

УДК 622:004

Алгоритм контроля состояния поплавкового уровнемера установок замера дебита нефтяных скважин

Г.Дж. Джафаров д.ф.т.н.¹,
С.М. Аббасова¹, Г.А. Азерли²

¹Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности,

²Азербайджанский государственный научно-исследовательский институт охраны труда и техники безопасности

e-mail: huseynqasimov01@gmail.com

Ключевые слова: дебит скважины, сигнализатор переменных уровней, алгоритм контроля состояния, замерная установка.

Neft quyularının hasilatını ölçmə qurğularının səviyyəölçəninin üzgəclərinin vəziyyətinə nəzarət alqoritmi

H.C. Cəfərov t.ü.f.d.¹, S.M. Abbasova¹, H.A. Azərli²

¹Azərbaycan Dövlət Neft və Sənaye Universiteti,

²Azərbaycan Dövlət Əməyin Mühafizəsi və Təhlükəsizlik Texnikası Elmi-Tədqiqat İnstitutu

Açar sözlər: quyunun debiti, dəyişən səviyyələr signalizasiyası, vəziyyətə nəzarət alqoritmi, ölçmə qurğuları.

Neft quyularının hasilatının qrup-ölçmə qurğularının dəyişən səviyyələr siqnalayıcısının (səviyyəölçəninin) üzgəclərinin səviyyələrinin qurğunun separatorundakı uyğun su (neft-suayırıcı) və neft (ümumi maye) səviyyələrindən fərqlərinin təyin edilməsi ilə sistemə xətalardan aradan qaldırılmasına imkan verən alqoritm və onun texniki realizasiyası təklif edilmişdir.

Algorithm for state monitoring of float level gauge for measuring the flow rate of oil wells

G.J. Jafarov Ph.Dr. in Tech.Sc.¹, S.M. Abbasova¹, G.A. Azerli²

¹Azerbaijan State University of Oil and Industry,

²Azerbaijan State Scientific-Research Institute of Labor Protection and Safety Engineering

Keywords: well flow rate, float level gauge, algorithm for state monitoring, measuring device.

The paper offers an algorithm and its technical implementation enabling to eliminate the constant errors by means of fixing the differences between the marks of float level gauges and those of water (oil and water division) and oil (general fluctuation) as well, correspondingly in the generator of group measuring devices of well flow rate.

Проблема качественного (оперативного, точного и достоверного) контроля дебита нефтяных скважин всегда была и остается актуальной задачей нефтедобывающих предприятий. Для её решения, начиная с 1960-х гг. разрабатывались и внедрялись такие средства измерения и контроля как вибрационный расходомер типа ВМР, автоматизированная групповая замерная установка (ГЗУ) типа "Спутник", АГМ-3, устройство для измерения дебита нефтяных скважин, а также установка для измерения дебита нефтяных скважин по нефти, газу и воде [1–3]. Расходомеры ВМР, погрешность которых зависит от интенсивности их эксплуатации, не позволяют измерять дебит по отдельным компонентам продукции скважин. Установками "Спутник" как и ВМР, невозможно измерять дебит по отдельным компонентам, а с помощью АГМ-3 – дебит скважин по газу. Что касается устройства и установки, предложенных в работах [2–5], они состоят из многочисленных измерительных и вспомогательных средств, а это снижает надежность и точность результатов измерений, полученных с их помощью. Кроме того, конструкция и алгоритм функционирования последних трех установок (устройств) не позволяют измерять дебит по отдельным компонентам при различных значениях коэффициента обводненности и газового фактора скважин.

По паспортным СПУ гарантийный срок эксплуатации, без технического обслуживания, составляет 18 месяцев. Однако накопленный практический опыт эксплуатации СПУ, в составе замерных установок дебита нефтяных скважин на промыслах показывает, что с течением времени поплавки сигнализатора не достигают действительного уровня воды (нефтеводораздела) и нефти (общей жидкости) из-за отложения на них механических примесей продукции скважин. Это в свою очередь является источником "скрытых" прогрессирующих систематических погрешностей замера дебита скважин по общей жидкости (воды) и нефти. Поэтому возникает необходимость контроля текущего состояния поплавков СПУ во время эксплуатации в составе замерной установки.

Для решения данной задачи в статье предлагается алгоритм контроля текущего состояния поплавков СПУ в составе ГЗУ типа "Трап". С этой целью ГЗУ типа "Трап" необходимо дополнить емкостями 42 для воды с объемом 0.50 м³, 43 для нефти с объемом 0.50 м³, насосом 44 для откачки воды (нефти) из сепаратора ГЗУ обратно в емкость 42 (43), управляемыми шариковыми кранами 45–50 и 55, датчиками подачи жидкости 51–54 (см. рис. 1). При этом емкость 42 заполняется чистой водой, а емкость 43 чистой нефтью. Обе емкости оснащаются датчиками подачи, установленными на линиях перелива емкостей, которые соединяют емкости с

рабочим коллектором 3. На этих линиях установлены также управляемые шаровые краны.

Для простоты схемы линии перелива, датчики подачи и шаровые краны, использующиеся только на первоначальном этапе наполнения емкостей жидкостями, не приведены на рис. 1.

Контроль за текущим состоянием поплавков СПУ можно осуществлять следующим образом.

Один раз в месяц, после полного опорожнения сепаратора СПУ от продукции скважины, последней подключенной к сепаратору ГЗУ для замера, в сепаратор сливают воду, находящуюся в емкости 42. После завершения слива воды в сепаратор включается СПУ и определяется уровень воды, т.е. положения поплавка нефтеводораздела (воды) – h_1 . По объему воды, которая сливалась из емкости 42 в сепаратор, из градуировочной таблицы находят значение уровня воды в сепараторе H_1 . Далее из сепаратора вода насосом 44 откачивается и поступает обратно в емкость 42, а чистая нефть из емкости 43 сливается в сепаратор. После завершения слива нефти включается СПУ и определяется уровень нефти в сепараторе, т.е. положение поплавка нефти – h_2 . По объему нефти из градуировочной таблицы сепаратора находят значение уровня нефти в сепараторе H_2 . Далее нефть из сепаратора откачивается насосом обратно в емкость 43.

Используя результаты измерений и найден-

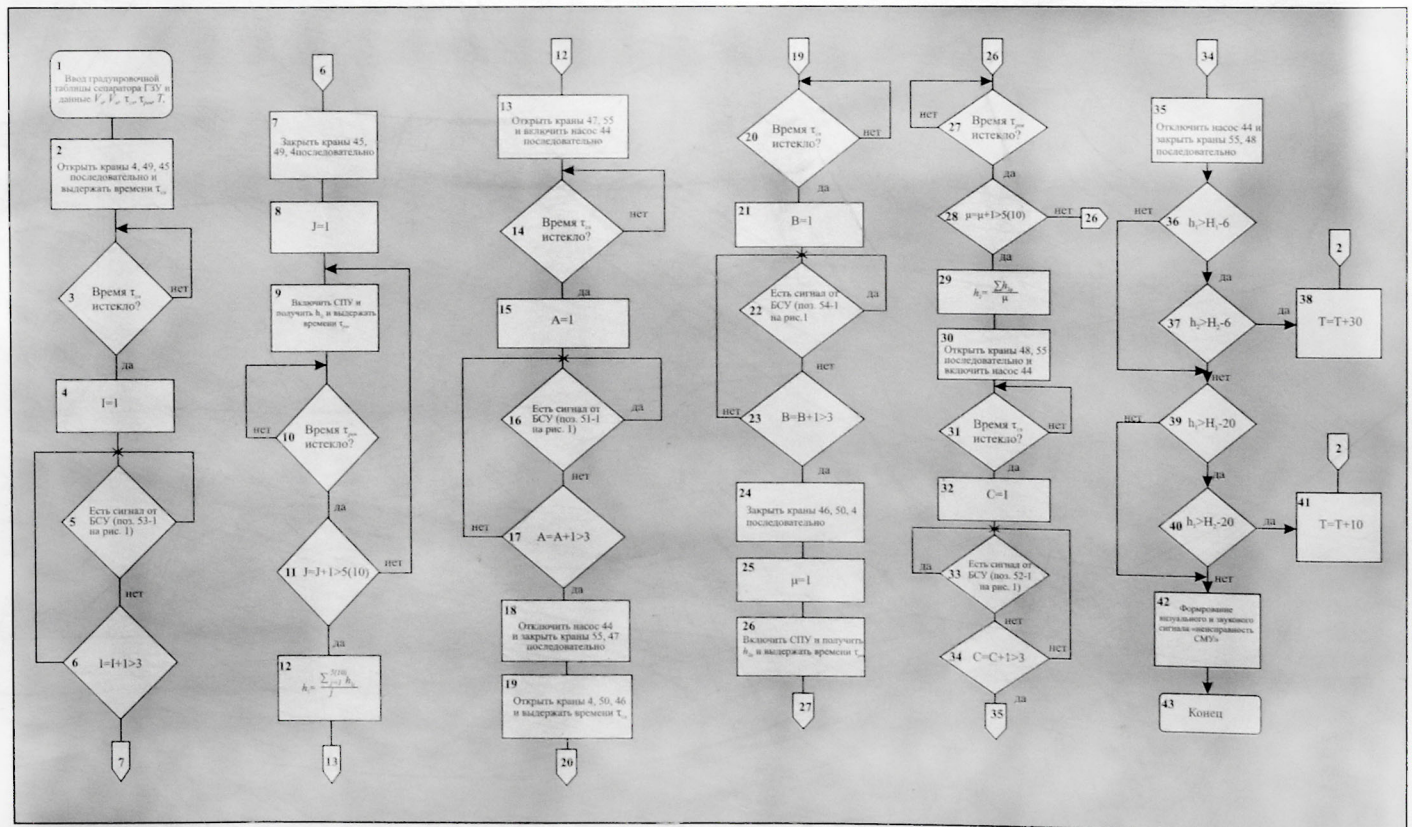


Рис. 2. Блок-схема алгоритма контроля

ные табличные значения уровней проверяется выполнение следующих условий [6, 7]:

$$\left. \begin{array}{l} h_1 > H_1 - 6 \\ h_2 > H_2 - 6 \end{array} \right\} \quad (1)$$

Если нарушается, хотя бы одно из условий (1), то перечисленные выше операции необходимо повторять через каждые 10 дней и проверять выполнение следующих условий [6, 7]:

$$\left. \begin{array}{l} h_1 > H_1 - 20 \\ h_2 > H_2 - 20 \end{array} \right\} \quad (2)$$

В случае нарушения хотя бы одного из условий (2), необходимо формировать визуальное и звуковое сообщение о неисправности СПУ. Необходимо отметить, что для уменьшения влияния случайных ошибок на результаты измерения уровней, во всех случаях необходимо повторять 5 (10) раз измерения уровней и определить значения h_1, h_2 :

$$h_1 = \frac{\sum_{j=1}^{5(10)} h_{1j}}{J}, \quad h_2 = \frac{\sum_{\mu=1}^{5(10)} h_{2\mu}}{\mu}.$$

Блок-схема алгоритма контроля приведена на рис. 2. На рисунке приведены следующие обозначения: V_v, V_n – объем воды и нефти, содержащихся в емкостях 42 и 43; $\tau_{сл.}$ – заданное время слива жидкости из емкостей 42 и 43 в сепаратор ГЗУ и обратно; $\tau_{рев.}$ – заданное время реверса СПУ (возвращение магнитного индикатора после прохождения поплавков на исходное положение), T – текущее календарное число.

Заключение

В статье предложен алгоритм и его техническая реализация, который позволяет вовремя обнаружить и устранить систематические погрешности измерений уровня нефтеводораздела (воды) и нефти (общей жидкости) в сепараторе ГЗУ дебита нефтяных скважин, возникающие из-за обложения механических примесей на поверхностях поплавков уровнемера. Кроме того, установлением ограничений допускаемым пределам этих погрешностей предложенный алгоритм позволит и вовремя останавливать установки на текущий (очистки внутренней поверхности сепаратора установки и поверхностей поплавков уровнемера от механических примесей) ремонт и тем самым предупреждать дальнейшие более неустраняемые неполадки уровнемера.

Список литературы

1. Лазовский Л.И., Смотрицкий Ш.М. Автоматизация измерения продукции нефтяных скважин. – М.: Недра, 1975, 167 с.
2. Пат. РФ 2382195. Устройства для измерения дебита нефтяных скважин.
3. Пат. РФ 2307930. Установка для измерения дебита нефтяных скважин по нефти, газу и воде.
4. Абрамов Г.С., Барычев А.В. Практическая расходомерия в нефтяной промышленности. – М.: ВНИИОЭНГ, 2002, с. 378-385.
5. НТЖ "Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности". – М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", 2007, № 12, с.2-5.
6. Установка замерная групповая типа "Трап". Техническое описание. – Сумгаит, НИПИнефтехимавтомат, 1990.
7. Сигнализатор переменных уровней типа СПУ. Техническое описание. – Сумгаит: НИПИнефтехимавтомат, 1985.
8. Сигнализатор уровня, бесконтактный, типа БСУ. – М.: ЦНИИТЭИ приборостроение, 1974.

References

1. Lazovskiy L.I., Smotritskiy Sh.M. Avtomatizatsiya izmereniya produktsii nefnyanykh skvazhin. – M.: Nedra, 1975, 167 s.
2. Pat. RF 2382195. Ustroystva dlya izmereniya debita nefnyanykh skvazhin.
3. Pat. RF 2307930. Ustanovka dlya izmereniya debita nefnyanykh skvazhin po nefi, gazu i vode.
4. Abramov G.S., Barychev A.V. Prakticheskaya raskhodomeriya v nefyanoy promyshlennosti. – M.: VNIIOENG, 2002, s. 378-385.
5. NTZH "Avtomatizatsiya, telemekhanizatsiya i svyaz v nefyanoy promyshlennosti. – M.: ОАО "VNIIOENG", 2007, No 12, s. 2-5.
6. Ustanovka zamernaya gruppovaya tipa "Trap". Tekhnicheskoe opisaniye. – Sumgait: NIPIneftekhimavtomat, 1990.
7. Signalizator peremennykh urovnei tipa SPU. Tekhnicheskoe opisaniye. – Sumgait: NIPIneftekhimavtomat, 1985.
8. Signalizator urovnya, beskontaktniy tipa BSU. – M.: TSNIITEI priborostroenie, 1974.