

Научная статья

Исследование процессов тепломассопереноса в нефтяной скважине с призабойным нагревателем различной длины

Д.С. Пинягин, Н.М. Труфанова, Н.А. Костарев

Пермский национальный исследовательский политехнический университет, Пермь, Российская Федерация

Рассматривается трехмерная математическая модель процесса тепломассопереноса в нефтяной скважине с призабойным источником тепла. Исследован вертикальный участок с устройством электрического нагрева в скважине с высоковязкой и парафинистой нефтью. Призабойный нагреватель представляет собой монолитный цилиндр, расположенный в нижней части насосно-компрессорной трубы. Труба имеет перфорационные отверстия, через которые пластовый флюид попадает в нее из трубного пространства. Локальный нагреватель позволяет повысить в призабойной области температуру поступающего флюида, и тем самым снижается вязкость нефти и нагрузка на электрический центробежный насос, для которого определена критическая величина вязкости перекачиваемой жидкости. Реализация используемой модели тепломассопереноса осуществлена методом конечных объемов, входящим в программно-инженерный комплекс ANSYS. Геометрия конечных объемов и образующая ими сетка – аналог непрерывной расчетной области, созданы препроцессором MESH. Конечные объемы состоят из полиэдрических элементов. С помощью модели получены поля температуры, скорости и вязкости во всем объеме анализируемого участка. Приведены зависимости от продольной координаты трубы средней по сечению температуры и зависимости от мощности нагревателя средней температуры на входе в электрический центробежный насос. Определено значение вязкости при максимально допустимой температуре нагрева, а также величина мощности нагревателя, достаточная для обеспечения бесперебойной перекачки нефтяного флюида. Полученные результаты могут способствовать существенному повышению эффективности работы электрического центробежного насоса, увеличению продолжительности межремонтного периода и снижению материальных затрат при разработке месторождений.

Ключевые слова: нефтяная скважина, тепломассоперенос, призабойный нагреватель, высоковязкая нефть

Получение: 11.07.2023 / *Публикация онлайн:* 22.07.2024

УДК 536.24

1. Введение

В настоящее время в нефтедобывающей отрасли в связи с сокращающимися запасами легко добываемой маловязкой нефти остро стоит вопрос о способах добычи нефти с высокой вязкостью [1–3]. Около 55% всех запасов нефти в России приходится на высоковязкие тяжелые нефти [4]. Одним из способов извлечения тяжелой нефти является применение электрических центробежных насосов. Высокая вязкость нефти входит в число факторов, негативно сказывающихся на их рабочих характеристиках, и влечет за собой ограничение предельного значения вязкости перекачиваемого флюида.

Решению проблемы добычи высоковязкой нефти посвящены работы [5–8], где рассмотрены наиболее актуальные методы перекачки ее тяжелых типов. В [9] обсуждается прием, при котором вязкость нефти снижается путем размещения источника тепла в призабойной зоне скважины. Источником служит электрический нагреватель. За счет последнего выполняются ограничения, накладываемые на эксплуатационные характеристики электрических центробежных насосов в виде предельного значения вязкости.

Проблемы тепломассопереноса в нефтяных скважинах широко отражены в публикациях. Приведены инженерные методики, одномерные модели с аналитическими решениями и двумерные математические модели с численной реализацией. В статьях [10–13] моделируются процессы теплопереноса в поперечном сечении действующей нефтяной скважины в двумерной постановке. В работах [14, 15] исследуется ламинарное течение в скважинах и трубопроводах с малым числом Рейнольдса. Данный вид потока характерен для скважин, добывающих высоковязкую нефть.

В статьях [16–19] рассматривается процесс тепломассопереноса в скважинах с греющим кабелем и призабойным нагревателем. В [16–18] греющий кабель способен прогреть нефтяную жидкость в скважине выше температуры кристаллизации асфальто-смоло-парафиновых отложений. Однако такой подход не реализуем в призабойной области, так как невозможно смонтировать греющий кабель ниже подвески электрического центробежного насоса. В [19, 20] представлена модель процессов тепломассопереноса с призабойным нагревателем в осесимметричной постановке, при этом течение через перфорационные отверстия не изучается.

В данной работе анализируется метод добычи высоковязкой нефти при помощи специального устройства электрического призабойного нагрева, которое располагается глубже скважинного погружного оборудования,

состоящего из электрического центробежного или штангового глубинного насоса, предназначенного для откачки пластовой жидкости (смеси нефти, воды, газа, механических примесей), и перфорированной насосно-компрессорной трубы (НКТ), обеспечивающей свободное поступление флюида на вход насоса. Устройство может включать несколько нагревателей.

2. Постановка задачи

Область исследования включает в себя призабойный нагреватель цилиндрической формы диаметром 85 мм и длиной от 1 до 5 м. Нагреватель соединен с перфорированной НКТ, имеющей диаметр 0.073 м и длину 9 м. Перфорация выполнена в виде круглых отверстий диаметром 10 мм, которые располагаются по 5 штук в поперечном сечении (угол между отверстиями составляет 72°), а сечения следуют по длине трубы с шагом 250 мм. На рисунке 1 представлен общий вид нагревателя в сборке с НКТ и поперечное сечение трубы в области перфорационных отверстий, а на рисунке 2 показана расчетная схема исследуемой системы.

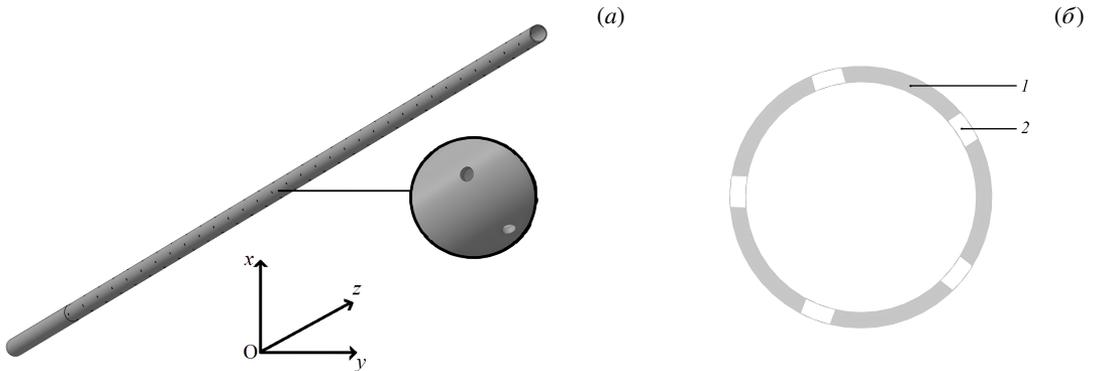


Рис. 1. Общий вид нагревателя и НКТ (в выноске показано перфорационное отверстие) (а); поперечное сечение трубы в области перфорационных отверстий (б)

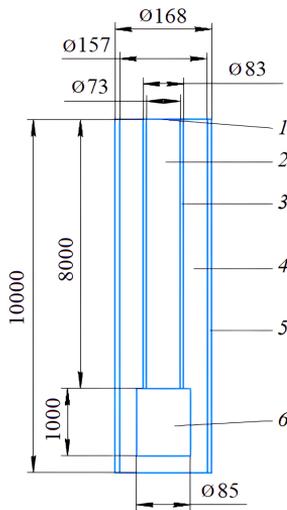


Рис. 2. Расчетная схема: 1 – уровень входа в насос; 2 – внутренняя область НКТ; 3 – стенка НКТ с отверстиями; 4 – затрубное пространство; 5 – обсадная колонна; 6 – нагреватель

При разработке математической модели процессов течения и теплообмена сделаны следующие допущения: процесс имеет стационарный характер; жидкость однофазная, несжимаемая, ньютоновская; течение жидкости ламинарное; теплофизические свойства сред не зависят от температуры; на границах разнородных сред выполняются условия идеального теплового контакта; на стенках НКТ реализуются условия прилипания и непротекания. Свойства элементов представлены в таблице 1.

Математическая модель движения и теплопереноса в нефтяной скважине основывается на законах сохранения энергии, массы и количества движения. Выбор для исследования ламинарного режима течения обусловлен максимальным значением числа Рейнольдса: для течения нефтяного флюида в круглой трубе при заданных диаметре, вязкости и скорости не превышает 16.5.

С учетом допущений описывающая изучаемый процесс система дифференциальных уравнений включает:

– уравнение неразрывности

$$\left(\frac{\partial U_x}{\partial x} + \frac{\partial U_y}{\partial y} + \frac{\partial U_z}{\partial z} \right) = 0; \quad (1)$$

– уравнения движения

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

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

$$\rho_i \left(U_x \frac{\partial U_z}{\partial x} + U_y \frac{\partial U_z}{\partial y} + U_z \frac{\partial U_z}{\partial z} \right) = -\frac{\partial P}{\partial z} + \mu \left(\frac{\partial^2 U_z}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 U_z}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 U_z}{\partial z^2} \right); \quad (4)$$

– уравнение энергии для жидкости

$$A_i \rho_i \left(U_{i_x} \frac{\partial T}{\partial x} + U_{i_y} \frac{\partial T}{\partial y} + U_{i_z} \frac{\partial T}{\partial z} \right) = \lambda_i \left(\frac{\partial^2 T}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 T}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 T}{\partial z^2} \right); \quad (5)$$

– уравнение энергии для твердых элементов скважины

$$\lambda_i \left(\frac{\partial^2 T}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 T}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 T}{\partial z^2} \right) = 0; \quad (6)$$

– уравнение энергии для нагревателя

$$\lambda_i \left(\frac{\partial^2 T}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 T}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 T}{\partial z^2} \right) + qv = 0. \quad (7)$$

В уравнениях (1)–(7) приняты обозначения: x, y, z — декартовы координаты; i — индекс исследуемого элемента ($i = 1$ для потока нефти, $i = 2$ для НКТ, $i = 3$ для обсадной колонны); ρ_i — плотность материала элемента, [кг/м³]; U_x, U_y, U_z — скорости в направлении координатных осей x, y, z , [м/с]; T — температура в системе, °С; P — статическое давление, [Па]; μ — вязкость флюида, [мПа·с]; q — тепловой поток от нагревателя; λ_i — коэффициент теплопроводности элемента, [Вт/(м·°С)]; A_i — теплоемкость элемента, [Дж/(кг·°С)].

Таблица 1. Физико-механические характеристики элементов системы

Элемент, среда	Теплоемкость, Дж/(кг·К)	Плотность, кг/м ³	Теплопроводность, Вт/(м·К)
Нагреватель, алюминий	897	2712	237
НКТ, сталь	502.48	8030	16.27
Основной поток, нефть	2000	800	0.15

Для определения зависимости вязкости жидкости от температуры использовалась эмпирическая формула:

$$\mu_t = (1/A)(A\mu_{t_0})^\chi. \quad (8)$$

Здесь $\chi = 1/[1 + \alpha(t - t_0) \lg(A\mu_{t_0})]$, при этом A и α — эмпирические коэффициенты (если $\mu \geq 1000$ мПа·с, то $A = 10$ (мПа·с)⁻¹, $\alpha = 2.52 \cdot 10^{-3}$ (°С)⁻¹); t_0 — известное значение температуры; μ_{t_0} — значение вязкости при температуре t_0 .

Граничные условия, при которых выполнялось исследование, представлены в таблице 2. Кроме того, на входе в скважину задавалась температура жидкости 20°С и соответствующая ей начальная вязкость 1 Па·с; значение продольной скорости определялось по дебиту скважины. На границах разнородных сред, а именно нефть–НКТ, НКТ–нагреватель температура считалась одинаковой (ГУ 4-го рода):

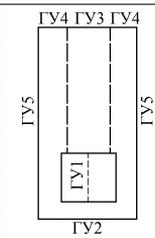
$$T^{(i)}|_{x_i} = T^{(i+1)}|_{x_i}. \quad (9)$$

$$\lambda_i \frac{\partial T^{(i)}}{\partial x} \Big|_{x_i} = \lambda_{i+1} \frac{\partial T^{(i+1)}}{\partial x} \Big|_{x_i}. \quad (10)$$

3. Результаты работы

Для решения поставленной задачи (1)–(10) использовался метод конечных объемов, реализуемый в программном продукте ANSYS Fluent, а для построения геометрии элементарного конечного объема и создания расчетной сетки — препроцессор MESH. Сходимость процесса вычислений определялась по величине температуры на выходе из НКТ. На рисунке 3 видно, что для достижения установившихся значений температуры и скорости необходимо и достаточно выполнить 100 счетных итераций. При получении результатов использовано 16 млн элементарных объемов (см. Рис. 4).

Таблица 2. Граничные условия

Граничные условия	Обозначение		Параметр
На нагревателе	ГУ1		
Дебит скважины	ГУ2	2.7 т/сут при температуре 20°С	
На выходе из скважины	ГУ3	Статическое давление	
На верхнем торце обсадной колонны	ГУ4	Температура 20°С	
На внешней стенке обсадной колонны	ГУ5	Температура 20°С	

Проведена оценка влияния мощности призабойного нагревателя на распределение температуры в скважине. Максимальная температура, при которой могут эксплуатироваться устройства подобного типа, составляет 125°С. Более высокая температура может привести к перегреву оборудования и преждевременному выходу из строя. Предельная вязкость перекачиваемой электрическим центробежным насосом среды не должна превышать 400 мПа·с при плотности нефтяной жидкости 800 кг/м³. Для исследования были выбраны два насоса (насос № 1 и насос № 2) с ограничением по вязкости перекачиваемого флюида, соответственно, 350 и 200 мПа·с. Для этих насосов на рисунке 5 показаны значения критической вязкости и представлена зависимость вязкости от температуры. Из этого графика видно, что для достижения необходимой величины вязкости и обеспечения работы насоса № 1 необходима температура нефти, равная 34°С, насоса № 2 — 41°С.

В результате численной реализации представленной математической модели получены поля скорости, температуры и вязкости. Рисунок 6 содержит поля скорости, температуры и вязкости при нагревателе длиной 1 м. Распределение температуры нефти в перфорированной НКТ неоднородно как в поперечном сечении, так и по длине трубы. Максимальный перепад температуры составляет более 80°С. Область наиболее прогретой нефти наблюдается в центре потока и по площади занимает четверть поперечного сечения в верхней части трубы (Рис. 6а).

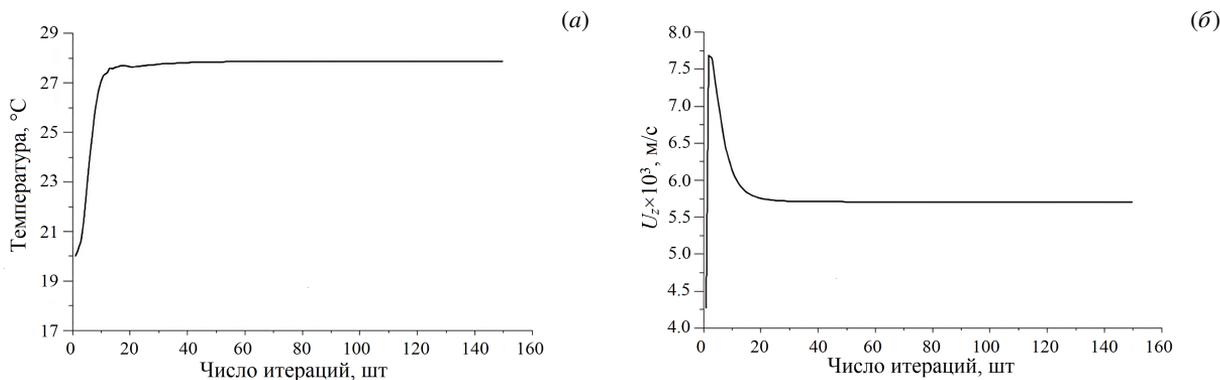


Рис. 3. Зависимость от числа итераций решения для температуры (а) и скорости (б)

Анализ поля скорости в продольном сечении расчетной области показал, что наибольшая скорость реализуется вблизи отверстий около нагревателя и центробежного насоса (Рис. 6б). Высокие значения скорости в нижней части НКТ объясняются малой площадью поперечного сечения канала между стенками нагревателя и обсадной колонны при заданном расходе.

Поле вязкости согласуется с полем температуры. Так, вязкость минимальна в центральной части потока и вблизи нагревателя (Рис. 6в), при этом ее величина в поперечном сечении около нагревателя отличается на порядок от начальной вязкости.

Проанализированы нагреватели разной мощности: 1; 1,75; 2,25 кВт, и соответствующей длины: 1; 3; 5 м, но при этом поддерживалась одинаковая рабочая (допустимая) температура нагревателя 122°С. Изменение температуры по длине НКТ представлено на рисунке 7а. Видно, что нагрев нефти устройством длиной в 1 м протекает быстрее на участке от 0 до 2 м. Данное явление связано с тем, что удельная мощность у этого нагревателя выше, чем у 3- или 5-метрового. Закономерность изменения температуры по длине НКТ у всех рассмотренных устройств нагрева имеет похожий характер. Температура в системе в зависимости от мощности нагревателя на некоторой длине трубы достигает максимума, после этого происходит охлаждение нефти практически с одинаковой скоростью.

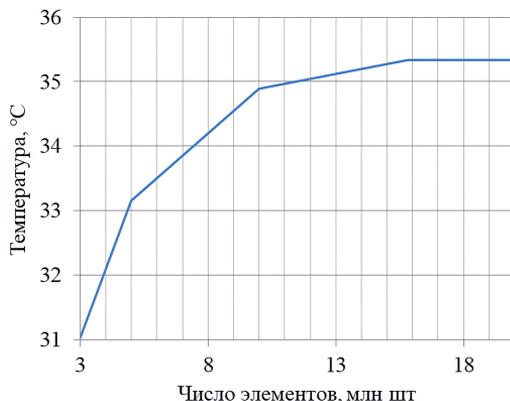


Рис. 4. Зависимость температуры на выходе из НКТ от числа элементов

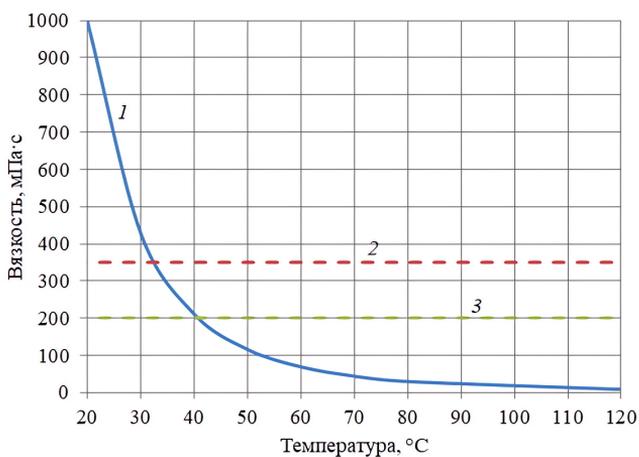


Рис. 5. Зависимость вязкости от температуры (кривая 1) и критические значения вязкости для насоса № 1 (линия 2) и насоса № 2 (линия 3)

Таблица 3. Параметры нагревателя и нефти

Нагреватель			Нефть на входе в насос	
Длина, м	Мощность, кВт	Температура, °C	Температура, °C	Вязкость, Па·с
1	1	121	39.11	0.225
3	1.75	122	52.39	0.103
5	2.25	122	60.18	0.07

Исходя из полученных графиков можно сделать вывод, что использование нагревателя с наибольшей мощностью позволяет повысить температуру нефти на входе в электрический центробежный насос до 60°C, а значение вязкости снизить до 0.07 Па·с (см. Табл. 3), что более чем в 14 раз ниже начальной вязкости нефти, равной 1 Па·с.

Влияние мощности нагревателя на значение температуры нефти на входе в насос при его разной длине приведено на рисунке 7б. Как видно, все три нагревателя могут использоваться для снижения вязкости нефти до значений ограничения для насоса № 1, причем для обеспечения его работы достаточно подать нагрузку в 750 Вт. Однако 1-метровый нагреватель не справится с задачей снижения вязкости до допустимого для насоса № 2 уровня. Чтобы насос № 2 функционировал бесперебойно, достаточно задать его мощность 1250 кВт и установить в скважину 3- или 5-метровый нагреватель.

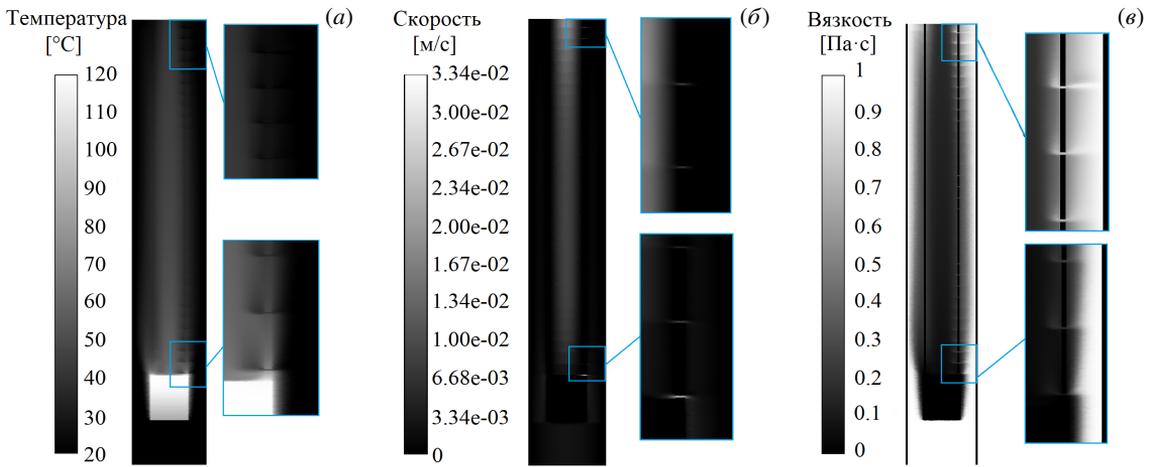


Рис. 6. Поля температуры (а), скорости (б), вязкости (в) при длине нагревателя 1 м; в выносах показаны фрагменты полей в увеличенном виде

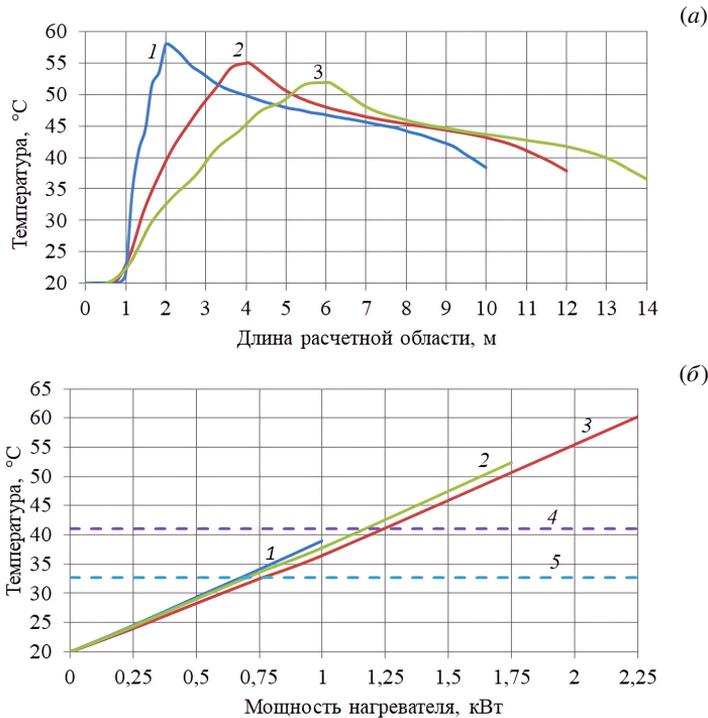


Рис. 7. Распределение температуры нефти в расчетной области в зависимости от длины нагревателя, м: 1 (кривая 1); 3 (2); 5 (3) (а); температура нефти на входе в насос в зависимости от мощности нагревателя с учетом его разной длины, м: 1 (кривая 1); 3 (2); 5 (3) (б); критические значения вязкости для насоса № 2 (линия 4) и для насоса № 1 (5)

4. Выводы

Разработанная и исследованная модель позволяет описать характер течения и теплообмен на участке скважины с низким дебитом и высоковязкой нефтяной жидкостью при условии призабойного электрического нагрева перед поступлением флюида из перфорированной трубы в центробежный насос. В результате численной реализации модели вычислены поля скорости, вязкости и температуры во всем объеме рассматриваемого участка скважины. Получено распределение температуры по длине расчетной области в зависимости от линейного

размера нагревателя. Оценено влияние мощности электрического призабойного нагревателя на вязкость нефти. Построены графики температуры и вязкости на входе в центробежный насос как функций длины и мощности нагревателя.

С точки зрения практического применения данная модель позволяет определить температуру нефти и характер течения на заранее известном участке скважины. Используя разработанную модель, можно рассчитать необходимую длину нагревателя, которой будет достаточно для снижения вязкости нефти и обеспечения бесперебойной работы электрического центробежного насоса.

Литература

1. *Роцин П.В., Зиновьев А.М., Рязанов А.А., Соболева Е.И., Никитин А.В., Мурзаханов А.Р.* Повышение эффективности добычи высоковязкой нефти с использованием реагентов-растворителей: лабораторные испытания и внедрение на производстве // Вестник евразийской науки. 2021. Т. 13, № 2. С. 15.
2. *Яценко И.Г., Полищук Ю.М.* Закономерности территориального размещения и физико-химические свойства нефтей с высоким содержанием асфальтенов и смол // Геология нефти и газа. 2022. № 1. С. 95–108. DOI: 10.31087/0016-7894-2022-1-95-108.
3. *Гиляев Г.Г., Афанасьев И.С., Павлов В.А., Саляев В.В., Стрельцов Ф.С., Хамитов И.Г.* Начало нового этапа в освоении месторождений высоковязких нефтей и природных битумов в России // Нефтяное хозяйство. 2011. № 6. С. 6–9.
4. *Баширцева Н.Ю.* Высоковязкие нефти и природные битумы // Вестник Казанского технологического университета. 2014. № 19. С. 296–299.
5. *Шандрыгин А.Н., Нухаев М.Т., Тertyчный В.В.* Разработка залежей тяжелой нефти и природного битума методом парогравитационного дренажа (SAGD) // Нефтяное хозяйство. 2006. № 7. С. 92–96.
6. *Халикова Д.А., Петров С.М., Баширцева Н.Ю.* Обзор перспективных технологий переработки тяжелых высоковязких нефтей и природных битумов // Вестник Казанского технологического университета. 2013. № 3. С. 217–221.
7. *Хамидоллаев Д.Т., Садакбаева Д.Б.* Методы перекачки высоковязких нефтей // International Scientific Review. 2015. № 2. С. 30–32.
8. *Конесев С.Г., Хакимьянов М.И., Хлюпин П.А., Кондратьев Э.Ю.* Современные технологии добычи высоковязких нефтей // Электротехнические системы и комплексы. 2013. № 21. С. 301–307.
9. *Стрункин С.И., Григорьев А.В., Хузин Л.И.* Применение установок прогрева призабойной зоны пласта УППЗ-30 на объектах ПАО «Оренбургнефть» // Инженерная практика. 2015. № 12. С. 1098.
10. *Du M.-J., Wang Y.-L., Temier C.-L.* Reproducing kernel method for numerical simulation of downhole temperature distribution // Applied Mathematics and Computation. 2017. No. 297. P. 19–30. DOI: 10.1016/j.amc.2016.10.036.
11. *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. Vol. 72. P. 1006–1015. URL: <https://espace.curtin.edu.au/handle/20.500.11937/32520>.
12. *Купцов С.М.* Температурное поле эксплуатационной скважины // Труды Российского государственного университета нефти и газа имени И. М. Губкина. 2009. № 4. С. 62–68.
13. *Филиппов А.И., Михайлов П.Н., Ахметова О.В.* Температурное поле в действующей скважине // Сибирский журнал индустриальной математики. 2004. Т. 7, № 1. С. 135–144.
14. *Харламов С.Н., Терещенко Р.Е.* Теплообмен при ламинарном течении нефти и нефтепродуктов с аномальной реологией в трубопроводах большой протяженности // Вестник Российской академии естественных наук. Западно-Сибирское отделение. 2013. № 15. С. 96–100.
15. *Ананьев Д.В., Халитова Г.Р.* Интенсификация теплопереноса при ламинарном течении высокопарафинистой нефти в круглой трубе // Труды Академэнерго. 2014. № 2. С. 7–16.
16. *Труфанова Н.М., Костарев Н.А.* Исследование процесса тепломассопереноса в нефтяной скважине // Научно-технический вестник Поволжья. 2015. № 4. С. 126–129.
17. *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., Пермь, 23 мая 2017. Т. 2. Пермь: ПНИПУ, 2017. С. 136–142.
18. *Ковригин Л.А., Кухарчук И.Б.* Конвективный теплообмен в межтрубном пространстве нефтяной скважины с греющим кабелем // Вестник ПГТУ. Электротехника, информационные технологии, системы управления. 2012. № 6. С. 43–47.

19. Пинягин Д.С., Костарев Н.А., Труфанова Н.М. Анализ процессов теплопереноса в нефтяной скважине при использовании призабойных нагревателей // Вестник ПНИПУ. Электротехника, информационные технологии, системы управления. 2019. № 30. С. 211–226. DOI: 10.15593/2224-9397/2019.2.13.
20. Пинягин Д.С., Труфанова Н.М., Костарев Н.А. Численное исследование тепловых процессов в скважине с призабойным нагревателем // Вестник ПНИПУ. Электротехника, информационные технологии, системы управления. 2020. № 36. С. 48–62. DOI: 10.15593/2224-9397/2020.4.03.

Сведения об авторах:

Пинягин Дмитрий Сергеевич (корр.), асп., Пермский национальный исследовательский политехнический университет (ПНИПУ), 614990, г. Пермь, Комсомольский пр., д. 29а; e-mail: PinyaginDS@gmail.com; ORCID: 0009-0003-3820-1799

Труфанова Наталья Михайловна, дтн, проф., ПНИПУ; e-mail: ktei@pstu.ru; ORCID: 0009-0007-7506-135X

Костарев Никита Александрович, ктн, доц., ПНИПУ; e-mail: nikostarev@gamil.com; ORCID: 0000-0003-2133-6147