

стабильного конденсата максимален, а также соответствует требованиям ГОСТ Р 54389-2011;

#### Литература

1. Ксанф А. Нефтегазовый комплекс: проблемы и перспективы // Направление – Дальний Восток. – 2010. – №6. – Т. 14. – С. 1.
2. Иванов В.Г., Маслов А.С., Кравцов А.В. и др. Повышение эффективности технологии промышленной подготовки газового конденсата // Газовая промышленность. – 2003. – №7. – С. 54-57.
3. Ахметов С.А. Технологии глубокой переработки нефти и газа. – Уфа: Гилем, 2002. – С. 194-204.
4. Deng X., Tian X. Nonlinear process fault pattern recognition using statistics kernel PCA similarity factor // Neurocomputing. – V. 121. – 2013. – P. 298–308.
5. Bakshi B. Multiscale PCA with application to multivariate statistical process monitoring // AIChE Journal. – 1998. – 44. – P. 1596-1610.
6. Руководство пользователя, Aspen HYSYS. – Aspen Technology, Inc. – 2011. – 374 p. – Режим доступа: <http://www.aspentech.com>.
7. Технологический регламент работы установки дезанизации и стабилизации конденсата Мыльджинского газоконденсатного месторождения. – Москва: ОАО «Востокгазпром».
8. ГОСТ Р 54389-2011. Конденсат газовый стабильный. Технические условия. – Взамен ОСТ 51.65-80; введ. 2012-07-01. – Москва: Стандартинформ, 2012.
9. Померанцев А.Л. Хемометрика в Excel: учебное пособие. – Томск: Из-во ТПУ, 2014. – 435 с.

### МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ НЕОДНОРОДНОГО ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ПОЛЯ НА ДВИЖЕНИЕ КАПЕЛЬ ВОДЫ В НЕФТИ

С.Н. Харламов, В.В. Зайковский

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет г. Томск, Россия*

В настоящее время одним из наиболее распространенных методов разделения водонефтяных эмульсий на объектах нефтедобычи является обработка электрическим полем, создаваемым электродами, подключенными к источнику переменного тока промышленной частоты [1].

Необходимо отметить, что плоские и решетчатые электроды, используемые в большинстве промышленных аппаратах по разделению водонефтяных эмульсий, ввиду особенностей распределения зарядов на границах электродов, также являются источником неоднородного электрического поля. Аналогичным образом, неоднородное электрическое поле может быть создано за счет несимметричной конфигурации электродов [2].

Учитывая вышесказанное, цель данной работы состояла в: 1) построении и верификации математической модели и численного алгоритма расчета процессов движения дисперсной проводящей фазы в водонефтяных эмульсиях по действием электрического поля; 2) уяснении и оценке характера влияния сил диэлектрофореза на траекторию движения капель вследствие действия неоднородного электрического поля, создаваемого как за счет несимметричной конфигурации электродов, так и за счет краевых полей плоских электродов.

Вводя допущение об отсутствии свободных зарядов в моделируемой двумерной области, запишем его в виде [3]:

$$\frac{\partial^2 \varphi}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 \varphi}{\partial y^2} = 0 \quad (1)$$

Соотношение к расчету напряженности стационарного электрического поля, исходя из определения данной величины, может быть записано для двумерного случая, как вектор [16]:

$$\vec{E} = \left\{ -\frac{\partial \varphi}{\partial x}; -\frac{\partial \varphi}{\partial y} \right\} \quad (2)$$

Для моделирования движения единичной сферической несжимаемой капли воды в нефти под действием неоднородного электрического поля, необходимо определить силы, действующие на такую каплю. Ими являются: сила тяжести, сила Архимеда, сила лобового сопротивления, сила диэлектрофореза.

Таким образом, уравнения движения в проекциях на координатные оси для капли воды запишутся следующим образом:

$$m_{\text{капли}} \cdot a_y = F_{\text{плав}} + F_{\text{сопр}}^y + F_{\text{дф}}^y \quad (3)$$

$$m_{\text{капли}} \cdot a_x = F_{\text{сопр}}^x + F_{\text{дф}}^x \quad (4)$$

$$a_y = \frac{\partial v_y}{\partial t} = \frac{\partial^2 y}{\partial t^2} \quad (5)$$

$$a_x = \frac{\partial v_x}{\partial t} = \frac{\partial^2 x}{\partial t^2} \quad (6)$$

С помощью методов численного интегрирования, в системе компьютерной алгебры Mathematica были смоделированы траектории движения одиночных капель воды.

Результаты исследования позволяют сделать вывод о влиянии конфигурации электродов на траектории движения капель воды.

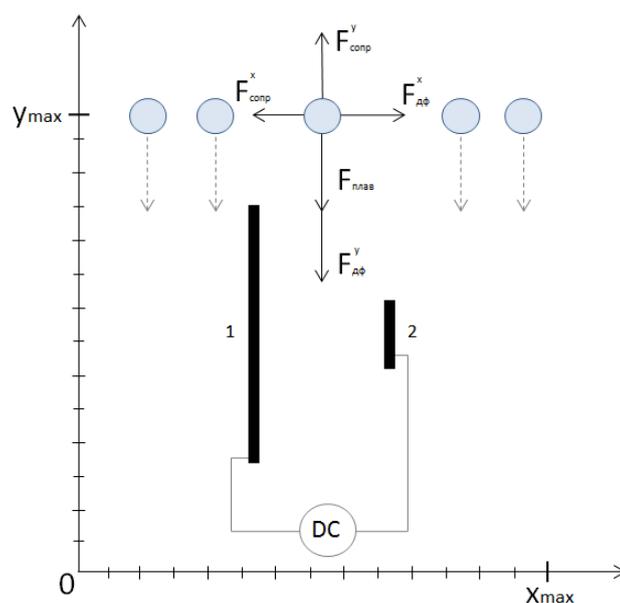


Рис. 1. Детали моделирования движения капель воды в нефти. Здесь обозначено:  $F$ ; – силы, действующие на каплю; 1- заряженная пластина конденсатора; 2 – заземленная пластина конденсатора; символ «O» - капля воды; «DC» - источник постоянного тока.

В случае несимметричного плоского конденсатора и преобладания длины заряженной пластины над длиной заземленной пластины, увеличивается доля капель, отклоняющихся к краям заземленной пластины. Это является следствием «крупномасштабной» (по сравнению с краевыми эффектами) неоднородности электрического поля в межэлектродном пространстве. При этом вследствие большего количества отклонений по горизонтали, протяженность пути капель воды в таком поле увеличивается. Количество капель, проскочивших между зонами

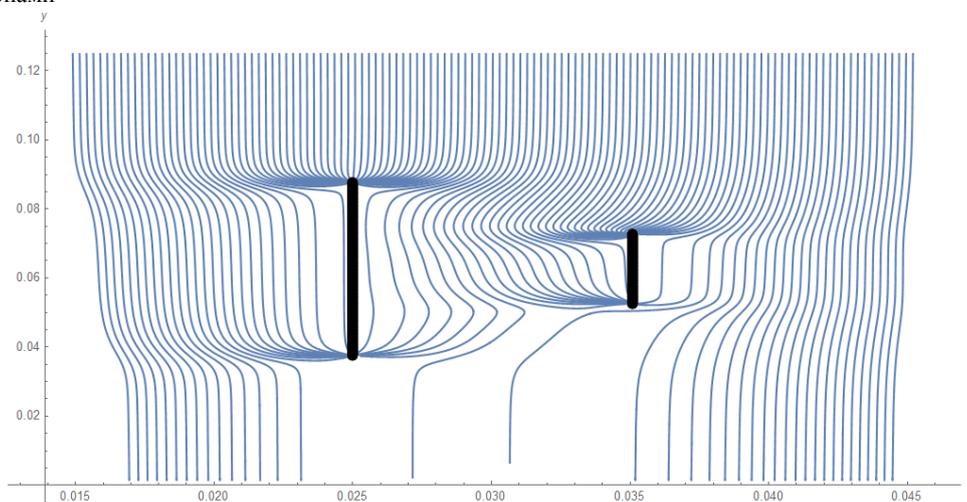


Рис. 2. Траектории капель воды в нефти, при движении в неоднородном электрическом поле, созданном несимметричной конфигурацией электродов,  $L_{zn} = 5 \cdot 10^{-2}$  м,  $L_{nn} = 2 \cdot 10^{-2}$  м,  $U_{zn} = 5000$  В,  $U_{nn} = 0$  В.

притяжения, при такой конфигурации электродов, визуалью около 3%, а зона влияния заземленного электрода в заэлектродном пространстве – около половины межэлектродного расстояния .

Из результатов следует, что общий эффект после обработки электрическим полем несимметричного вертикального плоского конденсатора выражается в формировании процесса с условиями снижения количества капель в межэлектродном пространстве и на некотором расстоянии за электродами, ввиду их притяжения к краям пластин.

## Литература

1. Левченко Д.Н. Эмульсии нефти с водой и методы их разрушения / Д.Н. Левченко, Н.В. Бергштейн, А.Д. Худякова, Н.М. Николаева. – М., Издательство «Химия», 1967. – 200 с.
2. Kharlamov S.N., Zaykovskiy V.V. Mathematical modeling of oil dehydration under the influence of low frequency electromagnetic field. - Proceedings of 8th International Forum on Strategic Technology IFOST 2013. – June 28 – July 1 2013 – Volume I.
3. James R. Nagel. Solving the Generalized Poisson Equation Using the Finite-Difference Method (FMD). URL: [http://www.ieeeaps.org/pdfs/FA\\_Numerical\\_Poisson\\_Nagel.pdf](http://www.ieeeaps.org/pdfs/FA_Numerical_Poisson_Nagel.pdf) (дата обращения: 28.08.2014).

**МОДЕЛИРОВАНИЕ МНОГООРУПЕНЧАТОЙ СЕПАРАЦИИ ПРИ ПРЕДВАРИТЕЛЬНОЙ ПОДГОТОВКЕ НЕФТИ****Е.В. Николаев**

Научный руководитель профессор С.Н. Харламов

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет г. Томск, Россия*

Предварительная подготовка нефти на промыслах производится после сбора скважинной продукции по коллекторным трубопроводам на дожимные насосные станции (ДНС) и установки предварительного сброса воды (УПСВ) в нескольких последовательных сепараторах (от 2 до 4). В них происходит частичное отделение от нефти попутного нефтяного газа (ПНГ). На этой стадии в результате интенсивного газовыделения происходит унос тяжелых углеводородов с отгоняемым газом. Это чистые потери для месторождений, в которых отсутствует возможность транспорта ПНГ на газоперерабатывающие заводы. Поэтому задача эффективной борьбы с потерями тяжелых углеводородов с ПНГ при предварительной подготовке нефти является *актуальным*.

Эффективное прогнозирование процессов разделения является важной частью при проектировании и эксплуатации оборудований многоступенчатой сепарации нефти. Разработка компьютерных программ для моделирования процессов разделения скважинной жидкости обеспечивает инженеров ценным инструментом, с помощью которого возможно получить более надежные и качественные решения при проектировании и эксплуатации нефтяных месторождений [1]. По мере разработки месторождений их обводненность увеличивается. На некоторых месторождениях Западной Сибири достигает уже 80 % и более. Данных по исследованию таких эмульсий крайне мало, особенно по газовыделению.

*Объектом исследования* является многоступенчатая сепарация при предварительной подготовке нефти. *Целью* данной работы является снижение интенсивности газовыделения на первых ступенях сепарации нефти, так как именно в первом сепараторе происходит самое интенсивное выделение газа и, соответственно, самый большой унос тяжелых углеводородов в отгоняемый газ.

В работе [2] проведено изучение влияния термобарических условий на выделение газа при многоступенчатой сепарации нефти с помощью компьютерного моделирования. За счет оптимизации термобарических условий удалось добиться экономии уноса  $C_{5+высш.}$  углеводородов с отгоняемым газом на более 40 %.

В работе [3] описывается способ, запатентованный Норвежскими авторами, в котором предлагается доводить содержание воды в смеси с нефтью до 70-80 %, чтобы сплошной стала водная фаза. Это способствует лучшему разделению нефти от воды, однако в работе ничего не говорится о выделении газа и температуре смеси.

В статье [4] экспериментально зафиксировано повышенное содержание растворенного газа, замеренного установкой «АСМА» при измерении газового фактора нефти. Отмечено, что для нефтей Когалымской группы месторождений при температуре ниже 15 °С наблюдается резкое увеличение (в 3 раза и больше) остаточного растворенного газа по отношению к измеренному количеству свободного газа, что искажает результаты измерений. Автор объясняет этот эффект ростом вязкости при снижении температуры и изменением физико-химических процессов на границе раздела фаз (поверхностное натяжение, фазовые переходы и др.). Очевидно, это так же проявление неньютоновских свойств нефти, которую отбирали для пробы, при температуре ниже 15 °С.

В работе [5] запатентован способ предварительной подготовки нефти на промыслах при многоступенчатой сепарации, в котором предусматриваются точки ввода в каждый сепаратор холодной и горячей воды с целью регулирования температуры в зимних и летних условиях, а также добавления в текучую среду деэмульгатора для предотвращения повторного инвертирования фаз. При этом разделенные компоненты отводятся из сепаратора отдельно через отводящие трубопроводы. Данный способ предварительной подготовки нефти используется на одном из месторождений Западной Сибири.

На основе вышеперечисленных фактов, для достижения поставленной цели можно предложить использовать неньютоновское состояние нефти в первом сепараторе для снижения интенсивности газовыделения. А также целесообразно перед каждым сепаратором подавать вместе с нефтью воду для регулирования температуры нефти. С увеличением содержания воды в водонефтяной эмульсии, эмульсия переходит с типа «вода в нефти» в «нефть в воде», и это скачкообразно отражается на эффективную вязкость эмульсии [6].