МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ
ВНИИСПТнефть

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

МЕТОДИКА ИССЛЕДОВАНИЯ УСЛОВИЙ ОБРАЗОВАНИЯ ПРИМЕСЕЙ И ОЦЕНКА ИХ ВЛИЯНИЯ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ УТИЛИЗАЦИИ НЕФТЕПРОМЫСЛОВЫХ СТОЧНЫХ ВОД В СИСТЕМЕ ППД

РД 39-3-1023-84

1984

gost.e-ecolog.ru

Министерство нефтяной промышленности

Всесоюзный научно-исследовательский институт по сбору, подготовке и транспорту нефти и нефтепродуктов (ВНИИСПТнефть)

УТВЕРЖДЕН

заместителем министра нефтяной промышленности

А.В.Валихановым

24 января 1984 года

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

М Е Т О Д И К А

ИССЛЕДОВАНИЯ УСЛОВИЙ ОБРАЗОВАНИЯ ПРИМЕСЕЙ И ОЦЕНКА ИХ ВЛИЯНИЯ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ УТИЛИЗАЦИИ НЕФТЕПРОМЫСЛОВЫХ СТОЧНЫХ ВОД В СИСТЕМЕ ППД

РД 39-3-1023-84

1984

Данная методика предназначена для руководства по проведению исследований состава и свойств сточных вод нефтепромыслов и оценки влияния примеси на эффективность утилизации сточных вод в системе поддержания пластового давления. Методика позволяет выявить причины образования примесей в сточных водах в процессе их сбора и подготовки, разработать мероприятия по повышению качества их подготовки, оценить экономическую эффективность внедрения новой техники и технологии очистки сточных вод.

Методика разработана сотрудниками ВНИИСПТнефть и Уфимского нефтяного института: зав.сектором, к.т.н. Брилем Д.М. (разделы I, 2, приложение I), старшим научным сотрудником Ниязовым Р.С. (разделы I,2), старшим научным сотрудником, к.э.н. Крайновой Э.А. (раздел 3, приложение 2), младшим научным сотрудником Макаровой Л.П. (раздел 3, приложение 2).

Настоящая редакция методики осуществлена под руководством к.т.н. Бриля Д.М.

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

Методика исследования условий образования примесей и оценка их влияния на эффективность утилизации нефтепромысловых сточных вод в системе ППД

РД 39-3-1023-84

Вводится впервые

Приказом Министерства нефтяной промышленности от 18 апреля 1984 г. № 242

Срок введения установлен с 01.06.84 года

Срок действия до 31.12.88 года

Настоящий руководящий документ включает методику обследования объектов сбора и подготовки продукции нефтяных скважин для выявления причин образования примеси в сточной воде в процессе ее сбора и подготовки, а также оценки влияния содержащейся примеси на технико-экономические показатели утилизации сточных вод в системе поддержания пластового давления (ППД).

Основными целями методики являются:

определение показателей качества сточной воды на объектах сбора и подготовки продукции скважин;

сравнение уровня подготовки сточной воды с предельно-допустимыми нормами содержания примеси при закачке в нефтяные пласты;

выявление причин появления примеси в сточной воде;

экономическое обоснование выбора технологии подготовки сточных вод, используемых в системе заводнения нефтяных месторождений;

оценка влияния примеси на экономическую эффективность утилизации сточных вод в процессе нефтедобычи.

Методика распространяется на лабораторные и промысловые исследования по определению качества подготовки сточных вод неф-

тепромыслов на месторождениях как разрабатываемых, так и вновь вводимых.

I. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

I.I. Сточные воды нефтепромыслов образуются на объектах сбора и подготовки продукции нефтяных скважин и представляют собой смесь стоков технологических аппаратов установки подготовки нефти (УПН), а также промливневых и бытовых стоков нефтесборного парка (НСП); основную часть (более 90%) сточных вод составляют стоки аппаратов обезвоживания нефти.

I.2. Технологические стоки характеризуются высокой минерализацией, содержат поверхностно-активные вещества (ПАВ), растворенные газы, ионы железа, сероводород , эмульгированную нефть и механические примеси. Концентрация примеси, в частности эмульгированной нефти,в ряде случаев достигает I-2% (по объему),хотя в пластовой воде, извлеченной совместно с нефтью,содержание примеси не превышает 20 мг/л [I] .

I.3. Повышенная концентрация эмульгированной нефти в стоках УПН обусловлена существующей технологией подготовки нефти - обезвоживание продукции скважин осуществляется с применением реагентов-деэмульгаторов, которые, снижая межфазное натяжение системы "нефть-вода", способствуют диспергированию частиц нефти в водной фазе и образованию тонкодисперсной эмульсии типа "нефть в воде".

I.4. Промливневые и прочие стоки характеризуются слабой минерализацией, высокой концентрацией механической примеси в виде частиц песка, глины, грунта; стоки кроме того содержат нефтепродукты, растворенный кислород, так как канализуются по открытой системе.

I.5. Смешение минерализованных стоков, содержащих раство -

ренные ионы железа, с промливневыми стоками, содержащими кислород, способствует окислению ионов железа с образованием гидро - окиси железа, которая выпадает в осадок; смешение железо- и сероводородсодержащих стоков приводит к образованию сульфида железа; последний образуется также при заражении нефтяного пласта сульфатвосстанавливающими бактериями (СВБ), которые выделяют свободный H_2S в результате жизнедеятельности.

I.6. На развитой поверхности частиц гидроокиси и сульфида железа адсорбируются частицы эмульгированной нефти, ПАВ и дру - гой взвеси, образуя микроагрегаты, которые не всплывают и не оседают в сточной воде, так как плотность микроагрегатов близка к плотности жидкости.

I.7. Использование сточных вод в системе заводнения нефтяных месторождений для поддержания пластового давления является единственным экономически целесообразным путем их утилизации на промыслах;закачка сточных вод в нефтяные пласты существенно сокращает объем пресных вод, используемых в системе ППД, повышает нефтеотдачу пласта, предотвращает загрязнение окружающей среды.

I.8. Утилизация сточных вод на промыслах связана с необходимостью подготовки стоков для обеспечения устойчивой приемис - тости нагнетательных скважин путем удаления содержащейся примеси до предельно допустимых норм, устанавливаемых для каждого нефтяного месторождения, пробной закачкой сточной воды либо ме - тодом прогнозирования [2].

I.9. Содержание примеси в сточных водах, используемых в системе заводнения нефтяных месторождений, в ряде случаев превышает предельно допустимые нормы, что является причиной резкого снижения приемистости нагнетательных скважин и, следовательно, необходимости проведения ремонтных работ по восстановлению приемистости последних.

I.IO. Настоящая методика позволяет оценить качество сточ -

ной воды на стадиях ее формирования, систему водоподготовки, а также определить величину экономического эффекта от снижения содержания примеси в сточной воде, используемой в системе ППД, и обосновать выбор технологии и техники ее подготовки по каждому нефтяному месторождению.

2. ПОРЯДОК ИССЛЕДОВАНИЯ УСЛОВИЙ ОБРАЗОВАНИЯ ПРИМЕСЕЙ В СТОЧНЫХ ВОДАХ

2.1. Исследование условий образования примесей в сточных водах сводится к детальному изучению физико-химических свойств стоков УПН в процессе их формирования путем анализа проб жидкости, а также системы их сбора и подготовки.

2.2. Пробы жидкости на анализ отбираются по ОСТ 39-133-81 последовательно со следующих точек технологической схемы подготовки нефти (рис. 1):

точка 1 - пластовая вода из нефтесборного коллектора;

точка 2 - дренажная вода с аппаратов предварительного обезвоживания;

точка 3 - дренажная вода с аппаратов глубокого обезвоживания;

точка 4 - промливневые стоки;

точка 5 - смесь стоков, поступающих на очистку.

2.3. В отобранных пробах жидкости определяются показатели качества: содержание нефти и ее дисперсность, содержание примеси, в том числе растворимая и нерастворимая в соляной кислоте (в растворимой в соляной кислоте части примеси определяется содержание магния, кальция и железа); физико-химические показатели: плотность жидкости и нефти, величина поверхностного натяжения, pH, температура, химический состав воды.

2.4. Физико-химические показатели стоков определяются общепринятыми методиками [3,4,5] ; содержание нефти (нефтепродуктов) - по

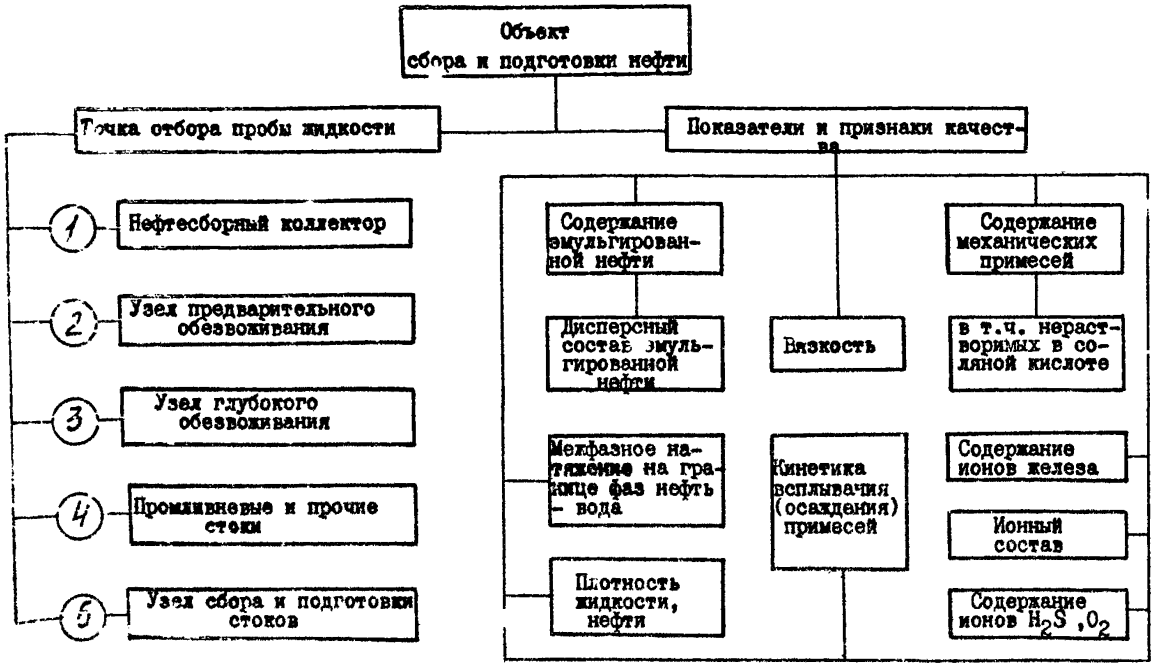


Рис. I. Схема исследования условий формирования и анализа стоков НСП.

ОСТ 39-133-81, а дисперсность ее частиц и компонентный состав твердой примеси - по методикам ВНИИСПТнефть.

2.5. Определение дисперсного состава эмульгированной нефти в сточных водах нефтепромыслов

Настоящий анализ предназначен для определения размера частиц эмульгированной нефти в сточных водах объектов промыслового сбора и подготовки продукции скважин, а также оценки эффективности работы аппаратов (оборудования) установок подготовки нефти и сточной воды.

В основу определения дисперсности (размера) частиц эмульгированной нефти в сточной воде положен седиментационный анализ с использованием цилиндра Спильнера. Известно, что скорость всплывания частицы нефти в жидкости подчиняется закону Стокса, т.е. зависит от ее размера.

В отстойнике с заданной высотой (глубиной) за определенное время всплывают лишь частицы нефти, у которых скорость выше или равна расчетной; последнее обстоятельство позволяет по количеству всплывшей нефти за определенный промежуток времени определить расчетным путем эквивалентный размер частиц нефти.

Анализ применим для исследований в лабораторных и промысловых условиях независимо от концентрации эмульгированной нефти в сточной воде.

2.5.1. Оборудование и реактивы

Цилиндры Спильнера (рис. 2);

фотоколориметры различных марок;

набор ареометров по ГОСТ 1300-74 со шкалой измерения от 0,800 до 1,2 г/см^3;

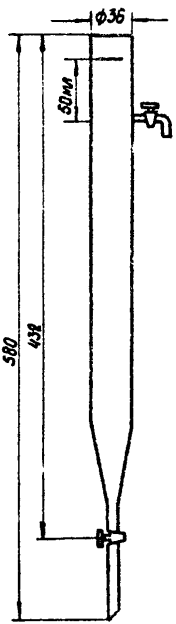


Рис. 2. Цилиндр Спильнера

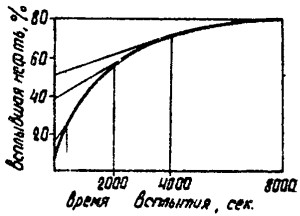


Рис. 3. Кривая седиментации

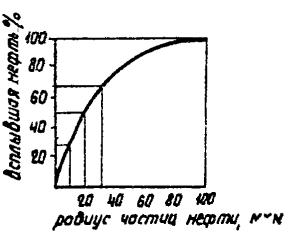


Рис. 4. Суммарная кривая распределения частиц

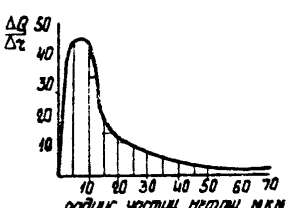


Рис. 5. Дифференциальная кривая распределения частиц

секундомеры различных марок;

вискозиметр ВПЖ-4 по ГОСТ I0028-67 (ϕ = 0,62);

промывалка по ГОСТ 9737-70;

колбы мерные емкостью 50, I00 мл по ГОСТ I770-74Е;

силянка с тубусом емкостью 2000 мл по ГОСТ I0238-74;

бензол, ч.д.а. по ГОСТ 5955-75;

воронки делительные по ГОСТ 8613-75;

бумажные фильтры по ТУ 6-09-I678-77;

весы аналитические различных марок.

2.5.2. Подготовка к проведению анализа

Для определения содержания эмульгированной нефти в исследуемой сточной воде строится калибровочный график по ОСТ 39-I33-8I.

В зависимости от физико-химических свойств исследуемой сточной воды определяется константа (К) уравнения Стокса:

$$K = \sqrt{\frac{g\,\nu_{эм}}{2 \cdot 2{,}49\,(\rho_в - \rho_н)\cdot g}}\,, \qquad (I)$$

где $\nu_{эм}$ - кинематическая вязкость сточной воды, ст;

$\rho_{эм}$ - плотность эмульсии, г/см^3;

$\rho_в$ - плотность дисперсной среды, г/см^3;

$\rho_н$ - плотность дисперсной фазы, г/см^3;

g - ускорение силы тяжести, равное 98I см/сек^2;

$2{,}49$ - коэффициент, учитывающий влияние ПАВ на форму и скорость всплывания частиц нефти в сточной воде [6].

Расчетный размер частицы нефти, всплывшей за определенную продолжительность отстоя в цилиндре Спильнера, определяется по следующей формуле:

$$r = K\sqrt{\frac{H}{t}}\,, \text{ см}\,, \qquad (2)$$

где r - радиус частицы нефти, см;

H - высота сточной воды в цилиндре Спильнера, см;

t - продолжительность отстоя, сек;

K - константа уравнения Стокса.

Результаты расчетов сводятся в нижеследующую таблицу.

Таблица I

Продолжительность отстоя (t), сек.	Скорость всплывания частицы нефти ($\frac{H}{t}$), см/сек	Величина $\sqrt{\frac{H}{t}}$	Величина $K\sqrt{\frac{H}{t}}$	Расчетный размер частицы нефти (r), мкм

Количество цилиндров Спильнера, необходимое для определения дисперсного состава эмульгированной нефти в исследуемой сточной воде, соответствует пределам расчетных размеров частиц нефти от времени отстаивания; рекомендуется использовать не менее 4-5 цилиндров.

2.5.3. Отбор сточной воды на анализ

Сточная вода на дисперсный анализ отбирается в склянку с нижним тубусом емкостью не менее 2000 мл в соответствии с ОСТ 39-133-81. Нижний тубус склянки закрывается пробкой, снабженной стеклянной трубкой, резиновым шлангом с зажимом.

Использование склянки с нижним тубусом позволяет исключить из анализа пленочную нефть. Дисперсный анализ производится не - медленно после отбора жидкости.

2.5.4. Проведение анализа

Сточная вода из склянки через нижний тубус заливается в цилиндры Спильнера до верхней метки. После заполнения последнего по счету цилиндра включается секундомер (начало отсчета вре-

мени анализа). Из склянки одновременно отбирается в делительную воронку сточная вода объемом I00 мл для определения исходной концентрации эмульгированной нефти.

Из первого цилиндра (они номеруются в порядке заполнения сточной водой) через выбранное по таблице I время t_1, соответствующее продолжительности всплывания частиц нефти определенной дисперсности, отбирается в делительную воронку через верхний краник 50 мл сточной воды (прилипшую к стенке всплывшую нефть смывают растворителем).

Из сточной воды экстрагируется содержащаяся нефть; экстракт сливается в мерную колбу емкостью 50 мл, доводится до метки и определяется оптическая плотность на фотоколориметре типа ФЭК, по калибровочному графику находят содержание нефти (нефтепродукта) в данной пробе сточной воды. Через время t_2, t_3,.., t_n отбирают пробы сточной воды из второго, третьего и т.д. цилиндра и определяют концентрацию нефти.

2.5.5. Обработка результатов анализа

Исходная концентрация эмульгированной нефти в исследуемой сточной воде определяется по формуле:

$$A = \frac{a_0 \cdot 1000}{100}, \text{ мг/л}. \qquad (3)$$

где a_0 - содержание нефти, найденное по калибровочному графику (мг/50 мл) на основании оптической плотности экстракта, мг.

Количество эмульгированной нефти в сточной воде в рабочем объеме цилиндра (между верхним и нижним краниками) определяется из

$$D = V \cdot A, \text{ мг}, \qquad (4)$$

где V - объем цилиндра Спильнера до верхнего краника, л;

A – исходная концентрация нефти, мг/л.

Количество нефти, всплывшей за время $t_1, t_2, \ldots, t_n$:

$$B = m_{t_1 \ldots n} - 0{,}05A, \quad \text{мг/л}, \qquad (5)$$

где $m_{t_1 \ldots n}$ – концентрация нефти в пробах сточной воды объемом 50 мл, взятой из цилиндров через определенное время отстоя ($t_1, \ldots, t_n$), мг;

$0{,}05A$ – количество нефти в 50 мл исходной эмульсии, мг.

Процент всплывшей нефти за время $t_1, \ldots, t_n$ определяется из соотношения:

$$Q = \frac{B \cdot 100}{P}, \quad \% \qquad (6)$$

По данным седиментационного анализа исследуемой сточной воды в прямоугольной координате строится график накопления эмульгированной нефти: ось ординат – количество всплывшей нефти $Q(\%)$, ось абсцисс– время накопления (всплывания) t, сек. (рис. 3).

На графике накопления в точках, соответствующих времени всплывания $t_1, \ldots, t_n$, проводят касательные, которые отсекают на оси ординат отрезки, соответствующие количеству (в %) полностью всплывшей нефти данного дисперсного состава.

Отрезок ординаты от начала координат до пересечения с первой касательной выражает процентное содержание частиц в интервале между максимальным эквивалентным радиусом и наибольшим, определенным расчетным путем по седиментационной кривой ($>r_{max}$). Отрезок ординаты от отметки 100% до ближайшей касательной выражает процентное содержание частиц в интервале между 0 и наименьшим радиусом, определенным расчетным путем по седиментационной кривой ($<r_{min}$).

Результаты обработки кривой накопления с помощью касательных записываются в нижеследующую таблицу, начиная запись с наименьших размеров частиц нефти.

Таблица 2

Время всплытия частиц нефти, сек.	Радиус частиц, мкм	Интервалы размеров частиц отдельных фракций, мкм	Содержание фракции в системе, Q, %	Суммарное содержание фракций в системе ΣQ, %

По данным табл. 2 на прямоугольной координате строится зависимость размера частиц нефти (ось абсцисс)от суммарного содержания фракций (ось ординат), выражающая распределение частиц нефти в всплывшем количестве нефти (рис. 4).

Любая точка полученной кривой указывает на процентное содержание в сточной воде (эмульсии) частиц нефти с меньшим эквивалентным размером (радиусом) чем соответствующая ей точка на оси абсцисс.

По графику распределения частиц нефти находится величина приращения ΔQ содержания частиц нефти (в %) через равные интервалы размера радиуса Δr. Результаты записываются в нижеследующую таблицу.

Таблица 3.

Размер частицы нефти, (r), мкм	Содержание фракций, Q, %	Приращение содержание фракций, ΔQ	Отношение $\Delta Q/\Delta r$

По данным табл. 3 в прямоугольной координате строится зависимость размера частиц нефти (r) от величины $\Delta Q/\Delta r$ для каждой фракции (Δr). Весовое содержание каждой фракции (ΔQ) выражаются площадью соответствующего прямоугольника, так как $\frac{\Delta Q}{\Delta r} \cdot \Delta r = \Delta Q$. Построив прямоугольники для каждой фракции и соединив плавной линией средние точки верхних сторон прямоугольников получим кривую дифференциального распределения частиц нефти в эмульсии (рис. 5).

Фракция частиц нефти, соответствующая максимуму на дифференциальной кривой распределения, называется преимущественной данной полидисперсной системы, так как частиц, отвечающих этой фракции, большинство. Дифференциальная кривая распределения частиц нефти позволяет оценить качественно и количественно дисперсные системы, в частности, эмульгированную нефть в сточной воде: чем выше максимум кривой и уже интервал радиусов, тем ближе эмульсия к монодисперсной; если кривая растянута и максимум низкий, то система - полидисперсна.

2.6. Исследование кинетики осаждения и компонентного состава механической примеси в нефтепромысловых водах

Кинетика осаждения механической примеси в сточных водах характеризуется количеством выделившейся примеси во времени и выражается графически кривой седиментации. Компонентный состав механической примеси выражается количеством (мг) в единице объема (л). Исследование кинетики осаждения и компонентного состава механической примеси в сточных водах проводится только со свежеотобранными пробами жидкости.

2.6.I. Аппаратура и реактивы

Делительная воронка емкостью I000 мл по ГОСТ 8679-75 с приваренной в нижней части трубкой длиной I00 мм и тарированной на 0,2 мл;

секундомеры различных марок;

бюксы объемом 40 мл по ГОСТ 7I448-70;

эксикатор по ГОСТ 6371-73;

аналитические весы различных марок;

бумажные фильтры зольные марки "синяя лента" по ТУ 6-09-I678-77;

спирт этиловый (гидролизный) высшей очистки, крепостью не менее 95,5 % по ТУ 6-09-I7I0-77;

бензол по ГОСТ 5955-75;
азотная кислота по ГОСТ 4461-77;
азотнокислое серебро по ГОСТ 1277-75;
соляная кислота по ГОСТ 3118-77 .

2.6.2. Проведение исследований и анализов

Сточная вода объемом 1000 мл заливается в делительную воронку и ставится на отстой; отстой должен осуществляться в условиях, исключающих изменение и колебание температуры воды и попадания прямого солнечного света.

По градуированной трубке делительной воронки производят отсчет объема осевшей примеси через каждые 5, 10, 20, 30, 40, 60 и 120 минут отстоя. За три минуты до каждого отсчета объема осевшей примеси делительную воронку несколько раз интенсивно вращают вокруг оси для отделения частиц примеси, прилипших к стенке воронки. По результатам наблюдения в прямоугольной координате строится кривая седиментации.

Компонентный состав механической примеси в сточной воде определяется в следующем порядке. Открыв кран делительной воронки, осторожно (по каплям) сливается осевший объем примеси на тарированный фильтр; осадок промывается дистиллированной водой от хлористых солей (контроль по азотнокислому серебру), высушивается, доводится до постоянного веса и определяется общий выход осадка. Фильтр с осадком омывается кипящей пирто-бензольной (1:1) смесью от нефти (контроль по окраске); отмытый фильтр с осадком вновь высушивается и доводится до постоянного веса.

Высушенный фильтр далее обрабатывается 10-15% соляной кислотой до прекращения газовыделения; выделение пузырьков газа указывает на растворение осадка (растворяются соли и окислы железа, карбонат кальция, соли магния), после этого фильтр промы-

вается горячей дистиллированной водой до тех пор, пока реакция с азотнокислым серебром не будет показывать отсутствие иона хлора. Отмытый фильтр вновь высушивается и доводится до постоянного веса; при этом на фильтре остаются частицы глины, песка, сульфата кальция и бария.

Содержание ионов кальция, магния, железа определяется по стандартным методикам [3,4] .

2.6.3. Обработка результатов анализа

Общее количество осадка, выделившегося из анализируемой сточной воды, определяется по формуле:

$$X_o = \frac{a-\beta}{V}, \quad мг/л, \qquad (7)$$

где a - вес фильтра с осадком, мг;

β - вес чистого фильтра, мг;

V - объем жидкости, л.

Количество твердой примеси рассчитывается по формуле:

$$X_{т.п} = \frac{c-\beta}{V}, \quad мг/л, \qquad (8)$$

где c - вес фильтра после отмывки нефти, мг.

Количество нефти и нефтепродуктов, осевших вместе с частицами механической примеси, определяется как разница между общим содержанием осадка и твердой примеси:

$$X_н = X_o - X_{т.п}, \quad мг/л. \qquad (9)$$

Количество механической примеси, растворимой в соляной кислоте, рассчитывается по формуле:

$$X_р = \frac{c-d}{V}, \quad мг/л, \qquad (10)$$

где d - вес фильтра после обработки соляной кислотой, мг.

Количество примеси, нерастворимой в соляной кислоте, рассчи-

тывается по формуле:

$$X_{ост} = \frac{a-b}{V}, \text{ мг/л}. \qquad (II)$$

Допустимые расхождения результатов анализа в параллельных опытах от среднего не превышают ± I0%.

3. ОЦЕНКА ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ УТИЛИЗАЦИИ СТОЧНЫХ ВОД НЕФТЕПРОМЫСЛОВ

3.I. Оценка влияния примеси на эффективность утилизации сточных вод

3.I.I. Основными показателями утилизации сточных вод на промыслах в системе ППД являются объем и продолжительность закачки, которые выражаются через приемистость нагнетательных скважин и их межремонтный период.

3.I.2. Качество (содержание примеси) сточных вод оказывает влияние на приемистость нагнетательных скважин и на продолжительность межремонтного периода. Количественную оценку влияния примеси в сточных водах на эти показатели можно получить с помощью метода эмпирических зависимостей, который заключается в статистической обработке показателей утилизации сточных вод с применением корреляционного и регрессионного анализа [6].

3.I.3. Математически задача сводится к отысканию аналитического выражения зависимости исследуемых величин: технико-экономических показателей утилизации от определяющих факторов, в частности, показателей качества сточных вод, т.е. уравнения регрессии:

$$y = f(x_1, x_2, \ldots, x_n). \qquad (I2)$$

3.I.4. Нахождение уравнения регрессии прежде всего означает определение его параметров, для чего чаще используют метод наименьших квадратов [7]. Метод наименьших квадратов поз-

воляет найти значение параметров, при которых сумма квадратов отклонений расчетных значений зависимых показателей, вычисленных по искомой формуле, от их фактических значений минимальна, т.е.

$$\sum_i (y_i - \hat{y}_i)^2 \to min, \qquad (I3)$$

где y_i - фактическое значение зависимого показателя;

$\hat{y}_i$ - расчетное значение зависимого показателя;

i - индекс числа наблюдений.

3.I.5. При многофакторном регрессионном анализе трудно обоснованно выбрать класс функций, описывающих исследуемые показатели. Обычно вид связи определяется эмпирически, путем подбора, строя ряд функций и оценивая их адекватность с помощью условия (I3).

3.I.6. Задача отыскания параметров линейной регрессии может быть упрощена, так как на практике расчету уравнения множественной регрессии предшествует расчет парных коэффициентов корреляции между зависимым параметром (y) и факторами (x_j) - r_{yx_j}. Рассчитав все r_{yx_j}, можно определить соответствующие коэффициенты регрессии σ_j. Значения коэффициентов парной корреляции определяются по формуле:

$$r_{yx} = \frac{N\sum_i y_i x_i - \sum_i y_i \sum_i x_i}{\sqrt{\left[N\sum_i (y_i)^2 - \left(\sum_i y_i\right)^2\right]\left[N\sum_i (x_i)^2 - \left(\sum_i x_i\right)^2\right]}} \qquad (I4)$$

3.I.7. Все переменные (зависимые и независимые) выражают стандартизированными величинами:

$$t_y = \frac{y - \bar{y}}{\sigma_y} \quad и \quad t_{x_j} = \frac{x_j - \bar{x}_j}{\sigma_{x_j}},$$

где $\bar{y}, \bar{x}_j$ - средние значения соответствующих показателей;

σ_y, σ_{x_j} - среднеквадратичные отклонения показателей.

При этом уравнение регрессии принимает вид:

$$t_y = \beta_1 t_1 + \beta_2 t_2 + \ldots + \beta_n t_n . \qquad (I5)$$

Для перехода к обычным единицам измерения используется зависимость:

$$a_i = \beta \frac{\sigma_y}{\sigma_{x_i}} \qquad (16)$$

3.1.8. Все показатели, характеризующие зависимость y от x_i, вычисляются по выборочной совокупности фактических данных и содержат определенную ошибку по сравнению с генеральной совокупностью. Поэтому необходимым этапом анализа является проверка их на значимость. Проверка значимости уравнения регрессии производится с помощью критерия Фишера (F):

$$F = \frac{\sigma_y^2}{\sigma_{ост}^2} \qquad (17)$$

с числом степеней свободы: $V_1 = N-1$, $V_2 = N-n-1$,

где $\sigma_{ост}^2$ – остаточная дисперсия, определяемая по

$$\sigma_{ост}^2 = \frac{\sum_i (y_i - \bar{y})^2}{N-1}, \qquad (18)$$

$$\sigma_{ост}^2 = \frac{\sum_i (y_i - \bar{y})^2}{N-n-1}. \qquad (19)$$

Расчетное значение F сравнивается с табличным (Приложение 3) при выбранном уровне значимости (0,05 или 0,01). Если значение величины F больше табличного, то уравнение считается значимым.

3.1.9. Значимость отдельных коэффициентов регрессии определяется с помощью критерия Стьюдента (t):

$$t_{a_j} = \frac{a_i}{\sigma_{a_j}}, \qquad (20)$$

где

$$\sigma_{a_j} = \frac{\sigma_{ост}\sqrt{(D_{oo})_{jj}}}{\sigma_{x_i}\sqrt{N-n-1}}, \qquad (21)$$

$$D_{oo} = \begin{vmatrix} 1 & r_{x_1x_2} & r_{x_1x_3} \dots & r_{x_1x_n} \\ r_{x_1x_2} & 1 & r_{x_1x_3} \dots & r_{x_2x_n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \end{vmatrix} \qquad (22)$$

$$D = \begin{vmatrix} r_{x_1x_1} & r_{x_2x_1} & r_{x_3x_1} \dots r_{x_ix_n} \\ \dots & \dots & \dots \\ r_{x_1x_n} & r_{x_2x_n} & r_{x_3x_n} \dots 1 \end{vmatrix}$$

$(D_{ii})_{jj}$ – алгебраическое дополнение элемента матрицы D_{ii}, стоящего на пересечении j-ой строки и j-ого столбца. Величина $t_{\sigma j}$ сравнивается с табличным значением критерия Стьюдента при $V = N-n-1$ (приложение 4). Если $t_{\sigma j}$ больше табличного, то соответствующий j-ый фактор значим.

Незначимые факторы исключаются из модели, а с оставшимися факторами строится новая модель. Процесс продолжается до тех пор, пока все факторы в модели не окажутся значимыми.

3.2. Определение экономической эффективности утилизации сточных вод в системе ППД

3.2.1. Эффективность использования сточных вод в системе заводнения нефтяных месторождений зависит от качества подготовки сточных вод, т.е. от содержания примеси. Экономическая эффективность от сокращения концентрации примеси в закачиваемых в нефтяные пласты сточных водах характеризуется годовым экономическим эффектом противозагрязняющих мероприятий и экономической эффективностью капитальных вложений в их осуществление.

3.2.2. Экономическая эффективность капиталовложений в противозагрязняющие мероприятия определяется по методике [8]:

$$E = \frac{\sum \Theta_i - C_u}{K_u}, \qquad (23)$$

где $\sum \Theta_i$ – полный экономический эффект;

C_u – годовые эксплуатационные затраты на обслуживание и содержание основных фондов, связанных с внедрением противозагрязняющих мероприятий;

K_u - капитальные вложения при внедрении противозагрязняющего мероприятия.

3.2.3. Полный экономический эффект от повышения качества подготовки сточных вод представляет комплексную величину и определяется как сумма эффектов [10]:

$$\sum Э_c = Э_{кр} + Э_э + Э_{св} + Э_{пн} + Э_{пв}, \qquad (24)$$

где $Э_{кр}$ - экономический эффект от сокращения расходов на капитальные ремонты нагнетательных скважин;

$Э_э$ - эффект от повышения эффективности закачки воды в пласт;

$Э_{св}$ - эффект от увеличения объема кругооборота сточных вод;

$Э_{пн}$ - эффект от сокращения потерь нефти в сточной воде;

$Э_{пв}$ - эффект от сокращения потерь сточной воды при порывах водоводов.

3.2.4. Эффект от сокращения расходов на капитальные ремонты скважин ($Э_{кр}$). При закачке сточных вод с меньшим содержанием примесей увеличивается продолжительность закачки, т.е. межремонтный период работы нагнетательных скважин между капитальными ремонтами по восстановлению их приемистости. Следовательно, сокращается общее число ремонтов и затраты на их проведение.

Величина эффекта определяется по формуле:

$$Э_{кр} = C_{кр} \cdot \Delta\rho \cdot n, \qquad (25)$$

где $C_{кр}$ - средняя стоимость I капитального ремонта по восстановлению приемистости нагнетательных скважин, руб.;

$\Delta\rho$ - сокращение числа капитальных ремонтов скважин в результате повышения качества сточных вод, $\Delta\rho = \rho_1 - \rho_2$;

ρ_1, ρ_2 - соответственно число капитальных ремонтов до и после улучшения качества воды;.

n - число скважин, на которых проводились ремонты по восстановлению приемистости.

Количество капитальных ремонтов до и после улучшения качества сточной воды определяется из зависимости:

$$МРП = \frac{T_{кал} - T_р \rho}{\rho}, \qquad (26)$$

где $МРП$ - межремонтный период, сут.;

$T_{кал}$ - длительность календарного периода, сут.;

$t_р$ - средняя продолжительность одного ремонта по восстановлению приемистости, сут.

$$\rho_1 = \frac{T_{кал}}{МРП_1 + t_р} \quad и \quad \rho_2 = \frac{T_{кал}}{МРП_2 + t_р} = \frac{T_{кал}}{МРП_1 + \Delta МРП + t_р}$$

отсюда величина $\Delta\rho$ равна:

$$\Delta\rho = \frac{T_{кал}}{МРП_1 + t_р} - \frac{T_{кал}}{МРП_1 + \Delta МРП + t_р} =$$

$$= \frac{T_{кал}\ \Delta МРП}{(МРП_1 + t_р)(МРП_1 + \Delta МРП + t_р)}, \qquad (27)$$

где $\Delta МРП$ - удлинение межремонтного периода после улучшения качества сточной воды, сут, $\Delta МРП = МРП_1 - МРП_2$

Величина удлинения межремонтного периода нагнетательной скважины зависит от качества сточной воды и определяется из зависимости:

$$\Delta МРП = f(x_1, x_2, \ldots x_n), \qquad (28)$$

где x_1, x_2, x_n - содержание механических примесей, нефтепродуктов и других загрязнений в закачиваемой сточной воде, мг/л.

3.2.5. Экономический эффект от повышения эффективности закачки воды в пласт ($Э_з$) включает в себя следующие эффекты.

А. Эффект от увеличения коэффициента эксплуатации нагнетательных скважин ($Э_{нэ}$). Увеличение продолжительности межремонтного периода нагнетательных скважин повышает коэффициент их эксплуатации, что приводит к сокращению потерь закачиваемой в

пласт воды и экономии на условно-постоянных затратах:

$$Э_{нэ} = (C_1 - C_2)Q_2 = (C_1 - \frac{З_1 + C_{уп}\Delta Q_{нэ}}{Q_1 + \Delta Q_{нэ}})(Q_1 + \Delta Q_{нэ}), \quad (29)$$

где C_1, C_2 - годовая себестоимость закачки I $м^3$ воды в пласт до и после улучшения очистки, руб/$м^3$;

$З_1$ - общие эксплуатационные затраты на закачку воды в пласт до улучшения очистки (из калькуляции себестоимости за соответствующий год, руб);

$C_{уп}$ - условно-переменные затраты по закачке воды (из калькуляции себестоимости, руб/$м^3$);

Q_1, Q_2 - объем закачиваемой воды в пласт до и после улучшения очистки, тыс. $м^3$;

$\Delta Q_{нэ}$ - экономия объема закачки воды за счет фактора $К_э$, тыс. $м^3$, определяемая

$$\Delta Q_{нэ} = q \cdot \Delta К_э \cdot 365 \cdot n, \quad (30)$$

где q - средняя приемистость нагнетательной скважины до проведения противозагрязняющего мероприятия, $м^3$/сут;

n - число нагнетательных скважин, на которых проводились ремонты по восстановлению приемистости;

$\Delta К_э$ - прирост коэффициента эксплуатации нагнетательных скважин за счет меньшего проведения капитальных ремонтов, величина $\Delta К_э$ определяется:

$$К_э = \frac{\Delta T_{отр}}{T_{э.ф}} = \frac{\Delta p \, t_p}{T_{э.ф}}, \quad (31)$$

где $T_{э.ф}$ - скважино-месяцы действующего фонда нагнетательных скважин;

$\Delta T_{отр}$ - прирост отработанных скважино-месяцев нагнетательными скважинами;

Δp - сокращение числа капитальных ремонтов (27).

Б. Эффект от увеличения приемистости нагнетательных сква-

жин ($Э_q$). Сокращение концентрации загрязнений в сточных водах снижает темп падения приемистости нагнетательных скважин, что отражается на увеличении среднесуточной приемистости, тогда

$$Э_q = (C_1 - C_2)Q_2 = \left(C_1 - \frac{З_1 + C_{уп}\Delta Q_q}{Q_1 + \Delta Q_q}\right)(Q_1 + \Delta Q_q), \quad (32)$$

где ΔC_q – экономия объема закачки воды за счет увеличения приемистости нагнетательных скважин:

$$\Delta Q_q = \Delta q \cdot K_э \cdot 365 \cdot n \text{ (тыс. м}^3\text{)} \quad (33)$$

Δq – увеличение приемистости нагнетательных скважин в результате проведения противозагрязняющего мероприятия, м^3/сут. Величина Δq зависит от качества закачиваемой сточной воды и определяется из эмпирической зависимости вида:

$$\frac{\Delta q}{q_1} = \varphi(x_1, x_2, \ldots x_n), \quad (34)$$

где q_1 – приемистость нагнетательных скважин до проведения мероприятия, м^3/ сут.

В. Эффект от сокращения числа нагнетательных скважин под закачку сточных вод ($Э_{снв}$). Повышение приемистости нагнетательных скважин и увеличение продолжительности закачки воды в пласт одной скважины позволит сократить количество нагнетательных скважин, используемых под закачку сточных вод. При этом достигается экономия как на капитальных, так и на эксплуатационных затратах, тогда $Э_{снв} = [(C_1 - C_2) + E_н(K_1 - K_2)] \cdot Q_2 =$

$$= \left[\left(C_1 - \frac{З_1 - \Delta Э_{снв}}{Q + \Delta Q}\right) + E_н\left(K_1 - \frac{K_1 - \Delta K_{снв}}{Q_1 + \Delta Q}\right)\right](Q_1 + \Delta Q), \quad (35)$$

где K_1, K_2 – удельные капитальные вложения до и после проведения очистки (включая стоимость нагнетательных скважин и водоводов к ним), руб/м^3;

$E_н$ - нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений;

$$\Delta Q = \Delta Q_{нв} + \Delta Q_{q} \qquad (36)$$

$\Delta Э_{снв}, \Delta К_{снв}$ - сокращение эксплуатационных и капитальных затрат по нагнетательным скважинам в результате сокращения их ввода в связи с улучшением очистки сточных вод, руб.

Количество невведенных нагнетательных скважин определяется как разница:

$$\Delta n = \frac{Q_1}{K_э \cdot q_1} - \frac{Q_2}{K_э (q_1 - \Delta q)} \qquad (37)$$

3.2.6. Эффект от увеличения объема кругооборота сточных вод ($Э_{св}$) складывается из следующих эффектов.

А. Эффект за счет сокращения потребления пресной воды в целях ППД ($Э_{пп}$). Если годовой объем закачки остается на прежнем (плановом) уровне, то полученный в результате повышения качества очистки дополнительный объем сточных вод позволит сократить объем пресной воды для закачки:

$$Э_{пп} = Ц_{пв} \cdot \Delta Q_{пв}, \qquad (38)$$

где $Ц_{пв}$ - цена пресной воды на предприятии, руб/м^3;

$\Delta Q_{пв}$ - объем пресной воды, высвобождаемой в результате увеличения кругооборота сточных вод в связи с улучшением очистки, м^3/год.

Б. Эффект за счет сокращения сброса сточных вод в поглощающие скважины ($Э_{пс}$), т.е. за счет сокращения количества поглощающих скважин может быть получена экономия эксплуатационных и капитальных затрат:

$$Э_{пс} = (\Delta C + E_н \Delta K)(Q_1 + \Delta Q_{пс}), \qquad (39)$$

где $\Delta C, \Delta K$ - экономия эксплуатационных и капитальных затрат при сокращении количества поглощающих скважин, руб/м^3;

$\Delta Q_{пс}$ – сокращенный объем сброса сточных вод в поглощающие скважины, тыс. $м^3$.

3.2.7. Эффект от сокращения потерь нефти в сточной воде ($Э_{пн}$). Доочистка сточных вод позволяет сократить потери нефти, которые имеют место при закачке сточных вод с повышенным содержанием нефти. При определении экономической эффективности по мероприятиям, обеспечивающим сокращение потерь нефти, следует применять специальный норматив удельных приведенных затрат на одну тонну прироста добычи нефти в размере 55 руб/т :

$$Э_{пн} = (55 - C_{пер}) \cdot \Delta Q_{пн} = (55 - C_{пер}) \Delta d_н \cdot Q_т \quad (40)$$

где $C_{пер}$ – условно-переменные затраты в себестоимости добычи нефти, руб/т;

$\Delta Q_{пн}$ – сокращение потерь нефти, т/год;

$\Delta d_н$ – уменьшение концентрации содержания нефти в сточной воде, выходящей с очистных сооружений в результате улучшения ее очистки, т/$м^3$.

Приложение I

ПРИМЕР РАСЧЕТА ДИСПЕРСНОГО СОСТАВА ЭМУЛЬГИРОВАННОЙ НЕФТИ В МОДЕЛЬНОЙ СТОЧНОЙ ВОДЕ

Исходные данные

Модель сточной воды приготовлена смешиванием минерализованной воды (водный раствор соли $NaCl$) с девонской нефтью Серге - евского месторождения на лабораторной мешалке типа LR-I0; плотность дисперсной среды-I,I7 г/см^3, дисперсной фазы-0,850 г/см^3, эмульсии-I,I69 г/см^3; вязкость (кинематическая) эмульсии-0,0I43 от.

Предварительные расчеты

Определяется константа уравнения Стокса:

$$K = 0{,}0429\sqrt{\frac{\nu_{эм}\,\rho_{эм}}{(\rho_в - \rho_н)}} = 0{,}0429\sqrt{\frac{0{,}0143 \times 1{,}161}{1{,}170 - 0{,}850}} = 0{,}00979$$

Определяются расчетные размеры частицы нефти от продолжительности отстаивания в цилиндрах Спильнера.

Продолжительность отстоя, сек.	Скорость всплывания, см/сек	$\sqrt{\frac{H}{t}}$	$K\sqrt{\frac{H}{t}}$	Расчетный размер (r) частицы нефти, мкм
60	0,6666	0,8164	0,0080	80
120	0,3333	0,5773	0,0056	56
180	0,2222	0,4713	0,0046	46
240	0,1333	0,4681	0,0039	39
300	0,1333	0,3651	0,0035	35
600	0,0666	0,2580	0,0025	25
1800	0,0222	0,1489	0,0014	14
3600	0,0111	0,1053	0,0010	10
7200	0,0055	0,0741	0,0007	7
10800	0,0037	0,060[illegible]	0,0006	6

Принимаются следующие интервалы размеров частиц нефти: более 80, от 25 до 80, от 14 до 25, от 10 до 14 и менее 10 мкм; для определения количества частиц нефти в указанных интервалах

необходимо 4 цилиндра Спильнера; продолжительность всплывания частиц нефти выбранных интервалов их размера соответственно равна 60, 600, I800 и 3600 сек., которые обозначаются : t_1, t_2, t_3, t_4 .

Обработка результатов анализа

Исходная концентрация нефти в модельной сточной воде равна: A = 680 мг/л, так как Q по калибровочному графику равно 68 мг/л.

Количество нефти в слитой из цилиндров сточной воде равно: M_{t_1} = 72 мг, M_{t_2} = I50 мг, M_{t_3} = 200 мг, M_{t_4} = 220 мг.

Количество нефти в сточной воде в рабочем объеме цилиндров равно:

P_1 = 680 x 0,44 = 299 мг, P_2 = 680 x 0,44 = 299 мг,

P_3 = 680 x 0,45 = 306 мг, P_4 = 680 x 0,46 = 3II мг.

Количество нефти, всплывшей в цилиндре, равно:

B_1 = 72 - 0,05 x 680 = 38 мг, B_2 = I50 - 0,05 x 680 = II6 мг,

B_3 = 200 - 0,05 x 680 = I66 мг, B_4 = 220 - 0,05 x 680 = I72 мг.

Количество всплывшей нефти в % равно:

$$Q_1 = \frac{38 \times 100}{299} = 12{,}7\ \%, \qquad Q_2 = \frac{116 \times 100}{299} = 38{,}8\%.$$

$$Q_3 = \frac{166 \times 100}{299} = 54{,}2\%, \qquad Q_4 = \frac{172 \times 100}{311} = 55{,}5\%.$$

результатам анализов строится график кинетики всплывания эмульгированной нефти- кривая накопления , к которой проводится ряд касательных для определения процентного содержания частиц нефти в выбранных интервалах их размера.

Результаты обработки кривой накопления

Время всплытия частиц нефти, сек	Радиус частиц нефти, мкм	Интервалы размеров частиц отдельных фракций, мкм	Содержание фракций в системе (Q_i) %	Суммарное содержание фракций в системе (ΣQ) %
3600	.0	0 - I0	42	42
I800	I4	I0 - I4	I5	57

I	2	3	4	5
600	25	I4 - 25	I5,5	72,5
60	80	25 - 80	2I,5	94,0
60	80	80	6	I00,0

По данным обработки кривой накопления строится суммарная (интегральная) кривая распределения частиц нефти (суммарное содержание фракций ΣQ, %, размер частиц нефти, r, мкм), по которой находятся данные для построения дифференциальной кривой распределения частиц нефти.

Результаты обработки суммарной кривой распределения частиц эмульгированной нефти в модельной сточной воде.

Размер частиц нефти (r), мкм	Содержание фракции в системе Q, %	Приращение фракции в системе ΔQ, %	$\frac{\Delta Q}{\Delta r}$
2	II	II	5,5
4	22	II	5,6
6	33	II	5,5
8	39	6	3,0
I0	44	5	2,5
I2	49	5	2,5
I4	54	5	2,5
I6	58	4	2,0
I8	6I	3	I,5
20	64	3	I,5

По данным обработки суммарной кривой распределения строится дифференциальная кривая распределения: размер частиц нефти (r) - отношение процента приращения фракции частиц к приращению фракции ($\frac{\Delta Q}{\Delta r}$).

Дифференциальная кривая распределения частиц нефти в модельной сточной воде показывает, что преимущественная фракция заключена между интервалами частиц от 2 до 8 мкм, т.е. модельная эмульсия тонкодисперсная.

Приложение 2

Пример расчета ожидаемого экономического эффекта от снижения концентрации примеси в сточной воде до нормативного уровня

В качестве объекта для расчета экономического эффекта от снижения концентрации примеси в сточной воде, закачиваемой в нефтяной пласт, взято Кушкульское месторождение НГДУ Уфанефть. Продуктивные горизонты нефтяной залежи приурочены к отложениям девона ($Д_I, Д_{II}$), проницаемость которых колеблется от 100 до 300 мД.

Подготовка стоков НСП осуществляется отстаиванием в резервуарах-отстойниках типа РВС-2000 в статическом режиме. Содержание примеси в сточной воде после резервуаров иногда достигало 300 мг/л, что явилось одной из причин резкого снижения приемистости нагнетательных скважин и, следовательно, снижения темпа отбора нефти из залежи.

Исследование условий формирования сточной воды НСП Кушкуль, проведенное в 1977 г. по методике, изложенной в разделе 2 настоящего РД, позволило выявить причины повышенного содержания примеси в сточной воде и разработать оргтехмероприятия по улучшению качества сточной воды:

раздельный сбор, подготовка и утилизация стоков технологических установок подготовки нефти и прочих стоков НСП;

перевод резервуаров-отстойников на динамический режим работы;

закачка технологических стоков в отдельную группу нагнетательных скважин;

прекратить сброс хозбытовых стоков на узел сбора и подготовки технологических стоков УПН.

Внедрение части рекомендаций, в частности, осуществление

раздельного сбора и подготовки технологических стоков УПН и прочих стоков НСП в течение 1978-79 гг. позволило резко снизить концентрацию примеси в сточной воде, закачиваемой в нагнетательные скважины, что, естественно, отразилось на межремонтном периоде последних.

В основу расчета ожидаемого экономического эффекта от снижения содержания примеси до нормативного уровня взят фактический материал, собранный и обобщенный по Кушкульскому месторождению за период 1976-1980 гг. по нагнетательным скважинам, на которых произведены капитальные ремонты по восстановлению их приемистости.

Расчет произведен по фактическим данным утилизации сточных вод на Кушкульском месторождении за 1980 г., которые приводятся в нижеследующей таблице.

№№ п/п	Показатели утилизации сточной воды	Единицы измерения	Количество
1	2	3	4
1.	Нагнетательный фонд скважин, в т.ч. под закачку сточной воды	скв	25
2.	Объем закачки,	тыс.$м^3$/год	1200
	в т.ч. сточной воды	"	360
3.	Средняя приемистость нагнетательной скважины	$м^3$/сут.	137
4	Средний межремонтный период	сут.	342,5
5.	Число скважин, на которых проведен капитальный ремонт по восстановлению приемистости	скв.	5
6.	Средняя продолжительность капитального ремонта	сут.	8,3
7.	Коэффициент эксплуатации нагнетательных скважин		0,95

I	2	3	4
8.	Внеплановый ремонт нагнетательных скважин		I
9.	Продолжительность внепланового ремонта нагнетательных скважин	сут.	8,2
I0.	Средняя приемистость поглощающей скважины	$м^3$/сут.	800
II.	Средняя стоимость нагнетательной скважины	тыс.руб.	9I,I
I2.	Средняя стоимость поглощающей скважины с водоводами	тыс. руб.	I36,4
I3.	Средняя стоимость капитального ремонта по восстановлению приемистости нагнетательной скважины	руб.	8374
I4.	Затраты на обслуживание нагнетательной скважины	тыс. руб.	I7,87
I5.	Затраты на подготовку I $м^3$ сточной воды	руб/$м^3$	0,I24
I6.	Затраты на перекачки I $м^3$ воды	руб/$м^3$	0,052
I7.	Количество порывов на водоводах		I88
I8.	Удельный объем потери сточной воды при перекачке	$м^3$/ порыв	I3,5
I9.	Цена I $м^3$ пресной воды	руб/$м^3$	0,08
20.	Цена I т нефти	руб/т	I2,0
21.	Среднее содержание в закачиваемой сточной воде:	мг/л	
	нефти		45
	механической примеси		34
22.	Предельно-допустимое содержание примеси в сточной воде:	мг/л	
	нефти		I5
	механической примеси		I5

Полный экономический эффект от снижения фактического с - держания примеси до нормативного уровня определяется по формуле (24). при этом слагаемые эффекты Экр и $Э_ф$ рассчитываются по методике, изложенной в разделе 3 настоящего РД,с использованием фактических данных утилизации сточных вод на Кушкульском месторождении за I980 г.

Для определения приращения (увеличения) межремонтного периода нагнетательной скважины (28) от снижения фактического содержания примеси в сточной воде до нормативного уровня приняты следующие обозначения:

Y_1 - величина межремонтного периода, сут;

X_1 - содержание в сточной воде механической примеси, мг/л;

X_2 - содержание в сточной воде нефти, мг/л.

В нижеследующей таблице приведены средние значения, значения среднеквадратичных отклонений и коэффициентов корреляции между ними для указанных выше параметров,рассчитанные по формуле(I4).

Показатели	Парные коэффициенты корреляции			Среднее значение	Среднее квадратичное отклонение
	Y_1	X_1	X_2		
Y_1	I	-0,53	-0,5I6	342,46	I7I,99
X_1		I	0,30I	49,77	I4,57
X_2			I	43,28	I0,49

На основании приведенных значений решена система линейных уравнений (22), а по формуле (I6) рассчитаны коэффициенты регрессии в натуральном выражении. После проверки на значи - мость уравнения и отдельных коэффициентов регрессии по критериям Фишера и Стьюдента (формулы I7 и 20) получено следующее уравнение линейной регрессии:

$$Y_1 = 74,126 - 2,317 \cdot X_1 - 1,157 \cdot X_2 ,$$

из которого следует, что при снижении концентрации механической примеси и нефти в сточной воде на I мг/л межремонтный период одной нагнетательной скважины увеличится в среднем на 2,3I7 и I,I57 дня соответственно.

Разница между фактическим и нормативным содержанием примеси в сточной воде Кушкульского месторождения составляет: механической примеси-I9 мг/л, нефти-30 мг/л; при этом межремонтный период нагнетательной скважины удлиняется на

$$2{,}3I7 \times I9 + I{,}I57 \times 30 = 78{,}73 \text{ сутки}$$

Величина эффекта от сокращения расходов на капитальные ремонты скважин с учетом полученных выше величин будет равна:

$$Э_{кр} = 8374 \times \frac{365 \times 78 \times 73}{(342{,}5 + 8{,}3)\ (342{,}5 + 8{,}3 + 78{,}73)} \times 5 = 4I{,}05 \text{т.р.}$$

Экономический эффект от увеличения объема закачки сточной воды в нефтяные пласты определяется как сумма эффектов:

$$Э_з = Э_{кэ} + Э_q + Э_{скв}$$

Величина $Э_{кэ}$ определяется по формуле (29) и равна:

$$Э_{кэ} = (0{,}535 - \frac{2I6I{,}4 + 0{,}259 \times 5{,}57}{4040 + 5{,}57}) \times (360 + 5{,}57) = I{,}83 \text{ т.р.},$$

где $2I6I{,}4 = 0{,}535 \times 4040$; (4040 тыс. $м^3$ – объем закачки сточной воды по НГДУ Уфанефть.

Экономия сточной воды за счет увеличения коэффициента эксплуатации нагнетательных скважин Кэ составит (30):

$$\Delta Q_{кэ} = I37 \times 0{,}0044 \times 365 \times 25 = 5{,}57 \text{ тыс. } м^3$$

Прирост коэффициента эксплуатации нагнетательных скважин за счет сокращения количества капитальных ремонтов $\Delta K_э$ определится по формуле (3I) и равен:

$$\Delta K_э = \frac{365 \times 78{,}73 \times 8{,}3}{(342{,}5 + 8{,}3)\ (342{,}5 + 8{,}3 + 67{,}I6) \times 365} = 0{,}0044$$

Величина $Э_q$ зависит от содержания примеси в сточной воде и для ее определения также воспользуемся методикой, изложенной

в разделе 3 настоящего РД. В нижеследующей таблице приведены средние значения, среднеквадратичные отклонения величин y_2 и x_1, x_2, а также коэффициенты корреляции между ними; y_2 $\Delta q/q_1$.

Показатели	Парные коэффициента корреляции			Среднее значение	Среднее квадратичное отклонение
	y_2	x_1	x_2		
y_2	I	0,745	0,73	50,796	I0,74I
x_1		I	0,30I	49,77	I4,57
x_2			I	43,28	I0,49

На основании данных вышеприведенной таблицы получаем уравнение регрессии в натуральном выражении:

$$y_2 = 12{,}876 + 0{,}859 \cdot x_1 + 0{,}573 \cdot x_2$$

С учетом величин снижения примеси от фактического до нормативного на основании полученного уравнения регрессии получаются следующие значения величины увеличения приемистости нагнетательных скважин:

$$\Delta q/q_1 = 0{,}859 \times 19 + 0{,}573 \times 30 = 33{,}51\%$$

$$\Delta q = 137 \times \frac{33{,}51}{100} = 45{,}91 \text{ м}^3/\text{сутки}$$

Экономия сточной воды ΔQ_q за счет увеличения приемистости нагнетательных скважин (фактор q) определяется по формуле (33) и равна:

$$\Delta Q_q = 45{,}91 \times 0{,}95 \times 365 \times 15 = 199{,}6 \text{ тыс. м}^3$$

С учетом полученных величин эффект от увеличения приемистости нагнетательных скважин будет равен:

$$Э_q = (0{,}535 - \frac{161{,}4 + 0{,}259 \times 199{,}6}{4040 + 199{,}6} \times (360 + 199{,}6) = 8{,}4 \text{ т.р.}$$

Величина эффекта от сокращения числа нагнетательных скважин под закачку сточных вод $Э_{скв}$ рассчитывается по формуле (35)

и равна:

$$Э_{скв} = (60,535 - \frac{2161,4 - 17,87 \times 1,0}{4040 + 205,17} + 0,15 (\frac{12025,2}{4040} -$$

$$- \frac{12025,2 - 191,1 \times 1,0}{4040 + 205,17} \times (360 + 205,17) = 27,1 \text{ тыс. руб.},$$

где $\Delta Q = \Delta Q_{кэ} + \Delta Q_{ф} = 5,57 + 199,6 = 205,17$ тыс. $м^3$

Затраты на обслуживание I нагнетательной скважины (17,87 тыс. руб.) складываются из следующих затрат:

амортизация I нагнетательной скважины и водоводов к ней (7,9 тыс. руб.);

затраты на текущий ремонт (2,37 тыс. руб.);

затраты на электроэнергию при закачке воды в расчете на I скважину (6,8 тыс. руб.);

затраты на зарплату в расчете на I нагнетательную скважину (0,8 тыс. руб.).

Количество нагнетательных скважин, невведенных за счет увеличения приемистости нагнетательных скважин, определяется по формуле (37) и равно:

$$\Delta n = \frac{360}{0,95 \times 137} - \frac{360}{0,95 (137 + 45,91} \simeq 1 \text{ скв.}$$

Эффект от увеличения объема кругооборота сточной воды определяется как сумма эффектов:

$$Э_{св} = Э_{пп} + Э_{пс}$$

где $Э_{пп}$ - сокращение потребления пресной воды, рассчитывается по формуле (38), а $Э_{пс}$ - сокращение сброса сточной воды в поглощающие скважины, которое в данном случае отсутствует. После расчета указанных величин эффект от увеличения объема кругооборота сточной воды равен:

$Э_{св} = (0,08 \quad 205,17) = 16,4$ тыс. руб.

Величина эффекта $Э_{пп}$ рассчитывается по формуле (40) и равна:

$Э_{гм}$ = (55 - 2,77) руб/т х 30 мг/л х 360 тыс.$м^3$ = 0,56 тыс.руб.

Полный ожидаемый экономический эффект от снижения фактической концентрации примеси до нормативного уровня в сточной воде Кушкульского месторождения будет равен:

$\sum Э_i$ = 7,96 + I,83 + 8,4 + 27,I + I6,4 + 0,56 = 62,25 тыс. руб.

Рассчитанный таким образом экономический эффект не учитывает дополнительных затрат на внедрение мероприятий, обеспечивающих достижение нормативного уровня содержания примеси в сточных водах.

Поэтому в качестве примера ниже приведен расчет экономической эффективности одного из методов доочистки сточных вод с использованием электрофлотационных установок, разработанных Уфимским нефтяным институтом.

Основные технико-экономические показатели установки:

проектная производительность одной установки, $м^3$/сут.	- 400
капитальные вложения на создание и внедрение одной установки, тыс.руб.	- 22,83
годовые эксплуатационные расходы, тыс.руб.	- 8,5
количество установок	- 3

Согласно [9] величина ожидаемого экономического эффекта равна разнице между полным экономическим эффектом (в данном случае он равен 62,25 тыс.руб.) и приведенными годовыми затратами на внедрение электрофлотационных установок:

$$Э = 62,25 - (8,5 + 0,I5 \cdot 22,83) \cdot 3 = 26,49 \text{ тыс.руб.},$$

где 0 I5 - нормативный коэффициент экономической эффективности капитальных вложений [9].

Экономическая эффективность капитальных вложений в противозагрязняющее мероприятие определяется по формуле (23):

$$E = \frac{62,25 - 8,5 \cdot 3}{22,83 \cdot 3} = 0,537 \frac{\text{руб.}}{\text{руб.}},$$

что свидетельствует об экономической целесообразности мероприятий.

Аналогичным путем были найдены зависимости межремонтного периода и падения приемистости от изменения содержания примесей в сточных водах по Туймазинскому месторождению, которые имеют следующий вид:

$$У_I = 428,32 - 2,47x_I - 0,82x_2$$

$$У_2 = I2,99 + 0,I6x_I + 0,07x_2$$

Используя полученные уравнения регрессии, был рассчитан полный экономический эффект по Туймазинскому месторождению. Он составил 218,46 тыс.руб. Слагаемые расчетных экономических эффектов для обоих примеров (без учета затрат на внедрение мероприятия) приведены в таблице.

Показатели эффекта	Величина эффекта, тыс.руб., по месторождениям	
	Кушкульскому	Туймазинскому
I	2	3
I. Эффект от сокращения расходов на капитальный ремонт скважин, Экр	7,96	9,08
2. Эффект от повышения эффективности закачки воды в пласт, Эз:	37,33	67,89
а) эффект от увеличения коэффициента эксплуатации нагнетательных скважин, Экэ	I,83	2,9
б) эффект от увеличения приемистости нагнетательных скважин, Эд	8,4	28,9I
в) эффект от сокращения числа нагнетательных скважин под закачку сточных вод, Эскв	27,I	36,08
3. Эффект от увеличения объема кругооборота сточных вод, Эсв:	I6,4	39,3

I	1	2	3
а) эффект за счет сокращения потребления пресной воды, Эпп		I6,4	39,3
б) эффект за счет сокращения сброса сточных вод в поглощающие скважины, Эпс		-	-
4. Эффект от сокращения потерь нефти в сточной воде, Эпн		0,56	37,67
Полный экономический эффект, $\Sigma Э_i$		62,25	I44,86

Значения F -критерия (Фишера) при 5%-ном уровне значимости

Число степеней свободы для числителя	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	15	20	24	30	40	50	100	200	500	∞
1	161	200	216	225	230	234	237	239	241	242	243	244	246	248	249	250	251	252	253	254	254	254
2	18,5	19,0	19,2	19,2	19,3	19,3	19,4	19,4	19,4	19,4	19,4	19,4	19,4	19,4	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5
3	10,1	9,55	9,28	9,12	9,	8,94	8,89	8,85	8,81	8,79	8,76	8,74	8,70	8,66	8,64	8,62	8,59	8,58	8,55	8,54	8,53	8,53
4	7,71	6,9,	6,59	6,39	6,26	6,16	6,09	6,04	6,00	5,96	5,94	5,91	5,86	5,80	5,77	5,75	5,72	5,70	5,66	5,65	5,64	5,63
5	6,61	5,79	5,41	5,19	5,05	4,95	4,88	4,82	4,77	4,74	4,71	4,68	4,62	4,56	4,53	4,50	4,46	4,44	4,41	4,39	4,37	4,36
6	5,99	5,14	4,76	4,53	4,39	4,28	4,21	4,15	4,10	4,06	4,03	4,00	3,94	3,87	3,84	3,81	3,77	3,75	3,71	3,69	3,68	3,67
7	5,59	4,74	4,35	4,12	3,97	3,87	3,79	3,73	3,68	3,64	3,60	3,57	3,51	3,44	3,41	3,38	3,34	3,32	3,27	3,25	3,24	3,23
8	5,32	4,46	4,07	3,84	3,69	3,58	3,50	3,44	3,39	3,35	3,31	3,28	3,22	3,15	3,12	3,08	3,04	3,02	2,97	2,95	2,94	2,93
9	5,12	4,26	3,86	3,63	3,48	3,37	3,29	3,23	3,18	3,14	3,10	3,07	3,01	2,94	2,90	2,86	2,83	2,80	2,76	2,73	2,72	2,71
10	4,96	4,10	3,71	3,48	3,33	3,22	3,14	3,07	3,02	2,98	2,94	2,91	2,85	2,77	2,74	2,70	2,66	2,64	2,59	2,58	2,55	2,54
11	4,84	3,98	3,59	3,36	3,20	3,09	3,01	2,96	2,90	2,85	2,82	2,79	2,72	2,65	2,61	2,57	2,53	2,51	2,46	2,48	2,42	2,40
12	4,75	3,89	3,49	3,26	3,11	3,00	2,91	2,85	2,80	2,75	2,72	2,69	2,62	2,54	2,51	2,47	2,43	2,40	2,35	2,32	2,31	2,30
13	4,67	3,81	3,41	3,18	3,03	2,92	2,83	2,77	2,71	2,67	2,63	2,60	2,53	2,46	2,42	2,38	2,34	2,31	2,26	2,23	2,22	2,21
14	4,60	3,74	3,34	3,11	2,96	2,85	2,76	2,70	2,65	2,60	2,57	2,53	2,46	2,39	2,35	2,31	2,27	2,24	2,19	2,16	2,14	2,13
15	4,54	3,68	3,29	3,06	2,90	2,79	2,71	2,64	2,59	2,54	2,51	2,48	2,40	2,33	2,29	2,25	2,20	2,18	2,12	2,10	2,08	2,07
16	4,49	3,63	3,24	3,01	2,85	2,74	2,66	2,59	2,54	2,49	2,46	2,42	2,35	2,28	2,24	2,19	2,15	2,12	2,07	2,04	2,02	2,01
17	4,45	3,59	3,20	2,96	2,81	2,70	2,61	2,55	2,49	2,45	2,41	2,38	2,31	2,23	2,19	2,15	2,10	2,08	2,02	1,99	1,97	1,96
18	4,41	3,55	3,16	2,93	2,77	2,66	2,58	2,51	2,46	2,41	2,37	2,34	2,27	2,19	2,15	2,11	2,06	2,04	1,98	1,95	1,93	1,92
19	4,38	3,52	3,13	2,90	2,74	2,63	2,54	2,48	2,42	2,38	2,34	2,31	2,23	2,16	2,11	2,07	2,03	2,00	1,94	1,91	1,89	1,88
20	4,35	3,49	3,10	2,87	2,71	2,60	2,51	2,45	2,39	2,35	2,31	2,28	2,20	2,12	2,08	2,04	1,99	1,97	1,91	1,88	1,86	1,84
22	4,30	3,44	3,05	2,82	2,66	2,55	2,46	2,40	2,34	2,30	2,26	2,23	2,15	2,07	2,03	1,98	1,94	1,91	1,85	1,82	1,80	1,78
24	4,26	3,40	3,01	2,78	2,62	2,51	2,42	2,36	2,30	2,25	2,21	2,18	2,11	2,03	1,98	1,94	1,89	1,86	1,80	1,77	1,75	1,73
26	4,23	3,37	2,98	2,74	2,59	2,47	2,39	2,32	2,27	2,22	2,18	2,15	2,07	1,99	1,95	1,90	1,85	1,82	1,76	1,73	1,71	1,69
28	4,20	3,34	2,95	2,71	2,56	2,45	2,36	2,29	2,24	2,19	2,16	2,12	2,04	1,96	1,91	1,87	1,82	1,79	1,73	1,69	1,67	1,65
30	4,17	3,32	2,92	2,69	2,53	2,42	2,33	2,27	2,21	2,16	2,13	2,09	2,01	1,93	1,89	1,84	1,79	1,76	1,70	1,66	1,64	1,62
40	4,08	3,23	2,84	2,61	2,45	2,34	2,25	2,18	2,12	2,08	2,04	2,00	1,92	1,84	1,79	1,74	1,69	1,66	1,59	1,55	1,53	1,51
60	4,00	3,15	2,76	2,53	2,37	2,25	2,17	2,10	2,04	1,99	1,95	1,92	1,84	1,75	1,70	1,65	1,59	1,56	1,48	1,44	1,41	1,39
120	3,92	3,07	2,68	2,45	2,29	2,17	2,09	2,01	1,96	1,91	1,87	1,83	1,75	1,66	1,61	1,55	1,50	1,46	1,37	1,32	1,28	1,25
200	3,89	3,04	2,65	2,42	2,26	2,14	2,06	1,98	1,93	1,88	1,84	1,80	1,72	1,62	1,57	1,52	1,46	1,41	1,32	1,26	1,22	1,19
∞	3,84	3,00	2,60	2,37	2,21	2,10	2,01	1,94	1,88	1,83	1,79	1,75	1,67	1,57	1,52	1,46	1,39	1,35	1,24	1,22	1,17	1,11

Значения t -критерия (Стьюдента)

Число степеней свободы	Уровень значимости					Число степеней свободы	Уровень значимости				
	0,10	0,05	0,02	0,01	0,001		0,10	0,05	0,02	0,01	0,001
1	6,31	12,71	31,82	63,66	636,62	18	1,73	2,10	2,55	2,88	3,92
2	2,92	4,30	6,97	9,93	31,60	19	1,73	2,09	2,54	2,86	3,88
3	2,35	3,18	4,54	5,84	12,94	20	1,73	2,09	2,53	2,85	3,85
4	2,13	2,78	3,75	4,60	8,61	21	1,72	2,08	2,52	2,83	3,82
5	2,02	2,57	3,37	4,03	6,86	22	1,72	2,07	2,51	2,82	3,79
6	1,94	2,46	3,14	3,71	5,96	23	1,71	2,07	2,50	2,81	3,77
7	1,90	2,37	3,00	3,50	5,41	24	1,71	2,06	2,49	2,80	3,75
8	1,86	2,31	2,90	3,36	5,04	25	1,71	2,06	2,48	2,79	3,73
9	1,83	2,26	2,82	3,25	4,78	26	1,71	2,06	2,48	2,78	3,71
10	1,81	2,23	2,76	3,17	4,59	27	1,70	2,06	2,47	2,77	3,69
11	1,80	2,20	2,72	3,11	4,44	28	1,70	2,05	2,47	2,76	3,67
12	1,78	2,18	2,68	3,06	4,32	29	1,70	2,04	2,46	2,76	3,66
13	1,77	2,16	2,65	3,01	4,22	30	1,70	2,04	2,46	2,75	3,65
14	1,76	2,15	2,62	2,98	4,14	40	1,68	2,02	2,42	2,70	3,55
15	1,75	2,13	2,60	2,95	4,07	60	1,67	2,00	2,39	2,66	3,48
16	1,75	2,12	2,58	2,92	4,02	120	1,66	1,98	2,36	2,62	3,37
17	1,74	2,11	2,57	2,90	3,97	∞	1,65	1,96	2,33	2,58	3,29

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

I. Соколов А.Г., Никитин Ю.М. Основы технологии совместной подготовки нефти и воды. Сб. Нефтепромысловое дело, вып XXУI. - Куйбышев: Гипровостокнефть, I975.

2. Методика прогнозного определения норм качества сточных вод для внутриконтурного заводнения новых нефтяных месторождений платформенного типа. Содержание механических примесей и нефти в сточной воде. РДС 39-0I-04I-8I. -Куйбышев: Гипровостокнефть, I98I.

3. Лурье Ю.Ю. Унифицированные методы анализа вод. -М.: Химия, I973.

4. Лурье Ю.Ю., Рыбникова А.И. Химический анализ производственных сточных вод. -М.: Химия, I974.

5. Байков У.М., Еферова Л.В. Использование сточных вод в системе заводнения пластов. -М.: Недра, I968.

6. Венецкий М.Г., Кильдишев Г.С. Теория вероятности и математическая статистика. -М.: Статистика, I975.

7. Френкель А.А. Математический анализ производительности труда. -М.: Экономика, I968.

8. Временная методика определения экономической эффективности затрат и мероприятий по охране окружающей среды. Экономическая газета, I980, № 33.

9. Методические указания по определению экономической эффективности новой техники, изобретений и рационализаторских предложений в нефтегазодобывающей промышленности. РД 39-3-370-79. -М.: Миннефтепром, I98I.

СОДЕРЖАНИЕ

	Стр.
I. Общие положения	4
2. Порядок исследования условий образования примесей в сточных водах	6
3. Оценка экономической эффективности утилизации сточных вод нефтепромыслов	I8
Приложение I. Пример расчета дисперсного состава эмульгированной нефти в модельной сточной воде	28
Приложение 2. Пример расчета ожидаемого экономического эффекта от снижения концентрации примеси в сточной воде до нормативного уровня	3I
Приложение 3. Таблица значений F -критерия	4I
Приложение 4. Таблица значений t -критерия	42
Список использованных источников	43

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

М Е Т О Д И К А

ИССЛЕДОВАНИЯ УСЛОВИЙ ОБРАЗОВАНИЯ ПРИМЕСЕЙ И ОЦЕНКА ИХ ВЛИЯНИЯ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ УТИЛИЗАЦИИ НЕФТЕПРОМЫСЛОВЫХ СТОЧНЫХ ВОД В СИСТЕМЕ П П Д

РД 39-3-1023-84

Издание ВНИИСПТнефти

450055, г.Уфа, просп. Октября, 144/3

Редактор Л.В.Батурина

Технический редактор Л.А.Кучерова

Подписано к печати 13.06.84 г. П03556

Формат 60х90/16. Уч.-изд.л. 2,2. Тираж 170 экз.

Заказ 124

Ротапринт ВНИИСПТнефти

gost.e-ecolog.ru