

УДК 62

**Д.С. Пинягин, Н.А. Костарев, Н.М. Труфанова**Пермский национальный исследовательский политехнический университет,  
Пермь, Россия**АНАЛИЗ ПРОЦЕССОВ ТЕПЛОМАССОПЕРЕНОСА  
В НЕФТЯНОЙ СКВАЖИНЕ ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ  
ПРИЗАБОЙНЫХ НАГРЕВАТЕЛЕЙ**

Рассматриваются проблема наличия высоковязкой нефти в нефтяных скважинах и способ ее решения при помощи нагрева призабойной зоны скважины с использованием призабойного нагревателя. Рассмотрена двумерная математическая модель процесса теплообмена в нефтяной скважине при помощи призабойного нагревателя для скважин с высоковязкой нефтью. Принято продольное сечение скважины глубиной 105 м, окруженной грунтом. Для исследования распределений вязкости, скоростей и температур исследованы три варианта модели с призабойным нагревателем, который находится на глубине 80 и 60 м и имеет различные размеры: 20 и 40 м. Численная реализация разработанной математической модели осуществлялась методом конечных элементов в среде ANSYS. Для построения геометрии и разбиения на сетку конечных элементов использовались препроцессор ICEM CFD и квадратичные элементы. Поставленная задача решалась численным методом конечных элементов в среде инженерных расчетов Fluent. В результате исследования получены поля скоростей, температур и вязкости во всем объеме скважины. Построены зависимости температуры нефти от мощности нагревателя, его размеров и глубины. Определена зависимость температуры на входе в электрический центробежный насос от дебита жидкости и распределения вязкости нефти по глубине до призабойного нагревателя. В результате данных исследований был выбран более рациональный вариант способа добычи высоковязкой нефти при использовании призабойного нагревателя в нефтяной скважине. Применение данного варианта поможет снизить нагрузку электрических центробежных насосов и увеличить их коэффициент полезного действия.

**Ключевые слова:** нефтяная скважина, забойный нагреватель, высокая вязкость, тепловой процесс.

**D.S. Pinyagin, N.A. Kostarev, N.M. Trufanova**

Perm National Research Polytechnic University, Perm, Russian Federation

**ANALYSIS OF HEAT AND MASS PROCESSES IN AN OIL  
WELL WITH USING THE BOTTOM HEATERS**

The paper deals with the problem of high-viscosity oil in oil wells and how to solve it by heating the well bottom zone using a bottom heater. A two-dimensional mathematical model of the process of heat and mass transfer in an oil well using a bottom heater, which is used for wells with high-viscosity oil were viewed. A longitudinal section of a well with a depth of 105 meters, surrounded by soil, was taken. To study the distributions of viscosity, velocity and temperature, three variants of a model with a bottom

heater, which is located at a depth of 80 meters and 60 meters and having various sizes of 20 meters and 40 meters, were investigated. The numerical implementation of the developed mathematical model was carried out by the finite element method in the ANSYS environment. The ICEM CFD preprocessor was used to build the geometry and the finite element grid partitioning. Used quadratic elements. The task was solved by the numerical method of finite elements in the environment of engineering calculations Fluent. The obtained fields of velocity, temperature and viscosity in the entire volume of the well. The dependences of oil temperature on heater power, its size and depth, the dependence of the temperature at the inlet to the electric centrifugal pump on the flow rate of the liquid, and the distribution of oil viscosity over the bottom-hole heater are built. As a result of these studies, a more rational version of the method of producing high-viscosity oil was chosen when using a bottom heater in an oil well. Using this option will help reduce the load from electric centrifugal pumps and increase their efficiency.

**Keywords:** oil well, bottom heater, high-viscosity, heat process.

В связи со снижением природных запасов маловязкой нефти в России разрабатываются месторождения с высоковязкой нефтью [1]. Поскольку в России существует большое количество запасов сверхвязкой нефти, то их разработка является актуальной задачей. В связи с этим остро стоит вопрос о способе добычи высоковязкой нефти.

Первичный способ добычи – это добыча нефти с помощью естественных механизмов. Первичная добыча зависит от природных факторов. Источники этих факторов:

- расширение жидкости и выделение растворенного газа из нефти в качестве пластового давления;
- расширение газа, выделяющегося при понижении давления;
- приток воды из смежного пространства;
- сила тяжести;
- сочетание вышеперечисленного.

Когда естественная энергия истощена или стала недостаточной для поддержания желаемых показателей, необходимо добавить энергию. Вторичный способ добычи относится к таким методам, как закачка газа или воды, назначение которых – поддерживать пластовое давление после первичного истощения. Впрыскиваемая жидкость вытесняет часть оставшейся нефти к добывающим скважинам. Процесс смещения имитирует естественный приток воды или расширение газа. Нефть, которая не может быть извлечена с использованием первичных или вторичных процессов извлечения, может быть извлечена за счет использования более продвинутых методов, таких как тепловой, химический и т.д.

Наиболее эффективными методами добычи высоковязкой и сверхвязкой нефти являются методы, в которых используются паротепловая обработка призабойных зон скважин и закачка в пласт теплоносителей.

Увеличение нефтеотдачи достигается за счет загрузки электрического нагревателя в призабойную зону скважины. Под воздействием тепла снижается вязкость нефтяной жидкости, что улучшает охват пласта и увеличивает коэффициент вытеснения.

Для высоковязких и парафинистых нефтей существует оптимальная температура нагрева, при которой эффект будет наибольшим. Достичь этого эффекта можно при помощи скважинных электронагревателей ПЗП.

Промышленность освоила производство специального комплекса оборудования для прогрева скважин, основным узлом которого служит электронагреватель ТЭН. Температура нагрева – до 120 °С\*.

Электрические центробежные насосы (ЭЦН) – это насосы, предназначенные для перекачки нефти и нефтепродуктов. Одной из особенностей переработки нефти и нефтепродуктов является высокая вязкость перекачиваемой среды, центробежные нефтяные насосы могут обеспечивать перекачку нефти с вязкостью до 450 сСт\*\*.

Центробежные насосы используются для того, чтобы поднять жидкость от низкого до высокого уровня. Эти насосы работают по очень простому механизму: центробежный насос преобразует энергию вращения, часто от двигателя, в энергию движущейся жидкости.

Две основные части, которые отвечают за преобразование энергии, – это рабочее колесо и корпус. Рабочее колесо – это вращающаяся часть насоса, а корпус – воздухонепроницаемый канал, который окружает рабочее колесо. В центробежном насосе жидкость поступает в корпус, падает на лопасти рабочего колеса у проушины рабочего колеса и вращается тангенциально и радиально наружу до тех пор, пока не покинет рабочее колесо в диффузорной части корпуса. Проходя через рабочее колесо, жидкость набирает скорость и давление.

Следующие главные факторы влияют на производительность центробежного насоса и должны учитываться при выборе:

1. Вязкость рабочей жидкости. В целом центробежный насос подходит для жидкостей с низкой вязкостью, так как насосное действие создает высокий сдвиг жидкости.

---

\* Ларин П.А. Математическая модель ламинарного течения вязкой жидкости: современные технологии в нефтегазовом деле // Сборник тр. междунар. науч.-техн. конф. – 2014. – С. 234–236.

\*\* ПРОМХИМТЕХ // Центробежные общепромышленные насосы [Электронный ресурс]. – URL: <http://promhimtech.ru/produksiya/tsentrobezhnyie-nasosyi-s-tortsevyim-uplotneniem/> (дата обращения: 06.06.2019).

2. Удельная плотность и плотность рабочей жидкости. Это напрямую влияет на входную мощность, необходимую для перекачки конкретной жидкости. Если вы работаете с жидкостью, отличной от воды, важно учитывать удельную плотность и плотность, поскольку они будут оказывать непосредственное влияние на объем работы, выполняемой насосом.

3. Рабочая температура и давление – условия откачки, такие как температура и давление, являются важным фактором для любой операции. Например, для высокотемпературной перекачки могут потребоваться специальные прокладки, уплотнения и монтажные конструкции. Аналогично для условий высокого давления может потребоваться надлежащим образом сконструированный кожух для поддержания давления.

4. Давление пара рабочей жидкости. Давление пара жидкости – это давление при данной температуре, при котором жидкость изменится на пар. Это должно быть определено во избежание кавитации, а также повреждения подшипников, вызванного работой всухую, когда жидкость испарилась.

Решению проблемы добычи высоковязкой нефти посвящены работы [1–8], где рассмотрены методики перекачки нефти. В данной работе рассматривается процесс тепломассопереноса [9–14] в нефтяной скважине в двумерной постановке. Продольное сечение скважины длиной 105 м и окружающий ее участок земли приведены на рис. 1.

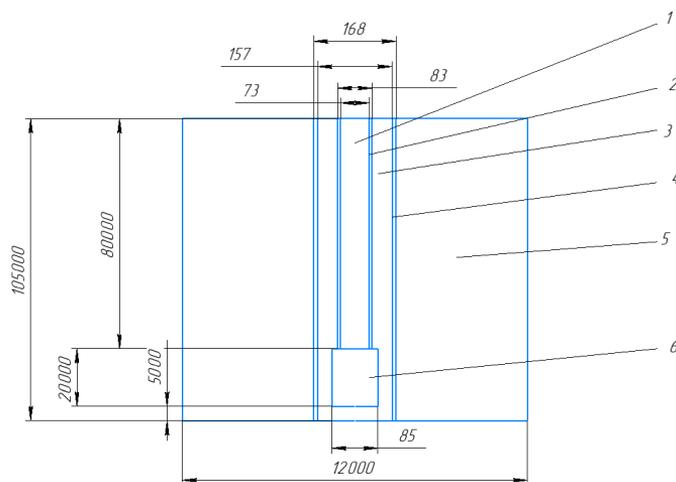


Рис. 1. Расчетная область: 1 – насосно-компрессорная труба; 2 – стенка насосно-компрессорной трубы; 3 – нефтяная жидкость; 4 – обсадная колонна; 5 – грунт; 6 – нагревательный элемент

Увеличение вязкости нефти входит в число факторов, негативно отражающихся на рабочих характеристиках установок электрических центробежных насосов (ЭЦН) и, прежде всего, на их коэффициенте подачи и МРП (рис. 2). Также увеличивается нагрузка и снижается КПД, вплоть до того, что ЭЦН престаёт перекачивать нефть. Причина, по которой производительность центробежного насоса снижается, когда насос работает с высоковязкими жидкостями, – это трение диска. Трение диска ведет к потерям и за пределами корпуса и к гидравлическим потерям в проточных каналах.

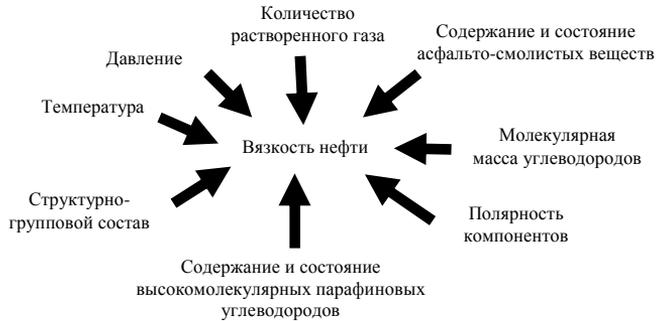


Рис. 2. Факторы, влияющие на вязкость нефти

Математическая модель движения и теплопереноса в нефтяной скважине основывается на законах сохранения энергии, сохранения количества движения и сохранения массы [15–17].

В данной задаче были сделаны следующие допущения: задача плоская, процесс стационарный, течение нефти – ламинарное [18–20], теплофизические свойства твердых материалов не зависят от температуры, бесконечный массив земли заменен ограниченной областью, не влияющей на изменение температуры, на границе раздела разнородных сред реализуется условие идеального теплового контакта. С учетом сделанных допущений математическая постановка задачи примет вид:

$$\rho_i \left( \frac{\partial U_x}{\partial x} + \frac{\partial U_y}{\partial y} \right) = 0, \quad (1)$$

$$\rho \left( U_x \frac{\partial U_x}{\partial x} + U_y \frac{\partial U_x}{\partial y} \right) = -\frac{\partial P}{\partial x} + \mu \left( \frac{\partial^2 U_x}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 U_x}{\partial y^2} \right), \quad (2)$$

$$\rho \left( U_x \frac{\partial U_y}{\partial x} + U_y \frac{\partial U_y}{\partial y} \right) = -\frac{\partial P}{\partial y} + \mu \left( \frac{\partial^2 U_y}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 U_y}{\partial y^2} \right), \quad (3)$$

$$c_i \rho_i \left( U_x \frac{\partial T}{\partial x} + U_y \frac{\partial T}{\partial y} \right) = \lambda_i \left( \frac{\partial^2 T}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 T}{\partial y^2} \right), \quad (4)$$

$$\lambda_i \left( \frac{\partial^2 T}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 T}{\partial y^2} \right) = 0, \quad (5)$$

$$\lambda \left( \frac{\partial^2 T}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 T}{\partial y^2} \right) + qv = 0, \quad (6)$$

где  $x, y$  – декартовы координаты;  $i$  – индекс исследуемых областей,  $i = 1$  – для нефти,  $i = 2$  – для насосно-компрессорной трубы,  $i = 3$  для грунта,  $i = 4$  – для обсадной колонны.

На входе в скважину задается температура жидкости, равная 20 °С, и дебит жидкости, равный 50 м<sup>3</sup>/сут, в устье скважины задаются температура на поверхности земли и режим установившегося течения.

Поставленная задача решалась методом конечных элементов в программном комплексе Fluent.

Ниже представлен график зависимости температуры на выходе из насосно-компрессорной трубы от количества конечных элементов.

Из рис. 3 видно, что необходимо и достаточно 7,1 млн элементов для решения данной задачи.

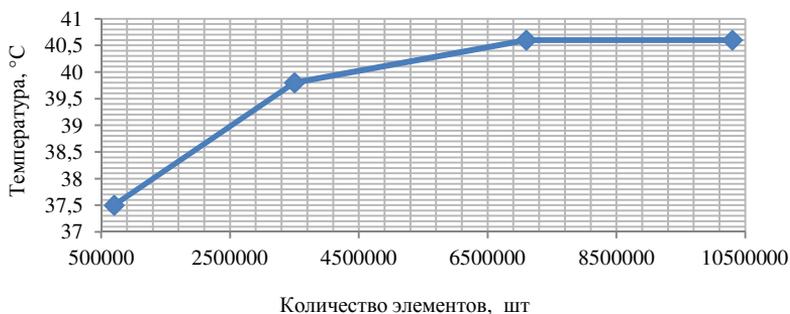


Рис. 3. Зависимости температуры на выходе из насосно-компрессорной трубы от количества конечных элементов

Ниже представлены графики зависимости температуры на выходе из насосно-компрессорной трубы и скорости на выходе из насосно-компрессорной трубы от количества конечных элементов.

Из рис. 4 и 5 видно, что необходимо и достаточно 200 итераций для достижения установившегося режима.

**Влияние мощности нагревателей на температуру нефти на входе в центробежный насос.** Одной из особенностей переработки нефти и нефтепродуктов является вязкость перекачиваемой среды, центробежные нефтяные насосы должны обеспечивать перекачку нефти с вязкостью до 450 сСт = 360 мПа·с [19].

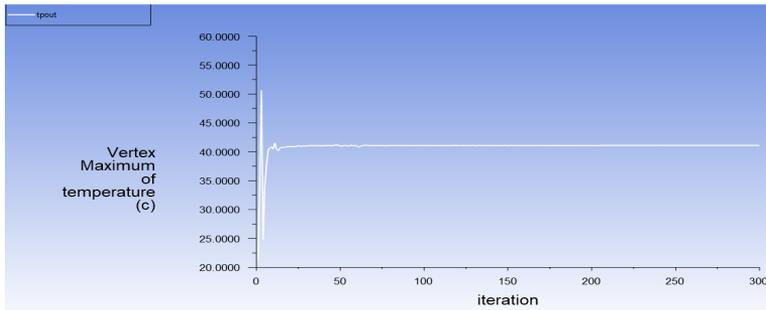


Рис. 4. Зависимости температуры на выходе из насосно-компрессорной трубы от количества итераций

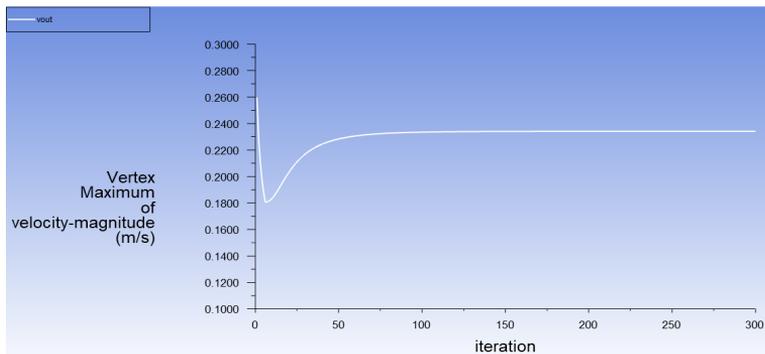


Рис. 5. Зависимости скорости на выходе из насосно-компрессорной трубы от количества итераций

Нагреватели работают при температуре до 120 °С [20], данная температура была выбрана как максимально допустимая.

На рис. 5 представлены температурные поля 3 моделей на входе в центробежный насос от мощности нагревателей различной длины  $l$ , находящихся на различной глубине  $h$  от центробежного насоса.

На рис. 7 показана зависимость температуры нефти на входе в центробежный насос от мощности нагревателей различной длины  $l$ , находящихся на различной глубине  $h$  от центробежного насоса. По результатам исследований видно, что уменьшение глубины нагревателя на 20 м ведет к увеличению температуры на 5 °С (кривые 1 и 2, см. рис. 7). Увеличение длины нагревателя на 20 м и уменьшение глубины на 20 м ведут к увеличению температуры на 17 °С (кривые 1 и 3, см. рис. 7). Увеличение длины нагревателя на 20 м ведет к увеличению температуры на 12 °С (кривые 2 и 3, см. рис. 7). Температура 120 °С на нагревателя для кривых 1 и 2 достигается при мощности в 110 кВт/м<sup>3</sup>, а для кривой 3 – при мощности

170 кВт/м<sup>3</sup>. Из полученных данных можно сделать вывод, что на первые два нагревателя требуется затратить на 60 кВт/м<sup>3</sup> мощности меньше, чем на третий, что делает их более выгодными.

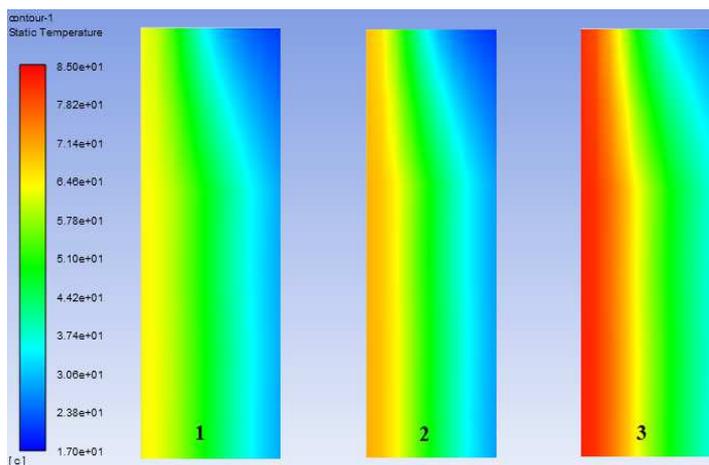


Рис. 6. Температурное поле на входе в ЭЦН:  
 1 –  $h = 80, l = 20$ ; 2 –  $h = 60, l = 20$ ; 3 –  $h = 60, l = 40$

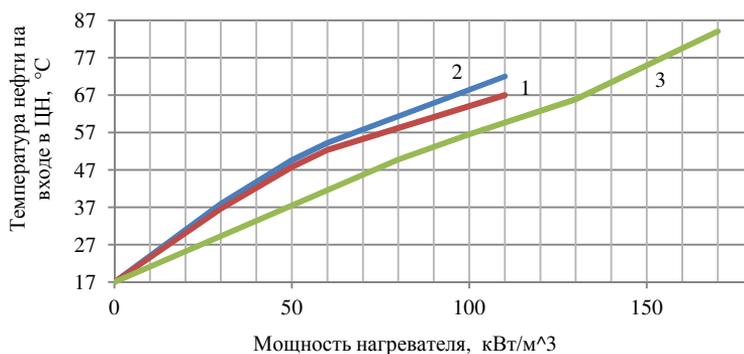


Рис. 7. Зависимости температуры нефти на входе в центробежный насос (ЦН) от мощности нагревателя:  
 1 –  $h = 80, l = 20$ ; 2 –  $h = 60, l = 20$ ; 3 –  $h = 60, l = 40$

### Влияние величины дебита на температуру нефти на входе в центробежный насос.

Зависимость величины дебита от температуры

Величина дебита, т/сут	Температура, °C
50	64,4
100	59
200	50,47

Из рис. 8 видно, что увеличение дебита в два раза ведет к снижению температуры на  $5,4\text{ }^{\circ}\text{C}$ , увеличение дебита в четыре раза ведет к снижению температуры нефти на  $13,93\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Снижение температуры на входе в ЭЦН связано с тем, что нефть не успевает прогреваться. Это ведет к тому, что вязкость нефти будет высокой и насос не сможет перекачать её, по этим причинам требуется повысить мощность нагревателя, а это, в свою очередь, ведет к затратам на электроэнергию.

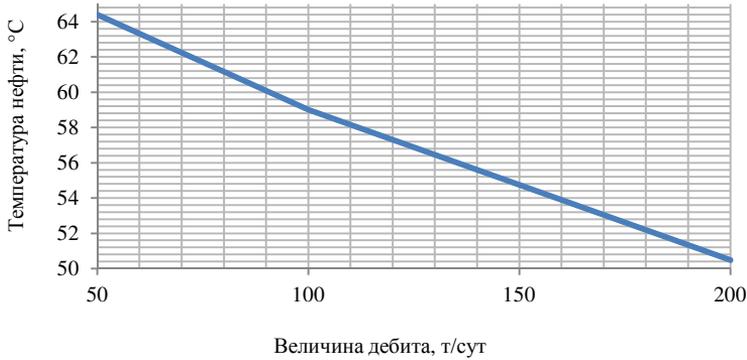


Рис. 8. Зависимости температуры нефти на входе в ЦН от величины дебита

**Распределение вязкости нефти по глубине скважины после призабойного нагревателя.** На рис. 9 представлены поля вязкости для 3 моделей на входе в центробежный насос при нагревателях различной длины  $l$ , находящихся на различной глубине  $h$  от центробежного насоса.

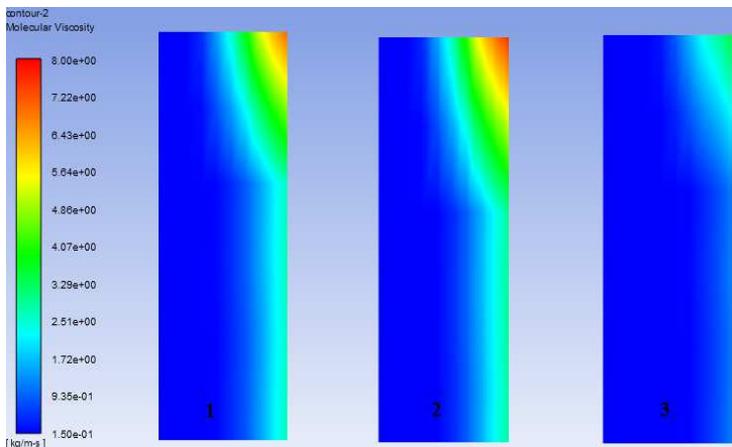


Рис. 9. Поля вязкости на входе в ЭЦН:  
 1 –  $h=80, l=20$ ; 2 –  $h=60, l=20$ ; 3 –  $h=60, l=40$

На рис. 10 показано распределение вязкости нефти по глубине скважины после призабойного нагревателя. По результатам исследований видно, что уменьшение глубины нагревателя на 20 м ведет к уменьшению вязкости на 25 мПа·с (кривые 1 и 2, рис. 10). Увеличение длины нагревателя на 20 м и уменьшение глубины на 20 м ведут к уменьшению вязкости на 78 мПа·с (кривые 1 и 3, см. рис. 10). Увеличение длины нагревателя на 20 м ведет к уменьшению вязкости на 53 мПа·с (кривые 2 и 3, см. рис. 10).

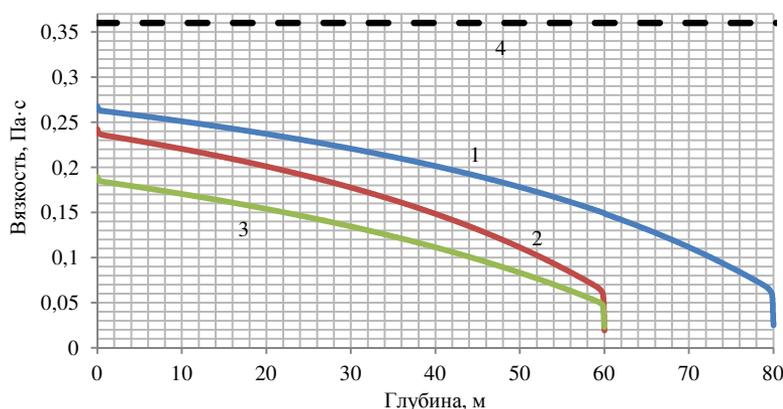


Рис. 10. Распределение вязкости нефти по глубине скважины после призабойного нагревателя: 1 –  $h = 80$ ,  $l = 20$ ; 2 –  $h = 60$ ,  $l = 20$ ; 3 –  $h = 60$ ,  $l = 40$ , 4 – критическая вязкость, при которой осуществляется перекачка нефти при помощи ЦН

Как видно из рис. 7, все режимы нагрева способны обеспечить условия для перекачки нефти из скважины, кривые 2 и 3 обеспечивают наименьшую вязкость, но, как видно из рис. 5, кривая 2 показывает использование на 70 кВт/м<sup>3</sup> меньше. Кривая 2 позволяет затрачивать меньше энергии, поэтому для добычи нефти более рационально использовать нагреватель номер 2.

В данной статье была разработана модель, позволяющая исследовать процесс теплообмена в нефтяной скважине при использовании призабойного электрического нагревателя. Были получены зависимости температуры нефти на входе в электрический центробежный насос от мощности и размеров нагревателя и от дебита жидкости. Было получено распределения вязкости по глубине скважины до нагревателя. Разработанная модель позволяет получить поля вязкости, скоростей и температур по всему объему скважины. Данные исследования позво-

лили определить наиболее рациональный способ прогрева призабойной зоны скважины для добычи высоковязкой нефти.

Таким образом, использование призабойных нагревателей позволило увеличить температуру нефти на входе в центробежный насос, что ведет к снижению вязкости нефти, нагрузки на насос и увеличению КПД центробежного насоса.

### **Библиографический список**

1. Тарасюк В.М. Высоковязкие нефти и природные битумы: проблемы и повышение эффективности разведки и разработки // Берег. 777.сова. – 2014. – № 2. – С. 121–125.

2. Башкирцева Н.Ю. Высоковязкие нефти и природные нефти // Вестник Казан. технолог. ун-та. – 2014. – С. 296–299.

3. Шандрыгин А.Н. Разработка залежей тяжелой нефти и природного битума методом парогравитационного дренажа (SAGD) // Нефтяное хозяйство. – 2006. – № 7. – С. 92–96.

4. Хамидоллаев Д.Т. Садакбаева Д.Б. Методы перекачки высоковязких нефтей // International scientific review. – 2015.

5. Рузин Л.М. Особенности и инновационные направления освоения ресурсов высоковязких нефтей // Известия Коми научного центра УРО РАН. – 2010. – С. 92–97.

6. Халикова Д.А., Петров С.М., Башкирцева Н.Ю. Обзор перспективных технологий переработки тяжелых высоковязких нефтей и природных битумов // Вестник Казан. технолог. ун-та. – 2013. – С. 217–220.

7. Искрицкая Н.И., Макаревич В.Н. Необходимость ускоренного освоения месторождений тяжёлых высоковязких нефтей на территории России // Георесурсы. – 2014.

8. Современные технологии добычи высоковязких нефтей / С.Г. Конесев, М.И. Хакимьянов, П.А. Хлюпин, Э.Ю. Кондратьев // Электротехнические системы и комплексы. – 2013. – С. 301–307.

9. Ибрагимов А.М. Теплоперенос при граничных условиях второго и третьего рода // Промышленное и гражданское строительство. – 2006. – № 9. – С. 58–59.

10. Труфанова Н.М., Костарев Н.А. Исследование процесса теплопереноса в нефтяной скважине // Научно-технический вестник Поволжья. – 2015. – № 4. – С. 126–129.

11. Конюхов В.М., Конюхов И.В., Чекалин А.Н. Математическое моделирование и параллельные вычисления процессов тепломассопереноса при эксплуатации единого комплекса «Нефтяной пласт – система скважин – электроцентробежные насосы» // Вестник Казан. технолог. ун-та. – 2014. – Т. 17. – № 10. – С. 195–202.

12. Файзуллин А.Э., Труфанова Н.М. Анализ тепловых процессов в нефтяной скважине // Научно-технический вестник Поволжья. – 2018. – № 7. – С. 150–153.

13. Ковригин Л.А., Кухарчук И.Б. Конвективный теплообмен в межтрубном пространстве нефтяной скважины с греющим кабелем // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Электротехника, информационные технологии, системы управления. – 2012. – № 6. – С. 43–47.

14. Фертиков М.Г., Дятлов И.Я., Труфанова Н.М. Исследование тепловых режимов греющего кабеля различных конструкций // Автоматизированные системы управления и информационные технологии: материалы всерос. науч.-техн. конф.: в 2 т. – Пермь, 2018. – Т. 2. – С. 115–120.

15. Костарев Н.А., Труфанова Н.М. Исследование процессов тепломассопереноса в нефтяной скважине с учетом процесса парафинообразования // Автоматизированные системы управления и информационные технологии: материалы всерос. науч.-техн. конф.: в 2 т. – Пермь, 2017. – Т. 2. – С. 136–142.

16. Ming-Jing Du, Yu-Lan Wang, Chao-Lu Temuer. Reproducing kernel method for numerical simulation of downhole temperature distribution // Applied Mathematics and Computation. – 2017. – 297. – P. 19–30.

17. Tarom N., Hossain M.M. Using ANSYS to Realize a Semi-Analytical Method for Predicting Temperature Profile in Injection/Production Well // World Academy of Science, Engineering and Technology. – 2012. – 72.

18. Харламов С.Н., Терещенко Р.Е. Теплообмен при ламинарном течении нефти и нефтепродуктов с аномальной реологией в трубопроводах большой протяженности // Вестник Рос. акад. естеств. наук. Западно-Сибирское отделение. – 2013. – № 15. – С. 96–100.

19. Ананьев Д.В., Халитова Г.Р. Интенсификация теплопереноса при ламинарном течении высокопарафинистой нефти в круглой трубе // Труды Академэнерго. – 2014. – № 2. – С. 7–16.

20. Стрункин С.И., Григорьев А.В., Хузин Л.И. Применение установок прогрева призабойной зоны пласта // Инженерная практика. – 2015. – Вып. 12.

### References

1. Tarasiuk V.M. Vysokoviazkie nefiti i prirodnye bitумы: problemy i povyshenie effektivnosti razvedki i razrabotki [Heavy crude oils and natural bitumens: problems and efficiency]. *Beregina.777.sova*, 2014, no. 2, pp. 121-125.

2. Bashkirtseva N.Iu. Vysokoviazkie nefiti i prirodnye nefiti [High viscosity oils and natural oils]. *Vestnik Kazanskogo tekhnologicheskogo universiteta*, 2014, pp. 296-299.

3. Shandrygin A.N. Razrabotka zalezhei tiazheloi nefiti i prirodnogo bituma metodom parogravitatsionnogo drenazha (SAGD) [Development of deposits of heavy crude and natural bitumen by a Steam Assisted Gravity Drainage]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2006, no. 7, pp. 92-96.

4. Khamidollaev D.T. Sadakbaeva D.B. Metody perekachki vysokoviazkikh neftei [Methods of pumping high-viscosity oils]. *International scientific review*, 2015.

5. Ruzin L.M. Osobennosti i innovatsionnye napravleniia osvoeniia resursov vysokoviazkikh neftei [Features and innovative areas of the development of high-viscosity oil resources]. *Izvestiia Komi nauchnogo tsentra URO RAN*, 2010, pp. 92-97.

6. Khalikova D.A., Petrov S.M., Bashkirtseva N.Iu. Obzor perspektivnykh tekhnologii pererabotki tiazhelykh vysokoviazkikh neftei i prirodnykh bitumov [Review of promising technologies for processing heavy high-viscosity oils and natural bitumens]. *Vestnik Kazanskogo tekhnologicheskogo universiteta*, 2013, pp. 217-220.

7. Iskriiskaia N.I., Makarevich V.N. Neobkhodimost' uskorenного osvoeniia mestorozhdenii tiazhelykh vysokoviazkikh neftei na territorii Rossii [The necessity of accelerating the development of highly viscous oil in Russia]. *Georesursy*, 2014.

8. Konesev S.G., Khakim'ianov M.I., Khliupin P.A., Kondrat'ev E.Iu. Sovremennye tekhnologii dobychi vysokoviazkikh neftei [Modern technologies of high viscosity oils]. *Elektrotekhnicheskie sistemy i komplekсы*, 2013, pp. 301-307.

9. Ibragimov A.M. Teplomassoperenos pri granichnykh usloviyakh vtorogo i tret'ego roda [Heat transfer under boundary conditions of the second and third type]. *Promyshlennoe i grazhdanskoe stroitel'stvo*, 2006, no. 9, pp. 58-59.

10. Trufanova N.M., Kostarev N.A. Issledovanie protsessa teplomassoperenosa v neftianoj skvazhine [Research process of heat and mass transfer in an oil well]. *Nauchno-tekhnicheskii vestnik Povolzh'ia*, 2015, no. 4, pp. 126-129.

11. Koniukhov V.M., Koniukhov I.V., Chekalin A.N. Matematicheskoe modelirovanie i parallel'nye vychisleniia protsessov teplomassoperenosa pri ekspluatatsii edinogo kompleksa «Neftianoj plast - sistema skvazhin - elektrosentrobezhnye nasosy» [Mathematical modeling and parallel calculations of heat and mass transfer processes when operating a single complex "Oil plast - wells system - electrocentrapping pumps"]. *Vestnik Kazanskogo tekhnologicheskogo universiteta*, 2014, vol. 17, no. 10, pp. 195-202.

12. Faizullin A.E., Trufanova N.M. Analiz teplovykh protsessov v neftianoj skvazhine [Analysis of thermal processes in an oil well]. *Nauchno-tekhnicheskii vestnik Povolzh'ia*, 2018, no. 7, pp. 150-153.

13. Kovrigin L.A., Kukharchuk I.B. Konvektivnyi teploobmen v mezhtrubnom prostranstve neftianoj skvazhiny s greiushchim kabelem [Convective heat transfer in the annular space of an oil well with a heating cable]. *Vestnik Permskogo natsional'nogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta. Elektrotehnika, informatsionnye tekhnologii, sistemy upravleniia*, 2012, no. 6, pp. 43-47.

14. Fertikov M.G., Diatlov I.Ia., Trufanova N.M. Issledovanie teplovykh rezhimov greiushchego kabelia razlichnykh konstruksii [Research of the thermal modes of the heating cable of various constructions]. *Avtomatizirovannye sistemy upravleniia i informatsionnye tekhnologii. Materialy vs Rossiiskoi nauchno-tekhnicheskoi konferentsii*. Perm, 2018, vol. 2, pp. 115-120.

15. Kostarev N.A., Trufanova N.M. Issledovanie protsessov teplomassoperenosa v neftianoj skvazhine s uchetom protsessa parafinobrazovaniia [Process of oil heat and mass transfer in vertical well with influence of paraffin deposits on tubing]. *Avtomatizirovannye sistemy upravleniia i informatsionnye tekhnologii. Materialy vs Rossiiskoi nauchno-tekhnicheskoi konferentsii*. Perm, 2017, vol. 2, pp. 136-142.

16. Ming-Jing Du, Yu-Lan Wang, Chao-Lu Temuer. Reproducing kernel method for numerical simulation of downhole temperature distribution. *Applied Mathematics and Computation*, 2017, 297, pp. 19-30.

17. Tarom N., Hossain M.M. Using ANSYS to Realize a Semi-Analytical Method for Predicting Temperature Profile in Injection/Production Well. *World Academy of Science, Engineering and Technology*, 2012, 72.

18. Kharlamov S.N., Tereshchenko R.E. Teploobmen pri laminarnom techenii nefi i nefteproduktov s anomal'noi reologiei v truboprovodakh bol'shoi protiazhennosti [Heat transfer in the laminar flow of oil and oil products with abnormal rheology in long pipelines]. *Vestnik Rossiiskoi akademii estestvennykh nauk. Zapadno-Sibirskoe otdelenie*, 2013, no. 15, pp. 96-100.

19. Anan'ev D.V., Khalitova G.R. Intensifikatsiia teploperenosa pri laminarnom techenii vysokoparafinistoi nefi v krugloi trube [Heat transfer intensification in laminar flow of highly paraffinic oil in round tube]. *Trudy Akademenergo*, 2014, no. 2, pp. 7-16.

22. Strunkin S.I., Grigor'ev A.V., Khuzin L.I. Primenenie ustanovok progrevva prizaboinoi zony plasta [The use of installations warm-up zone formation]. *Inzhenernaia praktika*, 2015, iss. 12.

### Сведения об авторах

**Пинягин Дмитрий Сергеевич** (Пермь, Россия) – студент Пермского национального исследовательского политехнического университета (614990, Пермь, Комсомольский пр., 29, e-mail: pinyaginDS@gmail.com).

**Костарев Никита Александрович** (Пермь, Россия) – аспирант кафедры «Конструирование и технологии в электротехнике» Пермского национального исследовательского политехнического университета (614990, Пермь, Комсомольский пр., 29, e-mail: nikostarev@gmail.com).

**Труфанова Наталия Михайловна** (Пермь, Россия) – доктор технических наук, профессор, заведующая кафедрой «Конструирование и технологии в электротехнике» Пермского национального исследовательского политехнического университета (614990, Пермь, Комсомольский пр., 29, e-mail: ktei@pstu.ru).

### **About the authors**

**Pinyagin Dmitry Sergeevich** (Perm, Russian Federation) is a Student Perm National Research Polytechnic University (614990, Perm, 29, Komsomolsky pr., e-mail: pinyaginDS@gmail.com).

**Kostarev Nikita Aleksandrovich** (Perm, Russian Federation) is a Graduate Student of the Department of designing and technology in electrical equipment Perm National Research Polytechnic University (614990, Perm, 29, Komsomolsky pr., e-mail: nikostarev@gmail.com).

**Trufanova Nataliya Mikhailovna** (Perm, Russian Federation) is a Doctor of Technical Science, Professor, head of the Department of designing and technology in electrical equipment Perm National Research Polytechnic University (614990, Perm, 29, Komsomolsky pr., e-mail: ktei@pstu.ru).

Получено 15.04.2019