



Научная статья
УДК 622.276.1/4.001.57
<https://doi.org/10.37493/2308-4758.2026.2.8>

ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОЦЕССОВ ТЕРМОХИМИЧЕСКОЙ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ ПУТЕМ ОПТИМИЗАЦИИ ПОТОКОВ ТЕПЛОНОСИТЕЛЕЙ

Андрей Владимирович Спешилов

ЛУКОЙЛ-Инжиниринг, филиал ПермНИПИнефть в г. Перми
(д. 3А, ул. Пермская, Пермь, 614000, Российская Федерация)
andrey.v.speshilov@lukoil.com; <https://orcid.org/0009-0006-9221-6264>

Аннотация.

В условиях интенсификации добычи высоковязкой нефти и роста стоимости энергоресурсов оптимизация тепловых потоков на установках подготовки скважинной продукции является ключевым фактором снижения эксплуатационных затрат, поскольку перенаправление дефицитного водяного пара на нужды повышения нефтеотдачи требует поиска альтернативных источников тепла для внутренних технологических процессов. Целью настоящей работы является оценка технологической возможности и эффективности полной или частичной замены водяного пара на альтернативный теплоноситель в виде горячей нефтесодержащей жидкости со смежного промысла в блоке входных теплообменных аппаратов. Исследование выполнено с применением методов компьютерного термодинамического моделирования, на основе которых разработана цифровая модель блока кожухотрубных аппаратов со строгой геометрией трубного пучка, а характеристика высоковязких эмульсий проведена по фактическим лабораторным данным разгонки узких фракций. В ходе расчетного анализа доказано, что полная замена пара на нефтесодержащую жидкость невозможна из-за дефицита существующей площади поверхности нагрева, так как переход на однофазную среду из-за высоких вязкостных характеристик нефти приводит к снижению коэффициента теплоотдачи на 45%. Для решения данной проблемы разработан и обоснован комбинированный режим работы блока, предусматривающий совместное использова-

ние двух типов теплоносителей (пар и НСЖ). Предложенная схема позволяет поддерживать нормативную температуру подготовки нефти на уровне 82 °С и одновременно снизить потребление пара на 21 %, что высвобождает объемы энергоресурсов для технологических нужд промысла и логически обосновывает необходимость анализа подобных систем.

Ключевые слова: Подготовка нефти, теплообменный аппарат, площадь поверхности нагрева, термодинамическое моделирование, оптимизация потоков, энергоэффективность, высоковязкая нефть, комбинированный режим, водяной пар, нефтесодержащая жидкость, коэффициент теплоотдачи, водонефтяная эмульсия, характеристика флюидов, энергосбережение, поверочный расчет

Для цитирования: Спешиллов А. В. Повышение энергоэффективности процессов термохимической подготовки нефти путем оптимизации потоков теплоносителей // Наука. Инновации. Технологии. 2026. № 2. С. 177–199. <https://doi.org/10.37493/2308-4758.2026.2.8>

Конфликт интересов: автор заявляет об отсутствии конфликта интересов.

Статья поступила в редакцию 01.04.2026;
одобрена после рецензирования 04.06.2026;
принята к публикации 25.06.2026.

2.8.4. Development and operation of oil and gas fields (technical sciences) Research article

Energy efficiency improvement in thermochemical oil treatment processes through optimization of heat exchange media flows

Andrey V. Speshilov

PermNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering in Perm (3A Permская St., Perm, 614000,
Russian Federation)
andrey.v.speshilov@lukoil.com; <https://orcid.org/0009-0006-9221-6264>

Abstract.

Under the conditions of high-viscosity oil production intensification and rising energy costs, optimizing heat flows at well production treatment units is a key factor in reducing operational expenditures.

Redirecting scarce water steam for enhanced oil recovery needs requires identifying alternative heat sources for internal technological processes. The paper aims to evaluate technological feasibility and efficiency of complete or partial substitution of water steam with an alternative heat medium, specifically hot oil-containing liquid from an adjacent oilfield, within an inlet heat exchanger block. The study was conducted using computer thermodynamic modeling methods, which served as the basis for developing a digital model of the shell-and-tube heat exchanger block with rigorous tube bundle geometry, while the characterization of high-viscosity emulsions was performed based on actual laboratory data of narrow fraction distillation. The simulation analysis proved that a complete replacement of steam with the oil-containing liquid is impossible due to a deficit in the existing heating surface area. Transitioning to a single-phase medium leads to a 45% decrease in the heat transfer coefficient caused by the high viscosity characteristics of the oil. To address this issue, a combined operation mode of the block was developed and substantiated, providing for the joint utilization of two types of heat exchange media (steam and oil-containing liquid). The proposed scheme ensures stable maintenance of the standard oil treatment temperature at 82°C while simultaneously reducing steam consumption by 21%, which releases significant energy resources for oilfield technological needs and logically justifies the necessity for a deep analysis of such systems.

Keywords: Oil treatment, heat exchanger, heating surface area, thermodynamic modeling, flow optimization, energy efficiency, high-viscosity oil, combined mode, water steam, oil-containing liquid, heat transfer coefficient, oil-water emulsion, fluid characterization, energy saving, rating calculation

For citation: Speshilov A. V. Energy efficiency improvement in thermochemical oil treatment processes through optimization of heat exchange media flows. *Science. Innovation. Technologies.* 2026;(2):177–199. (In Russ.). <https://doi.org/10.37493/2308-4758.2026.2.8>

Conflict of interest: the author declares no conflict of interests.

The article was submitted 01.04.2026;
approved after reviewing 04.06.2026;
accepted for publication 25.06.2026.

Введение

Разработка месторождений высоковязкой нефти неразрывно связана с применением термических методов воздействия на пласт, требующих больших объемов водяного пара. В условиях роста стоимости энергоресурсов актуальной задачей становится повышение энергоэффективности промысловых объектов. Избыточный расход пара на технологические нужды пунктов подготовки нефти снижает потенциал паронагнетательного фонда скважин и сдерживает темпы добычи сырья. В связи с этим оптимизация тепловых потоков и использование альтернативных источников тепла, таких как горячие технологические потоки, имеет важное практическое значение [1–3]. Главная производственная проблема при реализации подобных мероприятий заключается в изменении гидродинамических и теплофизических условий работы оборудования. Перевод действующих кожухотрубных аппаратов с водяного пара на горячую нефтесодержащую жидкость меняет режим течения сред. Высокая вязкость и обводненность промысловых флюидов ухудшают условия теплопередачи. Возникает противоречие: предприятие располагает тепловым потенциалом альтернативного потока, но фиксированная площадь поверхности существующих аппаратов может оказаться недостаточной для поддержания нормативного режима. При этом точный расчет таких систем классическими методами затруднен из-за нелинейного изменения свойств эмульсий по длине аппарата [4, 5]. Целью исследования является оценка технологической возможности и эффективности перевода блока входных теплообменных аппаратов с парового нагрева на альтернативную нефтесодержащую жидкость со смежного промысла. Для достижения цели решены задачи по созданию геометрической цифровой модели оборудования, определен дефицит площади теплообмена при изменении режимов и разработан оптимальный вариант распределения потоков, обеспечивающий экономию пара при соблюдении целевой температуры подготовки сырья.

Материалы и методы исследований

В качестве объекта исследования рассматривается блок входных теплообменных аппаратов установки подготовки нефти, предназначенный для предварительного термического обез-

воживания и обессоливания высоковязкой водонефтяной эмульсии. Технологическая схема блока состоит из группы параллельно соединенных кожухотрубных теплообменников. Главным дестабилизирующим фактором при анализе работы данного оборудования является высокая вязкость и переменная обводненность обрабатываемого сырья, физико-химические свойства которого существенно изменяются в зависимости от обводненности поступающей скважинной продукции [6].

Инструментом исследования послужили методы компьютерного термодинамического моделирования технологических процессов в специализированном программном комплексе. Расчет фазового равновесия и теплофизических свойств многокомпонентных систем выполнен на основе кубического уравнения состояния.

Характеризация флюидов в среде моделирования, а также задание физико-химических и реологических параметров флюидов в программном комплексе выполнено на основании верифицированных результатов комплексных лабораторных исследований, представленных в отчете о научно-исследовательской работе. Для обеспечения точности термодинамического расчета в модель были заложены лабораторные данные, полученные по стандартизированным отраслевым методикам:

- фракционный состав исследуемой нефти, определенный в соответствии с требованиями ГОСТ 2177-99 и ASTM D 86;
- молекулярная масса фракций, рассчитанная по ОСТ 153-39.2-048-2003;
- плотность сырья, измеренная согласно стандарту ASTM D 5002-99;
- кинематическая и динамическая вязкость сред, определенная по ГОСТ 33-2000.

Математическое моделирование и характеристика нефти проведены для двух базовых технологических потоков на основе индивидуальных лабораторных данных потока № 1 месторождения А и поток № 2 месторождения Б.

Создание системы псевдокomпонентов и аппроксимация свойств высоковязких нефтяных эмульсий осуществлялась с помо-

Input Summary								
Pure Component		Distillation Data		Option				
		Whole Crude	Cut 1	Cut 2	Cut 3	Cut 4	Cut 5	Click to Add Cut
Initial Temperature: (C)	IBP	IBP	185.0000	200.0000	250.0000	300.0000		
Final Temperature: (C)	FBP	185.0000	200.0000	250.0000	300.0000	FBP		
▶	CutYieldByWt (%)		0.00	3.00	10.00	20.00	67.00	
▶	StdLiquidDensity (kg/m3)	958.3100						
▶	SulfurByWt (%)							
▶	KinematicViscosity (cSt)...	14775.430						
▶	ParaffinsByVol (%)							
▶	PourPoint (C)							
▶	FreezePoint (C)							
▶	CloudPoint (C)							
▶	SmokePt (mm)							
▶	MolecularWeight	496.00						
▶	SaturatesByWt (%)							
▶	AromByWt (%)							
▶	ResinsByWt (%)							
▶	AsphalteneByWt (%)							
⚙								

Рис. 1. Задание исходных данных для характеристики нефти на примере Потока № 2.

Fig. 1. Input data generation for oil characterization as illustrated by Flow No. 2.

Источник: составлено автором.
Source: compiled by the author.

щью специализированного встроенного инструмента характеристики нефти. В процессе интеграции данных в диалоговом окне ввода исходных параметров (рис. 1) в программную среду последовательно вводились экспериментальные данные фракционного состава, а также ключевые физико-химические и реологические свойства компонентов (табл. 1, 2).

Таблица 1. ФРАКЦИОННЫЙ СОСТАВ НЕФТИ
Table 1. Fractional composition of oil

№ п/п	Флюид	Фракционный состав					
		Отгоняется, % об. до					
		Т.н.к., °С	100 °С	150 °С	200 °С	250 °С	300 °С
1	Поток № 1	187	—	—			
2	Поток № 2	180	—	—	3	10	20

Источник: составлено автором.
Source: compiled by the author.

Таблица 2. ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА НЕФТИ ПРИ СТАНДАРТНЫХ УСЛОВИЯХ
Table 2. Physicochemical properties of oil under standard conditions

№ п/п	Флюид	Молекулярная масса, г/моль	Плотность, кг/м³	Вязкость, мПа*С
1	Поток № 1	465	945,03	7757
2	Поток № 2	496	958,31	14159,44

Источник: составлено автором.
Source: compiled by the author.

На основе введенных исходных данных в программной среде проведена характеристика нефти, результаты которой представлены на рисунке 2. В таблицах 3 и 4 приведено сравнение расчетных параметров флюида с заданными характеристиками, использованными при создании модели.

Results Summary		Pure Component	Distillation	Property Table	Message		
Initial Temperature: (C) Final Temperature: (C)	Whole Crude	Cut 1	Cut 2	Cut 3	Cut 4	Cut 5	Click to Add Cut
	IBP	IBP	185.0000	200.0000	250.0000	300.0000	
	FBP	185.0000	200.0000	250.0000	300.0000	FBP	
▶ CutYieldByWt (%)	100.00	0.00	3.00	10.00	20.00	67.00	
▶ StdLiquidDensity (kg/m3)	958.3100	899.5604	905.1262	921.9900	942.1495	971.5560	
▶ SulfurByWt (%)							
▶ KinematicViscosity (cSt)...	14775.430	11.465	15.476	51.524	532.858	626630.930	
▶ ParaffinsByVol (%)	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	
▶ PourPoint (C)	123.096	9.932	12.941	24.821	44.807	130.701	
▶ FreezePoint (C)	68.615	18.756	23.576	38.548	56.593	79.211	
▶ CloudPoint (C)	13.051	-60.570	-55.523	-38.187	-17.778	19.082	
▶ SmokePt (mm)	0.01	7.04	6.41	4.55	2.68	0.00	
▶ MolecularWeight	496.00	284.55	296.68	341.11	415.13	587.71	
▶ SaturatesByWt (%)							
▶ AromByWt (%)	94.124	74.777	76.403	81.926	89.274	98.187	
▶ ResinsByWt (%)							
▶ AsphalteneByWt (%)	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	
▶ ConradsonCarbonByWt...	0.471	0.000	0.000	0.000	0.000	0.703	

Рис. 2. Охарактеризованная нефть на примере нефти скважины №2.

Fig. 2. Characterized oil properties as illustrated by Flow No. 2.

Источник: составлено автором.
Source: compiled by the author.

Таблица 3. РЕЗУЛЬТАТЫ ХАРАКТЕРИЗАЦИИ НЕФТИ
(фракционный состав)
Table 3. Oil characterization results (fractional composition)

Поток № 1							
		н.к - к.к	н.к- 185	185– 200	200– 250	250– 300	300 - к.к.
Выход фракции, % об	Модель	100	0	4	8	20	68
	Лаб. данные	100	0	4	8	20	68
Поток № 2							
		н.к - к.к	н.к- 187	187– 200	200– 250	250– 300	300– к.к.
Выход фракции, % об	Модель	100	0	3	10	20	67
	Лаб. данные	100	0	3	10	20	67

Источник: составлено автором.
Source: compiled by the author.

Таблица 4. РЕЗУЛЬТАТЫ ХАРАКТЕРИЗАЦИИ НЕФТИ
(ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА)
Table 4. Oil characterization results (physicochemical properties)

№ п/п	Флюид		Молекулярная масса, г/моль	Плотность, кг/м³	Вязкость, мПа*С
1	Поток №1	Модель	465	945,03	7757
		Лаб. данные	465	945,03	7757
2	Поток №2	Модель	496	958,31	14159,44
		Лаб. данные	496	958,31	14159,44

Источник: составлено автором.
Source: compiled by the author.

После характеристики флюидов выполнено математическое моделирование и настройка работы входного теплообменного оборудования установки подготовки нефти.

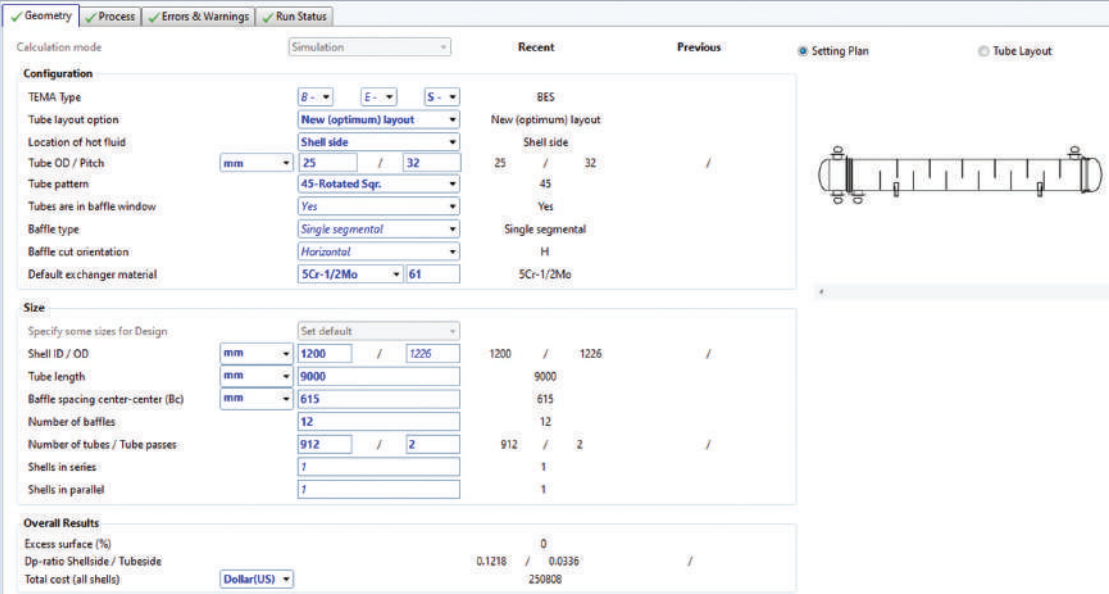


Рис. 3. Детальное задание теплообменного аппарата.
Fig. 3. Detailed heat exchanger unit configuration.

Источник: составлено автором.
Source: compiled by the author.

Для детального описания процессов теплопередачи в программном комплексе задействована строгая геометрическая модель теплообменных аппаратов (рис. 3). В расчетный модуль интегрированы точные конструктивные параметры, включая габаритные размеры корпуса (сосуда) и трубного пучка, а также общее количество, диаметр, толщину стенки, шаг и пространственное расположение трубок в пучке.

Настройка модели блока теплообменников (рис. 4) осуществлялась с учетом реального распределения материальных потоков нагреваемого потока № 1 и теплоносителя на два параллельно функционирующих аппарата. Текущее техническое состояние поверхностей нагрева учитывалось путем задания коэффициента эксплуатационного загрязнения (Fouling Resistance). Расчет данного параметра производился на основе ретроспективного анализа исторических технологических данных [7].

Процесс калибровки модели был осложнен неполной оснащенностью действующего промышленного объекта приборами КИПиА. В массиве исторических эксплуатационных данных отсутствовали прямые измерения следующих критических величин:

- температура потока № 1 на входе в теплообменники;
- температура греющего водяного пара на выходе из межтрубного пространства;
- выходные давления потоков потока № 1 и греющего пара.

В связи с дефицитом измерительной информации настройка цифровой модели выполнялась на основе ограниченного набора доступных параметров с применением метода обратного расчета. Основной принцип обратного расчета заключается в следующем: неизвестные параметры определяются путем подбора таким образом, чтобы расчетные выходные характеристики совпадали с доступными измеряемыми данными. В качестве главного целевого критерия (индикатора сходимости модели) выступала фактическая температура нагретого потока № 1 на выходе из аппаратов.

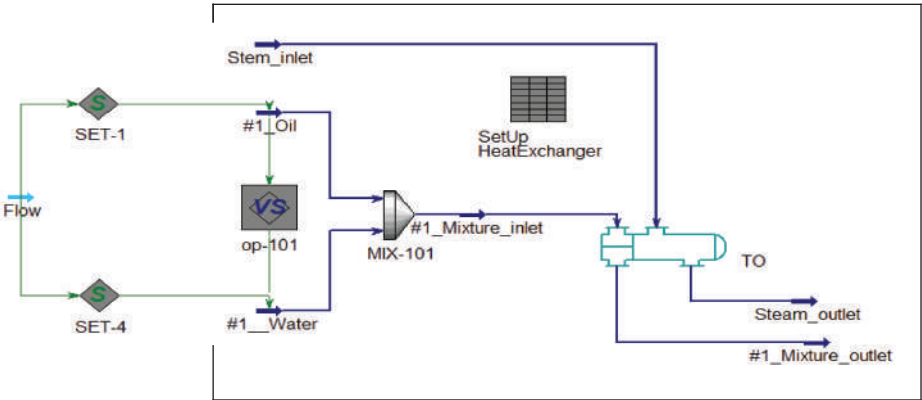


Рис. 4. Расчетная модель теплообменного аппарата в среде программного комплекса.
Fig. 4. Heat exchanger simulation model within the software environment.
Источник: составлено автором. Source: compiled by the author.

Таблица 5. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ И РЕЗУЛЬТАТЫ НАСТРОЙКИ МОДЕЛИ ТЕПЛООБМЕННОГО ОБОРУДОВАНИЯ (РЕЖИМЫ 1–13)

Исходные данные						
Название режимных показателей		P. 1	P. 2	P. 3	P. 4	
Пар	Давление, МПа	1,11	1,11	1,11	1,11	
	Температура, °C	186	186	186	186	
	Расход, т/ч	28,5	28,5	28,5	28,5	
Поток № 1	Давление, МПа	0,41	0,42	0,4	0,41	
	Обводненность, %	85	85	85	85	
	Расход, м³/ч	649	649	616	621	
	Выход. температура, °C	83	83	84	83	
Результаты модели						
Поток № 1	Вход. температура, °C	55,6	54,5	55,2	54,4	
	Выход. давление, МПа	0,39	0,40	0,38	0,39	

Источник: составлено автором. Source: compiled by the author.

Для автоматизации процедуры обратного расчета использовался специализированный математический инструмент численной подстройки параметров. С его помощью определялась неизвестная температура сырьевой НСЖ на входе в теплообменник. При проведении калибровочных расчетов базовые параметры сред принимались согласно режимному листу: обводненность потока № 1 составляла 85 %, а давление греющего пара на входе в блок равнялось 1,11 МПа. Полный перечень исходных параметров и результаты верификации модели представлены в таблице 5.

Полученные расчетные значения (температура потока № 1 на входе в блок и давление на выходе из него) составили от 50 до 70 °С и от 0,2 до 0,4 МПа соответственно. Данные результаты полностью соответствуют предельным технологическим границам, установленным действующим производственным регламентом.

Table 5. Input data and heat exchanger model calibration results
(Cases 1–13)

	P. 5	P. 6	P. 7	P. 8	P. 9	P. 10	P. 11	P. 12	P. 13
	1,11	1,11	1,11	1,11	1,11	1,11	1,11	1,11	1,11
	186	186	186	186	186	186	186	186	186
	28,2	28,2	28,5	28,5	28,2	28,2	28,2	28,2	28,5
	0,41	0,41	0,4	0,41	0,41	0,42	0,41	0,41	0,38
	85	85	85	85	85	85	85	85	85
	671	654	640	683	672	694	681	657	673
	84	84	84	83	83	84	82	84	85
	57,8	57,1	56,3	57,0	56,8	58,7	56,1	57,2	57,7
	0,39	0,39	0,38	0,38	0,39	0,39	0,38	0,39	0,35

Результаты исследований и их обсуждение

Исследование возможности перевода блока теплообменников с пара на альтернативный поток горячей нефтяной эмульсии потребовало проведения поверочных расчетов площади нагрева. Параметры входящих материальных потоков, использованные при моделировании, обобщены в таблице 6.

Таблица 6. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ РАСЧЕТА ПЛОЩАДИ ТЕПЛООБМЕНА ТЕПЛООБМЕННОГО ОБОРУДОВАНИЯ
Table 6. Input data for heat exchanger surface area calculation

Флюид	Параметр	Значение
Поток № 1	Расход, м³/ч	1291,7
	Обводненность, %	85–88
	Вход. температура, °С	52–55
	Выход. температура, °С	82–85
Поток № 2	Расход, м³/ч	416,6
	Обводненность, %	81–84
	Вход. температура, °С	102–105
	Выход. температура, °С	92–95

Источник: составлено автором.
Source: compiled by the author.

Выбор расчетного сценария обусловлен необходимостью создания запаса по площади теплообменной поверхности, в связи с чем моделирование выполнялось по наихудшим эксплуатационным условиям. Для нагреваемой сырьевой эмульсии (поток № 1) принята максимальная обводненность 88 %, характеризующаяся наибольшей теплоемкостью, что существенно осложняет процесс нагрева. Для альтернативного греющего потока нефтесодержащей жидкости (поток № 2) задавалась минимальная обводненность 81 %, соответствующая сценарию с наименьшим располагаемым теплосодержанием. На входе в блок (рис. 5) для потока № 1 были установлены параметры 52 °С и 0,4 МПа; для потока № 2 — 102 °С и 0,4 МПа. Расчет проводился при условии равномерного распределения общего объема жидкости на три параллельно функционирующих аппарата.

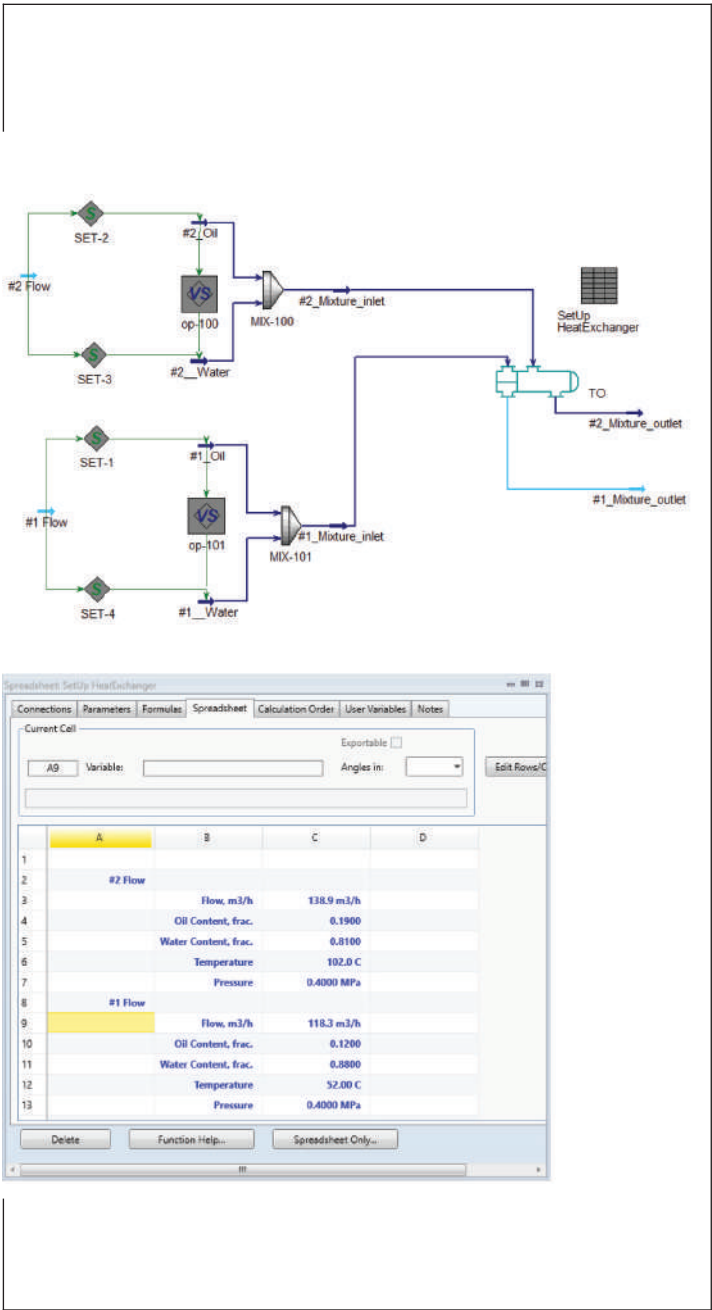


Рис. 5. Задание данных для расчета площади теплообмена теплообменного оборудования.
Fig. 5. Data input for heat exchanger surface area calculation.

Источник: составлено автором.
Source: compiled by the author.

По результатам компьютерного моделирования установлено, что существующая эффективная площадь теплообмена одного аппарата, составляющая 624,9 м², является недостаточной. В заданных жестких условиях она физически не способна обеспечить нагрев потока № 1 до регламентных 82 °С и охлаждение потока № 2 до целевых 92 °С. Сводные данные термодинамического расчета представлены в табл. 7.

Таблица 7. РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА
Table 7. Calculation results

Объект	Параметр	Значение
Поток № 1	Расход, м³/ч	430,5
	Обводненность, %	88,0
	Вход. температура, °С	52,0
	Выход. температура, °С	65,0
	Вход. давление, МПа	0,4
	Выход. давление, МПа	0,39
Поток № 2	Расход, м³/ч	138,9
	Обводненность, %	81,0
	Вход. температура, °С	102,0
	Выход. температура, °С	59,8
	Вход. давление, МПа	0,4
	Выход. давление, МПа	0,39
Теплообменный аппарат	Эффективная площадь теплообмена, м²	624,9
	Полная площадь теплообмена, м²	644,7

Источник: составлено автором.
Source: compiled by the author.

Главной физико-химической причиной выявленной неэффективности является резкое изменение условий теплоотдачи на границе раздела фаз при смене типа агента. При эксплуатации теплообменников на водяном паре за счет интенсивного процесса конденсации достигаются высокие значения коэффициента теплоотдачи – до $3774,5 \text{ Вт/м}^2 \cdot \text{К}$. В случае замены пара на нефтесодержащую жидкость расчетный коэффициент теплоотдачи снижается до $2076,9 \text{ Вт/м}^2 \cdot \text{К}$, что обусловлено более низкими теплофизическими свойствами нефтяной фазы и ее высокой вязкостью. Таким образом, перевод блока исключительно на нагрев технологическими потоками нефти со смежного промысла невозможен без капитальной реконструкции или полной замены теплообменного блока [8–11].

Частичное использование тепла технологических потоков для снижения общего расхода пара на нагрев сырья возможна при внедрении оптимизационных сценариев с распределением объемов нагреваемой эмульсии по аппаратам блока в зависимости от вида теплоносителя. Расчет оптимизационных режимов выполнен по описанной выше методике наихудших условий с сохранением ранее принятых базовых параметров температур, давления и обводненности сред.

Параметрический анализ в среде моделирования позволил последовательно оценить четыре конфигурации работы технологического блока:

- Режим 1: в работе находятся 2 аппарата (оба используют водяной пар, линии нефтесодержащей жидкости со смежного промысла отключены);
- Режим 2: в работе находятся 3 аппарата (2 используют пар, 1 переведен на работу с нефтесодержащей жидкостью);
- Режим 3: в работе находятся 4 аппарата (2 используют пар, 2 переведены на работу с нефтесодержащей жидкостью);
- Режим 4: в работе находятся 5 аппаратов (2 используют пар, 3 переведены на работу с нефтесодержащей жидкостью).

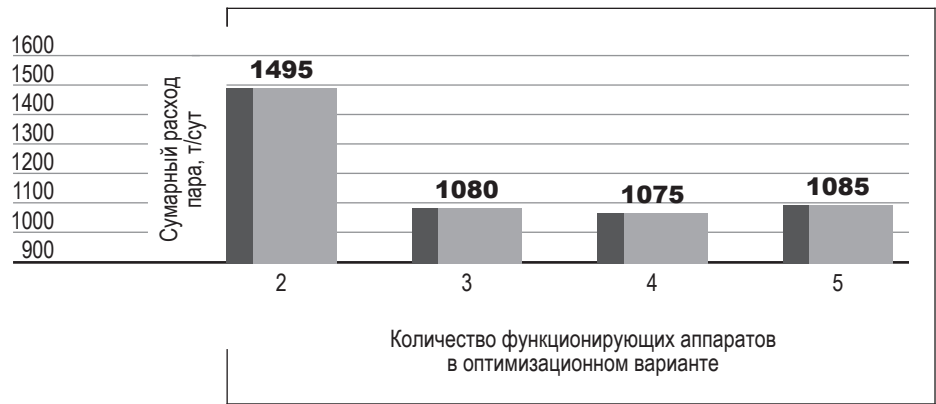


Рис. 6. Сравнение расхода пара оптимизационных вариантов.
Fig. 6. Steam consumption comparison across optimized variants.
Источник: составлено автором. Source: compiled by the author.

Таблица 8. РЕЗУЛЬТАТЫ ОПТИМИЗАЦИОННОГО ВАРИАНТА ТЕПЛООБМЕННОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Теплоноситель: пар					
Поток № 1			Пар		
Расход, м³/ч	Вход. Темпе ратура, °С	Выход. Темпе ратура, °С	Расход, м³/ч	Вход. Темпе ратура, °С	Выход. Темпе ратура, °С
Количество работающих теплообменных аппаратов: 2 (2 с паром, 0 с НСЖ)					
645,9	52	82	31,14	186	70,85
Количество работающих теплообменных аппаратов: 3 (2 с паром, 1 с НСЖ)					
466,5	52	82	22,5	186	71,4
Количество работающих теплообменных аппаратов: 4 (2 с паром, 2 с НСЖ)					
462,5	52	82	22,3	186	71,4
Количество работающих теплообменных аппаратов: 5 (2 с паром, 3 с НСЖ)					
468,4	52	82	22,6	186	81,3

Примечание: Результаты представлены для одного теплообменника с одним типом теплоносителя.
Источник: составлено автором. Source: compiled by the author.

На основе сопоставления полученных данных установлено, что наиболее сбалансированным является Режим 2 (конфигурация «2 паровых + 1 аппарат на нефтесодержащей жидкости»). При данном сценарии достигается целевая регламентная температура нагрева сырья на выходе из блока (82 °С), а суммарный расход водяного пара снижается до 1080 т/сут (21% от текущих расходов) (рис. 6). Стоит отдельно отметить, что во всех четырех расчетных конфигурациях конечная температура охлаждения греющей нефтесодержащей жидкости опускалась ниже требуемого проектного диапазона 92–95 °С. Подробные результаты моделирования всех оптимизационных сценариев представлены в таблице 8.

Table 8. Performance evaluation results for the optimized heat exchanger variants

	Теплоноситель: НСЖ					
	Поток № 1			Поток № 2		
	Расход, м³/ч	Вход. Темпе- ратура, °С	Выход. Темпе- ратура, °С	Расход, м³/ч	Вход. Темпе- ратура, °С	Выход. Темпе- ратура, °С
	—	—	—	—	—	—
	358,8	52	82	416,7	102	75,2
	183,4	52	82	208,3	102	74,5
	118,3	52	82	138,9	102	74,8

Заключение

В рамках работ по изменению греющего агента входных теплообменных аппаратов цеха подготовки и перекачки нефти выполнено математическое моделирование работы блоков ТО-1–5. По результатам проведенного исследования сформированы следующие ключевые выводы:

- На основе лабораторных данных фракционного состава успешно выполнена характеристика технологических флюидов. С учетом паспортных характеристик сосудов и трубных пучков настроена цифровая модель теплообменного оборудования, адекватная реальному промышленному объекту.
- Проведенные поверочные расчеты площади поверхности нагрева аппаратов ТО-1–5 показали невозможность полного перевода блока на альтернативный греющий поток. Существующая конфигурация теплообменников не способна обеспечить нагрев сырьевой нефтесодержащей жидкости до регламентных 82 °С при входящей температуре 52 °С в режиме трех параллельно работающих аппаратов, использующих вместо пара нефтесодержащую жидкость со смежного месторождения.
- Главной причиной неэффективности полной замены сред является падение коэффициента теплоотдачи на 45 % (с 3774,5 до 2076,9 Вт/м²·К) из-за более низких теплофизических свойств и высокой вязкости нефтяной эмульсии по сравнению с конденсирующимся водяным паром.
- В качестве альтернативы обоснован комбинированный оптимизационный вариант с распределением потоков сырья по блоку нагрева в зависимости от вида используемых сред. Численное моделирование подтвердило, что режим одновременной работы трех аппаратов (двух на паре и одного на нефтесодержащей жидкости) позволяет снизить расход технологического пара до 1080 т/сут (21% от текущих расходов) при сохранении целевой температуры нагрева сырья (82 °С).

Список источников

1. Stoitsits R. F., Bashagour H. M., Su C. G. Application of Integrated Production and Reservoir Modeling to Optimize Deep-water Development // International Oil and Gas Conference and Exhibition in China. SPE, 2010. SPE-131621-MS. <https://doi.org/10.2118/131621-MS>.
2. Awan E., Aboaja U., Ajayi A. Integrated Production System Modelling (IPSM) as an Opportunity Realization and Optimization Tool for Improved Asset Management // SPE Nigeria International Conference and Exhibition. SPE, 2013. SPE-167557-MS.
3. Salaudeen I., Bopbekov D., Abdulkarim A. Optimization of Petroleum Production System using Nodal Analysis Program // Nigerian Journal of Technological Development. 2022. Vol. 19. No. 1. P. 1–8.
4. Jansen J. D. Nodal analysis of oil and gas production systems. SPE, 2017. 368 p. <https://doi.org/10.2118/9781613995648>
5. Некипелов Ю. В., Латкин К. Е., Исмагилов Р. Р. и др. Развитие интегрированного проектирования в ОАО «НК «Роснефть» // Нефтяное хозяйство. 2010. № 8. С. 6–9.
6. Ли Д., Никенс Г., Уэллс М. Эксплуатация обводняющихся газовых скважин. Технологические решения по удалению жидкости из скважин / Пер. с англ. М.: Премиум Инжиниринг, 2008. 384 с.
7. Bitsindou A. B., Kelkar M. G. Gas Well Production Optimization Using Dynamic Nodal Analysis. Paper presented at the SPE Mid-Continent Operations Symposium, Oklahoma City, Oklahoma, March 1999. P. 1–9.
8. Gilbert W. E. Flowing and Gas-Lift Well Performance // API Drilling and Production Practice, Dallas, Texas. 1954. P. 126–157.
9. Brown K. E., Lea J. F. Nodal Systems Analysis of Oil and Gas Wells // Journal of Petroleum Technology. 1985. Vol. 37. No. 10. P. 1751–1763.
10. Dale B. H. Production Optimization using Nodal Analysis. Tulsa: OGCI Publications, 1991. 411 p.
11. Al-Safran E. M., Brill J. P. Applied Multiphase Flow in Pipes and Flow Assurance: Oil and Gas Production. Society of Petroleum Engineers, 2017. 358 p.

References

1. Stoisits RF, Bashagour HM, Su CG. Application of Integrated Production and Reservoir Modeling to Optimize Deepwater Development. International Oil and Gas Conference and Exhibition in China. SPE; 2010. SPE-131621-MS. <https://doi.org/10.2118/131621-MS>.
2. Awan E, Aboaja U, Ajayi A. Integrated Production System Modelling (IPSM) as an Opportunity Realization and Optimization Tool for Improved Asset Management. SPE Nigeria International Conference and Exhibition. SPE; 2013. SPE-167557-MS.
3. Salaudeen I, Bopbekov D, Abdulkarim A. Optimization of Petroleum Production System using Nodal Analysis Program. Nigerian Journal of Technological Development. 2022;(19):1-8.
4. Jansen JD. Nodal analysis of oil and gas production systems. SPE, 2017. 368 p. <https://doi.org/10.2118/9781613995648>
5. Nekipelov YuV, Latkin KE, Ismagilov RR [et al.] Development of integrated design at Rosneft Oil Company. Oil industry. 2010;(8):6-9. (in Russ.).
6. Lee J, Nickens HW, Wells M. The operation of the watering gas wells. Technological solutions for removing fluid from wells, transl. from English. M.: Premium Engineering; 2008. P. 384.
7. Bitsindou AB, Kelkar MG. Gas Well Production Optimization Using Dynamic Nodal Analysis. Paper presented at the SPE Mid-Continent Operations Symposium, Oklahoma City, Oklahoma, March 1999. P 1-9 doi.org
8. Gilbert WE. Flowing and Gas-Lift Well Performance. API Drilling and Production Practice, Dallas, Texas; 1954, p. 126-157.
9. Brown KE., Lea JF. Nodal Systems Analysis of Oil and Gas Wells. J Pet Technol, 1985;37(10):1751-1763.
10. Dale BH. Production Optimization using Nodal Analysis, OGCI Publications, Tulsa; 1991. 411 p.
11. Al-Safran EM, Brill JP. Applied Multiphase Flow in Pipes and Flow Assurance: Oil and Gas Production. Society of Petroleum Engineers; 2017. 358 p.

Информация об авторе

Андрей Владимирович Спешилев – ведущий инженер филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми, Researcher ID: IQV-2729-2023.

Information about the author

Andrey V. Speshilov – Leading Engineer of the PermNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC in Perm, Researcher ID: IQV-2729-2023.