработке.

Ускорить строительство водоохраных объектов в бассейнах Черного, Азовского, Балтийского, Каспийского морей и в важнейших промышленных районах страны. Осуществить меры по усилению охраны морей, рек и других водоемов Арктического бассейна от загрязнения. Увеличить мощности систем оборотного и повторного использования вод, разрабатывать и внедрять на предприятиях бессточные системы водоиспользования. Улучшить охрану водных источников, в том числе малых рек и озер, от истощения и загрязнения».

За последние годы Верховным Советом СССР приняты имеющие огромное значение для предотвращения загрязнения окружающей природной среды основы земельного, водного законодательства, основы законодательства о недрах, о здравоохранении. Правительством СССР приняты постановления о мерах по дальнейшему улучшению охраны природы и рациональному использованию природных ресурсов, по защите Каспийского, Черного и Азовского морей, бассейнов рек Волги и Урала, по сохранению богатств оз. Байкал и некоторые другие.



С точки зрения охраны морских вод от загрязнений большой практический интерес представляет Каспийское море, которое считается наиболее перспективным районом морской добычи нефти в СССР. Общая площадь бассейна Каспийского моря вместе с реками, впадающими в него, составляет 3,6 млн. км<sup>2</sup>, что составляет около 40% всей площади европейской части СССР. Площадь Каспийского моря в нашей стране составляет 325,5 тыс. км<sup>2</sup>.

В Каспийское море впадает множество рек, в том числе р. Волга — самый большой в Европе и уникальный водоем, где сосредоточено 90% мировых запасов осетровых рыб. На побережье Каспийского моря построены и введены в эксплуатацию крупнейшие в СССР заводы по выращиванию молоди осетровых, частиковых и лососевых рыб.

Перспективы роста добычи нефти в Каспийском море требуют принятия эффективных мер по решению широкого круга вопросов, связанных с охраной природы, защитой моря от нефтяных загрязнений и вредного влияния их на морские организмы и рыбное хозяйство. Поэтому разработка эффективных методов и средств борьбы с нефтяными загрязнениями водной среды при разведке и разработке морских месторождений представляет особую важность.

## НЕФТЬ И ЭКОЛОГИЯ МОРЯ

К числу наиболее распространенных и вредных загрязняющих веществ относятся нефть и нефтепродукты, а также отдельные металлы (ртуть, свинец, кадмий), хлор и фосфорорганические пестициды.

Особую опасность представляет совместное действие загрязняющих веществ. Так, например, И. А. Симонов указывает, что смесь меди и цинка в восемь раз токсичнее, чем каждый из этих металлов. Многочисленными исследованиями установлено, что количество нефти и нефтепродуктов, пестицидов и соединений ртути в морских водах часто превышает установленные предельно допустимые концентрации (ПДК). Значительная часть этих загрязнений приходится на прибрежные воды крупных промышленных центров и устья рек, а также на районы интенсивного судоходства.

В последнее время значительно увеличилось загрязнение внутренних морей и глубоких заливов. Особенно в критическом положении находятся такие замкнутые моря, как Средиземное, Балтийское и внутренние моря Японии. В Средиземное море, например, при морских перевозках ежегодно поступает 300 тыс. т нефти и нефтепродуктов. Кроме того, около 20 тыс. т нефтепродуктов в год выбрасывается с расположенных на побережье нефтеперерабатывающих заводов.

В Эгейском море и в районе о. Кипр концентрация нефти в поверхностных слоях воды достигла 230 мг/м<sup>2</sup>, что в 3 раза

превышает соответствующий усредненный показатель по Мировому океану в целом. У берегов Северной Африки часто наблюдается скопление водонефтяных эмульсий, расположенных ниже поверхности воды. Концентрация загрязнителей в этом районе также часто превышает допустимые нормы. В Балтийском море и во внутренних морях Японии загрязнение водной среды нефтью и нефтепродуктами происходит также в основном за счет морских перевозок и поступления от источников, расположенных на суше. Загрязненность Балтийского моря изменяется от 0,3 до 1 мг/л, что во много раз превышает соответствующие показатели в интенсивно загрязняемых открытых частях Атлантического океана.

О. Г. Миронов отмечает, что количество свинца в верхнем 100-метровом слое морской воды в Северном полушарии в несколько раз превышает его природную концентрацию. Как показали исследования, источником этого служат выхлопы двигателей внутреннего сгорания (особенно автомобилей, работающих на этилированном бензине).

По некоторым данным количество углеводов, выпадающих в океан с атмосферными осадками, исчисляется десятками миллионов тонн в год.

В работах О. Г. Миронова упоминается, что основная причина загрязнения водоемов в конце прошлого и начале нынешнего столетия — перевозка нефти водными путями.

Позднее всестороннему изучению различных аспектов влияния нефтяных загрязнений морей и океанов на жизнедеятельность флоры и фауны посвящены многочисленные труды отечественных и зарубежных ученых. Исследования, проведенные в этой области, показывают, что во всех случаях нерациональное использование природных ресурсов приводит не только к их истощению, но и в значительной мере способствует загрязнению поверхности земли, атмосферы и вод Мирового океана.

Наибольшее влияние нефтяные загрязнения оказывают на фауну и флору прибрежных вод, в которых нефть накапливается в результате приливов.

Прибрежные воды значительно загрязняются в результате сброса нефти и нефтепродуктов химических и нефтеперерабатывающих комплексов. Особенность этих сбросов — их локальность, приводящая к созданию высоких концентраций нефти и нефтепродуктов на ограниченном участке моря.

Загрязняется окружающая вода и при добыче нефти на море, причем разливы нефти имеют место как в разведочном бурении, так и во время эксплуатации морских нефтяных и газовых месторождений.

Характерная особенность — то, что в данном случае нефть попадает в море не только с поверхности, но и из подводных грифонов. При этом создаются высокие концентрации нефти во всей толще морской воды.

С течением времени нефть и нефтепродукты оседают на дно океана и образуются так называемые донные осадки, что свиде-

тельствуется о хроническом загрязнении морской среды. Процесс этот проходит особенно быстро при попадании в море тяжелой нефти и ее фракций. В этом случае накопленные загрязнители в донных отложениях сохраняются длительное время, но при шторме они могут повторно загрязнять морскую среду. Загрязнение морских вод будет значительно возрасти, если учесть интенсификацию добычи нефти в континентальных шельфах капиталистических стран, где запасы углеводородов оцениваются в 7 млрд. т, или 17% установленных мировых запасов.

Большое количество нефти и нефтепродуктов попадает в морскую среду при авариях танкеров, несмотря на использование современного навигационного оборудования. По отдельным зарубежным данным в результате аварий ежегодно теряется 200 тыс. т нефти и нефтепродуктов, что составляет 10% общего объема соответствующих потерь при танкерных операциях и около 4% общего объема загрязнителей, поступающих ежегодно в океаническую среду.

Особенно серьезный ущерб возникает при авариях крупных танкеров, в результате крайне губительное действие нефтяных загрязнений сказывается на морских птицах. Достаточно указать, что только в результате самой крупной аварии за всю историю танкерного флота (случай с танкером «Амоко Кадиз»), происшедшей у побережья Франции в начале 1978 г., погибло около 20 тыс. морских птиц, потеряно около 80% годового урожая морских водорослей и практически полностью уничтожена популяция промысловых устриц.

По другим зарубежным источникам подсчитано, что только в результате нефтяного загрязнения в Северном море и Северной Атлантике ежегодно погибает от 150 до 450 тыс. морских птиц.

За последние годы заметно увеличивается загрязнение морей и океанов пелагической смолой, в которой обнаружено присутствие хрома, никеля, железа, кусочков окиси железа (ржавчина). Значительное количество пелагической смолы обнаружено в Тирренском и Ионическом морях. Таким образом, массовое загрязнение морских вод обусловило серьезное, глубокое изучение и научный подход к охране морской среды.

Научный подход к охране морской среды связан прежде всего с оценкой современного состояния загрязнений морей и океанов и их влияния на естественные условия. Это, в свою очередь, выдвигает на первый план выбор рациональных направлений в комплексном исследовании внешней среды и ее изменений под воздействием человека.

В данной книге затрагиваются лишь некоторые аспекты экологического воздействия нефтяных загрязнителей на морские системы. Несмотря на то, что методы борьбы с нефтяными загрязнениями водоемов и морей в отечественной практике изучены довольно подробно, отдельные проблемы вредного влияния нефти и нефтепродуктов на обитателей рек, морей и океанов требуют более углубленного изучения.

Изучая вредное воздействие нефтяных загрязнений на живые организмы моря, б. Гипроморнефть отмечает, что пока еще нет четкого ответа, какие рыбы, ракообразные, птицы, млекопитающие могут существовать в возникающем теперь биоценозе в связи с происходящим изменением видового состава обитателей морей и океанов. Важной проблемой продолжают оставаться возможные последствия потребления человеком в пищу рыб, креветок, крабов, устриц, водорослей и т. д., в организмах которых накапливаются наиболее опасные полициклические ароматические углеводороды, обладающие канцерогенными свойствами.

Останавливаясь на вопросах отрицательного воздействия нефтяных загрязнений на жизнедеятельность морских организмов, следует отметить, что по данным исследований Грузинского отделения ВНИРО установлено, что нефть отрицательно влияет на физиологические процессы морских обитателей, вызывает патологические изменения в различных тканях и органах, нарушает работу ферментативного аппарата и нервной системы. Сравнительно небольшие, считавшиеся безвредными загрязнения нефтью вызывают у рыб, моллюсков изменения состава крови и нарушают углеводный обмен. Особенно вредно влияние даже незначительных концентраций нефтепродуктов на развивающиеся организмы рыб.

Обнаружено, что парафины часто оказывают наркотический эффект на простейшие организмы.

Исследованиями, проведенными Институтом биологии южных морей АН УССР, подтверждено, что при концентрациях нефти, которые встречаются во многих гаванях и закрытых участках моря, большинство видов микроскопических водорослей пребывает в угнетенном состоянии или погибает.

В работах этого института отмечается, что хотя особые виды морских бактерий (микроорганизмы) «поедают» нефтяные капельки и происходит самоочищение моря, однако процесс этот протекает эффективно лишь в теплую погоду. Достаточное снижение температуры воды на 5—10° С, как бактериальное разложение прекращается. Это особенно характерно для северных морей, где разлитые нефтепродукты могут сохраняться десятилетиями.

Нефть, попадая в водоемы, вызывает гибель растительного и животного мира в основном из-за прекращения притока кислорода, вследствие образования нефтяной пленки, покрывающей поверхность воды (1 т нефти способна образовать сплошную пленку площадью 2,5 км<sup>2</sup>). Покрывая поверхность моря, пленка нефти тем самым нарушает процесс дыхания многих гидробионтов.

За последние годы загрязнение Каспийского моря происходило в результате сброса сточных вод нефтеперерабатывающих заводов и нефтедобывающих предприятий, расположенных на побережье моря (или рек, впадающих в море) при авариях в процессе бурения разведочных скважин и добычи нефти из морских месторождений, а также сброса балластных и подсланевых вод судов.

Загрязнялось Каспийское море и за счет сброса отходов химических и нефтехимических предприятий и бытовых стоков городов, содержащих различные моющие синтетические поверхностно-активные вещества. Существенное влияние на загрязнение моря оказывало и поступление нефти из естественных грифонов и подводных грязевых вулканов.

По данным О. Г. Миронова в 60-х годах концентрация нефти в сточных водах, сбрасываемых в Каспийское море (500 тыс. м<sup>3</sup>/сут), достигала 965 мг/л.

Наиболее сильные загрязнения наблюдались в Бакинской бухте, куда со сточными водами ежегодно поступало 60—70 тыс. т нефти, в т. ч. сбрасываемой в этом районе морскими судами (40—45 тыс. т).

При таких неблагоприятных условиях обитания ценных видов рыб в Каспийском море значительно сократились уловы осетровых рыб несмотря на то, что рыбопроизводные заводы Азербайджанской ССР в течение длительного времени выпускают в море большое количество осетровой молоди.

Изучением влияния загрязнения Каспийского моря на морские организмы заняты ГосЦНИОРХ, Азербайджанское отделение ЦНИОРХ, Дагестанское отделение КаспНИРХ Минрыбхоза СССР и институт зоологии АН АзССР. Так, например, в работах б. Гипроморнефти отмечается, что исследованиями Азербайджанского отделения ЦНИОРХ выявлено наиболее токсичное действие нефти месторождения Нефтяные Камни и нафтеновой кислоты на различные функциональные системы молоди ценных промысловых рыб Каспия.

В 1974 г. Азербайджанским отделением ЦНИОРХ совместно с Институтом физиологии АН Азербайджанской ССР в процессе удаления пленочной нефти с поверхности моря проведены опыты по изучению влияния на рыб соединений сырой нефти и импортного детергента (корексит 7664).

Исследования проводились на экспериментальном рыбопроизводном заводе с молодью осетровых и частичковых рыб. Как отмечает б. Гипроморнефтью, в результате этих опытов установлено, что корексит 7664 нельзя рекомендовать для удаления пленочной нефти по следующим причинам.

Корексит в чистом виде и при концентрации до 30 мг/л не оказывает существенного влияния на жизнедеятельность осетровой молоди. Однако с увеличением количества вносимого в морскую воду корексита выживание молоди значительно снижается и при его концентрациях 50 мг/л составляет 10%.

Таким образом, если корексит в чистом виде и не обладает сильной токсичностью, то его соединения с нефтью — сильный яд для живых организмов моря. Смешение же корексита с нефтью при соотношениях 1 : 2,5 приводит к полной гибели молоди осетровых в связи с наличием в его составе эфирных соединений.

Более приемлемым реагентом для обработки пленочной нефти следует считать отечественный препарат эмульгатор ЭПН-5.

Физико-химические свойства этого препарата рассматриваются в последующих главах.

Дальнейшие исследования Азербайджанского отделения ЦНИОРХ позволили установить токсичность химически обработанных и утяжеленных промывочных жидкостей и входящих в их состав химических реагентов (каустическая сода, хромпик, ПФЛХ, КМЦ и баритовый утяжелитель, содержащий сульфиды металлов и олеиновую кислоту). Проведенные опыты по определению влияния различных концентраций химически обработанных и утяжеленных промывочных жидкостей в морской воде на оплодотворяемость и ход эмбрионального развития икры и личинок осетровых рыб показали, что при концентрациях 0,5—1,0 г/л выживаемость осетровых рыб резко снижается, а при концентрациях 5—8 г/л молодь всех видов рыб погибает.

Заслуживают серьезного внимания исследования, проводимые Институтом зоологии АН АзССР с различными инфузориями, обитающими в наиболее загрязненных районах Каспийского моря.

Установлено также, что инфузории играют важную роль в процессе очистки сточных вод и по сравнению с другими гидробионтами более терпимы к различным загрязнениям.

Этим же институтом подтверждена токсичность нефтей месторождения Нефтяные Камни и установлено, что моллюски минелястер менее чувствительны к действию нефтей, чем моллюски кардиум и синдемия. Последующие исследования позволили установить токсичность солярового масла для морских алигохет Каспийского моря, действие которого в 5—10 раз сильнее по сравнению с мазутом.

Учитывая все возрастающую роль природоохранных мероприятий, направленных на предотвращение загрязнения Каспийского моря по разведке и разработке нефтяных и газовых месторождений, за последнее время проводятся научно-исследовательские работы в области биохимической очистки морских, промысловых, сточных и буровых вод; очистки бурового шлама; влияния химически обработанного бурового раствора на рыб и кормовых беспозвоночных; установления ПДК для буровых растворов и их компонентов; сбора и утилизации отходов бурения и др.

К решению этих проблем привлечены научно-исследовательские и проектно-конструкторские институты — б. Гипроморнефть, АзНИПИнефть, Бакинский филиал ВОДГЕО, Азнефтехим им. Азизбекова, Институт нефтехимических процессов Академии наук АзССР и др.

## **МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ ЗАГРЯЗНЕНИЯ МОРЯ И ЛИКВИДАЦИИ НЕФТЯНЫХ РАЗЛИВОВ**

За последнее время в печати опубликованы многочисленные работы, в которых рассматриваются различные методы и способы удаления с поверхности моря разлитой нефти.

В одних случаях предусматривается предварительная локализация нефтяных пятен, а затем диспергирование тонкой поверхности нефтяной пленки с помощью различных химических препаратов, в других — очистка портов и открытых рейдов от плавающей нефти и мусора специальными судами.

О. Г. Миронов, рассматривая самоочищение моря от нефтяных загрязнений, большую роль отводит различным микроорганизмам (простейшие инфузории, двусторчатые моллюски типа мидии, планктонные ракообразные), способным перерабатывать углеводороды.

Установлено, что инфузории не только заглатывают мельчайшие капельки нефти, но, разрушая образовавшуюся вокруг нефтяных капель пленку из отмерших микробов, способствуют лучшему контакту нефти с морской водой.

Эксперименты, проведенные с мидиями, показали, что последние обладают способностью фильтровать морскую воду и освобождать ее от эмульгированной нефти. На основании этих исследований О. Г. Миронов рекомендует вести борьбу с загрязнением морей гидробиологическим методом, как наиболее перспективным, подбирая необходимые микроорганизмы и изучая их устойчивость к различным концентрациям нефти. С учетом этих особенностей Институт биологии южных морей АН УССР на базе гидробиологического метода разработал принципиальную схему доочистки балластных вод танкеров.

Отделом морской санитарии гидробиологии Института биологии южных морей АН УССР сконструирована лабораторная установка комбинированного действия, сочетающая методы механической и биологической очистки.

Рассматривая вопросы сбора разлитой нефти с поверхности моря и сохранения при этом живых ресурсов моря, О. Г. Миронов отмечает, что наиболее приемлемыми следует считать механические методы, которые позволяют собирать нефть с поверхности моря и в последующем ее утилизировать или уничтожить на берегу. Что касается использования различных диспергаторов для ликвидации нефтяных разливов, то в этих случаях нефть, погружаясь на дно, не только отрицательно воздействует на бентоносные организмы (устрицы, мидии и др.), но и вызывает интенсивное загрязнение. Объясняется это тем, что во многих случаях токсичность соединений диспергаторов с морской водой оказывается выше, чем токсичность самой нефти.

Институтом океанологии АН СССР разработан физико-химический способ предотвращения растекания нефти с одновременным сбором ее с поверхности водоема. Этот метод основан на обработке разлива нефти специальным химическим препаратом, в результате чего образуется сплошное загрязнение, препятствующее растеканию нефти. Для сбора нефти рекомендуется использование полиуретанового пенопласта отечественного производства, обладающего способностью хорошо поглощать нефть (в 18—19 раз больше собственной массы).

По опубликованным данным полиуретановый пенопласт способен почти полностью поглощать слой нефти, разлитой на поверхности моря, толщиной 1 см. При этом способе очистки содержание нефтепродуктов в поверхностном слое воды снижается после обработки полиуретановым пенопластом с 4000—6000 мг/л до 10—14 мг/л.

Для удаления пленочной нефти с поверхности моря б. Гипроморнефть рекомендует использовать вспученный перлит — минеральное сырье Кельбаджарского района АзССР. При термообработке перлита в интервале температур 800—1000° С удаляется значительная часть содержащейся в нем воды, перлит растрескивается и, вспучиваясь, увеличивается в объеме в 15—20 раз с одновременным уменьшением массы.

В табл. 1 показано влияние фракционного состава вспученного перлита на водо- и нефтепоглощающие свойства. Из приведенных данных видно, что у вспученных образцов перлита водопоглощение больше, чем нефтепоглощение. Большое влияние на эти свойства перлита оказывают размеры пор, гидрофобность и вязкость дисперсной среды.

Таблица 1

Влияние фракционного состава вспученного перлита на водо- и нефтепоглощающие свойства

Размер ячеек, мм	Количество перлита, г	Водопоглощение, г	Нефтепоглощение, г
0,8	100	71,4	52,0
2,5—5	100	64,7	43,1
5—20	100	50,1	38,2
<20	100	26,3	22,6

В процессе исследования для увеличения нефтепоглощающих свойств вспученного перлита образцы породы обрабатывали парафино-полимерной смесью и парафино-стеариновой эмульсией. Результаты исследований приведены в табл. 2, из которых видно, что после обработки значительно повышается гидрофобность перлита. Попадая на поверхность воды, указанные вещества адсорбируют плавающие нефтепродукты и образуют густую плотную массу, удобную для сбора обычными средствами (в том числе траловыми частыми сетями). Проведенные испытания вспученного перлита показали его нетоксичность, хорошую гидрофобность, легкость и доступность для сбора пленочной нефти с поверхности моря.

Для производства вспученного перлита разработана конструкция («Сиборггазстроем») малогабаритной блочной установки. Основной агрегат — вертикальная малогабаритная шахтная печь конструкции НИИСМИ (рис. 3), изготовленная из жаропрочной стали и внутри не футерованная.



Блочная установка предназначена для обжига фракционированной перлитовой породы с размером частиц от 0 до 2 мм

Таблица 2

Результаты обработки перлита

Размер ячеек, мм	Количество перлита, г	Необработанный перлит, г		Перлит, обработанный парафино-полимерной смесью, г		Перлит, обработанный парафино-стеариновой эмульсией, г	
		водопоглощение	нефтепоглощение	водопоглощение	нефтепоглощение	водопоглощение	нефтепоглощение
0,8	100	71,4	52,0	56	70	51,7	67,4
2,5—5	100	64,7	43,1	41	64	44,1	61,8
5—20	100	50,1	38,2	33	49,5	30,4	51,0
<20	100	26,3	22,6	17	37	14,6	36,3

и состоит из нескольких блоков, которые могут легко транспортироваться авто- или авиатранспортом.

При производстве вспученного перлита фракции породы размером от 0 до 5 мм подаются элеватором 1 в сушильный

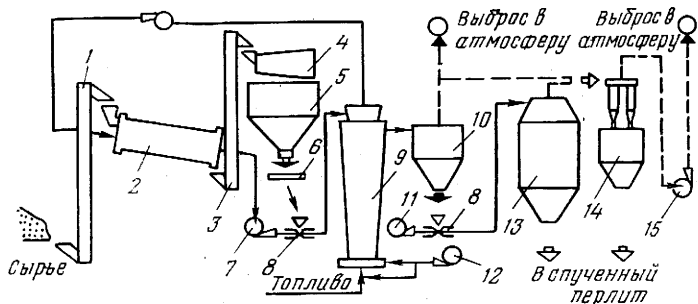


Рис. 3. Технологическая схема малогабаритной блочной установки по производству вспученного перлита.

1, 3 — элеваторы; 2 — сушильный барабан; 4 — сито; 5 — бункер; 6 — питатель; 7 — вентилятор типа ВВД-5; 8 — эжектор; 9 — печь; 10 — бункер-осадитель; 11 — вентилятор типа ВД-2; 12 — вентилятор типа ВД-3; 13 — бункер-силос; 14 — батарейный циклон; 15 — вентилятор типа ЦП40-5

барабан 2, где при 200°C удаляется избыточная влага. Сухое сырье поступает в приемник вертикального элеватора 3 и далее на сито 4, где отсеиваются фракции размером более 2,5 мм. Отсортированная фракция собирается в расходном бункере 5 и отсюда через тарельчатый питатель 6 при помощи вентилятора 7 дозируется в эжектор 8 и, подхватываясь потоком горячего возду-

ха (60—80°C), подается в шахтную печь обжига 9, работающую по принципу противотока.

Меньшая часть воздуха вместе с сырьем поступает в нижнюю часть печи, оборудованной турбинной горелкой и работающей на жидком топливе с подачей воздуха от вентилятора 12. Основная же часть нагретого воздуха отбирается от печи и по центральному трубопроводу подается на обогрев сушильного барабана 2. При нагреве перлита в печи до высоких температуры перлитовое сырье вспучивается и потоком раскаленных газов выносятся через выходной патрубок в бункер-осадитель 10, где вспученный перлит отделяется от дымовых газов.

При помощи вентилятора 11 и эжектора вспученный перлит поступает в бункер-силос 13 и далее идет на затаривание, а дымовые газы и воздух от вспученного перлита направляются на очистку в батарейный циклон 14.

Технико-экономические показатели малогабаритной блочной установки по производству вспученного перлита приведены ниже.

Объем выпуска вспученного перлита, тыс. м <sup>3</sup> /год . . . . .	До 7,5
Себестоимость 1 м <sup>3</sup> вспученного перлита, руб . . . . .	12,94
Удельные капитальные вложения на 1 м <sup>3</sup> вспученного перлита, руб . . . . .	5,73 (с учетом перевозки на 300 км, монтажа и демонтажа установки)
Срок окупаемости установки, лет . . . . .	1,07
Расход сырья на 1 м <sup>3</sup> вспученного перлита, м <sup>3</sup> . . . . .	0,1
Расход солярового масла на 1 м <sup>3</sup> вспученного перлита, кг . . . . .	22
Расход электроэнергии, кВт·ч . . . . .	29
Число рабочих . . . . .	8
Стоимость изготовления установки, тыс. руб . . . . .	23,7
Продолжительность работы установки в две смены по 8 ч, дней . . . . .	255

Технология переработки и вспучивания перлита для различных установок не имеет принципиального отличия и определяется лишь конструктивным исполнением.

## ОСОБЕННОСТИ НЕФТЯНЫХ ЗАГРЯЗНЕНИЙ ВОД КАСПИЯ

Длительная практика бурения морских скважин со стационарных платформ и приэстакадных площадок показывает, что одним из основных загрязнителей Каспийского моря служат буровые сточные воды и выбуренная порода (шлам). Иногда при бурении на стационарных платформах и приэстакадных площадках из-за ограниченной их площади отсутствует возможность использования специальных устройств для сбора отходов.

Сточные воды представляют собой промывочные воды, образующиеся на ситоконвейерах при промывке морской водой породы, извлекаемой из скважин, охлаждении штоков буровых насосов, а также при смывании глинистого раствора, разлитого при спуско-подъемных операциях.

Буровой шлам вместе с выбуренной породой включает все химические соединения, которые используются для приготовления буровых растворов. Кроме того, он содержит некоторое количество сырой нефти.

Все эти компоненты, попадая в море, крайне вредно влияют на жизнедеятельность морских гидробионтов.

Загрязнение моря происходит также при испытании эксплуатационных колонн на герметичность, оборудовании устья законченных бурением скважин, опробовании и освоении разведочных скважин и др. Наибольшее загрязнение моря при бурении и опробовании скважин происходит при авариях и осложнениях, приводящих к открытым фонтанам и подводным грифонам.

При эксплуатации морских скважин режим работы их часто нарушается из-за образования песчаных пробок, отложений парафина и солей в насосно-компрессорных трубах, выкидных линиях, а также гидратообразования в сепараторах и подводных трубопроводах.

Большое содержание песка в продукции скважин приводит к разъединению струн фонтанной арматуры и манифольдов, в результате чего создается аварийная ситуация, при которой возможно загрязнение водной среды нефтью.

Используемые для очистки насосно-компрессорных труб от парафина различные химические растворители также способствуют загрязнению моря.

Каспийское море может загрязняться и при эксплуатации газоконденсатных скважин, расположенных на стационарных платформах, особенно при работах, связанных с продувкой и закачкой в выкидные линии метилового спирта, для борьбы с гидратообразованием. При отсутствии на площадках технологических блоков море загрязняется газовым конденсатом и метиловым спиртом. К сожалению допускалось загрязнение Каспийского моря сточными водами, содержащими нефтепродукты при подземных и капитальных ремонтах скважин, особенно в процессе промывки песчаных пробок с последующим сбросом в море нефтесодержащего песка.

В не меньшей степени загрязняли водную среду операции по задавке скважин утяжеленными глинистыми растворами, ремонтно-изоляционные работы, связанные с использованием цементного раствора на нефтяной основе.

Загрязнение моря при сборе, подготовке и транспортировке продукции скважин связано главным образом с обустройством морских нефтегазовых месторождений.

В первый период разработки морских месторождений Каспийского моря применялась закрытая система сбора продукции скважин Бароняна — Везирова. Эта технологическая схема хотя и обеспечивала в принципе герметичность промысловых объектов, однако не решала главную задачу — охрану моря от загрязнений. Основной недостаток этой схемы — ее громоздкость и недостаточная надежность из-за наличия множества выкидных линий,

идущих от каждой скважины, расположенных на кустовой стационарной платформе. Кроме того, с увеличением глубин моря до 20 м и выше и увеличением вязкости нефти сборные магистральные трубопроводы закупоривались парафино-смолистыми отложениями, выходили из строя подводные стояки выкидных линий. Все это приводило к потерям нефти и загрязнению моря.

В зависимости от различных глубин моря, добываемой продукции скважин и параметров пласта применяются различные технологические схемы морского сбора и транспортировки нефти и газа. Так, например, прибрежные месторождения (и приуроченные к естественным островам) с глубинами до 30 м разрабатываются с помощью кустового бурения скважин, расположенных на приэстакадных площадках, и выносом коммуникаций на эстакаду. Месторождения, удаленные на значительные расстояния от берега, разрабатываются при больших глубинах моря с помощью бурения куста скважин, расположенных на приэстакадных площадках, и в этом случае используются подводные коммуникации (продуктопроводы) и беспричальный налив нефти. Эти же месторождения при глубинах моря до 30 м и наличии многопластовой залежи могут разрабатываться бурением куста скважин, расположенных на приэстакадных площадках, с переносом внешних коммуникаций на эстакаду и вывозом нефти танкерами.

В принятых схемах используются групповые замерные установки, нефтесборные пункты, парки товарных резервуаров, очистные установки для подготовки пластовой воды и др.

При эксплуатации этих сооружений происходит существенное загрязнение моря нефтью, высокоминерализованными сточными и пластовыми водами и нефтесодержащим песком. Так, например, море может загрязняться при ремонте: задвижек и замерных трапов на групповых замерных установках, сепарационных установок, горизонтальных отстойников Лобкова, сырьевых товарных резервуаров и металлических нефтеловушек-песколовков — на нефтесборном пункте. При очистке резервуаров от осадков загрязненные нефтью вода, песок и смолисто-асфальтные вещества попадают в море. Исходя из задач охраны моря в Гипровостокнефти в настоящее время разработали принципиально новые технологические схемы сбора нефти для морских месторождений с кустовым расположением скважин на стационарной платформе. С учетом особенностей эксплуатации морских нефтяных и газовых месторождений Каспийского моря число скважин в кусте принято максимальным — 24. На платформе для бурения куста размещены установки осушки газа и подготовки нефти, резервуары для хранения нефти, дожимные газокомпрессорные станции, установки очистки воды, электростанции и другие объекты.

Эти схемы обеспечивают надежную охрану морской среды от возможных загрязнений, защиту оборудования, сооружений и обслуживающего персонала от возможных технологических нарушений (колебание давления или уровня выше заданного,

разрыв коммуникаций, разъединение и коррозия и т. д.), а также от отрицательного влияния окружающей среды (ураганы, штормы, ледовая обстановка, опасные колебания и наклоны платформ, вызванные волнением моря).

В эти технологические системы входит следующее.

Морская кустовая платформа (МКП) для 20—24 фонтанных скважин, позволяющая проводить технологические процессы добычи нефти и газа, исследовательские работы и испытание скважин, а также совместный транспорт продукции всех скважин до морского нефтегазосборного пункта (МНГСП).

Морской нефтегазосборный пункт, дающий возможность осуществлять процесс сбора и предварительной подготовки продукции скважин морской кустовой платформы, отделять нефть от газа и осуществлять дальнейший раздельный транспорт нефти и газа по трубопроводам до газораспределительной станции (ГРС) и центрального пункта сбора нефти (ЦПС).

Газораспределительная станция, где обеспечивается окончательная осушка газа и дальнейший транспорт его к потребителю.

Центральный пункт сбора нефти, где обеспечивается окончательная подготовка нефти и сдача ее потребителю.

Сбор, транспорт и подготовка нефти, газа и воды на нефтегазовых месторождениях, расположенных в открытом море, осуществляется следующим образом. Продукция фонтанных скважин с морских кустовых платформ направляется на замерно-сепарационную установку и далее по подводным нефтегазопроводам большого диаметра поступает на МНГСП, где обеспечивается предварительная подготовка жидкости и газа для их раздельного транспорта на береговые сооружения. Газ по подводным газопроводам высокого и среднего давления транспортируется на береговые ГРС, а нефть по подводным нефтепроводам откачивается на ЦПС подготовки нефти и воды. Подготовка нефти и газа на берегу осуществляется при помощи блочных автоматизированных установок. Газ на ГРС проходит дополнительную очистку и осушку и сдается потребителю, а продукция скважин (нефть и вода) на ЦПС при помощи блочных установок подготовки нефти и воды доводится до кондиции, при этом нефть откачивается насосами потребителю, а очищенная вода направляется на МКП для последующего использования в системе заводнения пластов.

В системе сбора, транспорта и подготовки нефти, газа и воды, с точки зрения охраны моря от загрязнений, наиболее ответственный объект — МКП, включающая фонтанную арматуру высокого давления с манифольдом, выкидные линии, автоматизированную групповую замерную установку (АГЗУ), подводный нефтегазопровод большого диаметра.

При аварийных ситуациях для обеспечения безопасности и охраны морской среды от загрязнений на стационарной кустовой платформе (СКП) предусмотрено оборудование каждой скважины автоматическим дистанционным отсекателем, двумя

выкидными линиями с отсекателем на центральной задвижке фонтанной арматуры и на струнах перед штуцером, двумя отсекателями, устанавливаемыми на выкидных линиях перед АГЗУ (или ГЗУ), и линейными отсекателями на магистральных продуктопроводах. Одновременно предусматривается установка на платформе блока продувки и блока факела.

Все технологические коммуникации скважин на кустовой платформе оборудуются сигнализирующими устройствами, для случаев аварий, переключения и отключения скважин всей системы (пилотные клапаны или датчики давления, термодатчики, газоанализаторы, датчики наклона и т. д.).

Питание сигнализирующих устройств и приводов отсекаателей рабочим агентом, а также ручное и автоматическое управление отсекающими устройствами осуществляется блоком управления и питания. Предусматривается установка и специального блока для отключения системы безопасности с причалов катеров и вертолетов.

МНГСП оборудуется аналогичным комплексом сигнализирующих, отсекающих, предохранительных и переключающих устройств в сочетании с блоком управления и питания приборов и оборудования.

ЦПС, оборудованный системой безопасности, имеет приемную гребенку, деэмульсионную установку, блочную нефтяную насосную, установку по замеру нефти типа «Рубин», резервуар некондиционной нефти, установку очистки воды, кустовую насосную станцию, магистральный нефтепровод, а также комплекс линейных отсекаателей с различными системами управления.

ГРС, оборудованная системой безопасности, состоит в основном из приемной и раздаточной гребенок, сепараторов высокого давления I и II ступеней, магистрального газопровода, конденсатор-сборника, линейных отсекаателей, плавких предохранителей и газосигнализаторов.

На рис. 4 представлена принципиальная схема обустройства стационарной платформы и расположения технологического оборудования для добычи нефти и газа из морских месторождений. Схема предусматривает следующие основные технологические процессы.

По нефти — замер дебита каждой скважины и учет добычи нефти действующим фондом скважин, расположенных на платформе; первую ступень сепарации газа; отделение свободной воды и механических примесей с последующей обработкой и утилизацией песка; обработку нефти ингибиторами с целью предотвращения отложений парафина и снижения вязкости; откачку нефти дожимными головными насосами по подводным магистральным нефтепроводам на береговые пункты обработки.

По газу — замер дебита каждой скважины и учет объема добычи газа всех скважин на платформе; двухступенчатую осушку, дожатие газа до давления 10 МПа, охлаждение с доведением

точки росы до  $-5^{\circ}\text{C}$  и транспортировку его по подводному магистральному газопроводу на береговые сооружения; отделение конденсата, жидких фракций и транспортировку их на сушу с последующим смешением с сырой нефтью или отдельно по подводному трубопроводу; обработку ингибитором с целью

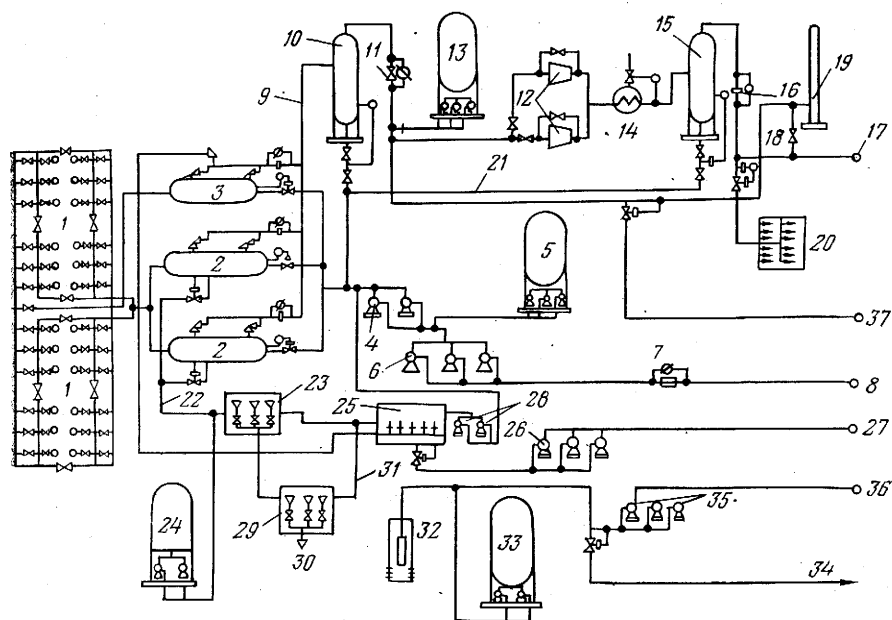


Рис. 4. Принципиальная схема обустройства стационарной морской платформы. 1 — блок скважин; 2 — горизонтальные сепараторы ( $p=1,6$  МПа); 3 — сепаратор для исследования; 4 — насосы для подачи нефти с сепараторов; 5 — установка дозировки ингибитора; 6 — головные насосы для откачки нефти в подводный коллектор; 7 — установка для замера количества и качества нефти; 8 — стойк подводной магистральной линии; 9 — линия отбора попутного газа; 10 — сепаратор осушки газа (II ступень); 11 — замер газа; 12 — установка для компрессии газа до 0,8 МПа; 13 — установка дозировки метанола; 14 — установка для охлаждения газа; 15 — сепаратор; 16 — конечный расчетный расходомер газа; 17 — стойк подводного магистрального газопровода; 18 — сброс газа на факел; 19 — факел для сжигания газа; 20 — газораспределительная будка; 21 — подача газа на прием насосов; 22 — подача воды с механической примесью на гидроциклон; 23, 29 — гидроциклон для отделения механической примеси от пластовой воды и нефти; 24, 33 — установки для дозировки ПАВ и ингибитора коррозии; 25 — установка флотации для отделения остаточной нефти от пластовой воды; 26 — блочная кустовая насосная станция (БКНС) для закачки воды; 27, 36 — нагнетательные скважины; 28 — откачка остаточной нефти; 30 — сброс песка в море или вывоз; 31 — сброс воды на установку по флотации; 32 — насосы для забора морской воды на пожаро-технические нужды; 34 — подача воды на охлаждение; 35 — головные насосы БКНС для закачки морской воды в пласт; 37 — подача газа на выработку электроэнергии

предотвращения гидратообразования, использование части газа в качестве топлива для выработки электроэнергии на платформе, а также применение газа для газлифтной эксплуатации, сброс газа на факел при аварии и ремонтных работах.

По воде — отделение пластовой воды от механических примесей, очистку от нефтепродуктов; обработку воды ПАВ и ингиби-

торами коррозии; закачку воды дожимными насосами в нагнетательные скважины с целью поддержания пластового давления; забор морской воды и обработку ее ингибиторами коррозии и обескислороживание; использование морской воды для технического и противопожарного водоснабжения, а также закачку ее при необходимости дожимными насосами в нагнетательные скважины с целью поддержания пластового давления.

Кроме того, для предотвращения загрязнения морской среды на платформе предусмотрены устройства для сбора промышленных стоков и нефти в местах возможных пропусков.

Как правило, все скважины оборудуются забойными и устьевыми отсекающими.

Исходя из условий нормальной работы стационарная платформа оборудуется вспомогательными сооружениями — газотурбинной или дизель-генераторной электростанцией, комплексом оборудования и инструментов для проведения геологоразведочных мероприятий и ремонта скважин; лабораторией для исследования скважин и проведения геофизических работ; механической мастерской по текущему ремонту; комплексом средств аварийной эвакуации обслуживающего персонала и охраны морской среды от загрязнения при авариях и аварийных ситуациях, складскими помещениями и сооружениями для хранения материально-технических ресурсов в течение двух-трех недель; блоками пожарных насосов и противопожарного оборудования и инвентаря; бытовым блоком для отдыха обслуживающего персонала; вертолетной площадкой и блоками теле- и радиосвязи.

В зависимости от числа скважин, расположенных на платформе, и выполняемых операций и процессов технологическая схема обустройства стационарной платформы может быть уменьшена с соответственным сокращением числа поставляемых блоков. Автоматизация технологических процессов добычи нефти на стационарных платформах предусмотрена на базе серийных приборов, выпускаемых в обычном, тропическом и виброустойчивом исполнении.

Предлагаемые технологические схемы сбора в полной мере отвечают современным требованиям охраны морской среды от загрязнений. В настоящее время для решения проблемы полного прекращения загрязнения Каспийского моря б. Гипроморнефтью разработаны и предлагаются к внедрению технические средства и сооружения (блочное оборудование), позволяющие уже сейчас вести разведку и разработку нефтегазоконденсатных месторождений без сброса в море загрязняющих веществ, вредных для флоры и фауны.

К этим средствам и сооружениям относятся следующие.

Специальные контейнеры для сбора и вывоза судами выбуренной породы (бурового шлама и мусора).

Суда, оборудованные под перевозку на другие платформы для повторного использования (при необходимости и на береговые



глинозаводы для регенерации) избыточного глинистого раствора, утяжелителей, химических реагентов и горюче-смазочных веществ.

Герметизированный настил морской платформы с емкостью для сбора стоков.

Большой комплекс блочного оборудования, устройств и сооружений, предотвращающий загрязнение морской среды и используемый для различных технологических процессов бурения, добычи и транспорта нефти и газа.

Устройства для локализации и сбора плавающей нефти в открытом море.

Назначение и технологические параметры блочного оборудования для различных технологических процессов бурения и добычи нефти рассматриваются в последующих главах книги.

## ПРЕДОТВРАЩЕНИЕ ЗАГРЯЗНЕНИЯ МОРЯ ПРИ БУРЕНИИ, ДОБЫЧЕ И ТРАНСПОРТЕ НЕФТИ И ГАЗА НА МОРСКИХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

### КЛАССИФИКАЦИЯ ОСНОВНЫХ ЗАГРЯЗНИТЕЛЕЙ МОРЯ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН

По классификации б. Гипроморнефти основные загрязнители при бурении морских нефтяных и газовых скважин следующие.

Химически обработанные и утяжеленные растворы:

1) органические вещества — гуматный порошок, нефть, графит, нитролигнин, полифенольный лесохимический реагент (ПФЛХ), сульфоноксил, сулькор, карбоксилметилцеллюлоза (КМЦ), сульфит-спиртовая барда (ССБ);

2) минеральные растворы — барит, каустическая сода, кальцинированная сода, хромпик, хлористый кальций, известь.

Выбуренная порода — компоненты химически обработанного бурового раствора, породы, слагающие разрез (песчаник, глина, ангидрид и др.).

Буровые сточные воды — химические реагенты, барит, песок, глина.

Горюче-смазочные материалы (ГСМ) — дизельное топливо, авиационное масло, смазки.

### ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА ДЛЯ СБОРА И ВЫВОЗА БУРОВОГО ШЛАМА

Физико-химические свойства бурового раствора и шлама. Существенное влияние на обитателей морской фауны оказывает наличие в морской воде бурового раствора большой концентрации, шлама, а также различных химических реагентов, используемых для приготовления бурового раствора. Физико-химические свойства бурового шлама для различных интервалов бурения морских скважин приведены в табл. 3.

В состав химически обработанного бурового раствора входят: стабилизаторы — углещелочной реагент (УЩР), карбоксилметилцеллюлоза (КМЦ), сульфит-спиртовая барда (ССБ); понизители вязкости — нитролигнин, полифенольный лесохимический реагент (ПФЛХ), оксил; добавки неорганического происхождения — сода, хроматы, щелочи; профилактические добавки нефти, сульфанола и графита.

Лабораторными исследованиями установлено, что количество глины в шламе в различных интервалах химической обработки

бурового раствора колеблется от 30 до 90%, утяжелителя — от 10 до 30%, химических реагентов органического происхождения — до 8%, в том числе нефти до 4% и водорастворимых солей до 6%.

Качество бурового шлама и глины зависит от петрографического состава пород, проходимых в процессе бурения.

Таблица 3

Физико-химические свойства шлама для различных интервалов обработки морских скважин глинистым раствором

Номер пробы	Глубина отбора пробы, м	Плотность шлама, г/см <sup>3</sup>	Состав, %						рН водных растворов
			нефти	утяжелителя	глины	органических соединений	водорастворимых солей	влаги	
1	3644	2,78	3,80	18,6	81,4	3,94	1,71	20,6	7,17
2	2542	2,94	3,30	33,0	67,0	3,59	—	11,6	7,48
3	4702	2,63	4,15	3,2	96,8	4,56	1,48	20,1	8,12
4	3370	2,94	3,56	33,0	67,0	3,96	—	10,2	7,57
5	3730	2,89	3,10	28,7	71,3	3,40	1,63	12,9	8,22
6	2221	2,41	2,70	—	100,0	3,69	—	41,3	7,82
7	2815	2,94	1,80	33,0	67,0	1,03	—	16,8	8,10
8	2000	2,50	0,05	18,6	81,4	0,36	1,65	26,4	7,20
9	1900	2,63	0,03	4,2	95,8	0,30	1,52	23,8	7,10
10	4576	2,56	7,85	11,8	88,2	8,06	3,25	28,3	7,50
11	3350	2,63	0,60	4,2	95,8	1,77	3,25	18,1	8,42
12	3420	2,85	—	17,3	82,7	1,13	4,05	25,2	9,04
13	3648	3,66	1,16	80,2	29,8	2,98	—	—	8,80
14	3571	3,05	0,88	34,2	65,8	1,56	2,03	—	8,75
15	2403	2,54	1,16	14,0	86,0	1,75	—	—	8,00
16	3108	3,10	0,48	37,6	62,4	1,80	1,51	—	8,15
17	1978	2,74	0,06	7,0	93,0	2,34	1,30	—	7,55
18	2137	2,44	0,66	25,0	74,8	4,45	5,71	—	8,42
19	1893	2,78	0,08	10,9	89,1	3,24	1,70	—	7,62

Предельно допустимые концентрации этих реагентов приведены ниже.

Буровой раствор, г/л	0,5—1,0
Буровой шлам, г/л	Менее 0,5
Барит, г/л	0,05
УЦР, мг/л	4—5
КМЦ, мг/л	0,3—0,4
Нитролигнин, мг/л	0,3—0,4
ПФЛХ, мг/л	0,05—0,07
ССБ, мг/л	0,1—0,2
Хромпик, г/л	До 0,01—0,02
Известь, г/л	До 0,05
Поваренная соль, г/л	До 0,05

Способы утилизации бурового шлама. Техническим проектом предусматриваются три способа утилизации бурового шлама: сбор и вывоз шлама на береговые отвалы, сжига-

ние его и сброс в море, обезвреживание шлама химическими реагентами с последующим сбросом его в море.

В первом случае буровой раствор при помощи циркуляционной системы транспортируется на очистную установку, где отделяется от шлама. Шлам собирается в специальный ковш и подъемным краном загружается в специальные контейнеры, установленные на крановом судне. Загруженные контейнеры транспортируются на пристань и далее автотранспортом перевозятся для сброса

в специально отведенные береговые отвалы — шламонакопители.

При втором способе буровой раствор направляют на очистную установку, где он отделяется от шлама. Шлам собирается в специальный блок и проходит предварительную обработку и осушку. После осушки шлам транспортируется в электропечь сопротивления и под воздействием температуры (600—700° С) освобождается от всех токсичных органических компонентов. После тепловой обработки остатки шлама сбрасываются в море, поскольку они уже практически безвредны для морской среды.

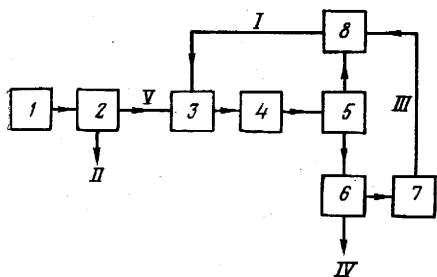


Рис. 5. Принципиальная технологическая схема сбора бурового шлама с обезвреживанием химическими растворителями.

*I* — химический растворитель на повторное использование; *II* — очищенный от шлама буровой раствор в циркуляционную систему; *III* — химический растворитель; *IV* — обезвреженный шлам в море; *V* — шлам; *1* — циркуляционная система; *2* — очистная установка; *3* — блок химической обработки; *4* — шламовый насос; *5* — гидроциклонная установка; *6* — свая-ловушка; *7* — электропогружной насос; *8* — блок доочистки и хранения растворителя

При третьем способе утилизации шлама (рис. 5) буровой раствор через циркуляционную систему *I* направляется на очистную установку *2*. Шлам собирается и интенсивно перемешивается в специальном блоке *3* с химическим растворителем. При помощи шламового насоса *4* пульпа из бурового шлама и растворителя подается на блочную гидроциклонную установку *5*, в которой буровой шлам отделяется от растворителя и сбрасывается в сваяловушку. В результате колебаний уровня воды в сваяловушке шлам отмывается от растворителя и по мере накопления последнего погружным центробежным электронасосом *7* откачивается в блок доочистки и хранения *8* для повторного использования. Растворитель, содержащий некоторое количество механических примесей, после блочной гидроциклонной установки *5* также направляется в блок доочистки и хранения *8*, где при помощи фильтров тонкой очистки полностью освобождается от механических примесей и подается в блок химобработки *3* для повторного использования.

Технические средства для сбора, вывоза бурового шлама с приэстакадных площадок и мор-

ских платформ (рис. 6.). Это оборудование состоит из ковша емкостью 0,6 м<sup>3</sup>, контейнеров объемом 1,25 м<sup>3</sup> каждый, подъемного крана типа КП-2, устанавливаемого на платформе кранового судна водоизмещением 2000 т и автосамосвалов грузоподъемностью 3,5 т.

В настоящее время наряду с созданием и внедрением различного блочного технологического оборудования для предотвращения загрязнения Каспийского моря (разработчик б. Гипроморнефть) осуществляется большой комплекс водоохранных мероприятий.

Так, при бурении морских скважин выбуренная порода, отделенная виброситом от промывочной жидкости, собирается в герметичных контейнерах и далее крановыми судами, автотранспортом вывозится на специальные береговые шламонакопители. Избыточный объем буровой промывочной жидкости собирается в емкости и вывозится для повторного использования на соседние буровые или береговые базы. Буровые сточные воды по герметичному настилу морских платформ

и приэстакадных площадок (металлическому, железобетонному), а также по системе желобов или коллекторов подаются в емкости для сбора стоков, установленные под настилом, и повторно используются для технологических нужд.

Отработанные масла дизельных двигателей и бурового оборудования по системе трубопроводов также собираются в специальных емкостях и вывозятся на берег.

### БУРОВЫЕ СТОЧНЫЕ ВОДЫ И ОБОРУДОВАНИЕ, ПРИМЕНЯЕМОЕ ДЛЯ ИХ СБОРА И ОЧИСТКИ

Принципиальная технологическая схема сбора, очистки и повторного использования буровых сточных вод. Источником загрязнения моря служат и буровые сточные воды, содержащие сравнительно небольшое количество нефти и химических реагентов. При норме расхода воды на одну бурящуюся морскую скважину 60 м<sup>3</sup>/сут около 40 м<sup>3</sup> обычно используется для охлаждения бурового оборудования и очистки буровой. Остальное количество воды используется для

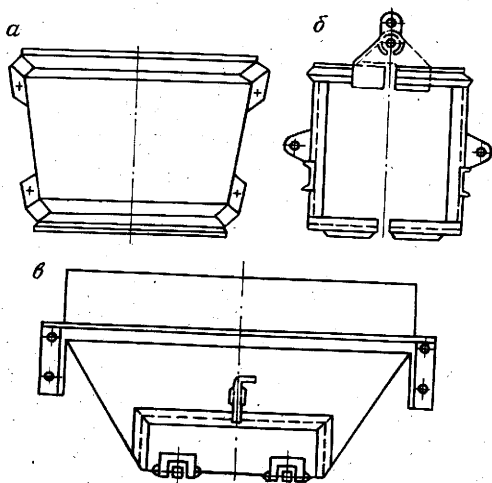


Рис. 6. Технические средства для сбора и вывоза бурового шлама.

*а* — контейнер; *б* — ковш с клещевым затвором; *в* — приемный лоток

приготовления бурового раствора. Некоторая часть этой воды (около 10—15%) при очистке пола буровой попадает в желоба и оттуда в буровой раствор, основное же количество загрязненной воды сбрасывается в море. Для предотвращения такого сброса разработана технологическая схема сбора, очистки и повторного использования буровых сточных вод (рис. 7).

Буровые сточные воды по коммуникациям 1, установленным под настилом платформ или приэстакадных площадок, направляются в специальный блок

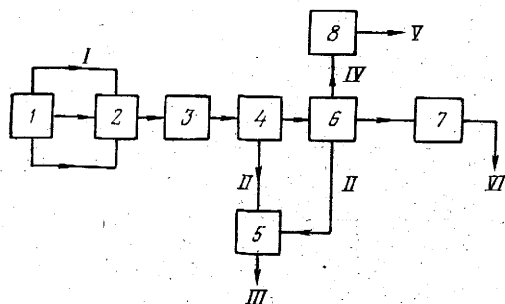


Рис. 7. Принципиальная технологическая схема сбора, очистки и повторного использования буровых сточных вод.

*I* — буровая сточная вода; *II* — твердые отходы; *III* — твердые отходы на вывоз или обезвреживание; *IV* — нефть; *V* — нефть на обработку бурового раствора; *VI* — очищенная вода в систему водообеспечения;

*1* — коммуникации сбора сточных вод; *2* — блок сбора сточных вод; *3* — шламмовый насос; *4* — блок очистки сточных вод (гидроциклоны); *5* — контейнер или блок осушки; *6* — блок доочистки и хранения сточных вод; *7* — центробежный насос; *8* — приемная емкость буровых насосов

в специальный блок сбора буровых сточных вод 2, откуда песковым насосом подаются в блок очистки 4, где при помощи гидроциклонов отделившаяся твердая фаза сбрасывается в контейнер или специальный блок 5. Очищенная буровая сточная вода поступает в блок доочистки и хранения 6, где посредством фильтров тонкой очистки отделяется от илистых частиц и с помощью аппарата электрокоагуляции очищается от нефтяной пленки. Насосом 7 полностью очищенная сточная вода подается в общую систему водоснабжения буровой установки.

Вода, нефть и масло в сточной воде отделяются в блоке доочистки и хранения 6 и сливаются в приемную емкость буровых насосов 8 и используются для обработки бурового раствора.

Блочная установка для сбора и очистки буровых сточных вод (рис. 8). При помощи этой установки сточные воды очищаются от механических примесей, образовавшихся в процессе обслуживания и ремонта бурового оборудования. Ниже приведена ее техническая характеристика.

Производительность установки, м <sup>3</sup> /ч	54
Наименьшее допустимое давление, МПа	0,18
Число гидроциклонов	4
Характеристика насоса, перекачивающего загрязненные сточные воды:	
подача, м <sup>3</sup> /ч	54
напор, МПа	2,4
Габаритные размеры, мм	3600×2300×2000
Масса установки, кг	2456

Загрязненная вода поступает в емкость 1, откуда насосом 2 перекачивается через батарею гидроциклонов 3. В процессе про-

качки отделившиеся от загрязненной воды механические примеси через насадки гидроциклонов попадают в лоток и далее в специальный контейнер, который вывозится на сушу. Очищенная вода

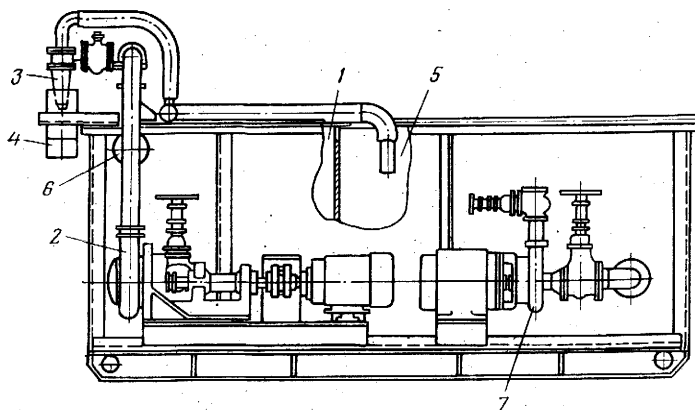


Рис. 8. Блочная установка для сбора и очистки буровых сточных вод.

1 — емкость для буровой сточной воды; 2 — песковый насос; 3 — батарея гидроциклонов; 4 — лоток; 5 — емкость для очищенной воды; 6 — нагнетательная линия; 7 — центробежный насос

стекает в емкость 5 и подается центробежным насосом 7 в качестве технической воды для хозяйственных нужд.

### ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ОПРОБОВАНИЯ И ОСВОЕНИЯ МОРСКИХ СКВАЖИН

Блочная установка для освоения и опытно-промышленной эксплуатации разведочной скважины. Наиболее интенсивно море загрязняется в процессе опробования и освоения скважин. Обычно после прострела эксплуатационной колонны скважину оставляют заполненной глинистым раствором. Для освоения и вызова притока жидкости и газа из пласта в скважину спускают насосно-компрессорные трубы и заменяют глинистый раствор водой.

При проведении этих работ весь глинистый раствор выбрасывается в море. В процессе дальнейшего освоения методом снижения уровня в эксплуатационной колонне, до перехода скважины на подачу нефти и ввода ее в эксплуатацию, поступающие из пласта вода, глинистый раствор и эмульсия также сбрасываются в море. Для предотвращения загрязнения моря при проведении этих операций разработана блочная установка (рис. 9), позволяющая вести пробную эксплуатацию со сбором и сжиганием продукции скважины (жидкости и газа).

Установка монтируется на стационарной платформе и при испытании скважины позволяет замерять ее дебит. По окончании работ установка демонтируется. Техническая характеристика установки приведена ниже.

Пропускная способность:	
по газу, млн. м <sup>3</sup> /сут . . . . .	1
по жидкости, м <sup>3</sup> /сут . . . . .	72
Давление сепарации, МПа:	
первой ступени . . . . .	10
второй ступени . . . . .	4
Насос для перекачки жидкости . . . . .	Центробежный
Габаритные размеры, мм . . . . .	28 600×6 200×
	×9 250
Масса установки, кг . . . . .	59 300

Блочная установка состоит из трех блоков: опробования и освоения 1, сжигания нефти 2 и опорного блока 3. Принцип работы блоков следующий.

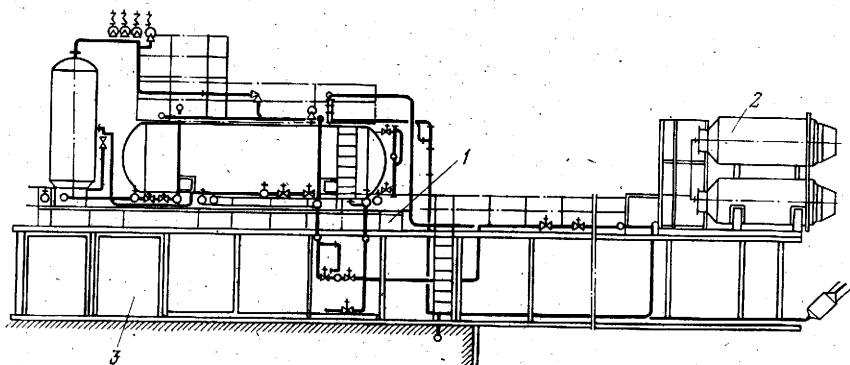


Рис. 9. Блочная установка для освоения и опытно-промышленной эксплуатации разведочной скважины.

Блок: 1 — опробования и освоения; 2 — сжигания нефти, 3 — опорный

Блок опробования и освоения. Продукция скважины под давлением 10 МПа поступает в вертикальный трап первой ступени сепарации, где жидкость при помощи сменного и регулирующего штуцеров редуцируется до 4 МПа и далее попадает в горизонтальный трап второй ступени сепарации. Отделившийся газ после первой ступени сепарации и замера под давлением до 6 МПа поступает в газопровод высокого давления.

Давление сепарации в трапе второй ступени поддерживается регулирующим угловым вентилем и снижается до 2,1 МПа. После замера газ поступает в газопровод среднего давления, а отсепарированная жидкость редуцируется до 0,1 МПа и направляется в емкости-накопители опорного блока 3, где отделившийся газ по газопроводу низкого давления поступает в запальник блока сжигания нефти 2. Скопившаяся в емкости-накопителе жидкость



подается центробежным насосом в фильтр очистки, где от жидкости отделяется нефть. Очищенная нефть поступает в сопло механической форсунки блока сжигания 2. Излишки нефти по трубопроводу откачиваются обратно в емкости-накопители опорного блока.

**Опорный блок.** Газ под давлением 6 МПа из газопровода высокого давления поступает в смесительный эжектор. За счет резкого понижения давления за соплом эжектора происходит засасывание газа давлением 2,4 МПа из газопровода среднего давления. Образовавшаяся смесь с давлением 5,5 МПа поступает

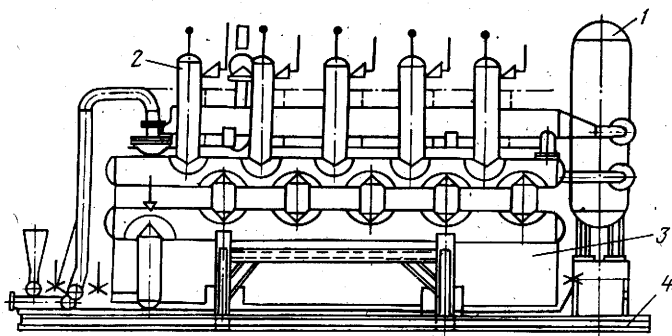


Рис. 10. Укрупненный блок опробования разведочных скважин.

1 — газосепаратор; 2 — гаситель пульсации; 3 — емкость накопителя; 4 — рама

в установку высокого давления для сжигания.

**Блок сжигания.** Поступившая из опорного блока жидкость распыляется в механической форсунке и, воспламеняясь от запальника, сгорает. Кожух блока для предохранения его от сгорания выполнен из нержавеющей стали и охлаждается водой. Вода, пройдя рубашку блока, поступает в кольцевой коллектор, где, распыляясь посредством сопел, создает водяной экран за фронтом пламени и обеспечивает защиту металлической платформы от теплового воздействия.

Укрупненный блок опробования разведочных скважин. Блочная установка (рис. 10) устанавливается на морских стационарных платформах и обеспечивает сепарацию продукции скважин, замер дебита, гашение пульсации и сбор жидкости для последующей откачки. Техническая характеристика установки приведена ниже.

Пропускная способность:	
по газу, млн. м <sup>3</sup> /сут . . . . .	0,3
по жидкости, м <sup>3</sup> /сут . . . . .	До 500
Давление сепарации, МПа . . . . .	1,6
Объем емкости, м <sup>3</sup> . . . . .	50
Габаритные размеры, мм . . . . .	11 250×5000×
	×5600
Масса установки, кг . . . . .	17 300

Продукция скважины по выкидной линии поступает в среднюю часть гасителя пульсации 2, где отделившаяся от газа жидкость, пройдя трубчатые вставки, стекает в нижнюю часть гасителя пульсации и через расширитель (после редуцирования) поступает в емкость-накопитель 3. Газ через газовую секцию гасителя пульсации поступает в вертикальный газосепаратор 1 и, пройдя вторичную сепарацию, после замера направляется в газопровод.

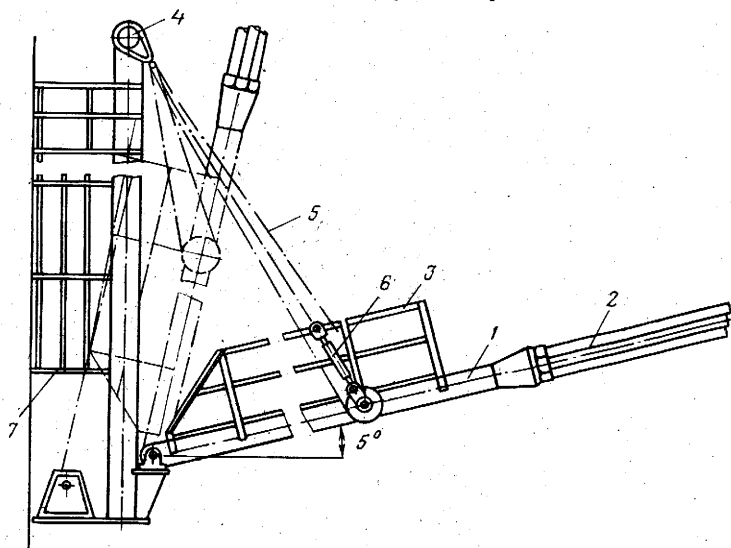


Рис. 11. Блочная установка для сжигания газа.

1 — факел; 2 — наконечник; 3 — ограждение; 4 — стойка; 5 — оттяжка;  
6 — тальер; 7 — лестница с площадкой

Жидкость, отделившаяся в вертикальном газосепараторе 1, поступает в емкость-накопитель 3 для дальнейшей транспортировки.

Блочная установка для сжигания газа. Установка (рис. 11) предназначена для сжигания газа, поступающего с укрупненного блока опробования разведочных скважин. Техническая характеристика установки приведена ниже.

Пропускная способность по газу, млн. м <sup>3</sup> /сут	0,7—1,0
Скорость выходящих газов, м/с	140—200
Высота вылета газа, м	15
Диаметр основной трубы, мм	273
Зажигание	Ручное, с мостика, газовым запальником
Привод	Ручная лебедка
Габаритные размеры, мм	16 000×5 000× ×16 000
Масса, кг	6500

Факел монтируется на углу морской платформы над угловой сваей и состоит из основной факельной трубы 1, направленной вниз (в море) под углом  $45^\circ$ , наконечника 2, состоящего из четырех параллельных труб для выпуска горячего газа, перильного ограждения 3, опорного листа с двойной стойкой 4, оттяжек 5

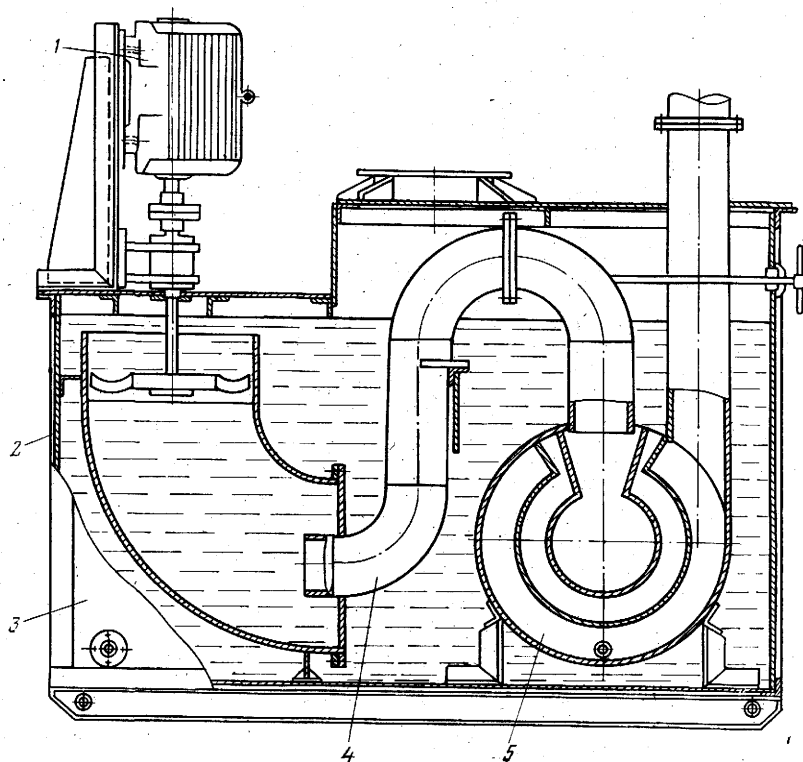


Рис. 12. Блочная установка для очистки выхлопных газов двигателей внутреннего сгорания.

1 — осевой насос; 2 — насадка; 3 — емкость; 4 — трубопровод; 5 — гаситель пульсации

с талрепами 6 и лестницы с площадкой 7. В рабочем положении факельная труба наклонная, а в нерабочем поднимается вверх под углом  $15^\circ$  к вертикали.

Блочная установка для очистки выхлопных газов двигателей внутреннего сгорания (рис. 12). Применяется в основном для очистки выхлопных газов стационарных двигателей внутреннего сгорания, эксплуатируемых на морских платформах, от механических примесей, масла и дыма. Техническая характеристика установки приведена ниже.

Пропускная способность, $\text{м}^3/\text{ч}$	8000
Габаритные размеры, мм	$3500 \times 2000 \times 2700$
Масса, кг	1000

Принцип работы установки заключается в следующем: в емкости 3, заполненной водой, выхлопные газы, пройдя по трубам, охлаждаются и поступают в гаситель пульсации 5, где вследствие уменьшения скорости от газа отделяются капельки масла и накапливаются в емкости 3. Предварительно очищенные газы по трубопроводу 4 поступают в насадку 2.

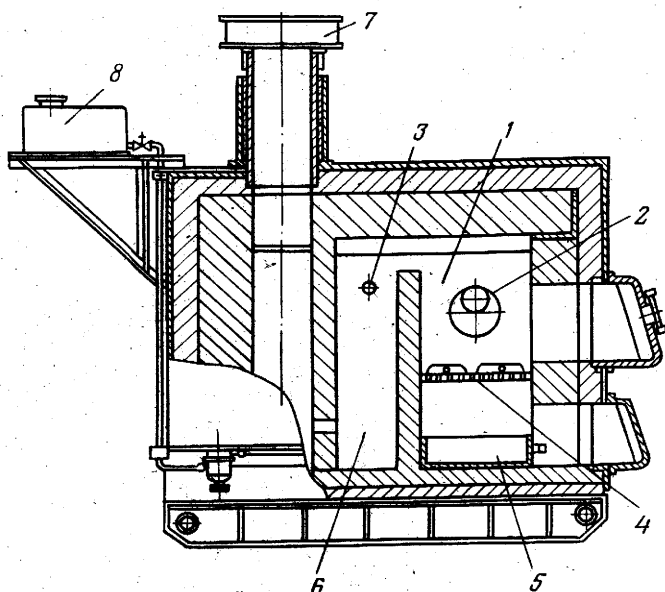


Рис. 13. Блочная установка для сжигания мусора на морских платформах.

1 — камера сжигания мусора; 2 — автоматическая форсунка; 3 — смотровое окно; 4 — колосник; 5 — ящик для золы; 6 — камера сжигания газов; 7 — дымовая труба; 8 — топливная система

При работе осевого насоса 1 засасываемые газы, интенсивно смешиваясь с водой, поступают в верхнюю кольцевую щель насадки, откуда смесь попадает в емкость 3. По мере накопления смеси в емкости отделившиеся очищенные газы через люк выпускаются в атмосферу, а загрязненная вода используется для приготовления промывочного раствора. Накопившееся в емкости гасителя масло периодически сливается, и емкость заполняется чистой водой.

Блочная установка для сжигания мусора на морских платформах (рис. 13). Установка предназначена для сжигания на морских платформах бытового и промышленного мусора. Техническая характеристика установки приведена ниже.

Пропускная способность, кг/ч . . . . .	70
Тепловая мощность, кВт . . . . .	210
Топливо . . . . .	Дизельное
	ГОСТ 305-73
	(до 1/1 1981 г.)

Расход топлива, кг/ч . . . . .	15
Габаритные размеры, мм . . . . .	2900×2300×
	×2640
Масса, кг . . . . .	5000

При работе установки в камеру 1 загружается до 70 кг мусора и включается топливная форсунка с автоматическим зажиганием от электрической искры. Оставшаяся зола после сжигания ссыпается в специальный ящик 5, а газы с остатками несгоревших продуктов поступают в камеру 6, где при помощи второй форсунки обеспечивается полное сгорание. Продукты сгорания через дымовую трубу 7 и искрогаситель в бездымном виде выбрасываются в атмосферу.

### ОСНОВНЫЕ ЗАГРЯЗНИТЕЛИ ПРИ МОРСКОЙ ДОБЫЧЕ НЕФТИ

Море загрязняется также при разработке морских нефтяных и газовых месторождений в процессе эксплуатации и ремонта скважин, сбора, подготовки и транспорта нефти и газа, а также за счет сброса в море высокоминерализованных пластовых вод и загрязненных жидкостей.

Ежегодно на морских нефтяных месторождениях Каспия в процессе добычи нефти проводится множество различных геолого-технических и технологических мероприятий, связанных с применением органических и синтетических химических веществ.

Если в процессе бурения скважин источником загрязнения являлась морская стационарная платформа или плавучая буровая установка, то при морской добыче нефти и газы в загрязнении моря участвуют подводные трубопроводы, нефтегазосборные пункты, газораспределительные станции, пункты сбора, подготовки и сдачи товарной нефти, водоочистные установки, нефтеналивные танкеры и другие технологические узлы.

Борьба с осложнениями и нарушениями технологического режима эксплуатации скважин (пробкообразование, гидратообразование, отложение солей и парафина, обводнение и др.) также связана с применением химических веществ и осуществлением различных технологических процессов (прокачка, продувка, разрядка и др.), в результате проведения которых загрязняется водная среда. Ниже приведена классификация 6. Гипроморнефти основных загрязнителей при эксплуатации морских нефтяных скважин.

- Нефть.
- Горюче-смазочные материалы.
- Нефтяной песок.
- Поверхностно-активные вещества (ПАВ) — дисолван, сульфол.
- Нефтепромысловые сточные воды.
- Химические растворители — абсорбент, пироконденсат.
- Нефтедержащие пластовые воды.
- Кислоты — соляная, плавиковая, уксусная.
- Сточные воды, содержащие химически обработанный раствор.
- Парафины.
- Химически обработанные и утяжеленные растворы.

В отличие от бурения при добыче нефти загрязнению подвергаются более обширные территории.

Особенности эксплуатации морских нефтяных месторождений. Специфическая особенность эксплуатации морских нефтяных месторождений Каспийского моря — наличие большого количества песка в жидкости, извлекаемой из скважин. Объясняется это тем, что в большинстве эти месторождения сложены слабоустойчивыми нефтесодержащими порода-

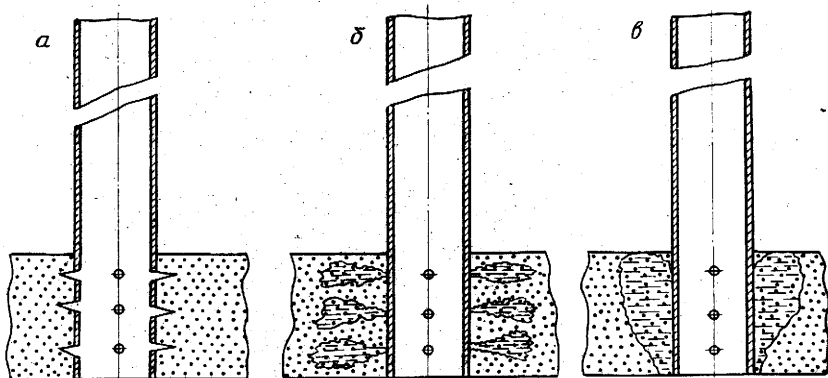


Рис. 14. Призабойная зона пласта в различные периоды эксплуатации скважины.  
*a* — начальный; *б* — промежуточный; *в* — конечный

ми, которые в процессе эксплуатации легко разрушаются в призабойной зоне пласта как под действием небольшой скорости фильтрации жидкости, так и вследствие уменьшения давления на забое скважины.

На рис. 14 показано наиболее характерное состояние призабойной зоны пласта при различных периодах эксплуатации скважины: *a* — начальный период эксплуатации; *б* — промежуточный, при котором частично разрушаются перфорационные отверстия в эксплуатационной колонне, цементном кольце и образуются небольшие каверны, и *в* — конечный, когда вокруг эксплуатационной колонны создаются большие каверны и выработки, сопровождающиеся в некоторых случаях обвалами.

Песок, содержащий от 5 до 10 вес. % остаточной нефти, или извлекается совместно с продукцией скважины или, накапливаясь в эксплуатационной колонне и насосно-компрессорных трубах, образует на забое плотную песчаную пробку и тем самым вызывает остановку скважины.

В табл. 4 приведен химический состав пластового песка. Для борьбы с пробкообразованием и восстановлением нормальной работы скважин в качестве наиболее эффективного мероприятия применяют промывку песчаных пробок водой. В отдельных случаях чистку песчаных пробок осуществляют и с помощью различных желонков. Если нефтесодержащий песок и загрязненную

промывочную жидкость сбрасывают в море, то они систематически загрязняют водную среду.

В табл. 5 приведены данные (АзНИПИНефть), характеризующие число скважино-операций по промывке и чистке песчаных пробок на нефтяных месторождениях АзССР. Из данных видно, что число таких операций в среднем составляет 30—32 тыс. в год.

Наиболее часты ремонты клапанных узлов и «пар» глубинных насосов, плунжера насоса, заклинившегося в цилиндре, вызванные абразивным воздействием песка на глубинное оборудование.

Таблица 4

Химический состав пластового песка (в %)

SiO <sub>2</sub>	Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	CaO	MgO	SO <sub>3</sub>	K <sub>2</sub> O·Na <sub>2</sub> O	Σ	Содержание нефти
96,46	1,81	0,25	0,42	0,35	0,10	0,48	99,87	0,13

По данным АзНИПИНефти абразивному воздействию песка подвергаются по нефтяным месторождениям Азербайджана 3500 скважин в год, или 35% общего фонда насосных скважин. На ликвидацию этого воздействия необходимо около 14 тыс. подземных ремонтов. Таким образом, общее число всех ремонтов, связанных с пескопроявлением по нефтедобывающей промышленности Азербайджана, составляет в среднем 45 тыс. в год с затратами на ликвидацию песчаных пробок более 7,5 млн. руб. в год.

Долголетняя практика эксплуатации скважин в нефтедобывающих районах Азербайджана показывает, что пескопроявление не только временно осложняет работу скважин, но и приводит к их полной потере.

Большой ущерб вызывает и промывка песчаной пробки водой, если учесть, что в большинстве случаев скважины эксплуатируют месторождения с низким пластовым давлением и в процессе промывки происходит сильное поглощение воды пластом. Установлено, что по этой причине дебит скважин снижается на 10—16%, а межремонтный период работы скважин после промывки и в зависимости от ее частоты уменьшается в 2—2,5 раза. В то же время многие технологические процессы в добыче нефти и главным образом при вскрытии продуктивных пластов, зарезки вторых стволов связаны с применением жидкостей на водной основе, что сильно затрудняет и удлиняет сроки освоения скважин и в большинстве случаев существенно снижает эффективность проводимых мероприятий.

В значительной степени это относится и к ограничению притоков воды в эксплуатационные скважины.

Многочисленными экспериментальными исследованиями установлено, что породы призабойной зоны под воздействием фильтрующей жидкости разрушаются при определенных для

Число скважино-операций по чистке песчаных пробоя в НГДУ объединений Азнефть и Каспморнефть

Годы	Способ чистки песчаной пробойки	Ленин-ин-нефть	Им. 26 Бакинских комиссаров	Орджоникидзенефть	Киров-нефть	Карадаг-нефть	Азобек-нефть	Ширван-нефть	Артем-нефть	Сальвин-нефть	XXII съезда КПСС	Нариман-нефть	Им. Сергеевского	Сиазань-нефть	Итого
1975	Промывка	7006	390	988	2600	4668	1655	118	2471	112	1400	—	42	26	21 476
	Чистка желонкой	7265	166	1082	346	239	—	—	1052	215	—	—	—	—	10 365
1976	Промывка	7164	309	922	2631	4276	1731	280	2468	29	1300	—	37	36	21 248
	Чистка желонкой	6553	115	866	272	189	—	—	1055	—	—	—	—	—	9 183

данной породы градиенте давления и скорости фильтрации. В условиях рыхлых пород разрушение усугубляется наличием в продукции скважины свободной воды. В процессе эксплуатации скважин при депрессиях, обуславливающих возникновение разрушающих градиентов, обычно начинается размыв породы пласта и обильный вынос песка. Однако, как показали исследования, проведенные институтом АЗНИПнефть по скважинам НГДУ Лениннефть и Орджоникидзенефть, эксплуатирующим кирмакинскую свиту, вынос песка не зависит от фильтрационного разрушения пород призабойной зоны.

Одна из причин выноса песка при эксплуатации скважин — возникновение с момента вскрытия пласта напряженного состояния пород призабойной зоны, которое возрастает по мере увеличения числа скважин и продолжительности их эксплуатации.

Сущность этого явления заключается в том, что в процессе бурения столб глинистого раствора предохраняет стенки скважины от воздействия горного давления. Чем больше снижается забойное давление, тем больше напряжение в породе. При определенных критических напряжениях деформируются глинистые пропластки и разрушаются слабосцементированные песчаники призабойной зоны пласта.

Условия прочности неупругих пород определяются из неравенства

$$k\sigma_{\text{пр}} \geq 2\varepsilon H \gamma_{\text{п}} - p_{\text{заб}},$$

где  $k$  — безразмерный коэффициент, характеризующий напряженное состояние пород призабойной зоны скважины;  $\sigma_{\text{пр}}$  — прочность породы на сжатие, МПа;  $\varepsilon$  — коэффициент бокового распора;  $H$  — глубина забоя скважины или глубина залегания данного горизонта, м;  $\gamma_{\text{п}}$  — удельный вес породы, г/см<sup>3</sup>;  $p_{\text{заб}}$  — забойное давление, МПа.



Для различных горизонтов АзНИПИнефть предлагает эмпирические формулы, характеризующие изменение среднесуточного объема песка  $V$  и жидкости  $Q$ , и эмпирические зависимости безразмерного коэффициента  $k$  от перепада давления ( $\Delta p = p_{\text{гор}} - p_{\text{заб}}$ ).

Горизонт	КаС, НГДУ	$V$	$Q$	$k$
им. XII съезда КПСС	0,00066	$\Delta p^{1,7}$	27,54 $\Delta p^{-0,153}$	5,96 $T^{0,2}$
Горизонт КС, НГДУ Лениннефть	0,0027	$\Delta p^{0,81}$	0,037 $\Delta p^{1,2}$	—
Горизонт «верхний от-дел», НГДУ Лениннефть	0,00054	$\Delta p^{1,18}$	46,56 $\Delta p^{-0,34}$	3,38 $T^{0,14}$

Здесь  $T$  — продолжительность эксплуатации пласта, лет.

При разработке старых нефтяных месторождений в Азербайджане, представленных рыхлыми слабосцементированными коллекторами, благодаря повышенной проницаемости призабойной зоны в скважину поступает больше воды, чем нефти, и происходит размыв подошвенной части пласта. В результате в призабойной зоне создаются каверны, и при длительной эксплуатации скважин происходят обрушения и обвалы породы пласта, смятия и сломы эксплуатационных колонн.

Используемые для изоляции от воды ранее применяемые водо- и нефтецементные растворы не дали положительных результатов. Малоэффективными оказались и способы крепления призабойной зоны фенолформальдегидными смолами и различными по составу цементно-песчаными смесями. Для этих условий и для крепления призабойной зоны наиболее эффективно использовать пеноцементные растворы, разработанные во ВНИИнефть.

По своим структурно-механическим свойствам и сравнительно низкой плотности пеноцементные растворы при закачке в пласты не распространяются далеко и создают за эксплуатационной колонной надежный барьер, препятствующий проникновению воды в скважину. Пены включают в себя три компонента — жидкость, пенообразователь, газ (воздух) и являются вязкопластичной упругой системой.

В зависимости от применяемой жидкости пены называются двухфазными (при использовании воды) и трехфазными (если они приготовлены на основе бурового раствора).

Плотность двухфазной пены не превышает единицы, а плотность трехфазной может быть выше или ниже единицы. Изменение плотности трехфазной пены достигается утяжелением бурового раствора баритом, гематитом и др.

Различают также пеноцементные и кислотные пены, приготовленные соответственно на основе цементного и солянокислотного растворов. Пены обладают важными свойствами, основные из которых следующие.

Способность пузырьков пены при проникновении в пористый пласт закупоривать призабойную зону и предотвращать тем самым попадание в нее промывочной жидкости.

Возможность использования пен для изоляции высоконапорных вод.

Отсутствие проскальзывания газа (воздуха) в пене при ее циркуляции.

Способность пены сохранять свои свойства в течение длительного времени (для трехфазной пены до одного месяца и выше).

Изменение плотности пены в широких диапазонах.

Повышенная удерживающая и флотационная способность, что позволяет полностью извлекать с забоя скважины продукты коррозии.

В промышленных условиях в качестве пенообразователя используют такие поверхностно-активные вещества, как сульфолон, сульфат-Б, ДС-РАС, ОП-10 и др. Для устойчивости пены в качестве стабилизатора применяют КМЦ, силикат натрия (для хлоркальциевой воды) и др.

Для разных технологических процессов и пластовых давлений готовят пены соответствующей плотности. Средняя плотность пены для скважин колеблется от 0,2 до 1 г/см<sup>3</sup> и зависит от плотности исходной жидкости, степени аэрации ( $V_{\text{возд}}/V_{\text{жидк}}$ ) и глубины скважины. Обычно изменение степени аэрации (плотности пены) достигается снижением расхода жидкости при сохранении постоянной подачи компрессора.

Трехфазные пены и пеноцементные растворы более устойчивы и применяются главным образом при вскрытии продуктивной части пласта, изоляционных работах, креплении призабойной зоны и глушении скважин. При промывке песчаных пробок используются двухфазные пены (вода и пенообразователь) концентрацией 0,3—0,5% и степенью аэрации в зависимости от пластового давления. В таких случаях после промывки песчаной пробки рекомендуется вскрытый фильтр промывать в течение 1 ч с попеременным снижением и увеличением степени аэрации для очистки заколонного пространства от механических примесей. Для закрепления призабойной зоны в скважину можно закачивать 5—10 м<sup>3</sup> трехфазной пены, в которую добавлено 0,3% КМЦ, а затем оставить скважину на 24 ч под давлением. После этого скважину осваивают обычным способом. Исходя из практического опыта работы в старых нефтяных районах Азербайджана ВНИИнефть рекомендует для крепления призабойной зоны со слабосцементированными песками и изоляции воды применять пеноцементные растворы, которые имеют ряд преимуществ перед водо- и нефтецементными растворами. При низких пластовых давлениях и большой толщине пласта пеноцементные растворы, обладая малой плотностью, будут охватывать весь пласт.

При высокой степени обводненности пеноцементные растворы должны иметь следующий состав: цементный раствор с водоцементным фактором 0,5—1%, пенообразователь (сульфолон) с концентрацией 0,5—1% (по активному веществу). Степень аэрации от 20 до 50 и объем исходного цементного раствора 10—20 м<sup>3</sup>.

Рекомендуется также использовать комбинированный способ — в скважину вначале закачивается трехфазная пена объемом от 10 до 20 м<sup>3</sup> исходного раствора и через 24 ч — пеноцементный раствор.

ВНИИнефть рекомендует для условий Азербайджана принять объем пенообразующей жидкости равным: для двухфазной пены 20—60 м<sup>3</sup>, для трехфазной 10—20 м<sup>3</sup>. АзНИПИнефть для ограничения притока воды к забоям эксплуатационных скважин рекомендует применительно к условиям бакинских нефтяных месторождений использовать каучуковый латекс СКС ЗОАРКМ-15.

Латекс хорошо фильтруется в пористой среде и представляет собой коллоидную систему, дисперсной средой которой служит вода. При контакте латекса с водой образуется резиноподобная масса, которая препятствует проникновению воды.

В зависимости от градиента скорости фильтрации можно получить различную вязкость закачиваемого раствора. При обработке скважины раствором латекса вначале через насосно-компрессорные трубы закачивают для разобшения пресную воду или керосин в количестве 0,5 м<sup>3</sup> на 1 м фильтра, а затем раствор латекса из расчета 1—2 м<sup>3</sup> на 1 м фильтра. После этого вновь закачивают жидкость для разобшения и приступают к продавке раствора минерализованной водой. По истечении двух-трех суток скважину осваивают плавным запуском станка-качалки.

### ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА ДЛЯ ОЧИСТКИ ПЛАСТОВОГО ПЕСКА ОТ НЕФТИ И ОТКАЧКИ ПРОМЫШЛЕННЫХ СТОКОВ

Блочная гидроциклонная установка для отделения и очистки песка от нефти. Длительная практика использования на морских нефтесборных пунктах песколовок позволила установить, что их конструкция не обеспечивает эффективное отделение песка от пластовой воды. Поэтому при последующей перекачке этих вод по внутрипромысловым водоводам быстро выходят из строя рабочие органы насосов, забиваются песком трубопроводы и создаются дополнительные осложнения. Для очистки нефтесодержащего песка в пластовых водах разработаны и применяются блочные гидроциклонные установки (рис. 15). Они позволяют отделять от пластовой воды песок, и после очистки его от нефти сбрасывать в море. Техническая характеристика установки приведена ниже.

Пропускная способность, м <sup>3</sup> /ч . . . . .	300
Тип гидроциклонов . . . . .	ГЦ-150
Число гидроциклонных батарей . . . . .	4
Число перекачивающих насосов . . . . .	4
Габаритные размеры, мм . . . . .	7300×3000× ×2640
Масса, кг . . . . .	8100

Поступающая из скважины по выкидной линии пластовая вода с песком, пройдя входной патрубок 1, попадает в емкость 2, откуда насосом 3 подается в гидроциклон 4, где вода очищается от песка. При помощи поплавкового клапана, вмонтированного в емкость 2, регулируется уровень воды и обеспечивается постоянная подача перекачивающих насосов 3. Очищенная вода по сливному трубопроводу 5 транспортируется в пункты ее использования, а песок в виде пульпы из насадок гидроциклонов стекает

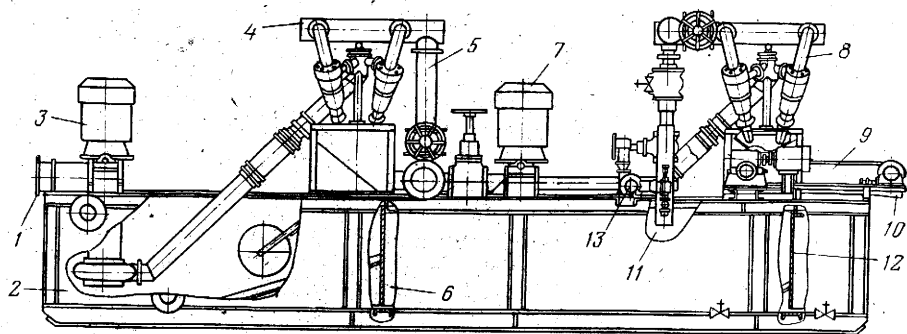


Рис. 15. Блочная гидроциклонная установка для очистки песка от нефти на нефтесборном пункте.

1 — патрубок; 2, 6 и 12 — емкости; 3 и 7 — насосы; 4 и 8 — гидроциклоны; 5 и 11 — трубопроводы; 9 — сито-конвейер; 10 — лоток; 13 — дозировочный насос

в емкость 6, предварительно заполненную очищенной пластовой водой с ПАВ, в которой происходит промывка песка от нефти. Подача ПАВ обеспечивается дозировочным насосом 13. Из емкости 6 вода с ПАВ и песком забирается насосом 7 и подается на гидроциклон 8. Промытый песок стекает на сито-конвейер 9, где окончательно обезвоживается и сбрасывается в море, а вода по специальному лотку 10 и сливному трубопроводу 11 попадает в емкость 6, откуда избыточная вода переливается в емкость 12.

При работе гидроциклонов обеспечивается не только повторное использование пластовой воды, но и достигается высокая степень очистки песка от нефти. Последующие исследования, проведенные б. Гипроморнефтью совместно с Азнефтехим им. М. Азизбекова и Институтом зоологии им. А. Караева АН АзССР, позволили установить нетоксичность отмытого песка и подтвердили возможность его сброса в море без нанесения ущерба для фауны и флоры Каспийского моря.

Химические реагенты, применяемые для отмывки песка от нефти. Исследованиями б. Гипроморнефти установлено, что для отмывки песка от нефти наиболее эффективны химические препараты отечественного производства типа СП-1 (или ЭПН-5) с оптимальной концентрацией промывочной жидкости от 0,01 до 0,03 вес. % (в пересчете на сухое вещество). Показатели эффективности отмывки песка от нефти с помощью реагента СП-1 приведены в табл. 6.

Реагент СП-1 представляет собой натриевую соль сополимера стироля с малеиновым ангидритом (молекулярная масса 1 000 000 —стиромаль).

Реагент СП-1 обладает поверхностно-активными свойствами. Снижается поверхностное натяжение на границе нефть — вода с 38 до 30 эрг/см и на границе вода — воздух с 72,8 до 45 эрг/см. 10 %-ный водный раствор реагента СП-1 представляет собой

Таблица 6

Эффективность отмывки песка от нефти с помощью реагента СП-1

Концентрация реагента СП-1, %	Концентрация нефти в песке, %		Степень отмывки, %	Концентрация реагента СП-1, %	Концентрация нефти в песке, %		Степень отмывки, %
	исходная	остаточная			исходная	остаточная	
0,0025	5,76	0,160	86,1	0,0125	5,76	0,125	89,1
0,0075	5,76	0,139	87,9	0,0325	5,76	0,113	90,2
0,0100	5,76	0,135	88,3	0,0575	5,76	0,210	80,3

сиропообразную жидкость светло-желтого цвета, без запаха. Плотность реагента 1,07 г/см<sup>3</sup>, вязкость 18—20 мПа·с, рН-9÷10.

Препарат-эмульгатор пленочной нефти ЭПН-5, разработанный ВНИИСПТнефтью совместно с Институтом океанологии им. П. П. Ширшова АН СССР и Гипровостокнефтью, представляет собой композицию биологически «мягкого» поверхностно-активного вещества с высокомолекулярным белковым стабилизатором. Препарат обладает высокими диспергирующим, эмульгирующим и смачивающим свойствами и действие его основано на ускорении биологического разложения нефти и нефтепродуктов.

Натурные испытания ЭПН-5 (на поверхности воды и почвы) в условиях Татарии, Башкирии, Азербайджана и Западной Сибири показали, что этот препарат — эффективное средство по степени очистки и устойчивости образуемых эмульсий и по своим свойствам превосходит лучшие зарубежные реагенты (корексит 7664 американской фирмы Эссо Хемикал и Берол 198 шведской фирмы Модо-Кеми АБ).

В Саратовском отделении ГосНИОРХа определили предельно допустимую концентрацию (ПДК) препарата ЭПН-5 для рыбохозяйственных водоемов равной 0,09 мг/л.

Как показали промысловые испытания по отмывке песка от нефти в гидроциклонах при промывке песчаных пробок на морском месторождении Нефтяные Камни (НГДУ им. XXII съезда КПСС), добавление к отмывающей воде ЭПН-5 (оптимальная концентрация 0,15 вес. %) позволило снизить остаточную нефтенасыщенность до 0,3 вес. %. При такой малой остаточной нефтенасыщенности отмытый песок не оказывает вредного влияния

на морские гидробионты и без ущерба может быть сброшен в море.

Технологическая схема приготовления реагента СП-1 в промышленных условиях (рис.16). Для получения 100 л 10 %-ного реагента СП-1 в реактор 1 из бункеров 2, 3 и 5 загружается 3 кг NaOH, 87 л пресной (или морской)

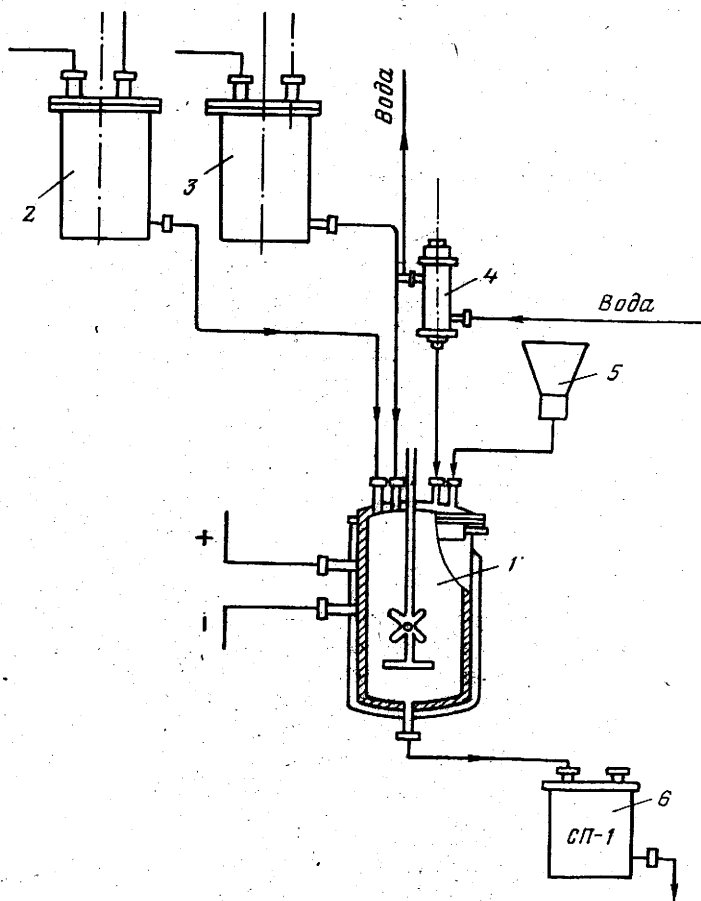


Рис. 16. Технологическая схема приготовления реагента СП-1 в промышленных условиях.

1 — реактор; 2 — емкость для щелочи; 3 — емкость для воды; 4 — обратный холодильник; 5 — бункер для стиромоля; 6 — сборник СП-1

воды и 10 кг сополимера стиромоля. Полученная смесь интенсивно перемешивается и нагревается до  $110^{\circ}\text{C}$ . При появлении обильной пены перемешивание прекращается и после оседания пены вновь возобновляется. Кипение в реакторе продолжается 2—3 ч, затем реагент, пройдя холодильник 4, охлаждается до температуры окружающей среды и загружается в сборник 6. Стиромаль обычно

хорошо растворяется в щелочной воде. Соотношение стиромала и щелочи должно быть 10 : 2 или 10 : 3. Перед сливом из реактора замеряется рН реагента. Изменение рН раствора в зависимости от концентрации щелочи (NaOH) в 100 г сополимера показано в табл. 7.

Количество и концентрация добавляемого NaOH определяют опытным путем. Оптимальный рН реагента равен 9—10. При

Таблица 7

Зависимость рН раствора СП-1 от концентрации щелочи

NaOH, г	8	12	15	20	25	30
рН	5	6	7	8	9	10

получении рН ниже указанного для достижения оптимальной его величины в раствор добавляется NaOH.

Гидроциклонная установка «Гипроморнефть-УГ-1» (рис. 17). Установка предназначена для отделения песка от промывочной жидкости и создания замкнутого цикла промывки песчаных пробок при подземном (текущем) ремонте скважин. Техническая характеристика установки приведена ниже.

Пропускная способность, л/с . . . . .	4,5—1,5
Рабочее давление гидроциклонов, МПа . . . . .	0,3—0,35
Потребляемая мощность, кВт . . . . .	13
Габаритные размеры, мм . . . . .	2060×1060× ×1530
Масса, кг . . . . .	1200

Установка оборудуется четырьмя гидроциклонами типа ГЦ-75 (диаметр гидроциклона 75 мм) и шестью гидроциклонами типа ГЦ-50 (диаметр гидроциклона 50 мм). Установка встраивается в технологическую линию промывки скважин между приемом промывочного агрегата и выкидом промывочной головки. Выходящая из скважины промывочная жидкость по резиновому рукаву поступает в приемную емкость, откуда забирается насосом и подается по коллектору на гидроциклоны, где очищается от песка и сливается в емкость. Из емкости очищенная вода забирается насосом промывочного агрегата для повторной закачки в скважину. Песок из насадок гидроциклонов стекает в общий желоб и направляется в специальную емкость, устанавливаемую под стоком желоба.

Экспериментальные исследования работы гидроциклонных установок. В Азнефтехиме им. М. Азизбекова проводили промысловые исследования по совершенствованию схем гидроциклонных установок для отмывки песка от нефти.

Работы проводились на НСП-10 НГДУ им. XXII съезда КПСС (Нефтяные Камни). Использовалась схема гидроциклонной установки, показанная на рис. 18. По этой схеме выделенная в горизонтальных отстойниках пластовая вода вместе с песком поступают по лоткам в приемную емкость 6, откуда шламовым насосом 5 подаются на блок гидроциклонов 3, включающий четыре гидро-



Рис. 17. Опытный образец гидроциклонной установки «Гипроморнефть-УГ-1»

циклона диаметром 150 мм. Работа гидроциклонов регулируется задвижками 4, позволяющими включать или выключать гидроциклоны в зависимости от количества жидкости, поступающей на очистку. Очищенная вода по коллектору 2 поступает в ловушку нефти, а песок сбрасывается в бункер 1, снабженный переливной трубой 7, по которой вода вместе с песком из разгрузочного отверстия гидроциклона сливается в емкость 6. Очищенный от нефти песок из бункера 1 периодически сбрасывается в море. При работе установки давление на выходе гидроциклона составляло 0,2—0,3 МПа.

Из приведенных в табл. 8 результатов промысловых испытаний видно, что во всех случаях достигается высокая степень очистки пластовых вод.

При добавке в приемную емкость 0,015% ПАВ (ЭПН-5) от объема пластовой воды, поступающей на очистку, нефтенасыщенность песка после гидроциклонов снижается до 0,1—0,29 мас. %.



Схема гидроциклонов с двухступенчатой и трехступенчатой очисткой. По схеме двухступенчатой очистки продукция скважин направляется на концевую трапную установку морского нефтесборного пункта, где газ, отделившийся от жидкости, поступает на дожимную компрессорную станцию, а жидкость (нефть и вода) вместе с пластовым песком поступает в

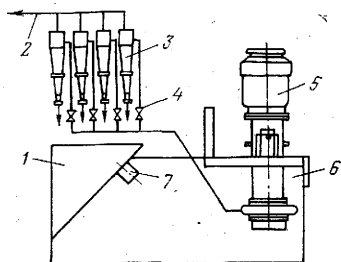


Рис. 18. Схема гидроциклонной установки

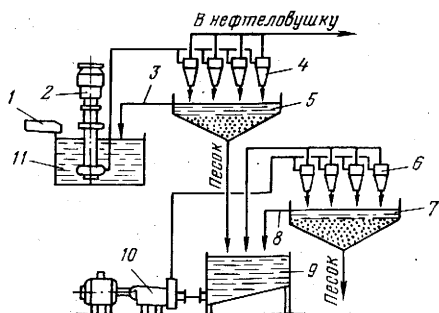


Рис. 19. Схема гидроциклона с двухступенчатой очисткой

горизонтальные отстойники. Отделившаяся в отстойниках нефть перекачивается на центральный пункт сбора для сдачи и последующего вывоза на береговые базы, а жидкость с песком проходит двухступенчатую гидроциклонную очистку, где первая ступень (гидроциклоны с  $D=150$  мм) предназначена для отделения песка от пластовой воды, а с помощью второй (гидроциклоны с  $D=75$  мм) песок очищается от нефти (рис. 19).

Выделенные в отстойниках вода и песок по лотку 1 поступают в приемную емкость 11 первой ступени очистки, откуда пластовая вода с песком подаются вертикальным шламовым насосом 2 в блок гидроциклонов 4. Отделившаяся пластовая вода направляется на водоочистную установку и после очистки используется для закачки в пласты с целью поддержания пластового давления, а песок сбрасывается в бункер 5, откуда разгружается в приемную емкость второй ступени очистки 9, заполненной промывочной жидкостью (раствор ПАВ в воде).

Насосом 10 промывочная жидкость с песком направляются для очистки в блок гидроциклонов ступени 6, откуда песок сбрасывается в бункер 7. Из бункера 7 отмытый от нефти песок разгружается в море. Для предотвращения попадания промывочной жидкости в водную среду при сбросе отмытого песка в обоих бункерах предусмотрены сливные линии 3 и 8, по которым жидкость, выделяющаяся вместе с песком, через разгрузочное отверстие гидроциклона сливается в приемные емкости 9 и 11.

На рис. 20 показан рекомендуемый Азнефтехимом им. М. Азизбекова вариант трехступенчатой схемы отмытки песка от нефти для использования на головных морских сооружениях по сбору, утилизации и подготовке пластовых вод. По этой схеме

Показатели гидроциклонной очистки пластовой воды от песка

Номер опыта	Диаметр разгрузочного отверстия $d_{p1}$ , см	Разгрузочное отношение $d_p/d_c$	Давление на входе $P_{вх}$ , МПа	Пропускная способность гидроциклона $Q$ , л/с	Выход разгрузочной жидкости, %	Содержание песка в жидкости, г/л			Степень очистки $E$ , %	Потери жидкой фазы $\eta$ , %
						исходной $P_{ис}$	очищенной $P_o$	разгрузочной $P_p$		
1	1,4	0,200	0,20	12,7341	0,50	5,70	—	522,1	100	0,30
2	1,4	0,200	0,22	13,4352	0,44	1,54	0,0198	132,3	98,7	0,42
3	1,4	0,200	0,24	13,9740	0,40	1,53	0,0193	122,7	93,7	0,38
4	1,4	0,200	0,24	14,0686	0,38	13,10	0,0198	744,5	99,8	0,23
5	1,4	0,200	0,26	14,6113	0,32	7,20	0,0231	131,5	99,7	0,31
6	1,4	0,200	0,27	14,9389	0,61	4,00	—	472,8	100	0,50
7	1,4	0,200	0,28	15,0217	0,57	13,30	0,0196	735,2	99,8	0,46
8	1,4	0,200	0,31	16,0659	0,36	1,00	—	138,8	100	0,34
9	2,0	0,286	0,21	13,0095	1,02	0,57	—	48,7	100	1,00
10	2,0	0,286	0,23	13,6048	1,046	13,10	0,0198	429,8	99,9	1,06
11	2,0	0,286	0,23	13,5915	2,06	7,20	0,0239	276,1	99,7	1,24
12	2,0	0,286	0,25	14,1589	1,14	1,53	0,0191	72,3	98,7	1,09
13	2,0	0,286	0,27	14,9273	1,44	0,40	—	71,5	100	1,40
14	2,0	0,286	0,28	15,1986	1,42	1,53	0,0194	63,05	98,7	1,38
15	2,0	0,286	0,29	15,5189	0,99	13,30	0,0194	544,2	99,8	0,78

пластовая вода и песок, перекачиваемые с укрупненных нефтесборных пунктов, поступают в блок гидроциклонов 1 диаметром 150 мм. Очищенная пластовая вода поступает в резервуар, а выделенный в гидроциклонах песок, пройдя бункер 2, попадает в приемную емкость 8 (вторая ступень), где с помощью специального дозирующего устройства 9, подающего ПАВ, происходит отмыв-

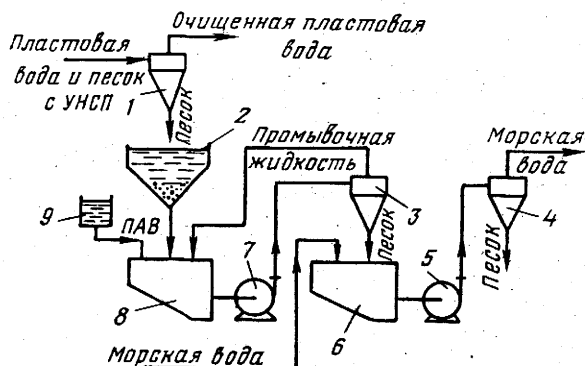


Рис. 20. Схема трехступенчатой отмывки песка от нефти

ка песка от нефти. Из емкости 8 песок вместе с раствором морской воды и ПАВ центробежным насосом 7 подается в блок гидроциклонов 3, где песок проходит отмывку от нефти. Раствор промывочной жидкости (морская вода и ПАВ) поступает в емкость 8, а отмытый песок направляется в приемную емкость третьей ступени 6,

Таблица 9

Показатели трехступенчатой гидроциклонной очистки песка от нефти

Номер опыта	Давление на входе $P_{вх}$ , МПа	Содержание песка в жидкости, г/л		Степень очистки $F$ , %	Номер опыта	Давление на входе $P_{вх}$ , МПа	Содержание песка в жидкости, г/л		Степень очистки $F$ , %
		исходной $P_{ис}$	очищенной $P_0$				исходной $P_{ис}$	очищенной $P_0$	
1	0,08	1,47	0,018	98,7	6	0,15	1,83	0,170	99,1
2	0,08	1,62	0,021	98,7	7	0,20	1,18	0,014	98,8
3	0,08	1,24	0,013	98,9	8	0,25	1,58	Следы	100
4	0,10	1,33	0,010	99,2	9	0,30	2,05	0,011	99,5
5	0,12	1,45	Следы	100	10	0,35	1,71	0,009	99,5

где песок отмывается от ПАВ с помощью морской воды. Из емкости 6 песок и морская вода насосом 5 подаются в блок гидроциклонов третьей ступени 4, откуда выделенный песок попадает в ловушку, а морская вода — в предусмотренную емкость. В качестве ПАВ используется реагент ЭПН-5 концентрацией 0,015%.

Из данных табл. 9 видно, что при трехступенчатой промывке с применением ПАВ достигается высокая степень очистки. Эффективность отмывки песка от нефти приведена в табл. 10,

Таблица 10

Эффективность отмывки песка от нефти

Первая ступень			Вторая ступень			Третья ступень			Абсолютная степень отмывки $E_a$ , %
Давление на входе $P_{вх}$ , МПа	Содержание нефти до/после гидроциклона, % от массы песка	Степень отмывки $E$ , %	Давление на входе $P_{вх}$ , МПа	Содержание нефти до/после гидроциклона, % от массы песка	Степень отмывки $E$ , %	Давление на входе $P_{вх}$ , МПа	Содержание нефти до/после гидроциклона, % от массы песка	Степень отмывки $E$ , %	
0,08	2/0,69	65,5	0,30	0,69/0,37	46,3	0,30	0,37/0,23	37,8	88,5
0,08	2/0,72	64,0	0,30	0,72/0,33	52,7	0,30	0,34/0,23	32,6	88,5
0,08	2/0,83	58,5	0,32	0,83/0,35	57,8	0,32	0,35/0,24	31,5	88,0
0,10	2/0,85	57,5	0,32	0,85/0,31	63,5	0,32	0,31/0,22	29,0	89,0
0,12	2/0,79	60,5	0,34	0,79/0,24	69,6	0,34	0,24/0,22	8,3	89,0
0,15	2/0,87	56,5	0,34	0,87/0,27	57,4	0,34	0,27/0,21	22,2	89,5
0,20	2/0,88	56,0	0,34	0,88/0,27	57,9	0,34	0,27/0,21	22,2	89,5
0,25	2/0,86	57,0	0,35	0,86/0,28	67,4	0,35	0,28/0,22	21,2	88,0
0,30	2/0,78	61,0	0,35	0,78/0,26	66,7	0,35	0,26/0,21	19,25	89,5
0,35	2/0,72	64,0	0,35	0,72/0,22	69,4	0,35	0,22/0,18	18,15	91,0
0,40	2/0,54	73,0	0,35	0,54/0,24	55,6	0,35	0,27/0,15	37,5	92,5

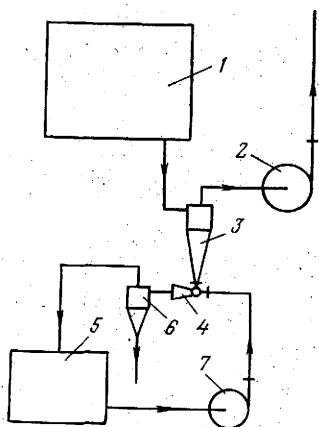


Рис. 21. Технологическая схема экспериментальной установки с использованием вакуум-гидроциклона.

1, 5 — емкости; 2, 7 — центробежные насосы; 3 — вакуум-гидроциклон ( $D=150$  мм); 4 — гидроэлеватор; 6 — напорный гидроциклон ( $D=75$  мм)

при этом остаточная нефтенасыщенность песка не превышает 0,15—0,25 мас. %.

Вакуум-гидроциклон. Аз-нефтехимом разработана новая технологическая схема и установка вакуум-гидроциклона, позволяющая предохранять от абразивного воздействия рабочие органы центробежного насоса при перекачке пластовой воды с содержащимся в ней песком. На рис. 21 показана технологическая схема экспериментальной установки с использованием вакуум-гидроциклона, а на рис. 22 — гидроэлеватор с узлом крепления его к гидроциклону.

Жидкость из емкости 1, пройдя очистку в вакуум-гидроциклоне 3 ( $D=150$  мм), через сливной патрубок поступает на прием центробежного насоса 2 (см. рис. 21). Отделившийся песок при помощи гидроэлеватора 4 удаляется через разгрузочное отверстие и далее направляется в напорный гидроциклон 6 ( $D=75$  мм). Отмытый от нефти песок сбра-

сывается через разгрузочное отверстие, а очищенная жидкость из гидроэлеватора поступает в емкость 5, откуда центробежным 7 вновь подается в гидроэлеватор.

Предлагаемая технологическая схема позволяет независимо от концентрации песка в исходной жидкости обеспечить высокую сте-

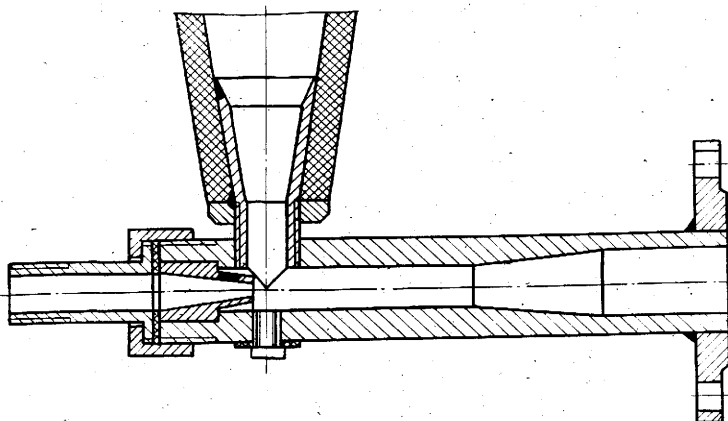


Рис. 22. Гидроэлеватор и узел крепления его к нижнему конусу гидроциклона

пень очистки (98—100%) и исключить осложнения, связанные с абразивным воздействием перекачиваемой жидкости на рабочие органы насосов.

Блочная установка для сбора и откачки промышленных стоков (рис. 23).

Блочная установка для сбора и откачки промышленных стоков предназначена для установки на морских стационарных платформах и пристакадных площадках под настилом и обеспечивает слив в нее по канализационным трубам разлившейся нефти и ливневых вод. Техническая характеристика установки приведена ниже.

Блок	Горизонтальный
Объем блока, м <sup>3</sup>	1
Насос	Шестеренчатый
подача м <sup>3</sup> /ч	1,4
давление, МПа	1,6
Габаритные размеры, мм	2000×1120× ×1940
Масса блока, кг	560

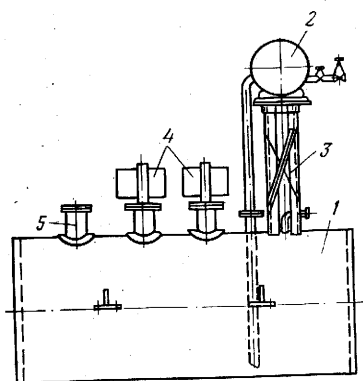


Рис. 23. Блочная установка для сбора и откачки промышленных стоков.

1 — емкость для сбора стоков; 2 — насос шестеренчатый; 3 — подстакант под насос; 4 — приборы КИП; 5 — штуцер

Блок представляет собой горизонтальную емкость 1 объемом 1,5 м<sup>3</sup> с размещенным на ней штуцером 5 для приема промышлен-

вых стоков и контрольно-измерительными приборами (КИП) 4. На постамент 3 установлен шестеренчатый насос 2 с электродвигателем мощностью 1,5 кВт и частотой вращения 1420 об/мин.

### ОБОРУДОВАНИЕ, ПРИМЕНЯЕМОЕ ПРИ РАЗЛИЧНЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССАХ ДОБЫЧИ НЕФТИ

Блочная технологическая установка для про-  
дукции морских эксплуатационных скважин  
(рис. 24). Установка обеспечивает полную герметизацию техноло-

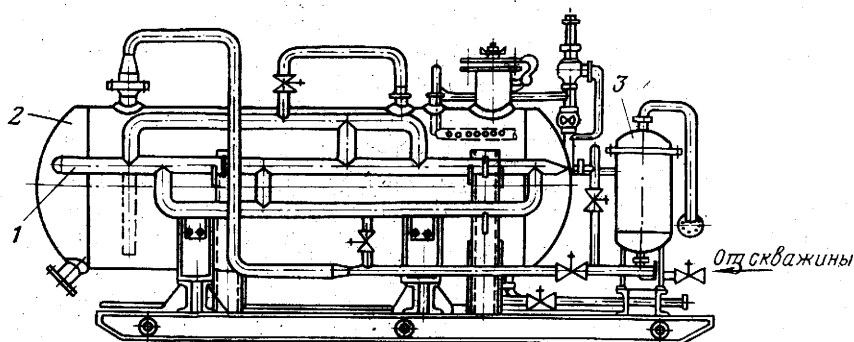


Рис. 24. Блочная технологическая установка для про-  
дукции морских эксплуатационных скважин.

1 — гаситель пульсации; 2 — горизонтальный отстойник; 3 — водомаслоотделитель

гических процессов при проведении различных геолого-технических мероприятий в фонтанно-компрессорных скважинах, расположенных на приэстакадных площадках и стационарных платформах.

Установка монтируется на расстоянии не менее 8 м от устья скважины и служит одним из блоков оборудования по предотвращению загрязнения окружающей среды. Техническая характеристика установки приведена ниже.

Пропускная способность, м <sup>3</sup> /сут . . . . .	300
Емкость, м <sup>3</sup> . . . . .	20
Габаритные размеры, мм . . . . .	7000×2600×
	×2800
Масса, кг . . . . .	5915

При необходимости изменения технологического режима работы фонтанной или компрессорной скважины продукция ее по выкидной линии направляется в коллектор-гаситель пульсации 1, в котором происходит предварительное отделение газа от жидкости. Отделившиеся газ и жидкость поступают в горизонтальный отстойник 2, где происходит окончательная сепарация продукции скважины. Жидкость из отстойника автоматически сбрасывается в емкости сбора промысловых стоков, установленные на приэстакадных площадках или стационарных платформах, и далее отка-

чивается в нефтеколлектор, а газ, пройдя водомаслоотделитель 3, поступает на свечу для сжигания.

Блочная установка для продувки подводных морских коммуникаций (рис. 25). Установка позволяет проводить работы без загрязнения моря при продувке подводных внутрипромысловых трубопроводов на стационарных морских

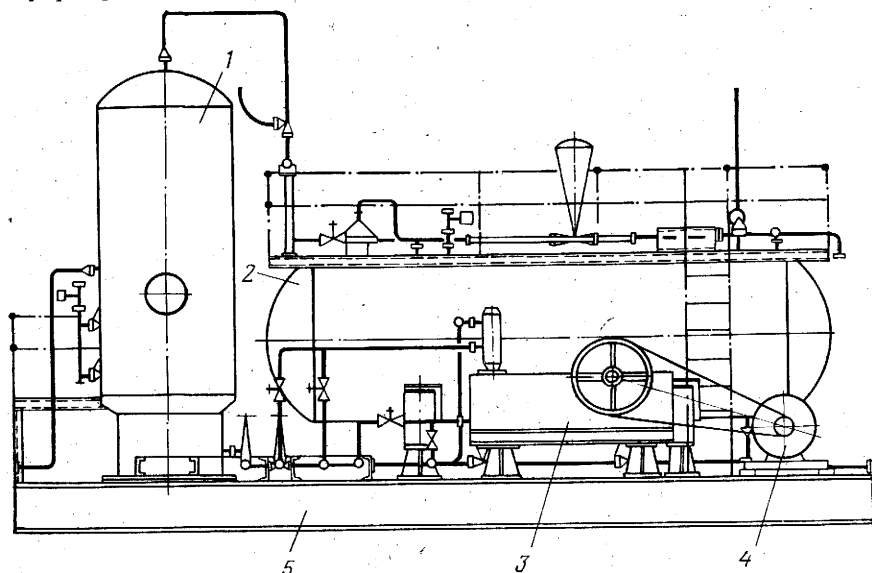


Рис. 25. Блочная установка для продувки подводных морских коммуникаций. 1 — газосепаратор; 2 — горизонтальная емкость-накопитель; 3 — центробежный насос; 4 — электродвигатель; 5 — рама

платформах и береговых нефтесборных пунктах. Установка используется также при продувке морских скважин. Техническая характеристика установки приведена ниже.

Пропускная способность по жидкости, м <sup>3</sup> /сут	.240
Рабочее давление, МПа	.1,6
Давление нагнетания насоса, МПа	10
Потребляемая мощность, кВт	.30
Объем емкости-накопителя, м <sup>3</sup>	.20
Габаритные размеры, мм	.10 000×5300× ×6250
Масса, кг	.23 300

При проведении этих работ продукция поступает в вертикальный газосепаратор 1, откуда отделившийся газ направляется на факел, а отсепарированная жидкость попадает в горизонтальную емкость-накопитель 2. Из емкости-накопителя газ через огневой преградитель направляется на факел для сжигания, а жидкость при помощи центробежного насоса 3 откачивается в трубопровод.

Гидромеханизированная очистка резервуаров от донных осадков. При сборе и транспорте нефти и газа

на морских нефтяных месторождениях загрязнению чаще подвергается морская среда на нефтесборных пунктах (НСП), где установлены товарные и сырьевые резервуары. Из-за отсутствия канализационной системы на НСП эти загрязнения происходят главным образом при периодической зачистке резервуаров от дон-

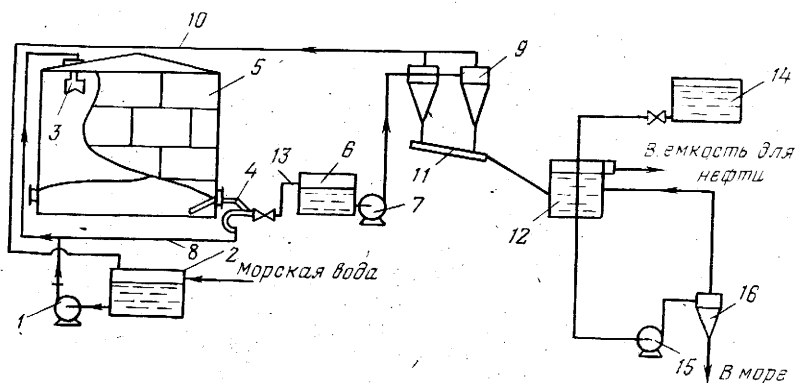


Рис. 26. Схема передвижной очистки резервуаров от донных осадков.  
 1 и 15 — насосы; 2 — емкость для чистой воды; 3 — гидромонитор; 4 — гидрозлеватор; 5 — резервуар; 6 — емкость для пульпы; 7 — насос; 8 и 10 — трубопроводы; 9 и 16 — гидродвигатели; 11 — желоб; 12 — емкость для перемешивания песка с ПАВ; 13 — пульпопровод; 14 — емкость с ПАВ

ных осадков. Многолетняя практика эксплуатации этих резервуаров показала, что донные осадки включают в себя 80—90% пластового песка и 10—12% минеральных солей, продуктов коррозии, твердого парафина, смолистых веществ, нефти и воды.

Из всех существующих в отечественной и зарубежной практике способов очистки резервуаров наиболее перспективна гидромеханизованная очистка, при которой полностью предотвращается загрязнение моря и окружающей среды. При таком способе осуществляется очистка резервуаров по герметичной замкнутой системе с непрерывной циркуляцией и повторным использованием рабочей жидкости, отделение песка от рабочей жидкости и отмывка песка от нефти с помощью ПАВ, сокращение расхода свежей воды и предотвращение загрязнения моря нефтью, загрязненной промывочной водой и донными осадками.

В условиях морских нефтегазовых месторождений внедрение гидромеханизованного способа очистки резервуаров от донных осадков исключает необходимость сбора большого количества отмытого песка и транспортирования его на береговые отвалы.

Отмытый от нефти с помощью ПАВ песок можно использовать для различных хозяйственно-бытовых нужд или сбросить в море без какого-либо ущерба. Гидромеханизованная очистка выполняется в двух вариантах — передвижная и стационарная. На рис. 26 приведена схема передвижной очистки резервуаров от донных осадков, в которой предусмотрены блок насосов и быстроразбор-



ные трубопроводы для подачи рабочей жидкости, воды и транспорта пульпы.

Согласно схеме, жидкость (морская или пластовая вода) из емкости 2 насосом 1 под давлением 1,2—1,5 МПа по трубопроводу 8 подается в гидромонитор 3 и гидроэлеватор 4.

Струя жидкости, выходя из гидромонитора, разбивает и разжижает донный осадок в резервуаре 5 и направляет его к гидро-

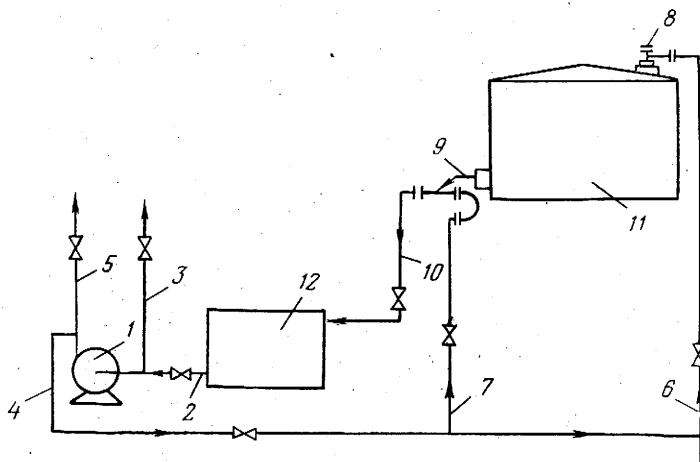


Рис. 27. Технологическая схема стационарной очистки резервуара от донных осадков.

1 — перекачивающий насос; 2 — прием насоса с гидроциклонной установки; 3 — прием насоса с нефтяного коллектора; 4 — выкид насоса рабочей жидкости; 5 — выкид насоса в нефтяной коллектор; 6 — линия питания гидромонитора; 7 — линия питания гидроэлеватора; 8 — гидромонитор; 9 — гидроэлеватор; 10 — пульпопровод; 11 — резервуар; 12 — гидроциклонная установка

элеватору. Из гидроэлеватора пульпа по пульпопроводу 13 попадает в специальную емкость 6, откуда насосом 7 направляется в гидроциклонную установку 9. Очищенная от песка в гидроциклонной установке рабочая жидкость по трубопроводу 10 возвращается в емкость чистой воды 2 для повторного использования в цикле очистки резервуара.

Выпавший в осадок из гидроциклона песок по желобу 11 попадает в емкость 12, куда одновременно подается раствор ПАВ из емкости 14. Перемешавшаяся в емкости 12 пульпа (песок, ПАВ и моющая жидкость) насосом 15 перекачивается на гидроциклонную установку 16, где отделившаяся от песка моющая жидкость подается в емкость 12 для повторного использования по отмывке нефтесодержащего песка. В емкости 12 предусмотрен отвод всплывшей нефти. Отмытый от нефти песок сбрасывается в море или используется для хозяйственно-бытовых нужд.

На рис. 27 представлена технологическая схема стационарной очистки резервуара от донных осадков, в которой использовано серийно выпускаемое оборудование (гидромониторы, гидроэлеваторы, блочная гидроциклонная установка и др.).

## ПЛАСТОВЫЕ ВОДЫ МОРСКИХ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Технологические схемы очистки пластовых вод морских нефтяных месторождений. В процессе морской добычи нефти водные источники загрязняются не только нефтью, но и добываемой вместе с нефтью высокоминерализованной пластовой водой. В табл. 11 и 12 даны химический анализ и физико-химические свойства пластовых вод некоторых морских нефтедобывающих предприятий.

Наиболее эффективный способ утилизации этих вод — закачка их в продуктивные горизонты с целью поддержания пластовых давлений. В связи с этим пластовые воды должны быть очищены от нефти и механических примесей до определенной кондиции. В зависимости от физико-химических свойств воды, коллекторских свойств пласта, характера заводнения и т. д. в условиях разработки и эксплуатации морских нефтяных месторождений находят применение различные технологические схемы очистки и утилизации пластовых вод. Кроме того, следует учесть, что очистка еще более усложняется из-за ограниченной площади морских стационарных платформ, где требуются очистные сооружения (аппараты) небольших габаритов, не только совмещающие несколько процессов очистки, но и обеспечивающие глубокую очистку воды.

Учитывая эти условия и исходя из лабораторных исследований и промысловых испытаний различных аппаратов, б. Гипроморнефтью предложены новые технологические схемы очистки пластовых вод в НГДУ им. Серебровского (рис. 28), НГДУ им. Нариманова (рис. 29), НГДУ им. XXII съезда КПСС (рис. 30), НГДУ им. 50 лет КПСС (рис. 31) и НГДУ Артемнефть (рис. 32).

В НГДУ им. Серебровского до внедрения новой технологической схемы очистки пластовой воды вся добываемая жидкость поступала в металлический резервуар, где часть воды после предварительного отстоя, с содержанием 400—700 мг/л механических примесей сбрасывалась в канаву и, минуя нефтеловушку, поступала в земляные амбары и далее в Зыхское озеро. Остальной объем воды после деэмульсации и отстоя в товарных резервуарах сбрасывался в нефтеловушку и содержал до 300 мг/л нефти и 200—300 мг/л механических примесей.

По новой технологии (см. рис. 28) вода после деэмульсации, пройдя через блок отстоя и откачки нефти 9, попадает в резервуар предварительного отстоя 1, откуда пластовая вода поступает самотеком в бетонный приемник 2. Из приемника вода при помощи центробежного насоса забирается и подается на гидроциклонную установку 3, где отделяется основная масса механических примесей. Отделившиеся механические примеси через нижний слив гидроциклона попадают по желобу в приемник 2, а вода с содержанием до 500 мг/л нефти через верхний слив поступает в буферную емкость 4 и далее центробежным насосом 11 перекачивается в блок напорных коалесцирующих фильтров-отстойников 5.

**Химический анализ пластовых вод нефтегазодобывающих  
управлений (НГДУ) б. объединения Каспморнефть**

Предприятие	Солевой состав, мг/л экв						Характеристика по Пальмеру				Тип воды по Сулину
	Na <sup>+</sup> +K <sup>+</sup>	Ca <sup>2+</sup>	Mg <sup>2+</sup>	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	Cl <sup>-</sup>	S <sub>1</sub>	S <sub>2</sub>	A	a	
НГДУ им. Нариманова	9 800	110	60	1200	2260	8 850	82,16	—	15,18	2,66	ГН
НГДУ Артемнефть	12 400	180	290	480	3050	13 400	88,72	—	4,2	7,08	ГН
НГДУ им. Серебровского	23 900	400	240	570	740	27 800	95,06	3,46	—	1,48	ХМ
НГДУ им. XXII съезда КПСС	5 420	320	580	2300	7950	6 170	73,22	19,66	—	7,12	СН
НГДУ Южная	7 450	60	160	1440	2320	6 600	80,14	—	7,6	12,26	ГН

Примечание. ГН — гидрокарбонатнонатриевый; ХМ — хлоридномагнийевый; СН — сульфатнонатриевый.

Физико-химические свойства промышленных сточных вод НГДУ  
б. объединения Каспморнефть

Предприятие	Месторождение	Нефть, отобранная из горизонтов	рН	Поверхностное натяжение нефти на границе раздела нефть — вода, эрг/см		Плотность сточной воды, г/см <sup>3</sup>	Содержание в исходной пластовой воде, мг/л	
				сточной воды	морской воды		нефти	теплических примесей
НГДУ им. Серебровского	О. Песчаный — море	VI <sub>ср</sub>	7,5	20	39,7	1,037	400—700	300—700
		IX <sub>н</sub>		34,5	23,3			
НГДУ им. Нариманова	Сангачалы — море	VII	7,98	12,9	15,6	1,011	200—400	10—20
НГДУ им. XXII съезда КПСС	Нефтяные Камни	IX	8,0	17,5	34,0	1,013	700—5000	До 7000
		X		13,4	10,4			
		Свита перерыва		7,9	15,5			
		ПК		12,4	11,3			
НГДУ Артемнефть	Б. Дарвина	КС <sub>в</sub>	8,45	9,2	18,8	1,02	700—1500	700—5000
		КС		4,5	20,9			
		ПК		20,9	18,4			
НГДУ Южная	О. Жилой	ПК	8,05	25,0	25,8	1,01	До 1000	700—900
		КС		11,8	10,4			

В коалесцирующем фильтре происходит укрупнение глобул нефти в гидрофобной загрузке и дальнейшее отделение нефти в

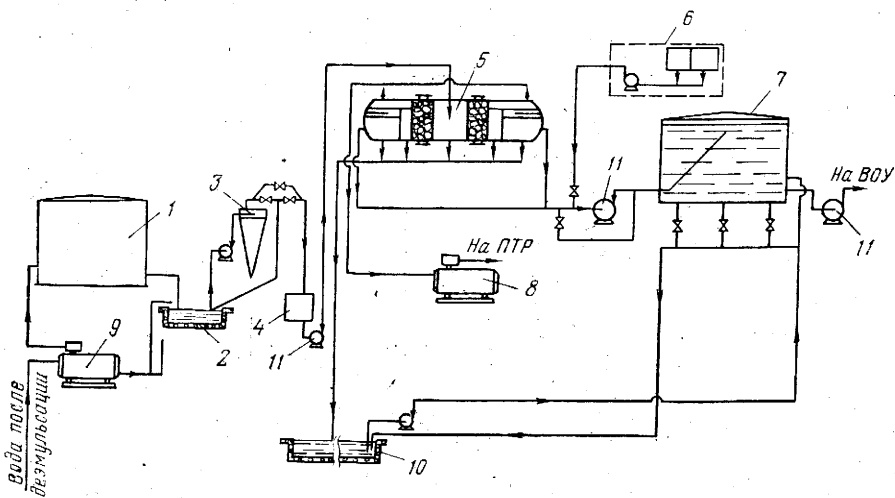


Рис. 28. Принципиальная схема очистки пластовых вод в НГДУ им. Серебровского.

1 — резервуар предварительного отстоя; 2 — бетонный приемник; 3 — гидроциклоны; 4 — буферная емкость; 5 — коалесцирующий фильтр-отстойник; 6 — блочная дозаторная установка; 7 — резервуар отстоя воды с реагентом; 8 — блок приема и откачки нефти; 9 — блок приема и откачки нефти при залповых сбросах; 10 — бетонный илонакопитель; 11 — центробежный насос

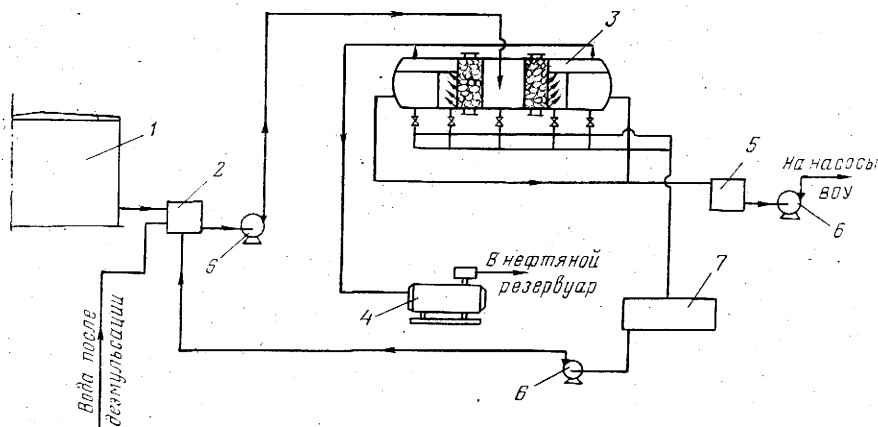


Рис. 29. Принципиальная схема очистки пластовых вод НГДУ им. Нариманова.

1 — резервуар предварительного отстоя; 2 — емкость для залповых сбросов; 3 — коалесцирующий фильтр-отстойник; 4 — блок приема и откачки нефти; 5 — буферная емкость; 6 — центробежные насосы; 7 — шламонакопитель

нефтяном слое и отстойной камере. При этом содержание нефти в очищенной воде достигает 20—30 мг/л. Нефть по мере ее накопления в нефтяном слое подается в блок отстоя и откачки нефти 8

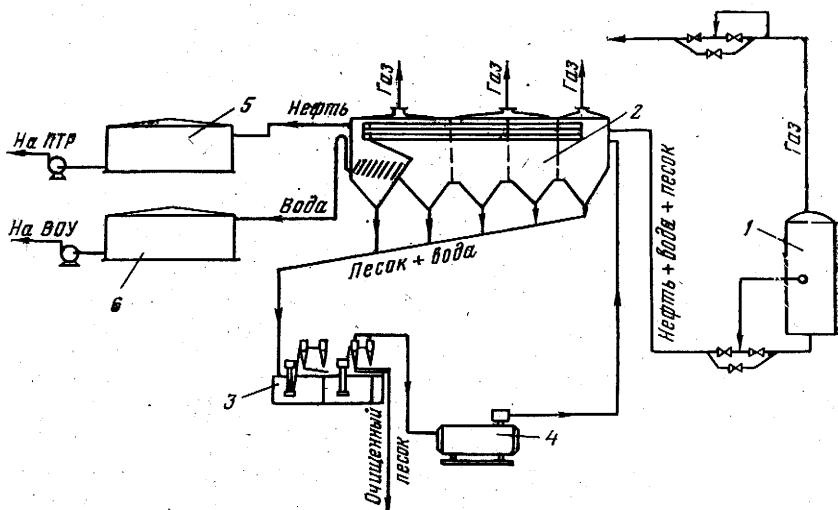


Рис. 30. Принципиальная схема очистки пластовых вод в НГДУ им. XXII съезда КПСС (Нефтяные Камни).

1 — сепаратор; 2 — пластинчатый отстойник; 3 — гидроциклонная установка; 4 — блок от качки излишка воды; 5 — резервуар для нефти; 6 — резервуар для воды

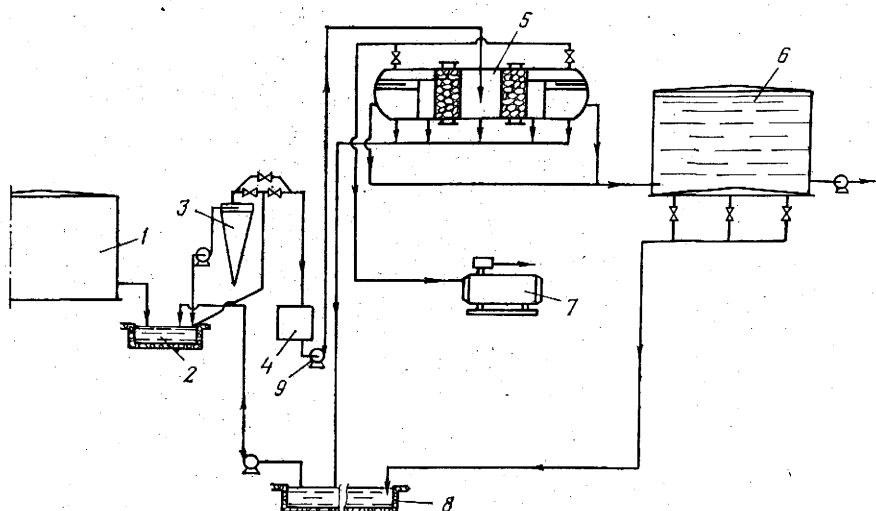


Рис. 31. Принципиальная схема очистки пластовых вод в НГДУ им. 50 лет КПСС.

1 — резервуар предварительного отстоя; 2 — бетонный приемник; 3 — гидроциклоны; 4 — буферная емкость; 5 — коалесцирующий фильтр-отстойник; 6 — резервуар отстоя воды; 7 — блок приема и откачки нефти; 8 — бетонный илосборник; 9 — центробежный насос

и далее откачивается в парк товарных резервуаров (ПТР). Очищенная вода из коалесцирующего фильтра-отстойника 5 поступает на прием центробежного насоса 11, куда из блочной дозаторной установки 6 подается химический реагент и обработанная вода перекачивается в резервуар-отстойник 7. В резервуаре после интенсивного перемешивания реагента с водой выпадает гель с адсорбированной водой. Смесь геля с водой в соотношении 1 : 10

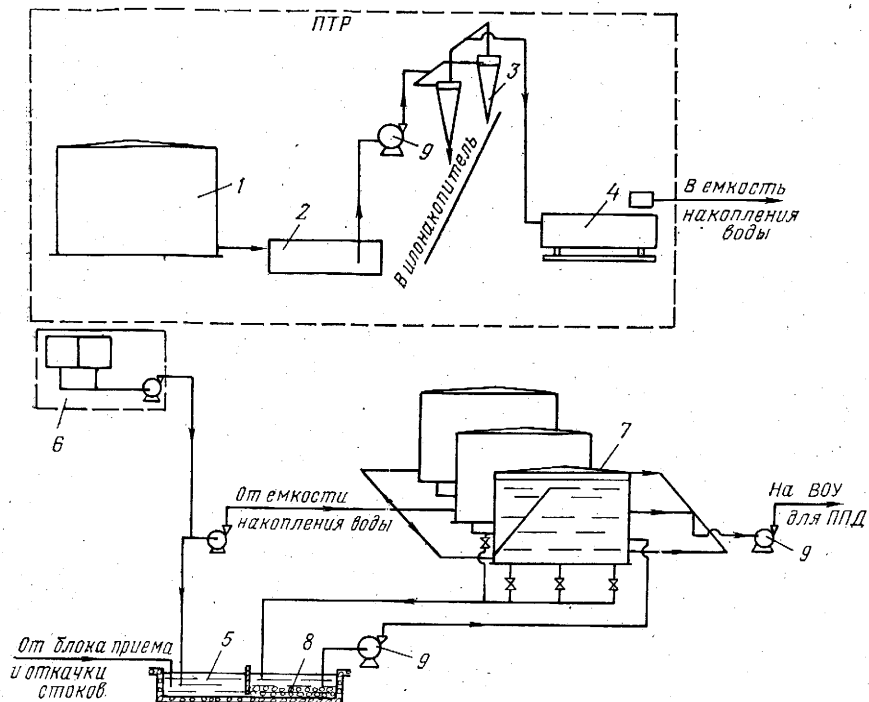


Рис. 32. Принципиальная схема очистки пластовых вод в НГДУ Артемнефть. 1 — резервуар предварительного отстоя; 2 — емкость сбора воды из резервуаров; 3 — гидродисклонная установка; 4 — блок приема и откачки стоков; 5 — емкость для накопления воды; 6 — блок приготовления реагента; 7 — резервуар отстоя воды с реагентом; 8 — ил-накопитель; 9 — центробежный насос

самотеком поступает в шламонакопитель 10, куда одновременно направляется и шлам из коалесцирующих фильтров-отстойников. Отстоявшаяся в шламонакопителе вода насосом подается в резервуар-отстойник 7, откуда очищенная вода центробежным насосом 11 направляется на водоочистную установку (ВОУ) для использования в системе заводнения пластов.

При использовании указанной схемы без вспомогательной операции по очистке воды с помощью реагента из общего цикла исключаются блочная дозаторная установка 6 и центробежный насос 11.

В НГДУ Артемнефть при существующей схеме сбора часть продукции скважин с нефтесборных пунктов (НСП), пройдя сепар-

рационные трапы, поступает в сборные резервуары, где отделившаяся вода откачивается на центральный распределительный пункт (ЦРП). Часть продукции скважин, поступающей с других НСП, после сепарации в трапах подается на прием насосов и откачивается непосредственно на ЦРП. После четырехчасового отстоя вода спускается в земляную емкость и откачивается в центральный земляной амбар. Из амбара вода подается на фильтры очистной установки и далее используется в системе заводнения пластов.

В связи с малым объемом добываемой пластовой воды закачка в пласты осуществляется периодически и недостаток ее компенсируется морской водой. В результате этого гравийные фильтры забиваются отложениями солей, при этом резко снижаются эффективность работы водоочистой установки и качество подготавливаемой воды.

В представленной схеме очистки пластовой воды (см. рис. 32) предусматривается предварительная очистка пластовой воды от механических примесей в гидроциклонах с последующей обработкой воды химическим реагентом в резервуарах-отстойниках. Продукция скважин после сепарационных трапов поступает в резервуар предварительного отстоя 1, откуда отстоявшаяся вода попадает в емкость сбора воды 2. Из емкости вода центробежным насосом 9 под давлением 0,2—0,3 МПа подается на гидроциклонную установку и после очистки от механических примесей поступает самотеком в блок приема и откачки стоков 4 и далее откачивается в емкость накопителя воды 5. Из емкости вода поступает в резервуары 7 с одновременной подачей на прием насоса химического реагента из блока 6. После шестичасового отстоя воды в резервуарах и осаждения геля очищенная вода забирается центробежным насосом 9 и подается на водоочистную установку для использования в системе заводнения пластов. Образующийся в резервуарах-отстойниках гель поступает в емкость накопителя воды 5 и после отстоя центробежным насосом 9 вновь возвращается в резервуар-отстойник.

Аналогичная компоновка схем очистки пластовых вод предусмотрена для других морских НГДУ. В настоящее время начато внедрение этих схем. Следует отметить, что во всех новых технологических схемах очистки нефтесодержащих пластовых вод использовано серийное оборудование, выпускаемое отечественными машиностроительными заводами (горизонтальный коалесцирующий фильтр-отстойник, гидроциклонная установка, блок откачки нефти и воды, дозаторные установки и др.).

Пилотная установка коалесцирующего фильтра-отстойника (рис. 33). Установка предназначена для глубокой очистки пластовых вод с последующим сбросом их в море.

Процесс коалесценции эмульгированных частиц эффективно проходит в гидрофобной загрузке, в результате чего содержание нефти в пластовой воде уменьшается с 780—7900 до 10—70 мг/л, а механических примесей с 210—240 до 20—90 мг/л.



Коалесцирующий фильтр-отстойник используется в технологических схемах очистки от нефти пластовых вод морских нефтяных месторождений. В стадии завершения находятся работы по созданию вертикального напорного фильтра-отстойника пропускной способностью 3000 м<sup>3</sup>/сут.

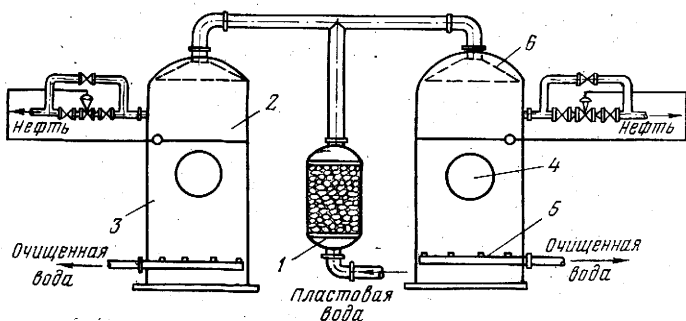


Рис. 33. Пилотная установка коалесцирующего фильтра-отстойника.

1 — камера с гидрофобной загрузкой; 2 — камера фильтрации; 3 — камера отстоя; 4 — люк-лаз; 5 — отвод очищенной воды; 6 — распределитель потока

Полочный отстойник с блоком электрокоагуляции. Отстойник используется для глубокой очистки нефтесодержащих сточных вод. В нем совмещены процессы электрокоагулирования и отстаивания в трубчатом блоке. Полочный отстойник представляет собой металлическую емкость, разделенную на две части трубчатым блоком.

В левой части емкости смонтирован блок электрокоагуляции, состоящий в основном из пакета параллельных пластин, к которым подводится постоянный ток от выпрямителя. Техническая характеристика отстойника приведена ниже.

Пропускная способность установки, м <sup>3</sup> /сут	500
Содержание загрязнителей в исходной воде, мг/л:	
нефтепродуктов . . . . .	2000
механических примесей . . . . .	До 500
Содержание нефтепродуктов в очищенной воде, мг/л:	
после трубчатой насадки . . . . .	До 70
после электрокоагуляции . . . . .	Не менее 10
Содержание механических примесей в очищенной воде, мг/л . . . . .	Не более 30
Габаритные размеры, мм . . . . .	4300×2500× ×3000

Рекомендуемые б. Гипроморнефтью блочные установки для различных процессов морского бурения и добычи нефти, эффективные способы очистки и утилизации промышленных сточных и буровых вод, отходов бурения и некоторые другие мероприятия позволят полностью предотвратить загрязнение Каспийского моря.

## ПОДГОТОВКА И ИСПОЛЬЗОВАНИЕ СТОЧНЫХ ВОД ДЛЯ ЗАВОДНЕНИЯ НЕФТЯНЫХ ПЛАСТОВ

### СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ВОДНЫХ РЕСУРСОВ В НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Отечественные нефтяные месторождения разрабатываются в основном с поддержанием пластового давления закачкой воды в продуктивные горизонты.

Суть этого метода заключается в том, что в продуктивные горизонты нагнетается вода в расчетных объемах и, таким образом, энергия пласта, потраченная на подъем жидкости из скважин, либо полностью компенсируется, либо поддерживается на оптимальном уровне. При этом продлевается период фонтанной эксплуатации скважин и улучшаются многие показатели разработки нефтяных месторождений. Из табл. 13 видно, что на заводнение продуктивных горизонтов нефтяных месторождений с целью поддержания пластового давления расходуется большое количество воды.

За счет заводнения пластов в СССР добывается свыше 86% нефти и обеспечивается быстрый прирост добычи. В настоящее время в нефтяной промышленности при общем потреблении воды около 2 млрд. м<sup>3</sup> в год расход только пресной воды превышает 750 млн. м<sup>3</sup> и через 10—15 лет эта цифра, вероятно, возрастет в 3—4 раза.

В процессе добычи нефти основным источником загрязнения окружающей среды и главным образом водной среды служат высокоминерализованные сточные воды нефтепромыслов, включающие пластовые воды, извлекаемые на поверхность вместе с нефтью и промливневые стоки с территории технологических установок, причем пластовые воды составляют до 80—95% общего объема сточных вод.

Для различных пластовых вод минерализация, т. е. суммарное содержание в воде растворенных солей и коллоидов, изменяется в пределах от 1 до 50 г/л. Концентрация нефтепродуктов в сточных водах нефтепромыслов колеблется от 15 до 10 000 мг/л и зависит от технологии подготовки нефти, конструктивных особенностей оборудования, применяемых химреагентов и др. Помимо минеральных солей и нефти, сточные и пластовые воды загрязняются механическими примесями, причем основная их часть образуется в результате нарушения солевого равновесия, коррозии металлов и процессов окисления.

От 2 до 10% сточных вод составляют дождевые сточные воды, которые в большинстве случаев состоят из пресных технических и дождевых вод. Эти воды загрязнены в основном нефтепродукта-

ми и механическими примесями, содержание которых изменяется соответственно от 100 до 20 000 мг/л и от 100 до 5000 мг/л. Специальная подготовка сточных и пластовых вод — технологически сложный процесс. В то же время использование этих вод в системе заводнения позволяет в определенной степени решить одну из

Таблица 13

Объемы закачки воды за 1974—1976 гг.

Объединение	Закачка воды в пласты, млн. м <sup>3</sup>		
	1974	1975	1976
Всего по министерству	886,1	986	1090
Главтюменьнефтегаз	200,6	258,4	319,4
Татнефть	238,2	244,6	255,3
Башнефть	146,9	147,7	157,5
Куйбышевнефть	61,9	67,5	70,8
Пермнефть	53,9	61,4	62,5
Мангышлакнефть	47,5	51,4	59,0
Туркменнефть	1,4	2,9	3,8
Укрнефть	10,4	11,3	12,1
Грознефть	11,5	14,0	13,4
Б. Каспморнефть	15,6	16,5	15,7
Оренбургнефть	13,8	16,5	18,7
Коминнефть	10,7	12,4	18,1
Белоруснефть	15,1	16,2	17,7
Ставропольнефтегаз	12,5	13,0	9,8
Нижевожскнефть	7,3	8,4	9,3
Азнефть	15,3	16,1	19,0
Краснодарнефтегаз	3,1	3,6	4,1
Эмбанефть	5,1	5,3	5,6
Удмуртнефть	1,3	4,1	5,3
Б. Сахалиннефть	5,9	6,2	6,0
Дагнефть	0,7	0,9	—
Саратовнефтегаз	1,1	1,3	1,4
Узбекнефть	3,1	3,4	3,7
Киргизнефть	2,2	1,8	1,7

острейших проблем в нефтяной промышленности, а именно — рациональное использование водных ресурсов и охрану водоемов.

Многочисленными лабораторными исследованиями институтов БашНИПИнефть, Гипростокнефть и других установлено, что сточные воды нефтяных промыслов обладают более высокой нефтewытесняющей способностью по сравнению с пресными водами в связи с большей минерализацией и наличием в них ПАВ, попадающих в воду после деэмульсации нефти. Кроме того, сточные воды обладают значительно большей вязкостью по сравнению с пресными водами и тем самым обеспечивают лучший охват пласта заводнением.

**Добыча и использование пластовых и сточных вод  
(в тыс.)**

Объединение	1975					
	Получено сточных вод		Объем сточных вод, используемых для ППД		Объем сточных вод, закачиваемых в поглощающие скважины	
	всего	в том числе пластовых	всего	в том числе пластовых	всего	в том числе пластовых
Всего по Министерству	498 353	411 662	275 702	244 841	95 665	82 774
Главтюменьнефтегаз	30 202	24 462	18 811	17 610	7 052	6 852
Татнефть	94 598	78 245	68 367	57 926	26 231	20 319
Башнефть	106 480	95 777	96 247	86 848	9 432	8 157
Куйбышевнефть	50 768	45 432	25 842	23 714	24 926	21 718
Пермнефть	9 297	8 626	8 524	7 855	773	771
Мангышлакнефть	6 238	5 654	6 238	5 654	—	—
Туркменнефть	8 743	8 743	—	—	—	—
Укрнефть	16 469	15 573	6 500	6 017	9 684	9 299
Грознефть	12 623	8 529	4 056	3 601	4 732	3 907
Б. Каспморнефть	7 197	6 800	1 476	1 476	528	528
Оренбургнефть	4 399	4 139	3 514	3 363	861	752
Коминнефть	6 364	4 048	2 185	1 809	406	221
Белоруснефть	6 862	4 886	6 862	4 886	—	—
Ставропольнефть	9 836	6 681	3 529	3 529	—	—
Нижневожскнефть	9 656	8 529	3 857	2 734	5 340	5 336
Азнефть	74 944	444 818	8 845	8 845	422	422
Краснодарнефтегаз	5 509	3 852	3 154	2 207	1 393	979
Эмбанефть	25 854	25 854	2 371	2 371	951	951
Удмуртнефть	254	140	102	28	152	112
Б. Сахалиннефть	4 767	3 942	2 868	2 043	615	615
Дагнефть	1 459	1 430	852	823	—	—
Саратовнефтегаз	1 327	1 017	89	89	1 238	928
Узбекнефть	3 670	3 648	977	977	902	880
Киргизнефть	602	602	436	436	—	—
Таджикнефть	216	216	—	—	27	27
Грузнефть	19	19	—	—	—	—

по нефтедобывающим предприятиям за 1975—1976 гг.  
м<sup>3</sup>)

1976					
Получено сточных вод		Объем сточных вод, используемых для ППД		Объем сточных вод, закачиваемых в поглощающие скважины	
всего	в том числе пластовых	всего	в том числе пластовых	всего	в том числе пластовых
549 131	466 711	339 923	307 111	95 297	81 701
44 849	33 848	31 949	30 836	4 597	3 012
107 462	93 079	82 625	72 860	24 837	20 219
121 363	107 348	109 850	98 127	10 692	8 545
53 475	48 643	29 491	27 899	23 984	29 744
12 454	11 091	11 122	9 775	1 332	1 316
11 267	10 603	8 104	8 104	—	—
10 184	10 184	—	—	—	—
20 680	18 324	7 113	6 678	11 673	11 163
10 038	8 088	4 572	3 827	3 936	3 382
7 174	6 924	1 839	1 839	1 351	1 351
5 697	5 239	4 618	4 270	1 079	969
5 890	4 174	2 444	2 066	301	197
8 891	7 870	8 891	7 870	—	—
6 946	6 946	4 741	4 741	—	—
9 318	8 063	4 164	2 945	4 988	4 952
69 393	44 506	16 134	14 396	1 397	1 397
5 746	4 067	3 655	2 510	1 214	887
26 054	26 054	3 146	3 146	870	870
452	280	220	87	232	193
4 470	4 388	2 569	2 487	575	575
1 230	1 204	883	855	—	—
1 415	1 105	100	100	1 315	1 005
3 643	3 643	2 253	1 153	874	874
718	718	540	540	—	—
299	299	—	—	50	50
23	23	—	—	—	—

В нефтедобывающих районах значительная часть пластовых и промышленных сточных вод после предварительной очистки закачивается в пласты с целью поддержания пластового давления (ППД). Оставшаяся часть недостаточно очищенных вод закачивается в специальные поглощающие скважины, пласты которых не имеют связи с подземными водами, или сбрасываются на поля испарения (пруды-испарители, земляные амбары и др.). Объемы закачки этих вод приведены в табл. 14, 15.

Наибольший объем использования сточных вод в системе заводнения пластов приходится на наиболее развитые нефтедобывающие районы Урало-Поволжья (Башкирию, Татарию, Куйбышевскую область и др.) и Западной Сибири. Нефтяная промышленность — отрасль с высоким водопотреблением, и потребность в воде на ближайшую перспективу сохранится на высоком уровне.

В перспективе сброс пластовых и сточных вод в подземные горизонты и на поля испарения будет сокращаться за счет их полного использования в системе заводнения пластов, что позволит в значительных объемах сократить расход пресных вод. Так, например, только по нефтедобывающим предприятиям Башкирии за счет закачки в продуктивные пласты сточных вод потребление пресной воды снижено на 70—75 млн. м<sup>3</sup> в год.

Эту сложную и большую проблему, связанную с улучшением водного баланса, упорядочением использования водных ресурсов и охраны водоемов от загрязнений, успешно решают научно-исследовательские институты нефтяной промышленности: ВНИИнефть, ВНИИСПТнефть, БашНИПИнефть, ТатНИПИнефть, ВНИИКрнефть, Гипростокнефть и другие в содружестве с многочисленными организациями и ведомствами смежных отраслей промышленности.

К числу наиболее крупных мероприятий в области сокращения и экономии водных ресурсов в нефтяной промышленности относятся и разработка укрупненных норм расхода воды и количества сточных вод на единицу продукции по основным технологическим процессам бурения, добычи и транспорта нефти, приведенных в табл. 16.

Укрупненные нормы разработаны БашНИПИнефтью с привлечением научно-исследовательских институтов нефтяной промышленности и апробированы ВОДГЕО Министерства мелиорации и водного хозяйства СССР.

При разработке укрупненных норм БашНИПИнефтью учитывалось следующее.

Бурение эксплуатационных и разведочных скважин. Способ бурения в основном турбинный. В процессе бурения вода расходуется на приготовление промывочной жидкости химических реагентов, цементного раствора, пара для обогрева буровой, мытье оборудования и рабочих площадок, освоение скважин и др. Системы водоснабжения — прямоточная и обратная. Источники водоснабжения — воды водоемов, озер, морей и артезианских скважин.

Объемы утилизируемых и намеченных к утилизации пластовых и сточных вод  
по нефтедобывающим предприятиям за 1977—1985 гг. (в млн. м<sup>3</sup>)

Объединение	1977	1978	1979	1980	1977—1980	1981—1985
Всего по министерству	572,94	617,84	683,93	764,26	2638,0	4285,7
Главтюменьнефтегаз	69,51	83,58	116,8	160,07	429,96	878,8
Татнефть	116,04	131,5	143,0	152,84	543,38	661,1
Башнефть	126,67	135,02	141,3	144,48	547,47	1014,6
Куйбышевнефть	61,52	66,8	70,7	75,0	273,32	330,0
Пермнефть	13,9	15,98	19,2	23,72	72,8	131,1
Мангышлакнефть	9,0	10,51	12,4	16,08	47,99	76,1
Туркменнефть	10,7	9,54	9,97	10,0	40,2	65,3
Укрнефть	19,4	18,2	18,5	19,28	75,38	98,2
Грознефть	9,68	9,27	8,6	7,99	35,54	45,8
Б. Каспморнефть	8,1	7,24	7,4	17,6	30,34	63,5
Оренбургнефть	6,9	8,31	10,0	11,5	36,71	58,4
Коминнефть	2,5	2,94	3,2	3,88	12,52	26,9
Белоруснефть	6,1	5,85	6,3	10,4	28,65	68,1
Ставропольнефтегаз	9,3	10,2	10,6	10,66	40,76	46,6
Нижевожскнефть	7,95	8,15	8,5	8,17	32,77	47,0
Азнефть	51,3	50,05	51,2	52,39	204,94	251,4
Краснодарнефтегаз	4,4	4,4	4,6	5,0	18,4	25,0
Эмбафть	27,9	27,55	28,4	29,96	113,81	293,7
Удмуртнефть	0,6	0,87	1,3	1,86	4,63	14,2
Б. Сахалиннефть	3,85	3,86	4,1	5,57	17,38	41,5
Дагнефть	1,13	1,14	1,1	1,0	4,37	6,1
Саратовнефтегаз	1,3	1,33	1,4	1,45	5,48	8,1
Узбекнефть	4,3	4,3	4,4	4,39	17,39	23,8
Киргизнефть	0,58	0,6	0,6	0,66	2,44	5,7
Таджикнефть	0,25	0,3	0,3	0,26	1,11	2,0
Грузнефть	0,06	0,05	0,06	0,006	0,17	2,7

**Укрупненные нормы расхода воды и количества технологическим процессам бурения,**

Отрасль промышленности, вид и способ производства	Система водоснабжения	Среднегодовой расход воды на единицу измерения, м <sup>3</sup>				
		Оборотно последовательно и повторно используемой	свежей из источника			
			технической	питьевой		всего
для производственных целей	для хозяйственных бытовых целей					
Бурение нефтяных скважин (на глинистом растворе, смешанное), м <sup>3</sup> /1000 м проходки	Прямоточная и обратная	2000	5500	—	500	6000
Заводнение нефтяных пластов м <sup>3</sup> /т	Прямоточная и обратная с последовательным использованием пластовой воды	2,5	3,0	—	0,5	3,5
Промысловая подготовка нефти, м <sup>3</sup> /т: обезвоживание обезвоживание и обессоливание обезвоживание, обессоливание и стабилизация	Прямоточная	—	0,1	—	0,001	0,101
	Прямоточная	—	0,3	—	0,002	0,302
	Прямоточная и обратная	0,2	0,5	—	0,002	0,502
Добыча, сбор и транспорт нефти, автотранспорт, хозяйство, м <sup>3</sup> /т	Прямоточная и обратная	0,2	0,3	—	0,05	0,35

Заводнение нефтяных пластов. Разработка нефтяных месторождений (на первом этапе) осуществляется с законтурным или внутриконтурным заводнением с использованием подземных и поверхностных вод. По мере эксплуатации залежи и появления попутных вод последние замещаются сточными и пластовыми водами.

Добыча, сбор и транспорт нефти. Способы добычи — фонтанный и механизированный. Принято, что при подземном и капитальном ремонтах вода расходуется на промывку песчаных пробок, заполнение колонны труб водой для проверки на герметичность, перфорацию, глушение фонтанных скважин, обработку призабойной зоны химическими, механическими и тепловыми методами, охлаждение рабочих органов машин при компрессорной эксплуатации. При сборе и транспорте нефти (индивидуаль-



**сточных вод на единицу продукции по основным добычи и транспорта нефти**

Среднегодовые объемы выпускаемых в водоемы сточных вод на единицу измерения, м <sup>3</sup>					Безвозвратное потребление и потери воды	Объемы сточной воды, используемой в системе оборотного водоснабжения на единицу измерения, м <sup>3</sup>	Коэффициенты изменения среднегодовой нормы в летний и зимний сезоны		Коэффициент неравномерного водопотребления на хозяйственно-бытовые нужды на предприятии, К <sub>ч</sub>
Всего	В том числе:			не требующих специальной очистки			К <sub>л</sub>	К <sub>з</sub>	
	подлежащих очистке от загрязнений	производственные	бытовые						
1000	500	500	—	—	3500	1500	1	2,1	2,8
0,5	—	0,5	—	—	1,0	2,0	1	1,2	—
0,001	—	0,001	—	—	0,101	—	1	1	—
0,002	—	0,002	—	—	0,302	—	1	1	—
0,002	—	0,002	—	—	0,502	0,2	1	1	—
0,05	—	0,05	—	—	0,15	0,15	1	1	—

ном и групповом) вода расходуется главным образом на промывку и пропарку резервуаров товарных парков, мерных емкостей, выкидных линий и др.

**Промысловая подготовка нефти.** Подготовка нефти осуществляется на комплексных установках по обезвоживанию, обессоливанию и стабилизации нефти или на установках с одним из этих параметров.

Вода расходуется на следующие нужды.

При термохимическом способе — на приготовление растворов деэмульгаторов, производство пара для питания котлов и обслуживание установок.

В процессе обессоливания в электродегидраторах с использованием токов промышленной частоты — на вымывание остаточных солей, содержащихся в нефти.

**Укрупненные нормы потребления воды и водоотведение магистральных нефтепродуктопроводов и**

Предприятия с объемом реализации налива, перекачки, тыс. т	Система водоснабжения	Единица измерения	Среднегодовой расход		
			оборотной	свежей из	
				для производственных нужд	для хозяйственно-бытовых нужд

**Перевалочные**

До 100	Прямоточная	м <sup>3</sup> /1000 т реализованной продукции	—	61,5	91,8
100—500			—	61,5—89,4	91,8—40,1
500—1000			—	89,4—185,7	40,1—22,9
1000—5000			—	185,7—88,1	22,9—8,16
5000—10 000			—	88,1—61,7	8,16—5,1

**Распределительные**

До 30	То же	То же	—	180	34
30—60			—	180—110	34—42
60—100			—	110—85	42—51
100—300			—	85—68	51—35

**Перекачивающие станции ма**

<b>Головные:</b>	Прямоточная и оборотная	м <sup>3</sup> /1000 т перекачанного продукта	144	5,5	5,1
до 1000			144—84	5,5—3,9	5,1—1,5
1000—5000			84—52	3,9—2,7	1,5—1
<b>Промежуточные</b>	То же	То же	89	4,4	5,1
до 1000			89—63,2	4,4—3,1	5,1—1,5
1000—5000			63,2—43,6	3,1—2,2	1,5—1,0
<b>Наливные пункты</b>	То же	м <sup>3</sup> /1000 т наливаемого продукта	105,7	5,4	2,5
до 3000			40,3	3,0	1,53
Более 10 000					

Примечания. 1. Тип водоснабжения выбирается в зависимости от местных условий.  
3. Вода циркулирует в системе постоянно, не сбрасывается. Периодически компенсируются

деня на нефтебазах, перекачивающих станциях  
наливных пунктах Главнефтеснаба РСФСР

воды		Среднегодовое количество сбрасываемых сточных вод			Безвозвратное потребление и потери воды
источника		в том числе подлежащих очистке			
всего	всего	производственно- ливневых	бытовых		
<b>нефтебазы</b>					
153,3	127,2	49,2	78,0	26,1	
153,3—129,5	127,2—96,6	49,2—62,5	78,0—34,1	26,1—32,9	
129,5—208,6	96,6—217,3	62,5—197,9	34,1—19,1	32,9—8,7	
208,6—96,26	217,3—108,4	197,9—101,9	19,4—6,5	8,7—12,14	
96,26—66,8	108,4—92,6	101,9—88,5	6,5—4,1	12,14—25,8	
<b>нефтебазы</b>					
214	56	27	29	158	
214—152	56—67,7	27—32	29—35,7	158—84,3	
152—136	67,7—101,3	32—68	35,7—33,3	84,3—34,7	
136—103	101,3—84,3	68—54,4	33,3—29,3	34,7—18,8	
<b>гистральных нефтепродуктопроводов</b>					
10,6	11	6,8	4,2	0,4	
10,6—5,4	11—6,48	6,8—4,4	4,2—2,08	0,4—1,08	
5,4—3,7	6,48—4,81	4,4—2,8	2,08—2,01	1,08—1,11	
9,5	8,1	3,8	4,3	1,4	
9,5—4,6	8,1—4	3,8—2,7	4,3—1,3	1,4—0,6	
4,6—3,2	4—2,77	2,7—1,9	1,3—0,87	0,6—0,43	
7,9	8,7	4,7	4	0,8	
4,53	6,8	3,6	3,2	2,27	

зид. 2. Сброс производственных сточных вод увеличивается за счет наличия подтоварных вод, потери воды на испарение, унос и продувку (не более 4% расхода оборотной воды).

При стабилизации нефти методом ректификации — на охлаждение ректификационных колонн и приготовление раствора щелочи для очистки от сернистых соединений.

Принята прямоточная и оборотная система водоснабжения.

Автотранспортное хозяйство. Расход воды связан с мытьем автомашин, тракторов, подсобных помещений, а также заправкой систем охлаждения машин. Источником водоснабжения служат специальные водозаборные скважины или водопроводные сети. Система водоснабжения прямоточная с частичным повторным использованием.

В табл. 17 приведены укрупненные нормы потребления воды на нефтебазах, перекачивающих станциях и наливных пунктах (разработчик — ВНИИСПТнефть). Норма водоотведения определяется нормой водопотребления, количеством подтоварных вод, атмосферных осадков и потерями воды в процессе ее использования. Нормативное водопотребление и водоотведение определяются умножением нормы водопотребления или водоотведения (по таблице) на количество реализованного (для нефтебаз) или перекачанного (для нефтеперерабатывающих станций) нефтепродукта.

### **ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ И ТРЕБОВАНИЯ К ОХРАНЕ ВОДНЫХ ИСТОЧНИКОВ**

Защита водоемов от стоков промышленных предприятий предусмотрена «Правилами охраны поверхностных вод от загрязнений сточными водами», утвержденными 16 мая 1974 г. Минводхозом СССР, Минздравом СССР и Минрыбхозом СССР.

Правила составлены в соответствии с «Основами законодательства Союза ССР и союзных республик» и направлены на предупреждение и устранение существующего загрязнения сточными водами рек, ручьев, водохранилищ, озер, прудов и искусственных каналов, используемых для хозяйственно-питьевого водоснабжения, культурно-бытовых нужд населения и для рыбного хозяйства.

Требования к охране прибрежной полосы моря предусмотрены специальными правилами. Основные положения и требования к охране подземных вод регламентированы «Положением о порядке использования и охраны подземных вод на территории СССР», утвержденным Министерством геологии СССР и Минздравом СССР.

Контроль за охраной водоемов от загрязнений нефтью и нефтепродуктами изложен в «Методических указаниях по санитарной охране водоемов от загрязнения нефтью», утвержденных 23 апреля 1976 г. Минздравом СССР. Для проведения исследований в области предотвращения загрязнения окружающей среды на предприятиях нефтяной промышленности следует руководствоваться «Методическими указаниями по определению источников, оценки величины и состава загрязнений окружающей среды на предприятиях Миннефтепрома», разработанных во ВНИИСПТнефть и утвер-

ржденных 22 декабря 1976 г. Техническим управлением Миннефтепрома.

Правилами установлены предельно допустимые концентрации вредных веществ (ПДК) для водоемов санитарно-бытового водопользования и рыбохозяйственного назначения. При этом следует руководствоваться дополнительным перечнем ПДК для рыбохозяйственных водоемов, утвержденных Главрыбводом 17 декабря 1976 г. (№ 30—I—II), 23 марта 1978 г. (№ 30—II—I), и для водоемов санитарно-бытового водопользования перечнем, утвержденным 14 ноября 1974 г. Минздравом СССР.

Правила (§ 5) запрещают сброс в водные объекты утечек из нефтепродуктопроводов, от нефтепромыслов, а также сброс сточных, подсланевых, балластных вод и других веществ с плавучих средств водного транспорта.

Правила распространяются и на ливневую канализацию, отводящую атмосферную воду с промышленных площадок, товарно-сырьевых баз и других территорий, сток с которых может вызвать загрязнение водных объектов.

Правила предусматривают следующие ПДК нефти и нефтепродуктов в воде.

Объекты, имеющие значение для рыбного хозяйства

Нефть и нефтепродукты в растворенном и эмульгированном состоянии, мг/л

речные водоемы . . . . . 0,05

морские водоемы . . . . . 0,01

Объекты хозяйственно-питьевого и культурно-бытового водопользования

Нефть многосернистая, мг/л . . . . . 0,1

Нефть прочая, мг/л . . . . . 0,3

### **НЕКОТОРЫЕ ОСОБЕННОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПРОМЫСЛОВЫХ СТОЧНЫХ ВОД В СИСТЕМЕ ЗАВОДНЕНИЯ ПЛАСТОВ**

Коллекторы продуктивных горизонтов многих нефтяных месторождений представлены в основном мелко- и среднезернистыми песчаниками, а также алевролитовыми пропластками. Цемент в таких пластах поровый и контактный, а цементирующими веществами служат глинистые и карбонатные материалы.

По минералогическому составу глины, как известно, относятся к коалинитовому и смешанному коалинито-гидросланцистому типу. Содержание глинистых фракций обычно составляет 3—20%, карбонатных включений — 1—5%. При закачке пресных вод и особенно щелочных в процессе фильтрации их через указанные породы отдельные глины набухают и разрушаются, в результате снижаются проницаемость пород и приемистость нагнетательных скважин.

Длительная практика закачки пресных вод в системе поддержания пластового давления в Башкирии, Татарии и во многих нефтедобывающих районах показывает, что этим водам свойственны существенные недостатки. Главный — образование стойких

эмульсий в призабойной зоне нагнетательных скважин и, как следствие, снижение их приемистости. Кроме того, закачка пресной и опресненной сточной вод в отдельных случаях вызывает заражение залежи сульфатовосстанавливающими бактериями, которые могут генерировать весьма агрессивный и токсичный компонент, содержащийся в нефтях,— сероводород.

Эти выводы подтверждаются многочисленными исследованиями пластовых нефтей и нефтяного газа терригенной толщи нижне-

Таблица 18

Показатели вытеснения арланской нефти из пористой среды различными водами

Вода	Плотность, г/см <sup>3</sup>	Вязкость, мПа·с	Межфазное натяжение, эрг/см <sup>2</sup>	Коэффициент нефтеотдачи, %
Подрусовая	1,002	1,047	22,5	75
Пластовая	1,090	1,248	22,4	80
„	1,150	1,801	22,8	80
„	1,183	1,920	23,0	85
Сточная	1,090	1,250	8,2	83
„	1,150	1,796	6,5	87

го карбона отдельных разрабатываемых нефтяных месторождений Башкирии. Образование очагов генерации сероводорода связано главным образом с закачкой пресной и опресненной сточной вод, а смесь этих вод с нефтью — благоприятная среда для сульфатовосстанавливающих бактерий. В свою очередь, закачка пресных вод в нефтяную залежь способствует образованию твердых неорганических солей в эксплуатационных скважинах и нежелательных отложений в нефтепроводах. Кроме того, исследованиями в области определения нефтеотдачи пласта при вытеснении нефти различными по своим физико-химическим свойствам водами в однородных и неоднородных коллекторах установлено, что при вытеснении нефти пресной водой коэффициент нефтеотдачи наименьший, чем при вытеснении водами других типов.

В табл. 18 показаны результаты исследований института БашНИПИнефть по вытеснению арланской нефти различными водами.

Из приведенных данных видно, что минерализация закачиваемой воды существенно влияет на нефтеотдачу пластов. Наибольшая нефтеотдача достигается при использовании сточной воды, содержащей ПАВ. По своему химическому составу пластовые воды нефтяных месторождений представляют собой высокоминерализованные рассолы с большим содержанием растворенных хлоридных солей, карбонатов щелочных металлов и бикарбонатов щелочей и щелочно-земельных металлов. Многие пластовые воды

отличаются повышенным содержанием иода, брома и т. д. В отдельных случаях минерализация вод достигает  $360 \text{ кг/м}^3$  при среднем значении  $120 \text{ кг/м}^3$ .

В табл. 19 приведена характеристика пластовых вод для некоторых восточных районов добычи нефти. Плотность пластовых вод

Таблица 19

Краткая характеристика сточных вод некоторых НГДУ  
Башкирии, Татарии и Куйбышевской области

Объект	Содержание	
	минеральных солей, г/л	нефти, мг/л
Карабашская УКНП (Иркеннефть)	39—52	1257—28 426
ЭЛОУ-2 (Бавлынефть)	163—224	28—2394
Тихоновский НСП (Альметьевск-нефть)	36—50	16—5278
Якеевский НСП (Алькеевнефть)	266—275	13—212
Чегодаевский НСП (Аксаковнефть)	6—7	117—347
Ашитский НСП (Арланнефть)	7—9	120—1950
Опытно-промышленная установка (Туймазанефть)	4—7	10—833
Мончаровский НСП (Чекмагуш-нефть)	8—9	90—402
Отрадненский НСЗ (Первомай-нефть)	171—227	19—420
Кулешовский НСЗ (Богатовск-нефть)	118	38—580

весьма различна и характеризуется показателями, приведенными ниже.

Плотность при $15^\circ\text{C}$ $\text{кг/м}^3$	1000	1020	1040	1060	1080	1100	1120	1140	1190
Количество растворенных минеральных веществ, $\text{кг/м}^3$ . . . . .	Нет	27,5	55,4	84	113	143	176	210	325

В сточных водах содержатся включения нефти в виде пленки, газ (сероводород, углекислый газ), а также механические примеси — частицы песка, глины, окиси железа и др. Кроме того, в сточной воде содержатся ПАВ, повышающие ее нефтевымывающие свойства. В качестве примера можно привести сточные пластовые воды нефтепромыслов Башкирии, которые относятся к водам хлоркальциевого типа с плотностью в пределах от 1,08 до 1,18  $\text{г/см}^3$ . Сточные воды девонских месторождений содержат до 150—200  $\text{мг/л}$  солей железа. Воды нижнекаменноугольных горизонтов почти не содержат железа, но в некоторых случаях в них присутствует до 150—200  $\text{мг/л}$  сероводорода.

Таким образом, сточные и пластовые воды по своему химическому составу весьма агрессивны, и их использование на промыс-

лах нефтяной промышленности приводит к значительной коррозии оборудования при сборе, транспорте и закачке в пласты. Поэтому использование этих вод обычно связано не только со строительством и вводом в эксплуатацию сложных, дорогостоящих очистных сооружений, но и дополнительными затратами по защите оборудования и водоемов от коррозионного воздействия. Тем не менее

Таблица 20

Химический состав вод нефтехимических комплексов

Вода	Плотность, г/см <sup>3</sup>	Солевой состав, г/л						Межфазное натяжение на границе с нефтью, эрг/см <sup>2</sup>
		pH	Cl <sup>-</sup>	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	Ca <sup>2+</sup>	Mg <sup>2+</sup>	
Подрусловая р. Белой	1,000	8,0	0,021	0,182	0,140	0,09	0,019	22,5
То же р. Дема	1,000	7,8	0,27	0,035	0,135	0,05	0,0043	23,0
„ „ р. Чусовой	1,000	7,8	1,018	1,176	0,238	0,50	0,046	24,2
Дистиллярная жидкость Стерлитамакского содово-цементного комбината карбонатизированная	1,108	7,2	81,3	0,697	—	37,6	—	19,3
Дистиллярная жидкость Березниковского химкомбината:								
щелочная	1,104	11,3	86,27	0,521	—	39,10	—	18,7
карбонизированная	1,103	8,5	84,45	0,610	0,074	34,06	—	20,1
нейтрализованная	1,098	8,8	74,73	0,684	0,037	30,01	—	20,9
Стоки УНПЗ им. XXII съезда КПСС	1,001	8,1	0,250	0,165	0,270	0,075	0,023	20,0
Стоки Уфимского завода «Синтезспирт»	1,002	11,3	0,180	0,102	—	0,048	—	21,0

утилизация сточных и пластовых вод и их закачка в продуктивные пласты нефтяных месторождений — весьма прогрессивное и перспективное мероприятие с точки зрения экономии пресных вод и защиты водоемов от загрязнений.

Одно из эффективных мероприятий в области экономии пресных вод в нефтяной промышленности — использование в системе заводнения пластов промстоков различных отраслей промышленности. Работы в этом направлении БашНИПИнефти позволили успешно решить проблему утилизации сточных вод содового производства (дистиллярной жидкости) путем закачки этих вод в продуктивные пласты Шкаповского, Мончаровского, Сергеевского и Арланского нефтяных месторождений Башкирии и месторождения Пермской области.

Сбрасываемые воды нефтехимических предприятий представляют собой в основном щелочные растворы, содержащие органические продукты и значительное количество взвешенных частиц. Химический состав некоторых из этих вод представлен в табл. 20.



Проведенные исследования показывают, что дистилляты и стоки заводов практически имеют одинаковые плотности и поверхностные натяжения. Однако использование стоков заводов для закачки в продуктивные горизонты нефтяных месторождений дает больший коэффициент нефтеотдачи, чем закачка пресной воды (табл. 21).

Таблица 21

Результаты закачки сточных вод

Исследуемые		Коэффициент нефтеотдачи, %
воды	нефти	
Подрусловая р. Белой	Арланская (скв. 3520)	73,5
То же р. Дема	Хомутовская (скв. 39)	74,0
„ „ р. Чусовой	Таныпская (скв. 62)	75,0
Дистиллярная жидкость Стерлитамакского содово-цементного комбината карбонизированная	Хомутовская (скв. 39)	83,0
Дистиллярная жидкость Березниковского химкомбината: щелочная	Таныпская (скв. 62)	85,5
карбонизированная	То же	85,0
нейтрализованная	Таныпская „ „	84,0
Стоки УНПЗ им. XXII съезда КПСС	Арланская (скв. 3520)	83,6
Стоки Уфимского завода «Синтезспирт»	Манчаровская (скв. 102)	84,1

Один из факторов, объясняющих это положение, очевидно, — разница в вязкостях. Так, по данным БашНИПИнефти, вязкость стоков нефтеперерабатывающих и нефтехимических заводов почти на 20% выше вязкости пресной воды. Результаты лабораторных и практических работ в этой области позволили сделать следующие выводы.

Высокоминерализованные сточные и пластовые воды нефтепромыслов, нефтеперерабатывающих и химических заводов обладают лучшими нефтewымывающими свойствами, чем пресные воды. Высокая минерализация таких вод объясняется содержанием в них ПАВ.

Применение указанных вод в качестве нефтewытесняющего агента позволяет повысить нефтеотдачу пласта на 5—7%.

При закачке минерализованной сточной воды в слабопроницаемые пласты, содержащие глины (алевролиты), проницаемость сохраняется и глинистые фракции коллектора не претерпевают изменений. Особенно это характерно для площадного и очагового заводнения, когда нагнетаемая в пласт вода замещает в поровых каналах нефть.

При закачке минерализованной воды понижается давление нагнетания в связи с высокой плотностью сточной воды.

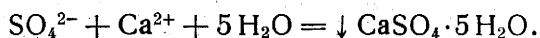
Использование сточных вод промышленных предприятий в системе заводнения нефтяных месторождений наряду с увеличением темпов разработки и нефтеотдачи пластов позволяет решить не только проблему рационального использования водных ресурсов, но и предотвратить загрязнение водоемов.

### СМЕШЕНИЕ РАЗНОТИПНЫХ ВОД И ИХ ВЛИЯНИЕ НА ПРОЦЕСС ПОДГОТОВКИ ВОДЫ

Большой практический интерес с точки зрения выбора наиболее оптимального способа подготовки воды представляет процесс смешения различных по своему физико-химическому составу пластовых вод. Многочисленные исследования, проведенные в различных районах добычи нефти, показали, что при смешении разнотипных пластовых вод и изменении их рН образуются взвеси из твердых механических примесей, которые выпадают в виде нерастворимых осадков и создают определенные трудности при подготовке пластовых вод (повышается стойкость эмульсии, откладываются соли в трубопроводном и технологическом оборудовании и др.).

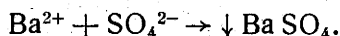
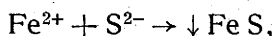
Установлено, что нерастворимые осадки (в данном случае в основном карбонаты) образуются при определенном равновесном состоянии солей, а именно — при положительном индексе стабильности. При отрицательном индексе осадки обычно растворяются и переходят в ионное состояние. Наиболее характерные химические реакции протекают следующим образом.

Для пластовой воды, содержащей сульфат-ионы с хлоркальциевой водой.



Осадок — сернокислый кальций ( $\text{CaSO}_4$ ) в виде гипса.

Для пластовых вод, содержащих ионы закисного железа, бария и растворенного кислорода



Осадок — в виде сульфата железа ( $\text{FeS}$ ) и сульфата бария ( $\text{BaSO}_4$ ).

Существенную роль в формировании осадков играет и растворенный в воде кислород, который способствует окислению химических соединений и образованию нерастворимых солей.

На протяжении длительного периода разработки нефтяных месторождений Атшеронского полуострова установлено, что процесс закачки в пласты морской воды сопровождается значительным выпадением солей карбонатов кальция и магния. В результате резко снижается проницаемость призабойной зоны пласта. Так, например, после смешивания щелочной пластовой воды с морской (от 10 до 90%) при 55—75°С выпадает от 50 до 450 мг/л солей кальция. Максимальное количество солей кальция выпадает при

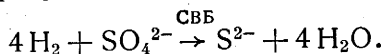
соотношении морской и щелочной воды 50 : 50. С увеличением содержания морской воды осадок кальция уменьшается. Резко меняется процесс выпадения солей кальция при 40° С. При этой температуре и 90% морской и 10% минерализованной воды достигается наименьшее выпадение солей. С уменьшением содержания морской воды количество выпадающих солей CaCO<sub>3</sub> возрастает до 320 мг/л и MgCO<sub>3</sub> — до 150 мг/л.

Для замедления и предотвращения процесса выпадения солей из смешанных пластовых вод применяют гексаметафосфат натрия (NaPO<sub>3</sub>) из расчета 3—5 г на 1 м<sup>3</sup> извлекаемой пластовой воды. Поэтому при выборе совместной технологии очистки разнотипных сточных вод рекомендуется учитывать не только влияние указанных факторов на продолжительность процесса водоподготовки, но и способы их утилизации. Для предотвращения отложений нерастворимых осадков в наземном оборудовании ТатНИПИнефть рекомендует использовать при закачке воды в высокопроницаемые пласты малогабаритное оборудование (гидроциклоны, напорные отстойники и др.) и в слабопроницаемые пласты — гидрофобные фильтры, принцип действия которых предусматривает сорбцию нефтяным слоем взвешенных частиц и отстой в динамическом режиме.

#### МЕРОПРИЯТИЯ ПО ЗАЩИТЕ НЕФТЕПРОМЫСЛОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ ОТ КОРРОЗИИ

Работа промыслового оборудования в нефтяной промышленности и главным образом подземных сооружений (магистральные и внутрипромысловые трубопроводы, обсадные колонны, насосно-компрессорные трубы, насосные штанги) проходит в крайне неблагоприятных условиях. Наряду с почвенной коррозией, весьма существенное коррозионное воздействие на оборудование оказывает и продукция самой скважины. Исследованиями в этой области установлено, что во многих случаях агрессивность пластовых нефтей резко возрастает при поступлении в них одного из наиболее активных стимуляторов коррозии — кислорода. Источниками поступления кислорода в пластовые воды могут быть пресные (промывные) воды, добавляемые в нефть в процессе обессоливания, подача на установки подготовки нефти пластовой воды или канализационных вод, смешение сточных вод с пресными на кустовых насосных станциях и т. д. Кроме того, другая возможность загрязнения пластовых вод — появление в них на поздней стадии разработки месторождения сероводорода за счет жизнедеятельности сульфатовосстанавливающих бактерий (СВБ).

Сероводород образуется по следующей схеме



СВБ представляют собой подвижные микроорганизмы размером 0,1—0,3 мкм, развитие которых связано с наличием сульфатов и водной среды.

В безводной среде (например в очищенной нефти), СВБ не развиваются.

Продуктивные пласты заражаются СВБ обычно в процессе их заводнения водами наземных источников, содержащих сульфаты и микрофлору. Образующийся при этом сероводород, осадок в виде сульфида железа, отрицательно воздействует на металлическое оборудование. Присутствие сероводорода в нефти к тому же ухудшает процесс нефтеотдачи, создает определенные трудности при подготовке нефти и воды, а также способствует загрязнению недр и окружающей среды.

Для борьбы с бактериальным заражением пластов ВНИИСПТнефть рекомендует использовать в системе заводнения пластов воды, не благоприятные для жизнедеятельности бактерий, и не содержащие их. В отдельных случаях рекомендуется периодическая закачка в пласты сильноминерализованных вод с добавкой ядовитых для СВБ химических реагентов или стерилизация воды физическими, химическими методами, с добавлением в нее бактерицидов.

Коррозию вызывает также воздействие на оборудование морской воды, а также атмосферных факторов.

Наибольшая потеря металла по объектам в результате коррозионного износа приведена ниже (в %).

Трубопроводы и системы ППД . . . . .	10,7
Установки подготовки нефти . . . . .	9,1
Нефтяные и технологические резервуары . . . . .	7,8
Глубиннонасосные штанги . . . . .	7

Анализ фактических сроков эксплуатации нефтепромыслового оборудования в агрессивных средах, проведенный ВНИИСПТнефтью на промыслах в Башкирии, показывает, что эти сроки, приведенные ниже значительно меньше нормальных (в годах).

Для водоводов по перекачке сточных вод . . . . .	До 5—7
То же с примесью сероводорода . . . . .	До 3
То же в смеси кислорода и сероводорода, содержащихся в сточных водах . . . . .	До 2
По резервуарам для отстоя сточных вод . . . . .	До 10
То же для вод, содержащих сероводород . . . . .	До 2
По отстойникам для подготовки девонской нефти . . . . .	8—10
То же для нефтей, содержащих сероводород . . . . .	Менее 5
По насосам для перекачки сточных вод . . . . .	До 3
То же по насосам высокого давления . . . . .	До 3
Межремонтный период насосов для перекачки сточных вод . . . . .	0,2—0,3
По сырьевым резервуарам для девонских нефтей . . . . .	10—15
То же для нефтей, содержащих сероводород . . . . .	До 2

Внедрение на нефтепромыслах прогрессивной однотрубной герметизированной системы сбора и транспорта нефти хотя в значительной степени предотвращает коррозию, однако при подготовке нефти и воды герметизация часто нарушается и в нефть попадают сероводород и кислород.

Совместное присутствие этих двух агентов вызывает быструю коррозию оборудования и, как следствие, сокращение сроков его службы, нарушение герметичности резьбовых соединений, порывы трубопроводов и утечку пластовой воды. Разлитая пластовая вода засоляет почву и приводит к гибели растительности, а утечки ее через обсадные колонны эксплуатационных и нагнетательных скважин вызывают нежелательное загрязнение подземных водоносных горизонтов.

Длительная практика закачки воды в продуктивные горизонты нефтяных месторождений Башкирии, Татарии, Куйбышевской области, Азербайджана и других установила, что наибольшие нарушения обсадных колонн из-за коррозии имеют место в нагнетательных скважинах, на долю которых приходится основное количество капитальных ремонтов.

Основная причина нарушения и выхода из строя обсадных колонн — недоподъем цемента до устья при цементировке в процессе бурения.

Исследования, проведенные ТатНИПИнефтью, показали, что эти нарушения практически отсутствуют в интервале подъема цемента до устья и приходится в основном на незацементированную часть обсадной колонны, которая контактирует с различными пластами и пропластками. В этих случаях коррозию обуславливают наличие пластовых вод и газов ( $H_2$ ,  $CO_2$ ,  $O_2$ ), циркуляция вод и газов по затрубному пространству, жизнедеятельность сульфатвосстанавливающих бактерий в пластовых водах и грунтах.

Недоподъем цемента до устья при цементировках и коррозия обсадных колонн эксплуатационных и нагнетательных скважин характерны для многих нефтедобывающих районов. Так, например, за последнее время на месторождениях Западной Сибири наблюдаются случаи коррозии обсадных колонн нагнетательных и эксплуатационных скважин в интервалах 800—1700 м в связи с отсутствием цемента за колонной.

Существенное влияние на оборудование оказывает и агрессивное действие вод при их закачке по обсадной колонне или через НКТ без изоляции затрубного пространства.

Одно из эффективных мероприятий по предотвращению коррозии в Западной Сибири — внедрение установок УВК-2р конструкции ОКБ РЭ, предназначенных для отдельной закачки воды в два пласта по одной колонне НКТ с регулированием расходов воды в зоне каждого пласта.

В табл. 22 приведены основные технические характеристики этих установок.

В дальнейшем на базе этих установок с учетом природно-климатических условий Западной Сибири и больших объемов закачки воды (до 1500—3000 м<sup>3</sup>/сут), а также агрессивности рабочего агента ОКБ РЭ были разработаны установки типа УВКС-2Р (рис. 34). Основные элементы этой установки выполнены из коррозионно-стойких материалов. В данной конструкции увеличено проходное сечение регуляторов 4, управление пакерами 3 осуще-

ствляется путем подачи нефти в трубы и затрубное пространство, предусмотрено заякоривающее устройство 2, предотвращающее перемещение пакеров от температурных деформаций НКТ. Внесены изменения и в наземную часть установки 1.

Таблица 22

Характеристика установок, применяемых в Западной Сибири для раздельной закачки воды в два пласта

Шифр и типоразмер установки	Максимальный расход воды, м <sup>3</sup> /сут	Диапазон расхода воды по каждому регулятору, м <sup>3</sup> /сут	Максимальный перепад давления на пакеры, МПа	Условный проход арматуры, мм	Высота арматуры, мм
УВК-2Р-146-210	—	—	—	—	—
УВК-2Р-168-210	2000	40—1000	21	50	2200
УВКС-2Р-146-210	3000	50—2000	21	65	1460
УВКС-2Р-168-210	3500	50—2500	21	65	1460

Регулирование процесса нагнетания в этих условиях достигается при помощи специальных устьевых регуляторов типа РА-1000, РАР-1000 и ІРА-1600, действие которых обусловлено изменением перепада давления в системе насос — пласт.

На нефтедобывающих предприятиях Куйбышевской области добываемые вместе с нефтью пластовые воды представляют собой хлорнатриевые и хлоркальциевые рассолы с содержанием ионов хлора 100—140 г/л и большого количества коррозионно-активных газов (содержание сероводорода на забое скважин колеблется в пределах от 700 до 1200 мг/л, рН среды 5—6,5), в результате чего скорость коррозии выкидных линий и нефтяных коллекторов достигает 0,8 г/м<sup>2</sup>·ч и водоводов сточных вод — 2,5 г/м<sup>2</sup>·ч. По данным ВНИИТнефти безаварийный срок службы незащищенных от коррозии трубопроводов в системе сбора нефти составляет от 1 до 2 лет; водоводов сточных вод 0,5—1,5 года, НКТ в обводненных скважинах 1,5—2,5 года, насосов для перекачки сточных вод от 3 до 8 мес.

В целях борьбы с коррозией и повышения срока службы оборудования и трубопроводов на нефтедобывающих предприятиях широко используются различные технологические методы, включающие в себя следующие.

Удаление кислотных и щелочных стоков на установках подготовки нефти и отвод их в отдельную канализацию, что позволяет снизить коррозионную активность сточных вод в 2—3 раза.

Разделение пластовых вод на самостоятельные технологические потоки в зависимости от физико-химических характеристик добываемых вод и подбор необходимого деэмульгатора для каждого потока в отдельности.

Подготовка сточных и пластовых вод по закрытым системам в целях предотвращения попадания кислорода (НГДУ Жигулевскнефть, Первомайнефть, Чапаевскнефть и др.).

Не менее важным направлением по борьбе с коррозией должно быть и внедрение эффективных мероприятий по отделению газа и песка на устьях скважин и транспортированию воды до кустовых насосных станций под давлением 2—3 МПа. Целесообразно также изыскивать пути уменьшения длины водоводов с прокладкой их на небольших глубинах и в теплоизоляции.

Многочисленные исследования ВНИИСПТнефти подтвердили, что основная причина аварий на водоводах в районах добычи нефти — коррозия металлов.

За последнее время частота повреждений из-за коррозии на трубопроводах в Башкирии достигла 0,88 случая на 1 км протяженности, соответственно в Татарии 1,48, Куйбышевской области 0,74 и в Азербайджане 1,24 случая.

По данным ВНИИСПТнефти в целом по всем нефтедобывающим предприятиям количество аварий на водоводах на 1 км действующей трубы за 1974 г. составило: на подводящих водоводах — 0,447, на нагнетательных водоводах — 0,341.

ВНИИСПТнефть приводит следующие соотношения величин разлива нефти вследствие аварий (в %).

Коррозионные разрушения труб . . . . .	50,1
Некачественное проведение строительно-монтажных работ . . . . .	19,8
Прочие причины . . . . .	18,2

Значительно увеличивается количество аварий на водоводах, перекачивающих сточные воды, содержащие сероводород, что наглядно видно на примере Татарии, где среднее число аварий, проходящихся на 1 км действующего водовода (по данным ВНИИСПТнефти за 1974 г.), распределяется следующим образом.

Водоводы пресных вод . . . . .	0,7
Водоводы сточных вод, не содержащих сероводород . . . . .	2,9
То же, содержащих сероводород . . . . .	3,4

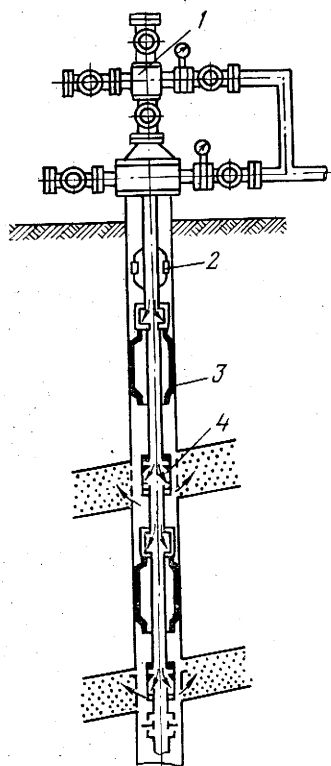


Рис. 34. Схема установки типа УВКС-2Р

По нефтедобывающим предприятиям Азербайджана (суша) только в 1976 г. число повреждений в результате коррозии составило: по НКТ—13 018, глубиннонасосным штангам—6325, глубинным насосам—68 316, ЭЦН—2295, а затраты на ликвидацию повреждений определились в объеме 4,6 млн. руб. В этом нефтедобывающем районе ежегодно из-за коррозии выбывает 10—15% НКТ, 12% штанг.

В значительной степени такое положение характерно и для многих других нефтяных районов. Ежегодный ущерб от коррозии в нефтяной промышленности составляет сотни миллионов рублей плюс большая потеря металла и добычи нефти в результате аварий.

В нефтяной промышленности в качестве противокоррозионной защиты можно использовать следующие эффективные методы.

Для обсадки колонн фонда действующих скважин—катодная защита, позволяющая снизить аварийность в 8—10 раз. Кроме того, один из способов предохранения от коррозии внутренней поверхности обсадных колонн, а также оборудования скважин—спуск НКТ с защитными покрытиями и заливка в затрубное пространство нейтральной жидкости (опыт Татарии); периодическая дозировка в скважины ингибитора АзНИПИнефть-72.

Защита НКТ, внутренняя поверхность которых покрыта стеклом, эпоксидными лаками или эмалями. Для глубиннонасосных штанг при их работе в агрессивной среде противокоррозионную защиту обеспечивает ингибирование продукции скважин.

Для внутрипромысловых трубопроводов по перекачке агрессивных сточных вод и при почвенной коррозии—нанесение защитных стеклянных, эпоксидных и лакокрасочных покрытий и футеровка труб пластмассами. При этом эффективность защиты от коррозии в значительной степени зависит от качественного нанесения покрытия.

Длительная практика эксплуатации внутрипромысловых трубопроводов, предназначенных для транспортировки сточных девонских и пресных вод Туймазинского нефтяного месторождения, показывает, что целесообразно проводить работы по защите от внутренней и внешней коррозии.

Внутреннюю поверхность трубопроводов защищают эпоксидными смолами по технологии, разработанной во ВНИИСПТнефти. Покрытия состоят из смолы «Эпикот», растворителя—толуола и отвердителя—полиэтиленполиамина. Эпоксидный компаунд готовится перед самым нанесением покрытия. По данным НГДУ Туймазанефть покрытия целесообразно наносить в основном на швы и околошовные зоны трубопровода. При перекачке угленосных вод покрытия из смол рекомендуется наносить на всю внутреннюю поверхность водоводов.

За последние годы в НГДУ Туймазанефть проведена значительная работа по защите внутренней поверхности резервуаров для хранения сырой нефти и подготовки сточных вод при помощи эпоксидных смол.



Многолетние наблюдения и анализ работы резервуаров, предназначенных для подготовки сточных вод, показывают, что наилучшие результаты достигаются при условии строгого выполнения технологии подготовки поверхности под покрытия, проведения работ при температуре окружающего воздуха не ниже 20°С и нанесения в качестве первого слоя эпоксидного покрытия грунт-шпаклевки типа ЭП-00-01.

По данным ЦНИПРА Октябрьскнефть дальнейшие работы по противокоррозионной защите емкостей рекомендуется осуществлять по следующей технологии.

Промывка металлической поверхности струей воды для снятия рыхлого слоя ржавчины.

Удаление скребками оставшейся ржавчины.

Нанесения после промывки чистой водой и сушки на стенки и днища резервуаров грунт-шпаклевки ЭП-00-01 (первый слой) и эпоксидного компаунда (второй слой). Опыт эксплуатации по защите от коррозии резервуаров и технологических аппаратов в НГДУ Октябрьскнефть методом нанесения покрытий позволил значительно увеличить срок службы оборудования и уменьшить их аварийность.

4. Правильный подбор и использование ингибиторов коррозии. Внедрение ингибиторов не требует больших капитальных вложений и их можно применять на той стадии разработки нефтяных месторождений, когда добываемая продукция по тем или иным причинам становится агрессивной.

Промышленные испытания ингибиторов коррозии типа ИКБ-4, И-1-А; И-1-В во многих нефтедобывающих районах показали высокую степень защиты нефтепромыслового оборудования в системах подготовки нефти и сточных вод.

Приготовление растворов ингибиторов и их дозировку осуществляют в соответствии с инструкцией, разработанной ВНИИСПТнефтью.

Так, например, многочисленными исследованиями установлено, что для сточных вод, содержащих сероводород, ингибитор И-1-В — замедлитель смешанного типа, тормозящий анодный и катодный процессы электрохимической коррозии стали за счет образования на ее поверхности адсорбционной пленки. При обработке ингибитором И-1-В смеси девонской и угленосной вод на Туймазинском нефтяном месторождении число порывов на трубопроводах длиной до 4 км (по которым сточные воды перекачиваются до очистных сооружений) сократилось с 12 до 2,3 в год в расчете на 1 км.

В этом НГДУ, наряду с использованием ингибиторов коррозии, широкое внедрение получило строительство напорных водоводов диаметром 100—600 мм из обсадных труб с предварительным нанесением на резьбовые соединения уплотнительного эпоксидного компаунда (применяемого также при внутреннем покрытии труб и резервуаров) с дополнительным введением в состав в качестве наполнителя алюминиевой пудры.

Длительные наблюдения за работой этих водоводов, по которым перекачиваются сточные воды при давлении 10,5—11,5 МПа, показали, что данный способ защиты весьма эффективен.

Совместными испытаниями МИНХ и ГП им. И. М. Губкина, НГДУ Узеньнефть и КазНИПИнефть ингибитора И-1-В в сточных водах Узеньского нефтяного месторождения установлено, что концентрация ингибитора 25 мг/л обеспечивает высокую степень защиты поверхности стали (не менее 90%) в течение длительного периода времени.

Аналогичные результаты получены для ингибитора И-1-А на Красноярском месторождении Куйбышевской области, где за счет использования ингибиторов в сероводородсодержащих средах число порывов водоводов сократилось в 2,5 раза. В настоящее время практически все водоводы сточных вод на нефтяных месторождениях Куйбышевской области защищаются от коррозии методом ингибирования.

За последнее время ВНИИТнефтью совместно с НГДУ Глазгоменнефтегаза проведены опытно-промышленные испытания ингибитора коррозии «Север-1» в сеноманских и сточных водах на некоторых месторождениях Западной Сибири (НГДУ Сургутнефть).

Сточные воды Сургутского нефтяного месторождения по своему химическому составу аналогичны сеноманским водам (рН-7,4, минерализация 17 г/л, содержание кислорода 0,32 мг/л, температура перекачиваемой воды доходит до 42°С). Для сточных вод доза ингибитора в течение первых 3 ч не превышала 300 мг/л, в последующие 69 ч—200 мг/л. Результаты испытаний показали, что во всех случаях применения ингибитора «Север-1» достигается высокая степень ингибирования (98% и более) и замедление скорости коррозии.

Указанный ингибитор обладает повышенными технологическими свойствами: имеет низкую температуру застывания (—64°С), не требует подогрева и служит наиболее эффективным средством борьбы с коррозией в условиях Западной Сибири.

5. Катодная защита и гидроизоляция для предохранения от почвенной коррозии магистральных нефтепроводов. Как показала практика внедрения этих методов, за последние годы защищенность магистральных нефтепроводов увеличилась с 74 до 92%, при этом число аварий снизилось в четыре раза.

Предстоит также внедрить в широких масштабах для защиты наружной поверхности подземных магистральных нефтепроводов изоляционное покрытие «Пластобит-2М», разработанное ВНИИСПТнефтью совместно с Институтом химических наук АН Казахской ССР. Покрытие «Пластобит-2М», состоящее из поливинилхлоридной пленки, наносимой по слою пластифицированной битумной мастики, как показали промышленные испытания,— весьма надежное и эффективное средство защиты нефтепроводов от коррозии. Одновременно с этим для большей надежности рекомендуется

использовать цинкосиликатные покрытия, получившие большое распространение в зарубежной практике.

Составы для таких покрытий поставляются Польшей, Финляндией и другими странами и используются в отечественной практике для окраски корпусов морских и речных судов. Следует отметить, что эти покрытия можно использовать и для нанесения на трубы, штанги, газоперерабатывающее оборудование и другие металлические поверхности, подверженные действию коррозии.

За последние годы сильная коррозия резервуаров товарной нефти, отстойников ТХУ проявляется на месторождениях северо-запада Башкирии (НГДУ Южарланнефть, Чекмагушнефть, Краснохолмскнефть и Арланнефть).

Действие коррозии проявляется и в других нефтедобывающих районах, например, на мангышлакских нефтяных месторождениях, в Куйбышевской области и др.

Эффективность работ по снижению коррозии нефтепромыслового оборудования можно проследить на примере Серафимовского и Константиновского нефтяных месторождений в Башкирии, где нефти девонских отложений сильно обводнены высокоминерализованной пластовой водой, а нефти угленосного и фашенского горизонтов содержат до 2—4% общей серы и большое количество растворенного сероводорода и азотистых соединений.

Для борьбы с коррозией на внутреннюю поверхность действующих резервуаров по рекомендации ЦНИПРа НГДУ Октябрьскнефть была нанесена смесь из краски ХС717 (79%), диметилгликольуретана (13,2%), алюминиевой пудры (7,8%) и растворителя, состоящего из 26% ацетона, 12% бутилацетона и 62% толуола.

Для нанесения смеси резервуары предварительно очищали от ржавчины пастой «Целлогель» следующего состава (в мас. %): соляная кислота 17, опилки древесные 4, стекло 7,5, морвелан КО 0,1, вода 71,4.

Другая часть резервуаров была покрыта составом из эпоксидной смолы (100 весовых частей), дибутилата (10 весовых частей), полиэтиленполиамиона (12 весовых частей) и растворителя (ацетон). Длительная эксплуатация этих резервуаров показала, что если до покрытия срок их службы составлял 1,5—2 года, то после антикоррозионной защиты межремонтный период их работы превышал 5 лет.

## СПОСОБЫ ОЧИСТКИ СТОЧНЫХ ВОД НА НЕФТЕПРОМЫСЛАХ

Степень очистки промысловых сточных и пластовых вод для последующей их закачки в продуктивные пласты зависит от физико-химических свойств пород, пористости и проницаемости коллекторов, а также наличия и состава механических примесей, газов, солей и т. д.

Сточные воды в большинстве случаев характеризуются значительным содержанием механических примесей, которые делятся на минеральные, органические и бактериальные. К минеральным при-

месям относятся песок, глинистые частицы, гидроокиси железа и др., к органическим — нефтепродукты и деэмульгаторы.

По физическому состоянию примеси, содержащиеся в сточных водах, делятся на следующие.

Нерастворимые, находящиеся в виде крупной взвеси и эмульсии. Размеры этих частиц составляют от десяти до нескольких сот микрометров.

Коллоидные, с содержанием частиц размером от 0,1 до 0,01 мкм.

Растворенные молекулярно-дисперсные частицы (система однофазная).

Процесс очистки сточных вод на нефтяных месторождениях связан с определенными трудностями. Чем больше в сточной воде твердых механических примесей, тем труднее очистить такую воду от нефти отстаиванием. Существенное влияние на очистку оказывают ПАВ, содержащиеся в сточной воде и нефти, которые понижают поверхностное натяжение на границе нефть — вода и стабилизируют эмульсию. К числу ПАВ, содержащихся в сточных водах, относятся различные деэмульгаторы, используемые при подготовке нефти, жирные и нафтеновые кислоты, образующие растворимые в воде натриевые и нерастворимые кальциевые соли, смолистые и асфальтеновые вещества. В свою очередь гидрофобные эмульгаторы (асфальтены, кальциевые и магниевые соли нафтенных и жирных кислот) образуют с нефтью коллоидные растворы и эмульсию.

Установлено, что наличие ПАВ в сточной воде существенно влияет на состояние эмульгированной нефти. При этом не только снижается поверхностное натяжение на границе вода — нефть и создаются благоприятные условия для эмульгирования нефти, но и значительно уменьшаются размеры нефтяных частиц, вплоть до коллоидных, что резко ухудшает работу очистных сооружений методом фильтрации и отстоя. Кроме того, присутствие ПАВ препятствует укрупнению мелких капель нефти, в результате чего уменьшается действие сил прилипания. При фильтрационной очистке сточной воды, содержащей эмульгированную нефть и ПАВ, эффективность очистки не превышает 40—50%.

Работами ВНИИнефти установлено, что поверхностное натяжение на границе фильтра с нефтью изменяется от 12 до 15 дин/см. При поверхностном натяжении до 12 дин/см происходит процесс стабилизации работы фильтра, а ниже 5 дин/см моющее действие ПАВ эффективнее стабилизации. Поверхностное натяжение для каждого конкретного месторождения устанавливается экспериментальным путем в зависимости от физико-химических свойств нефти и воды.

Нормирование содержания механических примесей в воде, закачиваемой в продуктивные пласты, имеет большое практическое значение, так как при этом исключаются неоправданные капитальные вложения в строительство очистных сооружений. Во многом это определяется приемистостью нагнетательных скважин. Так, для обеспечения высокой проницаемости коллекторов и повыше-

ния приемистости нагнетательных скважин весьма важно наличие в породе широко разветвленной сети трещин. Для продуктивных пластов с высокопроницаемыми коллекторами, обладающими большой приемистостью, как правило, не требуется глубокой степени очистки закачиваемых сточных вод. В других случаях промышленные сточные и пластовые воды перед закачкой приходится тщательно очищать.

Применяемые в нефтедобывающих районах очистные сооружения предусматривают выделение основной массы нефтепродуктов и твердых примесей, содержащихся в сточных водах, в открытых прудах-отстойниках или резервуарах, с последующей доочисткой на кварцевых фильтрах. Хотя такая технология и обеспечивает высокую степень очистки промышленных сточных и пластовых вод (содержание в очищенной воде нефтепродуктов 5—15 мг/л и твердых примесей 5—10 мг/л), она не является совершенной.

В зависимости от свойств сточных вод основными способами очистки служат следующие: механический, химический, физико-химический, биохимический.

Технологические схемы очистки сточных вод могут быть выполнены по открытой или закрытой системе. К преимуществам открытых очистных сооружений можно отнести сравнительную простоту конструкции, возможность осуществления длительного отстаивания, совместной очистки и подготовки пластовых вод и промывных стоков, а также очистки сточных вод, содержащих кислород и сероводород.

Основные недостатки открытых систем, наряду с высокой стоимостью сооружений, возникновением загазованности территории,— быстрое их засорение и окисление нефтяной пленки кислородом воздуха, а также увеличение коррозионной активности пластовой воды в процессе ее подготовки за счет неконтролируемого поступления атмосферного кислорода в водную фазу.

В настоящее время нефтепромысловые сточные воды планируется очищать на сооружениях закрытого типа.

Механический способ применяют для очистки сточных вод, не содержащих или содержащих в незначительных количествах соли железа и сероводород. При этом способе достигается лишь грубая очистка сточной и пластовой вод от плавающей эмульгированной нефти и крупных механических частиц в прудах-отстойниках, центробежных сепараторах и в открытых (или закрытых) кварцевых фильтрах.

Пруды-отстойники, используемые для очистки сточных вод, широко распространены на многих нефтедобывающих предприятиях. Однако с уменьшением частиц примесей (менее 100 мкм) эффективность систем очистки с отстойниками резко уменьшается. При всей простоте конструкции прудов-отстойников строительство их требует больших площадей и значительных капитальных вложений. Так, например, стоимость строительства прудов-отстойников емкостью 1000—15 000 м<sup>3</sup> в расчете на 1 м<sup>3</sup> полезной емкости со-

ставляет 2—28 руб. Кроме того, не исключается возможность фильтрации минерализованной воды в грунт (рис. 35).

Если эмульгированная нефть, содержащаяся в сточной воде, имеет высокую степень дисперсности, а сточная вода низкое поверхностное натяжение на границе с нефтью, для очистки сточных вод применяются центробежные сепараторы, к которым относятся

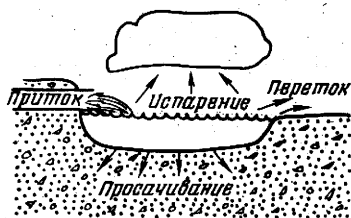


Рис. 35. Пруд-отстойник как источник загрязнения

для отделения крупнодисперсных примесей. Один из наиболее распространенных методов очистки сточных вод — фильтрация. Процесс очистки сточных вод фильтрацией основан на прилипанию диспергированных частиц к поверхности зерен фильтрующей загрузки и на задержании твердых частиц в пористом пространстве.

Прилипание нефтяных капель к поверхности загрузки в основном определяется смачиваемостью этой поверхности. Нефть лучше прилипает к гидрофобной поверхности, однако для очистки применяются и гидрофильные фильтрующие материалы. Установлено, что чем меньше размер зерен загрузки, тем лучше задерживающая способность фильтра, но при этом значительно убыстряется засорение примесями и требуется частая регенерация (промывка) фильтра. Не менее важные факторы — скорость фильтрации, содержание ПАВ, конструкция фильтра и дисперсность эмульсии.

Интенсивность очистки значительно возрастает с увеличением скорости фильтрации, но при этом возможен пролет ее больших количеств через фильтрующую загрузку. Поэтому оптимальные скорости фильтрации определяются опытным путем. По скорости фильтрования различают фильтры с медленным фильтрованием (менее 0,5 м/ч) и скоростные (2—15 м/ч). Скоростные фильтры по конструкции могут быть напорными (закрытыми) и открытыми. На водоочистных станциях обычно применяют скоростные фильтры открытого типа, которые удобны и надежны в эксплуатации. Фильтр оборудуется дренажной системой, служащей для отвода и сброса воды при его промывке. Над дренажем располагаются гравийный и фильтрующий слои. Выше фильтрующего слоя имеются желоба, по которым поступает очищенная вода из осветлителей и отстойников. Отфильтрованная вода через отвод направляется в резервуары чистой воды.

В зависимости от фракционного состава фильтрующего материала, загружаемого в фильтр, высота слоя колеблется от 700 до

2000 мм. При нормальном режиме водоочистной станции пропускная способность каждого фильтра равна 1—6 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Для промывки фильтра закрывают задвижку на спускной трубе. Уровень воды в фильтрате понижают до сборных желобов и открывают задвижку для подачи воды из трубы в дренажную систему. При этом фильтрующий материал взвешивается в восходящем потоке воды. После промывки вода по желобам отводится в водоочистную канализацию. В качестве фильтрующих материалов

Т а б л и ц а 23

Физические характеристики керамзита

Фракция, мм	Плотность, г/см <sup>3</sup>	Объемная масса, г/см <sup>3</sup>	Пористость, %
0,5—1,0	1,044	0,304	66,2
1,0—1,2	1,044	0,290	66,8
1,2—1,4	1,044	0,298	67,7
1,4—1,8	1,044	0,296	68,1
1,8—2,0	1,044	0,265	68,6
2,0—3,0	1,044	0,259	72,0
3,0—5,0	1,044	0,252	75,2

обычно используют кварцевый песок, отходы асбестовой промышленности, диатомит, кирпичный щебень, керамику и многие другие наполнители. Так, например, Казанский инженерно-строительный институт рекомендует в качестве фильтрующей загрузки использовать керамзит.

Керамзит фракция 5—40 мм марки от 300 до 800 изготавливается в г. Казани из бентонитовых глин Верхне-Курлатского месторождения и из глин Биклянского месторождения на заводе в г. Альметьевске путем вспучивания при 1050—1250° С. После термической обработки керамзитовый гравий раздробляется до состояния песка и отсортировывается по фракциям через сита-калибры с последующей промывкой и просушиванием при 105° С (табл. 23).

Установлено, что дробленый керамзит по сравнению с кварцевым песком обладает более шероховатой поверхностью, низкой плотностью и повышенной пористостью. Пористость дробленого керамзитового песка изменяется от 66 до 75% (кварцевого песка от 42 до 45%). Кроме того, керамзитовый песок обладает повышенной прочностью (истираемость 0,07%, измельчаемость 2,4%) и наибольшей химической стойкостью. При подготовке керамзитового фильтрующего песка рекомендуется использовать керамзит марки не менее 500, с предварительной проверкой в лаборатории химической стойкости, измельчаемости, истираемости и других параметров.

Для обеспечения стабильного качества сточных вод, предназначенных для закачки в продуктивные пласты, БашНИПИнефть рекомендует использовать фильтрование через кварцевый песок

с фракционным составом 0,35—1 мм (высота слоя 0,6—1 м) при скорости фильтрации 5—10 м/ч. Содержание нефтепродуктов в сточной воде перед фильтрованием не должно превышать 100—150 мг/л. Для восстановления фильтрующей способности кварцевого песка фильтры рекомендуется промывать потоком воды снизу вверх со скоростью 10—15 м/ч при скорости 12—16 л/с в тече-

Таблица 24

**Эффективность доочистки биологически очищенных хозяйственно-бытовых вод**

Показатели	Фильтрующий материал		
	кварцевый песок	дробленый керамзит	пенополистироль
Высота загрузки, м	2,65	2,65	2,65
Размер зерен, мм	1,4—3,0	1,8—5,0	1,0—3,0
Допустимая начальная скорость фильтрации, м/ч	50—70	50—80	50
Ожидаемый эффект осветления, %	60—80	70—90	70
Содержание взвешенных веществ в исходной воде (в мг/л), не более	25	100	20
Средняя продолжительность полезного времени работы (в ч), не менее	2	10	10

ние 10—15 мин. В качестве промывочной жидкости можно использовать очищенную сточную воду.

Для увеличения фильтрации применяют многослойные фильтры различных конструкций. Принципиальное отличие этих фильтров от скоростных фильтров открытого типа заключается в том, что в них загружается два фильтрующих материала: на гравийный (поддерживающий) слой укладывается слой кварцевого песка (фракцией 0,5—1,2 мм) высотой 400—500 мм, а сверху — слой дробленого антрацита (фракцией 0,8—1,8 мм) высотой тоже 400—500 мм. При промывке такого фильтра антрацит не смешивается с песком. Как показала практика, продолжительность работы без промывки двухслойных фильтров в 2—3 раза больше, чем у скоростных фильтров, загруженных песком.

Казанский инженерно-строительный институт рекомендует доочистку биологически очищенных хозяйственно-бытовых сточных вод осуществлять методом сверхскоростного фильтрования.

Эффективность процесса достигается при соблюдении условий, приведенных в табл. 24. Однако основной недостаток фильтров с гидрофильной загрузкой — небольшое время фильтроцикла (8—12 ч). Обычно фильтры забиваются через несколько часов работы, в лучшем случае в течение суток. Кроме того, к числу недостатков фильтров с зернистой загрузкой следует отнести и то, что для их промывки расходуется до 10% объема очищенной воды.



В настоящее время в СПКБ «Нефтехимпромавтоматика» на базе многослойной жидкостной фильтрации разработан фильтр (рис. 36), позволяющий совместить очистку воды с обезвоживанием нефти.

В многослойном жидкостном фильтре 1, в отсеке фильтрации 2 предусмотрены ряд сеток 3, на которых образуется пленка нефти

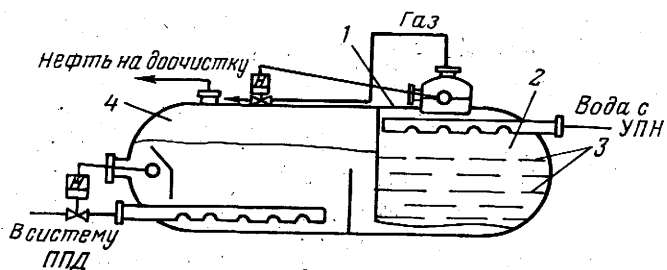


Рис. 36. Многослойный жидкостный фильтр

с поверхностным натяжением. Сетка задерживает фильтрующую воду, в результате чего под ней создается слой свободной воды. В свою очередь, вода, проходя через пленку поверхностного натяжения, оттесняет ее в ячейки сетки, а пленка, восстанавливаясь, отделяет пропущенную воду и способствует формированию капель воды оптимального диаметра.

Толщина слоя воды под сеткой определяется площадью пленки нефти с поверхностным натяжением и скоростью поступления новых капель воды. Суженная часть фильтра позволяет увеличить скорость движения смеси и обеспечить поступление загрязняющих частиц в отсек гравитационного отстоя 4. Ниже приводятся показатели различных методов очистки сточных вод (табл. 25). Результаты лабораторных исследований жидкостной фильтрации сведены в табл. 26.

Химический метод очистки сточных вод основан на добавлении к сточной воде коагулянта, который увлекает в осадок эмульгированную нефть и взвешенные вещества. Для коагуляции коллоидов нефти применяются преимущественно сернокислый алюминий, сернокислое и хлорное железо. Для хорошей коагуляции добавляют вместе с коагулянтами и известь. Коагуляция протекает более интенсивно при повышенных температурах. Исследованиями установлено, что применение химического метода очистки дает хорошие результаты при содержании нефтепродуктов в сточной воде не более 150 мг/л. Для полного отделения нефти сточную воду после химической очистки необходимо отстаивать и пропускать через фильтры с песчаной загрузкой. При этом содержание нефтепродуктов снижается до 2—5 мг/л и взвешенных частиц до 1—3 мг/л.

Химический метод очистки сточных вод — довольно сложный процесс, требующий квалифицированного обслуживания и не на-

шедший широкого применения в нефтяной промышленности. К недостаткам химического метода очистки следует отнести и образование большого количества хлопьеобразного осадка.

АзНИПИнефть для обезвоживания осадка рекомендует использовать 1 %-ные растворы коагулянтов сернокислого алюминия,

Таблица 25

**Сравнительные характеристики различных способов очистки сточных вод**

Способ очистки	Пропускная способность установки, т/ч на 1 м <sup>2</sup> зеркала отстоя или фильтра	Содержание нефтепродуктов в очищенной воде		Необходимость регенерации	Возможность совмещения
		ожидаемое, мг/л	фактическое, мг/л		
Гравитационный отстой	1	80	До 200	Нет	Есть
Напорная газовая флотация	1,25	20	40	То же	Нет
Фильтрация через твердые фильтры	4	20	Следы	Есть	То же
Комбинированные фильтры	2	20	То же	То же	"
НГДУ БашНИПИнефть	2	20	До 40	"	"
Жидкостный фильтр НГДУ	2	20	До 40	"	"
ТатНИПИнефть	4,5	Следы	25	Нет	Есть
Многослойный жидкостный фильтр					

Таблица 26

**Показатели эффективности многослойной жидкостной фильтрации**

Исходное содержание нефти в смеси, %	Способ очистки			
	жидкостная фильтрация		гравитационный отстой	
	вода, мг/л	нефть, %	вода, мг/л	нефть, %
0,1	60	1	60	30
5	20	1	60	25
20	25	2,4	50	15
30	55	2	50	10

Примечание. Время контрольного отстоя равно времени пребывания смеси в жидкостном фильтре.

калиево-алюминиевых квасцов и хлорного железа. Осадки по рекомендациям института можно применять в дорожном строительстве. За последнее время в АзНИПИнефти проведены комплексные исследования по очистке некоторых сточных вод нефтедобывающих предприятий Азербайджана способом адсорбции и нейтрализации.

При адсорбционном способе опробовались искусственные и естественные адсорбенты. Из числа искусственных адсорбентов наиболее эффективными оказались активированный уголь марки КАД и аннионит марки АН-2Ф-Н. Так, увеличение концентрации активированного угля с 0,2 до 1,0 г/л позволяет снизить остаточное содержание нефти в сточной воде с 35 до 2 мг/л, или 94,3%.

Для очистки сточных вод способом нейтрализации использовались стоки алюмосиликатного катализатора НПЗ им. В. И. Ленина (г. Баку). Технология приготовления катализатора основана на смешении растворов сульфаталюминия и силикатного натрия, в результате чего при осаждении образуется гидрогель алюмокремниевой кислоты.

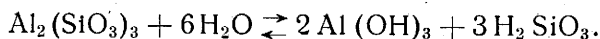
Исходным сырьем для этого процесса служат силикат-глыба (растворимое стекло  $\text{Na}_2\text{SiO}_3$ ), порошкообразная гидроокись алюминия и серная кислота.

Химические реакции протекают согласно следующим уравнениям.

При совместном осаждении



в водной среде



Сточная вода после осаждения кислая ( $\text{pH} = 4,5 \div 5,5$ ) и для ее нейтрализации перед сбросом в канализацию расходуется большое количество извести. Установлено, что добавление алюмосиликатного катализатора концентрации 20 мг/л в сильно загрязненную сточную воду нефтепромыслов резко снижает содержание нефти в исходной воде (до 1,5—2 мг/л).

На нефтяных месторождениях восточных районов Советского Союза сточные воды в основном состоят из смеси пластовой воды девонского и пресной технической воды с частичной примесью воды угленосного горизонтов. Воды угленосного горизонта по сравнению с девонскими обладают большими коррозионными свойствами в связи с большим содержанием солей железа и сероводорода.

Применявшийся ранее механический метод, хотя и обеспечивал необходимую степень очистки таких вод, не устранял коррозионной активности. Кроме того, при очистке сточных вод гравитационным разделением в ловушках нефти и прудах-отстойниках обычно образуются эмульсии, которые представляют собой устойчивую систему, стабилизированную поверхностно-активными веществами, содержащимися как в самой воде, так и в нефти. Разделение такой эмульсии простым механическим способом весьма затруднительно. Поэтому для подготовки подобных вод применяют другие методы.

Физико-химический метод (рис. 37) используется главным образом для совместной очистки железосодержащих и сероводородных сточных вод от эмульгированной нефти, взвешенных веществ

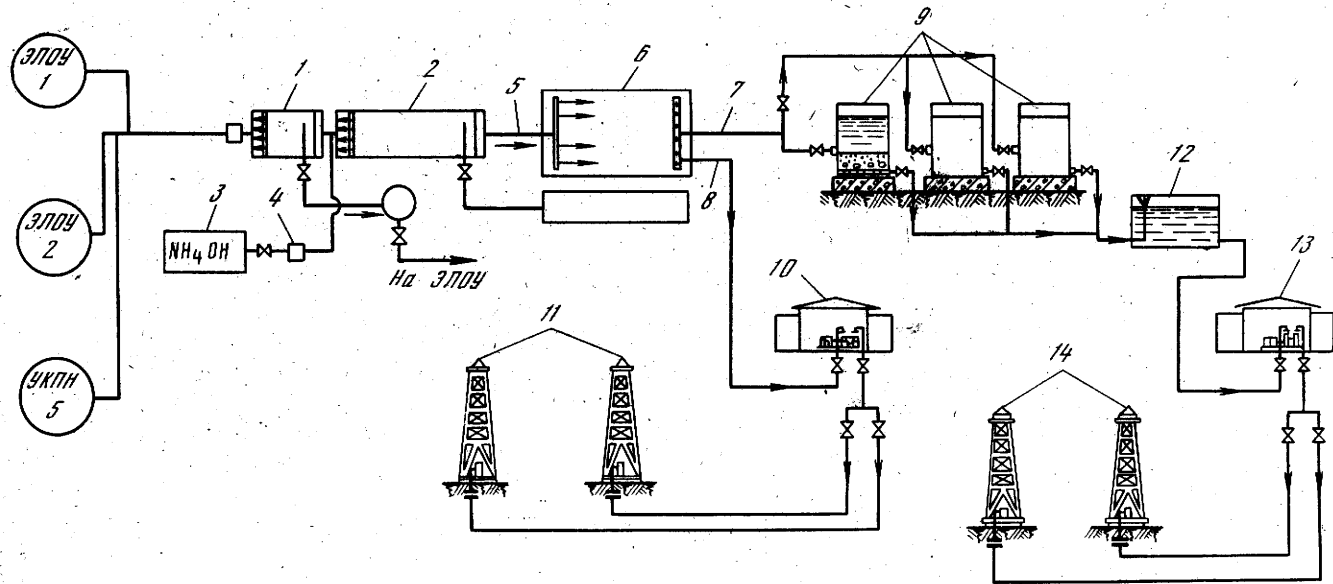


Рис. 37. Принципиальная схема подготовки сточных вод физико-химическим методом (по открытой системе)

и сероводорода. При этом методе технологической схемой предусматривается следующее.

Грубая очистка воды в ловушках нефти и прудах отстойниках от плавающей нефти и крупных механических частиц.

Обработка сточной воды химическими реагентами для коагуляции механической взвеси в реакторах с последующим осветлением в суспензионных отстойниках.

Очистка воды фильтрованием через песчаные, кварцевые и другие фильтры.

Для коагуляции применяют железный купорос, серноокислый алюминий, известь, водный раствор аммиака.

Физико-химический метод позволяет не только обеспечить подготовку больших объемов сточных вод, но и резко снизить их коррозионную активность. Так, например, после такой подготовки сточной воды межремонтный период работы центробежных насосов, закачивающих воду в пласт, увеличивается до 6 мес. и при этом значительно сокращается число порывов водоводов.

В настоящее время ВНИИСПТнефть на основании промышленных испытаний рекомендует при перекачке сточных вод обрабатывать движущиеся детали центробежных насосов типа ЦН-150 и ЦН-180 нерастворимыми ингибиторами коррозии ИКБ-4В и ИКБ-4Н. В результате обработки на рабочих органах насоса создается защитная пленка, которая длительное время препятствует коррозионному воздействию сточной воды (число капитальных ремонтов насосов сокращается в 2 раза).

На оренбургских месторождениях испытан и рекомендуется в целях повышения надежности насосов для закачки сточных вод порошковый компонент (полимер) ПЭП-177, наносимый на рабочие органы насоса при помощи пневматического распылителя по разработанной технологии.

Из приведенной схемы (см. рис. 37) видно, что сточная вода с установок подготовки нефти поступает в отстойные камеры 1, где отделившаяся нефть направляется на дальнейшую подготовку, а вода — в горизонтальный отстойник 2. Из емкости 3 дозировочным насосом 4 в поток воды, поступающей в отстойник, добавляется 18—25 %-ный водный раствор аммиака. Обычно наибольший эффект получают при использовании 1,5—2 %-ного раствора аммиака.

В результате взаимодействия аммиака с солями железа образуются хлопья гидратов железа, которые осаждаются на дно отстойника. При содержании в воде, поступающей на очистку, более 200 мг/л нефтепродуктов эти хлопья всплывают на поверхность воды. Из отстойника 2 вода самотеком перетекает по трубопроводу 5 в отстойный пруд 6. После отстоя в течение 12—15 ч часть воды по трубопроводу 8 подается на прием насосов кустовой насосной станции 10 и закачивается в нагнетательные скважины 11. Одновременно из пруда-отстойника другая часть воды для дополнительной очистки по трубопроводу 7 подается на фильтры 9, а затем поступает в буферный резервуар 12 кустовой насосной стан-

ции 13 и центробежными насосами при давлении на выходе 10,5—11 МПа закачивается в нагнетательные скважины 14. При таких давлениях приемистость нагнетательных скважин колеблется от 100 до 1700 м<sup>3</sup>/сут.

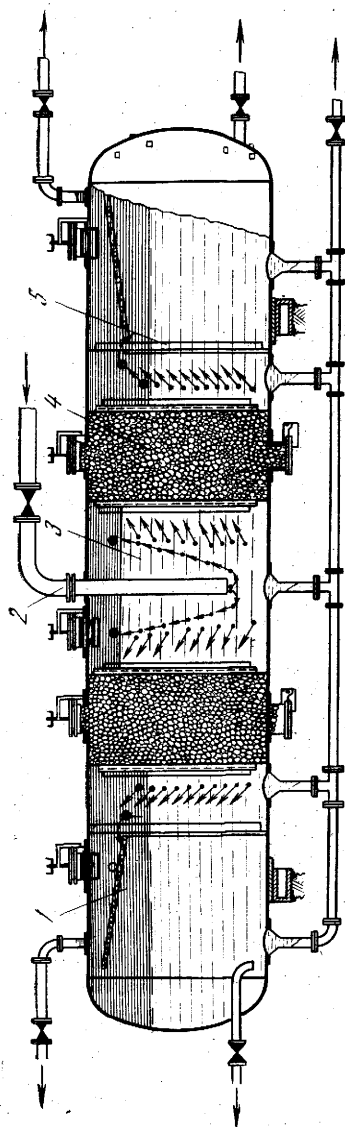


Рис. 38. Коалесцирующий фильтр-отстойник

Подготовка сточной воды угленосного горизонта осуществляется в два этапа. На первом этапе смешивают угленосную и девонскую воды (из расчета один объем угленосной и три объема девонской), в результате чего закисное железо девонской воды реагирует с сероводородной и угленосной водой. При таком химическом взаимодействии образуются хлопья сернистого железа, которые в процессе отстаивания воды в смесителе в основном оседают на дно. Так как сернистое железо обладает сильной коррозионной активностью, смешивание вод и их отстой осуществляют в земляных прудах. На втором этапе процесс подготовки воды угленосного горизонта осуществляется по приведенной технологической схеме. Следует отметить, что приготовление раствора аммиака — трудоемкий процесс, применяется редко и главным образом для угленосной сточной воды. Расход аммиака при этом уменьшается с увеличением количества закисного железа и повышения температуры воды, поступающей на очистку.

В процессе обработки сточной воды аммиаком полное удаление сернистого газа достигается в горизонтальном коалесцирующем фильтре-отстойнике и пруде. Коалесцирующий фильтр-отстойник конструкции БашНИПИнефти (рис. 38) применяется в закрытой системе очистки сточных вод и выполнен в

виде емкости, разделенной поперечными перегородками на отсеки, в каждом из которых встроены по два вертикальных фильтра, образующих между собой камеры предварительного

отстоя. Около каждого фильтра установлены переливные перегородки.

Принцип действия фильтра-отстойника следующий. Жидкость по спускной трубе 2 попадает в камеру предварительного отстоя 3, откуда направляется в фильтр 4. При прохождении жидкости сквозь фильтрующую загрузку, в результате механического разрушения пленок, происходит прилипание и слияние отдельных частиц нефтепродуктов на твердой поверхности загрузочного материала в виде гранул. В свою очередь скорость и прилипание нефтяных гранул к твердой поверхности зависят от смачиваемости нефтью, т. е. твердая поверхность должна обладать гидрофобными свойствами.

БашНИПИнефтью были испытаны некоторые материалы, используемые в фильтрах в качестве фильтрующих (кварц, фарфор, металл, полиэтилен, полистироль и др.). Проведенные исследования показали, что наибольшей смачиваемостью нефтью обладает полиэтилен, угол смачивания которого на границе нефть — сточная вода равен  $143^\circ$ , мрамора —  $74^\circ$ , кварца —  $65^\circ$ , фарфора —  $62^\circ$  и металла —  $43^\circ$ . Поэтому в качестве приемлемой загрузки коалесцирующего фильтра следует использовать полиэтиленовую гранулу размером 2—3 мм. В слое загрузочного материала задерживаются и механические примеси. При достижении критической толщины нефтяной пленки на поверхности загрузочного материала нефть в виде крупных капель отделяется и уносится из фильтра потоком воды. Капли нефти, вытесненные из фильтра через переливную перегородку 5, вместе с потоком воды направляются в слой всплывшей нефти 1, где в результате коалесценции происходит дополнительная очистка воды. Очищенная вода отводится из отстойника.

Твердые взвешенные частицы, перешедшие в слой нефти, постепенно накапливаются на границе фаз нефть — вода, в результате чего требуется периодически обновлять этот слой в отстойной зоне. Допустимое содержание нефтепродуктов в сточной воде, поступающей на очистку, составляет 500—2000 мг/л, твердых примесей 50—200 мг/л. Длина фильтрационной камеры 0,7—1,4 м. Толщина фильтрующего слоя при скорости фильтрации до 10—12 м/ч составляет 1—1,2 м. В аппарате поддерживается высота нефтяного слоя 1 м. Пропускная способность одного аппарата коалесцирующего фильтра-отстойника емкостью 100 м<sup>3</sup> составляет 1500—3000 м<sup>3</sup>/сут.

При использовании горизонтальной емкости объемом 2000 м<sup>3</sup> пропускную способность одного аппарата можно повысить в 2—3 раза за счет деления емкости на несколько самостоятельных секций. Фильтр промывается керосином. При помощи коалесцирующего фильтра-отстойника достигается очистка воды с содержанием на выходе 10—15 мг/л механических примесей. Сочетание в одном аппарате процессов отстаивания, коалесценции и фильтрации позволяет резко упростить сооружения по очистке сточных вод.

ВНИИСПТнефть рекомендует использовать в качестве загрузки фильтра каменный уголь, обработанный особым способом, фракции 3—10 мм. По данным исследований ВНИИСПТнефти отличительная особенность этой загрузки — более высокие показатели гидрофобности, механической прочности и микротвердости, что позволяет увеличить продолжительность использования ее без регенерации до двух лет.

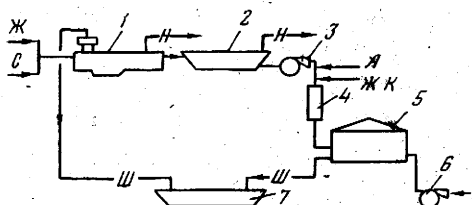


Рис. 39. Схема промышленной установки совместной очистки железосодержащих и сероводородных сточных вод.

Трубопроводы: Ж — железосодержащей воды; С — сероводородсодержащей воды; Н — уловленной нефти; Ш — уловленного шлама; А — раствора аммиака; ЖК — раствора железного купороса;  
1 — ловушка нефти; 2 — пруд-отстойник; 3, 6 — технологические насосы; 4 — смеситель; 5 — резервуар-отстойник (три штуки); 7 — шламонакопитель

На рис. 39 приведена одна из действующих промышленных установок, предложенная Гипровостокнефтью для совместной очистки сероводородных и железосодержащих сточных вод физико-химическим методом (НГДУ Бугурусланнефть). На установку пропускной способностью 2860 м<sup>3</sup>/сут после первичного отстаивания поступает сточная вода с содержанием нефти от 0 до 400 мг/л, взвешенных веществ от 3 до 144 мг/л, сероводорода от 3,4 до 85 мг/л, закисного железа до 42 мг/л (рН = 4,8 ÷ 6,8). Отделившаяся в процессе обезвреживания от плавающей и эмульгированной нефти и твердых взвешенных частиц сточная вода очищается в ловушке нефти 1 пропускной способностью 45 л/с и пруде-отстойнике 2 объемом 1000 м<sup>3</sup>. После предварительной механической очистки сточная вода насосом 3 подается через смеситель 4 в технологические резервуары-отстойники 5 для статического отстаивания. Перед смесителем в воду добавляются химические реагенты. Из резервуаров-отстойников очищенная от сероводорода и закисного железа сточная вода забирается насосом 6 для закачки в нагнетательные скважины. Уловленная нефть из ловушки нефти, пруда и резервуаров-отстойников собирается в камере и насосом подается на установку подготовки нефти. Осадок из ловушки нефти откачивается гидроэлеватором в шламонакопитель 7. Образовавшиеся в резервуарах-отстойниках осадки сбрасываются в шламонакопитель.

В процессе работы установок и проведения некоторых экспериментов было установлено, что для совместной физико-химической очистки сероводородных и железосодержащих сточных вод наиболее эффективны железный купорос и водный раствор аммиака.

Реагентная обработка сточной воды должна осуществляться перед резервуарами-отстойниками. Эффективность очистки сточных вод значительно возрастает в резервуарах-отстойниках при статическом отстаивании коагулированных вод. При этих условиях



достигается удовлетворительное качество очищенной воды, предназначенное для закачки в продуктивные пласты (среднее содержание нефти до 10 мг/л, взвешенных веществ до 11 мг/л, сероводород и закисное железо практически отсутствуют).

При закрытой системе очистки исключается контактирование эмульгированной нефти с воздухом, сохраняется первоначальное качество воды, снижается коррозия оборудования и загазованность атмосферы. Кроме того, используется остаточный напор воды, сбрасываемой из аппаратов подготовки нефти.

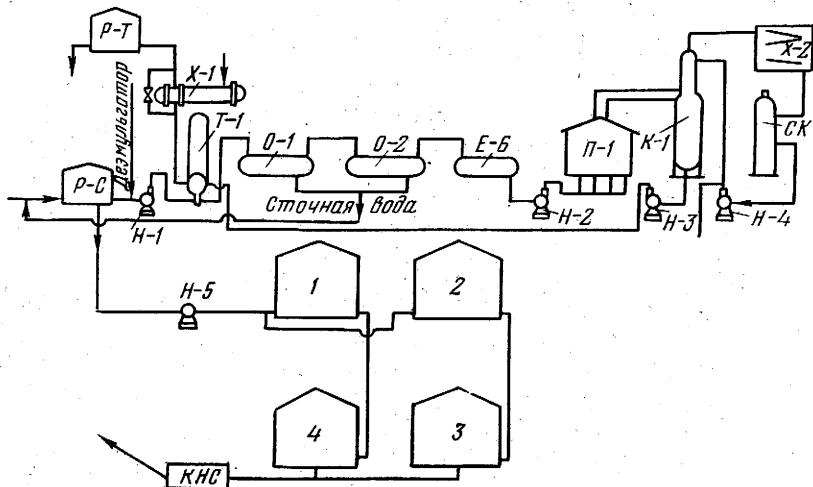


Рис. 40. Принципиальная схема подготовки девонской нефти и сточной воды на УКПН

На рис. 40 приведена типичная схема очистки закрытого типа, используемая в восточных нефтедобывающих районах на установках комплексной подготовки нефти и девонской пластовой воды (УКПН).

Работа установки проходит по следующему технологическому циклу. Водонефтяная эмульсия из сырьевых резервуаров  $P-C$  с содержанием 20—30% пластовой воды, насосом  $H-1$  подается в теплообменник  $T-1$ , откуда перекачивается в отстойники первой и второй ступени  $O-1$  и  $O-2$  и далее поступает в буферную емкость  $E-6$ . Из буферной емкости обезвоженная нефть с небольшим содержанием воды (менее 0,5%) насосом  $H-2$  подается в печь  $P-1$ , а затем в ректификационную колонну  $K-1$ . Из верхней части колонны, после холодильника  $X-2$  и скруббера  $СК$  перекачивающим насосом  $H-2$  отбирается нестабильный бензин, а из нижней части — стабильная нефть, которая насосом  $H-3$  подается в теплообменник  $T-1$  и, пройдя холодильник  $X-1$ , попадает в товарные резервуары  $P-T$ .

Из отстойников *O-1* и *O-2* пластовая вода с высокой температурой возвращается обратно в сырьевые резервуары, где, смешиваясь с жидкостью, поступающей на установку, отдает свою теплоту, а остатки непрореагировавшего деэмульгатора способствуют отделению нефти от воды и предварительному их сбросу. Из сырьевых резервуаров сточная вода девонских пластов насосом *H-5* подается для очистки и отстоя в резервуары первой (РВС-2000, №№ 1, 2) и второй (РВС-5000, №№ 3, 4) ступени и далее перекачивается на кустовые насосные станции КНС для последующей закачки в нагнетательные скважины.

Практика подготовки девонской пластовой воды по закрытой системе показала, что наибольшая эффективность двухступенчатой очистки обеспечивается при параллельной схеме подключения резервуаров первой и второй ступеней. Пребывание воды в резервуарах второй ступени (РВС-5000) при динамическом режиме их работы должно быть не менее 24 ч. При статическом режиме время отстоя воды значительно снижается (до 2—3 ч).

В целях улучшения качества очистки воды и эффективного использования объема резервуаров первой и второй ступеней последние должны быть оборудованы лучевыми распределительными устройствами конструкции ВНИИСПТнефти и СибНИИНП. Для удаления накопившейся в резервуарах нефти и загрязненного слоя воды (высотой не менее 1,5—2 м) рекомендуется резервуары оборудовать стояками высотой не менее 7 м.

На рис. 41 представлена технологическая схема, разработанная БашНИПИнефтью для разделения пластовых вод двух типов и промливневых стоков. Пластовая вода первого типа с установки подготовки нефти подается на укрупнитель, выполненный в виде емкости с коалесцирующей загрузкой, где происходит укрупнение частиц эмульгированной нефти. Окончательная очистка воды осуществляется в отстойнике, в котором слой нефти расчетной толщины служит гидрофобным фильтром. Выбор числа укрупнителей, коалесцирующих фильтров-отстойников типа ФЖ-2973 и отстойников с жидкостными гидрофобными фильтрами зависит от объема поступающих на очистку вод разных типов.

Промливневые стоки, идущие от установки подготовки нефти, скапливаются в железобетонном резервуаре и насосом подаются на блок гидроциклонов для очистки от грубых примесей. После деаэрации стоки направляются в систему очистки пластовых вод. Затем подготовленная чистая вода направляется на кустовые насосные станции для закачки в продуктивные пласты. Шлам с установки очистки сточных вод собирается в шламонакопитель.

Различные варианты данной технологической схемы очистки внедряются на нефтедобывающих предприятиях.

В Татарии сточные воды нефтепромыслов представляют собой смесь пластовой, технической и атмосферной вод, обогащенную эмульгированной нефтью и механическими примесями, содержание которых колеблется в широких пределах (соответственно от 25 до 384 и от 24 до 183 мг/л). В состав механических примесей входят

глинистые частицы, карбонаты, окиси и гидроокиси железа. В сточных водах содержится 50—200 мг/л углекислого газа и 12—70 мг/л углеводородного газа. При подготовке сернистой нефти (ЭЛОУ-1 на Бавлинском месторождении) в сточных водах содержание сероводорода доходит до 75—200 мг/л.

Разнообразный состав эмульгированной нефти и механических примесей в сточных водах объясняется отличием технологии обез-

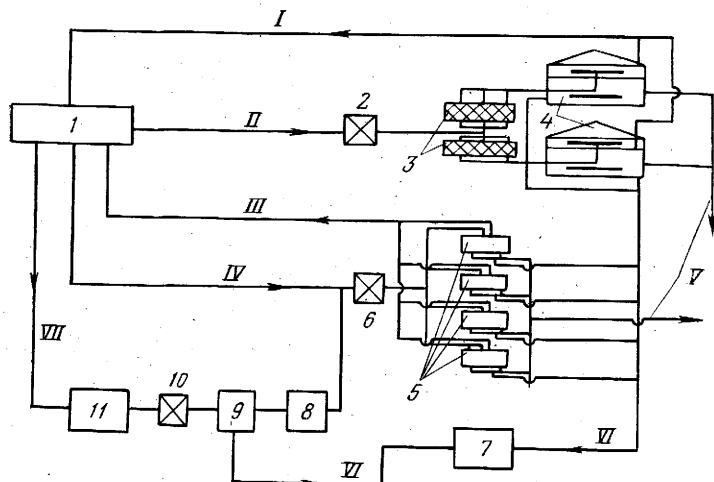


Рис. 41. Технологическая схема подготовки сточных вод на нефтепромыслах в Башкирии.

*I* — нефть, уловленная жидкостными гидрофобными фильтрами; *II* — пластовая вода первого типа; *III* — нефть, уловленная фильтрами ФЖ-2973; *IV* — пластовая вода второго типа; *V* — очищенные сточные воды, подаваемые в систему поддержания пластового давления; *VI* — сбор шлама; *VII* — промливневые стоки с территории УПН; 1 — установка подготовки нефти; 2, 6, 10 — насосы водяные; 3 — укрупнители (коалесцирующие фильтры); 4 — отстойники с жидкостными гидрофобными фильтрами; 5 — коалесцирующие фильтры отстойники ФЖ-2973; 7 — шламонакопитель; 8 — деаэрактор; 9 — гидроциклон; 11 — железобетонный резервуар

воживания и обессоливания нефти и различным соотношением пластовой, технической и промливневых вод на объектах подготовки. Поэтому на промыслах Татарии применяется множество различных эффективных технологических схем, методов и способов очистки промышленных сточных и пластовых вод, разработанных ТатНИПИнефтью в содружестве с нефтедобывающими предприятиями.

За последние годы Гипрвостокнефтью, ТатНИИнефтемашем и другими проведены испытания безфилтратционной физико-химической очистки сточных вод нефтепромыслов методом флотации для закрытых систем. Флотационный метод очистки сточных вод от эмульгированной нефти основан на молекулярном прилипании частиц нефти к пузырькам воздуха, которые, поднимаясь на поверхность, образуют пену. Процесс этот связан с непрерывным диспергированием воздуха (или углеводородного газа, растворен-

ного в сточной воде) при давлениях обезвоживания на установках подготовки нефти. По технологической схеме сточная сероводородная вода из установок подготовки нефти подается в напорные горизонтальные отстойники. После отстоя в отстойниках в течение нескольких часов вода обрабатывается 4%-ным раствором аммиака.

Установлено, что при содержании в сточной воде 50—70 мг/л закисного железа и температуре воды 20—25°С наиболее приемлемая доза аммиака не превышает 80—100 мг/л. Промливневые сточные воды, пройдя предварительную очистку в ловушке нефти, насыщаются углеводородным газом и смешиваются с пластовой сточной водой, очищенной в напорных отстойниках. Смешанная вода поступает в резервуар-флотатор, где она дегазируется. Эффективность флотации зависит от размеров пузырьков, межфазного натяжения, температуры и адгезии системы. При очистке сточной воды в резервуаре-флотаторе в ней остается до 20 мг/л эмульгированной нефти. Очищенную таким образом сточную воду можно использовать для закачки или направить на доочистку в пруд-отстойник. После дополнительного отстоя среднее содержание взвешенных частиц в воде достигает 8 мг/л, а частиц нефти 10—15 мг/л. Уловленная из отстойных сооружений нефть перекачивается на установку подготовки нефти, а осадок отводится в илонакопитель.

На нефтедобывающих предприятиях метод флотационной очистки сточных вод пока еще не внедрен в промышленных масштабах. Однако в перспективе этот метод должен найти применение на объектах, где к качеству закачиваемой воды предъявляются повышенные требования. Кроме того, внедрение флотационного метода очистки на нефтепромыслах позволит несколько снизить коррозионную активность промысловых сточных вод за счет частичной десорбции газов, агрессивных в коррозионном отношении. В настоящее время этот метод применяется в основном для очистки нефтесодержащих вод на промывочно-пропарочных станциях, на речном и морском транспорте для очистки балластных и подсланевых вод, на нефтебазах.

Биохимический метод очистки сточных вод применяется главным образом на нефтеперерабатывающих заводах (НПЗ). Сточные воды НПЗ, прошедшие механическую или физико-химическую очистку, содержат еще значительное количество растворенных и тонкодиспергированных нефтепродуктов, а также других органических соединений.

Биохимическая очистка нефтесодержащих сточных вод может проводиться как в смеси с хозяйственно-бытовыми водами, так и самостоятельно. В первом случае биогенные элементы извлекаются из бытовой сточной воды, во втором случае требуется добавлять их. Обычно добавляют соль фосфорной кислоты и соль аммония. Для биохимической очистки нефтесодержащих сточных вод применяются аналогичные сооружения, как и для очистки бытовых сточных вод — аэрофильтры и аэротенки.

Аэрофильтры используются в качестве сооружений, в которых сточная вода фильтруется через крупнозернистый материал, покрытый биологической пленкой, образованной колониями аэробных микроорганизмов. В состав основных элементов аэрофильтра входят следующие.

Фильтрующая загрузка из шлака, гравия, щебня, керамзита, помещаемая в резервуар.

Водораспределительное устройство, обеспечивающее равномерное орошение сточной водой поверхности загрузки фильтра.

Дренажное устройство.

Воздухораспределительное устройство.

Процесс в аэрофильтре аналогичен процессам, проходящим при биологической очистке на полях орошений и фильтраций.

Аэротенк представляет собой устройство в виде резервуара, в котором медленно протекает смесь активного ила и очищаемой сточной воды. Работа аэротенков основана на использовании биохимического окисления органических веществ сточных вод. Основную роль в этом процессе играют аэробные микроорганизмы, колонии которых образуют активный ил. В целях обеспечения перемешивания активного ила и сточной воды и поддержания кислородного режима в аэротенк подается сжатый воздух. В настоящее время аэрофильтры для очистки сточных вод эксплуатируются лишь в качестве второй ступени биохимической очистки (первая ступень очистки — аэротенки). Перед поступлением в аэротенки промышленные стоки не отстаиваются, а бытовые воды до смешения с производственными отстаиваются в первичных отстойниках. Применяются одноступенчатая и двухступенчатая биохимические очистки.

### **ОЧИСТКА СТОЧНЫХ ВОД НА НЕФТЕБАЗАХ И НЕФТЕПЕРЕКАЧИВАЮЩИХ СТАНЦИЯХ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ**

В процессе эксплуатации нефтебаз, нефтеналивных пунктов и перекачивающих станций магистральных нефтепроводов при зачистке и промывке резервуаров, отстое обводненной нефти вместе с атмосферными водами и промстоками, стекающими с территории резервуарных парков, сливных и наливных эстакад, образуются загрязненные стоки.

Средние объемы этих стоков (по данным ВНИИСПТнефти) приведены в табл. 27. Значительные объемы этих стоков сильно загрязнены нефтью и нефтепродуктами (500—3500 мг/л) и механическими примесями (200—600 мг/л).

Сброс стоков без предварительной очистки недопустим, так как при этом происходит загрязнение водоемов, почвы и атмосферы. Существующие на нефтебазах и нефтеперекачивающих станциях сооружения по очистке сточных вод работают в основном по принципу механического отстоя (гравитационный отстой) и включают следующее.

Резервуар-сборник, песколовку и ловушку нефти.  
Резервуар-сборник, бензомаслоуловитель, грязеотстойник.

В указанных схемах песколовки и грязеотстойники используются главным образом для задержки грубых механических частиц (в пределах 10—15% их общего содержания в сточных водах).

Таблица 27

**Объем стоков (средние), сбрасываемых с очистных сооружений, нефтебаз, нефтеперекачивающих станций и наливных пунктов Главтранснефти**

Наименование	Общее число управлений	Годовой объем сбрасываемых стоков, тыс. м <sup>3</sup>
Нефтеперекачивающие станции (головные)	94	2072,7
Нефтеперекачивающие станции (промежуточные)	124	341
Наливные пункты	6	111
Перевалочные нефтебазы (морские)	6	3042
Перевалочные нефтебазы (железнодорожные)	6	249

В процессе очистки применяются ловушки нефти различных конструкций (Гипровостокнефти, Центроспецпроекта и др.). Однако гравитационным методом удаляется лишь часть диспергированной нефти. При нормальной работе ловушек задерживается до 90% нефти и остаточное содержание ее в сточной воде колеблется от 50 до 100 мг/л.

В настоящее время на нефтебазах для глубокой доочистки нефтесодержащих вод, поступающих после отстоя в ловушках нефти, широко используются очистные сооружения, включающие физико-химическую очистку на флотационных установках. Для повышения эффективности флотация сочетается с применением различных реагентов-коагулянтов, и окончательное содержание нефти и нефтепродуктов в сточных водах доводится до 10 мг/л и менее.

С учетом глубокой доочистки стоков строятся и вводятся в эксплуатацию станции биологической и биохимической очистки.

Управление закавказскими магистральными нефтепроводами и Бакинский филиал ВНИИ ВОДГЕО рекомендуют при проведении на нефтебазах процесса тонкослойного отстаивания устанавливать в существующих горизонтальных ловушках нефти параллельные наклонные пластины из гофрированного шифера (рис. 42).

Сточная вода, пройдя щелевую перегородку 1, поступает на параллельные наклонные пластины 3 и, двигаясь между ними сверху вниз, отстаивается в тонком слое межпластинного простран-

ства и освобождается таким образом от загрязняющих частиц. Отстоявшаяся вода поступает в горизонтальную часть ловушки нефти 5, а выделившаяся нефть собирается над пластинами, откуда удаляется по трубе 2. Осадок с пластин поступает на дно ловушки нефти и скребковым транспортером 4 отводится в бункер 6, откуда удаляется через донный клапан 7. При живом сечении всего пакета пластин 20 м<sup>2</sup> необходимо 180 стандартных шиферных листов шириной 2 м.

ЦНИЛ Главнефтеснаба РСФСР и Союзводоканалпроект рекомендуют использовать в комплексе очистных сооружений нефтебаз распыливающую установку для интенсификации испарения сточных вод (рис. 43), техническая характеристика которой приведена ниже.

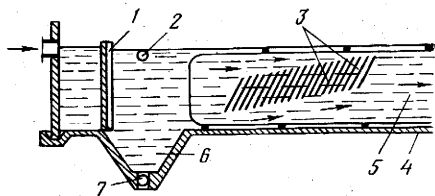


Рис. 42. Схема установки параллельных наклонных пластин в горизонтальной ловушке нефти.

1 — щелевая перегородка; 2 — нефтесборная труба; 3 — пластины; 4 — скребковый транспортер; 5 — ловушка нефти; 6 — бункер для осадков; 7 — донный клапан

1. Распыливающее устройство — центробежная форсунка:
 

диаметр входного сопла, мм . . . . .	4
пропускная способность по распыливаемой воде, м <sup>3</sup> /ч . . . . .	0,5—0,8
- Число распыливающих устройств определяется в зависимости от объема сточных вод, поступающих на испарение. В среднем испаряется 40% распыливаемой воды.
2. Стойки для распыливающих устройств:
 

высота, м . . . . .	7—10
расстояние между стойками, м . . . . .	3,5
- Число стоек соответствует числу распыливающих устройств.
3. Насос для подачи сточных вод к распыливающим устройствам подбирается из условий обеспечения необходимых пропускной способности по распыливаемой воде и напора.
4. Эстакада, на которой располагается установка:
 

высота от днища пруда, м . . . . .	2,5
высота от максимального уровня воды в нем, м . . . . .	1

Установка располагается в пруде-испарителе. На распыливание подаются стоки, не содержащие взвешенных веществ и прошедшие предварительную очистку от нефтепродуктов, с допуском содержанием их не более 30 мг/л. Испарение сточных вод распыливающими установками осуществляется при минимальной температуре воздуха не ниже 0° С.

ЦНИИ Министерства путей сообщения СССР разработаны для использования на нефтебазах серийно выпускаемые малогабаритные многокамерные флотаторы пропускной способностью 5 и

10 м<sup>3</sup>/ч. Установка (рис. 44) состоит из четырехкамерного флотатора емкостью 7 м<sup>3</sup>, гидроэлеватора 2 (или низконапорного насоса), напорного бака 11 емкостью 0,35 м<sup>3</sup>, рециркуляционного насоса 12, воздушного эжектора 13, затворного блока 3, дозирующего бака 4, пусковой и контрольно-измерительной аппаратуры и устройств автоматического управления. Установка (кроме гид-

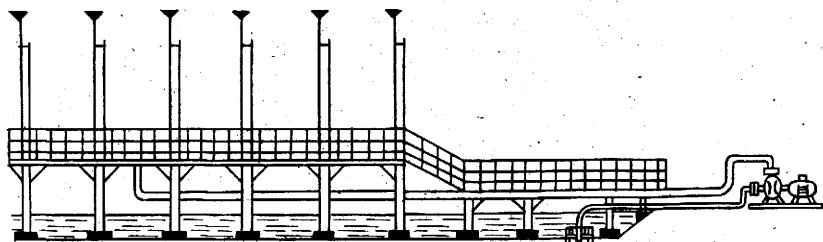


Рис. 43. Распыливающая установка для интенсификации испарения сточных вод

розжектора) размещена на общей раме и имеет габариты 5,2 × 1,8 × 2,6 м. Масса установки 1,5 т, потребляемая мощность 10 кВт. Работает установка следующим образом. Сточная вода после грубой очистки в отстойнике 1 направляется на гидроциклон 16, размещенный в камере 6 флотатора. Одновременно из нефтесборника 5 в подводящий патрубков гидроциклона вводится раствор коагулянта. После перемешивания в гидроциклоне вода

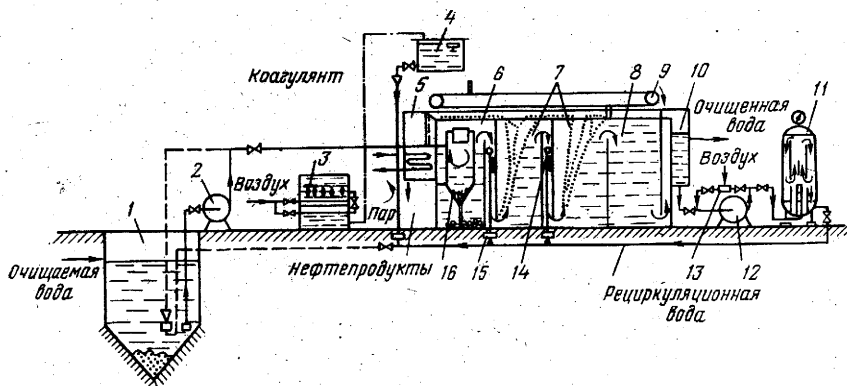


Рис. 44. Установка для очистки сточных вод на нефтебазах

поступает в камеру 6, где образуются хлопья коагулянта и основная масса нефти и нефтепродуктов всплывает на поверхность жидкости.

Очищенная вода, пройдя между парными направляющими перегородок, поступает во флотационные камеры 7. В процессе движения между перегородками вода повторно смешивается с насыщенной рециркулирующей водой, которая подводится по перфори-



рованным трубам 14. При этом происходит повторное перемешивание хлопьев коагулянта с частицами примесей, и на поверхности образуется пена, которая при помощи скребков 9 сбрасывается в нефтесборник 5, где она подогревается и разрушается. Выделившаяся из пены вода вновь поступает в усреднительный отстойник, а нефтепродукты откачиваются насосом в сборный резервуар. После отстойной камеры 8 очищаемая вода переливается в карман 10 и снова поступает на очистку или сбрасывается в канализацию.

Часть очищенной воды (около 30—50%) при помощи насоса и эжектора 13 насыщается воздухом и под давлением 0,3—0,4 МПа подается в напорный бак 11, где воздух растворяется. Насыщенная воздухом вода из бака подается во флотационные камеры, к гидроэлеватору и в подводящий патрубок гидроциклона. Диафрагма 15 обеспечивает перепад давлений, необходимый для выделения рециркулирующей воды растворенного воздуха, а в затворном блоке 3 с помощью сжатого воздуха готовится раствор коагулянта. Управление работой флотатора автоматическое (допускается и ручное).

По данным ЦНИИ многокамерные флотаторы позволяют снизить загрязнение сточных вод с 5—10 тыс. мг/л до 20—30 мг/л.

При больших объемах очистки сточных вод Мосводоканал рекомендует использовать очистные установки типа «Кристалл», пропускной способностью 30, 60, 90 и 120 м<sup>3</sup>/ч. Техническая характеристика установки пропускной способностью 30 м<sup>3</sup>/ч приведена ниже.

Рабочее давление, МПа . . . . .	0,25
Поверхность фильтрации, м <sup>2</sup> . . . . .	8,43
Емкость резервуара, м <sup>3</sup> . . . . .	0,35
Габаритные размеры, м . . . . .	3,2×1,84×2,5
Масса, т . . . . .	0,9

В установках используются фильтры на базе поглощающей способности синтетических (нетканых) материалов. Применение этих установок позволяет довести после очистки содержание в сточных водах нефти и механических примесей с 20—500 и 100—800 мг/л до 1,0—1,5 и 20—50 мг/л соответственно.

### СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ПОДГОТОВКИ ПРОМЫСЛОВЫХ СТОЧНЫХ ВОД

На ранней стадии заводнения пластов к закачиваемой воде предъявляли жесткие требования, а именно: в ней не должны содержаться нефть и нефтепродукты, содержание взвешенных механических примесей не должно превышать 1—2 мг/л и солей железа 0,1—0,2 мг/л. Кроме того, в закачиваемой воде не должны присутствовать углекислый газ, сероводород, вызывающие коррозию металлического оборудования, и органические примеси (бактерии и водоросли). Для подготовки такой воды требовались громоздкие сооружения, строительство их осуществлялось длительное время,

что, в свою очередь, приводило к резкому снижению эффективности капитальных вложений. Практика эксплуатации таких сооружений показала малую эффективность их в отношении соблюдения норм очистки. Вместе с тем из длительного опыта закачки воды в продуктивные горизонты на многих нефтяных месторождениях установлено, что отдельные пласты менее восприимчивы к загрязнению взвешенными механическими частицами, соединениями железа с нефтью, содержащимися в закачиваемой воде.

Таблица 28

**Допустимое содержание примесей в закачиваемых водах для месторождений Татарии**

Проницаемость пластов, $10^{-12}$ м <sup>2</sup>	Заводнение	Содержание в воде, мг/л		Размер частиц, мкм	
		нефти	механических примесей	нефти	твердых взвесей
0,3—0,5	Внутриконтурное	20	15	1—10	1—10
	Законтурное	10	15	1—10	1—10
0,5 и выше	Внутриконтурное	40	25	1—10	1—10
	Законтурное	15	25	1—10	1—10

По данным В. Г. Перевалова и Е. А. Миронова допустимое содержание в сточной воде нефтепродуктов и механических примесей для различных нефтяных месторождений колеблется в широких пределах — от 2 до 80 и от 10 до 120 мг/л соответственно. Поэтому к нормированию качества воды следует подходить дифференцированно в зависимости от местных условий и коллекторских свойств пласта.

В связи с этим для каждого нефтяного месторождения устанавливаются конкретные нормы содержания примесей в нагнетаемой воде. Например, для нефтяных месторождений Татарии в зависимости от проницаемости заводняемых пластов установлены временные нормы качества сточной воды (табл. 28). Содержание закисного железа в закачиваемой сточной воде не нормируется. Допустимые нормы содержания твердых механических примесей и нефтепродуктов для эксплуатируемых и намечаемых к вводу месторождений Западной Сибири приведены в табл. 29.

Для отдельных месторождений Башкирии допустимое количество твердых примесей в закачиваемой воде колеблется от 30 до 50 мг/л (для Шкаповского и Арланского месторождений составляет 20 мг/л), нефти — 30 мг/л и железа — 2 мг/л и т. д.

За последние годы Гипростокнефтью на основе анализа многолетнего опыта промышленного заводнения продуктивных пластов определены временные нормы допустимого содержания механических примесей и нефти в сточных водах, используемых в сис-

теме ППД, для коллекторов с различной проницаемостью (табл. 30). Этим же институтом разработаны блочные автоматизированные отстойники для подготовки однотипных пластовых и промышленно-дождевых сточных вод пропускной способностью 1600, 4000 и 10 000 м<sup>3</sup>/сут для закрытых систем.

Таблица 29

Допустимое содержание примесей в закачиваемых водах для месторождений Западной Сибири

Месторождение	Пласт	Эффективная нефтенасыщенная мощность, м	Проницаемость, 10 <sup>-15</sup> м <sup>2</sup>	Содержание в воде, мг/л	
				механических примесей	нефтепродуктов
Трехозерное	П	6,3	121	20	30—35
Мегионское	БС <sub>8</sub>	3,3	250	20	30—35
Тетерево-Муртымьинское	П	7,3	139	25	35—40
Правдинское	БС <sub>6</sub>	11	90	25	35—40
Северо-Покурское	БВ <sub>8</sub> , АВ <sub>1+2</sub> , БВ <sub>6</sub>	5,2	191	25	35—40
Мамонтовское	БС <sub>10</sub>	9,9	140	30	40—45
Южно-Балыкское	БС <sub>10</sub>	10,2	155	30	40—45
Западно-Сургутское	БС <sub>1</sub> , БС <sub>2+3</sub> , БС <sub>10</sub>	7,3	248	35	50—55
Советское	БВ <sub>8</sub>	6	400	35	50—55
Аганское	БВ <sub>8</sub>	12,1	200	35	50—55
Солкинская площадь	БС <sub>1</sub> , БС <sub>8</sub>	8,6	323	40	55—60
Усть-Балыкское	БС <sub>1</sub> , БС <sub>2+3</sub>	10,2	413	50	70—75
Самотлорское	БВ <sub>8</sub>	16,4	430	70	100—105
	АВ <sub>2+3</sub>	9,5	280	40	55—60
	АВ <sub>4+5</sub>	13	720	75	110—115

Таблица 30

Временные нормы качества сточных вод для заводнения пластов

Проницаемость коллектора, 10 <sup>-12</sup> м <sup>2</sup>	Коэффициент трещиноватости	Содержание в сточной воде нефти и твердых взвешенных веществ, мг/л
0—0,35	6,5—2,0	10—15
0,35—1,0	2,0—1,6	10—30
0—0,6	35,0—6,5	30—40
0,6—1,0	6,5—3,0	30—50

Очистка сточных вод в этих установках предусмотрена методом отстаивания под давлением в полочных напорных отстойниках. Установки состоят из блока напорного отстойника, блока дозатора, блоков приема и откачки стоков и уловленной нефти, узла замера и регулирования расхода, узла регулирования давления и блока управления. Рабочее давление в напорных аппаратах от 0,15 до 0,6 МПа. В блоке напорного отстойника использован по-

лочный отстойник, представляющий собой горизонтальную емкость, разделенную на рабочую камеру и камеру доочистки. Камеры оборудованы коалесцирующими насадками и имеют шламовый отсек. Принцип работы коалесцирующей насадки заключается в укрупнении глобул нефти на поверхности или в поровом пространстве гидрофобной загрузки.

Пластовая вода из установок подготовки нефти подается на прием отстойника и через полочную насадку рабочей камеры по изолированным каналам направляется в шламовый отсек. В процессе движения по каналу капли нефти всплывают на поверхность, укрупняются и собираются в нефтесборнике, который обеспечивает автоматический отвод нефти в сырьевые резервуары установки подготовки нефти. Шлам выносятся вместе с водой и оседает в шламовом отсеке, а очищенная вода направляется в камеру доочистки, где происходит окончательное улавливание хлопьев.

Для дегазации очищенных сточных вод предусмотрен блок дегазатора, состоящий из металлической емкости (25 м<sup>3</sup>) и погружного откачивающего насоса (подачей 50 м<sup>3</sup>/ч). Предусмотрены также два блока приема и откачки стоков, состоящие из подземных металлических емкостей объемом по 40 м<sup>3</sup> каждый, соединенных с насосами. Расчетное время дегазации пластовых и сточных вод около 10 мин.

В блочной установке автоматизированы отстаивание и дегазация пластовой воды, отвод уловленной нефти из отстойников и подача ее в сырьевые резервуары, а также направление про-

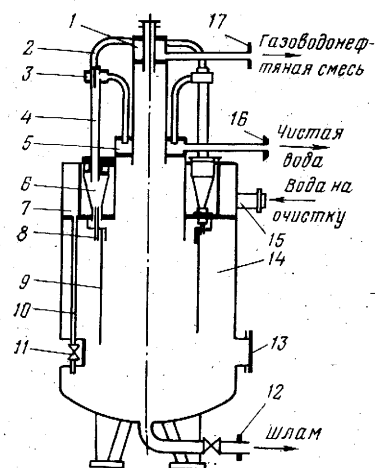


Рис. 45. Мультигидроциклон НУР-3500.

1 — камера для водонефтяной смеси; 2 — сливная трубка; 3 — промежуточная камера; 4 — сливная камера; 5 — камера для очищенной воды; 6 — гидроциклон; 7 — распределительная камера; 8 — трубки; 9 — отстойник; 10 — трубопровод; 11 — задвижка; 12, 15 — штуцеры; 13 — люк-лаз; 14 — шламосборник; 16 — отвод очищенной воды; 17 — ввод промышленных стоков

мышленно-дождевых стоков в отстойники, а очищенной воды в систему заводнения.

ТатНИИнефтемаш совместно с СПКБ Нефтехимпромавтоматика разработали блочные автоматизированные установки очистки нефтепромысловых сточных вод флотационным способом на различную пропускную способность. Принцип действия их основан на механической очистке по закрытой системе (гравитационный отстой в коалесцирующем фильтре-отстойнике из гидрофобизованного керамзита и пакета полок) с последующей доочисткой во флотаторе.

В настоящее время разработан метод очистки сточных вод от механических примесей и нефтепродуктов с использованием центробежных сил. Этот принцип заложен в конструкцию мультигид-

роциклона НУР-3500, пропускной способностью 3000 м<sup>3</sup>/сут, разработанной ВНИИСПТнефтью (рис. 45).

Малогобаритный и высокопроизводительный мультигидроциклон позволяет использовать его на участковых пунктах сбора и подготовки нефти, газа и воды. Его техническая характеристика приведена ниже.

Температура воды, поступающей на очистку, °С	10—70
Содержание нефтепродуктов в воде, поступающей на очистку, мг/л	Не более 3000
То же, в очищенной воде, мг/л	Не более 50
Размер глобул нефтепродуктов в очищенной воде, 10 <sup>-4</sup> см	Не более 10
Содержание механических примесей в воде, поступающей на очистку, мг/л	Не более 150
То же, в очищенной воде, мг/л	Не более 15
Размер частиц механических примесей в очищенной воде, 10 <sup>-4</sup> см	Не более 6
Максимальная пропускная способность, м <sup>3</sup> /сут	3500
Рабочее давление, МПа	0,3—0,6
Высота аппарата, мм	Не более 5500
Диаметр аппарата, мм	1420
Масса аппарата, кг	Не более 2500

Сточная вода через штуцер 15, имеющий тангенциальный ввод и распределительную камеру 7, поступает на гидроциклоны 6 (15 шт.). Под действием центробежных сил происходит грубая очистка воды от крупных механических примесей, которые оседают и периодически сбрасываются по трубопроводу 10 через задвижку 11 в шламосборник 14.

Очищенная от механических примесей вода, вращаясь, поступает в сливную камеру 4, в которой под действием центробежных сил продолжается процесс концентрации нефтепродуктов и газа у оси вращения. Водогазонефтяная смесь через верхнюю сливную трубку 2 отводится в камеру сбора 1, а чистая вода через восемь радиальных отверстий в верхней части сливной камеры поступает в камеру 3 и далее попадает в общую камеру очищенной воды 5. Камеры сбора водогазонефтяной смеси 1 и очищенной воды 5 имеют штуцеры 17 и 16 для отвода жидкости.

Вода с механическими примесями, поступившая из гидроциклона в шламосборник, отстаивается в нем и из пространства между отстойником 9 и стенками шламосборника отсасывается через трубки 8 в центральную область гидроциклонов. В отстойнике 9 оседают механические примеси, поступающие и из других гидроциклонов. Накопившийся в шламосборнике шлам периодически

сбрасывается через штуцер 12 (не реже раза в сутки). Шламосборник снабжен люком-лазом 13.

В настоящее время в отечественной практике очистки сточных вод широко применяются резервуары-отстойники, оснащенные различными устройствами. В целях повышения эффективности их работы ТатНИПИнефтью разработана новая технология очистки пластовых вод, основанная на принципе адсорбции эмульгирован-

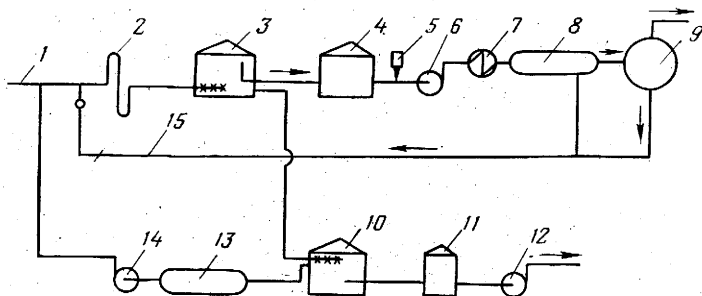


Рис. 46. Технологическая схема очистки сточных пластовых вод жидкостными фильтрами.

1 — промышленный нефтепровод; 2 — трубопровод-каплеобразователь (трубчатый элемент); 3 — отстойник с жидкостным гидрофильным фильтром; 4 — резервуар для сбора нефти после первой ступени обезвоживания; 5 — место ввода деэмульгатора; 6 — насос для перекачки нефти; 7 — теплообменник; 8 — отстойник второй ступени обезвоживания нефти; 9 — отстойник ступени обессоливания нефти; 10 — отстойник с жидкостным гидрофобным фильтром для окончательной очистки сточной воды; 11 — буферный резервуар для очищенной воды; 12 — насос для перекачки очищенной воды на КНС; 13 — емкость для сбора нефти, отработанной в гидрофобном фильтре; 14 — насос для подачи отработанной в гидрофобном фильтре нефти в промышленный нефтепровод 1; 15 — трубопровод для подачи дренажной воды из отстойников 8 и 9 в промышленный трубопровод

ной нефти и гидрофобных твердых частиц в жидкостном фильтре. Схема очистки пластовых и сточных вод по новой технологии ТатНИПИнефти представлена на рис. 46.

Сточные воды из отстойников 8 и 9 смешиваются в трубопроводе 1 с поступающей на товарный парк водонефтяной эмульсией (водный фактор смеси должен превышать 0,4). При недостатке дренажной воды из блоков обезвоживания и обессоливания для получения водонефтяной смеси с водным фактором 0,4 рекомендуется использовать часть воды, отводимой из отстойников с гидрофильным фильтром.

Подготовленная смесь поступает в отстойник 3 под слой дренажной воды, где происходит дополнительная деэмульсация нефти и очистка воды, отделившейся от нефти. В результате подачи водонефтяной смеси под водяной слой образуются капли, которые содержат эмульсионную воду и при всплытии отдают глобулы воды в водную контактную среду. В свою очередь, эмульгированная нефть и гидрофобные частицы, содержащиеся в водной среде, захватываются всплывшими каплями нефти.

Эффективность работы отстойника с гидрофильным фильтром достигается при следующих условиях.

Движение водонефтяной смеси в подводящем трубопроводе 2 (трубчатый элемент) после добавления дренажной воды должно проходить в турбулентном режиме при числе Рейнольдса порядка 10 000.

Время движения водонефтяной смеси в трубчатом элементе 2 не менее 15 мин.

Распределение подачи водонефтяной смеси под водяной слой должно быть равномерным.

Отделившаяся сточная вода должна отбираться из нижней части отстойника 3, а нефть — равномерно с поверхности нефтяного слоя.

В процессе работы отстойника с гидрофильным фильтром рекомендуется периодически контролировать и корректировать положение водонефтяного контакта, высота которого не должна превышать 4,5—5 м.

Окончательная очистка сточной и пластовой вод происходит в отстойнике с гидрофобным фильтром 10, в котором сочетаются два способа очистки — контактирование загрязненной воды с гидрофобной контактной средой и отстаивание в динамических условиях. В качестве контактного (фильтрующего) материала используется нефтяной слой на поверхности воды. Загрязненная вода поступает сверху и в виде отдельных струек и капель проходит через нефтяную среду. При этом частицы нефти, находящиеся в воде, контактируя с нефтяной средой фильтра, сливаются с ней. Подобным образом происходит и переход из сточной воды твердых взвешенных частиц с гидрофобной поверхностью в нефтяную контактную среду. Пройдя нефтяной слой, капли воды попадают в нижнюю водную среду, в которой происходит процесс отстаивания и дополнительная очистка. Очищенная вода подается через гидрозатвор в буферный резервуар 11, откуда насосом 12 перекачивается на кустовую насосную станцию (КНС) для использования в системе заводнения пластов.

Избыток отработанной и уловленной нефти скапливается в емкости 13 и насосом 14 подается в трубопровод 1.

На рис. 47 представлена схема отстойника с гидрофобным фильтром. Очищаемая сточная вода из отстойника по трубопроводу 1 подается в цилиндрическую емкость 2, в которой при помощи отверстий достигается равномерное распределение воды в слое нефти высотой 1 м. Суммарная площадь отверстий подбирается из расчета обеспечения скорости струи очищенной воды не более 1 м/с. Вода, пройдя слой нефти, поступает в дырчатые трубы 3 в нижней части отстойника и через гидрозатвор 4 отводится в буферную емкость и далее перекачивается на КНС. Гидрозатвор состоит из восходящей и нисходящей вертикальных труб, сообщающихся между собой в верхней части, и подвижного патрубка 9, перемещение которого вверх или вниз позволяет устанавливать необходимый уровень водонефтяного контакта в отстойнике. Отработанная нефть из нижней части гидрофобного фильтра поступает в устройство 10 и отводится по трубе 5.

В отстойнике для рыхления осадка предусмотрен водоструйный аппарат 6, который приводится в действие от напорного водопровода 7. Опорожнение и удаление осадка осуществляется через донный выпуск 8. Техническая характеристика резервуара-отстойника с гидрофобным фильтром приведена ниже.

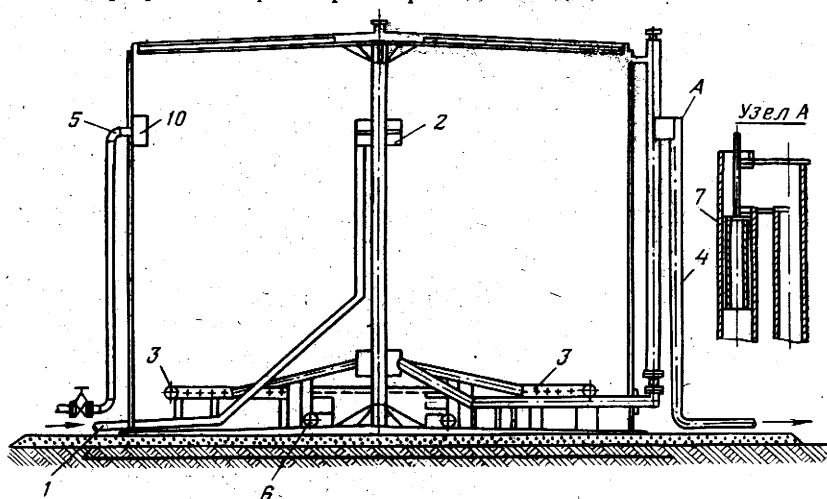


Рис. 47. Схема устройства отстойника с жидкостным гидрофобным фильтром для очистки сточной пластовой воды.

1 — трубопровод для подачи сточной пластовой воды в отстойник; 2 — устройство для равномерного распределения воды в слое нефти гидрофобного фильтра; 3 — дырчатые трубы для сбора очищенной воды; 4 — гидрозатвор; 5 — трубопровод для отвода из фильтра излишней и отработанной нефти; 6 — водоструйный аппарат для рыхления донных осадков; 7 — подвижный патрубок гидрозатвора

Пропускная способность по очистке сточной воды, м <sup>3</sup> /сут . . . . .	До 10 000
Загрязненность очищаемой воды:	
содержание нефтепродуктов, мг/л	Не ограничивается
то же, взвешенных частиц, мг/л	То же
Остаточная загрязненность воды:	
содержание нефтепродуктов, мг/л	10—30
то же, взвешенных частиц, мг/л	20—50
Диаметр взвешенных частиц в очищенной воде, мкм . . . . .	1—10
Толщина нефтяного контактного слоя фильтра, м . . . . .	1
Высота заполнения резервуара, м	10
Температура очищаемой воды, °С	> 15

Предложенная технология очистки сточных и пластовых вод с использованием жидкостных фильтров позволяет снизить в них содержание нефти в 14—80 раз и взвешенных твердых частиц в 3—7 раз. Как показала практика широкого внедрения жидкостных фильтров в различных районах добычи нефти, сточные воды, подготовленные по этой технологии, при их закачке в продуктивные пласты с проницаемостью (0,2—0,7) 10<sup>-12</sup> м<sup>2</sup> практически не снижают приемистость нагнетательных скважин.



Преимущества новой технологии очистки сточных вод с использованием гидрофобных жидкостных фильтров следующие.

Возможность очистки больших объемов промышленных сточных и пластовых вод без применения фильтрующих материалов (песка, полиэтилена, стекловолокна и др.).

Улучшение гидродинамики процесса отстаивания при значительных изменениях содержания эмульгированной нефти и твердых частиц в очищаемой воде.

Работа установки в режиме саморегулирования, без применения автоматики и при минимальном обслуживающем персонале.

Использование установки в существующей технологии подготовки нефти без выделения узла очистки сточной воды в самостоятельный объект обслуживания.

Низкие капитальные вложения и эксплуатационные затраты.

Резкое снижение уровня загрязнения окружающей среды.

По данным ТатНИПИ-нефти экономический эффект от внедрения новой технологии очистки сточных и пластовых вод жидкостными фильтрами только в НГДУ Актюба-нефть в 1975 г. составил 1272 тыс. руб.

ВНИИСПТнефтью и СибНИИНП совместно разработаны и внедряются резервуары-отстойники с распределительным устройством, позволяющим улучшить гидродинамику процесса отстаивания при очистке сточных вод от нефти и твердых механических примесей (рис. 48).

Преимущество резервуаров-отстойников с распределительным устройством — возможность подготовки больших объемов сточных вод при длительном их отстаивании и накоплении осадков в условиях низких температур. Техническая характеристика резервуара-отстойника РВС-5000 с распределительным устройством приведена ниже.

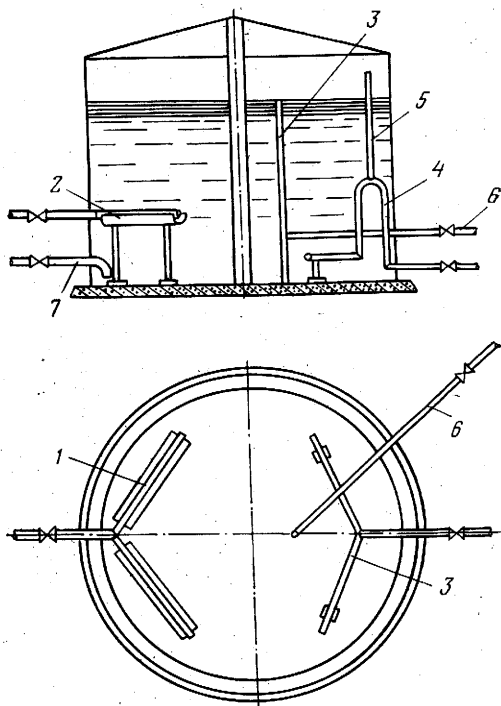


Рис. 48. Резервуар-отстойник с распределительным устройством.

1 — двухлучевое входное устройство; 2 — экранирующий лоток; 3 — входной коллектор; 4 — гидрозатвор; 5 — антисифонное устройство; 6 — стояк для слива нефти; 7 — сифонный кран

Пропускная способность резервуара-отстойника, м <sup>3</sup> /сут . . . . .	10 000
Температура воды, поступающей на очистку, °С . . . . .	15—60
Содержание нефтепродуктов в воде, поступающей на очистку, мг/л . . . . .	Не ограничивается
То же, после очистки, мг/л . . . . .	Не более 50
Содержание твердых механических примесей в воде, поступающей на очистку, мг/л . . . . .	Не более 200
То же, после очистки, мг/л . . . . .	Не более 25
Рабочее давление в резервуаре-отстойнике . . . . .	Атмосферное
Плотность, г/см <sup>3</sup> : . . . . .	
отдельных нефтепродуктов . . . . .	Не более 0,92
воды . . . . .	Не менее 1,1

Резервуар-отстойник должен работать в динамическом режиме круглосуточно без постоянного обслуживающего персонала при температуре окружающей среды от -50 до +50°С и относительной влажности 95%. Резервуар-отстойник оснащен устройством для подачи загрязненной и отвода очищенной воды, датчиком уровня наполнения резервуара, устройством для отвода уловленной нефти и работает следующим образом. Очищенная сточная вода поступает в него через коллектор ввода 1. Струи очищаемой воды, выходящие из отверстия труб, отражаются экранирующим лотком 2 и, изменив скорость и направление, за счет сил инерции потока устремляются вверх. Глобулы нефти, содержащиеся в воде, потоком жидкости выносятся к границе раздела фаз нефть—вода. Очищенная от нефти и частично от механических примесей вода поступает в коллектор 3 и через гидрозатвор 4 выводится из резервуара.

Гидрозатвор и антисифонное устройство 5 исключает возможность слива уловленной нефти с потоком очищенной воды. Слив жидкости из резервуара прекращается, когда ее уровень достигнет верхней части колена гидрозатвора. Уловленная нефть выводится из резервуара-отстойника через стояк 6. Полный слив воды можно осуществить через сифонный кран 7 резервуара-отстойника. Зачистка резервуара-отстойника осуществляется размывом осадка струей воды из брандспойтов через сифонный кран.

Резервуары-отстойники можно использовать в системе подготовки нефти по схеме, приведенной на рис. 49. На рис. 50 приведена технологическая схема подготовки нефти и воды, используемая на нефтяных месторождениях Западной Сибири.

По рекомендации СибНИИНП степень очистки сточных вод для отдельных районов Западной Сибири (Западно-Сургутское и Советское месторождения) можно значительно повысить за счет осуществления следующих мероприятий.

Подачи в сырую нефть дренажных вод из технологических установок перед сепараторами.

Отделения основного объема балластных вод в аппаратах предварительного обезвоживания нефти. Воды при необходимости

можно направлять на очистные сооружения и использовать в системе заводнения пластов.

Подачи дренажных вод на очистные сооружения самотеком, а промливневых вод — низкооборотными центробежными или лопастными насосами. Установлено, что дренажная вода после прохождения через центробежный перекачивающий насос из-за дис-

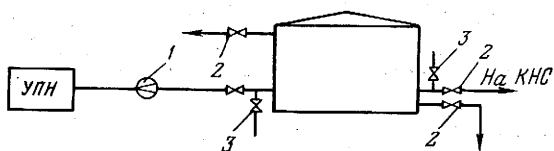


Рис. 49. Принципиальная технологическая схема использования резервуаров-отстойников на установках подготовки нефти.

1 — расходомер; 2 — задвижки; 3 — краны-пробоотборники

пергирования эмульсии увеличивает время отстаивания на 50—60%.

Максимального сближения аппаратов предварительного обезвоживания нефти и очистки.

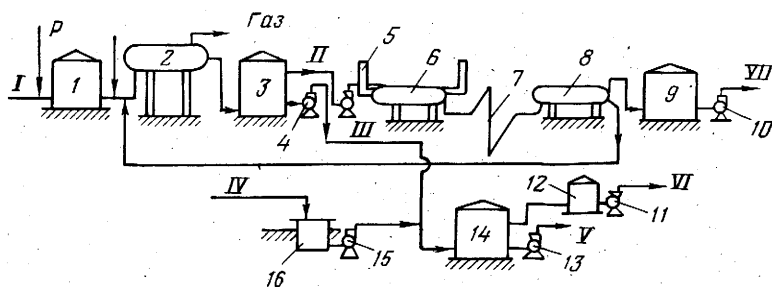


Рис. 50. Принципиальная технологическая схема подготовки нефти и воды на ТХУ-1 товарного парка Западно-Сургутского месторождения.

I — сырая нефть; II — нефть после предварительного обезвоживания; III — дренажная вода на очистные сооружения; IV — промливневые стоки; V — очищенная вода для закачки в нефтяные пласты; VI — ловушечная нефть; VIII — товарная нефть; P — ввод деэмульгатора; 1 — ДНС; 2 — КСУ; 3 — резервуар предварительного обезвоживания нефти; 4 — насос для откачки дренажной воды; 5 — насос для подачи нефти на деэмульсацию; 6 — нагреватель НН-6300; 7 — устройство для разрушения эмульсии; 8 — горизонтальный отстойник ОГ-200; 9 — резервуар товарной нефти; 10 — насос для откачки товарной нефти; 11 — насос для откачки ловушечной нефти; 12 — резервуар для ловушечной нефти; 13 — насос для откачки очищенной воды; 14 — резервуары-отстойники очистных сооружений; 15 — насос для откачки промливневых стоков; 16 — заглубленная емкость для промливневых стоков

Применения для очистки сточных вод резервуаров с лучевыми распределительными устройствами конструкции ВНИИСПТнефть — СибНИИНП. Преимущество лучевых распределительных устройств — ввод и вывод воды на максимальное расстояние в резервуаре. Достигается это разновысотным и диаметрально проти-

воположным расположением перфорированных труб (лучей) ввода и вывода воды. При использовании резервуаров этой конструкции эффект очистки достигает 75%.

Раздельной очистки пластовых и промливневых стоков. Как показали исследования, при совместной очистке вод двух типов, из-за большой загрязненности промливневых вод нефтью (6,5—14%) остаточное содержание ее в воде достигает 670 мг/л. В процессе очистки только дренажной воды содержание нефти не превышает 260 мг/л.

Использования динамического режима отстаивания сточных вод.

Таблица 31

Технико-экономические показатели методов очистки сточных вод установок подготовки нефти

Показатели	Резервуары-отстойники	Напорные отстойники	Напорные отстойники, фильтры	Ловушки нефти, пруды-отстойники, резервуары-отстойники, реагентное хозяйство	Флотаторы, пруды-отстойники, реагентное хозяйство
Расход сточных вод, м <sup>3</sup> /сут	15 000	3200	3200	3000	90 000
Численность обслуживающего персонала	24	15	20	18	105
Капитальные вложения, тыс. руб.	1015	437	811	778	5 800
Эксплуатационные затраты, тыс. руб/год	119	99	143	155	1 561
Удельные капиталовложения, руб/м <sup>3</sup> воды	0,19	0,34	0,68	0,75	0,2
Расход электроэнергии, (квт·ч)/м <sup>3</sup>	0,35	0,61	0,66	0,4	1,1
Себестоимость очистки и подачи 1 м <sup>3</sup> воды в систему заводнения, коп.	4	8	12	15	4,8

На основе анализа, проведенного Гипровостокнефтью, приведены технико-экономические показатели (проектные данные) различных схем очистки сточных вод установок подготовки нефти (табл. 31). Из этих данных видно, что значительно возрастают капиталовложения и эксплуатационные затраты при доочистке воды фильтрованием и особенно реагентами. Так, например, стоимость механической очистки 1 м<sup>3</sup> сточной воды на месторождениях Башкирии оценивается в 5—7 коп.; а физико-химическим способом — 10—15 коп. В Татарии стоимость очистки 1 м<sup>3</sup> сточной воды составляет от 2 до 14 коп.

Удельные капитальные вложения и себестоимость очистки сточных вод в значительной степени зависят от пропускной способности очистных сооружений, степени очистки воды, качества пос-

тупающей на очистку сточных вод и некоторых других факторов.

Основные пути повышения экономической эффективности систем очистки сточных вод в нефтяной промышленности следующие.

Улучшение качества сбрасываемых промышленных стоков в результате совместной подготовки нефти и воды.

Совершенствование конструкций водоочистных сооружений и технологии подготовки нефти и воды.

Внедрение индустриальных методов строительства и автоматизации всего цикла очистки и закачки сточных вод.

В целях унификации технологических процессов сбора и подготовки нефти, газа и воды с различными физико-химическими свойствами и для различных нефтяных районов Гипровостокнефтью, ВНИИСПТнефтью и ВНИИКАнефтегазом совместно разработаны технологические комплексы сбора и подготовки нефти, газа и воды. В зависимости от конкретных условий можно применять технологические схемы процессов очистки сточных вод различных вариантов. При использовании сточных вод в системе заводнения пластов рекомендуется пять вариантов технологических схем (рис. 51).

Варианты 1 и 2 основаны на отстойном принципе для месторождений с трещиновато-пористыми коллекторами. Очистка до остаточного содержания нефтепродуктов и механических примесей соответственно не более 30—50 и 30—50 мг/л.

Вариант 3 предусматривает дополнительную очистку сточных вод в отстойниках с коалесцирующим фильтром на месторождениях с пористо-трещиноватыми коллекторами. Очистка до остаточного содержания нефтепродуктов и механических примесей соответственно не более 20—30 и 20—30 мг/л.

Вариант 4 связан с дополнительной очисткой сточных вод в мультигидроциклонах, а затем в отстойниках с коалесцирующим фильтром, на месторождениях с пористо-трещиноватыми коллекторами низкой проницаемости. Очистка до остаточного содержания нефти и механических примесей не более 10—15 мг/л.

Вариант 5 применяют для глубокой флотационной очистки сточных вод с использованием газа, растворенного в пластовых водах, или дополнительной подачи нефтяного газа из одной степени сепарации процесса предварительного разделения продукции скважин.

По вариантам 1 и 2 пропускная способность аппаратов рассчитывается на обводненность сырой нефти до 10—12% и по вариантам 3, 4 и 5 — на максимальный объем добычи пластовой воды.

На рис. 52 приведена унифицированная технологическая схема установки подготовки сточных вод, рекомендуемая ВНИИСПТнефтью. Технологическая схема предусматривает подачу пластовой воды, сбрасываемой с установки подготовки нефти на очистку (резервуары-отстойники, коалесцирующие фильтры, мультигидроциклоны или флотаторы в зависимости от принятого варианта),

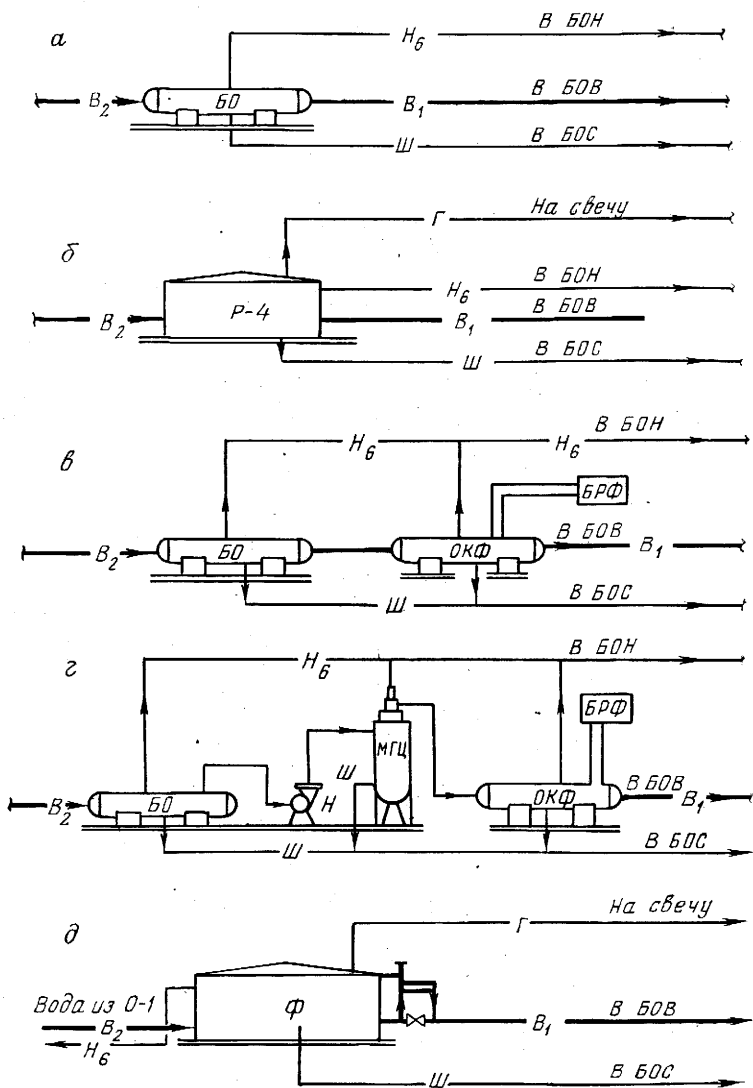


Рис. 51. Установки подготовки воды (очистки).

Вариант: а — 1; б — 2; в — 3; г — 4; д — 5; БО — блок напорных отстойников; ОКФ — блок отстойников с коалесцирующим фильтром; Р-4 — резервуар-отстойник с гидрофобным фильтром; МГЦ — мультигидроциклон; БРФ — блок регенерации фильтра; В — вода после установки предварительного сброса; Н — насос для подачи загрязненных стоков на мультигидроциклон;  $H_6$  — некондиционная нефть; Г — газ на свечу;  $V_1$  — очищенная вода после установки подготовки воды; Ш — шламопровод; Ф — флотатор любой конструкции; блок очистки: БОВ — воды; БОН — нефти; БОС — стоков

или в блок дегазации и насосной откачки (БДН) для закачки через кустовые насосные станции (КНС) в нефтяные пласты.

Выбор очистных сооружений по принятым вариантам зависит от объемов стоков и требований, предъявляемых к качеству подготовки (см. табл. 25). При очистке сточных вод уловленная и на-

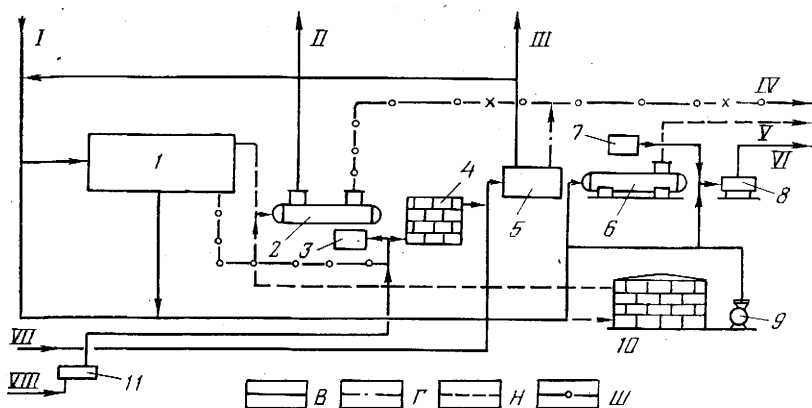


Рис. 52. Унифицированная технологическая схема установки подготовки нефтепромысловых сточных вод.

*I* — поступление промышленных сточных вод; *II* — подача газа на УПН; *III* — подача воды на УПН; *IV* — подача газа на факел; *V* — подача воды на флотацию (вариант технологии); *VI* — подача подготовленной воды на КНС; *VII* — поступление промышленно-дождевых стоков; *VIII* — поступление бытовых стоков; *1* — аппараты и сооружения очистки воды в процессе предварительного обезвоживания нефти; *2* — блок сбора и откачки уловленной нефти; *3* — блок подачи реагентов; *4* — ило-накопитель; *5* — узел сбора и подготовки производственно-дождевых стоков; *6* — блок дегазации и откачки воды; *7* — блок подачи ингибиторов коррозии; *8* — узел замера расхода воды; *9* — насос; *10* — резервный резервуар; *11* — септик для бытовых стоков; *B, H, Г, Ш* — трубопроводы соответственно для воды, нефти, газа, шлама

копленная нефть автоматически откачивается под избыточным давлением в блок откачки нефти (БОН) и оттуда вновь поступает на установку подготовки нефти (УПН). Выделившийся газ направляется на свечу для сжигания, а осажденный шлам с частью воды дренируется в шламонакопитель.

### ГИДРОЦИКЛОННЫЙ СПОСОБ ОЧИСТКИ НЕФТЕПРОМЫСЛОВЫХ СТОЧНЫХ ВОД

Гидроциклоны используются не только как средство отмывки песка от нефти при промывке песчаных пробок в морских скважинах. Внедряются они и во многих нефтедобывающих районах в качестве аппаратов предварительного сброса воды и сооружений в технологических схемах очистки сточных вод для утилизации их в системе заводнения пластов.

Теоретическими и экспериментальными исследованиями в области использования гидроциклонных аппаратов для очистки нефтепромысловых сточных вод заняты ВНИИнефть, б. Гипроморнефть, Азербайджанский институт нефти и химии им. М. Азизбе-

кова, Казанский инженерно-строительный институт, ВНИИнефте-маш, Грозненский нефтяной институт и др.

При изучении разделения двухфазной жидкости (типа вода — нефть) в гидроциклоне Азербайджанским институтом нефти и химии им. М. Азизбекова установлено, что эффективность этого процесса в значительной степени зависит от скорости жидкости на входе в гидроциклон, оптимальное значение которой составляет 3—5 м/с.

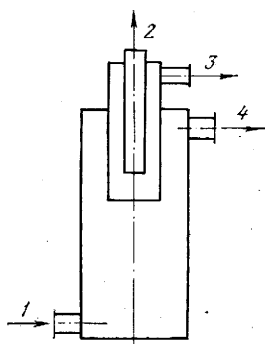


Рис. 53. Схема цилиндрического гидроциклона

В качестве приемлемой конструкции для очистки промышленных сточных вод рекомендуется использовать трехпродуктивный цилиндрический гидроциклон диаметром 80 мм, схема которого представлена на рис. 53. Вода с нефтью поступает в аппарат через тангенциальный питающий патрубок 1 (диаметр  $d_n=1,65$  см и площадь входного отверстия  $F_n=2,14$  см<sup>2</sup>). Разгружается гидроциклон через три патрубка (2, 3 и 4), из которых два (3 и 4) расположены коаксиально. Легкая фаза разгружается через внутренний патрубок 2, смесь фаз и тяжелая фаза соответственно через тангенциальные патрубки 3 и 4.

В настоящее время для очистки больших объемов сточных вод на нефтедобывающих предприятиях Татарии внедрено батарейное группирование гидроциклонов. Так, например, на Тихоновском товарном парке в Татарии блочная опытно-промышленная батарейная гидроциклонная установка очистки сточных вод состоит из первой ступени очистки (батарея из 12-ти конических двухпродуктовых гидроциклонов диаметром 75 мм), второй ступени (батарея из 12-ти конических трехпродуктовых гидроциклонов диаметром 40 мм), приемного резервуара-отстойника, узла насосов и напорных емкостей.

Совместные исследования Казанского инженерно-строительного института в содружестве с нефтедобывающими предприятиями Татарии по очистке пластовых вод Тихоновского товарного парка и узла комплексной подготовки нефти позволили сделать следующие важные выводы.

Установлена возможность очистки пластовых вод и обезвоживания сильно обводненной нефти на напорных конических гидроциклонах диаметром 40 и 75 мм с углом конусности 5—10°. При этом пропускная способность гидроциклонов с оптимальными давлениями на входе (2—2,5)  $10^5$  Па и диаметром 40 и 75 мм составляет соответственно 0,5 и 2,1 л/с. Эффект очистки в среднем достигает по механическим примесям 60%, по нефти 90% и разделению при обезвоживании нефти 95% и более.

Количество механических примесей и взвешенных веществ в очищаемой воде после гидроциклонной очистки значительно снижается и колеблется от 12 до 26 мг/л, причем около 93% этих при-



месей состоит из частиц размером до 10 мкм. Как показала длительная практика закачки очищенных пластовых вод на Ромашкинском месторождении с содержанием 80% частиц размером до 10 мкм не влияет на снижение приемистости нагнетательных скважин.

Скорость всплывания нефти и глубина очистки вод в отстойнике после предварительной гидроциклонной очистки значительно возрастают. В связи с этим увеличивается эффект очистки и пропускная способность отстойника.

При раздельной очистке сточных вод УКПН, товарных и сырьевых резервуаров и прочих вод достигается значительно больший эффект, чем при очистке смеси.

Увеличение давления на входе в гидроциклон до (4—5)  $10^5$  Па способствует повышению эффективности отстаивания.

Гидроциклоны могут успешно применяться для очистки высокостойких ловушечных эмульсий вместе с последующим отстаиванием.

Наибольший эффект извлечения нефти и механических примесей из сточной воды получается в самостоятельных гидроциклонах или путем совмещения их с отстойниками различных типов (с жидкостным гидрофобным фильтром, полочным отстойником и др.).

Гидроциклоны, выполняя роль аппаратов предварительной очистки, создают лучшие условия для разрушения эмульсий.

#### **УСТАНОВКИ ДЛЯ ОЧИСТКИ СТОЧНЫХ ВОД НЕФТЕПРОМЫСЛОВЫХ ПОСЕЛКОВ В СЕВЕРНЫХ РАЙОНАХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ**

Быстрый рост добычи нефти в Западной Сибири связан с созданием новых городов и малонаселенных газонефтепромысловых поселков в отдаленных районах, где отсутствуют очистные сооружения, необходимые для защиты водных источников от загрязнений. Вместе с тем возрастают и объемы водопотребления населения, а следовательно, и количество сточных вод, сбрасываемых в водоемы. Обычно в малонаселенных поселках отсутствуют централизованные системы канализации и стоки вывозятся.

Исходя из гигиенических и экономических соображений рекомендуется стоки малонаселенных мест (а также отдельных зданий и предприятий) подвергать биологической очистке с использованием малогабаритных установок. На основании многочисленных исследований в этой области установлено, что вывоз стоков обходится в десять раз дороже, чем строительство и эксплуатация малогабаритных очистных сооружений. К преимуществам этих установок, помимо комплектности и транспортабельности, относится и то, что они занимают сравнительно небольшие территории. Так, например, по данным СибНИПИГазстроя санитарно-защитные зоны малогабаритных очистных установок не превышают 50 м и они не оказывают отрицательного воздействия на окружающую среду.

Разработаны и внедрены малогабаритные блочные установки для очистки сточных вод разнообразных типов и конструкций. Наибольшее распространение получили установки биохимической очистки сточных вод на базе активного ила, работающие в режиме продленной аэрации или полного окисления. СибНИПИгазстроем разработаны и рекомендуются комплектно-блочные очистные установки типа КУ-25 пропускной способностью 25, 50, 100, 200 и 400 м<sup>3</sup>/сут. В зависимости от пропускной способности предусмотрено изготовление установок на заводе или сборка их (монтаж) на месте из элементов, поставляемых заводом. Комплекуются установки воздуходувной, запорной арматурой, воздухопроводами и электросиловым шкафом.

Принцип работы очистных установок типа КУ заключается в следующем. Вначале сточная жидкость (до установки) пропускается через решетку-дробилку и поступает в два распределительных лотка, куда подается сжатый воздух, при помощи которого предотвращается осаждение взвеси. Далее вода из распределительных лотков через водослив переливается в аэротенк-отстойник и насыщается воздухом, идущим от газодувок. Образовавшаяся смесь (сточная вода и активный ил) поступает в отстойную зону, где при прохождении через слой активного ила происходит разделение ила и очищенной сточной воды. Активный ил собирается в специальных бункерах отстойной зоны и эрлифтом перекачивается в аэрационную зону, а очищенная вода отводится по сборным лоткам. Время аэрации для самоокисления ила от 20 до 52 ч, при этом прирост активного ила минимальный и не превышает 0,25 г/л.

По данным СибНИПИгазстроем сточная вода, очищенная на установках КУ, должна удовлетворять следующим требованиям.

Концентрация водородных ионов (рН) не менее 6,5 и не более 8,5.

Температура не ниже 10 и не выше 30°С.

Общая концентрация растворенных солей не более 10 г/л.

Содержание вредных веществ не должно превышать ПДК согласно СНиП.

Концентрация биогенных веществ (азота, аммониевых солей) не менее 25 г/л.

Концентрация загрязнений по БПК<sub>20</sub> не более 500 мг/л. При более высокой концентрации необходимо предусматривать ступенчатую схему очистки с предварительным удалением жиров из жирослоев и последующей аэрацией сточной жидкости с активным илом в течение 20—30 мин.

В настоящее время СибНИПИгазстроем применительно к условиям северных районов разработаны и внедряются типовые проекты биологической очистки поселковых сточных вод на базе использования блочно-комплектных установок типа КУ с расчетной температурой наружного воздуха —40°С, наземном их размещении и с противокоррозионным покрытием.

В технологической схеме очистки предусмотрено утепление аэротенков и воздухопроводов. Осадки рекомендуется обезвоживать центрифугированием и для нормальной работы аэротенков устанавливать резервные воздуходувки.

### СБОР НЕФТИ С ПОВЕРХНОСТИ РЕК ПРИ АВАРИЙНЫХ РАЗЛИВАХ

Одна из главных причин, вызывающих загрязнение водоемов, — порывы внутрипромысловых и магистральных нефтепроводов (особенно большого диаметра), в результате чего разлитая нефть, попадая в многочисленные реки и их протоки, вызывает сильные загрязнения и наносит огромный ущерб окружающей среде. Это положение усугубляется ростом добычи нефти и быстрым развитием трубопроводного транспорта.

В отличие от морских нефтяных месторождений, при разработке и эксплуатации которых используются технические средства, предотвращающие загрязнение водной поверхности, для судоходных рек пока еще нет эффективных средств сбора разлитой нефти в аварийных случаях.

ВНИИСПТ нефтью разработан и испытан опытный образец нефтесборщика, предназначенного для сбора нефти с поверхности

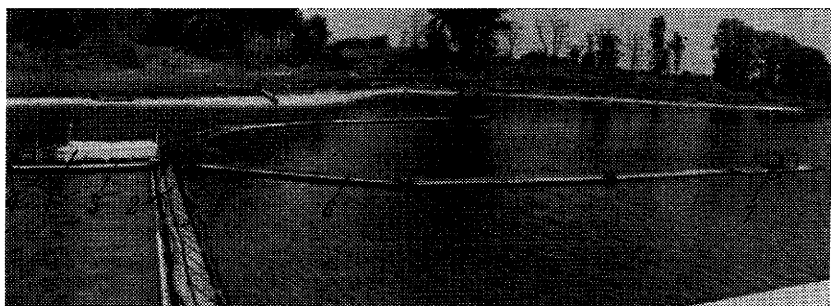


Рис. 54. Нефтесборник в рабочем положении.

1 — заборное устройство; 2 — переходная секция; 3 — секция соединительная; 4 — мусорозаборник; 5 — мостик; 6 — секция ограждения; 7 — секция якорная

воды при аварийных разливах, на подводных переходах через судоходные реки магистральных нефтепроводов.

Принцип работы нефтесборника основан на эффекте вихревой воронки и способе сбора плавучей жидкости с поверхности воды. В комплект нефтесборника входит заборное устройство, вспомогательное оборудование, сборщик, пункт управления и передвижная дизель-электрическая станция мощностью 50 кВт (устанавливается на берегу или на плавучих основаниях). Вспомогательное оборудование включает мостик, переходные и две дополнительные секции, мусорозаборник, боновые ограждения, состоящие из секций ограждения и якорных секций (рис. 54). Управление

работой нефтесборника дистанционное с пульта управления. Техническая характеристика нефтесборника приведена ниже.

Тип нефтесборника . . . . .	Несамоходный
Производительность (по смеси), м <sup>3</sup> /ч	30
Мощность эксплуатационная, кВт	45
Система сбора . . . . .	Вихревая воронка
Насосы для нефти и воды . . . . .	Типа ЗФ-12
Привод насоса . . . . .	Электродвигатели взрывоне- проницаемые ти- па ВАО-71-2
Привод задвижек с дистанционным управлением . . . . .	Электропривод ЭПВ-10Г
Боновое ограждение . . . . .	Жесткие метал- лические кон- струкции общей длиной 80 м
Численность обслуживающего персо- нала . . . . .	2
Габаритные размеры заборного уст- ройства, м . . . . .	6,5×2,74×2,46
Масса заборного устройства, кг . . . .	3500

Основной элемент нефтесборщика — заборное устройство, при помощи которого осуществляется забор и откачка нефти с поверхности воды (рис. 55).

Заборное устройство состоит из верхнего 1 (насосного) и нижнего 7 отделений, сделанных в виде отстойной емкости для смеси нефти с водой. По обеим сторонам отделения, защищенного сверху крышей 4, расположены заборные вихревые воронки 6 (по три) с защитными решетками 3. Для обслуживания оборудования заборного устройства предусмотрена палуба 2. В насосном отделении установлено два насоса, один из которых 12 предназначен для откачки нефти или воды из нижнего отделения через всасывающие линии с фильтрами 14 и 15. Обе линии оборудованы электроприводными задвижками 17, работающими попеременно в зависимости от откачки нефти или воды. Переключение задвижек с воды на нефть и обратно осуществляется по сигналу датчиков 13.

Второй насос 9 используется для подачи на эжектор воды из-за борта или из нижнего отделения. Нижнее отделение заборного устройства состоит из трех отсеков — центрального и двух боковых, сообщающихся между собой. В трубе 11 для отсасывания воды из воронок по соединительным отводам смонтирован эжектор 10. Смесь нефти с водой поступает в нижнее отделение заборного устройства через центральные трубки воронок.

Сбор нефти с поверхности воды при помощи нефтесборщика состоит из двух операций — задержания нефти и сбора ее. Разлитая на поверхность воды нефть задерживается боновыми ограждениями, удерживаемыми на плаву двумя якорями. Для спуска и подъема боновых ограждений используется лебедка, смонтированная на якорных секциях.

При скорости реки до 1,5 м/с боновые ограждения, установленные под углом 30°, хорошо задерживают нефть и обеспечивают отвод ее к заборному устройству. В процессе сбора нефтяная пленка по течению подплывает к вихревым воронкам и втягивается через них в нижнее заборное устройство, где нефть всплыва-

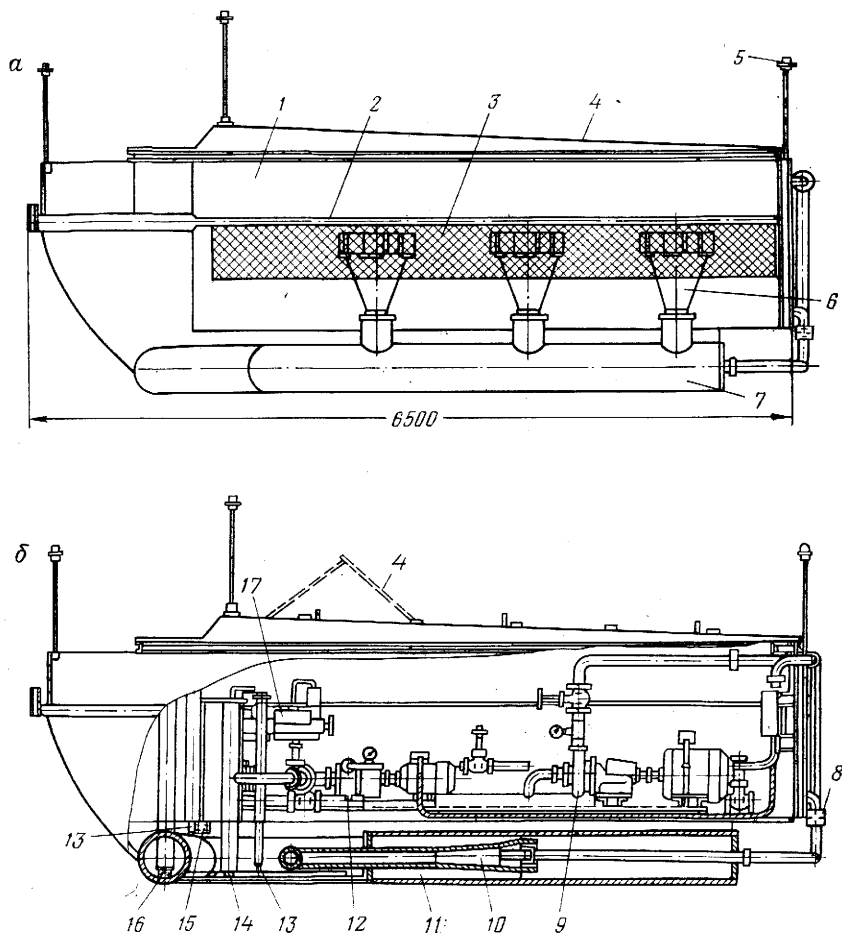


Рис. 55. Заборное устройство.

*а* — общий вид; *б* — разрез; 1 — насосное отделение; 2 — палуба; 3 — ограждающая решетка; 4 — крыша; 5 — сигнальные огни; 6 — вихревая воронка; 7 — нижнее отделение; 8, 14 — 16 — фильтры; 9, 12 — насосы; 10 — эжектор; 11 — труба центральная; 13 — датчик; 17 — электропривод

ет к всасывающему патрубку нефтяного насоса, который по мере накопления нефти откачивает ее или воду. Собранная нефть из заборного устройства откачивается в баржу, плавучие емкости или береговые резервуары. Мусор, задерживаемый при эксплуатации нефтесборщика, убирается мусорозаборником.

Проведенные испытания показали, что производительность нефтесборщика при толщине нефтяной пленки на поверхности воды 3,5 мм составляет 30 м<sup>3</sup>/ч. С увеличением толщины пленки нефти производительность возрастает.

Промышленное внедрение нефтесборщика в районах добычи нефти позволит в значительной степени избежать пагубных последствий загрязнения рек и их притоков нефтью при порывах нефтепроводов и аварийных разливах.

Таблица 32

Характеристика микробаллонов и степень очистки водной поверхности

Марка смолы для микробаллонов	Характеристика микробаллонов			Содержание асфальтенов в нефти, %	Толщина пленки нефти, мм	Удельный расход микробаллонов, г/г	Степень очистки воды, %
	плотность, г/см <sup>3</sup>	размеры, мкм	краевой угол смачивания, °				
Бакелит «В»	0,15—0,25	10—400	144	8,6—12,3	1,5	0,77	92
	0,15—0,25	10—400	144	8,6—12,3	1,0	0,052	97
	0,15—0,25	10—400	144	8,6—12,3	0,5	0,040	97
	0,15—0,25	10—400	144	2,6—4,8	1,5	0,102	90
	0,15—0,25	10—400	144	2,6—4,8	1,0	0,084	93
	0,15—0,25	10—400	144	2,6—4,8	0,5	0,068	94
ФРВ-1А	0,12—0,2	10—400	113	8,6—12,3	1,5	0,128	86
	0,12—0,2	10—400	113	8,6—12,3	1,0	0,095	90
	0,12—0,2	10—400	113	8,6—12,3	0,5	0,056	91
	0,12—0,2	10—400	113	2,6—4,8	1,5	0,132	84
	0,12—0,2	10—400	113	2,6—4,8	0,5	0,076	87

БашНИПИнефтью для удаления разлитой нефти с поверхности водоемов разработан способ, предусматривающий обработку поверхности пленочной нефти легким гранулированным материалом (природного или искусственного происхождения), обладающим высокой сорбционной активностью. В качестве такого материала для сбора разлитой нефти на водной поверхности рекомендуется использовать пластмассовые микробаллоны (так называемый «пламилон»), получаемые путем распыления в сушильных камерах смеси, состоящей из синтетической терморективной смолы, газообразователя и отвердителя.

Полые частицы пламилона заполнены азотом и выдерживают гидростатическое давление до 30 МПа, термостойки и инертны к агрессивным средам. Характеристики микробаллонов, удельный расход и степень очистки водной поверхности приведены в табл. 32. Удельный расход микробаллонов зависит от марки смолы, из которой они изготовлены, толщины пленки нефти и ее химического состава. Так, по данным экспериментальных исследований БашНИПИнефти расход пламилона для удаления 1 т разлитой нефти составляет от 30 до 100 кг. Для распыления микробаллонов рекомендуется использовать суда, вертолеты и самолеты, а сбор гелеобразной массы с поверхности воды осуществлять доступны-

ми механическими средствами в специальные суда или танкеры.

Пламилон можно также использовать для изготовления бонового заграждения в виде гибко соединенных трубчатых элементов, заполненных им. Он легко поддается регенерации и может быть неоднократно применен для сбора нефти.

## О ВНУТРИСКВАЖИННОМ ПЕРЕТОКЕ ПЛАСТОВЫХ ВОД

Высокие темпы добычи нефти в СССР обеспечиваются внедрением рациональных систем разработки нефтяных месторождений с поддержанием пластового давления закачкой воды в продуктивные горизонты. Строительство всех объектов для заводнения пластов (насосных станций, очистных сооружений, водозаборов, водоводов и т. д.) требует большого времени и средств. В процессе эксплуатации этих объектов нередко допускаются нарушения, в результате которых происходит загрязнение окружающей среды высокоминерализованными сточными и пластовыми водами.

Для решения проблемы охраны природы при технологических процессах закачки воды в пласты одно из эффективных мероприятий — использование подземных вод в качестве источника водоснабжения объектов поддержания пластового давления. С этой точки зрения большой практический интерес представляют водоносные пласты апт-альб-сеноманских отложений. Наиболее широко эти подземные воды применяются на нефтяных месторождениях Западной Сибири, где ресурсы воды апт-альб-сеноманских отложений в течение длительного периода времени обеспечивают потребность в воде большинства разрабатываемых нефтегазовых месторождений Среднего Приобья.

Использовать подземные воды можно путем естественного или принудительного перетока воды из пласта в пласт, а также отбора и подачи воды в наземные или подземные сооружения с последующей закачкой их насосами в нагнетательные скважины. Практика работ в этой области показывает, что во всех случаях внутрискважинного перетока достигается сокращение капитальных вложений в закачку воды.

При естественном перетоке наряду с экономией электроэнергии значительно уменьшаются объем работ и затраты на восстановление приемистости нагнетательных скважин.

В свою очередь, принудительный переток обеспечивает стабильную приемистость нагнетательных скважин, так как при этом исключается обогащение воды кислородом, уменьшаются ее коррозийное воздействие и засорение призабойной зоны.

Использование подземных вод, как правило, не требует специальной подготовки их перед закачкой в пласты и это позволяет намного упростить и удешевить систему водоснабжения. При этом важно отметить, что в данном случае существенно уменьшается вероятность загрязнения окружающей среды, так как резко со-

кращаются число водозаборных и очистных сооружений и протяженность разводящих напорных водоводов и их порывы.

Водозаборные скважины бурятся в непосредственной близости от подземных кустовых насосных станций (КНС). О снижении удельных капитальных вложений при использовании подземных вод и себестоимости 1 м<sup>3</sup> воды, добываемой из скважин, можно судить по данным Гипровостокнефти. Так, расчеты, проведенные для условий месторождений Куйбышевской области, показывают, что затраты на заводнение нефтяных пластов при использовании подземных вод снижаются на 25—30% по сравнению с поверхностными, а потребность в металле — на 35—40%. Подсчитано также, что при закачке в пласт 40 тыс. м<sup>3</sup>/сут поверхностной воды использование метода принудительного перетока пластовых вод снижает стоимость строительства на 1,5 млн. руб., при годовой экономии около 0,6 млн. руб. эксплуатационных затрат.

Существенное значение имеет и то обстоятельство, что при использовании подземных вод эффективно решается задача повышения текущей и конечной нефтеотдачи, так как подземные термальные воды обладают лучшими нефтевымывающими свойствами, чем поверхностные.

Организация системы поддержания пластового давления с использованием подземных вод позволяет в короткие сроки и с высокой эффективностью решить и одну из основных задач — сохранить в чистоте окружающую природу в районах добычи нефти.

В результате широкого гидрогеологического изучения водоносного апт-сеноманского комплекса установлено, что избыточное давление на устье водозаборных скважин Усть-Балыкского участка колеблется от 0,32 до 0,65 МПа. На Западно-Сургутском месторождении это давление не превышает 0,1 МПа.

Проведенные испытания подтвердили наличие напорных вод в отложениях апта, альба и сеномана. Практически одинаковые отметки пьезометрических уровней вод от 71—86 м (отложения сеномана) до 84 м (толща пород апт-альба) позволили сделать вывод о гидродинамической связи всех водоносных горизонтов комплекса. Дальнейшие исследования показали, что максимальный дебит водозаборных скважин, вскрывших отложения сеномана, колеблется от 1665 до 3424 м<sup>3</sup>/сут и апт-альба — от 972 до 3341 м<sup>3</sup>/сут.

Температура подземных вод увеличивается с глубиной и составляет 33—45°С. Температура воды, выходящей из скважины, в зависимости от глубины залегания эксплуатационных горизонтов не превышает 27—36°С.

В большинстве водозаборных скважин гидродинамические исследования проводились методом снятия кривых восстановления давления и гидропрослушивания. По результатам исследования скважин строились индикаторные диаграммы. Ежедневными режимными наблюдениями (замер устьев давлений и расхода воды) установлено отсутствие строгой зависимости между буферным давлением на устье водозаборных скважин и их дебитом.



В пределах основных нефтяных месторождений Западной Сибири апт-сеноманский водоносный комплекс представляет собой слонстую толщу от 680 до 860 м.

Суммарная эффективная толщина алевролитопесчаных отложений изменяется в пределах от 200 до 500 м. Глубина залегания кровли колеблется от 890 до 1090 м. В пределах этого горизонта толщина глинистых прослоев составляет 3—7 м и более, мощные пакки этих пород (30—40 м) разделяют апт-альб-сеноманские отложения.

Отложения сеноманского яруса представлены слабосцементированными песками, песчаниками и рыхлым песком с прослоями алевролитов и глин. Общая толщина осадков колеблется от 242 до 264 м, а эффективная — от 114,5 до 198,5 м.

Проницаемость песков и песчаников составляет (0,3—5,2)  $10^{-12}$  м<sup>2</sup>, в связи с чем водоносные горизонты апт-сеноманских отложений обладают высокими коллекторскими свойствами. Эффективная пористость песчаных пород колеблется от 20,9 до 29,6%. Ресурсы вод апт-сеноманских отложений, по данным расчета, обеспечивают потребность в воде для заводнения продуктивных пластов месторождений Западной Сибири в течение всего периода их разработки (за исключением Самотлорского).

Эффективность процесса заводнения нефтяных пластов в значительной степени зависит от вымывающих и вытесняющих свойств используемых вод. В предыдущих главах было рассмотрено влияние состава закачиваемых в пласт вод на процесс фильтрации и отмечалось увеличение проницаемости при использовании сточных и пластовых вод. Исследования в этой области подтвердили, что коэффициент вытеснения нефти сеноманской водой на 5—8% выше, чем при вытеснении речной. При смешивании поверхностных и сеноманских вод выпадение осадка незначительное и их влияние практически не имеет значения.

Следует отметить, что один из факторов, влияющих на эффективность процесса заводнения пластов, — биологическая деятельность сульфатовосстанавливающих бактерий, деятельность которых может привести к снижению фильтрационной способности продуктивных пластов.

Как показали лабораторные исследования водоносного комплекса Усть-Балыкского и Западно-Сургутского участков, в сеноманской толще заключены хлоридные натриевые воды с минерализацией 15—17 г/л, причем основными солевыми компонентами являются хлор и натрий, составляющие 261—291,8 и 234,4—265 мг-экв. Количество кальция не превышает 20,8 мг-экв, железо практически отсутствует, не обнаружены сульфаты.

Исследования коррозионных характеристик речных и сеноманских вод показали, что наибольшую коррозию внутренней поверхности трубопроводов и оборудования скважин вызывает закачка речных вод, содержащих растворенный кислород и углекислый газ. В качестве примера можно привести воду р. Конда, в воде которой содержится до 8 мг/л растворенного кислорода и 18—29

мг/л углекислого газа. В результате действия этих компонентов резко увеличивается содержание гидроокиси железа в закачиваемой воде (с 3 до 11 мг/л), усиливается коррозия металла и, как следствие, порывы трубопроводов.

Разрушение водоводов вызывает частые загрязнения окружающей среды и главным образом почвы. Наряду с этим, за счет интенсивной коррозии в закачиваемой воде увеличивается содержание вредных примесей, что приводит к снижению приемистости нагнетательных скважин.

Как показала практика закачки подземных вод, уменьшению коррозионной активности способствует применение закрытой системы сбора и закачки этих вод, при которой исключается контакт с воздухом.

Разрушение водоводов (низконапорных) может происходить лишь в том случае, если по трубам перекачивается многофазный поток — вода, газ и песок.

Одно из существенных преимуществ использования вод апт-сеноманского комплекса — их высокая температура. Как показывают наблюдения, температура на устьях водозаборных скважин составляет 25—40° С. Независимот от времени года с аналогичной температурой они закачиваются и в нагнетательные скважины. Такой температурный режим позволяет прокладывать водоводы на небольшой глубине, предотвращать замерзание воды при низких температурах и вынужденных остановках, снижать гидравлическое сопротивление в системе КНС, и исключать образование сульфатовосстанавливающих бактерий.

Характерная особенность эксплуатации подземных вод апт-сеноманского комплекса в условиях месторождений Западной Сибири — образование мощных песчаных пробок (до 300 м) на забоях водозаборных скважин. Широкое промышленное использование этих вод позволило выявить основные факторы, влияющие на интенсивность выноса песка, к числу которых относятся создание больших градиентов давления и скоростей фильтрации на забое скважин при их пуске, частые остановки в процессе освоения и проведения исследовательских работ, засорение пласта при бурении и ремонтных работах.

К наиболее эффективным мероприятиям по борьбе с песком можно отнести селективный выбор интервала перфорации, совершенство вскрытия пласта, плавный запуск, регулирование дебита водозаборных скважин и снижение пульсаций в системе сбора воды. Не менее важна и установка под прием погружного центробежного электронасоса (УЭЦП16-3000-1000) специальных фильтров (рис. 56).

Наиболее перспективен фильтр со стрейнером и проницаемым цементным кольцом. Рекомендуются для цементного камня водозаборных скважин использовать цемент с добавкой до 15% извести. Наряду с указанными можно использовать металлокерамические и гравийные фильтры. Для условий Западной Сибири длина фильтра принята от 25 до 50 м.

Установка фильтра под прием погружного центробежного электронасоса способствует лучшему отделению песка от воды, газа, содержащегося в жидкости, а также способствует уменьшению импульсов давлений при пуске скважин. Как показывает практика, для эффективной борьбы с коррозией и уменьшения числа порывов водоводов должно быть соблюдено условие для отделения газа и песка на устье водозаборных скважин и транспортирование воды до КНС под давлением не менее 2—3 МПа.

Для отделения песка от воды и уменьшения пульсации рекомендуется использовать полочные отстойники (рис. 57).

В свою очередь, сокращение длины водоводов и прокладка их на небольших глубинах с теплоизоляцией позволит также снизить число их порывов и предотвратить загрязнение окружающей среды.

Опыт закачки сеноманской воды на месторождениях Западной Сибири показал, что водозаборные скважины целесообразно бурить кустами около КНС и сбор воды проводить по лучевой схеме.

На нефтяных месторождениях Западной Сибири закачка сеноманских вод, как правило, не требует специальной подготовки. Для этих целей рекомендуется использовать наземные и подземные кустовые станции.

При использовании наземных кустовых станций наибольший эффект достигается, когда вода из водозаборной скважины с помощью высокопроизводительного погружного центробежного электронасоса (ЭЦВ14-210-300К) подается на КНС и затем по напорным водоводам — в нагнетательные скважины.

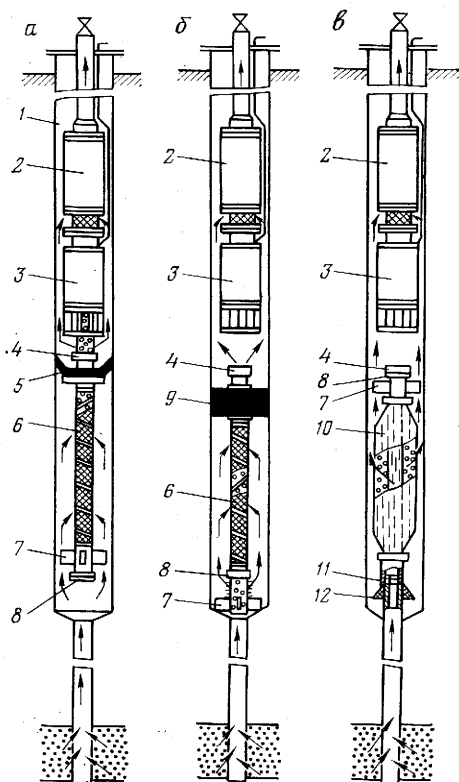


Рис. 56. Оборудование скважин фильтрации для защиты погружных центробежных электронасосов от песка.

а — фильтр спускается вместе с насосом; б и в — фильтр спускается при помощи специального инструмента и труб; 1 — скважина; 2 — погружной центробежный электронасос; 3 — погружной электродвигатель; 4 — переход с левой резьбой; 5 — эластичная манжета; 6 — сетчатый фильтр; 7 — центратор; 8 — заглушка; 9 — пакер; 10 — гравийно-кожуховый фильтр; 11 — уплотнение; 12 — колокол

В случае применения подземных КНС рекомендуется воду из водозаборной скважины подавать погружным центробежным электронасосом типа ЭЦП16-3000-1000 в отдельные нагнетательные скважины, совмещенные с водозаборными. По другому варианту вода насосами ЭЦП16-375-175К может подаваться на погружные центробежные напорные электронасосы типа ЭЦП16-3000-1000, установленные в шурфах, а затем по разводящим водоводам в нагнетательные скважины.

После перехода на механизированную добычу с помощью погружных установок подпорные насосы можно демонтировать.

Технико-экономическими расчетами (для Западной Сибири) установлено, что по сравнению с наземными КНС наиболее экономичны по простоте технологической закачки и экономии капитальных вложений закачка воды с принудительным внутрискважинным перетоком сверху вниз и совмещенная подземная КНС.

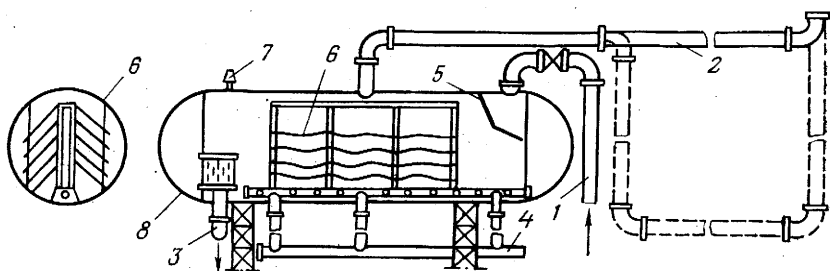


Рис. 57. Полочный отстойник.

1 — ввод воды; 2 — вывод газа; 3 — вывод воды; 4 — выпуск песка; 5 — наклонная перегородка; 6 — гофрированные полки; 7 — предохранительный клапан; 8 — щелевой фильтр

Опробованная на Западно-Сургутском месторождении технология закачки воды с принудительным внутрискважинным перетоком сверху вниз при помощи установки УЭЦП6-500-1000 показала, что межремонтный период погружного центробежного электронасоса достигает 8,5 мес. Принудительный переток рекомендуется осуществлять в каждой нагнетательной скважине и предусматривать при этом рабочий и резервный насосы.

Использование при заводнении того же оборудования, что и при добыче нефти, позволяет его унифицировать, а следовательно, улучшить обслуживание и повысить качество ремонта.

Таким образом, метод внутрискважинного перетока минерализованных вод глубокозалегающих горизонтов в нагнетательных скважинах не только упрощает и удешевляет систему водоснабжения, но и в значительной степени способствует предотвращению загрязнения окружающей среды, особенно в случае порывов водоводов, перекачивающих агрессивные сточные и пластовые воды. Кроме того, при этом способе заводнения исключаются засоление пресных источников, проникновение ПАВ в почву и водоносные горизонты, ликвидируются очаги генерации сероводорода и опасность заражения пласта сульфатвосстанавливающими бактериями.

Наибольший эффект при внутрискважинном принудительном перетоке подземных вод достигается в случае применения высокопроизводительных погружных центробежных электронасосов.

Помимо Западной Сибири этот метод может найти широкое применение и на нефтяных месторождениях Башкирии, Азербайджана, п-ова Мангышлак и других районах. Так, например, исследования, проведенные БашНИПИнефтью, показали, что в пределах нефтяного региона Башкирии источником минерализованной закачки воды для перетока могут быть следующие водоносные комплексы.

Верхний — отложения башкиро-намурановизейской водоносной толщи и в некоторых районах московско-верхнекаменноугольной толщи. Комплекс обладает значительной продуктивностью.

Средний — карбонатные породы фаменского яруса. Продуктивность комплекса ниже верхнего примерно на 25%.

Нижний — представлен девонскими отложениями, воды которых в некоторых районах гидродинамически связаны с нефтяными залежами.

По данным АзНИПИнефти многие месторождения Азербайджана характеризуются наличием в них чисто водоносных пластов или полностью обводненных горизонтов, которые можно использовать при внутрискважинных межпластовых перетоках для заводнения истощенных продуктивных пластов.

Наиболее перспективные участки для внедрения этого метода — коллекторы КС на площадях Шабандаг и Ясамальская долина (горизонты VII<sup>a</sup>, VII<sup>x</sup>, VI<sup>x</sup> и pVI—VII площадей Локбатан, Пута, Кушхана-Старая и горизонт VIII<sub>2</sub> площади Южная-Кушхана).

На рис. 58 представлена принципиальная схема внутрискважинного перетока, осуществляемого штанговым скважинным насосом в нагнетательной скважине.

При помощи верхнего и нижнего пакеров 3, спущенных на насосно-компрессорных трубах, достигается разобщение нефтяного 1 и водяного 2 пластов. Верхний пакер имеет промывочное устройство 4 и устанавливается на 10—15 м выше водяного пласта. При работе глубинного насоса 5 вода через промывочное устройство направляется по трубам в отстойник 6, где очищается от механических примесей. Очищенная вода через расходомер 7 поступает в затрубное пространство и, пройдя промывочное устройство и трубы, закачивается в продуктивный пласт.

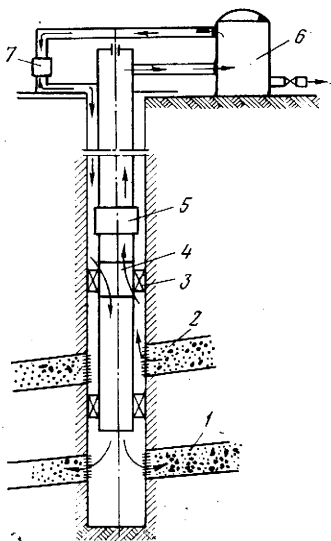


Рис. 58. Принципиальная схема внутрискважинного заводнения истощенных нефтяных пластов

**НЕКОТОРЫЕ ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ НЕФТЯНЫХ  
ЗАГРЯЗНЕНИЙ И ПУТИ ИХ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ****ВОЗДУХ**

Под загрязнением окружающей среды понимается всякое искусственное или естественное изменение физических, химических и биологических характеристик атмосферы, земли и воды, ухудшающее условия жизнедеятельности растительных или животных организмов немедленно, а также в будущем. Непрерывное наращивание мощностей промышленного производства, как известно, связано с интенсивным использованием природного сырья, значительным расходом воды и увеличением выбросов в атмосферу загрязняющих веществ. Поэтому нельзя недооценивать последствий усиленного воздействия человека на природу и связанной с этим опасности нарушения экологического баланса.

В нефтяной промышленности множество объектов и различных технологических процессов, служащих источниками утечек углеводородов (или других рабочих агентов) и загрязнения окружающей среды. Наиболее губительны для здоровья людей токсичные соединения свинца и серы.

Соединения свинца в атмосфере обусловлены главным образом выхлопными газами автомобилей, работающих на высокооктановых бензинах со свинцовыми присадками.

Атмосфера в районах добычи нефти загрязняется сернистыми соединениями в результате сжигания минерального топлива в стационарных установках. Сера может содержаться в виде соединений в угле, нефти, природном и нефтяном газе некоторых месторождений. При сжигании газа в факелах сернистые соединения улетучиваются в атмосферу.

Сернистый газ при малых концентрациях вызывает у человека раздражение глаз, горла, заболевание дыхательных путей, при высоких концентрациях развивается одышка, бронхит, воспаление легких и др. Длительное вдыхание сернистого газа даже невысоких концентраций ведет к развитию хронических заболеваний дыхательных путей, анемии, поражению печени.

При неполном сгорании жидкого минерального топлива образуются окислы азота, вызывающие у людей заболевание верхних дыхательных путей, а также служащие одной из причин поражения лесов, расположенных вблизи промышленных центров. Источники выбросов — автотранспорт и различные топливные установки.

В нефтегазовых районах (особенно в Западной Сибири) в значительных количествах используется уголь. Сжигание угля и нефтепродуктов (мазут) вызывает загрязнения атмосферы пылью, копотью, окисью углерода, окислами серы, соединениями мышьяка и другими вредными веществами.

К загрязнениям атмосферы относятся и сернистые вещества (твердые частицы), которые увеличивают канцерогенную опасность для человека из-за содержания в них вредных веществ

Таблица 33

**Предельно допустимая концентрация (ПДК)  
вредных веществ в атмосферном воздухе  
населенных пунктов**

Вещество	ПДК, мг/м <sup>3</sup>	
	максимальная разовая	среднесуточная
Бензин (нефтяной малосернистый в пересчете на углерод)	5,0	1,5
Окись углерода	3,0	1,0
Двуокись азота	0,085	0,085
Сернистый ангидрид	0,5	0,05
Сероводород	0,008	0,008
Сажа (копоть)	0,15	0,05

(бензопирена). Источники таких примесей — различные двигатели внутреннего сгорания, мелкие котельные и другие топливные установки. При эксплуатации нефтегазовых месторождений воздух загрязняется главным образом при подготовке, транспорте и хранении нефти и газа из-за неисправности элементов оборудования замерных установок, системы сбора продукции скважин и испарений нефти из емкостей, отстойников, резервуаров, открытых амбаров и др.

Чаще других в атмосферу выбрасываются легкие углеводороды (метан — пентан), концентрации которых нередко превышают установленные предельно допустимые (ПДК).

Установлено, что большая часть выделяемых углеводородов (75%) поступает в атмосферу, 20% — в воду и 5% — в почву.

Таким образом, основными загрязнителями атмосферы в районах добычи нефти служат углеводороды, окислы серы, азота, углерода и твердые частицы (табл. 33).

Результаты исследований УфНИИ гигиены и профзаболеваний, подтверждают, что наиболее агрессивным загрязнителем, с санитарной точки зрения, является сероводород, а среди углеводородных компонентов — пентан.

Концентрация углеводородов может колебаться в пределах нормы от 2,49 до 43,4 мг/м<sup>3</sup>. Сероводород иногда обнаруживается в количествах, незначительно превышающих санитарные нормы

ПДК. Сернистый газ, образующийся в процессе сжигания нефти и газа, содержащих сернистые соединения, как правило, не превышает ПДК для сернистого ангидрида в атмосфере населенных пунктов.

Следует отметить, что атмосфера загрязняется углеводородами также за счет потерь нефти и нефтепродуктов на нефтеперерабатывающих заводах (НПЗ). Так, например, по данным ВНИИСПТнефти, основные потери — сернистый ангидрид, окись углерода и сероводород, образующиеся при сжигании топлива.

Загрязнения в среднем по заводу следующие (в %)

Углеводород (в зависимости от мощности НПЗ)	1,5—2,8
Сероводород (в зависимости от массы сжигаемого топлива)	0,0025—0,0035
Сернистый ангидрид	200
Окись углерода (в зависимости от массы сжигаемого топлива)	30—40

Основные источники этих загрязнений: углеводородом — металлические резервуары без герметизации; сероводородом — системы оборотного водоснабжения и окисью углерода — трубчатые печи технологических установок.

Общее количество вредных выбросов в районах добычи нефти и газа можно снизить совершенствованием технологических процессов и широким внедрением различных методов утилизации и очистки газа. К наиболее эффективным из них можно отнести следующие.

Повышение утилизации нефтяного газа и ускорение ввода газоперерабатывающих заводов.

Внедрение малогабаритных передвижных блочных газобензиновых установок повышенной производительности.

Использование естественных подземных хранилищ газа.

Широкое внедрение обезвоживания нефти, основанной на принципе абсорбции эмульгированной нефти и гидрофобных твердых частиц в жидкостном фильтре.

Переработка газоконденсата (особенно в районах Западной Сибири) с целью получения наиболее качественного бессернистого моторного топлива.

Организация более качественной очистки природного газа от конденсата на газопромыслах.

Установка на магистральных газопроводах конденсатосборников и дренажных линий для предотвращения загрязнения атмосферы газом, конденсатом, водой и механическими примесями.

## ПОЧВА И РАСТИТЕЛЬНЫЙ МИР

В процессе разработки нефтегазовых месторождений почва загрязняется нефтью, нефтепродуктами, различными химическими веществами и высокоминерализованными сточными водами. По данным ВНИИСПТнефти почва — биологически активная среда,



насыщенная большим количеством всевозможных микроорганизмов (бактерий и грибов). Попадая в почву, эти микроорганизмы разлагают органические остатки (включая и нефтепродукты) и способствуют образованию органических кислот, которые вступают в химическую реакцию с частицами минеральных пород.

Наиболее важная составная часть почвы — гумус (или перегной). В состав гумуса входят высокомолекулярные органические кислоты, соли и другие вещества.

Другая составная часть почвы — почвенные коллоиды, представляющие собой совокупность мелких органических и минеральных частиц, обеспечивают ионообменную способность, кислотность и буферность почвы. Обычно загрязнения нефтью приводят к значительным изменениям физико-химических свойств почв. Так, разрушение слабых почвенных структур и диспергирование почвенных частиц сопровождается снижением водопроницаемости почв.

За счет загрязнения нефтью в почве резко возрастает соотношение между углеродом и азотом, что ухудшает азотный режим почв и нарушает корневое питание растений. Кроме того, нефть, попадая на поверхность земли и впитываясь в грунт, сильно загрязняет подземные воды и почву, в результате чего плодородный слой земли не восстанавливается в течение длительного периода времени. Объясняется это тем, что из грунта вытесняется кислород, необходимый для жизнедеятельности растений и микроорганизмов.

Почва самоочищается обычно очень медленно путем биологического разложения нефти.

В процессе буровых работ почва загрязняется буровым раствором, химическими веществами сточных и промывочных жидкостей, а также шламом. Наличие органических реагентов в сточных водах способствует образованию стойких, не отстаивающихся суспензий. Эти загрязнения почвы характерны для многих буровых предприятий и связаны в большинстве случаев с хранением бурового раствора в земляных амбарах. В результате некачественного строительства амбаров и разрушения их обваловки паводковыми водами и атмосферными осадками происходит утечка бурового раствора, нефтепродуктов и загрязнение почвы, рек и водоемов.

Немалый ущерб растительному покрову и поверхностному слою почвы наносится и при перетаскивании тракторами буровых вышек на новые точки. Так, например, в районах вечной мерзлоты при производстве этих работ на всем пути передвижения тракторов остается широкая полоса земли, на которой отсутствует какая-либо растительность. Протаивание мерзлых грунтов на полосе приводит к образованию болот, а вымывание оттаявшей почвы — к образованию провалов и оврагов.

Вредное действие нефти на почву и растительность усиливается наличием в ней высокоминерализованных пластовых вод. Пластовые и сточные воды нефтяных промыслов, отличающиеся

физико-химическими свойствами и содержащие различные вредные вещества (газ, нефть, соли и т. д.), из-за своей токсичности крайне отрицательно воздействуют на живые организмы и растительный мир. ВНИИСПТнефть, основываясь на практике разработки Туймазинского месторождения в Башкирии, указывает, что при разливе высокоминерализованных вод на плодородный слой земли вероятный период восстановления почвы составит около 20 лет.

Нарушение природного равновесия в районах добычи нефти наблюдается при обустройстве промыслов и нередко сопровождается нарушением растительного покрова почвы, особенно при строительстве трубопроводов, временных дорог, линий электропередач, площадок под будущие поселки и др. Заметные нарушения почвы допускаются бессистемными передвижениями по территории нефтегазопромыслов транспортных машин, тракторов, тягачей и землеройной техники. В качестве примера наиболее пагубного воздействия на растительный мир можно привести тундру Западной Сибири, где из-за гибели ягеля резко сократились олени пастбища. На окружающую среду пагубно воздействуют горящие факелы. Помимо загрязнения атмосферного воздуха в радиусе 200—250 м полностью уничтожается какая-либо растительность, а на расстоянии до 3 км от факела деревья сохнут и сбрасывают листья.

При разработке и эксплуатации нефтегазовых месторождений предотвратить загрязнение почвы и сохранить растительный мир можно в результате следующих мероприятий.

Разработки и внедрения эффективных методов и средств отделения выбуренной породы (шлама) от буровых сточных вод и вывоза его в специально отведенные места.

Уменьшения объемов использования промывочных растворов за счет повторного использования буровых сточных вод, улучшения техники и технологий их очистки.

Закачки отходов бурения в поглощающие и под продуктивные пласты (предложение Запсиббурнефти) и внедрения новых способов передвижения буровых вышек (применение пневматических устройств и др.).

Строительства ледовых дорог с учетом особенностей северных районов.

Разработки и внедрения микробиологической очистки почв от загрязнений нефтью и нефтепродуктами (предложение Главтюменнефтегаза и Пермского института экологии растений и животных УНИ АН СССР).

Ускорения строительства систем сбора и переработки нефтяных газов и газоконденсата.

Прокладки трубопроводов (в высоких широтах) наземным способом на опорах или насыпном основании.

Строгого регламентирования передвижения транспортных средств в зонах промышленных и сельскохозяйственных земель.

Исследованиями БашНИПИнефть установлено, что в процессе бурения и эксплуатации нефтяных месторождений создаются условия для нарушения экологического равновесия недр. Так, длительная практика заводнения продуктивных пластов на некоторых нефтяных месторождениях показывает, что с ростом объемов закачки существенно уменьшаются минерализация пластовой воды и концентрация хлоридов и увеличивается концентрация сульфатов.

Развитие биохимических процессов в нефтяной залежи (сульфатредукция), в свою очередь, увеличивает содержание сероводорода в нефти, пластовых водах и газе и способствует снижению проницаемости пластов. Установлено, что биогенная сульфатредукция в пласте особенно быстро развивается в случаях, когда для заводнения пластов используются пресные или маломинерализованные воды, имеющие в своем составе сульфаты, а нередко и сульфатовосстанавливающие бактерии, для развития которых присутствие сульфатов необходимо, так как они используют их для окисления органических соединений или водорода. Продукты окислительных реакций — вода и сероводород.

Таким образом, наиболее существенные нарушения экологического равновесия недр связаны с распространением сульфатовосстанавливающих бактерий.

В свою очередь, закачиваемые пресные воды по сравнению с пластовыми содержат обильную микрофлору. По данным БашНИПИнефти пресные воды кроме сульфатовосстанавливающих бактерий имеют в своем составе большое количество денитрифицирующих водородоокисляющих бактерий и серобактерий.

Закачка в пласты пресных, промысловых, сточных и морских вод и смешение их в различных сочетаниях изменяют химический состав пластовых вод. В смешанных водах часто встречаются железобактерии, кремниевые и тионовокислые бактерии, бактерии, разлагающие мочевину, клетчатку, бактерии, развивающиеся в безазотистых средах. Установлены также бактерии, перерабатывающие метан, пропан, парафин, нафталин, фенатрен, толуол, ксилол и керосин.

Таким образом, наличие в закачиваемой воде разнообразной микрофлоры создает условия для обогащения пласта новыми микроорганизмами.

Для предупреждения биогенной сульфатредукции для заводнения необходимо выбирать воду высокой минерализации, не содержащую сульфатовосстанавливающих бактерий. При отсутствии такой воды с начала заводнения следует добавлять бактерицид — формалин из расчета 50 мг/л.

В стоках нефтяных промыслов, как известно, содержатся загрязняющие вещества в значительных количествах — нефть, нефтепродукты, конденсат, растворимые соли и такие токсичные ПАВ, как дисолван, диэтиленгликоль и др. Поэтому нерегулируе-

мый сброс промстоков в водоемы без соответствующей очистки может не только загрязнить недра и почву, но и резко ухудшить качество поверхностных и подземных вод. При этом значительно снижаются запасы чистой воды и, главное, нарушается экологическое равновесие. Как отмечает БашНИПИнефть, эти загрязнения могут быть вызваны следующим.

Разливом промысловых сточных и пластовых вод при порывах водоводов и попаданием солей, остатков нефти, нефтепродуктов, химреагентов и ПАВ в пресноводные горизонты.

Сбросом сточных вод на поля испарения, что не исключает, в отдельных случаях, их фильтрацию в пресноводные горизонты.

Попаданием стоков нефтепромыслов в наземные воды в период дождей и таяния снегов.

Перетоком высокоминерализованных вод глубокозалегающих горизонтов в пресноводные пласты из-за негерметичности эксплуатационных колонн.

Попаданием сточных вод в пресноводные горизонты при нарушении герметичности нагнетательных и поглощающих скважин.

Для охраны недр и подземных вод от загрязнений наиболее рационально и прогрессивно сточные воды закачивать в пласт с целью поддержания пластового давления, т. е. внедрять замкнутый (оборотный) цикл водоснабжения. Повторное использование сточных вод в системе заводнения пластов позволит полностью прекратить их сброс, сократить расход пресных вод и решить одну из важных проблем охраны недр и подземных вод.

Полная утилизация сточных вод на нефтепромыслах связана с определенными трудностями (строительство дорогостоящих очистных сооружений, насосных станций, напорных водоемов и т. д.) и не везде технологически оправдана. Поэтому часть этих вод на некоторых нефтяных месторождениях закачивается в поглощающие горизонты скважин или сбрасывается на поля испарения. При закачке сточных вод в поглощающие глубокозалегающие горизонты отпадает необходимость в освобождении от токсичных загрязняющих веществ. Подготовка воды при этом сводится к предупреждению закупорки пор пласта механическими примесями и нефтепродуктами.

По данным БашНИПИнефти к закачке сточных вод в поглощающие горизонты нефтяных месторождений предъявляются повышенные требования и допускается она в определенных гидрогеологических условиях, а именно — при достаточной толщине и значительном простираии пласта, его высокой проницаемости, значительной глубине залегания и наличии надежных водоупорных слоев, изолирующих поглощающий горизонт от горизонтов с пресными или целебными водами, достаточном удалении от области питания данного горизонта. Должны быть выполнены и другие не менее важные требования, предусмотренные специальными правилами и инструкциями применительно для нефтяной отрасли.

Предотвратить загрязнение недр и подземных водных источников можно при выполнении следующих мероприятий.

Широкое внедрение в районах добычи нефти замкнутых систем водоснабжения с ограниченным забором свежей воды и максимальным использованием для заводнения пластов промышленных сточных вод.

Внедрение эффективных методов и способов подготовки нефти, газа и пластовых вод с целью снижения потерь углеводородов.

Замена водяного охлаждения действующих систем (УКПН, газокompрессорных станций и др.) воздушным.

Использование передвижных металлических емкостей для сбора нефти при освоении, глушении и подземном ремонте скважин с последующей транспортировкой ее на нефтесборные пункты.

Внедрение надежных методов защиты оборудования и коммуникаций от коррозионного воздействия.

Использование эффективных диспергирующих средств для удаления нефти и нефтепродуктов с поверхности водоемов (отечественный препарат ЭПН-5 и др.).

### ПОВЕРХНОСТНО-АКТИВНЫЕ ВЕЩЕСТВА (ПАВ)

В нефтяной промышленности поверхностно-активные вещества широко применяются при различных технологических процессах бурения и добычи нефти. Многочисленными исследованиями (БашНИПИнефть) установлено, что добавка ПАВ в нагнетаемую воду значительно повышает эффективность процесса вытеснения нефти водой по сравнению с обычным заводнением. Поэтому при заводнении пластов широко используют закачку водных растворов ПАВ.

Закачка водных растворов ПАВ осуществляется в нефтедобывающих районах Татарии, Башкирии, Украины, Казахстана, Мангышлака и на месторождениях Западной Сибири. Только в 1979 г. в пласты закачано более 18 млн. м<sup>3</sup> воды с растворами ПАВ и объем их использования продолжает увеличиваться. В то же время ПАВ при определенных условиях могут отрицательно влиять на качество подземных питьевых вод, самоочищающую способность водоемов и организм человека.

В соответствии с методическими указаниями по санитарной охране водоемов от загрязнения синтетическими поверхностно-активными веществами, утвержденными Минздравом СССР 5 марта 1976 г. (№ 1407—76), все синтетические ПАВ по своему составу и химическим свойствам делятся на четыре класса: анионоактивные, неионогенные, катионоактивные и амфотерные.

Анионоактивные ПАВ — основная составная синтетических моющих средств. К ним относятся главным образом алкилсульфаты, сульфонолы, алкилсульфонаты, динатриевая соль моноалкилсульфоянтарной кислоты (ДНС).

Неионогенные вещества по объему производства составляют примерно 10% остальных ПАВ. В меньшей мере, чем анионоактивные ПАВ, используются в моющих средствах, в большей —

для промышленных целей. К ним относятся ОП-7, ОП-10, синтанолы, синтамид, проксанолы, проксамини и др. катионоактивные вещества, составляющие незначительную часть всех производимых ПАВ (доли процента). В моющих средствах используются как дезинфицирующие агенты.

Амфолитные вещества практического значения пока не имеют.

В нефтяной промышленности используются неионогенные ПАВ — ОП-7, ОП-10 и превоцел (производства ГДР). При добавке таких ПАВ улучшаются показатели процесса вытеснения нефти водой из пористой среды. Кроме того, эти ПАВ меньше связываются с породой (адсорбируются) и лучше десорбируются с ее поверхности при последующей закачке в пласт чистой воды.

В процессе эксплуатации нефтяных и газовых скважин проницаемость пород призабойной зоны продуктивного пласта может резко ухудшаться из-за проникновения в нее воды. Вода может проникнуть в призабойную зону при глушении скважины перед ремонтными работами, промывке забоя для удаления песчаных пробок, очистке забоя от грязи, парафина или других отложений при вскрытии нефтяного пласта глинистым раствором и др. Вода может находиться в виде капель и пленок на поверхности песчинок в порах и удерживаться там поверхностно-молекулярными и капиллярными силами.

Глубина проникновения воды в призабойную зону зависит от перепада давления на пласт, проницаемости пород, продолжительности работ, связанных с применением воды, интенсивности проявления капиллярных сил на границе вытеснения нефти водой и т. д. Чем больше значение указанных параметров, тем глубже проникает вода в пласт. Попадая на забой, вода оттесняет нефть в глубь пласта, и часть порового пространства оказывается занятым водой. Таким образом, при наличии воды на забое уменьшается поверхность фильтрации для нефти и газа и возрастает сопротивление их движению, что уменьшает дебит скважин.

Снижается проницаемость призабойной зоны и из-за набухания глин (если они имеются в продуктивном пласте) при контакте их с посторонней водой. Кроме того, в процессе длительной эксплуатации в призабойной зоне могут образовываться эмульсии, при этом нерастворимые частицы оседают в пласте. В отдельных случаях поровые каналы закупориваются смолистыми веществами, содержащимися в нефти.

Проницаемость пород на забое скважин во многих случаях восстанавливается самопроизвольной очисткой нефтяных скважин в процессе их фонтанирования и при создании больших перепадов давления в газовых скважинах. В малодобитных скважинах из-за небольших запасов пластовой энергии самопроизвольная очистка призабойной зоны обычно не дает ощутимых результатов. В этом случае естественная проницаемость восстанавливается обработкой призабойной зоны ПАВ, добавляемыми в воду при промывке скважин для удаления песчаных пробок, глушения скважин и других ремонтных работах.

ПАВ при закачке в пласт адсорбируется на поверхности поровых пространств, на границах раздела нефть — вода и понижает поверхностное натяжение. Некоторые ПАВ даже при небольшой концентрации значительно снижают поверхностное натяжение на границе с нефтью и твердой поверхностью. Растворенное в жидкости вещество распределяется между внутренним и поверхностным слоем неодинаково. Концентрация таких веществ в поверхностном слое значительно больше, чем внутри объема, иногда наоборот. Поглощение какого-либо вещества из газообразной среды или раствора поверхностным слоем другого вещества принято называть адсорбцией. ПАВ обладает свойствами самопроизвольно концентрироваться в поверхностных слоях, причем концентрация их в поверхностном слое в десятки раз превышает концентрацию ПАВ в объеме раствора. Благодаря этому процессами, происходящими в поверхностных слоях, можно управлять при ничтожно малых концентрациях ПАВ в растворе.

Механизм действия ПАВ в пористой среде состоит в том, что благодаря снижению поверхностного натяжения на границе фаз нефть — вода, нефть — газ, вода — газ (или воздух) происходит дробление нефти в поровом пространстве и уменьшение капель воды в несколько раз. При этом уменьшается работа, необходимая для продвижения этих капель из одной поры в другую, критический перепад давлений, требуемый для проталкивания нефти через сужения пор, и расход воды на вытеснение. Мелкие капли воды вытесняются из пласта в скважину быстрее, чем крупные. Вместе с тем при значительном снижении поверхностного натяжения на границе раздела фаз увеличивается относительная проницаемость пористой среды для свободной дисперсной нефти и воды, а также количество вытесненной нефти. Таким образом, применение ПАВ основано на их адсорбционной способности, показателем которой для границы раздела нефть — вода служит изменение межфазного натяжения. Кроме того, ПАВ способны образовывать стойкие эмульсии и прочные пены, сравнительно медленно окисляются, обладают высокой устойчивостью к химическому взаимодействию с растворами кислот, щелочей и солей.

ПАВ представляют собой органические вещества, получаемые обычно из углеводородов, входящих в состав нефти, а также из спиртов, фенолов, жирных кислот и щелочных солей — мыл и выпускаемых нефтехимической промышленностью синтетических жирозаменителей и моющих веществ. Некоторые ПАВ помимо уменьшения поверхностного натяжения способствуют гидрофобизации поверхности поровых каналов в породе, т. е. ухудшают их способность смачиваться водой. При закачке ПАВ в пласт, поверхность после адсорбции становится гидрофобной. Пленочная нефть, отрываясь от твердой поверхности, превращается в мелкие капельки, уносимые фильтрационным потоком нефти из призабойной зоны в скважину.

Гидрофобизация стенок поровых каналов породы пласта также способствует повышению водоотдачи и снижению водонасы-

щенности призабойной зоны. В результате обработки призабойной зоны раствором ПАВ проницаемость породы для нефти увеличивается, а для воды уменьшается. Следовательно, при этом восстанавливается дебит скважин по нефти и уменьшается дебит воды. Раствор ПАВ способствует удалению из поровых каналов твердых тонко- и мелкодисперсных частиц.

Технология обработки призабойной зоны скважин растворами ПАВ аналогична технологии солянокислотной обработки. Призабойную зону можно обрабатывать ПАВ при наличии подошвенной воды, с целью предотвращения образования водяных конусов, для чего смесь водного раствора ПАВ и нефти вводят в призабойную зону. ПАВ покрывает поверхность твердых частиц и препятствует капиллярному впитыванию воды в нефтенасыщенную зону.

Целесообразно обрабатывать растворами ПАВ скважины, обводненные прорвавшейся водой. В этом случае ПАВ адсорбируются на поверхности твердых частиц и значительно снижают водопроницаемость водонасыщенных пропластков, по которым поступает вода. Одновременно имеются такие ПАВ, которые можно успешно использовать и для обработки призабойной зоны нагнетательных скважин с целью их освоения и увеличения приемистости. Эффективность применения некоторых ПАВ в нагнетательных скважинах объясняется тем, что их наличие в закачиваемой воде способствует хорошей смачиваемости породы водой, разрыву пленки нефти и уменьшению поверхностного натяжения на границе с нефтью. Растворы таких ПАВ, проникая в мелкие поры и каналы, увеличивают охват пласта заводнением. Остаточная нефть, находящаяся в виде пленки и капель, прилипших к твердой поверхности, хорошо отмывается и увлекается в глубь пласта струей воды, что увеличивает фазовую проницаемость для воды и приемистость скважины.

Комплексом исследований БашНИПИнефти установлено, что закачка раствора ПАВ увеличивает приемистость нагнетательных скважин на 20—40%, при этом значительно повышается охват пласта заводнением по толщине и равномерность продвижения закачиваемой воды. Закачка ПАВ позволяет также увеличить темп отбора нефти и снизить текущую обводненность пласта и водонефтяной фактор.

Преимущество применения водных растворов ПАВ для увеличения нефтеотдачи — малый объем капитальных вложений, простота изготовления и обслуживания установок по приготовлению и дозировке, возможность их быстрого использования на нефтедобывающих предприятиях. Таким образом, применение ПАВ — один из наиболее простых методов, повышающих эффективность разработки нефтяных месторождений.

Нагнетательные скважины, пробуренные в породах с большим содержанием глин и малой проницаемостью, лучше обрабатывать ПАВ неионогенного типа. Такие ПАВ при небольших концентрациях значительно снижают набухаемость глинистых частиц и уве-



личивают приемистость нагнетательных скважин. Применение неионогенных ПАВ дает хорошие результаты и в коллекторах с высокой карбонатностью. Закачка ПАВ в такие пласты показывает, что особенно сильно увеличивается приемистость малопроницаемых пропластков, ранее не принимавших воду. Многолетние промысловые испытания применения ПАВ при разработке нефтяных месторождений показали эффективность добавок к закачки-

Таблица 34

Концентрация ПАВ при различных объемах закачки

Количество закачиваемой воды, м <sup>3</sup> /сут	Количество ПАВ и воды в рабочей емкости		Концентрация ПАВ в рабочей емкости, %
	ПАВ, кг	вода, л	
50	25	975	3
100	50	950	5
200	100	900	11
300	150	850	18
400	200	800	25

ваемой воде неионогенных ПАВ типа ОП-10 для интенсификации добычи и увеличения нефтеотдачи пластов. При этом в качестве вытесняющего агента используется 0,05%-ный водный раствор ОП-10 (1 т ПАВ на 2000 м<sup>3</sup> воды).

ОП-7, ОП-10, превоцел хорошо растворяются в пресной и пластовых водах (табл. 34). Водные растворы обладают хорошей смачивающей способностью и высоким моющим действием, устойчивы в кислых и щелочных средах. При концентрации 10 г/л водные растворы ПАВ ОП-7 и ОП-10 имеют рН 6—8 и при температуре ниже 5—10° С сильно загустевают и превращаются в нетекучую пастообразную массу от светло-желтого до коричневого цвета. Вязкость этих реагентов зависит от температуры и концентрации (табл. 35).

Подвижность ОП-10 достигается при нагреве до 35° С. При 180° С ОП-10 легко загорается. Температура вспышки 212° С, воспламенения 322° С и самовоспламенения 351° С.

Техника и технология освоения вновь вводимых в эксплуатацию нагнетательных скважин (с применением ПАВ) отличается от работ проводимых по увеличению дебита действующей нагнетательной скважины. При освоении вновь вводимых в эксплуатацию скважин работы проводят в следующей последовательности. Предназначенное для закачки в скважину необходимое количество ПАВ разбавляют водой и доводят концентрацию до требуемой. Приготавливают растворы одного из ПАВ двух видов, но с разной концентрацией — 0,3 и 0,1%. Для обработки одной скважины бе-

рется объем раствора из расчета 40—50 м<sup>3</sup> на 1 м эффективной толщины.

Вначале скважину промывают раствором ПАВ с расходом воды не менее 1000—1200 м<sup>3</sup>/сут. Затем промывочным агрегатом закачивают водный раствор ПАВ. Цикл повторяют несколько раз. Если приемистость и в этом случае не восстанавливается, скважину дренируют с помощью компрессора и затем вновь повторя-

Таблица 35

Зависимость вязкости ПАВ от температуры и концентрации

ПАВ	Концентрация ПАВ в растворе, масс. %	Вязкость (в мПа·с) при температуре, °С			
		15	20	30	50
ОП-7	20	5,2	5	5,2	30,3
	40	253	232	198	14
	60	1 080	675	282	83
	80	819	563	224	72
	100	Паста	Паста	318	74
ОП-10	20	5	5,1	4	4,5
	40	127	128	124	121
	60	6 500	3 760	1320	216
	80	1 940	1 070	505	133
	100	Паста	3 100	242	86,5
Превоцел	20	201	221	158	325
	40	1 440	857	318	58
	60	1 820	110	430	79
	70	19 000	10 500	3600	81
	80	Паста	26 000	262	71,5
	100	561	405	154	64,4

ют процесс освоения. При закачке раствора ПАВ определяют коэффициент приемистости скважины замером расхода воды за единицу времени при определенном давлении. После перевода скважины под нагнетание снимают профиль ее приемистости на различных режимах.

Водный раствор неионогенного раствора ПАВ типа ОП-10 успешно применяют и для увеличения приемистостей действующих нагнетательных скважин. Для этого до начала закачки раствора ПАВ проводят подготовительные работы. Нагнетательную скважину оборудуют устьевой арматурой, позволяющей устанавливать регистрирующий и образцовый манометры, отбирать пробы воды, спускать глубинные приборы для замера давлений, температуры и снимать профиль приемистости.

Вместе с тем ПАВ даже в сравнительно малых дозах крайне пагубно действует на обитателей водоемов и растительный мир.

При закачке ПАВ в пласты может произойти загрязнение пластовых и промышленных сточных вод, а также почвы. С атмосферными осадками или сточными водами ПАВ проникает в открытые водоемы и фильтруется в верхние слои грунтовых вод. При этом растворы ПАВ увлекают за собой и другие загрязняющие вещества. Из анионоактивных ПАВ в стоках преобладают алкиларилсульфонаты (сульфонолы), алкилсульфаты; могут присутствовать динатриевая соль моноалкилсульфоянтарной кислоты и из неионогенных веществ — синтанол ДС-10 и другие вещества.

В бытовых сточных водах наряду с ПАВ содержатся и такие синтетические моющие средства, как триполифосфат натрия, кальцинированная сода, силикат натрия, карбоксиметилцеллюлоза, сульфат натрия и т. д. Эти вредные химические вещества, попадая с промышленными стоками в подземные воды, вызывают их интенсивное загрязнение. Особенность таких загрязнений — то, что прохождение сквозь грунт вредных химических веществ облегчается присутствием в сточной воде ПАВ.

Из подземных вод ПАВ практически беспрепятственно могут проходить через очистные сооружения в питьевую воду. В свою очередь, растворы ПАВ, попадая на нефтепромысловую территорию, благодаря своей смачивающей и моющей способности вымывают нефть и нефтепродукты из почвы и тем самым вызывают дополнительное загрязнение водоемов за счет повышения концентрации нефтепродуктов в воде.

Присутствие ПАВ в водоемах даже в небольших количествах способно нанести большой урон рыбному хозяйству, другим обитателям водоемов и растительному миру. Так, например, по данным ТатНИИнефтемаша, наличие неионогенных ПАВ в воде приводит к тому, что фосфаты и другие высокотоксичные вещества в присутствии ПАВ всасываются в кровь быстрее и в больших количествах.

Установлено, что для человека местное воздействие ПАВ не представляет серьезной опасности, а для теплокровных животных он еще менее токсичен.

Одна из характерных особенностей ПАВ — способность их в зависимости от концентрации изменять свойства раствора и образовывать устойчивые пены. Наибольшей пенообразующей способностью обладают неионогенные ПАВ и, в частности, ОП-10 при концентрациях в воде более 10 мг/л.

В соответствии с Правилами охраны поверхностных вод от загрязнений сточными водами предельно допустимая концентрация ОП-10 в воде водоемов санитарно-бытового водопользования составляет 1,5 мг/л и в воде рыбохозяйственных водоемов — 0,5 мг/л (соответственно для ОП-7 — 0,4 и 0,3 мг/л).

Установлено, что образование на поверхности водоемов пены сопровождается нарушением кислородного режима, что крайне отрицательно влияет на развитие флоры и фауны. В большинстве случаев, как указывает ТатНИИнефтемаш, разносимая ветрами пена, содержащая ПАВ, оказывает пагубное влияние на посевы,

пастбища и растительный мир. Пены загрязняют также дороги. В значительной степени осложняется и очистка вод водоемов и почвы от ПАВ.

Анализируя экологическое воздействие ПАВ, ТатНИИнефтемаш объясняет это специфическими свойствами ПАВ — высоко устойчивыми к химическому воздействию с растворами кислот, щелочей и солей, обладающими способностью резко снижать поверхностное натяжение на границе раздела фаз, адсорбироваться на различных поверхностях, образовывать стойкие эмульсии и прочные пены, сравнительно медленно окисляться.

По данным ТатНИИнефтемаша основные причины загрязнения окружающей среды при закачке ПАВ в нефтяные пласты следующие.

Негерметичность систем и оборудования.

Отсутствие предохранительных устройств, сборников, исключающих попадание ПАВ в окружающую среду при авариях и нарушениях технологических процессов.

Отсутствие автоматических систем отключения установки закачки ПАВ в случаях останова КНС и аварий в нагнетательных линиях.

Отсутствие «горячей» промывки водой систем и оборудования перед технологическими остановами с последующей закачкой промывочных вод в нагнетательные водоводы КНС.

Отсутствие механизации сливных операций ПАВ из бочек, поставляемых заводом.

Неправильное хранение тары с ПАВ и освобождение ее.

Отпуск ПАВ для бытовых нужд.

Незнание обслуживающим персоналом физико-химических свойств ПАВ и последствий загрязнения окружающей среды.

Нарушение правил техники безопасности и санитарной гигиены.

Из данных табл. 36 видно, что применяемые в нефтяной промышленности для закачки в пласты ПАВ (ОП-10, ОП-7) относятся к категории «биологически жестких». Продолжительность их распада в воде водоемов по данным ТатНИИнефтемаш характеризуется следующими показателями (табл. 37).

Многочисленные наблюдения за естественным самоочищением водоемов от ПАВ как в лабораторных, так и в природных условиях показали, что этот процесс протекает относительно медленно, особенно в небольших реках с недостаточным разбавлением сточных вод и в холодный период года, даже если в воде находятся вещества биологически мягкие. Для очистки воды от ПАВ на водопроводных очистных сооружениях эффективно применять озонирование, однако это намного усложняет и удорожает очистку вод. Поэтому для эффективной очистки смеси бытовых и производственных вод, поступающие на очистные сооружения, не должны содержать «биологически жестких» ПАВ.

На современных нефтеперерабатывающих заводах очистка вод от ПАВ осуществляется биохимическим способом в аэротенках и биофильтрах с использованием биохимически мягких ПАВ.

По данным «Методических указаний по санитарной охране водоемов от загрязнения синтетическими ПАВ» к биологически мягким ПАВ относятся анионные ПАВ, удаляемые на сооружения биологической очистки на 80%, неионогенные — на 90%, проме-

Таблица 36

Характеристика отечественных ПАВ по степени их биораспада

Мягкие	Промежуточные	Жесткие
<p>Алкилсульфаты первичные, вторичные, в том числе неомыляемые</p> <p>Алкилсульфонат из нормальных парафинов</p> <p>Сульфолол НП-3</p> <p>Синтанолы ДТ-7, МЦ-10, ВН-7 из нормальных парафинов</p> <p>Оксанолы КШ-9, Л-7</p>	<p>Анионоактивные</p> <p>Алкилсульфонаты из керосиновых фракций</p> <p>грозненской нефти</p> <p>ДНС</p> <p>Хлорный сульфолол</p> <p>Неионогенные</p> <p>Синтанолы ДС-10</p> <p>ВН-7</p> <p>Синтамид 5</p> <p>Альфапол 8</p>	<p>Сульфололы НП-1,</p> <p>ДС-РАС</p> <p>Азолят А</p> <p>ОП-7</p> <p>ОП-10</p> <p>Проксанол 186</p> <p>Проксамин 385</p>

Таблица 37

Продолжительность распада ОП-10, ОП-7 в воде

ПАВ	Время распада ПАВ на 80% (сут.) при исходной концентрации, мг/л		
	1	5	10
ОП-10	268	268	268
ОП-7	268	268	95

жуточные анионные удаляются на 60%, неионогенные — на 75%. При этом исходная концентрация мягких неионогенных веществ равна 50 мг/л, а всех остальных — 20 мг/л. При наличии в сточных водах смеси анионных и неионогенных ПАВ общая концентрация их не должна превышать 20 мг/л.

В тех случаях, когда исходные концентрации в сточных водах превышают допустимую для биологической очистки, рекомендуется осуществлять предварительную очистку физико-химическими методами с использованием алюмината кальция, окиси магния, пенной флотации и т. д.

На нефтепромыслах при разливе ПАВа на почву его сжигают. В районах добычи нефти важно применять наиболее эффективные методы очистки вод, содержащих ПАВы (биологическая очистка, коагуляция и т. д.).

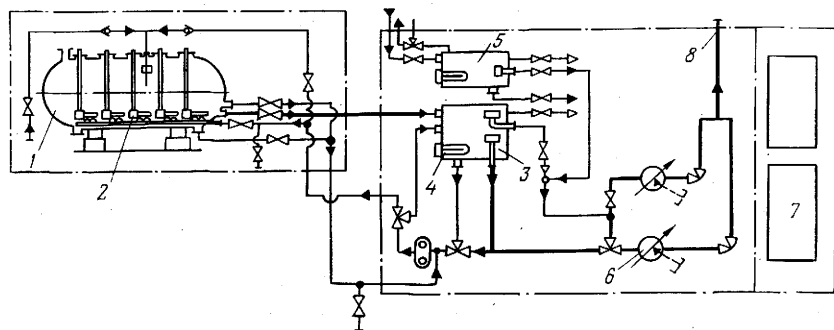


Рис. 59. Технологическая схема установки УДПВ-5 без блока подогрева ПАВ. 1 — емкость; 2 — погружной электронагреватель; 3 — блок подогрева ПАВ; 4 — электронагреватель; 5 — водонагреватель; 6 — дозирочные насосы; 7 — электрооборудование КИП и А; 8 — водовод КНС

ТатНИИнефтемаш для устранения вредного влияния ПАВ на окружающую среду рекомендует использовать специальную установку. Для предотвращения загрязнения окружающей среды ПАВами ТатНИИнефтемашем с участием БашНИПИнефти разработана блочная установка для дозирования ПАВ в нефтяные пласты типа УДПВ-5 (рис. 59). Техническая характеристика установки приведена ниже.

Максимальная подача, м <sup>3</sup> /ч	0,2
Максимальное давление нагнетания, МПа	25
Марка дозирочного насоса	НД 100/250
Число насосов	2
Способ подогрева ПАВ	Электрический
Максимальная потребляемая мощность, кВт	75
Габаритные размеры, мм:	
Блок дозирования	
длина	4100
ширина	1630
высота	1475
Блок емкости	
длина	11240
ширина	2465
высота	4125
Блок подогрева ПАВ	
длина	8500
ширина	2700
высота	4550
Масса, кг:	
блока дозирования	2300
блока емкости	5500
блока подогрева ПАВ в бочках	5700

Предусмотрено ручное и автоматическое управление.

При отгрузке заводами-поставщиками ПАВ в бочках установка дополнительно комплектуется блоком подогрева (рис. 60).

В процессе работы УДПВ-5 обеспечивается следующее.

Герметичность систем подготовки и нагнетания ПАВ.

Механизация погрузочно-разгрузочных работ и сливных операций.

Слив ПАВ из бочек в специальной камере и перекачка в накопительную емкость.

Герметичный прием ПАВ из автоцистерн без остановки технологического процесса.

Промывка емкостей, насосов и трубопроводов горячей и холодной водой.

Автоматическое прекращение подачи и управления процессами подготовки и нагрева ПАВ.

Установка (см. рис. 59) состоит из емкости 1 (25 м<sup>3</sup>), блока подогрева ПАВ 3, оборудованных соответственно электронагревателями 2 и 4, водонагревателя 5, дозировочных насосов 6, трубопроводов и вспомогательного технологического оборудования.

Температура ПАВ регулируется терморегуляторами, при перегреве срабатывает аварийное отключение электронагревателей. Блок дозирования представляет собой цельнометаллический утепленный капот, разделенный на два отсека, внутри которых размещены технологическое оборудование и оборудование КИП и А 7.

Установка работает следующим образом. Предварительно нагретый ПАВ из емкости 1 поступает в бак подогрева 3, где нагревается до 50°С и дозировочным насосом 6 закачивается в приемный бак 8.

Рекомендуется при ремонтных работах и техническом обслуживании промывать от отложений ПАВ трубопроводы и дозировочные насосы горячей водой (вода нагревается калорифером 5), с отводом загрязненной промывочной жидкости в приемный бак.

В блоке подогрева бочки с ПАВ перемещаются краном, затем на тележке подаются в камеру слива. Для удобства открывания бочек и предотвращения вытекания ПАВ из них предусмотрены фальшпробки конструкции ТатНИИнефтемаша (вместо обычных пробок). Слитый ПАВ заполняет приемный бак и откачивается насосом в накопительную емкость, а опорожненные бочки укладываются на стеллажи. Таким образом, процессы подготовки и закачки ПАВ в данной технологической схеме осуществляются по закрытой герметичной системе, что предотвращает вредное воз-

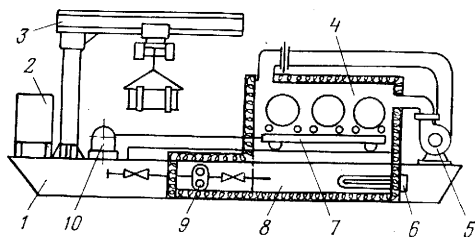


Рис. 60. Блок подогрева ПАВ в бочках.  
1 — рама-сани; 2 — система электрооборудования КИП и А; 3 — кран консольно-поворотный; 4 — камера нагрева; 5 — агрегат калориферный; 6 — электронагреватель; 7 — тележка; 8 — бак приемный; 9 — насос шестеренчатый; 10 — лебедка

действие ПАВ на обслуживающий персонал и загрязнение окружающей среды.

Во всех случаях применения «биологически жестких» ПАВ типа ОП-10 должны быть приняты меры по охране здоровья рабочих, предупреждению пожаров и исключению загрязнения окружающей среды.

Эти требования регламентированы следующим.

Методическими указаниями по санитарной охране водоемов от загрязнений синтетическими поверхностно-активными веществами.

Временными правилами техники безопасности и защиты окружающей среды при проектировании и эксплуатации нефтяных месторождений, разрабатываемых с применением растворов поверхностно-активных веществ типа ОП-10 для заводнения пластов.

Правилами охраны поверхностных вод от загрязнения сточными водами.

В частности, «Временными правилами» запрещается применение растворов ПАВ типа ОП-10 и других биологически слаборазлагаемых ПАВ для заводнения нефтяных пластов на морских месторождениях, особенно на Каспийском море.

Запрещается также применение этих веществ для заводнения нефтяных залежей, пластовые воды которых служат сырьем для химической промышленности или потенциальным источником водоснабжения населения без согласования с Минхимпромом СССР и Минздравом СССР.



## ПРЕДОТВРАЩЕНИЕ ЗАГРЯЗНЕНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН НА СУШЕ

### ИСТОЧНИКИ НЕФТЯНОГО И ХИМИЧЕСКОГО ЗАГРЯЗНЕНИЯ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН

В процессе бурения нефтяных и газовых скважин на одну буровую в среднем расходуется около 100—120 м<sup>3</sup>/сут воды. Обычно на территории бурящихся скважин в земляных амбарах скапливается значительное количество сточных вод, загрязненных диспергированной глиной, смазочными маслами, химическими реагентами, выбуренной породой, солями и т. д.

Лабораторными исследованиями установлено, что физико-химический состав сточных вод колеблется в широких пределах и зависит в основном от количества попавших в воду бурового раствора и химических реагентов. Вместе с буровым раствором в сточную воду попадают такие химические реагенты, как УШР, ПФЛХ, КССБ, ВЖС, гипан, нитролигнин, хромпик, КМЦ, ПАВ и другие, обладающие определенной токсичностью. Механические же примеси в сточных водных буровых в основном состоят из диспергированной глины, породы и утяжелителя и содержание их колеблется в больших пределах. Так, например, по данным ЦНИЛа объединения Укрнефть в буровых сточных водах нефтепромысловых районов (Долинского, Надворнинского, Бориславского) содержится от 100 до 4618 мг/л механических примесей, от 53 до 3052 мг/л органических примесей (нефть и смазочные масла) и от 8,8 до 210 мг/л нефтепродуктов.

Биохроматная окисляемость сточных вод изменяется от 7,3 до 520 мг О<sub>2</sub>/л и окисляемость от 94,5 до 5191 мг О<sub>2</sub>/л. Таким образом, сброс буровых сточных вод в открытые водоемы или поглощающие скважины не только сильно загрязняет водные источники и подземные пресные воды, но и губит живые организмы водоемов.

Значительную опасность для окружающей среды представляют также буровые растворы и особенно растворы на нефтяной основе. Обычное загрязнение ими происходит в результате переливов и выбросов из бурящихся скважин, сброса отработанных растворов в овраги и водоемы, перетоков их по поглощающим пластам и др. Так как при массовом бурении все еще используется амбарная циркуляционная система, то шлам, сточные воды и буровые растворы находятся в земляных амбарах, число и объем которых зависит от глубины бурящихся скважин. Установлено, что максимальное количество механических примесей в буровых

сточных водах там, где для отстоя используются земляные амбары. Так, например, в нефтедобывающих районах Башкирии обычно роют два земляных амбара по 100 м<sup>3</sup> каждый.

Для удаления жидких остатков из земляных амбаров применяют несколько способов, одним из которых является так называемый способ «выдавливания», состоящий в том, что вплотную к земляному амбару роют несколько траншей глубиной до 5 м. При необходимости перемычки между траншеями и амбаром разрушают и после заполнения их буровым раствором траншеи засыпают землей. Невытекший густой осадок остается в земляном амбаре и при затвердении засыпается землей. Однако, как показала длительная практика, засыпка земляных амбаров с раствором и шламом после окончания бурения скважин — не оправданное средство предотвращения загрязнения окружающей среды. В связи с тиксотропностью буровых растворов земляные амбары после их засыпки в течение нескольких лет не затвердевают, и этот участок земли практически непригоден для сельскохозяйственного использования. При другом способе жидкие остатки после бурения удаляются на поля испарения, где для захоронения осадков используют специально облицованные или бетонированные амбары емкостью 15—20 тыс. м<sup>3</sup>, в которых около двух лет отстаиваются жидкие осадки. Образовавшаяся в процессе отстоя очищенная вода откачивается и потребляется на различные технологические нужды, а амбар засыпается землей и перепахивается на глубине, при которой толщина очищенного слоя составляет не менее 0,7 м.

Применяют и другие мероприятия, направленные на сокращение площади временно отчуждаемых плодородных земель под строительство буровых. Так, например, Полтавским отделением УкрНИГРИ разработаны и внедряются оптимальные схемы размещения различных установок бурового оборудования, позволяющие сократить отчуждение земель на одну буровую до 1,6 га вместо 2,3 га, предусмотренных по норме.

### **ОЧИСТКА БУРОВЫХ СТОЧНЫХ ВОД ДЛЯ ИХ ПОВТОРНОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ**

За последние годы ЦНИЛом объединения Укрнефть проведены исследования по очистке буровых сточных вод фильтрами, центрифугированием, окислением органических примесей озоном и коагулированием для повторного использования. Установлено, что один из наиболее дешевых и доступных — метод коагуляции (табл. 38, 39). В процессе коагуляции от воды отделяются нефть, муль, взвешенные частицы, физико-химические свойства которых не позволяют или делают нерациональным удаление их простым отстаиванием. Лучшая очистка буровых сточных вод достигается при обработке серноокислым алюминием.

В зависимости от степени загрязнения сточных вод доза 10%-ного раствора коагулянта составляет 300—800 мг/л. При этом

степень очистки по механическим примесям достигает 80—100%, по окисляемости — 66—88% и по БПК<sub>5</sub> — 66—80%. Очищенные таким образом буровые сточные воды по коррозионной активности соответствуют чистым водам, в большинстве случаев прозрач-

Таблица 38

Характеристика буровых сточных вод

Площадь	Номер буровой	pH доочистки	Механические примеси, мг/л	Окисляемость биохро-матная, мг	БПК <sub>5</sub> , мг О <sub>2</sub> /л	Содержание нефте-продуктов, мг/л	Доза коагулянта Al <sub>2</sub> (SO <sub>4</sub> ) <sub>3</sub> , мг/л	Эффектив-ность очист-ки, %		pH после очистки	Прозрачность по Снеллену, см
								по механиче-ским примесям	по окисляе-мости		
Бориславская	2-СБ	7,7	855	560	70,2	118,6	300	85	81	6,5	20
	78-ВВ	7,65	800	2009,3	178,2	25	800	100	87	5,4	14,5
Долинская	674	7,22	3642	907,3	290,3	25	500	88	75	4,7	8,2
	803	7,1	4618	1617,7	48	11,4	500	88	76	4,95	12
"	680	7,15	1704	5191,6	520	164	400	Не коагулирует			
"	807	7,78	1705	2000	95,3	28,8	400	80	73	4	5,25
"	400	7,45	1000	1620,3	125,3	26	300	82	77	6,65	6,65
Надворнинская	616	7,55	2202	563	136,5	210	500	86	83	4,5	13,5
Делятинская	14	7,35	1098	94,5	7,3	8,8	400	100	84	5,4	20
Лугская	1	7,5	207	1205,7	120,7	20	300	87	75	5,7	20
Шевченковская	1	7,8	415	869	65,3	18,2	300	85	72	6,35	22

Таблица 39

Результаты исследований очистки буровых сточных вод с использованием различных коагулянтов

Коагулянт	Доза коагулянта, мг/л	Прозрачность по Снеллену, см	Эффективность очистки, %	
			по механиче-ским примесям	по окисляе-мости
NaAlO <sub>2</sub>	100	3,5	51	46
Ba-212	500	6	75	71
FeCl <sub>2</sub> +Al <sub>2</sub> (SO <sub>4</sub> ) <sub>3</sub>	400+400	7	94	82
FeCl <sub>3</sub>	900	5,5	79	58
Al <sub>2</sub> (SO <sub>4</sub> ) <sub>3</sub>	600	12	90	85

ны, их можно повторно использовать в технологических процес-сах бурения скважин.

В настоящее время на базе этих испытаний разработана комплексная установка типа УКОС, предназначенная для очистки сточных вод буровых методом химической коагуляции и напорной

флотации (рис. 61). Техническая характеристика установки приведена ниже.

Пропускная способность по очищенной воде, м <sup>3</sup> /ч	3
Потребляемая мощность, кВт	8
Напряжение, В	220/380
Давление в воздушной магистрали, МПа	0,05
Температура, °С	2÷40
Время непрерывной работы, ч	16
Обслуживающий персонал в смену, человек	1

Принцип действия установки заключается в следующем. В амбаре-усреднителе смешиваются буровые сточные воды и оседают крупные взвешенные частицы. Отстой насосом перекачивается в

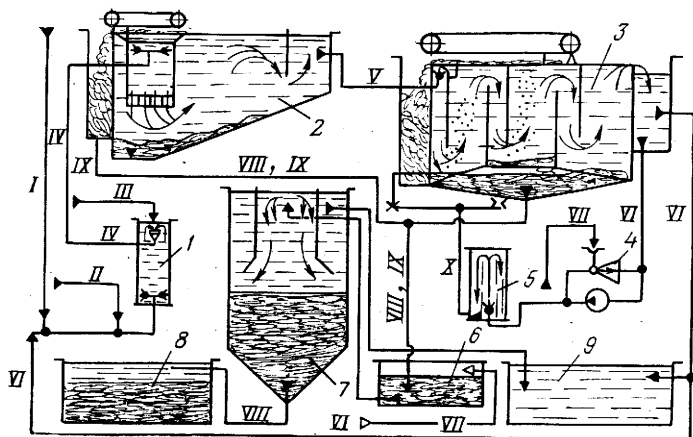


Рис. 61. Принципиальная технологическая схема очистки буровых сточных вод на установке УКОС.

I — сточные воды буровых (СВБ); II — коагулянт; III — нейтрализатор; IV — смесь СВБ, коагулянта и нейтрализатора; V — предварительно очищенная вода; VI — очищенная вода; VII — воздух; VIII — осадок; IX — пена; X — воздушная смесь; I — смеситель; 2 — коагулятор; 3 — флотатор; 4 — насосно-эжекторная обвязка; 5 — напорный бак; 6 — бак приема осадка; 7 — отстойник осадка; 8 — сборник осадка; 9 — сборник очищенной воды

смеситель 1, в который дозаторным насосом подается 10%-ный водный раствор коагулянта — сернокислого алюминия ( $AlSO_4$ )<sub>3</sub>. Одновременно в верхнюю часть смесителя самотеком поступает нейтрализатор (известковое молоко). После интенсивного перемешивания смесь поступает в водоворотную камеру 2, где коагулированные хлопья образуются, укрупняются и оседают. Более мелкие примеси всплывают и удаляются скребковым механизмом в карман для пены.

Из коагулятора предварительно очищенная вода поступает в двухкамерный флотатор 3, куда при помощи насосно-эжекторной обвязки 4 и напорного бака 5 подается водовоздушная смесь в течение 1 мин. Образовавшиеся при этом осадок и пену направляют в бак приема осадка 6, откуда давлением воздуха они пе-

редавливаются в отстойник осадка 8, где осадок обезвоживается до 95%.

Отстой спускают в сборник 8 и используют для приготовления промывочной жидкости. Очищенная вода из кармана флотатора поступает в сборник 9 для повторного использования. Наличие в установке КИП и А позволяет эффективно контролировать процесс очистки буровых сточных вод.

При бурении скважин в земляных амбарах скапливаются воды, загрязненные различными токсичными химическими веществами. Нередко из-за нарушений обваловок амбаров происходят переливы и утечки буровых сточных вод, в результате сильно загрязняются почвы, источники и окружающая природная среда. Кроме того, при накоплении сточных вод в амбарах задалживаются значительные площади сельскохозяйственных угодий и расходуются большие средства на их строительство. В процессе бурения неглубоких скважин потребляется незначительное количество воды и применяются глинистые растворы, не содержащие химических реагентов. В этом случае допустимы не замкнутые схемы водоиспользования.

При бурении глубоких скважин увеличивается расход воды, и для утяжеления промывочных жидкостей используются различные органические и неорганические токсичные химические вещества. Эти вещества, попадая в открытые водоемы, крайне пагубно воздействуют на живые организмы водных источников.

Внедрение установок УКОС с замкнутым циклом водопотребления при бурении позволит предотвратить загрязнение окружающей среды и уменьшить затраты на рекультивацию земель после окончания бурения скважин. Одновременно сократится и расход пресных вод за счет эффективной очистки и повторного использования буровых сточных вод на различные технологические процессы.

### ГИДРОЦИКЛОННЫЙ СПОСОБ ОЧИСТКИ БУРОВЫХ СТОЧНЫХ ВОД

В Азербайджанском институте нефти и химии им. М. Азизбекова проведены исследования по применению гидроциклонов для очистки буровых сточных вод от механических примесей с целью их дальнейшего многократного использования. Эксперименты проведены на гидроциклонной установке со следующими параметрами.

Диаметр, мм:	
гидроциклона . . . . .	75
питающего отверстия . . . . .	20
сливного отверстия . . . . .	30
разгрузочного отверстия . . . . .	6
Угол конусности, ° . . . . .	20

Очистке подвергались буровые сточные воды, содержащие 2, 1,5 и 2,5% утяжеленного глинистого раствора при давлениях на входе в гидроциклон от 0,2 до 0,4 МПа. В качестве утяжелителя использован барит.

В результате исследования установлено, что при давлении на входе в гидроциклон 0,25 МПа степень очистки достигает 80,7%, при этом потеря жидкой фазы составляет 0,5—0,7%. В дальнейшем эффективность очистки довели до 90—93% за счет рециркуляции жидкости через гидроциклон в течение 10—15 мин. Таким образом, при этом способе очистки буровые сточные воды стано-

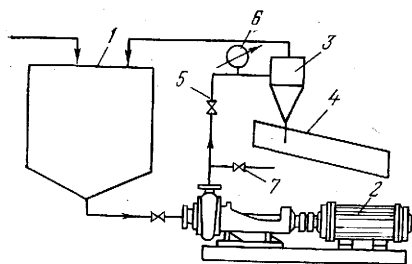


Рис. 62. Принципиальная схема гидроциклонной очистки буровых сточных вод от механических примесей

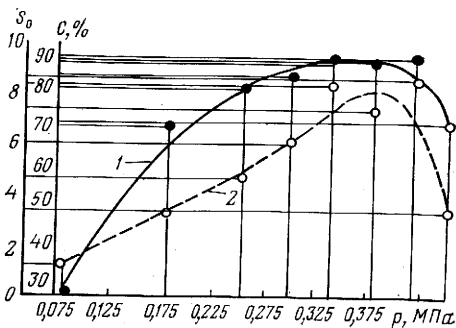


Рис. 63. Зависимость степени очистки бурового раствора (1) и очистной способности (2) от давления на входе в гидроциклон диаметром 250 мм

вятся чистыми и практически пригодными для повторного применения. Рекомендуется следующая схема (рис. 62).

Буровые сточные воды собираются в емкость 1 (объемом 2—3 м<sup>3</sup>), откуда центробежным насосом 2 направляются на очистку в гидроциклон 3. Отделившиеся механические примеси по желобу 4 отводятся в контейнер, а очищенная вода вновь поступает в емкость 1. При помощи задвижки 5 и манометра 6 регулируют давление на входе в гидроциклон. После 10—15-минутной рециркуляции открывают задвижку 7 и отбирают очищенную воду, пригодную для повторного использования.

За последнее время ВНИИнефтемашем проведены исследования связи давления на входе в гидроциклон (диаметром 150, 250 и 400 мм) и качество очистки бурового раствора (рис. 63). Степень очистки бурового раствора определяется по формуле (в %)

$$C = \frac{\sigma_{\text{исх}} - \sigma_{\text{оч}}}{\sigma_{\text{исх}}} 100,$$

где  $\sigma_{\text{исх}}$  и  $\sigma_{\text{оч}}$  — удельное содержание шлама в растворе соответственно до и после очистки.

Полученные и обработанные на ЭВМ данные подтвердили, что от конструктивных параметров гидроциклонов существенно зависят предельное и оптимальное давления на входе в гидроциклон и качество очистки бурового раствора. Так, например, при использовании гидроциклона промышленного образца диаметром 150 мм, диаметре сливного патрубка 70 мм и избыточном давлении на входе 0,26 МПа степень очистки частиц размером более 0,06 мм

достигает 86,6%. При уменьшении диаметра сливного патрубка гидроциклона до 60 мм при избыточном давлении на входе от 0,26 до 0,22 МПа степень очистки соответственно возрастает до 93,6%. Таким образом, в рассматриваемом примере высокие показатели очистки соответствуют предельному давлению и при повышении давления качество очистки ухудшается.

По данным ВНИИНефтемаша предельные давления на входе в гидроциклон следует рассматривать как оптимальные и определять не только по качеству очистки, но и по удельным затратам энергии. Рекомендуется при бурении глубоких скважин работать при предельно больших давлениях на входе в гидроциклон, исходя из того, что затраты на очистку при этом крайне незначительны по сравнению с общими затратами энергии. В остальных же случаях рекомендуется работать на режиме оптимальных давлений на входе, если учесть, что относительно большое повышение давления (от оптимального до предельного) сравнительно мало ухудшает качество очистки.

### РЕКУЛЬТИВАЦИЯ ЗЕМЕЛЬ

В процессе строительно-монтажных работ по возведению буровой вышки и привышечных сооружений на территории, где производятся эти работы, в результате расчистки и планировки площадок, копки траншей для циркуляционных систем и земляных амбаров нарушается почвенный и растительный покров. Наибольшие нарушения и загрязнения допускаются буровыми предприятиями на отчужденных участках земли в процессе бурения скважин и их освоения.

Степень этих загрязнений зависит от вида и свойств применяемых промывочных жидкостей и входящих в них химических компонентов. В связи с этим в нефтяной отрасли разработаны различные рецептуры промывочных жидкостей, применение которых обеспечивает качественную проводку скважин и охрану природы.

Для сокращения земель и восстановления нарушенного плодородия почвы нефтедобывающие предприятия в широких масштабах осуществляют рекультивацию.

Рекультивация земель предусматривает снятие и сохранение плодородного слоя почвы при подготовке площадки (до начала возведения буровой вышки), транспортировку снятого слоя к месту временного хранения и нанесение его на восстанавливаемые земли после окончания буровых работ и демонтажа оборудования.

На примере Татарии, где более 70% расположено на плодородных землях, ТатНИПИнефтью разработаны и рекомендуются следующие эффективные мероприятия в этой области.

Рациональная схема снятия и сохранения плодородного слоя почвы при подготовке площадки под строительство буровой. При выборе площадки следует принимать во внимание объем земляных работ, который определяется толщиной плодородного слоя почвы, его составом и проницаемостью; наличие водоемов, лесо-

насаждений, населенных пунктов, рельеф местности (заболоченность); метеорологические условия.

Наилучшее место расположения площадки — ровные (не заболоченные) участки и пологие склоны (с уклоном до  $6^\circ$ ) на неплодородных землях. В условиях лесной зоны следует предусматривать объем работ по очистке площадки от лесонасаждений, а также своевременный вывоз и сжигание отходов расчистки, корчевки деревьев, пней и кустарников. При строительстве в труднодоступных, затопляемых и заболоченных местах рекомендуется использовать насыпные площадки (намыв грунта земснарядами).

Для уменьшения объема земляных работ, строительного-монтажных работ по сооружению нефтегазопроводов, ЛЭП и т. д. рекомендуется кустовое бурение. При подготовке площадки эффективно использовать высокопроизводительную технику (автогрейдеры), позволяющую ускорить снятие плодородного слоя почвы при наименьшем его смещении с минеральным грунтом.

Выбор рациональных схем рекультивации земель при строительстве скважин. Строительство площадки под буровую на плодородных землях должно предусматривать полное снятие биологически активного слоя почвы и подготовку площадки с оставшимся неплодородным слоем для установки бурового оборудования, устройства земляных амбаров и т. д. При рациональном снятии плодородного слоя почвы необходимо учитывать глубину и время бурения скважины, а также количество используемого глинистого раствора и воды.

Исходя из этих требований рекомендуются две схемы снятия и восстановления плодородного слоя почвы.

1. При строительстве девонских нефтяных скважин плодородный слой почвы должен сниматься со всей площадки и транспортироваться бульдозерами на повышенную часть для сохранения от наездов и загрязнений. На пониженной части участка роют земляные амбары для сбора отработанного глинистого раствора и буровых сточных вод. Пониженная часть участка обваловывается неплодородным слоем грунта, вынутого при рытье земляных амбаров и планировке участка.

По окончании бурения площадку восстанавливают в обратном порядке — вначале заваливают неплодородной почвой амбары, планируют весь участок и только после этого рекультивируют плодородный слой. Если скважина расположена на пахотных землях, то плодородный слой следует распределять равномерно по всей территории (не оставляя обваловку вокруг скважины).

При расположении скважины на незасаеваемых площадях вокруг нее необходимо делать обваловку на территории 0,36 га, а на остальной площади (1,24 га) — рекультивировать почву.

2. При строительстве угленосных нефтяных скважин плодородный слой почвы должен восстанавливаться только на участках, отведенных для временного долгосрочного пользования на период эксплуатации. Если скважина расположена на засеваемых землях, то плодородный слой разравнивается за пределами площадки,



а территория участка обваловывается неплодородной почвой на длительный период эксплуатации. Если же скважина расположена на засеваемых площадях, то рекультивируется весь участок и обваловка скважин не проводится.

Рекультивация предусматривает следующий порядок выполнения работ.

Вывоз эмульсий после освоения скважин, оставшегося глинистого раствора и буровых сточных вод в специально отведенные места или на соседние бурящиеся скважины для последующего использования (в основном для борьбы с поглощениями).

Вывоз всех твердых компонентов (за исключением шлама) на соседние буровые для использования или перевозки на базу.

Захоронение шлама и оставшихся в небольших количествах твердых компонентов в земляных амбарах, заваливание их неплодородным грунтом и утрамбовывание бульдозером.

Разравнивание бульдозером плодородного слоя равномерно по всему участку территории.

Снятие плодородного слоя почвы при толщине более 15 см и перемещение его в отвалы рекомендуется осуществлять бульдозерами, а при меньшей толщине во избежание смешения плодородного слоя с минеральным грунтом применять автогрейдеры. Рекомендуется также плодородный слой снимать на всю толщину за один проход и в летнее время. При выполнении работ в зимнее время мерзлый слой следует разрабатывать бульдозерами с предварительным рыхлением на глубину, не превышающую толщину снимаемого плодородного слоя почвы. Полтавское отделение УкрНИГри в целях повышения эффективности рекультивации земель буровыми предприятиями рекомендуется следующий порядок и объем проведения этих работ.

Снятие чернозема объемом 5 тыс. м<sup>3</sup> (толщиной более 50 см), перемещение его на 90 м и повторный возврат для покрытия участка после демонтажа и вывоза бурового оборудования с площадки.

Рытье двух земляных амбаров (основного емкостью 3 тыс. м<sup>3</sup> и запасного — 0,7 тыс. м<sup>3</sup>), перемещение грунта соответственно на 90 и 70 м и последующий возврат земли для засыпки амбаров.

Рытье дополнительных амбаров общей емкостью 1 тыс. м<sup>3</sup> для заполнения отходами бурения, перемещение грунта на 60 м и повторный возврат земли для засыпки амбаров.

Разравнивание площадки под буровой после покрытия черноземом, вспашка, боронование участка и добавка навоза (из расчета 40 т на 1 га) и гипса (до 20 т).

Плодородный слой почвы при рекультивации следует снимать бульдозерами в два приема (с учетом, что верхний слой земли более плодороден, чем нижний). Снятый в пределах участка слой земли должен храниться на возвышенных местах в виде буртов высотой от 4 до 6 м, длиной до 180 м. Поверхность буртов следует засеивать многолетними травами. По окончании буровых работ и

проведения рекультивации с использованием грунтов вначале засыпается нижний, а затем верхний слой земли.

Не менее важно восстанавливать земли при строительстве магистральных трубопроводов. При проведении этих работ, особенно земляных, нарушается растительный покров почвы, играющий важную противозрозионную и экологическую роль в природе. Разрушение растительного покрова, в свою очередь, — причина возникновения эрозии. Особенно легко поддаются разрушительному действию эрозии тундровые биоценозы в районах Западной Сибири, где нарушение мохового покрова обычно вызывает оттаивание грунтов и образование озер, болот и др. Поэтому в тундровой зоне трубопроводы, во избежание оседания, сооружаются на свайных опорах. При сооружении трубопроводов в районах, подверженных эрозии, ВНИИСТ для сохранения земельных угодий рекомендует сооружать перемычки в траншеях на затяжных склонах и на подходах к переходам, водоотводные каналы и валики, обеспечивающие перехват поверхностных вод, укреплять дно, склоны оврагов и балок, а также береговых участков водоемов и водостоков. Для укрепления рекомендуется использовать посев травы, одерновку, травяные ковры, укрепление грунтами, глиной, глинобетоном и др.

При выборе трасс трубопроводов следует учитывать оползневые явления и принимать меры по их предупреждению.

Рекультивация земель при строительстве магистральных трубопроводов осуществляется в соответствии с инструкцией ВСН2-59-75, согласованной с Госстроем СССР, Минсельхозом СССР и Гослесхозом СССР. В нефтяной отрасли работы по рекультивации предусматриваются техническим проектом строительства трубопровода.

В проекте рекультивации определяются: границы угодий по трассе трубопровода, в которых необходима рекультивация, толщина снимаемого плодородного слоя почвы по каждому участку, ширина зоны рекультивации в пределах полосы отвода, место расположения отвала для временного хранения снятого плодородного слоя почвы, допустимое превышение нанесенного плодородного слоя почвы над уровнем нарушенных земель, способы снятия, транспортирования и нанесения плодородного слоя почвы, объемы и методы погрузки и вывоза лишнего минерального грунта, а также его разгрузка в указанных для этого местах, методы уплотнения разрыхленного минерального грунта и плодородного слоя почвы после засыпки трубопровода.

В целях сохранения плодородного слоя почвы при выполнении этих работ рекомендуется снимать и перемещать его в отвал бульдозерами: продольно-поперечными ходами при толщине слоя до 20 см и поперечными — при толщине слоя более 20 см. При толщине плодородного слоя до 10—15 см следует применять автогрейдеры.

Плодородный слой рекомендуется снимать на ширину траншей по верху плюс 0,5 м в обе стороны. Затем экскаватором вынима-

ется минеральный грунт и складывается вдоль траншей. После укладки трубопровода следует вначале засыпать минеральный грунт, затем равномерно нанести плодородный слой, который после некоторой усадки должен утрамбовываться тракторами на гусеничном ходу.

Рациональная рекультивация земель при бурении и строительстве магистральных трубопроводов в нефтедобывающих районах позволит сократить объем земляных работ, сохранить биологически активный слой земли и значительно уменьшить загрязнение почвы и окружающей природной среды.

При выполнении работ по рекультивации земель следует руководствоваться «Положением о порядке передачи рекультивированных земель землепользователям предприятиями, организациями и учреждениями, разрабатывающими месторождения полезных ископаемых и торфа, проводящими геологоразведочные, изыскательские, строительные и иные работы, связанные с нарушением почвенного покрова», утвержденным Минсельхозом СССР 18 февраля 1977 г.

### **НЕКОТОРЫЕ ПРОБЛЕМЫ ОХРАНЫ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН**

В процессе бурения химически обработанный буровой раствор, включающий некоторые токсичные вещества (КССБ, КМЦ, РС-2, сульфонолы, высшие жирные спирты и др.), смешиваясь со сточными буровыми водами, загрязненными нефтью, нефтепродуктами, отработанными смазочными маслами и др., и попадая в открытые водоемы, образует весьма стойкие, не отстаивающиеся суспензии. Загрязняются водоемы и буровым шламом, который вместе с выбуренной породой и нефтью включает все химические соединения глины, используемые для приготовления буровых растворов. Количество глины в шламе составляет от 30 до 90%, утяжелителя 10—30%.

Установлено, что присутствие всех этих токсичных химических веществ в воде пагубно отражается на живых организмах и приводит к их гибели. Кроме того, наличие в буровых растворах ПАВ усугубляет действие пены, которая, накапливаясь на поверхности воды, уменьшает способность водоемов к самоочищению.

Предельно допустимые концентрации для глины и утяжелителей (барита, гематита), входящих в состав бурового раствора, не установлены. Однако эти вещества в буровых растворах гидрофобизированы специальными добавками, образуют устойчивые взвеси и к ним применимы ПДК, предусмотренные для взвешенных веществ.

Правилами охраны поверхностных вод от загрязнений предусмотрено, что содержание взвешенных веществ для централизованного или нецентрализованного хозяйственно-питьевого водоснабжения, а также для водоснабжения пищевых предприятий не должно увеличиваться больше чем на 0,25 мг/л. Регламентирована-

но также, что взвеси со скоростью выпадания более 0,4 мм/с для проточных водоемов и более 0,2 мм/с для водохранилищ к спуску запрещаются.

По данным С. С. Сухарева (ВНИИКРнефть) скорость осаждения частиц утяжелителя со средним диаметром 0,001 см и плотностью 4,6 г/см<sup>3</sup> в водной среде составляет 10<sup>-4</sup> мм/с, что значительно меньше допустимой скорости осаждения взвесей. Анало-

Таблица 40

Краткость разбавления буровых растворов, обеспечивающая ПДК химических реагентов, нефти и взвесей глины и утяжелителя

Добавка	Максимальное содержание добавки в буровом растворе, вес. %	ПДК, г/л	Необходимая кратность разбавления
Барит	60	0,05	12 000
Na — КМЦ	3	0,02	1 500
ССБ	5	0,025	2 000
Каустическая сода	1,5	0,028	530
Гидроокись кальция	1	0,05	200
Хромпик	0,2	0,015	133
ПФЛХ	1	0,005	2 000
Нитролигнин	1	0,4	25
Гумат натрия (УЩР)	3	1	30
Нефть	15	0,0005	3 000 000
Взвеси (глина, шлам и т. д.)	20	0,00025	800 000

гичные размеры частиц имеют и глины, плотность которых ниже плотности утяжелителя, следовательно, скорость их осаждения еще меньше. Поэтому сброс этих утяжеленных суспензий в водоемы недопустим.

С. С. Сухарев приводит данные, характеризующие кратность разбавления буровых растворов, обеспечивающую ПДК химических реагентов, нефти, взвесей глины и утяжелителя (табл. 40).

Кратность разбавления рассчитана из соотношения

$$X_{\text{ПДК}} = g + 1,$$

где  $X$  — необходимая кратность разбавления;  $g$  — максимальное содержание добавки в 1 м<sup>3</sup> бурового раствора, г.

Из приведенных данных видно, что буровые растворы высокотоксичны и попадание их в водоемы даже в небольших количествах представляет серьезную опасность.

Избыточный буровой раствор образуется главным образом при разбурировании глинистых пород. Объем «наработанного раствора» в процессе бурения определенного интервала ВНИИКРнефть рекомендует определять исходя из следующей зависимости.

Для неутяжеленных буровых растворов

$$Q = G \left( 1 - \frac{\varepsilon}{100} \right) \frac{ka (1 + bt) 100}{c \rho_{п}}$$

Для утяжеленных буровых растворов

$$Q = G \left( 1 - \frac{\varepsilon}{100} \right) \frac{ka (1 + bt) \rho_{р} 100}{p \rho_{п}}$$

где  $G$  — количество выбуренной породы, т;  $\varepsilon$  — степень очистки бурового раствора от выбуренной породы, %;  $k$  — коэффициент коллоидности разбурывааемых пород, характеризующий их относительную коллоидно-химическую активность;  $a$  — коэффициент, характеризующий влияние химической обработки на изменение коллоидности глины, значения которого приведены ниже.

Химическая обработка бурового раствора	$a$
УЩР	1,1—1,2
УЩР+хромпик	0,8—0,85
Известь	1,0—0,9
Известь+хромпик	0,80—0,75
УЩР+известь+хромпик	0,70—0,80
КМЦ	1
КМЦ+NaCl	0,85—0,80
Гипс+окзил	0,60—0,70
Гипс+известь+окзил	0,50—0,65

$b$  — коэффициент, характеризующий интенсивность роста коэффициента коллоидности твердой фазы бурового раствора под действием температуры;  $t$  — температура в скважине в статических условиях, °С;  $\rho_{р}$  — плотность бурового раствора, г/см<sup>3</sup>;  $c$  — объемное содержание коллоидного глинистого комплекса в буровом растворе ( $c = 2,5 \div 3,5\%$ ), %;  $\rho_{п}$  — плотность разбурывааемых пород, г/см<sup>3</sup>;  $p = c \rho_{п}$  — показатель коллоидно-химического равновесия дисперсной фазы при рабочих структурно-химических показателях, значения которого приведены ниже.

Буровые растворы	$p$
Чистая глинистая суспензия (глина+вода)	3,3—3,6
Глинистые, обработанные:	
УЩР, окзил, ССБ+хромпик	4,0—4,5
УЩР, окзил+КМЦ	3,0—3,6
УЩР, окзил+гипан (метас)+хромпик	3,5—4,0
Известковые и гипсовые	4,1—5,0
Полимерные с малым содержанием твердой фазы, обработанные КМЦ и акриловыми реагентами (пресные и содержащие до 5% NaCl)	2,3—2,7

Чем больше выбуренной породы (шлама) удаляется очистными сооружениями, тем меньше «наработка» бурового раствора, а следовательно, и загрязнение территории вокруг буровой.

Буровые растворы очищаются различными устройствами. Так, например, для неутяжеленных растворов обычно применяют вибрационные сита, гидроциклонные пескоотделители и шламоотделители, а для утяжеленных растворов — вибросита, гидроциклон-

ные установки и центрифуги. Потери буровых растворов на этих очистных устройствах зависят от плотности и количества сбрасываемого шлама.

Многочисленными физико-химическими исследованиями образцов шлама, отобранных с различных глубин, установлено, что в шламе содержится от 0,8 до 7,5% нефти и до 15% таких химических реагентов, как УЩР, КССБ, КМЦ, ПФХЛ и др. Таким образом, шлам — потенциальный источник загрязнения почвы и водоемов. Количество сбрасываемого шлама зависит от объема выбуренной породы, степени очистки бурового раствора на очистных сооружениях и плотности сбрасываемого шлама и определяется из следующей зависимости:

$$Q_{\text{ш}} = V_{\text{п}} \frac{\varepsilon}{100} \frac{(\rho_{\text{п}} - \rho_{\text{в}})}{(\rho_{\text{ш}} - \rho_{\text{в}})},$$

где  $Q_{\text{ш}}$  — объем сбрасываемого шлама,  $\text{м}^3$ ;  $V_{\text{п}}$  — объем выбуренной породы,  $\text{м}^3$ ;  $\rho_{\text{п}}$ ,  $\rho_{\text{ш}}$  и  $\rho_{\text{в}}$  — плотность соответственно породы, шлама и воды,  $\text{г}/\text{см}^3$ .

Согласно исследованиям ВНИИКРнефти плотность сбрасываемого шлама изменяется в зависимости от применяемых способов очистки. Так, при очистке неутяжеленного раствора виброситом плотность шлама  $\rho'_{\text{ш}}$  не превышает 1,6—1,8  $\text{г}/\text{см}^3$ , а при использовании пескоотделителя и илоотделителя значения  $\rho''_{\text{ш}}$  и  $\rho'''_{\text{ш}}$  составляют соответственно 1,5—1,6 и 1,35—1,45  $\text{г}/\text{см}^3$ . При этих значениях количество шлама в ( $\text{м}^3$ ), которое удаляется из циркуляционной системы виброситом, пескоотделителем и илоотделителем, составляет соответственно 2,3; 2,9 и 4. При этом потери раствора ( $V_{\text{р}}$ ) для различных очистных устройств (вибросита — 1,3; пескоотделитель — 1,92 и илоотделитель — 3) подсчитаны по формуле

$$V_{\text{р}} = V_{\text{п}} \frac{\varepsilon}{100} \frac{(\rho_{\text{п}} - \rho_{\text{ш}})}{(\rho_{\text{ш}} - \rho_{\text{в}})}.$$

Наименьшие потери бурового раствора достигаются при очистке его виброситом.

Исследованиями ВНИИКРнефти установлена значительная эффективность применения трехступенчатой системы очистки буровых растворов (вибросита — пескоотделитель — илоотделитель). Так, например, для Западной Сибири эти исследования показывают, что при трехступенчатой очистке объем удаляемого шлама оказывается в 4,1 раза меньше объема раствора, который «нарабатывается» в процессе разбуривания при отсутствии механической очистки.

Применение илоотделителя в качестве третьей ступени очистки позволяет в 3,5 раза уменьшить избыточный объем раствора. При этом потери бурового раствора в 4,8 раза меньше объема раствора, «нарабатываемого» при отсутствии такой очистки. Внедрение наиболее совершенных способов очистки буровых растворов от выбуренной породы позволит не только улучшить технико-

экономические показатели буровых работ, но и значительно уменьшить загрязнение территории вокруг буровой за счет резкого снижения объемов избыточного бурового раствора в процессе бурения скважины.

До настоящего времени одна из серьезных проблем бурения — изыскание наиболее простых и дешевых способов утилизации отработанных буровых растворов. Практика работы в этом направлении показывает, что наиболее оправданный способ — многократное использование буровых растворов. В настоящее время

Таблица 41

**Физико-механические показатели керамзитового гравия в зависимости от добавки отработанного бурового раствора**

Фракция с размером частиц, мм	Физико-механические показатели					
	без добавки			с добавкой		
	объемная насыпная масса, кг/м <sup>3</sup>	прочность, МПа	марка гравия	объемная насыпная масса, кг/м <sup>3</sup>	прочность, МПа	марка гравия
Средняя проба	522	—	—	371	—	—
20—40	531	2,03	450кЛА	246	0,7	250кЛА
10—20	471	2,57	500кЛА	340	1,4	350кЛА
5—10	534	2,71	550кЛА	398	1,6	400кЛА
0—5	652	—	700кЛА	500	—	500кЛА

отработанные буровые растворы (после восстановления их технических параметров) используются лишь отдельными буровыми предприятиями и в небольших объемах.

При значительных расстояниях между бурящимися скважинами, особенно в разведочном бурении, перевозка отработанного бурового раствора связана с определенными трудностями и не всегда экономически целесообразна. Эта задача намного усложняется при бурении глубоких и сверхглубоких скважин, когда накапливаются большие объемы бурового раствора (500 м<sup>3</sup> и более).

Один из перспективных методов утилизации отработанных буровых растворов — приготовление на их основе отвержденных смесей, которые можно использовать для крепления и изоляции зон поглощения. В качестве отверждающего компонента можно использовать различные синтетические смолы, цемент, гипс и другие материалы. Для примера можно привести отверждаемый буровой раствор, разработанный ВНИИКрнефтью и состоящий из глинистого раствора, фенолформальдегидной сланцевой смолы ТС-10, формалина или уротропина. В результате отверждения эта смесь образует фенолальдегидноглинистую пластмассу, которая нерастворима в пластовых флюидах, непроницаема и устойчива к коррозии в водных растворах солей одновалентных металлов.

Дальнейшие исследования ВНИИКрнефти показали, что одним из методов утилизации отработанного бурового раствора может быть использование его в строительной индустрии при производстве керамзитового гравия методом скоростной термообработки различных глинистых пород (табл. 41).

В процессе испытаний установлено, что добавка минерализованного бурового раствора с содержанием  $\text{NaCl}$ ,  $\text{CaCl}_2$ ,  $\text{MgCl}_2$  и других солей значительно облегчает технологию производства керамзита. Так, при выгорании нефти и органических примесей бурового раствора снижается расход топлива на обжиг глин, достигается более сильное вспучивание ее и возрастает производительность печей. Кроме того, добавка бурового раствора понижает температуру замерзания глины, что, в свою очередь, облегчает трудоемкую работу по загрузке сырья в зимнее время.

### НОВАЯ СХЕМА ГИДРОЦИКЛОННОЙ ОЧИСТКИ БУРОВОГО РАСТВОРА

Грозненским нефтяным институтом и Карабулакским УБР предложена новая схема гидроциклонной очистки бурового раствора в основу которой положено регулирование плотности бурового раствора ( $\rho$ ), за счет изменения в нем концентрации твердой фазы ( $C$ ). При этом изменяется абсолютное дифференциальное давление на забое скважины, а следовательно, и степень влияния его на эффективность разрушения горных пород.

В схеме обвязки циркуляционной системы с гидроциклоном (рис. 64) использованы шламовый насос типа ШН-150-1 буровой установки «Уралмаш-4Э-67» и комплект гидроциклонов, из которых три со шламовыми насадками диаметром 11 мм и один — 30 мм. Рекомендуемая схема позволяет в процессе бурения не только регулировать  $C$ , но и регенерировать утяжелитель без установки дополнительного оборудования.

После восстановления циркуляции очищенный от механических примесей ситоконвейером 7, утяжеленный гематитом буровой раствор ( $\rho = 1,4 \text{ г/см}^3$ ) от устья скважины 8 поступает в одну из приемных емкостей 1, откуда шламовым насосом 2 через нагнетательную линию 3 подается на комплект гидроциклонов 4, установленных на емкости 6 ( $50 \text{ м}^3$ ). В процессе разделения жидкости в емкости один поток по сливной линии 5 направляется к буровым насосам, а другой (с продуктами регенерации) — в емкость 6.

Для восстановления первоначальных показателей бурового раствора его утяжеляют продуктами регенерации (рис. 65). Результаты испытаний показали, что снижение плотности бурового раствора до  $0,03 \text{ г/см}^3$  не вызывает каких-либо осложнений в процессе бурения. Установлено, что внедрение новой гидроциклонной схемы очистки позволяет увеличить механическую скорость проходки при разбурировании глинистых отложений и песчаников со-



ответственно на 34 и 23%. При этом проходка на долото возрастает на 36%.

Основные трудности при очистке промышленных и буровых сточных вод связаны с тем, что они относятся к чрезвычайно сложным системам. Оставшиеся во взвешенном состоянии механические примеси в буровых и промышленных сточных водах обычно образуют стойкие, трудноразрушимые эмульсии. Кроме того, со-

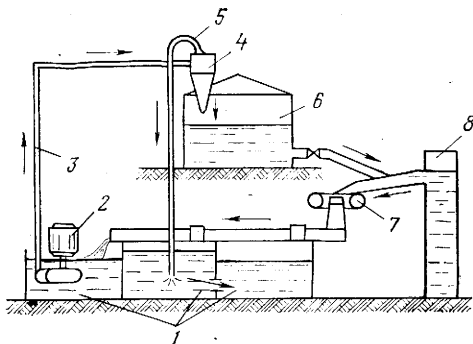


Рис. 64. Схема обвязки циркуляционной системы

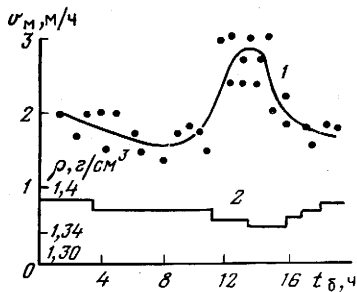


Рис. 65. Зависимость механической скорости проходки  $v_m$  (1) и плотности бурового раствора  $\rho$  (2) от времени бурения  $t_b$

держание в этих водах нефти и различных ПАВ значительно осложняет работу очистных сооружений. Поэтому, чем больше в сточных водах нефти и твердых механических примесей, тем труднее ее очистить простым отстаиванием.

Применение для очистки гидроциклонов наиболее эффективно решает эту проблему. Так, например, использование гидроциклонов при промывке песчаных пробок на морских нефтяных месторождениях позволило достичь высокую степень очистки промывочной жидкости от песка и повторно использовать эту воду без сброса ее в море. Метод гидроциклонной очистки сточных вод широко используется на морских промыслах в Баку. Гидроциклоны успешно применяются во многих нефтедобывающих районах (Татарии, Башкирии, Куйбышевской области и т. д.) в качестве аппаратов для предварительной очистки пластовых вод и повторного использования их в системе заводнения пластов, а также для очистки высокостойких эмульсий, образующихся в ловушках нефти.

Таким образом, широкое внедрение гидроциклонов для очистки сточных вод (в том числе и буровых) позволит улучшить технологию и повысить степень их очистки, сократить расход пресных вод, используемых на различные технологические нужды, улучшить чистоту окружающей природной среды за счет резкого сокращения сброса сточных вод в процессе бурения и добычи нефти.

## ЗАГРЯЗНЕНИЯ, ВЫЗЫВАЕМЫЕ ПРИ ГЛУШЕНИИ СКВАЖИН, И МЕРЫ ПО ИХ ЛИКВИДАЦИИ

Во многих случаях глушение скважин осуществляется с серьезными отклонениями от заданной технологии и отсутствием контроля за изменениями давлений на забое скважин. В результате снижается эффективность работ, допускаются открытые выбросы из скважин и, как следствие, загрязнение почвы нефтью, нефтепродуктами, глинистым раствором и высокоминерализованными водами.

Существующая технология глушения скважин отработанными буровыми растворами засоряет пласт и призабойную зону, и особенно в скважинах с высоким пластовым движением, где используются глинистые растворы повышенной плотности. Проникая в пласт, буровой раствор закупоривает поры и снижает приемистость и продуктивность скважины.

При ремонте нагнетательных скважин, где работы по глушению нередко сопровождаются изливом на поверхность, почва сильно загрязняется минерализованными жидкостями.

Многочисленными лабораторными исследованиями установлено, что проникающая в пласт вода снижает естественную проницаемость коллекторов на 50% и более. Это особенно характерно для скважин с низким пластовым давлением, в которых при глушении раствором на водной основе пласт поглощает большое количество воды. Для глушения скважин используются различные нетоксичные водные растворы фосфорнокислых солей и полимерные растворы плотностью 1,7—1,8 г/см<sup>3</sup>. Полимерные растворы включают в себя товарный (8%-ный) полиакриламид, техническую соль (типа хлорида натрия, магния, цинка, сульфата магния), неионогенные ПАВ и бентонитовый глинопорошок.

Для глушения скважин применяются также жидкости на углеводородной основе. ТатНИПИнефтью разработана и рекомендуется технология глушения нефтяных скважин с применением гидрофобно-эмульсионных растворов на углеводородной основе. Раствор представляет собой эмульсию типа вода в масле, плотность его может изменяться от плотности углеводородной жидкости до 2 г/см<sup>3</sup>.

Основные преимущества гидрофобно-эмульсионного раствора следующие.

При высокопластичных свойствах раствора в пласте фильтруется углеводородная фаза.

Твердый компонент раствора находится во взвешенном состоянии и не засоряет призабойную зону пласта.

Благодаря высокой вязкости раствора допускается применение его для глушения скважин с высоким пластовым давлением.

Использование раствора сохраняет коллекторские свойства пласта и позволяет применять его повторно.

Простота технологии приготовления раствора.

Работы по глушению скважин на нефтяных месторождениях часто сопровождаются открытыми выбросами, в результате чего почва на большой территории оказывается сильно загрязненной эмульсионной нефтью, буровым раствором и высокоминерализованной пластовой водой. Особенно губительно действие этих загрязнений на растительность почвы. Нередко почвенные загрязнения смываются атмосферными осадками, паводковыми водами и, попадая в открытые водоемы, наносят непоправимый вред живым организмам рек и их притоков. Поэтому рекомендуемые гидрофобно-эмульсионные растворы на углеводородной основе должны широко внедряться в различных районах добычи нефти, где производится работы по глушению скважин.

Заслуживают большого внимания и рекомендации ВНИИнефти по глушению скважин с низким пластовым давлением и использованием для этих целей трехфазной пены (плотностью 1,1—1,2 г/см<sup>3</sup>), которую можно получать из утяжеленного мелом глинистого раствора.

### НЕЙТРАЛИЗАЦИЯ СЕРОВОДОРОДА ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН

При бурении скважин на отдельных месторождениях Татарии, Башкирии, Куйбышевской и Оренбургской областей и т. д. встречаются пласты, при вскрытии которых возникает опасность выделения сероводорода, усугубляемая тем, что в процессе бурения сероводород в смеси с воздухом взрывается.

Температура его воспламенения 290° С. Нижний и верхний пределы взрывоопасной концентрации сероводорода в воздухе соответственно 4 и 45,5 об. %. Сероводород тяжелее воздуха, относительная плотность его 1,17. При проявлениях сероводорода возможны взрывы и пожары, которые могут распространиться на огромную территорию и стать причиной многочисленных жертв и больших убытков. Присутствие сероводорода приводит к опасному разрушению бурильного инструмента и бурового оборудования и вызывает их интенсивное коррозионное растрескивание, а также коррозию цементного камня. Весьма агрессивен сероводород к глинистым буровым растворам в пластовых водах и газах.

Во всех случаях сероводород крайне отрицательно действует на организм людей и растительный мир. Методы борьбы с сероводородом при бурении скважин еще мало изучены, что можно объяснить сложностью проблемы. Одна из самых серьезных задач в этой области — изыскание и разработка эффективных средств и методов нейтрализации сероводорода при бурении нефтяных и газовых скважин.

Опыт проводки скважин в производственных объединениях Нижневожскнефть, Татнефть, Башнефть, Саратовнефтегаз, Оренбурггазпром, Мангышлакнефть и других показывает, что интенсивное выделение сероводорода на буровой наблюдается на рабочей площадке, в насосной, в циркуляционной системе и в

районе расположения механических очистителей (вибросито, сито-конвейер).

За рубежом для нейтрализации сероводорода в циркуляционной системе к буровым растворам добавляют карбонат меди, перекись водорода, гранулированное «губчатое» железо или соли поливалентных металлов (двуокись марганца, хлористый цинк, соединения хрома и др.). Можно применять хлорное железо и каустическую соду.

Все эти способы очистки основаны на способности сероводорода взаимодействовать с окислами, основаниями и солями поливалентных металлов с образованием сульфидов металлов, нерастворимых в воде.

Дальнейшие исследования показали, что при нейтрализации глинистого раствора добавками хлорного железа или хлорного цинка значительно ухудшаются показатели раствора (повышаются водоотдача и время отстоя, снижается стабильность). Поэтому применять для нейтрализации соли поливалентных металлов рекомендуется только при бурении скважин с промывкой водой.

На Узеньском месторождении опробован и рекомендуется для промышленного внедрения в других нефтедобывающих районах метод химического связывания сероводорода хлорным железом непосредственно в пласте (разработчики — Уфимский нефтяной институт и Узеньское УБР). При этом методе исключается поступление сероводорода в скважину.

Технология этого метода следующая. Поглощающие известняки (третичные отложения) разбуриваются технической водой (вместо бурового раствора) с добавлением в нее 0,2—0,4% хлорного железа.

После вскрытия первого поглощающего горизонта на глубине 60—65 м бурение продолжается без выхода циркуляции, содержание хлорного железа в воде поддерживается в пределах от 0,1 до 0,2%.

С устья буровой затрубное пространство орошается технической водой с содержанием 0,2—0,4% хлорного железа.

Эта технология применяется и при вскрытии второго и третьего поглощающих горизонтов на глубинах соответственно 82—100 и 120 м.

При вскрытии пласта техническая вода проникает в призабойную зону и сероводород, содержащийся в поглощающем горизонте, взаимодействует в пласте с хлорным железом, а образовавшаяся соляная кислота вступает в реакцию с карбонатными породами. При этом сернистое железо выпадает в осадок и закупоривает поглощающие поровые каналы, преграждая доступ сероводороду в ствол скважины.

Химический метод нейтрализации сероводорода в пласте широко опробован и служит одним из эффективных способов борьбы с выделениями сероводорода при бурении скважин.

Дальнейшее внедрение этого метода позволит наряду с безопасными условиями бурения и экономией затрат на проводку

скважин существенно снизить загрязнение атмосферного воздуха и ограничить вредное воздействие сероводорода на животный и растительный мир.

Прогрессивны рекомендации Уфимского нефтяного института и буровых предприятий по использованию реагента Т-66 для химического связывания сероводорода. Реагент Т-66 — побочный продукт производства изопрена из изобутилена и формальдегида. Реагент представляет собой легкоподвижную маслянистую жидкость плотностью  $1,03 \text{ г/см}^3$  с температурой замерзания ниже  $-25^\circ \text{С}$ . Хорошо растворяется в органических растворителях и в воде (до 90%).

Безопасное содержание Т-66 в воздухе (рабочей зоне) 10 мг/л. При взаимодействии с водой и кислородом воздуха не взрывается и не горит, малотоксичен, не оказывает аллергического воздействия, обладает поверхностно-активными свойствами и улучшает смазывающие и противозносные свойства технической воды. Реагент Т-66 термостоек до  $250^\circ \text{С}$ . Активность реагента с повышением температуры возрастает. При  $80^\circ \text{С}$  реагент нейтрализует в три раза больше сероводорода, чем при  $22^\circ \text{С}$ . При  $200^\circ \text{С}$  мгновенно взаимодействует с сероводородом.

По данным ВолгоградНИПИнефти применение цементных растворов с добавкой Т-66 позволяет надежно изолировать газопроявляющие пласты с содержанием сероводорода более 25%. Буровой раствор следует обрабатывать реагентом в глиномешалке. Оптимальная добавка реагента — 1—3% объема циркулирующего раствора. При первичной обработке следует вводить в буровой раствор до 3% реагента и в последующем — 1%. Промысловые испытания реагента Т-66 на сероводородсодержащих месторождениях в Башкирии, Саратовской и Волгоградской областях показали, что во всех случаях применение этого реагента способствует прекращению поступления сероводорода в процессе бурения скважин.

Для определения опасных концентраций сероводорода в буровом растворе ВНИИТЬ рекомендует использовать систему автоматического контроля за воздушной средой буровой установки, разработанную на базе внедрения стационарных газоанализаторов типа ФЛС новейших конструкций.

АзНИПИнефть на основе проведения комплекса исследований разработал практические рекомендации по выбору конструкций обшивок рабочей площадки и насосного оборудования, организации контроля за содержанием сероводорода в воздухе и др. Использование этих рекомендаций и устройств на буровых позволит повысить безопасность технологических процессов и улучшить условия труда рабочих буровых бригад.

## ПРЕДОТВРАЩЕНИЕ ЗАГРЯЗНЕНИЙ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ ПРИ ПОДГОТОВКЕ, ТРАНСПОРТЕ И ХРАНЕНИИ НЕФТИ И ГАЗА

### ПОТЕРИ НЕФТИ И ГАЗА НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

Известно, что добываемая нефть содержит в своем составе большое количество низкокипящих фракций и растворенный газ. В промысловых условиях, при сборе, транспорте и хранении этих нефтей часто теряются растворенные в нефти газы. Кроме того, значительны потери и легких нефтяных фракций, так как при испарении таких компонентов, как метан, этан и, частично, пропан, содержащихся в газе, из нефти увлекаются и более тяжелые углеводороды (бутаны, пентаны и вышние). К легким углеводородам обычно относятся все фракции, испаряющиеся из нефти при ее транспортировке от скважины до центральных пунктов сбора и подготовки нефти, газа и воды. Наибольшая опасность загрязнения атмосферы связана с нефтяными газами, содержащими сернистые соединения.

Атмосфера загрязняется также и продуктами переработки нефти, содержание которых часто превышает предельно допустимые концентрации (см. табл. 33).

Потери легких углеводородов (из индивидуального источника) зависят от физико-химических свойств нефти, давления, температуры, конструкции применяемого аппарата или оборудования, климатических условий и некоторых других факторов. Эти эксплуатационные потери нефти и газа составляют порядка 60—75% общих потерь на нефтяных месторождениях и вызваны следующими причинами (табл. 42).

Несовершенством систем сбора и транспорта нефти.

Неисправностью устьевого оборудования скважин и перекачивающих насосов (пропуски нефти и газа через сальники и сальниковые уплотнения).

Низкой степенью герметизации сырьевых и товарных резервуаров и использованием последних для осуществления приемно-сдаточных операций.

Несовершенством сепарационного оборудования и процесса сепарации.

Использованием негерметичных систем подготовки нефти и воды.

Порывами нефтепродуктопроводов из-за аварий и нарушения правил их технической эксплуатации.

## Потери нефти по основным источникам

Потери	Причина или источник потерь	Потери по источникам, % от общего количества
Легких углеводородов нефти	Открытые мерники на скважинах и групповых установках	17,9
Газа, сжигаемого в факелах	Скважины не подключены к газозаборным коллекторам	6,4
Газа, сжигаемого в факелах на компрессорных станциях	Недостаточная мощность компрессорных станций	29,6
Газа при транспортировке	Продувка дриппов в атмосфере	3,8
Легких углеводородов нефти	Сырьевые резервуары	10,8
Легких углеводородов при подготовке нефти и обессоленной стабильной нефти	Технологические и товарные резервуары	17,8
Нефти с дренажной водой	Пруды и ловушки	1,6
Нефти в технологических уплотнениях	Сальники на устье скважин, насосы откачки	0,2
Нефти при переливах из скважин	При подземных ремонтах	0,7
Нефти при авариях	Порывы нефтепроводов и переливы через мерники	3,8
Нефти при подготовительных работах	Зачистка резервуаров	5,3
Нефти	Различные технологические объекты	2,1
Итого		100

Экспериментальными исследованиями ВНИИСПТнефти и отраслевых научно-исследовательских институтов определены возможные потери легких углеводородов от испарения при сборе, подготовке и транспортировке нефти, которые приведены ниже.

Источники потерь	Потери легких углеводородов, вес. % от количества добытой нефти
Устья скважин и средства перекачки	0,002—0,006
Мерники	0,05—1,63
Буферные емкости, отстойники	0,16—0,27
Земляные амбары	9,9
Резервуары для промежуточного сбора нефти	0,05—3,28
Сырьевые резервуары УПН	0,05—2,13
Технологические резервуары	0,21—1,52
Установки горячей сепарации	0,60—1,54
Ловушки нефти (испарение и унос со сточными водами)	0,002—0,20
Товарные резервуары	0,05—2,01

Из приведенных данных видно, что основная доля потерь легких углеводородов нефти приходится на негерметичные технологические и товарные резервуары для нефти при использовании их в качестве отстойников для отделения и сбора воды. Потери нефти из сепараторов в основном связаны с тем, что в существующих

Таблица 43

Основные параметры блочных автоматизированных сепараторов типа УБС и НГС

Параметры	Пропускная способность сепараторов по жидкости, м <sup>3</sup> /сут									
	типа УБС					типа НГС				
	1 500	3 000	6 300	10 000	16 000	2 000	5 000	10 000	20 000	30 000
Газовый фактор, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	120	120	120	120	120	120	120	100	90	90
Рабочее давление, МПа	30	30	30	30	30	75	85	60	50	50
Объем аппарата, м <sup>3</sup>	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6
Каплеуловитель: выносной	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
Каплеуловитель: встроенный	25	32	32	50	80	8	14	28	56	80
	+	+	+	+	+	+	-	-	-	-
	-	-	-	-	-	+	+	+	+	+

Примечание. Знак «+» означает наличие, знак «-» отсутствие каплеуловителя.

Таблица 44

Загрязнение окружающей среды в районах добычи нефти

Среда	Источники и причины загрязнения															
	Мерники			Сепараторы	Резервуары			Установки подготовки нефти			Очистные сооружения			Трубопроводы		Насосы
	утечка	перелив	испарение		очистка	перелив	испарение	утечка	испарение	факел	просачивание	перелив	испарение	аварийный разлив	утечка	
Атмосфера	-	-	+	+	-	-	+	-	+	+	-	-	+	-	-	-
Водоемы	-	+	-	-	-	+	-	-	-	-	+	-	-	+	-	-
Почва	+	+	-	-	+	+	-	+	-	-	+	+	-	+	+	+

Примечание. Знак «+» означает наличие, знак «-» отсутствие загрязнения.

многочисленных их конструкциях, используемых в нефтяной промышленности, не всегда удается снизить до минимума унос газа вместе с нефтью.

Эффективность работы сепараторов любой конструкции определяется количеством капельной жидкости, уносимой потоком газа из его каплеуловительной секции, и количеством пузырьков



газа, уносимых потоком нефти из секции сбора нефти. Очевидно, что чем меньше будут эти показатели, тем эффективнее работа сепаратора. Так, например, хорошим может считаться сепаратор, в котором унос капелек жидкости вместе с газовым потоком не превышает  $15 \text{ см}^3$  на  $1000 \text{ м}^3$  отсепарированного газа (или  $10 \text{ г}$  жидкости на  $1000 \text{ кг}$  продукции, поступающей в сепаратор).

Таблица 45

**Допускаемая степень загрязнений при движении продукции скважин от устья до потребителя**

Источник загрязнения	Вероятность загрязнения		
	почвы	воды	атмосферы
Скважины			
нормальное состояние	Низкая	Низкая	Низкая
аварийное состояние	Высокая	Высокая	Высокая
Мерники	Низкая	Низкая	Высокая
Сепараторы			
утилизация газа	Низкая	Низкая	Низкая
без утилизации газа	"	"	Высокая
Резервуары			
со средствами сокращения потерь нефти от испарения до 90 % и выше	Средняя	Средняя	Низкая
то же, до 45 %	"	"	Высокая
без средств сокращения потерь нефти от испарения	"	"	"
аварийное состояние	Высокая	Низкая	"
Установки подготовки нефти			
утилизация бензиновых фракций	Низкая	Низкая	Низкая
без утилизации бензиновых фракций	"	"	Высокая
Очистные сооружения			
открытые	Средняя	Высокая	Средняя
закрытые	Низкая	Низкая	Низкая
Трубопроводы			
нормальное состояние	"	"	"
аварийное состояние	Высокая	Высокая	Средняя
Насосы	Низкая	Низкая	Низкая

Наиболее полно этим требованиям удовлетворяют сепараторы с выносным и каплеуловительным устройством (табл. 43). Их можно использовать на любой ступени сепарации, а также на концевой ступени и в блоках термической (горячей или горяче-вакуумной) сепарации для нефтей с различными физико-химическими свойствами.

ВНИИСПТнефтью приводятся основные источники и причины загрязнения окружающей среды на нефтедобывающих предприятиях отрасли (табл. 44) и вероятность этих загрязнений на пути движения продукции от скважины до потребителя (табл. 45).

Одна из существенных причин загрязнения окружающей среды продукцией нефтяной промышленности — отставание темпов

строительства нефтепромысловых сооружений от темпов извлечения нефти, газа и воды. Объясняется это специфическими особенностями нефтепромыслового строительства, удаленностью строящихся объектов от обустроенных районов и отсутствием требуемых коммуникаций. В начальной стадии разработки нефтяных и газовых месторождений обычно строится минимум нефтепромысловых объектов, который не обеспечивает герметизацию технологических процессов сбора, подготовки, транспорта и хранения нефти и газа.

При обустройстве нефтяных месторождений в системе сбора и подготовки нефти, газа и воды широко используются герметичные блочные установки различных модификаций.

Однако несмотря на полную герметизацию всех технологических процессов до настоящего времени имеют место потери нефтяного газа как в процессе сепарации, так и при стабилизации нефти.

Добываемый вместе с нефтью нефтяной газ в отличие от природного газа имеет повышенное содержание легких углеводородов. Кроме того, нефтяной газ некоторых месторождений содержит сернистые соединения. В работах ВНИИСПТнефти отмечается, что при сжигании газа в факелах образуются различные химические соединения, время осаждения которых приведено ниже.

Двуокись серы . . . . .	6 дней
Двуокись азота . . . . .	7 дней
Двуокись углерода . . . . .	Год и более
Окись углерода . . . . .	Год и более

Меньше всех действию процесса самоочищения в атмосфере подвергается двуокись серы. Это соединение способствует накоплению в атмосфере аэрозолей серной кислоты и серноокислого аммония, которые находятся в ней несколько раз дольше, чем газы. При соединении этих аэрозолей с пылевыми загрязнениями опасность загрязнения атмосферы значительно усиливается. Двуокись серы окисляется до сульфатов, которые из облаков и туманов могут выпадать с дождем и отравлять живые организмы. Таким образом, наибольший ущерб наносится при сжигании в факелах нефтяного газа, содержащего сероводород. Поэтому внедрение усовершенствованных способов очистки и утилизации сероводородсодержащих газов, разработка прогрессивных технологических процессов и аппаратуры установок очистки серы — одно из действенных мероприятий по предотвращению загрязнения окружающей среды.

#### **ТРЕБОВАНИЯ, ПРЕДЪЯВЛЯЕМЫЕ К СИСТЕМАМ СБОРА ПРОДУКЦИИ СКВАЖИН НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ**

Преимущество той или иной системы сбора, подготовки и транспорта продукции скважин, с точки зрения удовлетворения условий охраны окружающей среды, можно оценить по числу источников и потерям нефти.

Наибольшие потери приходится на открытую самотечную систему, где они составляют в среднем 1,5 вес. %. Основной источник потерь при самотечной системе — промысловые мерники, резервуары промежуточных сборных пунктов, технологические и товарные резервуары.

Негерметичность этой системы способствует испарению не только нефти, но и значительного количества сернистого газа и сероводорода, что сильно загрязняет атмосферу.

Самотечная система, использующая индивидуальные замерные установки, сохранилась в основном лишь на отдаленных площадях Южного Урала, Сахалина и Апшеронского полуострова.

Г. Н. Позднышев (ВНИИСПТнефть) отмечает, что в настоящее время нефтяные месторождения обустраиваются только напорными герметичными системами сбора нефти, газа и воды, в основе которой лежат следующие основные принципы.

Максимальное использование пластовой энергии или напора насосного оборудования при механизированной добыче нефти для транспорта продукции скважин под давлением до центральных пунктов подготовки нефти (ЦППН). При недостаточном давлении газонасыщенная нефть перекачивается дожимными насосными станциями (ДНС) или насосами промежуточных сборных пунктов (ПСБ).

Измерение продукции каждой скважины и, при необходимости, группы скважин.

Отделение до установок подготовки нефти основной массы свободной воды при добыче высокообводненных нефтей.

Раздельные сбор и транспорт до центральных нефтесборных пунктов продукции отдельных скважин.

Устьевой и путевой подогрев продукции скважин в случае невозможности их сбора и транспортирования при обычных температурах и др. В этих системах сбора отделившиеся от нефти газы всех ступеней сепарации направляются на ГПЗ для отбензинивания, осушки, обессеривания и передачи сухого газа, жидких углеводородов, серы и других продуктов потребителям. Нефть после обезвоживания, обессоливания и стабилизации перекачивается по магистральным нефтепроводам на нефтеперерабатывающие заводы или другим потребителям, а продукты стабилизации передаются на ГПЗ.

Пластовые воды после очистки используются в системе заводнения продуктивных пластов. Таким образом, в современных системах сбора и транспорта нефти и газа герметизация осуществляется на всем пути, начиная от скважины до центрального пункта подготовки нефти. Внедрение напорных систем сбора и герметизации технологических процессов подготовки нефти и воды позволило уменьшить потери нефти (нефтепродуктов) от испарения в 2—2,5 раза.

С точки зрения охраны окружающей среды однотрубная герметизированная система сбора, получившая широкое внедрение в

районах добычи нефти, имеет несомненные преимущества и значительно сокращает потери нефти и газа, составляющие 0,01—0,3 вес. % от объема добычи нефти. Ликвидация потерь нефти и газа в однострунных системах сбора обеспечивается применением по всей технологической системе только герметичного оборудования и связи системы сбора с установками подготовки нефти и газа. При этом достигается подача продукции скважин непосредственно на установки подготовки нефти без использования сырьевых резервуаров. Кроме того, сосредоточение технологических процессов в одном пункте дает возможность более эффективно осуществлять мероприятия по полной герметизации процесса сбора и подготовки нефти, газа и воды.

В свою очередь, минимальное число технологических объектов, размещенных на нефтяных месторождениях, позволяет значительно снизить степень загрязнения окружающей среды.

Помимо однострунных систем сбора применяются и двухтрубные, при которых продукция скважин подвергается частичному или полному разделению на самостоятельные потоки, и отделенный от нефти газ по отдельному трубопроводу подается на ЦППН.

В отдельных случаях осуществляется отдельный сбор продукции безводных и обводненных скважин и нефтей различных горизонтов. Однако внедрение однострунных систем не везде возможно. Оптимальные условия совместной работы однострунной системы сбора и способов добычи нефти в каждом конкретном случае находят с учетом специфики разрабатываемого месторождения, свойств продукции нефтяных скважин и некоторых других факторов (гидрогеологических, климатических и др.). Так, например, на больших нефтяных месторождениях при значительном удалении разрабатываемых площадей не всегда удается обеспечить транспортировку продукции скважин на ЦППН без применения промежуточных насосных станций. Поэтому дополнительно предусматривается строительство дожимных насосных станций. В этом случае система сбора будет состоять из двух частей — напорной герметизированной однострунной (до ДНС) и напорной герметизированной двухтрубной (с отдельным транспортом нефти и газа до ЦППН). Следует отметить, что за последнее время наметилась тенденция к укрупнению пунктов подготовки нефти, когда продукция нескольких месторождений поступает на подготовку в один центральный пункт. При этом на ЦППН размещаются установки сепарации нефти и сооружения внешнего транспорта товарной продукции. Это позволяет осуществить жесткую технологическую связь системы сбора с установками подготовки нефти и воды и обеспечить поступление продукции скважин на эти установки, минуя сырьевые резервуары.

## ЗАГРЯЗНЕНИЯ ПРИ ПОДГОТОВКЕ НЕФТИ И ГАЗА НА НЕФТЯНЫХ ПРОМЫСЛАХ

Добываемая из скважин продукция представляет собой сложную смесь, состоящую из нефти, газа и воды и различных взвешенных веществ (песка и др.).

Пластовая вода, содержащаяся в нефти, является вредной примесью и наличие ее связано с поступлением к забою скважины подстилающей воды или воды, закачиваемой в пласт при поддержании давления. При совместном движении нефть и пластовая вода в стволе скважины или внутривнепромысловых нефтесборных трубопроводах перемешиваются и, как следствие, дробятся (диспергируются).

В результате процесса дробления одной жидкости в другой образуются эмульсии различной степени стойкости. На образование эмульсий существенно влияют содержащиеся в нефти асфальтены, смолы, нефтерастворимые органические кислоты, механические примеси (или глина). Наличие вредных высокоминерализованных вод в добываемых нефтях вызывает необходимость проведения специальной подготовки их перед транспортом, хранением и переработкой. Необходимо учитывать и высокую стоимость транспорта излишней пластовой воды, содержащейся в нефти. Транспорт обводненной нефти удорожается не только в результате перекачки дополнительных объемов пластовой воды, но и вследствие того, что вязкость эмульсий (типа воды в нефти) выше, чем чистой воды.

Более глубокая очистка нефти от пластовой воды, солей и механических примесей осуществляется обессоливанием, для чего обезвоженную нефть перемешивают с пресной водой и образовавшуюся эмульсию разрушают.

При обезвоживании нефти из нее удаляется основная масса воды, солей, растворенных в воде, и механических примесей, вызывающих коррозию, загрязнение трубопроводов, аппаратов и окружающей среды (водных источников, почвы и атмосферы). Окружающая среда загрязняется также продуктами стабилизации нефти, если они не утилизируются или сжигаются в факелах.

При стабилизации нефтей наряду с удалением пропанов и бутанов извлекаются наиболее летучие компоненты — метан, этан и такие агрессивные газы, как сероводород, углекислый газ и азот. В результате не только сокращается потеря легких фракций от испарений, но и исключается коррозия аппаратуры, оборудования и трубопроводов.

С точки зрения охраны окружающей среды важно повышать степень утилизации нефтяного газа, состав которого весьма разнообразен как в количественном, так и в качественном отношении и может содержать от следов до десятков процентов таких коррозионно-активных компонентов, как сероводород, углекислый газ, азот и др.

Обработка стойких водонефтяных эмульсий, тяжелых сероводородсодержащих угленосных нефтей, нефтей с повышенным содержанием механических примесей и их смесей с другими нефтями сопряжена с большими трудностями. Подготовка нефти и нефтяного газа в районах добычи нефти — один из основных элементов в процессе добычи нефти, включающий следующие элементы.

Обезвоживание, обессоливание и стабилизацию нефти.

Отбензинивание, осушку и очистку нефтяных газов.

Таблица 46

Физико-химические свойства поставляемой нефти

Показатели	Норма для группы		
	I	II	III
Содержание воды не более, %	0,5	1	1
Содержание хлористых солей не более, мг/л	100	300	180
Содержание механических примесей не более, %	0,05	0,05	0,05

Основная цель этих процессов — доведение нефти до кондиции в соответствии с действующими ГОСТами. Так, ГОСТ 9965—76 «Нефть. Степень подготовки для нефтеперерабатывающих предприятий. Технические условия» нефть, поставляемую нефтеперерабатывающим предприятиям и предназначенную для переработки, в зависимости от степени подготовки классифицирует на три группы (табл. 46).

Повышенные требования к качеству подготовки нефти неразрывно связаны не только с совершенствованием систем промышленного сбора продукции скважин, но и с выбором наиболее эффективной технологии и техники, подготовки ее с учетом многих факторов, среди которых главные следующие.

Физико-химические свойства нефтей, пластовых вод и устойчивость образуемых эмульсий.

Длительность периода эксплуатации нефтяных месторождений, темпы сбора продукции скважин, степень их обводнения, коррозионная активность среды и др.

Подготовка нефти осуществляется по различным технологическим схемам. В зависимости от требуемой глубины подготовки применяются следующие установки (стационарные).

Термохимического обезвоживания нефти (ТХУ).

Электрического обессоливания нефти (ЭЛОУ).

Комплексной подготовки нефти (УКПН) — обезвоживание, обессоливание и стабилизация.

Наиболее распространены установки термохимической подготовки нефти, включающие в себя сырьевые резервуары или ре-

зервуары с предварительным сбросом воды, центробежные насосы, теплообменники, нагревательные печи различной конструкции, отстойники и резервуары для подготовленной нефти.

Процессы обезвоживания нефти на термохимических установках и УКПН аналогичны. На УКПН при обессоливании в поток обезвоженной нефти добавляют пресную воду с интенсивным перемешиванием. Образовавшаяся при этом эмульсия поступает в отстойники, где вода отделяется. В отдельных случаях для ускорения процесса отделения воды эмульсию пропускают через шаровые или горизонтальные электродегидраторы (установки ЭЛОУ).

Стабилизация нефти на УКПН основана на методе ректификации в специальных колоннах, где под давлением и при повышенной температуре от нефти отделяются легкие пропан-бутановые и частично бензиновые фракции. Легкие фракции конденсируются и перекачиваются на газофракционирующие установки или ГПЗ для дальнейшей переработки, а стабильная нефть без потерь транспортируется до НПЗ.

Внедрение напорных однотрубных систем сбора продукции скважин и блочного оборудования позволило все процессы, связанные с выделением газа из нефти и подготовкой нефти, газа и воды, сосредоточить на установках, расположенных в одном центральном пункте. В связи с этим на месторождениях Татарии, Коми АССР, Удмуртской АССР, Тюменской области и в других районах широко применяются совмещенный сбор, транспорт и подготовка нефти, газа и воды, разработанные ТатНИПИнефтью.

Применение совмещенных схем с максимальным использованием совместного транспорта нефти и газа за счет избыточной энергии пласта и глубинных насосов позволило не только значительно упростить систему сбора, но и создать возможность для ее автоматизации и телемеханизации (рис. 66).

Эмульгированная нефть с водой и нефтяным газом через групповые замерные установки 4 (оборудованные дозаторами для подачи деэмульгатора) поступает на первую ступень сепарации 6. Отделившийся газ под давлением 0,4—0,45 МПа подается на ГПЗ. Для повышения эффективности сепарации газа и деэмульсации перед сепараторами второй ступени 7 в нефтепровод после обезвоживания подается горячая соленая вода, содержащая деэмульгатор.

Газ второй ступени поступает на прием компрессора III, а эмульгированная нефть — в технологические резервуары предварительного сброса воды 8, откуда отделившаяся вода сбрасывается на очистное сооружение 22. Обезвоженная нефть через буферные резервуары 9 поступает на прием сырьевых насосов 10 с одновременной подачей дренажной воды со ступени обессоливания. Для глубокого обезвоживания она перекачивается сырьевыми насосами в электродегидраторы 13 и в трубчатых печах 11 нагревается до 45°С. При этом содержание воды в нефти снижается до 0,03—0,10% и солей — до 180—240 мг/л.

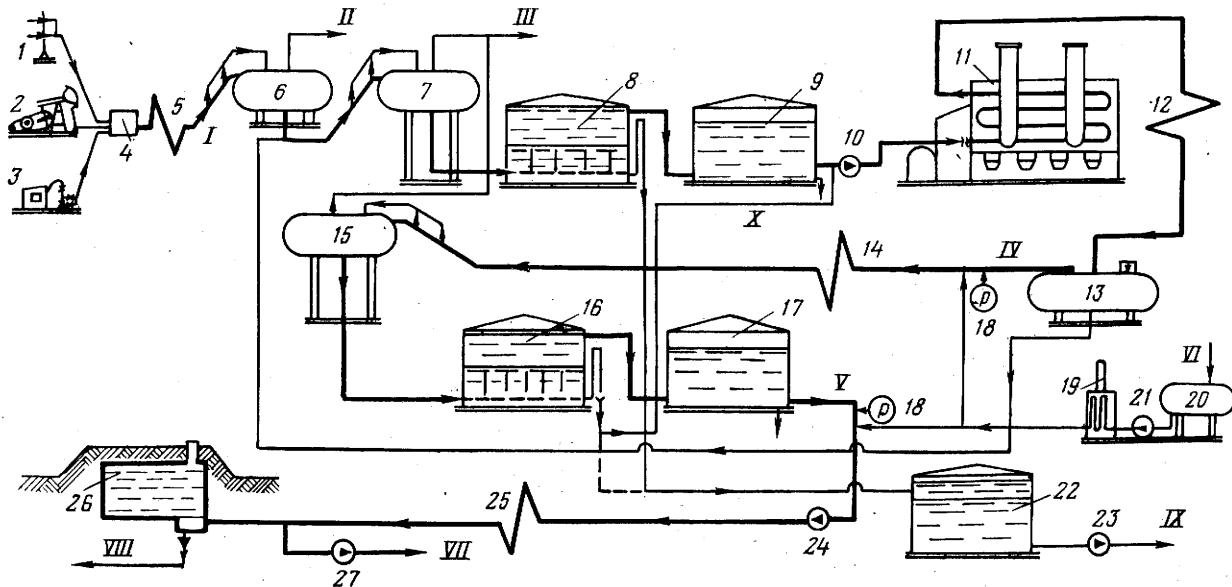


Рис. 66. Принципиальная технологическая схема обессоливания нефти в интервале скважины — головные сооружения в НГДУ Джалильнефть.

*I* — ввод продукции; *II* — газ на ГПЗ; *III* — газ на прием КС; *IV* — обезвоженная нефть; *V* — нефть после I ступени обессоливания; *VI* — пресная вода; *VII* — обессоленная нефть; *VIII* — дренажная вода очистные сооружения; *IX* — дренажная вода в систему ППД; *X* — вторичное использование промывочной воды;

*1-3* — скважины; *4* — замерная установка; *5* — промышленные трубопроводы, используемые для разрушения эмульсии; *6, 7, 15* — первая, вторая и горячая ступени сепарации соответственно; *8* — резервуар предварительного сброса воды; *9, 17* — буферные резервуары; *10, 21, 23, 24, 27* — насосы; *11, 19* — трубчатая печь; *12, 14* — каплеобразователи; *13* — электродегидратор; *16* — технологический резервуар с пресным слоем воды; *18* — дозировка реагента; *20* — подогрев и подача пресной промывочной воды; *22* — резервуар с гидрофобным фильтром; *25* — нефтепровод; *26* — головные сооружения.



Обезвоженная нефть поступает на первую ступень обессоливания — в каплеобразователь 14, горячую ступень сепарации 15 и технологический резервуар 16 с пресной водяной подушкой. После первой ступени обессоливания содержание солей в нефти снижается до 65 мг/л.

В качестве второй ступени обессоливания используется нефтепровод 25, в котором при движении эмульсии в течение 11,5 ч содержание солей снижается до 26 мг/л.

Промывочная вода вводится перед каплеобразователем 14 и насосами 24. Для ее подогрева используются трубчатые печи 19. Дозировка реагента 18 осуществляется на замерных установках системы сбора типа «Спутник» из расчета до 22 г/т, в поток обезвоженной нефти перед электродегидратором — до 10 г/т и в поток обессоленной нефти, откачиваемой на головные сооружения, — до 10 г/т. Газ после горячей сепарации 15 направляется на прием КС.

В целях ликвидации потерь нефти при ее подготовке и предотвращения загрязнения окружающей среды принципиальные схемы совмещенного сбора предусматривают использованием только герметичного оборудования с отбором газа после нагрева нефти в специальных печах или подогревателях-деэмульгаторах с последующей горячей сепарацией под вакуумом перед поступлением нефти в товарные резервуары. Кроме того, используются аппараты, в которых газ отделяется от жидкости с предварительным сбросом свободной воды и обезвоживанием до поступления эмульгированной нефти на установки подготовки нефти. Вода, отделяемая в этих аппаратах, работающих под давлением 0,5—0,6 МПа, должна отвечать условиям закачки ее в продуктивные горизонты без дополнительной очистки и подготовки. В качестве таких аппаратов Г. Н. Позднышев рекомендует использовать блочные сепарационные установки с предварительным сбросом воды и обезвоживанием типа СПОниВ (конструкции Гипростокнефти) и АСП-6300 (конструкции ВНИИСПТнефти). Можно применять аппараты других конструкций (табл. 47).

Техническое совершенство проектируемого и изготавливаемого блочного автоматизированного оборудования позволяет не только повысить надежность всей системы сбора и подготовки нефти, газа и воды, но и значительно снизить потери нефти и легких углеводородов.

За последнее время расширены работы в области сокращения потерь нефти при ее подготовке. Перспективны герметизированные термохимические установки с блоками горячей сепарации, внутритрубная деэмульсация, снижение температуры подготовки нефти, сокращение числа технологических резервуаров и некоторые другие мероприятия.

Сокращение потерь от испарений нефти и нефтепродуктов позволит сохранить ценные фракции для нефтехимического синтеза и, что особенно важно, предотвратить загрязнение окружающей среды.

В технологическом цикле обезвоживания важно использовать сепараторы-делители потока, отделяющие остаточный газ от нефти перед ее непосредственным поступлением в подогреватели-деэмульсаторы, сбрасывающие свободную воду, выделившуюся из нефтяной эмульсии, разделяющие эмульсию на несколько равных потоков для равномерной загрузки подогревателей-деэмульсаторов или печей.

Таблица 47

Техническая характеристика аппаратов предварительного сброса воды и обезвоживания нефти

Параметры	Отстойник СПОНив	АСП-6300/6
Объем аппарата, м <sup>3</sup>	4000—6000	200
Максимальная пропускная способность по сырой нефти, м <sup>3</sup> /сут		6300
Максимальное давление, МПа		0,6
Газовый фактор сырья не более, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>		15
Обводненность сырья, %;		
на входе		От 20 до 90
на выходе не более	20	20
Содержание в дренаруемой воде, мг/л:		
нефти (нефтепродуктов)	20—40	40
твердых механических взвесей не более	10—30	20
Рабочая температура, °С		От 15 до 50
Режим работы		Непрерывный
Температура окружающей среды, °С		—40÷45

Устойчивая работа подогревателей-деэмульсаторов или печей в значительной степени связана с пульсацией нефтегазовой смеси в промысловых нефтегазосборных коллекторах. Обычно пульсации характерны для напорной однотрубной системы сбора нефти и газа и трубопроводов в сильно пересеченной местности. В этих случаях пульсации вызываются тем, что в пониженных местах трубопровода скапливается жидкость, а в повышенных — газ. При перекрытии сечения трубы жидкостью газ проталкивает жидкость в виде пробки, в результате чего в сепаратор первой степени поступает жидкость и газ в больших объемах, что нежелательно, так как приводит к снижению температуры подогреваемой нефти и нарушает режим обезвоживания.

Сепараторы-делители, в которых поступающая продукция делится на несколько равных потоков, уменьшают пульсацию пропорционально числу выходящих потоков. Пульсация давлений наиболее полно рассматривается в работах Г. Н. Позднышева. Отмечается, например, что пульсация давления определяется амплитудой и частотой колебаний давления в единицу времени. Ин-

тенсивность пульсации возрастает с увеличением длины коллекторов до 1500 м и затем выравнивается.

Волны пульсаций давления распространяются по трубопроводу со скоростью звука и вызывают колебания не только трубопровода, но и связанных с ним опор и оборудования, что может привести к порывам нефтепроводов и внутринефтепромысловых коллекторов и создать другие аварийные ситуации.

Различаются высокочастотные и низкочастотные микропульсации. Первые связаны со структурой движения газожидкостного потока и зависят от скорости и частоты прохождения газовых или водяных пробок и некоторых физических свойств нефти, газа и воды.

Исследованиями ВНИИСПТнефти установлено, что с понижением межфазового натяжения систем (газа или жидкости) амплитуда пульсации давления уменьшается. Повышение плотности нефтяного газа также способствует уменьшению амплитуды пульсации. Вязкость жидкости на амплитуду пульсации практически не влияет.

Низкочастотные пульсации обычно связаны с накоплением в трубопроводах водяных пробок. Максимальные амплитуды микропульсаций наблюдаются в области пробково-диспергированной структуры нефтегазоводяного потока. Для предотвращения образования низкочастотных микропульсаций Г. Н. Позднышев рекомендует следующее.

За счет регулирования абсолютного давления в системе сбора поддерживать такой режим движения газожидкостного потока, который исключал бы образование пробково-диспергированной структуры потока. При этом чем выше абсолютное давление в системе сбора, тем меньше выделение газа, а следовательно, и меньше пульсаций.

Обеспечивать высокую пропускную способность трубопроводов и нефтесборных коллекторов периодической их очисткой от отложений парафина, солей и других механических примесей.

Предусматривать ввод в продукцию скважин реагента-деэмульгатора (от скважин или групповых замерных установок) в прямолинейные участки нефтесборных коллекторов, удаленные на сравнительно небольшое расстояние от центральных нефтесборных пунктов подготовки нефти.

Применять перед сепарационными установками участки из труб повышенного диаметра, обеспечивающие расслоенное течение газожидкостной смеси и возможность снятия энергии и отбора газа из трубопровода в специальных так называемых «депульсирующих узлах».

Для получения отдельного течения потока при диаметре трубопровода более 200—300 мм предельно допустимые скорости смеси не должны превышать 1 м/с. При этих скоростях степень разделения смеси в потоке зависит от физико-химических свойств газожидкостной смеси. Длина конечного успокоительного участка

должна выбираться из условий 2—3-минутного пребывания смеси в этом участке.

При большой вязкости, высокой дисперсности газожидкостной смеси рекомендуется принимать длину участка из труб повышенного диаметра 200 м.

Как отмечается в работах Г. Н. Позднышева, депульсаторы успешно применяются в нефтедобывающих районах Татарии, Башкирии и особенно в Западной Сибири. Так, например, испытания депульсаторов на Усть-Балыкском нефтяном месторождении при газовом факторе 20—25 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> показали принципиальную возможность его применения в качестве самостоятельной ступени сепарации. Кроме того, применение депульсаторов перед первой ступенью сепарации позволяет повысить пропускную способность сепарационных установок и резко улучшить качество отделяемого газа.

Опасные колебания трубопроводов, вызванные пульсацией, при определенных условиях могут привести к порывам трубопроводов и, как следствие, к загрязнению нефтью почвы и гибели растительного покрова. Поэтому использование депульсаторов совместно с конечным участком из труб повышенного диаметра должно найти широкое внедрение в различных районах добычи нефти как одно из эффективных мероприятий по охране природы. Внедрение их позволит устранить пульсации давлений и вибрации входных технологических трубопроводов за счет перевода пробкового течения газожидкостной смеси в трубопроводах в однофазное течение жидкости перед аппаратом. В конструкции депульсатора, разработанного ВНИИСПТнефтью, это достигается предварительным отводом газа из верхнего участка наклонного трубопровода и вводом жидкости в сепаратор.

### **ВНЕДРЕНИЕ УСОВЕРШЕНСТВОВАННЫХ СИСТЕМ СБОРА И ПОДГОТОВКИ НЕФТИ, ГАЗА И ВОДЫ**

За последние годы в целях оптимизации технологических процессов сбора и подготовки продукции нефтяных скважин Гипровостокнефть, ВНИИСПТнефть, ВНИИКАнефтегаз разработали «Унифицированные технологические схемы комплексов сбора и подготовки нефти, газа и воды нефтедобывающих районов».

Использование рекомендаций по унификации технологических схем подготовки нефти, газа и воды и применение их с учетом особенностей каждого района добычи нефти позволит сократить сроки строительства и проектирования систем сбора, а также значительно уменьшить загрязнение окружающей среды.

Технологическим комплексом сооружений для группы нефтяных месторождений предусматривается один центральный пункт сбора (ЦПС), который размещается на базовом месторождении (более 40% общей добычи нефти района). При соответствующем технико-экономическом обосновании допускается размещение двух или более ЦПС.

Технологические схемы выбираются в соответствии с требованиями, приведенными ниже.

Процесс подготовки нефти	Плотность нефти, г/см <sup>3</sup>
Предварительное обезвоживание, обессоливание, горячевакuumная сепарация	0,8—0,83
Предварительное обезвоживание, глубокое обезвоживание, обессоливание, горячая сепарация	0,83—0,85
Предварительное обезвоживание, глубокое обезвоживание, обессоливание, горячая сепарация, регенерация теплоты товарной нефти	0,85—0,87
Предварительное обезвоживание, глубокое обезвоживание, обессоливание, регенерация теплоты товарной нефти, сепарация	0,87—0,90

Обессоливание нефти в каждом конкретном случае определяется технологическими расчетами и требованиями потребителей. Исходя из этих данных (табл. 48) рекомендуется принимать следующие технологические схемы.

Таблица 48

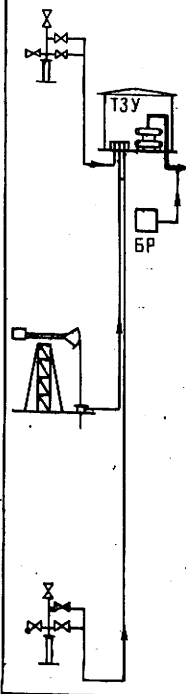
**Допустимые расчетные расстояния для применения однотрубного транспорта в зависимости от рельефа трасс трубопроводов и вязкости продукции**

Объемы транспорта продукции, тыс. т в год	Давление в начале трубопровода, МПа	Внутренний диаметр трубопровода, м	Вязкость продукции скважин (нефть + вода), сСт								
			10			80			200		
			Сумма подъемов трассы трубопроводов, м/км								
			15	30	40	15	30	40	15	30	40
100	1,5	0,255	21,6	11,8	8,3	20	11,5	8,2	17,3	10,3	7,3
300		0,357	21	11,6	8,2	19,4	11,3	8	18	10,6	7,4
1000		0,509	19,7	11,3	8,1	17,9	10,8	7,8	16,3	10	7,2
100	2	0,255	36,7	19,6	14,6	34	19	14,3	29,1	17	12,5
300		0,357	35,7	19,4	14,5	33,3	18,7	14,1	30	17,4	12,7
1000		0,509	33,7	18,9	14,2	30,6	18	13,7	27,8	16,7	12,4
100	3	0,255	70	38,1	33,8	63,8	37,4	32	54,6	31,7	25
300		0,357	66,3	37,9	33,5	64,8	37	32,3	56,4	32,6	25,6
1000		0,509	65,5	37,2	32,2	60	35,6	31,5	53,5	31,5	25

1. При расстоянии от месторождения до ЦПС 10—25 км и с учетом вязкости продукции скважин и рельефа местности — схему однотрубного транспорта (рис. 67), предусматривающую:

1) подачу продукции скважин на ЦПС и через все технологические установки без применения насосов за счет энергии пласта или напора насосного оборудования при механизированной добыче нефти;

Технологический комплекс обустройства месторождений



Технологический комплекс сооружений на ЦПС

Установка подготовки нефти

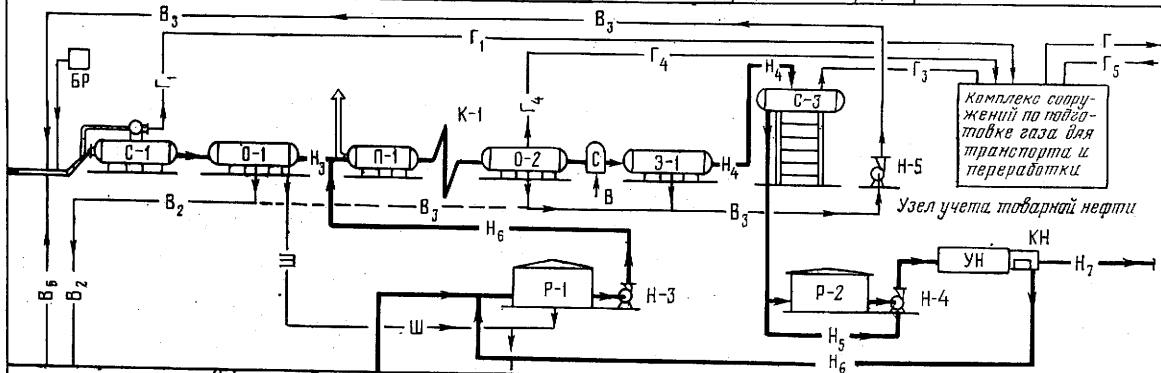
Предварительный сброс воды

Глубокое обезвоживание

Обессоливание

Горячая сепарация

Подготовка газа



Комплекс сооружений по подготовке газа для транспорта и переработки

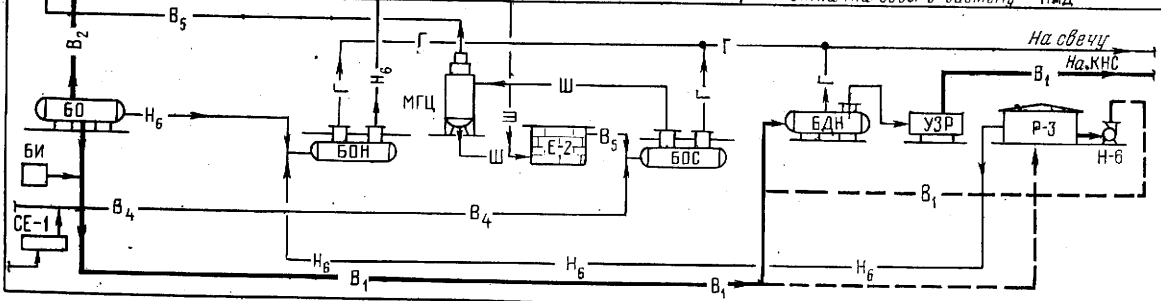
Узел учета товарной нефти

Установка подготовки воды

Очистка

Прием и откачка нефти и шлама

Откачка воды в систему ПВД



На свечу  
На КНС

2) ввод (при необходимости) в продукцию скважин реагента-деэмульгатора на групповых замерных установках, использование перед сепараторами первой ступени С-1 устройств для подготовки продукции скважин к разделению, а также подачу реагента-деэмульгатора и воды, возвращаемой с аппаратов глубокого обезвоживания и обессоливания;

3) совместную технологию подготовки нефти и воды с отводом загрязненного слоя из аппаратов предварительного сброса воды О-1, установку между печами П-1 и отстойниками О-2 каплеобразователя для интенсификации процесса глубокого обезвоживания;

4) подачу в обезвоженную нефть на выходе из отстойника О-2 пресной воды (3—5% от объема обрабатываемой нефти) и при потребности — реагента-деэмульгатора;

5) обессоливание нефти в электродегидрататорах промышленной частоты (или в специальных аппаратах термохимического обезвоживания) и окончательное разгазирование подготовленной нефти в концевых сепараторах С-3;

6) работу установки подготовки нефти с отбором газа, выделяющегося из нефти при нагреве и снижении давления;

7) поступление подготовленной нефти Н-5 на прием насосов Н-4 и узел товарного учета нефти (для определения количества и качества), с последующей подачей нефти на прием насосов магистрального нефтепровода, перекачку некондиционной нефти в сырьевые резервуары Р-1 и возврат ее на установку подготовки нефти насосами Н-3, использование в качестве буферных емкостей резервуаров товарной нефти Р-2;

8) применение каплеобразователей К-1, устройств для отбора газа перед сепараторами С-1 и электрического поля, а также установок предварительного сброса пластовых вод (при обводненности продукции скважин не менее 15—20%) с последующим использованием этих вод в системе ППД без специальной очистки;

←

Рис. 67. Унифицированная технологическая схема комплексов обустройства нефтедобывающего района.

С-1 — сепаратор I ступени сепарации; О-1 — отстойник предварительного сброса воды; П-1 — печь; О-2 — отстойник глубокого обезвоживания; Э-1 — электродегидратор; С-3 — сепаратор горячей сепарации; Р-1 — сырьевой резервуар; Р-2 — резервуар кондиционной нефти; К-1 — каплеобразователь; СЕ-1 — септик; БО — блок очистки; БОН — блок приема и откачки уловленной нефти; БОС — блок приема и откачки стоков; Е-2 — емкость-шламонакопитель; БДН — блок дегазатора с насосом; УЗР — узел замера расхода воды; Р-3 — резервуар пластовой воды; МПД — мультигидроциклон; БР — блок дозирования химического реагента; БИ — блок ингибитора; Н-3 — насос откачки некондиционной нефти; Н-4 — насос откачки товарной нефти; Н-5 — насос откачки воды из аппаратов глубокого обезвоживания и обессоливания; Н-6 — насос откачки чистой воды; С — смеситель; УН — узел учета количества нефти; КН — узел определения качества нефти; ТЗУ — технологическая замерная установка; трубопроводы: Н — нефтегазовая смесь; Н<sub>1</sub> — нефть после первой ступени сепарации; Н<sub>2</sub> — нефть после второй ступени сепарации; Н<sub>3</sub> — нефть обезвоженная; Н<sub>4</sub> — нефть обессоленная; Н<sub>5</sub> — нефть после ступени горячей сепарации; Н<sub>6</sub> — некондиционная нефть; Н<sub>7</sub> — товарная нефть; Г — газ на свечу; Г<sub>1</sub> — газ I ступени сепарации; Г<sub>2</sub> — газ II ступени сепарации, Г<sub>3</sub> — газ III ступени сепарации; Г<sub>4</sub> — газ из аппаратов установки подготовки нефти; Г<sub>5</sub> — газ горячевакuumной сепарации; В — вода пресная; В<sub>1</sub> — очищенная вода после УПВ; В<sub>2</sub> — вода после установки предварительного обезвоживания; В<sub>3</sub> — вода после аппарата глубокого обезвоживания и обессоливания; В<sub>4</sub> — производственно-дождевые и бытовые стоки; В<sub>5</sub> — загрязненные сточные воды на очистку; Ш — шламопровод; Р — реагент

9) очистку всех стоков на установке подготовки воды (при обводненности нефти не менее 10—20%) со сбросом, обработкой и откачкой производственно-дождевых вод, нефти и шлама;

10) очистку загрязненных сточных вод (сбор, сепарация, замер) в блоке-дегазаторе с насосом БДН и узле расхода подачи воды (УЗР) и откачку очищенной воды в системе ППД;

11) использование:

а) блока откачки нефти (БОН) для приема уловленной нефти с установки подготовки воды и откачку ее на УПН;

б) блока откачки стоков (БОС) для сбора производственно-дождевых и бытовых стоков из септика Се-1, очистку их от шлама в мультигидроциклоне (МГЦ) и подачу загрязненной воды на установку подготовки нефти за счет давления на выходе из МГЦ;

в) емкости-шламонакопителя Е-2 для сбора и накопления шлама с мультигидроциклонов;

г) резервуара Р-3 для хранения кондиционной воды при аварийных и ремонтных работах и откачку воды насосом Н-6 в блок БДН и далее на кустовые насосные станции (КНС).

Применяемые схемы очистки воды рассмотрены выше (см. главу III, рис. 51).

2. При расстоянии на месторождениях до ЦПС, превышающих указанные в табл. 48, — технологические схемы с насосным транспортом газонасыщенной нефти и бескомпрессорным транспортом газа первой ступени сепарации на ЦПС (рис. 68).

Для первой схемы (см. рис. 68, а) характерно размещение на месторождении комплекса дожимной насосной станции (ДНС) с установкой предварительного сброса воды. Процесс осуществляется при давлении первой ступени сепарации в отстойниках О-1 с использованием естественной температуры продукции скважин. Некондиционная вода разгазируется в емкости Е-1, перекачивается на КНС и далее поступает в систему ППД. Загрязненная нефтяная эмульсия из отстойника О-1 и некондиционная вода (при нарушении процесса предварительного сброса) подаются на прием насосов Н-1 и вместе с нефтью откачиваются на ЦПС.

При второй схеме (см. рис. 68, б) на месторождении размещается сепарационная установка с насосной откачкой нефти (типа СУН) и используется бескомпрессорный транспорт газа на ГПЗ.

3. Для месторождений с добычей нефти 15—20% общей добычи нефтедобывающего района (или отдаленных участков уникальных месторождений, разрабатываемых с поддержанием пластового давления и расположенных на расстоянии более 25 км от ЦПС) — технологическую схему с использованием дожимных насосных станций и установок предварительного сброса пластовой воды (см. рис. 68, а). В зависимости от конкретных условий нефтедобывающих районов рекомендуется использовать несколько видоизмененные схемы комплекса (см. рис. 68).

По технологии предварительного сброса воды (рис. 69) в первом варианте предусматривается подача в продукцию скважин



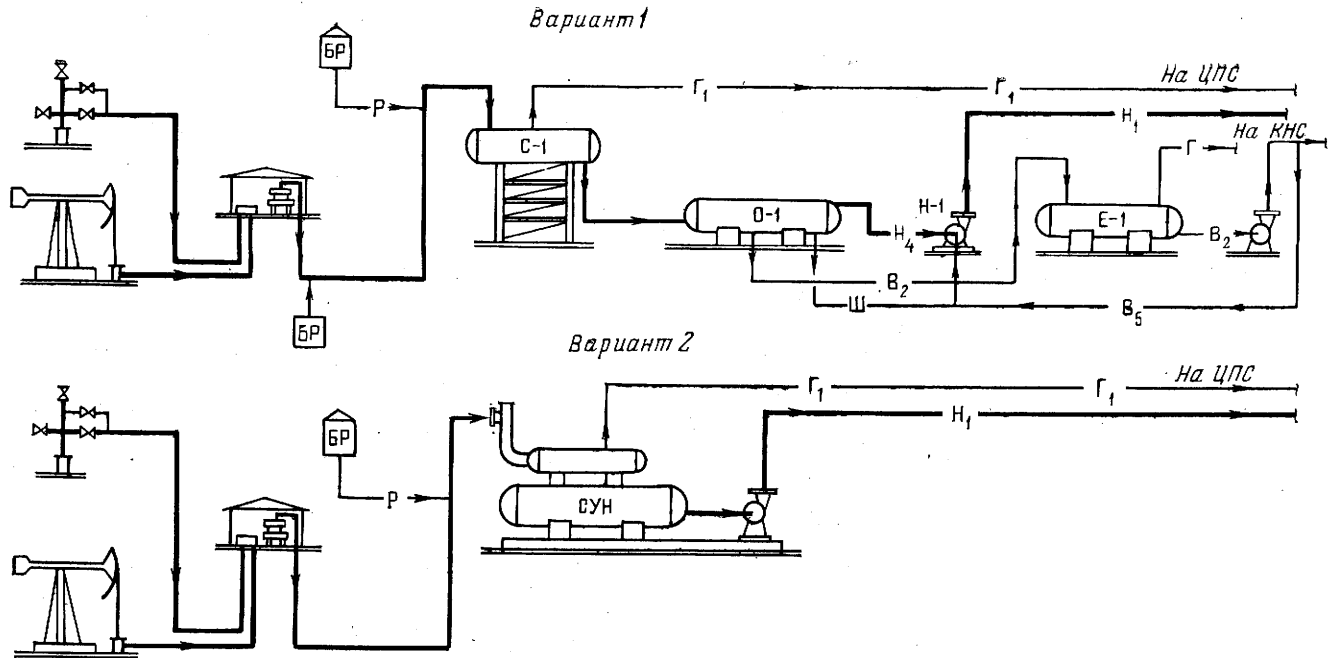
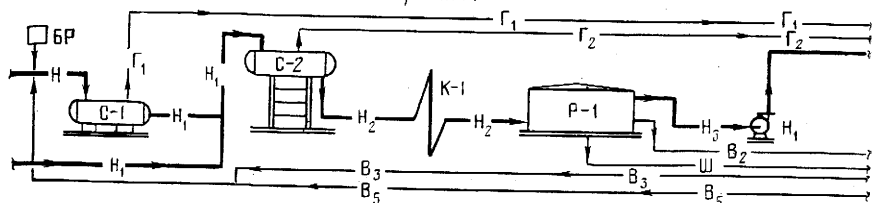


Рис. 68. Технологический комплекс сооружений на месторождении.

Вариант: а — 1; б — 2; С-1 — сепаратор I степени сепарации; О-1 — отстойник предварительного обезвоживания; БО-1 — блок очистки; БОН — блок приема и откачки уловленной нефти; Е-1 — емкость дегазатор; Н-1 — насос сырой нефти; СУН — блочная сепарационная установка с насосной откачкой; остальные обозначения см. рис. 67

перед ее поступлением в сепаратор С-1 реагента-деэмульгатора и подтоварной воды, возвращаемой из аппаратов глубокого обезвоживания и обессоливания В<sub>3</sub> и установок подготовки воды В<sub>5</sub>.

Вариант 1



Вариант 2

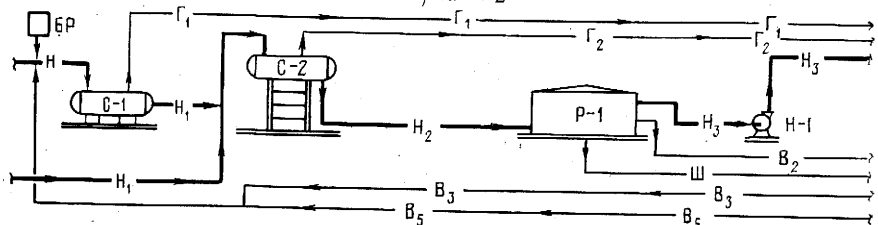
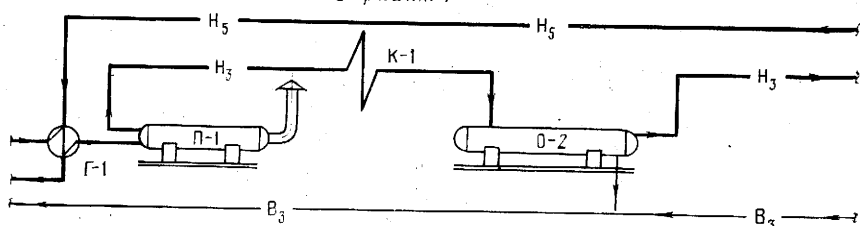


Рис. 69. Технологический комплекс установки подготовки нефти (предварительный сброс воды).

С-1 — сепаратор I ступени сепарации; С-2 — сепаратор II ступени сепарации; Р-1 — сырьевой резервуар; Н-1 — насос сырой нефти; остальные обозначения см. рис. 67

Вариант 1



Вариант 2

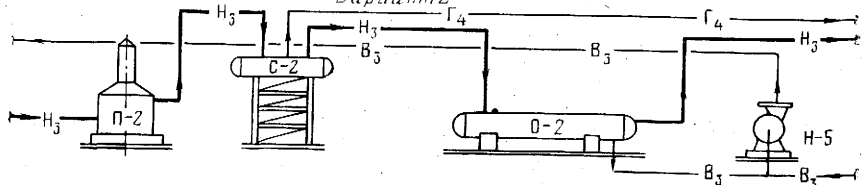


Рис. 70. Технологический комплекс установки подготовки нефти (глубокое обезвоживание).

П-1 — подогреватель; П-2 — печь трубчатая; О-2 — отстойник глубокого обезвоживания; С-2 — сепаратор II ступени сепарации; Т-1 — теплообменник; Н-5 — насос подачи воды после установок глубокого обезвоживания и обессоливания; остальные обозначения см. рис. 67

Окончательное разгазирование жидкости предусматривается в сепараторе С-2 второй ступени сепарации, где поддерживается необходимое давление для подачи газа на компрессорную станцию

установки подготовки газа. Из сепараторов С-2 жидкость после каплеобразователя поступает в сырьевые резервуары для отстоя и сброса основного балласта пластовой воды. Вода отбирается из нижней части резервуара и поступает на установку подготовки воды, а нефть из верхней части резервуара подается на прием сырьевых насосов установки подготовки воды.

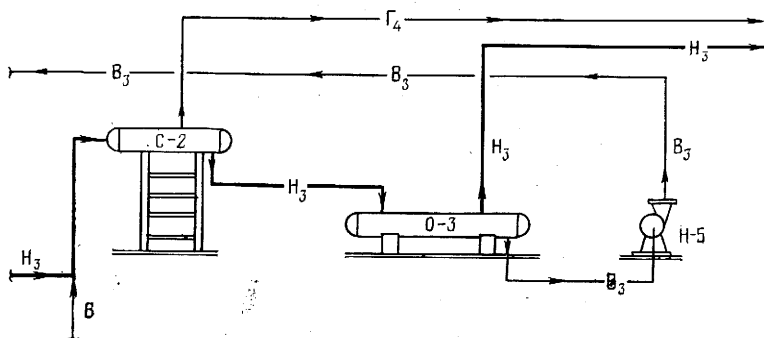


Рис. 71. Технологический комплекс установки подготовки нефти (обессоливание).

С-2 — сепаратор II ступени сепарации; О-3 — отстойник II — ступени; Н-5 — насос подачи воды после установок глубокого обезвоживания и обессоливания в сырую нефть; остальные обозначения см. рис. 67

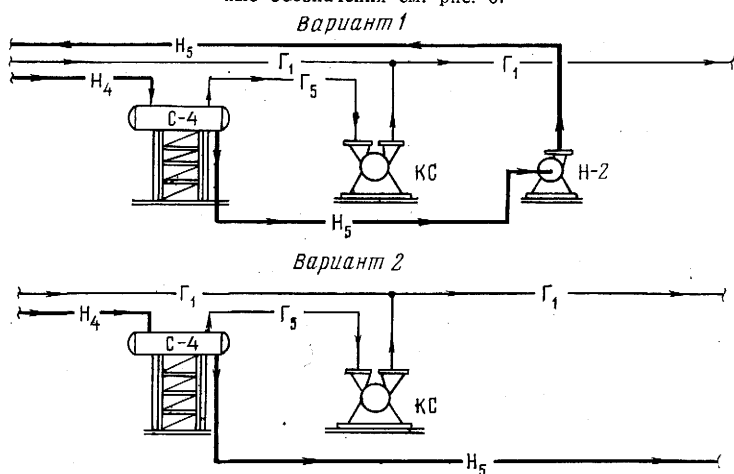


Рис. 72. Технологический комплекс установки подготовки нефти (горячеваякумная сепарация).

С-4 — сепаратор горячей сепарации; КС — компрессорная станция; Н-2 — насос подачи горячей нефти; остальные обозначения см. рис. 67

Во втором варианте из схемы исключен каплеобразователь.

По технологии глубокого обезвоживания (рис. 70) в первом варианте используется теплота товарной нефти при подготовке ее с температурой выше  $40^{\circ}\text{C}$  за счет подогрева сырой нефти в теплообменнике Т-1. Второй вариант предусматривает отделение га-

за в сепараторе С-2 перед подачей нефти в отстойники глубокого обезвоживания О-2.

По технологии обессоливания (рис. 71) при небольшой минерализации пластовых вод обессоливание нефти осуществляется без применения электрического поля.

По технологии горячей сепарации (рис. 72) для получения требуемой упругости паров товарной нефти (в зависимости от ее физико-химических свойств) предусматривается возможность применения горячевacuумной и вакуумной сепарации нефти.

С целью снижения потерь легких углеводородов в пунктах подготовки нефти перед подачей товарной нефти в резервуары для окончательного отделения нефти от газа используются обычно концевые сепарационные установки. В некоторых случаях для подготовки легких нефтей сепарацию рекомендуется проводить при нагревании и под некоторым вакуумом с подключением газотводящей линии сепаратора к вакуум-компрессору.

При сепарации под вакуумом давление паров нефти становится ниже атмосферного, в результате чего достигают минимальные потери нефти в резервуаре, работающем при атмосферном давлении, и уменьшается степень загрязнения атмосферы.

### **ЗАГРЯЗНЕНИЯ ПРИ ТРУБОПРОВОДНОМ ТРАНСПОРТЕ НЕФТИ И ПУТИ ИХ СНИЖЕНИЯ**

За последние годы магистральные нефтепроводы занимают значительное место в общей транспортной системе страны, на их долю приходится около 10% перевозок всех народнохозяйственных грузов. Нефтепроводами осуществляется 48% перевозок всех нефтегрузов, перевозимых всеми видами транспорта, и 57% грузооборота. В 1976 г. удельный вес нефтепроводов в транспорте нефти составил 87%. Протяженность нефтепроводов с каждым годом увеличивается. Развитие сети магистральных нефтепроводов сопровождается непрерывным повышением уровня технической оснащённости трубопроводов. Так, например, освоен технологический процесс перекачки «из насоса в насос», уменьшающий потребность в резервуарной емкости, широкое внедрение получила периодическая очистка нефтепроводов и безрезервуарный метод приема и сдачи нефти. Большие работы выполнены по освоению новой техники и эксплуатации нефтепроводов больших диаметров. Широкое развитие получили автоматизация и телемеханизация магистральных нефтепроводов.

Отечественный опыт показывает, что с внедрением на магистральных нефтепроводах телемеханических систем их надежность значительно возрастает. Подлежит дальнейшей автоматизации большое количество действующих и строящихся НПС системами Пуск-71, Пуск-77, блочной автоматикой.

Значительная часть резервуарных парков автоматизируется и оборудуется информационно-измерительными системами Утро-2, КирВол (Венгрия). Данные системы обеспечивают надежную ра-

боту НПС без обслуживающего дежурного персонала и централизацию управления основным и вспомогательным технологическим оборудованием. Эти системы позволяют практически полностью реализовать основной объем автоматизации и контроль за работой НПС, включая следующее.

Централизованный контроль и управление НПС.

Автоматическую защиту технологического оборудования при возникновении аварийных ситуаций.

Автоматическую защиту и управление каждым насосным агрегатом по заданной программе.

Автоматизацию вспомогательных систем насосной.

Автоматическое регулирование давления на всасывании и нагнетании.

В перспективе магистральные нефтепроводы остаются основным видом транспорта нефти, а для вновь вовлекаемых в разработку месторождений северных районов, Западной и Восточной Сибири, шельфовых месторождений магистральные трубопроводы — единственный вид транспорта.

Высокие темпы развития трубопроводного транспорта неразрывно связаны с выполнением комплекса мероприятий по охране окружающей среды на принципиально новых научно-технических основах проектирования, строительства и эксплуатации магистральных нефтепроводов. Несмотря на значительные преимущества трубопроводного транспорта (наименьшие потери нефти по сравнению с транспортом других видов), при транспортировании нефти по магистральным трубопроводам имеют место загрязнения атмосферы, водоемов и почвы.

Основные причины этих загрязнений следующие.

Выбросы легких углеводородов и сернистых соединений при заполнении резервуаров и температурных колебаниях газового пространства резервуаров и поверхности нефти.

Испарение нефти с поверхности загрязненных сточных вод, при утечках и аварийных разливах, в результате чего часть нефти уносится ливневыми талыми водами в водоемы.

Продукты зачистки трубопроводов и резервуаров от парафино-смолистых отложений и др.

Источники загрязнения окружающей среды на перекачивающих станциях и нефтеналивных пунктах — различные емкости для хранения нефти и нефтепродуктов, очистные сооружения, средства налива (шланги). К тому же перекачивающие станции и наливные пункты оснащены большим количеством технологического оборудования, которое служит потенциальным источником загрязнения. К ним относятся запорная арматура (задвижки, вентили, краны), различные соединения (фланцевые, муфтовые, сварные стыки и др.) и трубопроводные коммуникации. Одним из основных источников загрязнения атмосферы на перекачивающих станциях и наливных пунктах магистральных нефтепродуктов продолжают оставаться резервуары, в которых допускаются наибольшие потери легких углеводородов от испарений.

Для уменьшения количества вредных выбросов из резервуаров ВНИИСПТнефтью разработано и рекомендуется следующее.

Понтоны и плавающие крыши.

Газоуравнительные системы.

Непримерзающая дыхательная арматура.

Диски-отражатели струи воздуха, входящей в резервуар.

По данным ВНИИСПТнефти понтоны, изготовленные из синтетических материалов, снижают потери от испарения на 70—80%, плавающие крыши — на 80—90% и газоуравнительные системы — на 35—70%. Для снижения потерь нефти и нефтепродуктов от испарения в резервуарах с плавающей крышей и понтоном кольцевой зазор между понтоном и стойкой резервуара уплотнялся петлеобразным затвором. Для повышения герметичности затвора и уменьшения потерь от испарения в этих резервуарах во ВНИИСПТнефти разработан и внедрен гидрозатвор новой конструкции, плавающий на поверхности жидкости. Благодаря этому исключается образование газового пространства под затвором и повышается степень его эффективности. Герметизация газового пространства резервуаров при использовании газоуравнительных систем достигается применением непрмерзающих клапанов, позволяющих предотвращать в зимний период выброс углеводородов от вентиляции.

Особенно эффективны дыхательные и предохранительные клапаны типа НДКМ и КПГ, имеющие в 4 раза больше пропускную способность, чем типовые клапаны, что позволяет резко сократить их число на одном резервуаре.

Эффективный метод борьбы с потерями легких углеводородов из резервуаров — переход к системам безрезервуарной откачки нефти в нефтепровод. Достигается это подключением резервуаров к насосу действующей установки «Рубин» в качестве буферных емкостей. При этом значительно уменьшается «дыхание» резервуара и соответственно снижаются потери легких углеводородов. К загазовыванию помещений насосных станций приводят утечки нефти через уплотнения перекачивающих насосов, имеющих мягкую сальниковую набивку.

В настоящее время сальниковые набивки заменены торцовыми уплотнениями, относящимися к одним из наиболее ответственных узлов, от которых зависит надежность и безопасность работы нефтеперекачивающих станций.

Современные насосы на магистральных нефтепроводах оснащены торцовыми уплотнениями типа 120-М, ТМ-85М и обладают высокой износостойкостью трущихся пар (силицированный графит СГ-Т, СГ-П, ТУ-48-01-77-71) и надежностью.

Разработаны и внедрены торцовые уплотнения других конструкций и технология изготовления трущихся пар из композитных материалов и самофлюсующегося твердого сплава (на основе карбида вольфрама), обладающих высокой твердостью, низким коэффициентом трения и повышенной износостойкостью.

На линейной части магистральных нефтепроводов источниками загрязнения могут служить микротрещины, коррозионные свищи как в самой трубе, так и в сварных соединениях, а также сальники линейной запорной арматуры. Повреждения трубопровода обычно возникают в результате коррозии или развития дефектов в недоброкачественных трубах, поставляемых с завода и не выявленных в процессе испытания нефтепровода перед вводом его в эксплуатацию. Ухудшение изоляционного покрытия трубопроводов также способствует коррозии труб, особенно быстро этот процесс протекает в агрессивных грунтах.

В настоящее время ВНИИСПТнефтью разработана специальная установка типа ПКТ-1, смонтированная на автомашине и определяющая состояние изоляции подземного магистрального трубопровода без его вскрытия. Установка позволяет определить трассу, глубину залегания трубопровода и переходное сопротивление «труба — земля».

Для сбора разлитой при аварии нефти и закачки ее в отремонтированный трубопровод разработан передвижной насосный агрегат ПНА-1. В целях уменьшения загрязнения окружающей среды при транспорте нефти по магистральным нефтепроводам ВНИИСПТнефтью разработаны и рекомендуются следующие надежные устройства.

Система размыва и предотвращения накопления парафино-смолистого осадка в нефтепроводах.

Устройство для зачистки железобетонных резервуаров и резервуаров РВС-5000.

Щеточные скребки различных диаметров для снятия отложений со стенок трубопроводов.

Установка УДТ-300 для дефектоскопии трубопроводов.

Вскрышные экскаваторы ЭВР-377, ЭТР-720, подкапывающая машина МПР-1020Р, очистные машины ОМС-2, ОМС-529РС, ОМС-720РС, ОМС-1020РС для капитального ремонта действующих трубопроводов.

Установка УВПТ-1 повышенной проходимости для закачки быстросхватывающихся составов в трубопровод, заполненный нефтью, с целью создания герметизированного тампона и резкого сокращения выхода нефти из трубы при авариях.

Наиболее опасное загрязнение окружающей среды происходит при авариях магистральных нефтепроводов, особенно большого диаметра. При авариях загрязняется значительная территория и нефть, впитываясь в грунт, губит верхние слои почвы. В отдельных случаях при авариях нефть непосредственно попадает в водоемы. При этом могут загрязняться и подземные воды. При испарении разлившейся нефти атмосфера загрязняется легкими углеводородами. Для ускорения ликвидации аварий на нефтепроводах Центральной Сибири и эффективного ремонта ВНИИСПТнефть совместно с управлением магистральными нефтепроводами (УМН) Центральной Сибири рекомендуют создание ЦСТОР — централизованной службы технического обслуживания и ремонта (рис. 73).

Внедрение новой системы управления, технического обслуживания и ремонта позволит повысить надежность работы магистральных нефтепроводов, резко сократить их порывы и обеспечить надежную охрану окружающей среды от нефтяных загрязнений. При транспортировании газа также происходит загрязнение

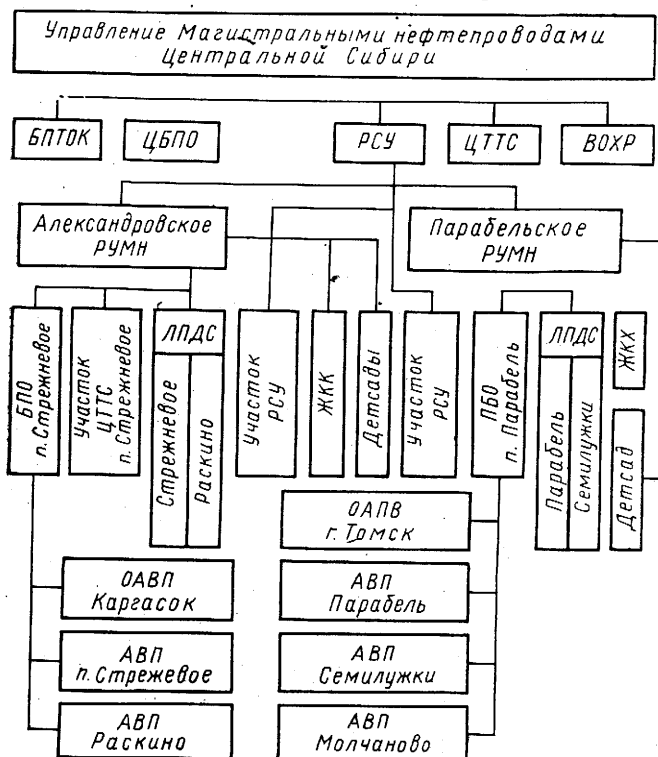


Рис. 73. Организационная структура управления, техобслуживания и ремонта магистральных нефтепроводов в УМН Центральной Сибири при ЦСТОР.

ЦБПО — центральная база производственного обслуживания; БПО — база производственного обслуживания; ЦТТС — цех технологического транспорта и специальной техники; БПТОК — база производственно-технического обслуживания и комплектации оборудования; РСУ — ремонтно-строительное управление; ОАВП — опорный аварийно-восстановительный пункт; АВП — аварийно-восстановительный пункт; ЖКХ — жилищно-коммунальное хозяйство

окружающей среды, в результате образования в магистральных газопроводах конденсационных вод, в состав которых входят компоненты органического (газоконденсат, масло, метанол, диэтиленгликоль, фенолы, амины, гидраты углеводородов и др.) и неорганического происхождения (хлористоводородные, сернокислые, азотнокислые соли кальция, магния, железа, аммония и др.).

Конденсационные воды содержат и ПАВ (алкилсульфаты, ОП-7, ОП-10, превоцел и др.).

Все эти ядовитые и токсичные химические вещества в виде жидких соединений выдуваются в процессе очистки и ремонта



магистральных газопроводов и сильно загрязняют почву и атмосферный воздух.

Характер этих загрязнений на объектах транспорта газа (по данным УкрНИИгаза) приведен в табл. 49.

Устранение образования конденсационных вод достигается обычно уменьшением содержания влаги в газе до предела, при котором пары воды не будут насыщаться и, следовательно, конденсироваться. В связи с этим значительное место отводится повышению качества подготовки (осушки) газа на головных сооружениях УКПГ и регенерации применяемого сорбента (диэтиленгликоля).

Некачественная регенерация диэтиленгликоля приводит к образованию органических кислот (муравьиной, уксусной, пропионовой и др.), что способствует повышению кислотности конденсационных вод и коррозии труб. Для нейтрализации этих вод, содержащихся в газе, и придания им слабощелочных свойств рекомендуется одновременно использовать на УКПГ диэтиленгликоль и моноэтаноламин.

Для предотвращения загрязнения окружающей среды угледородный конденсат, образующий с конденсационными водами эмульсии, должен быть вывезен на сборный пункт и деэмульгирован различными ПАВ (дисолван, АНП-2 и др.).

Конденсационные воды рекомендуется обрабатывать в термических печах с последующим захоронением в глубокозалегающих горизонтах. Продукты загрязнения магистральных газопроводов, содержащие метанол концентрацией 0,1—5 %, рекомендуется сжигать в термических печах, а при концентрации свыше 5 % метанол следует регенерировать.

Поверхностно-активные вещества рекомендуется полностью утилизировать путем захоронения в глубокозалегающие пласты.

В случае применения более 10 м<sup>3</sup> водных растворов ПАВ концентрацией 1 % и более на 15—20 км газопровода рекомендуется извлекать их из конденсационных вод методом пенной флотации. Таким образом, комплексное осуществление этих рекомендаций в процессе транспорта газа по магистральным трубопроводам позволит резко сократить загрязнение окружающей природной среды конденсационными водами.

Не менее важная проблема — предотвращение порывов подводных нефтепроводов и связанных с этим загрязнений водоемов. Анализ причин аварий подводных переходов показывает, что их основное число приходится на переходы через болота, ручьи и малые реки.

Ввод новых норм проектирования СНиП П-45-75 позволит значительно повысить требования к проектированию подводных переходов с учетом требований охраны окружающей среды. Так, например, для трубопроводов, проходящих вблизи водоемов, нормами предусмотрено использование труб категории В с повышенной толщиной стенок, обеспечивающих охрану водоемов от загрязнения нефтью.

Классификация загрязнителей окружающей среды  
на объектах дальнего транспорта газа

Загрязнитель	Объект	Состояние утилизации в настоящее время	Рекомендуемые мероприятия по улучшению состояния охраны окружающей среды
<b>Газообразные компоненты</b>			
<p>Природные газы, содержащие углеводороды в основном парафинового ряда (метан, этан, пропан, бутан и др.)</p> <p>Выхлопные газы газоперекачивающих агрегатов (CO, CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, NO, NO<sub>2</sub>, SO<sub>2</sub>, сажистые частицы, бензапирен)</p> <p>Одорант (этилмеркаптан)</p>	<p>Газокомпрессорная (ГКС) и газораспределительная (ГРС) станции, промплощадки, линейная часть магистральных газопроводов</p> <p>ГКС</p> <p>ГРС, ГКС, промплощадки, линейная часть газопроводов</p>	<p>Ликвидация неплотностей в запорной арматуре и свищей</p> <p>Не утилизируется</p> <p>Ремонт одоризационных бачков, стравливание газа из опорожненных подземных емкостей в атмосферу</p>	<p>Использование ингибиторов коррозии, применение перспективных способов очистки газопроводов, исключая продувки в атмосфере</p> <p>Использование специальных фильтров, применяемых на предприятиях черной металлургии</p> <p>Пропускание газов, стравливание из опорожненных подземных емкостей из-под одоранта через систему окислителей</p>

**Жидкости**

**А. Продуваемые как продукты загрязнений из магистральных газопроводов**

<p>Вода (пластовая, конденсационная, поверхностная), как правило, средней минерализации хлоридкальцевого или гидрокарбонатно-натриевого типа с резко повышающими ПДК примесями хлоридов, сульфатов солей аммония, двух- и трехвалентного железа и других, загрязненная газоконденсатом, маслами, метанолом, фенолами и другими ядовитыми продуктами органического и неорганического происхождения</p>	<p>Линейная часть магистральных газопроводов, ГКС, ГРС, промплощадки</p>	<p>Сбор вод в открытые земляные резервуары</p>	<p>Транспортировка на сборный пункт линейного промышленного управления магистральными газопроводами (ЛПУМГ), сжигание органической части в термопечах, захоронение в глубоководные горизонты</p>
---	--	--	--

Загрязнитель	Объект	Состояние утилизации в настоящее время	Рекомендуемые мероприятия по улучшению состояния охраны окружающей среды
<p>Углеводородный конденсат, часто образующий с водой эмульсии прямого и обратного типа</p>	<p>Линейная часть магистральных газопроводов, ГКС, ГРС, промплощадки</p>	<p>Слив в закрытые и открытые емкости, сжигание в открытых ямах и на городских свалках</p>	<p>Вывоз чистого газоконденсата на ГПЗ, заэмульгированного — на сборный пункт линейного промыслового управления (ЛПУ) на деэмульсацию с помощью различных ПАВ, например, дисолвана или АНП-2</p>
<p>Масла минеральные, смазочные, компрессорные (МС-20, Ткп-30, Л-22 и др.), загрязненные газоконденсатом и другими органическими, а также механическими примесями</p>	<p>То же</p>	<p>Слив в открытые и закрытые емкости, вывоз на городскую свалку</p>	<p>Сжигание в термопечах на сборном пункте ЛПУМГ</p>
<p>Метанол</p>	<p>Линейная часть магистральных газопроводов, ГКС</p>	<p>Слив в открытые земляные резервуары</p>	<p>При концентрациях в воде 0,1—5 % — сжигание в термопечах, при концентрациях свыше 5% — регенерация на сборных пунктах ЛПГ</p>
<p>Диэтиленгликоль</p>	<p>Установка комплексной подготовки газа (УКПГ), ГКС, линейная часть газопроводов</p>	<p>То же</p>	<p>Сжигание в термопечах</p>
<p>Органические кислоты (муравьиная, уксусная, пропионовая, масляная и др.), накапливающиеся в трубах в результате деструкции диэтиленгликоля при его регенерации на УКПГ</p>	<p>Установка комплексной подготовки газа (УКПГ), ГКС, линейная часть газопроводов</p>	<p>„ „</p>	<p>В случае понижения pH конденсационных вод до 6,5—6 проводить моноэтаноламинную обработку газа на УКПГ</p>

Загрязнитель	Объект	Состояние утилизации в настоящее время	Рекомендуемые мероприятия по улучшению состояния охраны окружающей среды
Поверхностно-активные вещества (ОП-7, ОП-10, превоцел, алкилсульфаты, алкиларилсульфонаты и др.)	Линейная часть магистральных газопроводов	Слив в открытые земляные резервуары	Извлечение ПАВ методом пенной флотации, вывоз к пунктам захоронения в глубокие горизонты

**Б. Химические реагенты, применяемые для подготовки воды и чистки технологической аппаратуры**

Кислоты минеральные (серная, соляная, азотная, фосфорная), щелочи (едкий калий, каустическая сода, трифосфат натрия, триполифосфат натрия, аммиак, трилон-Б) Медный купорос	ГКС, промплощадки	Слив в канализацию в необезвреженном виде	Проведение предварительной нейтрализации кислоты щелочью и последующий вывоз на поля фильтрации
Хлористый натрий, применяемый для регенерации сульфогля при натрийкатионировании воды	То же	То же	Фильтрация сточных вод через слой металлических стружек Утилизация стоков с последующей регенерацией

**В. Другие вещества**

Ртуть, применяемая в расходомерах ДП-430, ДС-537 и др.	ГРС, ГКС, промплощадки	Хранится в расходомерах	Запретить использование ртутных расходомеров, заменив их более прогрессивными
--	------------------------	-------------------------	---

**Твердые компоненты**

Гидраты углеводов	Линейная часть магистральных газопроводов	Сбрасывание в открытые земляные резервуары	Сжигание в термических печах или на городской свалке
Меркапиды тяжелых металлов Частицы глины, песка, строительного мусора, гранита, ржавчины, загрязненные нефтепродуктами, маслами	То же	То же	То же  Сжигание на городской свалке (или на сборном пункте ЛПУМГ)

В целях сохранения экологического равновесия окружающей среды запрещено проектирование створа перехода в местах нереста рыбы. Новыми нормами предусмотрены повышенные требования к обеспечению устойчивости положения нефтепровода против всплытия и ужесточены требования по испытанию подводных переходов на давления, превышающее рабочее в 1,5 раза и др.

По данным Главтранснефти и экспедиционного отряда подводно-технических работ надежная эксплуатация подводных переходов зависит от следующих факторов.

Обеспечения качества работы в процессе строительства.

Соблюдение режима эксплуатации перехода.

Проведения своевременных планово-предупредительных ремонтов.

Правильная техническая эксплуатация подводных нефтепроводов обеспечит безаварийную работу переходов и надежную защиту окружающей среды от загрязнений нефтью и нефтепродуктами.

## НЕКОТОРЫЕ ЭКОНОМИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ОХРАНЕ ПРИРОДЫ

### ОБЩИЕ ПРИНЦИПЫ ЭКОНОМИКИ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ОХРАНЕ ПРИРОДЫ В НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Потребность народного хозяйства страны в увеличении добычи нефти и в то же время возрастающие требования к чистоте окружающей среды выдвигают целый комплекс задач в области рационального использования этого природного ресурса и охраны окружающей среды от загрязнения при добыче, транспортировке и переработке нефти. Современное положение вещей таково, что разработка экономических методов охраны окружающей среды может стать одним из важных направлений рационализации использования природных ресурсов и, в частности, нефти.

Что понимается под экономическими методами рационализации природопользования? Прежде всего — это разработка теоретических проблем определения экономического ущерба, причиняемого народному хозяйству загрязнением окружающей природной среды; экономической эффективности осуществления природоохранных мероприятий<sup>1</sup>; экономической оценки природных ресурсов и платы за их загрязнение.

В качестве практических решений экономические методы рационализации природопользования предусматривают создание методик расчета ущерба от загрязнения окружающей среды, эффективности капиталовложений экологического назначения, введение платы за загрязнение на основе научно обоснованных экономических оценок природных ресурсов.

Конечно, это не единственный путь к достижению приемлемого (с точки зрения санитарных норм) состояния окружающей среды,

<sup>1</sup> Под природоохранными понимаются мероприятия, предотвращающие или уменьшающие загрязнение окружающей среды. Существуют одноцелевые и многоцелевые природоохранные мероприятия. Из них первые направлены в основном на снижение загрязнения окружающей среды, вторые — еще и на улучшение производственных результатов деятельности предприятия (снижение расхода материальных и трудовых ресурсов, увеличение выпуска продукции, расширение ее ассортимента и повышение качества). В нефтедобывающей промышленности с ее большими объемами водопотребления и отведения высокоминерализованных сточных вод, с объектами водопотребления и отведения высокоточными на больших площадях, осуществление природоохранных мероприятий заключается в строительстве сооружений для очистки сточных вод, установок по закачке стоков, подготовке нефти и воды, в создании аппаратов утилизации ценных веществ из пластовых и сточных вод.

но, с другой стороны, незагрязненная окружающая среда<sup>1</sup> в современных условиях не благо природы; чистота окружающей среды теперь уже одна из целей общественного производства, требующая при этом немалых затрат. Чистота среды — это благо, потребляемое коллективно, которое нельзя в отличие от других природных ресурсов монополизировать одному предприятию-природопользователю. Поэтому разработка экономических методов в рационализации природопользования может в значительной степени ускорить решение такой сложной задачи, как охрана окружающей среды от загрязнения.

На XXVI съезде КПСС была отмечена необходимость дальнейшей разработки и осуществления мероприятий по охране окружающей среды.

Мероприятия по охране природы нуждаются в обосновании их экономической эффективности, которая определяется путем установления годового экономического эффекта этих мероприятий и экономической эффективности капитальных вложений в их осуществление.

Для нахождения годового экономического эффекта необходимо определить экономический ущерб, причиняемый народному хозяйству загрязнением окружающей среды. Это сравнительно новое понятие, раскрываемое через категорию издержек загрязнения.

В настоящее время степень воздействия загрязнения на эффективность общественного производства позволяет говорить о категории издержек загрязнения как о категории издержек производства. Под издержками загрязнения понимается прирост затрат в производственной и непроизводственной сферах народного хозяйства, которые требуются для обеспечения определенного состояния окружающей среды. К ним относятся следующие.

Затраты, необходимые для уменьшения поступления выбросов в окружающую среду до заданного уровня.

Затраты на компенсацию негативных социальных последствий выбросов, поступивших в окружающую среду,

Затраты на возмещение потерь сырья и продуктов с отходящими газами и сточными водами.

Затраты первого вида имеют место при создании и внедрении мероприятий по охране природы, в комплексе которых можно выделить три главных направления с соответствующими статьями издержек на предотвращение загрязнения.

1. Строительство и эксплуатация специализированных природоохранных систем и объектов различного рода; очистных и обезвреживающих сооружений и устройств для источников вредных выбросов.

---

<sup>1</sup> Под загрязнение окружающей среды в данной работе понимается выход во внешнюю среду токсичных веществ, а также излишков теплоты, шума и излучений во внешнюю среду.

2. Разработка и внедрение замкнутых (безотходных) технологий.

3. Создание системы контроля и управления уровнем загрязнения окружающей среды.

Каждому из этих направлений природоохранных мероприятий соответствует статья издержек на предотвращение загрязнения, однако в настоящее время еще не все затраты учитываются в составе производственных издержек. Например, затраты на сооружение и эксплуатацию районных водоочистных сооружений часто не учитываются в составе затрат предприятий, пользующихся их услугами.

Что касается затрат на разработку и внедрение замкнутых (безотходных) технологий, то их можно рассматривать одновременно и как издержки производства, и как издержки предотвращения загрязнения. По имеющимся данным в настоящее время вместе с нефтью извлекается более 400 млн. м<sup>3</sup>/год высокоминерализованных вод и рассолов, в которых содержится много ценных элементов, извлечение которых — важная народнохозяйственная задача; одновременно предотвращалось бы загрязнение окружающей среды.

К особой статье в составе издержек на предотвращение загрязнения следует относить затраты на создание и функционирование служб контроля и управления уровнем загрязнения. Затраты на организацию системы контроля за загрязнением — неотъемлемая часть издержек на предотвращение загрязнения, однако эти затраты финансируются пока за счет государства; следует же их включать в состав издержек производства предприятий — «поставщиков выбросов» в окружающую среду.

Затраты за компенсацию негативных последствий, другими словами, издержки компенсации, тесным образом связаны с загрязнением воздушной и водной среды и с такими медико-биологическими и физико-химическими процессами, как рост заболеваемости населения, ухудшение продуктивности сельскохозяйственных земель, усиление коррозии металлов и сплавов. Так, например, скорость коррозии стали марки сталь 3 в жесткой сточной воде составляет 0,191 г/(м<sup>2</sup>·ч), а в воздухе при наличии CO<sub>2</sub> — 0,483 г/(м<sup>2</sup>·ч) и в воздухе при наличии H<sub>2</sub>S — 2,63 г/(м<sup>2</sup>·ч).

Загрязнение среды влечет за собой отрицательные социально-экономические последствия, проявляющиеся в следующих основных формах.

Ухудшение «качества жизни», заключающееся в ухудшении здоровья населения, нарушении условий труда и отдыха в загрязненных районах.

Потери рабочего времени, связанные с повышенной заболеваемостью населения.

Уменьшение народнохозяйственной ценности природных ресурсов как следствие падения продуктивности сельскохозяйственных и лесных угодий в зонах загрязнения, повышенных затрат на под-



готовку воды промышленностью и коммунально-бытовым хозяйством и т. п.

Интенсификация коррозионных процессов в загрязненной среде.

Третья, главная статья в составе издержек на предотвращение загрязнения окружающей среды — издержки компенсации сырьевых потерь, возникающих в результате выбросов в окружающую среду. В составе выбросов содержится различные сырье и топливо, потери которых компенсируются производством этих продуктов на специализированных предприятиях. Например, в сточных пластовых водах концентрация нефти может составлять от 15 до 1000 мг/л.

Рассмотренные затраты, возникающие при отказе от мероприятий по охране природы, и представляют собой экономический ущерб, причиняемый народному хозяйству загрязнением окружающей среды.

Иногда предотвращение воздействия загрязненной среды на некоторые объекты и компенсация негативных последствий такого воздействия могут рассматриваться как альтернативные варианты. Так, например, альтернатива защиты от коррозии металлов труб и оборудования пластовыми сточными водами — увеличение затрат на их ремонт. Поэтому в каждом конкретном случае минимально необходимая сумма затрат на предотвращение воздействия загрязненной среды и затрат, вызванных этим воздействием, должна устанавливаться специальными расчетами.

В настоящее время нельзя говорить о большой точности оценок экономического ущерба, имеющих в некоторых практических расчетах, поскольку не все статьи ущерба можно оценить в денежном выражении. Кроме того, статистическая информация, необходимая для таких расчетов, пока еще не в полной мере отвечает предъявляемым к ней требованиям. Однако даже приближенные оценки экономического ущерба говорят об огромных потерях, которые несет народное хозяйство в результате загрязнения окружающей среды. Так, в США в 1970 г. ущерб от загрязнения атмосферы оценивался в 16 млрд долл., в том числе 6 млрд. — от повышенной заболеваемости населения. В 1977 г. эта величина составила уже около 25 млрд. долл.

Решение такой проблемы как определение экономического ущерба от загрязнения требует совместной работы специалистов различных отраслей знаний — медиков, биологов, метеорологов, социологов, экономистов и т. д.

Борьба с загрязнением окружающей среды поглощает огромные средства и это часто порождает мнение о чрезмерно завышенных суммах на сохранение чистоты окружающей среды. Однако отечественные и зарубежные исследования показывают, что затраты на борьбу с загрязнением во много раз меньше, чем экономический ущерб от загрязнения. Американские специалисты подсчитали, что затраты на предотвращение загрязнения воздушной среды за 5 лет второй половины 70-х годов примерно в 4 раза меньше экономического ущерба за этот период.

Посмотрим, как практически можно определить экономический ущерб, причиняемый загрязнением окружающей среды. Допустим, из-за сброса пластовых сточных вод произошло засоление земельного участка и он выбыл из сельскохозяйственного оборота. В этом случае общество не может получить продукцию с него и терпит убытки, но величина их определяется не стоимостью этой продукции, а теми затратами, которые требуются для получения такой же продукции на другом (возможно худшем по плодородию) земельном участке. Это будут дополнительные затраты, в конечном счете равные дифференциальной ренте.

Обратимся к некоторым практическим рекомендациям по расчету экономического ущерба от загрязнения в нефтедобывающей промышленности.

Экономическая эффективность мероприятий по охране природы складывается из годового экономического эффекта от этих мероприятий и экономической эффективности капиталовложений в их осуществление. Первый основывается на сопоставлении приведенных затрат на их осуществление  $Z$  с достигаемым благодаря этим мероприятиям годовым народнохозяйственным результатом  $P$ .

Вычисление годового экономического эффекта дает еще возможность технико-экономического обоснования выбора наилучших вариантов этих мероприятий, различающихся между собой по своему воздействию на окружающую среду, а также по воздействию на производственные результаты отраслей, осуществляющих эти мероприятия (обоснование экономически целесообразных масштабов вложений в мероприятия по охране природы при реконструкции и модернизации действующих предприятий, их очередности в отраслевом и региональном разрезе, распределение вложений между мероприятиями по охране воды и атмосферы, распределение вложений между одно- и многоцелевыми мероприятиями, включая малоотходные технологические процессы и др.).

Один из признаков экономической эффективности мероприятия по охране природы — превышение народнохозяйственного экономического результата над приведенными затратами на его достижение,  $P > Z$ . Приносимый этим мероприятием годовой экономический эффект  $\mathcal{E} = P - Z^1$ , где  $P = \Delta Y + \Delta D$ ;  $\Delta Y = Y_1 - Y_2$  — предотвращенный экономический ущерб (для одноцелевых мероприятий);

$\Delta D = \sum_{j=1}^n q_j z_j - \sum_{i=1}^m q_i z_i$  — годовой прирост дохода от улучшения

производственных результатов деятельности предприятий или группы предприятий (для многоцелевых мероприятий) по охране природы<sup>2</sup>;  $Y_1, Y_2$  — экономический ущерб до и после проведения меро-

<sup>1</sup> Определяется в соответствии с методикой «Использование в народном хозяйстве новой техники, изобретений и рационализаторских предложений» (1977 г.) и «Временной типовой методикой экономической оценки месторождений полезных ископаемых» (1978 г.).

<sup>2</sup> В том случае, если  $P < Z$ , мероприятие по охране природы считается экономически неэффективным, однако его осуществление может быть признано целесообразным по социальным мотивам.

приятия по охране природы;  $q_i$  ( $i = \overline{1, m}$ ) — количество товарной продукции  $i$ -го вида (качества), получаемой до осуществления оцениваемого мероприятия;  $q_j$  ( $j = \overline{1, n}$ ) — то же, после его осуществления;  $z_{i(j)}$  — оценка единицы  $i$  ( $j$ )-й продукции.

Определив годовой экономический эффект от осуществления мероприятий по охране природы, получаем и одну из составляющих экономической эффективности этих мероприятий.

Вторая составляющая — экономическая эффективность капиталовложений в мероприятия по охране природы экологического назначения, которая определяется расчетом абсолютной и сравнительной экономической эффективности этих вложений. Абсолютная эффективность капитальных вложений в мероприятия по охране природы характеризует результаты деятельности предприятий в этом направлении, а сравнительная эффективность — варианты, обеспечивающие одинаковое воздействие на окружающую среду (уровень ее загрязнения) и не изменяющие результаты производственной деятельности, позволяя выбрать оптимальный.

При разработке плана капитальных вложений в мероприятие по охране природы исчисляется срок окупаемости этих вложений по нефтедобывающей промышленности

$$T = K / (P - C),$$

где  $K$  — капиталовложение в осуществление оцениваемого мероприятия по охране природы;  $P$  — его годовой народнохозяйственный экономический результат;  $C$  — годовые текущие затраты при осуществлении этого мероприятия.

Затем этот срок сравнивается с аналогичными показателями за предшествующий период, а также с подобными показателями на передовых предприятиях отрасли.

При выборе варианта следует воспользоваться сравнительной эффективностью капитальных вложений:

$$C + E_n K,$$

где  $C$  — текущие затраты;  $E_n$  — нормативный коэффициент сравнительной эффективности капитальных вложений;  $K$  — капитальные вложения в мероприятия по охране окружающей среды.

Здесь же следует отметить, что расчеты сравнительной эффективности по минимуму приведенных затрат пригодны при проведении краткосрочных (до трех лет) мероприятий.

$$Z = \sum_{t=1}^T \frac{K_{пт} + K_{дт} + C_{эт}}{(1 + E_{нн})} \rightarrow \min,$$

где  $K_{пт}$  — первоначальные капитальные вложения в мероприятия по охране природы в  $t$ -м году;  $K_{дт}$  — дополнительные капитальные вложения, необходимые для обеспечения нормальной работы природоохранных сооружений в  $t$ -м году;  $C_{эт}$  — текущие затраты

на эксплуатацию природоохранных сооружений в  $t$ -м году;  $E_{\text{нп}}$  — коэффициент приведения разновременных затрат к началу расчетного периода, принимается 0,1;  $T$  — принятый период времени.

Расчеты сравнительной эффективности капитальных вложений в мероприятия по охране природы проводятся при условии достижения при любом варианте одинакового состояния окружающей среды, устанавливаемого соответствующими стандартами. Расчеты годового экономического эффекта и экономической эффективности капиталовложений в мероприятия по охране природы показывают экономическую эффективность этих мероприятий.

Среди экономических методов рационализации природопользования существенное значение имеет экономическая оценка природных ресурсов и плата за загрязнение. В народном хозяйстве нашей страны существует разветвленная система экономических (денежных) оценок производственных ресурсов, в которую входят различные цены, нормативы платежей за производственные фонды и средства, предоставляемые в кредит, нормативы эффективности капиталовложений и т. д. По ним соизмеряются затраты и результаты работы отраслей и отдельных предприятий, обосновываются проектные и плановые решения на всех уровнях управления народным хозяйством, начиная от предприятия и кончая Госпланом СССР. Однако из-за многих объективных причин система денежных оценок не охватывает природные ресурсы.

Необходимость денежной оценки и платы за загрязнение определяется тем, что на воспроизводство природных ресурсов ежегодно затрачивается значительное количество живого и овеществленного труда. Кроме того, денежная оценка природных ресурсов необходима и потому, что природные ресурсы различны как по своему качеству (продуктивности), так и по местоположению.

Необходимость увеличения выпуска продукции вызывает потребность прежде всего в наиболее производительных природных ресурсах, при этом каждое предприятие, использующее относительно лучшие участки, реально экономит живой и овеществленный труд, т. е. экономит реальную стоимость. Индивидуальная стоимость продукции этих предприятий ниже индивидуальной стоимости продукции предприятий, работающих в объективно худших природных условиях. Однако высокопроизводительных природных ресурсов явно недостаточно, и поэтому в процесс использования вовлекаются наряду с лучшими также средние и малопродуктивные природные ресурсы.

Дифференциация платы за природные богатства, пропорциональная размерам экономии, получаемой при эксплуатации природных ресурсов, различных по продуктивности и местоположению, обеспечит создание экономически равных возможностей для предприятий, работающих в различных природных и географических (транспортных) условиях. Кроме того, плата за загрязнение природных ресурсов при их использовании необходима для создания материальных стимулов к рациональному природопользова-

нию — сокращению потерь природных богатств при их эксплуатации, получению наивысшей экономии от использования участков и т. д.

Экономическая оценка природных ресурсов — разность между замыкающими и прямыми затратами на производство данной продукции в расчете на единицу природного ресурса. Так, экономическая оценка сельскохозяйственного земельного угодья равна разности между денежной оценкой получаемой сельскохозяйственной продукции, исчисленной в замыкающих затратах, и прямыми затратами на производство этой продукции. Экономическая оценка единицы запасов каждого ископаемого (например, нефти) в недрах равна разности между замыкающими затратами на продукцию, которую можно получить из единицы запаса, и прямыми затратами на получение этой продукции на данном месторождении. Разность эта представляет собой дифференциальную ренту, приносимую данным ресурсом, и показывает экономический выигрыш, получаемый народным хозяйством в силу того, что прямые затраты на получение продукции из данного природного ресурса оказываются ниже замыкающих затрат. Одновременно дифференциальная рента служит и оценкой экономического ущерба от потери данного природного ресурса.

Дифференциальная рента показывает также целесообразность вовлечения в хозяйственный оборот того или иного участка природного ресурса. Так, например, можно предположить, что освоение нефтяного месторождения будет экономически обоснованным в том случае, если затраты на освоение не превысят дифференциальной ренты с этого месторождения.

Экономическая оценка пахотных земель, водных источников, лесных угодий и т. п. — максимальный народнохозяйственный эффект (в денежном выражении) от их целесообразного комплексного использования с одновременным выбором параметров этого использования, обеспечивающих получение указанного эффекта. Показателем такой оценки может служить максимальный народнохозяйственный эффект (в денежном выражении), определяемый в виде разности между ценностью<sup>1</sup> конечной<sup>2</sup> продукции, получаемой в результате комплексного использования месторождения, и затратами на получение всей конечной продукции. По своему экономическому содержанию эта разность и отражает, как уже отмечалось, дифференциальную ренту.

Сложность и многообразие хозяйственных задач, для решения которых целесообразно использовать экономические оценки природных ресурсов, обуславливают необходимость формирования системы ресурсооценочных показателей. В рамках этой системы

<sup>1</sup> Ценность конечной продукции при оценке природных ресурсов исчисляется в централизованно устанавливаемых показателях замыкающих затрат на эту продукцию.

<sup>2</sup> Конечной считается продукция, передаваемая для последующего использования в другие отрасли народного хозяйства.

выделяются прежде всего основные показатели дифференциальной ценности природных ресурсов — их кадастровая и планово-перспективная экономические оценки. Предметом кадастровой оценки должны быть все эксплуатируемые или подготовленные к эксплуатации (хозяйственно освоенные) природные ресурсы. Планово-перспективная экономическая оценка проводится для недостаточно освоенных (изученных) природных ресурсов.

Кадастровая оценка должна проводиться в составе соответствующих кадастров природных ресурсов. Ее объектом служат все без исключения хозяйственно освоенные природные ресурсы. Планово-перспективная оценка природных ресурсов может проводиться выборочно, по мере надобности, для проработки соответствующих планово-проектных решений.

Методы использования денежных оценок природных ресурсов в хозяйственной практике должны полностью соответствовать существующему законодательству в области охраны природы и не приводить к нежелательным по социально-политическим соображениям изменениям уровней цен и реальных доходов населения. В современных условиях замыкающие затраты и соответствующие им экономические оценки природных ресурсов должны образовать особую расчетную подсистему народнохозяйственных денежных оценок. Эта подсистема должна использоваться не для обслуживания реального хозяйственного оборота средств производства между предприятиями (т. е. не в качестве системы цен), а для создания необходимой расчетно-информационной базы при обосновании планово-проектных решений в сфере природопользования. Иначе говоря, оценки природных ресурсов должны в полном объеме учитываться лишь на стадии планирования и проектирования, что не требует изменения сложившегося уровня оптовых и закупочных цен, а также финансовых взаимоотношений в народном хозяйстве.

Денежные нормативы дифференциальной ценности природных ресурсов должны отражаться в государственных кадастрах природных ресурсов, а также в балансе основных фондов предприятий и организаций-природопользователей, но не учитываться при определении уровня цен и сметной стоимости строительства. При этом целесообразно установить порядок, при котором все отклонения от установленных норм эксплуатации природных ресурсов (как в сторону экономии, так и в сторону перерасхода) оплачивались бы в размере полной кадастровой оценки этих ресурсов независимо от их денежной оценки в составе плановой калькуляции затрат. Так, например, независимо от установленных ставок платы за водопотребление, за расход погашенных запасов полезных ископаемых всякий перерасход (или экономия) соответствующих природных ресурсов должен калькулироваться по их кадастровой оценке. В этом случае предприятиям-природопользователям экономически выгодно соблюдать нормы рационального природопользования даже при сохранении существующего уровня цен на продукцию соответствующих отраслей.

## НЕКОТОРЫЕ МЕТОДОЛОГИЧЕСКИЕ ПОЛОЖЕНИЯ ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ НАРОДНОХОЗЯЙСТВЕННОГО УЩЕРБА ОТ ИЗЛИВА СТОЧНЫХ ВОД И НЕФТИ

Ущерб окружающей среды, наносимый нефтяным производством, точнее та его часть, которую в настоящее время можно оценить в денежной (стоимостной) форме, в то же время ущерб и для различных отраслей народного хозяйства, следовательно, целесообразно говорить об ущербе отраслей и народного хозяйства в целом.

Поскольку загрязнения бывают установившиеся (происходящие постоянно) и аварийные, то и ущерб следует определять раздельно. Знание размеров ущерба необходимо для обоснования выбора направлений и очередности капитальных вложений в строительство очистных сооружений, а также для определения и обоснования рационального размера затрат на повышение надежности оборудования и сооружений нефтяной промышленности.

Современные принципы определения ущербов (потерь) от загрязнения окружающей природной среды базируются пока, к сожалению, на методических положениях существующих документов, регламентирующих прямой подсчет потерь. Естественно, что полученные результаты отражают только часть потерь. Однако можно будет получить некий ориентир для принятия технических решений на базе экономических расчетов.

Установившееся загрязнение окружающей среды нефтяной промышленностью целесообразно рассматривать только как загрязнение поверхностных водоемов, поскольку при сбросе сточных вод в открытые водоемы различным отраслям (водопотребителям и водопользователям) наносится ощутимый, поддающийся оценке ущерб.

Загрязнение окружающей среды в большинстве случаев вызывает в различных отраслях увеличение расходов (капитальных вложений, эксплуатационных затрат, или тех и других одновременно), необходимых для воспроизводства (восстановления) той продукции, которая теряется или не может быть произведена в результате загрязнения среды. Иначе говоря, увеличиваются затраты, необходимые на строительство и расширение сооружений по подготовке воды, на проведение мероприятий по оздоровлению русел рек, на использование незагрязненных источников, на воспроизводство рыбы, сельскохозяйственных культур, лесов и др. Эти затраты зависят от уровня загрязнения водоемов и необходимой степени его снижения, диктуемой водопотребителями различных категорий, от площади загрязненных участков полей и лесов, от ценности выращиваемых на них сельскохозяйственных культур и пород древесины и др.

Под ущербом от загрязнения окружающей среды нефтяной промышленностью следует понимать потери в народном хозяйстве трудовых затрат, материальных и финансовых ресурсов, связанные с ликвидацией последствий загрязнения, а также ухудшение

социально-гигиенических условий. Из определения ущерба видно, что он должен оцениваться как с экономической, так и с социально-гигиенической сторон.

При экономической оценке следует учитывать тот ущерб, который имеет стоимостную оценку. Подобный ущерб имеет место в различных отраслях народного хозяйства.

В коммунальном и промышленном водоснабжении ухудшение качества природных вод, вызванное установившимся загрязнением, приводит к дополнительным затратам, связанным с переносом водозабора или со строительством более сложных систем и установок для очистки воды, либо к затратам, связанным со строительством систем водоснабжения из других источников.

В промышленности при использовании воды из загрязненных водоемов без предварительной ее очистки снижается качество продукции, уменьшается стойкость и прочность материала, изменяется окраска изделий, нарушается нормальный теплообмен в оборудовании, уменьшается мощность технологического оборудования, увеличивается коррозия металла и др.

В сельском хозяйстве снижается продуктивность скота и птицы, возникают заболевания и падеж животных, происходит засоление и омертвление почв, снижается урожайность или полностью уничтожается на определенной площади урожай сельскохозяйственных культур.

В рыбном хозяйстве от загрязнения водных источников гибнет рыба, снижаются ее товарные качества как пищевого продукта, снижается продуктивность водоемов и т. д.

Загрязнение водных источников уменьшает также сроки службы подводных частей сооружений (водозаборов, речных портов, гидроэлектростанций, плотин и т. п.).

В лесном хозяйстве возникают заболевания и падеж животных, происходит засоление и омертвление почв, гибнут деревья, ухудшается качество древесины и др.

При социально-гигиенической оценке ущерба учитываются потери, которые возникают от снижения оздоровительной, спортивной и эстетической ценности водных ландшафтов (поддающиеся денежной оценке).

Загрязнение природной среды может вызвать заболевания людей или ухудшить ее эстетическое восприятие и гигиенические условия. В настоящее время нет общепризнанной методики оценки социального ущерба в зависимости от загрязнения различных экологических сред, однако его размер, очевидно, весьма значителен.

В первом приближении потери материальных и трудовых ресурсов выражаются затратами на мероприятия по ликвидации последствий загрязнения окружающей среды, т. е. затратами на очистку загрязненной воды до требуемого качества, на воспроизводство потерянной продукции (рыбы, кормовых запасов, сельскохозяйственных культур и др.), на рекультивацию земель, лесов и т. д.



Поскольку затраты на компенсацию потерь могут быть как единовременными, так и текущими, приведение их к сопоставимому виду следует осуществлять по формуле приведенных затрат

$$Z_i = C_i + E_n K_i, \quad (1)$$

где  $K_i$  — капитальные вложения по  $i$ -му варианту;  $C_i$  — текущие затраты (себестоимость) по тому же варианту;  $E_n$  — нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений ( $E_n = 0,15$ ). Можно применять как полные, так и удельные  $K_i$  и  $C_i$ .

При расчете (оценке) ущерба от загрязнения окружающей среды следует различать фактический, а также ожидаемый или возможный ущерб.

Под фактическим ущербом следует понимать те потери трудовых затрат и материальных ресурсов, которые уже имеют место в данных сложившихся условиях. При оценке фактического ущерба от загрязнения окружающей среды устанавливаются дополнительные расходы (капиталовложения и эксплуатационные затраты), которые вызваны загрязнением различных экологических сред.

Под ожидаемым или возможным ущербом следует понимать те потери трудовых затрат и материальных ресурсов, которые могут иметь место в перспективе (на расчетный период) в результате установившегося и залпового загрязнений.

### Основные принципы определения ущерба, наносимого различным отраслям в результате установившегося загрязнения

Любой выявленный ущерб от загрязнения водных источников определяется затратами на мероприятия, предотвращающие использование загрязненной воды или обеспечивающие восстановление потерянной продукции. При расчете ущерба от загрязнения водных источников за базу (эталон) качества «чистой» воды для сравнительной оценки загрязненности источников следует принимать качество вод источников, регламентированное «Правилами охраны поверхностных вод от загрязнения сточными водами». Если естественное состояние воды оказывается лучше регламентированного этими Правилами, то за эталон качества «чистой» воды целесообразно принять качество воды источника в ее естественном состоянии.

При отсутствии данных о допустимых концентрациях некоторых загрязнителей их величины устанавливаются в каждом конкретном случае местными органами санитарной охраны ресурсов.

Под загрязнением воды понимается превышение содержания в ней различных веществ сверх норм, установленных Правилами. Степень загрязнения водного источника в расчетном створе водопользования (в створе, где осуществляется водозабор) можно установить лабораторным анализом проб либо специальным расчетом.

Загрязненность водного источника в расчетном створе определяется по каждому показателю качества воды, нарушающему нормальные условия водопользования. При загрязнении водного источника несколькими веществами с одинаковыми лимитирующими показателями вредности уровень загрязненности определяется в соответствии с «Правилами охраны поверхностных вод от загрязнения».

Ущерб от установившегося загрязнения водных источников зависит от режима поступления и состава загрязняющих веществ, режима поверхностного стока, объема использования воды и состава водопотребителей. Ввиду того, что уровень загрязненности водного источника изменяется во времени (в течение года и отдельных лет), при оценке ущербов текущие затраты определяются с учетом изменения показателей качества воды.

Исследования показали, что зависимость текущих затрат для водопроводных очистных сооружений от качества воды источников в большинстве случаев нелинейная. Поэтому текущие затраты, определенные по среднегодовому качеству воды, не равны сумме затрат, определенных по качеству воды для отдельных месяцев. Разница между этими затратами зависит от изменения текущих затрат и среднего квадратического отклонения среднемесячных показателей качества воды от среднегодового показателя. При наибольшем коэффициенте вариации показателей качества воды в течение года для большинства очистных сооружений разница между текущими затратами, определенными по среднегодовому качеству воды, и суммой затрат, определенных по качеству воды в отдельные месяцы, составляет 10—15 %.

Если необходимо определить ущерб точнее, то текущие затраты надо рассчитывать как сумму затрат за каждый месяц. Для ориентировочных расчетов (с точностью до 10—15 %) текущие затраты можно определять по среднегодовому качеству воды источников.

Потери, вызываемые ухудшением качества воды источников, можно компенсировать за различные периоды времени и зависимости от степени загрязненности водных источников, состава водопотребителей и т. д. Учитывая это, а также изменение ущерба во времени (при установившемся загрязнении), необходимо определять ущерб или удельный ущерб (на кубометр забираемой из источника воды, на единицу восстановленной продукции) на определенный год.

Ущерб за определенный год определяется в соответствии с общепринятыми принципами приведения нефункционирующих затрат во времени (см. «Типовую методику определения экономической эффективности капитальных вложений»), поскольку ущерб (потери) можно рассматривать как нефункционирующие затраты, идущие на восстановление потерянных мощностей.

Специфика коммунального хозяйства и промышленности как водопотребителей состоит в том, что они, как правило, принимают все меры к недопущению использования воды, качество которой

не соответствует установленным требованиям. Поэтому ущерб, наносимый промышленным предприятиям и коммунальному водоснабжению для питьевых и хозяйственных нужд городов, сельских и рабочих поселков в результате загрязнения водных источников, определяется увеличением затрат на подготовку воды по сравнению с теми затратами на очистку (подготовку) воды, которые необходимы при принятом эталоне качества незагрязненной воды в источнике, или на перенос водозабора, или же на освоение новых водных источников<sup>1</sup>.

Ущерб от загрязнения водных источников, наносимый промышленным предприятиям, коммунальному хозяйству и другим водопотребителям, осуществляющим различные мероприятия по восстановлению качества воды, рассчитывается по формуле

$$Y_{\text{в.к.в}} = \sum_{i=1}^n m_i W_i (C + E_n K)_i, \quad (2)$$

где  $Y_{\text{в.к.в}}$  — ущерб, наносимый водопотребителям, осуществляющим различные мероприятия по восстановлению качества воды, руб.;  $m_i$  — число однотипных  $i$ -тых водопотребителей;  $W_i$  — объем водопотребления  $i$ -го водопотребителя, м<sup>3</sup>/год;  $(C + E_n K)_i$  — дополнительные удельные приведенные затраты  $i$ -го водопотребителя, связанные с загрязнением водного источника, руб/м<sup>3</sup>;  $n$  — число различных водопотребителей.

Ущерб, наносимый рыбному хозяйству (в натуральной форме) в результате загрязнения водных источников, рассчитывается в соответствии с принципами, изложенными в «Методике подсчета ущерба, наносимого рыбному хозяйству в результате сброса в рыбохозяйственные водоемы сточных вод и других отходов» (1967 г.). Он определяется затратами на компенсацию потерь рыбы, прироста веса рыб и рыбных запасов или затратами на мероприятия по восстановлению качества воды источника до принятого эталона «чистой» воды и восстановлению рыбного хозяйства в данном водоеме. В расчетах рассматриваются все возможные варианты воспроизводства (восстановления) утраченных рыбных запасов в данном или в других районах. Если снижение рыбопродуктивности от загрязнения произошло в водном источнике, где не ведется промысловый лов, а только потребительский или спортивный, то для оценки ущерба принимаются данные о рыбном промысле по аналогичным водным источникам и видам рыб.

Ущерб от загрязнения водных источников, наносимый сельскому хозяйству, может проявляться как в дополнительных затратах на получение воды требуемого качества, так и в потере продукции от использования загрязненной воды. Если ущерб, наносимый сельскому хозяйству, проявляется в дополнительных затратах на

<sup>1</sup> При рассмотрении варианта использования подземных вод питьевого качества для нужд, не связанных с питьевыми и бытовым водоснабжением, следует руководствоваться статьей 22 «Основ водного законодательства Союза ССР и союзных республик».

мероприятия по получению воды требуемого качества, то ущерб рассчитывается по формуле (2). В тех случаях, когда для орошаемого земельного участка используется вода хорошего качества (по сравнению с принятым эталонным качеством воды незагрязненного источника), рассчитывать ущерб следует по затратам на воспроизводство потерянной продукции, а также на восстановление плодородия почв.

Ущерб от загрязнения водных источников, наносимый водопотребителям, осуществляющим различные мероприятия по восстановлению потерянной продукции, рассчитывается по формуле

$$Y_{\text{вп}} = P(C_2 - C_1 + E_n \Delta K) + \Delta P(C_3 - C_1 + E_n K) + E_n K_0, \quad (3)$$

где  $Y_{\text{вп}}$  — ущерб, наносимый водопотребителям, осуществляющим различные мероприятия по восстановлению потерянной продукции, руб.;  $P$  — годовое производство продукции, ц;  $C_1$  — текущие затраты на производство продукции при незагрязненном водном источнике, руб/ц;  $C_2$  — текущие затраты на производство продукции при загрязненном водном источнике, руб/ц;  $\Delta K$  — увеличение удельных капитальных вложений по водопотребителю при загрязненном водном источнике, руб/ц;  $K$  — капитальные вложения в восстановление продукции при загрязненном водном источнике, руб/ц;  $\Delta P$  — снижение годового производства продукции при загрязненном водном источнике, ц;  $C_3$  — текущие затраты на продукцию, используемую для возмещения снижения производства ее при загрязненном водном источнике, руб/ц;  $K_0$  — остаточная балансовая стоимость основных фондов, не используемых в результате снижения производства продукции при загрязненном водном источнике, руб.;  $E_n$  — нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений.

Загрязнение водных источников отрицательно влияет на окружающую среду; это влияние выражается в гибели лесных массивов и ценных диких животных. Ущерб от этих потерь следует определять по затратам на воспроизводство потерянной природной продукции.

Ущерб, возникающие в результате соприкосновения различных объектов (сооружений, оборудования, земли и др.) с загрязненной водой, рассчитываются определением приведенных затрат на мероприятия по восстановлению вышедших из строя объектов или предотвращению их порчи

$$Y_{\text{вмр}} = \sum_{i=1}^{s-m} (C + E_n K)_i, \quad (4)$$

где  $Y_{\text{вмр}}$  — ущерб, наносимый объектам, соприкасающимся с загрязненной водой (сооружения, оборудование, земля и др.), на которых осуществляются различные мероприятия по их восстановлению (предотвращению), руб.;  $(C + E_n K)_i$  — приведенные затраты  $i$ -го объекта, связанные с его восстановлением (предотвращением), руб.;  $s$  — число объектов.

Ущерб, наносимый населению загрязнением водных источников, определяется затратами на ликвидацию причин, вызывающих отрицательные последствия для населения. Так, для мест купания населения этот ущерб определяется затратами на сооружение бассейнов для купания и затратами на очистку и обезвреживание воды для этих бассейнов и т. д. Для домов отдыха, санаториев, курортов может возникнуть надобность в затратах на перенос этих здравниц в другие места.

Общий ущерб, наносимый народному хозяйству загрязнением водных источников, определяется как сумма ущербов, наносимых отдельным водопотребителям (промышленным предприятиям, сельскому хозяйству и др.) по формуле

$$Y_{об} = \sum_{i=1}^{i=m} W_{iп} Z_{iп} + \sum_{j=1}^{j=e} W_{jк.х} Z_{jк.х} + \sum_{k=1}^{k=l} W_{кс.х} Z_{кс.х} + \\ + \sum_{\alpha=1}^{\alpha=r} P_{\alpha} Z_{\alphaр} + \sum_{\beta=1}^{\beta=c} B_{\beta} Z_{\betaв} + Y_p,$$

где  $Y_{об}$  — общий ущерб от загрязнения водных источников, руб.;  $Z_i, Z_j, Z_k, Z_{\alpha}, Z_{\beta}$  — дополнительные затраты на единицу потребляемой воды, или на единицу воспроизводимой продукции, или на единицу восстановления качества воды в водном источнике, руб/м<sup>3</sup>, руб/ц, руб/км<sup>2</sup> соответственно;  $W_i, W_j, W_k$  — объем водопотребления  $i$ -го,  $j$ -го и  $k$ -го потребителя соответственно, м<sup>3</sup>;  $P_{\alpha}$  — объем воспроизводимой продукции, ц;  $B_{\beta}$  — площадь водного источника, восстановленного по качеству воды, км<sup>2</sup>;  $m, e, l, r, c$  — число отдельных водопотребителей по отраслям;  $n, k, x, с.х, p$ , в обозначает соответственно промышленность, коммунальное хозяйство, сельское хозяйство, рыбное хозяйство, водный источник;  $Y_p$  — любой другой выявленный ущерб от загрязнения водных источников (затраты на перенос здравниц, на сооружение бассейнов для купания и др.).

Ущерб, наносимые народному хозяйству загрязнением водных источников, можно рассчитывать по отдельным водопотребителям и водопотребляющим отраслям, по отдельным водным бассейнам или их участкам, административным районам, республикам и по стране в целом.

Составляющие ущерб затраты и их элементы рассчитывают в соответствии с «Рекомендациями для определения ущерба от загрязнения водных источников» (1975 г.).

### Основные принципы определения народнохозяйственного ущерба от залповых загрязнений окружающей среды

Под залповым загрязнением следует понимать аварийный сброс неочищенных или недостаточно очищенных сточных вод в водоемы и разливы нефти при авариях различного нефтяного оборудования. Определить потери от залповых загрязнений в настоящее время можно лишь прямым счетом. При определении народнохо-

зайственного ущерба от аварийного разлива сточных вод и нефти следует подсчитывать не только собственные потери нефтяной отрасли, но и ущерб, который терпят различные отрасли народного хозяйства, пользовавшиеся загрязненным природным ресурсом.

Общий народнохозяйственный ущерб определяется из следующего выражения:

$$У_{н.х} = П_{соб} + П_{отр}, \quad (5)$$

где  $П_{соб}$  — собственные потери нефтяной отрасли от аварийных разливов сточных вод и нефти;  $П_{отр}$  — потери отраслей, пользующихся загрязненным природным ресурсом.

Собственные потери складываются из

$$П_{соб} = С_{п.н} + С_{а.р} + П_{п.о}, \quad (6)$$

где  $С_{п.н}$  — стоимость безвозвратно потерянной нефти, руб.;  $С_{а.р}$  — стоимость аварийного ремонта, руб.;  $П_{п.о}$  — потери от простоя оборудования, руб.

Потери прочих отраслей

$$П_{отр} = П_{п} + П_{р.х} + П_{с.х} + П_{л.х} + У_{пр}, \quad (7)$$

где  $П_{п}$  — потери в промышленности, руб.;  $П_{р.х}$  — потери в рыбном хозяйстве, руб.;  $П_{с.х}$  — потери в сельском хозяйстве, руб.;  $П_{л.х}$  — потери в лесном хозяйстве, руб.;  $У_{пр}$  — прочий возможный ущерб, который удастся подсчитать, руб.

Наибольший ущерб народное хозяйство терпит при аварийном загрязнении водоемов. В этом случае  $П_{отр}$  подсчитывается по выражению (7). Если же разлив нефти или неочищенных сточных вод произошел на суше (лес, поле и т. д.) и исключено попадание их в водоем, то потери прочих отраслей надо определять из выражения

$$П_{отр} = П_{с.х} + П_{л.х} + У_{пр}q. \quad (8)$$

Стоимость безвозвратно потерянной при аварии нефти определяется из выражения:

$$С_{п.н} = Ц_{ср}q, \quad (9)$$

где  $Ц_{ср}$  — средняя по Миннефтепрому продажная цена одной тонны сырой нефти, руб/т;  $q$  — фактическое количество излившейся при аварии нефти, т.

Аварийный ремонт различного оборудования осуществляется за счет средств, предназначенных на планово-предупредительный капитальный ремонт. Поскольку затраты на аварийный ремонт не планируются, то их можно отнести к прямым собственным потерям нефтяной промышленности от аварии. Подсчитываются эти затраты из выражения

$$С_{а.р} = С_{м} + k, \quad (10)$$

где  $С_{м}$  — стоимость материалов, топлива, инструментов, использованных при ликвидации аварии, руб.;  $k$  — командировочные за-

траты, руб. (подсчитываются, если аварийная бригада выполняет работы вне пункта ее постоянной дислокации).

Потери от простоя оборудования ( $\Pi_{п.о}$ ) складываются из эксплуатационных затрат (условно-постоянных). Предприятие несет их независимо от того, функционирует ли в данное время оборудование или нет.

$$\Pi_{п.о} = \frac{t}{T} \left[ \sum_{i=1}^n (\Phi_i \alpha_i + Z_i) + \Pi \right], \quad (11)$$

где  $\Phi_i$ ,  $\alpha_i$  и  $Z_i$  — соответственно первоначальная стоимость, норма амортизационных отчислений и заработная плата (с начислениями) обслуживающего персонала  $i$ -го оборудования или сооружения простаивающего объекта нефтяной промышленности;  $\Pi$  — прочие эксплуатационные затраты по простаивающему объекту в целом;  $i$ ,  $n$  — соответственно вид и число оборудования или сооружения в простаивающем объекте;  $t$  — время простоя объектов, ч;  $T$  — плановое число часов работы объектов в году, ч.

Использование промышленными предприятиями воды, качество которой ухудшено залповым выбросом, приводит к простоям оборудования, к увеличению скорости образования накипи, коррозии оборудования, сокращению межремонтных периодов, ухудшению качества выпускаемой продукции и брака.

Потери в промышленности от залповых сбросов определяются из выражения

$$\Pi_n = \Pi_{п1} + \Pi_{п2} + \Pi_{п3} + \Pi_{п4} + \Pi_{п5}, \quad (12)$$

где  $\Pi_{п1}$  — дополнительные затраты, обусловленные внеплановыми ремонтами оборудования;  $\Pi_{п2}$  — потери от внеплановых простоев оборудования;  $\Pi_{п3}$  — потери от снижения качества продукции;  $\Pi_{п4}$  — потери от брака продукции;  $\Pi_{п5}$  — потери от досрочного списания оборудования, пришедшего в негодность в результате залпового сброса.

Дополнительные затраты, обусловленные внеплановыми (дополнительными) ремонтами оборудования из-за использования загрязненной сверх нормы воды, определяются по формуле

$$\Pi_{п1} = \sum_{i=1}^n P Z_p, \quad (13)$$

где  $i$  — вид оборудования, пострадавшего вследствие залпового сброса;  $n$  — число видов оборудования, пострадавшего вследствие залпового сброса;  $Z_p$  — средние затраты на проведение одного ремонта по устранению последствий залповых сбросов (определяется по смете, составленной при ремонте), руб.;  $P$  — число внеплановых ремонтов, вызванных нарушениями работы оборудования из-за залповых сбросов

$$P = P' \left( \frac{\gamma - 1}{\gamma} \right),$$

где  $P'$  — число ремонтов оборудования, предусмотренных планом;  $\gamma$  — общий коэффициент ухудшения качественных показателей во-

ды; определяется как среднее арифметическое коэффициентов ухудшения качества по каждому принятому показателю:

$$\gamma = \sum_1^n \gamma_i / n,$$

где  $\gamma_i$  — частный коэффициент ухудшения качественного показателя;  $n$  — число показателей, принятых для определения залпового сброса.

Значение  $\gamma_i$  определяется по формуле

$$\gamma_i = (C_\phi - C_n) / C_n,$$

где  $C_\phi$  — фактический показатель качества воды при залповом сбросе;  $C_n$  — базовый показатель качества воды при установившемся загрязнении водоема (определяется по данным Гидрометслужбы или таблицами методики А. А. Былинкиной).

Потери от внеплановых простоев оборудования определяются по формуле

$$П_{п2} = \frac{\sum_{i=1}^n t_i (\Phi_i \alpha_i + Z_i)}{T} + \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m t_i q_{ij} \Pi_j, \quad (14)$$

где  $i$  и  $n$  — вид и число видов оборудования, имевшего внеплановые простои;  $j$  и  $m$  — вид и число видов продукции, производимой на оборудовании  $i$ -го вида;  $\Phi_i$ ,  $\alpha_i$  и  $Z_i$  — первоначальная стоимость, норма амортизационных отчислений и заработная плата (с начислениями) персонала, обслуживающего оборудование  $i$ -го вида, имевшего внеплановые простои;  $q_{ij}$  — фактическая производительность простаивавшего оборудования  $i$ -го вида по  $j$ -й продукции, ед. продукции/ч;  $\Pi_j$  — цена продукции  $i$ -го вида, производимой на оборудовании  $j$ -го вида, руб.;  $t_i$  — время внепланового простоя  $i$ -го оборудования, ч;  $T$  — плановое число часов работы оборудования в год, ч.

Потери из-за снижения качества продукции определяются по формуле

$$П_{п3} = \sum_{j=1}^m \Delta \Pi_j q_j, \quad (15)$$

$j$  и  $m$  — вид и число видов продукции, качество которой ухудшилось вследствие залпового сброса;  $q_j$  — количество продукции в тоннах (штуках) ухудшенного качества;  $\Delta \Pi_j$  — понижение цены единицы продукции в связи с изменением ее качества вследствие использования загрязненной залповым сбросом воды, руб.

Потери вследствие брака продукции из-за использования загрязненной воды определяются по формуле

$$П_{п4} = \sum_{j=1}^m \Pi_j q_j - B_6, \quad (16)$$

где  $j$  и  $m$  — вид и число видов забракованной продукции;  $\Pi_j$  — цена единицы аналогичной небракованной продукции  $j$ -го вида,



руб/т (руб/шт.);  $q_j$  — количество забракованной  $j$ -й продукции, т (шт.);  $B_6$  — общая выручка от реализации бракованной продукции, руб.

Потери от досрочного списания оборудования, пришедшего в негодность вследствие залпового сброса, определяются по формуле

$$П_{пб} = \sum_{i=1}^n (T - T_1) q_i C_i, \quad (17)$$

где  $i$  и  $n$  — вид и число видов оборудования, досрочно списанного вследствие залпового сброса;  $T$  — установленный срок службы оборудования, ч;  $T_1$  — фактический срок службы оборудования, ч;  $q$  — фактическая производительность оборудования в период списания, ед. продукции/ч;  $C_i$  — цена единицы продукции, руб.

Расчет потерь, которые несет рыбное хозяйство в результате загрязнения водных источников залповыми сбросами, базируется на «Методике подсчета ущерба, наносимого рыбному хозяйству в результате сброса в рыбохозяйственные водоемы сточных вод и других отходов» (утвержденной Министерством рыбного хозяйства СССР 16 августа 1967 г. № 30-1-11). Этот расчет необходимо проводить совместно с местными предприятиями и организациями Главрыбвод Министерства рыбного хозяйства СССР.

Сельское хозяйство терпит ущерб как от залпового сброса сточных вод или нефти в водные источники, вода которых используется для орошения полей и которую пьет скот, так и при непосредственном изливе сточных вод или нефти на культурные поля и пастбища.

В растениеводстве использование загрязненной залповым сбросом воды для орошения может снизить урожайность сельскохозяйственных культур или частично уничтожить урожай.

Потери в растениеводстве при орошении определяется по формуле

$$П_{с.р} = \sum_{i=1}^n (Y_i - Y'_i) S C_i + \sum_{j=1}^k Q_j C'_j, \quad (18)$$

где  $n$  — число культур, выращиваемых на пострадавшем участке земли, урожайность которых снизилась из-за залпового сброса;  $k$  — число культур, погибших вследствие залпового сброса;  $Y_i$  — средняя урожайность  $i$ -й культуры, выращиваемой на данном участке, ц/га (вычисляется по данным отчетности за предшествующие пять лет);  $Y'_i$  — урожайность  $i$ -й культуры после залпового сброса, ц/га;  $S$  — площадь пострадавшего участка, га;  $C_i$  — цена  $i$ -й культуры, выращиваемой на данном участке, руб/ц;  $Q_j$  — количество  $j$ -й культуры, которое необходимо завезти в пострадавший район, чтобы погасить недостаток в данной культуре;  $C'_j$  — цена  $j$ -й культуры, завезенной в пострадавший район, руб/ц.

При непосредственном изливе сточных вод или нефти на культурные поля или луга происходит засоление и омертвление почвы. В этом случае кроме потерь, определяемых по формуле (18), необ-

ходимо учитывать затраты ( $P_{с.х.в}$ ) на восстановление (рекультивацию) плодородия почвы, которые определяются по формуле

$$P_{с.х.в} = SC_{в}, \quad (19)$$

где  $S$  — площадь загрязненного участка культурной земли, га;  $C_{в}$  — полные затраты на восстановление плодородия почвы единицы площади загрязненного участка, руб/га.

Залповый сброс сточных вод или нефти может ухудшить качество воды настолько, что ее использование для водопоя скота может вызвать отравление животных. Следствием отравления может быть гибель животных или снижение качества и количества производимой животноводческой продукции (снижение удоев у молочного скота, потеря веса скота и т. д.).

Потери в животноводстве определяются по формуле

$$P_{с.х.ж} = P_{ж1} + P_{ж2} + P_{ж3}, \quad (20)$$

где  $P_{ж1}$  — потери из-за гибели животных вследствие употребления загрязненной залповым сбросом воды источника, руб.;  $P_{ж2}$  — потери вследствие недополучения потомства, которое могли бы дать погибшие животные, руб.;  $P_{ж3}$  — потери, связанные с ухудшением товарного качества животноводческой продукции, руб.

Потери, связанные с изменением товарного качества животноводческой продукции, определяются по формуле

$$P_{ж3} = (Ц - Ц') P_{т}, \quad (21)$$

где  $Ц$  и  $Ц'$  — соответственно цена 1 кг товарной продукции, полученной из животных, потребляющих воду источника до залпового сброса, и полученной из животных, отравленных водой после залпового сброса, руб/кг;  $P_{т}$  — общая масса животноводческой продукции, полученной из отравленных животных, кг.

Общие потери в сельском хозяйстве от залпового загрязнения сточными водами или нефтью определяются из выражения

$$P_{с.х} = P_{с.х.р} + P_{с.х.в} + P_{с.х.ж}. \quad (22)$$

Ущерб лесного хозяйства при залповом загрязнении водоема на берегу которого находится лес определяется количеством погибшей и изменившейся товарные качества древесины, при залповом изливе сточных вод или нефти непосредственно в лесу — количеством погибшей и изменившейся товарные качества древесины, стоимостью затрат на восстановление плодородия загрязненной площади лесной почвы и воспроизводство деревьев и кустарников за исключением стоимости реализованной с загрязненного участка древесины.

Потери лесного хозяйства определяются по формуле

$$P_{л.х} = \sum_{i=1}^n (Ц_i' - Ц_i'') V_i + \sum_{j=1}^m Ц_j V_j + C_{в} S - L, \quad (23)$$

где  $i$  и  $n$  — вид и число видов древесины, изменившейся товарное качество после залпового сброса;  $j$  и  $m$  — вид и число видов дре-

веса, погибшей в результате залпового сброса;  $C_i'$ ,  $C_i''$  — соответственно цена древесины до и после залпового сброса, руб/м<sup>3</sup>;  $V_i$  — объем древесины, изменившей товарные качества, м<sup>3</sup>;  $C_j$  — цена погибшей древесины, руб/м<sup>3</sup>;  $V_j$  — объем погибшей древесины, м<sup>3</sup>;  $S_b$  — площадь загрязненного участка леса, га;  $C_b$  — стоимость восстановления (воспроизводства) единицы загрязненной площади леса, руб/га;  $L$  — стоимость древесины, которую удалось реализовать с загрязненного участка леса, руб.

### ПРАКТИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ ФАКТИЧЕСКОЙ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ОХРАНЕ ПРИРОДЫ

Необходимо отметить, что существует объективная тенденция роста затрат на мероприятия по охране природы. Уже сейчас стоимость очистных сооружений в некоторых случаях сравнима со стоимостью основных производственных фондов.

Естественно, что для обоснования расходования таких крупных денежных средств необходимо знать, какие потери имели бы место, если бы мероприятия по охране природы не осуществлялись. Таким образом, необходимо оценить в сравнении затраты и результаты, т. е. определить фактический экономический эффект от внедрения мероприятий по охране природы на предприятии (НГДУ) и в целом по объединению.

Годовой экономический эффект от мероприятий по охране природы ( $\mathcal{E}_{п.м}$ ) на любом предприятии — разность ущерба от загрязнения, которое несло бы предприятие без применения указанных мероприятий ( $Y_{б.м}$ ) и ущерба, который имеет место при их использовании ( $Y_m$ ) за вычетом годовых затрат на эти мероприятия ( $C_m$ ), т. е.

$$\mathcal{E}_{п.м} = Y_{б.м} - Y_m - C_m. \quad (24)$$

Следует отметить, что под  $Y_{б.м}$  и  $Y_m$  понимаются штрафы, выплачиваемые в размере затрат на восстановление экологии.

Можно подсчитать и фактическую техническую эффективность мероприятий по охране природы, выраженную в виде коэффициента

$$f_{п} = (I_{б.м} - Y_m) / Y_{б.м}. \quad (25)$$

Используя (25), можно (24) переписать в виде:

$$\mathcal{E}_{п.м} = Y_m \frac{f_{п}}{1 - f_{п}} - C_m. \quad (26)$$

В настоящее время мероприятия по охране природы в том или ином объеме (обычно недостаточном) проводятся на всех предприятиях нефтяной промышленности, поэтому оценить ущерб от загрязнения без этих мероприятий ( $Y_{б.м}$ ), по существу невозможно. В связи с этим нет возможностей подсчитать экономический эффект по формуле (24).

В лучшем случае в распоряжении лиц, занимающихся определением экономической эффективности мероприятий по охране природы, имеются значения  $У_m$  и  $С_m$ , т. е. ущерба от загрязнения при проведении работ по его предотвращению и затрат на эти работы. Поэтому необходимо хотя бы в первом приближении определить  $f_n$  и на его основе по формуле (26) — экономический эффект мероприятий по охране природы. Экономический эффект от их внедрения мы подсчитываем не как сумму народнохозяйственных эффектов потому, что необходимо соизмерить затраты и результаты на самом предприятии (или объединении). В то же время ущерб от загрязнения и затраты на его предотвращение влияют на себестоимость и прибыль, последняя же — один из источников финансирования фондов предприятия (объединения).

Определить  $f_n$  можно по формуле

$$f_n = (У_{m1} - У_{m2}) / У_{m1}, \quad (27)$$

где  $У_{m1}$  и  $У_{m2}$  — ущерб от загрязнения в год, предшествующий расчетному, и в расчетный соответственно.

При расчете  $f_n$  по формуле (27) необходимо пользоваться удельными показателями ущерба. Лучше всего относить его к объему продукции (руб/т), но можно относить и к стоимости мероприятий по охране природы (руб/руб). Можно использовать удельные показатели, в которых в знаменателе стоит, например, объем обрабатываемых сред и т. п.

Коэффициент  $f_n$ , определяемый по формуле (27), весьма достоверен и может быть использован при планировании затрат на мероприятия по охране природы.

Возвращаясь к выражению (26), заметим, что  $f_n$  лежит в пределах  $1 > f_n > 0$ . При  $f_n = 0$ ,  $Э_{п.м} = -С_m$ , т. е. средства на мероприятия по охране природы затрачены бесполезно. При  $f_n = 1$  экономический эффект становится неопределенным.

### ЭКОНОМИЧЕСКОЕ СТИМУЛИРОВАНИЕ ЗАЩИТЫ ОТ КОРРОЗИИ В СВЯЗИ С ОХРАНОЙ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

При сквозных повреждениях сооружений и оборудования и авариях, вызванных коррозией, в окружающую среду попадают нефть и агрессивная сточная вода, наносящие огромный вред пахотным и лесным угодьям, водным источникам и водоемам.

В трубопроводном транспорте нефти (по данным Главтранснефти) 54 % утечек и аварий происходит из-за коррозии. Поскольку суммарный объем потерь при транспорте и хранении нефти принимается равным примерно 2 % общего объема, то понятно, что свыше 1 % транспортируемой нефти теряется из-за коррозии. Естественно, что, попадая в окружающую среду, нефть наносит ей серьезный ущерб.

В настоящее время проводятся интенсивные работы по созданию противокоррозионных покрытий, не содержащих обычных ингибиторов на основе свинца, цинка и хрома, так как эти ингиби-

торы загрязняют окружающую среду и, кроме того, входящие в них металлы становятся редкими и дорогими.

Применение новых изоляционных покрытий способствует сохранению невозполнимых природных ресурсов. Противокоррозионные покрытия, рассчитанные на длительные сроки, обеспечат долговечность изделий, изготовленных из подвергаемых коррозии металлов, что приведет к экономии последних. Снижение опасности коррозии благодаря качественным покрытиям позволит изготавливать оборудование с меньшей толщиной стенок. Замена масляных красок водорастворимыми снизит углеводородное загрязнение атмосферы и приведет к экономии углеводородного сырья.

Работами компании Buckman Laboratories установлено, что высокий защитный эффект обеспечивает применение эмульсионных красок определенного состава по хорошо разработанной методике. Рекомендуется наносить краски в три слоя, вводить в краску щелочные добавки, такие, как гидроокись аммония, амины, морфалин, метаборат бария. Получаемые покрытия сохраняют высокие противокоррозионные свойства в течение длительного времени. Покрытия, в состав которых входит метаборат бария, обладают пассивирующими качествами и бактерицидными свойствами.

Проблема коррозии и противокоррозионной защиты тесно связана с проблемой защиты окружающей среды. Загрязнение окружающей среды, ущерб, наносимый здоровью людей, к сожалению, трудно подсчитать в стоимостном выражении из-за недостаточной разработки методологии определения экономических последствий изменения состояния среды. Однако даже приближенные подсчеты показывают, что отмеченные экономические последствия достаточно велики и не компенсируются штрафами, которые далеко не всегда налагаются.

Поясним это утверждение. Порывы нефтепроводов и водопроводов приводят к разливу соответственно нефти и воды, их безвозвратной потере и потраве сельскохозяйственных угодий. По имеющимся в нашем распоряжении усредненным данным один порыв нефтепровода приводит к потраве 0,1 га земель, а водовода — 0,5 га. В среднем через один порыв нефтепровода теряется 2 т нефти. Следовательно, разлив 1 т нефти приводит к потраве 0,05 га. Штрафы же за разлив на сельскохозяйственные земли нефти не превышают 1 руб. за 1 т или, как мы показали, за поправу 0,05 га земли, т. е. за поправу 1 га штраф 20 руб.

При всей дискуссионности вопроса о стоимостной оценке природных ресурсов и о возможности включения их в состав национального богатства, нельзя не обратиться к цифрам, позволяющим представить масштабы такой оценки хотя бы в отношении использования природных ресурсов, в частности земли. По расчетам М. Лойтера, стоимость 1 га сельскохозяйственных земель составляет 527 руб. Затраты же на рекультивацию земель, загрязненных нефтью, по нормативу составляют от 3740 руб/га (под сенокосы и пастбища) до 6960 руб/га (под пашню), т. е. превышают стоимостную оценку в 7—13 раз. Сравнение же штрафов с ценой

земли показывает, что они в 26 раз ниже. Очевидно, штрафы не должны быть меньше, чем затраты на рекультивацию. Столь же очевидно, что в этом случае резко повысится ответственность предприятий за обеспечение надежности основных фондов, ибо штрафы выплачиваются из прибыли.

Загрязнение окружающей среды приводит к появлению дополнительных затрат в отраслях, функционирующих в зоне загрязнения. Эти затраты в настоящее время не исчисляются и не учитываются в составе производственных затрат предприятий, виновных в загрязнении среды, и не стимулируют внедрение средств противокоррозионной защиты. Если учесть в составе издержек НГДУ также и экономический ущерб, наносимый народному хозяйству загрязнением окружающей среды, вызванным коррозией, то, очевидно, это послужит дополнительным экономическим стимулом внедрения противокоррозионной защиты. Стимулирующий эффект учета ущерба от загрязнения, вызванного коррозией, можно проиллюстрировать на следующем условном примере.

Имеются три варианта обеспечения защиты от коррозии в определенном НГДУ. Согласно трем вариантам в нем добывается 5 млн. т нефти в год. Однако первый вариант допускает возможность утечки 100 000 м<sup>3</sup> воды, второй — 20 000 м<sup>3</sup> и третий сброс сточной воды не допускает. Каждый из трех вариантов сопряжен с достигаемым уровнем защиты 0; 70 и 90% соответственно. Затраты на добычу нефти при отсутствии платы за загрязнение составляют соответственно 4; 4,05 и 4,16 руб./т. Очевидно, что при отсутствии учета ущерба от загрязнения в составе производственных издержек продукции наиболее выгодным будет первый вариант, при котором максимальная утечке сточных вод соответствует и наибольшая прибыль. Наименее выгодным оказался вариант, при котором достигается максимальная защита.

Изменим теперь только одно условие — введем в состав производственных затрат ущерб от загрязнения, вызванного коррозией, в размере 4 руб. за 1 м<sup>3</sup> сточной воды, утекающей в пахотные земли. В этом случае показатели вариантов будут совсем иными (табл. 50).

Из данных таблицы видно, что при учете ущерба от загрязнения окружающей среды, вызванного коррозией, наиболее выгоден вариант с 90 %-ной защитой, при которой производственные затраты (без ущерба от загрязнения) были максимальными.

Учет ущерба от загрязнения побуждает предприятие выбирать наиболее эффективные пути борьбы с коррозией, соизмерять затраты на предотвращение коррозии с экономией на плате за загрязнение, которую ему пришлось бы выплачивать при введении соответствующего законодательства, обеспечивать максимальное превышение экономии над затратами.

Существен вопрос, как поднялся бы уровень издержек производства и цен в нефтедобывающей промышленности, если бы взималась плата за загрязнение. Исходя из приведенных данных, получаем, что в производственных издержках плата за загрязнение составляет  $400\,000 \text{ руб.} \times 100 \% / 20\,000\,000 \text{ руб.} = 2 \%$ , а в цене —

$400\,000 \times 100\% / 40\,000\,000 = 1\%$ , т. е. их уровень увеличивается незначительно.

Для сравнения отметим, что возможное повышение себестоимости за счет включения платы за загрязнение воды в состав затрат на производство равно (в %): в нефтепереработке и нефтехимии, а также черной металлургии 2, в лесной, деревообрабатывающей и целлюлозно-бумажной промышленности 3, а в химической промышленности 1.

Таблица 50

Экономические показатели добычи нефти по трем вариантам

Показатели, тыс. руб.	Вариант		
	I	II	III
Производственные затраты без учета ущерба от загрязнения	20 000	20 250	20 300
Выручка от реализации продукции	40 000	40 000	40 000
Прибыль (выручка минус затраты)	20 000	19 750	19 700
Производственные затраты с учетом ущерба от загрязнения	20 400	20 330	20 300
Прибыль (выручка минус затраты с учетом ущерба от загрязнения)	19 600	19 670	19 700

Существуют причины, объясняющие неудовлетворительное положение с внедрением защиты. Выработанные предложения об источниках финансирования затрат на противокоррозионные мероприятия позволяют предприятию заниматься этим вопросом не боясь снижения прибыли. Однако побудительным мотивом в этих случаях должны быть и экономические санкции в виде платы за загрязнение. В связи с этим необходимо рассмотреть вопрос о возможной плате за загрязнение, которая должна вноситься предприятием-загрязнителем (из прибыли) в централизованные фонды Миннефтепрома.

Рассмотрим потери от коррозии водоводов системы поддержания пластового давления, по которым перекачиваются агрессивные сточные воды, при отсутствии защиты и при максимально возможной (90 %-ной) защите. При отсутствии защиты имеют место прямые и косвенные потери

$$P_{0,з} = C_{т.р} + C_{к.р} + \bar{x}qn, \quad (28)$$

где  $C_{т.р}$  — затраты на текущий ремонт, руб/порывов, равные  $C_1n$  (здесь  $C_1$  — затраты на ликвидацию одного порыва,  $n$  — число порывов на 1 км трубопровода в год);  $C_{к.р}$  — фактические затраты на капитальный ремонт водоводов (замену труб), руб.;  $\bar{x}$  — плата за загрязнение, руб/м<sup>3</sup> сточной воды;  $q$  — средний объем воды, утекающей через один порыв.

При 90 %-ной защите косвенные потери ликвидируются почти полностью, отсутствуют порывы, объемы капитальных ремонтов снижаются в десять раз по сравнению с таковыми до защиты<sup>1</sup>.  
Таким образом,

$$П_{н.з} = 0,1C_{к.р} + C_3, \quad (29)$$

где  $C_3$  — затраты на защиту.

Так как в настоящее время  $C_3$  проходит по статье эксплуатационных затрат и снижает прибыль, можно с полным основанием считать их составляющей потерь от коррозии.

Разделим (28) на (29). Частное от деления представляет собой отношение потерь от коррозии при отсутствии и при наличии защиты. Исходя из условия задачи, это отношение равно 10 : 1, т. е.

$$(C_{т.р} + C_{к.р} + \bar{x}qn)/(C_3 + 0,1C_{к.р}) = 10/1. \quad (30)$$

В этом уравнении два неизвестных —  $\bar{x}$  и  $C_3$ . Для нахождения  $\bar{x}$  необходимо принять какое-то вполне определенное значение  $C_3$ , т. е. годовых затрат на защиту. Это можно сделать вспомнив, что противокоррозионные мероприятия логично финансировать за счет амортизационных отчислений на капитальный ремонт.

Поскольку водоводы выходят из строя именно из-за коррозии, можно предположить,<sup>\*</sup> что указанные отчисления целиком можно направить на финансирование противокоррозионных мероприятий, образуя так называемый верхний предел затрат на защиту от коррозии. Таким образом, можно записать, что

$$C_3 = A_{к.р} \text{ или } C_3 = \alpha\Phi,$$

где  $\alpha$  — норматив отчислений на капитальный ремонт водоводов агрессивных сточных вод, равен 3 %;  $\Phi$  — стоимость сооружения 1 км водовода.

Решим уравнение (30) относительно  $\bar{x}$ .

$$\begin{aligned} C_{т.р} + C_{к.р} + \bar{x}qn &= 10C_3 + C_{к.р}; \\ \bar{x}qn &= 10C_3 - C_{т.р}. \end{aligned}$$

Подставив вместо  $C_3$  и  $C_{т.р}$  их значения, получим

$$\bar{x} = \frac{10\alpha\Phi - C_{1п}}{qn}. \quad (31)$$

Подставив данные, полученные в НГДУ Аксаковнефть объединения Башнефть в (31), получим

$$\bar{x} = \frac{10 \cdot 0,03 \cdot 9000 - 236 \cdot 3,6}{30 \cdot 3,6} \approx 17 \text{ руб/м}^3.$$

Таким образом, получен верхний предел платы за загрязнение окружающей среды сточными водами для конкретного НГДУ.

Аналогичные методики можно создать и для других основных фондов. Полученное выражение позволяет объединению устано-

<sup>1</sup> Materials Protection and Performance, 1971, v. 10, N 12.



вить плату за загрязнение подведомственным предприятиям, т. е. НГДУ.

Если в какой-то  $i$ -й год НГДУ отчислит в централизованные фонды объединения из чистого дохода (прибыли) даже значительные суммы, то после внедрения защиты и исключения утечек плата за загрязнение будет сведена к нулю.

Особо следует остановиться на том, как заставить отрасли-загрязнители заниматься защитой окружающей среды. Вероятно, нецелесообразно заставлять отрасль-загрязнитель включать плату за загрязнение в издержки производства, так как это резко снизит прибыль и поставит ее в неравное положение с другими отраслями и, в частности, с теми, которые потребляют ее продукцию. Перекаладывать же расходы на них, увеличивая цены (а такая тенденция несомненно возникает), нет смысла, ибо это не будет стимулировать отрасль-загрязнитель заниматься охраной окружающей среды. Одно из предложений по стимулированию заключается в том, чтобы поставить размер фонда материального поощрения объединений и централизованных фондов министерства в зависимости от средней по отрасли платы за загрязнение, устанавливаемой Госпланом СССР.

Реализация этого предложения заставит министерство и его объединения серьезно заняться проблемой охраны окружающей среды. Рассмотренные методические положения дают возможность определить удельные денежные отчисления за каждый излитый метр кубический сточной воды и позволяют определить сумму, изымаемую из прибыли предприятий за загрязнение в резерв министерства. В приведенном примере эти отчисления, рассчитанные по фактическим данным НГДУ Аксаковнефть, составили 17 руб/м<sup>3</sup> сточной воды.

В связи с этим возникает необходимость в оценке полученного результата с точки зрения выявления разумных пределов (верхнего и нижнего) при осуществлении предполагаемых санкций. Указанные мероприятия должны служить экономическим рычагом в деле охраны окружающей среды и природопользования. Такая возможность имеется в том случае, когда размер отчислений из прибыли, с одной стороны, больше затрат на проведение противокоррозионных мероприятий и, с другой стороны, не превышает суммарных фактических издержек на капитальные и текущие ремонты.

Это можно представить в виде неравенства

$$C_3 < \bar{x}qn < C_{ф.к.р} + C_{ф.т.р},$$

где  $C_3$  — затраты на проведение противокоррозионного мероприятия;  $\bar{x}$  — удельные денежные отчисления из прибыли за 1 м<sup>3</sup> излитой сточной воды;  $q$  — объем излитой воды;  $n$  — число порывов водоводов (на 1 км);  $C_{ф.к.р}$  — фактические затраты на капитальные ремонты;  $C_{ф.т.р}$  — фактические затраты на текущие ремонты.

Затраты на комплексную защиту 1 км водоводов за 20 лет составляют 25 169 руб., откуда за 1 год они соответственно будут равны 1258 руб.

Отчисления за загрязнение (из расчета разлива сточных вод на протяженности в 1 км) определяем по формуле

$$\bar{x}q_n = 17 \times 30 \times 3,6 = 1836 \text{ руб.}$$

В работе [14] было показано, что в среднем через два года водоводы заменяются. Стоимость строительства 1 км водовода 9000 руб., следовательно, годовые затраты составят 4500 руб.

Затраты на текущие ремонты 1 км водовода вычисляются в [14] как произведение расходов на ликвидацию одной утечки на их число, приходящееся на 1 км (3,6 утечки).

$$236 \cdot 3,6 = 850 \text{ руб./км.}$$

Суммарные годовые затраты на капитальные и текущие ремонты 1 км водовода составляют

$$4500 + 850 = 5350 \text{ руб.}$$

Подставив полученные результаты в исходное неравенство, видим, что оно сохраняется:

$$1258 < 1836 < 5350.$$

Следует отметить, что помимо комплексной защиты (покрытие с последующим ингибированием) в качестве противокоррозионных мероприятий применяют каждый из этих методов в отдельности.

При применении ингибиторов неравенство сохраняется

$$1434 < 1836 < 4500,$$

где 1434 руб. — затраты на ингибирование из расчета на 1 км водовода в год.

При применении покрытий годовые затраты резко возрастают до 4269 руб/км, т. е. приближаются к капитальным вложениям, составляющим 4500 руб/км. В этом случае неравенство принимает вид

$$1836 < 4269 < 4500.$$

В результате создалась парадоксальная ситуация, заключающаяся в том, что предприятию выгоднее делать отчисления в резервный фонд министерства, чем тратить средства на данный метод защиты (покрытия).

Это еще раз подтверждает вывод о том, что при защите оборудования необходимо использовать наиболее экономичные методы. Важно отметить и то, что изъятие отчисления за загрязнение из прибыли предприятий отвечает своему экономическому содержанию,

Необходимо особо подчеркнуть, что предлагаемое экономическое мероприятие не имеет ничего общего с системой штрафов, широко применяемых в практике охраны окружающей среды.

Действительно, в выведенной формуле нет параметров, учитывающих плодородие земель. Кроме того, в формуле фигурирует объем изливаемой агрессивной жидкости и отсутствует потравленная площадь.

Для создания общей методики оценки и учета ущерба, наносимого окружающей среде коррозией, необходимо следующее.

Решить частные задачи по определению платы за загрязнение применительно к различным видам основных фондов и изливаемых сред.

Ввести дополнительные коэффициенты, позволяющие произвести коррекцию на плодородие земель.

В соответствии с пп. 1, 2 разработать критерий оптимальности, т. е. экономически целесообразный размер отчислений из прибыли предприятий за загрязнение окружающей среды.

При оценке выполнения производственного плана предприятиями по основной хозяйственной деятельности необходимо также учитывать достижения в области охраны окружающей среды наравне с такими показателями, как план по внедрению новой техники и другие утверждаемые показатели и не взимать плату за эксплуатацию основных фондов, предназначенных для охраны окружающей среды.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В нашей стране охрана окружающей среды — одна из важнейших государственных задач.

В процессе разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений (в том числе и морских) в некоторых случаях имеют место вредные загрязнения нефтью, нефтепродуктами, нефтяными газами и продуктами их сгорания, сероводородом и окислами серы, минерализованными сточными водами, буровыми растворами и отходами бурения (шламом), различными ПАВ, используемыми для интенсификации добычи нефти и пр. Следовательно, нефтяная промышленность обязана принимать меры, направленные на защиту окружающей природной среды от загрязнений.

На протяжении последних лет одна из серьезных проблем в области охраны природы — предотвращение загрязнений Каспийского моря в процессе буровых работ, добычи и транспорта нефти и газа.

На ближайшую перспективу эта важнейшая проблема должна решаться созданием и широким внедрением новейших технических средств (блочного оборудования), разработанных б. Гипроморнефтью и охватывающих утилизацию бурового шлама, пластовых и буровых сточных вод, промывку песчаных пробок устройствами, обеспечивающими эффективную очистку песка от нефти, и некоторых других мероприятий.

В решении проблемы предотвращения загрязнения морей должны принять широкое участие научно-исследовательские институты смежных отраслей промышленности, а также специализированные институты и организации АН АССР.

Большую опасность для окружающей среды на суше представляют промысловые сточные и буровые воды в связи с их высокой токсичностью и агрессивностью.

Основным направлением в решении этой актуальной для нефтяной промышленности проблемы, с точки зрения охраны природы и резкого сокращения расхода пресных вод, должна стать полная утилизация всех сточных вод — повторная закачка (после очистки) в продуктивные пласты. Внедрение этого мероприятия позволит за счет осуществления замкнутого цикла водопотребления избежать вредного последствия загрязнения водоемов и почвогрунтов при порывах трубопроводов.

Другим направлением должно быть повышение качества очистки сточных вод и широкое внедрение в производство оборудования нового вида: резервуаров-отстойников, гидрофобных и коалесцирующих фильтров-отстойников, мультигидроциклонов и др.

Снижению загрязнения на промыслах будет способствовать ликвидация внутрискважинного перетока пластовых вод, осуще-

ствление мероприятий по совершенствованию герметизации технологических процессов сбора, подготовки нефти, газа и сточных вод; внедрение методов и средств защиты оборудования от коррозии, блочных установок по дозированию ПАВ и др.

Значительный вклад в решение этих проблем должны внести отраслевые научно-исследовательские институты и специализированные организации других отраслей промышленности.

В области бурения предстоит разработать множество важных мероприятий по охране природы.

Опыт работы показывает, что наиболее существенные загрязнения вызываются отходами бурения (шламом) и промывочными жидкостями (буровыми растворами). Снижению этих загрязнений будет способствовать внедрение замкнутой очистки буровых сточных вод на установках типа УКОС и повторное использование очищенных вод на различные технологические нужды бурения.

Разработка и внедрение ВНИИКрнефтью и другими институтами эмульсионных глинистых растворов соответствующих типов для районов с различными условиями бурения позволит не только успешно заканчивать проводку скважин, но и обеспечить охрану окружающей среды от загрязнений.

Должны широко использоваться рациональные схемы рекультивации земель, разработанные ТатНИПИнефтью. Рекомендуемые способы снятия и восстановления плодородного слоя почвы позволят снизить объем земляных работ, и, главное, сохранить почвенный покров вокруг скважины.

Снижению загрязнения окружающей среды при бурении скважин будет способствовать широкое использование гидрофобно-эмульсионных растворов на углеводородной основе при работах по глушению скважин, методов связывания сероводорода хлорным железом непосредственно в пласте, реагента Т-66 и др.

При хранении нефти в резервуарах сокращению загрязнения атмосферы продуктами испарения будет способствовать дальнейшее внедрение различных технологических средств (понтонов и плавающих крыш, газоуравнительных систем, непримерзающих дыхательных клапанов, дисков-отражателей и др.).

Одним из эффективных направлений по борьбе с потерями легких углеводородов из резервуаров будет переход к системам безрезервуарной откачки нефти в нефтепровод.

Необходимо заменять сальниковые набивки перекачивающих насосов торцовыми уплотнениями, обладающими высокой износостойкостью, что позволит сократить утечки нефти через уплотнения и снизить загазованность в помещениях насосных станций.

Дальнейшая автоматизация и телемеханизация действующих и строящихся НПС, внедрение централизованной службы обслуживания и ремонта магистральных нефтепроводов, депульсаторов с успокоительными участками и других мероприятий, разработанных ВНИИСПТнефтью, позволит значительно сократить аварии магистральных нефтепроводов, разливы нефти и тем самым предотвратить загрязнение окружающей среды.

В немалой степени сохранение растительного покрова и плодородного слоя земли будет зависеть и от выполнения рекомендаций, связанных с рекультивацией земель при строительстве магистральных нефтепроводов.

Охрана окружающей среды есть прежде всего экономическая проблема, оказывающая огромное влияние на показатели работы отрасли и всего народного хозяйства. Со временем затраты отрасли на мероприятия по охране природы будут расти. Это связано как с общей тенденцией роста затрат на сохранение первоначального состояния окружающей среды, так и с особенностями современного этапа разработки основных нефтяных месторождений, когда во все более широких масштабах используются вторичные и третичные методы добычи.

Для определения уровня затрат на борьбу с загрязнениями в районах добычи и транспорта нефти и восстановление первоначального состояния окружающей среды необходимо знать ущерб от загрязнения. В настоящее время не существует методики, позволяющей оценить ущерб, поэтому возможна лишь приближенная оценка по ряду его составляющих по приведенным в данной работе формулам.

Борьба с загрязнением окружающей среды будет эффективной лишь в том случае, если она будет базироваться на четко продуманных экономических санкциях, стимулирующих мероприятия по охране природы. Одной из таких санкций может стать плата за загрязнение, включаемая в текущие издержки предприятия-загрязнителя.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Адельшин А. Б.* Исследование свойств керамзита как фильтрующего материала. — Нефтепромысловое дело, 1975, № 2, с. 45—47.
2. *Амиров А. Д., Амиян В. А., Коджанов А. А.* Перспективы применения пен для совершенствования технологических процессов добычи нефти. — Азербайджанское нефтяное хозяйство, 1976, № 1, с. 37—38.
3. *Андресон Р. К., Хазипов Р. Х.* Охрана окружающей среды от загрязнения нефтью и промышленными сточными водами. Обзор по основным направлениям развития отрасли. М., ВНИИОЭНГ, 1978.
4. *Ахметшин Э. А., Мавлютов М. Р., Чудновский М. С.* Борба с проявлениями сероводорода при бурении скважин. Обзор по основным направлениям развития отрасли. — Сер. Бурение, М., ВНИИОЭНГ, 1978.
5. *Ахметшин Э. А., Мавлютов М. Р., Чудновский М. С.* Опыт проводки скважин при возможных проявлениях сероводорода на месторождении Узень. — Бурение, 1977, № 6, с. 11—12.
6. *Багиров Н. М., Садыхов А. М.* Очистка нефтесодержащих сточных вод нейтрализацией их алюмосиликатным катализатором. — Нефтепромысловое дело, 1978, № 2, с. 25—27.
7. *Байкалов Н. А., Козлова В. П.* Проектирование малых очистных сооружений канализаций типа КУ в условиях севера. — Нефтепромысловое строительство, 1976, № 9, с. 14—16.
8. *Байков Н. М., Колесников Б. В., Челпанов П. И.* Сбор, транспорт и подготовка нефти. М., Недра, 1975.
9. *Бесчастнов А. С., Таран В. В.* Тенденции борьбы с нефтяным загрязнением моря за рубежом. М., ВНИИОЭНГ, 1979.
10. *Булгаков Р. Т., Лерман Б. А., Дешура В. С.* Результаты испытания опытно-промышленной батарейной гидроциклонной установки. — Нефтепромысловое дело, 1977, № 12, с. 35—36.
11. *Борисов В. В.* Установка для очистки сточных вод на нефтебазах. — Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов, 1977, № 1, с. 31—33.
12. *Васильев Н. П.* Восстановление земель и проведение противоэрозионных мероприятий при строительстве трубопроводов в различных природно-климатических зонах. — Нефтепромысловое строительство, 1977, № 8, с. 3—6.
13. *Васин М. Д.* Нефть в море. — Правда, 22 декабря 1974.
14. *Вальшин Р. К., Тронов В. П., Тукаев Р. Н.* Обезвреживание и обессоливание нефти по совмещенным схемам с использованием блочного оборудования. — Машины и нефтяное оборудование, 1978, № 9, с. 28—30.
15. *Вопросы* создания техники и предотвращения загрязнения моря при бурении, добыче и транспорте нефти на морских месторождениях. Тематический сборник научных трудов, вып. XII и XV, Баку, 1976.
16. *Временные* правила техники безопасности и защиты окружающей природной среды при проектировании обустройства и эксплуатации нефтяных месторождений, разрабатываемых с применением растворов поверхностно-активных веществ типа ОП-10, для заводнения пластов (РДЗ9-1-14-77), БашНИПИнефть, ОНТИ, Уфа, 1977.
17. *Газимов М. Г., Махьянова К. И., Лерман Б. А.* Глушение скважин при ремонтных работах. — Нефтяное хозяйство, 1978, № 8, с. 37—38.
18. *Галюк В. Х.* Механические характеристики торцовых уплотнений. — Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов, 1978, № 5, с. 11.
19. *Галюк В. Х., Забела К. А.* Стратегия надежной эксплуатации подводных переходов нефтепроводов. — Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов, 1977, № 10, с. 19—20.
20. *Гамбер В. С.* Исследование влияния давления на входе в гидроциклоны на качество очистки бурового раствора. — Бурение, 1978, № 4, с. 29—30.

21. Гильманов Г. Р. Защита технологических аппаратов от коррозии с помощью нанесения покрытия. — Нефтепромысловое дело, 1978, № 8, с. 33—34.
22. Гранатурова Л. П., Кесельман Г. С. Борьба с коррозией и защита окружающей среды. — Коррозия и защита в нефтегазовой промышленности, 1974, № 6, с.
23. Гранатурова Л. П., Кесельман Г. С., Моткин Г. А. Охрана и улучшение окружающей среды. М., ВНИИОЭНГ, 1979.
24. Гутман Б. М., Мустафаев А. М. Гидроциклон для разделения двухфазной жидкости типа вода — нефть. — Нефтепромысловое дело, 1978, № 4, с. 32—33.
25. Гутман Б. М., Мустафаев А. М. Гидроциклон вместо песколовки. — Нефтяник, 1976, № 10, с. 16—17.
26. Гутман Б. М., Мустафаев А. М. Отмывка песка от нефти с помощью гидроциклона. — Нефтяник, 1977, № 7, с. 24—25.
27. Гончаров В. Н., Малыхин М. Я. Об охране окружающей среды на объектах транспорта газа. — Транспорт и хранение газа, 1979, вып. 6, с. 8—13.
28. Гильманов Г. Р. О подготовке и утилизации девонских сточных вод по закрытой системе. — Машины и нефтяное оборудование, 1978, № 8, с. 33—34.
29. Губин В. Е., Пелевин Л. А., Стоянов Г. И. Промышленное устройство для сбора нефти с поверхности воды при аварийных разливах. — Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов, 1976, № 3, с. 17—19.
30. Гофман К. Г. Социально-экономические проблемы природоиспользования. — Экономика и математические методы, 1973, т. IX, вып. 5, с. 811—822.
31. Гофман К. Г. Экономическая возможность уменьшения выбросов вещества в окружающую среду. — Известия АН СССР, сер. «Экономическая», 1973, № 6, с. 5—16.
32. Джафаров Ш. Т., Аржанов Ф. Г., Эфендиев О. И. Вопросы сохранности эксплуатационных колонн и подземного оборудования при закачке воды на Усть-Балыкском и Западно-Сургутском месторождениях. — Нефтепромысловое дело, 1975, № 7, с. 29—31.
33. Джавадов А. А., Мамедов А. М., Гусейнов Ф. А. Создание внутрискважинных межпластовых перетоков при заводнении истощенных нефтяных пластов. — Нефтепромысловое дело, 1974, № 8, с. 5—6.
34. Ершов В. П., Мустафаев В. М., Гутман Б. М. Вакуум-гидроциклон для очистки пластовых вод от песка. — Нефтяник, 1978, № 7, с. 23.
35. Еланский В. Л., Злобин А. С., Соколов А. Г. Промышленное испытание физико-химической очистки железосодержащих сточных и сероводородных вод, используемых для заводнения. — Нефтепромысловое строительство, 1976, № 1, с. 21—24.
36. Казарманов Н. Ф., Шарипов А. У., Минхайров К. Л. Использование пластмассовых микробаллонов (пламилон) для сбора нефти с поверхности водоемов. — Нефтяное хозяйство, 1978, № 9, с. 56—57.
37. Кисарев Е. А., Максимов В. П. Использование подземных вод для заводнения нефтяных пластов месторождений Западной Сибири. М., ВНИИОЭНГ, 1977.
38. Колесников Н. А., Дубенко В. Е., Кузьмин А. М. Новая схема гидроциклонной очистки бурового раствора. — Бурение, 1977, № 2, с. 35—36.
39. Коррозия нефтепромыслового оборудования на месторождениях северо-запада Башкирии/А. А. Гоник, Р. Н. Липович, К. В. Низамов и др. — Коррозия и защита в нефтегазовой промышленности, 1978, № 1, с. 4—6.
40. Куликов А. А. Нефтепроводный транспорт за 60 лет Советской власти. — Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов, 1977, № 10, с. 1—3.
41. Ли А. Д., Полобай П. Н. Опыт очистки сточных вод для закачки в пласты нефтяных месторождений Татарии. — Тематический научно-технический обзор, М., ВНИИОЭНГ, 1972.
42. Лойтер М. Капитальные вложения в экологию. — Вопросы экономики, 1976, № 1, с. 15—25.
43. Лукманов Ю. Х. Перспективы развития техники и технологии подготовки нефтепромысловых вод для использования в системе поддержания пластового давления. — Нефтепромысловое дело, 1977, № 7, с. 46—47.



44. *Максимов В. П., Мусин М. Х., Толстиков Г. А.* Использование глубинных вод для поддержания пластового давления в нефтяных залежах. М., Недра, 1971.
45. *Маринин Н. С., Кисарев Е. А., Приписнов А. Е.* Исследование особенностей подготовки сточных вод на месторождениях Западной Сибири. — Нефтепромысловое дело, 1978, № 3, с. 32—34.
46. *Маркелов Н. Г., Мишелова З. Б.* Производство вспученного перлита на малогабаритной блочной установке. — Нефтепромысловое строительство, 1976, № 8, с. 23—24.
47. *Махмудбеков Э. А., Вольнов А. И.* Интенсификация добычи нефти. М., Недра, 1975.
48. *Мелик-Асланов Л. С., Насиров М. Д., Эфендиев И. Ю.* Исследование вопросов пескопрооявления в нефтяных скважинах. — Нефтепромысловое дело, 1975, № 2, с. 25—29.
49. *Методические указания по определению источников, оценки величины и состава загрязнений окружающей среды на предприятиях Миннефтепрома, Уфа, ВНИИСПТнефть, 1976.*
50. *Методические указания по санитарной охране водоемов от загрязнения синтетическими поверхностно-активными веществами.* М., изд. Минздрав СССР, 1976.
51. *Миронов О. Г.* Борьба с нефтяным загрязнением морей. М., ВНИИ-ОЭНГ, 1980.
52. *Мустафаев А. М., Гутман Б. М., Ершов В. П.* Гидроциклонные установки для очистки пластовых вод от песка. — Нефтепромысловое дело, 1977, № 11, с. 25—28.
53. *Мустафаев А. М., Гутман Б. М., Караев М. А.* Очистка буровых сточных вод от механических примесей на гидроциклонной установке. — Нефть и газ, 1977, № 2, с. 37—39.
54. *Мовсумов А. А., Гусейнов Т. И., Гусейнов Э. Г.* Сбор и предотвращение распространения пленок нефти на поверхности моря. — Азербайджанское нефтяное хозяйство, 1977, № 1, с. 47—49.
55. *Набиев Т. А., Минасян И. С., Шафи-Заде И. Г.* Интенсификация процессов очистки сточных вод на нефтебазах. — Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов, 1977, № 8, с. 39—41.
56. *Нефтедобывающая промышленность СССР 1917—1967 гг.* М., Недра, 1968.
57. *Нельсон-Смит А.* Нефть и экология моря, М., Прогресс, 1977.
58. *Правила охраны поверхностных вод от загрязнения сточными водами.* М., Недра, 1975.
59. *Позднышев Г. Н., Абаева Т. В., Клековкина Р. Р.* Применение ПАВ для ликвидации аварийных разливов нефти на поверхности водоемов. М., ВНИИОЭНГ, 1978.
60. *Ращепкин К. Е., Румеров А. Г., Зарипов Р. Х.* Совершенствование управления, технического обслуживания и ремонта нефтепроводного транспорта на примере управления магистральными нефтепроводами Центральной Сибири. — Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов, 1978, № 5, с. 11—13.
61. *Резник В. А.* К вопросу очистки воды методом жидкостной фильтрации. — Машины и нефтяное оборудование, 1977, № 6, с. 38—39.
62. *Резниченко И. Н.* Проблемы очистки буровых растворов и охраны окружающей среды. — Бурение, 1978, № 9, с. 15—17.
63. *Розенберг В. Ф., Григорашенко Г. И., Матвеев Ю. М.* Опытные промышленные испытания ингибиторов коррозии на нефтепромыслах Западной Сибири. — Коррозия и защита в нефтегазовой промышленности, 1977, № 8, с. 10—11.
64. *Розенберг В. Ф., Новиков В. Г., Корялеков В. В.* Состояние работ по защите от коррозии нефтепромыслового оборудования в объединении «Куйбышевнефть». — Коррозия и защита в нефтегазовой промышленности, 1977, № 6, с. 16—18.
65. *Седлухо Ю. П.* Использование компактных установок для очистки сточных вод газонефтепромысловых пластов в северных районах Западной Сибири. — Нефтепромысловое строительство, 1976, № 2, с. 3—4.

66. Сулейманов А. Б., Алиев Н. А., Варданян А. М. Новая технологическая схема обустройства стационарных платформ для добычи нефти и газа в море. — Азербайджанское нефтяное хозяйство, 1976, № 9, с. 48—51.
67. Сова В. Г. О рекультивации земель на предприятиях Миннефтепрома. — Нефтяное хозяйство, 1977, № 9, с. 16—19.
68. Стетюха Е., Лютенко В. Охрана и рекультивация земли буровыми предприятиями Украины. — Нефтяник, 1977, № 9, с. 15—16.
69. Стрилецкий И. В. Очистка буровых сточных вод в целях их повторного использования. — Бурение, 1977, № 4, с. 38—39.
70. Тазов А. Н., Мугин Ф. И. Некоторые вопросы охраны окружающей среды при закачке ПАВ в нефтяные пласты. — Коррозия и защита в нефтегазовой промышленности, 1978, № 2, с. 29—31.
71. Фучила И. П., Грецишин В. И. Комплексная установка по очистке сточных вод. — Машины и нефтяное оборудование, 1978, № 5, с. 18—19.
72. Цикерман Л. Я., Кесельман Г. С., Жилина Л. В. Прогноз опасности коррозии и экономика защиты. М., ВНИИОЭНГ, 1970.
73. Шашин В. Д. Нефтяники — стране. М., Недра, 1976.
74. Эйдельман О. В. Потери нефти при ее трубопроводном транспорте и ущерб окружающей среде. — Коррозия и защита в нефтегазовой промышленности, 1978, № 12, с. 12—14.

# ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие . . . . .	3
<b>Глава I. Охрана морской среды . . . . .</b>	<b>5</b>
Развитие добычи нефти из морских месторождений . . . . .	5
Источники загрязнения вод морей и океанов нефтью . . . . .	10
Нефть и экология моря . . . . .	13
Мероприятия по предотвращению загрязнения моря и ликвидации нефтяных разливов . . . . .	18
Особенности нефтяных загрязнений вод Каспия . . . . .	22
<b>Глава II. Предотвращение загрязнения моря при бурении, добыче и транспорте нефти и газа на морских месторождениях . . . . .</b>	<b>30</b>
Классификация основных загрязнителей моря при бурении скважин . . . . .	30
Технические средства для сбора и вывоза бурового шлама . . . . .	30
Буровые сточные воды и оборудование, применяемое для их сбора и очистки . . . . .	33
Оборудование для опробования и освоения морских скважин . . . . .	35
Основные загрязнители при морской добыче нефти . . . . .	41
Технические средства для очистки пластового песка от нефти и откачки промышленных стоков . . . . .	47
Оборудование, применяемое при различных технологических процессах добычи нефти . . . . .	58
Пластовые воды морских нефтяных месторождений . . . . .	62
<b>Глава III. Подготовка и использование сточных вод для заводнения нефтяных пластов . . . . .</b>	<b>70</b>
Состояние и перспективы использования водных ресурсов в нефтяной промышленности . . . . .	70
Основные положения и требования к охране водных источников . . . . .	80
Некоторые особенности использования промышленных сточных вод в системе заводнения пластов . . . . .	81
Смешение разнотипных вод и их влияние на процесс подготовки воды . . . . .	86
Мероприятия по защите нефтепромыслового оборудования от коррозии . . . . .	87
Способы очистки сточных вод на нефтепромыслах . . . . .	95
Очистка сточных вод на нефтебазах и нефтеперекачивающих станциях магистральных нефтепроводов . . . . .	113
Совершенствование подготовки промышленных сточных вод . . . . .	117
Гидроциклонный способ очистки нефтепромысловых сточных вод . . . . .	131
Установки для очистки сточных вод нефтепромысловых поселков в северных районах Западной Сибири . . . . .	133
Сбор нефти с поверхности рек при аварийных разливах . . . . .	135
О внутрискважинном перетоке пластовых вод . . . . .	139
<b>Глава IV. Некоторые экологические аспекты нефтяных загрязнений и пути их предотвращения . . . . .</b>	<b>146</b>
Воздух . . . . .	146
Почва и растительный мир . . . . .	148
Недра . . . . .	151
Поверхностно-активные вещества (ПАВ) . . . . .	153
<b>Глава V. Предотвращение загрязнения окружающей среды при бурении скважин на суше . . . . .</b>	<b>165</b>
Источники нефтяного и химического загрязнения при бурении скважин . . . . .	165
Очистка буровых сточных вод для повторного использования . . . . .	166

Гидроциклонный способ очистки буровых сточных вод . . . . .	169
Рекультивация земель . . . . .	171
Некоторые проблемы охраны окружающей среды при бурении скважин	175
Новая схема гидроциклонной очистки бурового раствора . . . . .	180
Загрязнения, вызываемые при глушении скважин, и меры по их ликвидации	182
Нейтрализация сероводорода при бурении скважин . . . . .	183
<b>Глава VI. Предотвращение загрязнений окружающей среды при подготовке, транспорте и хранении нефти и газа . . . . .</b>	<b>186</b>
Потери нефти и газа на нефтяных месторождениях . . . . .	186
Требования, предъявляемые к системам сбора продукции скважин на нефтяных месторождениях . . . . .	190
Загрязнения при подготовке нефти и газа на нефтяных промыслах . . . . .	193
Внедрение усовершенствованных систем сбора и подготовки нефти, газа и воды . . . . .	200
Загрязнения при трубопроводном транспорте нефти и пути их снижения	208
<b>Глава VII. Некоторые экономические аспекты мероприятий по охране природы . . . . .</b>	<b>218</b>
Общие принципы экономики мероприятий по охране природы в нефтяной промышленности . . . . .	218
Некоторые методологические положения по определению народнохозяйственного ущерба от разлива сточных вод и нефти . . . . .	227
Основные принципы определения ущерба, наносимого различным отраслям в результате установившегося загрязнения . . . . .	229
Основные принципы определения народнохозяйственного ущерба от залповых загрязнений окружающей среды . . . . .	233
Практические рекомендации по определению фактической экономической эффективности мероприятий по охране природы . . . . .	239
Экономическое стимулирование защиты от коррозии в связи с охраной окружающей среды . . . . .	240
Заключение . . . . .	248
Список литературы . . . . .	251

ГРИГОРИЙ САМУИЛОВИЧ КЕСЕЛЬМАН  
ЭНВЕР АГАЛАРОВИЧ МАХМУДБЕКОВ

## ЗАЩИТА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ ПРИ ДОБЫЧЕ, ТРАНСПОРТЕ И ХРАНЕНИИ НЕФТИ И ГАЗА

Редактор издательства Т. К. Лазарева  
Переплет художника В. У. Полякова  
Художественный редактор В. В. Шутько  
Технические редакторы Н. С. Гришанова, В. В. Володарская  
Корректоры С. Г. Васильева, И. Ю. Каменская  
ИБ № 3018

Сдано в набор 02.03.81. Подписано в печать 27.05.81. Т—08897. Формат 60×90<sup>1/16</sup>.  
Бумага типографская № 2. Гарнитура «Литературная». Печать высокая. Усл. п. л. 16,0.  
Усл. кр. отт. 16,0. Уч.-изд. л. 18,18. Тираж 5700 экз. Заказ № 236/7351-6. Цена 1 р. 30 к.

Издательство «Недра», 103633, Москва, К—12, Третьяковский проезд, 1/19  
Ленинградская картографическая фабрика ВСЕГЕИ