МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ НОВОЙ ТЕХНИКИ, ИЗОБРЕТЕНИЙ И РАЦИОНАЛИЗАТОРСКИХ ПРЕДЛОЖЕНИЙ В НЕФТЕДОБЫВАЮЩЕЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

РД 39-0147035-202-86

1986 год

gost.e-ecolog.ru

МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

СОГЛАСОВАНО

Государственный комитет СССР
по науке и технике
Письмо от 19.12.85 г.
№ 31-2/179

УТВЕРЖДЕНО

Заместитель Министра
нефтяной промышленности
С.М.Топлов
"30" декабря 1985 г.

Государственный комитет СССР
по делам изобретений и открытий
Письмо от 20.12.85 г.
№ 09/30-1671/22

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ

по определению экономической эффективности новой техники, изобретений и рационализаторских предложений в нефтедобывающей промышленности
РД 39-01147035-202-86

1985 год

Ускорение научно-технического прогресса в народном хозяйстве на современном этапе его развития является коренным вопросом экономической политики КПСС. Пути решения этой задачи определены Постановлением ЦК КПСС и Совета Министров с 18 августа 1983 г. № 814, решениями апрельского (1985 г.) Пленума ЦК КПСС. Вопросы ускорения научно-технического прогресса в народном хозяйстве были глубоко рассмотрены 11-12 июня 1985 г. на совещании в ЦК КПСС. Среди мер, направленных на ускорение научно-технического прогресса важное место принадлежит совершенствованию системы экономической оценки эффективных направлений создания и внедрения новой техники.

Настоящие методические указания предназначены для определения экономической эффективности от создания и внедрения новой техники, изобретений и рационализаторских предложений, а также для определения влияния новой техники на плановые(отчетные) показатели предприятий нефтедобывающей промышленности.

Методическими указаниями не рассматриваются вопросы методики определения экономической эффективности новой техники и технологии строительства скважин, переработки нефтяного газа и нефтепроводного транспорта, а также методы определения экономической эффективности автоматизированных систем управления предприятиями и организации производства и труда.

Данные методические указания вводятся взамен "Методических указаний по определению экономической эффективности новой техники, изобретений и рационализаторских предложений в нефтедобывающей промышленности" (РД 39-3-370-79).

Настоящий документ разработан по заданию Миннефтепрома Все-

союзным нефтегазовым научно-исследовательским институтом (ВНИИ) при участии Башкирского государственного научно-исследовательского и проектного института нефтяной промышленности (БашНИПИнефть), Государственного научно-исследовательского и проектного института нефтяной и газовой промышленности им. В.И.Муравленко (Гипротюменнефтегаз), Сибирского научно-исследовательского института нефтяной промышленности (СибНИИНП), Татарского государственного научно-исследовательского и проектного института нефтяной промышленности (ТатНИПИнефть), Всесоюзного научно-исследовательского института по креплению скважин и буровым растворам (ВНИИКрнефть) и ряда управлений Миннефтепрома.

Составители: Усачев П.М., Жечков А.И.,Дергунов П.В.

В составлении Методических указаний приняли участие:

1) от БашНИПИнефти - Белова А.В., Демблинг Т.В., Макаров А.В.;
2) от ВНИИ - Америка Л.Д.,Балашова Т.В., Карганов В.С.,Кузнецова Л.Б.,Лузина Н.И.;
3) от ВНИИКрнефти - Сошкин Н.М.,Калистов Г.Д., Фомичев В.С.;
4) от Гипротюменнефтегаза - Бернгардт Л.Г., Давыдов В.А.;
5) от СибНИИНП - Башкин П.О., Рудак О.В.;
6) от ТатНИПИнефти - Мотина Л.И., Савелькина А.М.,Соловьев А.Д Фаттахов Р.З., Юсупова А.С., Хегай В.Ф.;
7) от Технического управления Миннефтепрома - Бурченков Л.Ф.

Р У К О В О Д Я Щ И Й Д О К У М Е Н Т

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ

по определению экономической эффективности новой техники, изобретений и рационализаторских предложений в нефтедобывающей промышленности

РД-39-0147035-202-86

Вводится взамен РД 39-3-370-79

Срок введения установлен с1.01.86г.до 1.1.89г.

Р а з д е л I.
Общие положения

I.I. Настоящие методические указания устанавливают единые методы определения экономической эффективности новой техники, изобретений и рационализатороких предложений в нефтедобывающей промышленности и предназначены для:

а) технико-экономического обоснования выбора наилучших вариантов создания и внедрения новой техники[x];

б) отражения показателей экономической эффективности в нормах, нормативах и показателях планов об"единений и Министерства в целом;

в) расчета фактической эффективности новой техники;

г) отражения показателей экономической эффективности в государственной статистической отчетности Р-IO, 2НТ, 4НТ, IOНТ, I2НТ и других формах, связанных с внедрением новой техники, изобретений и рационализаторских предложений;

x) Здесь и далее под новой техникой понимаются также изобретения и рационализаторские предложения.

д) расчёта размера фонда поощрения за создание и внедрение новой техники и вознаграждений за изобретения и рационализаторские предложения, а также фондов поощрения за осуществление мероприятий планов по новой технике, внедряемых в порядке заимствования передового опыта;

в) совершенствования ценообразования.

I.2. Настоящие методические указания разработаны в соответствии с "Методикой (основные положения) определения экономической эффективности использования в народном хозяйстве новой техники, изобретений и рационализаторских предложений", утвержденной постановлением Государственного комитета Совета Министров СССР по науке и технике, Госпланом СССР, Академией наук СССР и Государственным комитетом СССР по делам изобретений и открытий от I4 февраля I977 года № 48/I6/I3/3, а также постановлением Государственного комитета СССР по науке и технике, Госплана СССР, Президиума Академии наук СССР и Государственного комитета СССР по делам изобретений и открытий от 24 августа I983 года № 473/227/II7/9 " Об утверждении Разъяснения по применению отдельных положений Методики определения экономической эффективности использования в народном хозяйстве новой техники, изобретений и рационализаторских предложений". Методические указания являются обязательными для нефтедобывающих объединений, научно-исследовательских и проектных институтов и органов управления Министерства нефтяной промышленности на всех стадиях создания, освоения и внедрения новой техники в отрасли.

I.3. При расчетах экономической эффективности по данной Методике к новой технике относятся впервые реализуемые в нефтедобывающей промышленности результаты научных исследований и прикладных разработок, содержащие изобретения и другие научно-

технические достижения, обеспечивающие при их использовании в соответствии с планами внедрения новой техники и передовой технологии всех уровней управления отраслью повышение технико-экономических показателей деятельности предприятий и объединений или решение социальных и других задач развития нефтедобывающей промышленности. К новой технике, эффективность которой определяется по данным методическим указаниям, в нефтедобывающей промышленности относятся:

а) новые или усовершенствованные технологии разработки нефтяных месторождений;

б) новые или усовершенствованные технологические процессы воздействия на нефтяные пласты;

в) новые или усовершенствованные технологические процессы воздействия на призабойную зону скважин;

г) новая или усовершенствованная техника эксплуатации скважин, а также капитального и подземного ремонта скважин;

д) новая или усовершенствованная технология и оборудование сбора, подготовки и внутрипромыслового транспорта нефти, попутного газа и пластовой воды;

е) новые или усовершенствованные системы комплексной автоматизации и управления процессами добычи нефти и газа;

ж) новые или усовершенствованные методы и средства борьбы с коррозией нефтепромыслового оборудования;

з) новые или усовершенствованные технологии вторичного освоения скважин;

и) новые или усовершенствованные средства борьбы с соле- и парафино-отложениями;

к) прочие виды новой техники и технологии, обеспечивающие

при их использовании улучшение технико-экономических показателей производства.

I.4. В проектах разработки и обустройства нефтяных месторождений экономическая эффективность по данной Методике определяется отдельно по каждому виду новой техники.

I.5. Решение о целесообразности создания и внедрения новой техники принимается на основе экономического эффекта, определяемого на годовой объём производства новой техники в расчётном году (годового экономического эффекта). За расчётный год принимается первый год после окончания планируемого (нормативного) срока освоения производства новой техники. Как правило, это второй или третий календарный год серийного выпуска новой продукции или использования новой технологии производства. При определении годового экономического эффекта от изобретений и рационализаторских предложений за расчётный год принимается первый год их использования.

Расчеты экономической эффективности являются обязательной составной частью всех этапов работы по созданию и внедрению новой техники от оформления заказ-наряда на разработку, выбора направления НИР, ОКР до серийного производства и промышленного использования объектов новой техники и технологии.

Расчеты годового экономического эффекта от создания и внедрения новой техники выполняются:

- на этапе формирования планов научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ - в процессе выбора оптимального варианта новой техники и принятия решения о её создании - разработчиком новой техники на основе технико-экономических показателей, согласованных с основным потребителем (заказ-

чиком)[x];

- на этапе формирования отраслевого плана развития науки и техники и планов об"единений-разработчиком совместно с изготовителем и согласовываются с основным потребителем (заказчиком)[x].

Расчеты годового экономического эффекта от использования рационализаторских предложений выполняются предприятиями, их использовавшими, а в случае выдачи удостоверения на рационализаторское предложение министерством или об"единениями - Миннефтепромом, об"единением.

Порядок утверждения расчетов экономического эффекта от внедрения новой техники, использования изобретений и рационализаторских предложений устанавливается Миннефтепромом.

Расчеты, выполняемые для определения размеров фондов поощрения за разработку и внедрение новой техники, при годовом экономическом эффекте свыше 2 млн.руб. согласовываются с Государственным комитетом СССР по науке и технике в соответствии с порядком, изложенным в письме Комитета от 27 декабря 1982 года № 3I-2/I35.

В процессе создания и внедрения новой техники проводятся следующие виды расчетов экономической эффективности:

а) расчет гарантированного годового экономического эффекта. Гарантированный экономический эффект - это ожидаемый согласованный разработчиком с заказчиком экономический эффект, рассчитанный на основе гарантируемой разработчиком удельной эффективности новой техники и гарантируемом заказчиком об"еме ее внедрения;

---

x) Основной потребитель (заказчик) обязан в 2-х месячный срок по получении запроса подтвердить расчет годового экономического эффекта или представить разработчику (изготовителю) необходимые данные для расчета.

б) предварительный расчет экономической эффективности. Предварительный расчет- это расчет ожидаемой экономической эффективности, уточненный итогами работы первой стадии НИР или ОКР. Выполняется институтом-разработчиком для согласования с заказчиком технического задания по заказ-наряду. Результаты расчета используются заказчиком для принятия решения о целесообразности продолжения НИР и ОКР;

в) расчет экономического эффекта по выбору лучшего варианта технического решения. Выполняется разработчиком на стадии НИР и ОКР как экономическое обоснование принимаемых технических решений;

г) плановый расчет экономической эффективности. Это расчет ожидаемой экономической эффективности, выполняемый на базе данных предварительного расчета, уточненного результатами изготовления и испытания опытного образца (установочной серии). Плановый расчет используется для планирования экономической эффективности и фондов поощрения при составлении единого плана внедрения новой техники и соответствующего раздела финансового плана,

д) расчет фактической экономической эффективности от производства и использования новой техники. Выполняется внедряющей организацией после I, 2, 3 годов внедрения новой техники по методике, согласованной с институтом-разработчиком.

Главное назначение расчета гарантированного экономического эффекта - рациональное размещение выделяемых заказчику средств на НИР и ОКР.

Выбор направлений создания и внедрения новой техники определяется по формуле:

$$Э_А = \frac{Э_г}{К} \qquad (I)$$

$Э_д$ - общая эффективность, руб/руб.затрат;

$Э_г$ - гарантированный экономический эффект за год, руб.

$К$ - затраты по теме, руб.

Выбор лучшего варианта размещения средств на исследования производится заказчиком по показателю общей эффективности путем сравнения его с нормативным.

I.6. При определении годового экономического эффекта в зависимости от стадий создания и использования новой техники принимается следующий об"ем производства:

а) на первом этапе (проведение научно-исследовательских работ, разработка технического проекта, рабочих чертежей и другой технической документации, изготовление опытного образца или опытной партии, испытание, доводка и сдача МВК) - об"ем планируемого во втором календарном году серийного выпуска новой продукции или использования новой технологии производства;

б) на втором этапе (разработка технологии производства, изготовление оснастки, освоение серийного выпуска новой продукции, а также внедрение ее или использование новой технологии производства) - об"ем выпуска в планируемом году;

I.7. Для отражения годового экономического эффекта и составляющих его элементов, а также других показателей экономической эффективности новой техники в нормах, нормативах и показателях планов (об"единений и Министерства в целом) расчет соответствующих данных производится по всем годам планируемого периода их производства и эксплуатации.

I.8. Годовой экономический эффект новой техники представляет собой суммарную экономию всех производственных ресурсов, которые получает народное хозяйство в результате производства и использования новой техники и которая, в конечном счете, выражает-

ся в увеличении национального дохода.

I.9. Определение годового экономического эффекта основывается на сопоставлении приведенных затрат по базовой и новой технике. Приведенные затраты представляют собой сумму себестоимости и нормативной прибыли:

$$З = С + E_н K \qquad (2)$$

где: $З$ - приведенные затраты на единицу продукции (работы), руб;

$С$ - себестоимость единицы продукции (работы), руб;

K - удельные капитальные вложения в производственные фонды, руб;

$E_н$ - нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений.

I.IO. Для обеспечения адекватного подхода в масштабе всего общественного производства к оценке экономической эффективности новой техники и исходя из того, что организация ее производства требует дополнительных народнохозяйственных ресурсов, в расчетах используется единый нормативный коэффициент экономической эффективности капитальных вложений, равный 0,I5.

В тех случаях, когда внедрение отдельных об"ектов новой техники в связи со сложившимися в отрасли условиями, а также по соображениям необходимости решения социальных и других задач, не дает экономического эффекта (прирост прибыли ниже нормативного уровня), решение о целесообразности включения в план таких об"ектов новой техники принимается Министерством по согласованию с Госпланом СССР и Государственным комитетом СССР по науке и технике.

I.II. При определении годового экономического эффекта должна быть обеспечена сопоставимость сравниваемых вариантов новой и

базовой техники по:

а) об"ему производимой с помощью новой техники продукции (работ);

б) качественным параметрам продукции;

в) природным условиям использования техники;

г) уровню потерь нефти и газа в отрасли;

д) фактору времени;

е) специальным факторам производства и использования продукции, включая влияние на окружающую среду.

I.I2. Под об"емом производимой с помощью новой техники продукции и работ следует понимать: об"емы добычи, подготовки, хранения и внутрипластовой транспортировки нефти, газа, воды; подготовки и закачки в пласты воды, воздуха, газа, пара и т.д.; об"емы выполняемых ремонтных и других работ.

В расчетах годового экономического эффекта учитываются только те изменения об"ема производства, которые являются результатом внедрения мероприятий.

I.I3. Экономическое обоснование направления создания и внедрения новых способов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений производится исходя из суммарного экономического эффекта, определенного на основе замыкающих затрат в размере 60 руб/т нефти, согласованных с Государственным комитетом СССР по ценам II ноября 1985 года, попутного (нефтяного) и природного газа по оптовым ценам предприятия, совокупных затрат за весь срок их рентабельной разработки и с учетом фактора времени.

I.I4. При определении экономической эффективности новой техники, увеличивающей конечное нефтеизвлечение из пластов, об"ем

приведенных затрат в базовом варианте увеличивается на произведение годового прироста добычи нефти в сравниваемом варианте на замыкающие затраты на I т прироста добычи нефти, утвержденные отрасли в установленном порядке.

I.I5. Приведение сравниваемых вариантов новой техники в сопоставимый вид по качеству продукции, которое зависит от внедряемой техники (качество первичной подготовки нефти, газа и пластовой воды и др.), производится путем исчисления дополнительных затрат по вариантам, необходимых для обеспечения качества продукции, установленного в ГОСТах и технических условиях.

I.I6. Варианты новой техники с различным уровнем потерь нефти и газа в отрасли производятся в сопоставимый вид путем добавления затрат на безвозвратные потери в вариантах с более низким уровнем использования нефти и газа до равновеликого уровня других сравниваемых вариантов. Оценка безвозвратных потерь нефти производится по замыкающим затратам 60 руб на I т нефти, а попутного (нефтяного) и природного газа - по оптовым ценам предприятия.

I.I7. При расчетах годового экономического эффекта и сравнения вариантов новой техники учитывается фактор времени в тех случаях, когда капитальные вложения осуществляются в течение ряда лет, а также когда текущие издержки и результаты производства, вследствие изменений режима работы об"екта новой техники, существенно меняются по годам эксплуатации.

Учет фактора времени осуществляется путем приведения к одному моменту времени (началу расчетного года) единовременных и текущих затрат на создание и внедрение новой и базовой техники и результатов их применения. Такое приведение осуществляется с помощью коэффициента приведения, исчисляемого по формуле:

$$\alpha = (1+E_n)^t \qquad (3)$$

где: α - коэффициент приведения;

E_n - норматив приведения (приложение I);

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

Затраты и результаты, осуществляемые и получаемые до начала расчетного года, умножаются на коэффициент приведения (α), а после начала расчетного года делятся на этот коэффициент.

Приведение разновременных затрат и результатов производства проводится на стадии выбора направлений создания и внедрения новой техники. Расчет годового фактического экономического эффекта осуществляется без учета фактора времени.

Приведение разновременных затрат и результатов производства используется только в расчетах годового экономического эффекта и не может служить основанием для изменения сметной стоимости об"ектов новой техники и других плановых показателей.

I.I8. Выбор базы сравнения при определении годового э..экономического эффекта новой техники производится в зависимости от этапов и назначения осуществляемых расчетов, а также специфики проявления инженерного эффекта от ее использования в разработке нефтяных месторождений и эксплуатации скважин.

На этапе формирования планов научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ в процессе выбора оптимального варианта новой техники и принятия решения о ее создании - за базу сравнения принимаются технико-экономические показатели лучшей техники, спроектированной или имеющейся в СССР (либо лучшей зарубежной техники, которая может быть закуплена в необходимом количестве или разработана в СССР на основе приобретения лицен^{3}ий).

При этом в качестве базовой принимаемости та из указанной техники, приведенные затраты по которой в расчете на единицу продукции (работы), производимой с помощью этой техники, являются наименьшими.[x)]

В процессе выбора оптимального варианта новых технологий разработки нефтяных месторождений и эксплуатации скважин и принятии решения об их создании за базу сравнения принимаются проектные (расчетные) технико-экономические показатели добычи нефти с использованием заменяемой технологии. Расчетные (проектные) технико-экономические показатели определяются в соответствии с отраслевыми методическими руководствами, утвержденными в установленном порядке.

На этапе формирования отраслевых планов развития науки и техники и планов по внедрению новой техники и передовой технологии предприятий и об"единений за базу сравнения принимается лучшая по технико-экономическим показателям из освоенной в производстве техники, взамен которой предусматривается освоение новой, более эффективной техники.

На этапе производства и применения новой техники в соответствии с планами внедрения новой техники и передовой технологии предприятий и об"единений отрасли при определении планового (гарантированного) и фактического годового экономического эффекта в расчетном году за базу сравнения принимаются:

- при производстве и внедрении новой техники на предприятии взамен аналогичной по назначению техники - технико-экономические показатели техники, заменяемой на данном предприятии;

x) Для создаваемых новых средств труда долговременного применения получаемый потребителем экономический эффект, рассчитанный в соответствии с формулой (8) настоящих Методических указаний за весь срок службы, является по отношению к расчетному году величиной потенциальной.

- при производстве и внедрении новой техники на предприятии, ранее не производившем (не внедрявшем) аналогичную технику, - технико-экономические показатели техники, производимой и используемой на другом предприятии Миннефтепрома. Если аналогичная по назначению техника производится или используется на нескольких предприятиях Миннефтепрома за базу сравнения принимаются лучшие технико-экономические показатели ее производства и эксплуатации на предприятиях, об"единениях Миннефтепрома. Правильность выбора базысравнения в этом случае должна быть подтверждена соответствующим управлением Миннефтепрома;
- при производстве новой техники на предприятиях и в об"единениях отрасли впервые - технико-экономические показатели лучшей из имеющейся в стране техники, аналогичной по назначению. Правильность выбора базы сравнения должна быть подтверждена Министерством, ведомством, ответственным за производство данного вида техники, в 2-х месячный срок по получении задания;
- при внедрении новой технологии разработки нефтяного месторождения - расчетные (проектные) технико-экономические показатели его разработки с использованием заменяемой технологии;
- при внедрении новой технологии на нефтяных месторождениях, разработка которых известными методами невозможна - замыкающие затраты на I т прироста добычи нефти;
- при внедрении новой технологии воздействия на призабойную зону скважины - расчетные технико-экономические показатели, определяемые на основе входных дебитов скважин.

В системе ценообразования за базу сравнения принимаются показатели лучшей техники.

I.I9. При определении экономической эффективности учитывается только тот прирост продукции, который непосредственно получен за счет внедрения конкретного мероприятия.

Прирост добычи нефти, определяемый в соответствии с действующими отраслевыми Методическими указаниями, учитывается в расчетах экономической эффективности внедрения следующих видов новой техники:

а) технологии разработки нефтяных месторождений;

б) технологические процессы воздействия на нефтяные пласты;

в) технологические процессы воздействия на призабойную зону нефтяных скважин;

г) технологические процессы вторичного освоения скважин.

I.20. Расчетная добыча нефти и газа без проведения мероприятий по внедрению новой техники (базовая) определяется в соответствии с действующими в отрасли руководящими документами по формуле:

$$A_1 = A_2 - \Delta A \qquad (4)$$

где: A_1 – расчетная добыча нефти и газа без проведения мероприятия, т;

A_2 – добыча нефти и газа с проведением мероприятий, т;

ΔA – дополнительная добыча нефти и газа от мероприятия, т.

I.2I. В экономических обоснованиях и расчетах эффективности новой техники, кроме стоимостных, используются также натуральные показатели (прирост добычи нефти и газа, увеличение приемистости нагнетательных скважин, удельный расход электроэнергии, реагентов и других материалов, сокращение численности работников, увеличение межремонтного периода работы оборудования, сокращение потерь нефти и газа, качество подготовки нефти, газа и пластовой воды и другие).

Раздел II. Расчет годового экономического эффекта

2.I. Расчет годового экономического эффекта от применения новых технологических процессов, оборудования, механизации и автоматизации производства, обеспечивающих экономию производственных ресурсов при выпуске одной и той же продукции, производится по формуле:

$$Э = (З_1 - З_2) \cdot А_2 \qquad (5)$$

где: $Э$ - годовой экономический эффект, руб;

$З_1$ и $З_2$ - приведенные затраты на единицу продукции (работы), производимой с помощью базовой и новой техники, определяемые по формуле (I), руб;

$А_2$ - годовой об"ем производства продукции (работы) с помощью новой техники, в натуральных единицах.

Формула 5 может иметь вид:

$$Э = [(С_1 + Е_н К_1) - (С_2 + Е_н К_2)] А_2 \qquad (6)$$

где: $С_1$ и $С_2$ - себестоимость единицы продукции (работ) по вариантам, руб;

$К_1$ и $К_2$ - удельные капитальные вложения, необходимые для использования техники по вариантам, руб;

$Е_н$ - нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений;

$А_2$ - годовой об"ем производства продукции (работ) в расчетном году с помощью новой техники, в натуральных единицах.

В тех случаях, когда внедрение новой техники требует дополнительных капитальных затрат, обеспечивая при этом равный об"ем производства по сравнению с базовым вариантом, расчет го-

дового экономического эффекта может быть произведен по формуле:

$$Э = (C_1 - C_2) \times A_2 - E_н \Delta K, \qquad (7)$$

где: ΔK - дополнительные капитальные вложения, необходимые для использования новой техники, руб.

2.2. Расчет годового экономического эффекта от разработки и производства новых средств труда долговременного применения (машины, оборудование, приборы и т.п.) с улучшенными качественными характеристиками (производительность, долговечность, надежность эксплуатации и т.д.) производится разработчиками только на стадии ТЭО создания и производства этих средств по формуле:x)

$$Э = \left[З_1 \frac{B_2}{B_1} \cdot \frac{P_1 + E_н}{P_2 + E_н} + \frac{(И_1' - И_2') - E_н (K_2' - K_1')}{P_2 + E_н} - З_2 \right] \times A_2 \qquad (8)$$

где: $З_1$ и $З_2$ - приведенные затраты единицы соответственно базового и нового средства труда, определяемые по формуле (1), руб;

$\frac{B_2}{B_1}$ - коэффициент учета роста производительности единицы нового средства труда по сравнению с базовым;

B_1 и B_2 - годовые об"емы продукции (работы), производимые при использовании единицы соответственно базового и нового средства труда, в натуральных единицах;

$\frac{P_1 + E_н}{P_2 + E_н}$ - коэффициент учета изменения срока службы нового средства труда по сравнению с базовым;

---

x) К производству новых средств труда долговременного применения не относятся работы, связанные с изменением параметров оборудования в процессе его эксплуатации. Если изменение параметров оборудования производится в процессе его использования, то годовой экономический эффект определяется по формуле (6).

P_1 и P_2 - доля отчислений от балансовой стоимости на полное восстановление (реновацию) базового и нового средства труда. Рассчитываются как величины, обратные срокам службы средств труда, определяемые с учетом их морального износа. Они могут быть приняты по данным приложения 2;

$E_н$ - нормативный коэффициент эффективности (0,I5);

$\frac{(И_1'-И_2')-E_н(К_2'-К_1')}{P_2+E_н}$ - экономия потребителя на текущих издержках эксплуатации и отчислениях от сопутствующих капитальных вложений за весь срок службы нового средства труда, руб;

$К_1'$ и $К_2'$ - сопутствующие капитальные вложения потребителя (капитальные вложения без учета стоимости рассматриваемых средств труда)[x] при использовании базового и нового средства труда в расчете на годовой об"ем продукции (работы), производимой с помощью нового средства труда, руб;

$И_1'$ и $И_2'$ - годовые эксплуатационные издержки потребителя при использовании им базового и нового средства труда в расчете на об"ем продукции (работы), производимой с помощью нового средства труда, руб. В этих издержках учитывается не полная сумма, а только часть амортизации, предназначенная на капитальный ремонт средств труда, т.е. без учета средств на их реновацию, а также амортизационные отчисления по соответствующим

x) К сопутствующим относятся капитальные вложения потребителя, об"ем которых изменяется при внедрении новой техники (без учета стоимости рассматриваемых средств труда).

капитальным вложениям потребителя;

A_2 - годовой об"ем производства новых средств труда в расчетном году, в натуральных единицах.

Для создаваемых новых средств труда долговременного применения получаемый потребителями экономический эффект является по отношению к расчетному году величиной потенциальной. Ввиду этого расчёт годового экономического эффекта по данной формуле определяется разработчиком (производителем) только на стадии создания и производства новых средств труда долговременного пользования.

Годовой экономический эффект от внедрения этих средств труда определяется внедряющими предприятиями и объединениями по формулам 6 или 7.

2.3. Расчёт годового экономического эффекта от применения новых технологических процессов разработки нефтяных месторождений, обеспечивающих увеличение конечного коэффициента извлечения нефти и сокращения безвозвратных потерь нефти, производится по формуле:x)

$$Э = З_1 \times A_1 + H \times \Delta A - З_2 \times A_2 \qquad (9)$$

где: $З_1$ и $З_2$ - приведенные затраты на добычу I т нефти соответственно без применения и с использованием новой техники, руб/т;

A_1 и A_2 - годовая добыча нефти соответственно без применения и с использованием новой техники, т.;

ΔA - годовая добыча нефти за счёт применения новой техники, т ($\Delta A = A_2 - A_1$);

H - замыкающие затраты на I т прироста добычи нефти, б.

x) В тех случаях, когда $H < З_1$, следует пользоваться формулами 5, 6, 7.

для расчёта годового экономического эффекта от применения новой технологии, обеспечивающей увеличение конечного коэффициента извлечения нефти на действующих промыслах, может быть использована формула:

$$Э = C_1 \times A_1 + H \times \Delta A - C_2 \times A_2 - E_н \times \Delta K, \qquad (10)$$

где: ΔK - дополнительные капитальные вложения, руб.

При относительно небольших масштабах внедрения новой технологии ,(опытные участки, группы скважин и др.) обеспечивающей увеличение конечного коэффициента извлечения нефти, расчёт годового экономического эффекта может производиться по формуле:

$$Э = H \times \Delta A \pm \Delta C \pm E_н \Delta K \qquad (11)$$

где: ΔC - дополнительные текущие расходы, связанные с внедрением новой технологии, руб.

Дополнительные текущие расходы определяются по следующей формуле:

$$\Delta C = \Delta A_0 + \Delta T + \Delta P_г + \Delta П_{уп} \qquad (12)$$

где: ΔA_0 - амортизация стоимости дополнительного оборудования, связанного с внедрением новой технологии, руб;

ΔT - дополнительные текущие расходы по обслуживанию новых технологических процессов и оборудования, руб;

$\Delta P_г$ - отчисления на геолого-разведочные работы,руб;

$\Delta П_{уп}$ - условно-переменные расходы на добычу нефти,руб;

Для определения годового экономического эффекта от применения новой технологии на нефтяных месторождениях, разработка

которых известными методами невозможна, используется формуле:

$$Э = (Н - З') \times \Delta A \qquad (13)$$

где: $З'$ – приведенные затраты на добычу нефти в условиях применения новой технологии.

2.4. Годовой экономический эффект от использования новых технологических процессов воздействия на призабойную зону нефтяных скважин, оптимизации применяемых способов эксплуатации скважин с применением ЭВМ (выбор оптимальных режимов работы скважин, перевод с одного способа эксплуатации на др.), комплексной автоматизации предприятий по добыче нефти и газа, обеспечивающих прирост текущей добычи нефти, определяется по формуле:

$$Э = C_1 \times A_1 + H' \times \Delta A - C_2 \times A_2 - E_н \times \Delta K, \qquad (14)$$

где: H' – специальный норматив удельных приведенных затрат на I т прироста текущей добычи нефти. Для двенадцатой пятилетки устанавливается на уровне 30 руб/т.

Расчёт годового экономического эффекта по отдельно взятой скважине или группе скважин производится по формуле:

$$Э = H' \times \Delta A \pm \Delta C \pm E_н \times \Delta K, \qquad (15)$$

где: ΔC – дополнительные текущие расходы, связанные с внедрением мероприятия, руб.

Объём дополнительных текущих расходов, связанных с внедрением мероприятия, определяется с учётом статей затрат, указанных в формуле (12).

Годовой экономический эффект от использования новых технологических процессов воздействия на призабойную зону нагнетательных скважин определяется по формуле:

$$Э = (C_1 - C_2) \times Q_2 - E_н \Delta K \qquad (16)$$

где: C_1, C_2 - себестоимость закачки воды, соответственно, при базовой и новой технологии, руб/м^3;

Q_2 - закачка воды в условиях новой технологии воздействия на призабойную зону нагнетательных скважин, м^3.

2.5. Расчёт годового экономического эффекта от производства и использования новых или усовершенствованных предметов труда (материалы, сырье, топливо), а также средств труда со сроком службы менее одного года производится разработчиками только на стадии ТЭО создания и производства этих предметов труда по формуле:

$$Э = \left[З_1 \times \frac{У_1}{У_2} + \frac{(И_1' - И_2') - E_н (K_2' - K_1')}{У_2} - З_2 \right] \times A_2 \qquad (17)$$

где: $З_1$ и $З_2$ - приведенные затраты единицы соответственно базового и нового предмета труда, руб;

$У_1$ и $У_2$ - удельные расходы соответственно базового и нового предмета труда в расчёте на единицу продукции (работы), выпускаемой потребителем, в натуральных единицах;

$И_1'$ и $И_2'$ - затраты на единицу продукции (работы), выпускаемой потребителем при использовании базового и нового предметов труда без учёта их стоимости, руб.;

K_1' и K_2' - сопутствующие капитальные вложения потребителя при использовании им базового и нового предмета труда в расчёте на единицу продукции (работ), производимой с помощью нового предмета труда, руб.;

A_2 - годовой объем производства нового предмета труда в расчетном году, в натуральных единицах.

Значение показателей $З_1$ и $З_2$ в формулах 8,17, а также $Р_1$ и $Р_2$ в формуле 8 определяется организацией (предприятием) -разработчиком и согласуется с Миннефтепромом или головным предприятием-потребителем.

Расчёт годового экономического эффекта по данной формуле производится разработчиком новых или усовершенствованных предметов труда на стадии их разработки и производства.

Потребитель производит расчёт годового экономического эффекта от использования этих средств труда по формулам 5,6,7.

2.6. Расчёт годового экономического эффекта от производства и использования единицы новой техники, применяемой в нескольких сферах потребления, производится по формуле:

$$Э = \sum_{i=1}^{n} Эi \times Ai \qquad (18)$$

где: $Эi$ - годовой экономический эффект от производства и использования единицы новой техники, применяемой в i-ой сфере потребления, руб. База сравнения применяется индивидуально по каждой сфере потребления новой техники;

Ai - часть выпуска новой техники в расчетном году, предназначенная для применения в i-ой сфере потребления, в натуральных единицах;

n - количество сфер потребления новой техники.

2.7. Расчеты годового экономического эффекта от производства новой продукции повышенного качества с более высокой ценой для удовлетворения нужд населения, в том числе создаваемой на основе изобретений и рационализаторских предложений, осуществляются, исходя из прироста прибыли от реализации единицы указанной новой продукции по сравнению с продукцией аналогичного назначения, удельных дополнительных капитальных вложений с учетом нормативного коэффициента их эффективности и годового об"ема производства этой продукции. Сравниваемые варианты должны быть сопоставлены по уровню рентабельности.

Расчеты годового экономического эффекта от производства новой продукции, не имеющей базы сравнения (принципиально новой продукции), осуществляются исходя из прибыли от реализации единицы этой продукции, удельных капитальных вложений с учетом нормативного коэффициента их эффективности и годового об"ема производства принципиально новой продукции. При отнесении продукции к принципиально новой следует руководствоваться критериями новизны, установленными Миннефтепромом по согласованию с Государственным комитетом по науке и технике. Основными критериями принципиальной новизны являются: новое назначение продукции , либо принципиально новые для данного вида изделий технические решения[x)].

---

x) Данный метод расчета экономического эффекта не распространяется на спецпродукцию.

2.8. При определении годового экономического эффекта в составе капитальных вложений изготовителей и потребителей техники учитываются как непосредственные капитальные вложения, включающие затраты в соответствии с "Методическими указаниями к составлению плана развития народного хозяйства СССР" (Госплан СССР), так и единовременные затраты, необходимые для создания и использования техники вне зависимости от источников их финансирования:

- затраты на научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы, включая испытание и доработку опытных образцов (только в варианте новой техники учитываются в $З_2$).

В случае, если результаты научно-исследовательских, опытно-конструкторских и проектных работ, связанных с созданием новой техники на уровне открытий, дадут возможность в будущем значительно расширить масштабы их применения, то на рассматриваемое мероприятие по новой технике следует относить только часть соответствующих затрат, определяемую экспертным путем:

- затраты на приобретение, доставку, монтаж, демонтаж, техническую подготовку, наладку и освоение производства;

- затраты на пополнение оборотных фондов, связанные с созданием и использованием новой техники;

- стоимость необходимых производственных площадей и других элементов основных фондов, непосредственно связанных с производством новой и базовой техники;

- затраты на технические мероприятия и установки, предотвращающие отрицательные последствия влияния эксплуатации техники на природную среду (предотвращение загрязнения окружающей среды), а также на условия труда (снижение производственного шума, поддержание климатических условий в производственных помещениях, предотвращение травматизма и т.д.);

- убыток (со знаком плюс) или прибыль (со знаком минус) от дополнительной добычи нефти и газа в период освоения новой техники.

Состав капитальных вложений и единовременных затрат, учитываемых при определении экономической эффективности новой техники приводится в приложении 4.

2.9. При применении новых технологических процессов, механизации и автоматизации производства, обеспечивающих экономию производственных ресурсов, учитываются затраты на научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы.

Затраты на научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы при разработке новых технологических процессов определяются в расчетном году по формуле:

$$P_t = \frac{\sum_{t=1}^{T} З_t^{НИР}}{\sum_{t=1}^{T} N_t} \times N_t \qquad (19)$$

где: P_t - затраты на НИР, приходящиеся на об"ем внедрения года, руб;

$З_t^{НИР}$ - затраты на НИР в t - ом году, руб;

N_t - об"ем внедрения (добыча нефти, об"ем работ) в t-ом году;

T - срок создания новой техники, лет.

2.10. Если внедрение мероприятия приводит к высвобождению действующих основных фондов, которые могут быть использованы на других участках производства или реализованы другим предприятием, то сумма капитальных вложений на внедрение новой техники уменьшается на величину остаточной (реализуемой) стоимости высвобождаемых основных фондов.

Если внедрение новой техники вызывает ликвидацию действующих основных фондов или неизвестно место их дальнейшего исполь-

зования, то к затратам на внедрение новой техники добавляется остаточная стоимость ликвидированных основных фондов.

2.II. При внедрении методов повышения конечного нефтеизвлечения имеет место лаг времени между закачкой реагентов (пар, газ, горячая вода, ПАВ, кислоты, щелочи и др.) и получением технологического эффекта в виде увеличения текущей добычи нефти или снижения попутно добываемой воды. При расчете годового экономического эффекта от внедрения таких мероприятий отнесение дополнительных затрат на осуществление процессов воздействия на нефтяные пласты производится в следующем порядке:

а) в проекте (технологической схеме) реализации технологии устанавливается период времени (в годах) от начала закачки реагента до получения технологического эффекта;

б) в этот период единовременные затраты по закачке реагента резервируются на особых бухгалтерских счетах (расходы будущих периодов);

в) по мере получения технологического эффекта зарезервированные единовременные затраты относятся на годовую добычу нефти за счет мероприятия в доле, пропорциональной полученному технологическому эффекту за расчетный период (или весь срок) его проявления, определенный в проекте.

2.I2. Расчет эксплуатационных расходов и себестоимости продукции (работ) осуществляется в соответствии с "Инструкцией по планированию, учету и калькулированию себестоимости добычи нефти и газа" (Миннефтепром, М., I974), "Инструкцией о порядке планирования, финансирования и учете затрат в нефтяной промышленности, производимых за счет фонда повышения нефтеотдачи пластов" (Госплан СССР, Минфин СССР, Госкомцен СССР, Государственный комитет Совета Министров СССР по науке и технике. ЦСУ СССР, М.,

1977 г.) и положениями данных Методических указаний.

При внедрении новой техники в подразделениях нефтедобывающих об"единений, относящихся к другим отраслям промышленности и народного хозяйства (машиностроение, строительство, транспорт и т.д.), расчет эксплуатационных расходов и себестоимости продукции производится в соответствии с действующими в этих отраслях инструкциями.

2.13. По признаку зависимости от об"ема производства, эксплуатационные затраты подразделяются на условно-переменные и условно-постоянные.

К условно-постоянным относятся расходы, абсолютная величина которых при изменении об"ема продукции (работ) существенно не изменяется. К ним относятся: амортизационные отчисления, расходы на содержание и эксплуатацию оборудования, цеховые и общепроизводственные расходы, зарплата с отчислениями и другие.

Условно-переменными считаются расходы, размер которых возрастает или уменьшается пропорционально изменению об"ема выпуска продукции (работ). К ним относятся: материалы, топливо и энергия, потребляемые на технологические нужды и другие.

В зависимости от особенностей влияния новой техники на об"ем производства и формирование эксплуатационных затрат, отнесение затрат к условно-постоянным или условно-переменным может быть изменено как по статьям калькуляции, так и по видам затрат, входящим в состав комплексных статей калькуляции.

В расчетах снижения себестоимости продукции учитываются только те затраты, которые изменяются в связи с производством и использованием новой техники.

При определении снижения себестоимости продукции по отдельным видам (элементам или статьям) затрат могут быть использова-

ны методы, предложенные в "Инструкции по планированию, учету и калькулированию себестоимости добычи нефти и газа" (пункты 52, 53, 57, 59).

2.14. При определении годового экономического эффекта на этапе научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ в процессе выбора наиболее эффективного варианта создания и внедрения новой техники, а также при принятии решения о постановке ее на производство используются проектные, нормативные и плановые показатели.

При определении фактического экономического эффекта новой техники используются данные отчетных калькуляций и сводного учета затрат и производства. Порядок выявления и формирования исходных данных для определения себестоимости продукции и капитальных вложений изложен в примерах расчетов экономической эффективности новой техники (см.приложение 5).

2.15. Расчеты на всех этапах определения экономической эффективности новой техникивыполняются совместно с техническими и планово-экономическими службами и, согласованные с основными потребителями продукции (при производстве новой техники), подписываются руководителями технических и планово-экономических служб и утверждаются руководителями предприятий. Все исходные данные для расчетов эффекта подписываются руководителями соответствующих служб предприятий.

Расчеты годового экономического эффекта, выполняемые для определения размеров фондов экономического стимулирования, утверждаются:

а) в случае выплаты фондов из централизованного фонда - руководителями министерства;

б) в случае выплаты фондов из средств, оставляемых в распоряжении организаций и предприятий,- руководителями этих организаций.

Раздел Ш. Отражение экономической эффективности новой техники в плановых и отчетных показателях предприятий

3.I. Результаты реализации плановых мероприятий по внедрению новой техники отражаются в основных хозрасчетных показателях работы об'единения и министерства.

3.2. Для отражения годового экономического эффекта, а также составляющих его элементов и других показателей эффективности новой техники в показателях, нормах и нормативах, применяемых при разработке пятилетних и годовых планов, расчет экономического эффекта ведется на плановый (фактические) об"емы использования новой техники в каждом году. Результаты расчетов учитываются в соответствующих показателях планов, а также в балансах трудовых, материальных и финансовых ресурсов.

Таблица I

Экономический эффект от реализации плана внедрения новой техники и передовой технологии по объединению

_____ за _____ год

№ пп	Наименование предприятия	Ед. изм.	Объём внедрения мероприятий	Добыча нефти и газа за счёт мероприятия		Капитальные вложения на внедрение мероприятий тыс.руб.	Прирост прибыли от проведения мероприятий, тыс.р		Экономия материально-технических и топливно-энергетич. ресурсов		Относительное уменьшение численности работающих, чел.	Годовой экономический эффект на объем внедрения, т.руб.
				Всего тыс.т	в % к общему объёму		Всего	в т.ч.за счёт экономии от снижения с/стоим.	в натуральном выражении	в денежном выражении тыс.р.		
I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0	II	I2	I3

Мероприятия записываются в порядке, соответствующем уровню программы и плана (государственный, отраслевой, объединения или управления).

Показатели, приведенные в графах 5-I0, суммируются по графам, определяются итоги по каждому уровню программ и планов.

Генеральный директор производственного объединения

Начальник планово-экономического отдела

Начальник технического отдела

3.3. Если новые средства и предметы труда создаются на одном предприятии, а потребляются на другом, то в планах производства предприятия их создающего отражается только экономия (перерасход) от собственного производства, а на предприятии-потребителе только экономия (перерасход) от их использования в годовом разрезе.

3.4. Показатели эффективности новой техники в планах объединений и Министерства учитываются в течение всего периода, в котором новая техника обеспечивает повышение технико-экономических показателей производства или решение социальных и других задач развития отрасли и народного хозяйства (но не более 6 лет).

3.5. В планах (отчетах) предприятий отражаются только такие элементы эффективности (добычи нефти и газа, снижение себестоимости и т.д.), которые выявлены на основе сопоставления плановых (отчетных) натуральных и стоимостных показателей данного предприятия, на котором планируется или осуществляется внедрение новой техники.

Элементы эффективности, выявленные на основе сопоставления показателей данного предприятия с условными показателями (лучших предприятия, среднеотраслевыми данными и т.д.), в планах (отчётах) данного предприятия не отражаются. В планах (отчётах) предприятий не отражается также экономический эффект и его составные элементы по мероприятиям плана внедрения научно-исследовательских, опытно-конструкторских и проектных организаций, выполняемых этими организациями самостоятельно без участия производственных объединений.

Изменение показателей при внедрении новой техники должно оформляться с учётом времени проведения соответствующих мероприя-

тий в планируемом (текущем) году, т.е. за полный или неполный год работы.

При внедрении новой техники, характеризующейся существенной неодновременностью производства затрат и получения результата, изменение каждого показателя отражается отдельно в плане (отчете) соответствующего года.

3.6. Производственные об ,динения и Министерство осуществляют свод всех мероприятий по внедрению новой техники, предусмотренных в текущих и перспективных планах путем расчета суммарных величин годового экономичеекого эффекта, дополнительной добычи нефти и газа, дополнительных капитальных вложений на внедрение новой техники и экономии капитальных вложений от их внедрения, изменения себестоимости продукции, изменения прибыли, условного высвобождения численности работающих и сводного хозрасчетного эффекта.

3.7. Для обобщения результатов эффективности мероприятий новой техники используется Таблица I.

Формирование плановых показателей, входящих в таблицу I, производитоя по результатам экономического обоснования отдельных мероприятий по об"единениям и Министерству в целом.

Накопление фактических данных осуществляется по мере выполнения мероприятий, уходящих в план новой техники, на основе уточненных расчетов экономической эффективности.

Сведения о фактических затратах на внедрение новой техники приводятся на осчове данных бухгалтерского учета.

3.8. Относительное увеличение добычи нефти и газа за счет внедрения новой техники определяется по формуле:

$$\beta_p = \frac{\Delta Q}{Q_{об}} \cdot 100 , \qquad (20)$$

где: β_p - удельный вес дополнительной добычи нефти и газа за счет внедрения новой техники в общей добыче, %;

ΔQ - суммарная дополнительная добыча нефти и газа за счет внедрения новой техники, т;

$Q_{об}$ - общая добыча нефти и газа, т.

3.9. Увеличение (+) или снижение (-) об"ема капитальных вложений от внедрения новой техники производится по формуле:

$$\Delta K = K_2 - K_1 \times \frac{B_2}{B_1} \qquad (21)$$

где: ΔK - увеличение (+) или снижение (-) об"ема капитальных вложений от внедрения новой техники, руб;

K_1 - капитальные вложения без внедрения новой техники, руб;

K_2 - капитальные вложения при внедрении новой техники, руб;

B_1 и B_2 - годовые об"емы продукции (работы), производимые при использовании базовой и новой техники в натуральных единицах.

3.10. Окупаемость дополнительных капитальных вложений на внедрение новой техники рассчитывается по формуле:

$$T_{ок} = \frac{\Delta K}{\Delta П} \qquad (22)$$

где: $T_{ок}$ - срок окупаемости дополнительных капитальных вложений, лет;

ΔK - дополнительные капитальные вложения, руб;

$\Delta П$ - дополнительная (по сравнению с базовой техникой) прибыль (снижение себестоимости) от реализации годового об"ема продукции, произведенной при новой технике, руб.

3.11. Прирост (+) или уменьшение (-) прибыли от производства новой продукции или продукции, производимой с помощью новой техники, определяется по формуле:

$$\Delta П = (Ц_2 - С_2) А_2 - (Ц_1 - С_1) А_1, \quad (23)$$

где: $\Delta П$ – прирост (+) или уменьшение (–) прибыли, руб;

$Ц_2$ и $С_2$ – оптовая цена предприятия (без налога с оборота) и себестоимость производства единицы новой продукции, руб;

$Ц_1$ и $С_1$ – оптовая цена предприятия (без налога с оборота) и себестоимость производства единицы заменяемой продукции без применения новой техники, руб;

$А_2$ и $А_1$ – об"ем производства новой и заменяемой продукции в натуральных единицах,

3.12. Снижение (–) или повышение (+) эксплуатационных расходов от внедрения новой техники определяется по формуле:

$$\Delta С = (С_2 - С_1) А_2 \quad (24)$$

где: $\Delta С$ – снижение (–) или повышение (+) эксплуатационных расходов, руб;

$С_1$ и $С_2$ – себестоимость производства единицы продукции без внедрения и при внедрении мероприятий, руб;

$А_2$ – об"ем производства продукции (работ), в натуральных единицах.

3.13. Условное высвобождение (–) или увеличение (+) численности работников от внедения новой техники определяется по формуле: $\Delta Ч = (Т_2 - Т_1) А_2$ или

$$\Delta Ч = \frac{Ц_2 \times А_2}{В_2} - \frac{Ц_2 \times А_2}{В_1}, \text{ или } \Delta Ч = \frac{\Delta Т}{Т_{год}} \quad (25)$$

где: $\Delta Ч$ – условное высвобождение (–) или увеличение (+) численности работников от внедрения новой техники, чел;

$Т_1$ и $Т_2$ – трудоемкость единицы продукции без внедрения и при внедрении новой техники, чел. на единицу продукции;

$Ц_2$ – стоимость единицы продукции при внедрении новой техники, руб;

$Т_{год}$ – годовой фонд рабочего времени работника, чел/дн

$T_{год}$ - годовой фонд рабочего времени работника;
N_2 - об"ем производства продукции при внедрении новой техники, руб;

B_1 и B_2 - производительность труда без внедрения и при внедрении новой техники, руб/чел.

3.I4. Сводный хозрасчетный эффект от внедрения новой техники определяется по формуле:

$$Э_x = \Delta П - E_н \Delta K \qquad (25)$$

где: $Э_x$ - сводный хозрасчетный эффект производства от внедрения новой техники, руб;

$\Delta П$ - прирост прибыли (снижение себестоимости) от внедрения новой техники (результаты, рассчитанные по формулам I6, I7), руб;

ΔK - дополнительные капитальные вложения на внедрение новой техники, руб;

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

3,I5. В тех случаях, когда результаты внедрения новой техники оказывают существенное влияние на изменение действовавших в об"единении (Министерстве) норм и нормативов, осуществляется их пересмотр.

Порядок разработки и внесения изменений в нормативную базу планов установлен в разделе "Разработка и применение норм расхода и норм производственных запасов материальных ресурсов в промышленности и строительстве", Методических указаний к разработке государственных планов развития народного хозяйства СССР, утвержденных Госпланом СССР.

Изменение натуральных нормативов отражается в нормативной базе соответствующих разделов плана производства и материально-технического снабжения на уровне об"единений и Министерства. Изменение стоимостных нормативов отражается в нормативной базе расчетов потребности в материальных ресурсах, оборудования, производственных запасах.

Раздел IУ. Особенности расчета экономического эффекта от использования изобретений и рационализаторских предложений при определении размеров авторского вознаграждения

4.I. При расчетах фактического экономического эффекта от использования изобретений и рационализаторских предложений капитальные вложения и другие единовременные затраты, а также текущие затраты и результаты производства учитываются без приведения их по фактору времени.

4.2. В качестве базы сравнения при расчетах экономического эффекта изобретений и рационализаторских предложений во все годы их использования принимаются среднегодовые показатели заменяемой техники в году, предшествующем началу использования изобретений или рационализаторских предложений.

Допускается, в случае использования изобретения во многих организациях и предприятиях других министерств и ведомств, определять полный экономический эффект, получаемый при эксплуатации на основании среднего экономического эффекта на единицу продукции, исчисленной по нескольким предприятиям.

В случае невозможности установить максимальное количество продукции, используемой в расчетном году, допускается исчисление экономического эффекта по максимальному годовому выпуску продукции.

4.3. Если изобретение или рационализаторское предложение является основой об"екта или его основного элемента[x)], то экономический эффект от изобретения или рационализаторского предложения

x) Основные элементы об"ектов техники определяются Миннефтепромом или по его назначению соответствующей головной организацией.

рассчитывается как эффект данного об"екта техники в целом.

4.4. В случае, когда изобретение или рационализаторское предложение является элементом об"екта техники, обеспечивающим лишь часть эффекта, то экономический эффект от использования изобретения или рационализаторского предложения рассчитывается:

а) при возможности выделения затрат и результатов, связанных непосредственно с использованием изобретения или рационализаторского предложения, - как самостоятельный экономический эффект данного элемента об"екта техники;

б) при невозможности выделения затрат и результатов, связанных непосредственно с использованием изобретения или рационализаторского предложения, - как доля экономического эффекта всего об"екта техники, определяемая экспертной комиссией. Комиссия назначается руководителем об"единения (предприятия) или вышестоящей организацией, выдавшим удостоверение.

4.5. Если об"ект техники по соображениям необходимости решения социальных, оборонных и других задач не дает экономического эффекта (прирост прибыли ниже нормативного уровня), и при этом невозможно выделение затрат и результатов, связанных непосредственно с использованием изобретения или рационализаторского предложения согласно пункту 4.4а настоящего раздела, то вознаграждение по ним определяется соответствии с Инструкцией по определению размера вознаграждения за изобретения и рационализаторские предложения, не создающие экономии, утвержденной 15 января 1974 года.

4.6. Определение доли экономического эффекта каждого изобретения и рационализаторского предложения при их совместном использовании в общем экономическом эффекте, получаемом от об"екта техники, производится экспертной комиссией, назначаемой руководи-

телем предприятий или вышестоящей организацией.

При этом должен учитываться экономический эффект, получаемый от изобретения или рационализаторского предложения, определяемый согласно пункту 4.4 "а".

4.7. В случае совместного использования в об"екте техники нескольких изобретений и других технических или организационно-технических мероприятий наряду с изобретением, являющимся его основой или основным элементом, экономический эффект от об"екта техники распределяется между ними в порядке, установленном пунктом 4.6.

4.8. В любом случае сумма экономических эффектов от совместного использования изобретений или (и) рационализаторских предложений не должна превышать экономического эффекта, получаемого от об"екта в целом.

4.9. Авторские вознаграждения за изобретения определяются на основе фактического экономического эффекта, а за рационализаторские предложения в начале их использования (при авансовой выплате) - на основе экономического эффекта, рассчитываемого по плановым данным, а по истечении первого и второго[x] года их использования - на основе экономического эффекта, рассчитываемого по фактическим данным.

4.10. Размер авторского вознаграждения за изобретения и рационализаторские предложения определяются на основе экономического эффекта, рассчитанного на годовой об"ем их использования. Для определения вознаграждения за изобретения экономический эффект рассчитывается в течение первых пяти календарных лет, а по рационализаторским предложениям - в течение первых двух[x]) лет с начала их использования.

---

x) В соответствии с п.п.120 и 122 Положения об открытиях, изобретениях и рационализаторских предложениях.

Если изобретение или рационализаторское предложение используется менее года, то экономический эффект рассчитывается за период фактического их использования.

4.II. Настоящие Методические указания не распространяются на изобретения и рационализаторские предложения, внедренные до I января 1974 года.

По изобретениям и рационализаторским предложениям, использование которых началось после I января 1974 года, по которым подсчитана экономия и выплачено вознаграждение до утверждения Методики определения экономической эффективности использования в народном хозяйстве новой техники, изобретений и рационализаторских предложений, перерасчет экономической эффективности не производится.

При определении экономической эффективности по изобретениям и рационализаторским предложениям, использование которых началось после I января 1974 года, но расчеты экономии по ним не производились, следует руководствоваться настоящими Методическими указаниями.

Приложение I

Коэффициенты приведения по фактору времени
/рассчитаны по формуле: $\alpha^t = (1+E)^t$

t	α_t	$\frac{1}{\alpha_t}$
I	I,I000	0,909I
2	I,2I00	0,8264
3.	I,33I0	0,75I3
4	I,464I	0,6830
5	I,6I05	0,6209
6	I,77I6	0,5645
7	I,9487	0,5I32
8	2,I436	0,4665
9	2,3579	0,424I
I0	2,5937	0,3855
II	2,853I	0,3505
I2	3,I384	0,3I86
I3	3,4522	0,2897
I4	3,7975	0,2633
I5	4,I772	0,2394
20	6,7274	0,I486
25	I0,8346	0,0923
30	I7,4492	0,0573
40	45,2587	0,022I
50	II7,3895	0,0085

Приложение 2

Коэффициенты реновации новой техники
(рассчитаны по формуле $P = \frac{E}{(1+E)^{T_c-1}}$,
где T_c - срок службы новой техники)

T_c, лет	:	P
I,0		I,0000
2,0		0,4762
3,0		0,302I
4,0		0,2I55
5,0		0,I638
6,0		0,I296
7,0		0,I054
8,0		0,0874
9,0		0,0736
I0,0		0,0627
II,0		0,0540
I2,0		0,0462
I3,0		0,0408
I4,0		0,0357
I5,0		0,03I5
20,0		0,0I75
25,0		0,0I02
30,0		0,006I
40,0		0,00226
50,0		0,00086

Приложение 3

к приказу по Комитету
от 18/IУ-1977 г. № 56

ПЕРЕЧЕНЬ

нормативных актов, утративших силу

1. Разъяснение от 2 октября 1959 г. № 1 "Об отмене коэффициентов."

2. Разъяснение от 19 августа 1960 г. № 4 "О порядке подсчёта экономии по изобретениям и рационализаторским предложениям, направленным на уплотненную загрузку железнодорожных вагонов".

3. Разъяснение от 26 мая 1961 г. № 3 "О порядке применения п.п.5,16,17,21 и 24 Инструкции по подсчёту экономии от внедрения изобретений и рационализаторских предложений".

4. Пункты 1,2,3,4,5,6 Разъяснения от 10 июля 1967 г. № 3 (26) "О значении формулы изобретения для установления факта внедрения изобретения и определения создаваемого им положительного эффекта".

5. Разъяснение от 10 июля 1970 г. № 1 (28) " Об определении экономического эффекта от внедрения изобретения на способ".

6. Разъяснение от 2 августа 1971 г. № 2 (30) "О дополнении пункта 6 Инструкции по подсчёту экономии от внедрения изобретений и рационализаторских предложений".

Приложение 4

Состав капитальных вложений и единовременных затрат в нефтедобывающей промышленности, учитываемых при определении экономической эффективности новой техники

Состав затрат	Источники и исходные материалы для расчета затрат	
	При планировании и проектировании затрат на новую технику	При определении фактического уровня затрат
I. Производственные затраты		
I. Затраты на научно-исследовательские работы	Сметы расходов НИИ, проектных и других организаций-разработчиков новой технологии	Типовые примеры расчётов
2. Затраты на проектно-конструкторские работы.		
3. Расходы по изготовлению и испытанию опытных образцов оборудования, аппаратуры		
4. Опытно-промышленные работы		
2. Прямые непосредственные затраты нефтедобывающей промышленности		
5. Капиталовложения в разведку запасов нефти и газа.	Ставки отчислений на геолого-разведочные работы. Нормативы удельных капитальных вложений для проектирования объектов в нефтедобывающей промышленности.	Балансовая стоимость объектов и ставки отчислений на геолого-разведочные работы
6. Капитальные вложения в разработку и обустройство месторождений.		
7. Дополнительные единовременные эксплуатационные расходы предприятий по освоению производства	Экспертная оценка	Сметы затрат предприятий-разработчиков и потребителей новой техники (типовые примеры расчетов).

Приложение 5

ПРИМЕРЫ РАСЧЕТОВ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ

Пример I.

РАСЧЁТ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОТ ВНЕДРЕНИЯ ЗАКАЧКИ ГАЗА ВЫСОКОГО ДАВЛЕНИЯ В НЕФТЯНЫЕ ПЛАСТЫ [x/]

I. Краткая аннотация мероприятия.

Закачка газа высокого давления производится, как правило, в нефтяные пласты с низкой проницаемостью, когда закачка воды оказывается малоэффективной. Закачка газа высокого давления обеспечивает возобновление фонтанирования скважин, увеличение текущей добычи нефти и конечного нефтеизвлечения из пластов.

2. База сравнения и метод расчёта эффективности.

За базу сравнения принимаются расчетные технико-экономические показатели добычи нефти при закачке холодной воды. Определение этих показателей производится в соответствии с действующими документами в отрасли.

Расчет годового экономического эффекта от внедрения данного способа определяется по формуле (9):

$$Э = З_1 \times A_1 + H \times \Delta A - З_2 \times A_2$$

3. Исходные данные и расчет эффективности.

Исходные технико-экономические показатели разработки месторождения базового варианта принимаются по данным проекта разработки месторождения, в котором обоснована целесообразность использования закачки газа высокого давления. Объемы фактических капитальных и эксплуатационных затрат подтверждаются данными планово-экономических служб нефтегазодобывающего предприятия, осуществляющего внедрение мероприятия.

Данные об объемах и структуре капитальных вложений в разработку месторождения по вариантам приведены в таблице I.I.

[x/] В примерах технико-экономические показатели являются условными величинами и не могут служить основанием для расчетов эффективности на всех стадиях создания и внедрения новой техники.

Таблица I.I

Капитальные вложения в разработку месторождения с применением базовой и новой технологии

№№ пп	Показатели	Базовый вариант - закачка воды	Новая технология - газ высокого давления	Источник данных (№№ приложений)
I.	Капитальные вложения, млн.руб.	150	210	
2.	Дополнительные капитальные вложения на внедрение новой технологии - всего, млн.руб.	-	60	
	- компрессорные станции	-	8,0	
	- установки по закачке сжиженного газа и метанольные установки	-	4,0	
	- газопроводы и распределительные будки	-	21,0	
	- оборудование скважин для закачки газа		6,0	
	- прочие дополнительные капитальные вложения	-	21,0	
3.	Затраты на НИР, млн.руб.	-	0,004	

Исходные технико-экономические показатели по вариантам разработки месторождения представлены в таблице 1.2.

Таблица I.2

Исходные технико-экономические данные разработки месторождения при использовании сравниваемых технологий

№ пп	Показатели	Базовый вариант – закачка воды	Новая технология – закачка газа высокого давления	Источник данных (№ приложений)
I.	Годовая добыча нефти и газа, тыс.т	I0000	II000	
2.	Дополнительная добыча нефти за счет новой технологии, тыс.т	–	I000	
3.	Годовой об"ем закачки газа, млн.м3	–	667	
4.	Эксплуатационные расходы на добычу нефти и газа – всего, тыс.р.	I92700	2I7072	
	в т.ч.дополнительные эксплуатационные расходы, связанные с внедрением мероприятия – всего, тыс.р.	–	24372	
	из них:			
	– амортизационные отчисления (I6%)	–	60000x0,16= =9600	
	– стоимость закачки газа (6 р./I000м3 газа)	–	667 x 6 = =4002	
	– переменные затраты на дополнительную добычу нефти (I0,77 р/т нефти)	–	I000xI0,77= =I0770	
5.	Себестоимость добычи нефти, р/т	I9,27	19,73	
6.	Удельные капитальные вложения, р/т нефти и газа	I5,0	I9,09	
7.	Приведенные затраты, р/т нефти и газа	2I,52	22,59	

Годовой экономический эффект от внедрения мероприятия составит:

$$Э = 21{,}52 \times 10000 + 60 < 1000 - 22{,}59 \times 11000 = 26710 \text{ тыс.р.}$$

4. Показатели для учета в планах (отчётах) объединения.

1. Объём внедрения - закачка газа высокого давления - 667млнм^3
2. Добыча нефти за счёт метода - 1000 тыс.т.
3. Валовая продукция - 23х1000 = 2300 тыс.р.
4. Дополнительные капитальные вложения - 60 млн.р.
5. Снижение (-), увеличение (+) себестоимости добычи нефти:[x)]

$$\Delta C = (C_2 - C_1) \times A_2 = (19{,}73 - 19{,}27) \times 11000 = +5060 \text{ тыс.р.}$$

6. Прирост прибыли: $\Delta П = (Ц_2 - C_2) \times A_2 - (Ц_1 - C_1) \times A_1 =$

$$= (23 - 19{,}73) \times 11000 - (23 - 19{,}27) \times 10000 = -1330 \text{ тыс.р.}$$

7. Сводный хозрасчётный эффект

$$Э_х = \Delta П - E_н K = -1330 - 0{,}15 \times 60000 = -10330 \text{ тыс.р.}$$

8. Удельный экономический эффект

$$26710 : 1000 = 26{,}71 \text{ руб/т.}$$

---

x) В случаях, когда часть дополнительных эксплуатационных расходов, связанных с внедрением мероприятия, возмещается за счет средств фонда повышения нефтеотдачи пластов (ФПНП) или средств капитального ремонта, изменение себестоимости добычи нефти, прибыли и сводный хозрасчетный эффект рассчитывается от использования таких видов новой техники с учетом этого возмещения.

Пример 2

РАСЧЕТ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОТ ВНЕДРЕНИЯ СПОСОБА РАЗРАБОТКИ НЕФТЕГАЗОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ С ОТРЕЗАНИЕМ ПОДГАЗОВОЙ ЗОНЫ ДВУМЯ БАРЬЕРАМИ

I. Краткая аннотация способа разработки

Внедряемый способ разработки нефтегазовых залежей заключается в том, что ряд отрезающих нагнетательных скважин располагается вдоль внешнего контура газоносности, что позволяет разобщить нефтяную часть от газонефтяной. Нефтяная часть залежи разрабатывается самостоятельно рядами эксплуатационных и нагнетательных скважин. Следующий ряд отрезающих нагнетательных скважин располагается несколько ниже внутреннего контура газоносности, что обеспечивает разобщение подгазовой зоны залежи от газонасыщенной. Отрезанная таким образом подгазовая зона, содержащая нефть и свободный газ, разрабатывается самостоятельно одним или несколькими рядами эксплуатационных скважин. При этом не исключается возможность дополнительного внутриконтурного заводнения. Способ разработки позволяет предотвратить прорывы свободного газа в добывающие скважины и увеличить текущую добычу нефти и конечное нефтеизвлечение.

2. База сравнения и метод расчета экономической эффективности

Оцениваемый способ разработки сопоставляется по технико-экономическим показателям с базовым вариантом, в качестве которого принят вариант разработки с применением способа барьерного заводнения.

Поскольку данный метод увеличивает конечный коэффициент извлечения нефти из пластов, расчет экономического эффекта производится по формуле (9): $Э = З_1 \times А_1 + Н \times \Delta А - З_2 \times А_2$

3. Исходные данные и расчет экономического эффекта

Исходные данные и расчет экономического эффекта от внедрения способа разработки нефтегазовых залежей характеризуются следующими технико-экономическими показателями (таблица 2.I):

Таблица 2.I

Исходные данные и расчет показателей эффективности внедрения мероприятия

№№ пп	Показатели	Базовый вариант барьерного заводнения	Вариант с двойным барьером	Источник данных (№№ приложений)
I.	Добыча нефти, тыс.т в том числе за счет метода	24800	25000 200	
2.	Дополнительная закачка воды, тыс.м3	-	3000	
3.	Дополнительные эксплуатационные расходы на внедрение мероприятия - всего, тыс.р.	-	I788	
	в том числе:			
	- расходы по сбору и транспорту нефти	-	0,89x200 = =I78,0	
	- расходы на подготовку нефти	-	0,25x200 = = 50,0	
	- затраты по дополнительной закачке воды	-	0,30x3000= =900	
	- отчисления на ГРР	-	3,30x200= =660	
4.	Эксплуатационные затраты на валовую добычу нефти, тыс.р.	307500-I788= =305712	307600	
5.	Себестоимость валовой добычи нефти, р./т	I2,33	I2,30	
6.	Среднегодовые основные фонды, тыс.р.	97I254	97I254	
7.	Удельные капитальные вложения (фондоемкость), р./т	39,I6	38,85	
8.	Приведенные затраты, р./т	I8,20	I8,I3	

Источниками получения исходных данных являются отчет о производстве, калькуляция себестоимости добычи нефти, отчет о наличии и движении основных фондов и т.д. Перечисленные документы или выписки из них, заверенные руководством предприятия в установленном порядке составляют вместе с актом внедрения мероприятия неот"емлемую часть расчета экономического эффекта.

Годовой экономический эффект от внедрения способа разработки нефтегазовой залежи составит следующую величину:

$$Э = 18{,}20 \times 24800 + 60 \times 200 - 18{,}13 \times 25000 = 10110 \text{ тыс.р.}$$

4. Показатели для учета в планах (отчетах) об"единения.

1. Об"м внедрения - 200 тыс.т. нефти.
2. Валовая продукция - 23х200 = 4600 тыс.р.
3. Дополнительные капитальные вложения - нет.
4. Снижение (+), увеличение (-) себестоимости добычи нефти -

$$\Delta C = (C_1 - C_2) \times A_2 = (12{,}33 - 12{,}30) \times 25000 = +750{,}0 \text{ тыс.р.}$$

5. Прирост прибыли

$$\Delta П = (Ц_2 - C_2) \times A_2 - (Ц_1 - C_1) \times A_1 =$$
$$= (23 - 12{,}30) \times 25000 - (23 - 12{,}33) \times 24800 = 2884 \text{ тыс.р.}$$

6. Удельный экономический эффект:

$$10110 : 200 = 50{,}55 \text{ р./т}$$

Пример 3

РАСЧЕТ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОТ ВНЕДРЕНИЯ МЕТОДА ЗАКАЧКИ ГОРЯЧЕЙ ВОДЫ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ С ВЫСОКИМ СОДЕРЖАНИЕМ В НЕФТИ ПАРАФИНА

I. Краткая аннотация мероприятия

Метод внутриконтурного нагнетания горячей воды на месторождениях, содержащих высокопарафинистые нефти, обеспечивает благоприятный термогидродинамический режим при вытеснении нефти из неоднородных пластов, не допускает выпадение парафина из нефти в пластовых условиях и проявления вязкопластических свойств нефти, повышает текущую добычу нефти и конечное нефтеизвлечение из пласта.

Технологической основой расчётов по определению дополнительной добычи нефти являются фактические данные по добыче нефти на месторождении при закачке горячей и холодной воды. Расчёт технологических показателей производится по утвержденной в установленном порядке методике.

2. База сравнения и метод расчёта эффективности

В качестве базы сравнения для определения эффективности метода закачки горячей воды принимаются технико-экономические показатели, рассчитанные для условий закачки холодной воды.

Расчёт годового экономического эффекта производится по формуле (9):

$$Э = З_1 \times A_1 + Н \times \Delta A - З_2 \times A_2$$

3. Исходные данные и расчёт годового экономического эффекта

Согласно акта внедрения технологические показатели разработки месторождения с закачкой горячей воды и с закачкой холодной воды характеризуются данными, приведенными в таблице 3.I.

Таблица 3.I

Технологические показатели внедрения месторождения

№№ пп	Показатель	Базовый вариант-закачка холодной воды	Вариант: закачки горячей воды	Источник данных (№№ приложений)
I.	Добыча жидкости по НГДУ - всего, тыс.т	23001,8	25748,8	
	в том числе за счёт новой технологии	-	2747	
2.	Добыча нефти по НГДУ - всего, тыс.т	8822,I5	9853,55	
	в том числе за счёт новой технологии	-	I03I,4	
3.	Закачка воды, тыс.м^3	5654I,0	5654I,0	

Дополнительные капитальные вложения (основные фонды), связанные с созданием объектов и сооружений по подготовке воды составляют 28050 тыс.р.

Дополнительные текущие расходы по подогреву воды составляют 6273,6 тыс.р.

В соответствии с технологическими показателями внедрения закачки горячей воды на месторождении и калькуляцией себестоимости добычи нефти в таблице 3.2 приведен расчёт эксплуатационных затрат и себестоимости добычи нефти по базовому варианту - при закачке холодной воды. Дополнительные текущие расходы по добыче нефти за счёт закачки горячей воды составили I2III,4 тыс.р. С учетом этого себестоимость добычи нефти по базовому варианту составила I9,I7 руб/т.

В таблице 3.3 приведен расчёт приведенных затрат на добычу нефти по месторождению при закачке горячей и холодной воды.

Таблица 3.2.

Расчёт эксплуатационных затрат и себестоимости добычи нефти по базовому варианту

№№ пп	Показатели	Базовый вариант-закачки холодной воды (тыс.р.)	Новая технология - закачки горячей воды (тыс.р.)	Исходные данные (№№ приложений)
1.	Расходы на энергию по извлечению нефти	12217-1,24х х1031,4=10938		12217
2.	Расходы по искусственному воздействию на пласт	40071-6273,6= =33797,4		40071
3.	Основная зарплата производственных рабочих	1160		1160
4.	Дополнительная зарплата производственных рабочих	90		90
5.	Отчисления на соцстрахование	209		209
6.	Амортизация скважин	22385		22385
7.	Расходы по сбору и транспорту нефти и газа	4261-0,43х х1031,4=3817,5		4261
8.	Расходы по технологической подготовке нефти	6800-0,69х1031,4 = 6088,3		6800
9.	Расходы на подготовку и освоение производства	1639		1639
10.	Расходы на содержание и эксплуатацию оборудования	26741		26741
11.	Цеховые расходы	6729		6729
12.	Общепроизводственные расходы (расходы на ГРР)	3251-3,30х х1031,4= =2911,4		3251
	Итого затрат	169112,6		181230
	Себестоимость добычи нефти, руб/т	19,17		18,39
	Справочно: Дополнительные затраты на добычу нефти за счёт метода, тыс.р.	-		12117,4

Таблица 3.3.

Расчёт приведенных затрат по вариантам разработки месторождения

№№ пп	Показатели	Базовый вариант	Новая технология	Источник данных (№№ приложений)
I.	Добыча нефти, тыс.т.	8822,I5	9853,55	
	в том числе за счёт новой технологии		I03I,4	
2.	Среднегодовые основные фонды, тыс.р.	624280	652339,0	
	в том числе основные фонды по подогреву воды	-	28050	
3.	фондоёмкость добычи нефти, руб/т	70,76	66,20	
4.	Себестоимость добычи нефти, руб/т	I9,I7	I8,39	
5.	Приведенные затраты на добычу нефти, руб/т	29,78	28,32	

Годовой экономический эффект от закачки горячей воды на месторождении составит:

$$Э = 29,78 \times 8822,I5 + 60 \times I03I,4 - 28,32 \times 9853,55 = 45555,09$$

С учётом затрат на НИР экономический эффект составит:

$$Э = 40398,07 - 0,I5 \times 220,7 = 40364,97 \text{ тыс.р.}$$

4. Показатели для учёта в планах (отчётах) объединения.

I. Объём внедрения - закачка горячей воды - 5654I,0 тыс.м^3

2. Добыча нефти за счёт закачки горячей воды - I03I,4 тыс.т.

3. Валовая продукция: 34xI03I,4=35067,6 тыс.р.

4. Дополнительные капитальные вложения - 28050,0 тыс.р.

5. Снижение (+), увеличение (-) себестоимости добычи нефти

$$\Delta C = (C_1 - C_2) \times A_2 = (I9,I7 - I8,39) \times 9853,55 = 7685,769 \text{ тыс.р.}$$

6. Прирост прибыли:

$$\Delta П = (34 - I8,39) \times 9853,55 - (34 - I9,I7) \times 8822,I5 = 2298I,44 \text{ т.р.}$$

7. Удельный экономический эффект: 45555,09:I03I,4 44,I7 руб/т.

Пример 4

РАСЧЁТ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОТ ВНЕДРЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ПОВЫШЕНИЯ КОНЕЧНОГО НЕФТЕИЗВЛЕЧЕНИЯ ВОДОНЕФТЯНЫХ ЗОН ДЕВОНСКОГО ГОРИЗОНТА ПУТЕМ СОЗДАНИЯ ОТОРОЧЕК ОТХОДОВ СЕРНОЙ КИСЛОТЫ

I. Краткая аннотация мероприятия.

Разработка водонефтяных зон пластов обычно характеризуется низкими технико-экономическими показателями из-за большого количества попутно добываемой воды и незначительных значений как текущей добычи нефти, так и конечного нефтеизвлечения. Это объясняется тем, что закачиваемая для поддержания пластового давления вода движется,в основном, по водонасыщенной части пласта, фильтрационное сопротивление которой в несколько раз меньше по сравнению с нефтенасыщенной частью. Для улучшения выработки водонасыщенных зон необходимо увеличить фильтрационное сопротивление водонасыщенной части пласта. Это достигается закачкой в нагнетательные скважины оторочки отходов серной кислоты, дающей нерастворимый осадок при смешении с пластовой водой.

Осуществление технологического процесса происходит при неизменных уровнях отбора жидкости и закачки воды по разрабатываемому объекту.

2. База сравнения и метод расчета эффективности.

За базу сравнения для определения экономического эффекта от внедрения данной технологии принимаются технико-экономические показатели разработки объекта с закачкой воды без изменения системы его обустройства.

Годовой экономический эффект от использования метода определяется по формуле (II):

$$Э = Н \times \Delta Д \pm \Delta С \pm Е_н К$$

3. Исходные данные и расчёт годового экономического эффекта

Внедрение технологического процесса требует создания базы хранения и приобретения специального оборудования для хранения, перевозки и закачки в скважины отходов серной кислоты. Структура и объем капитальных вложений в строительство базы и приобретение агрегатов приведены в таблице 4.I. Исходные данные о капитальных затратах формируются по данным бухгалтерского учёта и являются неотъемлемой частью расчёта эффекта.

Таблица 4.I

№№ пп	Наименование оборудования	Производительность, тыс.т серной кислоты в год	Срок службы, лет	Сметная стоимость, тыс.р.	Источник данных (№№ приложения)
I.	Кислотная база	25	I0	II9,0	
2.	Агрегат 4 АП-70	8	I	28,6	
3.	Автоцистерна ЦР-20	2	I	22,0	
4.	Агрегат БМ-700	25	3	I4,6	
5.	Булиты	I2,5	3	3,4	
	Итого:			I87,6	

Затраты на НИР по разработке технологии создания оторочки из отходов серной кислоты составили 2I3 тыс.р. Согласно планам использования данной технологии за три года будет закачено I5 тыс.т отходов серной кислоты. Экспертным путем определяем долю затрат на НИР, приходящуюся на объём внедрения первого года:

$$2I3 : I5 \times 4 = 56,8 \text{ тыс.р.}$$

Дополнительные эксплуатационные затраты по закачке отходов серной кислоты определяются на основе расшифровок затрат соответствующих статей калькуляции себестоимости добычи нефти и газа и других данных первичного бухгалтерского учета. Показатели удель-

мых затрат на закачку отходов серной кислоты приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2

№№ пп	Статьи затрат	Удельные затраты на закачку серной кислоты, тыс.р/т.
I.	Материалы	2,42
	в т.ч.стоимость серной кислоты	2,I4
2.	Зарплата с отчислениями	I,99
3.	Амортизация основных фондов	0,2I
4.	Транспортные расходы	I4,32
5.	Услуги со стороны	I,67
6.	Условные расходы	I,00
7.	Общепроизводственные расходы	2,73
8.	Прочие расходы	2,64
9.	Накладные расходы	0,83
I0.	Плановые накопления	I,07
	Итого:	28,88

В таблице 4.3 приведены по данным акта внедрения разработки, объёмы внедрения, добыча нефти за счёт метода, дополнительные капитальные и текущие затраты, необходимые для расчёта годового экономического эффекта.

Таблица 4.3

№№ пп	Показатели	Базовый вариант	Создание оторочки серной кислоты	Источник данных (№№ приложений)
I	2	3	4	5
I.	Объем внедрения - закачка серной кислоты - всего, тыс.т	-	3,0	
	в том числе: закачка прошлых лет	-	I,0	
2.	Добыча нефти - всего, тыс.т	2278	2286	
	в том числе за счёт метода	-	8,0	
3.	Добыча жидкости, тыс.т	7879	7879	
4.	Закачка воды, тыс.т	9061	9061	

I:	2	: 3 :	4 :	5
5.	Дополнительные эксплуатационные затраты - всего, тыс.р.x/	-	I4I,92	
	в т.ч. - затраты по закачке серной кислоты	-	28,88x4=II5,52	
	- затраты на ГРР	-	3,3x8,0=26,4	
6.	Эксплуатационные затраты - всего, тыс.р.	23678,20	23820,I2	
7.	Себестоимость добычи нефти, руб/т	I0,394	I0,42	
8.	Затраты на НИР, тыс.р.	-	56,8	

x/ Условно-переменные затраты не относятся на добычу нефти за счёт метода, поскольку отбор жидкости и закачка воды по вариантам сохраняются одинаковыми.

Годовой экономический эффект от внедрения технологии повышения конечного нефтеизвлечения водонефтяных зон девонских горизонтов путём создания отсрочек серной кислоты составит:

$$Э = 60x8,0-I4I,92-0,I5x(I87,6+56,8) = 30I,42 \text{ тыс.р.}$$

4. Показатели для учёта в планах (отчетах) объединения

I. Объём внедрения - закачка 4 тыс.т отходов серной кислоты.

2. Добыча нефти за счёт метода - 8 тыс.т.

3. Валовая продукция - 23x8 = I84 тыс.р.

4. Дополнительные капитальные вложения - I87,6 тыс.р.

5. Снижение (+), увеличение (-) себестоимость добычи нефти:

$$\Delta C=(C_1-C_2)\times A_2 \quad =(I0,394-I0,42)x2286 = -59,436 \text{ тыс.р.}$$

6. Прирост прибыли:

$$\Delta П=(Ц_1-C_2)\times A_2-(Ц_1-C_1)\times A_1 \quad =(23-I0,394)x\ 2278\ -(23-I0,42)x\ x\ 2286 = -4I,4I2 \text{ тыс.р.}$$

7. Сводный хозрасчётный эффект:

$$Э_x=П-E_н K \quad = -4I,4I2-0,I5xI87,6 = -69,552 \text{ тыс.р.}$$

8. Удельный экономический эффект:

$$30I,42 : 8 = 37,68 \text{ руб/т нефти.}$$

Пример 5

РАСЧЕТ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОТ ВНЕДРЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ДОРАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ ТЕПЛОВОЙ ОТОРОЧКОЙ ПРИ ВНУТРИПЛАСТОВОМ ГОРЕНИИ

I. Краткая аннотация мероприятия

На истощенных разработкой нефтяных месторождениях вследствие достижения высокой обводненности продукции скважин добыча нефти оказывается нерентабельной. Вместе с тем, на таких залежах остается неизвлеченной от 40 до 65% нефти от начальных балансовых запасов. Технология доразработки залежей нефти тепловой оторочкой при внутрипластовом горении обеспечивает дальнейшее повышение конечного коэффициента извлечения нефти по сравнению с технологией поддержания пластового давления за счет закачки холодной воды. Внедрение технологии требует дополнительных капитальных вложений на бурение специальных скважин, обустройство месторождения для закачки воздуха и нефти.

2. База сравнения и метод расчета эффективности

Технология доразработки залежей нефти тепловой оторочкой при внутрипластовом горении обеспечивает повышение конечного нефтеизвлечения. За базу сравнения для определения экономического эффекта от внедрения данной технологии принимаются технико-экономические показатели разработки объекта при обычном заводнении пласта. Годовой экономический эффект от использования технологии определяется по формуле (II):

$$Э = Н \times \Delta А \pm \Delta С \pm Е \Delta К$$

3. Исходные данные и расчет годового экономического эффекта

В соответствии с актом внедрения разработки технологические показатели использования новой технологии характеризуются данными, приведенными в таблице 5.I.

Таблица 5.I

Технологические показатели разработки залежи по сравниваемым вариантам

№№ пп	Показатели	Базовый вариант	Новая технология	Источник данных (№№ приложений)
I.	Добыча нефти - всего, тыс.т	2468,4	2475	
	в том числе добыча нефти за счет метода	-	6,6	
2.	Добыча жидкости, тыс.т	II235,6	II250	
	в том числе за счёт метода	-	I4,4	
3.	Объём внедрения:			
	- дополнительная закачка воды, тыс.м^3	-	I0,2	
	- закачка воздуха, млн.м^3	-	I3,3	
	- закачка нефти, тыс.т.	-	0,6	

Дополнительные капитальные вложения, связанные с внедрением новой технологии, определены по данным первичного бухгалтерского учёта. Объем и структура капитальных вложений приведены в таблице 5.2.

Таблица 5.2.

Объем и структура дополнительных капитальных вложений

№№ пп	Показатели	Сумма, тыс.р.
I.	Дополнительные капитальные вложения (основные фонды) - всего, тыс.р.	35I,7
	в том числе:	

I:	2	: 3
	- скважины зажигательные	I85,8
	- водоводы и воздухопроводы	7,8
	- ОВГ - 3	II3,6
	- оборудование прочее	33,0
	- насос для закачки нефти	9,2
2.	Затраты на НИР (450 : I5)[x/]	30,0

[x/] Общие затраты на НИР составили - 450 тыс.р. Планом внедрения разработки предусмотрен ввод в течение 2 лет I5 участков залежи. Следовательно, доля затрат на объем первого года внедрения (I участок) составит 450:I5=30 тыс.р.

Дополнительные эксплуатационные затраты, обусловленные добычей нефти за счёт новой технологии определены по данным расшифровок затрат, калькуляции себестоимости добычи нефти и газа и других первичных бухгалтерских документов. Нормативы эксплуатационных затрат и расчёт показателей эффективности новой технологии приведены в таблицах 5.3 и 5.4.

Таблица 5.3

Удельные затраты на добычу нефти

№№ пп:	Показатели	: Норматив:	Источник данных (№№ приложений)
I.	Компремирование воздуха, руб/I000 м^3	9,33	
2.	Закачка нефти, руб/т	0,23	
3.	Закачка воды, руб/м^3	0,23	
4.	Затраты на подъём жидкости, руб/т	0,28	
5.	Затраты на сбор и транспорт жидкости, руб/т	0,05	
6.	Затраты на деэмульсацию жидкости, руб/т	0,2I	
7.	Амортизация скважин,%	9,2	
8.	Амортизация прочего оборудования,%	II,0	
9.	Отчисления на ГРР, руб/т	3,30	

Таблица 5.4

Расчет себестоимости добычи нефти по вариантам разработки залежи

№№ пп	Показатели	Базовый вариант	Новая технология
I.	Дополнительные эксплуатационные затраты на добычу нефти за счет метода - всего, тыс.р. в том числе:	-	I93,7I0
	- компремирование воздуха	-	9,33xI3,3=I24,089
	- закачка нефти	-	(I0,45+0,23)x0,6= =6,408
	- закачка воды	-	0,23xI0,2=2,346
	- сбор и транспорт жидкости	-	0,05xI4,4=0,720
	- деэмульсация жидкости	-	0,2IxI4,4=3,024
	- амортизация скважин	-	I85,8x0,092= =I7,094
	- амортизация прочего оборудования	-	I65,9x0,II=I8,249
	- отчисления на ГРР	-	3,30x6,6=2I,780
2.	Эксплуатационные затраты - всего, тыс.р.	25670,040	25863,750
3.	Себестоимость добычи нефти, руб/т	I0,400	I0,45

Годовой экономический эффект от внедрения технологии доразработки залежей нефти тепловой оторочкой при внутрипластовом горении составит:

$$Э = {}^{6}0 \times 6,6 - I87,440 - 0,I5(35I,7+30) = I5I,305 \text{ тыс.р.}$$

4. Показатели для учёта в планах (отчётах) объединения

I. Объём внедрения – закачка I3,3 тыс.м^3 воздуха.

2. Добыча нефти за счёт метода – 6,6 тыс.т.

3. Валовая продукция – 23х6,6 = I5I,8 тыс.р.

4. Дополнительные капитальные вложения – 35I,7 тыс.р.

5. Снижение (+), увеличение (-) себестоимости добычи нефти

$$\Delta C = (C_1 - C_2) \times A_2 = (10{,}40 - 10{,}45) \times 2475 = -123{,}8 \text{ тыс.р.}$$

6. Прирост прибыли:

$$\Delta П = (Ц_2 - C_2) \times A_2 - (Ц_1 - C_1) \times A_1 =$$

$$= (23 - 10{,}45) \times 2475 - (23 - 10{,}40) \times 2468{,}4 = -40{,}59 \text{ тыс.р.}$$

7. Сводный хозрасчётный эффект:

$$Э_х = \Delta П - E_н K = -40{,}59 - 0{,}15 \times 35I{,}7 = -98{,}845 \text{ тыс.р.}$$

8. Удельный экономический эффект:

$$I5I{,}305 : 6{,}6 = 22{,}925 \text{ руб/т нефти}$$

Пример 6.

РАСЧЁТ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОТ ВНЕДРЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ ТЕРРИГЕННЫХ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ С ВЫСОКОЙ ВЯЗКОСТЬЮ ЧЕРЕДУЮЩЕЙСЯ ЗАКАЧКОЙ ВОДЫ, НЕФТИ И СЕРНОЙ КИСЛОТЫ

I. Краткая аннотация технологии.

Оторочка воды, обладая высокой подвижностью по сравнению с пластовой нефтью, вытесняет ее прежде всего из высокопроницаемых зон и каналов, создавая вязкообразное заводнение пласта. Следующая за оторочкой воды закачиваемая высоковязкая нефть блокирует эти каналы, увеличивая охват пласта заводнением. Оторочка концентрированной серной кислоты, движущаяся за оторочкой высоковязкой нефти, направляется в менее проницаемые каналы, ослабляя тем силы поверхностного натяжения, вытесняет нефть из микропор и тем самым расширяет фронт вытеснения нефти, увеличивая таким образом конечный коэффициент извлечения нефти из пласта.

2. *База сравнения и метод расчета эффективности.*

Технология разработки терригенных коллекторов, насыщенных высоковязкой нефтью, направлена на повышение конечного нефтеизвлечения. За базу сравнения для определения ее эффективности принимаются технико-экономические показатели разработки таких залежей с применением обычного заводнения. Внедрение новой технологии требует дополнительных капитальных вложений и текущих затрат на закачку воды, нефти и серной кислоты. Ввиду этого, расчёт годового экономического эффекта от использования данной технологии производится по формуле (10):

$$Э = C_1 \times A_1 + H \times \Delta A - C_2 A_2 - E_н \times \Delta K$$

или по формуле (11):

$$Э = H \times \Delta A \pm \Delta C \pm E_н \times \Delta K$$

3. Исходные данные и расчет годового экономического эффекта

Согласно акта внедрения технологические процессы разработки залежи нефти с использованием нового способа характеризуются данными, приведенными в таблице 6.I.

Таблица 6.I

Технологические показатели разработки месторождения

№№ пп	Показатели	Базовый вариант	Новая технология	Источник данных (№№ приложений)
I.	Об"ем внедрения			
	- закачка воды, тыс.м3	-	38,0	
	- закачка нефти, тыс.т	-	3,5	
	- закачка серной кислоты, тыс.т	-	I,4	
2.	Добыча жидкости, тыс.т	29,4	29,4	
3.	Добыча нефти, тыс.т	I4,4	I9,I	
	в том числе за счет метода	-	4,7	
4.	Действующий фонд скважин - всего	23	23	
	в том числе			
	- добывающих	20	20	
	- нагнетательных	3	3	

Дополнительные капитальные вложения, связанные с разработкой и внедрением новой технологии, определены по данным первичного бухгалтерского учета. Об"ем капитальных вложений по направлениям приведен в таблице 6.2.

Таблица 6.2

Дополнительные капитальные вложения на внедрение мероприятия

	Сумма, тыс.р.	Источник данных (№№ приложений)
I. Дополнительные капитальные вложения на приобретение насоса ЭЦГР	9,24	
2. Затраты на НИР - всего, в том числе: на об"ем первого года внедрения (пропорционально об"емам закачки реагентов)-70:22,1х4,9	70,0 I,52	

Источником исходных данных для определения дополнительных текущих затрат на внедрение новой технологии являются калькуляция себестоимости добычи нефти, расшифровки затрат статей калькуляции и другие документы бухгалтерского учёта.

Расчет себестоимости добычи нефти по сравниваемым вариантам разработки залежи приведены в таблице 6.3.

Таблица 6.3

Расчет себестоимости добычи нефти по по вариантам

№№ пп	Показатели	Сумма, тыс.р. Базовый вариант	Новая технология
I.	Амортизация скважин	I75,0	I75,0
2.	Обслуживание скважин	367,0	367,0
3.	Расходы на энергию по извлечению нефти	5,6	5,6
4.	Расходы на сбор и транспорт нефти	35,6	35,6
5.	Расходы по технологической подготовке нефти	22,0	22,0
6.	Расходы на закачку воды	55,0	55,0
7.	Амортизация насоса	-	2,3
8.	Расходы на закачку нефти	-	80,5
9.	Расходы на закачку серной кислоты	-	4I,0
I0.	Отчисления на ГРР	47,5	63,0
	в т.ч. на нефть за счет метода	-	I5,5
	Всего затрат	707,7	847,0
	в т.ч. дополнительные затраты	-	I39,3
II.	Себестоимость добычи нефти,руб/т	49,I5	44,35

Годовой экономический эффект от внедрения технологии разработки терригенных коллекторов путем закачки воды, нефти и сер-

ной кислоты согласно формуле (I0) составит:

Э=49,I5xI4,4+60x4,7-44,35xI9,I-0,I5x(9,24+I5,52)=I38,96тыс.р

Расчёт годового экономического эффекта по формуле (II) даёт аналогичный результат:

Э = 60x4,7-I39,3-0,I5x(9,24+I5,52)= I38,99 тыс.р.

4. Показатели для учёта в (планах) отчёта объединения

I. Объём внедрения:

- закачка воды, тыс.м^3 - 38,0
- закачка нефти, тыс.т - 3,5
- закачка серной кислоты, тыс.т - I,4

2. Добыча нефти за счёт метода, тыс.т - 4,7

3. Валовая продукция: 23x4,7=I08,I тыс.р.

4. Дополнительные капитальные вложения - 9,24 тыс.р.

5. Снижение (+), увеличение (-) себестоимости добычи нефти:

$$\Delta C = (C_1 - C_2) \times A_2 = (49,I5-44,35)xI9,I = 9I,68$$

6. Прирост прибыли:

$$\Delta П = (23-49,I5)-(23-44,35)xI9,I=433,94тыс.р.$$

7. Удельный экономический эффект:

I38,96 : 4,7 = 29,57 руб/т нефти

Пример 7

РАСЧЕТ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОТ ВНЕДРЕНИЯ ВЛАЖНОГО ВНУТРИПЛАСТОВОГО ГОРЕНИЯ НА НЕФТЯНЫХ ПЛАСТАХ, ЗАВЕРШЕННЫХ РАЗРАБОТКОЙ

I. Краткая аннотация мероприятия

Метод внутрипластового влажного горения применяется для повышения выработки запасов. В ряде случаев с использованием этого метода осуществляется разработка месторождений, на которых нефть не может быть извлечена другими известными способами.

При осуществлении данного метода в призабойной зоне нагнетательных скважин создается мощный очаг горения, который путем закачки воздуха поддерживается и движется по пласту от нагнетательных скважин к эксплуатационным. При этом часть пластовой нефти сгорает, выделяя тепло, которое способствует отделению нефти от породы и повышению нефтеотдачи. Для повышения эффективности процесса нефтевытеснения наряду с воздухом в пласт закачивается вода.

2. База сравнения и метод расчета экономической эффективности

Технология влажного внутрипластового горения используется на участке завершенным разработкой. Источником экономической эффективности от внедрения ВВГ является увеличение конечного коэффициента извлечения нефти. Поэтому за базу сравнения принимаются замыкающие затраты в размере 60 руб/т нефти, и расчет годового экономического эффекта производится по формуле (I3):

$$Э = (Н \cdot З') \Delta Н$$

3. Исходные данные и расчет годового экономического эффекта

Источником получения технологических показателей внедрения ВВГ является акт внедрения мероприятия в нефтегазодобывающем уп-

ровления. Источником формирования исходных данных о затратах на внедрение служат данные бухгалтерского учета, которые оформляются в виде справок и выписок, утвержденных руководителями экономических служб.

Таблица 7.I

Исходные показатели для расчета экономических показателей

№№ пп:	Показатели	:Значение показателя:	Источник данных (№№ приложений)
I.	Доочча нефти за счёт метода, тыс.т	I3,973	
2.	Объем закачки воздуха, тыс.м^3	I6858	
3.	Объем закачки воыд, м^3	I4500	
4.	Капитальные вложения для осуществления мероприятия (стоимость строительства и обустройства нагнетательных скважин и обустройства компрессора ОВГ-2), тыс.р.	760	
5.	Затраты на НИР, тыс.р.	80	
6.	Условно-переменные затраты, руб/т.	5,3I	
7.	Себестоимость закачки I000м^3 воздуха, руб.	5,I9	
8.	Себестоимость закачки воды, руо/м^3	0,I8	
9.	Эксплуатационные затраты, тыс.р.	3I0,5	

Затраты на НИР определены пропорционально добыче нефти и газа по участку в текущем году.

Расчет затрат, связанных с внедрением ВВГ и затрат по НГДУ без внедрения новой технологии приведены в таблице 7.2.

Таблица 7.2

Расчет экономических показателей

№№ пп	Показатели	Без ВВГ	С применением ВВГ
I.	Расходы по искусственному воздействию на пласт, тыс.р.	-	5,I9xI6858+0,I8x x.I4500= 90,I
2.	Расходы на добычу нефти за счет метода, тыс.р.	-	5,3IxI0,283 = =54,6
3.	Итого эксплуатационных расходов, тыс.р.	-	90,I+54,6 = =I44,7
4.	Себестоимость добычи нефти за счет метода, р./т	-	I44,7 : I0,283 = =I4,07
5.	Удельные капитальные вложения, р./т	-	(760+80):I0,283= =8I,7
6.	Приведенные затраты, р./т	-	I4,07+0,I5x8I,7= =26,32
7.	Добыча нефти - всего, тыс.т	-	I3,973
8.	Эксплуатационные затраты, тыс.р.	-	3I0,5
9.	Себестоимость добычи нефти, р./т	-	3I0,5:I3,973= =22,I9

Годовой экономический эффект от внедрения влажного внутрипластового горения составит:

$$Э = (60-26,32)\text{x}10,283 = 346,33I \text{ тыс.р.}$$

4. Показатели учета в планах (отчетах) об"единения.

I. Добыча нефти за счет метода - I3,973 тыс.р.

2. Капитальные вложения для осуществления метода - 840 тыс.р.

3. Прирост прибыли

$$\Delta П = (34-26,32)\text{xI3,973} = I07,3I3 \text{ тыс.р.}$$

4. Удельный экономический расчет

$$^{3}46,33I : I3,973 = 24,78 \text{ р/т нефти}$$

Пример 8

РАСЧЁТ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОТ ВНЕДРЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ВОССТАНОВЛЕНИЯ И УВЕЛИЧЕНИЯ ПРОДУКТИВНОСТИ СКВАЖИН МЕТОДОМ МНОГОКРАТНЫХ ДЕПРЕССИЙ НА ПЛАСТ

I. Краткая аннотация мероприятия.

Применение технологии восстановления и увеличения продуктивности скважин методом многократных депрессий на забой скважины позволяет создать высокий перепад давления, в результате чего жидкость с большой скоростью начинает поступать из пласта, очищая призабойную зону от загрязнений и улучшая тем самым коллекторские свойства пласта, увеличивая продуктивность скважины.

Технология многократных депрессий позволяет производить работы без глушения скважин и подъема подземного оборудования. Технология является многоразовой, позволяющей осуществлять процесс неоднократно с незначительными трудозатратами.

Существующие технологические методы по очистке призабойной зоны путем создания депрессий на пласт являются малоэффективными и требуют значительных затрат. Главным недостатком этих методов является одноразовость действия, а для повторного цикла требуется производить спуско-подъёмные операции технологического подземного оборудования.

2. База сравнения и метод расчета эффективности.

Базой сравнения служат расчетные технико-экономические показатели скважин, на которых осуществлялось внедрение данной технологии в условиях без проведения мероприятия.

Годовой экономический эффект от использования метода многократных депрессий определяется по формуле (I4):

$$Э = C_1 A_1 + H\Delta A - C_2 A_2 - E_н \Delta K$$

или по формуле (I5): $Э = H' \times \Delta A \pm \Delta C \pm E_н \Delta K$

3. Исходные данные и расчёт годового экономического эффекта

Источником получения технологических показателей внедрения метода многократных депрессий на пласт является акт внедрения мероприятия в нефтегазодобывающем управлении. Согласно акта внедрения технологические показатели эффективности использования данной разработки характеризуются следующими данными (таблица 8.I).

Таблица 8.I

Технологические показатели внедрения мероприятия

№№ пп	Показатели	Базовый вариант	Новая технология	Источник данных (№№ приложений)
I.	Объём внедрения, скв.-опер.	I5	I5	
2.	Среднесуточный дебит скважины, т/с	60	72	
3.	Продолжительность эффекта, суток	-	90	
4.	Годовая добыча нефти, т.т.	3I2,3	328,5	

Источником формирования исходных данных о затратах на внедрение разработки служат данные бухгалтерского учёта. Данные о текущих и капитальных затратах на внедрение мероприятия оформляются в виде справок и выписок, утвержденных руководителями экономических служб.

Удельные эксплуатационные и капитальные затраты, связанные с внедрением метода многократных депрессий на пласт, приведены в таблице 8.2.

Таблица 8.2

Удельные эксплуатационные и капитальные затраты на внедрение мероприятия

№№ пп:	Показатели	Новая технология	Источник данных (№№ приложений)
I.	Стоимость работы специального оборудования, руб/сут.	371	
	в т.ч.: компрессор ДСК 7200А	284	
	агрегат АГГ-4	87	
2.	Продолжительность работы оборудования, сут.	I	
3.	Дополнительные капитальные вложения (стоимость глубинного насоса), тыс.р/скв.	0,400	
4.	Норма амортизации глубинного насоса, %	24	
5.	Себестоимость добычи нефти, руб/т	7,I3	
	в т.ч. условно-переменные расходы	I,I9	
6.	Затраты на НИР, тыс.р.	I50,0	

Расчёт экономических показателей для определения эффективности внедрения метода приведены в таблице 8.3.

Таблица 8.3

Расчет себестоимости добычи нефти по базовому варианту

№№ пп:	Показатели	Базовый вариант	Новая технология
I.	Годовая добыча нефти, тыс.т	312,3	328,5
	в т.ч. за счет внедрения метода	-	I6,2
2.	Дополнительные капитальные вложения, тыс.р.	-	0,4xI5=6,0
3.	Дополнительные эксплуатационные расходы - всего, тыс.р.	-	80,I78
	в том числе:		
	- амортизационные отчисления	-	6,0x0,24=I,44
	- затраты на текущий ремонт	-	0,3xI,44=0,43
	-затраты на проведение скважиноопераций	-	0,37IxI5 = 5,57
	-отчисления на ГРР	-	3,3xI6,2=53,46
	-условно-переменные расходы	-	I,I9xI6,2=I9,278
4.	Эксплуатационные расходы -всего, тыс.р.	2262,027	2342,205
5.	Себестоимость добычи нефти, руб/т	7,24	7,I3

Годовой экономический эффект от внедрения метода многократных депрессий на пласт по формуле (I4) составит:

Э= 7,243I2x3I2,3+30xI6,2-7,I3x328,5-0,I5xI56 = 382,425тыс.р

Расчёт экономического эффекта по анализируемой группе скважин по формуле (I5) дает аналогичный результат:

Э = 30 x I6,2 - 80,I78-0,I5 x I56 = 382,422 тыс.р.

4. Показатели для учета в планах (отчётах) объединения

I. Объём внедрения I5 скв.-операций.

2. Добыча нефти за счёт использования метода - 16,2 тыс.т

3. Валовая продукция: 23xI6,2 = 372,6 тыс.р.

4. Дополнительные капитальные вложения - 6 тыс.р.

5. Снижение (+), увеличение (-) себестоимости добычи нефти

$$\Delta C = (C_1 - C_2) \times A_2 = (7,243I2-7,I3)x328,5 = 37,I60 \text{ тыс.р.}$$

6. Прирост прибыли:

$$\Delta П = (Ц_2 - C_2) \times A_2 - (Ц_1 - C_1) \times A_1 =$$

$$= (23-7,I3)x328,5-(23-7,243I2)x3I2,3 = 292,42I \text{ тыс.р.}$$

7. Сводный хозрасчетный эффект:

$$Э_х = \Delta П - E_н \times \Delta K = 292,42I-0,I5x6,0 = 29I,52I \text{ тыс.р.}$$

8. Удельный экономический эффект:

382,422 : I6,2 = 23,6I руб/т нефти.

Пример 9

РАСЧЁТ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОТ ВНЕДРЕНИЯ СПОСОБА ОПТИМИЗАЦИИ ЗАБОЙНЫХ ДАВЛЕНИЙ СКВАЖИН НА ЗАЛЕЖАХ НЕФТИ С КАРБОНАТНЫМИ КОЛЛЕКТОРАМИ

I. Краткая аннотация мероприятия

Нефтяные залежи карбонатных отложений отличаются сложным геологическим строением, зональной и послойной неоднородностью, трещиновато-кавернозностью коллекторов, высокой вязкостью пластовых нефтей и другими неблагоприятными для разработки свойствами.

При существующей технологии разработка таких залежей нефти ведется при забойном давлении скважин равном давлению насыщения. По внедряемому способу оптимальное забойное давление по скважинам определяется на уровне до 0,7 давления насыщения.

2. База сравнения и метод расчета эффективности.

Преимуществом предлагаемого способа эксплуатации скважин является снижение забойного давления добывающих скважин ниже давления насыщения за счёт снижения динамических уровней жидкости в скважинах и увеличения объемов закачки воды в продуктивные пласты, что обеспечивает повышение производительности скважин по месторождению в целом. Расчет годового экономического эффекта от внедрения данного способа оптимизации забойных давлений производится по формуле (I5): $Э = H' \times \Delta A \pm \Delta C \pm E_н \times \Delta K$

3. Исходные данные и расчет годового экономического эффекта

Согласно акта внедрения разработки технологические показатели использования способа оптимизации скважин характеризуются следующими данными (таблица 9.I).

Таблица 9.I

Технологические показатели разработки залежи

№№ пп	Показатели	Базовая технология	Новая технология	Источник данных (№№ приложений)
I.	Объём внедрения, скв.	-	80	
2.	Добыча нефти - всего, тыс.т	2519,195	2540,0	
	в том числе за счет новой технологии	-	20,805	
3.	Дополнительная добыча жидкости, тыс.т	-	69,350	
4.	Дополнительная закачка воды, тыс.т	-	79,753	

Объемы дополнительных капитальных вложений и эксплуатационных затрат, связанных с внедрением и добычей нефти за счет способа оптимизации забойных давлений, приведены в таблицах 9.2-9.3. При оформлении расчета фактического годового экономического эффекта данные этих таблиц подтверждаются соответствующими документами бухгалтерского учета о всех видах затрат, связанных с внедрением данной разработки.

Таблица 9.2

Дополнительные капитальные вложения на внедрение новой технологии

№№ пп	Показатели	Новая технология	Источник данных (№№ приложений)
I.	Дополнительные капвложения-всего, т.р.	I84,0	
	в том числе:		
	- затраты на смену насосов	I,3x80=I04,0	
	- стоимость дополнит.спускаемых насосно-компрессорных труб	0,6x80=48,0	
	- стоимость дополн.спускаемых штанг	0,4x80=32,0	
2.	Затраты на на НИР[x]-всего, тыс.р.	I50,0	
	в т.ч.на расчет ооъема внедрения расчётного года	25,0	
3.	Всего капитальных вложений, тыс.р.	209,0	

x/ Затраты на НИР по разработке технологии оптимизации забойных давлений составили I50 тыс.р. Согласно планам внедрения данного метода за три первых года переоборудуется 480 добыв.скважин.

Объём внедрения первого года - 80 скважин. Таким образом, на объём внедрения расчетного года относим 150:480х80=25 тыс.р.

Таблица 9.3

Расчёт себестоимости добычи нефти по вариантам разработки залежи

№№ пп:	Показатели	Базовый вариант	Новая технология	Источник данных (№№ приложений)
I.	Дополнительные эксплуатационные затраты - всего, тыс.р.	-	I45,57	
	в том числе:			
	- амортизационные отчисления от затрат на смену насосов	-	I04х0,II2= =II,65	
	- амортизация стоимости штанг	-	32х0,I87=5,98	
	- амортизационные отчисления от стоимости НКТ	-	48х0,092=4,42	
	- затраты на подъём жидкости	-	0,36х69,350=24,97	
	- затраты на сбор и транспорт жидкости	-	0,05х69,350=3,47	
	- затраты на деэмульсацию нефти	-	0,3Iх20,805хI,5= =9,67	
	- затраты на закачку воды	-	0,2Iх79,753=I6,75	
2.	Отчисления на ГРР	-	3,30х20,805=68,66	
3.	Эксплуатационные затраты - всего, тыс.р.	28448-I45,57= =28302,43	28448,0	
4.	Себестоимость добычи нефти, руб/т	II,2347	II,20	

С учетом принятых исходных данных годовой экономический эффект от внедрения способа оптимизации забойных давления составит:

$$Э = 30х20,805-I45,57-0,I5х209 = 347,23 \text{ тыс.р.}$$

4. Показатели для учета в планах (отчетах) объединения

1. Объём внедрения - 80 скв.

2. Добыча нефти за счет использования способа - 20,805 тыс.т.

3. Валовая продукция - 23х20,805=478,515 тыс.р.

4. Дополнительные капитальные вложения - 184 тыс.р.

5. Снижение (+), увеличение (-) себестоимости добычи нефти:

$$\Delta C = (C_1 - C_2) \times A_2 = (11{,}2347 - 11{,}20) \times 2540 = 88{,}138 \text{ тыс.р.}$$

6. Прирост прибыли:

$$\Delta П = (Ц_2 - C_2) \times A_2 - (Ц_1 - C_1) \times A_1 =$$

$$= (23 - 11{,}20) \times 2540 - (23 - 11{,}2347) \times 2519{,}195 = 333{,}0 \text{ тыс.р.}$$

7. Сводный хозрасчётный эффект:

$$Э_х = \Delta П - E_н \cdot K = 333 - 0{,}15 \times 184 = 305{,}4 \text{ тыс.р.}$$

8. Удельный экономический эффект:

$$447{,}230 : 20{,}805 = 21{,}50 \text{ руб/т нефти}$$

Пример 10.

РАСЧЕТ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОТ ВНЕДРЕНИЯ ПЕНОКИСЛОТНЫХ ОБРАБОТОК СКВАЖИН

1. Краткая аннотация мероприятия

Пенокислотные обработки скважин проводятся с целью интенсификации добычи нефти. Обработка осуществляется путем закачки в призабойную зону пласта вспененного рас ора, содержащего ПАВ - пенообразователь, стабилизатор, ингибитор, кислоту и воду. Кислотная пена обладает вязко-упругими свойствами, способствующими увеличению охвата воздействием по простиранию и толщине пласта.

2. База сравнения и метод расчета эффективности

За базу сравнения принимаются расчетные показатели эксплуатации скважин в условиях без проведения данного мероприятия.

Годовой экономический эффект, получаемый от внедрения пенокислотной обработки, рассчитывается по формуле (I4):

$$Э = C_1 \times A_1 + H' \times \Delta A - C_2 \times A_2 - E_н \times \Delta K$$

3. Исходные данные и расчет годового экономического эффекта

Источником получения технологических показателей внедрения пенокислотных обработок скважин является акт внедрения мероприятия в нефтедобывающем управлении. Источником формирования исходных данных о затратах на внедрение разработки служат данные бухгалтерского учета. Данные о текущих и капитальных затратах на внедрение мероприятия оформляются в виде справок и выписок, утвержденных

руководителями экономических служб. Эти документы являются составной частью расчета экономической эффективности. Исходные данные приведены в таблице IO.I.

Таблица IO.I

Исходные данные для расчёта экономического эффекта

№№ пп	Показатели	Вариант с пенокислотными обработками	Источник данных и (№№ приложений)
I.	Количество пенокислотных обработок, скв.-операций	I5	
2.	Годовая добыча нефти -всего,тыс.т	4345,8	
	в том числе за счёт мероприятия	I6,3	
3.	Эксплуатационные (условно-переменные) затраты на I т добычи нефти- всего,руб.	7,07	
	в том числе:		
	а) расходы на энергию по извлечению нефти,руб.	0,72	
	б) расходы по искусственному воздействию на пласт, руб.	I,49	
	в) расходы по сбору и транспортировке нефти и газа, руб.	0,86	
	г) расходы по технологической подготовке нефти,руб.	0,70	
	д) отчисления на ГРР, руб.	3,30	
4.	Годовые эксплуатационные расходы на добычу нефти,тыс.р.	5747I,0	
5.	Себестоимость добычи I т нефти,руб.	I3,2245	
6.	Продолжительность проведения I5 ПКО, час	2460	
7.	Стоимость одного бригадо-часа проведения ПКО, руб.	38,77	
8.	Оптовая цена I т нефти, руб.	23,0	

В соответствии с вышеприведенными данными производится расчёт показателей, необходимых для определения эффективности от внедрения пенокислотных обработок скважин (таблица I0.2).

Таблица I0.2

Расчёт экономических показателей эффективности внедрения метода

№№ пп	Показатели	Базовый вариант	Вариант с ПКО
I.	Объём добычи нефти, тыс.т	4329,5 (4345,8-I6,3)	4345,8
2.	Дополнительные эксплуатационные расходы, всего, тыс.р.	-	2I0,6
	в том числе:		
	- затраты, связанные с добычей нефти за счёт мероприятия	-	7,07xI6,3=II5,2
	- затраты на проведение ПКО	-	38,77x2460=95,4
3.	Годовые эксплуатационные расходы, тыс.р.	5747I,0-2I0,6= = 57260,4	5747I,0
4.	Себестоимость добычи I т нефти, руб.	57260,4:4329,5= =I3,28	5747I,0:4345,8= =I3,22

Годовой экономический эффект:

$$Э = 57260,4 + 30 \times I6,3 - 5747I,0 = 278,4 \text{ тыс.р.}$$

4. Показатели для учёта в планах (отчётах) объединения

I. Объём внедрения мероприятия - I5 скважин.

2. Прирост добычи нефти по сравнению с базовой техникой - I6,3 тыс.т.

3. Дополнительные капитальные вложения - нет.

4. Снижение (+), увеличение (-) себестоимости от внедрения мероприятия:

ΔC = (I3,23-I3,22)x4345,8 = 43,458 тыс.р.

5. Прирост прибыли от внедрения мероприятия:

$\Delta П$ = (23-I3,22)x4345,8-(23-I3,23)x4329,5 = 202,709 тыс.р.

6. Сводный хозрасчетный эффект производства от внедрения мероприятия:

$Э_х$ = 202,709 тыс.р.

7. Удельный экономический эффект:

278,4 : I6,3 = I7,08 р./т нефти

Пример II

РАСЧЕТ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОТ ВНЕДРЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ВТОРИЧНОГО ВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА С ПРИМЕНЕНИЕМ ИНВЕРТНО-ЭМУЛЬСИОННЫХ РАСТВОРОВ

I. Краткая аннотация мероприятия.

Одним из методов увеличения продуктивности скважин является повышение качества вскрытия пластов. Применяемая на промыслах технология вскрытия пластов на глинистом растворе, как правило, ухудшает проницаемость призабойной зоны, и, как следствие этого, снижает естественную продуктивность скважин.

Вторичное вскрытие пластов с применением инвертно-эмульсионных растворов (ИЭР) позволяет сохранить природные коллекторские свойства пласта, увеличить продуктивность скважин и подключить в работу пропластки, не охватываемые при базовой технологии вскрытия.

Повышение продуктивности скважин достигается за счёт перфорации скважин, эксплуатационные колонны которых заполнены в интервале перфорации ИЭР.

2. База сравнения и метод расчёта экономического эффекта

За базу сравнения принимаются технико-экономические показатели технологии вторичного вскрытия продуктивных пластов на глинистом растворе.

Данное мероприятие не требует дополнительных капитальных вложений. Освоение скважин с ИЭР производится с применением тех же агрегатов, что и на глинистом растворе. Однако, применение ИЭР требует иной структуры и расхода используемых химреагентов.

Поскольку метод освоения скважин с применением ИЭР обеспечивает увеличение дебитов скважин, годовой экономический эффект от данного мероприятия определяется по формуле (I4):

$$Э = C_1 A_1 + H'_{\Delta} A - C_2 A_2 - E_н \times \Delta K$$

или по формуле (I5):

$$Э = H \times \Delta A \pm \Delta C \pm E_н \times \Delta K$$

3. Исходные данные и расчёт годового экономического эффекта

Исходные данные и расчёты затрат по эксплуатации оборудования на проведение скважино-операций и затрат на приобретение химреагентов по сравниваемым вариантам освоения скважин приведены в таблицах II.I - II.2. При оформлении расчёта годового фактического экономического эффекта от внедрения мероприятия показатели таблиц II.I - II.2. должны быть подтверждены данными бухгалтерского учёта.

Расчеты экономических показателей для определения эффективности внедрения мероприятия приведены в таблице II.3.

Таблица II.I

Исходные данные расчет затрат по эксплуатации оборудования на проведение скважино-операции

№№ пп	Наименование оборудования	Стоимость работы оборудования, руб/час	Время работы оборудования, час		Затраты по эксплуатации оборудования, руб/скв.операции		Источник данных (№№ приложений)
			базовый вариант	при использовании ИЭР	Базовый вариант	При использовании ИЭР	
I.	ЦА 320-М	20,52	I2	I2	20,52xI2=246,24	20,52xI2=246,24	
2.	ППУ	4,46	3	3	4,46x3=I3,38	4,46x3=I3,38	
3.	УКП-80	6,I7	6,2	4,5	6,I7x6,2=38,25	6,I7x4,5=27,77	
					297,87	287,89	

Таблица II.2

Исходные данные и расчёт затрат на приобретение химреагентов для вскрытия пластов

№№ пп	Наименование химреагента	Цена химреагента, руб/т	Транспортные расходы на 1 т химреагента, руб/т	Базовый вариант: Расход химреагента, т/скв. операцию	Базовый вариант: Затраты на химреагенты, руб/скв. операцию	Вскрытие с использованием ИЭР: Расход химреагента, т/скв.-операцию	Вскрытие с использованием ИЭР: Затраты на химреагенты, руб/скв-операцию	Источник данных №№ (приложений)
1	2	3	4	5	6	7	8	9
I.	Нефть	25,0	3,67	0,25	(25+3,67)[x/]x0,25x xI,I64=8,34	I,2	(25+3,67)xI,2x xI,I64=40,05	
2.	КМЦ-600	2569,79	4,92	0,0I75	(2569,79+4,92)x x0,0I75xI,I64=52,45	-	-	
3.	Сульфанол	928,2	4,92	0,0008	(928,2+4,92)x0,0008x xI,I64=0,87	-	-	
4.	Графит серебристый кристаллический КЛ3	203,74	4,87	0,024	(203,74+4,87)x0,024x x I,I64=5,82	-	-	

[x/] Коэффициент накладных расходов для района I7в-I,I64

I	2	3	4	5	6	7	8	9
5.	ГКЖ-I0,II	86I,9	5,8I	0,040	(86I,9+5,8I)x0,040x x I,I64=40,40	-	-	
6.	Эмульгатор ЭС-2	I85,0	5,8I	-	-	-	0,084x x(I85+5,8I)x xI,I64=I8,66	
7.	CAC_2, сорт С	I44,62	5,8I	-	-	-	2,4x x(I44,62+5,8I)x xI,I64=420,24	
	Итого затрат на скв.операцию,руб.				I07,88	-	478,95	

Таблица II.3

Расчёт себестоимости добычи нефти по сравниваемым вариантам

№№ пп	Показатели	Базовый вариант	Вскрытие пластов с применением ИЭР	Источник данных (№№ приложений)
I.	Объём внедрения, скв.	70	70	
2.	Объём добычи нефти по НГДУ, тыс.т	656I4	65637,3	
	в т.ч.добыча нефти за счет мероприятия	-	23,3	
3.	Затраты на проведение скважино-операций,всего, тыс.руб.	28,42	I23,48	
	в том числе:			
	- затраты на химреагенты	0,I08x70= =7,56	0,479x70= =33,53	
	- затраты по эксплуатации оборудования	0,298x70= =20,86	I,285x70= =89,95	
4.	Дополнительные затраты, связанные с внедрением мероприятия, всего, тыс.руб.	-	20I,3I	
в том числе:				
	- затраты на внедрение ИЭР	-	I23,48-28,42= = 95,06	
	- условно-переменные расходы	-	I,26x23,3= =29,358	
	- отчисления на ГРР	-	3,3x23,3=76,89	
5.	Эксплуатационные затраты по НГДУ, тыс.руб.	482959,22	483I60,5	
6.	Себестоимость добычи нефти, руб/т	7,3606I	7,36I07	
	в том числе:			
	- условно-переменные расходы	-	I,26	
7.	Затраты на НИР, тыс.руб.	-	I20,0	

Годовой экономический эффект от внедрения методе вторичного освоения скважин с применением ИЗР по формуле (I4) составит:

Э = 7,3606Iх656I4+30х23,3-7,36I07х65637,3-0,I5хI20 = 472,8

Расчёт годового экономического эффекта от использования метода по формуле (I5) дает тот же результат:

Э = 30х23,3-208,I98-0,I5хI20 = 472,80 тыс.р.

4. Показатели для учёта в планах (отчётах) объединения

I. Объём внедрения 70 скважин.

2. Добыча нефти за счёт внедрения метода - 23,3 тыс.т.

3. Валовая продукция: 23х23,3=535,9 тыс.р.

4. Дополнительные капитальные вложения - нет.

5. Снижение (+), увеличение (-) себестоимости добычи нефти:

$$\Delta C = (C_1 - C_2) \times Q_2 = (7,3606I-7,36)х65637= +40,038 \text{ тыс.р.}$$

6. Прирост прибыли:

$$\Delta П = (23-7,36)х65637,3-(23-7,3606I)х656I4=834,I6 \text{тыс.р.}$$

7. Удельный экономический эффект:

472,8 . 23,3 = 20,29 руб/т нефти.

Пример I2

РАСЧЁТ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОТ ДВУХРАСТВОРНОЙ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН СОЛЯНОЙ КИСЛОТОЙ И БИФТОРИД-ФТОРИД АММОНИЕМ

I. Краткая аннотация мероприятия.

Обработка призабойной зоны нагнетательных скважин (ОПЗНС) бифторид-фторид-аммонием и соляной кислотой производится с целью увеличения проницаемости пласта путем очистки его от парафино-смолистых отложений, растворения силикатных соединений и глинистых включений в призабойной зоне скважин.

Обработка призабойной зоны способствует восстановлению приёмистости нагнетательных скважин и увеличению объёма закачки воды в пласт.

2. База сравнения и метод расчёта эффективности.

Базой сравнения служат расчётные технико-экономические показатели работы нагнетательных скважин в условиях без проведения мероприятия.

Годовой экономический эффект, полученный от внедрения данного мероприятия рассчитывается по формуле (7):

$$Э=(C_1-C_2)\times Q_2-E_н\Delta K$$

3. Исходные данные и расчёт экономического эффекта

Источником получения технологических показателей внедрения двухрастворной обработки призабойной зоны нагнетательных скважин соляной кислотой и бифторид-фторид аммонием является акт внедрения мероприятия в нефтедобывающем управлении. Источником формирования исходных данных о текущих и капитальных затратах на внедрение разработки служат показатели бухгалтерского учёта,

которые оформляются в виде справок и выписок, утвержденных руководителями экономических служб.

Исходные данные для расчёта экономического эффекта приводятся в таблице I2.I.

Таблица I2.I

Исходные показатели для расчета экономического эффекта

№№ пп	Показатели	при внедрении ОПЗНС	Источник данных (№№ приложений)
I.	Объём внедрения, скв/опер.	20	
2.	Объём закачки воды в пласт, тыс.м^3	56712,4	
	в т.ч. дополнительная закачка воды в пласт	223,3	
3.	Эксплуатационные затраты на закачку, тыс.р.	I587I,7	
4.	Условно-переменные затраты на закачку воды в пласт, коп/м^3	7,7	
	в т.ч. а) на электроэнергию	7,5	
	б) на материалы	0,2	
5.	Эксплуатационные затраты на нефть, тыс.р.	I058II,3	
6.	Добыча нефти, тыс.т.	II8I5,0	
7.	Затраты на НИР, тыс.р.	I0,0	
8.	Перспективный план внедрения мероприятия, скв/опер.	60,0	

В соответствии с вышеприведенными данными в таблице I2.I проводится расчёт показателей, необходимых для определения эффективности двухрастворной обработки призабойной зоны нагнетательных скважин (таблица I2.2).

Таблица I2.2

Расчёт технико-экономических показателей эффективности мероприятия

№№ пп:	Показатели	без ОПЗНС	при внедрении ОПЗНС
I.	Объём закачки воды в пласт, тыс.м3	567I2,4-223,3= =56489,I	567I2,4
2.	Эксплуатационные затраты на закачку воды, тыс.р.	I587I,7-0,077x x223,3=I5854,5	I587I,7
3.	Себестоимость закачки I $м^3$ воды, руб.	I5854,5:56489,I= =0,28I	I587I,7 : :567I2,4=0,280
4.	Затраты на НИР, тыс.р.	-	$\frac{I0,0}{60}$ x20=3,3
6.	Себестоимость добычи нефти, руб/т	I058II,3-I587I,7+ +0,28Ix567I2,4= =I05875,7:II8I5= =8,96I	$\frac{I058II,3}{II8I5}$ = = 8,956

Годовой экономический эффект от внедрения двухрастворной обработки призабойной зоны нагнетательных скважин по формуле (7) составит: Э =(0,28I-0,280)x567I2,4-0,I5x3,3 = 56,2 тыс.р.

4. Показатели для учёта в планах (отчётах) объединения

I. Объём внедрения - 20 скв/опер.

2. Прирост закачки воды - 223,3 тыс.$м^3$.

3. Снижение (+), увеличение (-) себестоимости добычи нефти:

$$\Delta C = (8,96I-8,956)xII8I5 = + 59,I \text{ тыс.р.}$$

4. Прирост прибыли:

$$\Delta П = (Ц-C_1)A_2 - (Ц-C_1)A_1 =$$

$$=(23-8,956)xII8I5-(23-8,961)xII8I5=I65930-I6587I =$$

$$= 59 \text{ тыс.р.}$$

5. Сводный хозрасчетный эффект: $Э_х = \Delta П = 59$ тыс.р.

6. Удельный экономический эффект: 56,2:223,3 = 0,252 тыс.р.

Пример I3

РАСЧЕТ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОТ ВНЕДРЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН С ПРИМЕНЕНИЕМ ВСТАВНОГО ПУЛЬСАТОРА ПВ-54

I. Краткая аннотация мероприятия

Внедряемый забойный пульсатор ПВ-54, применяемый для восстановления приёмистости нагнетательных скважин, отличается от используемого в настоящее время вибратора ГВ 3-I08 затратами времени на проведение скважино-операции.

В первом случае ОПЗ с применением вставного пульсатора ПВ-54 осуществляется двумя операторами с помощью агрегата "Азинмаш-8" в течение 4 часов. При существующей технологии восстановления приёмистости скважин необходимо проведение подземного ремонта скважины продолжительностью 23,5 часа.

Вместе с тем, чтобы обеспечить среднее увеличение приёмистости нагнетательных скважин (с учётом линейного затухания эффекта) на 50 $м^3$/сут; требуется при новой технологии провести 6 обработок в год на скважину, а при существующей технологии - 2 обработки.

2. База сравнения и метод расчёта экономического эффекта

За базу сравнения при определении годового экономического эффекта от внедрения забойного пульсатора ПВ-54 принимается применяемый в настоящее время пульсатор ГВЗ-I08. Экономический эффект от применения ПВ-54 достигается за счёт экономии времени на проведение необходимого комплекса операций на I скважину и соответствующей экономии в затратах на подземный ремонт скважин, связанных с ОПЗ.

Годовой экономический эффект определяется по формуле (7):

$$Э = (C_1 - C_2) \times A_2 - E_н \times \Delta K$$

3. Исходные данные и расчет годового экономического эффекта

Таблица I3.I

Исходные данные и расчёт стоимости обработки забоя магнетательных скважин ПВ-54

№№ пп	Показатели	Базовая техника (вибратор ГВЗ-I08)	Новая техника (забойный пульсатор ПВ-54)	Источник данных (№№ приложений)
I	2	3	4	5
I.	Количество обработок на I скважину в год	2	6	
2.	Количество магнетательных скважин	50	50	
3.	Затраты времени на I обработку, час	23,5	4	
4.	Стоимость пульсатора, руб.	I25	46	
5.	Стоимость часа проката агрегата "Азинмаш"-8, руб.	-	3,3	
6.	Зарплата оператора IУ разряда, руб/час	-	0,6II	
7.	Зарплата водителя-оператора У разряда, руб/час	-	0,7	
8.	Отчисления на социальное страхование, %	-	I4	
9.	Предпроизводственные затраты, руб/скв.	-	336	
I0.	Стоимость одной обработки - всего, руб.	690	I9,I76	
	в том числе:			
	- стоимость проката "Азинмаш-8", руб.	-	I3,2	
	- зарплата обслуживающего персонала, руб.	-	$\frac{5,976}{(0,6II+0,7)xI,I4x4}$	

I:	2	: 3 :	4 :	5
II.	Стоимость годового объема ОПЗ на I скважину, руб.	I505	I6I	
	в том числе:			
	Стоимость малоценного инвентаря	I25	46	
	Затраты на обработку забоев скважин	690x2=I380	I9,I76x6= = II5	

Годовой экономический эффект от внедрения мероприятия составит:

$$Э = (I,505-0,I6I)x50-0,I5x0,336x50= 64,68 \text{ тыс.р.}$$

4 Показатели для учёта в планах (отчётах) предприятия

I. Объем внедрения новой техники - 50 пульсаторов.

2. Предпроизводственные затраты (капитальные вложения - - I6,8 тыс.р.

3. Снижение (+), увеличение (-) себестоимости добычи нефти

$$\Delta C = (I,505-0,I6I)x50 = 67,2 \text{ тыс.р.}$$

4. Прирост прибыли - 67,2.

5. Сводный хозрасчётный эффект - 67,2 тыс.р.

6. Удельный экономический эффект:

$$67,2 : 50 = I,344 \text{ тыс.р.}$$

Пример I4

РАСЧЕТ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОТ ВНЕДРЕНИЯ УСОВЕРШЕНСТВОВАННОЙ ТЕХНОЛОГИИ ГАЗЛИФТНОЙ ДОБЫЧИ НЕФТИ

I. Краткая аннотация мероприятия

При большом количестве скважин с различным характером зависимости дебита жидкости от расхода газа суммарный отбор нефти будет зависеть от заданного распределения газа по скважинам.

Оптимальное распределение заданных об"емов газа по газлифтным скважинам дает возможность получить максимальные отборы жидкости (нефти). Оптимизация проводится с применением ЭВМ.

2. База сравнения и метод расчета эффективности

Базой сравнения служат технико-экономические показатели газлифтной добычи нефти, полученные без проведения оптимизации расхода газа по скважинам при том же об"еме компримированного газа.

Годовой экономический эффект от внедрения усовершенствованной технологии газличтной добычи нефти определяется по формуле (I4):

$$Э = C_1 \times A_1 + H' \times \Delta A - C_2 \times A_2 - E_н \times K$$

или по формуле (I5):

$$Э = H' \times \Delta A \pm \Delta C \pm E_н \times \Delta K$$

3. Исходные данные и расчет годового экономического эффекта

Источником исходных данных для расчета является акт внедрения усовершенствованной технологии газлифтной добычи в НГДУ и справки о фактических затратах на проведение мероприятия. Исходные данные для расчета показателей эффективности мероприятия приведены в таблице I4.I.

Таблица I4.I

Исходные данные для расчета затрат на внедрение мероприятия

№№ пп	Показатели	Базовый вариант	Новая технология	Источник данных (№№ приложений)
I.	Об"ем внедрения, скв.	50	50	
2.	Годовая добыча нефти по НГДУ, тыс.т	64250,0	64260,5	
3	в том числе добыча за счет метода	-	I0,5	
	Стоимость использования ЭВМ, р./час	-	I66,0	
4.	Время расчета на ЭВМ, час	-	0,5	
5.	Зарплата оператора, р./час	-	0,738	
6.	Время подготовки данных, час	-	20,0	
7.	Себестоимость добычи нефти, р./т	-	I0,I98	
	в том числе условно-переменные расходы		5,93	
8.	Затраты на НИР, тыс.р.	-	50,0	

Расчет экономических показателей для определения эффективности внедрения мероприятия приведен в таблице I4.2.

Таблица I4.2

Расчет показателей эффективности использования мероприятия

№№ пп	Показатели	Базовый вариант	Новая технология
I	2	3	4
I.	Годовая добыча нефти, тыс.т	64250,0	64260,5
	в том числе за счет внедрения метода	-	I0,5
2.	Затраты, связанные с внедрением мероприятия, - всего, тыс.р.	-	96,9

Продолжение таблицы 14.2

1	2	3	4
	в том числе :		
	- затраты на проведение мероприятия	-	0,166x0,5+ +0,000738x20= = 0,098
	- условно-переменные расходы		5,93x10,5=62,2
	- отчисления на ГРР	-	3,30x10,5=34,6
3.	Эксплуатационные расходы по НГДУ, тыс.р.	655231,7	655328,6
4.	Себестоимость добычи нефти, р./т	10,198	10,198

Годовой экономический эффект от внедрения усовершенствованной технологии газлифтной добычи нефти по формуле (14) составит:

$$Э = 10,198x64250,0+30x10,5-10,198x64260,5-0,15x50 = 210,6 тыс.р.$$

Расчет годового эффекта от внедрения метода по формуле (15) даст тот же результат

$$Э = 30x10,5-96,9-0,15x50 = 210,6 тыс.р.$$

4. Показатели для учета в планах (отчетах) об"единения

1. Об"ем внедрения - 50 скважин.
2. Добыча нефти за счет внедрения мероприятия - 10,5 тыс.р.
3. Валовая продукция - 23x10,5 = 241,5 тыс.р.
4. Дополнительные капитальные вложения - нет.
5. Снижение (+), увеличение (-) себестоимости добычи нефти - - нет.
6. Прирост прибыли -

$$\Delta П = (23-10,198)x10,5 = 134,4 тыс.р.$$

7. Удельный экономический эффект -

$$210,6 : 10,5 = 20,06 руб/т$$

Пример 15

РАСЧЕТ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОТ ПРИМЕНЕНИЯ ПЕРИОДИЧЕСКОГО ГАЗЛИФТА

1. Краткая аннотация мероприятия

При газлифтной эксплуатации низкопроизводительных скважин с производительностью по жидкости до 30–40 м3/сутки наиболее рационален перевод их с непрерывного газлифта на периодический режим работы. Последнее связано с необходимостью накопления столба жидкости в подземных трубах с последующей циклической продавкой жидкости из подземных труб скважин.

Предлагается усовершенствованная конструкция периодического газлифта, при которой дополнительно установленные газлифтный клапан и камера позволяют отказаться от установки наземного оборудования по автоматическому регулированию расхода газа.

Эффективность внедрения данной конструкции периодического газлифта достигается за счет сокращения расхода газа.

2. База сравнения и метод расчета эффективности

За базу сравнения принимается конструкция периодического газлифта, разработанная Союзтермнефтью и являющаяся на сегодняшний день лучшей технологией отрасли.

В расчете используются данные об уровне дополнительных капитальных вложений и эксплуатационных затрат. Дополнительные капитальные вложения, связанные с внедрением мероприятия, включают стоимость газлифтного клапана и камеры. Дополнительные эксплуатационные затраты включают амортизационные отчисления от дополнительных капитальных вложений.

Годовой экономический эффект от внедрения новой конструкции периодического газлифта определяется по формуле (7):

$$Э = (C_2 - C_1) \times A_2 - E_н \times \Delta K$$

3. Исходные данные и расчет эффективности

Источником исходных данных для расчета является акт внедрения усовершенствованной конструкции периодического газлифта, справки о фактических затратах и нормативные документы о стоимости оборудования и нормах его амортизации.

Таблица I5.I

Исходные данные для расчета годового экономического эффекта

№№ пп	Показатели	Базовый вариант	Новая технология	Источник данных (№№ приложений)
I.	Количество газлифтных скважин	30	30	
2.	Годовая добыча жидкости, тыс.м3	I800	I800	
3.	Годовая добыча нефти, тыс.т	500	500	
4.	Расход газа - всего, млн.м3	III,6	96,6	
5.	Себестоимость закачиваемого газа, р./тсы.м3	3,52	3,52	
6.	Стоимость дополнительного оборудования			
	а) клапаны, р./скв.	-	440,0	
	б) камеры, р./скв.	-	420,0	
7.	Амортизационные отчисления, %			
	а) клапаны	-	20,0	
	б) камеры	-	I6,0	
8.	Годовые эксплуатационные затраты на добычу нефти, тыс.р.	-	I0800	
9.	Себестоимость добычи нефти, р./т	-	I2,0	

Затраты на НИР, приходящиеся на данный расчетный год составляют 50 тыс.р. Данные о текущих и капитальных затратах на внедрение мероприятия оформляются в виде справок и выписок, утвержденных руководителями экономических служб, которые являются составной частью расчета экономической эффективности.

Определение показателей для расчета годового экономического эффекта приводятся в таблице I5.2.

Таблица I5.2

№№ пп	Показатели	Базовый вариант	Внедряемый вариант
I.	Дополнительные капитальные вложения, тыс.р.	-	(0,44+0,42)x30= = 25,8
2.	Дополнительные эксплуатационные расходы, тыс.р.	-	(0,44x0,2+0,42x x0,I6)x30 =4,7
3.	Экономия эксплуатационных расходов, тыс.р.	-	3,52xI5 = 52,8
4.	Годовые эксплуатационные затраты на добычу нефти, тыс.р.	6000+52,8-4,7=6048,I	6000
5.	Себестоимость добычи нефти, р./т	I2,I0	I2,0

Годовой экономический эффект от внедрения усовершенствованной конструкции периодического газлифта составит:

$$Э = (I2,I0-I2,00)x500-0,I5(25,8+50) = 38,63 \text{ тыс.р.}$$

4. Показатели для учета в планах (отчетах) об"единения.

I. Об"ем внедрения - 30 скважин.

2. Дополнительные капитальные вложения - 25,8 тыс.р.

3. Снижение себестоимости добычи нефти - (I2,I0-I2,0)x500=50 тыс.р.

4. Прирост прибыли - 50 тыс.р.

5. Сводный хозрасчетный эффект -

$$Э_х = \Delta П - E_н \times K = 50-0,I5x25,8 = 46,I3 \text{ тыс.р.}$$

6. Удельный экономический эффект - 38,63:30 = I,288 тыс.р.

Пример 16

РАСЧЕТ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОТ ВНЕДРЕНИЯ АГРЕГАТА ДЛЯ ДЕПАРАФИНИЗАЦИИ СКВАЖИН АДП-4-150

1. Краткая аннотация мероприятия

Агрегат АДП-4-150 смонтирован на базе автомобиля КРАЗ-255. Агрегат позволяет без применения дополнительной спецтехники ППУ-3 и ЦА произ~дить нагрев нефти, подаваемой в систему установки до 150°С и закачивать ее при давлении до 160 атм в нефтяные коллектора или скважины для промывки отложения парафина.

Внедрение агрегата АДП-4-150 позволит значительно сократить расходы на проведение мероприятий по борьбе с отложениями, парафина в нефтепромысловом оборудовании, улучшить условия труда при производстве названных технологических операций.

2. База сравнения и метод расчета эффективности

За базу сравнения при определении экономической эффективности от использования агрегата АДП-4-150 принимаются показатели работы спецтехники (ЦА-320, ЦР-4 и 2 агрегата ППУ-3), которые выполняют тот же годовой об"ем работ по депарафинизации скважин.

Годовой экономический эффект от внедрения агрегата для депарафинизации скважин АДП-4-150 определяется по формуле (7).

3. Исходные данные и расчет годового экономического эффекта

Источником получения технологических показателей внедрения агрегата для депарафинизации скважин АДП-4-150 является акт внедрения мероприятия в нефтедобывающем управлении.

Источником формирования исходных данных о затратах на внедрение разработки служат данные бухгалтерского учета. Данные о текущих и капитальных затратах на внедрение мероприятия оформляются

в виде справок и выписок, утвержденных руководителями экономических служб. Эти документы являются составной частью расчета экономической эффективности.

Таблица 16.1

Исходные данные для определения экономической эффективности

№№ пп	Показатели	Базовая техника	При внедрении АДП-4-150	Источник данных (№№ приложений)
1.	Об"ем внедрения, агрегат	-	1	
2.	Количество дней работы агрегата	258	258	
3.	Продолжительность одной обработки скважины, час	7,4	4,1	
4.	Стоимость 1 машино-часа работы, руб.			
	а) ППУ-3	6	-	
	б) ЦА-320	10	-	
	в) ЦР-4	5	5	
	г) АДП-4-150	-	6	
5.	Балансовая стоимость агрегата, тыс.руб.			
	а) ППУ-3	17,4	-	
	б) ЦА-320	16,3	-	
	в) ЦР-4	15,0	-	
	г) АДП-4-150	-	25,8	

Таблица 16.2

Расчет экономических показателей

№№ пп	Показатели	Базовая техника	При внедрении АДП-4-150
1	2	3	4
1.	Годовые эксплуатационные затраты на депарафинизацию скважин, тыс.руб.	51,5	11,6
	в том числе:		

Продолжение таблицы 16.2

1	2	3	4
	а) ППУ-3 (2 агрегата)	6x7,4x258x2=22,9	-
	б) ЦА-320	10x7,4x258 =19,1	-
	в) ЦР-4	5x7,4x258 =9,5	5x4,1x258 = 5,8
	г) АДП-4-150	-	6x4,1x258 = 6,3
2.	Капитальные вложения, тыс.р.	66,1	40,8
	в том числе:		
	а) ППУ-3 (2 агрегата)	17,4x2 = 34,8	-
	б) НА-320	16,3x1 = 16,3	-
	в) ЦР-4	15,0x1 = 15,0	15,0x1=15,0
	г) АДП-4-150	-	25,8x1 = 25,8

Годовой экономический эффект от внедрения агрегата составит:

$$Э = (51,5-11,6)1+ 0,15(66,1-40,8) = 43,7 \text{ тыс.р.}$$

4. Показатели для учета в планах (отчетах) об"единения

1. Об"ем внедрения - 1 агрегат АДП-4-150.

2. Увеличение (+) или снижение (-) капитальных вложений от внедрения новой техники

$$\Delta K = 40,8 - 66,1 = -25,3 \text{ тыс.р.}$$

3. Прирост прибыли за счет снижения себестоимости

$$\Delta П = 51,5 - 11,6 = 39,9 \text{ тыс.р.}$$

4. Снижение (-) или повышение (+) эксплуатационных затрат

$$\Delta C = 11,6 - 51,5 = - 39,9 \text{ тыс.р.}$$

5. Сводный хозрасчетный эффект от внедрения агрегата АДП-4-150 (формула 27)

$$Э = 39,9 + 0,15 \times 25,3 = 43,7 \text{ тыс.р.}$$

Пример 17

РАСЧЕТ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОТ ВНЕДРЕНИЯ ХИМИЧЕСКИХ РЕАГЕНТОВ ДЛЯ БОРЬБЫ С ПАРАФИНИЗАЦИЕЙ НЕФТЕПРОМЫСЛОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ

I. Краткая аннотация мероприятия

Процесс парафинизации приводит к производственным простоям нефтепромыслового оборудования и требует затрат на борьбу с отложением парафина.

Химический метод защиты от парафиноотложений способом постоянного дозирования реагентов перспективен для большинства вводимых в разработку месторождений.

2. База сравнения и метод расчета эффективности

За базу сравнения принимаются технико-экономические показатели депарафинизации оборудования скважин тепловыми методами.

Экономическая эффективность внедрения разрабатываемого метода защиты обуславливается сокращением числа ремонта скважин по очистке от парафиноотложений.

Внедрение метода депарафинизации оборудования скважин требует дополнительных капитальных вложений и обеспечивает при этом уменьшение количества и стоимости ремонтов скважин. Поэтому расчет годового экономического эффекта от внедрения данного метода борьбы с парафинизацией производится по формуле (7):

$$Э = (C_1 - C_2) \times A_2 - E_н \times \Delta K$$

где: C_1 и C_2 – стоимость ремонта скважин по депарафинизации соответственно в базовом и сравниваемом варианте, р./скв;

A_2 – количество скважин, на которых внедрен новый метод депарафинизации скважин.

3. Исходные данные и расчет годового экономического эффекта

Источниками исходных данных для расчета являются акт внедрения химического метода депарафинизации оборудования скважин, справки о фактических затратах по депарафинизации скважин и документы о стоимости оборудования и нормах его амортизации. Исходные данные для расчета на депарафинизацию оборудования скважин приведены в таблице 17.1.

Таблица 17.1

Исходные данные для расчета показателей эффективности внедрения мероприятия

№№ пп	Показатели	Тепловой метод депарафинизации	Химический метод депарафинизации	Источник данных (№№ приложений)
1.	Об"ем внедрения, скв.	50	50	
2.	Количество ремонтов скважин по ликвидации парафина, ремонтов/скв.	12	-	
3.	Средняя продолжительность одного ремонта, час	8	-	
4.	Средняя стоимость депарафинизации, р./час	58,1	-	
5.	Среднесуточный расход химреагента на скважину, т/сут-скв.	-	0,005	
6.	Продолжительность дозирования, сут.	-	365	
7.	Стоимость реагента, т/руб	-	785	
8.	Стоимость дозировочного насоса. руб/компл.	-	340,0	
9.	Заработная плата операторов по эксплуатации насосов, тыс.р./год	-	8,0	
10.	Норма амортизации дозировочных насосов, доли ед.	-	0,11	
11.	Расходы на текущий ремонт и содержание насосов, тыс.р.	-	0,102	

Затраты на НИР, приходящиеся на данный расчетный год, составляют 50 тыс.р.

Определение показателей для расчета экономической эффективности внедрения химического метода борьбы с парафином приведено в таблице I7.2.

Таблица I7.2

Расчет стоимости депарафинизации оборудования скважин сравниваемыми методами

№№ пп	Показатели	Тепловой метод депарафинизации	Химический метод депарафинизации
I.	Дополнительные капитальные вложения, тыс.р.	-	0,340x50 = =I7,0
2.	Стоимость ремонтных работ - всего, тыс.р.	I2x8x0,058x50= = 278,40	86,60
	в т.ч.-амортизационные отчисления	-	0,340x0,IIx50= =I,87
	-текущий ремонт и содержание насосов	-	0,I02x50 = =5,I
	-зарплата операторов	-	8,0
	-расходы на реагенты	-	0,005x365x50x x0,785=7I,63
8.	Средняя стоимость депарафинизации, тыс.р./скв.	278,40:50 = = 5,568	I,732

Годовой экономический эффект от внедрения химического метода депарафинизации оборудования скважин составит:

$$Э = (5,568-I,732)x50-0,I5x67,0 = I8I,75 \text{ тыс.р.}$$

4. Показатели для учета в планах (отчетах) об"единения

I. Об"ем внедрения - 50 скважин.

2. Дополнительные капитальные вложения - I7 тыс.р.

3. Снижение добычи нефти и газа - I92,3 тыс.р.

4. Прирост прибыли - I92,3 тыс.р.

5. Сводный хозрасчетный эффект

$Э_х = \Delta П - E_н \times K = 192,3 - 0,15 \times 17,0 = 189,75$ тыс.р.

6. Удельный экономический эффект

181,75 : 50 = 3,64 тыс.р./скв.

Пример I8.

РАСЧЕТ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОТ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ С ПОКРЫТИЕМ ИЗ ПОЛИМЕРНЫХ ПОРОШКОВЫХ МАТЕРИАЛОВ

I. Краткая аннотация мероприятия

Для повышения долговечности и надежности работы центробежных насосов детали их защищаются покрытиями. Покрытие из полимерных порошковых материалов обладает хорошими физико-механическими свойствами и химической стойкостью по отношению к высокоагрессивным нефтепромысловым жидкостям.

2. База сравнения и метод расчета эффективности

За базу сравнения принимаются технико-экономические показатели эксплуатации насосов при покрытии их деталей лакокрасочными эпоксидными материалами.

Источниками образования экономии при использовании полимерных покрытий являются меньшая их стоимость по сравнению с эпоксидными материалами, больший срок службы в агрессивных средах и, соответственно, меньшие затраты на ремонт.

Полимерное напыление производится на том же оборудовании, что и эпоксидное покрытие, поэтому дополнительные капитальные вложения для его внедрения не требуются.

Расчет эффекта производится по формуле (7):

$$Э = (C_1 - C_2) A_2 - E_н \Delta K$$

где: C_1 и C_2 – соответственно средняя годовая стоимость обслуживания одного насоса без внедрения и с использованием нового материала.

3. Исходные данные и расчет годового экономического эффекта

Исходные данные для расчета годового экономического эффекта от использования полимерного покрытия насосов приведены в таблице I8.I. Технико-экономические показатели работы насосов

за год принимаются по данным акта внедрения полимерного напыления рабочих частей насосов. Данные о стоимости запчастей и обработке деталей полимерными материалами - по данным первичного бухгалтерского учета.

Таблица I8.I

Исходные данные для расчета затрат на покрытие рабочих частей насосов

№№ пп	Показатели	Базовый вариант - эпоксидное покрытие	Новый вариант - полимерное покрытие	Источник данных (№№ приложений)
I.	Об"ем внедрения - количество насосов, шт.	I00	I00	
2.	Количество рабочих колес в одном насосе	6	6	
3.	Количество направляющих аппаратов, шт.	5	5	
4.	Годовой расход запчастей, шт			
	- рабочих колес	I80	I20	
	- направляющих аппаратов	I00	50	
5.	Количество повторных покрытий рабочих деталей насосов, шт			
	- рабочих колес	300	2I0	
	- направляющих аппаратов	200	I25	
6.	Годовой календарный фонд времени работы насоса, час	8760	8760	
7.	Межремонтный период работы насоса, час	6000	8000	
8.	Стоимость запчастей, р./шт			
	- рабочего колеса	4,60	4,60	
	- направляющего аппарата	9,I0	9,I0	
9.	Стоимость покрытия деталей одного насоса, р.	496	3I5	
I0.	Стоимость покрытия детали насоса, р./шт			
	- рабочего колеса	4,I0	3,42	
	- направляющего аппарата	7,60	5,43	
II.	Стоимость ремонта одного насоса, руб.	45,0	45,0	
I2.	Добыча нефти по НГДУ, тыс.т	2450	2450	
I3.	Эксплуатационные затраты на добычу нефти - всего, тыс.р.	-	30870	
I4.	Себестоимость добычи нефти, р./т	-	I2-60	

На базе этих данных в таблице I8.2 приведен расчет годовых затрат на содержание и обслуживание насосов по сравниваемым ва-

рнантам.

Таблица I8.2

Расчет годовых затрат на ремонт при эпоксидном и полимерном покрытии рабочих частей насосов

№№ пп	Показатели	Базовый вариант - эпоксидное покрытие	Новый вариант - покрытие полимерами
I.	Затраты на покрытие рабочих частей насоса, тыс.р.	0,486x xI00=48,6	0,3I5x xI00=3I,5
2.	Стоимость расхода запчастей, тыс.р.		
	- рабочих колес	0,004xI80= =0,720	0,0046xI20= =0,552
	- направляющих аппаратов	0,009IxI00= =0,9I0	0,009Ix50= =0,455
3.	Затраты на повторное покрытие, тыс.р.		
	- рабочих колес	0,004IxI300= =I,23	0,00342x2I0= =0,7I8
	- направляющих аппаратов	0,0076x200= =I,52	0,0054xI25= =0,675
4.	Стоимость ремонта насосов, тыс.р.	0,045xI00x x8760:6000= =6,57	0,045xI00x x8760:8000= =4,927
	Итого затрат, тыс.р.	59,658	38,83I
5.	Средняя стоимость содержания одного насоса, р.	596,58	388,3I
6.	Эксплуатационные затраты на добычу нефти - всего, тыс.р.	30870+ +(59,658- -38,83I)= =30890,827	30870,0
7.	Себестоимость добычи нефти, р./т	I2,6I	I2,60

Годовой экономический эффект от внедрения полимерного покрытия насосов составит:

$$Э = (596,58-388,3I)xI00 = 20,827 \text{ тыс.р.}$$

4. Показатели для учета в планах (отчетах) об"единения

I. Об"ем внедрения - I00 центробежных насосов.

2. Дополнительные капитальные вложения - нет.

3. Снижение (+), увеличение (-) себестоимости добычи нефти -

$\Delta C = (C_1 - C_2) \times A_2$ = (I2,6I-I2,60)x2450 = + 24,5 тыс.р.

4. Прирост прибыли:

$\Delta П = (Ц_2 - C_2) \times A_2 - (Ц_1 - C_1) \times A_1 =$

= (23-I2,60)x2450-(23-I2,6I)x2450 = 24,5 тыс.р.

5. Удельный экономический эффект

24,5 : I00 = 0,208 тыс.р./насос

Пример I9.

РАСЧЕТ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОТ ВНЕДРЕНИЯ СЕПАРАЦИОННОЙ КОНЦЕВОЙ ТРУБНОЙ УСТАНОВКИ УСКТ-I

I. Краткая аннотация мероприятия

Концевая трубная установка УСКТ-I производительностью I0000 м3/сут внедряется взамен действующих в настоящее время на нефтепромыслах сепараторов НГС-6-2600 производительностью 5000 м3/сут.

Конструкция УСКТ-I обеспечивает, кроме увеличения производительности, сокращение потерь нефти при сепарации за счет увеличения извлечения углеводородных компонентов из попутного газа.

Конструкция УСКТ-I проста и компактна и не требует больших затрат труда и средств по строительству фундаментов, опорных сооружений, трубопроводов.

2. База сравнения и метод расчета эффективности

Базой сравнения экономических показателей работы установки УСКТ-I при определении ее эффективности служат показатели работы заменяемой установки НГС-6-2600.

Основными факторами, определяющими экономическую эффективность внедряемой трубной установки, являются:

I. Сокращение потерь нефти.

2. Изменение потребности в капитальных вложениях за счет разности стоимости сравниваемых установок.

3. Экономия в годовых эксплуатационных расходах за счет разности в амортизационных отчислениях и уменьшения затрат на текущий ремонт установки.

Годовой экономический эффект от внедрения сепарационной трубной установки определяется по формуле: (II):

$$Э = H \times \Delta A \pm \Delta C \pm E_н \times \Delta K$$

3. Исходные данные и расчет годового экономического эффекта

Исходными данными для расчета экономических показателей работы сравниваемых установок (таблица I9.I) является их техническая характеристика, стоимость установок, затраты на текущий ремонт, добыча нефти по НГДУ, отчетная калькуляция себестоимости добычи нефти.

Таблица I9.I

Исходные данные для расчета эффективности использования установки УСКТ-I

№№ пп	Показатели	Базовый вариант - установка НГС-6--2600	Новая установка УСКТ-I	Источник данных (№№ приложений)
I.	Количество действующих установок	2	I	
2.	Производительность установок			
	- суточная, т нефти	I0000	I0000	
	- годовая, тыс.т нефти	3000	3000	
3.	Капитальные вложения на одну установку - всего, тыс.р.	3I,32	I2,65	
	в том числе			
	- оптовая цена установки	I2,0	I0,9I	
	- транспортно-заготовительные расходы	0,72	0,65	
	- строительно-монтажные работы	I8,6	I,09	
4.	Затраты на НИР, тыс.р.	-	I5,0	
5.	Затраты на текущий ремонт и содержание установки, тыс.р.	0,49	0,49	
6.	Годовая норма амортизации установки, %	I4,7	I4,7	
7.	Технологические потери нефти на одну установку в год, тыс.т	0,I50	-	
8.	Добыча нефти по НГДУ, тыс.т	-	3I25	
9.	Себестоимость валовой добычи нефти - всего, тыс.р.	-	48905	

Расчет показателей экономической эффективности установки НГС-6-2600 и УСКТ-I на базе принятых исходных данных приведен в таблице I9.2.

Таблица I9.2

Расчет показателей экономической эффективности эксплуатации сравниваемых установок

№№ пп	Показатели	Базовый вариант установка НГС-6-2600	Новая установка УСКТ-I
I.	Капитальные вложения, тыс.р.	3I,32x2=62,64	I2,65
2.	Снижение капитальных вложений, тыс.р.		62,64-I2,65 = = 49,99
3.	Эксплуатационные расходы по содержанию установок - всего, тыс.р.	I9,38	2,35
	в том числе:		
	- амортизационные отчисления	62,64x0,I47x2=I2,65x0,I47= = I8,4	= I,86
	- текущий ремонт и содержание установок	0,49x2=0,98	0,49
4.	Снижение текущих затрат на содержание установки, тыс.р.	-	I9,38-2,35 = = I7,03
5.	Себестоимость валовой добычи - всего, тыс.р.	48922	48905
6.	Себестоимость валовой добычи нефти, р./т	I5,66	I5,65
7.	Снижение потерь нефти, тыс.т	-	0,I50x2=0,300
8.	Добыча нефти по НГДУ, тыс.т	3I25-0,3 = = 3I24,7	3I25

Годовой экономический эффект от использования установки УСКТ-I составит:

$$Э = 60x0,3+I7,03+0,I5(49,99-I5,0) = 40,28 \text{ тыс.р.}$$

4. Показатели для учета в планах (отчетах) об"единения

I. Об"ем внедрения - I установка.

2. Снижение потерь нефти - 0,3 тыс.т.

3. Валовая продукция - 23х0,5 = II,5 тыс.р.

4. Снижение капитальных вложений - 49,99 тыс.р.

5. Снижение (+), увеличение (-) себестоимости добычи нефти

$$\Delta C = (I5,66-I5,65)x3I25 = 3I,25 \text{ тыс.р.}$$

6. Прирост прибыли

$$\Delta П = (23-I5,65)x3I25-(23-I5,66)x3I24,7 = 33,45 \text{ тыс.р.}$$

7. Сводный хозрасчетный эффект -

$$Э_х = \Delta П - E_н^т \Delta К = 33,45-0,I5xI2,65 = 3I,55 \text{ тыс.р.}$$

8. Удельный экономический эффект - 40,28 тыс.р. на одну установку.

Пример 20

РАСЧЕТ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОТ ВНЕДРЕНИЯ ВИНТОВЫХ КОМПРЕССОРОВ ДЛЯ УТИЛИЗАЦИИ ПОПУТНОГО ГАЗА

1. Краткая аннотация мероприятия

Преимущество новых винтовых компрессоров типа 7ВКГ-30/7 и 7ВКГ-25/5 перед компрессорами типа 8ГК-I/I-4 и РСК-50х7 состоит в том, что винтовые компрессоры имеют автономное воздушное охлаждение смазки и не требуют для своей работы охлаждающей воды, топливного газа. С внедрением этих компрессоров снижается стоимость перекачки попутного нефтяного газа.

2. База сравнения и метод расчета эффективности

За базу сравнения при определении экономической эффективности внедрения винтовых компрессоров принимаются показатели работы газомоторных компрессоров типа 8ГК-I/I-4 и РСК-50х7.

Расчет годового экономического эффекта производится по формуле (7):

$$Э = (C_1 - C_2) A_2 - E_н \Delta K$$

3. Исходные данные и расчет эффективности

Расчет изменения затрат в результате внедрения данного мероприятия производится в соответствии с актом внедрения компрессоров и фактических расходов по их эксплуатации.

Исходные данные для расчета годового экономического эффекта приведены в таблице 20.I.

На основании технико-экономических данных, приведенных в таблице 20.I, расчет экономических показателей, необходимых для определения экономической эффективности винтовых компрессоров, приведен в таблице 20.2.

Таблица 20.I

Исходные технико-экономические показатели для расчета экономического эффекта от внедрения винтовых компрессоров

№ пп	Показатели	Газомоторные компрессоры	Винтовые компрессоры	Источник данных (№ приложений)
I	2	3	4	5
I.	Об"ем внедрения, шт	-	4	
2.	Годовой об"ем добычи газа, млн.м3	-	844	
3.	Эксплуатационные затраты на перекачку газа, тыс.р.	-	9991,0	
4.	Отпускная цена I000 м3 попутного газа, р.	-	I5,0	
5.	Затраты на НИР, тыс.р.	-	24,0	
6.	Планируемый об"ем внедрения винтовых компрессоров, шт	-	I2,0	
7.	Стоимость компрессора, тыс.р.			
	7ВКГ-30/7	-	27,605	
	7ВКГ-25/5	-	28,57	
	7ВКГ	-	23,III	
	РСК-50х7	I4,I6	-	
	8ГК	I7,44	-	
	ВК-259	I,93	-	
8.	Норма амортизации, %			
	7ВКГ	-	I0,8	
	8ГК	I2,5	-	
	РСК-50х7	9,0	-	
	ВК-259	I0,8	-	
9.	Удельный расход электроэнергии, квтч/I000 м3	8,2	5,I7	
I0.	Стоимость I тыс.квтч, тыс.р.	0,009	0,009	
II.	Заявленная мощность, квт	804	270	
I2.	Стоимость установленной мощности, тыс.р./квтч год	0,036	0,036	
I3.	Расход топливного газа, млн.н.м3/год	2,I7	-	
I4.	Стоимость топливного газа, тыс.р./млн.н.м3	I0,9	-	
I5.	Расход технической воды, тыс.м3год	I20	-	
I6.	Стоимость технической воды, тыс.р./тыс.м3	0,I	-	
I7.	Техобслуживание и ремонт компрессора в год, тыс.р.			
	7ВКГ	-	7,2	
	8ГКх7	8,6	-	
	РСК-50х7	4,3	-	
I8.	Зарплата высвобожденного персонала, тыс.р./год	20	-	

Таблица 20.2

Расчет капитальных вложений и затрат по эксплуатации компрессоров

№№ пп	Показатели	Газомоторные компрессоры	Винтовые компрессоры
I	2	3	4
I.	Капитальные вложения, тыс.р.	8I,2	II0,4
	в том числе: 7ВКГ-4 шт	-	27,605x4=II0,4
	8ГК- 2 шт	I7,44x2=34,88	-
	РСК-50х7-3 шт	I4,I6x3=42,48	-
	ВК-259	I,93x2= 3,86	-
2.	Дополнительные капитальные вложения, тыс.р.	-	II0,4-8I,2+24x4= =I25,2
3.	Затраты по эксплуатации компрессоров, тыс.р.	I85,8	67,2
	в том числе амортизация компрессоров	8,6	II,0
	7ВКГ	-	0,I08xI08,4=II,7I
	8ГК	0,I25x34,88= =4,4	-
	РСК-50х7	0,09x42,48=3,8	-
	ВК-259	0,I08x3,86=0,4	-
	затраты на потребляемую электроэнергию	0,009x8,2x844=62,3	0,009x5,I7x844= =39,3
	затраты на заявленную мощность	0,36x804= = 28,9	0,036x270 = = 9,7
	затраты на топливный газ	I0,9x2,I7= = 23,6	-
	затраты на техническую воду	0,IxI20=I2,0	-
	затраты на ремонт и техобслуживание		
	7ВКГ	-	7,2xI = 7,2
	8ГК	8,6x2 =I7,2	-
	РСК-50х7	4,3x3 =I2,9	-
	зарплата высвобожденного персонала	20,0	-
4.	Эксплуатационные расходы по перекачке попутного нефтяного газа	999I,0-76,2+ +I85,8= = I0I00,6	999I,0
5.	Себестоимость перекачки попутного газа, р./I000м3	I0I00,6:844= = II,97	999I,0:844= = II,84

Годовой экономический эффект от внедрения винтовых компрессоров составит:

$$Э = (I0I00,6-999I,0) - 0,I5xI25,2 = 90,82 \text{ тыс.р.}$$

4. Показатели для учета в плане (отчетах) предприятия

1. Годовой об"ем внедрения - 4 винтовых компрессора.
2. Дополнительные капитальные вложения -125,2 тыс.р.
3. Прирост прибыли за счет снижения себестоимости перекачки попутного нефтяного газа:

$$\Delta П = (15-11,84)\times 844-(15-11,97)\times 844 = 109,72 \text{ тыс.р.}$$

4. Сводный хозрасчетный эффект

$$Э_х = 109,72-0,15\times 125,2 = 90,94 \text{ тыс.р.}$$

5. Удельный экономический эффект

$$90,82 : 4 = 22,71 \text{ тыс.р.}$$

Пример 21.

РАСЧЕТ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОТ ВНЕДРЕНИЯ ЭЛЕКТРОННОИОННОЙ ТЕХНОЛОГИИ ДОЗИРОВАНИЯ ДЕЭМУЛЬГАТОРА

I. Краткая аннотация мероприятия

Электроннононная технология дозирования деэмульгаторов в поток нефти позволяет снизить расход деэмульгаторов по сравнению с традиционным способом ввода его в нефтепровод с помощью дозирующих насосов.

Для осуществления нового технологического процесса на нефтепроводе устанавливается камера электрического распыления. Закачиваемый в камеру деэмульгатор распыляется под действием сильного электрического поля в паровой фазе над турбулентным потоком. Технологическая эффективность достигается снижением расхода деэмульгатора за счет улучшения массообмена между деэмульгатором и подготавливаемой нефтью.

2. База сравнения и метод расчета экономической эффективности

При определении годового экономического эффекта от внедрения электроннонионной технологии дозирования деэмульгатора за базу сравнения принимается существующая технология закачки деэмульгаторов при помощи дозирующих насосов.

Новая технология требует капитальных вложений в приобретение камеры дозирования, но снижает потребность в дозирующих насосах. Экономическая эффективность обуславливается наряду с относительной экономией в капитальных вложениях и снижением затрат на приобретение деэмульгатора.

Годовой экономический эффект в этой связи определяется по формуле (7):

$$Э=(C_1-C_2)\times A_2 - E_н \cdot K$$

где: C_1 и C_2 - себестоимость подготовки нефти соответственно с использованием базовой и новой технологии, р./т.

3. Исходные данные и расчет годового экономического эффекта

Расчеты экономической эффективности новой технологии выполняются на основе отчетных данных об об"еме добычи и подготовки нефти, затрат на подготовку нефти и стоимости камеры дозирования (таблица 2I.I).

Таблица 2I.I

Исходные данные для расчета затрат на внедрение новой технологии

№№ пп	Показатели	Базовая технология	Новая технология	Источник данных (№№ приложений)
I.	Добыча нефти по НГДУ, тыс.т	I2000	I2000	
	в том числе направлено на обессоливание и обезвоживание	I2000	I2000	
2.	Расход реагента, г/т	30	I3	
3.	Капитальные вложения в дозирующие устройства, тыс.р.	67,3	6,3	
4.	Затраты на НИР	-	I5,0	
5.	Годовая норма амортизации дозирующих устройств, %	I3,0	I3,0	
6.	Стоимость I т реагента, р./т	I765	I765	
7.	Эксплуатационные затраты на добычи нефти, тыс.р.	-	78507	
	Себестоимость добычи нефти, р./т	-	6-54	

Расчет затрат и показателей эффективности внедрения метода приведен в таблице 2I.2.

Таблица 21.2.

Расчет показателей эффективности использования электронноионной технологии дозирования деэмульгатора

№№ пп	Показатели	Базовая технология	Новая технология
I.	Вспомогательные материалы-всего тыс.р.	I00I,6	64I,5
	в том числе:		
	- расход деэмульгатора	I2000x30: :I000 = 360	I2000xI3:I000= = I56
	- затраты на деэмульгатор	I,765x360= =635,4	I,765xI56 = = 275,3
2.	Амортизационные отчисления - всего, тыс.р.	I379,3	I37I,4
	в том числе:		
	- амортизация дозирующих устройств	67,3x0,I3= = 8,75	6,3x0,I3= =0,82
3.	Топливо, тыс.р.	I30,0	I30,0
4.	Электроэнергия, тыс.р.	I22,0	I22,0
5.	Основная и дополнительная зарплата с отчислениями в соцстрах, тыс.р.	I4I,5	I4I,5
6.	Транспортные расходы, тыс.р.	6I,0	6I,0
7.	Пар , вода, сжатый воздух, тыс.р.	26,0	26,0
8.	Услуги других цехов,тыс.р.	67,0	67,0
9.	Прочие производственные расходы, тыс.р.	8I,0	8I,0
I0.	Итого затрат, тыс.р.	3009,4	264I,4
II.	Себестоимость подготовки Iт нефти, р./т	0,25	0,22
I2.	Эксплуатационные затраты на добычу нефти - всего, тыс.р.	76875	78507
I3.	Себестоимость добычи нефти, р./т	6-57	6-54

Годовой экономический эффект от внедрения электронноионной

технологии дозирования деэмульгатора составит:

$$Э = (0,25-0,22) \times 12000 - 0,15 [(67,3-6,3)+15] = 348,6 \text{ тыс.р.}$$

4. Показатели для учета в планах (отчетах) об"единения

1. Об"ем внедрения (подготовка нефти) - 12000 тыс.т нефти.

2. Валовая продукция - 12000х23 = 276000 тыс.р.

3. Экономия капитальных вложений - 67,3 - 6,3 = 61 тыс.р.

4. Снижение (+), увеличение (-) себестоимости добычи нефти -

$$\Delta C = (6,57-6,54) \times 12000 = 360 \text{ тыс.р.}$$

5. Прирост прибыли:

$$\Delta П = (23-6,54) \times 12000 - (23-6,57) \times 12000 = 360 \text{ тыс.р.}$$

6. Сводный хозрасчетный эффект:

$$Э_х = 360 - 0,15 \times 6,3 = 359,1 \text{ тыс.р.}$$

7. Удельный экономический эффект:

$$360 : 12000 = 0,03 \text{ р./т нефти}$$

Пример 22

РАСЧЕТ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОТ ВНЕДРЕНИЯ ВЫСОКОЭФФЕКТИВНЫХ ДЕЭМУЛЬГАТОРОВ ДЛЯ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ

I. Краткая аннотация мероприятия

Внедрение на установках подготовки нефти вододиспергируемого реагента прогалита "20/40" вместо применявшегося дисольвана "4411" позволяет значительно повысить качество товарной нефти.

2. База сравнения и метод расчета эффективности

За базу сравнения принимаются показатели подготовки и реализации товарной нефти с применением деэмульгатора дисольван "4411". Для сопоставимости об"емов реализации общий выход товарной нефти базового варианта приравнивается к об"ему нового варианта и распределяется по группам качества соответственно их удельному весу.

Определение экономического эффекта производится по формуле (I9):

$$Э = (П - E_н K) \times A_2$$

Поскольку внедрение нового деэмульгатора не требует дополнительных капитальных вложений, формула (I9) может быть представлена в следующем виде:

$$Э = [(Ц_2 - С_2) - (Ц_1 - С_1)] \cdot A_2$$

3. Исходные данные и расчет годового экономического эффекта

Источником получения технологических показателей внедрения высокоэффективных деэмульгаторов для подготовки нефти является акт внедрения мероприятия в нефтегазодобывающем управлении.

Источником формирования исходных данных о затратах на внедрение разработки служат данные бухгалтерского учета. Данные о текущих и капитальных затратах на внедрение мероприятия оформляются в виде справок и выписок, утвержденных руководителями эконо-

мической эффективности. Исходные данные для расчета годового эффекта представлены в таблице 22.I.

Таблица 22.I

Исходные данные для расчета экономического эффекта

№№ пп	Показатели	Деэмульгатор "44II"	Деэмульгатор "20/40"	Источник данных (№№ приложений)
I.	Об"ем подготовки нефти, тыс.т	438	438	
2.	Удельный расход деэмульгатора, г/т	83	89	
3.	Стоимость I м деэмульгатора, р.	I265	I0I5	
4.	Оптовая цена предприятия на нефть по категориям качества, р./т:			
	I категория	23	23	
	II категория	22,7	22,7	
	III категория	22,I	22,I	
5.	Об"ем подготовки нефти по категориям качества, тыс.т			
	I категория	67,9	243,0	
	II категория	324,I	I63,4	
	III категория	46,0	3I,6	

Расчет экономических показателей использования мероприятия приведен в таблице 22.2.

Таблица 22.2

Расчет экономических показателей использования мероприятия

№№ пп	Показатели	Вариант с "44II"	Вариант с "20/40
I	2	3	4
I.	Расход деэмульгатора на об"ем подготовленной нефти, т	83х438=36,4	39,0
2.	Затраты на деэмульгирование, т.р.	I265х36,4=46,0	39,6

Продолжение 22.2

I	2	3	4
3.	Эксплуатационные затраты на добычу нефти, тыс.р.	5391,9-(46-39,6)= =5385,5	5391,8
4.	Об"ем реализации нефти по категориям качества, тыс.р.		
	I категория	23x67,9=1561,7	23x248=5589
	II категория	22,7x 4=7354,8	22,7x168,4= =3709,2
	III категория	22,1x46=1016,6	22,1x31,6= =698,4
	Итого	9935,4	9996,6

Годовой экономический эффект от использования деэмульгатора "20/40" составит:

$$= (9996,6-5391,8)-(9935,4-5385,5)=4604,8-4549,9=54,9 \text{ тыс.р}$$

4. Показатели для учета в планах (отчетах) об"единения.

I. Об"ем внедрения деэмульгатора - 89 т.

2. Об"ем подготовленной нефти - 438 тыс.т.

3. Дополнительные капитальные вложения - нет.

4. Снижение (+), увеличение (-) себестоимости добычи нефти

$$\Delta C = 46-39,6 = 6,4 \text{ тыс.р.}$$

5. Прирост прибыли от применения деэмульгатора прогалита "20/40"

$$\Delta П = 67,6 \text{ тыс.р.}$$

6. Сводный хозрасчетный эффект

$$Э_д = 67,6 \text{ тыс.р.}$$

7. Удельный экономический эффект

$$67,6 : 438 = 0,15 \text{ руб/т нефти}$$

Пример 23.

РАСЧЕТ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОТ ВНЕДРЕНИЯ ЭЛЕКТРОДЕГИДРАТОРА ДГЭ 200-10

1. Краткая аннотация мероприятия

На промыслах Западной Сибири вместо существующих электродегидраторов ЭГ-160 для подготовки нефти внедряется горизонтальных электродегидратор ДГЭ 200-10.

Внедрение предлагаемого аппарата позволяет получать обессоленную нефть (до 100 м/л) при производительности - 500 м3/ч,т.е. в 2,5 раза больше, чем у базового аппарата. Применение горизонтального электродегидратора ДГЭ 200-10 позволяет сократить расходы деэмульгатора, электроэнергии, снизить расход тепла, что обеспечивает снижение затрат на подготовку нефти при достижении требуемого качества.

2. База сравнения и метод расчета эффективности

За базу сравнения принимаются показатели, характеризующие процесс промысловой подготовки нефти с использованием электродегидратора ЭГ-160.

Расчет годового экономического эффекта от внедрения электродегидратора ДГЭ 200-10 производится по формуле (7)

$$Э = (C_1 - C_2) A_2 - E_н \Delta K$$

где: C_1 и C_2 - соответственно стоимость подготовки нефти по старой и новой технологии;

3. Исходные данные и расчет годового экономического эффекта

Технологические показатели подготовки нефти на сравниваемых установках приведены в таблице 23.1.

Таблица 23.1

Технологические показатели подготовки нефти с использованием сравниваемых электродегидраторов

№№ пп	Показатели	Базовый вариант электродегидратор ЭГ-160	Новый электродегидратор ДЭГ 200-10	Источник данных (№ приложений)
1.	Об"ем внедрения аппаратов	1	1	
2.	Расход реагента - деэмульгатора, г/т нефти	45	40	
3.	Установленная мощность, ква	100	150	
4.	Потребляемая мощность, квт	50	60	
5.	Оптовая цена аппарата, тыс.р.	25	97,5	
6.	Срок службы, лет	10	10	
7.	Стоимость деэмульгатора, тыс.р.	1,3	1,3	
8.	Цена газа, р./1000 нм3	6,0	6,0	

Данные об об"мах капитальных вложений на равный об"ем подготовки нефти приведены в таблице 23.2.

Таблица 23.2

Об"емы капитальных вложений в подготовку нефти при использовании сравниваемых электродегидраторов

№№ пп	Показатели	Базовый вариант-электродегидратор ЭГ-160	Новый электродегидратор ДГЭ 200-10	Источник данных (№ приложений)
1.	Капитальные вложения - всего, тыс.р.	80,265	114,757	
	в т.ч. -оптовая цена	25х3 = 75,0	97,5	
	-строительно-монтажные работы (1,02% от оптовой цены)	75х0,0102= =0,765	97,5х0,087= =8,482	
	-транспортные расходы (6% от оптовой цены)	75х0,06= =4,5	97,5х0,09= =8,775	

Продолжение таблицы 23.2

I	2	3	4	5
2. Затраты на НИР[x] - всего, тыс.р.		-	I500	
в т.ч. на I установку			I5,0	

Расчет показателей экономической эффективности использования электродегидраторов приведен в таблице 23.3.

Таблица 23.3

Расчет показателей эффективности использования электродегидраторов

№№ пп	Показатели	Базовый вариант - электродегидратор I3Г-I60	Новый электродегидратор ДГЭ 200-I0	Источники данных (№№ приложений)
I.	Капитальные вложения, тыс.р.	80,265	I29,757	
2.	Затраты по ликвидации заменяемых электродегидраторов, тыс.р.	-	I0,5	
3.	Эксплуатационные затраты на деэмульсацию нефти - всего, тыс.р.	380,837	340,537	
	в т.ч.			
	-амортизационные отчисления	80,265x0,I33 = =I0,675	I5,263	
	-текущий ремонт	80,265x0,0I5= =I,204	I,72I	
	-затраты на деэмульгатор	45x3500:I000x xI,3=204,75	I82,0	
	-стоимость электроэнергии	50x8x24x365x x0,9x0,0II=I3,008	5,208	
	-оплата максимума нагрузки	I00x3x39=II,7	5,850	
	-стоимость топлива	0,040x3500=I39,5	I20,0	
4.	Об"ем деэмульсации нефти, тыс.т	3500	3500	
5.	Стоимость деэмульсации нефти, р./т	0,II	0,I0	
6.	Дополнительные капитальные вложения, тыс.р.	-	49,492	

x) Предусматривается произвести и внедрить I00 электродегидраторов ДГЭ 200-I0. Затраты на НИР, относимые на I дегидратор составят: I500 : I00 = I5 тыс.р.

Годовой экономический эффект от внедрения установки ДГЭ 200-10 составит

$$Э = (0,11 - 0,10)3500 - 0,15x(49,492+0,015) = 27,574 \text{ тыс.р.}$$

4. Показатели для учета в планах (отчетах) об"единения

1. Об"ем внедрения - 1 установка

2. Дополнительные капитальные вложения - 49,492 тыс.р.

3. Снижение эксплуатационных затрат

$$С = (0,11 - 0,10)x3500 = 5 \text{ тыс.р.}$$

4. Прирост прибыли - 35 тыс.р.

5. Сводный хозрасчетный эффект

$$Э_х = 35-0,15x49,492 = 27,576 \text{ тыс.р.}$$

6. Удельный экономический эффект

27,574 тыс.р. на 1 установку

Пример 24.

РАСЧЕТ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ КОМПЛЕКСНОЙ АВТОМАТИЗАЦИИ НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩИХ УПРАВЛЕНИЙ.

I. Краткая аннотация мероприятия

Комплексная автоматизация позволяет осуществлять автоматический контроль за работой скважин, насосных агрегатов, кустовых насосных станций, дистанционную передачу информации о состоянии об"ектов (остановка скважин, процессе подготовки нефти, об"еме закачки воды в продуктивные пласты и других показателей), что позволяет оперативно и своевременно оказывать влияние на сложные производственные процессы добычи нефти. Комплексная автоматизация осуществляется как правило с помощью оборудования в блочном исполнении. Это обеспечивает уменьшение капитальных затрат на обустройство промыслов.

2. База сравнения и метод расчета эффективности

Базой сравнения показателей эффективности внедрения комплексной автоматизации служат расчетные показатели работы нефтегазодобывающего управления без ее внедрения.

Комплексная автоматизация нефтегазодобывающего управления требует дополнительных капитальных вложений и текущих затрат по содержанию средств автоматики и телемеханики. Вместе с этим комплексная автоматизаци обеспечивает уменьшение численности обслуживающего персонала и повышение производительности труда работников предприятия и, как следствие этого, снижение эксплуатационных расходов по содержанию и эксплуатации об"ектов в расчете на единицу д о б ы чи нефти и газа. Ввиду этого расчет годового экономического эффекта от данного мероприятия производится по формуле (7):

$$Э = (C_1 - C_2) \times A_2 - E_н \Delta K$$

8. Исходные данные и расчет годового экономического эффекта

Согласно акта внедрения комплексная автоматизация предприятия характеризуется следующими данными (таблица 24.I).

Таблица 24.I

№№ пп	Показатели	Количество
I.	Годовая добыча нефти и газа:	
	а) без автоматизации, тыс.т	6900
	б) при автоматизации, тыс.т	6900
2.	Действующий фонд добывающих скважин, всего, скв.	548
	в том числе:	
	- автоматизированных	548
	из них:	
	- фонтанных	92
	- оборудованных СКН	234
	- оборудованных ЭЦН	222
3.	Количество групповых замерных установок - всего, шт	59
	в т.ч. автоматизированных	59
4.	Количество дожимных насосных станций - всего, шт	2
	в том числе автоматизированных	2
5.	Количество кустовых насосных станций - всего, шт	I2
	в т.ч. автоматизированных	I2
6.	Автоматизированные установки по подготовке нефти, тыс.т/год	8200,0

Капитальные вложения в создание комплексной автоматизации нефтепромысловых об"ектов характеризуются следующими данными:

- средства КИП и автоматики - 650 тыс.руб.
- телемеханизация об"ектов - 70 тыс.руб.

Изменение численности обслуживающего персонала и фонда зарплаты после автоматизации нефтегазодобывающего управления харак-

теризуется следующими показателями (таблица 24,2).

Таблица 24,2

Численность обслуживающего персонала и фонд зарплаты

№№ пп	Показатели	Среднегодовая зарплата 1 работника, руб.	без автоматизации		при автоматизации		источник данных (№№ приложений)
			Численность, чел.	Фонд зарплаты, тыс.р.	Численность, чел.	Фонд зарплаты, тыс.р.	
1	2	3	4	5	6	7	8
I.	Численность промышленно-производственного персонала - всего	-	II38	I86I,75	I006	I527,35	
	в т.ч. рабочих	I600	865	I384,0	656	I049,6	
	ИТР	I750	273	477,75	273	477,75	
2.	Из общей численности рабочих:						
	-операторы по добыче нефти	I600	I45	232,0	70	II2,0	
	-замерщики дебита скважин	I600	20	32,0	-	-	
	-операторы цеха ППД	I600	3I	49,6	I5	24	
	-операторы по подготовке нефти	I600	66	I05,6	I8	28,8	
	-операторы по перекачке нефти	I600	38	60,8	22	35,2	
	-машинисты насосных станций	I600	65	I04	33	52,8	
	-слесари КИП и автоматики	I600	25	40	48	76,8	
	-прочие	I600	475	760	450	720	
3.	Высвобождение работающих	-	-	-	289	334,4	
4.	Экономия фонда заработной платы и отчислений в соцстрах - всего	-	-	-	-	362,4	
	в т.ч. отчислений в соцстрах	-	-	-	-	28,0	

Расчет показателей экономической эффективности мероприятия приведен в таблице 24.3.

Таблица 24.3

Показатели эффективности комплексной автоматизации

№№ пп	Показатели	Без автоматизации	При автоматизации	Источник данных (№№ приложений)
I.	Добыча нефти и газа, тыс.т.	6900	6900	
2.	Дополнительные капитальные вложения, тыс.р.	-	720,0	
3.	Годовые эксплуатационные расходы - всего, тыс.р.	23337,6I+ +362,4 - -II6,7I-23,3= =23560,0	23337,6I	
	в т.ч. изменение затрат			
	- снижение фонда зарплаты	-	-362,4	
	- дополнительная амортизация средств автоматики и телемеханики	-	650x0,I55 + +70x0,228= =II6,7I	
	- дополнительные расходы на текущий ремонт средств автоматики и телемеханики	-	+23,3	
4.	Себестоимость I т нефти и газа, руб.	3,4I	3,38	

Годовой экономический эффект от внедрения комплексной автоматизации нефтегазодобывающего управления составит:

$$Э = (3,4I - 3,38) \times 6900 - 0,I5 \times 720 = 99 \text{ тыс.р.}$$

4. Показатели для учета в планах (отчетах) объединения.

I. Об"ем внедрения - 548 скважин

2. *Дополнительные капитальные вложения*- 720 тыс.р.

3. Снижение (+), увеличение (-) себестоимости добычи нефти

$$\Delta C = (C_1 - C_2) \times A_2 = (3,4I-3,38) \times 6900 = 207 \text{ тыс.р.}$$

4. Прирост прибыли:

$$\Delta П = (23-3,38) \times 6900 - (23-3,4I) \times 6900 = 207 \text{ тыс.р.}$$

5. Сводный хозрасчетный эффект:

$$Э_х = \Delta П - E_н \Delta K = 207 - 0{,}15 \times 720 = 99 \text{ тыс.р.}$$

6. Удельный экономический эффект:

99 : 548 = 0,18 тыс.р.на скважину

Пример 25.

УЧЕТ ФАКТОРА ВРЕМЕНИ ПРИ РАСЧЕТАХ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ НА СТАДИИ СОЗДАНИЯ НОВОЙ ТЕХНИКИ

На стадии принятия решения рассматриваются два варианта создания и внедрения новой технологии подготовки газа с годовым уровнем производства 700000 тыс.м3.

По первому варианту предполагается выполнение НИР и ОКР силами только годовной организации. По второму варианту планируется привлечение к выполнению работ сторонних организаций по хоздоговорам.

Сроки выполнения работ характеризуются следующими показателями:

№ пп	Показатели	Первый вариант	Второй вариант
I	2	3	4
I.	Срок проведения НИР, лет	3	2
2.	Срок выполнения ОКР, лет	2	I
3.	Срок освоения новой техники, лет	2	2

Капитальные вложения, связанные с созданием и внедрением новой техники, распределяются следующим образом:

- первый вариант K_1 = 0,5 млн.р.; K_2 = 0,7 млн.р.; K_3 = 0,9 млн.р.; K_4 = I,9 млн.р.; K_5 = I,4 млн.р.; K_6 = 4,0 млн.р.; K_7 = 2,0 млн.р. Всего ΣK = II,4 млн.р.
- второй вариант. K_1 = 0,5 млн.р.; K_2 = I,6 млн.р.; K_3 = 3,7 млн.р.; K_4 = 4,0 млн.р.; K_5 = 2,0 млн.р. Всего ΣK = II,8 млн.р.

В соответствии с рекомендациями п.I.I7 и с использованием приложения I определяются приведенные к расчетному году общие

капитальные вложения. Для условий данного примера расчетная формула учета фактора времени записывается следующим образом:

$$K_T = \sum_{n=1}^{T} K_n (1+E_н)^{T-n}$$

где K_T - суммарные капитальные вложения, приведенные к расчетному году, млн.р.;

K_n - капитальные вложения года n, млн.р.;

T - общая продолжительность создания и освоения новой техники, лет;

n - порядковый год создания и освоения новой техники;

$T-n$ - число лет приведения капитальных вложений года n, лет.

Суммарные капитальные вложения с учетом фактора времени составят по вариантам:

- первый вариант: $K_T = 0,5xI,I^{7-1}+0,7xI,I^{7-2}+0,9xI,I^{7-3}+I,9xI,I^{7-4}+I,4xI,I^{7-5}+4,0xI,I^{7-6}+2,0xI,I^{7-7} = 0,5xI,7716+0,7xI,6105+0,9xI,4641+I,9xI,331+I,4xI,21+4,0xI,I+2,0xI,0 = I3,95$ млн.р.;
- второй вариант: $K_T = 0,5xI,I^{5-1}+I,60xI,I^{5-2}+3,7xI,I^{5-3}+4,0xI,I^{5-4}+2,0xI,I^{5-5} = 0,5xI,464I+I,60xI,33I0+3,7xI,2I00+4,0xI,I+2,0xI,0 = I3,75$ млн.р.

Удельные капитальные вложения по вариантам создания и внедрения новой техники с учетом фактора времени, учитываемые в составе годовых приведенных затрат составят:

- по первому варианту:

$$K_1 = \frac{K_T}{A} = \frac{I3953740}{700000} = I9,93 \text{ р./I000 м3 газа}$$

- по второму варианту:

$$K_2 = \frac{K_T}{A} = \frac{I3748650}{70000} = I9,64 \text{ р./I000 м3 газа}$$

Пример 26

РАСЧЕТ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОТ ВНЕДРЕНИЯ МЕТОДА РЕМОНТА ОБСАДНЫХ КОЛОНН СТАЛЬНЫМИ ПЛАСТЫРЯМИ

I. Краткая аннотация мероприятия

Одним из перспективных направлений ремонтно-изоляционных работ является метод ремонта обсадных колонн стальными продольно-гофрированными пластырями.

Сущность метода заключается в усилении крепи скважин в месте ее повреждения путем расширения и запрессовки стального пластыря внутри обсадной колонны. Процесс транспортировки, расширения и запрессовки осуществляется специальным устройством - дорном. В интервале ремонта после запрессовки пластыря образуется двухслойная обсадная труба, зазоры между слоями которых заполнены уплотняющим составом, нанесенным на наружную поверхность пластыря. Весь процесс расширения и запрессовки происходит за один спуск инструмента в скважину. Все остальные работы по поиску места негерметичности и очистке внутренней поверхности являются традиционными для других, ранее применявшихся, методов.

2. База сравнения и метод расчета эффективности

За базу сравнения принимается метод герметизации обсадных колонн цементными заливками, имеющий широкую область применения и обеспечивающий наилучшие результаты в сопоставимых условиях среди существующих методов устранения негерметичности обсадных колонн.

Экономическая эффективность ремонтных работ в общем виде формируется за счет следующих основных эффектообразующих факторов:

I) сокращение времени проведения одного ремонта;

2) снижение стоимости проведения одного ремонта;

3) повышение успешности выполняемых ремонтных работ;

4) увеличение времени действия эффекта (межремонтного периода).

Величина годового экономического эффекта рассчитывается по формуле (7):

$$Э = (C_1 - C_2) \cdot A_2 - E_н \Delta K$$

где: C_1 и C_2 - стоимость проведения одного ремонта скважины по вариантам, руб;

С учетом успешности проводимых работ и межремонтного периода расчетная формула примет вид:

$$Э = \left(C_1 \cdot \frac{1}{\gamma_1} \cdot \frac{T_2}{T_1} - C_2 \frac{1}{\gamma_2}\right) A_2 - E_н \Delta K$$

где: γ_1 и γ_2 - коэффициент успешности по вариантам.

Коэффициент успешности определяется отношением удачно выполненных ремонтов (отремонтированных скважин) к общему количеству проведенных ремонтов.

T_1 и T_2 - среднее время действия эффекта (межремонтный период) по вариантам, мес.;

A_2 - годовой об"ем ремонтов, скв.

3. Исходные данные и расчет годового экономического эффекта

Источниками получения исходных показателей для расчета годового экономического эффекта от применения стальных пластырей являются акты внедрения новой техники (технологии), отчетные данные геологического, технологического и планового отделов и бухгалтерии УПНП и КРС (НГДУ). Исходные показатели оформляются в виде таблиц и справок, подписываются начальниками соответствующих отделов (служб) и утверждаются руководителем или главным инжене-

ром УПНП и КРС (НГДУ).

Исходные показатели для расчета экономического эффекта приведены в таблице 26.I.

Таблица 26.I

Исходные данные и расчет эффективности применения стальных пластырей

№№ пп	Показатели	Базовый вариант – цементные заливки	Новый вариант – стальные пластыри)	Источник данных (№№ приложений
I.	Об"ем внедрения, скв.	27	27	
2.	Коэффициент успешности ремонтов	0,6	0,9	
3.	Общее количество проведенных ремонтов	45	30	
4.	Среднее производительное время одного успешно выполненного ремонта, час	355	8I4	
5.	Стоимость одного часа содержания бригады капитального ремонта, руб.	7I,0	7I,0	
6.	Средняя стоимость одного успешно выполненного ремонта, руб.	7I,0x355= = 25205	22294	
7.	Среднее время действия эффекта сохранения герметизации (межремонтный период работы скважины), мес.	9	I2	
8.	Затраты на НИР, руб.	-	35000	

Годовой экономический эффект от внедрения стальных пластырей составит:

$$= (25205 \times \frac{I}{0,6} \times \frac{I2}{9} - 22294 \times \frac{I}{0,9}) \times 27 - 0,I5 \times 35000 =$$

$$= 838,I4 \text{тыс.руб.}$$

или 3I,0 тыс.руб. в расчете на одну скважину.

Пример 27

РАСЧЕТ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОТ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ ТЕХНОЛОГИИ КРЕПЛЕНИЯ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЕСКОПРОЯВЛЯЮЩИХ СКВАЖИН СОСТАВОМ "КОНТАРЕН"

I. Краткая аннотация мероприятия

При эксплуатации пескопроявляющих скважин в результате разрушения призабойной зоны и выноса песка образуются песчаные пробки, которые приводят к остановке скважин. В ряде случаев имеет место прихват насосно-компрессорных труб, глубинных насосов и другого скважинного оборудования.

Применение "Контарена" для крепления призабойной зоны приводит к увеличению ее устойчивости, предотвращает или существенно снижает вынос песка, уменьшает число чисток песчаных пробок, количество ремонтов внутрискважинного оборудования (глубинных насосов, клапанов газлифтных систем), практически исключает возникновение прихватов.

2. База сравнения и метод расчета эффективности

За базу сравнения принимается способ промывки песчаных пробок.

Основным эффектообразующим фактором при креплении призабойной зоны скважин "Контареном" является увеличение межремонтного периода работы скважин, что приводит к сокращению затрат на проведение ремонтов, а также получение дополнительной добычи нефти за счет улучшения коллекторских свойств призабойной зоны.

Величина годового экономического эффекта рассчитывается по формуле (I4) или (I5).

С учетом специфики ремонтных работ расчетная формула примет вид:

$$Э = \left[(C_1' + C_1'') \cdot \frac{T_2}{T_1} - C_2 \right] \cdot A_2 + (H' + \Delta C) \Delta A - E_H \Delta K,$$

где: A_2 – количество операций по креплению призабойной зоны пескопроявляющих скважин составом "Контэрен", опер.;

C_1' – стоимость одной чистки пробки по базовому варианту, руб;

C_1'' – затраты на ликвидацию прихватов насосно-компрессорных труб, приходящиеся на одну чистку пробки, руб;

C_2 – стоимость одной операции крепления призабойной зоны "Контэреном", руб;

T_1 и T_2 – среднее время действия эффекта (межремонтный период) по вариантам, мес;

H' – специальный норматив удельных приведенных затрат на I т прироста текущей добычи нефти ($H' = 30$ руб/т);

E_H – нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений, $E_H = 0,15$;

ΔK – дополнительные капитальные вложения, обусловленные применением состава "Контэрен", руб.

3. Исходные данные и расчет годового экономического эффекта

Источниками получения исходных показателей для расчета годового экономического эффекта от совершенствования технологии крепления призабойной зоны пескопроявляющих скважин составом "Контэрен" являются акты внедрения новой техники (технологии), отчетные данные геологического, технологического и планового отделов и бухгалтерии УПНП и КРС (НГДУ).

Исходные показатели для расчетов экономического эффекта приведены в таблице 27.I.

Годовой экономический эффект от крепления призабойной зоны составом "Контэрен" составит:

$$Э = \left[(2100 + 2125) \times \frac{4,35}{I.I} - 4762 \right] \times 35 + (30 - 3,43 - 3,30) \times$$

$$\times 4695 - 0,15 \times 50000 = 519,9 \text{ тыс.руб. или } 14,8 \text{ тыс.}$$

руб. расчете на одну операцию.

Таблица 27.1

Исходные данные и расчет эффективности крепления призабойной зоны пескопроявляющих скважин составом "Контареи"

пп пп	Показатели	Базовый вариант – чистка песчаной пробки	Новый вариант – крепление призабойной зоны "Контареном"	Источник данных (№№ приложений)
I.	Стоимость одной чистки песчаной пробки, руб.	2100	–	
2.	Общее количество пробок	191	–	
3.	Количество прихватов НКТ песчаными пробками	14	–	
4.	Стоимость одних суток работы бригады капитального ремонта, руб.	810	–	
5.	Среднее производительное время, затрачиваемое на ликвидацию одного прихвата НКТ, час	859	–	
6.	Затраты на ликвидацию прихватов НКТ, приходящиеся на одну чистку песчаной пробки, руб.	$\frac{14 \times 859 \times 810}{24 \times 191} = 2125$	–	
7.	Стоимость одной операции по креплению призабойной зоны "Контареном", руб.	–	4762	
8.	Межремонтный период работы скважины, мес.	1,1	4,35	
9.	Дополнительная добыча нефти, т	–	4695	
10.	Условно-переменные расходы в расчете на 1 т нефти, руб.	–	8,43	
11.	Отчисления на геолого-разведочные работы в расчете на 1 т нефти, руб.	–	3,30	
12.	Количество операций по креплению призабойной скважины "Контареном"	–	35	
13.	Затраты на НИР, руб.	–	50000	

Пример 28

РАСЧЕТ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОТ ВНЕДРЕНИЯ КОМПЛЕКСА ТЕРМОСТОЙКОГО ВНУТРИСКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ

I. Краткая аннотация мероприятия

Комплекс специального термостойкого внутрискважинного оборудования разрабатывается с целью обеспечения работы теплоэнергетического оборудования с оптимальными параметрами, предохранения обсадной колонны от перегрева и слома, сокращения теплопотерь в стволе скважины.

Комплекс включает теплоизоляцию колонны насосно-компрессорных труб, разобщитель межтрубного пространства (термостойкий пакер), термостойкий циркуляционный клапан и термокомпенсатор. Все узлы комплекса оборудования рассчитаны на температуру 400°С при давлении 20 МПа.

В условиях отсутствия термоизоляции НКТ высокое тепловое напряжение может привести к нарушению обсадной колонны. Поэтому без теплоизоляции процесс нагнетания пара не может осуществляться при оптимальных параметрах: температуре до 345° и сухости пара 0,8, а реализуется при температурах 218-290° (горячая вода). Это приводит к снижению эффективности процесса воздействия.

2. База сравнения и метод расчета экономической эффективности

Применение технологии термоизоляции НКТ и комплекса термостойкого оборудования позволит :

- повысить теплосодержание пара и соответственно количество теплоэнергии, подаваемой в пласт, за счет обеспечения работы парогенераторов при оптимальных параметрах;
- снизить теплопотери по стволу скважины и температуру обсадной

колонны до безопасных с точки зрения термонапряженности пределов;

- уменьшить расход пара для обеспечения прироста добычи нефти и снизить затраты по добыче нефти.

За базу сравнения принимаются расчетные технико-экономические показатели добычи нефти в условиях выработки и нагнетания теплоносителя *без применения комплекса термостойкого оборудования*.

Расчет годового экономического эффекта производится по формуле(7): $Э = (C_1 - C_2) \times A_2 - E_н \Delta K$

3. Исходные данные и расчет годового экономического эффекта

Источником исходных данных для расчета служит акт внедрения комплекса термостойкого оборудования, сметы расходов предприятий -изготовителей оборудования и управлений повышения нефтеотдачи пласта (таблица 28.I).

Таблица 28.I

Исходные данные для расчета экономического эффекта

№№ пп	Показатели	Базовый вариант	Вариант с теплоизоляцией	Источник данных (№№ приложений)
I	2	3	4	5
I.	Об"ем внедрения, скв.	I0	I0	
2.	Об"ем выработки и нагнетания пара, тыс.т	-	500	
3.	Добыча нефти от применения технологии нагнетания пара, тыс.т	-	I00	
4.	Температура вырабатываемого пара, град.	260	345	
5.	Сухость пара		0,8	

Продолжение таблицы 28.I

I	2	3	4	5
6.	Теплосодержание пара, Гкал/т	0,26	0,57	
7.	Потери теплоэнергии в стволе скважины, тыс.Гкал/скв.	5,0	2,8	
8.	Дополнительный удельный расход топлива (газа) на выработку I т пара с повышенными параметрами, тыс.м3		0,054	
9.	Стоимость I000 м3 газа, используемого в качестве топлива, руб.		8,0	
I0.	Дополнительные затраты, связанные с внедрением комплекса, тыс.руб/скв			
	капитальные		4,I5	
	эксплуатационные		8,5	
II.	Эксплуатационные расходы на выработку и нагнетание пара, тыс.руб.		2500	

Об"емы дополнительных капитальных вложений и эксплуатационных затрат, связанных с внедрением комплекса термоизоляционного оборудования, приведены в таблице 28.2. При оформлении расчета фактического годового экономического эффекта данные этой таблицы подтверждаются документами бухгалтерского учета.

Таблица 28.2

Дополнительные затраты, связанные с внедрением комплекса термостойкого внутрискважинного оборудования

№№ пп	Показатели	Новая технология
I	2	3
I.	Средняя глубина паронагнетательных скважин, м	I400
2.	Удельный расход базальтового волокна на I колонну, кг	I,0

Продолжение таблицы 28.2

1	2	3
3.	Стоимость (с учетом транспортно-заготовительных расходов), руб:	
	- 1 кг базальтого волокна	1,68
	- разобщителя	554,1
	- циркуляционного клапана	192,1
	- терм компенсатора	507,3
4.	Норма амортизационных отчислений на оборудование, %	16,0
5.	Стоимость 1 часа работы бригады подземного ремонта, руб.	65,0
6.	Продолжительность установки оборудования и закачки базальтовой пульпы, час	91,2
7.	Затраты на НИОКР[x], тыс.руб/компл.	2,9
8.	Дополнительные затраты, связанные с внедрением комплекса оборудования - всего, тыс.руб.	
	в том числе: капитальные	0,554+0,192+0,507+ +2,9 = 4,15
	эксплуатационные	1400×1,05×0,00168+91,2× ×0,065+(0,554+0,192+0 + 0,507)×0,16 = = 8,5

Таблица 28.3

Расчет показателей экономической эффективности внедрения комплекса термостойкого оборудования

№№ пп	Показатели	Базовый вариант	Вариант с термоизоляцией
1	2	3	4
1.	Добыча нефти от применения технологии нагнетания пара, тыс.т	100	100
2.	Об"ем выработки и нагнетания пара, тыс.т	307:0,26=1181	500

x) Затраты на НИОКР по разработке комплекса оборудования составили 492 тыс.руб. Согласно планам внедрения комплексом образуется 170 скважин.

Продолжение таблицы 28.3

I	2	3	4
3.	Об"ем вырабатываемой теплоэнергии, тыс.Гкал	257+50=307	500x0,57=285
4.	Потери теплоэнергии в стволе скважин, тыс.Гкал	5,0xI0=50	2,8xI0= 28
5.	Об"ем теплоэнергии, поданной в пласт, тыс.Гкал	257	285-28=257
6.	Дополнительные капитальные вложения, тыс.руб.		4,I5xI0=4I,5
7.	Эксплуатационные расходы по выработке и нагнетанию пара, тыс.руб.	2500-0,054x8x x500-8,5.I0= =2I99	2500
8.	Стоимость I т пара, руб.	2I99:500=4,40	5,0
9.	Удельный расход пара на I т нефти, т	II8I:I00=II,8	500:I00 = 5,0
I0.	Себестоимость добычи I т нефти по имеющимся затратам на пар, руб.	4,40xII,8 = = 5I,92	5,0x5,0=25,0

Годовой экономический эффект от внедрения комплекса термостойкого оборудования согласно формуле (7) составит:

$$= (5I,92-25,00)\times I00 - 0,I5\times4I,5 = 2685,8 \text{ тыс.руб.}$$

4. Показатели для учета в планах (отчетах) об"единения

I. Об"ем внедрения мероприятия - I0 скважин.

2. Дополнительные капитальные вложения - 4I,5 тыс.руб.

3. Снижение (-), увеличение (+) себестоимости от внедрения мероприятия и прирост прибыли: т.к. затраты на выработку и нагнетание пара финансируются из фонда повышения нефтеотдачи пласта и не включаются в себестоимость добычи нефти, внедрение мероприятия не отразится на хозрасчетных показателях нефтедобывающего предприятия.

4. Удельный экономический эффект: 2685,8 : I0 = 268,6 $\frac{\text{тыс.руб.}}{\text{скв.}}$

Пример 29.

РАСЧЕТ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ МОДЕРНИЗАЦИИ ПЕЧИ ПБ-16

1. Краткая аннотация мероприятия

Модернизация печи ПБ-16 для подогрева нефти при ее деэмульсации заключается в установке шестнадцати оребренных труб в конвективном газоходе вместо сорока гладких, что обеспечивает экономию газообразного топлива за счет снижения температуры уходящих газов с 385–420°С до 140–160°С. При этом на величину экономии топлива по НГДУ увеличивается выход товарного газа.

2. База сравнения и метод расчета эффективности

За базу сравнения для определения об"ема экономии топлива принимаются фактические показатели эксплуатации печи ПБ-16 с гладкими трубами в конвективной части и фактическими часами использования установленной мощности печи.

Поскольку модернизация печи требует дополнительных капитальных вложений и обеспечивает при этом равный об"ем производства (деэмульсацию товарной нефти), расчет годового экономического эффекта производятся по формуле (7):

$$Э = (C_1 - C_2) \times A_2 - E_н \Delta K$$

Источниками исходных данных являются отчет о производстве, калькуляция себестоимости добычи нефти, справки о капитальных затратах и т.п. Перечисленные документы или выписки из них, подписанные руководителями соответствующих служб, составляют вместе с актом внедрения мероприятия составную часть расчета экономического эффекта.

3. Исходные данные и расчет годового экономического эффекта

Таблица 29.I

Расчет технико-экономических показателей подготовки нефти с использованием базовой и новой техники

№№ пп	Показатели	Базовая техника	Новая техника	Источник данных (№№ приложений)
I	2	3	4	5
I.	Установленная мощность ПБ-I6, (Гкал/час)	I8,6)I6)	I8,6(I6)	
2.	Удельный расход топлива (нефтяного газа), м3/час	I987	I726	
3.	Время использования установленной печи, час/год	3540	3540	
4.	Годовой расход нефтяного газа, млн.м3/год на I печь	7,03	6,I	
5.	Себестоимость добычи нефтяного газа, руб/I000 м3		8,II	
6.	Количество установленных печей	4	4	
7.	Экономия топлива (нефтяного газа) по НГДУ, млн.м3/год	-	(7,03x4)-(6,Ix4)= = 3,72	
8.	Увеличение выхода товарного нефтяного газа, млн.м3/год	-	3,72	
9.	Дополнительные капитальные вложения на модернизацию печей, т.р.	-	(I4x4 = 56,0	
I0.	Затраты на НИР, т.р.	-	I0,0	
II.	Затраты на подготовку нефти, - всего, т.р.	3752	3728	
	в том числе:			
	- топливо	237+(3,72x x8,II)=267,2	237	
	- амортизация	I469-(I4x4x x0,II)= =I462,8	I469	
	- дополнительные расходы по содержанию ребристых труб	-	5,9I2	
I2.	Об"ем подготовки нефти, т.т.	4905	4905	
I3.	Себестоимость подготовки I т нефти, р.	0,765	0,76	

Годовой экономический эффект от модернизации четырех печей ПБ-I6 составит с учетом принятых исходных данных:

$$Э = (0,765 - 0.76) \times 4905 - 0,I5(56+I0) = I4,625 \text{ т.р.}$$

4. Показатели для учета в планах (отчетах) об"единения

I. Об"ем внедрения - 4 печи ПБ-I6.

2. Дополнительная валовая продукция - 9х3,72 = 33,48 т.р.

3. Дополнительные капитальные вложения - 56 т.р.

4. Снижение (+), увеличение (-) себестоимости добычи нефти:

$$\Delta C = (C_1 - C_2) \times A_2 = (0,765-0,76) \times 4905 = 24,525 \text{ т.р.}$$

5. Прирост прибыли

$$\Delta П = 24,525 + (9-8,II) \times 3,72 = 27,836 \text{ т.р.}$$

6. Удельный экономический эффект

$$I4,625 : 4 = 3,656 \text{ т.р.}$$

Оглавление

Стр.

I. Общие положения 8

2. Расчёт годового экономического эффекта I7

3. Отражение экономической эффективности новой техники в плановых и отчётных показателях предприятий. . . . 3I

4. Особенности расчёта экономического эффекта от использования изобретений и рационализаторских предложений при определении размеров авторского вознаграждения 38

5. Приложения:

№ I. Коэффициенты приведения по фактору времени . . . 42

№ 2. Коэффициенты реновации новой техники 43

№ 3. Перечень нормативный актов 44

№ 4. Состав капитальных вложений и единовременных затрат в нефтедобывающей промышленности, учитываемых при определении экономической эффективности 45

№ 5. Примеры расчётов. 46

Пример I. Расчёт экономической эффективности от внедрения закачки газа высокого давления в нефтяные пласты 47

Пример 2. Расчёт экономической эффективности от внедрения способа разработки нефтегазовых залежей с отрезанием подгазовой зоны двумя барьерами 5I

Пример 3. Расчёт экономической эффективности от внедрения метода закачки горячей воды на месторождениях с высокими содержанием в нефти парафина 54

Пример 4. Расчёт экономической эффективности от внедрения технологии повышения конечного нефтеизвлечения водонефтяных зон девонского горизонта путем создания оторочек отходов серной кислоты . . . 58

Пример 5. Расчёт экономической эффективности от внедрения технологии доразработки залежей нефти тепловой оторочкой при внутрипластовом горении 62

Пример 6. Расчёт экономической эффективности от внедрения технологии разработки терригенных залежей нефти с высокой вязкостью, чередующейся закачкой воды, нефти и серной кислоты 67

Стр.

Пример 7. Расчёт экономической эффективности от внедрения технологии сейсмоакустического воздействия на нефтяные пласты 71

Пример 8. Расчёт экономической эффективности от внедрения технологии восстановления и увеличения продуктивности скважин методом многократных депрессий на пласт 74

Пример 9. Расчёт экономической эффективности от внедрения способа оптимизации забойных давлений скважин на залежах нефти с карбонатными коллекторами 78

Пример 10. Расчёт экономической эффективности от внедрения пенокислотных обработок скважин 82

Пример 11. Расчет экономической эффективности от внедрения технологии вторичного вскрытия продуктивного пласта с применением инвертно-эмульсионных растворов 86

Пример 12. Расчёт экономической эффективности от внедрения двухрастворной обработки призабойной зоны нагнетательных скважин соляной кислотой и бифторид-фторид аммонием 93

Пример 13. Расчёт экономической эффективности от внедрения технологии обработки призабойной зоны нагнетательных скважин с применением вставного пульсатора ПВ-54 . . 96

Пример 14. Расчёт экономической эффективности от внедрения усовершенствованной технологии газлифтной добычи нефти 99

Пример 15. Расчёт экономической эффективности от применения периодического газлифта. . . . 102

Пример 16. Расчёт экономической эффективности от внедрения агрегата для депарафинизации скважин АДП-4-150 105

Пример 17. Расчёт экономической эффективности от внедрения химических реагентов для борьбы с парафинизацией нефтепромыслового оборудования 108

Пример 18. Расчёт экономической эффективности от использования центробежных насосов с покрытием из полимерных порошковых материалов 112

Стр.

Пример 19. Расчет экономической эффективности от внедрения сепарационной концевой трубкой установки УСКТ-I 116

Пример 20. Расчет экономической эффективности от внедрения винтовых компрессоров для утилизации попутного газа 120

Пример 21. Расчетэкономической эффективности от внедрения электронно-зонной технологии дозирования деэмульгаторов 124

Пример 22. Расчет экономической эффективности от внедрения высокоэффективных деэмульгаторов для подготовки нефти 128

Пример 23. Расчет экономической эффективности от внедрения электродегидраторов ДГЭ-200--10 131

Пример 24. Расчет экономической эффективности комплексной автоматизации нефтегазодобывающих управлений 135

Пример 25. Учет фактора времени при расчетах экономической эффективности на стадии создания новой техники 140

Пример 26. Расчет экономической эффективности от внедрения метода ремонта обсадных колонн стальными пластырями 142

Пример 27. Расчет экономической эффективности от совершенствования технологии крепления призабойной зоны пескопроявляющих скважин составом "Контарен" 145

Пример 28. Расчет экономической эффективности от внедрения комплекса термостойкого внутрискважинного оборудования. 148

Пример 29. Расчет экономической эффективности модернизации печи ПБ-16 153

ОНТИ ВНИИ
Заказ 1112

48078 Подп к печати 31.01 1986 г ФПЛ 10,0 Тираж 1500

Типография ХОЗУ Миннефтепрома

gost.e-ecolog.ru