МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ

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

РД 39-3-370-79

1981 год

gost.e-ecolog.ru

МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

СОГЛАСОВАНО
Заместитель Председателя
Государственного комитета
СССР по науке и технике
С. М. Тихомиров
25 октября 1979 г.

Председатель
Государственного комитета
СССР по делам изобретений
и открытий
И. С. Наяшков
11 декабря 1979 г.

УТВЕРЖДАЮ
Заместитель Министра
нефтяной промышленности
Э. М. Халимов
11 декабря 1979 г

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ

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

РД 39-3-370-79

1981 год

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

Настоящими 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.

С вводом в действие данных Методических указаний считаются утратившими силу ранее разработанные и утвержденные методики по определению экономической эффективности отдельных видов новой техники добычи нефти и газа.

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ

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

РД 39-3-370-79

Вводится впервые

Приказом

Министерства нефтяной промышленности № 181 от 03.04.80 г.
срок введения установлен с 10.04.80 г.

Раздел 1. Общие положения

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

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

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

в) расчета фактической эффективности новой техники;

г) расчета размера премий за создание и внедрение новой техники, и вознаграждений за изобретения и рационализаторские предложения, а также премий за осуществление мероприятий планов по новой технике, внедряемых в порядке заимствования передового опыта;

д) совершенствования ценообразования.

1.2. Методические указания разработаны в соответствии с «Методикой (основными положениями) определения экономической эффективности использования в народном хозяйстве новой техники, изобретений и рационализаторских предложений» (Государственный комитет СМ СССР по науке и технике, Госплан СССР, Академия наук СССР, Государственный комитет СМ СССР по делам изобретений и открытий, М., 1977 г.) и являются обязательными для нефтедобы-

вающих объединений, научно-исследовательских и проектных институтов и органов управления Министерства нефтяной промышленности на всех стадиях создания и внедрения новой техники в отрасли.

1.3. Под новой техникой в нефтедобывающей промышленности понимают:

а) впервые реализуемые в отрасли результаты научных исследований и прикладных разработок, содержащие изобретения и другие научно-технические достижения;

б) новые или усовершенствованные методы и технологические процессы воздействия на нефтяные пласты и призабойную зону скважин;

в) новые или усовершенствованные способы и технику эксплуатации скважин;

г) новые или усовершенствованные системы, методы и оборудование сбора, подготовки и внутрипромыслового транспорта нефти, газа и пластовой воды;

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

е) новые или усовершенствованные средства и способы ремонта скважин и промысловых объектов;

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

з) новые или усовершенствованные способы организации производства и труда;

и) прочие виды новой техники, технологии и организации производства в добыче нефти и газа, обеспечивающие при их использовании повышение технико-экономических показателей производства или решение социальных и других задач развития народного хозяйства.

1.4. В проектах разработки и обустройства нефтяных месторождений экономическая эффективность новой техники определяется отдельно по каждому из упомянутых видов в п. 1.3 и суммарно по всем видам новой техники, реализуемой в данном проекте.

1.5. Решение о целесообразности создания и внедрения новой техники принимается на основе экономического эффекта, определяемого на годовой объем производства новой техники в расчетном году (годового экономического эффекта). За расчетный год принимается первый год после окончания планируемого (нормативного) срока освоения производства новой техники. Как правило, это второй или третий кален-

дарный год серийного выпуска новой продукции или использования новой технологии производства.

1.6. При определении годового экономического эффекта для целей премирования в зависимости от стадий создания и использования новой техники принимается следующий объем 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) — объем 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) — объем фактического выпуска в планируемом году;

в) в тех случаях, когда премирование за внедрение новой техники производится ежегодно в течение всего периода включения в план новой техники — объем, фактически достигнутый в планируемом году.

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

1.8. 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, выражается в увеличении национального дохода.

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

$$З = С + Е_н К, \qquad (1)$$

где: З — приведенные затраты на единицу продукции (работы), руб.;

С — себестоимость единицы продукции (работы), руб.;
К — удельные капитальные вложения в производственные фонды, руб.;
$E_н$ — нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений.

1.10. 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 0,15 *.

В тех случаях, когда внедрение отдельных объектов 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 объектов новой техники принимается Министерством по согласованию с Госпланом СССР и Государственным комитетом СССР по науке и технике.

1.11. При определении годового экономического эффекта должна быть обеспечена сопоставимость сравниваемых вариантов новой и базовой техники по:

а) объему производимой с помощью новой техники продукции (работ);

б) качественным параметрам оборудования (производительность, надежность, долговечность, безопасность эксплуатации и др.);

в) природным условиям (продуктивность и глубина залегания пластов, свойства нефти и др.);

г) уровню потерь нефти и газа в отрасли;

д) фактору времени;

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

1.12. Под объемом производимой с помощью новой техники продукции и работ следует понимать: объемы добычи, подготовки, хранения и внутрипромысловой транспортировки нефти, газа, воды; подготовки и закачки в пласты воды, воз-

---

* Нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений для расчетов эффективности автоматизированных систем управления устанавливается Госпланом СССР.

духа, газа, пара и т. д.; объемы выполняемых ремонтных и других работ.

В расчетах годового экономического эффекта учитываются только те изменения объема производства, которые являются результатом внедряемых мероприятий.

1.13. Приведение вариантов в сопоставимый вид по объему производимой с помощью новой техники продукции осуществляется путем увеличения приведенных затрат в базовом варианте на сумму расходов, необходимых для повышения выпуска продукции с применением базовой техники.

Добавление приведенных затрат производится по уровню удельных затрат базового варианта. Общая сумма приведенных затрат в базовом варианте в этом случае определяется путем умножения удельных приведенных затрат данного варианта на объем производства продукции (работ) варианта с применением новой техники.

Если по техническим и другим причинам при удельных затратах базового варианта невозможно обеспечить объем производства продукции, получаемой с применением новой техники, то сопоставление осуществляется на основе специального норматива удельных приведенных затрат на 1 т прироста добычи нефти.

1.14. Сопоставимость вариантов по природным факторам достигается путем сравнения их в условиях одного и того же месторождения, участка, объекта эксплуатации, по группам или отдельным скважинам за один и тот же период времени.

По мероприятиям, не связанным с влиянием природных факторов, приведенные затраты базового варианта принимаются за последний год применения заменяемой техники.

1.15. 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 приведенных затрат, необходимых для обеспечения качества продукции, установленного в ГОСТах и технических условиях.

1.16. Варианты новой техники с различным уровнем потерь нефти и газа в отрасли приводятся 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 и газа при этом производится по действующей оптовой цене.

1.17. 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 изменения режима работы объекта 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:

$$\alpha = (1 + E_{п})^{t} \qquad (2)$$

где: α — коэффициент приведения;

$E_{п}$ — норматив приведения, (приложение 1);

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 используется только в расчетах годового экономического эффекта и не может служить основанием для изменения сметной стоимости объектов новой техники и других плановых показателей.

1.18. За базу сравнения при определении годового экономического эффекта новой техники принимаются:

— на этапе формирования планов научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ (в процессе выбора варианта создания новой техники), при принятии решения о постановке на производство новой техники — показатели лучшей техники, спроектированной в СССР, (или зарубежной техники, которая может быть закуплена в необходимом количестве или разработана в СССР на основе приобретения лицензии), имеющей наименьшие приведенные затраты в расчете на единицу продукции (работы), выпускаемой с помощью этой техники. В случае отсутствия проектных разработок в СССР и невозможности использования зарубежного опыта в качестве базы сравнения принимаются показатели лучшей техники, имеющейся в СССР;

— на этапе формирования планов по освоению первых промышленных серий, внедрения прогрессивной технологии, новых способов организации производства и труда, а также на этапе внедрения и эксплуатации новой техники — показатели заменяемой техники.

Под заменяемой техникой следует понимать технику (машины, оборудование, технологию, организацию производства и управления), которая лучшим образом служила покрытию тех же потребностей предприятия, что и новая техника.

На всех этапах показатели базовой техники (себестоимость, капитальные вложения и др.) принимаются с учетом повышения технического уровня производства, достигаемого к расчетному году.

В системе ценообразования за базу сравнения принимаются показатели лучшей техники.

1.19. В расчетах экономической эффективности учитывается прирост продукции, полученный непосредственно за счет внедряемых мероприятий. Дополнительная добыча нефти и газа учитывается в расчетах экономической эффективности по мероприятиям, объектом действия которых является нефтяной пласт (залежь) или призабойная зона скважин, а также по другим мероприятиям, обеспечивающим интенсификацию добычи нефти и газа при внедрении новых и оптимальных способов эксплуатации скважин.

1.20. Дополнительная добыча нефти и газа на стадиях НИР и ОКР по мероприятиям, увеличивающим нефтеотдачу пластов определяется по формуле:

$$\Delta A = A_з \cdot H_{уд} \qquad (3)$$

где: ΔA — дополнительная добыча нефти и газа от мероприятий по увеличению нефтеотдачи пластов, т;

$A_з$ — объем закачки вытесняющего агента, т ($м^3$);

$H_{уд}$ — норматив удельной дополнительной добычи нефти и газа, т/т ($м^3$).

Нормативы удельной дополнительной добычи нефти и газа определяются по технологическим схемам и проектам разработки месторождений, на основе гидродинамических расчетов, результатов научно-исследовательских и опытно-промышленных работ и отчетных данных по конкретным объектам разработки.

На стадии внедрения и эксплуатации новой техники дополнительная добыча нефти определяется технологическими

службами по специально утвержденным в установленном порядке методикам.

1.21. Расчетная добыча нефти и газа без проведения мероприятий по внедрению новой техники (базовая) определяется по формуле:

$$A_1 = A_2 - \Delta A, \quad (4)$$

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.

1.22. 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, топлива, 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**

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

$$Э = (З_1 - З_2) \cdot A_2, \quad (5)$$

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 (1), руб.;

A_2 — годовой объем производства продукции (работы) с помощью новой техники, в натуральных единицах.

Формула 5 может иметь вид:

$$Э = [(C_1 + E_н K_1) - (C_2 + E_н K_2)] \cdot A_2, \quad (6)$$

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 объем 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 объем производства по сравнению с базовым вариантом, расчет годового экономического эффекта может быть произведен по формуле:

$$Э = (С_1 - С_2) \cdot А_2 - Е_н \cdot \Delta К, \qquad (7)$$

где: $\Delta К$ — дополнительные капитальные вложения, необходимые для использования новой техники, руб.

2.2. Расчет годового экономического эффекта от производства и использования новых средств труда долговременного применения (машины, оборудование, приборы и т. п.) с улучшенными качественными характеристиками (производительность, долговечность, издержки эксплуатации и т. д.) производится разработчиками этих средств по формуле*:

$$Э = \left[З_1 \frac{В_2}{В_1} \cdot \frac{Р_1 + Е_н}{Р_2 + Е_н} + \frac{(И_1^1 - И_2^1) - Е_н (К_2^1 - К_1^1)}{Р_2 + Е_н} - З_2 \right] \cdot А_2, \qquad (8)$$

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

$\frac{В_2}{В_1}$ — коэффициент учета роста производительности единицы нового средства труда по сравнению с базовым;

$В_1$ и $В_2$ — годовые объемы продукции (работы), производимые при использовании единицы соответ-

---

* 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).

ственно базового и нового средства труда, в натуральных единицах;

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

P_1 и P_2 — доли 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 (0,15);

$\frac{(И_1^1 - И_2^1) - E_н (K_2^1 - K_1^1)}{P_2 + E_н}$ — экономия потребителя на текущих издержках эксплуатации и отчислениях от сопутствующих капитальных вложений за весь срок службы нового средства труда, руб.;

K_1^1 и K_2^1 — сопутствующие капитальные вложения потребителя (капитальные вложения без учета стоимости рассматриваемых средств труда) * при использовании базового и нового средства труда в расчете на годовой объем продукции (работы), производимой с помощью нового средства труда, руб.;

$И_1^1$ и $И_2^1$ — годовые эксплуатационные издержки потребителя при использовании им базового и нового средства труда в расчете на объем 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 сопутствующим капитальным вложениям потребителя;

---

* К сопутствующим относятся капитальные вложения потребителя, объем которых изменяется при внедрении новой техники (без учета стоимости рассматриваемых средств труда).

A_2 — годовой объем производства новых средств труда в расчетном году, в натуральных единицах.

2.3. Расчет годового экономического эффекта от применения новой техники, обеспечивающей увеличение добычи нефти, производится по формуле:

$$Э = З_1 \cdot А_1 + Н \cdot \Delta А - З_2 \cdot А_2, \qquad (9)$$

где: $З_1$ и $З_2$ — приведенные затраты на добычу 1 т нефти соответственно без применения и с использованием новой техники, руб/т;

$А_1$ и $А_2$ — годовая добыча нефти соответственно без применения и с использованием новой техники, т;

$\Delta А$ — дополнительная годовая добыча нефти за счет применения новой техники, т ($\Delta А = А_2 - А_1$);

$Н$ — специальный норматив удельных приведенных затрат на 1 т прироста добычи нефти, руб. Для десятой и одиннадцатой пятилеток устанавливается на уровне 55 руб./т.

При практических расчетах годового экономического эффекта от применения новой техники, обеспечивающей увеличение добычи нефти на действующих промыслах, может быть использована формула:

$$Э = С_1 \cdot А_1 + Н\Delta А - С_2 \cdot А_2 - Е_н \Delta К, \qquad (10)$$

где: $\Delta К$ — дополнительные капитальные вложения, руб.

2.4. Расчет годового экономического эффекта от производства использования новых или усовершенствованных предметов труда (материалы, сырье, топливо), а также средств труда со сроком службы менее одного года производится разработчиками этих предметов труда по формуле:

$$Э = \left[З_1 \frac{У_1}{У_2} + \frac{(И_1^1 - И_2^1) - Е_н (К_2^1 - К_1^1)}{У_2} - З_2 \right] \cdot А_2, \qquad (11)$$

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 расчете на единицу продукции (работы), выпускаемой потребителем, в натуральных единицах;

$И_1^1$ и $И_2^1$ — затраты на единицу продукции (работы), выпускаемой потребителем при использовании базового и нового предметов труда без учета их стоимости, руб.;

$К_1^1$ и $К_2^1$ — сопутствующие капитальные вложения потребителя при использовании им базового и нового предмета труда в расчете на единицу продукции (работ), производимой с помощью нового предмета труда, руб.;

$А_2$ — годовой объем производства нового предмета труда в расчетном году, в натуральных единицах.

Значение показателей $З_1$ и $З_2$ в формулах 8, 11, а также $Р_1$ и $Р_2$ в формуле 8 определяется организацией (предприятием) — разработчиком и согласуется с Миннефтепромом или головным предприятием-потребителем.

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

$$Э = \sum_{i=1}^{h} Э_i А_i, \qquad (12)$$

где: $Э_i$ — 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;

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

n — количество сфер потребления новой техники.

2.6. 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 и использованием 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 3.

2.7. При применении новых технологических процессов, механизации и автоматизации производства, способов организации производства и труда, 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 рассчитываются как удельные на единицу продукции (работ), произведенной с помощью новой техники в расчетном году. Нефтегазодобывающее предприятие, применяющее новый технологический процесс, учитывает эти затраты пропорционально годовому объему производства продукции (работ) с помощью новой техники.

Данные об уровне этих затрат принимаются по типовым примерам расчетов или сметам расходов, утвержденным в установленном порядке.

Затраты на научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы на внедрение новых технологических процессов и т. д. рассчитываются как удельные на единицу продукции (работ), произведенной с помощью новой техники в текущем году.

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

2.9. Расчет эксплуатационных расходов и себестоимости продукции (работ) осуществляется в соответствии с «Инструкцией по планированию, учету и калькулированию себестоимости добычи нефти и газа» (Миннефтепром, М., 1974 г.), «Инструкцией о порядке планирования, финансирования и учета 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 объединений, 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.

2.10. По признаку зависимости от объема производства, эксплуатационные затраты подразделяются на условно-переменные и условно-постоянные.

К условно-постоянным относятся расходы, абсолютная величина которых при изменении объема продукции (работ) существенно не изменяется. К ним относятся: амортизационные отчисления, расходы на содержание и эксплуатацию обо-

рудования, цеховые и общепроизводственные расходы, зарплата с отчислениями и другие.

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

В зависимости от особенностей влияния новой техники на объем 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 использованы методы расчетов, предложенные в «Инструкции по планированию, учету и калькулированию себестоимости добычи нефти и газа» (пункты 52, 53, 57, 59).

2.11. 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 4).

2.12. Расчеты на всех этапах определения экономической эффективности новой техники выполняются совместно техническими и планово-экономическими службами и, согласованные с основными потребителями продукции (при производстве новой техники), подписываются руководителями предприятий, технических и планово-экономических служб.

Расчеты годового экономического эффекта, выполняемые для определения размеров премий, утверждаются:

а) в случае выплаты премий из централизованного фонда — руководителями министерства;

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

При годовом экономическом эффекте новой техники свыше 2,0 млн. руб. расчет согласовывается с Государственным комитетом СССР по науке и технике.

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

3.1. Результаты реализации плановых мероприятий по внедрению новой техники отражаются в основных хозрасчетных показателях работы объединения и Министерства.

3.2. Для отражения годового экономического эффекта, составляющих его элементов и других показателей эффективности новой техники применяемых при разработке годовых и пятилетних планов, а также прогнозов развития на более длительную перспективу, расчеты выполняются на планируемые объемы прироста показателей каждого года пятилетки. Результаты расчетов учитываются в соответствующих показателях планов, а также в балансах трудовых, материальных и финансовых ресурсов.

В тех случаях, когда впервые планируется или реализуется внедрение мероприятий новой техники, показатели экономической эффективности и составляющие ее элементы подлежат отражению в планах (отчетах) предприятий и Министерства в полном объеме.

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 (добыча 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 предприятий, среднеотраслевыми данными и т. д.), в планах (отчетах) данного предприятия не отражаются. В планах (отчетах) 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 учетом времени проведения соответствующих мероприятий 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 объединения и Министерство осуществляют свод всех мероприятий по внедрению новой техники, предусмотренных в текущих и перспективных планах путем расчета суммарных величин годового экономического 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 накопительная таблица 1.

Формирование плановых показателей, входящих в таблицу 1, производится по результатам экономического обоснования отдельных мероприятий по объединениям и Министерству в целом.

Накопление фактических данных осуществляется по мере выполнения мероприятий, входящих в план новой техники,

Таблица 1

Результаты реализации плановых мероприятий внедрения новой техники по объединению . . . .
за . . . . . год

Наименование мероприятий	Объем внедрения, в натуральных единицах	Дополнительная добыча нефти и газа		Капитальные вложения и их окупаемость		Прибыль (+, —), тыс. руб.	Изменение эксплуатационных расходов (экономия —, перерасход +), тыс. руб.	Условное высвобождение численности работающих, чел.	Годовой экономический эффект, тыс. руб.	Сводный хозрасчетный эффект, тыс. руб.
		Всего, тыс. тонн	в % % к общему объему добычи	Изменение капвложений, увеличение (+), уменьшение (—), тыс. руб.	Окупаемость дополнительных капвложений, лет					
	A_2	ΔQ	βQ	ΔK	Ток	$\Delta П$	ΔC	$\Delta Ч$	Э	Эх
А. По государственному плану										
по плану										
в т. ч. по изобретениям										
фактически										
в т. ч. по изобретениям										
Б. По плану министерства										
по плану										
в т. ч. по изобретениям										
фактически										
в т. ч. по изобретениям										
В. По плану объединения										
по плану										
в т. ч. по изобретениям										
фактически										
в т. ч. по изобретениям										
Всего										
по плану										
в т. ч. по изобретениям										
фактически										
в т. ч. по изобретениям										

на основе уточненных расчетов экономической эффективности.

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

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

$$\beta_р \frac{\Delta Q}{Q_{об}} \cdot 100, \qquad (13)$$

где: $\beta_р$ — 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 (—) объема капитальных вложений от внедрения новой техники производится по формуле:

$$\Delta К = К_2 - К_1 \cdot \frac{В_2}{В_1}, \qquad (14)$$

где: $\Delta К$ — увеличение (+) или снижение (—) объема капитальных вложений от внедрения новой техники, руб.;

$К_1$ — капитальные вложения без внедрения новой техники, руб.;

$К_2$ — капитальные вложения при внедрении новой техники, руб.;

$В_1$ и $В_2$ — годовые объемы 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:

$$Т_{ок} = \frac{\Delta К}{\Delta П} \qquad (15)$$

где: $Т_{ок}$ — срок окупаемости дополнительных капитальных вложений, лет;

$\Delta К$ — дополнительные капитальные вложения, руб.

$\Delta П$ — дополнительная (по сравнению с базовой техникой) прибыль (снижение себестоимости) от реализации годового объема 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:

$$\Delta П = (Ц_2 - С_2) \cdot А_2 - (Ц_1 - С_1) \cdot А_1, \qquad (16)$$

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 $А_1$ — объем производства новой и заменяемой продукции в натуральных единицах.

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

$$\Delta С = (С_2 - С_1) \cdot А_2, \qquad (17)$$

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.;

$А_2$ — объем производства продукции (работ), в натуральных единицах.

3.13. Условное высвобождение (—) или увеличение (+) численности работников от внедрения новой техники определяется по формуле:

$$\Delta Ч = (Т_2 - Т_1) \cdot А_2 \quad \text{или} \qquad (18)$$

$$\Delta Ч = \frac{Ц_2 \cdot А_2}{В_2} - \frac{Ц_2 \cdot А_2}{В_1},$$

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 ния новой техники, руб.;

$А_2$ — объем производства продукции при внедрении новой техники, руб.;

$В_1$ и $В_2$ — производительность труда без внедрения и при внедрении новой техники, руб./чел.

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

$$Э_х = \Delta П - Е_н \Delta К, \qquad (19)$$

где: $Э_х$ — сводный хозрасчетный эффект производства от внедрения новой техники, руб.;

$\Delta П$ — прирост прибыли (снижение себестоимости) от внедрения новой техники (результаты, рассчитанные по формулам 16, 17), руб.;

$\Delta К$ — дополнительные капитальные вложения на внедрение новой техники, руб.;

$Е_н$ — нормативный коэффициент эффективности (0,15).

3.15. В тех случаях, когда результаты внедрения новой техники оказывают существенное влияние на изменение действовавших в объединении (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 объединений и Министерства. Изменение стоимостных нормативов отражается в нормативной базе расчетов потребности в материальных ресурсах, оборудования, производственных запасах.

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

4.1. При расчетах экономического эффекта от использования изобретений и рационализаторских предложений капитальные вложения и другие единовременные затраты приводятся с учетом формулы (2) к 1 января года начала использования изобретений или рационализаторских предложений. 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 объекта или его основного элемента *, то экономический эффект от изобретения или рационализаторского предложения рассчитывается как эффект данного объекта техники в целом.

4.4. В случае, когда изобретение или рационализаторское предложение является элементом объекта 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

---

* Основные элементы объектов техники определяются Миннефтепромом или по его назначению соответствующей головной организацией.

или рационализаторского предложения, — как самостоятельный экономический эффект данного элемента объекта техники;

б) при невозможности выделения затрат и результатов, связанных непосредственно с использованием изобретения или рационализаторского предложения, — как доля экономического эффекта всего объекта техники, определяемая экспертной комиссией. Комиссия назначается руководителем объединения (предприятия) или вышестоящей организацией.

4.5. Если объект 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 в 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 объекта техники, производится экспертной комиссией, назначаемой руководителем предприятий или вышестоящей организацией.

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

4.7. В случае совместного использования в объекте техники нескольких изобретений наряду с изобретением, являющимся его основой или основным элементом, экономический эффект от объекта 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 объекта 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* года их использования — на основе экономического эффекта, рассчитываемого по фактическим данным.

4.10. Размер авторского вознаграждения за изобретения и рационализаторские предложения определяется на основе экономического эффекта, рассчитанного на годовой объем их использования. Для определения вознаграждения за изобретения экономический эффект рассчитывается в течение первых пяти календарных лет, а по рационализаторским предложениям — в течение первых двух* лет с начала их использования.

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

4.11. Настоящие Методические указания не распространяются на изобретения и рационализаторские предложения, внедренные до 1 января 1974 г.

По изобретениям и рационализаторским предложениям, использование которых началось после 1 января 1974 г., 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 1 января 1974 г., но расчеты экономии по ним не производились, следует руководствоваться настоящими Методическими указаниями.

Начальник Технического управления — **Г. И. Григорашенко**

Начальник Планово-экономического управления — **В. И. Грайфер**

---

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

Приложение 1

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

t	α_t	$\frac{1}{\alpha_t}$
1	1,1000	0,9091
2	1,2100	0,8264
3	1,3310	0,7513
4	1,4641	0,6830
5	1,6105	0,6209
6	1,7716	0,5645
7	1,9487	0,5132
8	2,1436	0,4665
9	2,3579	0,4241
10	2,5937	0,3855
11	2,8531	0,3505
12	3,1384	0,3186
13	3,4522	0,2897
14	3,7975	0,2633
15	4,1772	0,2394
20	6,7274	0,1486
25	10,8346	0,0923
30	17,4492	0,0573
40	45,2587	0,0221
50	117,3895	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
1,0	1,0000
2,0	0,4762
3,0	0,3021
4,0	0,2155
5,0	0,1638
6,0	0,1296
7,0	0,1054
8,0	0,0874
9,0	0,0736
10,0	0,0627
11,0	0,0540
12,0	0,0468
13,0	0,0408
14,0	0,0357
15,0	0,0315
20,0	0,0175
25,0	0,0102
30,0	0,0061
40,0	0,00226
50,0	0,00086

Приложение № 2
к приказу по Комитету
от 18/IV—1977 г. № 56

ПЕРЕЧЕНЬ

нормативных актов, утративших силу

1. Разъяснение от 2 октября 1959 г. № 1 «Об отмене коэффициентов, установленных постановлением Совета Министров СССР от 24 июля 1949 г. № 3245».

2. Разъяснение от 19 августа 1960 г. № 4 «О порядке подсчета 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 подсчету 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 подсчету экономии от внедрения изобретений и рационализаторских предложений».

Приложение 3

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

Приложение 4

ПРИМЕРЫ РАСЧЕТОВ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ

Пример 1

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕТОДА ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПОВЕРХНОСТНО-АКТИВНЫХ ВЕЩЕСТВ (ПАВ) *

При решении вопроса о применении методов повышения нефтеотдачи пластов первоначально производится обоснование выбора наилучшего варианта технологии воздействия на пласт в условиях данного месторождения, а в последующем определяется эффективность внедрения выбранного метода. В соответствии с этим в данном примере излагается методика технико-экономического обоснования выбора наилучшего варианта технологии воздействия на пласт и приводится расчет годового экономического эффекта от внедрения этой технологии.

А. ВЫБОР НАИЛУЧШЕГО ВАРИАНТА ТЕХНОЛОГИИ

1. Краткая аннотация мероприятия **

Повышение нефтеотдачи пласта может быть достигнуто за счет добавок к нагнетаемой в пласт воде поверхностно-активного вещества типа ОП-10, которое повышает отмывающие свойства пресной воды и способствует лучшему вытеснению нефти из пласта. Аналогичная задача может быть решена с использованием углекислоты.

Эффективность новых методов повышения нефтеотдачи пластов таким образом проявляется в увеличении извлекаемых запасов нефти на открытых и подготовленных к разработке (или разрабатываемых) месторождениях. Обеспечивая прирост извлекаемых запасов нефти, новые методы позволяют одновременно сокращать сроки разработки месторождений и увеличивать текущую добычу нефти при экономии ка-

* В этом и всех последующих примерах используются условные данные. Аналогично определяется экономическая эффективность по другим способам воздействия на нефтяные пласты (закачка пара, горячей воды, растворов полимеров-загустителей, алкилированной серной кислоты, каустической соды и др.).

** В краткой аннотации излагается существо внедряемого новшества, основные результаты, соответствие современному техническому уровню и область применения.

питальных затрат на разведку, бурение скважин и обустройство месторождений в доле прироста запасов нефти.

Осуществление методов повышения нефтеотдачи требует дополнительных капитальных вложений и эксплуатационных затрат.

2. База сравнения и метод расчета эффективности *

При выборе наилучшего варианта технологии воздействия на пласт в условиях данного месторождения сравниваются показатели при закачке пресной воды, при закачке воды с добавками ПАВ и использованием углекислоты. Выбор наилучшего варианта производится по минимуму приведенных затрат, исчисляемых по формуле (1).

$$З = С + Е_н К \qquad (1)$$

3. Исходные данные и расчет эффективности **

Исходные данные для расчета затрат по вариантам приводятся в таблице 1.1.

Дополнительная добыча нефти и газа ($\Delta А$) при добавке ПАВ и использовании углекислоты определяется путем умножения объема закачки в пласт вытесняющего реагента за рассматриваемый период ($А_з$) на норматив удельной дополнительной добычи нефти и газа ($Н_{уд.}$) по формуле (3)

$$\Delta А = А_з \times Н_{уд}$$

Капитальные вложения

Общая сумма капитальных вложений в разработку и обустройство месторождений без применения методов повышения нефтеотдачи рассчитывается по нормативам удельных капитальных затрат, принятым для проектирования.

В вариантах новой технологии кроме того учитываются дополнительные капитальные вложения и единовременные затраты по освоению новых методов повышения нефтеотдачи

---

* В данном разделе расчета дается обоснование базы сравнения и метода расчета эффективности.

** Исходные данные для расчета эффективности приводятся с их обоснованием и приложением соответствующих документов, подтверждающих достоверность этих данных.

Таблица 1.1

№№ п/п	Показатели	Един. изм.	Закачка воды	Новая технология	
				с ОП-10	с CO_2
1	Добыча нефти и газа за весь срок разработки	млн. т	300,0	315,0	315,0
2	Дополнительная добыча нефти и газа за весь срок разработки	»	—	15,0	15,0
3	Общее количество расходуемого реагента	тыс. т	—	300,0	7500,0
4	Расход реагента на 1 т дополнительной добычи нефти и газа	кг/т	—	20,0	500,0
5	Норматив удельной дополнительной нефти и газа на 1 т израсходованного реагента	т	—	50,0	2,0
6	Цена реагента с учетом транспортных расходов	руб.	—	300,0	15,0
7	Ставка отчислений на геологоразведочные работы	»	1,0	1,0	1,0
8	Срок разработки месторождения	год	25	23	23

в соответствии с Инструкцией о порядке планирования, финансирования и учета затрат в нефтяной промышленности, производимых за счет фонда повышения нефтеотдачи пластов *.

В составе дополнительных капитальных вложений на внедрение методов повышения нефтеотдачи пластов учитываются затраты на строительство дозировочных установок и баз хранения химреагентов.

В составе единовременных затрат по освоению новых методов повышения нефтеотдачи учитываются затраты на:

— составление и уточнение комплексных проектов (схем) разработки нефтяных месторождений с применением новых методов увеличения нефтеотдачи пластов (по месторождениям, находящимся в эксплуатации);

— проведение опытных работ, включая изготовление и испытание опытных образцов аппаратуры, оборудования и опытных партий реагентов;

* Утверждена Госпланом СССР, Минфином СССР, Госкомцен СССР, Государственным комитетом СМ СССР по науке и технике, ЦСУ СССР, М., 1977 г.

— оплату работ и услуг по уточнению и частичному изменению конструкции оборудования и технологических процессов;

— оплату услуг по разработке и оформлению нормативов, связанных с внедрением новой технологии;

— эксплуатационные расходы на освоение новой технологии в пределах утвержденной на эти цели сметы и предусмотренного в проекте (схеме) периода освоения.

В себестоимость продукции указанные выше затраты не включаются.

Эксплуатационные расходы, связанные с промышленным применением новых методов увеличения нефтеотдачи, относятся непосредственно на себестоимость добычи нефти и газа.

Капиталовложения и единовременные затраты по вариантам новой технологии воздействия на пласт приводятся в таблице 1.2.

Таблица 1.2

№№ п/п	Показатели	Закачка воды	Затраты по вариантам, тыс. руб.	
			ПАВ	CO_2
1	Дополнительные капитальные вложения на внедрение новой технологии	—	10,0	10,0
2	Капитальные вложения без внедрения новой технологии (по проекту)	260,0	—	—
3	Общая сумма капиталовложений	260,0	270,0	270,0
4	Единовременные затраты (составление проекта разработки)	—	5,0	5,0
5	Итого капитальные и единовременные затраты	260,0	275,0	275,0

Эксплуатационные расходы

Общая сумма эксплуатационных расходов на добычу нефти и газа без применения методов повышения нефтеотдачи принимается по проектным данным или рассчитывается по нормативам удельных эксплуатационных затрат, принятым для проектирования. В затратах при внедрении методов повышения нефтеотдачи кроме того учитываются дополнитель-

ные эксплуатационные расходы, связанные с внедрением этих методов. В их составе учитываются:

— расходы на реагенты;

— амортизационные отчисления на реновацию и капитальный ремонт дозировочных установок и баз хранения реагентов;

— заработная плата обслуживающего персонала указанных выше объектов;

— расходы на электроэнергию по тем же объектам.

Расходы на реагент $C_{хр}$ в расчете на 1 т дополнительной добычи нефти и газа определяются по формуле:

$$C_{хр} = \frac{Q_в \times У \times Ц}{\Delta А \times 100}, \qquad (1.1)$$

где: $C_{хр}$ — расходы на реагент в расчете на 1 т дополнительной добычи нефти и газа, руб.;

$Q_в$ — объем закачиваемой воды, тыс. м^3;

У — концентрация закачиваемого раствора, %;

Ц — оптовая цена на химреагент, руб/т;

$\Delta А$ — дополнительная добыча нефти и газа за счет мероприятия, т.

Амортизационные отчисления рассчитываются, исходя из стоимости объектов и установленной нормы отчислений. Норма амортизационных отчислений по дозировочным установкам принимается 14%, из них 8% — на восстановление первоначальной стоимости и 6% — на капитальный ремонт.

Затраты на электроэнергию определяются в соответствии с технической характеристикой оборудования, расходом электроэнергии и установленными тарифами.

Заработная плата персонала по обслуживанию дозировочных установок определяется, исходя из потребностей численности обслуживающего персонала (1 оператор на установку) и ставок зарплаты операторов.

Расчет приведенных затрат по вариантам технологии воздействия на пласт приводится в таблице 1.3.

Наименьшие приведенные затраты, исчисленные по формуле (1), получены по варианту технологии разработки месторождений с применением поверхностно-активных веществ, который в данном сравнении является наиболее эффективным.

Таблица 1.3

Расчет приведенных затрат по сравниваемым вариантам повышения нефтеотдачи пластов

№№ п/п	Показатели	Единица измерения	Данные по вариантам		
			Закачка воды (базовый вариант)	При новой технологии	
				с ОП-10	с CO_2
1	Добыча нефти и газа за весь срок разработки	млн. т	300,0	315,0	315,0
2	Дополнительная добыча нефти и газа	»	—	15,0	15,0
3	Среднегодовая добыча нефти	»	12,0	13,7	13,7
4	Капитальные вложения, всего *	млн. руб.	260,0	275,0	275,0
5	Эксплуатационные расходы, всего *	»	1600,0	1726,0	1748,5
	в том числе: затраты на реагент	»	—	90,0	112,5
	затраты на разведку	»	300,0	315,0	315,0
	В общей сумме: а) переменные	»	700,0	825,0	847,5
	б) постоянные	»	900,0	901,0	901,0
6	Себестоимость 1 т добычи нефти с учетом затрат на разведку и реагенты	руб.	5—33	5—48	5—55
	в том числе: а) переменные	»	2—33	2—62	2—69
	б) постоянные	»	3—00	2—86	2—86
7	Удельные капитальные затраты на 1 т среднегодовой добычи нефти	руб/т	21,67	20,07	20,07
8	Приведенные затраты	»	8,58	8,49	8,56

* Принимается по проекту.

Б. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГОДОВОГО ЭКОНОМИЧЕСКОГО ЭФФЕКТА

1. Краткая аннотация мероприятия (см. п. 1 в данном примере)

2. База сравнения и метод расчета эффективности

В данном примере новая технология рассматривается на стадии промышленного внедрения.

За базу сравнения принимаются расчетные показатели разработки месторождения без внедрения новой технологии.

Расчет годового экономического эффекта производится по формуле (10).

При определении годового экономического эффекта производится расчет дополнительных затрат, вызванных внедрением новой технологии в данном расчетном году с использованием при этом отчетных данных. В составе дополнительных капитальных вложений учитываются расходы на приобретение оборудования для приготовления и дозировки раствора ПАВ и единовременные расходы по освоению производства.

3. Исходные данные и расчет эффективности

Исходные данные для расчета годового экономического эффекта приводятся в таблице 1.4.

Таблица 1.4

№№ п/п	Показатели	Един. изм.	По базовому варианту при старой технологии	При новой технологии
1	2	3	4	5
1	Добыча нефти и газа	тыс. т	4600,0	4650,0
2	Дополнительная добыча нефти	»	—	50,0
3	Объем закачки раствора ПАВ	тыс. м³	—	20,0
4	Концентрация реагента в растворе	%	—	5,0
5	Общий расход ПАВ	т	—	1000,0
6	Дополнительная добыча нефти на 1 т израсходованного реагента	т/т	—	50,0
7	Цена 1 т реагента с учетом транспортных расходов	руб.	—	300,0
8	Дополнительные капитальные затраты на строительство дозаторных установок	тыс. руб.	—	15,0
9	Единовременные затраты	»	—	5,0
10	Себестоимость 1 т добычи нефти и газа	руб.	—	4—59
11	Эксплуатационные расходы	тыс. руб.	—	21343,5

Расчет себестоимости 1 т дополнительной добычи нефти и газа приводится в таблице 1.5.

Таблица 1.5

РАСЧЕТ

себестоимости прироста добычи нефти и газа при внедрении ПАВ

№№ п/п	Статьи затрат	Себестоимость 1 т нефти и газа по объединению (фактическая), руб/т	Условно-постоянные затраты, руб/т	Себестоимость дополнительной добычи нефти, руб/т
1	Расходы на энергию по извлечению нефти	0,20	—	0,20
2	Расходы по искусственному воздействию на пласт, всего	0,13	—	6,13
	в т. ч. по закачке реагента на 1 т дополнительной добычи нефти	0,03	—	6,00
3	Основная зарплата производственных рабочих	0,10	0,10	—
4	Дополнительная зарплата производственных рабочих	0,02	0,02	—
5	Отчисления на соцстрахование	0,01	0,01	—
6	Амортизация скважин	2,0	2,00	—
7	Расходы по сбору и транспортировке нефти	0,10	—	0,10
8	Расходы по подготовке нефти	0,20	—	0,20
9	Расходы на подготовку и освоение производства	0,02	—	0,02
10	Расходы на содержание и эксплуатацию оборудования	0,31	0,31	0,02
	в т. ч. а) амортизация прочих основных средств	0,25	0,25	0,01
	б) текущий ремонт	0,06	0,06	0,01
11	Общепроизводственные расходы	0,30	0,30	—
12	Прочие производственные расходы	1,20	0,20	1,0
	в т. ч. отчисления на геологоразведочные работы	1,0	—	1,0
	Итого:	4,59	2,94	7,67

Расходы по статьям 1, 7, 8, 9, 12 принимаются на уровне сложившихся за отчетный период затрат в объединении. Расходы по статьям 3, 4, 5, 6, 11 принимаются в данном мероприятии как условно-постоянные и в расчете себестоимости

дополнительной добычи нефти не учитываются. Расходы по статье 2 рассчитываются по формуле (1.1) и по другим методическим указаниям, изложенным в п. 3 данного примера. При объеме закачки водного раствора ПАВ равном 20 тыс. м³ и концентрации реагента в 5% общий расход ПАВ составит 1000 т, а затраты на него при цене реагента в 300 руб. — 300 тыс. руб. При нормативе удельной дополнительной добычи нефти 50 т затраты на 1 т дополнительной добычи нефти составят 6 руб.

$$C_{пав} = \frac{Q_в \cdot У \cdot Ц}{\Delta А \cdot 100} = \frac{20000 \cdot 5 \cdot 300}{50000 \cdot 100} = 6 \text{ руб.}$$

Расходы по содержанию и эксплуатации оборудования (статья 10) в расчете на дополнительную добычу нефти и газа увеличиваются в соответствии с повышением стоимости оборудования при применении новой технологии. Они рассчитываются как указывалось в п. 3 данного примера.

Расчет годового экономического эффекта приводится в таблице 1.6.

Таблица 1.6

№№ п/п	Показатели	Един. изм.	Без внедрения новой технологии (расчет)	При внедрении новой технологии (отчет)
1	Добыча нефти и газа	тыс. т	4600,0	4650,0
2	Дополнительная добыча нефти и газа	»	—	50,0
3	Дополнительные капитальные затраты	тыс. руб.	—	15,0
4	Единовременные расходы	»	—	5
5	Эксплуатационные расходы на дополнительную добычу нефти	»	—	383,5
6	Эксплуатационные расходы по вариантам, всего	»	20960,0	21343,5
7	Себестоимость 1 т добычи нефти и газа	руб.	4—56	4—59
8	Годовой экономический эффект, исчисленный по формуле (10) (20960,0+55·50—21343,5—0,15·20)=2363,5 тыс. руб.	тыс. руб.	—	2363,5

4. Показатели для учета в планах (отчетах) объединения

Годовой объем закачки раствора ПАВ — 20 тыс. м^3.

Добыча нефти: прирост добычи нефти по сравнению с базовой технологией — 50,0 тыс. т (4650—4600=50).

Дополнительные капитальные вложения $\Delta К$ — 20,0 тыс. руб.

Прирост прибыли от внедрения новой технологии, исчисленный по формуле (16)

$$\Delta П = (Ц_2 - С_2) \cdot А_2 - (Ц_1 - С_1) \cdot А_1 = (12 - 4{,}59) \cdot 4650 -$$
$$- (12 - 4{,}56) \cdot 4600 = 232{,}5 \text{ тыс. руб.}$$

где: 12 — оптовая цена 1 т нефти по объединению, руб.

Повышение себестоимости по сравнению с базовой технологией, исчисленное по формуле (17)

$$\Delta С = (С_2 - С_1) А_2 = 139{,}5 \text{ тыс. руб.}$$
$$(4{,}59 - 4{,}56) \cdot 4650 = 139{,}5$$

Сводный хозрасчетный эффект производства от внедрения мероприятия, исчисленный по формуле (19)

$$Э_х = \Delta П - Е_н \Delta К = 229{,}5 \text{ тыс. руб.}$$
$$(232{,}5 - 0{,}15 \cdot 20) = 229{,}5$$

Пример 2

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДОВ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ГАЗА ВЫСОКОГО ДАВЛЕНИЯ ДЛЯ ЗАКАЧКИ В ПЛАСТ

А. ВЫБОР НАИЛУЧШЕГО ВАРИАНТА ТЕХНОЛОГИИ

1. Краткая аннотация мероприятия

Закачка газа высокого давления в пласт производится с целью поддержания пластового давления и создания благоприятных условий вытеснения нефти. Это мероприятие проводится при наличии необходимых ресурсов газа и в случаях, когда применение традиционных методов воздействия (закачка воды) не дает ожидаемых результатов.

Закачка газа высокого давления обеспечивает возобновление фонтанирования скважин, увеличение текущей добычи нефти и конечной нефтеотдачи пластов.

Кроме использования газа высокого давления интенсификация добычи нефти и повышение нефтеотдачи на месторождениях может быть достигнуто также за счет использования водных растворов ПАВ.

Необходимо выбрать наиболее эффективный метод интенсификации добычи нефти на месторождении и в последующем определить эффективность его внедрения.

2. База сравнения и метод расчета эффективности

Выбор наиболее эффективного метода повышения нефтеотдачи производится путем сравнения приведенных затрат по вариантам без применения и с применением методов повышения нефтеотдачи. За базовый вариант принимается разработка месторождения с закачкой обычной воды.

3. Исходные данные и расчет эффективности

Исходные данные для расчета затрат по вариантам приводятся в таблице 2.1.

Таблица 2.1

№№ п/п	Наименование показателей	Един. измерения	Базовый вариант	Новая технология	
				с ПАВ	с газом высокого давления
1	2	3	4	5	6
1	Добыча нефти и газа за весь срок разработки	млн. т	250,0	277,8	333,3
2	Дополнительная добыча нефти и газа за весь срок разработки	»	—	27,5	83,3
3	Коэффициент нефтеотдачи	д. ед.	0,45	0,50	0,60
4	Норматив удельной дополнительной добычи нефти и газа	т/т, т/1000 м³	—	30	1,5
5	Расход реагента на 1 т дополнительной добычи нефти и газа	т/т, 1000 м³/т	—	0,033	0,667
6	Общее количество реагента (ПАВ — сухого)	тыс. т млн. м³	—	917,4	55561
7	Цена реагента с учетом транспортных расходов	руб/т (1000 м³)	—	500	6
8	Ставка отчислений на геологоразведочные работы	руб/т	1,0	1,0	1,0
9	Единовременные затраты (составление проекта разработки)	тыс. руб.	—	4	4
10	Срок разработки месторождения	год	25	22	20

Капитальные вложения

Общая сумма капитальных вложений в разработку месторождения без применения методов повышения нефтеотдачи принимается по проекту разработки или рассчитывается по нормативам удельных капитальных затрат, принятым для проектов разработки.

В вариантах новой технологии кроме того учитываются дополнительные капитальные вложения и единовременные затраты по освоению новых методов увеличения нефтеотдачи.

В составе дополнительных капитальных вложений, обеспечивающих подготовку ПАВ для закачки учитываются капитальные вложения в строительство дозаторных установок (узлы подогрева емкости для ПАВ, насосы дозировки) — 5,0 млн. руб. и расширение базы хранения для приема, хранения и разогрева ПАВ — 1,6 млн. руб.

В составе дополнительных капитальных вложений для закачки газа высокого давления предусматриваются следующие объемы капитальных вложений в:

— компрессорные станции — 8,4 млн. руб.;

— установки по закачке сжиженного газа и метанольные установки — 4,0 млн. руб.;

— газопроводы и распределительные будки — 21,0 млн. руб.;

— оборудование скважин для закачки газа — 6,0 млн. руб.;

— прочие дополнительные капитальные вложения — 20,6 млн. руб.

В единовременные затраты включены расходы на уточнение комплексного проекта разработки месторождения и расходы на проведение опытных работ по освоению новых методов увеличения нефтеотдачи.

Капитальные вложения в разработку месторождения с применением новой технологии приведены в таблице 2.2.

Таблица 2.2

№№ п/п	Наименование показателей	Затраты по вариантам млн. руб.	
		с ПАВ	с газом высокого давления
1	2	3	4
1	Капитальные вложения без внедрения новой технологии (по проекту)	150	150
2	Дополнительные капитальные вложения на внедрение новой технологии	6,6	60
3	Общая сумма капитальных вложений при новой технологии	156,6	210,0
4	Единовременные затраты (уточнение проекта разработки, освоение процесса)	0,004	0,004
5	Итого капитальные и единовременные затраты	156,604	210,004

Эксплуатационные расходы

Состав и методы определения эксплуатационных расходов (см. пример 1 п. 3).

Для выбора наилучшего варианта технологии приведенные затраты определяются на равновеликий объем добычи нефти по сравниваемым вариантам технологии.

Расчет приведенных затрат приводится в таблице 2.3.

Таблица 2.3

№№ п/п	Наименование показателей	Един. изм.	Базовый вариант	Новая технология	
				с ПАВ	с газом высокого давления
1	Добыча нефти и газа, всего	млн. т	250	277,8	333,3
2	Среднегодовая добыча нефти и газа	»	10,0	12,6	16,66
3	Дополнительная добыча нефти и газа	»	—	27,8	83,3
4	Капитальные вложения, всего	млн. руб.	150,0	156,604	210,004
5	Эксплуатационные расходы, всего	»	4242,5	4916,27	5213,95
	в т. ч. затраты на реагент	»	—	458,7	333,4
	В общей сумме				
	а) переменные	»	1866,7	2533,87	2823,15
	б) постоянные	»	2375,8	2382,4	2390,8
6	Себестоимость 1 т добычи нефти с учетом затрат на разведку и реагенты	руб.	16—97	17—70	15—64
	в т. ч. а) переменные	»	7—47	9—12	8—47
	б) постоянные	»	9—50	8—57	7—17
7	Удельные капитальные вложения	руб/т	15,00	12,4	12,64
8	Приведенные затраты	»	19,22	19,56	17,44
9	Среднегодовой экономический эффект, рассчитанный по формуле (9)	млн. руб.	—	88,7	250,4

Наименьшие приведенные затраты, исчисленные по формуле (1) $З = С + Е_н К$, получены по варианту технологии с применением газа высокого давления.

Б. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГОДОВОГО ЭКОНОМИЧЕСКОГО ЭФФЕКТА

1. Краткая аннотация мероприятия
(см. п. 1 в данном примере)

2. База сравнения и метод расчета эффективности

В данном примере новая технология рассматривается по двум стадиям внедрения:

а) опытно-промышленные работы и

б) промышленное внедрение.

а) Расчет годового экономического эффекта на стадии опытно-промышленных работ

На стадии опытно-промышленных работ, расходы, связанные с освоением новой технологии, не включаются в плановые и отчетные калькуляции себестоимости добычи нефти и газа (показываются за итогом калькуляции) и отражаются в расчетах эффективности как единовременные затраты.

При определении годового экономического эффекта производится расчет дополнительных затрат, вызванных внедрением новой технологии в данном году.

Состав этих затрат (капитальных вложений, единовременных затрат и эксплуатационных расходов) см. пример 1 п. 3 и п.п. 4 и 5 в данном примере).

Эксплуатационные расходы на дополнительную добычу нефти и газа при опытно-промышленной эксплуатации определяется по смете затрат на производство.

Исходные данные для расчета эффективности при опытно-промышленном внедрении приводятся в таблице 2.4.

Таблица 2.4

№№ п/п	Наименование показателей	Един. изм.	По базовому варианту при старой технологии	При новой технологии (закачка газа высокого давления)
1	Добыча нефти и газа	тыс. т	8250	8300
2	Дополнительная добыча нефти	»	—	50

Продолжение

№№ п/п	Наименование показателей	Един. изм.	По базовому варианту при старой технологии	При новой технологии (закачка газа высокого давления)
3	Удельная дополнительная добыча на 1000 м³ закачиваемого газа	т	—	1,5
4	Объем закаченного газа в пласт	млн. м³	—	33,3
5	Цена 1000 м³ закаченного газа	руб.	—	6,0
6	Дополнительные капитальные вложения	тыс. руб.	—	124,0
7	Единовременные затраты	»	—	4,0
8	Эксплуатационные расходы на дополнительную добычу нефти и газа	»	—	300,0
9	Эксплуатационные расходы на добычу нефти и газа, всего	»	38777	39077
10	Себестоимость 1 т добычи нефти и газа	руб.	—	4,71

Определение годового экономического эффекта от внедрения новой технологии при опытно-промышленной эксплуатации приводится в таблице 2.5.

Таблица 2.5

№№ п/п	Наименование показателей	Един. изм.	Без внедрения новой технологии (расчет)	При внедрении новой технологии (отчет)
1	Добыча нефти и газа	тыс. т	8250	8300
2	Дополнительная добыча нефти и газа	»	—	50
3	Дополнительные капитальные затраты	тыс. руб.	—	124,0
4	Единовременные расходы	»	—	4,0
5	Эксплуатационные расходы на дополнительную добычу нефти и газа	»	—	300,0
6	Эксплуатационые расходы по вариантам, всего	»	38777 (39077—300)	39077
7	Себестоимость 1 т добычи нефти и газа	руб.	4—70	4—71
8	Годовой экономический эффект, исчисленный по формуле (10) (38777—39077—0,15×128+ +55×50=2428,8)	тыс. руб.	—	2428,8

б) Расчет годового экономического эффекта на стадии промышленного внедрения

При определении годового экономического эффекта производится расчет дополнительных затрат, вызванных внедрением новой технологии в данном году.

Дополнительные эксплуатационные расходы, вызванные промышленным применением новой технологии увеличения нефтеотдачи, относятся непосредственно на себестоимость добычи нефти и газа.

Состав и расчет этих затрат (капитальных вложений, единовременных затрат и эксплуатационных расходов) см. пример 1, п. 3 и п.п. 4 и 5 в данном примере.

Исходные данные для расчета эффективности при промышленном внедрении новой технологии приводится в таблице 2.6.

Таблица 2.6

№№ п/п	Наименование показателей	Един. изм.	По базовому варианту при старой технологии	При новой технологии (закачка газа высокого давления)
1	Добыча нефти и газа	тыс. т	10000	11000
2	Дополнительная добыча нефти	»	—	1000
3	Объем закаченного газа	млн. м³	—	666,7
4	Цена 1000 м³ закаченного газа	руб.	—	6,0
5	Дополнительные капитальные вложения	тыс. руб.	—	151,0
6	Единовременные затраты	»	—	4,0
7	Эксплуатационные расходы на дополнительную добычу нефти и газа	»	—	6000
8	Эксплуатационные расходы на добычу нефти и газа, всего	»	35250	41250
9	Себестоимость 1 т добычи нефти и газа	руб.	—	3—75

Определение годового экономического эффекта от внедрения новой технологии при ее промышленном внедрении приводится в таблице 2.7.

Таблица 2.7

№№ п/п	Наименование показателей	Един. изм.	Без внедрения новой технологии (расчет)	При внедрении новой технологии (отчет)
1	Добыча нефти и газа	тыс. т	10000	11000
2	Дополнительные капитальные затраты	тыс. руб.	—	151,0
3	Единовременные затраты	»	—	4,0
4	Эксплуатационные расходы на дополнительную добычу нефти и газа	»	—	6000
5	Эксплуатационные расходы по вариантам, всего	»	35250 (41250—6000)	41250
6	Себестоимость 1 т добычи нефти и газа	руб.	3—52	3—75
7	Годовой экономический эффект, исчисленный по формуле (10) (35250—41250—0,15×155+ +55×1000)=48976,7	тыс. руб.	—	48976,7

4. Показатели для учета в планах (отчетах) объединения

1. Объем закачки газа — 666,7 млн. м^3.

2. Добыча нефти: прирост добычи нефти по сравнению с базовой технологией — 1000 тыс. т (11000—10000=1000).

3. Дополнительные капитальные вложения и единовременные затраты $\Delta К$ — 155 тыс. руб.

4. Прирост прибыли от внедрения новой технологии, исчисленной по формуле (16)

$$\Delta П = (Ц_2 - С_2) \cdot А_2 - (Ц_1 - С_1) \cdot А_1 = (12{,}0 - 3{,}75) \cdot 11000 - (12{,}0 - 3{,}52) \cdot 10000 = 5950 \text{ тыс. руб.}$$

где: 12,0 — оптовая цена 1 т нефти по объединению, руб.

5. Снижение эксплуатационных затрат по сравнению с базовой технологией, исчисляется по формуле (17)

$$\Delta С = (С_1 - С_2) \cdot А_2 = (3{,}52 - 3{,}75) \cdot 11000 = -2530 \text{ тыс. руб.}$$

6. Сводный хозрасчетный эффект производства от внедрения мероприятия, исчисленный по формуле (19)

$$Э_х = \Delta П - Е_н \Delta К = 5950 - 23{,}2 = 5926{,}8.$$

Пример 3

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МЕТОДА ВНУТРИПЛАСТОВОГО ДВИЖУЩЕГОСЯ ОЧАГА ГОРЕНИЯ (ВДОГа)

1. Краткая аннотация мероприятия

Метод внутрипластового горения применяется для повышения полноты 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

При определении годового экономического эффекта от внедрения данного мероприятия за базу сравнения принимаются технико-экономические показатели, характеризующие условия разработки месторождения без применения этого метода. В этом случае фактические показатели являются показателями при внедрении мероприятия, а базовые определяются расчетным путем.

Учитывая, что ранее применяемые методы разработки месторождения не могут обеспечить рост объема производства до равновеликого уровня при применении ВДОГа, увеличение приведенных затрат в базовом варианте производится по уровню специального норматива удельных приведенных затрат — 55 руб/т.

Расчет годового экономического эффекта производится по формуле (9)

$$Э = З_1 А_1 + Н \cdot \Delta А - З_2 А_2.$$

3. Исходные данные и расчет эффективности

Дополнительная добыча нефти за счет внедрения новой технологии и годовой объем добычи нефти по участку без осуществления «ВДОГ» определены технологической службой по действующим методикам расчета в объемах:

$$\Delta A = 10283 \text{ т}$$

$$A_1 = A_2 - \Delta A = 13973 - 10283 = 3690 \text{ т},$$

где: 13973 — годовая фактическая добыча нефти и газа при применении «ВДОГ», т.

Расчет капитальных вложений

Расчет капитальных вложений по участку с применением «ВДОГ» приведен в таблице 3.1.

Таблица 3.1

№№ п/п	Состав капитальных вложений	Всего, тыс. руб.	В т. ч. без метода, тыс. руб.
1	2	3	4
1	Затраты на составление проекта доразработки месторождения с применением метода влажного внутрипластового горения	50	—
2	Затраты на научно-исследовательские работы по осуществлению контроля за выполнением проекта доразработки и затраты по освоению производства по утвержденным сметам	30	—
3	Балансовая стоимость основных фондов по участку (стоимость основных фондов по участку до внедрения мероприятия; дополнительные капитальные вложения для осуществления мероприятия; стоимость строительства и обустройства нагнетательных скважин и обустройство компрессора ОВГ-2)	1560	800
	Итого:	1640	800

При расчете капитальных вложений по участку «ВДОГ» (таблица 3.1) общая сумма затрат на составление проекта доразработки месторождения с применением метода влажного внутрипластового горения распределена пропорционально добыче нефти и газа по участку и принимается для расчета за второй год внедрения мероприятия.

Затраты на научно-исследовательские работы по осуществлению контроля за выполнением проекта доразработки (30 тыс. руб.) и балансовая стоимость основных фондов по участку (1560 тыс. руб.) рассчитаны пропорционально добыче нефти и газа по участку в текущем году.

Дополнительные капитальные вложения (840 тыс. руб.) связанные с закачкой воздуха определены по фактическим затратам, количеству дополнительных нагнетательных скважин, стоимости компрессора ОВГ-2 и его обустройства.

Эксплуатационные расходы

Расчет себестоимости добычи нефти и газа по участку «ВДОГ» приведен в таблице 3.2.

Таблица 3.2

№№ п/п	Наименование статей затрат	Фактические годовые затраты на добычу нефти и газа по НГДУ		Расчетные годовые затраты на добычу нефти и газа по участку «ВДОГ»	
		Всего затрат, тыс. руб.	На 1 т, руб.	Всего затрат, тыс. руб.	На 1 т, руб.
1	2	3	4	5	6
I	Расходы на энергию по извлечению нефти	2619	2,27	11,18	0,80
II	Расходы по искусственному воздействию на пласт	1111	0,96	90,0	6,44
III	Основная заработная плата производственных рабочих	639	0,55	7,7	0,55
IV	Дополнительная заработная плата производственных рабочих	62	0,05	0,7	0,05
V	Отчисление на соцстрахование	61	0,05	0,7	0,05
VI	Амортизация скважин	3434	2,97	47,8	3,42
VII	Расходы по сбору и транспортированию нефти и газа	1117	0,97	13,6	0,97
VIII	Расходы по технологической подготовке нефти	275	0,24	3,35	0,24
IX	Расходы по подготовке и освоению производства	19	0,02	0,28	0,02
X	Расходы на содержание и эксплуатацию оборудования	6997	6,05	72,9	5,22
	в т. ч. расходы по подземному текущему ремонту скважин	4027	3,48	37	2,65

Продолжение табл. 3.2

1	2	3	4	5	6
XI	Общепроизводственные расходы	3556	3,08	43,0	3,08
XII	Прочие производственные расходы	1593	1,38	19,3	1,38
	Производственная себестоимость	21483	18,59	310,5	22,22
	Объем добычи нефти, т	1155564		13973	

Расходы на энергию по извлечению нефти по участку «ВДОГ» 11,18 тыс. руб. рассчитываются, исходя из удельных затрат на добычу жидкости глубинными насосами и фактического объема добычи жидкости по участку. Расходы по искусственному воздействию на пласт (90 тыс. руб.) рассчитываются следующим образом:

$$(16858 \times 5{,}19 + 14500 \times 0{,}18) = 90{,}1 \text{ тыс. руб.},$$

где: 16858 — годовой объем закачки воздуха в пласты на участке «ВДОГ», тыс. м^3;

5,19 — фактическая себестоимость закачки 1000 м^3 воздуха, руб.;

14500 — годовой объем закачки воды на участке, м^3;

0,18 — фактическая себестоимость закачки 1 м^3 воды, руб.

Расходы на ремонт наземного оборудования и амортизацию прочих основных средств приняты по уровню удельных затрат, сложившихся в НГДУ.

Отчисления на геолого-разведочные работы учитываются в эксплуатационных расходах в размере 1 руб/т.

Удельные расходы по статьям III, IV, V, VII, VIII, IX, XI, XII приняты по уровню удельных затрат, сложившихся в объединении.

Затраты на дополнительную добычу нефти рассчитываются с учетом условно-переменных расходов и затрат на воздействие

$$C_{доп} = 90 + (0{,}8 + 0{,}97 + 0{,}24 + 1{,}0) \times 10{,}283 = 121{,}0 \text{ тыс. руб.}$$

Расчет годового экономического эффекта представлен в таблице 3.3.

Таблица 3.3

№№ п/п	Показатели	Един. изм.	Без применения «ВДОГ» (расчет)	С применением «ВДОГ» (отчет)
1	Объем закачки воздуха	тыс. м³	—	16858
2	Годовая добыча нефти	тыс. т	3,69	13,973
3	Дополнительная добыча нефти	»	—	10,283
4	Эксплуатационные затраты	тыс. руб.	189,5 (310,5—121,0)	310,5
5	Себестоимость добычи 1 т нефти	руб.	51—36	22—22
6	Удельные капитальные вложения	руб/т	216,8 (800 : 3,69)	121,0 (1640 : 13,973)
7	Приведенные затраты	руб/т	83,9	40,4
8	Годовой экономический эффект (формула 9) (Э=83,9×3,69+55× ×10,283—40,4×13,973= =310,64)	тыс. руб.	—	310,64

4. Показатели для учета в планах (отчетах) объединения

Объем закачки воздуха — 16858 тыс. м³.

Прирост добычи нефти и газа по сравнению с базовой техникой (ΔА) — 10283 т.

Изменение капитальных вложений (ΔК), исчисленное по формуле (14).

$$\Delta К = 1640 - 800\,\frac{13,973}{3,69} = 1640 - 3029 = -1389 \text{ тыс. руб.}$$

Прирост прибыли от увеличения добычи нефти и газа по сравнению с базовой техникой, исчисленной по формуле (16)

$$\Delta П = (Ц_2 - С_2) \cdot А_2 - (Ц_1 - С_1) \cdot А_1$$

$$\Delta П = (25,65 - 22,22) \cdot 13,973 - (25,65 - 51,36) \times 3,69 =$$

$$= 142,8 \text{ тыс. руб.},$$

где: 25,65 — оптовая цена 1 т нефти и газа по объединению, руб.

Изменение эксплуатационных расходов по сравнению с базовой техникой, исчисленное по формуле (17)

$$\Delta C = (C_1 - C_2) \cdot A_2$$

$$\Delta C = (51{,}36 - 22{,}22) \times 13{,}973 = 407{,}2 \text{ тыс. руб.}$$

Сводный хозрасчетный эффект, исчисленный по формуле (19)

$$Э_х = \Delta П - E_н \Delta К$$

$$Э_х = 142{,}8 - 0{,}15 \times 840 = 142{,}8 - 126 = 16{,}8 \text{ тыс. руб.}$$

Пример 4

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕРМОГАЗОХИМИЧЕСКОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ (ТГХВ) НА ПРИЗАБОЙНУЮ ЗОНУ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН

1. Краткая аннотация мероприятия

Для интенсификации добычи нефти проводятся различные виды обработок призабойной зоны нефтяных скважин (ОПЗ): ТГХВ — с использованием медленно горящих порохов, прогрев с использованием горячей нефти с дабавками ПАВ и другие.

При проведении ТГХВ выделяющиеся при горении пороховые газы оказывают тепловое и химическое воздействие на пласт. Углекислый газ, растворяясь в нефти, снижает вязкость и поверхностное натяжение нефти на границе с водой, что способствует повышению продуктивности скважин. При обработке призабойной зоны скважин горячей нефтью происходит депарафинизация порового пространства на забое скважин.

Необходимо выбрать наиболее эффективный метод воздействия на призабойную зону скважин в заданных условиях.

2. База сравнения и метод расчета эффективности

За базу сравнения при определении эффективности новых методов обработки призабойной зоны скважин принимаются показатели лучшей техники (в данном примере обработка скважин горячей нефтью), а при расчете годового экономического эффекта на предприятии — показатели заменяемой техники и специальный норматив удельных приведенных затрат на 1 т прироста добычи нефти — 55 руб/т.

Основным фактором эффективности обработки призабойной зоны скважин является дополнительная добыча нефти и газа.

Объем добычи нефти и газа при проведении указанных мероприятий принимается по фактическому уровню добычи за расчетный год.

Дополнительная добыча нефти и газа за счет внедрения

мероприятия определяется по разнице фактического и расчетного уровня добычи нефти (формула 4).

Обработка призабойной зоны скважин иногда проводится параллельно с использованием других мероприятий по воздействию на пласт.

Если изменение объема производства не является результатом внедряемых мероприятий, а вызвано сопутствующими причинами (увеличение плановых заданий и проведение других мероприятий), то производится корректирование себестоимости базового варианта на объем внедряемого варианта. Таким путем сначала исключается влияние на уровень эксплуатационных расходов прироста добычи нефти и газа за счет сопутствующих мероприятий, а затем определяется экономическая эффективность методов обработки призабойной зоны скважин — горячей нефтью и ТГХВ, для выбора лучшего из них.

3. Исходные данные и расчет эффективности

Расчет изменения эксплуатационных расходов и дополнительных единовременных затрат, вызванных внедрением мероприятия, производится по фактическим данным за расчетный год.

В состав эксплуатационных расходов, связанных с проведением закачки горячей нефти независимо от источников финансирования включаются единовременные затраты на:

1. Подготовительно-заключительные работы по скважинам.

2. Исследование скважин до и после воздействия на призабойную зону скважин.

3. Монтаж и демонтаж оборудования для прогрева.

4. Осуществление закачки горячей нефти.

Эти затраты осуществляются в течение одного года и в полном объеме учитываются в эксплуатационных расходах.

Термогазохимические обработки призабойной зоны скважин производятся в период подземного ремонта скважин с применением существующего нефтепромыслового и геофизического оборудования без дополнительных капиталовложений.

Исходные данные для расчета экономического эффекта приводятся в таблице 4.1.

Таблица 4.1

№№ п/п	Наименование показателей	Един. изм.	Базовый вариант	Новая технология	
				закачка горячей нефти	ТГХВ
1	2	3	4	5	6
1	Количество обработок призабойной зоны скважин	скв.-опер.	—	25	25
2	Добыча нефти и газа (за минусом нефти израсходованной на ОПЗ)	тыс. т	2075	2135	2150
3	Дополнительная добыча нефти и газа, всего	»	—	60	75
	в т. ч.: а) за счет обработок призабойной зоны, (за минусом нефти, израсходованной на ОПЗ)	»	—	10	25
	б) за счет воздействия на пласт закачкой пара	»	—	50	50
4	Удельные эксплуатационные затраты (условно-переменные) на 1 т добычи нефти и газа, всего:	руб.	1,830	1,830	1,830
	в т. ч. а) на электроэнергию	»	0,13	0,13	0,13
	б) по искусственному воздействию на пласт	»	0,36	0,36	0,36
	в) по сбору и транспорту нефти и газа	»	0,23	0,23	0,23
	г) на технологическую подготовку нефти	»	0,11	0,11	0,11
	д) отчисления на ГРР	»	1,00	1,00	1,00
5	Единовременные затраты по освоению производства	руб/скв.-опер.	—	110,0	100,0
	то же на 1 т дополнительной добычи за счет обработок	руб/т доп. доб.	—	0,28	0,10
	в т. ч. а) подготовительно-заключительные работы по скважине;	руб/скв.-опер.	—	40	—
	б) исследование скважин до и после обработки призабойной зоны;	»	—	30	—
	в) монтаж и демонтаж оборудования для прогрева	»	—	25	—

Продолжение табл. 4.1

1	2	3	4	5	6
	г) осуществление закачки горячей нефти	»	—	15	—
	д) заработная плата операторов подземного ремонта	»	—	—	18
	е) отчисление на соцстрах	»	—	—	1,5
	ё) транспортные расходы	»	—	—	30,5
	ж) услуги геофизической партии	»	—	—	50

Для расчета экономического эффекта от внедрения мероприятия эксплуатационые затраты на добычу 1 тонны нефти и газа по статьям: электроэнергия, искусственное воздействие на пласт, сбор и транспорт нефти и газа, технологическая подготовка нефти, отчисления на ГРР берутся по фактическим данным объединения.

Результаты расчета показателей эффективности приводятся в таблице 4.2.

Таблица 4.2

№№ п/п	Наименование показателей	Един. изм.	Базовый вариант	Новая технология	
				Закачка горячей нефти	ТГХВ
1	2	3	4	5	6
1	Годовая добыча нефти и газа	тыс. т	2075,0	2085,0 (2075+ +10)	2100 (2075+ +25)
2	Эксплуатационные расходы на дополнительную добычу нефти и газа, всего	тыс. руб.	—	112,6	139,7
	в т. ч. а) за счет обработок призабойной зоны скважин	»	—	21,1	48,2
	б) за счет воздействия на пласт методом закачки пара	»	—	91,5	91,5

Продолжение табл. 4.2

1	2	3	4	5	6
3	Эксплуатационные расходы на всю добычу нефти и газа				
	а) с учетом воздействия на пласт методом закачки пара	»	7011,7	7124,3	7151,5
	б) без учета воздействия на пласт методом закачки пара	»	7011,7	7032,8	7060,0
4	Себестоимость 1 т добычи нефти и газа				
	а) с учетом воздействия на пласт методом закачки пара	руб	3,38	3,34	3,32
	б) без учета воздействия на пласт методом закачки пара	»	3,38	3,37	3,36
5	Годовой экономический эффект, исчисленный по формуле (10) $Э_{тгхв} = (3,36 \times 2100 - 3,38 \times \times 2075 + 55 \times 15) = 868$ $Э_{пар} = (3,37 \times 2085 - 3,38 \times \times 2075 + 55 \times 10) = 563$	тыс. руб.	—	564	868

Наименьшая себестоимость получена по варианту с применением ТГХВ.

При определении годового экономического эффекта производится расчет дополнительных затрат, вызванных внедрением ТГХВ в расчетном году с использованием при этом отчетных данных и специального норматива. Отчетные данные отражают результаты внедрения ТГХВ, а расчетными являются показатели без внедрения новой технологии.

Годовой экономический эффект по этому варианту по сравнению с базовым вариантом составит 868 тыс. рублей.

4. Показатели для учета в планах (отчетах) объединения

Количество обработок призабойной зоны скважин, скв.-опер. — 25.

Добыча нефти: прирост добычи нефти и газа от внедрения мероприятия $\Delta A = 15{,}0$ тыс. т $(2100—2085) = 15$.

Прирост прибыли от внедрения мероприятия ($\Delta П$), исчисленный по формуле (16) = 120,00 тыс. руб.

$$\Delta П = (10—3{,}36) \cdot 2100 — (10—3{,}37) \cdot 2085 = 120{,}0,$$

где: 10 — оптовая цена 1 т нефти по объединению, руб.

Снижение эксплуатационных расходов за счет мероприятия (ΔC), исчисленное по формуле (17), составит:

$$\Delta C = (3{,}38—3{,}36) \times 2100 = 42 \text{ тыс. руб.}$$

Сводный хозрасчетный эффект производства от внедрения мероприятия, исчисленный по формуле (19) — 120 тыс. руб.

Пример 5

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГОДОВОГО ЭКОНОМИЧЕСКОГО ЭФФЕКТА ЭЛЕКТРОТЕПЛОВЫХ ОБРАБОТОК ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН*

1. Краткая аннотация мероприятия

Электротепловая обработка призабойной зоны нефтяных скважин позволяет повысить температуру в призабойной зоне пласта и обеспечивает плавление парафина и асфальтосмолистых веществ, которые в расплавленном состоянии удаляются вместе с откачиваемой нефтью. Благодаря электротепловой обработке повышается проницаемость призабойной зоны пласта и производительность скважин.

Электротепловые обработки призабойной зоны скважин осуществляются с помощью установки «СУЭПС-1200», оборудованной электронагревателями ТЭН.

2. База сравнения и метод расчета эффективности

Базой для сравнения служат расчетные показатели по предприятию, на котором проводится обработка скважин, в условиях без проведения данного мероприятия.

Экономическая эффективность электротеплового воздействия на призабойную зону скважин определяется на основе полученной дополнительной добычи нефти и газа и изменения при этом приведенных затрат по сравнению с базовым вариантом.

Объем добычи нефти и газа при внедрении электротепловой обработки скважин принимается по его фактическому уровню за расчетный год.

Расчетный объем добычи нефти и газа в условиях без проведения мероприятия определяется по формуле (4.).

Годовой экономический эффект, получаемый от внедрения электротепловых обработок, рассчитывается по формуле (10).

---

* Аналогично определяется экономическая эффективность по другим способам обработки призабойной зоны скважин.

3. Исходные данные и расчет эффективности

Расчет изменения приведенных затрат в результате внедрения данного мероприятия производится по фактическим данным за расчетный год.

Дополнительные эксплуатационные затраты состоят из затрат на проведение мероприятия и расходов по извлечению дополнительной добычи нефти и попутного газа.

В состав единовременных эксплуатационных затрат, связанных с проведением мероприятия, независимо от источников финансирования включаются расходы на:

1) подготовительно-заключительные работы на скважинах;

2) исследование скважин до и после проведения мероприятия;

3) монтаж и демонтаж оборудования для электронагрева;

4) осуществление электронагрева.

Исходные данные и расчет годового экономического эффекта приводятся в таблице 5.1.

Годовой экономический эффект от внедрения электропрогрева нефтяных скважин, исчисленный по формуле (10), составил 1037 тыс. руб.

Условно-переменные эксплуатационные затраты на добычу нефти и газа по статьям: электроэнергия, искусственное воздействие на пласт, сбор и транспорт, технологическая подготовка нефти, принимаются по фактическим данным объединения.

Таблица 5.1

№№ п/п	Наименование показателей	Един. изм.	Базовый вариант	Вариант с применением электропрогрева ПЗС
1	2	3	4	5
1	Добыча нефти и газа	тыс. т	7980	8000
2	Дополнительная добыча нефти и газа	»	—	20
3	Количество обработок ПЗС	скв/оп.	—	50

Продолжение табл. 5.1

1	2	3	4	5
4	Эксплуатационные (условно-переменные) затраты на 1 т добычи нефти и газа, всего:	руб.	0,67	1,67
	в т. ч. а) на электроэнергию	»	0,11	0,11
	б) по искусственному воздействию на пласт	»	0,22	0,22
	в) по сбору и транспорту нефти и газа	»	0,18	0,18
	г) на технологическую подготовку нефти	»	0,16	0,16
	д) ГРР	»	1,0	1,0
5	Единовременные эксплуатационные затраты по освоению производства	руб/скв.-опер.	—	250,0
	То же	руб./т доп. доб.	—	0,625
	в т. ч. а) подготовительно-заключительные работы на скважинах;	руб/скв.-опер.	—	90
	б) исследование скважин до и после проведения электропрогрева	»	—	80
	в) монтаж и демонтаж оборудования	»	—	50
	г) осуществление электропрогрева	»	—	30
6	Эксплуатационные расходы на дополнительную добычу нефти и газа	тыс. руб.	—	26,9
7	Эксплуатационные расходы, всего	тыс. руб.	48074,1	48101
8	Себестоимость 1 т добычи нефти и газа	руб/т	6,024	6,01
9	Дополнительные капитальные вложения на внедрение новой технологии	тыс. руб.	—	20,0
10	Годовой экономический эффект, исчисленный по формуле (10) $Э=(6{,}02\cdot 7980+55\cdot 20-$ $-6{,}01\cdot 8000=1059{,}6)$	»	—	1059,6

4. Показатели для учета в планах (отчетах) объединения

Количество обработок, скв./опер. — 50.

Добыча нефти и газа: прирост добычи нефти и газа от внедрения мероприятия ΔA — 20 тыс. т (8000—7980).

Дополнительные капитальные вложения (ΔK) — 20 тыс. руб.

Прирост прибыли от внедрения мероприятия ($\Delta П$), исчисленный по формуле (16) — 160 тыс. руб.

$$\Delta П = (10—6{,}01) \cdot 8000 — (10—6{,}02) \cdot 7980 = 160{,}0 \text{ тыс. руб.}$$

где: 10 — оптовая цена 1 т нефти по объединению, руб.

Снижение себестоимости за счет мероприятия (ΔC), исчисленное по формуле (17)

$$\Delta C = (6{,}02—6{,}01) \cdot 8000 = 80{,}0 \text{ тыс. руб.}$$

Сводный хозрасчетный эффект производства от внедрения мероприятия, исчисленный по формуле (19) — 157,0 тыс. руб.

$$Э_х = 160—0{,}15 \cdot 20 = 157{,}0 \text{ тыс. руб.}$$

Пример 6

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ВНЕДРЕНИЯ ОДНОВРЕМЕННО-РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН (ОРЭ)

1. Краткая аннотация мероприятия

Одновременно-раздельная эксплуатация скважин применяется для одновременной эксплуатации нескольких продуктивных пластов одной скважиной и обеспечения оптимального режима отбора нефти и газа или раздельной закачки воды по каждому пласту (пачке пластов или пропластков).

Для применения этого метода по технологической схеме «насос—насос» используются установки типов «УГР» и «УГРП». Установки типа «УГР» для одновременной раздельной глубиннонасосной добычи нефти из двух пластов представляют собой два последовательно соединенных глубинных насоса, подвешенных на колонне насосных штанг и спущенных в концентрично расположенный ряд лифтовых труб с пакером. Для скважин, в которых совместная транспортировка продукции пластов по одному каналу не допускается, применяют установку с параллельной подвеской насосно-компрессорных труб типа «УГРП». Установка включает наземное и подземное оборудование.

2. База сравнения и метод расчета экономической эффективности

Для оценки экономической эффективности внедрения ОРЭ за базу сравнения принимаются технико-экономические показатели, характеризующие условия однопластовой добычи нефти (закачки воды) в тех же скважинах без применения метода одновременной раздельной эксплуатации.

За базу сравнения при определении годового экономического эффекта принимаются расчетные показатели однопластовой добычи, а показателями при внедрении мероприятия принимаются фактические показатели с применением ОРЭ.

Расчет годового экономического эффекта производится по формуле (10).

3. Исходные данные и расчет экономической эффективности

Внедрение одновременно-раздельной эксплуатации связано с дополнительными капитальными вложениями и эксплуатационными затратами.

Исходные данные и расчет показателей эффективности приводятся в таблицах 6.1—6.5.

Таблица 6.1

Расчет годового объема добычи нефти и газа по нефтяным скважинам, переведенным на ОРЭ

НГДУ	Кол-во скважин	Добыча нефти и газа по скважинам без применения ОРЭ	Добыча нефти и газа за сопоставимое время с применением ОРЭ	Дополнительная добыча нефти и газа, т
№ 1	13	8028	18936	10908
№ 2	2	244	474	230
№ 3	5	545	989	444
№ 4	10	661,6	1148,1	486,5
№ 5	13	1447	3447	2000
Итого	43	10925,6	24994,1	14068,5

Таблица 6.4

Расчет капитальных вложений

№№ п/п	Состав капитальных вложений	Сумма затрат, всего, тыс. руб.		Примечание
		Без ОРЭ	При ОРЭ	
	Эксплуатационные скважины			
1	Затраты на разработку конструкций установок для ОРЭ	—	12,5	По данным завода-изготовителя
2	Текущие годовые затраты на научно-исследовательские работы по внедрению метода ОРЭ	—	50,0	Фактические затраты по объединению
3	Затраты на приобретение оборудования и перевод скважин на ОРЭ	98,787	261,022	
	Итого:	98,787	323,522	

Таблица 6.2

РАСЧЕТ

себестоимости дополнительной добычи нефти и газа при внедрении ОРЭ

№№ п/п	Статьи затрат	Себестоимость добычи 1 т нефти и газа по объединению фактическая с применением ОРЭ, руб.	Условно-постоянные затраты, руб.	Себестоимость дополнительной добычи нефти и газа, руб/т	Примечание
1	2	3	4	5	6
1	Расходы на энергию по извлечению нефти	3,69	—	3,69	
2	Расходы по искусственному воздействию на пласт	1,44	—	1,44	
3	Основная зарплата производственных рабочих	0,60	0,60	—	
4	Дополнительная зарплата производственных рабочих	0,06	0,06	—	
5	Отчисления на соцстрахование	0,06	0,06	—	
6	Амортизация скважин	6,26	6,26	—	

Продолжение табл. 6.2

1	2	3	4	5	6
7	Расходы по сбору и транспортировке нефти	1,37	—	1,37	
8	Расходы по подготовке нефти	0,73	—	0,73	
9	Расходы на подготовку и освоение производства	0,02	—	0,02	
10	Расходы на содержание и эксплуатацию оборудования	7,58	7,58	2,29	(1,01+1,28) = 2,29 (см. п. 10а и б)
	в том числе:				
	а) амортизация прочих основных средств	3,67	3,67	1,01	(19024—4767) : 14068 = 1,01 где: 19024 — сумма амортизационных отчислений прочих основных средств при внедрении ОРЭ (по изменяющимся элементам оборудования), руб. (см. расчет в таблице 6.3) 4767 — то же, без внедрения ОРЭ, руб. (см. расчет в таблице 6.3) 14068 — прирост добычи нефти в результате внедрения ОРЭ, т (см. расчет в таблице 6.1)

Продолжение табл. 6.2

1	2	3	4	5	6
	б) текущий ремонт	3,91	3,91	1,28	(75714—57758) : 14068=1,28 где: 75714 — фактические затраты на подземный ремонт скважин, переведенных на ОРЭ за отработанное время, руб. 57758 — то же, без внедрения ОРЭ, руб.
11	Общепроизводственные расходы	3,26	3,26	—	
12	Прочие производственные расходы	1,47	1,47	1,10	
	в том числе отчисления на геолого-разведочные работы	1,10	—	1,10	
	Итого:	26,54	19,29	10,64	

Таблица 6.3

РАСЧЕТ

капитальных вложений и амортизационных отчислений при внедрении ОРЭ по эксплуатационным скважинам

№№ п/п	Наименование НГДУ	Установка (пакер)			Трубы		Штанги		Итого	
		стоимость установки с учетом резерва, руб.	затраты по переводу скважин на ОРЭ, руб.	сумма амортиз. отчислений, руб.	стоимость, руб.	сумма амортиз. отчислений, руб.	стоимость, руб.	сумма амортиз. отчислений, руб.	сумма амортизации, руб.	сумма капитальных затрат, руб.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Эксплуатационные скважины без внедрения										
1	№ 1	—	—	—	35983	—	22097	—	—	58080
2	№ 2	—	—	—	2625	—	917	—	—	3542
3	№ 3	—	—	—	6957	—	3009	—	—	9966
4	№ 4	—	—	—	9414	—	3158	—	—	12572
5	№ 5	—	—	—	11048	—	3579	—	—	14627
	Итого:	—	—	—	66027	2397	32760	2370	4767	98787
Эксплуатационные скважины после внедрения										
1	№ 1	15107	27130	—	51980	—	23895	—	—	118112
2	№ 2	4878	543	—	3441	—	1067	—	—	9929
3	№ 3	5532	4149	—	4942	—	2100	—	—	16723
4	№ 4	17754	9512	—	16387	—	6044	—	—	49697
5	№ 5	27930	11620	—	20497	—	6514	—	—	66561
	Итого:	71201	52954	12850	97247	3385,2	39620	2788,8	19024	261022

Расчет годового экономического эффекта от внедрения ОРЭ представлен в таблице 6.5.

Таблица 6.5

Расчет экономической эффективности внедрения метода одновременно-раздельной эксплуатации по объединению

№№ п/п	Показатели	Един. изм.	Без внедрения новой технологии (расчет)	При внедрении новой технологии (отчет)
1	Добыча нефти и газа	т	10925,6	24994,1
2	Дополнительная добыча нефти и газа	»	—	14068,5
3	Дополнительные капитальные затраты	тыс. руб.	—	224,7
4	Эксплуатационные расходы на дополнительную добычу нефти	»	—	149,7 (10,64·14068,5)
5	Эксплуатационные расходы по вариантам, всего	»	513,6 (663,3—149,7)	663,3 (26,54·24994)
6	Себестоимость 1 т добычи нефти и газа	руб.	47,01 (513,6 : 10925,6)	26,54
7	Годовой экономический эффект, исчисленный по формуле (10) (47,01·10925,6+55× ×14068,5—26,54× ×24994,1—0,15× ×224735) =590326,25	тыс. руб.	—	590,3

Годовой экономический эффект, рассчитанный по формуле (10) составит 590,4 тыс. руб.

4. Показатели для учета в планах (отчетах) объединения

Действующий фонд скважин по объединению, эксплуатирующий одновременно-раздельно по два пласта: на 1.1- г. — 222, в т. ч. вводимых в планируемом году — 48.

Общая дополнительная добыча нефти и газа по всему действующему фонду одновременно-раздельно эксплуатируемых скважин составит 150,6 тыс. т, в том числе по скважинам, введенным в планируемом году — 14,1 тыс. т.

Дополнительные капитальные вложения (ΔK) по скважинам переводимым на ОРЭ в планируемом году,

$$\Delta K = (323{,}5 — 98{,}8) = 224{,}7 \text{ тыс. руб.}$$

Прирост прибыли от увеличения объема добычи нефти и газа по сравнению с базовой техникой, исчисленный по формуле (16), по скважинам, переведенным на ОРЭ в планируемом году

$$\Delta П = (27{,}4 — 26{,}54) \cdot 24994 — (27{,}4 — 47{,}01) \cdot 10926 = 235644{,}4 \text{ руб.}$$

где: 27,4 — оптовая цена 1 т нефти по объединению, руб/т.

Снижение себестоимости добычи нефти и газа по сравнению с базовой техникой по скважинам, переведенным на ОРЭ в планируемом году, исчисленное по формуле (17)

$$\Delta C = (47{,}01 — 26{,}54) \cdot 24994 = 511627{,}2 \text{ руб.}$$

Сводный хозрасчетный эффект от внедрения мероприятия ($Э_х$), исчисленный по формуле (19), по скважинам, переведенным на ОРЭ в текущем году

$$Э_х = 235644{,}4 — 0{,}15 \cdot 224735 = 201934{,}15 \text{ руб.}$$

Пример 7

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕХАНИЗИРОВАННЫХ СПОСОБОВ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

Для обеспечения оптимальных условий эксплуатации скважин и использования применяемого при этом оборудования в процессе проектирования разработки и эксплуатации месторождений производится технико-экономическое обоснование выбора способа и режима эксплуатации скважин и определяется годовой экономический эффект внедряемого способа в условиях данного месторождения. В соответствии с этим в данном примере излагаются основные положения методики технико-экономического обоснования выбора способов эксплуатации и определения годового экономического эффекта от применения того или иного способа.

А. ВЫБОР СПОСОБОВ ЭКСПЛУАТАЦИИ

1. Краткая аннотация мероприятия

Каждый из способов эксплуатации нефтяных скважин (фонтанный, насосный-штанговый и бесштанговый, газлифтный-компрессорный и бескомпрессорный и другие) имеют определенные области технически возможного и экономически эффективного применения. Для обеспечения оптимальных условий эксплуатации скважин и применяемого оборудования в процессе проектирования разработки, а также при обосновании перевода скважин с одного способа на другой в процессе эксплуатации нефтяных месторождений, производится выбор способов эксплуатации скважин в условиях данного месторождения.

2. База сравнения и метод расчета эффективности

Базой сравнения при выборе способов эксплуатации служат минимальные приведенные затраты на 1 м^3 извлекаемой жидкости, исчисленные в пределах ограниченной взаимоза-

меняемости по сравниваемым способам (по формуле 1). Выбор способов за пределами ограничений по оборудованию и другим условиям эксплуатации производится по этим ограничениям.

К основным техническим, технологическим и другим ограничениям при выборе способов эксплуатации относятся: добывные возможности стандартного оборудования и условия эксплуатации скважин (дебит скважин и производительность оборудования, обводненность, температура и другие свойства продукции — плотность, газовый фактор нефти, конструкция скважин — глубина, диаметр, степень искривления ствола, забойное и буферное давление, осложняющие условия — отложение парафина и солей, вынос песка и др.).

При выборе способов эксплуатации учитываются также особые условия обустройства и эксплуатации скважин: (заболоченность, затопляемость месторождений и т. п.) и социально-бытовые условия региона (наличие ресурсов рабочей силы, жилья и других социально-бытовых объектов вблизи разрабатываемых месторождений).

Выбор способов эксплуатации производится по всей совокупности скважин (с соответствующей их группировкой по условиям эксплуатации) за первые три этапа разработки месторождения. Для группы скважин, которые могут эксплуатироваться различными способами, затраты по обустройству, оборудованию, переводу скважин с одного способа на другой, ликвидационные затраты и расходы по эксплуатации группы скважин за проектируемый период суммируются. Выбор оптимальной комбинации способов производится с использованием моделей динамического программирования и руководящих документов Миннефтепрома, НИИ и объединений районов.

3. Исходные данные и расчет эффективности

Основные исходные данные для расчета затрат по способам механизированной эксплуатации приводятся в таблице 7.1. Для упрощения в данном примере расчетов затрат по способам механизированной эксплуатации данные по фонтанному способу не приводятся.

Таблица 7.1

№№ п/п	Наименование показателей	Един. изм.	Сравниваемые способы		
			ШГН	ЭЦН	газлифт (компрес)
1	2	3	4	5	6
1	Количество скважин, всего	скв.	2000	2000	2000
2	Дебит скважин по жидкости (средний за период разработки месторождения — 20 лет)	т/сут.	25	100	100
3	Коэффициент эксплуатации скважин	доли. ед.	0,92	0,96	0,98
4	Общий объем извлекаемой жидкости	млн. м³	1335,9	1335,9	1335,9
5	Стоимость обустройства 1 скважины	тыс. руб.	7,5	7,0	6,0
6	Стоимость оборудования 1 скважины	»	13,0	15,0	9,0
7	Удельные капвложения в компрессорную станцию	тыс. руб. / 1000 м³/сут.	—	—	2,0
8	Удельные капвложения в газопроводы высокого давления и ГРБ	тыс. руб. / скв.	—	—	20,6
9	Удельный расход газа на подъем 1 м³ жидкости	м³	—	—	100
10	Общий объем компремирования газа в сутки	тыс. м³	—	—	500
11	Стоимость одного подземного ремонта скважин	тыс. руб. / скв.	1,5	2,5	0,7
12	Частота подземных ремонтов на 1 скважину в год	рем.	4,0	2,0	1,0
13	Стоимость компремирования 1000 м³ газа	руб.	—	—	2,0
14	Удельные энергетические затраты на подъем жидкости	»	0,20	0,15	0,20
15	Удельные затраты по подземному ремонту на 1 м³ жидкости	»	0,09	0,08	0,02

Продолжение табл. 7.1

1	2	3	4	5	6
16	Удельные затраты по амортизации на 1 м³ жидкости	»	0,18	0,10	0,10
17	Оптовая цена 1 т нефти по объединению	»	25	25	25
18	Нормативы удельных капитальных затрат по переводу скважин: с фонтанного способа эксплуатации на газлифтный	в долях ед. от затрат по заменяемому способу			2,12
	с газлифтного — на ЭЦН			0,17	
	с ЭЦН на ШГН		0,44		

Результаты расчета показателей эффективности приводятся в таблице 7.2.

Таблица 7.2

№№ п/п	Наименование показателей	Един. изм.	Сравниваемые способы		
			ШГН	ЭЦН	газлифт (компрес)
1	2	3	4	5	6
1	Количество скважин обустроенных под данный способ эксплуатации	скв.	200	1000	300
2	Количество переводов скважин с одного способа на другой				
	— с фонтанного на газлифтный	»			
	— с фонтанного на ЭЦН	»		300	200
	— с ЭЦН на ШГН	»	200		
3	Общий объем извлекаемой жидкости	млн. т	1335,9	1335,9	1335,9
	в том числе по способам	»	67,2	911,0	357,7

Продолжение табл. 7.2

1	2	3	4	5	6
4	Капитальные вложения, всего	млн. руб.	4,76	12,69	23,62
	в том числе:				
	— на обустройство скважин	»	1,5	7,0	1,8
	— на оборудование скважин	»	2,6	4,5	1,8
	— на компрессорные станции	»	—	—	10,0
	— на газопроводы и ГРБ	»	—	—	6,2
	— на перевод скважин	»	0,66	1,19	3,82
5	Эксплуатационные расходы, всего	»	31,6	300,6	96,6
	в том числе:				
	— энергетические затраты	»	13,5	136,7	71,5
	— затраты по подземному ремонту скважин	»	6,1	72,9	7,2
	— затраты на амортизацию	»	13,0	91,0	35,8
6	Приведенные затраты, всего	»	480,34	480,34	480,34
	в том числе по способам эксплуатации	»	34,3	328,0	118,04
7	Приведенные затраты на весь сопоставимый объем жидкости	»	681,3	480,9	440,85
8	То же на 1 м³ жидкости	руб.	0,51	0,36	0,33

Капитальные вложения

В составе капитальных вложений по способам эксплуатации учитываются затраты на обустройство и оборудование скважин, а по газлифтному способу кроме того учитываются затраты на сооружение газопроводов высокого и низкого давления, газораспределительных батарей и компрессорных станций (см. п. 4 таблицы 7.2).

В районах с дефицитом рабочей силы и мощностей предприятий (цехов) по ремонту оборудования скважин учитываются также капиталовложения на создание мощностей по

ремонту оборудования и строительство жилищно-коммунальных объектов.

Капиталовложения на обустройство скважин по способам эксплуатации определяются по действующим Укрупненным показателям стоимости строительства объектов и сооружений обустройства нефтяных месторождений (ВСН-18-77, Миннефтепром, 1978 г.), а на оборудование скважин — по действующим прейскурантам в соответствии с комплексом оборудования входящего в установки (см. пп. 5, 6 таблицы 7.1). Капитальные вложения на сооружение газопроводов высокого и низкого давления, газораспределительных батарей и компрессорных станций при газлифтной эксплуатации скважин определяются по проектам обустройства месторождений.

Капитальные вложения на создание мощностей по ремонту оборудования и на строительство жилищно-коммунальных объектов определяются по соответствующим проектам и укрупненным нормативам затрат по этим объектам.

Капитальные затраты на перевод скважин с одного способа на другой в части затрат на их обустройство могут быть исчислены по специальным нормативам НИИ районов. Затраты в части оборудования скважин при переводе их с одного способа на другой учитываются по действующим прейскурантам в соответствии с комплексом оборудования, входящего в установку.

Для определения удельных приведенных затрат на добычу жидкости по способам эксплуатации рассчитываются удельные капитальные затраты на 1 м^3 извлекаемой жидкости путем деления общей суммы капитальных вложений на обустройство и оборудование скважин, а также на сооружение других объектов (включая затраты на сооружение газопроводов, газораспределительных батарей и компрессорных станций по газлифтному способу) на среднегодовую добычу жидкости по способам.

Эксплуатационные расходы

В составе эксплуатационных расходов, зависимых от способов эксплуатации, учитываются следующие виды затрат:

а) энергетические затраты по извлечению жидкости;

б) затраты по текущему подземному ремонту скважин;

в) амортизация обустройства и оборудования скважин.

Энергетические затраты по компрессорной газлифтной эксплуатации скважин в бухгалтерском учете отражаются в комплексной статье затрат на компремирование газа. В эту статью включаются следующие расходы:

а) энергетические;

б) затраты на текущий ремонт и стоимость материалов, расходуемых при эксплуатации компрессорных станций;

в) амортизационные отчисления по компрессорным станциям;

г) зарплата промышленно-производственного и цехового персонала и отчисления соцстраху;

д) прочие расходы.

Для решения рассматриваемой задачи эти виды затрат могут быть сгруппированы также по трем вышеуказанным группам аналогично другим способам эксплуатации скважин.

В составе энергетических затрат по извлечению жидкости насосными установками учитываются расходы на потребляемую электроэнергию, плата за установленную мощность и стоимость содержания высоковольтных линий.

Затраты на текущий подземный ремонт скважин определяются по количеству ремонтов на 1 скважину в год и стоимости одного ремонта.

Амортизация оборудования и обустройства скважин определяется по стоимости объектов и соответствующим нормам амортизационных отчислений.

Для определения удельных приведенных затрат по способам эксплуатации рассчитывается себестоимость добычи 1 м^3 жидкости путем деления общей суммы эксплуатационных расходов на объем извлекаемой жидкости.

По результатам расчетов, приведенных в таблице 7.2, установлено, что наименьшие удельные приведенные затраты в сравниваемых условиях имеет газлифтный способ, а наиболее высокие — штанговые установки.

Минимальные приведенные затраты за весь срок разработки получаются в результате машинного перебора многочисленных сочетаний различных способов и выбора из них оптимального. В данном примере таким вариантом представлено такое сочетание, при котором минимум приведенных затрат составляет 480,34 млн. руб. (см. п. 6 табл. 7.2). При добыче того же объема жидкости (1335,9 млн. м^3) штанговыми установками приведенные затраты условно составили бы 681,3 млн. руб., а газлифтным способом — 440,85 млн. руб.

Б. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГОДОВОГО ЭКОНОМИЧЕСКОГО ЭФФЕКТА

1. Краткая аннотация мероприятия *

В данном примере рассматривается эффективность перевода скважин с ШГН на ЭЦН, что обеспечивает увеличение текущей добычи нефти.

2. База сравнения и метод расчета эффективности

Экономическая эффективность перевода скважин с ШГН на ЭЦН обеспечивается за счет получения дополнительной добычи нефти и изменения при этом приведенных затрат по сравнению с базовым вариантом.

За базу сравнения принимается работа тех же скважин, оборудованных ранее ШГН. Объем добычи нефти и газа при оборудовании скважин ЭЦН принимается по его фактическому уровню за расчетный год.

Расчетный объем добычи нефти и газа в условиях оборудования скважин ШГН определяется по формуле (4).

Годовой экономический эффект, получаемый за счет перевода скважин с ШГН на ЭЦН, рассчитывается по формуле (10)

$$Э = C_1 \cdot A_1 + Н \cdot \Delta A - C_2 \cdot A_2 - E_н \Delta K.$$

3. Исходные данные и расчет эффективности

Расчет изменения приведенных затрат от перевода скважин с одного способа эксплуатации на другой производится по фактическим данным за расчетный год.

Капитальные вложения

Дополнительные капитальные вложения, связанные с внедрением мероприятия, определяются по фактическим затратам на приобретение труб и штанг вследствие увеличения глубины спуска насоса, стоимости установок ЭЦН, автотранс-

* См. п. 1 в разделе А данного примера.

форматоров и станций управления. В данном примере эти затраты принимаются в сумме 2700 тыс. руб.

Эксплуатационные расходы

В состав эксплуатационных расходов, связанных с проведением мероприятия, включаются затраты на дополнительную добычу нефти, которые определяются по условно-переменным расходам на извлечение, подготовку и перекачку нефти, закачку в пласт воды, отчисления на геолого-разведочные работы, а также учитываются дополнительные расходы по амортизации оборудования и единовременные затраты на внедрение мероприятия. Эти затраты определяются по фактическим данным за расчетный год. Затраты по другим статьям калькуляции от увеличения добычи нефти принимаются неизменеными.

Исходные данные для расчета годового экономического эффекта приводятся в таблице 7.3. Отчетные данные в ней отражают результаты внедрения мероприятий, а расчетными являются показатели без его проведения.

Таблица 7.3

№№ п/п	Наименование показателей	Един. изм.	Базовый вариант (расчет)	При внедрении новой технологии (отчет)
1	2	3	4	5
1	Добыча нефти и газа	тыс. т	39000	40000
2	Дополнительная добыча нефти и газа	»	—	1000
3	Количество скважин, приведенных с ШГН на ЭЦН	скв.	—	750
4	Удельные эксплуатационные затраты (условно-переменные) на 1 т нефти и газа, всего	руб.	1,82	1,82
	в т. ч. а) энергетические затраты	»	0,55	0,55
	б) затраты по искусственному воздействию на пласт	»	0,25	0,25
	в) затраты на технологическую подготовку нефти	»	0,26	0,26

Продолжение табл. 7.3

1	2	3	4	5
	г) затраты по сбору и транспорту нефти	»	0,11	0,11
	д) затраты на геологоразведочные работы	»	0,65	0,65
5	Дополнительные затраты по амортизации оборудования	»	—	0,48
6	Единовременные затраты на внедрение мероприятия	тыс. руб.	—	520,0
7	Удельные единовременные затраты на внедрение мероприятия	руб./т доп. добычи	—	0,52

Результаты расчета показателей эффективности приводятся в таблице 7.4.

Таблица 7.4

№№ п/п	Наименование показателей	Един. изм.	Базовый вариант (расчет)	Вариант с применением новой технологии
1	2	3	4	5
1	Годовая добыча нефти и газа	тыс. т	39000	40000
2	Эксплуатационные расходы на дополнительную добычу нефти и газа	тыс. руб.	—	2820,0
3	Эксплуатационные расходы на всю добычу нефти и газа	»	316777,0 (319597,0—2820,0)	319597,0
4	Себестоимость добычи нефти и газа	руб./т	8,12	7,99
5	Эксплуатационные расходы скорректированные на объем добычи нефти	тыс. руб.	324800,0	319597,0
6	Дополнительные капитальные вложения на проведение мероприятия	»	—	2700
7	Годовой экономический эффект, исчисленный по формуле (10) Э=316777+55·1000—319597—0,15·2700=51775	»	—	51775

4. Показатели для учета в планах (отчетах) объединения

1. Количество скважин, переведенных с ШГН на ЭЦН — 750 скв.

2. Прирост добычи нефти и газа по сравнению с базовой техникой (ΔA) — 1000 тыс. т.

3. Дополнительные капитальные вложения в проведение мероприятия (ΔK) — 2700 тыс. руб.

4. Прирост прибыли от увеличения добычи нефти и газа ($\Delta П$) по сравнению с базовой техникой, исчисленный по формуле (16):

$$\Delta П = (Ц_2 - C_2) A_2 - (Ц_1 - C_1) A_1 = (12 - 7{,}99) \cdot 40000 - (12 - 8{,}12) \cdot 39000 = 9080 \text{ тыс. руб.},$$

где: 12,0 — оптовая цена 1 т нефти по объединению, руб.

5. Снижение эксплуатационных затрат (ΔC) по сравнению с базовой технологией, исчислено по формуле (17):

$$\Delta C = (C_1 - C_2) \cdot A_2 = (8{,}12 - 7{,}99) \cdot 40000 = 5200 \text{ тыс. руб.}$$

6. Сводный хозрасчетный эффект производства от внедрения мероприятия ($Э_х$), исчисленный по формуле (19), составляет 8675,0 тыс. руб.

$$Э_х = \Delta П - E_н \cdot \Delta K = 9080 - 0{,}15 \cdot 2700 = 8675{,}0 \text{ тыс. руб.}$$

Пример 8

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ УСТАНОВОК ГИДРОПОРШНЕВЫХ НАСОСОВ (УГН)

1. Краткая аннотация мероприятия

Установки гидропоршневых насосов применяются для эксплуатации кустовых наклонно-направленных скважин, расположенных в зоне болот и затоплений.

Применение УГН в кустовых наклонно-направленных скважинах позволит увеличить отбор жидкости, уменьшить количество подземных ремонтов и увеличить коэффициент эксплуатации скважин.

2. База сравнения и метод расчета эффективности

Установка УГН5-100-200-1800-4 предназначена для эксплуатации куста из 4 скважин с общим дебитом до 200 м^3/сут, с минимальной подачей погружного насоса 100 м^3/сут, при напоре 1800 м. В кусте из 4-х скважин, эксплуатируемых установкой УГН, одна скважина имеет дебит 100 м^3/сут, а каждая из трех остальных — 33 м^3/сут.

В соответствии с этим базой для сравнения эффективности УГН служат расчетные показатели НГДУ также по четырем скважинам: для одной скважины — установка погружного центробежного электронасоса УЭЦН5-80-1800, для 2, 3, 4 скважин — установка погружного центробежного электронасоса УЭЦН5-40-1750.

Годовой экономический эффект, получаемый от внедрения, УГН рассчитывается по формуле (10)

$$Э = C_1 \cdot A_1 + Н \cdot \Delta A - C_2 \cdot A_2 - E_н \Delta K.$$

3. Исходные данные и расчет эффективности

Объем добычи нефти и газа при проведении указанного мероприятия принимается по фактическому уровню добычи нефти в НГДУ за расчетный год.

Расчетный объем добычи нефти в условиях без проведения мероприятия определяется по формуле (4).

Расчет изменения приведенных затрат в результате внедрения УГН производится по фактическим данным предприятия за расчетный год.

Капитальные вложения

Дополнительные капитальные вложения, связанные с внедрением мероприятия, определяются по фактическим затратам на приобретение оборудования скважин УГН и их обустройству (или по удельным нормативам затрат и прейскурантам).

Эксплуатационные расходы

В состав эксплуатационных затрат, связанных с проведением мероприятия, включаются расходы на дополнительную добычу нефти, которые определяются по условно-переменным затратам (на извлечение, подготовку и перекачку нефти, закачку в пласт воды, отчисления на геолого-разведочные работы), дополнительные затраты по амортизации оборудования, амортизационные отчисления на капитальный ремонт и изменение затрат на текущий ремонт. Межремонтный период работы УЭЦН принимается 166 суток, при оборудовании скважин УГН подземный ремонт проводится 1 раз в 5 лет.

Исходные данные для расчета экономического эффекта приводятся в таблице 8.1, в которой отчетные данные отражают результаты внедрения УГН, а расчетными являются показатели без проведения мероприятия.

Таблица 8.1

№№ п/п	Наименование показателей	Един. изм.	Базовый вариант УЭЦН (расчет)	Вариант с применением УГН (отчет)
1	2	3	4	5
1	Добыча нефти и газа	тыс. т	26,5	32,5
2	Дополнительная добыча нефти и газа	»	—	6,0

Продолжение табл. 8.1

1	2	3	4	5
3	Количество скважин, оборудованных УГН	скв.	—	5
4	Удельные эксплуатационные затраты (условно-переменные) на 1 т нефти и газа), всего	руб.	2,65	2,65
	в т. ч. а) Энергетические затраты	»	0,45	0,45
	б) Затраты по искусственному воздействию на пласт	»	0,63	0,63
	в) Затраты на технологическую подготовку нефти	»	0,26	0,26
	г) Затраты по сбору и транспорту нефти	»	0,31	0,31
	д) Затраты на геологоразведочные работы	»	1,00	1,00
5	Эксплуатационные расходы на текущий ремонт	тыс. руб.	38,4	6,5
	то же в расчете на 1 т	руб/т	1,45	0,20
6	Амортизационные отчисления на капитальный ремонт	тыс. руб.	2,92	7,5
	то же в расчете на 1 т	руб/т	0,11	0,23
7	Амортизационные отчисления по оборудованию	тыс. руб.	3,98	5,5
	то же в расчете на 1 т	руб/т	0,15	0,17

Условно-постоянные расходы по отчетным данным предприятия за расчетный год принимаются 4,75 руб/т. Согласно данным таблицы 1 и условно-постоянным расходам, себестоимость добычи 1 тонны нефти и газа составит 8,0 руб/т, а соответствующая расчетная себестоимость базового варианта будет равна $(4,36+4,75)=9,11$ руб/т.

Результаты расчета показателей эффективности приводятся в таблице 8.2.

Таблица 8.2

№№ п/п	Наименование показателей	Един. изм.	Базовый вариант (расчет)	Вариант с применением новой техники
1	2	3	4	5
1	Добыча нефти и газа	тыс. т	26,5	32,5
2	Дополнительная добыча нефти и газа	»	—	6,0
3	Себестоимость добычи нефти и газа	руб/т	9,11	8,00
4	Эксплуатационные расходы на добычу нефти и газа	тыс. руб.	241,4	260,0
5	Эксплуатационные расходы, скорректированные на объем добычи при внедрении новой техники (УГН)	»	296,08	260,0
6	Дополнительные капитальные вложения на проведение мероприятия	»	—	37,8
7	Годовой экономический эффект, исчисленный по формуле (10) $Э=9,11\cdot 26,5+55\cdot 6-8,0\cdot 32,5-0,15\cdot 37,8=575,0-265,67=309,33$ тыс. руб.	»	—	309,33

4. Показатели для учета в планах (отчетах) объединения

Количество скважин, оборудованных УГН — 5 скв. Прирост добычи нефти и газа по сравнению с базовой техникой ($\Delta А$) — 6 тыс. т.

Прирост прибыли от внедрения мероприятия ($\Delta П$), исчисленный по формуле (16) — 53,4 тыс. руб.

$$\Delta П=(12-8)\cdot 32,5-(12-9,11)\cdot 26,5=53,4 \text{ тыс. руб.},$$

где: 12,0 — оптовая цена 1 т нефти по объединению, руб.

Снижение (—) или повышение (+) эксплуатационных расходов за счет мероприятия ($\Delta С$), исчисленное по формуле (17) — 36,1 тыс. руб.

$$\Delta С=(8,0-9,11)\cdot 32,5=-36,1 \text{ тыс. руб.}$$

Сводный хозрасчетный эффект от внедрения мероприятия ($Э_х$), исчисленный по формуле (19) — 47,7 тыс. руб.

$$Э_х=53,4-0,15\cdot 37,8=47,7 \text{ тыс. руб.}$$

Пример 9

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЯНЫХ ПЛАСТОВ С ПРИМЕНЕНИЕМ ГАЗЛИФТА

1. Краткая аннотация мероприятия

Внедрение газлифтного способа эксплуатации скважин осуществляется в связи с изменением условий фонтанирования скважин, ростом обводненности их продукции и снижением забойных давлений.

Газлифтный способ эксплуатации позволяет интенсифицировать отбор жидкости из слабо фонтанирующих скважин и повысить их дебит по нефти, но требует дополнительных капитальных вложений.

2. База сравнения и метод расчета эффективности

В качестве базы сравнения принимается фонтанный способ, с которого скважины переводятся на газлифтную эксплуатацию до прекращения фонтанирования.

В расчете приведенных затрат используются данные об уровне дополнительных капитальных вложений. В составе дополнительных капитальных вложений учитываются следующие затраты:

— на оборудование и обустройство газлифтных скважин;

— на строительство газопроводов высокого и низкого давления и газораспределительных батарей (ГРБ);

— на строительство компрессорной станции.

Для определения приведенных затрат производится расчет дополнительных эксплуатационных затрат, связанных с газлифтной эксплуатацией скважин, а именно:

— амортизационных отчислений по дополнительным капитальным вложениям;

— затрат на компремирование газа;

— затрат на подземный ремонт скважин.

При расчете затрат, связанных непосредственно с подъемом жидкости при газлифтном способе эксплуатации скважин, используется показатель себестоимости компремирования 1000 м^3 газа, в котором учитываются все затраты по содержанию и эксплуатации промысловой компрессорной стан-

ции, включая стоимость сырого газа и стоимость его осушки, а также затраты на содержание газопроводов.

Амортизационные отчисления по основным фондам (газопроводы, оборудование и обустройство скважин) рассчитываются отдельно.

При определении фактической эффективности внедрения газлифтного способа эксплуатации скважин по базовому варианту рассчитывается возможная добыча нефти без внедрения газлифта и эксплуатационные расходы, исходя из фактически сложившегося уровня затрат.

Годовой экономический эффект от внедрения компрессорного газлифта определяется по формуле (10)

$$Э = C_1 \cdot A_1 + Н \cdot \Delta А - C_2 \cdot A_2 - E_н \Delta К.$$

3. Исходные данные и расчет эффективности

Исходные расчетные данные по базовому варианту и отчетные данные по газлифту приводятся в таблице 9.1.

Таблица 9.1

№№ п/п	Наименование показателей	Един. изм.	Базовый вариант фонтанный способ (расчетный)	Вариант новой технологии — компрессорный газлифт
1	2	3	4	5
1	Количество газлифтных скважин	шт.	50	50
2	Добыча жидкости	тыс. м³	894,2	1788,5
3	Дебит скважин по жидкости	м³/сут.	50	100
4	Обводненность продукции скважин	%	50	50
5	Коэффициент эксплуатации скважин	в долях ед.	0,98	0,98
6	Добыча нефти	тыс. т	447,1	894,2
7	Удельный расход газа	нм³/м³	—	100

Продолжение табл. 9.1

1	2	3	4	5
8	Объем компремирования газа в год в сутки	 млн. м³ тыс. м³	 — —	 178,8 490,0
9	Частота подземного ремонта	рем/скв. в год	0,5	1,0
10	Стоимость оборудования скважины	тыс. руб.	6,0	9,0
11	Стоимость обустройства устья скважины	»	13,0	13,0
12	Коэффициент изменения затрат при переводе скважин с одного способа на другой (отношение затрат по переводу одной скважины к затратам их оборудования и обустройства одной скважины заменяемого способа эксплуатации)	в долях ед.		2,12
13	Удельные капвложения в газопроводы и ГРБ	тыс. руб. / скв.	—	20,0
14	Удельные капвложения в компрессорную станцию	тыс. руб. / 1000 м³/сут.	—	5,0
15	Стоимость подземного ремонта скважины	тыс. руб.	0,6	0,7
16	Стоимость компремирования 1000 м³ газа	руб.	—	3,0
17	Годовая норма амортизации — оборудования скважин	 %	 9,2	 9,2
	— объектов обустройства скважины	%	10,0	10,0
	— газопроводов и ГРБ	»	—	3,0
18	Специальный норматив удельных приведенных затрат на 1 т прироста добычи нефти	руб.	55	—
19	Оптовая цена нефти по объединению	руб./т	25	25

Расчет экономического эффекта от внедрения компрессорного газлифта приводится в таблице 9.2.

Таблица 9.2

№№ п/п	Наименование показателей	Един. изм.	Базовый вариант фонтанный способ (расчетный)	Вариант новой технологии — компрессорный газлифт
1	2	3	4	5
1	Дополнительные капитальные вложения, всего в том числе:	тыс. руб.	—	4328,0
	— оборудование скважин	»	—	150,0 (9—6)·50
	— обустройство устья скважин	»	—	728,0 (13·2,12—13)·50
	— газопроводы и ГРБ	»	—	1000,0 (20,0·50)
	— компрессорная станция	»	—	2450,0 (490·5)
2	Дополнительные эксплуатационные расходы при газлифтной эксплуатации скважин в том числе:			
	— амортизация	»	—	655,7
	из них — оборудование скважин	»	—	13,8 (150,0·0,092)
	— обустройство устья скважин	»	—	72,8 (728·0,10)
	— газопроводы и ГРБ	»	—	30,0 (1000·0,03)
	— компремирование газа	»	—	536,6 (178,850·3)
	— подземный ремонт скважин	»	—	2,5 [(07—0,6) (1,0—0,5)]·50
3	Общая сумма эксплуатационных расходов на добычу нефти	»	2874,9 (818,2+2056,7)	

Продолжение табл. 9.2

1	2	3	4	5
	в том числе: условно-переменные	тыс. руб.	818,2 (447,1 · 1,83)	2291,7
	то же, без затрат на газлифт, всего	»	—	1636,0 (2291,7—655,7)
	на 1 т нефти	руб.	1,83	1,83 (1636,0 : 894,2)
	условно-постоянные	тыс. руб.	2056,7	2056,7
4	Себестоимость 1 т нефти	руб.	6,43 (2874,8 : 447,1)	4,86
5	Годовой экономический эффект исчислений по формуле (10) $Э=6,43 \cdot 447,1+55 \times \times 447,1-4,86 \cdot 894,2- -0,15 \cdot 4328,0=22470,3$	тыс. руб.	—	22470,3

4. Показатели для учета в планах (отчетах) объединения

1. Прирост добычи нефти по сравнению с базовой техникой ($\Delta А$)

$$\Delta А=894,2-447,1=447,1 \text{ тыс. т.}$$

2. Изменение капитальных вложений (дополнительные капвложения)

$$\Delta К=4328,0 \text{ тыс. руб.}$$

3. Прирост прибыли от увеличения добычи нефти по сравнению с базовой техникой, исчисленный по формуле (16)

$$\Delta П=(25-4,86)894,2-(25-6,43)447,1=9706,6 \text{ тыс. руб.}$$

4. Снижение эксплуатационных затрат по сравнению с базовой техникой, исчисленное по формуле (17)

$$\Delta С=(4,86-6,43)894,2=-1403,9 \text{ тыс. руб.}$$

5. Сводный хозрасчетный эффект производства (исчисленный по формуле (19)

$$Э_х=9706,6-0,15 \cdot 4328,0=9057,4 \text{ тыс. руб.}$$

Пример 10

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГОДОВОГО ЭКОНОМИЧЕСКОГО ЭФФЕКТА ОТ КОМПЛЕКСНОЙ АВТОМАТИЗАЦИИ ПРЕДПРИЯТИЙ ПО ДОБЫЧЕ НЕФТИ И ГАЗА

1. Краткая аннотация мероприятия

Комплексная автоматизация позволяет осуществить автоматический контроль за работой скважин, насосных агрегатов, кустовых насосных станций, дистанционную передачу информации о состоянии объектов (остановке скважин, откачке нефти с установок подготовки нефти, закачке сточной воды в продуктивные пласты и других показателей).

Комплексная автоматизация нефтедобывающих предприятий обеспечивает:

а) увеличение добычи нефти и газа за счет сокращения времени обнаружения остановок скважин и оптимизации режима их работы;

б) снижение эксплуатационных расходов по содержанию и эксплуатации объектов в расчете на единицу добываемых нефти и газа;

в) уменьшение численности обслуживающего персонала и повышение производительности труда.

Комплексная автоматизация осуществляется как правило с помощью оборудования в блочнокомплектном исполнении, которое производится на заводах-изготовителях. Это обеспечивает уменьшение капитальных затрат на обустройство промыслов.

При комплексной автоматизации на действующих предприятиях нередко производится реконструкция и герметизация систем сбора нефти и газа, что сокращает потери нефти и газа.

Это сокращение потерь также должно учитываться при общей оценке экономической эффективности комплексной автоматизации предприятий.

Для автоматизации предприятий введены в действие узел оперативного контроля за работой скважин, замерные установки типа «Спутник» вместо мерников, комплекс системы телемеханизации для передачи информации с замерных установок, установок сдачи нефти и узла оперативного контроля за добычей нефти и другие объекты.

2. База сравнения и метод расчета эффективности

Базой для сравнения показателей эффективности внедрения комплексной автоматизации служат расчетные показатели работы того же предприятия в условиях без ее внедрения.

Увеличение добычи нефти за счет сокращения времени обнаружения и количества остановок скважин рассчитывается по формуле (10.1):

$$\Delta A_0 = A_i - A_i' = \left(0{,}5 \cdot \frac{24}{n} - 0{,}5\,\frac{24}{n' + N_{тк}\alpha\beta}\right) \cdot P_i q_{ri} \cdot a_i, \quad (10.1)$$

где: ΔA_0 — увеличение добычи нефти и газа за счет сокращения времени простоя скважин при комплексной автоматизации, т;

A_i, A_i' — потери нефти и газа до обнаружения простоев скважин, соответственно без автоматизации и при автоматизации по способам эксплуатации скважин, т;

n, n' — количество посещений скважин в сутки, соответственно без автоматизации и при автоматизации;

$N_{тк}$ — количество операций телеконтроля в сутки;

$\alpha\beta$ — коэффициент вероятности безотказного функционирования средств автоматизации и телеконтроля;

P_i — количество остановок скважин по способам эксплуатации за год;

q_{ri} — среднечасовой дебит автоматизированных скважин по способам эксплуатации, т;

a_i — фонд автоматизированных скважин по способам эксплуатации.

Увеличение добычи нефти и газа за счет оптимизации режима работы скважин (своевременного изменения режима работы скважин) при комплексной автоматизации рассчитывается по формуле (10.2):

$$\Delta A_p = \frac{t_1 - t_2}{2}\,\alpha\beta \cdot \cdot S_i \cdot q_{ri} \cdot b_i \cdot a_i, \quad (10.2)$$

где: ΔA_p — увеличение добычи нефти и газа за счет оптимизации режима работы скважин;

$\frac{t_1 - t_2}{2}$ — среднее время между двумя замерами дебита, соответственно при комплексной автоматизации и без нее, час;

$\alpha\beta$ — коэффициент вероятности безотказного функционирования средств автоматизации и телеконтроля;
S_i — снижение дебита по способам эксплуатации скважин без автоматизации, в долях единицы;
q_{ri} — среднечасовой дебит скважин по способам эксплуатации при автоматизации, т;
b_i — количество отклонений дебита от установленного режима в расчете на одну скважину по способам эксплуатации за год автоматизации;
a_i — фонд скважин по способам эксплуатации.

3. Исходные данные и расчет годового экономического эффекта

Характеристика автоматизированного предприятия и режим обслуживания эксплуатационных скважин представлены в таблицах 10.1, 10.2 и 10.3.

Таблица 10.1

№№ п/п	Показатели	Един. изм.	Количество
1	2	3	4
1	Годовая добыча нефти и газа:		
	без автоматизации	тыс. т	6900,0
	при автоматизации	»	7067,2
2	Действующий фонд нефтяных скважин — всего	скв.	548
	в т. ч. — автоматизированных		548
	из них: — фонтанных		92
	— оборудованных станком-качалкой (СКН)		234
	— оборудованных электроцентробежным насосом (ЭЦН)		222
3	Среднесуточный дебит скважин без автоматизации		
	— фонтанных	т/сут.	27,6
	— СКН	»	36,5
	— ЭЦН	»	37,9
4	Количество групповых замерных установок	шт.	59
	в т. ч. автоматизированных	»	59
5	Количество дожимных насосных станций	»	2
	в т. ч. автоматизированных	»	2

Продолжение табл. 10.1

1	2	3	4
6	Количество кустовых насосных станций	»	12
	в т. ч. автоматизированных	»	12
7	Установки подготовки нефти автоматизированные	тыс. т / год	8200,0

Таблица 10.2

Режим обслуживания эксплуатационных скважин

№№ п/п	Показатели	Един. изм.	Количество	
			без автоматизации	при автоматизации
1	2	3	4	5
1	Количество обходов скважин операторами по добыче нефти	обход / сутки	1	—
2	Количество операций телеконтроля	опер. / сутки	—	1
3	Среднее количество остановок на одну скважину в год	остановка	12	12
4	Интервал между двумя замерами дебита скважин	час	168	28
5	Количество отклонений дебита от установленного режима, приходящегося в среднем на 1 скважину в год	отклонения	4	4

Таблица 10.3

Коэффициент вероятности безотказного функционирования средств автоматизации и телеконтроля по объединениям

	Объединения	Значения коэффициента, α
1	Главтюменнефтегаз	0,6
2	Коминефть	0,6

Продолжение табл. 10.3

	Объединения	Значения коэффициента, α
3	Пермнефть	0,6
4	Удмуртнефть	0,6
5	Белоруснефть	0,6
6	Каспморнефть	0,6
7	Сахалиннефть	0,6
8	Эмбанефть	0,7
9	Дагнефть	0,7
10	Мангышлакнефть	0,7
11	Туркменнефть	0,7
12	Узбекнефть	0,7
13	Грознефть	0,7
14	Азнефть	0,7
15	Ставропольнефтегаз	0,7
16	Краснодарнефтегаз	0,7
17	Татнефть	0,8
18	Башнефть	0,8
19	Куйбышевнефть	0,8
20	Оренбургнефть	0,8
21	Саратовнефтегаз	0,8
22	Нижневолжскнефть	0,8
23	Укрнефть	0,8
24	Таджикнефть	0,8
25	Киргизнефть	0,8

Капитальные вложения на комплексную автоматизацию составили 1298,8 тыс. руб. (см. табл. 10.4).

Основные фонды, высвобожденные в результате автоматизации на сумму 10 тыс. руб. списываются и по остаточной стоимости добавляются к капитальным вложениям на комплексную автоматизацию.

Таблица 10.4

Капитальные вложения на комплексную автоматизацию

№№ п/п	Наименование объектов	Тип оборудования	Количество	Сумма тыс. руб.
1	2	3	4	5
1	Средства автоматизации и телемеханизации, всего скважин	скв.	548	469,6
	в т. ч. фонтанные	«РОМ-1»	92	73,6
	СКН	«БУС-2»	234	208,8
	ЭЦН	ПГХ-5078»	222	187,2
2	Групповые замерные установки	«Спутник»	59	345,3
3	Дожимные насосные станции		2	11,0
4	Кустовые насосные станции		12	210,0
5	Установки подготовки нефти и очистки воды		2	123,0
6	Установки безрезервуарной сдачи нефти		2	26,4
7	Система телемеханизации		1	103,5
8	Стоимость списанного оборудования			10,0
	Итого:			1298,8

Эксплуатационные расходы

Расчет экономии фонда заработной платы и условно-высвобожденных работников за счет автоматизации приводится в таблице 10.5, расчет дополнительных амортизационных отчислений — в таблице 10.6.

Исходные данные и расчет переменных затрат, связанных с дополнительной добычей нефти при автоматизации представлены в таблице 10.7.

Основные показатели эффективности комплексной автоматизации приводятся в таблице 10.8.

Таблица 10.5

Численность обслуживающего персонала и фонд заработной платы

№№ п/п	Показатели	Среднегодовая зарплата одного работника, руб.	Без автоматизации		При автоматизации	
			численность, чел.	фонд зарплаты, тыс. руб.	численность, чел.	фонд заработной платы, тыс. руб.
1	Численность промышленно-производственного персонала — всего		1138	1861,75	1006	1650,55
	в т. ч. рабочих	1600	865	1384,0	733	1172,8
	ИТР	1750	273	477,75	273	477,75
2	Из общей численности рабочих					
	— операторы по добыче нефти	1600	145	232,0	88	140,8
	— замерщики дебита скважин	1600	20	32,0	—	—
	— операторы цеха ППД	1600	31	49,6	20	32
	— операторы по подготовке нефти	1600	66	105,6	18	28,3
	— операторы по перекачке нефти	1600	38	60,8	22	35,2
	— машинисты насосных станций	1600	65	104	33	52,8
	— слесари КИП и автоматики	1600	25	40	48	76,8
	— прочие	1600	475	760	504	806,4
3	Условное высвобождение работающих				132	211,2
4	Экономия фонда заработной платы и отчислений соцстраху					228,9
5	В том числе отчислений соцстраху					17,7

Таблица 10.6

Расчет дополнительных амортизационных отчислений и расходов на текущий ремонт при автоматизации

№№ п/п	Состав основных фондов	Сумма капитальных вложений, тыс. руб.	Норма амортизации, %	Сумма амортизационных отчислений, тыс. руб.
1	Средства КИП и автоматики	1185,3	15,5	183,7
2	Телемеханизация объектов	103,5	22,8	23,6
	Итого:	1288,8		207,3
3	Фактические дополнительные расходы на текущий ремонт средств автоматизации и телемеханизации			41,5

Таблица 10.7

Расчет затрат на дополнительную добычу нефти

№№ п/п	Показатели	Сумма, тыс. руб.
1	Дополнительная добыча нефти	167,2
2	Условно-переменные затраты на добычу	22,2
3	Дополнительные амортизационные отчисления	207,3
4	Текущий ремонт	41,5
	Итого:	271,0

Таблица 10.8.

Основные показатели эффективности комплексной автоматизации

№№ п/п	Показатели	Един. изм.	Данные по вариантам		Изменение показателей при автоматизации + увеличение — уменьшение
			Без автоматизации	При автоматизации	
1	Добыча нефти и газа	тыс. т	6900,0	7067,2	+167,2
2	Дополнительные капитальные вложения	тыс. руб.	—	1298,8	+1298,8
3	Годовые эксплуатационные расходы	»	23560,0	23831,0	+271,0
4	Себестоимость 1 т нефти и газа	руб.	3—41	3—37	—0,042
5	Годовой экономический эффект, исчисленный по формуле (10) (23560+55·167,2—23831—0,15·1298=8730,2)	тыс. руб.	—	8730,2	—

4. Показатели для учета в планах (отчетах) объединения

Количество автоматизированных скважин — 548.

Дополнительная добыча нефти и газа за счет комплексной автоматизации — 167,2 тыс. т.

Дополнительные капитальные вложения на комплексную автоматизацию ($\Delta К$) — 1298,8 тыс. руб.

Прирост прибыли ($\Delta П$) от комплексной автоматизации, исчисленный по формуле (16) — 1384,5 тыс. руб., при оптовой цене на нефть 10 руб/т.

Снижение себестоимости ($\Delta С$) добычи нефти и газа за счет комплексной автоматизации, исчисленное по формуле (17) — 282,7 тыс. руб.

Хозрасчетный эффект ($Э_х$), исчисленный по формуле (19):

$$Э_х = \Delta П - Е_н \Delta К = 1384{,}5 - 0{,}15 \cdot 1298{,}8 = 1189{,}7 \text{ тыс. руб.}$$

Пример 11

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ВНЕДРЕНИЯ БЛОЧНЫХ АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ ГРУППОВЫХ ЗАМЕРНЫХ УСТАНОВОК

1. Краткая аннотация мероприятия

Внедрение блочной автоматизированной групповой установки (БАГЗУ) типа «Спутник» обеспечивает автоматическое переключение скважин на замер, автоматическое измерение дебитов скважин, контроль за работой скважин и автоматическую блокировку скважин при аварийном состоянии.

Внедрение БАГЗУ «Спутник» вместо автоматизированной групповой установки обеспечивает высвобождение на каждой групповой установке буферной емкости и насосной станции, снижение стоимости установки и сокращение численности обслуживающего персонала.

2. База сравнения и метод расчета эффективности

Базой сравнения показателей эффективности внедрения БАГЗУ «Спутник» служат показатели применения заменяемой групповой замерной установки.

Основными факторами эффективности использования БАГЗУ «Спутник» являются уменьшение капитальных вложений на сооружение установок, высвобождение работников обслуживающего персонала и экономия эксплуатационных расходов на добычу нефти по следующим комплексным статьям калькуляции добычи нефти:

1. Расходы по сбору и транспортировке нефти и газа (уменьшение затрат на основную и дополнительную зарплату производственного персонала, отчислений на соцстрах, амортизацию основных фондов).

2. Расходы на содержание и эксплуатацию оборудования (уменьшение затрат на текущий ремонт оборудования установки).

3. Исходные данные и расчет годового экономического эффекта

В таблице 11.1 приведены исходные данные для расчета эффективности.

Таблица 11.1

№№ п/п	Показатели	Един. изм.	Заменяемая установка	Внедряемая установка
1	2	3	4	5
1	Количество внедряемых установок	уст.	—	12
2	Капитальные вложения на сооружение одной установки, равной производительности	тыс. руб.	94,7	26,5
3	Численность обслуживающего персонала на 1 установку	чел.	6	4
4	Средняя зарплата одного работника обслуживающего персонала	тыс. руб. в год	1,5	1,6
5	Норма амортизационных отчислений	%	12	12
6	Норма расходов на текущий ремонт (от суммы амортизационных отчислений)	%	20	20

Расчет годового экономического эффекта приводится в таблице 11.2.

Таблица 11.2

№№ п/п	Показатели	Един. изм.	Заменяемая ГЗУ	Внедряемая БГЗУ «Спутник»
1	2	3	4	5
1	Количество внедряемых установок	уст.	—	12
2	Капитальные вложения на сооружение одной установки	тыс. руб.	94,7	26,5
3	Расходы на амортизацию установки	»	11,36	3,18
4	Расходы на текущий ремонт установки	»	2,27	0,64
5	Зарплата обслуживающего персонала и отчисления на соцстрах	»	10,7	7,66

Продолжение табл. 11.2

1	2	3	4	5
	в т. ч. а) основная	«	9,0	6,4
	б) дополнительная (10%)	«	0,9	0,64
	в) отчисления на соцстрах	»	0,8	0,62
6	Итого изменяющиеся эксплуатационные затраты	»	24,33	11,48
7	Годовой экономический эффект	»	—	23,08

Годовой экономический эффект от внедрения одной установки, рассчитанный по формуле (7) составит:

$$Э = (24{,}33 - 11{,}48) + 0{,}15(26{,}5 - 94{,}7) = 23{,}08 \text{ тыс. руб.}$$

Годовой экономический эффект от внедрения 12 установок составит 277,0 тыс. руб. $(23{,}08 \cdot 12) = 277{,}0$.

4. Показатели для учета в планах (отчетах) объединения

Количество внедряемых установок — 12.

Экономия капитальных вложений: $К_э = (94{,}7 - 26{,}5) \cdot 12 = 818{,}4$ тыс. руб.

Прирост прибыли ($\Delta П$), исчисленный по формуле (16) — 154,2 тыс. руб.

Снижение себестоимости добычи 1 т нефти от внедрения мероприятия, ($\Delta С$) исчисленное по формуле (17) — 154,2 тыс. руб. $(24{,}33 - 11{,}48) \cdot 12 = 154{,}2$.

Сводный хозрасчетный эффект производства от внедрения мероприятия, исчисленный по формуле (19)

$$Э_х = 154{,}2 - 0{,}15(-818{,}4) = 277{,}0 \text{ тыс. руб.}$$

Пример 12

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГОДОВОГО ЭКОНОМИЧЕСКОГО ЭФФЕКТА ОТ ВНЕДРЕНИЯ БЛОЧНЫХ АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ УСТАНОВОК ПОДГОТОВКИ НЕФТИ

1. Краткая аннотация мероприятия

Блочные автоматизированные установки подготовки нефти изготавливаются в заводских условиях и устанавливаются в центральном пункте промысловых сооружений.

Внедрение блочных автоматизированных установок взамен термохимических установок (ТХУ) позволяет сократить сроки и стоимость строительства, уменьшить численность обслуживающего персонала и снизить расходы на подготовку нефти.

В ряде случаев внедрение блочных установок сопровождается совершенствованием технологии и повышением качества подготовки нефти.

2. База сравнения и метод расчета эффективности

Базой сравнения показателей эффективности внедрения блочных автоматизированных установок подготовки нефти служат технико-экономические показатели заменяемых термохимических установок (ТХУ).

Основными факторами эффективности использования блочных установок являются уменьшение капитальных вложений на сооружение установок, высвобождение работников обслуживающего персонала при эксплуатации установок и экономия эксплуатационных расходов на добычу нефти по следующим комплексным статьям калькуляции себестоимости добычи нефти:

1. Расходы по технологической подготовке нефти (уменьшение затрат на основную и дополнительную зарплату производственного персонала, отчислений на соцстрах, амортизацию основных фондов, расход реагентов).

2. Расходы на содержание и эксплуатацию оборудования (уменьшение затрат на текущий ремонт оборудования установки).

3. Исходные данные и расчет годового экономического эффекта

В таблице 12.1 представлены исходные данные из расчета монтажа 3-х блоков общей производительностью 1,2 млн. т в год.

Таблица 12.1

№№ п/п	Показатели	Един. изм.	Заменяемая установка ТХУ	Внедряемая блочная установка
1	Количество внедряемых установок	уст.	—	1 (3 блока)
2	Мощность установки	млн. т/год	2,4	1,2
3	Капитальные вложения на сооружение одной установки	тыс. руб.	828,8	270,0
4	Капитальные вложения в расчете на равную производительность 1,2 млн. т в год	»	414,4	270,0
5	Численность обслуживающего персонала при равной производительности	чел.	10	5
6	Средняя зарплата одного работника обслуживающего персонала	тыс. руб. в год	1,5	1,6
7	Выход нефти в условиях равной производительности	млн. т	1,2	1,2
8	Цена реагента	руб./т	500	500
9	Удельный расход реагента	г/т	42	35

В таблице 12.2 приведены данные, характеризующие изменение себестоимости подготовки нефти в результате внедрения блочной установки.

Таблица 12.2

№№ п/п	Показатели	Един. изм.	Заменяемая установка	Внедряемая установка
1	Производительность установки	млн. т год	1,2	1,2
2	Удельный расход реагента	г/т	42	35

Продолжение табл. 12.2

№№ пп.	Показатели	Един. изм.	Заменяемая установка	Внедряемая установка
3	Затраты на реагент	тыс. руб.	25,2	21
4	Удельные затраты на топливо (пар)	руб/т	0,023	0,023
5	Затраты на топливо (пар)	тыс. руб.	27,6	27,6
6	Удельные затраты на эл. энергию	руб/т	0,025	0,025
7	Затраты на электроэнергию	тыс. руб.	30,0	30,0
8	Зарплата (основная, дополнительная, отчисления на соцстрах)	»	18,0	9,6
9	Амортизация основных фондов	»	34,8	22,7
10	Транспортные расходы	»	8,0	8,0
11	Прочие расходы (услуги других цехов, цеховые расходы)	»	32,0	32,0
	Итого затрат:	»	175,6	150,9
	Себестоимость подготовки 1 т нефти	руб/т	0,15	0,13

Расчет годового экономического эффекта представлен в таблице 12.3.

Таблица 12.3

№№ п/п	Показатели	Един. изм.	Заменяемая установка	Внедряемая блочная установка
1	Капитальные вложения на сооружение установки равной производительности	тыс. руб.	414,4	270,0
2	Дополнительные капитальные вложения	»	—	—144,4
3	Эксплуатационные затраты	»	175,6	150,9
4	Себестоимость подготовки 1 т нефти	руб/т	0,15	0,13
5	Годовой экономический эффект, исчисленный по формуле (7) (175,6—150,9—0,15(270—414,4) = =46,4	тыс. руб.	—	46,4

4. Показатели для учета в планах (отчетах) объединения

Количество внедряемых установок — 1 шт. на 1,2 млн. т/год.

Экономия капитальных вложений ($К_э$) — 144,4 тыс. руб. (414,4—270=144,4).

Прирост прибыли — 24,7 тыс. руб. (175,6—150,9=24,7).

Снижение себестоимости подготовки нефти ($\Delta С$), исчисленный по формуле (17) — 24 тыс. руб.

$$\Delta С = (0{,}15 — 0{,}13) \cdot 1200 = 24000 \text{ руб.}$$

Сводный хозрасчетный эффект от внедрения мероприятия, исчисленный по формуле (19)

$$Э_х = \Delta П — Е_н \Delta К = 46{,}4 \text{ тыс. руб.}$$

$$Э_х = 24{,}7 — 0{,}15(-144{,}4) = 46{,}4 \text{ тыс. руб.}$$

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ДЕПУЛЬСАТОРОВ ПРИ СЕПАРАЦИИ НЕФТЕГАЗОВОЙ СМЕСИ

1. Краткая аннотация мероприятия

Для повышения качества сепарации используются трубные сепарационные устройства — депульсаторы, устанавливаемые перед сепараторами обычной конструкции. Они гасят пульсацию давления, благодаря чему обеспечивается равномерная подача и распределение потоков жидкости в сепараторе. Качество сепарации определяется объемом нефти, уносимым выделившимся при сепарации газом и объемом свободного газа, оставшегося в нефти после ее сепарации. При существующей схеме сепарации основные потери связаны с уносом нефти отсепарированным газом, направляемым на факел.

2. База сравнения и метод расчета эффективности

За базу сравнения принимаются показатели, характеризующие применяемую технологию сепарации нефтегазовой смеси в обычных сепараторах без депульсаторов.

Экономическая эффективность применения депульсаторов определяется на основе сопоставления безвозвратных потерь нефти при существующей схеме сепарации и при сепарации с использованием депульсаторов. Оценка безвозвратных потерь нефти при этом производится согласно п. 1.16 Методических указаний по действующей оптовой цене на нефть.

Годовой экономический эффект определяется по формуле (7).

3. Исходные данные и расчет годового экономического эффекта

Исходные данные приведены в таблице 13.1.

Таблица 13.1

№№ п/п	Наименование показателей	Един. изм.	Заменяемая техника	Новая техника
1	2	3	4	5
1	Количество внедряемых депульсаторов	шт.	—	2
2	Фактическая производительность сепараторов по нефти	м³/сут.	1200	1200
3	Газовый фактор	м³/т	75	75
4	Фактическая производительность сепараторов по газу	тыс. м³/сут.	90	90
5	Унос нефти	г/м³	16,5	0,5
6	Годовые потери нефти	т	5420	16,5
7	Дополнительные капитальные вложения	руб.	—	4000
8	Дополнительная сумма амортизационных отчислений	»	—	440
9	Годовая сумма затрат на текущий ремонт депульсаторов	»	—	50
10	Цена 1 т нефти	»	—	12

Годовой экономический эффект, рассчитанный по формуле (7) — 63,7 тыс. руб.

$$Э = [(5420 - 16{,}5)\,12 - (440 + 50)] - 0{,}15 \times 4000 = 63752.$$

4. Показатели для учета в планах (отчетах) объединения

Количество внедряемых установок — 2 шт.

Сокращение потерь нефти — 5400,5 т.

Дополнительные капитальные вложения (ΔК) — 4 тыс. руб.

Прирост прибыли (ΔП), определяется по формуле (16)

$$\Delta П = 5403{,}5 \times 12 - 490 = 64352 \text{ руб.}$$

Сводный хозрасчетный эффект, исчисленный по формуле (19) — 63,7 тыс. руб.

$$Э_х = 64352 - 0{,}15 \times 4000 = 63752.$$

Пример 14

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГОДОВОГО ЭКОНОМИЧЕСКОГО ЭФФЕКТА ОТ ВНЕДРЕНИЯ МУЛЬТИГИДРОЦИКЛОНА ДЛЯ ПОДГОТОВКИ ПРОМЫСЛОВЫХ СТОЧНЫХ ВОД

1. Краткая аннотация мероприятия

На новом месторождении для подготовки закачиваемой воды в пласт вместо резервуаров-отстойников предлагается использовать мультигидроциклон — аппарат для очистки и дегазации нефтепромысловых сточных вод.

Внедрение мультигидроциклона позволяет отказаться от применения капиталоемких резервуаров-отстойников, что обеспечивает снижение затрат на подготовку промысловых сточных вод при достижении требуемого качества подготовки.

2. База сравнения и метод расчета эффективности

За базу сравнения принимаются показатели, характеризующие применяемую технологию подготовки промысловых сточных вод с использованием резервуаров-отстойников.

Основными факторами эффективности использования мультигидроциклона являются уменьшение потребных капитальных вложений в сравнении с использованием резервуаров-отстойников и соответствующее снижение расходов по амортизационным отчислениям и затратам на текущий ремонт.

3. Исходные данные и расчет годового экономического эффекта

В таблице 14.1 приведены исходные данные для расчета эффективности мультигидроциклона.

Расчет годового экономического эффекта приводится в таблице 14.2.

Таблица 14.1

№№ п/п	Показатели	Един. изм.	Заменяемая техника	Внедряемая техника
1	Количество внедряемых установок	шт.	—	2
2	Объем подготовки сточных вод	м³/сут.	3500	3500
3	Капитальные вложения	тыс. руб.	59,88	18,04
4	Норма амортизационных отчислений	%	7,5	11,3
	в т. ч. на капитальный ремонт	%	2,5	1,3
5	Норма на текущий ремонт (% от отчислений на капитальный ремонт по экспертной оценке)	%	25	25
6	Прочие расходы (%% от итоговой суммы эксплуатационных расходов по экспертной оценке)	%	10	10

Таблица 14.2

№№ п/п	Показатели	Един. изм.	Заменяемая техника	Внедряемая техника
1	Капитальные вложения	тыс. руб	59,88	18,04
2	Амортизационные отчисления	»	4,49	2,03
3	Текущий ремонт	»	0,37	0,06
4	Прочие эксплуатационные расходы	»	0,49	0,20
5	Итого эксплуатационные расходы	»	5,35	2,29
6	Годовой экономический эффект	»	—	9,34

Годовой экономический эффект от внедрения двух мультигидроциклонов, рассчитанный по формуле (5), составляет 9,34 тыс. руб.

$$Э = (5{,}35 + 0{,}15 \cdot 59{,}88) - (2{,}29 + 0{,}15 \cdot 18{,}04) = 9{,}34.$$

Годовой экономический эффект в расчете на один мультигидроциклон составляет:

$$9{,}34 \text{ тыс. руб.} : 2 = 4{,}67 \text{ тыс. руб.}$$

4. Показатели для учета в планах (отчетах) объединения

Количество внедряемых установок — 2 шт.
Дополнительные капитальные вложения (ΔK):

$$18{,}04 - 59{,}88 = -41{,}84 \text{ тыс. руб.}$$

Снижение эксплуатационных расходов — 3,06 тыс. руб.

$$(\Delta C = 5{,}35 - 2{,}29 = 3{,}06).$$

Сводный хозрасчетный эффект производства от внедрения мероприятия, исчисленный по формуле (19) — 9,34 тыс. руб.

$$(Э_x = 3{,}06 + 0{,}15 \cdot 41{,}84 = 9{,}34).$$

Пример 15

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОИЗВОДСТВА И ИСПОЛЬЗОВАНИЯ НОВОЙ МАРКИ СТАЛИ ДЛЯ ВКЛАДЫШЕЙ ГЛУБИННЫХ НАСОСОВ

1. Краткая аннотация мероприятия

Эксплуатационные показатели глубинных насосов во многом зависят от качества и точности изготовления. Одним из основных факторов, определяющих срок службы глубинных насосов, является зазор между его плунжером и цилиндром. В практике изготовления имеют место отклонения от номинала во втулках до 60÷90 мкм. Исследования показали, что срок службы глубинных насосов со втулками, имеющими макрогеометрическое отклонение до 30 мкм, больше, чем срок службы серийных насосов.

На основании исследований на заводе был осуществлен ряд организационно-технических мероприятий, позволивших увеличить выпуск втулок, имеющих макрогеометрическое отклонение до 30 мкм, и, тем самым, освоить выпуск глубинных насосов с уменьшенным зазором.

Применение насосов с уменьшенным зазором обеспечивает следующие технико-экономические преимущества:

1. Увеличение срока службы глубинных насосов;
2. Увеличение межремонтного периода работы скважин вследствие сокращения числа подземных ремонтов;
3. Прирост добычи нефти за счет сокращения потерь добычи в результате уменьшения зазора между плунжером и цилиндром насоса, а также за счет сокращения числа подземных ремонтов.

Внедрение мероприятия не требует дополнительных капитальных вложений ни на заводе-изготовителе, ни у потребителя.

2. База сравнения и метод расчета эффективности

Мероприятие рассматривается на стадии промышленного внедрения. За базу сравнения принимаются показатели работы серийно выпускаемых обычных глубинных насосов, которые использовались в скважинах до применения в них насосов с уменьшенным зазором.

3. Исходные данные

Исходные данные и расчет технико-экономических показателей приведен в таблицах 15.1—15.4.

Таблица 15.1

НГДУ	Колич. внедр. насосов с уменьшенным зазором	в том числе подверг. анализу	Без внедрения			После внедрения			Средняя продолж. подзем. ремонта, связанного со сменой насоса, час
			срок службы глуб. насос., сутки	МРП, сутки	среднесуточ. дебит, т/сут.	срок службы глубин. насос., сутки	МРП, сутки	среднесуточ. дебит, т/сут.	
1	430	86	92	71	3,2	104	78	3,4	13,5
2	373	75	43	35	1,8	58	47	2,0	6,0
3	924	231	37	31	2,1	50	43	2,4	10,6
4	363	73	54	48,9	0,72	62	51,5	0,74	5,5
Итого:	2090	465	52,3	43,1	2,0	64,6	52,4	2,2	9,5

Данные о сроке службы глубинных насосов, межремонтном периоде работы скважин, среднесуточном дебите и продолжительности подземного ремонта получены по результатам анализа работы новых глубинных насосов.

Таблица 15.2

№№ п/п	Показатели	Един. изм.	Без внедрения	После внедрения
1	Расчетное (приведенное) количество скважин, в которых полный календарный год, использовались новые глубинные насосы	скв.		303
2	Сопоставимый годовой расход глубинных насосов	шт.	2582	2090

Продолжение табл. 9.1

№№ пп.	Показатели	Един. изм.	Без внедрения	После внедрения
3	Годовой удельный расход глубинных насосов на 1 скважину (соответствует количеству подземных ремонтов)	шт/скв.	$\frac{2582}{303}=8,5$	$\frac{2090}{303}=7$
4	Цена 1 глубинного насоса	руб.	75,5	85,1
5	Средняя стоимость 1 подземного ремонта скважин	руб.	110,2	110,2
6	Годовые затраты на подземный ремонт скважины	руб.	936,7	771,4
7	Годовые затраты на насосы	руб.	641,8	595,7
8	Годовая добыча нефти на 1 скважину	тонн	722	796
9	Экономия годовых эксплуатационных затрат на 1 скважину	руб.		1269,6

Расчетное количество скважин:

$$2090:\frac{365}{52,4+\frac{9,5}{24}}=303,$$

где: 2090 — общее количество внедренных глубинных насосов с уменьшенным зазором, шт. (см. таблицу 15.1);

365 — число календарных дней в году, сутки;

52,4 — средний МРП работы глубинных насосов с уменьшенным зазором, сутки (см. таблицу 15.1);

$\frac{9,5}{24}$ — средняя продолжительность одного подземного ремонта, сутки (см. таблицу 15.1).

Сопоставимый годовой расход глубинных насосов без внедрения мероприятия определен исходя из изменения срока служб глубинных насосов:

$$2090\times\frac{64,6}{52,3}=2582,$$

где: 52,3; 64,6 — средний срок службы глубинных насосов до и после внедрения мероприятия, сутки (см. таблицу 15.1).

Годовая добыча нефти на 1 скважину:

а) без внедрения

$$\left(365 - \frac{9{,}5 \times 8{,}5}{24} \times 1{,}2\right) 2{,}0 = 722 \text{ т};$$

б) после внедрения:

$$\left(365 - \frac{9{,}5 \times 7{,}0}{24} \times 1{,}2\right) 2{,}2 = 796 \text{ т},$$

где: 1,2 — коэффициент, учитывающий прочие простои скважин в год;

2,0; 2,2 — среднесуточный дебит работы скважины без внедрения и после внедрения мероприятия, т/сут. (см. табл. 15.1).

Экономия эксплуатационных затрат потребителя, приходящаяся на 1 скважину, составила:

$$(936{,}7 - 771{,}4 + (641{,}8 - 595{,}7) + (796 - 722) \cdot 14{,}30 = 1269{,}6 \text{ руб.},$$

где: 14,30 — условно-постоянные затраты в себестоимости добычи 1 т нефти по объединению, исчисленные для данного мероприятия (см. таблицу 15.3).

Таблица 15.3

Условно-постоянные затраты по объединению

	Наименование статей затрат	Условно-постоянные затраты руб/т
	1	2
1	Основная заработная плата производственных рабочих	0,60
2	Дополнительная заработная плата производственных рабочих	0,06
3	Отчисления на социальное страхование	0,06
4	Амортизация скважин	6,26
5	Расходы на подготовку и освоение производства	0,02
6	Расходы на содержание и эксплуатацию оборудования	3,67
	в том числе расходы по подземному текущему ремонту скважин	—
7	Общепроизводственные расходы	3,26
8	Прочие производственные расходы	0,37
	Производственная себестоимость продукции	14,30

Таблица 15.4

РАСЧЕТ

годового экономического эффекта от применения глубинных насосов с уменьшенным зазором

№№ п/п	Показатели	Един. изм.	Без внедрения	После внедрения
1	2	3	4	5
1	Расчетное кол-во скважин	скв.	303	303
2	Добыча нефти на 1 скважину	т/год	722	796
3	Добыча нефти за год	т	218766	241188
4	Прирост добычи нефти	т	—	22422
5	Себестоимость 1 т нефти	руб.	—	26,54
6	Экономия эксплуатационных затрат:			
	а) на 1 скважину	руб.	—	1269,6
	б) всего	тыс. руб.	—	384,7
7	Сумма эксплуатационных затрат	тыс. руб.	6785,8 (6401,1+384,7)	6401,1
8	Годовой экономический эффект (6785,8+55×22,422−6401,1)	»	—	1617,9

4. Показатели для учета в планах (отчетах) объединения

Количество внедренных глубинных насосов с уменьшенным зазором — 2090 шт.

Прирост добычи нефти в результате внедрения мероприятия $\Delta A = (796-722) \times 303 = 22422$ т.

Снижение себестоимости добычи нефти и газа по сравнению с базовой техникой:

$$\Delta C = 384{,}7 \text{ тыс. руб.}$$

Прирост прибыли, исчисленный по формуле (16)

$$\Delta П = 22{,}422(27{,}4 - 26{,}54) + 384{,}7 = 404 \text{ тыс. руб.}$$

где: 27,4 — оптовая цена 1 т нефти по объединению, руб.;
26,54 — себестоимость 1 тонны нефти по объединению, руб.

Сводный хозрасчетный эффект от внедрения мероприятия, исчисленный по формуле (19)

$$Э_х = 404 \text{ тыс. руб.}$$

Пример 16

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОХРАНЫ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ, ПРЕДУСМАТРИВАЮЩЕЙ ЗАКАЧКУ ПРОМЫСЛОВЫХ СТОЧНЫХ ВОД ДЛЯ ППД

1. Краткая аннотация мероприятия

Использование промысловых сточных вод для поддержания пластового давления позволяет уменьшить капитальные вложения на строительство водозаборных сооружений и на бурение поглощающих скважин, снижает затраты на подготовку и закачку воды в системе ППД и наряду с этим предотвращает загрязнение грунтовых вод и улучшает санитарное состояние открытых водоемов.

Для подготовки сточной воды и освобождения ее от остаточных нефтепродуктов и механических примесей, вода с технологических установок подается в резервуары, где производится ее осветление путем механического отстоя или с использованием других методов. Для снижения коррозионной активности сточная вода обрабатывается ингибиторами коррозии, после чего утилизируется в систему ППД через кустовые насосные станции.

2. База сравнения и метод расчета эффективности

Расчет экономической эффективности производится путем сравнения капитальных и эксплуатационных затрат на подготовку и перекачку сточных пластовых вод для закачки их в нагнетательные скважины с аналогичными затратами при условии сброса этих вод в поглощающие скважины (база сравнения). В этом случае предполагается, что если бы сточная вода сбрасывалась в поглощающие скважины, то для обеспечения поддержания пластового давления в заданном объеме, необходимо было бы перекачать такое же количество пресной воды из имеющихся водозаборов до кустовых водонасосных станций.

Годовой экономический эффект определяется по формуле (16.1), производной от формулы (5),

$$Э = (C_1 - C_2) + E_н (K_1 - K_2), \qquad (16.1)$$

где: Э — годовой экономический эффект, тыс. руб.;
C_1 и C_2 — годовые эксплуатационные затраты при сбросе сточных вод в объеме годового прироста и закачки его в нефтяные пласты, тыс. руб.;
K_1 и K_2 — капитальные вложения до и после внедрения мероприятия, тыс. руб.;
$E_н$ — нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений, $E_н = 0{,}15$.

3. Исходные данные и расчет эффективности

Капитальные вложения и эксплуатационные затраты определяются в объеме, необходимом для обеспечения прироста годового объема закачки сточных вод по фактическим (проектным) данным за расчетный год.

В составе капитальных вложений учитываются следующие затраты:

а) при сбросе сточных вод в поглощающие скважины — затраты на бурение поглощающих скважин и на строительство водоводов;

б) при закачке сточных вод в продуктивные пласты — затраты на строительство дополнительных очистных сооружений и на строительство водоводов.

Капитальные вложения в строительство или расширение кустовых насосных станций не определяются, так как они необходимы в равной степени как для перекачки сточной воды до поглощающих скважин, так и для перекачки до КНС при закачке воды в пласт.

В составе эксплуатационных расходов учитываются следующие группы затрат:

а) При сбросе сточных вод в поглощающие скважины:
— амортизация поглощающих скважин;
— амортизация водоводов;
— затраты на перекачку пресной воды от водозаборов до КНС;

б) При закачке сточных вод в продуктивные пласты:
— амортизация дополнительных очистных сооружений;
— амортизация водоводов;
— затраты на ингибитор коррозии (в случае коррозийной агрессивности сточных вод);
— дополнительные затраты на текущий ремонт (вспомогательные материалы, запчасти) из-за повышенной коррозийности сточных вод.

Амортизационные отчисления по нагнетательным скважинам, затраты на их обслуживание, а также энергетические затраты при сбросе сточных вод в поглощающие скважины и при перекачке пресной воды до КНС в рассматриваемых вариантах не изменяются и в расчетах не учитываются.

Исходные данные для расчета экономической эффективности закачки сточных вод в продуктивные пласты приводятся в таблице 16.1.

Таблица 16.1

№№ п/п	Наименование показателей	Един. изм.	Закачка сточной воды	
			в поглощающие скважины (база сравнения)	в продуктивные пласты
1	2	3	4	5
1	Прирост объема закачки сточных вод	тыс. м³	11270	11270
2	Приемистость поглощающих скважин	м³/сут.	740	—
3	Количество поглощающих скважин	шт.	42	—
4	Стоимость бурения поглощающей скважины	тыс. руб.	70,8	—
5	Протяженность водоводов	км	72,147	219,324
6	Стоимость прокладки 1 км водоводов	руб.	932	932
7	Удельные капитальные вложения на строительство очистных сооружений	руб. / 1000 м³	—	6,65
8	Годовая норма амортизации:	%		
	— поглощающих скважин	»	15,4	—
	— водоводов	»	13,1	13,1
	— очистных сооружений	»	—	7,5
9	Стоимость перекачки воды от водозаборов до КНС	руб. / 1000 м³	67	—
10	Удельные затраты на материалы и запчасти	руб. / 1000 м³	2,43	4,86
11	Удельные затраты на ингибитор коррозии	»	—	3,13

Результаты расчета показателей эффективности приводятся в таблице 16.2.

Таблица 16.2

№№ п/п	Наименование показателей	Един. изм.	Закачка сточной воды	
			в поглощающие скважины	в продуктивные пласты
1	2	3	4	5
1	Объем закачки сточных вод	тыс. м³	11270	11270
2	Капитальные вложения:	тыс. руб.	3040,8	279,3
	— поглощающие скважины	»	2973,6	—
	— водоводы	»	67,2	204,4
	— очистные сооружения	»	—	74,9
3	Эксплуатационные расходы	»	1249,2	122,5
	а) амортизация			
	— поглощающих скважин	»	457,9	—
	— водоводов	»	8,8	26,8
	— очистных сооружений	»	—	5,6
	б) перекачка пресной воды от водозаборов до КНС	»	755,1	—
	в) материалы и запчасти при текущем ремонте	»	27,4	54,8
	г) ингибитор коррозии	»	—	35,3
4	Экономия капитальных вложений	»	—	2761,5
5	Экономия эксплуатационных расходов	»	—	1126,7
6	Годовой экономический эффект, исчисленный по формуле (16.1) $Э=(1249,2-122,5)+0,15\cdot 2761,5=1540,9$	»	—	1540,9

4. Показатели для учета в планах (отчетах) объединения

1. Снижение объема капитальных вложений от внедрения мероприятия, исчисленное по формуле (14) — 2761,5 тыс. руб.

2. Прирост прибыли за счет снижения себестоимости продукции, исчисленный по формуле (16) — 1126,7 тыс. руб.

3. Сводный хозрасчетный эффект от внедрения мероприятия, исчисленный по формуле (19)

$$Э_х = 1126,7 - 0,15(-2761,5) = 1540,9 \text{ тыс. руб.}$$

Пример 17

УЧЕТ ФАКТОРА ВРЕМЕНИ ПРИ РАСЧЕТАХ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ НОВОЙ ТЕХНИКИ

Внедряется новая технология подготовки газа с годовым уровнем производства 700000 тыс. м^3.

Срок проведения НИР — 3 года, ОКР — 2 года.

Срок освоения новой технологии — 2 года.

Капитальные вложения и единовременные затраты, связанные с созданием и внедрением новой технологии, распределяются по годам следующим образом:

$K_1 = 0{,}5$ млн. руб.; $K_2 = 0{,}7$ млн. руб.; $K_3 = 0{,}9$ млн. руб.;

$K_4 = 1{,}9$ млн. руб.; $K_5 = 1{,}4$ млн. руб.; $K_6 = 4{,}0$ млн. руб.;

$K_7 = 2{,}0$ млн. руб. Всего $\Sigma K = 11{,}4$ млн. руб.

В соответствии с рекомендациями п. 1.16 по формуле 2 определяются приведенные к расчетному году общие капитальные вложения и единовременные затраты. За расчетный год принимается последний седьмой год.

Для условий данного примера расчетная формула фактора времени записывается следующим образом:

$$K_т = \sum_{n=1}^{T} K_n (1+E)^{T-n} = 0{,}5 \cdot 1{,}1^{7-1} + 0{,}7 \cdot 1{,}1^{7-2} + 0{,}9 \cdot 1{,}1^{7-3} +$$
$$+ 1{,}9 \cdot 1{,}1^{7-4} + 1{,}4 \cdot 1{,}1^{7-5} + 4{,}0 \cdot 1{,}1^{7-6} + 2{,}0 \cdot 1{,}1^{7-7} =$$
$$= 0{,}5 \cdot 1{,}7716 + 0{,}7 \cdot 1{,}6105 + 0{,}9 \cdot 1{,}4641 + 1{,}9 \cdot 1{,}331 +$$
$$+ 1{,}4 \cdot 1{,}21 + 4{,}0 \cdot 1{,}1 + 2{,}0 \cdot 1{,}0 = 13{,}95 \text{ млн. руб.}$$

где: $K_т$ — суммарные капитальные вложения, приведенные к расчетному году (седьмому) млн. руб.;

K_n — капитальные вложения года n, млн. руб.;

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.

Удельные капитальные вложения, учитываемые в составе годовых приведенных затрат, составят:

$$K = \frac{K_т}{A} = \frac{13953700}{700000} = 20 \text{ руб.}$$

ОГЛАВЛЕНИЕ

Стр.

1. Общие положения 3
2. Расчет годового экономического эффекта 10
3. Отражение экономической эффективности новой техники в плановых и отчетных показателях предприятий 18
4. Особенности расчета экономического эффекта от использования изобретений и рационализаторских предложений при определении размеров авторского вознаграждения 25
5. Приложения:
   № 1. Коэффициенты приведения по фактору времени 28
   № 2. Коэффициенты реновации новой техники 29
   № 3. Состав капитальных вложений и единовременных затрат в нефтедобывающей промышленности, учитываемых при определении экономической эффективности новой техники . . 31
   № 4. Примеры расчетов
   Пример 1. Определение экономической эффективности метода повышения нефтеотдачи пластов с использованием поверхностно-активных веществ (ПАВ) 33
   Пример 2. Определение экономической эффективности применения методов повышения нефтеотдачи пластов с использованием газа высокого давления для закачки в пласт 43
   Пример 3. Определение экономической эффективности разработки месторождений с использованием метода внутрипластового движущегося очага горения (ВДОГа) 51
   Пример 4. Определение экономической эффективности термогазохимического воздействия (ТГХВ) на призабойную зону нефтяных скважин . . . 57
   Пример 5. Определение годового экономического эффекта электротепловых обработок призабойной зоны нефтяных скважин 63
   Пример 6. Определение экономической эффективности внедрения одновременно-раздельной эксплуатации скважин (ОРЭ) 67
   Пример 7. Определение экономической эффективности механизированных способов эксплуатации скважин 75
   Пример 8. Определение экономической эффективности применения установок гидропоршневых насосов (УГН) 86
   Пример 9. Определение экономической эффективности эксплуатации нефтяных пластов с применением газлифта 90
   Пример 10. Определение годового экономического эффекта от комплексной автоматизации предприятий по добыче нефти и газа 95
   Пример 11. Определение экономической эффективности внедрения блочных автоматизированных групповых замерных установок 104

Стр.

Пример 12. Определение годового экономического эффекта от внедрения блочных автоматизированных установок подготовки нефти 107
Пример 13. Определение экономической эффективности применения депульсаторов при сепарации нефтегазовой смеси 111
Пример 14. Определение годового экономического эффекта от внедрения мультигидроциклона для подготовки промысловых сточных вод . . . 113
Пример 15. Определение экономической эффективности производства и использования новой марки стали для вкладышей глубинных насосов . . 116
Пример 16. Определение экономической эффективности охраны окружающей среды, предусматривающей закачку промысловых сточных вод для ППД 121
Пример 17. Учет фактора времени при расчетах экономической эффективности новой техники . . . 125

Заказ 471 Тираж 2000 экз.
Типография ХОЗУ Миннефтепрома

gost.e-ecolog.ru