

ОПРЕДЕЛЕНИЕ И АНАЛИЗ ПОЛНОГО КОЭФФИЦИЕНТА ТЕПЛОПЕРЕДАЧИ НА УЧАСТКАХ «ГОРЯЧЕГО» НЕФТЕПРОВОДА ВНЕШНЕГО ТРАНСПОРТА, РАБОТАЮЩЕГО В СЕВЕРНЫХ ЗИМНИХ УСЛОВИЯХ

© А.В. Николаев,
Л.М. Трейгер, 2021

А.В. Николаев*, Л.М. Трейгер

АО «Гипровостокнефть», РФ, Самара

Электронный адрес: Aleksandr.Nikolaev@giprovostokneft.ru

Введение. Получение информации о величине полного коэффициента теплопередачи трубопровода при перекачке по нему нагретой нефти необходимо для решения целого ряда технологических задач: определение удельной интенсивности охлаждения перекачиваемой нефти, оптимизация процессов перекачки, оценка эффективности теплоизоляционного покрытия участков трубопровода и т. д.

Цель. Фактические значения коэффициентов теплопередачи являются наиболее достоверной основой для осуществления оптимизационных и технологических расчетов при теплогидравлическом моделировании и разработке мероприятий (а) по экономии энергоресурсов при «горячей» перекачке и (б) по повышению надежности работы «горячего» трубопровода в целях исключения возможности его самопроизвольной остановки и «замораживания». В контексте оценки технологической надежности перекачки выполнены определение и анализ полного коэффициента теплопередачи по участкам нефтепровода и продемонстрированы возможности данного методологического подхода.

Материалы и методы. В статье на примере 266-километрового «внешнепромыслового» трубопровода (Ø 300 мм), транспортирующего высоковязкую высокопарафинистую нефть в режиме «горячей» перекачки, представлен способ расчетного определения фактических значений полного коэффициента теплопередачи по линейным участкам трассы, проанализированы полученные значения коэффициента теплопередачи, тепловой режим работы трубопровода и технологическая надежность перекачки реологически сложных нефтей при данных температурных и теплообменных характеристиках.

Результаты. Показано различие значений полного коэффициента теплопередачи по участкам нефтепровода, что позволяет прийти к практическому выводу о различной интенсивности тепловых процессов, протекающих на разных участках (надземных, подземных с пересечением болотистых грунтов и рек, с тепловой изоляцией и без нее, работающих в неизотермическом и изотермическом режимах).

Заключение. Предлагаемый подход к определению фактических величин полного коэффициента теплопередачи по участкам «горячего» нефтепровода в сочетании с анализом полученных данных предоставляет возможности, в значительной степени востребованные с методологической точки зрения и крайне важные с практических позиций.

Ключевые слова: коэффициент теплопередачи, коэффициент теплоотдачи, трубопроводный транспорт нефти, «горячая» перекачка, теплоизоляция, стационарный режим, нестационарный режим, температура нефти, кристаллизация парафина, реологические свойства

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Благодарности: авторы выражают благодарность коллективу института по проектированию и исследовательским работам в нефтяной промышленности АО «Гипровостокнефть», который в этом году празднует 75-летний юбилей.

Для цитирования: Николаев А.В., Трейгер Л.М. Определение и анализ полного коэффициента теплопередачи на участках «горячего» нефтепровода внешнего транспорта, работающего в северных зимних условиях. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2021;6(3):159–165. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2021-6-3-159-165>

Статья поступила в редакцию 08.06.2021

Принята к публикации 29.07.2021

Опубликована 29.09.2021

DEFINITION AND ANALYSIS OF OVERALL HEAT-TRANSFER COEFFICIENT AT THE SECTIONS OF “HOT” EXPORT PETROLEUM PIPELINE OPERATING IN NORTHERN WINTER CONDITIONS

Alexander V. Nikolaev*, Leonid M. Treyger

Giprovostokneft JSC, RF, Samara

E-mail: Aleksandr.Nikolaev@giprovostokneft.ru

Background. Receiving information on overall heat-transfer coefficient of pipeline pumping down the heat oil is required for resolving a number of process challenges: definition of specific cooling-off intensity of delivered petroleum, optimization of delivery processes, insulation efficiency assessment of pipeline sections etc.

Aim. The actual values of the heat transfer coefficients are the most reliable basis for the implementation of optimization and technological calculations during thermohydraulic modeling and development of measures (a) to save energy during hot pumping and (b) to increase the reliability of the "hot" pipeline in order to exclude the possibility of its self-stopping and "freezing". In the context of assessing the technological reliability of pumping, the determination and analysis of the total heat transfer coefficient for the sections of the oil pipeline were carried out and the capabilities of this methodological approach were demonstrated.

Materials and methods. In the article, by the example of 266-kilometer long export pipeline (\varnothing 300 mm), functioning in «hot» delivery mode is presented the calculation process of defining the actual values of overall heat-transfer coefficient in route sections, and is done the analysis of this coefficient values, operation heating mode of the pipeline and their related factors of technological reliability of oil delivery process.

Results. The difference in the values of the overall heat transfer coefficient at the sections of the pipeline is shown, which allows us to come to a practical conclusion about the different intensities of the thermal processes occurring in its different linear sections (aboveground, underground with intersection of marshy soils and rivers, with and without thermal insulation, operating in non-isothermal and isothermal modes).

Conclusions. The proposed approach to determining the actual values of the total heat transfer coefficient for sections of the "hot" oil pipeline in combination with the analysis of the data obtained provides opportunities that are largely in demand from a methodological point of view and extremely important from a practical standpoint.

Keywords: heat-transfer coefficient, heat-emission coefficient, petroleum pipeline shipment, "hot" delivery, insulation, pipeline operation analysis, stationary mode, non-stationary mode, petroleum temperature, paraffin crystalizing, rheological properties, delivery process reliability, pipeline self-stopping

Conflict of interest: the authors declare no conflict of interest.

Acknowledgments: the authors express their gratitude to the team of the Institute for Design and Research in the Oil Industry of JSC Giprovtokneft, which is celebrating its 75th anniversary this year.

For citation: Nikolaev A.V., Treyger L.M. Definition and analysis of overall heat-transfer coefficient at the sections of "hot" export petroleum pipeline operating in northern winter conditions. PRONEFT. Professionally about oil. 2021;6(3):159–165. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2021-6-3-159-165>

Manuscript received 08.06.2021

Accepted 29.07.2021

Published 29.09.2021

В технологии нефтепроводного транспорта часто возникает задача оценки технологической надежности процесса «горячей» перекачки с целью выявления опасности самоостановки и «замораживания» нефтепровода. В статье рассмотрен один из практических случаев: при эксплуатации 266-километрового трубопровода, транспортирующего высоковязкую высокопарафинистую нефть в режиме «горячей» перекачки, имело место несколько нештатных ситуаций, связанных с риском его «замораживания», в связи с чем было принято решение оценить технологическую надежность трубопроводной системы и при необходимости провести последующие тепловые оптимизационно-технологические расчеты, а также наметить мероприятия по повышению технологической надежности. Один из важнейших критериев оценки технологической надежности «горячего» нефтепровода и при этом центральный параметр, с использованием которого наиболее достоверно проводятся тепловые расчеты, — это фактические значения полного коэффициента теплопередачи, различающиеся по трассе на разных линейных участках (надземных, подземных с пересечением болотистых грунтов и рек, с тепловой изоляцией и без нее, работающих в неизотермическом и изотер-

мическом режимах). Предлагаемый подход к определению фактических величин полного коэффициента теплопередачи по участкам «горячего» нефтепровода в сочетании с анализом полученных данных предоставляет возможности, в значительной степени востребованные с методологической точки зрения и крайне важные с практических позиций.

Коэффициент теплопередачи представляет собой кинетический коэффициент, характеризующий среднюю скорость передачи тепла вдоль всей поверхности теплообмена. Аналитически он определяется по формуле

$$K = \left[\frac{1}{\alpha_1} + \sum_{i=1}^n \frac{\delta_i}{\lambda_i} + \frac{1}{\alpha_2} \right]^{-1}. \quad (1)$$

Или, более точно для цилиндрических труб [1], выражением:

$$K = \left[\frac{1}{\alpha_1} + \frac{D_b}{D_n} \cdot \frac{1}{\alpha_2} + D_b \cdot \sum_{i=1}^n \frac{\ln(D_{ni} / D_{bi})}{2\lambda_i} \right]^{-1}, \quad (2)$$

где α_1 — внутренний коэффициент теплоотдачи (от жидкости к стенке трубы); α_2 — внешний коэффициент теплоотдачи (от стенки трубы в окружающую среду); δ_i , λ_i , D_{ni}

и D_{vi} — соответственно толщина, теплопроводность, наружный и внутренний диаметр отложений, трубы, изоляции и т. д. Коэффициент теплоотдачи α для несоставных процессов теплопереноса в теплофизической литературе часто называют коэффициентом теплообмена [2 и др.], в то же время применительно к процессу теплопередачи внешний и внутренний коэффициенты теплоотдачи (теплообмена) α_1 и α_2 , а также обратные величины термосопротивления (λ_i/δ_i) могут рассматриваться как «частные»¹ коэффициенты теплопередачи. В связи с этим в практике трубопроводного транспорта величину K традиционно называют полным коэффициентом теплопередачи. Уравнение теплового баланса «горячего» трубопровода (без учета тепла трения потока и теплоты кристаллизации парафина) для элементарного участка dx имеет вид:

$$-GC_p d\bar{T} = K\pi D(\bar{T} - T_0) dx, \quad (3)$$

где G — массовый гидродинамический расход, кг/ч; C_p — изобарная теплоемкость жидкости, Дж/(кг·°С); K — полный коэффициент теплопередачи, Дж/(м²·ч·°С); D — наружный диаметр трубопровода, м; \bar{T} — средняя температура жидкости в данном сечении; T_0 — температура среды, окружающей трубопровод; x — координата длины трубопровода. Интегрируя это уравнение по x в пределах от 0 до конечной длины трубопровода L и по от температуры жидкости в начале трубопровода T_H до температуры в конце трубопровода T_K , полагая $K = \text{const}$, имеем:

$$-GC_p \int_{T_H}^{T_K} \frac{d\bar{T}}{(\bar{T} - T_0)} = K\pi D \int_0^L dx, \quad (4)$$

$$\ln \frac{T_H - T_0}{T_K - T_0} = \frac{K\pi DL}{GC_p}. \quad (5)$$

Выражая отсюда K , получаем формулу для определения полного коэффициента теплопередачи для действующего трубопровода на основе фактических данных:

$$K = \frac{GC_p \ln \frac{T_H - T_0}{T_K - T_0}}{\pi DL}. \quad (6)$$

Если в уравнение теплового баланса ввести теплоту кристаллизации парафина, то по ре-

зультатам интегрирования будет получена формула В. И. Черникина, с помощью которой наиболее надежно рассчитывается T_K через полный коэффициент теплопередачи, вычисленный, например, по формулам (1) или (2). При обратной задаче, заключающейся в определении полного коэффициента теплопередачи по фактическим данным, теплоту кристаллизации в достаточном приближении можно не учитывать. Так, известный расчетный пример В. И. Черникина [3, стр. 49] демонстрирует расхождение в 5 °С между значениями T_K , вычисленными с учетом теплоты кристаллизации и без ее учета. Если по данным этого примера выполнить обратное вычисление коэффициента теплопередачи через T_K , но не учитывать при этом теплоту кристаллизации, то расхождение между значением K из примера и полученным значением K' окажется таково, что отклонение между конечными температурами, рассчитанными с использованием K и K' , составит всего 2 °С, что можно считать вполне допустимым (за исключением особых случаев). Можно легко показать, что и при других значениях параметров из примера [3, стр. 49] отклонение будет близко к данному допустимому уровню.

Объектом исследования теплового режима и определения полного коэффициента теплопередачи в настоящей работе являлись участки действующего нефтепровода внешнего транспорта, перекачивающего высоковязкую высокопарафинистую нефть товарного качества с центрального пункта сбора (ЦПС) до пункта сдачи нефти (ПСН). Нефтепровод ЦПС — ПСН, имеющий общую протяженность 266 км, расположен в районе Заполярья и Крайнего Севера. На рис. 1 показана характеризующая его схема. Трасса трубопровода имеет значительные геодезические перепады, и большая его часть проложена надземно с использованием пенополиуретановой теплоизоляции.

Фактические данные по технологическим параметрам перекачки (ее производительность, температура нефти по трассе трубопровода, давление в начале и конце расчетных участков) передавались в институт АО «Гипровостокнефть» в виде ежесуточных оперативных сводок. В дополнение к этому были привлечены данные по видам прокладки трубопровода, типу и толщине теплоизоляции, ежемесячным среднегодовым

¹ Слово «частный» взято в привычку в связи с тем, что, как видно из структуры формул (1) и (2), суммируются не сами коэффициенты теплоотдачи и теплопроводности, а их обратные величины (именно отсюда вытекает известное из практики тепловых расчетов правило, что K всегда ниже наименьшего значения из значений α_1 и α_2).

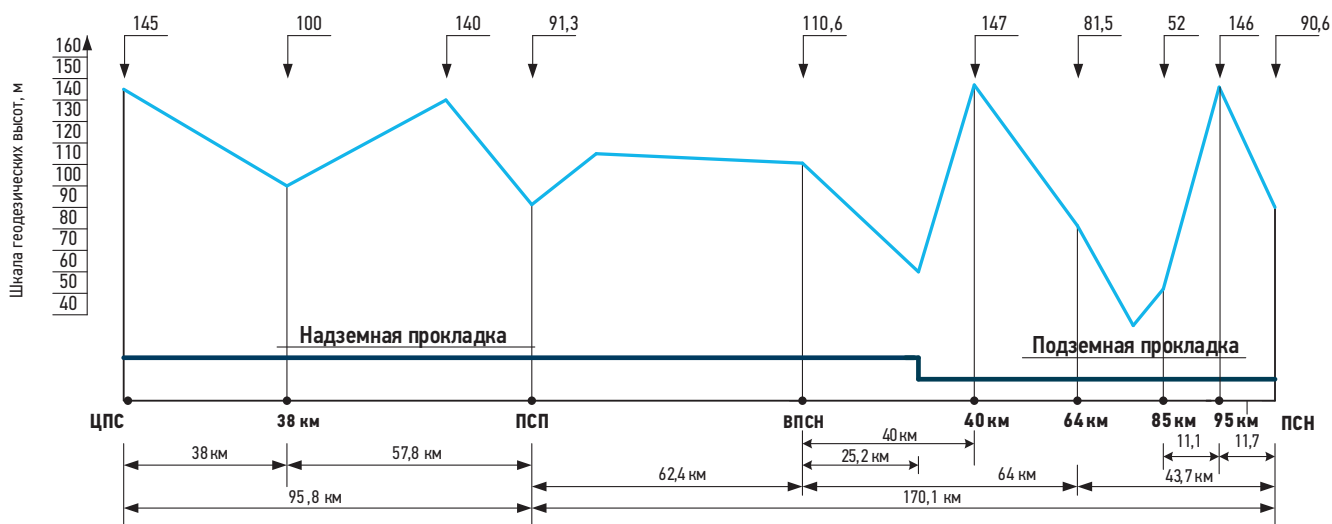


Рис. 1. Сжатый профиль трассы нефтепровода ЦПС — ПСН (на верхних стрелках — геодезические отметки). Составлено авторами
 Fig. 1. Compressed profile of the "TsPS — PSN" oil pipeline route (top arrows show geodetic marks). Compiled by the authors

значениям температур воздуха и грунта, а также по фактическим измерениям указанных температур.

Необходимо отметить, что, хотя полная информация по параметрам перекачки начала поступать в институт с 27 января, до первых чисел февраля наблюдался выход на условно стационарный режим перекачки после временной остановки трубопровода и проведения мероприятий по возобновлению его работы. Поэтому для анализа работы трубопровода были использованы оперативные сводки за февраль–октябрь. Оценивались следующие параметры перекачки: стабильность производительности трубопровода, температура нагрева нефти, температура нефти на входе в печи, давление в начале и на конце участков трубопровода, температура окружающей среды (воздуха, грунта).

МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПОЛНОГО КОЭФФИЦИЕНТА ТЕПЛОПЕРЕДАЧИ НА «ГОРЯЧЕМ» НЕФТЕПРОВОДЕ ПОЗВОЛЯЕТ ОЦЕНИТЬ ИНТЕНСИВНОСТЬ ПРОЦЕССОВ НА РАЗНЫХ УЧАСТКАХ, СНИЗИТЬ ЭНЕРГОЗАТРАТЫ И РАЗРАБОТАТЬ МЕРЫ ПО УВЕЛИЧЕНИЮ НАДЕЖНОСТИ РАБОТЫ.

Как отмечено, с февраля наблюдалась относительно устойчивая работа трубопровода, что позволило выделить в каждом месяце такие периоды работы в течение суток, которые можно было использовать для расчета полного коэффициента теплопередачи по участкам трубопровода. Данные по параметрам перекачки приведены в **табл. 1**.

В целом производительность трубопровода с января по декабрь росла, что было связа-

но с увеличением добычи нефти примерно с 2000 м³/сут в январе до 6000 м³/сут в сентябре. Однако следует отметить значительные колебания двухчасовых параметров, фиксируемых в оперативных сводках, которые достигают ±10%, а иногда и более. Это может быть объяснено протяженностью трубопровода и различными температурными режимами работы на участках.

В то же время температура нагрева нефти на печах, установленных на ЦПС, ПСП и ВПСН, поддерживалась стабильно (60–66 °С в зимнее время и около 50 °С в летнее время), тогда как нагрев на отметках «40-й км» и «64-й км» преследовал лишь тактические цели и определялся мощностью печей.

Расчетное определение полного коэффициента теплопередачи было проведено для надземного теплоизолированного (ПСП — ВПСН) и подземного («40-й км» — ПСН) участков нефтепровода.

Участок ПСП — ВПСН. Расчеты были проведены для условно стационарных режимов перекачки нефти в период февраль — июнь (**табл. 2**).

Из данных **табл. 2** следует, что в случае работы теплоизолированного «горячего» надземного трубопровода на участке ПСП — ВПСН в стационарном (установившемся) режиме значения полного коэффициента теплопередачи практически близки при любой температуре окружающей среды в диапазоне производительности от 168 до 266 м³/ч. Это можно объяснить низкой температуропроводностью (величиной отношения теплопроводности к теплоемкости) теплоизоляционного материала и большой толщиной слоя изоляции (100 мм). Для тепловых расчетов в качестве среднего значения полного коэф-

коэффициента теплопередачи следует принять $K = 1,92 \text{ кДж}/(\text{м}^2 \cdot \text{ч} \cdot \text{°C})$.
 Также был рассчитан полный коэффициент теплопередачи на надземном участке от ЦПС до «38-й км». Данные по его функционированию в январе не были использованы из-за работы в нестационарном режиме, который был обусловлен предшествующим разогревом этого участка путем применения технологии реверсивной перекачки. Коэффициент теплопередачи на участке ЦПС — «38-й км» составил $2,05 \text{ кДж}/(\text{м}^2 \cdot \text{ч} \cdot \text{°C})$, т.е. был близок к полученному среднему значению K на участке ПСП — ВПСН.
 Участок «40-й км» — ПСН. Анализ теплового режима участков нефтепровода от ПСП до ПСН имеет большое практическое значение, поскольку подземная прокладка на данном отрезке осуществлена в зоне болот и рек. На участке от «40-й км» до ПСН трубопровод

пересекает 4 реки и 14 ручьев. Трубопровод на этих участках не имеет теплоизоляции, поэтому его охлаждение идет крайне интенсивно. Как следствие, температура нефти на этих участках близка к температуре появления предела текучести (начального напряжения сдвига), что осложняет эксплуатацию не только этих участков, но и всего трубопровода в целом. Во-первых, снижение температуры парафинистой нефти приводит к интенсивной кристаллизации парафина и образованию непрерывной пространственной структуры из парафиновых кристаллов. Нефть становится неньютоновской жидкостью, и ее вязкость резко возрастает. В результате возрастает и гидравлическое сопротивление при движении нефти на этих участках. Во-вторых, работа части нефтепровода в зоне температуры, близкой к температуре появления предела текучести, может

Таблица 1. Фактические технологические параметры перекачки нефти по трубопроводу ЦПС — ПСН
Table 1. Actual process parameters of oil pumping through the "TsPS — PSN" pipeline

Дата	Значения параметров на начальном, конечном и промежуточных пунктах трубопровода																									
	ЦПС			«38-й км»			ПСП			ВПСН			«40-й км»				«64-й км»				«85-й км»			ПСН		
	Q	P_1	T_1	P_2	T_2	T_1	Q	T_1	P_1	T_2	T_1	P_1	P_2	P_1	T_2	T_1	T_2	T_1	P_2	P_1	P_2	P_1	T_2	P_2	T_2	
02.02	118	10	63	7	43	65	105	66	12	20	23	-														
13.02	119	10	63	7	31	65	167	70	48	24	43	34					4	22	7	17	9	15		4,5	3	
19.02	170	14	64	11	40	60	168	69	43	27	48	28	22	16	21	44	10	30	6	28	18	29	6	2	5	
02.03	212	24	62	17	43	55	206	64	61	31	56	41	31	27	25	45	12	39	22	19	11	25	8	2,2	7	
09.03	199	20	63	16			192	65	59	33	57	40	29	27	27	48	13	38/21	22	18	9	22	9	2	8,5	
17.03	174	15	63	13			152	63	40	27	59	27	23	22	27	48	14	38	18,5	27	20	30	10	1,8	8	
19.03	199	21	60	16			197	61	56	33	60	34	26	24	28	48	16	30	18	34	25	33	10	2,8	8,5	
02.04	197	19	59				201	66	35	35	62	16	8	7	30	50	17	17	2	17	7	17	9	2	8	
15.04	228	25	60				215	60	35	36	60	19					15	50	1	15				2	11	
22.04	215	24	57				206	60	41	34	60	19					14	49	1	20				2	10	
09.05	215	23	58				217	59	46	36	63	25					14	51	6	31				3	12	
16.05	215	24	57				213	60	53	33	61	25					15	51	7	29				3	13	
02.06	235	29	56				232	58	51	41	50	26					18	53	3	22				3	15	
26.06	230	30	57				266	60	60	-	48	30					17	50	3	24				3	16	
01.08	202	19	54				250	50	60	33	51	28					21	50	3	23				3	20	
04.08	268	33	54				269	52	61	34	50	31					22	50	1,5	23				3	21	
05.08	116	6	53				121	50	27	29	57	16					17	51	14	12				1	18	
21.08	270	34	55				276	52	60	34	50	27					22	50	1,2	21				3,5	21	
12.09	281	37	56				309	51	60	36	52	26					21	50	1	25				3,4	21	
10.10							233	60	42	36	54	22					18	52	1,6	19				2,9	19	
25.10							258	58	50	35	57	25					18	51	1,6	24				3,8	18	

Примечание: Q — производительность, $\text{м}^3/\text{ч}$; P_1 — давление на выходе, $\text{кг}/\text{см}^2$; P_2 — давление на входе, $\text{кг}/\text{см}^2$; T_1 — температура на выходе, $^{\circ}\text{C}$; T_2 — температура на входе, $^{\circ}\text{C}$

Таблица 2. Значения полного коэффициента теплопередачи надземного нефтепровода в различное время года
Table 2. Values of the overall heat-transfer coefficient of the above-ground oil pipeline at different times of the year

Дата	19.02	09.03	02.04	15.04	22.04	03.05	16.05	02.06	26.06
Температура воздуха, °С	-22	-6,5	-6	0	-3	-4	-4	+14	+24
Производительность перекачки, м ³ /ч	168	192	201	215	206	217	213	232	266
Полный коэффициент теплопередачи, кДж/(м ² ·ч·°С)	1,831	1,960	1,986	1,932	1,927	1,730	2,053	1,999	1,886

привести к самопроизвольной остановке всего нефтепровода как единой гидродинамической системы. Возобновление работы нефтепровода после его самоостановки (и, следовательно, «замораживания») является сложным и дорогостоящим мероприятием. Имеющийся фактический материал по технологическим параметрам перекачки нефти позволил провести тепловые расчеты участков «40-й км» — «64-й км», «64-й км» — «85-й км», «85-й км» — ПСН. Анализ расчетных данных показал следующее.

- Средние значения полного коэффициента теплопередачи в феврале — апреле составили: на участке «40-й км» — «64-й км» $K = 17,60$ кДж/(м²·ч·°С), на участке «64-й км» — «85-й км» $K = 19,02$ кДж/(м²·ч·°С). Настолько высокие значения коэффициента теплопередачи являются следствием того, что трубопровод на этих участках проложен во влажных грунтах и в проточной воде.
- На участке «85-й км» — ПСН температура нефти практически одинакова. При одинаковых значениях температур в начале и в конце трубопровода формула (6), используемая для определения K , теряет математический смысл: такой трубопровод следует считать изотермическим. Вследствие высокой вязкости нефти ее течение происходит в ламинарном (т. е. слоистом) режиме. Передача тепла от центральных слоев потока к стенке идет от слоя к слою, причем высоковязкий пристеночный слой является своего рода тепловой изоляцией.
- Среднее значение полного коэффициента теплопередачи на участке «64-й км» — ПСН в апреле — сентябре составило 14,25 кДж/(м²·ч·°С).

По данным АО «Гипровостокнефть», вышеприведенные значения полного коэффи-

циента теплопередачи *подземных* участков нефтепровода в 4–6 раз превышают значение этого коэффициента для «горячих» подземных трубопроводов, расположенных в средней полосе России.

Результаты проведенных расчетов теплового режима нефтепровода ЦПС — ПСН позволяют сделать следующие выводы.

- Полученные значения полного коэффициента теплопередачи различаются по участкам трассы, позволяют судить об интенсивности тепловых процессов, протекающих на линейных участках, и являются потенциальной основой для выполнения расчета оптимизации температурного режима нефтепровода с целью экономии энергоресурсов.
- Теплоизолированный надземный участок нефтепровода ЦПС — ПСН эксплуатируется в благоприятном тепловом режиме, и в случае его остановки на длительное время не представляет опасности в плане возможности «замораживания».
- Существующий температурный режим подземной части нефтепровода ПСП — ПСН имеет риск «замораживания» вследствие вероятности самопроизвольной остановки, а также в случае даже сравнительно непродолжительной вынужденной остановки.
- Дополнительный нагрев нефти на конечном участке трубопровода не позволяет поднять температуру до значения, обеспечивающего безопасную работу нефтепровода в зимнее время. Наиболее эффективным решением была бы теплоизоляция подземного участка нефтепровода (полная или частичная). Рекомендательный комплекс возможных мероприятий по повышению надежности работы «горячих» нефтепроводов приведен в публикации АО «Гипровостокнефть» [4].

Список литературы

1. РД 39-30-139-79. Методика теплового и гидравлического расчета магистральных трубопроводов при стационарных и нестационарных режимах перекачки ньютоновских и неньютоновских нефтей в различных климатических условиях. Уфа. — ВНИИСПТнефть, 1979.
2. Байнов В.И., Павлюкевич Н.В., Федотов А.К., Шнип А.И. Теплофизика. Т. 2. Термодинамика необратимых процессов, теория конвективного теплообмена, перенос энергии теплового излучения, процессы переноса и фазовые превращения в твердых телах. Минск: Институт тепло- и массообмена имени А. В. Лыкова НАН Беларуси, 2014. — 370 с.
3. Черников В.И. Перекачка вязких и застывающих нефтей. М.: Гостоптехиздат, 1958. — 164 с.
4. Николаев А.В., Трейгер Л.М. Аспекты негативных ситуаций при течении парафинодержащих нефтей и реологически сложных высоковязких сред по трубопроводным линиям: технико-технологические и оперативно-ситуационные решения // Нефть. Газ. Новации. — 2017 — № 9 — С. 64–74.

References

1. RD 39-30-139-79. *Method of thermal and hydraulic calculation of main pipelines in stationary and non-stationary modes of pumping newtonian and non-newtonian oils in various climatic conditions*. Ufa, VNIISPtneft, 1979. (In Russ.)
2. Baynov V.I., Pavlyukevich N.V., Fedotov A.K., Shnip A.I. *Thermophysics. Vol. 2. Thermodynamics of irreversible processes, the theory of convective heat transfer, energy transfer of thermal radiation, transfer processes and phase transformations in solids*. Minsk: A.V. Lykov Institute of Heat and Mass Transfer of the National Academy of Sciences of Belarus, 2014. 370 p. (In Russ.)
3. Chernikin V.I. *Pumping of viscous and hardening oils*. Moscow: Gostoptekhizdat, 1958, 164 p. (In Russ.)
4. Nikolaev A.V., Treyger L.M. Aspects of negative situations during the flow of paraffin-containing oils and rheologically complex high-viscosity media along pipeline lines: technical-technological and operational-situational solutions. [*Oil. Gas. Innovations*] 2017, no. 9, pp. 64–74. (In Russ.)

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

А.В. Николаев — концептуализация и разработка методологического подхода; обработка данных и выполнение расчетов; анализ и интерпретация результатов; подготовка текста статьи.

Л.М. Трейгер — физико-техническая постановка задачи; разработка методологического подхода; обработка данных и выполнение расчетов; анализ и интерпретация результатов; подготовка текста статьи.

Aleksandr V. Nikolaev — conceptualization and development of a methodological approach; data processing and calculation; analysis and interpretation of results; writing the text of the article.

Leonid M. Treyger — physical and technical setting of the problem; development of a methodological approach; data processing and calculation; analysis and interpretation of results; writing the text of the article.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Александр Владимирович Николаев* — главный специалист по научному сопровождению проектирования, АО «Гипровостокнефть» 443041, Россия, Самара, ул. Красноармейская, д. 93. e-mail: Aleksandr.Nikolaev@giprovostokneft.ru SPIN-код: 5618-6069

Леонид Мендельевич Трейгер — кандидат химических наук, главный специалист по научному сопровождению проектирования, АО «Гипровостокнефть» 443041, Россия, Самара, ул. Красноармейская, д. 93. e-mail: Leonid.Treyger@giprovostokneft.ru

Alexander V. Nikolaev* — Chief specialist for scientific design support, Giprovostokneft JSC, 93, Krasnoarmeyskaya str., 443041, Samara, Russia. e-mail: Aleksandr.Nikolaev@giprovostokneft.ru SPIN-code: 5618-6069

Leonid M. Treyger — Cand. of Sci. (Chem.), Chief specialist for scientific design support, Giprovostokneft JSC 93, Krasnoarmeyskaya str., 443041, Samara, Russia. e-mail: Leonid.Treyger@giprovostokneft.ru

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author