

УДК 622.692.12; 622.276.8

## СИСТЕМА АВТОМАТИЗИРОВАННОГО УПРАВЛЕНИЯ НЕФТЕГАЗОСЕПАРАТОРОМ С КОНТРОЛЕМ ПЛОТНОСТИ НЕФТЕСОДЕРЖАЮЩЕЙ СМЕСИ

**В.А. Зеленский, Д.Б. Жмуров, А.И. Щодро**

Самарский государственный аэрокосмический университет  
Россия, 443086, г. Самара, Московское шоссе, 34

E-mail: vaz-3@yandex.ru

*Одной из приоритетных задач отечественной экономики является повышение эффективности использования ресурсов в нефтедобывающем и нефтеперерабатывающем секторе. Разработка системы автоматизированного управления нефтегазосепаратором направлена на решение этой важной народохозяйственной задачи, что обуславливает актуальность выполненной работы. Рассматриваемая система отличается от существующих аналогов наличием элементов контроля плотности нефтесодержащей смеси и разработана впервые. Предложены детализированный алгоритм и схема автоматизации, выбраны типы и наименования датчиков, исполнительных устройств и средств интеллектуальной обработки измерительной информации. Разработано программное обеспечение на языке релейно-лестничной логики Ladder Diagram, предложена структура пользовательского меню и вид главного экрана управления устройством. Внедрение системы автоматизированного управления нефтегазосепаратором позволит существенно улучшить качество разделения фаз в нефтесодержащей смеси на существующем технологическом оборудовании.*

**Ключевые слова:** *трехфазный горизонтальный нефтегазосепаратор, система автоматизированного управления нефтегазосепаратором, элементы контроля плотности нефтесодержащей смеси, цифровой программируемый логический контроллер, язык программирования релейно-лестничной логики.*

Повышение эффективности использования энергетических ресурсов является одной из приоритетных задач отечественной экономики. Нефтегазовая отрасль во многих регионах (Татарстан, Самарская, Оренбургская области) имеет свою специфику, связанную с высокой обводненностью скважин. В данных условиях возникают трудности с модернизацией используемого оборудования, подвергается сомнению целесообразность капитальных вложений. К тому же замена оборудования сопряжена с остановкой технологического процесса, что часто оказывается трудновыполнимым [1, 2]. Оптимальным способом повышения эффективности использования месторождений является автоматизация технологических процессов в нефтегазовой отрасли без замены базового оборудования [3]. Такой подход целесообразен на всех стадиях, особенно на стадии первичной подготовки нефти. Поэтому разработка системы автоматизированного

---

*Владимир Анатольевич Зеленский (д.т.н., доц.), профессор кафедры «Конструирование и технология электронных систем и устройств».*

*Денис Борисович Жмуров (к.т.н., доц.), доцент кафедры «Геоинформатика и информационная безопасность».*

*Артем Игоревич Щодро, аспирант.*

управления нефтегазосепаратором является актуальной научно-технической задачей.

Объектом автоматизации является трехфазный горизонтальный нефтегазосепаратор (НГС) с контролем плотности нефтесодержащей смеси, предложенный в работах [4, 5]. Гидравлическая схема НГС представлена на рис. 1. В состав устройства входят водяной насос 1, входная задвижка 2, аварийный датчик уровня 3, датчик уровня жидкости первой камеры (ДУЖ-1) 4, аварийный датчик газа 5, датчик уровня жидкости второй камеры (ДУЖ-2) 6, газовый клапан 7, нефтяной насос 8, датчик давления второй камеры 9, датчик температуры 10, датчик давления первой камеры 11.

Работа устройства происходит в соответствии со следующими этапами.

1. Заполнение сепаратора нефтесодержащей смесью до уровня  $h_n$ , определяемого с помощью ДУЖ-1 (см. рис. 1).

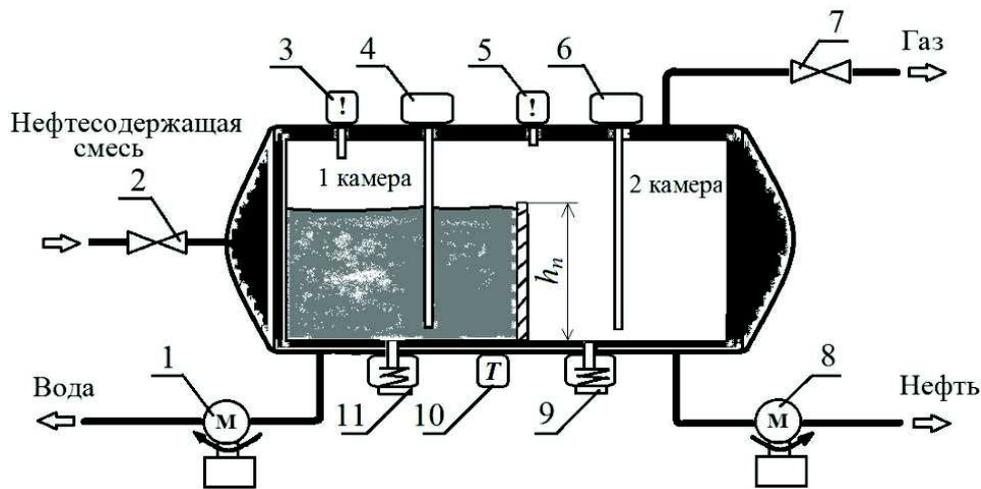


Рис. 1. Горизонтальный трехфазный нефтегазосепаратор с элементами контроля плотности нефтегазовой смеси

Определяется плотность нефтесодержащей смеси, зависящая от соотношения нефти и воды (например, 20 % нефти и 80 % воды) с помощью ДУЖ-1 4 и датчика давления первой камеры 11. Дается время  $\Delta T$ , необходимое для гидравлического разрушения эмульсии, определяемое на основе математической модели [4]. Определяется коэффициент  $k$  в формуле

$$\Delta T = k\Delta T_n,$$

где  $\Delta T_n$  – время полного разрушения эмульсии;  
 $k$  – может принимать значения от 0 до 1.

2. Сброс осевшей на дно сепаратора воды с помощью водяного насоса 1 на величину  $h_n/2$ . При сбросе более тяжелой воды, не содержащей глобулы нефти, доля нефти в смеси увеличивается примерно в два раза. Данное утверждение проверяется в процессе измерения плотности смеси с помощью ДУЖ-1 4 и датчика давления первой камеры 11. По результатам измерения корректируется время гравитационного разрушения эмульсии  $\Delta T$ .

3. Наполнение первой камеры нефтесодержащей смесью до уровня  $h_n$  с помощью открытия входного вентиля 2. Выдерживается время  $\Delta T$ , необходимое

для гидравлического разрушения только что залитой в сепаратор эмульсии. Увеличение процентного содержания нефти в первой камере НГС позволяет минимизировать риск попадания эмульсии во вторую камеру сепаратора сверх допустимого предела.

4. Наполнение первой камеры сепаратора с помощью входного вентиля 2 на величину  $\Delta V$ , которая рассчитывается исходя из геометрии сепаратора, высоты перегородки и обводненности смеси. В результате нефть переливается через перегородку и попадает во вторую камеру НГС (рис. 2).

Плотность нефти во второй камере сепаратора измеряется также косвенным методом на основе показаний ДУЖ-2 6 и датчика давления 9. Далее этапы 2–4 повторяются.

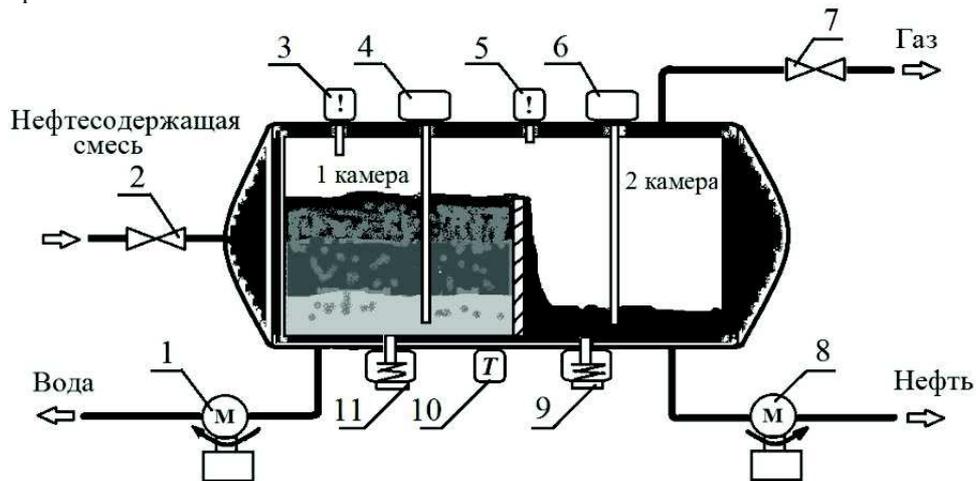


Рис. 2. Перелив нефти во вторую камеру нефтегазосепаратора

5. Сброс нефти с помощью нефтяного насоса 8. Далее этапы 2–5 повторяются.

Аварийные датчики 3, 5 контролируют предельно допустимые значения уровня нефтесодержащей жидкости и давления газа соответственно. При резком увеличении уровня нефтесодержащей жидкости выдается команда на прикрытие (полное закрытие) входной задвижки 2 и запуск водяного насоса 1. Если давление газа превышает установленный предел, он с помощью клапана 7 сбрасывается в специальный резервуар или на факел. Датчик температуры 10 позволяет корректировать точность измерения плотности нефтесодержащей смеси с учетом разных коэффициентов теплового расширения воды и нефти.

В основе современных систем автоматизированного управления технологическими процессами лежит цифровой свободно программируемый логический контроллер (ПЛК), оснащенный сетевыми интерфейсами для обмена данными с другими компонентами и передачи данных на верхний уровень иерархии системы управления. После анализа типов контрольно-измерительного и исполнительного оборудования, необходимого для работы нефтегазосепаратора, построена схема автоматизации (рис. 3).

Расшифровка элементов в схеме автоматизации будет дана ниже, в таблице с перечнем применяемого оборудования.

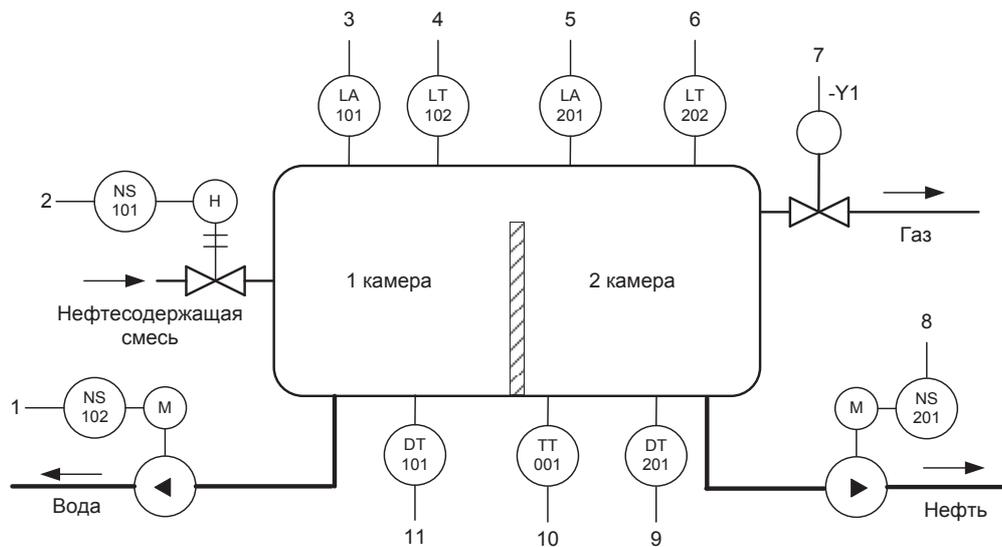


Рис. 3. Схема автоматизации нефтегазосепаратора

С целью определения аппаратной конфигурации ПЛК были определены типы связей. Результаты этой работы представлены на рис. 4.

		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	
Приборы в щите													
Шкаф управления	Функции контроллера	Регистрация	R		•		•			•	•	•	
		Сигнализация предупредительная	Ap										
		Сигнализация предаварийная	Aa		•		•						
		Управление	H										
		Блокировка (отключение)	S		•		•						
	Тип сигнала	Дискретный вход	DI		•		•						
		Дискретный выход	DO	•					•	•			
		Аналоговый вход	AI	•		•		•			•	•	•
		Аналоговый выход	AO	•									

Рис. 4. Типы связей схемы управления нефтегазосепаратором

Из рис. 5 видно, что ПЛК должен иметь не менее двух дискретных входов, трех дискретных выходов, шести аналоговых входов и одного аналогового выхода.

НГС является локальным законченным технологическим объектом, не имеющим жестких зависимостей от другого технологического оборудования предприятия. В пользу этого определения говорит также тот факт, что обычно произ-

водители НГС поставляют свои изделия в виде комплектного технологического модуля. Модуль имеет весь необходимый комплект контрольно-измерительного, а также исполнительного оборудования и оснащен локальной системой управления. Исходя из этого спецификацию ПЛК следует составлять из компонентов, относящихся к классу локальной автоматики без резервированных процессоров и каналов связи. Тем не менее из соображений надежности и быстродействия работы подсистемы ввода-вывода следует использовать ПЛК с собственной внутренней шиной данных.

Сформулированным выше требованиям наиболее полно удовлетворяет линейка устройств Micro850, присутствующих на рынке под брендом Allen-Bradley [6]. В работе использовалась модель 2080-LC50-24QWB. Данная модель имеет три слота расширения, два из которых были использованы в качестве аналоговых входов. Для этого в них были установлены модули 2080-IF4. Аналоговые выходы можно размещать только в виде дополнительного модуля. Поэтому к внутренней шине ПЛК были подключены модуль 2085-QF4 и терминатор шины 2085-ECR.

Модель 2080-LC50-24QWB имеет сетевой интерфейс Ethernet, что облегчает сопряжение с панелью оператора и интеграцию в общезаводскую промышленную сеть управления. Для обеспечения коммуникации использовалась модель 1783-US4T1F оптоэлектрического коммутатора сети в промышленном исполнении от того же производителя. Коммутатор соединяет контроллер и панель оператора. Входящий в его состав оптический порт позволяет передавать данные в SCADA-систему, находящуюся на удалении до 5 км. Исходя из количества отображаемых параметров на лицевую панель шкафа автоматики следует поместить семидюймовую сенсорную операторскую панель, например модель 2711R-T7T.

В ходе подготовки спецификации оборудования учитывались условия эксплуатации НГС. Основными требованиями являются надежность, а также взрывозащищенное исполнение датчиков и исполнительных устройств [7-10]. Перечень применяемого оборудования представлен в таблице.

Как было показано выше, алгоритм управления НГС имеет четко выраженные последовательные этапы, некоторые из которых повторяются циклически. Опыт разработки программ для систем управления подобными объектами подсказывает, что в таких случаях целесообразно использовать язык программирования релейно-лестничной логики стандарта МЭК 61131-3 Ladder Diagram [11].

Концепция построения программного обеспечения в этом случае заключается в подготовке независимых блоков программы, каждый из которых соответствует отдельным стадиям работы НГС. Управление запуском и остановкой программных блоков осуществляется через управляющие биты. Такой подход позволяет гибко настраивать алгоритм по время пусконаладочных работ, а также в будущем использовать его отдельные блоки в других проектах.

В программе используется стандартизированное описание датчиков с аналоговым выходом. Поэтому для каждого датчика резервируются ячейки в области памяти целых знаковых переменных, имеющие идентификаторы следующего вида: [ИдентификаторДатчика]\_AI – оцифрованное значение аналогового сигнала; [ИдентификаторДатчика]\_EU – измеренное значение величины в инженерных единицах; [ИдентификаторДатчика]\_SP1 и [ИдентификаторДатчика]\_SP2 – значения уставок.

На рис. 5 показана первая стадия работы НГС. Условием начала стадии служит установка бита «Работа разрешена», условием окончания стадии – установка бита «Заполнен НГС».

### Перечень применяемого оборудования

Позиция в схеме автоматизации	Наименование и техническая характеристика	Тип, марка, обозначение документа, опросного листа	Производитель	Кол-во
LT102 LT202	Байпасный указатель-индикатор уровня, без дисплея, питание 24 VDC, выход 4-20 мА, 0ЕхiаllСТ6, кабельный ввод М20х1,5, IP65	RIZUR-NBK-1-.-.- ./400-.-.- 1-././ 400-È-././	RIZUR	2
DT101 DT201	Манометр 2,5 МПа, D=100 мм, нерж., штуцер нерж. М20х1,5	TM521 T20 (0-2,5МПа) М20х 1,5 Кл 1.5	РОСМА	2
ТТ001	Термопреобразователь взрывозащищенный, погр. 1 %, Pt100, 4-20 мА, D арматуры 10 мм, штуцер подвижный, монт. L = 100 мм	Метран-2700- (-50+200) С-0,15-(4-20)мА- Pt100-А02-100-80- Н10-1ЕхdIIСТ5_ Х-А2-БК-Н-У1.1	Метран	1
-У1	Клапан прямого действия, нормально закрытый, взрывозащищенный, DN25, PN25, с термочехлом, электромагнитный привод 230Vac/300(8)W, 1ExdIIBT4	СЕНС 25-25-НЗ-ХЛ	НПП «Сенсор»	1
LA101 LA201	Вибрационный сигнализатор уровня VEGASWING 61	SWING61.CA.GBV. X.M.Z.X	VEGA Grieshaber KG	2
NS101 NS201	Насос шестеренный НМШ	НМШ-5-25-4,0/4	ГМС- ЛИВГИД РОМАШ	2

После отработки первой стадии выставляется бит «Сброс смеси» и начинается второй этап алгоритма, представленный на рис. 6. На данном этапе выставляется бит NS102, отвечающий за работу насоса NS102. Насос работает до тех пор, пока уровень не достигнет уставки LT102\_SP2, которая соответствует величине  $h_{н}/2$ .

Аналогичным образом на языке Ladder Diagram описаны остальные этапы алгоритма управления НГС. Для операторской панели разработана система пользовательского меню, структура которой представлена на рис. 7.

Главный экран схемы автоматизированного управления НГС отображается при включении питания шкафа автоматики. Кроме мнемосхемы техпроцесса на нем размещены экранные элементы управления, служащие для перехода к другим экранам. Общий вид главного экрана представлен на рис. 8.

В процессе работы системы на главном экране отображаются текущие показания датчиков вместе с их обозначениями.

Повышение информативности мнемосхемы обеспечивается также за счет цветового кодирования, т. е. состояния исполнительных устройств отображаются с помощью цветов: открытая задвижка или работающий насос отображаются зеленым цветом, закрытое/нерабочее состояние кодируется серым цветом, авария – красным.

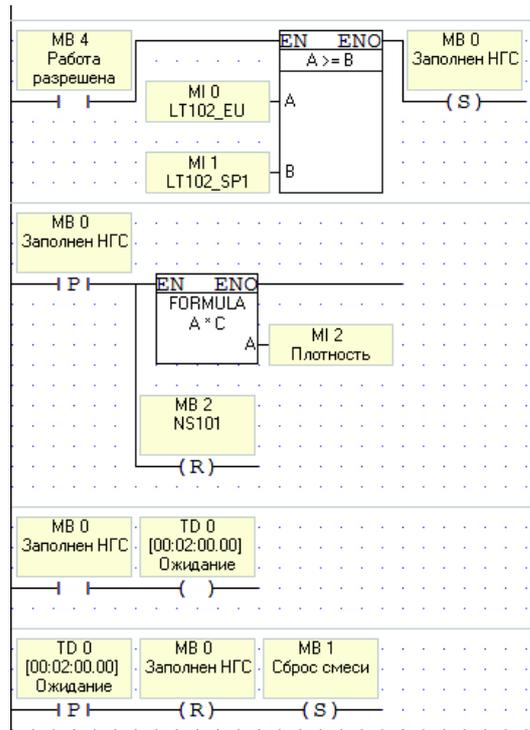


Рис. 5. Программная реализация первой стадии работы НГС

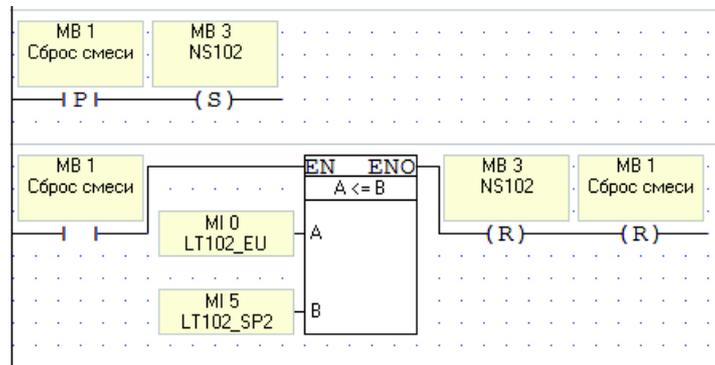


Рис. 6. Программная реализация второй стадии работы НГС

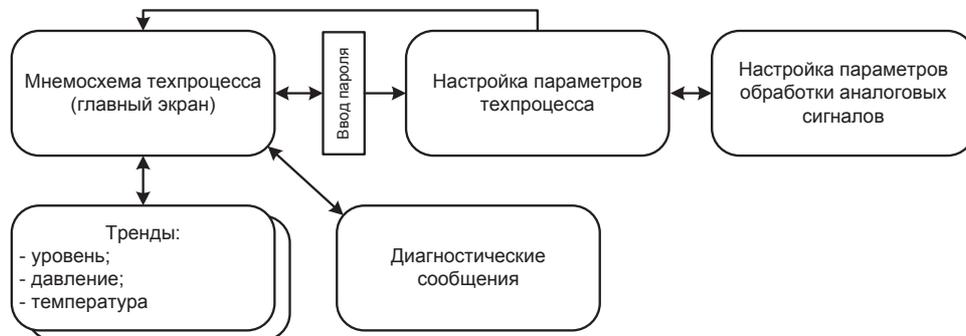


Рис. 7. Структура пользовательского меню

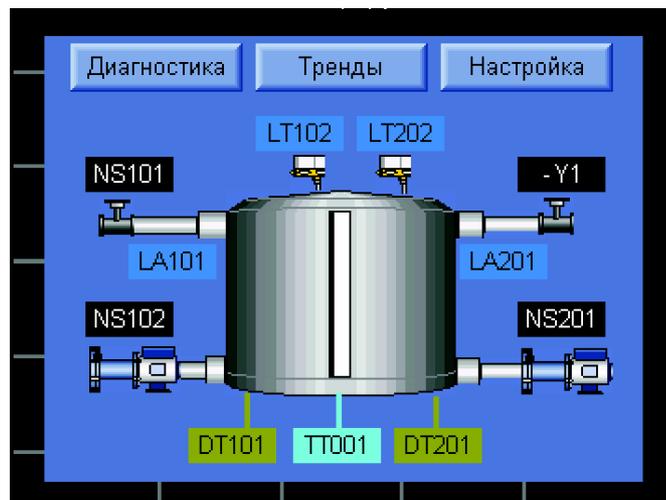


Рис. 8. Главный экран управления НГС

Таким образом, впервые разработана автоматизированная система управления горизонтальным трехфазным нефтегазосепаратором с контролем плотности нефтесодержащей смеси. Основные полученные результаты работы следующие:

1. Разработан детализированный алгоритм работы НГС.
2. Формализована схема автоматизированного управления НГС.
3. Выбраны типы и конкретные наименования датчиков, исполнительных устройств и средств интеллектуальной обработки информации, необходимой для управления НГС.
4. Написано программное обеспечение на языке программирования релейно-лестничной логики Ladder Diagram.
5. Предложена структура пользовательского меню и вид главного экрана управления НГС.

Внедрение разработанной системы позволит существенно улучшить качество разделения фаз нефтесодержащей смеси за счет использования более эффективного способа и алгоритма управления устройством и не требует существенных капитальных вложений в модернизацию имеющегося технологического оборудования.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Щербинин А.И., Назаров В.А., Соколов А.Г. и др. Техническое обеспечение мероприятий по повышению уровня добычи нефти и газа и снижению себестоимости // Сфера. Нефть и Газ. – 2012. – № 3. – С. 166–168.
2. Иванов С.С., Тарасов А.А., Зобнин А.А. и др. Увеличение выхода нефти и снижение содержания легких жидких углеводородов в нефтяном газе при проектировании установок подготовки нефти // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 8. – С. 138-140.
3. Зеленский В.А., Коннов В.П. Автоматизация технологических объектов цеха добычи нефти и газа // Известия СНЦ РАН. – 2014. – Т. 16. – № 4(3). – С. 547-550.
4. Зеленский В.А., Щодро А.И. Повышение эффективности сепарации с помощью контроля дифференциальной плотности нефтегазовой смеси // Вестник Самарского государственного технического университета. Сер. Технические науки. – 2015. – № 1(45). – С. 178–183.
5. Зеленский В.А., Щодро А.И. Объектно-ориентированный подход к моделированию трехфазного горизонтального нефтегазосепаратора // Актуальные проблемы радиоэлектроники и телекоммуникаций: Труды Всероссийской научно-технической конференции. – Самара: СГАУ, 2015. – С. 97–100.

6. Электронный ресурс: <http://www.aksprom.biz/Catalog/Allen-Bradley/14754/Micro850-Kontrollery-programmiruemye>
7. Электронный ресурс: <http://www.rizur.ru/>
8. Электронный ресурс: [http://metran.nt-rt.ru/images/showcase/Datchiki\\_temperatury\\_2013.pdf](http://metran.nt-rt.ru/images/showcase/Datchiki_temperatury_2013.pdf)
9. Электронный ресурс: <http://www.nppsensur.ru/catalog/showproduct/168>
10. Электронный ресурс: <http://www.novec.ru/catalog/novosibirsk/catalog/vega/al05.pdf>
11. Минаев И.Г., Шарпов В.М., Самойленко В.В., Ушкур Д.Г. Программируемые логические контроллеры в автоматизированных системах управления. – 2-е изд., перераб. и доп. – Ставрополь: АГРУС, 2010. – 128 с.

*Статья поступила в редакцию 1 марта 2016 г.*

## **SYSTEM OF AUTOMATIC CONTROL OF GAS-OIL SEPARATOR CONTROL THE DENSITY OF THE OILY MIXTURE**

***V.A. Zelenskiy, D.B. Zhmurov, A.I. Shchodro***

Samara State Aerospace University  
34, Moscow highway, Samara, 443086, Russian Federation

*One of the priorities of the domestic economy is to increase resource efficiency in oil production and refining sector. Development of automated control system of gaz-oil separator is directed to solving this important national economic tasks, which leads to the relevance of the work performed. The candidate system is different from the existing analogue elements control the density of the oily mixture and was developed for the first time. The detailed proposed algorithm and the scheme of automation, the selected types and names of sensors, actuators and intelligent means of measuring information processing. Developed software in ladder logic Ladder Diagram, the structure of the user menu and view the main control screen. Introduction of system of automated management gaz-oil separator will significantly improve the quality of the phase separation in the oily mixture on the existing process equipment.*

**Keywords:** *three-phase horizontal gaz-oil separator, computer-aided management gaz-oil separator, controls the density of the oily mixture, programmable digital logic controller, a programming language of relay-ladder logic.*

---

*Vladimir A. Zelenskiy (Dr. Sci. (Techn.)), Professor.  
Denis B. Zhmurov (Ph.D. (Techn.)), Associate Professor.  
Artem I. Shchodro, Postgraduate Student.*