

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ
УЧЕРЕЖДЕНИЕ ОБРАЗОВАНИЯ
«ГОМЕЛЬСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ
ИМЕНИ П.О. СУХОГО»

Кафедра «Нефтегазозаготовка и гидронефтематика»

КУРСОВАЯ РАБОТА

по курсу: «Организация, планирование и управление процессом разработки»
на тему: «Автоматизация производственно-технологических процессов
в промышленном производстве»

Выполнил:
студент гр. НР-51
Маршков С.С.
Проверил: ст.пр.
Абрамович О.К.

Гомель 2022

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	3
Глава 1 Автоматизация производственно-технологических процессов в промышленном производстве.....	4
Глава 2 Описание технологического процесса автоматизированных групповы х замерных установок	8
Глава 3 Методические аспекты оценки инвестиционных проектов в нефтяной и газовой промышленности.....	12
3.1 Расчет показателей эффективности инвестиций.....	12
3.2 Расчет оценочных показателей эффективности инвестиций на модернизацию оборудования.....	14
Заключение.....	17
Список литературы.....	18

ВВЕДЕНИЕ

Автоматизация технологического процесса составляет важную часть научно-технического прогресса в проведении геологоразведочных работ. Теоретические исследования в области совершенствования управления процессом бурения и его оптимизации получили новые возможности практической реализации с появлением управляющей микропроцессорной техники и созданием на ее основе систем автоматизированного управления.

В отрасли в течение ряда лет проводятся исследования по созданию микропроцессорных систем автоматизированного управления геологоразведочным бурением, реализующие методы и средства универсального, многофункционального управления, способного в отличие от жестких аналоговых решений осуществлять гибкую технологию бурения.

Разнообразные образцы систем автоматизированного управления процессом бурения разведочных скважин на твердые полезные ископаемые позволяют не только управлять процессом бурения в реальном времени по любому из известных алгоритмов, но и собирать, накапливать и обрабатывать информацию о процессе бурения, а также диагностировать работоспособность отдельных узлов и механизмов.

Автоматизация технологических процессов на основе современной техники должна обеспечить интенсификацию производства, повышение качества и снижение себестоимости продукции.

ГЛАВА 1 АВТОМАТИЗАЦИЯ ПРОИЗВОДСТВЕННО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ В ПРОМЫСЛОВОМ ПРОИЗВОДСТВЕ

Станок качалка – индивидуальный механический привод нефтяных штанговых глубинных насосов, применяется в районах с умеренным и холодным климатом.

СК передает штангам возвратно-поступательное перемещение, близкое к синусоидальному.

Если до этого технические средства позволяли лишь периодически производить измерения технических параметров на скважинах операторами при помощи переносных комплектов оборудования, а стационарно установленные на месторождениях современные микропроцессорные контроллеры делают возможным непрерывный автоматический их контроль. Применительно к скважинам, эксплуатируемым ШГН, это означает измерение таких технологических параметров, как динамограмма (зависимость усилия на полированном штоке от перемещения точки подвеса штанг), динамический уровень, ваттметрограмма (зависимость потребляемой мощности от перемещения точки подвеса штанг), влияние газового фактора, давление на устье скважины, суточная производительность скважины и других. При этом функции управления должны обеспечивать дистанционное включение и отключение приводного электродвигателя, аварийное отключение установки, периодический режим эксплуатации, плавное регулирование скорости вращения при помощи преобразователя частоты.

Внедрение передовых умственных контроллеров дает заключение установленных задач, как автоматизация работы СК, оптимизация режимов работы оснащения, оперативное выявление аварийных обстановок и несоответствия режимов применения средств, актуальный замен данных о состоянии объекта на пульт оператора по системе телемеханики.

Поэтому типичная СУ включает в себя контроллер, силовой коммутатор для включения и отключения электродвигателя, радиомодем и набор датчиков технологических параметров.

Отдельные СУ имеют в своем составе преобразователи частоты для регулирования скорости вращения электродвигателя.

Таким образом, целью создания и внедрения системы автоматизации скважин, эксплуатирующихся механизированными способами является повышение эффективности производства за счет:

- 1) получения максимального допустимого объема информации с технологических объектов для решения задач оптимальной эксплуатации, оперативного контролирования и управления процессами добычи и учета продукции нефтяной скважины;
- 2) адаптация режимов добычи и внутри-промыслового сбора нефти;
- 3) повышения надежности и скорости контроля состояния технологических средств;

- 4) внедрение методов математического контроля и управления процессами технологического характера и объектами нефтедобычи;
- 5) измерения новых параметров (в том числе, дебита эксплуатационных скважин раздельно по нефти, воде и газу);
- 6) снижения трудоемкости управления технологическими процессами нефтедобычи;
- 7) замены физически и морально устаревших средств автоматизации;
- 8) повышения безопасности производства, улучшения экологической обстановки в нефтегазодобывающем регионе.

Средства измерений играют ключевую роль при конструировании современных автоматических систем регулирования отдельных технологических характеристик и процессов наиболее автоматизированных систем управления процессами, которые требуют представления большого количества необходимой измерительной информации в форме, удобной для сбора, дальнейшего преобразования, обработки и представления ее.

Рассмотрим многофункциональный программно-технический комплекс «Инфолук», предназначенный для многоуровневых и многосвязных контуров управления распределенными технологическими процессами в реальном времени.

Система выполнена с применением аппаратных устройств защиты и сигнализации работы технологического оборудования, которые предназначены для сбора, обработки и визуализации технологической информации от датчиков выдачи сигналов.

Проектируемая система предусматривает обеспечение автоматизированного контроля и управления процесса добычи и сбора сырой нефти, оперативного обеспечения информацией о работе оборудования в наиболее удобной для принятия решений форме, а также выполнение следующих функций:

- 1) сбор и передачу на диспетчерский пункт информации от контроллеров системы по стандартным протоколам передачи данных;
- 2) оперативное, автоматическое управление технологическим процессом;
- 3) защиту от несанкционированного управления технологическим процессом;
- 4) преобразование информации, получаемой из контроллеров, к удобному виду, отражающему наименование сигнала, его текущее значение, время последнего обновления, размерность;
- 5) формирование базы данных физических объектов нефтепромысла с обновлением информации в реальном времени;
- 6) преобразование информации из пространства физических объектов (контроллеров) в данные, характеризующие информацию о технологических объектах;
- 7) защиту от несанкционированного доступа к базам данных;
- 8) обновление вычисляемых и расчетных свойств объектов, контроль выхода значений параметров за технологические и аварийные пределы,

обеспечение аварийной сигнализации;

9) сохранение тревожных и аварийных сообщений в архиве аварий;

10) визуализация технологических процессов в цифровом и графическом виде;

11) просмотр ретроспективной информации из базы данных в графическом виде;

12) обеспечение АРМ специалистов текущей информацией о состоянии технологических объектов, сопоставление с архивными данными и информацией из смежных систем, формирование данных для мониторинга, анализа и принятия решений;

13) обеспечение доступа к данным реального времени со стороны любого компьютера корпоративной сети в стандарте OPC;

14) представление данных специалистам в виде экранов, отчётов, трендов.

На добывающей скважине с ШГН предусмотрен контроль за следующими параметрами: давление в выкидной линии, расчетный дебит жидкости по динамограмме, динамометрирование, защита электродвигателя и оборудования, самозапуск оборудования после перерыва в электроснабжении и т.д. Для обеспечения контроля перечисленных параметров проектом предусмотрена установка на скважину контролируемого пункта скважины ШУ СУС-13-ПЧ-75W, который обеспечивает выполнение следующих функций:

1) дистанционный контроль состояния технологического оборудования скважины;

2) дистанционное включение и отключение электродвигателя из ДП;

3) программная работа скважины с настройкой алгоритмов из ДП;

4) обеспечение функций защиты электродвигателя по срабатыванию термореле, отсутствие одной из фаз, недопустимых отклонений напряжения в питающей сети;

5) обработка информации поступающей на дискретные и аналоговые входы;

6) контроль состояния электродвигателя и станка-качалки;

7) работоспособность контроллера от встроенного аккумулятора, при пропадании напряжения питания $\sim 380\text{В}$ и передачу сообщения о пропадании напряжения питания на объекте с автоматическим отключением при разряде аккумулятора;

8) автоматическое получение динамограммы;

9) автоматический анализ неисправности насосного оборудования по форме динамограммы;

10) вычисление фактической потери хода (влияние газового фактора) по динамограмме;

11) измерение периода качания станка-качалки;

12) автоматическая остановка скважины на накопление при срыве подачи;

13) вычисление фактического дебита с учетом потери хода по динамограмме;

14) чтение электрических параметров с частотного привода;

15) передача/прием информации по интерфейсам связи RS232/RS485 (протокол Modbus RTU);

16) обмен данными с центральным сервером системы телемеханики ПТК «Инфолук» в диспетчерском пункте, с помощью Wi-Fi точек доступа, с возможностью выполнения функций ретранслятора;

17) автономная работа при отсутствии связи с ДП, с сохранением необходимых параметров в архивах;

18) учет времени работы скважины;

19) контроль несанкционированного открытия шкафа КП.

Основным управляющим элементом ШУ СУС является контроллер «CPLK», обеспечивающий: прием аналоговых и дискретных входных сигналов; счет импульсных сигналов; выдачу дискретных выходных сигналов; дистанционный контроль и управление технологическим оборудованием; опрос, регистрацию и архивирование технологических параметров в памяти контроллера; дистанционное конфигурирование контроллера. Контроллер может работать в автономном режиме круглосуточно.

Данный программно-технический комплекс позволяет интегрировать существующие независимо локальные системы автоматики и системы телемеханики в единый комплекс унифицированного полевого оборудования, работающего в условиях разнородной сети доставки информации (проводное соединение, радио связь, GSM/GPRS), и связать воедино разнородные данные для последующей обработки.

Аппаратная часть уровня локальной автоматики включает в себя контролируемые пункты объектов автоматизации, созданные на базе универсального контроллера «CPLK» и имеющего возможность работы с различными каналами связи.

Локальные функции контроллеров:

1) преобразование входных сигналов от датчиков;

2) управление исполнительными механизмами;

3) контроль работоспособности исполнительных механизмов;

4) определение аварийных ситуаций;

5) накопление данных и формирование архива изменений параметров (на случай пропадания связи);

6) расчет дебитов, расходов, нагрузок;

7) отсчет временных интервалов;

8) обмен данными с центральным сервером телемеханики;

9) осуществление ретрансляции при пересылке данных между сетью контроллеров и центральным сервером телемеханики.

10) в системе связь технических средств объектов локальной автоматики с аппаратурой ДП осуществляется по Wi-Fi.

ГЛАВА 2 ОПИСАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ ГРУППОВЫХ ЗАМЕРНЫХ УСТАНОВОК

Содержание воды в нефти, поступившей на поверхность из скважины, определяется аппаратом Дина-Старка. Для этого отобранную пробу обводненной нефти из мерника или трапа в количестве 100 г смешивают со 100 см³ растворителя, заливают в колбу Дина-Старка и нагревают.

Растворитель, испаряясь, увлекает за собой содержащуюся в нефти воду. Пары воды, нефти и растворителя конденсируются в холодильнике, и отогнанная вода оседает на дне приемника в градуированной ловушке. По количеству воды в ловушке определяют (массовое в процентах) содержание ее в нефти, пользуясь формулой:

$$W = V_{\text{рв}} G \times 100\% \quad (1)$$

где V – объем вод приемнике (ловушке), см³;

G – масса пробы нефти, г;

ρ – плотность воды (обычно принимается равной единице), г/см³.

Косвенный метод определения содержания воды в нефти. Наибольшее распространение в России и за рубежом получил один из косвенных методов измерения обводненности нефти, основанный на зависимости диэлектрической проницаемости водонефтяной смеси от диэлектрических свойств ее компонентов (нефти и воды). Как известно, безводная нефть является хорошим диэлектриком и имеет диэлектрическую проницаемость $\epsilon = 2,1$ – $2,5$, тогда как ϵ минерализованных вод достигает 80. Такая разница диэлектрических проницаемостей воды и нефти позволяет создать влагомер сравнительно высокой чувствительности. Принцип действия такого влагомера заключается в измерении емкости конденсатора, образованного двумя электродами, погруженными в анализируемую водонефтяную смесь. Емкость конденсатора определяется по формуле:

$$C = F \epsilon / l \quad (2)$$

где F – площадь обкладок конденсатора;

ϵ – диэлектрическая проницаемость среды между обкладками;

l – расстояние между обкладками.

Таким образом, если площадь F обкладок конденсаторов, опущенных в анализируемую смесь, и расстояние l между ними неизменны, то емкость конденсатора C будет зависеть от изменения ϵ , т. е. от изменения содержания воды в нефти.

Разработан унифицированный влагомер для нефти (УВН), позволяющий непрерывно контролировать и фиксировать объемное содержание воды в потоке нефти с погрешностью от 2,5 до 4 %.

На верхнем отводе датчика показан вывод для измерения емкости конденсатора C , а к нижнему отводу подключен электротермометр T с температурным мостом. Для защиты от коррозии и отложений парафина корпус 1 покрывается изнутри эпоксидной смолой или бакелитовым лаком.

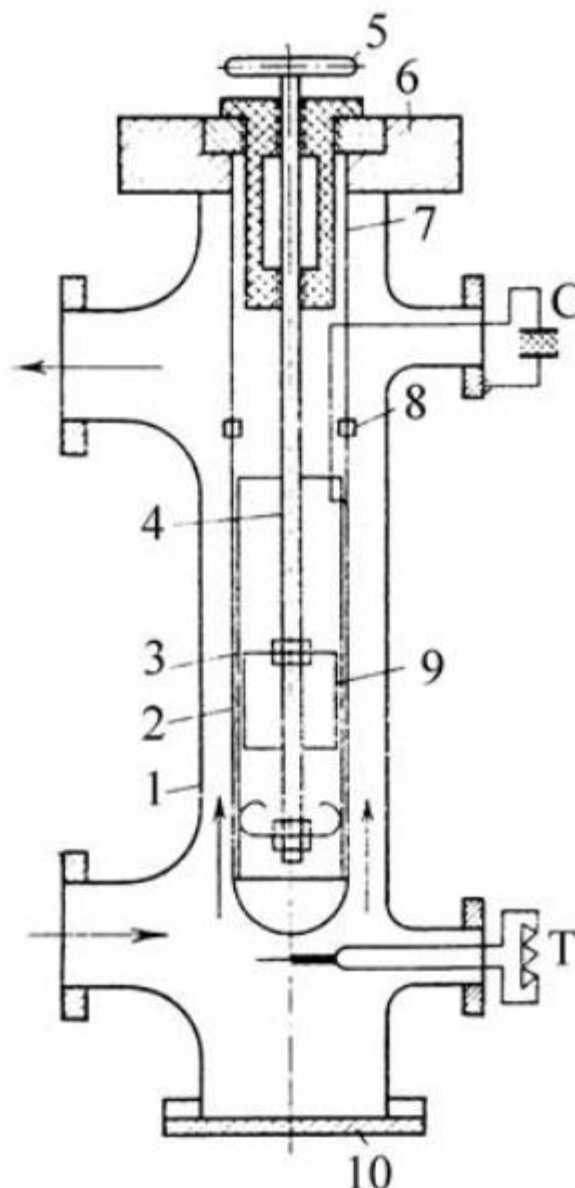


Рисунок 2.1 – Схема емкостного датчика влагомера

1– сварной корпус; 2– стеклянная труба; 3– электрод; 4– регулятор длины электрода (шток); 5 – штурвал; 6 – фланец; 7- стальной патрубок; 8- кольцо для скрепления труб; 9– металлический контакт (цилиндр); 10 – заглушка

На фланце 6 с помощью трубок 2 и 7 монтируется внутренний электрод 3 и металлический контакт 9, которые с помощью вращающегося штока 4 автоматически изменяют свое положение. Роль изолятора выполняет стеклянная труба 2, которая при помощи специального кольца 8 и стального патрубка 7 крепится к верхнему фланцу 6. Внутри стеклянной трубы путем распыления нанесен слой серебра длиной 200 мм, являющийся внутренним электродом 3 датчика. Вращая штурвал 5 вместе со штоком 4, из электрода можно выдвигать на требуемую длину металлический цилиндр 9, контактирующий с серебряным покрытием, и таким образом настраивать влагомер на измерение нефтей разных сортов с различной обводненностью.

Шкала влагомера, находящаяся на верхнем фланце, отрегулирована в процентах объемного содержания воды.

На точность измерения этим прибором количества пластовой воды в нефти значительно влияют:

1) изменение температуры нефтеводяной смеси; 2) степень неоднородности смеси; 3) содержание пузырьков газа в потоке жидкости; 4) напряженность электрического поля в датчике.

Для точного измерения содержания воды в нефти необходимо избегать попадания пузырьков газа в датчик, так как он имеет низкую диэлектрическую проницаемость, соизмеримую с диэлектрической проницаемостью нефти ($\epsilon=1$). Имеет смысл тщательно перемешивать поток жидкости перед поступлением в датчик, так как чем однороднее поток, тем выше точность показаний прибора.

Датчик влагомера устанавливается в вертикальном положении. Ему необходимо пропускать через себя всю жидкую продукцию скважины (нефть+вода).

Часто на практике необходимо измерять расходы газов и жидкостей непосредственно в трубопроводах. Один из таких приборов – трубчатый расходомер Вентури.

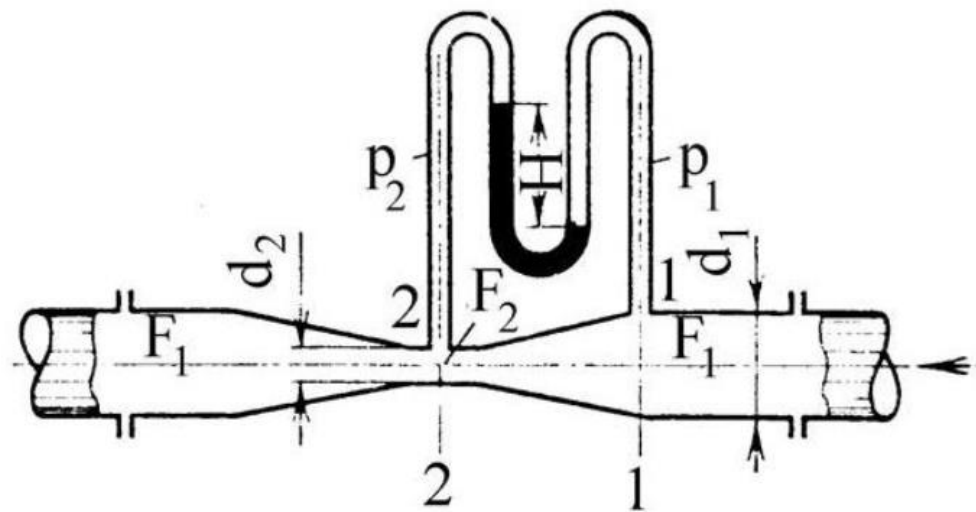


Рисунок 2.2 – Схема расходомера Вентури

Расходомер Вентури можно устанавливать как вертикально, так и горизонтально.

Допустим, что жидкость движется в горизонтальной трубке Вентури справа налево. Составим уравнение Бернулли для сечений 1 – 1 и 2 – 2, пренебрегая потерями на трение:

$$p_1 \rho g + v_1^2 2g = p_2 \rho g + v_2^2 2g \quad (3)$$

откуда:

$$p_1 \rho g - p_2 \rho g = v_2^2 2g - v_1^2 2g \quad (4)$$

В указанных сечениях должно сохраняться постоянство расхода (расход в м³/с), т. е:

$$v_1 F_1 = v_2 F_2 \quad (5)$$

тогда:

$$v_1 = v_2 F_2 / F_1 \quad (6)$$

Подставив это значение в формулу (1.10), получим:

$$h = v_2^2 / 2g (1 - F_2^2 / F_1^2) \quad (7)$$

Отсюда средняя скорость в сечении 2 – 2 будет равна:

$$v_2 = \sqrt{2gh (1 - F_2^2 / F_1^2)} \quad (8)$$

Тогда искомый расход жидкости равен:

$$Q_{ж} = v_2 F_2 = F_2 \sqrt{2gh (1 - F_2^2 / F_1^2)} \quad (9)$$

В обычно вводится поправочный коэффициент α , учитывающий неравномерность распределения скоростей в поперечных сечениях потока, а также потери напора на трение между сечениями 1 – 1 и 2 – 2. С учетом сказанного можно записать:

$$Q_{ж} = \alpha F_2 \sqrt{2gh (1 - F_2^2 / F_1^2)} \quad (10)$$

Коэффициент расхода α опытным путем устанавливается для каждого расходомера.

Если перепад давления в трубке Вентури измеряется ртутью, то (1.16) запишется как:

$$Q_{ж} = \alpha F_2 \sqrt{2gh (\rho_{рт} - \rho) (1 - F_2^2 / F_1^2)} \quad (11)$$

где $\rho_{рт}$, ρ – соответственно плотность ртути и текущей жидкости (нефти, воды).

Кроме расходомера Вентури расход газа часто измеряют дроссельными устройствами с подключенными к ним самопишущими дифференциальными манометрами.

Принцип действия дроссельного устройства так же, как и расходомера Вентури, основан на изменении перепада давления, обусловленного установленной на газопроводе измерительной диафрагмой, имеющей меньшее проходное сечение, чем газопровод.

На нефтяных месторождениях наиболее распространены камерные диафрагмы. Когда газ проходит через суженное сечение диафрагмы, его скорость увеличивается, а давление уменьшается.

За диафрагмой происходит обратное: скорость газа уменьшается, а давление увеличивается, но не до начального.

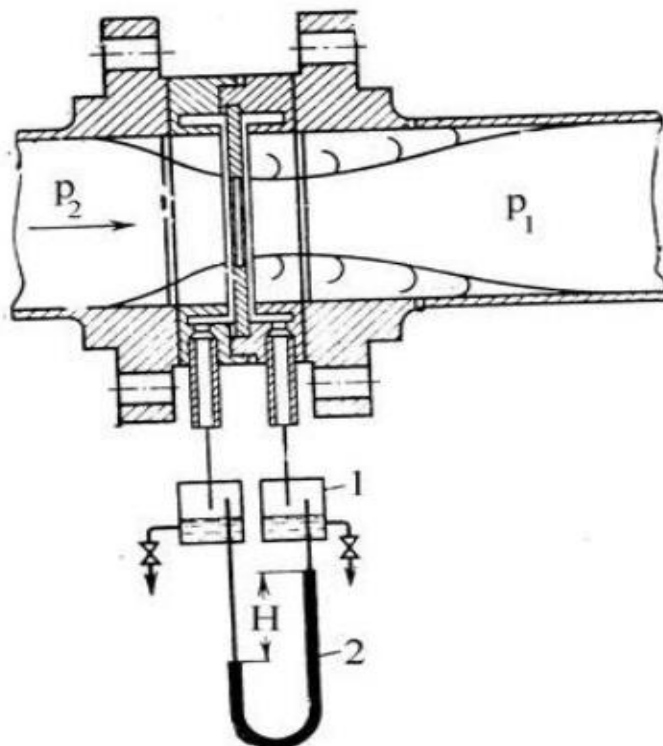


Рисунок 2.3 – Камерная диафрагма

- 1 – разделительный сосуд;
2 – дифференциальный манометр

Суточный дебит газа в м³ при измерении камерной диафрагмой подсчитывается по формуле:

$$V = 62,67 \alpha \beta \varepsilon K t d^2 \rho n T z p \quad (12)$$

где α – коэффициент расхода, зависящий от отношения $n = d/D$ (d – диаметр отверстия в замерной диафрагме, см;

D – внутренний диаметр газопровода, см);

β – поправка на недостаточную остроту входной кромки диафрагмы и шероховатость трубопровода (можно принимать поправку равной единице);

ε – поправочный коэффициент на расширение струи газа, определяемый в зависимости от отношений:

$$(p_1 - p_2)/p_2 = H/p_1 \text{ и } m = d^2/D^2 \quad (13)$$

(p_1 – абсолютное давление до диафрагмы, p_2 – абсолютное давление после диафрагмы);

K_t – поправочный коэффициент на тепловое расширение диафрагмы, который можно принимать равным единице;

d – диаметр отверстия диафрагмы, см; T – абсолютная температура, К ($273,16 + t$ 0С);

z – отклонение реальных газов от идеального (коэффициент сжимаемости);

ρ – относительная плотность газа.

ГЛАВА 3 МЕТОДИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ОЦЕНКИ ИНВЕСТИЦИОННЫХ ПРОЕКТОВ В НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

3.1 Расчет показателей эффективности инвестиций

Расчет годовой экономии на эксплуатационных издержках при использовании новой турбины турбобура.

Срок службы новой конструкции оборудования:

$$T_{\text{сл}2} = T_{\text{сл}1} \cdot k_{\text{сл}} \quad (3.1)$$

$$T_{\text{сл}2} = 8 \cdot 1,25 = 10 \text{ лет}$$

где: $T_{\text{сл}1}$ – срок службы базовой конструкции, год;

$k_{\text{сл}}$ – коэффициент увеличения срока службы.

Издержки на проведение капитальных ремонтов, приходящиеся на один год, при базовом варианте конструкции, у. е.

$$I_{\text{Р(год)1}} = \frac{I_{\text{р1}} \cdot K_{\text{р1}}}{T_{\text{сл1}}} \quad (3.2)$$
$$I_{\text{Р(год)1}} = \frac{8000 \cdot 3}{8} \cdot 1,024 = 3072 \text{ у. е.}$$

где: $I_{\text{р1}}$ – издержки на проведение одного капитального ремонта при базовом варианте конструкции, у. е.;

$K_{\text{р1}}$ – количество капитальных ремонтов за срок службы оборудования при базовом варианте конструкции, у. е.;

k_{Q} – коэффициент увеличения добычи нефти.

Издержки на проведение капитальных ремонтов, приходящиеся на один год, при новом варианте конструкции, у. е.

$$I_{\text{Р(год)2}} = \frac{I_{\text{р2}} \cdot K_{\text{р2}}}{T_{\text{сл2}}} \quad (3.3)$$
$$I_{\text{Р(год)2}} = \frac{8900 \cdot 3}{10} \cdot 1,024 = 2734 \text{ у. е.}$$

где: $I_{\text{р2}}$ – издержки на проведение одного капитального ремонта при базовом варианте конструкции, у. е.;

$K_{\text{р2}}$ – количество капитальных ремонтов за срок службы оборудования при базовом варианте конструкции, у. е.;

Условно-постоянные издержки в полной себестоимости добычи 1 т нефти при базовом варианте конструкции, у. е.

$$I_{\text{у-п(1т)1}} = I_{\text{у-п(1т)}} \cdot \frac{a_1}{100} \quad (3.4)$$
$$I_{\text{у-п(1т)1}} = 810 \cdot \frac{48}{100} = 388,8 \text{ у. е.}$$

где: $I_{\text{у-п(1т)1}}$ – полная себестоимость добычи 1 т нефти, у. е.;

a_1 – удельный вес условно-постоянных издержек в полной стоимости добычи 1 т нефти при базовом варианте конструкции, %.

Условно-постоянные издержки в полной себестоимости годового объема добычи нефти по одной скважине при базовом варианте конструкции, у. е.

$$I_{\text{у-п(год)1}} = I_{\text{у-п(1т)}} \cdot Q_{\text{год(1скв)1}} \cdot k_q \quad (3.5)$$
$$I_{\text{у-п(год)1}} = 388,8 \cdot 12800 \cdot 1,016 = 5056266,2 \text{ у. е.}$$

где: $Q_{\text{год}(1\text{скв})1}$ – годовой объем добычи нефти по одной скважине при базовом варианте конструкции, т;

k_q – коэффициент увеличения добычи нефти.

Условно-постоянные издержки в полной себестоимости годового объема добычи нефти по одной скважине при новом варианте конструкции, у. е.

$$I_{y-p(\text{год})2} = I_{y-p(1\text{т})} \cdot Q_{\text{год}(1\text{скв})1} \cdot k_q \quad (3.6)$$

$$I_{y-p(\text{год})1} = 388,8 \cdot 12800 = 4976640 \text{ у. е.}$$

Изменяющиеся годовые эксплуатационные издержки при использовании базовой и новой конструкции оборудования, у. е.:

Базовый вариант:

$$I_{\text{год}1} = I_{p(\text{год})1} + I_{y-p(\text{год})1} \quad (3.7)$$

$$I_{\text{год}1} = 3072 + 5056266,2 = 5059338,2 \text{ у. е.}$$

Новый вариант:

$$I_{\text{год}2} = I_{p(\text{год})2} + I_{y-p(\text{год})2} \quad (3.8)$$

$$I_{\text{год}2} = 2734 + 4976640 = 4979374 \text{ у. е.}$$

Годовая экономия на эксплуатационных издержках при использовании новой конструкции оборудования, у. е.

$$\mathcal{E}_и = I_{\text{год}1} - I_{\text{год}2} \quad (3.9)$$

$$\mathcal{E}_и = 5059338,2 - 4979374 = 79964,2 \text{ у. е.}$$

3.2 Расчет оценочных показателей эффективности инвестиций на модернизацию оборудования

Продолжительность расчетного периода, год.

$$T_p = 1 + T_{\text{сл}2} \quad (3.10)$$

$$T_p = 1 + 10 = 11 \text{ лет}$$

где: 1 – год принятия инвестиционного решения;

$T_{\text{сл}2}$ – срок службы новой конструкции оборудования, год.

Индекс инфляции по годам расчетного периода по отношению к году принятия инвестиционного решения:

$$J_t = J_{(t-1)} \cdot (1 + \beta)^{12} \quad (3.11)$$

$$J_1 = 1 \text{ год}$$

$$J_2 = 1 \cdot (1 + 0,023) = 1,31 \text{ года}$$

$$J_3 = 1,31 \cdot (1 + 0,023) = 1,72 \text{ года}$$

$$J_4 = 1,72 \cdot (1 + 0,023) = 2,25 \text{ года}$$

$$J_5 = 2,25 \cdot (1 + 0,023) = 2,96 \text{ года}$$

$$J_6 = 2,96 \cdot (1 + 0,023) = 3,89 \text{ лет}$$

$$J_7 = 3,89 \cdot (1 + 0,023) = 5,11 \text{ лет}$$

$$J_8 = 5,11 \cdot (1 + 0,023) = 6,71 \text{ лет}$$

$$J_9 = 6,71 \cdot (1 + 0,023) = 8,81 \text{ лет}$$

$$J_{10} = 8,81 \cdot (1 + 0,023) = 11,57 \text{ лет}$$

$$J_{11} = 11,57 \cdot (1 + 0,023) = 15,19 \text{ лет}$$

$$J_{12} = 15,19 \cdot (1 + 0,023) = 19,95 \text{ лет}$$

где: J_t , $J_{(t-1)}$ – индекс инфляции в t -том и $(t-1)$ -м годах расчетного периода.

β – среднемесячный уровень инфляции;

12 – количество месяцев в году.

Для первого года расчетного периода T_p (года принятия инвестиционного решения) $J_1 = 1$.

Экономия на эксплуатационных издержках при использовании новой конструкции оборудования по годам расчетного периода в ценах года принятия инвестиционного решения, у. е.

$$\mathcal{E}_{it} = \frac{\mathcal{E}_i}{J_t} \quad (3.12)$$

$$\mathcal{E}_{it1} = 0 \text{ у. е.}$$

$$\mathcal{E}_{it2} = \frac{79964,2}{1,31} = 61041,37 \text{ у. е.}$$

$$\mathcal{E}_{it3} = \frac{79964,2}{1,72} = 46490,81 \text{ у. е.}$$

$$\mathcal{E}_{it4} = \frac{79964,2}{2,25} = 35539,64 \text{ у. е.}$$

$$\mathcal{E}_{it5} = \frac{79964,2}{2,96} = 27014,93 \text{ у. е.}$$

$$\mathcal{E}_{it6} = \frac{79964,2}{3,89} = 20556,34 \text{ у. е.}$$

$$\mathcal{E}_{it7} = \frac{79964,2}{5,11} = 15648,57 \text{ у. е.}$$

$$\mathcal{E}_{it8} = \frac{79964,2}{6,71} = 11917,16 \text{ у. е.}$$

$$\mathcal{E}_{it9} = \frac{79964,2}{8,81} = 9076,52 \text{ у. е.}$$

$$\mathcal{E}_{it10} = \frac{79964,2}{11,57} = 6911,33 \text{ у. е.}$$

$$\mathcal{E}_{it11} = \frac{79964,2}{15,19} = 5264,26 \text{ у. е.}$$

$$\mathcal{E}_{it12} = \frac{79964,2}{19,95} = 4008,23 \text{ у. е.}$$

где: \mathcal{E}_i – см. формулу (9).

Для первого года T_p значение $\mathcal{E}_{it1} = 0$.

Дисконтированная величина экономии от реализации проекта в ценах года принятия инвестиционного решения, у. е.

$$\mathcal{E}_{\text{дис}} = \sum_{t=1}^{Q_6} [\mathcal{E}_{it} / (1 + r)^t] \quad (3.13)$$

$$\mathcal{E}_{\text{дис}1} = \frac{0}{(1 + 0,23)^1} = 0 \text{ у. е.}$$

$$\mathcal{E}_{\text{дис}2} = \frac{61041,37}{(1 + 0,23)^2} = 40347,26 \text{ у. е.}$$

$$\mathcal{E}_{\text{дис}3} = \frac{46490,81}{(1 + 0,23)^3} = 24983,41 \text{ у. е.}$$

$$\mathcal{E}_{\text{дис}4} = \frac{35539,64}{(1 + 0,23)^4} = 15527,17 \text{ у. е.}$$

$$\mathcal{E}_{\text{дис}5} = \frac{27014,93}{(1 + 0,23)^5} = 9595,73 \text{ у. е.}$$

$$\mathcal{E}_{\text{дис}6} = \frac{20556,34}{(1 + 0,23)^6} = 5936,29 \text{ у. е.}$$

$$\mathcal{E}_{\text{дис}7} = \frac{15648,57}{(1 + 0,23)^7} = 3673,99 \text{ у. е.}$$

$$\mathcal{E}_{\text{дис}8} = \frac{11917,16}{(1 + 0,23)^8} = 2274,74 \text{ у. е.}$$

$$\mathcal{E}_{\text{дис}9} = \frac{9076,52}{(1 + 0,23)^9} = 1408,55 \text{ у. е.}$$

$$\mathcal{E}_{\text{дис}10} = \frac{6911,33}{(1 + 0,23)^{10}} = 871,98 \text{ у. е.}$$

$$\mathcal{E}_{\text{дис}11} = \frac{5264,26}{(1 + 0,23)^{11}} = 539,98 \text{ у. е.}$$

$$\mathcal{E}_{\text{дис}12} = \frac{4008,23}{(1 + 0,23)^{12}} = 334,26 \text{ у. е.}$$

$$\sum \mathcal{E}_{\text{дис}} = \mathcal{E}_{\text{дис}1} + \mathcal{E}_{\text{дис}2} + \mathcal{E}_{\text{дис}3} + \mathcal{E}_{\text{дис}4} + \mathcal{E}_{\text{дис}5} + \mathcal{E}_{\text{дис}6} + \mathcal{E}_{\text{дис}7} + \mathcal{E}_{\text{дис}8} + \mathcal{E}_{\text{дис}9} + \mathcal{E}_{\text{дис}10} + \mathcal{E}_{\text{дис}11} + \mathcal{E}_{\text{дис}12} = 105493,36 \text{ у. е.}$$

где: g – принятая норма дисконта.

Экономический эффект за расчетный период T_p при использовании новой конструкции оборудования, у. е.

$$\mathcal{E}_{\text{тр}} = \mathcal{E}_{\text{дис}} - K \quad (14)$$

$$\mathcal{E}_{\text{тр}} = 105493,36 - 5800 = 99693,36 \text{ у. е.}$$

где: K – инвестиции на модернизацию базовой конструкции оборудования, у. е.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной курсовой работе были изучены технология автоматического управления штанго- глубинными насосами. Многофункциональный программно-технический комплекс «Инфолук», предназначенный для многоуровневых и многосвязных контуров управления распределенными технологическими процессами в реальном времени.

Для обеспечения контроля параметров проектом требуется установка на скважину контролируемый пункт скважины ШУ СУС-13-ПЧ-75W.

Основным управляющим элементом ШУ СУС является контроллер «СІLK», обеспечивающий: прием аналоговых и дискретных входных сигналов; счет импульсных сигналов; выдачу дискретных выходных сигналов; дистанционный контроль и управление технологическим оборудованием; опрос, регистрацию и архивирование технологических параметров в памяти контроллера; дистанционное конфигурирование контроллера. Контроллер может работать в автономном режиме круглосуточно.

Данные системы дистанционного управления помогают снизить издержки на предприятии и повысить производительность.

Автоматизация технологического процесса составляет важную часть научно-технического прогресса в проведении геологоразведочных работ.

Автоматизация технологических процессов на основе современной техники должна обеспечить интенсификацию производства, повышение качества и снижение себестоимости продукции.

Для инвестиционного проекта были рассчитаны: срок службы конструкции $T_{сл2} = 10$ лет, годовая экономия на эксплуатационных издержках при использовании новой конструкции оборудования $\mathcal{E}_и = 79964,2$ у. е., дисконтированная величина экономии от реализации проекта $\sum \mathcal{E}_{дис} = 105493,36$ у. е., экономический эффект за расчетный период T_p при использовании новой конструкции оборудования $\mathcal{E}_{тр} = 99693,36$ у. е.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Шишкин О.П. Автоматизированные системы управления предприятия нефтяной промышленности. – М.: Энергия, 1990.–160 с.
2. Мищенко И.Т., Ишемчужин С.Б. Экспресс-метод определения давления на приеме штанговых глубинных насосов. –М.: Недра, 1971. – 200 с.
3. Чижов А.А., Федоровский Л.М., Чернецкий В.Д. Автоматическое регулирование и регуляторы штанго-глубинных насосов. – М: Изд – во Недра , 1984. - 240 с.