

УДК 622.276

## ПРИМЕНЕНИЕ ЧИСЛЕННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ДЛЯ АНАЛИЗА ЭФФЕКТИВНОСТИ ГРЕЮЩЕГО КАБЕЛЯ ПРИ ДОБЫЧЕ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ

Костарев Никита Александрович<sup>1</sup>,  
nikostarev@gmail.com

Труфанова Наталия Михайловна<sup>1</sup>,  
trufanova@pstu.ru

<sup>1</sup> Пермский национальный исследовательский политехнический университет,  
Россия, 614990, г. Пермь, Комсомольский пр., 29.

**Актуальность** исследования обуславливается заметным в последние годы увеличением трудноизвлекаемых запасов нефти, связанным с неуклонным истощением легких, маловязких углеводородных залежей. Для тяжелых, высоковязких нефтей и природных битумов характерно высокое содержание асфальтенов, смол и парафинов, что приводит к технологическим трудностям и ряду осложнений при извлечении и транспортировке флюида. Для решения проблем, связанных с добычей трудноизвлекаемой нефти, необходимо применять дополнительные технологические операции, направленные на снижение вязкости флюида, что приводит к увеличению себестоимости добываемого сырья. Одним из таких методов может быть прогрев ствола скважины греющим кабелем с целью поддержания необходимой температуры потока и сохранения текучести нефти. Основным недостатком данного метода является высокое энергопотребление, которое можно снизить с помощью методов математического моделирования процессов тепломассопереноса в нефтяной скважине, позволяющих оценить тепловой эффект от работы нагревательного кабеля и определить необходимые технологические характеристики оборудования для беспроблемной эксплуатации скважины.

**Цель:** исследовать влияние нагревательного кабеля на эксплуатацию скважин с высоковязкой нефтью, а также определить необходимые технологические параметры нагрева, при которых нефть сохраняет свою текучесть и обеспечивает нормальную работу глубинно-насосного оборудования.

**Объект:** вертикальный участок нефтяной скважины, где применяется нагревательный кабель для снижения вязкости флюида, расположенной на одном из месторождений республики Южный Судан.

**Методы:** экспериментальное определение реологических и теплофизических свойств нефти на лабораторном оборудовании методами дифференциальной сканирующей калориметрии и реометрии, результаты которого были использованы в качестве исходных данных при математическом моделировании процессов тепломассопереноса в нефтяной скважине с греющим кабелем с целью оценки теплового эффекта от его работы. Численное моделирование дифференциальных уравнений в частных производных осуществлялось с помощью метода конечных объемов в программном комплексе Ansys Fluent.

**Результаты и выводы.** Были получены поля температур, статического давления и скоростей в нефтяной скважине с учетом реологических и теплофизических свойств добываемого сырья при работе нагревательного кабеля с различной мощностью и без него. Показано, что наличие греющего кабеля в скважине благоприятно сказывается на эксплуатационных характеристиках, приводит к снижению вязкости нефти на несколько порядков, уменьшению перепада давления в лифтовых трубах на несколько единиц МПа за счет уменьшения потерь на вязкое трение и росту средней скорости потока. Получено, что эффективность добычи на рассматриваемой скважине можно повысить путем замены нагревательного кабеля на высокотемпературный кабель большей длины, что приведет к увеличению коэффициента подачи и межремонтного периода электроцентробежного насоса за счет поддержания вязкости нефти выше критического значения на всем участке скважины.

### Ключевые слова:

Нефтяная скважина, высоковязкая нефть, численное моделирование, нагревательный кабель, реологические свойства, лабораторные исследования.

### Введение

В последнее десятилетие активно развивается добыча тяжелой нефти с вязкостью 30 мПа·с и выше, запасы которой более чем в 5 раз превышают объемы углеводородов малой и средней вязкости [1, 2]. Во многих странах с развитой нефтедобывающей промышленностью добыча тяжелой нефти является перспективным направлением развития нефтегазовой отрасли на ближайшие годы. Россия, наряду с такими странами как Венесуэла, Канада, США и Китай, обладает значительными ресурсами трудноизвлекаемой нефти, доля которых составляет 55 % в общем объеме всех российских запасов. К наиболее крупным месторождениям тяжелой нефти относятся: Усинское, Ван-Еганское, Северо-Комсомольское, Русское, и др., а более 70 % запасов высоковязкой нефти расположены в Пермской, Тюменской, Самарской областях, Та-

тарстане и Башкортостане, при этом степень разработанности этих запасов очень низка [3, 4].

Месторождения такого типа залежей, как правило, находятся на глубинах до 2000 м, характеризуются невысокой пластовой температурой и большим содержанием асфальтенов, смол и парафинов, последние из которых при определенных термобарических условиях выпадают из нефти и могут откладываться на стенках глубинно-насосного оборудования (ГНО), дополнительно затрудняя добычу [5–7]. Высокая вязкость добываемого сырья является фактором, осложняющим добычу, и негативно сказывается на эксплуатации ГНО, что приводит к снижению коэффициента подачи и межремонтного периода (МРП) и, как следствие, к падению добычи и росту себестоимости добываемой нефти. В пластовых условиях повышенная вязкость флюида является причиной низких деби-

тов или полного их отсутствия, что приводит к необходимости применения специальных методов воздействия на продуктивный пласт. Наибольшее распространение получили термические методы, к которым относятся: циклическая и площадная закачка пара, или парогравитационное дренирование [8–14]. Данные технологии хорошо известны и активно применяются в промышленности для увеличения коэффициента извлечения продуктивного пласта, однако при движении по лифтовым трубам от забоя к устью поток нефти планомерно охлаждается, вязкость увеличивается вплоть до полной потери текучести, что также требует применения методов борьбы с этим осложнением. Для поддержания температуры нефти выше точки текучести и кристаллизации парафинов активно применяют тепловые методы, одним из которых является прогрев осложненного участка скважины нагревательным кабелем.

Для эффективного решения проблемы высоковязкой нефти и асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) необходимо определить значение удельной тепловой мощности нагревательного кабеля, при которой температура нефтяного потока обеспечит бесперебойную добычу с сохранением текучести нефти и без образования АСПО. Для анализа температурного состояния скважины и определения необходимой мощности нагрева в работе предлагается математическая модель процессов тепломассопереноса в нефтяной скважине, реализованная численно с учетом реологических и теплофизических свойств нефти, полученных экспериментально.

#### Объект исследования

Была рассмотрена нефтяная скважина одного из месторождений республики Южный Судан, основные эксплуатационные характеристики которой представлены в табл. 1. Для данной скважины характерно высокое содержание парафинов в нефти (около 50 %), что существенно затрудняет добычу и приводит к высоким нагрузкам на погружной электродвигатель установки электроцентробежного насоса и преждевременному выходу из строя глубинно-насосного оборудования. Для решения данной проблемы на скважине применяется резистивный нагревательный кабель, расположенный во внутреннем пространстве насосно-компрессорной трубы (НКТ).

Ставилась задача определить необходимую удельную мощность нагрева для поддержания температуры выше критического значения, при котором величина динамической вязкости лежит в пределах 1–30 мПа·с, не допускается выпадения АСПО и обеспечивается бесперебойная эксплуатация скважины.

Таблица 1. Сведения о скважине

Table 1. Well information

Параметр Parameter	Ед. изм. Units	Значение Value
Глубина искусственного забоя Artificial slaughter depth	м/м	2931
Динамический уровень/Dynamic level	м/м	2200
Глубина установки насоса Pump installation depth	м/м	2600
Наружный диаметр НКТ/Tubing outer diameter	мм/мм	89
Наружный диаметр эксплуатационной колонны Production casing outer diameter	мм/мм	178
Тип насоса/Pump type	–	ЭЦН
Текущая суточная добыча Current daily production	м <sup>3</sup> /сут m <sup>3</sup> /day	17,5
Обводненность/Water cut	%	2 %
Газовый фактор/Gas/oil ratio	м <sup>3</sup> /т/м <sup>3</sup> /tn	0
Температура жидкости на устье скважины Fluid temperature at the wellhead	°C	32–47
Содержание парафиновых углеводородов Content of paraffinic hydrocarbons	%	31
Точка осаждения парафинов Paraffin settling point	°C	60

#### Экспериментальное определение реологических и теплофизических свойств нефти

Высокое содержание тяжелых компонентов в составе нефти выражается в проявлении вязкоупругих свойств, характерных для неньютоновских жидкостей, а также существенной зависимости величины вязкости от температуры и скорости сдвига [15–18].

С целью определения температуры, при которой вязкость нефти обеспечивает нормальную работу электроцентробежного насоса, были проведены экспериментальные исследования температурной зависимости динамической вязкости на ротационном реометре DHR-2 для образцов нефти, взятых с рассматриваемой скважины. Получены кривые зависимости динамической вязкости от скорости сдвига в температурном диапазоне от 30 до 100 °C с шагом 10 °C, представленные в табл. 2 и на рис. 1, 2.

Таблица 2. Зависимость динамической вязкости образца нефти от скорости сдвига при различной температуре

Table 2. Dependence of oil sample dynamic viscosity on the shear rate at different temperatures

T, °C	Динамическая вязкость $\mu$ , Па·с/Dynamic viscosity $\mu$ , Pa·s								
	Скорость сдвига $\dot{\gamma}$ , с <sup>-1</sup> /Shear rate $\dot{\gamma}$ , s <sup>-1</sup>								
	1,58	2,50	3,96	6,28	9,96	15,78	25,01	39,64	62,83
30	10,4·10 <sup>3</sup>	6,6·10 <sup>3</sup>	4,1·10 <sup>3</sup>	2,6·10 <sup>3</sup>	1,7·10 <sup>3</sup>	1,2·10 <sup>3</sup>	0,8·10 <sup>3</sup>	0,6·10 <sup>3</sup>	0,4·10 <sup>3</sup>
40	1,6·10 <sup>3</sup>	1,1·10 <sup>3</sup>	0,7·10 <sup>3</sup>	0,5·10 <sup>3</sup>	0,3·10 <sup>3</sup>	0,2·10 <sup>3</sup>	167,55	115,85	82,45
50	58,63	42,5	31,1	22,8	16,69	12,27	9,02	6,64	4,94
60	1,65	1,23	0,91	0,68	0,53	0,43	0,36	0,32	0,34
70	0,03	0,01	0,01	0,01	0,02	0,05	0,07	0,11	0,2
80	0,06	0,03	0,04	0,05	0,05	0,06	0,1	0,16	0,24
90	0,04	0,02	0,02	0,01	0,001	0,01	0,01	0,02	0,04
100	0,08	0,02	0,04	0,04	0,04	0,05	0,09	0,14	0,21

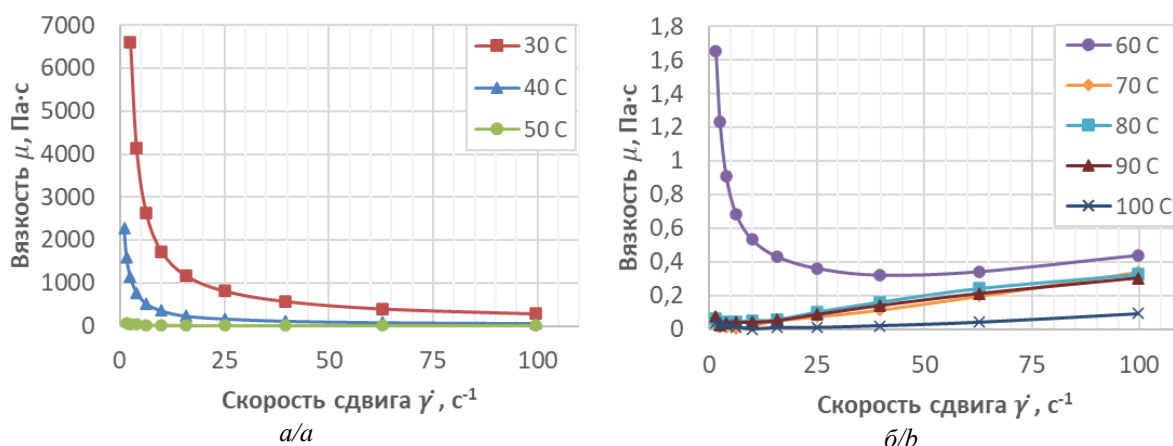


Рис. 1. Зависимость динамической вязкости нефти от скорости сдвига при различных значениях температуры, °C: а) 30–50; б) 60–100

Fig. 1. Dependence of oil dynamic viscosity on shear rate at different temperatures, °C: a) 30–50; b) 60–100

При номинальном дебите, равном  $21 \text{ м}^3/\text{сут}$ , значение скоростей сдвига в скважине лежит в пределах  $4\text{--}6 \text{ с}^{-1}$ . Из табл. 1 и рис. 1, а видно, что при температуре ниже  $60 \text{ °C}$  и рассматриваемых скоростях сдвига значение вязкости составляет сотни и даже тысячи Па·с, что позволяет сделать вывод о невозможности подъема нефти при таких температурных условиях. Для нормальной эксплуатации скважины желательно, чтобы значение динамической вязкости не превышало  $50 \text{ мПа·с}$ , что достигается при температуре образца  $70 \text{ °C}$  и выше (табл. 1). При дальнейшем увеличении температуры наблюдается заметное увеличение вязкости исследуемого образца, что может быть связано с наличием механических примесей или, что более вероятно, с фазовым переходом некоторых составляющих многокомпонентного состава нефтяной жидкости [8, 19].

С целью определения температурной зависимости удельной теплоемкости образца нефти в работе были проведены лабораторные исследования методом дифференциальной сканирующей калориметрии (ДСК), результаты которых представлены на рис. 2.

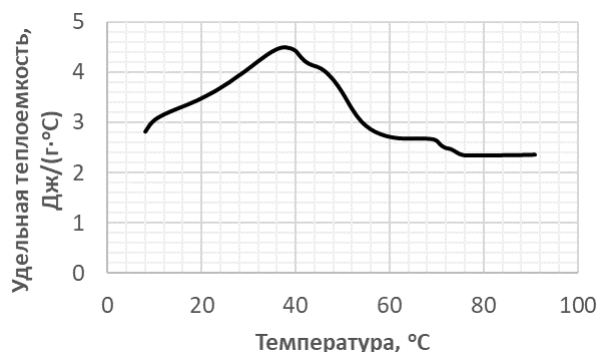


Рис. 2. Зависимость удельной теплоемкости нефти от температуры

Fig. 2. Temperature dependence of specific oil heat capacity

Как видно из рисунка, в диапазоне температур от  $8$  до  $60 \text{ °C}$  наблюдается значительное изменение теплоемкости, что объясняется разрушением кристаллической структуры парафинов, которой насыщен образец

исследуемой нефти. В диапазоне температур от  $60$  до  $70 \text{ °C}$  теплоемкость нефти практически не изменяется и сохраняет постоянное значение. В интервале  $70\text{--}75 \text{ °C}$  наблюдается снижение величины удельной теплоемкости с  $2,7$  до  $2,3 \text{ Дж/(кг·°C)}$ , что подтверждает наличие физических превращений и связанный с ними рост динамической вязкости, полученный при исследовании реологических свойств.

Результаты исследования зависимости вязкости нефти от скорости сдвига и температуры, а также дифференциальной сканирующей калориметрии позволяют сделать вывод, что для нормальной эксплуатации установки электроцентробежного насоса необходимо поддерживать температуру потока нефти в районе  $70 \text{ °C}$  и принять данное значение в качестве эксплуатационной температуры при моделировании и определении необходимой удельной мощности нагрева скважины греющим кабелем.

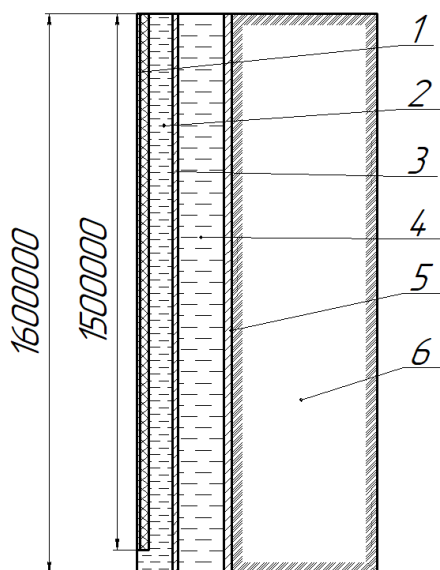
Полученные результаты лабораторных исследований были использованы в качестве исходных данных для моделирования процессов тепломассопереноса в рассматриваемой скважине. Для описания зависимости вязкости нефти от скорости сдвига использовался степенной закон Оствальда-де Ваала, а для температурной зависимости – закон Аррениуса-Френкеля-Эйринга. Значения индекса течения, предэкспоненциального множителя и отношения энергии активации вязкого течения к универсальной газовой постоянной были получены путем аппроксимации экспериментальных кривых, а температурная зависимость удельной теплоемкости нефти была описана полиномом пятой степени.

#### Численное моделирование процессов тепломассопереноса в нефтяной скважине

С целью оценки влияния работы греющего кабеля на температурное состояние скважины был рассмотрен вертикальный участок длиной  $1600 \text{ м}$ , представленный на рис. 3.

Греющий кабель расположен внутри НКТ от устья до  $1500 \text{ м}$ , пространство между эксплуатационной колонной (ЭК) и НКТ заполнено попутным нефтяным

газом, скважину окружает массив горных пород радиусом 8 м, величина которого была получена на основе численных экспериментов при исследовании адекватности представленной математической модели [20, 21].



**Рис. 3.** Рассматриваемая область нефтяной скважины: 1 – греющий кабель; 2 – добываемая нефть; 3 – НКТ; 4 – затрубное пространство; 5 – эксплуатационная колонна; 6 – массив земли

**Fig. 3.** Considered area of an oil well: 1 – heating cable; 2 – produced oil; 3 – tubing; 4 – annular space; 5 – production string; 6 – ground

Для упрощения реализации модели и снижения нагрузки и системных требований к аппаратной части в работе были сделаны следующие допущения: задача стационарная, осесимметричная; жидкость однофазная, несжимаемая; течение ламинарное; процессы формирования и отложения парафина при движении потока нефти не учитываются; теплофизические свойства твердых элементов постоянны; бесконечный массив горных пород заменен ограниченной областью с постоянными теплофизическими свойствами; многослойная конструкция греющего кабеля заменена на две области, представляющих собой токопроводящую жилу и изоляцию с усредненными теплофизическими свойствами [22].

Математическое описание задачи базируется на законах сохранения массы, энергии и количества движения. С учетом сделанных допущений система дифференциальных уравнений в осесимметричной постановке имеет вид:

Уравнение несжимаемости:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} (r V_r) + \frac{\partial V_z}{\partial z} = 0.$$

Уравнения движения для нефтяной жидкости:

$$\begin{aligned} \rho_n \left( V_{nr} \frac{\partial V_r}{\partial r} + V_{nz} \frac{\partial V_r}{\partial z} \right) = \\ = - \frac{\partial P_n}{\partial r} + \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left( 2r \mu_n \frac{\partial V_r}{\partial r} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left( \mu_n \left( \frac{\partial V_z}{\partial r} + \frac{\partial V_r}{\partial z} \right) \right), \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \rho_n \left( V_{nr} \frac{\partial V_z}{\partial r} + V_{nz} \frac{\partial V_z}{\partial z} \right) = \\ = - \frac{\partial P_n}{\partial z} + \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left( r \mu_n \left( \frac{\partial V_z}{\partial r} + \frac{\partial V_r}{\partial z} \right) \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left( 2 \cdot \mu_n \frac{\partial V_z}{\partial z} \right). \end{aligned}$$

Уравнение энергии для нефтяной жидкости:

$$c_n \rho_n \left( V_r \frac{\partial T}{\partial r} + V_z \frac{\partial T}{\partial z} \right) = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left( r \lambda_n \frac{\partial T}{\partial r} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left( \lambda_n \frac{\partial T}{\partial z} \right) + q_v.$$

Уравнение энергии для оболочки греющего кабеля, твердых элементов конструкции скважины и попутного нефтяного газа:

$$\lambda_i \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left( r \frac{\partial T}{\partial r} \right) + \lambda_i \frac{\partial}{\partial z} \left( \frac{\partial T}{\partial z} \right) = 0.$$

Уравнение энергии для токопроводящих жил греющего кабеля:

$$\lambda_{\text{ТПЖ}} \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left( r \frac{\partial T}{\partial r} \right) + \lambda_{\text{ТПЖ}} \frac{\partial}{\partial z} \left( \frac{\partial T}{\partial z} \right) + q_{v \text{ ТПЖ}} = 0.$$

Тепловой поток от токопроводящих жил греющего кабеля:

$$q_{v \text{ ТПЖ}} = \iint_S \frac{I^2}{\sigma} dS.$$

Зависимость динамической вязкости нефти от температуры и скорости сдвига:

$$\mu_n = \mu_0 \cdot e^{\frac{U}{kT}} \cdot \dot{\gamma}^{n-1}.$$

Зависимость удельной теплоемкости нефти от температуры:

$$\begin{aligned} c_n = -2.9 \cdot 10^{-5} \cdot T^5 + 7.4 \cdot 10^{-3} \cdot T^4 - 0.66 \cdot T^3 + \\ + 23.48 \cdot T^2 - 291.56 \cdot T + 4033.2. \end{aligned}$$

Здесь  $r, z$  – цилиндрические координаты;  $i$  – индексы исследуемых областей:  $i=1$  – НКТ,  $i=2$  – эксплуатационная колонна,  $i=3$  – грунт,  $i=4$  – затрубное пространство;  $V_r, V_z$  – компоненты вектора скорости;  $T$  – температура;  $t$  – время;  $P_n$  – давление в НКТ;  $\rho_i, \rho_n$  – плотность среды;  $\mu_n$  – вязкость нефти;  $c_i, c_n$  – удельная теплоемкость среды;  $\lambda_i$  – коэффициент теплопроводности среды;  $\lambda_n$  – коэффициент теплопроводности нефти;  $\lambda_{\text{ТПЖ}}$  – коэффициент теплопроводности токопроводящих жил;  $q_v$  – диссипативные источники тепла;  $q_{v \text{ ТПЖ}}$  – тепловой поток от токопроводящих жил кабеля;  $I$  – номинальный ток кабеля, А;  $\sigma$  – коэффициент удельной электропроводности токопроводящих жил, См/м;  $\dot{\gamma}$  – скорость сдвига;  $n$  – показатель аномалии;  $U$  – энергия активации;  $k$  – универсальная газовая постоянная.

Реализация математической модели осуществлялась численно, методом конечных объемов в программном продукте ANSYS Fluent. Количество и размер конечных объемов для каждой рассматриваемой области скважины были получены в результате итерационного процесса решения задачи и анализа получаемых результатов. В местах повышенных градиентов для значений скорости, температуры и давления сетка дополнительно измельчалась, что позволило увеличить точность и сходимость решения [22].

**Таблица 3.** Теплофизические свойства элементов конструкции

**Table 3.** Thermophysical properties of structural elements

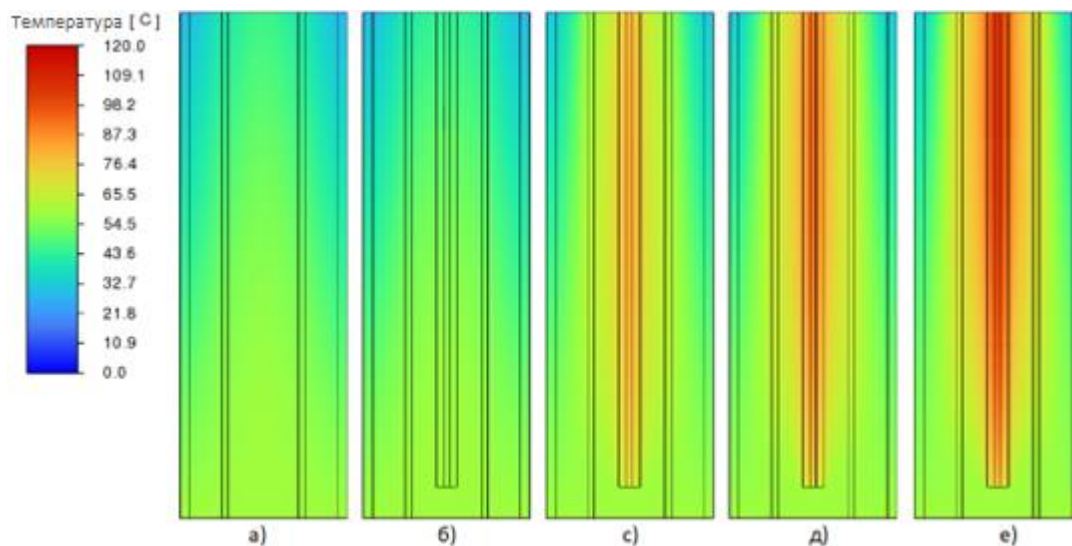
Материал Material	Плотность $\rho$ , кг/м <sup>3</sup> Density $\rho$ , kg/m <sup>3</sup>	Удельная теплоемкость $C$ , Дж/(кг·°C) Specific heat $C$ , J/(kg·°C)	Коэффициент теплопроводности $\lambda$ , Вт/(м·°C) Coefficient of thermal conductivity $\lambda$ , W/(m·°C)
Грунт/Ground	1900	1680	1,82
Сталь/Steel	7850	473	48
Нефть/Oil	838	$C=f(T)$	0,15
Попутный нефтяной газ Associated petroleum gas	1,26	$C=f(T)$	0,05
Токопроводящие жилы Conductors	8978	381	387,6
Изоляция и оболочка кабеля Cable insulation and sheath	1000	1000	0,29

В качестве исходных данных были использованы конструктивные и эксплуатационные характеристики скважины, представленные в табл. 1, и теплофизические свойства элементов конструкции (табл. 3).

### Результаты

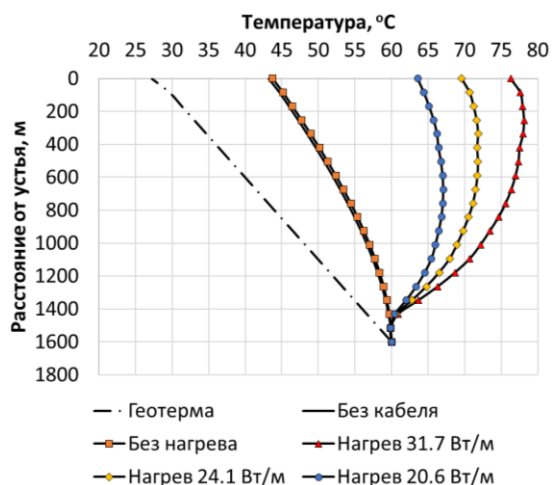
Для оценки влияния греющего кабеля на распределение температуры в нефтяной скважине и необходимой удельной мощности нагрева, при которой температура потока находится в районе 70 °С, сохраняется текучесть нефти и обеспечивается нормальная эксплуатация электроцентробежного насоса, были проведены численные эксперименты для скважины без кабеля и с кабелем, работающим с различной удельной мощностью, которая зависит от питающего напряжения и составляет 0, 20,6, 24,1 и 31,7 Вт/м.

В результате были получены температурные поля и графики распределения средней температуры нефтяного потока по глубине рассматриваемого участка скважины, представленные на рис. 4, 5.



**Рис. 4.** Поля температур пространства скважины, ограниченного эксплуатационной колонной: а) без греющего кабеля; б) с греющим кабелем, без нагрева; в) нагрев мощностью 20,6 Вт/м; г) нагрев мощностью 24,1 Вт/м; д) нагрев мощностью 31,7 Вт/м

**Fig. 4.** Temperature fields of the well space limited by the production string: а) without heating cable; б) with a cable, without heating; в) heating with a power of 20,6 W/m; г) heating with a power of 24,1 W/m; д) heating with a power of 31,7 W/m



**Рис. 5.** Зависимость средней температуры потока нефти в НКТ по глубине скважины

**Fig. 5.** Dependence of the average temperature of the oil flow in the tubing along the depth of the well

Из рис. 4, 5 видно, что наличие греющего кабеля без нагрева не оказывает заметного влияния на распределение температуры в скважине. При осуществлении нагрева с удельной мощностью 24,1 и 31,7 Вт/м средняя температура потока превышает значение равное 70 °С, а при нагреве с мощностью 20,6 Вт/м максимальное значение средней температуры достигается на глубине 670 м и составляет 67 °С. При работе кабеля с удельной мощностью равной 31,7 Вт/м температура изоляции нагревательного кабеля достигает 120 °С, что превышает длительно допустимое значение для блоксополимера пропилена с этиленом, применяемого в данной марке кабеля на 30 °С, и может привести к ускоренному старению изоляции и преждевременному выходу изделия из строя. Для исключения режима работы при температурах, превышающих критическую, станция управления нагревом отключает подачу напряжения на время, регулируемое величиной уставки, и работа оборудования осуществляется в периодическом режиме. Учитывая тяжелые условия эксплуатации и необходимость поддержания потока нефтяной жидкости выше 70 °С периодический режим работы не рассматривался, а дальнейшие результаты, полученные при нагре-

ве с удельной мощностью 31,7 Вт/м, приводятся с целью оценки эксплуатационных характеристик при температурах потока, превышающих 70 °С.

Для всех рассматриваемых случаев на прогреваемом участке имеются интервалы, где температура потока находится ниже принятого значения в 70 °С, что объясняется недостаточной длиной обогреваемого участка и начальной температурой потока равной 60 °С. Для обеспечения режима эксплуатации, при котором температура нефти не опускается ниже 70 °С, необходимо увеличить длину греющего кабеля до 2100 м. Однако длину применяемого на скважине кабеля невозможно увеличить путем сродки, и требуется полная замена изделия [23, 24], что экономически нецелесообразно.

Нормальная эксплуатация установки электроцентробежного насоса зависит от вязкости перекачиваемого флюида, влияющего на потери энергии на трение и величины полного давления, создаваемого столбом нефтяной жидкости. Для оценки величины вязкости нефти на всем рассматриваемом участке без греющего кабеля и с учетом эффекта от нагрева при различной удельной мощности были получены кривые, представленные на рис. 6.

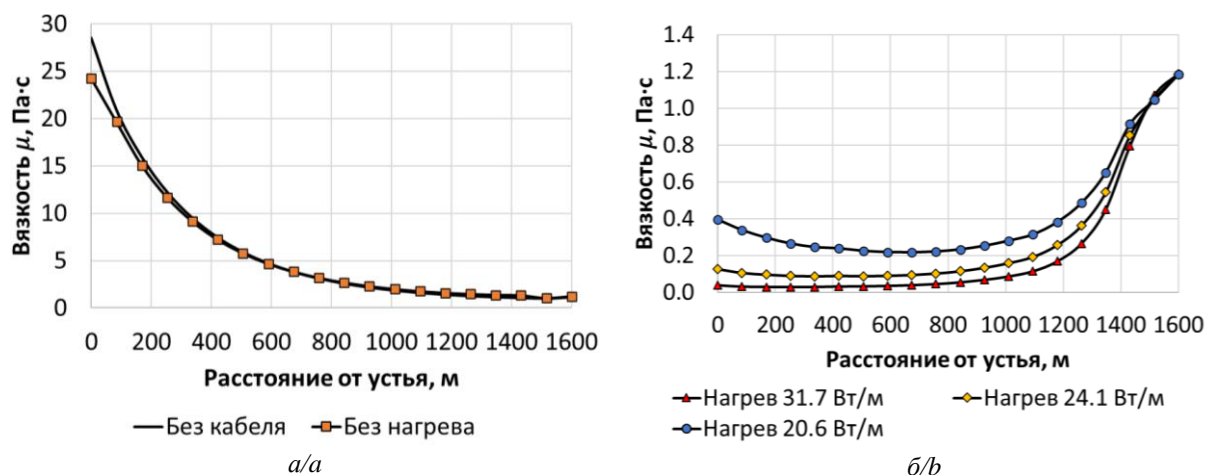
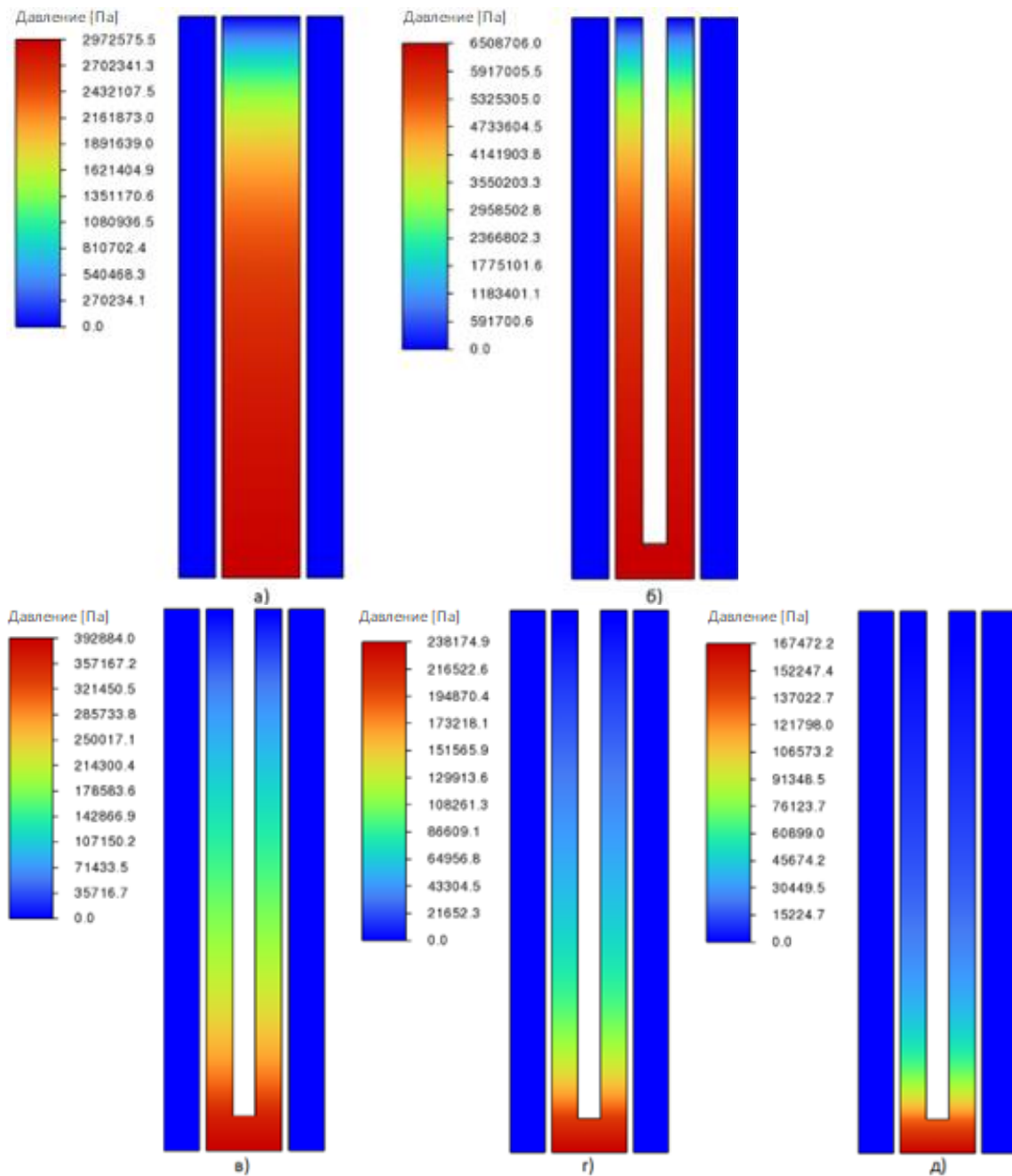


Рис. 6. Распределение динамической вязкости нефти в НКТ по глубине скважины: а) без нагрева; б) с нагревом  
 Fig. 6. Distribution of oil dynamic viscosity in tubing along the depth of the well: a) without heating; b) with heating

Из рис. 6, а видно, что без нагрева в интервале 300–1600 м от устья значение динамической вязкости составляет единицы Па·с, а на участке 0–300 м десятки Па·с, что на три порядка превышает требуемое значение вязкости для нормальной эксплуатации УЭЦН и добычи нефти. При осуществлении нагрева (рис. 6, б) с удельной мощностью 20,6 и 24,1 Вт/м величина динамической вязкости не опускается ниже 90 мПа·с, а при нагреве 31,7 Вт/м только на интервале 1000–1600 м от устья составляет 30 мПа·с, что позволяет сделать вывод о том, что при рассматриваемых удельных мощностях на исследуемом интервале величина динамической вязкости превышает принятое минимальное значение и для обеспечения режима работы, при котором вязкость не превышает 30 мПа·с, необходим нагрев потока нефти до температуры около 90 °С, что практически не реализуемо при обогре-

ве кабелем марки КГТн, применяемым на рассматриваемой скважине.

Наибольшее влияние на работу УЭЦН вязкость нефти оказывает при прохождении потока через секции электроцентробежного насоса [5], расположенного на глубине 2600 м. Если на данной глубине обеспечиваются условия, при которых вязкость нефти соответствует эксплуатационным характеристикам насоса, на участке выше глубины его подвеса достаточно поддерживать температуру, при которой сохраняется текучесть нефти и не происходит критического перепада давлений, связанного с потерями на трение. Для оценки влияния работы греющего кабеля на величину давления в колонне насосно-компрессорных труб были получены поля и кривые статического давления, без учета гидростатического (весового) давления столба жидкости (рис. 7, 8), а также кривые полного давления, представленные на рис. 9.



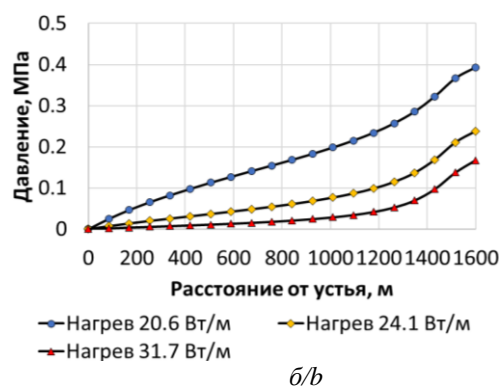
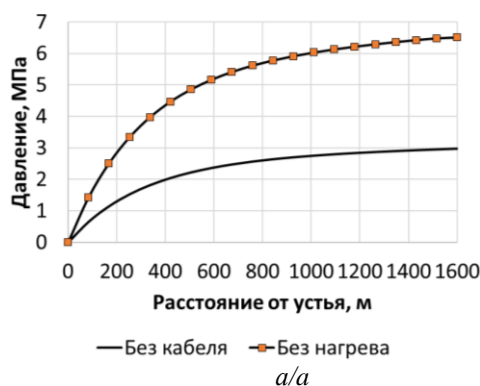
**Рис. 7.** Поля давления в пространстве скважины, ограниченном эксплуатационной колонной (масштаб в радиальном направлении 1:3000) без учета гидростатического давления: а) без греющего кабеля; б) с греющим кабелем, без нагрева; в) нагрев мощностью 20,6 Вт/м; г) нагрев мощностью 24,1 Вт/м; д) нагрев мощностью 31,7 Вт/м

**Fig. 7.** Pressure fields in the well space limited by the production casing (scale in the radial direction 1:3000) without taking into account hydrostatic pressure: а) without heating cable; б) with a heating cable, without heating; в) heating with a power of 20,6 W/m; г) heating with a power of 24,1 W/m; д) heating with a power of 31,7 W/m

В работе ставилась задача определить перепад статического давления в насосно-компрессорной трубе, вызванный потерями на перемещение жидкости от нижней точки рассматриваемой области к устью. Фактическое устьевое давление скважины неизвестно, поэтому для определения величины перепада давления  $\Delta P$  на устье задавалось избыточное давление равное 0 Па.

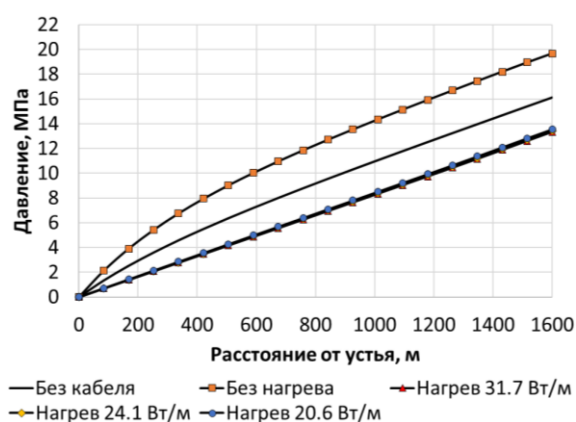
Из рис. 7, 8 видно, что при отсутствии нагревательного кабеля (а) перепад давления  $\Delta P$  в насосно-компрессорной трубе составляет около 3 МПа. При

наличии греющего кабеля без нагрева (б) максимальное давление увеличивается более чем в 2 раза и составляет 6,5 МПа, что обусловлено снижением проходного сечения НКТ. При включении обогрева перепад давления уменьшается на порядок и составляет 0,4, 0,24 и 0,17 МПа при нагреве с мощностью 20,6, 24,1 и 31,7 Вт/м соответственно, что связано со снижением потерь на трение и подтверждает эффективность применения греющего кабеля для добычи высоковязкой нефти.



**Рис. 8.** Распределение давления в НКТ по глубине скважины без учета гидростатического давления: а) без нагрева; б) с нагревом

**Fig. 8.** Distribution of pressure in the tubing along the depth of the well without taking into account hydrostatic pressure: а) without heating; б) with heating



**Рис. 9.** Распределение полного давления в НКТ по глубине скважины

**Fig. 9.** Distribution of total pressure in the tubing along the depth of the well

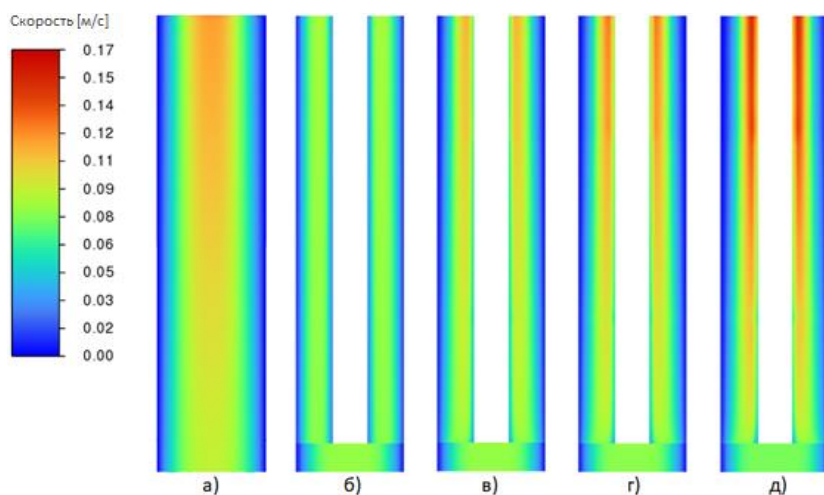
На рис. 9 представлены кривые распределения полного давления в НКТ для всех рассматриваемых случаев. Полное давление складывается из величин статического, динамического и гидростатического давлений.

Величина динамического давления определялась через скоростной напор  $\frac{\rho v^2}{2}$  и составляет единицы

Паскаль, что вносит незначительный вклад в величину полного давления в НКТ. Величина гидростатического (весового) давления по глубине скважины определялась по закону Паскаля  $P(h)=\rho gh$  и в нижней точке исследуемой области составляет 13,1 МПа для всех рассмотренных случаев.

Определяющим слагаемым при вычислении полного давления является статическое давление в скважине, величина которого сильно зависит от вязкости нефти (рис. 8). Для всех трех случаев нагрева скважины греющим кабелем полное давление снижается примерно на 2,6–2,8 МПа, что благоприятно сказывается на работе электроцентробежного насоса, позволяет снизить нагрузку на двигатель и увеличить коэффициент подачи [25, 26]. При работе греющего кабеля кривые полного давления в НКТ различаются не более чем на 0,2 МПа (рис. 9), однако для нормальной эксплуатации электроцентробежного насоса полученные значения могут быть критическими и существенно влиять на рабочие характеристики [27].

Величина вязкости нефти влияет не только на перепад давлений в скважине, но и на эпюру скоростей в сечении насосно-компрессорной трубы, что иллюстрируют рис. 10, 11.



**Рис. 10.** Поля скоростей потока нефти в НКТ: а) без греющего кабеля; б) с греющим кабелем, без нагрева; в) нагрев мощностью 20,6 Вт/м; г) нагрев мощностью 24,1 Вт/м; д) нагрев мощностью 31,7 Вт/м

**Fig. 10.** Velocity fields of oil flow in tubing: а) without heating cable; б) with a heating cable, without heating; в) heating with a power of 20,6 W/m; г) heating with a power of 24,1 W/m; д) heating with a power of 31,7 W/m

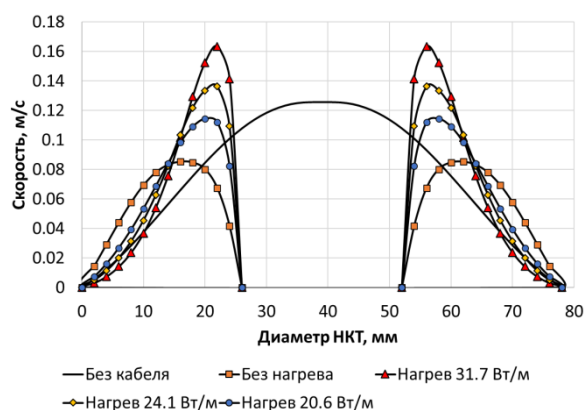


Рис. 11. Эпюры скоростей потока нефти в НКТ на устье скважины

Fig. 11. Plots of oil flow rates in the tubing at the wellhead

При размещении внутри колонны насосно-компрессорных труб греющего кабеля снижается проходное сечение, что препятствует свободному течению нефти и приводит к росту давления в трубе и снижению скорости течения, связанному с высокой вязкостью потока. При включении обогрева вязкость флюида снижается и с меньшим сопротивлением движется к устью, что приводит к росту средней скорости в трубе.

Из рис. 11 видно, что максимальная скорость потока жидкости наблюдается вблизи греющего кабеля, температура поверхности которого на несколько градусов выше температуры стенки НКТ. С увеличением мощности нагрева возрастает значение максимальной скорости, которая составляет 0,16 м/с, при удельной мощности нагрева равной 31,7 Вт/м, а без нагрева 0,09 м/с.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Ященко 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.
2. ГОСТ Р 51858-2002. Нефть. Общие технические условия. – М.: Стандартинформ, 2002. – 11 с.
3. Трудноизвлекаемые запасы нефти Российской Федерации. Структура, состояние, перспективы освоения / И.В. Шпуров, А.Д. Писарникий, И.П. Пуртова, А.И. Вариченко. – Тюмень: Изд-во ФГУП «ЗапСибНИИГТ», 2012. – 256 с.
4. Исследование кернового материала Печерского месторождения природного битума с помощью рентгеновского компьютерного микротомографа Skyscan 1174V2 / П.В. Рошин, М.К. Рогачев, Л.К. Васекс Карденас и др. // Международный научно-исследовательский журнал. – 2013. – № 8-2 (15). – С. 45–48.
5. Мищенко И.Т., Леонов И.В. Основы физико-математической модели системы «эксплуатационный объект-добывающая скважина-установка ЭЦН // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. – 2011. – № 3. – С. 36–40.
6. Осложнения в нефтедобыче / Н.Г. Ибрагимов, А.Р. Хафизов, В.В. Шайдаков, Ф.Р. Хайдаров, А.В. Емельянов, М.В. Голубев, Л.Е. Каштанова, К.В. Чернова, Д.Е. Бугай, А.Б. Лаптев. – Уфа: Изд-во «Монография», 2003. – 302 с.
7. Персиянцев М.Н. Добыча нефти в осложненных условиях. – М.: Изд-во ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. – 653 с.
8. Babadagli T. Technology focus: heavy oil // Journal of Petroleum Technology. – 2021. – V. 73. – № 4. – P. 48.
9. An experimental study of steam-assisted gravity drainage / K. Sheng, R. Okuno, M. Imran, T. Yamada // SPE Journal. – 2021. – V. 26. – P. 1515–1534.

#### Выводы

Эффективность и целесообразность применения того или иного метода добычи высоковязкой нефти зависит от большого количества факторов и требует тщательной оценки, которую можно реализовать методами математического моделирования.

В работе продемонстрирована возможность использования численного моделирования процессов теплопереноса в нефтяной скважине с греющим кабелем как аналитического инструмента для оценки влияния нагрева на эксплуатационные характеристики скважин с высоковязкой нефтью. Реализация математической модели позволила оценить эффективность технологии нагрева греющим кабелем, определить эффект от нагрева с различной удельной мощностью. Были даны рекомендации по увеличению длины нагревательного кабеля для поддержания температуры выше 70 °С по всей длине насосно-компрессорных труб.

Показана взаимозависимость вязкости нефти, перепада давлений в НКТ и скорости потока без греющего кабеля и с ним при обогреве с различной удельной мощностью. Получено, что прогрев ствола скважины благоприятно сказывается на параметрах добычи и позволяет существенно уменьшить потери на трение и перепад давления на единицы МПа, что приводит к увеличению дебита и снижению нагрузки на погружной электродвигатель.

Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ и Пермского края в рамках научного проекта № 20-48-596001.

10. An overview of chemical enhanced oil recovery: Recent advances and prospects / A. Gbadamosi, R. Junin, M. Manan, A. Agi, A. Yusuff // Int. Nano Lett. – 2019. – № 9. – P. 171–202.
11. Specifics of high-viscosity oil fields development under the low reservoir pressure conditions / A.N. Ivanov, M.M. Veliev, E.M. Veliev, L.V. Kuleshova, E.A. Udalova // OIJ. – 2021. – P. 50–52. DOI: <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2021-8-50-52>
12. Delamaide E. Application of multilateral wells for production and enhanced oil recovery: case studies from Canada // SPE Reservoir Evaluation & Engineering. – 2021. – V. 24. – № 4. – P. 952–974.
13. Akangbou H.N., Burby M., Nasr Gh. Effectively optimizing production of horizontal wells in homogeneous oil reservoirs // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2017. – V. 150. – P. 128–136.
14. Emulsification and improved oil recovery with viscosity reducer during steam injection process for heavy oil / Zhengbin Wu, Liu Huiqing, Xue Wang, Zequan Zhang // Journal of Industrial and Engineering Chemistry. – 2018. – V. 61. – P. 348–355
15. Modeling viscosity of light and intermediate dead oil systems using advanced computational frameworks and artificial neural networks / E. Khamehchi, M.R. Mahdiani, M.A. Amooie, A. Hemmati-Sarapardeh // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2020. – V. 193. – P. 107388
16. Beloglazov I., Morenov V.A., Leusheva E.L. Flow modeling of high-viscosity fluids in pipeline infrastructure of oil and gas enterprises // Egyptian Journal of Petroleum. – 2021. – V. 30. – P. 43–51.
17. Гиматулинов Ш.К. Физика нефтяного и газового пласта. изд. 2, перераб. и доп. – М.: Изд-во «Недра», 1971. – 312 с.
18. Брилл Дж.П., Мукерджи Х. Многофазный поток в скважинах. – М.; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2006. – 384 с.

19. Azad M., Trivedi J. Does polymer's viscoelasticity influence heavy-oil sweep efficiency and injectivity at 1 ft/D? // SPE Reserv. Eval. Eng. – 2020. – V. 23. – P. 446–462.
20. Kostarev N.A., Trufanova N.M. Control of the thermal processes in an oil well with a heating cable // Russian Electrical Engineering. – 2017. – V. 88. – № 11. – P. 755–759.
21. Костарев Н.А., Труфанова Н.М. Управление работой греющего кабеля на основе математической модели процессов тепло-массопереноса в нефтяной скважине // Прикладная математика и вопросы управления. – 2021. – № 2. – С. 110–127. DOI: 10.15593/2499-9873/2021.2.07
22. Костарев Н.А. Численное моделирование процессов тепло-массопереноса в нефтяной скважине с греющим кабелем: дис. ... канд. техн. наук. – Пермь, 2021. – 103 с.
23. Макиенко Г.П. Кабели и провода, применяемые в нефтегазовой индустрии. – П.: Стиль-МГ, 2004. – 560 с.
24. Кабели нагревательные и борьба с отложениями парафина при добыче нефти. Пермская область для нефтегазовой промышленности / Г.П. Макиенко, А.Е. Буренков, М.А. Долгошапка, В.Г. Савченко, В.П. Жога. – Пермь: Стиль-МГ, 2002. – 176 с.
25. Каплан Л.С., Семенов А.В., Разгоняев Н.Ф. Эксплуатация осложненных скважин центробежными электронасосами. – М.: Недра, 1994. – 189 с.
26. Степанов Л.И. Центробежные и осевые насосы – теория, конструирование и применение. Второе издание. – М.: Государственное научно-техническое издательство машиностроительной литературы, 1960. – 464 с.
27. О влиянии вязкости перекачиваемой жидкости на комплексную характеристику малогабаритных ступеней установок электроцентробежных насосов с открытыми рабочими колесами / А.В. Деговцов, Н.Н. Соколов, А.В. Ивановский, Г.А. Лупский, И.Н. Мамалиев, А.Ю. Аксенов // Территория «НЕФТЕГАЗ». – 2018. – № 1–2. – С. 54–60.

Поступила: 14.07.2022 г.

Дата рецензирования: 09.10.2022 г.

#### Информация об авторах

**Костарев Н.А.**, кандидат технических наук, доцент кафедры конструирования и технологий в электротехнике, Пермский национальный исследовательский политехнический университет.

**Труфанова Н.М.**, доктор технических наук, профессор, заведующая кафедрой конструирования и технологий в электротехнике, Пермский национальный исследовательский политехнический университет.

UDC 622.276

## NUMERICAL SIMULATION APPLICATION TO ANALYZING HEATING CABLE EFFICIENCY DURING MINING HIGH VISCOUS OIL

Nikita A. Kostarev<sup>1</sup>,  
nikostarev@gmail.com

Natalia M. Trufanova<sup>1</sup>,  
trufanova@pstu.ru

<sup>1</sup> Perm National Research Polytechnic University,  
29, Komsomolsky avenue, Perm, 614990, Russia.

**The relevance** of the study is caused by noticeable increase in hard-to-recover oil reserves in recent years, associated with the steady depletion of light, low-viscosity carbon deposits. Heavy, high-viscosity oils and natural bitumens are characterized by high content of asphaltenes, resins and paraffins, which leads to technological difficulties and a number of complications in fluid extraction and transportation. To solve the problems associated with the production of hard-to-recover oil, it is necessary to apply additional technological operations aimed at reducing the viscosity of the fluid, which leads to an increase in the cost of produced raw materials. One of such methods can be heating the wellbore with a heating cable in order to maintain the required temperature of the flow and maintain oil fluidity. The main disadvantage of this method is high energy consumption, which can be reduced using mathematical modeling methods for heat and mass transfer in an oil well, which allow evaluating the thermal effect of the heating cable and determining the required technological characteristics of the equipment for trouble-free operation of the well.

**The aim** of the research is to study the effect of the heating cable on operation of wells with high-viscosity oil, as well as to determine the necessary technological parameters of heating at which oil retains its fluidity and ensures normal operation of downhole pumping equipment.

**Object:** a vertical section of an oil well, where a heating cable is used to reduce the viscosity of the fluid, located in one of the fields in the Republic of South Sudan.

**Methods:** experimental determination of the rheological and thermophysical properties of oil using laboratory equipment, methods of differential scanning calorimetry and rheometry, the results of which were used as input data for mathematical modeling of heat and mass transfer in an oil well with a heating cable in order to assess the thermal effect of its operation. Numerical modeling of partial differential equations was carried out using the finite volume method in the Ansys Fluent software package.

**Results and conclusions.** The fields of temperatures, static pressure and velocities in an oil well were obtained taking into account the rheological and thermophysical properties of the extracted raw materials during heating cable operation with different power and without it. It is shown that the presence of a heating cable in the well has a favorable effect on the performance, leads to decrease in oil viscosity by several orders of magnitude, decrease in the pressure drop in the lift pipes by several MPa due to decrease in viscous friction losses and increase in the average flow rate. It was found that the production efficiency in the well under consideration can be increased by replacing the heating cable with a high-temperature cable of greater length, which will lead to increase in the flow rate and the overhaul period of the electric submersible pump, by maintaining oil viscosity above the critical value throughout the entire section of the well.

### Key words:

Oil well, high-viscosity oil, numerical simulation, heating cable, rheological properties, laboratory research.

The research was financially supported by the RFBR and perm Krai within the scientific project no. 20-48-596001.

### REFERENCE

1. Yashchenko I.G. Oils rich in asphaltenes and resins: common factors of spatial distribution, physical and chemical properties. *Geologiya nefi i gaza*, 2022, no. 1, pp. 95–108. In Rus. DOI: 10.31087/0016-7894-2022-1-95-108.
2. GOST R 51858-2002. *Neft. Obshchie tekhnicheskie usloviya* [State standard 51858-2002. Oil. General specifications]. Moscow, Standartinform Publ., 2002. 11 p.
3. Shpurov I.V., Pisarnitsky A.D., Purtova I.P., Varichenko A.I. *Trudnoizvlekaemye zapasy nefi Rossiyskoy Federatsii. Struktura, sostoyaniye, perspektivy osvoeniya* [Hard-to-recover oil reserves of the Russian Federation. Structure, state, development prospects]. Tyumen, Federal State Unitary Enterprise «ZapSibNIGG» Publ. House, 2012. 256 p.
4. Roshchin P.V., Rogachev M.K., Vasquez Cardenas L.K. The research of core sample of pecherskoe bitumen formation by sky-scan 1174v2 micro-ct scanner. *International Scientific Research Journal*, 2013, no. 8-2 (15), pp. 45–48.
5. Mishchenko I.T., Leonov I.V. Fundamentals of physical-mathematical model of «development target producing well-ESP» system. *Bulletin of the Association of Drilling Contractors*, 2011, no. 3, pp. 36–40. In Rus.
6. Ibragimov N.G., Khafizov A.R., Shaidakov V.V., Khaidarov F.R., Emelyanov A.V., Golubev M.V., Kashtanova L.E., Chernova K.V., Bugai D.E., Laptev A.B. *Oslozheniya v nefedoboyche* [Complications in oil production]. Ufa, Monograph Publ., 2003. 302 p.
7. Persiantsev M.N. *Dobycha nefi v oslozhnennykh usloviyakh* [Oil production in difficult conditions]. Moscow, Nedra-Businesscenter Publ., 2000. 653 p.
8. Babadagli T. Technology focus: heavy oil. *Journal of Petroleum Technology*, 2021, vol. 73, no 4, pp. 48.
9. Sheng K., Okuno R., Imran M., Yamada T. An experimental study of steam-assisted gravity drainage. *SPE Journal*, 2021, vol. 26, pp. 1515–1534.
10. Gbadamosi A., Junin R., Manan M., Agi A., Yusuff A. An overview of chemical enhanced oil recovery: Recent advances and prospects. *Int. Nano Lett.*, 2019, no. 9, pp. 171–202.
11. Ivanov A.N., Veliev M.M., Veliev E.M., Kuleshova L.V., Udalovala E.A. Specifics of high-viscosity oil fields development under the low reservoir pressure conditions. *OIJ*, 2021, pp. 50–52. DOI: <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2021-8-50-52>
12. Delamaide E. Application of multilateral wells for production and enhanced oil recovery: case studies from Canada. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 2021, vol. 24, no. 4, pp. 952–974.
13. Akangbou H.N., Burby M., Nasr Gh. Effectively optimizing production of horizontal wells in homogeneous oil reservoirs. *Journal*

- of *Petroleum Science and Engineering*, 2017, vol. 150, pp. 128–136.
14. Zhengbin Wu, Liu Huiqing, Xue Wang, Zequan Zhang. Emulsification and improved oil recovery with viscosity reducer during steam injection process for heavy oil. *Journal of Industrial and Engineering Chemistry*, 2018, vol. 61, pp. 348–355.
  15. Khamsehchi E., Mahdiani M.R., Amooie M.A., Hemmati-Sarapardeh A. Modeling viscosity of light and intermediate dead oil systems using advanced computational frameworks and artificial neural networks. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2020, vol. 193, pp. 107388.
  16. Beloglazov I., Morenov V.A., Leusheva E.L. Flow modeling of high-viscosity fluids in pipeline infrastructure of oil and gas enterprises. *Egyptian Journal of Petroleum*, 2021, vol. 30, pp. 43–51.
  17. Gimatudinov Sh.K. *Fizika nefryanogo i gazovogo plasta* [Physics of an oil and gas reservoir]. 2<sup>nd</sup> ed. Moscow, Nedra Publ., 1971. 312 p.
  18. Brill J.P., Mukherjee H. *Mnogofazny potok v skvazhinakh* [Multiphase flow in wells]. Moscow, Izhevsk, Institute of Computer Research Publ., 2006. 384 p.
  19. Madhar A.S., Trivedi J.J. Does Polymer's Viscoelasticity Influence Heavy-Oil Sweep Efficiency and Injectivity at 1 ft/D? *SPE Res Eval & Eng*, 2020, vol. 23, pp. 446–462.
  20. Kostarev N.A., Trufanova N.M. Control of the thermal processes in an oil well with a heating cable. *Russian Electrical Engineering*, 2017, vol. 88, no. 11, pp. 755–759.
  21. Kostarev N.A., Trufanova N.M. Heating cable operation control based on a mathematical model of heat and mass transfer processes in an oil well. *Applied Mathematics and Control Issues*, 2021, no. 2, pp. 110–127. DOI: 10.15593/2499-9873/2021.2.07
  22. Kostarev N.A. *Chislennoe modelirovanie protsessov teplomassoperenosa v nefryanoy skvazhine s greyushchim kabelem*. Diss. Kand. nauk [Numerical modeling of heat and mass transfer processes in an oil well with a heating cable. Cand. Diss.]. Perm, 2021. 103 p.
  23. Makienko G.P. *Kabeli i provoda, primenyaemye v neftegazovoy industrii* [Cables and wires used in the oil and gas industry]. Perm, Style-MG Publ., 2004. 560 p.
  24. Makienko G.P., Burenkov A.E., Dolgoshapko M.A., Savchenko V.G., Zhoga V.P. *Kabeli nagrevatelnye i borba s otlozheniyami parafina pri dobyche nefii. Permskaya oblast dlya neftegazovoy promyshlennosti* [Heating cables and the fight against paraffin deposits in oil production. Perm region for the oil and gas industry]. Perm, Style-MG Publ., 2002. 176 p.
  25. Kaplan L.S., Semenov A.V., Razgonyayev N.F. *Ekspluatatsiya oslozhnennykh skvazhin tsentrobezhnyimi elektronasosami* [Exploitation of complicated wells by centrifugal electric pumps]. Moscow, Nedra Publ., 1994. 464 p.
  26. Stepanov L.I. *tsentrobezhnye i osevye nasosy – teoriya, konstruirovaniye i primeneniye* [Centrifugal and axial pumps – theory, design and application]. 2<sup>nd</sup> ed. Moscow, State scientific and technical publishing house of machine-building literature, 1960. 464 p.
  27. Degovtsov A.V., Sokolov N.N., Ivanovsky A.V., Lupsky G.A., Mamaliev I.N. On the influence of the viscosity of the pumped liquid on the complex characteristic of small-sized stages of installations of electric centrifugal pumps with open impellers. *Territory «NEFTEGAS»*, 2018, no. 1–2, pp. 54–60. In Rus.

Received: 14 July 2022.  
Reviewed: 9 October 2022.

#### Information about the authors

**Nikita A. Kostarev**, Cand. Sc., associate professor, Perm National Research Polytechnic University.

**Natalia M. Trufanova**, Dr. Sc., professor, Perm National Research Polytechnic University.