

Добыча, транспорт и переработка нефти и газа

УДК 622.692.12; 622.276.8; 573.6.086.83:658.011.56

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ СЕПАРАЦИИ С ПОМОЩЬЮ КОНТРОЛЯ ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНОЙ ПЛОТНОСТИ НЕФТЕГАЗОВОЙ СМЕСИ

В.А. Зеленский, А.И. Щодро

Самарский государственный аэрокосмический университет
443086, г. Самара, Московское ш., 34

E-mail: vaz-3@yandex.ru

Повышение производительности уже освоенных нефтяных месторождений ограничивается требованием к качеству добываемого продукта. Введение дополнительных ступеней сепарации требует больших материальных затрат и не дает требуемого эффекта. Эффективность сепарации нефтегазовой смеси определяется путем сравнения плотности жидкости в первой и во второй камерах сепаратора. Для этого в автоматизированную схему управления трехфазным горизонтальным сепаратором вводятся дополнительные датчики давления и температуры. Измеряемые параметры сопоставляются с показаниями других датчиков и с учетом характеристик сепаратора пересчитываются в плотность жидкости. С учетом разности плотностей нефти и воды определяется качество выходного продукта. Процесс сепарации характеризуется сложным математическим описанием, поэтому для количественной оценки эффективности в дальнейшем предполагается использовать методы имитационного моделирования.

Ключевые слова: *трехфазный горизонтальный нефтегазосепаратор, схема автоматизированного управления нефтегазосепаратором, дифференциальная плотность нефтегазовой смеси, градиентная эмульсия, алгоритм повышения эффективности сепарации.*

Из нефтяных скважин извлекается смесь, состоящая из нефти, попутного нефтяного газа, воды и механических примесей. Перед транспортировкой продукции по магистральным нефтепроводам она должна быть освобождена от воды, газа и очищена от посторонних примесей. Эту задачу выполняет устройство, называемое нефтегазосепаратором (НГС) или просто сепаратором [1, 2].

Значительная часть освоенных отечественных нефтяных месторождений характеризуется высоким содержанием воды в добываемой смеси и низким пластовым давлением. Пик производительности большинства скважин уже пройден [3]. В то же время существуют достаточно жесткие требования к качеству нефти [4, 5]. Как правило, увеличение (или поддержание на прежнем уровне) производительности приводит со временем к ухудшению качества нефти, наличию в ней посторонних примесей [6].

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

Артём Игоревич Щодро, аспирант.

Для постановки задачи повышения эффективности сепарации формализуем происходящие процессы на основе их математического описания. Средний размер пузырьков газа в турбулентном потоке нефти на входе НГС определяется в зависимости от плотности и вязкости нефти, поверхностного натяжения на границе раздела фаз, диаметра трубопровода и скорости течения смеси по формуле [2]

$$d_z = \begin{cases} 1,4DW_e^{0,6}, & \text{при } W_e^{0,6} R_e^{0,56} F_r^{-0,5} \leq 1,36; \\ 1,9DF_r^{0,5} R_e^{-0,56}, & \text{при } W_e^{0,6} R_e^{0,56} F_r^{-0,5} > 1,36, \end{cases}$$

где W_e – число Вебера, которое отражает соотношение между силой поверхностного натяжения и силой инерции и определяется по формуле

$$W_e = \frac{\sigma_{cz}}{\rho_c D w^2},$$

где σ_{cz} – поверхностное натяжение на границе газ – дисперсионная среда; ρ_c – плотность дисперсионной среды; D – внутренний диаметр трубопровода; R_e – число Рейнольдса; w – средняя скорость течения; F_r – число Фруда, которое характеризует отношение силы инерции и силы тяжести:

$$F_r = \frac{w^2}{gD}.$$

Математическая модель сепарации должна учитывать зависимость пропускной способности сепаратора (производительности) от размеров его камер и требований к характеристикам товарной нефти. Необходимый объем, заполняемый жидкостью, определяется из соотношения [2]

$$V_c = 0,25Q_{жс},$$

где $Q_{жс}$ – суточный объем обрабатываемой жидкости.

Рекомендуемый объем, заполняемый жидкостью, составляет треть объема технологической емкости. Необходимое условие эффективного выделения газа из нефти –

$$\{v_{жс} < w_z, t_{жс} > t_z\},$$

где $v_{жс}$ – скорость стока жидкости из сепаратора; w_z – скорость всплывания пузырьков газа в жидкости; $t_{жс}$ – время всплывания жидкости в сепараторе; t_z – время всплывания пузырьков газа из жидкости.

Тогда пропускная способность сепаратора по жидкости определяется в соответствии с формулой

$$v_{жс} = \frac{Q_{жс}}{86400S},$$

где S – площадь поверхности жидкости в НГС, которая для горизонтального сепаратора является функцией уровня жидкости в нем [2]:

$$S = 2L\sqrt{h_{жс}(D - h_{жс})},$$

где L – длина сепаратора; $h_{жс}$ – высота жидкости в НГС.

Скорость всплывания в жидкости пузырьков газа, а также скорость осаждения жидких частиц в потоке газа определяют по известной формуле Стокса.

Кроме параметров процесса газоотделения необходимо учитывать также яв-

ления, связанные с пенообразованием, а также наличием в первой камере сепаратора так называемого промслоя, представляющего собой эмульсию нефти и воды. Учесть все перечисленные явления в рамках детерминированной математической модели не представляется возможным, поэтому в дальнейшем для количественной оценки эффективности предлагается использовать метод имитационного моделирования [7, 8].

Увеличение числа ступеней сепарации более двух сравнительно мало изменяет характеристики нефти, но приводит к существенному удорожанию нефтегазосборной системы, что в сложившихся условиях не все компании могут себе позволить. Поэтому в данной работе поставлена задача модернизации обычного трехфазного горизонтального нефтегазосепаратора с целью повышения его эффективности.

Для этого в известную схему автоматизированного управления НГС [9], содержащую вентиль 1, датчик давления 2, аварийный датчик жидкости 3, мультифазный датчик жидкости 4, датчик жидкости 6, датчик расхода газа 7, датчики расхода нефти 8 и воды 13, насосные установки для нефти 9 и воды 12, вводятся датчики давления первой камеры 11 и второй камеры 10, а также датчик температуры 5 (рис. 1).

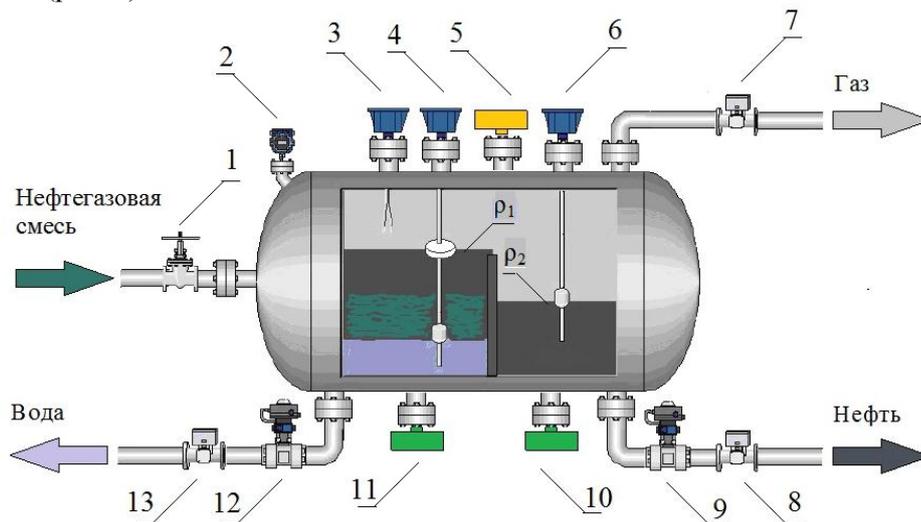


Рис. 1. Горизонтальный трехфазный нефтегазосепаратор с дополнительно установленными датчиками давления жидкости и температуры

Эффективность сепарации определяется степенью очистки газа от капельной жидкости и жидкости от газа, предельной средней скоростью газа в свободном сечении сепаратора и временем задержки жидкости в сепараторе. Последний фактор зависит в том числе от времени разделения нефтесодержащей смеси в первой камере сепаратора. На рис. 2 представлены различные представления о структуре смеси. Идеальный вариант *a* теоретически возможен при стремлении времени сепарации к бесконечности. Вариант *b* достаточно подробно рассмотрен в работе [10]. Однако авторы рассматривают вопрос применения мультифазных датчиков уровня исходя из того, что слой эмульсии (промслоя) однороден. Вариант *в* наиболее соответствует реальной ситуации, поскольку сама эмульсия неоднородна по составу и плотности (градиентная эмульсия), что затрудняет управ-

ление процессом сепарации только с помощью датчиков уровня.

Согласно гидравлическому парадоксу, независимо от формы резервуара сила давления на дно зависит только от площади поверхности, испытывающей давление, глубины заполнения $h_{ж}$ и плотности жидкости $\rho_{ж}$, т. е. не зависит от количества жидкости в НГС [2].

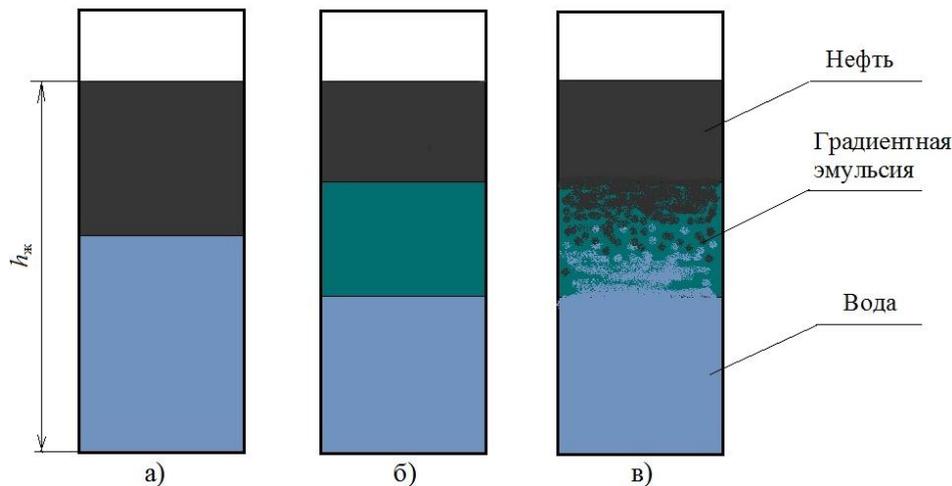


Рис. 2. Соотношение нефти, воды и эмульсии в первой камере сепаратора:
а – идеальное представление; *б* – модельное представление;
в – реальная ситуация

Для случая плоского дна горизонтального сепаратора справедливо выражение

$$p_{\partial} = p_n + \rho g h_{жс},$$

где p_{∂} – давление на дне; p_n – давление на поверхности; g – гравитационная постоянная.

Тогда плотность жидкости в камерах определяется как

$$\rho = \frac{p_{\partial} - p_n}{g h_{жс}}.$$

В случае произвольной формы дна сепаратора аналитическое выражение получить затруднительно, поэтому было принято решение оперировать значениями разности давлений в камерах. Расчетная разность определяется экспериментально. При этом увеличение производительности ограничивается значением, при котором анализы проб еще показывают соответствие нефти на выходе сепаратора требуемым показателям [11].

Основным контролируемым параметром при этом будет разность плотностей жидкости в камерах (дифференциальная плотность), определяемая формулой

$$\Delta\rho = \rho_1 - \rho_2,$$

где ρ_1 , ρ_2 – плотности жидкости в первой и второй камерах соответственно.

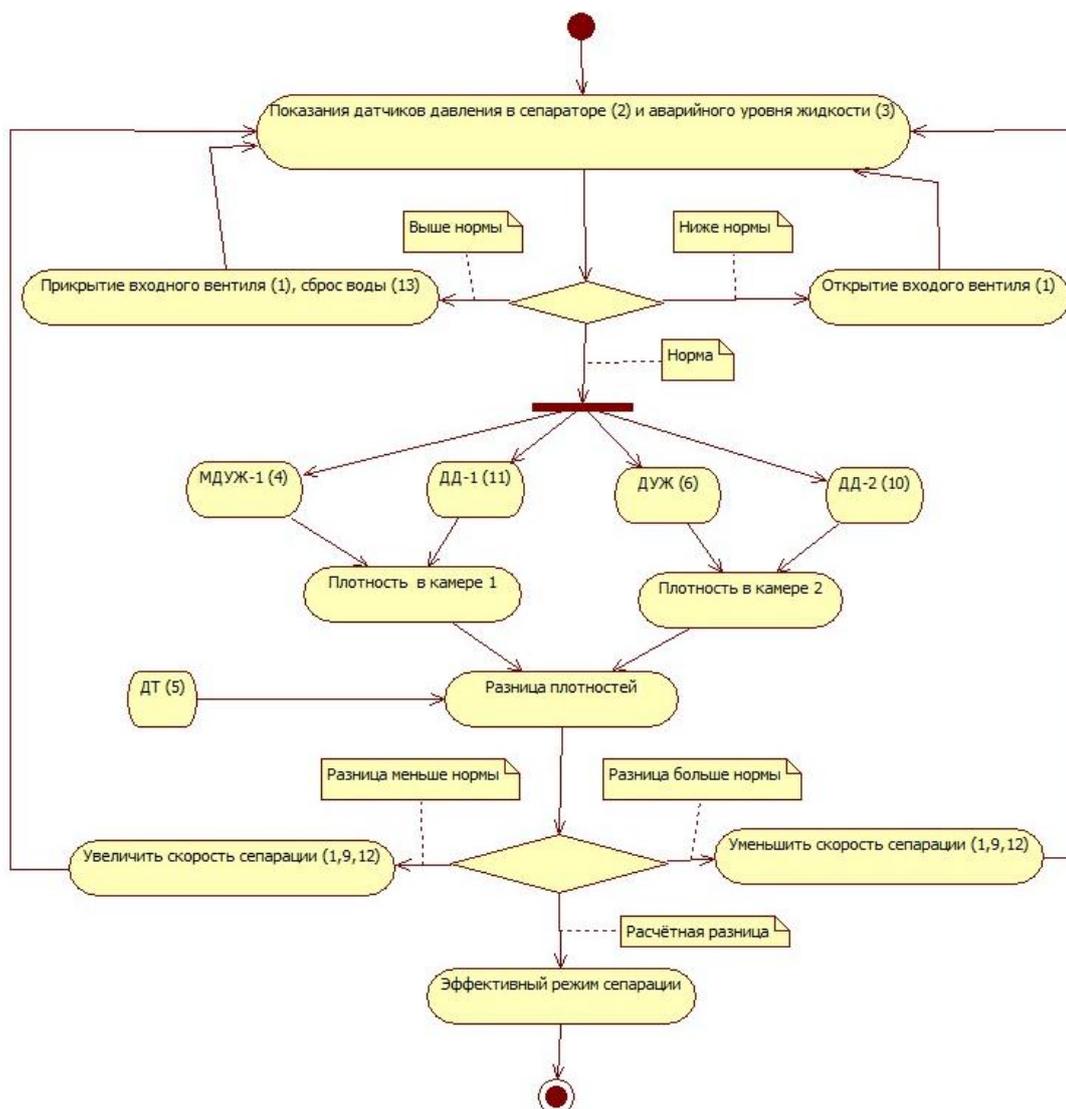


Рис. 3. Алгоритм повышения эффективности режима сепарации

Алгоритм автоматического поддержания эффективного режима сепарации, учитывающий фактор неоднородности эмульсии, представлен на рис. 3. Сначала проверяются показания аварийных датчиков давления и уровня жидкости в НГС. В случае соответствия норме измеряются показания мультифазного датчика уровня 4 и датчика давления 1 для определения плотности жидкости ρ_1 в первой камере НГС. Аналогично измеряются показания датчика уровня 6 и датчика давления 2 для определения плотности жидкости ρ_2 во второй камере НГС. На основании этих данных определяется дифференциальная плотность $\Delta\rho$. В случае отклонения показаний от заданного значения подаются управляющие сигналы на исполнительные устройства 1, 9, 12. Плотность воды при температуре 20 °C составляет 0,998 г/см³, плотность западносибирской нефти (*Urals*) – порядка 0,850 г/см³ [11]. Плотности воды и нефти по-разному изменяются с изменением температуры [12], с целью коррекции этой разницы введен датчик температуры 5.

Представленный алгоритм работы НГС является упрощенным. Его цель – показать принцип повышения эффективности сепарации с помощью контроля дифференциальной плотности нефтегазовой смеси. Датчики, используемые для этой цели, представлены, например, в работе [13]. Количественная оценка эффективности является предметом дальнейшей работы.

Таким образом, по результатам исследования можно сделать следующие выводы:

1. Эффективность предложено рассматривать как максимальную производительность нефтегазосепаратора, при которой качество получаемой нефти соответствует принятым нормам.

2. Введение в схему сепаратора датчиков давления жидкости первой и второй камер НГС, а также датчика температурной коррекции позволяет повысить эффективность сепарации.

3. Оценить количественно эффективность сепарации в рамках детерминированной математической модели не представляется возможным, поэтому в качестве перспективного направления дальнейшей работы видится использование методов имитационного моделирования.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Зеленский В.А., Щодро А.И.* Разработка имитационной модели работы нефтегазового сепаратора // Известия СНЦ РАН. – 2014. – Т. 16. – № 4(3). – С. 551-554.
2. Нефтегазовая микроэнциклопедия. – М.: Российский университет нефти и газа им. И.М. Губкина, 2005. – 345 с.
3. 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.
4. ГОСТ 52659–2006. Нефть и нефтепродукты. Методы ручного отбора проб. – М.: Стандартинформ, 2007.
5. ГОСТ Р 51858–2002. Нефть. Общие технические условия. – М.: Госстандарт России, 2002.
6. *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.
7. *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.
8. *Зеленский В.А., Коннов В.П., Щёдро А.И.* Имитационное моделирование производственных процессов с помощью сетей Петри // Вестник Самарского государственного аэрокосмического университета. – 2012. – № 7 (38). – С. 137–142.
9. Автономный автоматизированный комплекс управления нефтегазосепаратором [Электронный ресурс]: <http://neftegaz.ru/analysis/view/7546>
10. *Жданов О.П., Шаталов В.И.* Система измерения уровня и межфазных границ многокомпонентных продуктов УМФ300 в решении актуальных технологических задач подготовки нефти // Сфера. Нефть и Газ. – 2011. – № 1. – С. 34–40.
11. *Новиков А.А., Федяева И.М.* Сравнительный анализ свойств нефтей месторождений Западной Сибири // Вестник Югорского государственного университета. – 2010. – № 4 (19). – С. 81–83.
12. ГОСТ 3900-85. Нефть и нефтепродукты. Методы определения плотности [Электронный ресурс]: http://www.complexdoc.ru/ntdpdf/558493/neft_i_nefteprodukty_metody_opredeleniya_plotnosti.pdf
13. *Заргарьян К.Р.* Специализированные датчики давления для нефтяной, химической и газовой промышленности [Электронный ресурс]: <http://www.bdsensors.ru/pdf/articles/special.pdf>

Статья поступила в редакцию 15 января 2015 г.

IMPROVING THE EFFICIENCY OF SEPARATION BY CONTROLLING THE DIFFERENTIAL DENSITY OF THE GAS / OIL MIXTURE

V.A. Zelenskiy, A.I. Shchodro

Samara State Aerospace University
34, Moscow highway, Samara, 443086, Russia

Increasing the productivity of developed oil fields is limited by the quality requirements of the product is obtained. The introduction of additional stages of separation requires high material costs and does not give the desired effect. Improving the efficiency of the oil and gas mixture separation is proposed by comparing the density of the liquid in the first and second chambers of the separator. To do it, additional pressure and temperature sensors are introduced into the automated control scheme of the three-phase horizontal separator. The measured parameters are compared with the readings of the other sensors and, given the characteristics of the separator, are translated into the fluid density. Given the difference in density between oil and water, the quality of the output product is determined. The separation process is characterized by a complex mathematical description, therefore, to evaluate the efficiency in the future, simulation methods are supposed to be used.

Keywords: *three-phase horizontal separator, separator automatic control scheme, differential oil and gas mixture density, gradient emulsion, algorithm to increase the efficiency of separation.*

*Vladimir A. Zelenskiy (Dr. Sci. (Techn.)), Professor.
Artem I. Shchodro, Postgraduate Student.*