

УДК 622.692.12; 681.58

СПОСОБ, МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ И АЛГОРИТМ УПРАВЛЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМ ПРОЦЕССОМ СЕПАРАЦИИ НЕФТИ

В.А. Зеленский, А.И. Щодро

Самарский национальный исследовательский университет имени академика С.П. Королёва
Россия, 443086, г. Самара, Московское шоссе, 34

E-mail: vaz-3@yandex.ru

Перед предприятиями нефтегазового комплекса стоит задача повышения производительности имеющихся ресурсов. Разработка и исследование новых способов, математических моделей и алгоритмов управления технологическим процессом сепарации нефти направлены на решение этой задачи, что обуславливает актуальность выполненной работы. Предлагаемый способ основан на косвенном измерении плотности нефтегазовой смеси с последующей коррекцией показаний по результатам измерения плотности уже сепарированной нефти. Способ основан на более прогрессивной градиентной модели перехода между фазовыми слоями нефтегазовой смеси. Приводятся аналитические выражения, позволяющие определить среднюю скорость движения глобул нефти различных фракций. Для определения времени образования сплошного фазового слоя выполнено имитационное моделирование в программной среде LiteSMO. Алгоритм управления технологическим процессом сепарации выполнен в виде диаграммы активностей стандарта UML. Применение разработанного способа, математической модели и алгоритма позволит повысить эффективность системы управления подготовкой нефти, что имеет большую практическую значимость для нефтегазового сектора отечественной экономики.

Ключевые слова: *градиентная физико-химическая модель структуры нефтесодержащей смеси, обводненность нефтесодержащей смеси, управление технологическим процессом сепарации, время сепарации, сплошной фазовый слой, косвенное измерение плотности, имитационное моделирование процесса сепарации, диаграмма активностей.*

Предприятия нефтегазового комплекса в условиях неблагоприятной конъюнктуры столкнулись с необходимостью повышения эффективности использования ресурсов [1, 2]. В системе сбора и подготовки нефти ключевым устройством, определяющим ее производительность, является нефтегазосепаратор (НГС). Поэтому разработка и исследование новых способов, математических моделей и алгоритмов управления технологическим процессом сепарации нефти является актуальной научно-технической задачей.

Существует способ управления технологическим процессом сепарации с помощью мультифазного датчика уровня жидкости (МДУЖ). Его недостатком является несовершенная модель физико-химической структуры нефтесодержащей смеси в первой камере сепаратора, предполагающая четко выраженные границы раздела фаз [3]. Данный подход приемлем при невысокой обводненности

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

Артём Игоревич Щодро, аспирант.

нефтесодержащей смеси. Например, в [4] авторы исследовали работу МДУЖ в диапазоне обводненности от 15 до 60 %. В то же время обводненность скважин нефтегазовых предприятий Татарстана, Самарской, Оренбургской областей достигает 90 %. Кроме того, МДУЖ имеет погрешность определения содержания воды на границе фаз нефть – эмульсия до 5 %, в то время как содержание воды в нефти третьей группы не должно превышать 1 %, а в нефти первой и второй групп – 0,5 % [5].

Обладающий научной новизной предлагаемый способ основан на косвенном измерении плотности нефтегазовой смеси с последующей коррекцией показаний по результатам измерения плотности уже сепарированной нефти. Способ основан на более прогрессивной градиентной физико-химической модели перехода между фазовыми слоями нефтегазовой смеси [6].

Для реализации предлагаемого способа в известную конструкцию трехфазного горизонтального нефтегазосепаратора (НГС), осуществляющего демульгирование нефтесодержащей смеси гравитационным путем, вводятся новые элементы (рис. 1).

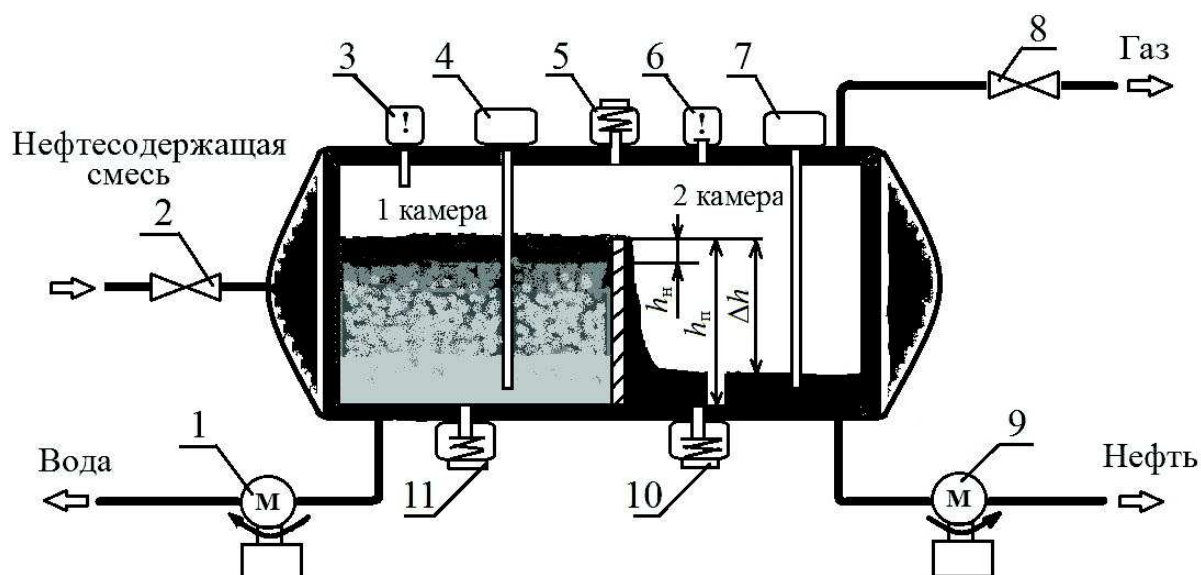


Рис. 1. Нефтегазосепаратор с элементами управления процессом сепарации нефти

В состав устройства входят водяной насос 1, входной вентиль 2, аварийный датчик уровня 3, датчик уровня жидкости первой камеры (ДУЖ-1) 4, датчик давления газа 5, аварийный датчик газа 6, датчик уровня жидкости второй камеры (ДУЖ-2) 7, газовый вентиль 8, нефтяной насос 9, датчик гидростатического давления второй камеры 10, датчик гидростатического давления первой камеры 11.

Введение в схему управления датчиков 5, 10 и 11 позволяет использовать градиентную физико-химическую модель нефтесодержащей смеси, более приближенную к реальной ситуации и потому более совершенную. В этом случае вместо МДУЖ можно использовать простой и более надежный датчик уровня 4. Использование датчика давления газа 5 позволяет более точно определить плотность нефтесодержащей смеси и, соответственно, ее обводненность.

Для случая плоского дна горизонтального сепаратора справедливо выражение

$$p_0 = p_n + \rho g h_{ж},$$

где p_0 – давление на дне;
 p_n – давление на поверхности;
 ρ – плотность жидкости;
 g – гравитационная постоянная;
 $h_{ж}$ – уровень жидкости в камерах.

Тогда плотности жидкости в первой и во второй камерах соответственно равны

$$\rho_1 = \frac{p_{01} - p_{n1}}{g h_{ж1}}; \quad \rho_2 = \frac{p_{02} - p_{n2}}{g h_{ж2}}.$$

При непрерывной работе устройства постоянно происходит перелив жидкости из первой камеры во вторую. При невысоком скважинном давлении можно считать, что $h_{ж1} = h_n$, где h_n – высота разделяющей камеры перегородки. Уровень жидкости во второй камере будет меняться в процессе эксплуатации устройства и может быть выражен как $h_{ж2} = h_n - \Delta h$, где Δh – разность уровней в камерах НГС. Величина Δh является переменной, зависящей от давления жидкости на входе вентиля 2, степени открытия вентиля 2, работы нефтяного насоса 10 и водяного насоса 11. В результате гравитационного отстоя воды на поверхности первой камеры образуется сплошной фазовый слой нефти толщиной h_n . Тогда плотность жидкости можно выразить через конструктивные параметры устройства:

$$\rho_1 = \frac{p_{01} - p_{n1}}{g h_n}.$$

Поскольку h_n – постоянная величина, погрешность определения плотности практически не зависит от метрологических характеристик ДУЖ 1, а определяется только точностью датчиков давления газа 5 и жидкости 11.

Производительность НГС, определяемая количеством товарной нефти, производимым в единицу времени (в сутки), является сложной функцией:

$$Q = f(p_{ex}, d_m, V, k, T_c),$$

где p_{ex} – давление на входе устройства;
 d_m – диаметр трубопровода;
 V – объем НГС;
 k – параметр, определяющий конструктивные особенности устройства;
 T_c – время сепарации.

Выразить аналитически эту зависимость затруднительно по многим причинам, поэтому ограничимся оценкой отдельных параметров.

Важнейшим параметром, необходимым для управления НГС в автоматизированном режиме, является время сепарации. Рассчитать эту величину предлагается через скорость всплытия глобул эмульсии и геометрические размеры НГС. Размеры глобул распределяются по фракциям на основании эмпирических данных [7]. Скорость всплытия глобул нефти со средним диаметром i -й фракции d_i определяется из выражения

$$v_{ni} = \frac{(\rho_n - \rho_c) d_i^2 g}{18 \mu_c} (1 - V)^{4,75},$$

где v_{ni} – скорость всплытия глобул i -й фракции;
 ρ_d, ρ_c – плотности дисперсионной фазы и дисперсионной среды соответственно;

- μ_c – вязкость дисперсной среды;
- d_i – средний диаметр глобул i -й фракции;
- g – ускорение свободного падения;
- V – объемная доля дисперсной фазы.

В процессе всплытия глобулы нефти разного диаметра движутся с разной скоростью. Предлагается использовать следующее выражение для описания расчета скорости всплытия глобул в сильно обводненной смеси:

$$v_{ni} = \frac{(\rho_n - \rho_v)d^2 g}{18\mu_c} \left[1 - \frac{1-V}{1-V \sqrt{1 - \left\{ \frac{d_i}{d_{\max}} \right\}^2}} \right]^{4,75},$$

где d_{\max} – максимальный диаметр глобул в эмульсии.

Данное соотношение позволяет получить только средние значения скорости движения глобул каждой отдельной фракции. Для определения времени сепарации необходимо построить и проанализировать гистограмму распределения времени образования сплошного фазового слоя глобулами всех фракций.

Эта задача решена методом имитационного моделирования с помощью программной среды *LiteSMO*. Программа написана на языке программирования *Delphi*, оперирует понятиями и терминами систем массового обслуживания, позволяет создать структуру имитационной модели (ИМ) и выполнить имитационный эксперимент. Структура имитационной модели представлена на рис. 2.

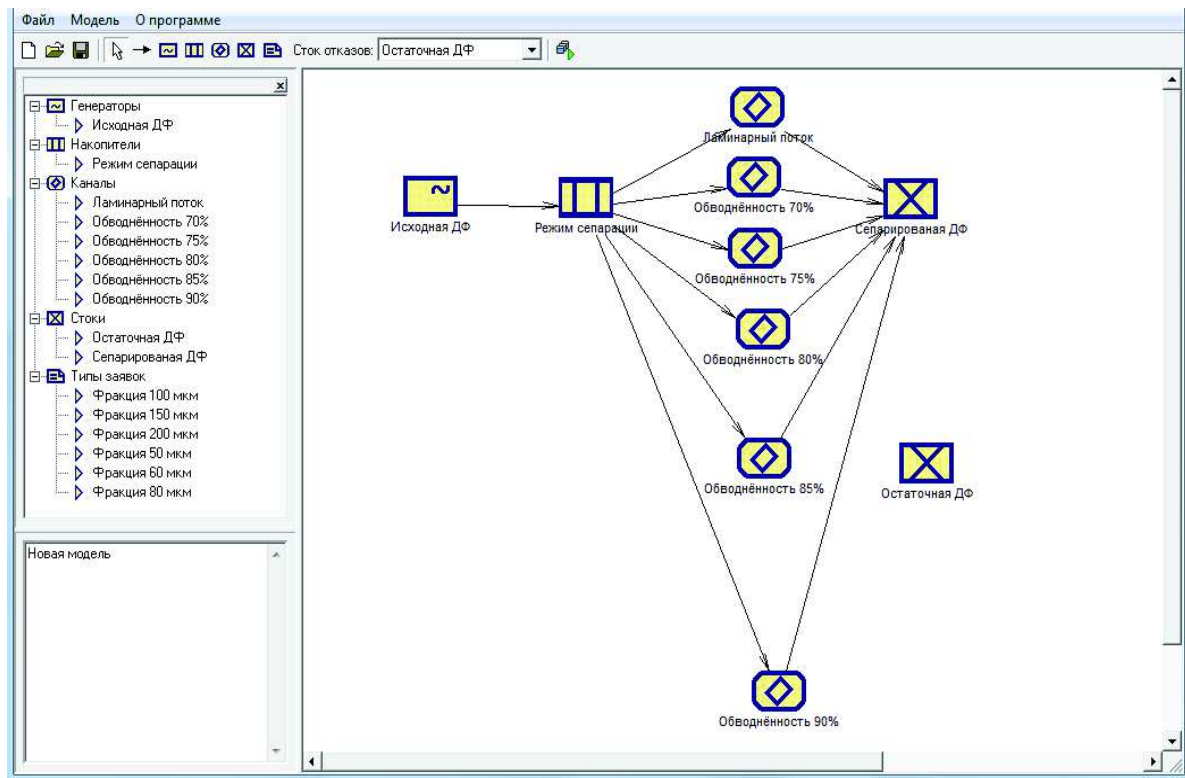


Рис. 2. Структура имитационной модели

Элемент ИМ «Исходная ДФ» имитирует поступление глобул нефтесодержащей смеси в первую камеру сепаратора и состояние исходной дисперсной фазы, разделенной на фракции. Для генерации псевдослучайной последовательности использовалось преобразование Бокса – Мюллера. Элемент «Режим сепарации» осуществляет выбор величины обводненности нефтегазовой смеси от 70 до 90 % с дискретным шагом в 5 %. Элемент «Обводненность» имитирует процесс коагуляции и коалесценции глобул в соответствии с выбранным режимом сепарации. Элемент «Ламинарный поток» служит для проверки работоспособности ИМ в тестовом режиме. Результат процесса сепарации учитывается в элементах ИМ «Сепарированная ДФ» и «Остаточная ДФ». Параметры ИМ рассчитаны по результатам ранее выполненных исследований [7]. Гистограмма распределения времени образования сплошного фазового слоя глобулами различных фракций представлена на рис. 3.

Время сепарации для третьей группы нефти определяется путем отбрасывания «хвоста» распределения, который составляет 1 % от общего объема выборки. При высоте перегородки $h_n = 2$ м, толщине сплошного фазового слоя нефти $h_n = 0,4$ м, обводненности 70 % время сепарации $T_c = 445$ с. Точность вычисления равна 5 с.

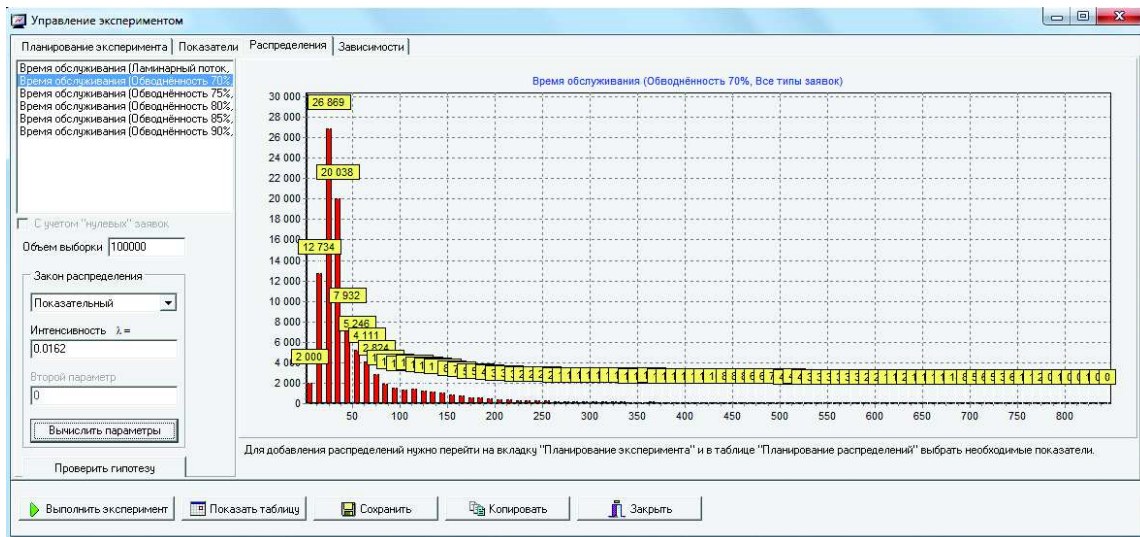


Рис. 3. Гистограмма распределения времени образования сплошного фазового слоя глобулами различных фракций

Предлагаемый способ управления технологическим процессом сепарации требует разработки нового алгоритма. Алгоритм выполнен в виде диаграммы активностей стандарта *UML* с помощью программы *StarUML* (рис. 4). Основные стадии технологического процесса, поддерживаемые разработанным алгоритмом, следующие:

1. Заполнение первой камеры НГС до уровня, не превышающего высоты перегородки между первой и второй камерами h_n .

2. Выдерживание времени сепарации T_c больше расчетного для гарантированного образования сплошного фазового слоя нефти толщиной h_n . Время сепарации увеличивается путем сброса воды и/или уменьшения подачи нефтесодержащей смеси.

3. Определение обводненности в первой камере НГС. Для деэмульгированной жидкости со сплошными фазовыми слоями величина обводненности будет

определяться из соотношения $W_n = (h_n - h_{n1})/h_n$.

4. Определение средней плотности в первой камере. Научным обоснованием применения способа является разность плотности воды ($1,0 \text{ г/см}^3$) и нефти ($0,8\text{--}0,9 \text{ г/см}^3$). Соответственно, средняя плотность ρ_1 будет пропорциональна величине обводненности.

5. Перелив нефти через перегородку во вторую камеру НГС.

6. Измерение плотности нефти во второй камере НГС. Полагая содержание воды во второй камере НГС не более 1 %, можно с такой же точностью определить плотность нефти.

7. Уточнение обводненности нефтесодержащей смеси. На основе математической модели рассчитывается время сепарации, необходимое для образования сплошного фазового слоя нефти толщиной h_n . Уменьшение времени сепарации приводит к повышению производительности устройства при сохранении качества товарной нефти.

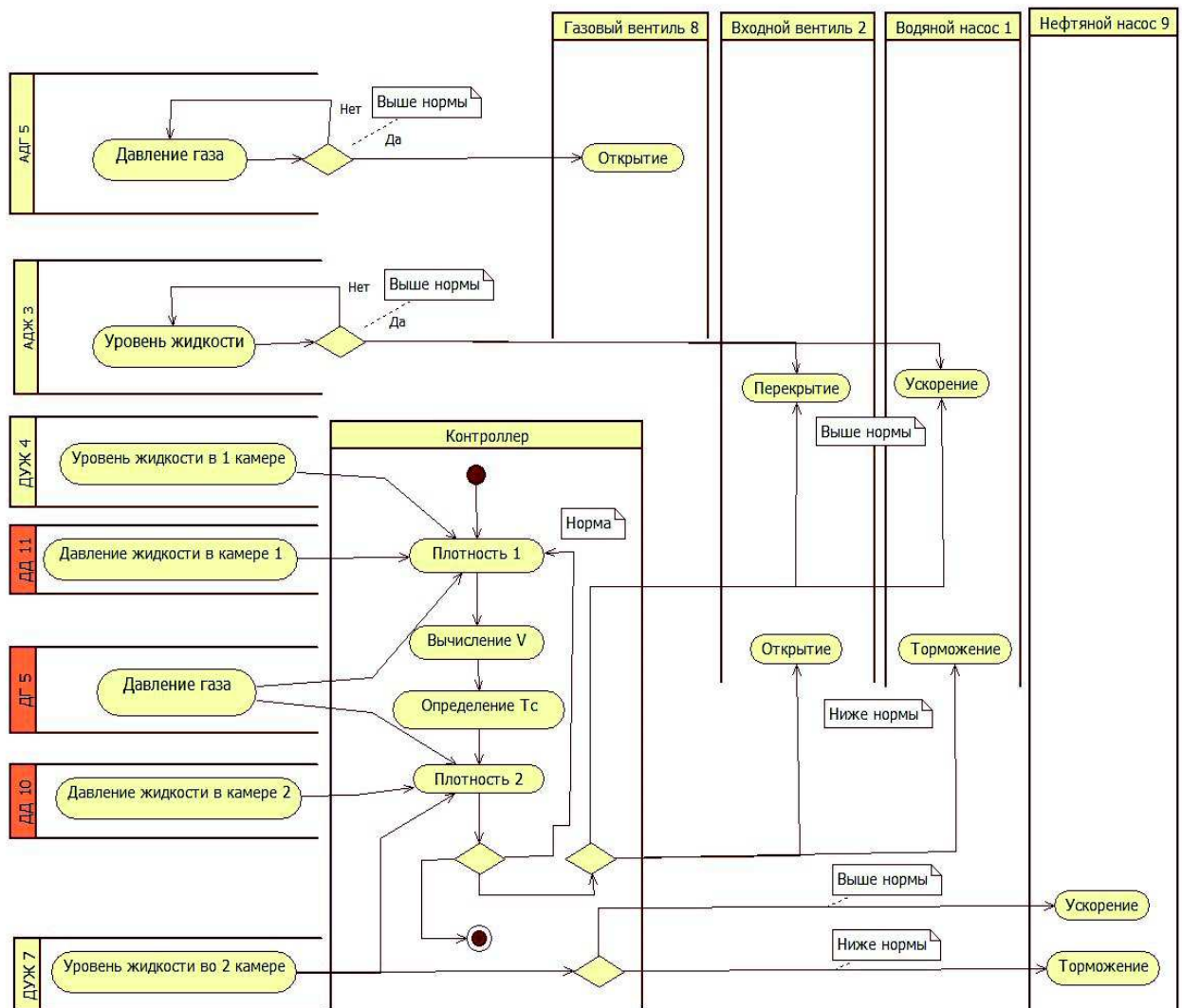


Рис. 4. Алгоритм в формате диаграммы активностей стандарта UML

Таким образом, по результатам исследования можно сформулировать следующие положения, обладающие признаками научной новизны:

1. Предложенный способ позволяет использовать более прогрессивную градиентную физико-химическую модель перехода между фазовыми слоями нефтесодержащей смеси.

2. Аналитическая математическая модель позволяет определить среднее время всплытия глобул нефти в обводненной смеси, что позволяет определить исходные параметры для имитационной модели.

3. Имитационная модель позволяет рассчитать время сепарации с точностью до 5 с, что является одним из условий повышения производительности в режиме автоматизированного управления.

4. Алгоритм управления технологическим процессом сепарации путем измерения плотности жидкости с точностью до 1 % позволяет корректировать время сепарации исходя из величины обводненности нефтесодержащей смеси.

Использование разработанного способа, математической модели и алгоритма в совокупности позволит повысить производительность системы управления подготовкой нефти при сохранении требований к качеству продукта, что имеет большую практическую значимость для нефтегазового сектора отечественной экономики.

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., 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.
4. *Жданов О.П., Шаталов В.И.* Система изменения уровня и межфазных границ многокомпонентных продуктов УМФ300 в решении актуальных технологических задач подготовки нефти // Сфера. Нефть и Газ. – 2011. – № 1. – С. 34–40.
5. ГОСТ 31378. Нефть. Общие технические условия. – М.: Госстандарт РФ, 2009.
6. *Зеленский В.А., Щодро А.И.* Система автоматизированного управления нефтегазосепаратором с контролем плотности нефтесодержащей смеси // Вестник Самарского государственного технического университета. Сер. Технические науки. – 2016. – № 1(49). – С. 15–23.
7. *Зеленский В.А., Щодро А.И., Никитин Д.А.* Определение скорости всплытия глобул в нефтесодержащей смеси высокой степени обводненности // Актуальные проблемы радиоэлектроники и телекоммуникаций: Труды Всероссийской научно-технической конференции. – Самара: СГАУ, 2016. – С. 109–111.
8. *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.

Статья поступила в редакцию 1 августа 2016 г.

METHOD, MATHEMATICAL MODEL AND CONTROL ALGORITHM OF TECHNOLOGICAL PROCESS OF OIL SEPARATION

V.A. Zelenskiy, A.I. Shchodro

Samara national research university named after academician S. P. Korolev
34, Moscow highway, Samara, 443086, Russian Federation

Before the oil and gas industry faces the challenge of increasing productivity of existing resources. Development and research of new methods, mathematical models and algorithms of management of technological process of oil separation is aimed at the solution of this problem that causes the relevance of the work performed. The proposed method is based on indirect measurement of density of oil and gas mixture with subsequent correction of the readings according to the results of measurement of the density of already separated oil. The method is based on a more progressive gradient model the phase transition between layers of oil and gas mixture. Provides analytical expressions to determine the average velocity of the oil globules of various fractions. To determine the time of formation of the solid phase layer is made of simulation modeling in the software environment LiteSMO. The control algorithm of technological process of separation is made in the form of a diagram of the actions of the UML standard. Application of the developed method, mathematical models and algorithms will improve the efficiency of management system preparation of oil, which has great practical significance for the oil and gas sector of the domestic economy.

Keywords: *the gradient of physico-chemical structure of oily mixtures, oily water mixtures, control of technological process of separation, time separation, solid phase layer, indirect density measurement, simulation of the separation process, the chart of activities*

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