

# ИНДУКЦИОННЫЕ НАГРЕВАТЕЛЬНЫЕ СИСТЕМЫ ДЛЯ ПРОТЯЖЕННЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ

УДК 622.276.  
656, 621.365

INDUCTION HEATING SYSTEM FOR LENGTH OF THE PIPELINE

**Конесев С.Г., Кириллов Р.В.,  
Кондратьев Э.Ю., Садилов М.Р.,  
Хазиева Р.Т., Хлюпин П.А.**  
ФГБОУ ВПО «Уфимский  
государственный нефтяной  
технический университет», г. Уфа,  
Российская Федерация

**S.G. Konesev, R.V. Kirillov,  
E.Y. Kondratyev, M.R. Sadikov,  
R.T. Khazieva, P.A. Khlyupin**  
FSBEI NPE "Ufa State Petroleum  
Technological University", Ufa, the  
Russian Federation

Отмечается актуальность применения электрофизических методов теплового воздействия в добыче, перекачке и транспорте вязких текучих сред. Аналитический обзор технологий увеличения нефтеотдачи пласта на основе электротермических систем показывает, что данные системы по применению классифицируются по зонам воздействия: в зоне устья, вдольлинейной части скважины и в зоне забоя.

Выполнена оценка эффективности систем локального, попутного, локально-позпутного и локально-ступенчатого нагрева на примере насосно-компрессорной трубы скважины. Полученные данные расчетов наглядно показывают характер изменения температуры по глубине скважины, что позволяет не только оценить тепловые потери, но и оптимизировать режим нагрева с целью поддержания постоянного дебита скважины. На полученных кривых распределения температуры перекачиваемой жидкости по глубине скважины видно, что поднимаемый на поверхность продукт активно теряет энергию по экспоненциальной зависимости, что недопустимо при добыче высоковязкой нефти, так как возрастает нагрузка на добывающий агрегат, а также повышается риск застывания продукта в пространстве насосно-компрессорных труб. По результатам оценки можно сделать вывод, что наиболее энергоэффективным является способ равномерного прогрева по всему участку подъема жидкости на поверхность земли, что реализуется с помощью систем попутного или локально-позпутного нагрева.

Ввиду повышенной сложности монтажа и невысокой надежности в эксплуатации систем попутного и локально-позпутного нагрева из-за особенностей расположения нагревательных элементов для протяженных трубопроводов наиболее эффективным по надежности, энергетическим показателям и простоте монтажа является способ локально-ступенчатого нагрева, предложенный авторами.

Особенностью разработанных способов и устройств является использование многофункционального интегрированного электромагнитного компонента в качестве нагревательного элемента индукционной нагревательной системы, алгоритм работы которой определяется системой управления, контролирующей частоту коммутации каждого нагревательного элемента, что в свою очередь определяет интенсивность нагрева.

The urgency of the application of electro-thermal effects in the methods of production, transport and pumping viscous fluids are described. Analytical review of technologies for enhanced oil recovery, based on electrothermal systems shows that these systems are classified on zones of influence: in the area of wellhead, along the linear part of the well and in the area of the downhole.

The evaluation of the effectiveness of local, passing, locally-passing and locally-stage heating systems was made on an example of the tubing wells. The obtained data demonstrate calculations temperature change in borehole depth, which allows not only to estimate the heat loss, but also to optimize the heating mode to maintain a constant flow rate. The obtained curves (distribution of fluid temperature at a depth of well) shows, that rises to the surface active product loses energy by an exponential function, which is unacceptable in the extraction of high-viscosity oil, because it increases the load on the mining unit, and risk of hardening of the product in the space of tubing pipes increased. The evaluation can be concluded that the most energy efficient method is method of uniformly heating is over the entire area of liquid rise to the surface, which is implemented using passing and locally passing heating systems.

In view of the increased complexity of installation and low reliability in the operation of passing and locally passing heating systems due the particular conditions of the heating elements for extensive pipelines the most effective in terms of reliability, energy performance, and ease of installation is a method of locally-stage heating, proposed by the authors.

Feature of the developed methods and devices is the use of multi-function integrated electromagnetic component as a heating element induction heating system, the working algorithm of which is determined by the control system, which controls the switching frequency of each of the heating element, which in turn determines the intensity of the heat.

**Ключевые слова:** индукционный нагрев, протяженный нефтепровод, многофункциональный интегрированный электромагнитный компонент.

**Key words:** induction heating, extensive pipeline, multifunctional integrated electromagnetic component.

Наиболее совершенными и перспективными методами, применяемыми для обеспечения требуемых реологических свойств вязких текучих сред при их добыче, перекачке и транспорте, являются электрофизические методы теплового

воздействия. Аналитический обзор технологий увеличения нефтеотдачи пласта на основе электротермических систем показывает, что данные системы по применению классифицируются по зонам воздействия: в зоне устья, вдоль линейной части скважины и в зоне забоя. Анализ патентных разработок показал перспективность использования индукционных энергосберегающих технологий для создания устройств регулирования реологических свойств вязких и высоковязких нефтей [1].

В настоящее время широко применяется либо локальный, либо попутный нагрев. Локальный нагрев заключается в нагреве вязкой текучей среды в локальной зоне без обеспечения нагрева в процессе перекачки и транспортировки. Такой способ реализуется, например, с помощью электропарогенератора для воздействия в скважине и в пунктах подогрева нефти на промысловых трубопроводах [2]. Попутный нагрев реализует режим поддержания температуры по всей протяженности трубопровода для компенсации тепловых потерь. Наиболее известными электротермическими системами, реализующими данный способ, являются СКИН-системы. Локально-попутный нагрев заключается в нагреве вязкой текучей среды до требуемой температуры и поддержании ее на всей протяженности скважины до самого устья и применяется при перекачке вязкой нефти в районах Крайнего Севера. Данный способ реализуется с помощью локального источника тепла на нефтеперекачивающей станции (НПС) с последующим поддержанием температуры индукционно-резистивной skin-системы (пример: участок трубопровода «Уса – Ухта – Ярославль» системы ОАО «АК «Транснефть»). Локально-ступенчатый нагрев заключается в нескольких интенсивных подогревах жидкости на коротких участках трубы. Проведенный анализ показывает, что система локально-ступенчатого нагрева реализована в случае самого большого в мире «горячего» трубопровода «Узень – Атырау – Самара» посредством использования промежуточных станций нагрева [3]. Данный способ реализуется с помощью систем факельного нагрева.

Выполним оценку энергоэффективности применения устройств, реализующих возможные режимы нагрева вязких текучих сред на примере скважины. Приведенные в статье расчеты актуальны для скважины №1.1 Тазовского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ). На месторождении используются теплоизолированные лифтовые трубы НКТ, ТТП 89-57-180, внешний/внутренний диаметр: 114/73. Максимальный проектный дебит в период механизированной добычи составляет 25 м<sup>3</sup>/сут. Территория относится к климатическому району 1Г по СНиП 23-01-99, расчётная температура воздуха

наиболее холодных суток минус 54,9. Индукционный метод нагрева используется в соответствии с экологическими требованиями охраны зоны вечной мерзлоты. Кондуктор 1=245 мм – 549,0 м; опрессован на 119 кгс/см<sup>2</sup> – герметичен. Физико-химические характеристики нефти представлены в таблице 1.

Таблица 1. Физико-химические характеристики нефти

Наименование показателей	Значения
Плотность, кг/м <sup>3</sup>	924,4
Вязкость при 20 °С, сСт	182,6
Вязкость при 50 °С, сСт	33,22
Температура плавления парафинов, °С	61
Температура застывания, °С	ниже -25

Авторами произведена оценка распространения теплового поля в радиальном направлении в соответствии с методикой расчета, приведенной в [4].

Температура на границе слоев определяется по формуле:

$$t_i = t_{i-1} - \frac{q}{2\pi\lambda_i} \cdot \ln \frac{d_i}{d_{i-1}}$$

Где  $t_{i-1}$  – температура слоя с диаметром  $d_i$ ,  
 $q$  – плотность теплового потока через многослойную цилиндрическую поверхность, Вт/м<sup>2</sup>,  
 $\lambda_i$  – теплопроводность среды между радиусами  $r_i$  и  $r_{i-1}$ , Вт/(м·°С);

$d_i, d_{i-1}$  – диаметры смежных слоев, м.

Для примера взята глубина  $h = 100$  м с кондуктором и  $h = 600$  м без кондуктора при одинаковой температуре протекающей жидкости.

Результаты расчета граничной температуры слоев представлены в таблицах 2 и 3. По данным из таблиц 2 и 3 построены графики изменения температурного поля в радиальном направлении (рисунки 1 и 2 соответственно).

Таблица 2. Температура слоев в сечении скважины на глубине  $h = 100$  м с кондуктором

Границы слоев	Радиус, мм	Температура слоя, °С
Жидкость – внутренний слой внутренней НКТ	36,5	65
Внешний слой внутренней НКТ – внутренний слой изоляции	45,4	65
Внешний слой изоляции – внутренний слой внешней НКТ	49,6	61
Внешний слой внешней НКТ – воздушный слой	57,0	61
Воздушный слой – обсадная колонна	84,2	26
Обсадная колонна – воздушный слой	99,0	26
Воздушный слой – кондуктор	122,5	6
Кондуктор – цементный слой	137,5	6
Цементный слой – порода	160,0	6
Конец зоны влияния на породу	307,5	2

Важным для процесса перекачки параметром нефти является ее вязкость, так как с ее увеличением растет нагрузка на двигатель насоса и увеличивается энергопотребление. Вязкость зависит, в том числе, от температуры, и эта зависимость носит нелинейный характер [5]. При температуре нефти 61 и ниже начинается процесс отложения парафинов на стенках НКТ, в связи с чем необходимо поддерживать оптимальную температуру перекачиваемой жидкости.

Таблица 3. Температура слоев в сечении скважины на глубине  $h = 600$  м без кондуктора

Границы слоев	Радиус, мм	Температура слоя, °C
Жидкость – внутренний слой внутренней НКТ	36,5	65
Внешний слой внутренней НКТ – внутренний слой изоляции	45,4	65
Внешний слой изоляции – внутренний слой внешней НКТ	49,6	60
Внешний слой внешней НКТ – воздушный слой	57,0	60
Воздушный слой – обсадная колонна	84,2	19
Обсадная колонна – цементный слой	99,0	19
Цементный слой – порода	119,0	18
Конец зоны влияния на породу	300,1	13

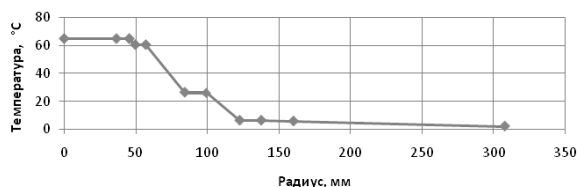


Рисунок 1. График изменения граничной температуры в радиальном направлении на глубине  $h = 100$  м с кондуктором

Авторами произведен расчет температуры жидкости в скважине в соответствии с методикой расчета, приведенной в [6].

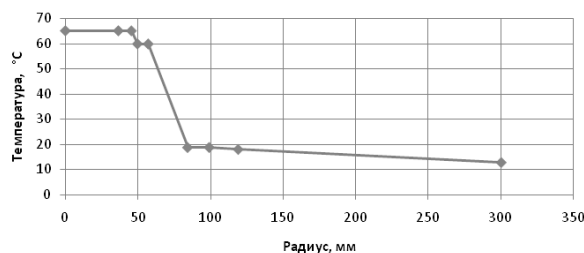


Рисунок 2. График изменения граничной температуры в радиальном направлении на глубине  $h = 600$  м без кондуктора

Распределение температуры добываемой жидкости по глубине скважины, определяется следующим образом:

$$t_h = t_0 + \frac{t_2 - t_0}{\beta_0 \cdot H} (\beta_0 \cdot H + 1) - \frac{t_2 - t_0}{\beta_0 \cdot H} \cdot e^{-\beta_0(H-h)} - \Gamma \cdot (H - h), \quad (1)$$

где  $t_h$  – температура добываемой жидкости на исследуемой глубине  $h$ , °C;  $t_0$  – температура нейтрального поля Земли, °C;

$t_2$  – температура жидкости на забое скважины;

$\beta_0$  – коэффициент, определяющий влияние дебита на распределение температуры, 1/м;

$H$  – глубина залегания пласта, м;

$h$  – глубина исследуемая, м;

$\Gamma$  – геотермический градиент.

Граничными условиями для расчетов являются значения  $h_1 = 1175$  м (нижняя часть лифтовой колонны НКТ) и  $h_2 = 0$  м (устье скважины), представленные ООО «Газпром добыча Ямбург».

Авторами проведены расчеты эффективности трех способов нагрева перекачиваемой жидкости: локальный, попутный и локально-ступенчатый, которые более подробно рассмотрены далее.

Первый способ – локальный нагрев – заключается в нагреве жидкости до максимально возможной температуры в локальной зоне без обеспечения нагрева в процессе перекачки и транспортировки.

В данном случае необходимо учесть, что не приняты в расчет температурные параметры насоса (предельно допустимая температура).

При помощи (1) можно вычислить, что для осуществления данного способа жидкость необходимо нагреть до температуры 103 °C. Тогда на устье жидкость будет иметь температуру 62 °C (рисунок 3).

Второй способ – попутный нагрев – заключается в поддержании необходимой температуры 62 °C по всей глубине скважины до устья (рисунок 4).

В итоге получаем мощность тепловыделения:

$$P = P_3 + P_{\text{НКТ}} = 19 + 15,5 = 34,5 \text{ кВт},$$

где  $P$  – суммарная затрачиваемая мощность, Вт;

$P_3$  – мощность, необходимая для разового разогрева жидкости до 62 °C, Вт;

Рисунок 3. Кривая распределения температуры перекачиваемой жидкости по глубине скважины при локальном нагреве



$P_{\text{НКТ}}$  – мощность, необходимая для поддержания температуры (компенсация потерь тепла во внешнюю среду), Вт.

Данный способ трудно реализуем на протяженных трубопроводах и применяется, в основном, для компенсации тепловых потерь.

Третий способ – локально-ступенчатый нагрев – заключается в нескольких интенсивных подогревах жидкости на коротких участках трубы. Предлагаемый способ позволяет реализовать различные варианты кривых распределения температуры перекачиваемой жидкости по глубине скважины. Выполнив расчеты при различных значениях параметров изменения температуры при разовом нагреве - и температуры жидкости на забое -, можно проанализировать эффективность рассматриваемой системы нагрева. Результаты расчетов приведены в таблице 4 и на рисунке 5, а-г.

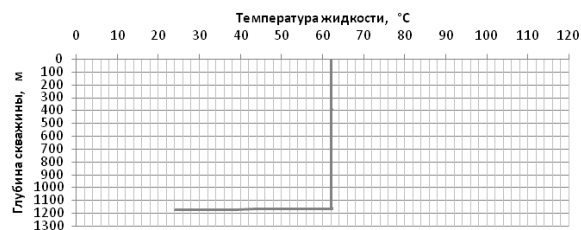


Рисунок 4. Кривая распределения температуры перекачиваемой жидкости по глубине скважины при попутном нагреве

Рассмотренные способы реализации нагрева рассчитаны при  $t_3 < 130$  °C с учетом максимальной температуры нагрева изоляции обмоток электродвигателя насоса.

Полученные данные расчетов позволяют наглядно показать изменение температуры по длине скважины, что позволяет не только оценить тепловые потери, но и оптимизировать режим нагрева с целью поддержания постоянного дебита скважины.

По результатам расчетов можно сделать вывод, что наименее эффективным является локальный способ нагрева, так как чем выше температура жидкости, тем интенсивнее происходит теплопередача в окружающую среду. Наиболее энергоэффективным является способ равномерного прогрева жидкости

по всему участку поднятия жидкости на поверхность земли (способ попутного нагрева).

Ввиду повышенной сложности монтажа и невысокой надежности в эксплуатации систем попутного и локально-попутного нагрева из-за особенностей расположения нагревательных элементов для протяженных трубопроводов наиболее эффективным по надежности, энергетическим показателям и простоте монтажа является способ локально-ступенчатого нагрева, предложенный авторами.

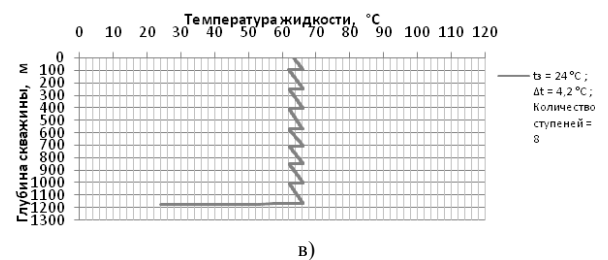
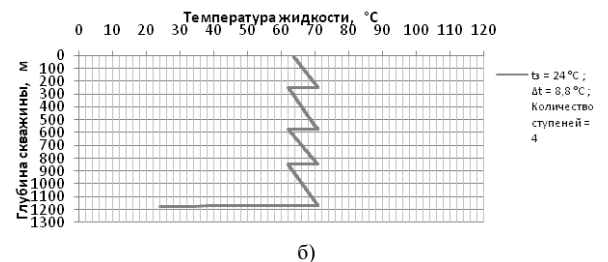
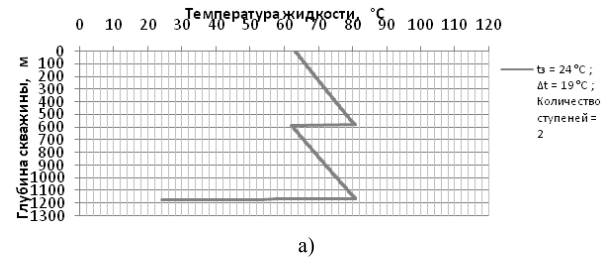


Рисунок 5. Кривые распределения температуры перекачиваемой жидкости по глубине скважины при локально-ступенчатом нагреве

Таблица 4. Результаты расчетов требуемых мощностей тепловыделения для устройств (ступеней) локального подогрева

Способы реализации	Температура, °C			Количество ступеней	Мощность тепловыделения во внутреннюю часть трубы, кВт			
	жидкости на забое	жидкости на устье	одной ступени		Для нагрева до 62 °C на забое	Одной ступени	Всех ступеней	Суммарная
рис. 5, а	24	63	19	2	19	9,6	19,2	38,2
рис. 5, б	24	63	8,8	4	19	4,5	18	37
рис. 5, в	24	63	4,2	8	19	2,1	16,8	35,8
рис. 5, г	24	63	2,2	15	19	1,1	16,5	35,5

Авторами предложен способ и устройство нагрева вязких жидкостей при разработке нефтяных месторождений, при котором осуществляют нагрев призабойной и линейной части посредством индукторов локального нагрева, поддерживающих температуру перекачиваемой жидкости в промежутке между температурами кристаллизации асфальтосмолопарафиновых отложений и коксования нефтяной эмульсии, размещенных на НКТ на протяжении скважины с интервалом, определяемым технологическим процессом.

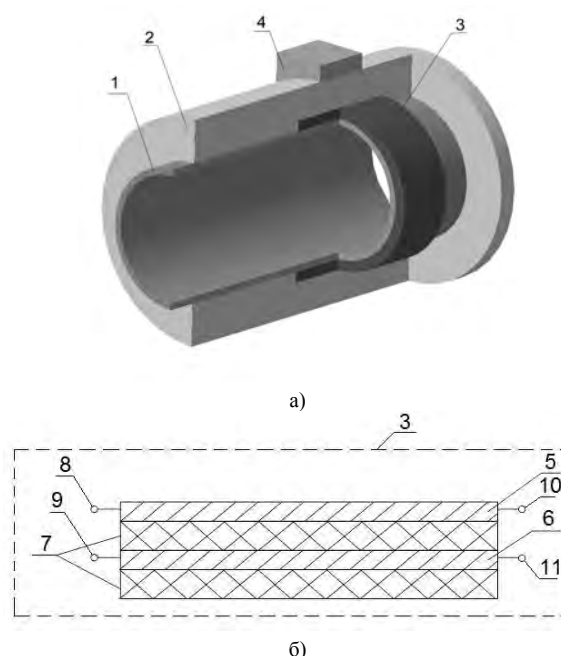
В предложенном способе и устройстве, его реализующем, индукторы выполнены путем навивки на НКТ, что обеспечивает лучшую магнитную связь с НКТ по сравнению с продольным размещением индуктора. При таком расположении индуктора электромагнитное поле, генерируемое индуктором, эффективнее поглощается НКТ, следовательно, интенсивность нагрева и тепловой КПД повышаются. Для обеспечения требуемого температурного режима работы скважины системой управления производится включение и отключение индукторов в зависимости от технологического режима. Кроме того, повышение управляемости процессом реализуется путем регулирования теплового потока, создаваемого каждым индуктором. Поскольку в работе задействованы несколько индукторов с возможностью индивидуального управления, управляемость установкой повышается.

Также авторами предложен способ электротермического воздействия на протяженные трубопроводы, при котором осуществляют нагрев трубопровода посредством нагревательных элементов, выполненных в виде многофункциональных интегрированных электромагнитных компонентов (МИЭК), размещенных на трубопроводе с интервалами, определяемыми температурным режимом и технологическим процессом перекачки. Для каждого нагревательного элемента дополнительно введен коммутатор. Коммутаторы могут быть как управляемые, так и неуправляемые системой управления.

С точки зрения авторов целесообразно также изготовление трубы с МИЭК как сборочной единицы. Известна труба для транспортировки нефтепродукта с нагревательным элементом, выполненным либо в виде кабеля, либо в виде элемента индукционно-резистивной скин-системы, представляющего собой трубку-спутник из ферромагнитного материала с размещенным в ней проводником из немагнитного материала [7, 8]. Недостатками указанной трубы являются неравномерный нагрев, объясняемый неравномерным прилеганием нагревательного кабеля, сложность, низкая технологичность монтажа кабеля при сборке трубопровода из рабочих труб, низкая надежность и

малый срок службы нагревательного элемента, ограниченная вырабатываемая погонная мощность.

Предложенная авторами труба для транспортировки вязких текучих сред содержит рабочую трубу 1, теплоизоляционный слой 2, нагревательный элемент 3, размещенный на трубе, выполненный в виде двух проводящих обкладок 5 и 6, разделенных диэлектриком 7 и свернутых в спираль (рисунок 6). Каждая обкладка нагревательного элемента имеет выводы 8, 9 в начале и 10, 11 в конце обкладки, выведенные в клеммную коробку 4.



**Рисунок 6.** Труба для транспортировки вязких текучих сред: 1 – рабочая труба, 2 – теплоизоляционный слой, 3 – нагревательный элемент, 4 – клеммная коробка, 5, 6 – проводящие обкладки, 7 – диэлектрик, 8, 9 – выводы в начале обкладки, 10, 11 – выводы в конце обкладки

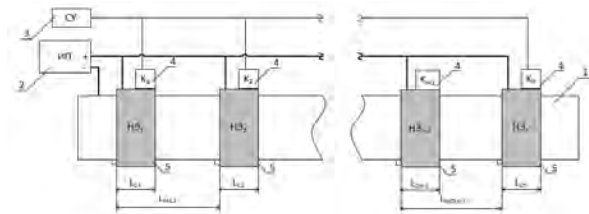
Вариантом исполнения является труба, у которой вывод в конце второй проводящей обкладки нагревательного элемента электрически связан с рабочей трубой.

Таким образом реализуется снижение тепловых потерь при транспортировке вязких текучих сред за счет наличия теплоизоляционного слоя, повышение эффективности передачи тепла рабочей трубе, за счет конструкции и расположения нагревательного элемента, упрощение и повышение надежности монтажа за счет независимого соединения трубы и электрических соединений, расширение функциональных возможностей при создании трубопроводов с различными температурными режимами перекачки вязких жидкостей.

Процесс нагрева контролируется системой управления 3, определяющей частоту коммутации, и источником питания 2, задающим величину напряжения, до которого заряжаются нагревательные

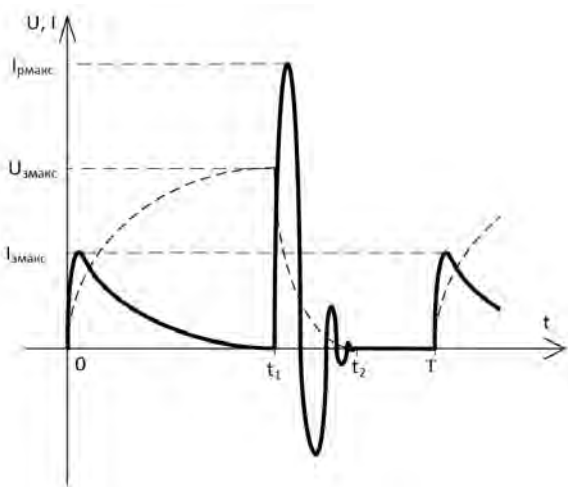
элементы. В случае с неуправляемым коммутатором нагревательный элемент заряжается до напряжения пробоя, равного  $U_{\text{з макс}}$ , затем происходит электрический пробой коммутатора. Напряжение пробоя неуправляемого коммутатора определяется требуемой тепловой мощностью.

На рисунке 7 показана индукционная нагревательная система с нагревательными элементами ( $HЭ_1 - HЭ_n$ ).



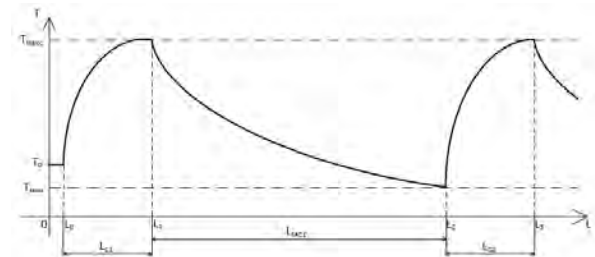
**Рисунок 7.** Индукционная нагревательная система  
 $L_{cp}$  – ширина  $n$ -го нагревательного элемента (определяется требуемой мощностью локального нагрева);  $L_{ме(n-1)}$  – промежуток между  $(n-1)$ -м и  $n$ -м нагревательными элементами (определяется свойствами отдачи тепла участка трубопровода  $l$  между  $(n-1)$ -м и  $n$ -м нагревательными элементами в окружающую среду);  $n$  – общее число нагревательных элементов, размещенных на трубопроводе  $l$ ;  $K_1 - K_n$  – коммутаторы соответствующих нагревательных элементов

На рисунке 8 изображены зависимости тока и напряжения на секции нагревательного элемента от времени. В промежутке времени  $0 - t_1$  происходит заряд емкости нагревательного элемента до напряжения  $U_{\text{з макс}}$  током с максимальным значением  $I_{\text{р макс}}$ . В промежутке времени  $t_1 - t_2$  происходит разряд емкости нагревательного элемента, при котором возникает импульс тока в обкладках нагревательного элемента с максимальным значением  $I_{\text{р макс}}$ . В промежутке времени  $t_2 - T$  пауза, регулирующая частоту коммутаций, где  $T$  – период коммутации. Далее процесс повторяется циклически.



**Рисунок 8.** Зависимости тока и напряжения на секции НЭ от времени

На рисунке 9 изображен график изменения температуры нагреваемой жидкости по длине трубопровода.  $T_0$  – начальная температура транспортируемой жидкости,  $T_{\text{ макс}}$  – температура транспортируемой жидкости после ее нагрева воздействием нагревательного элемента (должна быть не более температуры коксования транспортируемой жидкости),  $T_{\text{ мин}}$  – температура транспортируемой жидкости после прохождения пространства от одного нагревательного элемента до другого (должна быть не менее температуры застывания парафинов и смол, содержащихся в транспортируемой жидкости).



**Рисунок 9.** График изменения температуры нагреваемой жидкости по длине трубопровода

Устройство нагрева должно обеспечивать температурный режим работы в диапазоне от температуры застывания парафинов и смол, содержащихся в добываемой нефтяной эмульсии, до температуры коксования эмульсии.

Устройство работает следующим образом: от источника питания 2, заряжаются обкладки 6 и 7 нагревательного элемента 5 до напряжения  $U_{\text{з макс}}$ , затем от системы управления 3 подается импульс на коммутаторы 4 каждого нагревательного элемента 5 (в случае с неуправляемым коммутатором, нагревательный элемент заряжается до напряжения пробоя, равного  $U_{\text{з макс}}$ , затем происходит электрический пробой коммутатора), происходит разряд электрической емкости нагревательного элемента 5 на собственную индуктивность обкладок 6 и 7 нагревательного элемента 5, создается переменный ток  $I_{\text{р макс}}$ , протекающий по обкладкам 6 и 7 нагревательного элемента 5, создается магнитный поток, за счет которого наводятся вихревые токи в трубопроводе 1, который нагревается в зоне нагревательного элемента 5, передавая тепло транспортируемой жидкости.

Транспортируемая жидкость с температурой  $T_0$  поступает в трубопровод 1, где нагревается нагревательным элементом 5 до температуры  $T_{\text{ макс}}$ , затем, по мере движения по трубопроводу 1, жидкость охлаждается до температуры  $T_{\text{ мин}}$ . Для поддержания значения температуры жидкости, разогрева отдельных участков может быть размещено несколько нагревательных элементов.

Устройство работает с сопроводительной сетью и может получать питание по двум проводам от положительного и отрицательного полюсов источника питания. Устройство может работать с различными алгоритмами управления, задаваемыми системой управления и реализовывать различные режимы термического воздействия, определяемые частотой коммутации каждого коммутатора нагревательного элемента.

Интенсивность нагрева перекачиваемой жидкости зависит от следующих параметров: от скорости течения жидкости, электрической мощности, запасаемой нагревательным элементом, частоты коммутаций и от параметров разрядного контура.

Предлагаемый способ и устройство для его реализации предназначены для нагревания вязких текучих сред, а также для ликвидации и предотвращения образования отложений и пробок в трубопроводах различного назначения, в частности непосредственно в добывающих скважинах, в промысловых и магистральных нефтепроводах, в технологических продуктопроводах. Кроме того, данное устройство применимо на объектах нефтегазовой отрасли, а также химической, пищевой и иной промышленности, где производится транспортирование вязких текучих сред по трубопроводам.

### Выводы

1. Отмечается актуальность применения электрофизических методов теплового воздействия в добыче, перекачке и транспорте вязких текучих сред. Аналитический обзор технологий увеличения нефтеотдачи пласта на основе электротермических систем показывает, что данные системы по

применению классифицируются по зонам воздействия: в зоне устья, вдоль линейной части скважины и в зоне забоя.

2. Выполнена оценка эффективности систем локального, попутного, локально-позупутного и локально-ступенчатого нагрева на примере насосно-компрессорной трубы скважины. Полученные данные расчетов наглядно показывают характер изменения температуры по глубине скважины, что позволяет не только оценить тепловые потери, но и оптимизировать режим нагрева с целью поддержания постоянного дебита скважины. По результатам оценки можно сделать вывод, что наиболее энергоэффективным является способ равномерного прогрета по всему участку подъема жидкости на поверхность земли, что реализуется с помощью систем попутного или локально-позупутного нагрева.

3. Ввиду повышенной сложности монтажа и невысокой надежности в эксплуатации систем попутного и локально-позупутного нагрева из-за особенностей расположения нагревательных элементов для протяженных трубопроводов наиболее эффективным по надежности, энергетическим показателям и простоте монтажа является способ локально-ступенчатого нагрева, предложенный авторами.

4. Особенностью разработанных способов и устройств является использование многофункционального интегрированного электромагнитного компонента в качестве нагревательного элемента индукционной нагревательной системы, алгоритм работы которой определяется системой управления, контролирующей частоту коммутации каждого нагревательного элемента, что в свою очередь определяет интенсивность нагрева.

### СПИСОК ИСПОЛЪЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Анализ динамики патентования методов и устройств регулирования реологических свойств высоковязкой нефти на основе энергосберегающих индукционных технологий / Конесев С.Г. [и др.] // Нефтегазовое дело: электрон. науч. журн. УГНТУ. 2013. № 5. С. 179-189. URL: [http://www.ogbus.ru/authors/KonesevSG/KonesevSG\\_1.pdf](http://www.ogbus.ru/authors/KonesevSG/KonesevSG_1.pdf) (дата обращения: 10.10.2014).
- 2 Устройство тепловой обработки призабойной зоны скважин – электропарогенератор / Загривный Э.А. [и др.]: пат. 2451158, Рос. Федерация. №2010147607/03; заявл. 22.11.2010; опубл. 20.05.2012. Бюл. № 14. 8 с.
- 3 РД 39-026-02. Правила технической эксплуатации магистрального «горячего» нефтепровода «Узень – Атырау – Самара». Астана: ЗАО «КазТрансОйл», 2003. 576 с.

4 Михеев М.А., Михеева И.М. Основы теплопередачи. Изд. 2-е стереотип. М.: Энергия, 1977. С. 22, 54, 78.

5 Конесев С.Г., Садиков М.Р., Хлюпин П.А. Анализ эффективности применения нагревательных систем при перекачке вязких нефтей // Электропривод, электротехнологии и электрооборудование предприятий: сб. науч. тр. / III-ей Всерос. науч.-техн. конф. Уфа: изд-во УГНТУ, 2011. С. 212-218.

6 Проселков Ю. М. Теплопередача в скважинах. М.: Недра, 1985. С. 159.

7 СКИН-система / Специальные системы и технологии // Электронный ресурс: [www.teplomag.ru](http://www.teplomag.ru) (дата обращения: 10.10.2014).

8 Промышленный обогрев протяженных трубопроводов с помощью СКИН-систем / Электротехнический портал рынка России // Электронный ресурс: [www.elec.ru](http://www.elec.ru) (дата обращения: 10.10.2014).

### REFERENCES

- 1 Analiz dinamiki patentov anija metodov iustrojstvregulirovanijareologicheskijhsvoystv vysokovjazkojneftinaosnovejenergosberegaj ushhihindukcionnyhtehnologij / S.G. Konesevidr. // Neftgazovoedelo: Jelektron. nauch. zhurn. UGNTU. 2013. №5. S. 179-189. URL: [http://www.ogbus.ru/authors/KonesevSG/KonesevSG\\_1.pdf](http://www.ogbus.ru/authors/KonesevSG/KonesevSG_1.pdf) (data obrashhenija: 10.10.2014). [in Russian].
- 2 Ustrojstvo teplovoj obrabotki prizabojnoj zony skvazhin – jelektroparogenerator / Je.A. Zagrivnyj i dr.: pat. 2451158, Ros. Federacija. №2010147607/03; zajavl. 22.11.2010; opubl. 20.05.2012. Bjul. № 14. 8 s. [in Russian].
- 3 RD 39-026-02. Pravila tehnicheckoj jekspluataciji magistral'nogo «gorjachego» nefteprovoda «Uzen' – Atyrau – Samara». Astana: ZAO «KasTransOj», 2003. 576 s. [in Russian].

4 Miheev M.A., Miheeva I.M. Osnovy teploperedachi. Izd. 2-e stereotip. M.: Jenergiya, 1977. S. 22, 54, 78. [in Russian].

5 Konesev S.G., Sadikov M.R., Hlyupin P.A. Analiz jeffektivnosti primeneniya nagrevatel'nyh sistem pri perekachke vjazkih neftej // Jelektroprivod, jelektrotehnologii i jelektrooborudovanie predpriyatij: sb. nauch. tr. / III-ey Vserossijskoj nauch.-tehn. konf. Ufa: izd-vo UGNTU, 2011. S. 212-218. [in Russian].

6 Proselkov Ju. M. Teploperedacha v skvazhinah. M.: Nedra, 1985. S. 159. [in Russian].

7 SKIN-sistema / Special'nye sistemy i tehnologii // Jelektronnyj resurs: www.teplomag.ru (data obrashhenija: 10.10.2014). [in Russian].

8 Promyshlennyj obogrev protjazhennyh truboprovodov s pomoshh'ju SKIN-sistem / Jelektrotehnicheskij portal rynka Rossii // Jelektronnyj resurs: www.elec.ru (data obrashhenija: 10.10.2014). [in Russian].

*Конесев С.Г., канд. техн. наук, доцент кафедры «Электротехника и электрооборудование предприятий», ФГБОУ ВПО УГНТУ, г. Уфа, Российская Федерация*

*S.G. Konesev, Candidate of Engineering Sciences, Assistant Professor of the Chair "Electrical Engineering and Electrical Equipment Enterprises", FSBEI HPE USPTU, Ufa, the Russian Federation  
e-mail: KonesevSG@yandex.ru*

*Кириллов Р.В., аспирант кафедры «Электротехника и электрооборудование предприятий», ФГБОУ ВПО УГНТУ, г. Уфа, Российская Федерация  
R.V. Kirillov, Post-graduate Student of the Chair "Electrical Engineering and Electrical Equipment Enterprises", FSBEI HPE USPTU, Ufa, the Russian Federation*

*Кондратьев Э.Ю., аспирант кафедры «Электротехника и электрооборудование предприятий», ФГБОУ ВПО УГНТУ, г. Уфа, Российская Федерация  
E.Y. Kondratiev, Post-graduate Student of the Chair "Electrical Engineering and Electrical Equipment Enterprises", FSBEI HPE USPTU, Ufa, the Russian Federation*

*Садиков М.Р., аспирант кафедры «Электротехника и электрооборудование предприятий», ФГБОУ ВПО УГНТУ, г. Уфа, Российская Федерация*

*M.R. Sadikov, Post-graduate Student of the Chair "Electrical Engineering and Electrical Equipment Enterprises", FSBEI HPE USPTU, Ufa, the Russian Federation*

*Хазиева Р.Т., аспирант кафедры «Электротехника и электрооборудование предприятий» ФГБОУ ВПО УГНТУ, г. Уфа, Российская Федерация  
R.T. Khazieva, Post-graduate Student of the Chair "Electrical Engineering and Electrical Equipment Enterprises", FSBEI HPE USPTU, Ufa, the Russian Federation*

*Хлюпин П.А., аспирант кафедры «Электротехника и электрооборудование предприятий» ФГБОУ ВПО УГНТУ, г. Уфа, Российская Федерация  
P.A. Khlyupin, Post-graduate Student of the Chair "Electrical Engineering and Electrical Equipment Enterprises", FSBEI HPE USPTU, Ufa, the Russian Federation*