

УДК 681.12/.18

И.Н.ВОЙТЮК, студентка, ассистент профессора, voituk_ira@mail.ru
Санкт-Петербургский государственный горный институт (технический университет)

I.N.VOITYUK, student, professor's assistant, voituk_ira@mail.ru
Saint Petersburg State Mining Institute (Technical University)

АНАЛИЗ И СИНТЕЗ СИСТЕМЫ КОММЕРЧЕСКОГО УЧЕТА НЕФТИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ РАДИОИЗОТОПНОГО ИЗМЕРИТЕЛЯ ПЛОТНОСТИ

Статья посвящена созданию системы коммерческого учета транспортируемой нефти с использованием радиоизотопного измерителя плотности, т.е. покомпонентного измерения количества скважинной жидкости. Разработаны схема подключения радиоизотопного измерителя плотности к системе магистрального трубопровода и поверочные средства для данной измерительной системы.

Ключевые слова: турбинный расходомер, радиоизотопный измеритель плотности, поверочные средства, микропрограммный автомат.

ANALYSIS AND SYNTHESIS OF COMMERCIAL OIL USING RADIOISOTOPE MEASURING THE DENSITY

This article deals with a system of commercial accounting of oil transported using radioisotope measuring the density, i.e. measurement-wise number of borehole fluid. In this paper we developed a connection diagram for measuring the density of radioisotope in the main pipeline and verification tools for the measurement system.

Key words: turbine flowmeter, radioisotope measurement of density, means of verification, automatic firmware.

Работа посвящена проблеме нерационального на 18-20 % использования нефти в процессе ее добычи.

В погоне за прибылью нефтедобывающие предприятия устанавливают на скважинах мембраны с отверстиями 10-12 мм вместо полагающихся 8 мм. В результате из-за большого дебита коллектор и перфорационная зона скважины забиваются парафини-

стыми отложениями и твердыми частицами скважинной жидкости. Это приводит к резкому снижению дебита скважины, после чего предприятие переходит к эксплуатации следующей скважины, хотя предыдущая отдала далеко не все свои запасы. И таких скважин по России более десяти тысяч.

Кроме того, надо заметить, что многие предприятия по добыче нефти практи-

чески не ведут разведку новых месторождений из-за ее дороговизны.

Чтобы спасти государственные ресурсы от нерационального использования, правительство установило требования к рентабельной эксплуатации нефтяных месторождений: добыча считается рентабельной, если в скважинной жидкости находится хотя бы 10 % нефти. На всех добычных месторождениях введены жесткие ГОСТы, обязывающие промышленников вести покомпонентный учет скважинной жидкости (нефти, газа и воды).

Существует много различных методов измерения компонентов скважинной жидкости (ультразвуковой, пьезометрический, лазерный и др.), но наиболее успешно эта задача решается с использованием радиоизотопных измерителей плотности, устанавливаемых непосредственно в трубопроводе бесконтактным способом [1].

Прибор для измерения количества газа, нефти и воды разработан в научно-производственной фирме «Комплекс-ресурс» совместно с сотрудниками Санкт-Петербургского государственного горного института. Он прошел все метрологические аттестации и сертификации и введен в единый государственный реестр приборов нефтяной промышленности.

Радиоизотопный измеритель плотности построен на основе пульсационного метода статистических измерений и позволяет измерить расход воды с погрешностью $\pm 5\%$, газа – $\pm 0,2\%$. Суммарный поток измеряют турбинным расходомером [3]. Радиоизотопный измеритель плотности вместе с функциональными блоками и турбинный расходомер образуют узел учета скважинной жидкости.

Но для любой измерительной системы необходимы свои поверочные средства.

Чтобы проверить погрешность объемного измерения потока в трубопроводе, нами предложена установка (рис. 1), состоящая из: задвижки 1; шаровых электромагнитных клапанов 2, 3, 7, 8; мерных емкостей 4, 5; узла учета 6; насосов 9, 10.

Поток измеряется двумя мерными емкостями высокой точности, которые поочередно заполняются скважинной жидкостью, а затем опорожняются. Заполнение и опо-

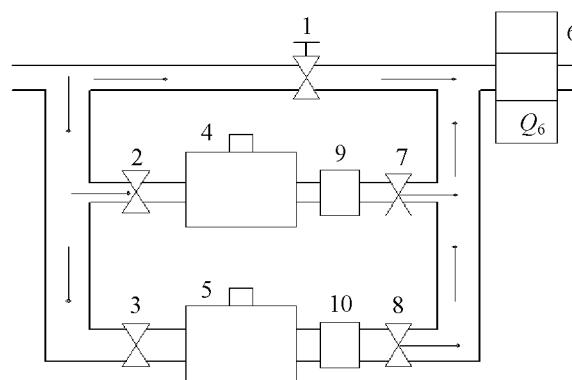


Рис. 1. Функциональная схема включения радиоизотопного измерителя плотности в систему магистрального трубопровода

рождение осуществляются посредством открытия и закрытия шаровых электромагнитных клапанов. Поочередное заполнение в системе введено для того, чтобы сделать поток непрерывным.

В конце испытаний полученный результат из n -заполненных емкостей сравнивают с показаниями турбинного расходомера, который также был включен. Таким образом определяется систематическая ошибка исследуемого прибора.

Достоинство этой схемы, на наш взгляд, заключается в следующем: в процессе перекачивания через два резервуара газ из нефти удаляется через пневматические клапаны, установленные сверху емкостей. Поэтому через прибор в большей степени проходит нефть без газа.

Особенность технического исполнения системы – это быстродействующие и надежные электромагнитные клапаны. Они должны быть повышенной мощности, чтобы открывать и отсекал поток четко по передним и задним вертикальным фронтам управляющего импульса [4].

Вся система автоматических переключений клапанов, представленных на рис. 1, осуществляется микропрограммным автоматом, синтезированным как заказная микросхема (рис. 2) [2].

Таким образом, данная система позволит надежно и точно измерить количество компонентов скважинной жидкости в трубопроводной системе, благодаря чему удастся снизить погрешности измерения расхода добытой нефти, а также сопутствующих ей газа и воды.

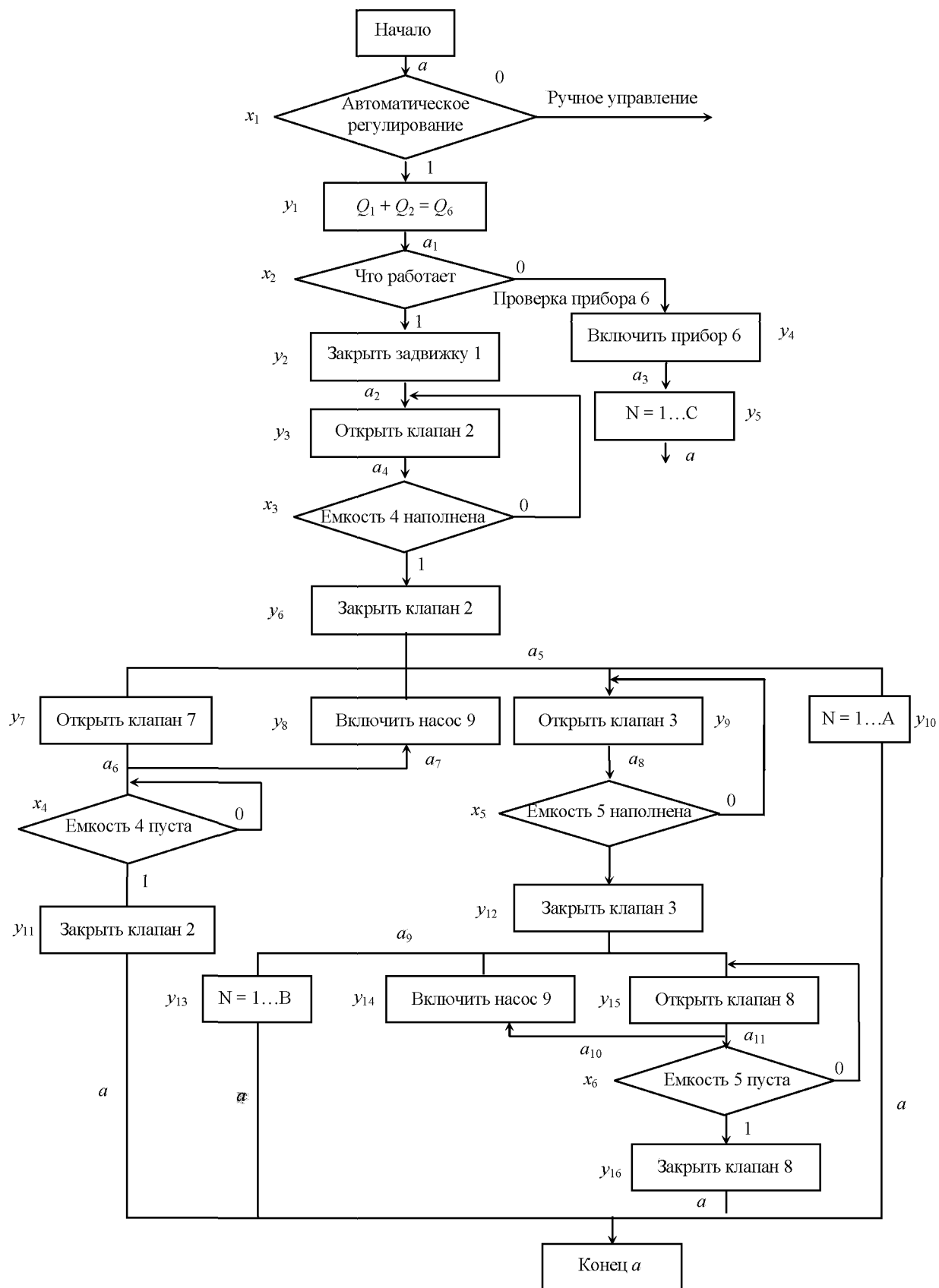


Рис.2. Блок-схема алгоритма микропрограммного автомата

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Акимов В.Ф.* Измерение расхода газонасыщенной нефти. М.: Недра, 1978. 250 с.
2. *Амирханов Р.Х.* Результаты испытания и эксплуатации блочных автоматизированных установок по замеру количества товарной нефти «Рубин-1» и «Рубин-2» / Р.Х.Амирханов, А.Х.Нурутдинов. Автоматизация и телемеханизация нефтяной промышленности. 1978. № 3. С.210-215.
3. *Кремлевский П.П.* Измерение расхода многофазных потоков Л.: Машиностроение, 1982. 155 с.
4. *Любчик М.А.* Силовые электромагниты аппаратов и устройств автоматики постоянного тока (расчеты и элементы проектирования). М: Энергия, 1968. 75 с.

REFERENCES

1. *Akimov V.F.* Measurement of gas flow rate of oil. Moscow: Nedra, 1978. 250 p.
2. *Amirkhanov R.H.* Results of tests and operation of block automatic installations of measured quantities of petroleum product «Rubin-1» and «Rubin-2» / R.H.Amirkhanov, A.H.Nurutdinov. Automation and telemehanizatsiya oil industry. 1978. № 3. 130 p.
3. *Kremlin P.P.* Flow measurement of multiphase flows. Leningrad: Mashinostroenie, 1982. 15 p. .
4. *Lyubchik M.A.* Siloviye electromagnets aids and devices DC (calculations and design elements). Moscow: Energy, 1968. 75 p.

Научный руководитель д-р техн. наук, профессор *Р.М.Проскуряков*