ВНИИТ нефть

РД 39 3 130 78

Методические УКАЗАНИЯ ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ СРЕДСТВ БОРЬБЫ С КОРРОЗИЕЙ В ДОБЫЧЕ НЕФТИ

Куйбышев • 1979

gost.e-ecolog.ru

Министерство нефтяной промышленности

Всесоюзный научно-исследовательский институт
разработки и эксплуатации нефтепромысловых труб

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ

по определению экономической эффективности
средств борьбы с коррозией в добыче нефти

РД 39-3-130-78

Куйбышев 1979

Настоящие методические указания содержат основные правила определения экономической эффективности средств борьбы с коррозией:

- при технико-экономическом обосновании создаваемых и внедряемых средств;
- при разработке норм, нормативов и показателей планов предприятий, объединений и министерства;
- при расчетах фактической экономической эффективности от их внедрения;
- при расчетах размеров премий за их создание и внедрение.

Методические указания одобрены Госкомитетом по науке и технике при СМ СССР и положены в основу методики определения экономической эффективности ингибиторов коррозии в нефтедобывающей промышленности для стран - членов СЭВ.

Методические указания разработаны Всесоюзным научно-исследовательским институтом разработки и эксплуатации нефтепромысловых труб (ВНИИТнефть) при участии Технического и Планово-экономического управлений Миннефтепрома и ВНИИ.

Составители: В.Д.Иноземцева, Н.Х.Нейман, В.В.Лебедев, Г.В. Кущова (ВНИИТнефть), Л.Ф.Бурченков (Миннефтепром), В.И.Лузин (ВНИИ).

Утверждены заместителем министра нефтяной промышленности Э.М.Халимовым 28.12.1978 г.

© Всесоюзный научно-исследовательский институт разработки и эксплуатации нефтепромысловых труб, 1979.

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ
по определению экономической эффективности средств борьбы с коррозией в добыче нефти

РД 39-3-130-78

Приказом Министерства нефтяной промышленности № II от 05.01.1979 г. срок введения установлен с 01.02.1979 г.

Взамен "Временной методики по определению экономической эффективности средств борьбы с коррозией в добыче нефти"

I. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

I.I. Настоящие методические указания определяют основные приемы расчетов годового экономического эффекта средств, предназначенных для защиты от коррозии обсадных колонн скважин, оборудования для добычи и внутрипромысловой подготовки нефти, а также оборудования системы поддержания пластового давления (ППД), внутрипромысловых коммуникаций и магистральных нефтепроводов.

I.2. Методические указания разработаны в соответствии с "Методикой (основными положениями) определения экономической эффективности использования в народном хозяйстве новой техники, изобретений и рационализаторских предложений", утвержденной Госкомитетом Совета Министров СССР по науке и технике, Госпланом СССР, Академией наук СССР и Госкомитетом Совета Министров СССР по делам изобретений и открытий I4.02.1977 г., являются обязательными для предприятий, объединений, научно-исследовательских и проектных институтов и органов управления Министерства нефтяной промышленности на всех стадиях создания и внедрения новой техники (новых средств борьбы с коррозией в добыче нефти).

I.3. К новой технике относятся:

- новые и усовершенствованные пленкообразующие ингибиторы коррозии и ингибиторы-бактерициды;

- новые и усовершенствованные антикоррозионные покрытия труб нефтяного сортамента, а также нефтепромыслового оборудования, предназначенного для добычи нефти и ее хранения;

- новые виды оборудования и труб из антикоррозионных сталей;
- трубы из алюминиевых сплавов и неметаллические трубы;
- новые и усовершенствованные средства электрохимической защиты и т.п.

К новой технике относятся также средства защиты от коррозии, обеспечивающие улучшение условий труда и охрану окружающей среды (ингибиторы без неприятного запаха, нетоксичные ингибиторы и лакокрасочные материалы для покрытий и т.д.).

I.4. Решение о целесообразности создания и внедрения новых средств борьбы с коррозией принимают на основе экономического эффекта, определяемого на годовой объем производства и использования средств защиты в нефтедобывающей отрасли в расчетном году (годового экономического эффекта). За расчетный год принимают первый год после окончания планируемого (нормативного) срока освоения производства новых средств борьбы с коррозией. Как правило, это второй или третий календарный год серийного выпуска этих средств.

I.5. Для отражения годового экономического эффекта и составляющих его элементов, а также других показателей экономической эффективности новых средств борьбы с коррозией в нормах, нормативах и показателях планов расчет соответствующих данных производят по всем годам планируемого периода их производства и эксплуатации.

I.6. В расчетах экономической эффективности определяют народнохозяйственный экономический эффект от производства и использования средств борьбы с коррозией и годовой экономический эффект от использования этих средств на нефтедобывающих предприятиях.

I.7. Научно-исследовательские институты, занимающиеся созданием средств противокоррозионной защиты и исследованиями оптимальных условий их применения в нефтедобывающей промышленности, а также предприятия, производящие эти средства, определяют народнохозяйственный эффект от производства и использования средств борьбы с коррозией на всех стадиях прохождения разработки.

I.8. Нефтедобывающие предприятия, на которых запланировано внедрение или внедрены в нефтепромысловую практику средства противокоррозионной защиты, рассчитывают годовой экономический эффект от внедрения их (разность приведенных затрат).

I.9. Народнохозяйственный экономический эффект определяют за весь срок службы средств труда после защиты их противокоррозионным средством. На основе этого эффекта производится выбор того или

иного варианта создания средств противокоррозионной защиты, решается вопрос о постановке их на серийное производство, а также рассчитывается размер вознаграждения за создание и внедрение новых средств.

I.I0. Результаты расчета годового экономического эффекта от внедрения средств противокоррозионной защиты на нефтедобывающем предприятии используют для целей текущего и перспективного планирования, для оценки результатов деятельности предприятия по итогам года. Эти результаты являются также основанием для выплаты премий за внедрение новых средств борьбы с коррозией на данном предприятии.

I.II. Исчисление стоимости единицы средств труда, обладающих устойчивостью к коррозии, и средств противокоррозионной защиты производят по приведенным затратам в соответствии с формулой

$$З = С + E_н K, \qquad (I)$$

где $З$ - приведенные затраты на единицу продукции (ее изготовление), руб.;

$С$ - себестоимость единицы изготовления средств противокоррозионной защиты, руб.;

K - удельные капитальные вложения в производственные фонды, связанные с изготовлением средств борьбы с коррозией, руб.;

$E_н$ - нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений (0,I5).

I.I2. Если величина приведенных затрат на единицу средств противокоррозионной защиты неизвестна, в расчетах экономической эффективности допускается использование прейскурантной или расчетной цены.

I.I3. Фактор времени в расчетах текущих затрат и капитальных вложений учитывают в тех случаях, когда капитальные вложения и текущие издержки существенно изменяются по годам.

Учет фактора времени осуществляется путем приведения к одному моменту времени (началу расчетного года) единовременных и текущих затрат на создание и внедрение новых и базовых средств борьбы с коррозией. Такое приведение выполняется умножением (делением) текущих затрат и результатов внедрения соответствующего года на коэффициент приведения α_t, определяемый по формуле

$$\alpha_t = (1+E)^t, \qquad (2)$$

где E - норматив приведения (0,1);

t - число лет, отделяющее затраты и результаты данного года от начала расчетного года.

Текущие затраты и результаты внедрения новых средств до начала расчетного года умножают на коэффициент приведения, а после начала расчетного года делят на этот коэффициент.

1.14. При определении народнохозяйственного эффекта новых средств борьбы с коррозией учитывают предпроизводственные затраты (затраты на научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы, включая доработку опытного образца) за весь период разработки с учетом приведения всех затрат к расчетному году по фактору времени. Затраты по НИОКР на единицу противокоррозионной защиты определяют как частное от деления всей суммы затрат на объем производства в расчетном году с учетом нормативного коэффициента эффективности капитальных вложений (0,15).

1.15. При определении годового экономического эффекта нефтедобывающего предприятия от внедрения средств борьбы с коррозией затраты на НИОКР не учитывают.

1.16. При определении экономической эффективности учитывают все экономические преимущества новых средств борьбы с коррозией: повышение долговечности оборудования и коммуникаций, снижение частоты ремонтов скважин и оборудования, уменьшение транспортных издержек, экономию материалов и электроэнергии, уменьшение отложений в трубах и т.п.

1.17. Расчет экономической эффективности средств противокоррозионной защиты осуществляют на основе фактических или проектируемых сроков службы нефтепромыслового оборудования, эксплуатирующегося в определенных коррозионных средах и климатических условиях.

1.18. Сроки службы оборудования по базовому и новому вариантам рассчитывают по фактическим данным (от даты ввода в эксплуатацию до даты списания оборудования, вышедшего из строя вследствие коррозии). Для этих целей используют следующую первичную документацию:

- акты на списание основных фондов;
- инвентарные карточки по учету основных средств;
- наряды на подземный и капитальный ремонт скважин;
- дела или паспорта на скважины и т.п.

I.19. При отсутствии фактических данных о сроке службы оборудования, для защиты которого были использованы новые средства, долговечность оборудования рассчитывают по прогнозным данным или по результатам лабораторных, опытно-промышленных или промышленных испытаний по формуле

$$t_2 = t_1 \alpha_p , \qquad (3)$$

где t_1 и t_2 – соответственно сроки службы оборудования до и после применения новых средств противокоррозионной защиты, лет;

α_p – коэффициент изменения годового числа ремонтов или числа порывов коммуникаций после применения новых средств защиты, который рассчитывается по формуле

$$\alpha_p = \frac{n_1}{n_2} , \qquad (4)$$

где n_1 и n_2 – годовое число ремонтов (порывов) до и после применения новых средств противокоррозионной защиты.

I.20. В том случае, когда сроки службы оборудования и коммуникаций, защищаемых с помощью новых ингибиторов с улучшенными свойствами, неизвестны, долговечность оборудования рассчитывают по формуле

$$t_2 = \frac{t_1}{\alpha_э} , \qquad (5)$$

где t_1 и t_2 – сроки службы оборудования i-го вида до и после применения нового ингибитора, лет;

$\alpha_э$ – коэффициент изменения средней скорости коррозии, определяемый по формуле

$$\alpha_э = \frac{v_2}{v_1} , \qquad (6)$$

где V_1 и V_2 – средние скорости коррозии до и после применения нового ингибитора, г·м^2/ч.

I.2I. Сроки службы оборудования определяют с учетом условий его работы и влияния таких факторов, как коррозия, механическое трение, кавитация, абразивность перекачиваемых сред, усталость и т.п.

Применение средств противокоррозионной защиты при прочих равных условиях снижает или исключает влияние коррозионного фактора, что приводит в конечном счете к повышению долговечности оборудования, к снижению затрат по его эксплуатации, а выявленная экономия по своему значению и экономическому содержанию близка или равнозначна величине предотвращенного ущерба (потерь) от коррозии.

I.22. Увеличение сроков службы средств труда, связанное с применением средств защиты от коррозии, должно быть подтверждено соответствующими актами о проведении опытно-промышленных и промышленных испытаний, а также фактическими статистическими данными.

Благодаря использованию ингибиторов коррозии увеличиваются сроки службы нефтепромыслового оборудования в движущихся коррозионных средах и, как следствие, снижаются затраты на производство средств труда, уменьшаются текущие издержки потребителя на эксплуатацию и замену вышедшего из строя оборудования новым. В связи с этим приемы расчета эффективности ингибиторной защиты идентичны приемам расчета эффективности новых средств труда долговременного применения. Это целесообразно также из-за необходимости выбора лучшего из нескольких вариантов противокоррозионной защиты, таких, как применение новых ингибиторов, использование оборудования и труб из коррозионно-стойких сталей, а также труб с полимерным или металлическим антикоррозионным покрытием, применение средств электрохимической защиты и т.д., обеспечивающих получение наибольшего экономического эффекта.

I.23. Расчеты экономической эффективности ингибиторной защиты должны производиться по конкретным районам внедрения и видам объектов.

I.24. Обязательным условием обеспечения эффективности (результативности) использования ингибиторов коррозии является строгое соблюдение технологии закачки ингибиторов.

I.25. В методических указаниях рассмотрены приемы расчетов показателей экономической эффективности средств борьбы с коррозией:

- обсадных колонн скважин;
- оборудования и выкидных линий нефтяных скважин;
- внутрипромысловых и магистральных трубопроводов;
- оборудования и коммуникаций системы ППД;
- резервуаров для хранения нефти, трапных установок, установок деэмульсации.

1.26. За базу сравнения при определении годового экономического эффекта новых средств борьбы с коррозией принимают:

- на этапе формирования планов научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ (в процессе выбора варианта создания новой техники), при принятии решения о постановке на производство - показатели лучших противокоррозионных средств, спроектированных в СССР (или зарубежных средств, которые могут быть закуплены в необходимом количестве или разработаны в СССР на основе приобретения лицензий), имеющих наименьшие приведенные затраты в расчете на единицу продукции. В случае отсутствия проектных разработок в СССР и невозможности использования зарубежного опыта в качестве базы сравнения принимают показатели лучших отечественных противокоррозионных средств, разработанных для аналогичных климатических условий и коррозионных сред;

- на этапе формирования планов по освоению первых промышленных серий, внедрения в производство новых средств борьбы с коррозией - показатели заменяемых средств.

1.27. В расчетах экономической эффективности используется единый нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений $E_н$, равный 0,15.

2. РАСЧЕТ ГОДОВОГО ЭКОНОМИЧЕСКОГО ЭФФЕКТА

Обсадные трубы из коррозионно-стойких сталей, обсадные трубы с противокоррозионным покрытием. Обсадные колонны, зацементированные по всей длине

2.1. Годовой народнохозяйственный эффект противокоррозионной защиты обсадных колонн скважин рассчитывают по формуле

$$Э = \left[З_1 + \frac{(И_1' - И_2') - E_н (К_2' - К_1')}{\frac{1}{t_р} + E_н} - З_2 \right] A_2 , \qquad (7)$$

где $Э$ – годовой народнохозяйственный эффект, руб.;

$З_1$ и $З_2$ – средняя стоимость колонны обсадных труб с учетом затрат на ее доставку, монтаж и цементирование по базовому и новому вариантам*, руб.;

$И_1'$ и $И_2'$ – среднегодовые текущие издержки нефтедобывающего предприятия, обусловленные коррозией обсадных колонн по базовому и новому вариантам, руб.;

$К_1'$ и $К_2'$ – сопутствующие капитальные вложения на скважину по тем же вариантам, руб.;

$t_р$ – проектируемый срок разработки месторождения без учета времени работы скважины с герметичной обсадной колонной, лет;

A_2 – число скважин, на которых будет использовано новое средство защиты от коррозии обсадных колонн, в расчетном году;

$E_н$ – нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений (0,15).

2.2. По месторождению среднегодовые эксплуатационные издержки на одну скважину, обусловленные коррозией обсадных колонн, для базового и нового вариантов рассчитывают по формуле

$$И_{1,2}' = \frac{\Sigma Р_{РИР} + И_{бп} + \Sigma И_л + \Sigma \Delta Q_в \; C_в}{N t_р} + A_{пк} + A_д , \qquad (8)$$

где $\Sigma Р_{РИР}$ – стоимость ремонтно-изоляционных работ по восстановлению герметичности обсадных колонн всего фонда скважин месторождения за весь период его разработки, руб.;

---

*В случаях, когда затраты на цементирование, монтаж, доставку колонны по сравниваемым вариантам не изменяются, за значения показателей $З_1$ и $З_2$ принимают стоимость обсадных труб.

$Ц_б$ – средняя стоимость бурения одной скважины-дублера, руб.;

n – число вновь пробуренных скважин-дублеров за весь период разработки месторождения;

$\Sigma Ц_я$ – остаточная стоимость всех ликвидированных из-за коррозии обсадных колонн скважин за весь период разработки месторождения, руб.;

$\Sigma \Delta Q_в C_в$ – затраты по добыче, перекачке, подготовке, утилизации и захоронению посторонней воды, добытой по скважинам с нарушенной герметичностью обсадной колонны, за тот же период, руб.;

$\Sigma \Delta Q_в$ – объем добычи посторонней воды, т;

$C_в$ – затраты по добыче, перекачке, подготовке, утилизации и захоронению 1 т посторонней воды, руб.;

N – анализируемый фонд скважин на месторождении;

$A_{пх}$ – среднегодовые текущие издержки, обусловленные эксплуатацией пакера и хвостовика, применяемых для изоляции поврежденной части колонны от продуктивной зоны пласта, руб.;

$A_д$ – амортизация скважин-дублеров в расчете на одну скважину эксплуатационного фонда по месторождению, руб.

2.3. Затраты на ремонтно-изоляционные работы определяют по формуле

$$\Sigma P_{РИР} = n_{общ} P_{РИР} K_ч , \qquad (9)$$

где $n_{общ}$ – суммарное число скважин с нарушенной герметичностью колонны за $t_р$;

$P_{РИР}$ – средняя стоимость проведения одного капитального ремонта скважины по восстановлению герметичности обсадной колонны с целью изоляции призабойной зоны от посторонних вод, руб.;

$K_ч$ – коэффициент частоты повторных ремонтов на скважину.

Общее число скважин с нарушением герметичности обсадной колонны за весь период разработки месторождения рассчитывают по формуле

$$n_{общ} = n_ф + n_{ож} , \qquad (10)$$

где $n_ф$ - фактически выявленное число скважин с нарушением герметичности колонны на дату проведения исследования;

$n_{ож}$ - ожидаемое число нарушений герметичности на планируемый период от даты проведения исследования до конца разработки месторождения (сроки службы взяты в годах).

$$n_{ож} = \frac{n_ф}{(t_ф - t_л)}(t_р - t_ф), \qquad (II)$$

где $t_ф$ - средний фактический срок службы одной скважины к моменту проведения исследования;

$t_л$ - среднее время работы скважины без нарушения герметичности колонны - от даты ввода в эксплуатацию до даты появления первого коррозионного повреждения;

$t_р$ - срок разработки месторождения.

Коэффициент частоты повторных ремонтов на скважину определяют по формуле

$$K_ч = \frac{m_р}{n_{общ}}, \qquad (I2)$$

где $m_р$ - число всех капитальных ремонтов по изоляции скважин от посторонних вод за анализируемый период;

$n_{общ}$ - число скважин, имеющих нарушение герметичности колонны, за тот же период.

2.4. Сопутствующие капитальные вложения по месторождению на одну скважину рассчитывают для базового и нового вариантов по формуле

$$K'_{1,2} = \frac{Ц_б n_1 + \Sigma Ц_л + Ц_{пх}}{N}, \qquad (I3)$$

где $Ц_б$ - средняя стоимость бурения скважины-дублера, руб.;

n_1 - число пробуренных скважин-дублеров за анализируемый период;

$\Sigma Ц_л$ - остаточная стоимость всех скважин, ликвидированных из-за коррозии колонн, руб.;

$Ц_{пх}$ - стоимость пакера и хвостовика, руб.;

N - число скважин на месторождении.

2.5. Годовой экономический эффект от внедрения противокоррозионной защиты обсадных колонн на нефтедобывающем предприятии определяют по формуле

$$Э = \left\{ \left[(И_1' + РЗ_1) + Е_н (З_1 + К_1') \right] - \left[(И_2' + РЗ_2) + Е_н (З_2 + К_2') \right] \right\} А_2 , \quad (14)$$

где $Э$ – годовой экономический эффект от внедрения средств противокоррозионной защиты обсадных колонн, руб.;

$Р$ – годовая норма амортизации на реновацию по скважине;

$И_1'$ и $И_2'$, $З_1$ и $З_2$, $К_1'$ и $К_2'$ – в соответствии с формулой (7).

Катодная противокоррозионная защита обсадных колонн скважин

2.6. Годовой народнохозяйственный эффект от катодной защиты обсадных колонн скважин рассчитывают по формуле (7), где $З_2$ определяют с учетом затрат на катодную защиту.

$$З_2 = З_1 + З_к , \quad (15)$$

где $З_1$ – стоимость колонны обсадных труб, руб.;

$З_к$ – затраты на катодную защиту одной скважины, руб.

2.7. Суммарные затраты на катодную защиту за срок службы скважины рассчитывают с учетом фактора времени по формуле

$$З_к = \sum_{0}^{t} \frac{И_к' + Е_н К_к'}{(1+Е)^t} , \quad (16)$$

где $И_к'$ – текущие издержки на катодную защиту скважины, руб.;

$К_к'$ – капитальные вложения в катодную защиту одной скважины, руб.;

$Е$ – норматив приведения (0,1);

t – срок службы скважины, у которой нарушена герметичность обсадной колонны (время работы скважины без нарушения герметичности принимается равным 8–9 годам), лет.

2.8. Годовые эксплуатационные издержки на катодную защиту определяют по формуле

$$И'_к = \frac{А_{кс} + Э_к + З_{рк} + У_{ги}}{N_к}, \qquad (I7)$$

где $А_{кс}$ – амортизация катодной станции, руб.;

$Э_к$ – годовые затраты на электроэнергию для питания анодных заземлителей катодной станции, руб.;

$З_{рк}$ – основная и дополнительная заработная плата (с начислениями) операторов, обслуживающих катодную станцию, руб.;

$У_{ги}$ – стоимость услуг по проведению годового объема геофизических исследований, руб.;

$N_к$ – число скважин, подключаемых к одной катодной станции.

2.9. Капитальные вложения в катодную защиту одной скважины определяют по формуле

$$К'_к = \frac{К_б + К_м + К_э}{N_к}, \qquad (I8)$$

где $К_б$ и $К_м$ – стоимость буровых и монтажных работ по сооружению глубинных и анодных заземлителей для одной катодной станции, руб.,

$К_э$ – стоимость средств электрозащиты катодной станции, руб.

2.I0. Годовые текущие издержки нефтедобывающего предприятия до и после применения катодной защиты рассчитывают по формулам

$$И_1 = \left(\frac{\Sigma Р_{рир} + И_{бп} + \Sigma И_л + \Sigma \Delta Q_в C_в}{N t_р} + А_{пх}\right) У_{оц}^{*}; \qquad (I9)$$

---

* Необходимость корректировки текущих издержек и сопутствующих капитальных вложений нефтедобывающего предприятия на величину $У_{оц}$ обусловлена тем, что катодная защита направлена на противокоррозионную защиту внешней поверхности обсадных колонн.

$$И_2 = И_1 (1 - К_{эф}) . \qquad (20)$$

где $\gamma_{оц}$ – соотношение между числом скважин с нарушениями герметичности обсадных колонн за цементным кольцом и общим числом скважин с нарушениями герметичности;

$К_{эф}$ – коэффициент эффективности катодной защиты обсадной колонны (0,5 – 0,6).

2.11. Сопутствующие капитальные вложения в скважину до и после применения катодной защиты определяют по формулам

$$К_1' = \frac{И_{бп_1} + \Sigma И_л + И_{пх}}{N} \gamma_{оц} ; \qquad (21)$$

$$К_2' = К_1' (1 - К_{эф}) . \qquad (22)$$

2.12. Годовой экономический эффект по нефтедобывающему предприятию от внедрения катодной защиты обсадных колонн скважин определяют по формуле (14), причем $З_2$ рассчитывают по формуле (15).

Защита оборудования и выкидных линий скважин ингибиторами коррозии

2.13. Годовой народнохозяйственный эффект от защиты оборудования и выкидных линий нефтяных скважин ингибитором коррозии $Э$ (руб.) рассчитывают для каждого способа эксплуатации по формуле

$$Э = \left[\sum_{i=1}^{n} З_i \frac{Р_{i1} + Е_н}{Р_{i2} + Е_н} + \frac{И_{i1}' - И_{i2}'}{Р_{i2} + Е_н} - (З_i + З_и) \right] А_2 , \qquad (23)$$

где $Р_{i1}, Р_{i2}$ – реновация оборудования i-го вида, входящего в систему нефтяная скважина – выкидная линия, до и после применения ингибитора;

$И'_{i1}$ и $И'_{i2}$ – годовые текущие издержки на скважину по содержанию и эксплуатации оборудования i-го вида, работающего в агрессивной коррозионной среде, до и после применения ингибитора, руб.;

$З_i$ – стоимость оборудования i-го вида, защищаемого ингибитором, руб.;

$З_и$ – суммарные затраты на ингибиторную защиту, руб.;

A_2 – годовой объем внедрения скважин, на которых применяются ингибиторы коррозии.

Затраты на ингибиторную защиту рассчитывают за весь срок службы оборудования по формуле

$$З_и = \sum_{1}^{t} \frac{(И'_{и1} - И'_{и2}) - E_н (К'_{и2} - К'_{и1})}{(1+E)^t}, \qquad (24)$$

где $И'_{и1}$ и $И'_{и2}$ – годовые текущие издержки на ингибиторную защиту по базовому и новому вариантам, руб.;

$К'_{и1}$ и $К'_{и2}$ – капитальные вложения в ингибиторную защиту по тем же вариантам, руб.;

t – срок службы средства труда после внедрения новых ингибиторов, лет.

2.I4. В связи с тем что электрохимическая коррозия в нефтяных скважинах усиливается с ростом удельного содержания воды в добываемой продукции (при наличии в ней агрессивных компонентов интенсивность коррозионного процесса возрастает в несколько раз), расчет затрат для базового и нового вариантов производят по способам эксплуатации и по группам скважин с одинаковой степенью обводненности.

2.I5. При эксплуатации скважин глубинными насосами под воздействием коррозионной среды разрушаются насосно-компрессорные трубы (НКТ), внутренняя поверхность обсадной колонны, насосные штанги, глубинный насос, выкидная линия, а при эксплуатации скважин, оборудованных погружными центробежными электронасосами, еще и погружной электродвигатель, насос, электрокабель.

2.I6. Годовые текущие издержки на одну скважину (из группы скважин с одинаковой степенью обводненности) определяют отдельно для базового и нового вариантов. Расчет годовых издержек на каждый из видов оборудования производят по формулам:

насосно-компрессорные трубы

$$И'_{Т} = \frac{\Sigma Р_{Т}}{t_{Т}} \quad ; \qquad (25)$$

глубинные насосы

$$И'_{НГ} = \frac{И_{НГ} + Р_{НГ}}{t_{НГ}} \quad ; \qquad (26)$$

насосные штанги

$$И'_{ШТ} = \frac{Р_{ШТ}}{t_{ШТ}} \quad ; \qquad (27)$$

выкидная линия

$$И'_{ВЛ} = Р_{ВЛ} \; n_{ВЛ} \quad ; \qquad (28)$$

электропогружные установки

$$И'_{Э} = Р_{ЭП} + Р_{ЭК} \quad ; \qquad (29)$$

обсадная колонна [формула (8)] ,

где $Р_{Т}$ – стоимость проведения подземных ремонтов по скважине из-за отказа НКТ за срок их службы, руб.;

$И_{НГ}$ – стоимость глубинного насоса, руб.;

$Р_{НГ}$ – стоимость проведения подземных ремонтов из-за отказа глубинных насосов, руб.;

$n_{ВЛ}$ – годовое число порывов выкидной линии скважины;

$Р_{ШТ}$ – стоимость подземных ремонтов по скважине из-за отказа штанг за срок их службы, руб.;

$Р_{ВЛ}$ – стоимость ремонта по ликвидации порыва выкидной линии, руб.;

$Р_{ЭП}$ – годовая стоимость подземных ремонтов по скважине из-за отказа погружной установки или отдельных ее узлов (насоса электродвигателя, электрокабеля), руб.;

$P_{эк}$ – годовая стоимость капитальных ремонтов погружных установок по скважине, руб.;

сроки службы, лет:

$t_т$ – НКТ;

$t_{нг}$ – глубинного насоса;

$t_{шт}$ – насосных штанг.

2.I7. Сроки службы каждого из видов оборудования определяют по фактическим данным о списании из-за коррозии (раздельно по каждой группе скважин с одинаковой обводненностью).

Если обводненность скважин за время работы оборудования существенно изменяется, то рассчитывают среднее значение обводненности по формуле

$$\gamma_{ср} = \frac{\sum_0^t Q_в}{\sum_0^t (Q_н + Q_в)} 100\%, \qquad (30)$$

где $Q_н$ и $Q_в$ – соответственно объем добычи нефти и воды по скважине за время службы оборудования i-го вида, т;

t – срок службы оборудования i-го вида, лет.

Установив среднюю обводненность (%), влияющую на коррозионный износ каждого из видов оборудования, производят группировку сроков службы по степеням обводненности скважин (30–40, 40–50 и т.д. до I00%). Определяют среднее значение срока службы в каждой группе по формуле

$$t_{срi} = \frac{\Sigma t_i}{n}, \qquad (31)$$

где $t_{срi}$ – средний срок службы оборудования i-го вида в группе, лет;

n – число значений признака в группе;

Σt_i – сумма фактических сроков службы оборудования i-го вида в группе, лет.

2.I8. Годовые текущие издержки на ингибиторную защиту скважины $И'_и$ определяют по формулам:

при периодической закачке ингибитора в затрубное пространство скважины

$$И'_и = m(Q_и \, Ц_и + Ц_а t_{от} + З_р) + A_р ; \qquad (32)$$

при непрерывной закачке ингибитора в скважину

$$И_и' = Q_{из} Ц_и + З_д + А_р \ . \qquad (33)$$

где m - годовое число скважино-операций по закачке ингибитора в скважину;

$Q_и$ - расход ингибитора на одну закачку, т;

$Q_{из}$ - годовой расход ингибитора на скважину при непрерывной закачке, т;

$Ц_и$ - цена 1 т ингибитора, руб.;

$Ц_а$ - стоимость одного машино-часа работы спецагрегатов по закачке и продавке ингибитора в скважину, руб.;

$t_{оп}$ - продолжительность одной скважино-операции по закачке ингибитора, ч;

$З_р$ - зарплата оператора, обслуживающего установку по закачке ингибитора, руб. на скважино-операцию;

$З_д$ - годовые затраты на эксплуатацию и обслуживание дозаторной установки, руб.;

$А_р$ - годовая сумма амортизации резервуаров и емкостей, используемых для хранения и приготовления раствора ингибитора, руб.

2.19. Капитальные вложения в ингибиторную защиту определяют по формулам:

при периодической закачке ингибитора

$$К_и' = \frac{t_{оп}\, m}{T_к\, R_и} Ц_а + \frac{Ц_р}{А_2} \ ; \qquad (34)$$

при непрерывной подаче ингибитора в скважину

$$К_и' = Ц_д + \frac{Ц_р}{А_2} \ , \qquad (35)$$

где $Ц_а$ - стоимость агрегата для закачки и нагнетания ингибитора в скважину, руб.;

$t_{оп}$ - продолжительность одной скважино-операции по закачке и нагнетанию ингибитора, ч;

m – годовое число операций по закачке ингибитора в скважину;

$T_к$ – календарное время пребывания агрегата в хозяйстве в течение года, ч;

$K_и$ – коэффициент использования агрегата в течение года;

$Ц_р$ – цена резервуаров и емкостей для хранения и приготовления раствора ингибитора, руо.;

$Ц_д$ – стоимость дозаторной установки, руб.;

A_2 – годовой объем внедрения скважин, на которых будет применена ингибиторная защита.

2.20. Годовой экономический эффект по нефтедобывающему предприятию от внедрения ингибиторной защиты оборудования и выкидных линий определяют для каждого способа эксплуатации по формуле

$$Э = \sum_{i}^{n}\left\{\left[\left(З_{i1}P_{i1} + Ц_{i1}' + Ц_{u1}'\right) + E_н K_{u1}'\right] - \left[\left(З_{i1}P_{i2} + Ц_{i2}' + Ц_{u2}'\right) + E_н K_{u2}'\right]\right\} A_2 . \qquad (36)$$

Обозначения в формуле (36) те же, что и в формулах (23), (24). Реновацию оборудования i-го вида по базовому и новому вариантам определяют как величину, обратную его сроку службы соответственно до и после применения ингибиторной защиты.

Насосно-компрессорные трубы с внутренним покрытием (бакелитово-эпоксидным, эмалевым, стеклянным, металлическим)

2.21. Годовой народнохозяйственный эффект от производства и использования НКТ с покрытием определяют по формуле

$$Э = \left(З_1 \frac{P_1 + E_н}{P_2 + E_н} + \frac{Ц_1' - Ц_2'}{P_2 + E_н} - З_2\right) A_2 , \qquad (37)$$

где P_1 и P_2 – реновация НКТ (базовый и новый варианты);

$Ц_1'$ и $Ц_2'$ – годовые текущие издержки на эксплуатацию НКТ по скважине (базовый и новый варианты), руб.;

$З_1$ и $З_2$ – средняя стоимость колонны НКТ (базовый и новый варианты), руб.;

A_2 – годовой объем внедрения скважин, на которых будут использованы НКТ с новым противокоррозионным покрытием.

2.22. Годовые текущие издержки на эксплуатацию НКТ по скважине (базовый и новый варианты соответственно) рассчитывают по формулам

$$И_1' = \frac{\sum_{0}^{t} Р_т}{t_т} ; \qquad (38)$$

$$И_2' = \frac{\sum_{0}^{t_{тп}} Р_{тп}}{t_{тп}} - Э_э , \qquad (39)$$

где $\Sigma Р_т$, $\Sigma Р_{тп}$ – стоимость проведения подземных ремонтов по скважине из-за отказа НКТ за срок их службы по базовому и новому вариантам, руб.;

$t_т$, $t_{тп}$ – срок службы НКТ по базовому и новому вариантам, лет;

$Э_э$ – экономия затрат на электроэнергию, обусловленная снижением гидравлических потерь в трубах с покрытием, руб.

$$Э_э = (W_б - W_{тп})\, q_н\, 365\, К_э\, Ц_э , \qquad (40)$$

где $W_б$, $W_{тп}$ – удельный расход электроэнергии на добычу I т нефти при использовании НКТ по базовому и новому вариантам, кВт·ч;

$q_н$ – средний дебит скважины, т/сут;

$К_э$ – коэффициент эксплуатации насосной скважины;

$Ц_э$ – стоимость I кВт·ч электроэнергии, руб.

2.23. Годовой экономический эффект нефтедобывающего предприятия от внедрения новых видов НКТ с защитным покрытием определяют по формуле

$$Э = \left\{\left[(И_1' + З_1 Р_1) + Е_н З_1\right] - \left[(И_2' + З_2 Р_2) + Е_н З_2\right]\right\} A_2 . \qquad (41)$$

Обозначения в формуле (41) те же, что и в формуле (37).

Насосно-компрессорные трубы из алюминиевых сплавов и неметаллические насосно-компрессорные трубы

2.24. Годовой народнохозяйственный эффект определяют по формуле

$$Э = \left[З_1 \frac{P_1 + E_н}{P_2 + E_н} + \frac{(И_1' - И_2') - E_н (К_2' - К_1')}{P_2 + E_н} - З_2 \right] A_2, \quad (42)$$

где P_1, P_2 – реновация НКТ по базовому и новому вариантам:

$З_1$, $З_2$ – средняя стоимость колонны НКТ (базовый и новый варианты), руб.;

$И_1'$, $И_2'$ – годовые текущие издержки на скважину по базовому и новому вариантам, руб.;

$К_1'$, $К_2'$ – сопутствующие капитальные вложения в скважину при использовании базовых и новых НКТ, руб.

2.25. Годовые текущие издержки на эксплуатацию НКТ по скважине для базового и нового вариантов рассчитывают по формулам (38), (39), (40) с учетом экономии затрат на талевый канат $И_{тк}$, которую определяют по формуле

$$И_{тк} = n_р q Ц_{тк} (У_1 - У_2), \quad (43)$$

где $n_р$ – годовое число подземных ремонтов, связанных со спуском – подъемом НКТ;

q – норма расхода талевого каната на I т стальных НКТ, т;

$Ц_{тк}$ – цена I т талевого каната, руб.;

$У_1$, $У_2$ – масса колонн НКТ по базовому и новому вариантам, т.

2.26. Сопутствующие капитальные вложения в скважину при использовании базовых и новых НКТ определяют по формулам

$$К_1' = \frac{n_{р1} t_1 Ц_1}{T_к R_п}; \quad (44)$$

$$К_2' = \frac{n_{р2} t_2 Ц_2}{T_к R_п}, \quad (45)$$

где $Ц_1, Ц_2$ – соответственно стоимость подъемника для производства подземного ремонта при использовании базовых и новых НКТ, руб.;

t_1, t_2 – средняя продолжительность проведения одного подземного ремонта по базовому и новому вариантам, ч;

$n_{р1}, n_{р2}$ – годовое число подземных ремонтов по одной скважине при использовании базовых и новых НКТ;

$T_к$ – календарное время пребывания подъемника в хозяйстве в течение года, ч;

$K_п$ – коэффициент использования подъемника.

2.27. Годовой экономический эффект от внедрения новых НКТ на нефтедобывающем предприятии определяют по формуле

$$Э = \left\{\left[(U_1' + З_1 P_1) + E_н(З_1 + K_1')\right] - \left[(U_2' + З_2 P_2) + E_н(З_2 + K_2')\right]\right\} A_2 . \quad (46)$$

Обозначения в формуле (46) те же, что и в формуле (42).

Трубопроводы (выкидные линии, коллекторы, водоводы, нефтепроводы) с внутренним покрытием

2.28. Годовой народнохозяйственный эффект от внедрения трубопроводов с внутренним противокоррозионным покрытием определяют по формуле

$$Э = \left[З_1 \frac{P_1 + E_н}{P_2 + E_н} + \frac{U_1' - U_2'}{P_2 + E_н} - З_2\right] A_2 , \quad (47)$$

где $З_1, З_2$ – стоимость сооружения I км трубопровода по базовому и новому вариантам, руб.;

P_1, P_2 – реновация трубопровода (базовый и новый варианты);

U_1', U_2' – годовые текущие издержки на I км трубопровода по базовому и новому вариантам, руб.;

A_2 – годовой объем внедрения трубопроводов с покрытием, км.

2.29. Годовые эксплуатационные издержки и срок службы трубопровода определяют по данным анализа сроков службы и числа порывов трубопроводов в зависимости от диаметра, толщины стенки, давления

и степени агрессивности транспортируемой по трубопроводу жидкости.

2.30. Расчет среднего срока службы I км трубопровода $t_{тр}$ для месторождений с одинаковыми параметрами эксплуатации производят по формуле

$$t_{тр} = \frac{\ell_1 t_1 + \ell_2 t_2 + \ell_3 t_3 + \ldots + \ell_n t_n}{\ell_1 + \ell_2 + \ell_3 + \ldots + \ell_n} , \quad (48)$$

где $\ell_1, \ell_2, \ldots, \ell_n$ - длины отдельных участков трубопровода, км;

$t_1, t_2, \ldots, t_n$ - сроки службы отдельных участков.

Аналогично рассчитывают годовое число порывов на I км трубопровода:

$$n_{тр} = \frac{\ell_1 n_1 + \ell_2 n_2 + \ldots + \ell_n n_n}{\ell_1 + \ell_2 + \ldots + \ell_n} , \quad (49)$$

где $n_1, n_2, \ldots, n_n$ - годовое число порывов отдельных участков трубопроводов.

2.31. Годовые текущие издержки на I км трубопровода по базовому и новому вариантам определяют по формулам

$$И_1 = n_{тр_1} Р_{тр} + n_{з_1} И_з ; \quad (50)$$

$$И_2 = n_{тр_2} Р_{тр} + n_{з_2} И_з + Э_э , \quad (51)$$

где $n_{тр_1}, n_{тр_2}$ - годовое число порывов на I км трубопровода по базовому и новому вариантам;

$n_{з_1}, n_{з_2}$ - годовой расход задвижек на I км трубопровода по базовому и новому вариантам;

$И_з$ - стоимость одной задвижки;

$Э_э$ - годовая экономия затрат на электроэнергию по I км трубопровода, обусловленная снижением гидравлических потерь в трубопроводе с покрытием, руб.

$$Э_э = \frac{Q_ж (W_1 - W_2)}{L_2} И_э , \quad (52)$$

где $Q_ж$ - годовой объем перекачиваемой по трубопроводу жидкости, т;

W_1, W_2 – удельный расход электроэнергии на I т перекачиваемой жидкости при использовании базового и нового трубопровода, кВт·ч;

L_2 – длина трубопровода с покрытием, км;

$Ц_э$ – стоимость I кВт·ч электроэнергии.

2.32. Стоимость I км трубопровода без покрытия $З_1$ рассчитывают по фактическим данным для определенного диаметра и типа труб.

Стоимость I км трубопровода с покрытием $З_2$ рассчитывают по формуле

$$З_2 = З_1 + Ц_п \quad , \tag{53}$$

где $Ц_п$ – стоимость покрытия I км трубопровода, руб.

Если используются трубопроводы с покрытием, сборку которых производят по предварительно приваренным кольцам из нержавеющей стали, расчет $З_2$ производят по формуле

$$З_2 = З_1 + (Ц_п + Ц_к + Ц_{св}), \tag{54}$$

где $Ц_к$ – стоимость колец из нержавеющей стали на I км трубопровода, руб;

$Ц_{св}$ – стоимость приварки колец из нержавеющей стали на I км трубопровода, руб.

2.33. Годовой экономический эффект от внедрения трубопроводов с покрытием на нефтедобывающем предприятии определяют по формуле

$$Э = \left\{\left[(Ц_1' + З_1 P_1) + E_н З_1\right] - \left[(Ц_2' + З_2 P_2) + E_н З_2\right]\right\} A_2 . \tag{55}$$

Обозначения в формуле (55) те же, что и в формуле (47).

Защита трубопроводов (выкидных линий, коллекторов, водоводов, нефтепроводов) ингибиторами коррозии

2.34. Годовой народнохозяйственный эффект от защиты трубопроводов ингибитором коррозии рассчитывают по формуле (47), причем учитывают затраты на ингибитор.

Суммарные затраты на ингибитор рассчитывают за срок службы I км трубопровода по формуле (24).

2.35. Текущие издержки на ингибиторную защиту 1 км трубопровода определяют по формуле

$$И'_{и} = (Q_{и} Ц_{и} + Q_{н} Ц_{н} + А_{и} + З_{р}) / L_{2} , \qquad (56)$$

где $Q_{и}$ – годовой расход ингибитора, т;

$Ц_{и}$ – цена I т ингибитора, руб.;

$Q_{н}$ – годовой расход нефти в случае, если используются углеводородорастворимые ингибиторы, т;

$Ц_{н}$ – цена I т нефти, руб.;

$А_{и}$ – амортизация оборудования установки для закачки ингибитора, руб.;

$З_{р}$ – годовой фонд зарплаты (с начислениями) операторов, обслуживающих установку, руб.;

L_{2} – длина защищаемого ингибитором трубопровода, км.

2.36. Капитальные вложения в ингибиторную защиту I км трубопровода определяют по формуле

$$К'_{и} = \left[Ц_{щ} + \frac{(Q_{и} + Q_{н}) t_{а}}{T_{к} g_{а} R_{а}} Ц_{а} \right] / L_{2} , \qquad (57)$$

где $Ц_{щ}$ – стоимость установки для закачки ингибитора, руб.;

$\frac{(Q_{и} + Q_{н}) t_{а}}{T_{к} g_{а} R_{а}}$ – количество автоцистерн, необходимое для транспортировки годового объема ингибитора и нефти (если используются углеводородорастворимые ингибиторы) к пункту закачки;

$Ц_{а}$ – стоимость автоцистерн, руб.;

$Q_{и}$ и $Q_{н}$ – годовой расход ингибитора и нефти, т;

$g_{а}$ – емкость автоцистерны, т;

$t_{а}$ – продолжительность одной ездки с учетом подготовительно-вспомогательных работ, ч;

$R_{а}$ – коэффициент использования автоцистерны;

$T_{к}$ – календарное время пребывания автоцистерны в хозяйстве в течение года, ч;

L_{2} – протяженность защищаемого трубопровода, км.

2.37. Годовой экономический эффект от внедрения трубопроводов, защищаемых ингибитором, по нефтедобывающему предприятию определяют по формуле (55), причем в новом варианте учитываются затраты на ингибиторную защиту [формулы (56), (57)].

Защита системы поддержания пластового давления (ППД) ингибиторами коррозии

2.38. Годовой народнохозяйственный эффект от защиты системы ППД ингибитором определяют по аналогии с эффектом от противокоррозионной защиты нефтяных скважин [формула (23)] как сумму эффектов по каждому виду защищаемого оборудования (насосам по перекачке сточных вод, водоводам, задвижкам, обсадным колоннам, арматуре обвязки устья и НКТ нагнетательных скважин) и экономии издержек за счет сокращения числа ремонтов нагнетательных скважин, проводимых для увеличения их приемистости.

2.39. Годовые текущие издержки на эксплуатацию защищаемого оборудования (по каждому из его видов) определяют следующим образом:

- водоводов - по формулам (50), (51);
- обсадных колонн - по формуле (7);
- НКТ - по формуле (25);
- насосов для перекачки сточных вод - по формуле

$$И_{ин} = \left(\frac{Р_{кн}}{М_{кн}} + \frac{Р_{тн}}{М_{тн}} \right) N_н , \qquad (58)$$

где $Р_{кн}$ и $Р_{тн}$ - стоимость проведения одного капитального и текущего ремонта насоса, руб.;

$М_{кн}$ и $М_{тн}$ - период работы насоса между двумя капитальными и текущими ремонтами, лет;

$N_н$ - число насосов.

2.40. Издержки по восстановлению приемистости нагнетательных скважин определяют по формуле

$$И_{вп} = n_{вп} Р_{вп} , \qquad (59)$$

где $n_{вп}$ – среднегодовое число подземных ремонтов по восстановлению приемистости нагнетательных скважин;

$P_{вп}$ – стоимость одного ремонта, руб.

2.41. Издержки на задвижки определяют по формулам (50), (51).

2.42. Издержки на ремонт арматуры обвязки устья скважин не рассчитывают (как правило, арматура не ремонтируется).

2.43. Годовые эксплуатационные затраты на ингибиторную защиту и капитальные вложения в нее определяют соответственно по формулам (24), (56), (57).

2.44. Годовой экономический эффект нефтедобывающего предприятия от внедрения ингибиторной защиты системы ППД определяют, как для нефтяных скважин [формула (36)].

Годовые текущие издержки на эксплуатацию входящего в систему ППД оборудования (по видам) рассчитывают в соответствии с п.2.16.

Комплексная противокоррозионная защита системы ППД

2.45. Годовой народнохозяйственный эффект от комплексной противокоррозионной защиты (например, трубы с покрытием, защищаемые с помощью ингибитора) рассчитывают по тем же формулам, что и при определении эффекта видов защиты.

Резервуары с бакелитово-эпоксидным покрытием внутренней поверхности

2.46. Годовой народнохозяйственный эффект от применения резервуаров с бакелитово-эпоксидным покрытием определяют по формуле (37).

2.47. Экономию годовых текущих издержек определяют по формуле

$$И_1 - И_2 = \frac{\sum_0^{t_1} P_1}{t_1} - \frac{\sum_0^{t_2} P_2}{t_2}, \qquad (60)$$

где $\sum_0^{t_1} P_1, \sum_0^{t_2} P_2$ – суммарные затраты на капитальный ремонт резервуара за срок его службы по базовому и новому вариантам, руб.;

t_1 и t_2 – срок службы резервуара без покрытия и с покрытием, лет.

2.48. Стоимость резервуара без покрытия $З_1$ – это первоначальная стоимость его приобретения с учетом стоимости монтажных работ.

При определении стоимости резервуара с покрытием $З_2$ к стоимости резервуара без покрытия добавляют стоимость покрытия всей поверхности, определяемую как произведение стоимости покрытия I $м^2$ на площадь резервуара.

2.49. Годовой экономический эффект от внедрения на нефтедобывающем предприятии резервуаров с бакелитово-эпоксидным покрытием рассчитывают по формуле (4I), текущие издержки – по формуле (60).

Защита резервуаров, трапных установок, установок деэмульсации ингибиторами коррозии

2.50. Годовой народнохозяйственный эффект защиты ингибитором коррозии резервуаров, трапных установок и установок деэмульсации определяют по формуле (36).

2.5I. Текущие издержки и капитальные вложения в ингибиторную защиту определяют по формулам (56), (57).

2.52. Экономию годовых эксплуатационных издержек на резервуары и трапные установки рассчитывают по формуле (60).

2.53. Экономию годовых эксплуатационных издержек по установке деэмульсации определяют аналогично, причем учитывается экономия затрат на электроэнергию в связи с уменьшением концентрации продуктов коррозии на стенках теплообменной аппаратуры и снижением тепловых потерь.

Величину экономии затрат на электроэнергию определяют по формуле

$$Э_э = (W_1 - W_2)\, Ц_э\, Q_2, \qquad (6I)$$

где W_1, W_2 – удельный расход электроэнергии на I т деэмульгируемой жидкости по базовому и новому вариантам, кВт·ч;

$Ц_э$ – стоимость I кВт·ч электроэнергии, руб.;

Q_2 – годовой объем деэмульгируемой жидкости, обработанной ингибитором, т.

3. ОТРАЖЕНИЕ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОТИВОКОРРОЗИОННОЙ ЗАЩИТЫ В НОРМАХ, НОРМАТИВАХ, В ПЛАНОВЫХ И ОТЧЕТНЫХ ПОКАЗАТЕЛЯХ

3.1. Для отражения влияния годового экономического эффекта, а также составляющих его элементов на показатели, нормы и нормативы, применяемые при разработке пятилетних и годовых планов, расчет эффективности производят на плановые объемы внедрения новых средств борьбы с коррозией каждого года пятилетки. Результаты расчетов учитывают в соответствующих показателях планов, а также в балансах трудовых, материальных и финансовых ресурсов.

Показатели эффективности средств борьбы с коррозией в планах предприятий, объединений и министерства учитывают на весь период функционирования этих средств, в течение которого обеспечивается повышение технико-экономических показателей производства или решение социальных задач, но не более 6 лет.

3.2. Изменение натуральных нормативов от внедрения средств борьбы с коррозией отражается в нормативной базе соответствующих разделов планов предприятий, объединений, министерства.

3.3. Результаты реализации плановых мероприятий по внедрению средств борьбы с коррозией отражаются в основных хозрасчетных показателях работы предприятий, объединений и министерства. Отражение экономического эффекта и составляющих его элементов производят по таким основным показателям, как:

- дополнительные капитальные вложения, их окупаемость и экономия капитальных вложений;
- снижение себестоимости добычи нефти и увеличение прибыли;
- условное высвобождение работающих.

Эти показатели отражаются в плане и отчете предприятия по развитию науки и техники и учитываются в расчетах планов производства, капитальных вложений, себестоимости, прибыли и рентабельности, труда и заработной платы в соответствии со сроками внедрения средств борьбы с коррозией в течение планового (отчетного) периода.

3.4. Предприятия, объединения и министерство систематизируют данные по внедрению всех средств борьбы с коррозией на основе рас-

чета суммарных величин годового экономического эффекта, дополнительных капитальных вложений, снижения себестоимости продукции (прироста прибыли), условного высвобождения работников.

Суммарные значения этих показателей позволяют определить влияние новой техники на изменение соответствующих хозрасчетных показателей предприятий, объединений и министерства в целом.

3.5. Срок окупаемости дополнительных капитальных вложений на внедрение средств противокоррозионной защиты определяют по формуле

$$T = \frac{\Delta K_3}{\Delta П_3} , \qquad (62)$$

где ΔK_3 – дополнительные капитальные вложения в средства противокоррозионной защиты, руб.;

$\Delta П_3$ – дополнительная прибыль от внедрения годового объема средств борьбы с коррозией, руб.

3.6. Дополнительные капитальные вложения в новые средства противокоррозионной защиты ΔK_3 рассчитывают по формуле

$$\Delta K_3 = (K_2 - K_1) A_2 , \qquad (63)$$

где K_1 и K_2 – стоимость средств противокоррозионной защиты по базовому и новому вариантам, руб.;

A_2 – годовой объем внедрения объектов с применением новых средств противокоррозионной защиты.

3.7. Планируемый прирост прибыли (снижение эксплуатационных расходов) рассчитывают по формуле

$$\Delta П_3 = (C_1 - C_2) A_2 , \qquad (64)$$

где C_1 и C_2 – годовые эксплуатационные расходы (изменяющаяся часть себестоимости) до и после применения новых средств противокоррозионной защиты, руб.;

A_2 – годовой объем внедрения объектов с применением новых средств противокоррозионной защиты.

3.8. Годовые эксплуатационные расходы (издержки) рассчитывают для каждого вида защищаемого оборудования по формулам, приве-

денным в разделе 2. При этом годовую сумму амортизации каждого вида оборудования определяют исходя из утвержденных норм амортизационных отчислений на реновацию и капитальный ремонт до и после применения средств противокоррозионной защиты.

3.9. Общее снижение численности работников, обусловленное внедрением средств борьбы с коррозией, рассчитывают по суммарному условному высвобождению работников по формуле

$$\beta_{ч} = \frac{\Sigma Ч_{э}}{\Sigma Ч} \ 100\% \ , \qquad (65)$$

где $\beta_{ч}$ – снижение общей численности работников, обусловленное использованием средств борьбы с коррозией, %;

$\Sigma Ч_{э}$ – суммарная условная численность высвобождаемых работников при внедрении средств борьбы с коррозией, чел.;

$\Sigma Ч$ – общая численность работников, чел.

3.10. Условное высвобождение работников, обусловленное внедрением средств противокоррозионной защиты, рассчитывают по формуле

$$\Sigma Ч_{э} = \frac{\Sigma n_{ij1} Ч_{ij} t_{ij1} - \Sigma n_{ij2} t_{ij2} Ч_{ij}}{T_{ф}} - Ч_{з} \ , \qquad (66)$$

где n_{ij1} и n_{ij2} – годовое количество j ремонтов оборудования i – го вида (подземных, капитальных, текущих из-за коррозии оборудования и обсадных колонн скважин, нефтепромысловых коммуникаций системы добычи и заводнения пластов и т.д.) соответственно до и после применения средств противокоррозионной защиты;

t_{ij1} и t_{ij2} – средняя продолжительность j -го ремонта оборудования i -го вида по базовому и новому вариантам, ч;

$T_{ф}$ – годовой фонд рабочего времени одного работающего, ч;

$Ч_{з}$ – численность персонала, обслуживающего противокоррозионную защиту, чел.;

$Ч_{ij}$ – численность одновременно занятых при производстве j -го ремонта i-го вида оборудования рабочих, чел.

3.11. Среднегодовую экономию металла вследствие увеличения срока службы защищаемых средств труда определяют по формуле

$$\Delta G_M = \frac{K_B\, t_{i2} - t_{i1}}{t_{i1}\; t_{i2}}\; G_i\; A_2 \quad , \qquad (67)$$

где ΔG_M – среднегодовая экономия металла по оборудованию i-го вида, т;

t_{i1} и t_{i2} – срок службы оборудования i-го вида до и после применения противокоррозионной защиты, лет;

G_i – масса защищаемого средства труда, т;

A_2 – годовой объем внедрения числа объектов с противокоррозионной защитой;

K_B – коэффициент изменения массы оборудования i-го вида.

$$K_B = G_1 / G_2 \quad , \qquad (68)$$

где G_1 и G_2 – масса оборудования i-го вида до и после применения противокоррозионной защиты, т.

3.12. При защите от коррозии всей системы оборудования среднегодовую экономию металла определяют как сумму экономии по каждому из видов защищаемого оборудования, входящего в данную систему.

3.13. Хозрасчетный эффект от внедрения каждого из средств борьбы с коррозией определяют по формуле

$$Э_x = \Delta П - E_н\, \Delta K \quad . \qquad (69)$$

3.14. Сводный хозрасчетный эффект от внедрения всех средств противокоррозионной защиты рассчитывают как сумму эффектов по каждому из внедряемых мероприятий.

Приложение I

Пример расчета экономической эффективности противокоррозионной катодной защиты обсадных колонн скважин

Общие сведения

Катодная защита (новый вариант) позволяет снизить вероятность коррозионных повреждений обсадных колонн в процессе эксплуатации, происходящих вследствие контакта внешней поверхности труб с высокоминерализованными высокоагрессивными средами, сократить число скважин, ликвидируемых из-за коррозии колонн, уменьшить объем ремонтно-изоляционных работ, снизить содержание посторонней воды в добываемой продукции.

Расчет экономической эффективности выполнен для условий, когда высота цементного кольца за обсадной колонной не превышает I/2 ее длины.

Анализ числа коррозионных повреждений колонн был произведен по одному из старых нефтедобывающих районов.

Средний срок службы скважин на дату проведения исследования составил 20 лет. Месторождения разрабатываются 35 лет.

Коррозионные повреждения колонн за цементным кольцом составляют 80% от общего числа выявленных повреждений.

Эффективность катодной защиты была принята равной 60%.

За базу сравнения (базовый вариант) приняты фактические технико-экономические показатели разработки месторождения за 20 лет, когда для крепления скважин применялись стальные обсадные трубы группы прочности Д с толщиной стенки 8 мм без катодной защиты. В новом варианте рассматриваются технико-экономические показатели того же месторождения. На месторождении применяются обсадные колонны с катодной защитой от коррозии. Высота цементного кольца за колонной в сравниваемых вариантах одинакова.

Экономическую эффективность определяем по формулам (7) - (22).

Исходные данные для расчета

Показатели	Базовый вариант	Новый вариант
Число скважин на месторождении	4339	
В том числе:		

Показатели	Базовый вариант	Новый вариант
нефтяных	424	
нагнетательных	833	
поглощающих	82	
Средний срок службы одной скважины на дату проведения исследования, лет	20	
Число скважин с нарушением герметичности обсадной колонны вследствие коррозионного повреждения	424	
В том числе:		
нефтяных	336	
нагнетательных и поглощающих	88	
Средний срок эксплуатации одной скважины без нарушения герметичности обсадной колонны, лет	9	
Стоимость проведения ремонтно-изоляционных работ в одной скважине, руб.	19585	
Коэффициент частоты повторных ремонтов по одной скважине	1,3	
Соотношение числа скважин с коррозионными повреждениями обсадных колонн за цементным кольцом и общего числа скважин	0,8	
Объем добычи посторонней воды по одной скважине с нарушением герметичности колонны в течение 11 лет (20-9)	47000	
Себестоимость добычи и подготовки 1 т посторонней воды, руб.	0,45	
Число скважин-дублеров, пробуренных на месторождениях после 20-летней эксплуатации	342	
Стоимость бурения одной скважины-дублера, руб.	150000	
Стоимость катодной станции в расчете на одну скважину, руб.		1000
Годовые эксплуатационные издержки		

Показатели	Базовый вариант	Новый вариант
на катодную защиту одной скважины, руб.		90
Число скважин, на которых внедряется катодная защита колонн (новый вариант)		190
Годовая норма амортизации скважин, %	8,2	
В том числе:		
на реновацию	6,7	
на капитальный ремонт	1,5	
Средняя скорость бурения одной эксплуатационной скважины, м/станко-мес.	1001	
Средняя глубина бурения скважин-дублеров, м	1800	
Численный состав буровой бригады, чел.	21	
Количество скважин, подключенных к одной катодной станции		7
Численность рабочих, обслуживающих катодную защиту, чел.		3

Расчет показателей экономической эффективности

Ожидаемое число скважин с нарушением герметичности обсадных колонн за предстоящие 15 лет (без противокоррозионной защиты) определяем по формуле (11):

нефтяных

$$n_{аж} = \frac{336}{(20-9)} (35 - 20) = 465;$$

нагнетательных и поглощающих

$$n_{аж} = \frac{88}{(20 - 9)} (35 - 20) = 120;$$

всего 585.

Общее число скважин с нарушением герметичности обсадных колонн вследствие коррозии составит

$$n_{общ} = n_{ф} + n_{аж} = 424 + 585 = 1009.$$

Из числа скважин с нарушением герметичности обсадных колонн 801 нефтяная и 208 нагнетательных и поглощающих.

Стоимость ремонтно-изоляционных работ за весь период разработки месторождения определяем по формуле (9):

нефтяные скважины

$\Sigma P_{РИР}$ = 801·19585 руб.·1,3 = 20393 тыс.руб.;

нагнетательные и поглощающие скважины

$\Sigma P_{РИР}$ = 208·19585 руб.·1,3 = 5295 тыс.руб.

Затраты по добыче и подготовке посторонней воды из нефтяных скважин с нарушением герметичности обсадных колонн за весь срок разработки месторождений составляют

$$З_{п} = \left[\frac{47000}{(20-9)}\,(35-9)\cdot 0{,}45\cdot 801\right] \text{тыс.руб.} = 40043 \text{ тыс.руб.}$$

Итого произведено затрат на ремонтно-изоляционные работы и на добычу посторонней воды за год эксплуатации одной скважины

$$\Sigma P_{РИР} + \Sigma \Delta Q_{в} C_{пв} = \left[\frac{(20393 + 5295 + 40043)}{4339\ (35-9)}\right] \text{руб.} = 583 \text{ руб.}$$

Кроме того, амортизация сопутствующих капитальных вложений (скважин-дублеров) за год эксплуатации одной скважины составляет

$$А_{4} = \left[\frac{342 \cdot 150000 \cdot 8{,}2}{100 \cdot 4339\ (35-9)}\right] \text{руб.} = 37 \text{ руб.}$$

Все годовые эксплуатационные издержки на одну скважину действующего фонда составляют

$$И_{1}' = (583 + 37) \text{ руб.} = 620 \text{ руб.}$$

Сопутствующие капитальные вложения в бурение скважин-дублеров, приходящиеся на одну скважину эксплуатационного фонда,

$$К_{1}' = \frac{150000 \text{ руб.} \cdot 342}{4339} = 11823 \text{ руб.}$$

Коррозионные повреждения обсадных колонн со стороны внешней поверхности составляют 80% общего числа повреждений. Сопутствующие капитальные вложения и издержки на скважину в год определяем по формулам (8), (13):

$$И_{1}' = 620 \text{ руб.} \cdot 0{,}8 = 496 \text{ руб.};$$
$$К_{1}' = 11823 \text{ руб.} \cdot 0{,}8 = 9458 \text{ руб.}$$

Затраты на скважину после применения катодной защиты составят в соответствии с формулами (18) и (19):

$$И_{2}' = 496 \text{ руб.}(1 - 0{,}6) = 198 \text{ руб.};$$
$$К_{2}' = 9458 \text{ руб.}(1 - 0{,}6) = 3783 \text{ руб.}$$

Затраты на катодную защиту одной скважины рассчитываем по формуле (16). Они составят за предстоящие 15 лет эксплуатации

$$З_к = \sum_{1}^{15} \left[\frac{90 + 0{,}15 \cdot 1000}{(1 + 0{,}1)^{15}} \right] \text{руб.} = 1891 \text{ руб.}$$

Годовой народнохозяйственный эффект рассчитываем по формуле (7).

Поскольку стоимость колонны обсадных труб по сравниваемым вариантам не изменяется,

$$Э = \left\{ \left[\frac{(496 - 198) - 0{,}15(3783 - 9458)}{0{,}067 + 0{,}15} - 1891 \right] 190 \right\} \text{тыс.руб.} =$$

$= 646{,}7$ тыс.руб.

Расчет годового экономического эффекта

Годовой экономический эффект от внедрения катодной защиты обсадных колонн на нефтедобывающем предприятии определяем по формуле (14):

$$Э = \left\langle \left\{ \left[(496 + 0{,}15 \cdot 9458) \right] - \left[(198 + 90) + 0{,}15(3783 + 1000) \right] \right\} \times 190 \right\rangle \text{тыс.руб.} = (909 \cdot 190) \text{ тыс.руб.} = 172{,}7 \text{ тыс.руб.}$$

Отражение показателей экономической эффективности в плановых и отчетных показателях

Себестоимость (изменяющаяся часть) за счет внедрения катодной защиты скважин составляет:

а) по базовому варианту:

- издержки по добыче посторонней воды на годовой объем внедрения

$$\Sigma \Delta Q_в C_{п.в} = \left[\frac{47000}{(20 - 9)4336} \cdot 0{,}45 \cdot 336 \cdot 190 \right] \text{тыс.руб.} = 28{,}3 \text{ тыс. руб.};$$

- амортизация скважин-дублеров

$$A_д = \left(\frac{150000 \cdot 342 \cdot 8{,}2}{100 \cdot 4339} \cdot 190 \right) \text{тыс.руб.} = 184{,}2 \text{ тыс. руб.};$$

- итого

(28,3 + 184,2) тыс.руб. = 212,5 тыс.руб.

Так как катодная защита позволяет защитить только внешнюю поверхность колонн (80% фонда скважин),

$C_1 = 212{,}5$ тыс.руб. $\cdot\ 0{,}8 = 170{,}0$ тыс.руб.;

б) по новому варианту

$C_2 = \left[170{,}0(1 - 0{,}6) + 90 \cdot 190 \right]$ тыс.руб. $= 85{,}1$ тыс.руб.

Увеличение прибыли

$\Delta П$ = (170,0 - 85,1) тыс.руб. = 84,9 тыс.руб.

Срок окупаемости капитальных вложений, планируемых на внедрение катодной защиты (190 скважин), определяем по формуле (62):

$$T = \frac{(190 \cdot 1000) \text{ руб.}}{84900 \text{ руб./год}} = 2{,}3 \text{ года}.$$

Условное высвобождение работающих достигается благодаря уменьшению числа скважин-дублеров.

Сопутствующие капитальные вложения на бурение скважин-дублеров по сравниваемым вариантам определяем по формуле (13):

K_1 = (9458·190) руб. = 1797020 руб.;

K_2 = (3783·190) руб. = 718770 руб.

Годовая экономия за счет сокращения объема бурения скважин-дублеров

$$Э = (1797020 - 718770) \text{ руб.} = 1078250 \text{ руб.}$$

Стоимость бурения одной скважины-дублера глубиной 1800 м составляет 150000 руб.

Следовательно, катодная защита 190 скважин позволит ежегодно отказаться от бурения 7 скважин:

1078250 : 150000 ≈ 7.

Средняя скорость эксплуатационного бурения 1001 м/станко-мес.

Годовая проходка буровым станком (буровой бригадой)

(1001·12) м/станко-мес. = 12012 м/станко-мес.

Вследствие того что отпала необходимость в бурении 7 скважин-дублеров, годовая экономия по проходке составляет

(1800·7) м = 12600 м.

Следовательно, условное высвобождение работающих получаем следующим образом:

12600 м : 12012 м/бригаду = 1 бригада (21 человек).

Применение катодной защиты потребует привлечения 3 человек для ее обслуживания.

Таким образом, условное высвобождение работающих благодаря применению катодной защиты составит

$$Ч_э = (21 - 3) \text{ чел.} = 18 \text{ чел.}$$

Приложение 2

Пример расчета экономической эффективности защиты оборудования и выкидных линий нефтяных скважин ингибитором коррозии И-1-А

Общие сведения

Оборудование и выкидные линии нефтяных скважин подвергаются воздействию высокоагрессивных коррозионных сред, которые содержат сероводород и углекислый газ. В попутных газах содержится до 0,7% сероводорода и 0,8% углекислого газа. Пластовая вода представляет собой высокоминерализованный рассол удельным весом 1,17.

Внедрение ингибитора И-1-А (новый вариант) позволит снизить скорость коррозии оборудования и выкидных линий в несколько раз, повысить долговечность оборудования, сократить число подземных ремонтов скважин и капитальных ремонтов оборудования, благодаря чему противокоррозионная защита является экономически эффективным мероприятием.

Затраты по базе сравнения (базовому варианту) рассчитаны по фактическим технико-экономическим показателям работы нефтепромыслового оборудования в агрессивной коррозионной среде без применения каких-либо средств защиты от коррозии.

Расчет затрат по новому варианту (использование ингибитора коррозии И-1-А) основан на проектных данных, полученных в результате лабораторных и опытно-промышленных испытаний ингибиторов коррозии. Ингибитор внедряется на скважинах с обводненностью 80% и более. Закачка ингибитора И-1-А производится два раза в год продавочным агрегатом ЦА-320. Скважины эксплуатируются с помощью погружных центробежных электронасосов.

Исходные данные для расчета

Показатели	Базовый вариант	Новый вариант
Годовой объем внедрения скважин, на которых будет применена защита ингибитором коррозии	34	
Обводненность нефти, добываемой из скважин, %	80 - 99	
Стоимость колонны НКТ длиной 1000 м, руб.	3080	
Срок службы НКТ, лет	2,7	6,0
Стоимость подземного ремонта скважины из-за отказа НКТ, руб.	800	

Показатели	Базовый вариант	Новый вариант
Стоимость транспортировки колонны НКТ к скважине, руб.	66	
Масса колонны НКТ, т	14	
Число подземных ремонтов по скважине из-за отказа НКТ за весь срок их службы	1	1
Годовое число подземных и капитальных ремонтов из-за отказа погружного электродвигателя	2,9	1,5
Стоимость погружного электродвигателя, руб.	1861	
Стоимость проведения подземного ремонта по замене погружного электродвигателя, руб.	602	
Продолжительность подземного ремонта скважины, ч:		
по замене НКТ	22	
-"- -"- погружного центробежного насоса	48	
Стоимость проведения капитального ремонта погружного электродвигателя, руб.	1089	
Срок службы погружного электродвигателя, лет	3,6	6,0
Стоимость погружного центробежного электронасоса, руб.	2593	
Стоимость проведения капитального ремонта погружного центробежного электронасоса, руб.	763	
Срок службы погружного центробежного электронасоса, лет	3,3	6,0
Годовое число подземных ремонтов на скважину из-за отказа погружного насоса	3,1	1,5
Стоимость электрокабеля, руб.	3500	
Срок службы электрокабеля, лет	3,4	6,0
Стоимость сооружения выкидной линии, руб.	1578	
Масса труб выкидной линии длиной 500 м, т	10	
Годовое число порывов выкидной линии скважины	3	1
Стоимость ликвидации порыва выкидной линии, руб.	44	

Показатели	Базовый вариант	Новый вариант
Срок службы выкидной линии, лет	3	6
Среднегодовое число обработок скважины ингибитором И-1-А		2
Расход ингибитора на одну обработку скважины, т		1,2
Стоимость работы 1 машино-часа спецтранспорта, руб.		15
Численность работников, обслуживающих установку для закачки ингибитора, чел.		1
Продолжительность закачки ингибитора в скважину, ч		8,0
Цена 1 т ингибитора, руб.		300
Зарплата операторов на скважино-операцию, руб.		12
Стоимость емкости, руб.		828
Стоимость ЦА-320, руб.		9200
Стоимость продавочного агрегата, руб.		11850
Коэффициент использования спецтранспорта		0,7
Численность рабочих, занятых одновременно при подземном ремонте, чел.		4

Расчет показателей экономической эффективности

Годовые эксплуатационные издержки на одну скважину по видам оборудования определяем в соответствии с формулами (25) - (29) (в руб.):

Оборудование	Базовый вариант	Новый вариант
Насосно-компрессорные трубы	800 : 2,7 = 296	800 : 6 = 133
Погружной электродвигатель	(602 + 1089)·2,9 = = 4904	(602 + 1089)·1,5 = = 2536
Погружной центробежный электронасос	763·3,1 = 2365	763·1,5 = 1144
Выкидная линия	44·3 = 132	44·1 = 44

Используя исходные данные и значения текущих издержек, рассчитываем по формуле (23) экономию затрат по видам оборудования (в руб.):

Оборудование	Экономия затрат на одну скважину по видам оборудования, обусловленная применением ингибиторов коррозии, руб.
Насосно-компрессорные трубы	$(3080 + 66)\,\frac{1/2{,}7 + 0{,}15}{1/6 + 0{,}15} + \frac{296 - 133}{1/6 + 0{,}15} - (3080 + 66) = 2545$
Погружной электродвигатель	$1861\,\frac{1/3{,}6 + 0{,}15}{1/6 + 0{,}15} + \frac{4904 - 2536}{1/6 + 0{,}15} - 1861 = 8147$
Погружной центробежный электронасос	$2593\,\frac{1/3{,}3 + 0{,}15}{1/6 + 0{,}15} + \frac{2365 - 1144}{1/6 + 0{,}15} - 2593 = 4986$
Электрокабель	$3500\,\frac{1/3{,}4 + 0{,}15}{1/6 + 0{,}15} - 3500 = 1418.$
Выкидная линия	$1578\,\frac{1/3 + 0{,}15}{1/6 + 0{,}15} + \frac{132 - 44}{1/6 + 0{,}15} - 1578 = 1105$

Годовые текущие издержки на ингибиторную защиту определяем по формуле (32):

$$И_и' = \left[2(1{,}2 \cdot 300 + 15 \cdot 8 + 12) + 2\right] \text{руб.} = 986 \text{ руб.}$$

Капитальные вложения в ингибиторную защиту по одной скважине рассчитываем по формуле (34):

$$К_и' = \left(\frac{8 \cdot 2}{8 \cdot 365 \cdot 0{,}7}\ \frac{2515}{34} + \frac{828}{34}\right) \text{руб.} = 30 \text{ руб.}$$

Суммарные затраты на ингибиторную защиту нефтяной скважины за срок службы определяем по формуле (24):

$$З_и = \left[\sum_{1}^{6} \frac{(986 - 0) + 0{,}15 \cdot 30}{(1 + 0{,}1)^6}\right] \text{руб.} = 4370 \text{ руб.}$$

Годовой народнохозяйственный эффект от защиты нефтяных скважин ингибитором коррозии определяем по формуле (23):

$$Э = \left[(2545 + 8147 + 4986 + 1418 + 1105 - 4370)\,34\right] \text{тыс.руб.} = 470{,}2 \text{ тыс.руб.}$$

Расчет годового экономического эффекта нефтедобывающего предприятия

Годовые эксплуатационные издержки на скважину определены выше.

Капитальные вложения в скважину по сравниваемым вариантам не изменяются. Поэтому при расчете годового экономического эффекта учитываются лишь капитальные вложения в ингибиторную защиту по одной скважине K_{u_2} = 30 руб.

Годовой экономический эффект определяем по формуле (36):

$$\Theta = \left\{\left[(3146\,\frac{1}{2,7} + 296 + 0) - (3146\,\frac{1}{6} + 133)\right] + \left[(1861\,\frac{1}{3,6} + 4904) - (1861\,\frac{1}{6} + 2536)\right] + \left[(2593\,\frac{1}{3,3} + 2365) - (2593\,\frac{1}{6} + 1144)\right] + \left[3500\,\frac{1}{3,4} - 3500\,\frac{1}{6}\right] + \left[(1578\,\frac{1}{3} + 132) - (1578\,\frac{1}{6} + 44)\right] - \left[(986 + 0,15\cdot 30)\right]\right\} 34 \text{ тыс.руб.} = [(1164 + 296 - 522 - 133 + 515 + 4904 - 309 - 2536 + 785 + 2365 - 430 - 1144 + 1029 - 581 + 525 + 132 - 262 - 44 - 986 - 5)\,34] \text{ тыс.руб.} = 161,9 \text{ тыс.руб.}$$

Отсюда годовой экономический эффект на одну скважину составляет

$$\Theta = (161,9 : 34) \text{ тыс.руб.} = 4,8 \text{ тыс.руб.}$$

Отражение показателей экономической эффективности в плановых и отчетных показателях

Снижение себестоимости (изменяющейся части) произойдет за счет уменьшения числа подземных ремонтов из-за отказа НКТ и глубинного оборудования:

а) по базовому варианту

C_1 = (296 + 4904 + 2365 + 132) руб. = 7697 руб.;

б) по новому варианту

C_2 = (133 + 2536 + 1144 + 44 + 986) руб. = 4843 руб.

Увеличение прибыли определяем по формуле (64):

$$\Delta П_3 = [(7697 - 4843)\,34] \text{руб.} = 97036 \text{ руб.}$$

Срок окупаемости дополнительных капитальных вложений рассчитываем по формуле (62):

$$T = \frac{(30\cdot 34) \text{ руб.}}{97034 \text{ руб./год}} = 0,01 \text{ года.}$$

Условное высвобождение работающих определяем по формуле (66):

$$\Sigma Ч_э = \left[\frac{(1/2{,}7 \cdot 22 \cdot 34 \cdot 4 + 2{,}9 \cdot 48 \cdot 4 \cdot 34 + 3{,}1 \cdot 34 \cdot 48 \cdot 4) -}{256 \cdot 8} \right.$$

$$\left. \frac{- (1/6 \cdot 22 \cdot 34 \cdot 4 + 1{,}5 \cdot 48 \cdot 4 \cdot 34 + 1{,}5 \cdot 34 \cdot 48 \cdot 4)}{256 \cdot 8} - 2 \right] \text{чел.} = 8 \text{ чел.}$$

Годовую экономию металла рассчитываем по формуле (67):

насосно-компрессорные трубы

$$\Delta G_м = \left(\frac{6 - 2{,}7}{6 \cdot 2{,}7} \quad \frac{11{,}5 \cdot 1000}{1000} \quad 34 \right) \text{т} = 80 \text{ т};$$

выкидные линии

$$\Delta G_м = \left(\frac{6 - 3}{6 \cdot 3} \quad 10 \cdot 34 \right) \text{т} = 56 \text{ т};$$

всего

$$\Delta G_м = (80 + 56) \text{ т} = 136 \text{ т}.$$

Экономия металла на 1 т ингибитора составляет

$$\left[136 : (1{,}2 \cdot 2 \cdot 34) \right] \text{т} = 1{,}7 \text{ т}.$$

Приложение 3

Пример расчета экономической эффективности защиты системы ППД углеводородорастворимым ингибитором коррозии "Север-1"

Общие сведения

Углеводородорастворимый ингибитор коррозии "Север-1", предназначенный для защиты нефтепромыслового оборудования всех видов (от насосов до забоев нагнетательных скважин системы ППД) (новый вариант), растворяется в нефти и подается на прием центробежных насосов. Благодаря применению ингибитора увеличивается долговечность оборудования, возрастает продолжительность межремонтных периодов, снижаются затраты на эксплуатацию.

Закачка ингибитора производится один раз в месяц в течение 3 сут.

Средний расход ингибитора на одну закачку составляет 11 т.

За базу сравнения (базовый вариант) принимали показатели работы оборудования всех видов без применения средств противокоррозионной защиты. Оборудование подвергалось воздействию агрессивной сточной воды, используемой для заводнения пластов в системе ППД. Расчет производился по методике, изложенной в разделе 2 настоящих методических указаний.

Исходные данные для расчета

Показатели	Базовый вариант	Новый вариант
Протяженность водоводов системы ППД, км	43,4	
Стоимость водоводов, руб.	369889	
Средняя масса 1 км водовода, т	25	
Средний срок службы 1 км водовода, лет	1,5	3,0
Среднегодовое число порывов водоводов	1020	492
Стоимость ликвидации одного порыва, руб.	70,36	
Фонд нагнетательных скважин	40	
В том числе:		
по пласту $Б_2$	26	
-"- -"- $А_4$	14	
Глубина спуска НКТ, м:		

Показатели	Базовый вариант	Новый вариант
по пласту $Б_2$	1610	
-"- -"- $А_4$	1067	
Средняя масса 1 м НКТ, кг	11,5	
Средний срок службы НКТ, лет	2	4
Средняя продолжительность ремонта по замене НКТ, ч	40	
Стоимость колонны НКТ, спущенной в скважину, руб.:		
по пласту $Б_2$	3582	
-"- -"- $А_4$	2584	
Средняя стоимость проведения подземного ремонта скважины из-за отказа НКТ, руб.	2183	
Стоимость арматуры для обвязки устья нагнетательной скважины, руб.	1467	
Масса арматуры, т	1	
Средний срок службы арматуры, лет	2	4
Масса одного насоса, т	1	
Число насосов для перекачки сточной воды	6	
Средний срок службы насоса, лет	2,0	2,7
Средняя продолжительность ликвидации одного порыва водовода, ч	8	
Число рабочих, занятых ликвидацией одного порыва, чел.	4	
Период между капитальными ремонтами насосов, лет	1,0	1,7
Средняя стоимость проведения капитального ремонта насоса, руб.	2340	
Цена насоса, руб.	3887	
Годовое число закачек ингибитора		12
Цена 1 т ингибитора, руб.		529
Расход ингибитора на одну закачку, т		11
Расход нефти для приготовления раствора ингибитора на одну закачку, т		22
Цена 1 т нефти, руб.		12

Показатели	Базовый вариант	Новый вариант
Число дозировочных насосов для подачи ингибитора в систему		2
Стоимость одного дозировочного насоса, руб.		916
Годовая сумма амортизации дозировочных насосов, руб.		377
Численность операторов, обслуживающих установку для закачки ингибитора, чел.		2
Годовой фонд зарплаты операторов, руб.		4221
Годовая сумма амортизации емкостей для приготовления и хранения ингибитора, руб.		404
Продолжительность рейса автоцистерны для транспортировки ингибитора, ч		4
Стоимость емкостей, руб.		4214
Оптовая цена автоцистерны, руб.		9624
Коэффициент использования автоцистерны		0,5

Расчет показателей экономической эффективности

Показатели	Базовый вариант	Новый вариант
Годовые эксплуатационные издержки по видам оборудования, руб.:		
водоводы	1020·70,36 = 71767	492·70,36 = 34617
насосы	2340·6 = 14040	$\frac{2340}{1,7}$ 6 = 8258
насосно-компрессорные трубы:		
по пласту $Б_2$	$\frac{2183}{2}$ 26 = 28379	$\frac{2183}{4}$ 26 = 14189
-"- -"- $А_4$	$\frac{2183}{2}$ 14 = 15281	$\frac{2183}{4}$ 14 = 7640
арматура обвязки устья	Затраты на ремонт арматуры не производятся	
Защита ингибитором всей системы [формулы (56), (57)]		132·529 + 264·12 + +404+377+4221 = = 77998

Показатели	Базовый вариант	Новый вариант
Стоимость оборудования		$4214 + 916 \cdot 2 + \frac{(132 + 264)\ 4}{9 \cdot 365 \cdot 8 \cdot 0{,}5} \times \times 9624 = 7201$

Экономию затрат на оборудование системы ППД (по видам) рассчитываем по формуле (23):

водоводы

$$\Э = \left(369889\ \frac{1/1{,}5 + 0{,}15}{1/3 + 0{,}15} + \frac{71767 - 34617}{1/3 + 0{,}15} - 369889\right) \text{тыс.руб.} =$$

$= 331{,}8$ тыс.руб.;

насосно-компрессорные трубы (по пласту $Б_2$)

$$\Э = \left(3582 \cdot 26\ \frac{1/2 + 0{,}15}{1/4 + 0{,}15} + \frac{28379 - 14189}{1/4 + 0{,}15} - 3582 \cdot 26\right) \text{тыс.руб.} =$$

$= 93{,}7$ тыс.руб.;

насосно-компрессорные трубы (по пласту $А_4$)

$$\Э = \left(2584 \cdot 14\ \frac{1/2 + 0{,}15}{1/4 + 0{,}15} + \frac{15281 - 7640}{1/4 + 0{,}15} - 2584 \cdot 14\right) \text{тыс.руб.} =$$

$= 41{,}7$ тыс.руб.

насосы

$$\Э = \left(3887 \cdot 6\ \frac{1/2 + 0{,}15}{1/2{,}7 + 0{,}15} + \frac{14040 - 8258}{1/2{,}7 + 0{,}15} - 3887 \cdot 6\right) \text{тыс.руб.} =$$

$= 16{,}9$ тыс.руб.;

арматура устья скважин

$$\Э = \left[\left(1467\ \frac{1/2 + 0{,}15}{1/4 + 0{,}15} - 1467\right) 40\right] \text{тыс.руб.} = 36{,}7 \text{ тыс.руб.}$$

Затраты на ингибиторную защиту за весь срок службы оборудования определяем по формуле (24):

$$З_и = \sum_{i=1}^{i=4} \left[\frac{(77998 - 0) + 0{,}15\ (7201 - 0)}{(1 + 0{,}1)^4}\right] = \left(\frac{79078}{1{,}1} + \frac{79078}{1{,}21} + \frac{79078}{1{,}33} + \frac{79078}{1{,}46}\right) \text{тыс.руб.} = 250{,}9 \text{ тыс.руб.}$$

Суммарный народнохозяйственный эффект по всем видам оборудования рассчитываем по формуле (23):

$$\Э = (331{,}8 + 93{,}7 + 41{,}7 + 16{,}9 + 36{,}7 - 250{,}9) \text{ тыс.руб.} =$$

$= 269{,}9$ тыс.руб.

Эффект на 1 т ингибитора

$$Э = \left(\frac{269,9}{4 \cdot 132}\right) \text{ руб.} = 511 \text{ руб.}$$

Годовой экономический эффект по нефтедобывающему предприятию от внедрения защиты системы ППД ингибитором определяем по формуле (36).

Используя рассчитанные выше технико-экономические показатели эффективности, по формуле (36) определяем годовые эксплуатационные затраты по всем видам оборудования системы ППД:

$$З_{i1} P_{i1} + И'_{i1} = \left[\left(369889 \frac{1}{1,5} + 71767\right) + \left(3582 \cdot 26 \frac{1}{2} + 28379\right) + \right.$$

$$\left. + \left(2584 \cdot 14 \frac{1}{2} + 15281\right) + \left(3887 \cdot 6 \frac{1}{2} + 14040\right) + 1467 \frac{1}{2} 40\right] \text{тыс.руб.} =$$

$$= 481,5 \text{ тыс.руб.}$$

$$З_{i2} P_{i2} + И'_{i2} + И'_{и} = \left[\left(369889 \frac{1}{3} + 34617\right) + \left(3582 \cdot 26 \frac{1}{4} + 14189\right) + \right.$$

$$\left. + \left(2584 \cdot 14 \frac{1}{4} + 7640\right) + \left(3887 \frac{1}{4} \cdot 6 + 8258\right) + 1467 \cdot 40 \frac{1}{4} + \right.$$

$$\left. + 77998\right] \text{ тыс.руб.} = 318,8 \text{ тыс.руб.}$$

Так как стоимость оборудования в сравниваемых вариантах одинакова, рассчитываем только дополнительные капитальные вложения в защиту по формуле (34):

$$К'_{и} = 7,21 \text{ тыс.руб.}$$

Годовой экономический эффект от использования защиты оборудования ингибиторами определяем по формуле (36):

$$Э = \left[(481,5 - 318,8) - 0,15 \cdot 7,210\right] \text{ тыс.руб.} = 161,6 \text{ тыс.руб.}$$

Отражение показателей экономической эффективности в плановых и отчетных показателях

Планируемый на год прирост прибыли, который будет достигнут благодаря снижению себестоимости вследствие сокращения числа порывов водоводов и подземных ремонтов по замене НКТ, определяем по формуле (64):

$$\Delta П_{з} = \left[(71767 + 28379 + 15281 + 14040) - (34617 + 14189 + 7640 + \right.$$

$$\left. + 8258 + 77998)\right] \text{руб.} = -13235 \text{ руб.}$$

Условное высвобождение работающих определяем по формуле (66):

$$\Sigma Ч_э = \left[\frac{(1020 \cdot 8 \cdot 4 - 492 \cdot 8 \cdot 4) + (40 \frac{1}{2} 40 \cdot 4 - 40 \frac{1}{4} 40 \cdot 4)}{256 \cdot 8} - 2\right] \text{чел.} =$$

$= 7$ чел.

Годовую экономию металла определяем по формуле (67):

водоводы

$$\Delta G_м = \left(\frac{3 - 1,5}{3 \cdot 1,5} 25 \cdot 43,4\right) \text{т} = 362 \text{ т};$$

насосно-компрессорные трубы

$$\Delta G_м = \left\{\frac{4 - 2}{4 \cdot 2}\left[\frac{11,5}{1000}(1610 \cdot 26 + 1067 \cdot 14)\right]\right\} \text{т} = 163 \text{ т};$$

всего

$$\Delta G_м = (362 + 163) \text{ т} = 525 \text{ т}.$$

Приложение 4

Пример расчета экономической эффективности противокоррозионной защиты насосно-компрессорных труб бакелитово-эпоксидным покрытием

Общие сведения

НКТ с покрытием на основе бакелитово-эпоксидного лака (новый вариант) предназначены для оборудования высокообводненных нефтяных скважин с большим содержанием сероводорода и углекислого газа.

Средняя глубина спуска НКТ составляет 1600 м, причем верхняя часть колонны (хвостовик) длиной 1100 м спускается до верхних отверстий перфорации, а нижняя часть (500 м) предназначена для подвески глубинного штангового насоса.

За базу сравнения (базовый вариант) принимаем затраты по эксплуатации стальных НКТ без покрытия диаметром 73 мм на одном из месторождений, характеризующемся высокоагрессивной коррозионной средой (содержание H_2S 1,8, CO_2 1,6%). Вода, добываемая вместе с нефтью, представляет собой высокосульфидный рассол с удельным весом 1,171 - 1,175 г/см^3.

Установлено, что в скважинах, обводненных на 80% и более, срок службы верхней части колонны НКТ (хвостовика) без покрытия составляет 1,5 года, а нижней ее части, предназначенной для подвески насоса, - 3 года.

Применение покрытия удлиняет срок службы труб до 5 лет.

Исходные данные для расчета

Показатели	Базовый вариант	Новый вариант
Число скважин, оборудованных НКТ с покрытием	35	
Длина колонны НКТ, м:	1600	
верхней части	1100	
нижней части	500	
Масса 1 м НКТ, кг	11,5	
Диаметр труб, мм	73	
Толщина стенки, мм	7	

Показатели	Базовый вариант	Новый вариант
Стоимость I м НКТ без покрытия, руб.*	2,66	
Стоимость покрытия I м НКТ, руб.		0,84
Средний срок службы НКТ, лет:		
верхней части колонны (хвостовика)	I,5	5,0
нижней части колонны	3,0	5,0
Масса колонны НКТ, т:		
верхней части	I2,I	I2,I
нижней -"-	5,5	5,5
Норма амортизации НКТ, %	9,2	
Коэффициент поправки к норме по НКТ с покрытием		0,5
Стоимость подземного ремонта скважины из-за отказа НКТ, руб.:		
верхней части колонны	I936	
нижней -"- -"-	800	
Расход электроэнергии на подъем I т нефти, кВт·ч	8,65	8,40
Стоимость I кВт·ч электроэнергии, руб.	0,02	
Среднесуточный дебит одной нефтяной скважины, т	20	
Продолжительность проведения подземного ремонта по замене НКТ, ч:		
верхней части колонны	20	
нижней -"- -"-	50	

*Прейскурант № 0I-04: Оптовые цены на трубы стальные и чугунные. Утв. 25.02.I975. Введ. с 0I.0I.I976. - М.: Прейскурантиздат, I975. - 304 с.

Показатели	Базовый вариант	Новый вариант
Численность рабочих, одновременно занятых при подземном ремонте, чел.	4	
Коэффициент эксплуатации скважины	0,98	
Стоимость транспортировки 1 т НКТ на расстояние 10 км, руб.	3,34	
Годовая норма амортизации НКТ, %	9,2	4.6

Расчет показателей экономической эффективности

Показатели	Базовый вариант	Новый вариант
Стоимость колонны НКТ в скважине, руб.:		
нижней части	2,66·1100 + 3,34 x x12,1 = 2966	2,66·1100 + 0,84x x1100+3,34·12,1 = = 3890
верхней части	2,66·500 + 3,34 x x5,5 = 1348	2,66·500 + 0,84x x500 + 3,34·5,5 = = 1768
Годовые эксплуатационные издержки на скважину (экономия затрат на электроэнергию), руб.		(8,65 - 8,40) 20x x365·0,98·0,02 = = 36
Годовые издержки на подземный ремонт скважины по замене НКТ, руб.:		
верхней части колонны	1936 : 1,5 = 1291	1936 : 5 = 387
нижней -"- -"-	800 : 3 = 267	800 : 5 = 160
Итого годовых эксплуатационных издержек на НКТ, руб.:		
верхней части колонны	1291	387
нижней -"- -"-	267	160 - 36 = 124

Показатели	Новый вариант
Годовой народнохозяйственный эффект от производства и использования НКТ с покрытием, руб.	$\left[\left(2966\,\frac{1{,}1{,}5+0{,}15}{1/5+0{,}15}+\frac{1291-387}{1/5+0{,}15}-3890\right)+\left(1348\,\frac{1/3+0{,}15}{1/5+0{,}15}+\frac{267-124}{1/5+0{,}15}-1768\right)\right]35=214080$
Годовой народнохозяйственный эффект, руб.:	
на скважину	6117
на 1 т НКТ	347,5

Годовой экономический эффект от внедрения НКТ с покрытием на нефтедобывающем предприятии определяем по формуле (46):

$$Э=\left\{\left[(1291+2966\,\frac{1}{1{,}5}+0{,}15\cdot2966)\right]-\left[(387+3890\,\frac{1}{5})+0{,}15\times\right.\right.$$
$$\left.\left.\times3890\right]+\left[(267+\frac{1}{3}\;1348+0{,}15\cdot1348)\right]-\left[(124+\frac{1}{5}\;1768)+0{,}15\times\right.\right.$$
$$\left.\left.\times1768\right]\right\}35\Big\rangle\ \text{тыс.руб.}=74{,}2\ \text{тыс.руб.}$$

Отражение показателей экономической эффективности в плановых и отчетных показателях

Снижение себестоимости (изменяющейся части) произойдет благодаря уменьшению числа подземных ремонтов из-за отказа НКТ:

а) по базовому варианту

$$C_1=\left[1291+267+\frac{9{,}2\ (2966+1348)}{100}\right]\text{руб.}=1955\ \text{руб.};$$

б) по новому варианту

$$C_2=\left[387+124+\frac{9{,}2\cdot0{,}5\ (3890+1768)}{100}\right]\text{руб.}=771\ \text{руб.}$$

Планируемый прирост прибыли определяем по формуле (64):

$$\Delta П_3=\left[(1955-771)\ 35\right]\text{руб.}=41440\ \text{руб.}$$

Дополнительные капитальные вложения определяем по формуле (63):

$$\Delta K_3=\left\{\left[(3890+1768)-(2966+1348)\right]35\right\}\ \text{руб.}=47040\ \text{руб.}$$

Срок окупаемости дополнительных капитальных вложений рассчитываем по формуле (62):

$$T = \left(\frac{47040}{41440}\right) \text{ года} = 1{,}1 \text{ года}.$$

Условное высвобождение работающих определяем по формуле (66):

$$\Sigma Ч_э = \left[\frac{(50 \cdot 1/1{,}5 \cdot 4 \cdot 35 + 20 \cdot 1/3 \cdot 4 \cdot 35) - (50 \cdot 1/4 \cdot 35 + 20 \cdot 1/5 \cdot 4 \cdot 35)}{256 \cdot 8}\right] \text{чел.} = 2 \text{ чел.}$$

Годовую экономию металла рассчитываем по формуле (67):

$$\Delta G_м = \left(\frac{5 - 1{,}5}{5 \cdot 1{,}5} \quad \frac{11{,}5}{1000} \quad 1600 \cdot 35\right) \text{т} = 280 \text{ т}.$$

Приложение 5

Пример расчета экономической эффективности противокоррозионной защиты резервуаров для хранения нефти бакелитово-эпоксидным покрытием

Общие сведения

Долговечность резервуаров для хранения нефти с бакелитово-эпоксидным покрытием (новый вариант) возрастает до 30 лет. Бакелитово-эпоксидные покрытия позволяют снизить затраты на капитальные ремонты из-за коррозии резервуаров, уменьшить количество ремонтов, увеличить длительность межремонтного периода.

При расчете годового экономического эффекта за базу сравнения (базовый вариант) приняты затраты по резервуарам без покрытия (срок службы таких резервуаров 9 лет). Расчет годового экономического эффекта выполняем по формуле (37).

Исходные данные для расчета

Показатели	Базовый вариант	Новый вариант
Число резервуаров	10	
Средний срок службы резервуаров, лет	9	30
Периодичность проведения капитальных ремонтов одного резервуара, лет	5	30
Стоимость резервуара емкостью 2000 $м^3$, руб.	18964	23307
Стоимость проведения одного капитального ремонта резервуара, руб.	5985	

Расчет показателей экономической эффективности

Экономию годовых эксплуатационных издержек на резервуар определяем по формуле (60):

$$И_1 - И_2 = \left(\frac{5985}{5} - \frac{5985}{30}\right) \text{ руб.} = 997 \text{ руб.}$$

Годовой народнохозяйственный эффект определяем по формуле (37):

$$Э = \left[\left(18964\ \frac{1/9 + 0{,}15}{1/30 + 0{,}15} + \frac{997}{1/30 + 0{,}15} - 23307\right) 10\right] \text{руб.} =$$

= 91836 руб., или 9183 руб. на один резервуар емкостью 2000 м^3.

Годовой экономический эффект по нефтедобывающему предприятию от внедрения резервуаров с бакелитово-эпоксидным покрытием определяем по формуле (41):

$$Э = \left\langle\left\{\left[(997 + 18964\ \frac{1}{9}) + 18964 \cdot 0{,}15\right] - \left[(0 + 23307\ \frac{1}{30}) + 0{,}15 \times \right.\right.\right.$$

$$\left.\left.\left. \times 23307\right]\right\} 10\right\rangle \text{ тыс.руб.} = 16{,}850 \text{ тыс.руб.}$$

Отражение показателей экономической эффективности в плановых и отчетных показателях

Рассчитаем себестоимость (изменяющуюся часть) резервуаров:

а) по базовому варианту

$$C_1 = \left(\frac{18964 \cdot 7{,}5}{100}\right) \text{руб.} = 1422 \text{ руб.};$$

б) по новому варианту

$$C_2 = \left(\frac{23307 \cdot 7{,}5}{100}\right) \text{руб.} = 1748 \text{ руб.}$$

Планируемый прирост прибыли за год определяем по формуле (64):

$$\Delta П_з = \left[(1422 - 1748)\ 10\right] \text{руб.} = -3260 \text{ руб.}$$

Дополнительные капитальные вложения определяем по формуле (63):

$$\Delta K_з = \left[(23307 - 18964)\ 10\right] \text{ руб.} = 43430 \text{ руб.}$$

Срок окупаемости дополнительных капитальных вложений не рассчитываем, так как снижение себестоимости от внедрения резервуаров с покрытиями не получено.

Приложение 6

Пример расчета экономической эффективности противокоррозионной защиты бакелитово-эпоксидным покрытием водоводов сточных вод, сборка которых производится по предварительно приваренным кольцам из нержавеющей стали

Общие сведения

Напорные водоводы с бакелитово-эпоксидным покрытием собираются из труб с приваренными перед нанесением покрытия кольцами из нержавеющей стали (новый вариант). Сварка труб в трубопроводы производится в полевых условиях. Это позволяет производить сооружение водоводов как в летний, так и зимний периоды.

За базу сравнения (базовый вариант) при расчете экономической эффективности принимаем затраты по водоводам сточных вод без покрытия.

И в базовом и в новом варианте диаметр труб для водоводов принят равным 114 мм.

Расчет экономической эффективности выполняем по формулам (47) - (55)

Исходные данные для расчета

Показатели	Базовый вариант	Новый вариант
Средняя стоимость сооружения 1 км водовода, руб.	7833	
Средний срок службы 1 км водовода, лет	2	5
Масса 1 км водовода, т	25	
Стоимость покрытия 1 км водовода, руб.		1340
Среднегодовое число порывов на 1 км водовода	10,5	2
Стоимость ликвидации одного порыва, руб.	61,5	
Стоимость сварочных работ на одно кольцо из стали 0Х18Н10Т, руб.		0,276

Показатели	Базовый вариант	Новый вариант
Стоимость одного кольца из стали 0Х18Н10Т, руб.		1,49
Число колец из стали 0Х18Н10Т на 1 км водовода		200
Масса 1 *м* трубы, кг		13,44
Годовой объем внедрения водоводов с покрытием, км		14
Годовая норма амортизации водоводов сточных вод*	9,7	
Средняя продолжительность работ по ликвидации одного порыва, ч	8	
Численность рабочих, одновременно занятых при ликвидации одного порыва, чел.	4	
Число рабочих дней в году	256	

Расчет показателей экономической эффективности, руб.

Показатели	Базовый вариант	Новый вариант
Стоимость 1 км водовода	7833	$7833 + 0,276 \times 200 + 200 \cdot 1,49 + 1340 = 9526$
Годовые текущие издержки на 1 км водовода	$10,5 \cdot 61,5 = 646$	$2 \cdot 61,5 = 123$
Годовой экономический эффект по новому варианту	$\left(7833 \frac{1/2 + 0,15}{1/5 + 0,15} + \frac{646 - 123}{1/5 + 0.15} - 9526\right) 14 = 91241$	

* СССР. Госплан. Нормы амортизационных отчислений по основным фондам народного хозяйства СССР и положение о порядке планирования, начисления и использования амортизационных отчислений в народном хозяйстве. Срок введ. 01.01.1975. - М.: Экономика, 1974. - 144 с.

Годовой экономический эффект по нефтедобывающему предприятию от внедрения водоводов с покрытием рассчитываем по формуле (46):

$$Э = \left\langle \left\{ \left[(7833 \cdot 1/2 + 646) + 0{,}15 \cdot 7833 \right] - \left[(9526 \cdot 1/5 + 123) + 0{,}15 \cdot 9526 \right] \right\} \cdot 14 \right\rangle \text{ руб.} = 31920 \text{ руб.}$$

Отражение показателей экономической эффективности в плановых и отчетных показателях

Определяем себестоимость (изменяющуюся часть):

а) по базовому варианту

$$C_1 = \left(\frac{7833 \cdot 9{,}7}{100} + 646 \right) \text{ руб.} = 1406 \text{ руб.};$$

б) по новому варианту

$$C_2 = \left(\frac{9526 \cdot 9{,}7}{100} + 123 \right) \text{ руб.} = 1047 \text{ руб.}$$

Планируемый прирост прибыли определяем по формуле (64):

$$\Delta П_з = \left[(1406 - 1047) \cdot 14 \right] \text{ руб.} = 5026 \text{ руб.}$$

Дополнительные капитальные вложения рассчитываем по формуле (63):

$$\Delta K_з = \left[(9526 - 7833) \cdot 14 \right] \text{ руб.} = 23702 \text{ руб.}$$

Срок окупаемости дополнительных капитальных вложений определяем по формуле (62):

$$T = \left(\frac{23702}{5026} \right) \text{ года} = 4{,}7 \text{ года.}$$

Условное высвобождение работающих рассчитываем по формуле (66):

$$Ч_э = \left(\frac{4 \cdot 10{,}5 \cdot 14 \cdot 8 - 4 \cdot 2 \cdot 14 \cdot 8}{256 \cdot 8} \right) \text{ чел.} = 2 \text{ чел.}$$

Годовую экономию металла определяем по формуле (67):

$$\Delta G_м = \left(\frac{5 - 2}{5 \cdot 2} \cdot 13{,}44 \cdot 14 \right) \text{ т} = 56{,}4 \text{ т.}$$

Приложение 7

Формы для сбора и систематизации исходных данных для расчета экономической эффективности средств борьбы с коррозией

Обсадные колонны эксплуатационных скважин
по Мухановскому месторождению

№ скважины (пласт)	Дата ввода скважины в эксплуатацию	Длина обсадной колонны, м	Высота цементного кольца за колонной (от устья), м	Дата обнаружения негерметичности обсадной колонны	Глубина нарушения герметичности колонны (от устья), м	Стоимость проведения ремонтно-изоляционных работ, руб.
228($С_{II}$)	20.02.1958	2232	1934	31.01.1969	1007	61530
231($С_{II-III}$)	3.07.1957	2227	1836	12.12.1969	1100	38199
262($С_{II}$)	26.08.1966	2225	1924	29.03.1974	1710-2200	33281
270($С_{II-III-IУ}$)	31.05.1958	2234	1673	25.II.1964	1280	20019
270($С_{II-III-IУ}$)	31.05.1958	2234	1673	18.10.1965	1215-1265	33578
423($Д_{I}$)	3.10.1957	2953	938	15.II.1961	1550	31680
502($Д_{IУ}$)	24.06.1963	2964	1734	18.12.1967	2090-2260	33080

Примечание. Форма I заполняется по данным паспортов или дел на скважину, а также по данным инвентарных карточек по учету основных средств.

Форма 2

Насосно-компрессорные трубы скважин по месторождению Красный Яр

№ скважины (пласт)	Удельное содержание коррозионных компонентов в попутном газе, %	Способ эксплуатации скважин	Дата спуска насосно-компрессорных труб	Тип труб	Диаметр, толщина стенки (мм), длина колонн (м)	Дата замены труб, имевших не стойкость вследствие коррозии	Тип новых труб	Диаметр, толщина стенки (мм), длина колонн (м)	Срок службы заменен-ных труб, лет	Объем добычи за срок службы комплекта труб, т			Средняя обводненность нефти, %
										нефти	воды	суммарной	
I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0	II	I2	I3	I4
4 ($Б_2$)	H_2S I,8 CO_2 I,6	Глубинно-насосный	28.04.I964	Гладкие стальные группы прочности Д	73; 8; II00	3I.I0.I964	Гладкие стальные группы прочности Д	73; 8; II00	0,5	583	20065	20648	97,0
6 ($Б_2$)	То же	Тот же	23.06.I964	То же	73; 8; II00	23.08.I967	То же	73; 8; II00	3,I	38II7	66I6I	I04378	63,0
II ($Б_2$)	"	"	9.05.I963	"	73; 8; II00	I8.06.I966	"	73; 8; II00	3,I	37498	85498	I22996	69,0
45 ($Б_2$)	"	"	24.I0.I963	"	73; 8; II00	4.I0.I964	"	73; 8; II00	I,I	I000	22000	23000	96,0
I08 ($Б_2$)	"	"	25.I0.I962	"	73; 8; II00	20.07.I965	"	73; 8; II00	2,8	28II7	47488	75605	62,8
89 ($Б_2$)	"	"	II.09.I964	"	73; 8; II00	2I.08.I967	"	73; 8; II00	3,0	38995	84352	I23347	68,0

Примечания:

I. Для систематизации данных по НКТ нагнетательных скважин заполняются графы I,2,3,5,6,7,8,9,I0,II.

2. Форма 2 заполняется на основании данных дел или паспортов на скважину, актов на ликвидацию основных средств, нарядов на подземный и капитальный ремонт скважин.

Форма 3

Группировка скважин по обводненности нефти за весь срок службы НКТ
по Мухановскому месторождению

Обводненность нефти, %																	
0–10		11–20		21–30		31–40		41–50		51–60		61–70		71–80		81–90		91–100	
№ скважины	Срок службы труб, лет	№ скважины	Срок службы труб, лет	№ скважины	Срок службы труб, лет	№ скважины	Срок службы труб, лет	№ скважины	Срок службы труб, лет	№ скважины	Срок службы труб, лет	№ скважины	Срок службы труб, лет	№ скважины	Срок службы труб, лет	№ скважины	Срок службы труб, лет	№ скважины	Срок службы труб, лет
–	–	–	–	–	–	–	–	86	4	67	5,5	5	2,1	7	2,0	14	0,8	4	0,5
–	–	–	–	–	–	–	–	85	8,0	74	3,6	6	3,1	29	3,2	17	1,3	4	0,9
–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	46	3,5	48	3,5	17	1,0	4	1,5
–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	66	1,4	62	1,7	60	1,0	16	0,7
–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	66	1,7	74	2,8	62	1,2	17	0,9
–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	81	2,2	77	2,5	77	1,5	23	1,6
–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	81	1,8	79	2,8	79	1,4	45	1,1
–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	82	2,6	81	1,0	83	1,4	46	2,3
–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	89	3,0	82	1,0	18	1,0	49	1,3
–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	23	1,6	82	1,7	23	1,9	60	1,4
–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	108Б	2,8	82	1,1	26	0,5	61	0,3
–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	112	4,1	92	2,5	104	2,0	61	2,6
–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	92	3,6	26	2,5	110	1,8	61	2,3

Обводненность нефти, %																			
0-10		11-20		21-30		31-40		41-50		51-60		61-70		71-80		81-90		91-100	
№ скважины	Срок службы труб, лет	№ скважины	Срок службы труб, лет	№ скважины	Срок службы труб, лет	№ скважины	Срок службы труб, лет	№ скважины	Срок службы труб, лет	№ скважины	Срок службы труб, лет	№ скважины	Срок службы труб, лет	№ скважины	Срок службы труб, лет	№ скважины	Срок службы труб, лет	№ скважины	Срок службы труб, лет
–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	6	0,6	101	3,4	111	1,2	62	2,5
–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	11	3,1	104	2,5	71	2,8	62	1,5
–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	109	1,0	–	–	77	1,7
–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	111	0,4	–	–	79	1,0
–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	110	0,5	–	–	90	1,3
–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	109	1,5	–	–	18Б	2,5
–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	110	1,2	–	–	–	–
–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	23	1,0	–	–	101Б	1,6
–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	111	1,3
–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	108	2,0
–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	108	1,9
–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	108	1,0
–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	110	1,3
Средняя обводненность								6,0		4,5		2,3		1,8		1,4		1,4	

Примечание. Форма 3 заполняется на основании данных формы 2.

Форма 4

Насосные штанги по месторождению Красный Яр

№ скважины (пласт)	Дата спуска комплекта штанг в скважину	Диаметр (дюймов) и длина колонны штанг (м)	Дата замены штанг новыми	Диаметр (дюймов) и длина колонны новых штанг (м)	Срок службы штанг, лет	Средняя обводненность нефти за срок службы штанг, %
89 ($Б_2$)	I0.0I.I968	3/4; 400	I.08.I968	3/4; 400	0,7	92,0
I0I ($Б_2$)	7.0I.I969	3/4; 4I0	25.09.I969	3/4; 4I0	I,I	63,0
66 ($Б_2$)	27.0I.I969	3/4; 450	3I.I0.I970	3/4; 450	I,8	69,0
			25.03.I969	3/4; 420	0,2	80,0
			9.07.I969	3/4; 420	0,3	80,0
			2I.08.I969	3/4; 420	0,I	80,0
			3I.08.I969	3/4; 420	0,I	80,0

Примечания:

I. Форма 4 заполняется по данным инвентарных карточек основных средств, нарядов на подземный ремонт скважин, актов на ликвидацию основных средств.

2. Систематизация данных для расчета среднего срока службы насосных штанг производится в соответствии с формой 3.

Форма 5

Погружные электродвигатели (ПЭД) по Покровскому месторождению

№ скважины (пласт)	Дата спуска погружного электродвигателя	Дата подъема двигателя для проведения капитального ремонта	Время эксплуатации скважины в году, сут	Межремонтный период работы погружного электродвигателя, сут	Стоимость проведения ремонта, руб.		Обводненность нефти, %
					подземного (скважины)	капитального (погружного электродвигателя)	
I69 ($Б_2$)	I.0I.I967	7.05.I967		I37	602	I089	
		30.06.I967	305	53	602	I089	
		7.08.I967		37	602	I089	86,3
I68 ($Б_2$)	2.0I.I967	3I.06.I967		I49	602	I089	
		I5.09.I967	280	I07	602	I089	
		29.I0.I967		44	602	I089	94,5

Примечания:

I. По форме 5 систематизируются также и показатели работы электроцентробежных насосов, электрокабеля.

2. Расчет годового числа подземных ремонтов из-за нарушения изоляции погружного электродвигателя, а также расчет стоимости капитальных ремонтов производятся по форме 3.

3. Форма 5 заполняется на основании дачных дел или паспортов на скважину, инвентарных карточек по учету основных средств, актов на ликвидацию основных средств.

Форма 6

Сроки службы погружных электродвигателей на Покровском месторождении

Тип электродвигателя	Заводской номер	Дата ввода в эксплуатацию	Дата списания вследствие износа из-за коррозии	Первоначальная стоимость, руб.	Срок службы, лет
ПЭД - 35	-	2.03.1974	3.10.1977	1737	3,6
ПЭД - 35	-	4.02.1973	10.06.1976	1737	3,4
ПЭД - 20	-	21.06.1972	4.01.1976	1737	3,6
ПЭД - 35	-	1.12.1973	25.01.1977	1737	3,0
Средний срок службы					3,4

Примечание. Аналогично систематизируются данные по погружным центробежным электронасосам и электрокабелю (источник - акты на ликвидацию основных фондов).

Форма 7

Выкидные линии нефтяных скважин
Покровского месторождения

№ скважины (пласт)	Дата сооружения выкидной линии	Протяженность, м	Стоимость сооружения выкидной линии, руб.	Дата проведения капитального ремонта по замене выкидной линии	Срок службы выкидной линии, лет	Средняя обводненность нефти за весь срок службы линии, %
214 ($Б_2$)	10.01.1955	600	1635	10.07.1968	12,6	42,7
430 ($Б_2$)	5.01.1955	2393	8720	9.06.1966	10,5	52,0
235 ($Б_2$)	8.01.1955	2061	3433	20.07.1968	13,6	49,0
37 ($Б_2$)	12.01.1954	1255	3073	18.12.1968	14,0	51,0

Примечание. Форма 7 заполняется по данным дел или паспортов на скважину, инвентарных карточек по учету скважин, данным об учете затрат на капитальный ремонт.

Форма 8

Порыв выкидных линий нефтяных скважин, водоводов, коллекторов, трубопроводов по месторождению Красный Яр

№ скважины	Дата порыва	Дата ликвидации порыва	Простой скважины при ликвидации порыва, ч	Обводненность нефти, %
23	4.06.1970	4.06.1970	4	96,6
	25.04.1970	25.04.1970	3	96,6
	30.05.1970	30.05.1970	4	96,6
67	6.09.1969	6.09.1969	4	68,0
	22.12.1969	22.12.1969	3	68,0
68	30.03.1970	30.03.1970	7	57,0

Примечание. При систематизации порывов водоводов, коллекторов, трубопроводов графа "Обводненность нефти" не заполняется.

Форма 9

Внутрипромысловые коллекторы и магистральные трубопроводы

Трубопровод	Дата ввода в эксплуатацию	Протяженность, м	Тип труб	Диаметр, толщина стенки трубы, мм	Стоимость сооружения, руб.	Дата выхода из строя вследствие коррозии	Дата проведения капитального ремонта или ликвидации трубопровода	Стоимость капитального ремонта, руб.	Срок службы до полной замены, лет
Нефтепровод Красный Яр - Зольное	4.03.1959	27000	Гладкие стальные группы прочности Д	325; 8	470402	10.05.1968	10.05.1968 Ликвидирован	-	8,4
Нефтепромысловый коллектор 1-го участка	20.01.1957	10519	То же	168; 7	272140	8.07.1967	9.07.1967 Ликвидировано 1,5 км	10082	10,5

Примечание. Форма 9 заполняется по данным актов на ликвидацию основных средств, инвентарных карточек по учету основных средств.

Форма I0

Водоводы сточной воды по Покровскому месторождению

№ нагнетательной скважины	Протяженность водовода, м	Тип труб	Диаметр трубы, мм	Дата			Стоимость водовода, руб.	Срок службы водовода, лет	Годовое число порывов
				сооружения водовода	первого порыва водовода	замены водовода из-за коррозии			
347	300	Стальные нефтепроводные группы прочности Д	II4	2I.07.I97I	2I.08.I97I	I6.0I.I972	2560	0,4	9
				7.0I.I972	9.I0.I973	5.I2.I976	2560	5,0	4
375 556	I590		II4	4.04.I97I	I5.06.I97I	I2.06.I972	I3564	I,0	48
284 23	I700		II4	20.09.I97I	8.II.I97I	27.II.I972	I4503	I,I	5I

Примечание. Форма I0 заполняется по данным инвентарных карточек по учету основных средств, актов на ликвидацию основных средств.

Форма II

Насосы для перекачки агрессивных сточных вод

Тип насоса	Инвентарный номер	Место установки насоса	Дата начала и окончания работы насоса		Вид ремонта	Первоначальная стоимость насоса, руб.	Стоимость ремонта насоса, руб.	Срок службы насоса, лет
			ввода в эксплуатацию	остановки для капитального ремонта				
АЯП-300	3497	КНС-I	I4.02.I97I	2I.II.I97I	Замена	4I23	2340	0,7
				I9.02.I972	рабочих		2340	0,2
				I8.03.I974	колес		2340	2,0
АЯП-300х500	3486	КНС-2	I7.I2.I972	I5.05.I974	То же	3769	234I	I,4
8МС-7хI0	II40	КНС-I	29.0I.I972	3I.05.I974	" "	I843	2340	2,2

Примечание. Форма II заполняется по данным инвентарных карточек, актов на ликвидацию основных средств.

Форма 12

Смета на содержание звена по ликвидации порывов водоводов по системе поддержания пластового давления на год

Статьи затрат	Всего затрат, руб.	Стоимость, руб.	
		звено-дня	звено-часа
Заработная плата	12991	51,15	6,24
Начисления на заработную плату по социальному страхованию	1091	4,29	0,52
Транспортные расходы	23738	93,46	11,10
Материалы	531	2,09	0,25
Накладные расходы	696	2,74	0,34
Всего затрат	39017	153,73	18,75

Форма 13

Фонтанная арматура нагнетательных скважин Покровского месторождения

№ скважины	Тип арматуры	Дата		Срок службы, лет	Первоначальная стоимость, руб.
		монтажа	замены из-за коррозии		
139	АФТ-65	17.01.1972	20.01.1977	5,0	2387
16	АФТ-65	3.06.1967	7.06.1971	4,0	1406
426	АФТ-65	30.12.1967	28.10.1970	3,0	1406
246	АФТ-60х40	14.09.1968	10.03.1972	3,5	1073
563	АФТ-60х40	13.12.1969	8.12.1973	4,0	1207
Средний срок службы				3,9	

Примечание. Форма 13 заполняется по данным инвентарных карточек по учету основных средств и актов на ликвидацию.

Форма 14

Обработки призабойной зоны пласта по увеличению приемистости нагнетательных скважин по Покровскому месторождению

№ скважины	Дата ввода скважины в эксплуатацию	Дата проведения обработки призабойной зоны	Время между двумя обработками, сут	Средняя стоимость обработки, руб.
344	20.02.1972	25.04.1972		162,0
		27.04.1972	1	162,0
		8.06.1972	41	162,0
		1.08.1972	53	162,0
		9.11.1972	7	162,0
347	25.05.1971	10.08.1971		162,0
		15.11.1971	35	162,0
38	17.08.1959	15.09.1972		162,0
		13.10.1972	27	162,0
		1.12.1972	18	162,0

Примечание. Форма 14 заполняется по данным паспортов или дел на скважины.

Форма I5

Резервуары и емкости для хранения нефти

Резервуар, емкость	Инвентарный номер	Дата ввода в эксплуатацию	Стоимость сооружения, руб.	Дата проведения капитального ремонта из-за коррозии	Стоимость капитального ремонта, руб.	Дата списания из-за коррозии	Срок службы до полного износа, лет
РВС-3000	I254	II.I2.I967	24800	2.06.I97I	3289	-	-
				7.I2.I97I	7497	-	-
РВС-2000	I260	27.I2.I972	20400	3.08.I974	I654	-	-
РВС-2000	I259	I9.I2.I967	I7600	25.II.I974	I2I54	I9.I2.I974	7,0
РВС-700	I359	I4.05.I959	7060	I.04.I967	I350	-	-
РВС-5000	I362	23.I2.I962	54042	I0.05.I966	8352	-	-
Емкость 2000	-	20.08.I967	4I042	20.I2.I968	3407	20.04.I969	I2,3

Примечание. Форма I5 заполняется по данным паспортов на резервуары, инвентарных карточек по учету основных средств.

ОГЛАВЛЕНИЕ

I. Общие положения 3

2. Расчет годового экономического эффекта 9

Обсадные трубы из коррозионно-стойких сталей, обсадные трубы с противокоррозионным покрытием. Обсадные колонны, зацементированные по всей длине 9

Катодная противокоррозионная защита обсадных колонн скважин 13

Защита оборудования и выкидных линий скважин ингибиторами коррозии 15

Насосно-компрессорные трубы с внутренним покрытием (бакелитово-эпоксидным, эмалевым, стеклянным, металлическим) 20

Насосно-компрессорные трубы из алюминиевых сплавов и неметаллические насосно-компрессорные трубы 22

Трубопроводы (выкидные линии, коллекторы, водоводы, нефтепроводы) с внутренним покрытием 23

Защита трубопроводов (выкидных линий, коллекторов, водоводов, нефтепроводов) ингибиторами коррозии 25

Защита системы поддержания пластового давления (ППД) ингибиторами коррозии..... 27

Комплексная противокоррозионная защита системы ППД 28

Резервуары с бакелитово-эпоксидным покрытием внутренней поверхности 28

Защита резервуаров, трапных установок, установок деэмульсации ингибиторами коррозии..... 29

3. Отражение экономической эффективности противокоррозионной защиты в нормах, нормативах, в плановых и отчетных показателях 30

Приложения:

I. Пример расчета экономической эффективности противокоррозионной катодной защиты обсадных колонн скважин 34

2. Пример расчета экономической эффективности защиты оборудования и выкидных линий нефтяных скважин ингибитором коррозии И-1-А 40

3. Пример расчета экономической эффективности защиты системы ППД углеводородорастворимым ингибитором коррозии "Север-1" 46

4. Пример расчета экономической эффективности противокоррозионной защиты насосно-компрессорных труб бакелитово-эпоксидным покрытием 52

5. Пример расчета экономической эффективности противокоррозионной защиты резервуаров для хранения нефти бакелитово-эпоксидным покрытием 57

6. Пример расчета экономической эффективности противокоррозионной защиты бакелитово-эпоксидным покрытием водоводов сточных вод, сборка которых производится по предварительно приваренным кольцам из нержавеющей стали 59

7. Формы для сбора и систематизации исходных данных для расчета экономической эффективности средств борьбы с коррозией 62

ВНИИТнефть
МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ
по определению экономической эффективности
средств борьбы с коррозией в добыче нефти
РД 39-3-130-78

Редактор С.Ф.Пахомова

ЕО 01417. Подп. в печ. 6/XII 1979 г.
Формат 60x84 1/16. Бумага типографская №1.
Усл. печ. л. 4,6. Уч.-изд. л. 5,3.
Тираж 500 экз. Заказ № 6784 Цена 38 коп.

Куйбышев, ул.Авроры, 110.
Обл. типография им.Мяги, Куйбышев, ул.Венцека, 60.

gost.e-ecolog.ru