

## ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЗАКРЫТОЙ СИСТЕМЫ СБОРА НЕФТИ ДЛЯ НОРМАЛИЗАЦИИ МИКРОКЛИМАТА В ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ГАЛЕРЕЯХ НЕФТЯНЫХ ШАХТ

С.Г. Гендлер<sup>1</sup>, И.Р. Фазылов<sup>1</sup>

<sup>1</sup> Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург, Россия, e-mail: ildarufa@list.ru

**Аннотация:** По условиям залегания потенциально перспективными для термошахтной добычи высоковязкой нефти и битума являются несколько десятков месторождений в Чеченской Республике, Краснодарском крае, Республике Татарстан, Казахстане, Узбекистане, Азербайджане. Основная проблема при таком способе добычи заключается в ухудшении параметров микроклимата в горных выработках. Это связано с тем, что пар, нефтесодержащая жидкость, трубопроводы приводят к повышению температуры воздуха в выработках до величины, превышающей 40 °С, и увеличению влажности воздуха до 95%. Для безопасного ведения работ в добычном блоке необходимо обеспечить нормативные значения параметров микроклимата. Авторами проанализированы источники тепловыделений в зависимости от стадии разработки добычного блока. Установлено, что тепломассообмен между транспортируемой по канавкам нефтью и шахтным воздухом оказывает значительное влияние на тепловой режим горных выработок. На основе анализа структуры тепловыделений предложено использовать закрытую систему сбора нефти (перекрытие). По известным методикам расчета тепlopоступлений от транспортируемой нефти в окружающую среду выполнены варианты расчеты тепловыделений. Для минимизации тепlopоступлений рассмотрена возможность теплоизоляции перекрытий.

**Ключевые слова:** тепловой режим, нефтешахта, проветривание, теплообмен, теплоизоляция, температура воздуха, климатические параметры, вязкость нефти.

**Для цитирования:** Гендлер С. Г., Фазылов И. Р. Оценка эффективности использования закрытой системы сбора нефти для нормализации микроклимата в эксплуатационных галереях нефтяных шахт // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2021. – № 9. – С. 65–78. DOI: 10.25018/0236\_1493\_2021\_9\_0\_65.

### Application efficiency of closed gathering system toward microclimate normalization in operating galleries in oil mines

S.G. Gendler<sup>1</sup>, I.R. Fazylov<sup>1</sup>

<sup>1</sup> Saint-Petersburg Mining University, Saint-Petersburg, Russia, e-mail: ildarufa@list.ru

**Abstract:** With respect to mode of occurrence, there are a few tens of promising high-viscosity oil and oily bitumen reservoirs for thermal recovery in the Chechen Republic, Krasnodar Krai, Republic of Tatarstan, Kazakhstan, Uzbekistan and Azerbaijan. The main problem in the ther-

mal EOR method is wicked microclimate in mine galleries. Steam, oil-containing water and pipelines rise air temperature in mine galleries over 40 °C and increase air humidity up to 95%. Safe operation of a production block requires standard quality microclimate. The authors analyze heat sources per stages of oil recovery. It is found that heat and mass exchange between production paths and mine air essentially affects thermal environment in the mine. Based on the analysis of heat releases, it is proposed to use a closed oil gathering system (capping). Using the known procedures to calculate heat input of oil flow to the ambient medium, the alternative heat release computations are performed. Minimization of heat gain by heat insulation of cappings is discussed.

**Key words:** thermal conditions, oil mine, ventilation, heat exchange, heat insulation, air temperature, climate parameters, oil viscosity.

**For citation:** Gendler S. G., Fazylov I. R. Application efficiency of closed gathering system toward microclimate normalization in operating galleries in oil mines. *MIAB. Mining Inf. Anal. Bull.* 2021;(9):65-78. [In Russ]. DOI: 10.25018/0236\_1493\_2021\_9\_0\_65.

## Введение

При термошахтной добыче нефти подземно-поверхностной системой разработки происходит разбуривание нефтяного пласта горизонтальными скважинами из горных выработок, пройденных к подошве пласта. Теплоноситель (пар) нагнетается по вертикальным скважинам, пробуренным с поверхности земли [1, 2]. В конечном итоге пласт прогревается до температуры 80–90 °С, что приводит к снижению вязкости. При начальных условиях (+6 °С) Ярегская нефть имеет аномально высокую вязкость, для увеличения текучести такой нефти необходимо ее подогреть до 80–100 °С,

чтобы вязкость достигла 50–30 мПа·с (рис. 1). Стоит отметить, разогрев нефти до такой температуры является обязательным условием для эффективной ее добычи и транспортировки на поверхность. Это значит, что температура нефтесодержащей жидкости является технологическим параметром, снижение которого недопустимо [3].

Основной производственной единицей является уклонный блок, состоящий из эксплуатационной галереи, уклона, ходка и насосной станции. Добыча нефти осуществляется из эксплуатационной галереи, пройденной к подошве пласта, ее протяженность может достигать

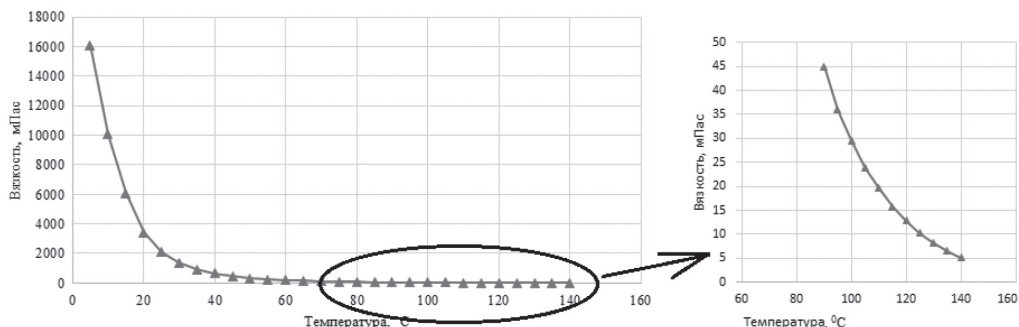


Рис. 1. Зависимость Ярегской нефти от температуры

Fig. 1. Temperature dependence of Yarega oil

120–250 м. Для вентиляции галереи воздух подается по ходку и удаляется по уклону за счет общешахтной депрессии, это горные выработки, пройденные от вентиляционных выработок шахты к кровле пласта под углом 5–7°. Насосная станция расположена в сбойке между ходком и уклоном у эксплуатационной галереи.

Под давлением, создаваемым нагнетательными скважинами, нефть поступает по добычным скважинам в эксплуатационную галерею. По канавкам нефтесодержащая жидкость (НСЖ) стекает в насосную, где с помощью насосов транспортируется по системе трубопроводов на поверхность для дальнейшей транспортировки и переработки [4–6].

Транспортируемая по канавкам нефтесодержащая жидкость является источником теплоты, оказывающей воздействие на воздух на протяжении всего времени разработки уклонного блока. Нагрев воздуха происходит за счет конвективного теплообмена горячей смеси с воздухом и испарения водяного пара. Интенсивность нагрева определяется тепловым потоком, который зависит от температуры, расхода, площади поверхности теплообмена НСЖ и воздуха [7–9].

Основной проблемой при термошахтном способе добычи является ухудшение микроклимата в горных выработках. Это связано с тем, что транспортируемая нефтесодержащая жидкость, нагретые поверхности горных выработок и прорывающийся пар повышают температуру воздуха в эксплуатационной галерее. Температура воздуха в уклонном блоке достигает 40 °С, влажность воздуха 95%. Для безопасного ведения работ в добычном блоке необходимо обеспечить нормативные значения параметров микроклимата [10, 11].

Сложившаяся ситуация подтверждает актуальность выполнения исследова-

ний теплового режима нефтяных шахт и причин его формирования. Термошахтная добыча нуждается в современных решениях по нормализации параметров микроклимата для поддержания допустимых условий труда рабочих, роста протяженности эксплуатационной галереи и потенциальной возможности увеличения производственных мощностей предприятия в целом [12].

### **Методы**

Авторами был произведен литературный и патентный поиск по способам теплоизоляции транспортируемой нефтесодержащей жидкости и учета теплоступлений от различных источников. Проанализированы экспериментальные данные параметров микроклимата в уклонном блоке нефтешахт, приведенные многочисленными авторами. Выполнен термодинамический анализ особенностей формирования микроклимата при разработке месторождений нефтешахтным способом. На основе этого были выполнены численные расчеты величины теплоступлений при различных дебитах и способах снижения тепловыделений от транспортируемой нефтесодержащей жидкости.

### **Условия проведения наблюдений**

Для выявления значимости источников тепловыделений проанализированы различные этапы разработки, для которых характерны те или иные источники теплоты.

#### *Стадии разработки уклонного блока*

Первая или начальная стадия разработки уклонного блока характеризуется закачкой большого объема пара для быстрого разогрева пласта. На уклонных блоках, разрабатываемых на Ярегском месторождении, начальная стадия длится 2–2,5 года. В этот период резко возрастает температура пласта и добываемой жидкости, воздуха в выработках,

увеличивается дебит нефти. Основным источником тепловыделений в эксплуатационную галерею на первой стадии разработки является нефтесодержащая жидкость (НСЖ), ее температура постепенно увеличивается и к концу этапа может достигать 110 °С. Температура стенок выработок постепенно увеличивается до 70 °С. Дебит нефти монотонно возрастает до пикового значения 1,4 кг/с [13, 14].

На второй стадии объемы закачки пара снижаются до параметров, требуемых для поддержания температуры пласта 80–90 °С. Длительность второй стадии 2,5–7 лет от начала разработки уклонного блока. Этот этап разработки характеризуется уменьшением температуры добываемой нефтесодержащей жидкости и дебита нефти. Температура стенок выработок остается постоянной и равной 70 °С, что является основной причиной постоянства температуры воздуха в выработках. Результаты тепловизионной съемки представлены на рис. 2. Тепловизионная съемка проводилась сотрудниками ГИ УРо РАН в 2017 г. [15, 16].

В период третьей стадии (от 7 лет разработки блока) учащаются прорывы пара в рудничную атмосферу, что требует контроля закачиваемого пара и, в случае необходимости, уменьшения объемов его закачки на отдельных участках. Температура добываемой жидкости снижается. Температура стенок выработок остается на прежнем уровне, но за счет прорывов пара в рудничную атмосферу увеличивается температура воздуха в добычной галерее, снижается добыча нефти [17–19].

График изменения температуры НСЖ, стенок выработок и динамики изменения дебита нефти в зависимости от стадии разработки представлены на рис. 3.

Для расчета величины теплоступлений от перечисленных выше источников использовалась доработанная формула Ю.Д. Дядькина, по которой предоставляется возможность учесть факторы, характерные для условий нефтяных шахт [20–23].

Удельный тепловой поток от стенок выработок к воздуху рассчитывается по формуле (1).

$$q = a(T_{\text{ст}} - t), \quad (1)$$

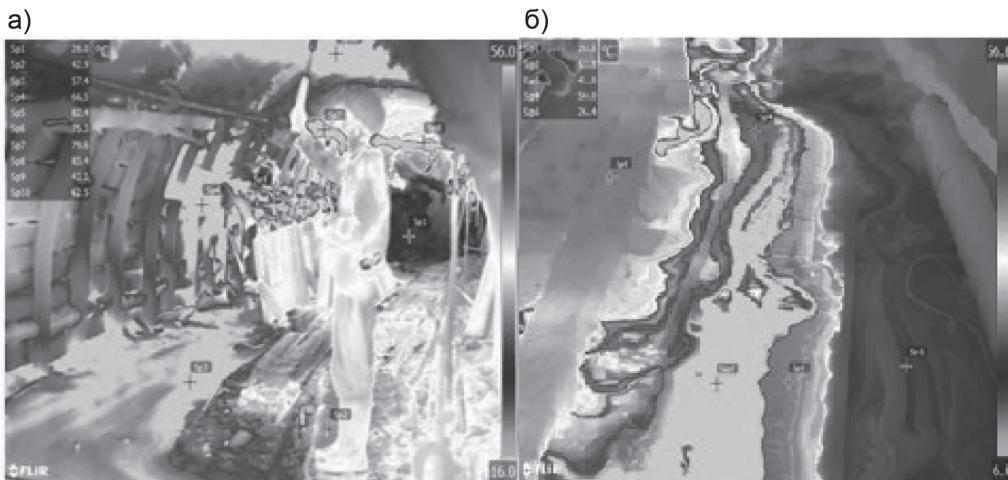


Рис. 2. Пример результатов тепловизионной съемки: вид на эксплуатационную галерею (а); транспортируемая нефть (б)

Fig. 2. Thermal imaging results: production gallery (a); production oil (b)

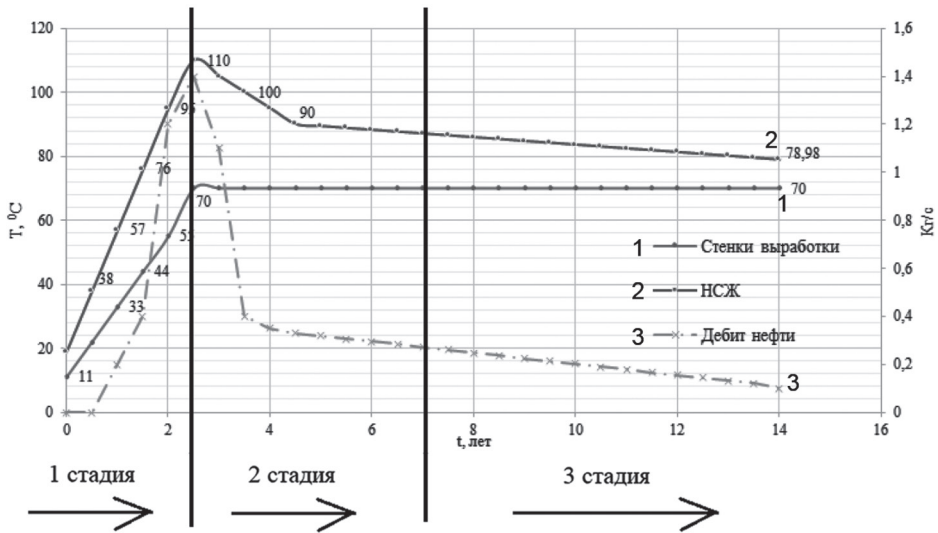


Рис. 3. Изменения температуры стенок выработки, нефти и дебита нефти в зависимости от стадии разработки блока

Fig. 3. Sidewall and oil temperatures and oil flow rate versus production stage

где  $T_{ст}$  — средняя температура стенок выработки;  $t$  — средняя температура воздуха в выработке;  $a$  — коэффициент теплоотдачи Вт/(м<sup>2</sup>·°C), который рассчитывается по формуле Щербаня (2) [22].

$$\alpha = 3,4 \frac{V^{0,8}}{d^{0,2}}, \quad (2)$$

где  $V$  — скорость воздуха, м/с;  $d$  для выработки выбирается по соотношению  $d = 4f_{выр} / U_{выр}$ .

Тепловыделение от нефти ( $Q_{НСЖ}$ , Вт), движущей по канавке, определяются по формуле [20, 23, 24].

$$Q_{НСЖ} = F_{НСЖ} \left[ \alpha(t_{НСЖ} - t_v) + \beta L (\rho_H^{t_{НСЖ}} - \varphi_{ср} \rho_H^{t_v}) \right], \quad (3)$$

где  $\beta$  — коэффициент теплоотдачи испарением, Вт/(м<sup>2</sup>·°C·Па), определяемый по формуле (4);  $L$  — удельная теплота парообразования, Дж/кг;  $F_{НСЖ}$  — поверхность теплоотдачи НСЖ, м<sup>2</sup>;  $\alpha$  — коэффициент теплоотдачи от поверхности транспортируемой НСЖ к воздуху, Вт/(м<sup>2</sup>·°C);  $t_v$ ,  $t_{НСЖ}$  — средняя температура воздуха и средняя температура НСЖ, °C;  $\rho_H^{t_{НСЖ}}$  — парциальное давление насыщенных водяных паров в воздухе при тем-

Таблица 1

Горнотехнические параметры исследуемого уклонного блока  
Geotechnical parameters of test tilt block

	Ходок	Уклон	Насосная	Эксплуатационная галерея
Протяженность, м	213	213	22	121
Площадь сечения, м <sup>2</sup>	12	12	10,3	10,3
Периметр, м	10,5	10,5	9,2	9,2
Расход воздуха, м <sup>3</sup> /с	21,7	21,7	9,6	12,1
Тип крепи	арочная — деревянная		арочная — металлическая	

Таблица 2

**Средние значения температур воздуха, НСЖ и стенок выработки на разных годах разработки добычного блока**  
**Averaged temperatures of air, oil-containing water and sidewalls per recovery stages in production block**

Год	Среднее значение температуры воздуха, °С	Среднее значение температуры стенок выработок, °С	Среднее значение температуры НСЖ, °С
1	25	33	57
2	27,5	55	95
3	32	70	105
4	31,9	70	95
5	31,8	70	89,42
6	31,7	70	88,26
7	31,55	70	87,1
8	32,3	70	85,94
9	31,4	70	84,78
10	31,3	70	83,62
11	31,2	70	82,46
12	31,1	70	81,3
13	31	70	80,14
14	30,9	70	78,98

пературе НСЖ, Па;  $p_n^t$  – парциальное давление насыщенных водяных паров при температуре воздуха в начале выра-

ботки, Па, определяется по формуле (5);  $\varphi_{cp}$  – средняя относительная влажность воздуха в долях единицы [25].

$$\beta = \alpha \frac{1500 + 2,75(t_{нсж} + t_e)}{P}, \quad (4)$$

где  $P$  – барометрическое давление воздуха в горной выработке, Па.

Парциальное давление насыщенных водяных паров в зависимости от температуры воздуха возможно определить по формуле, (мм. рт. ст.):

$$p_n^t = \exp \frac{360 + 18,7t}{236 + t} \quad (5)$$

Для выбора приоритетных направлений по снижению тепловой нагрузки на шахтный воздух было определено отношение тепловыделений от НСЖ ( $Q_{нсж}$ ) к тепловыделениям от стенок выработки ( $Q_{стенок}$ ) [26 – 28]. Для исследования выбран уклонный блок нефтешахты, горнотехнические параметры блока представлены в табл. 1.

Для расчета применялись результаты натурных исследований температуры НСЖ, воздуха и стенок выработок сотрудников ГИ УРОРАН, приведенные к средним значениям по протяженности эксплуатационной галереи (табл. 2) [15, 16].

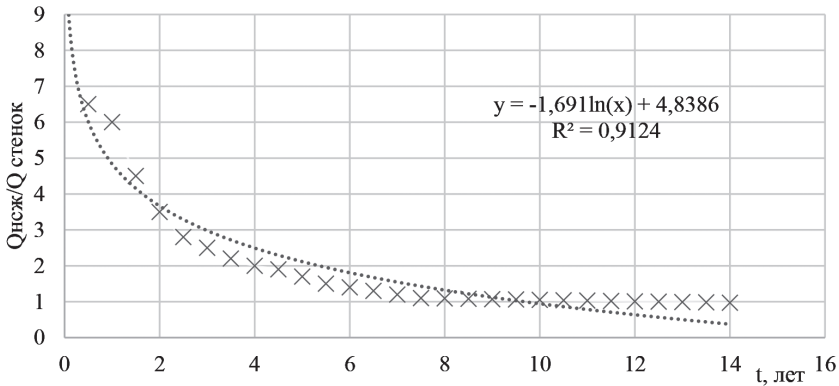


Рис. 4. График изменения отношения тепlopоступлений от нефтесодержащей жидкости к тепlopоступлениям от стенок выработок

Fig. 4. Graph of ratio of oil-containing water heat input to sidewall heat input



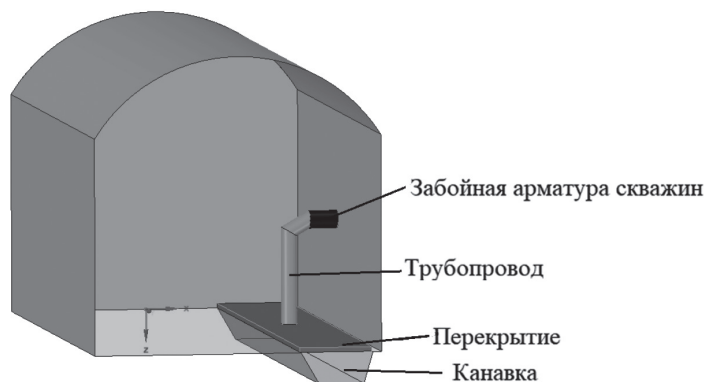


Рис. 5. Принципиальная конструкция закрытой системы транспортировки нефти  
 Fig. 5. Closed oil production path system

Отношение теплоступлений  $Q_{\text{НСЖ}} / Q_{\text{стенки}}$  для всей продолжительности разработки уклонного блока представлены на рис. 4. Из графика следует, что в начальный период времени (до двух лет) тепловыделения от НСЖ значительно преобладают над тепловыделениями от стенок выработки. На второй стадии (2,5–7 лет) отношение  $Q_{\text{НСЖ}} / Q_{\text{стенки}}$  стремится к 1, это объясняется тем, что температура стенок к моменту нагревается до 70 °С, а температура и дебит НСЖ снижается. На третьей стадии отношение изменяется незначительно, температура стенок остается 70 °С, дебит и температура НСЖ снижаются, но незначительно. Становится очевидно, что для эффективного снижения теплоступлений в горные выработки на 1 и 2 стадии необходимо снижать тепловыделения от НСЖ.

**Техническое решение по снижению тепловыделений от транспортируемой нефтесодержащей жидкости**

Учитывая технологические особенности термощахтного способа добычи, не предоставляется возможным снизить температуру НСЖ, более того, снижение температуры может способствовать уменьшению КПД насосов, используе-

мых для транспортировки ее на поверхность. В качестве технического решения по минимализации теплоступлений от транспортируемой нефти рассмотрена закрытая система транспортировки. Предполагается, что нефть на участке «забойная арматура добычных скважин — насосная станция» будет транспортироваться по канавкам закрытого типа.

На рис. 5 изображена принципиальная конструкция закрытой системы транспортировки нефти [29–32].

Для расчета тепловыделений от транспортируемой нефти закрытым способом необходимо учесть тепловыделение от трубопровода, по которому НСЖ из скважины поступает в канавку, и от перекрытия канавки, предназначенного для исключения массообмена между НСЖ и воздухом.

Удельное тепловыделение от трубопроводов для транспортировки нефти рассчитывается по формуле (6): [33–34].

$$q_{\text{тр}} = k_{\text{т.п.тр}} U (\theta_{\text{ср}} - t_{\text{в}}), \quad (6)$$

где  $k_{\text{т.п.тр}}$  — коэффициент теплопередачи от поверхности трубопровода к воздуху, Вт/(м<sup>2</sup> °С), рассчитывается по формуле (7);  $U_{\text{тр}}$  — периметр трубопровода, м;  $\theta_{\text{ср}}$  — средняя температура НСЖ в трубопроводе, °С.

$$k_{m.n.mp} = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_{внутр}} + \frac{\delta_{тр}}{\lambda_{тр}} + \frac{1}{\alpha_{внеш}}}, \quad (7)$$

где  $\delta_{тр}$  – толщины стенки трубопровода, м;  $\lambda_{тр}$  – коэффициенты теплопроводности стенки трубопровода, Вт/(м·К);  $\alpha_{внутр}$  и  $\alpha_{внеш}$  – коэффициент теплоотдачи внутренней поверхности трубопровода к транспортируемой НСЖ и внешней стенки к воздуху, Вт/(м<sup>2</sup>·С).

$$\alpha_{внутр} = \frac{\lambda_n}{D} Nu, \quad (8)$$

$\lambda_n$  – коэффициент теплопроводности нефти;  $D$  – внутренний эквивалентный диаметр трубопровода;  $Nu$  – число Нуссельта, зависящее от режима течения нефти в трубопровода, рассчитывается по М.А. Михееву [35 – 37].

$\alpha_{внеш}$  рассчитывается по формуле (2), где  $D$  – внешний эквивалентный диаметр трубопровода.

Тепловыделение от перекрытия рассчитывается по формуле

$$q_{тр} = k_{т.п.пер} b(\theta_{ср} - t_v), \quad (9)$$

где  $k_{т.п.пер}$  – коэффициент теплопередачи от поверхности перекрытия к воздуху,

Вт/(м<sup>2</sup>·С), рассчитывается по формуле (5);  $b$  – ширина перекрытия, м;  $\theta_{ср}$  – средняя температура НСЖ в канавке, °С [38 – 39].

$$k_{m.n.mp} = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_{внутр}} + \frac{\delta_{пер}}{\lambda_{пер}} + \frac{\delta_{из}}{\lambda_{из}} + \frac{1}{\alpha_{внеш}}}, \quad (10)$$

где  $\delta_{из}$  – толщины слоя изоляции, м;  $\lambda_{из}$  – коэффициенты теплопроводности изоляционного материала, Вт/(м·К).

Для расчета был выбран теплоизоляционный материал, состоящий из минеральной ваты, заявленной производителем теплопроводностью 0,042 Вт/(м·К), толщина теплоизоляционного покрытия 0,1 м. Обоснованием выбора данного материала является возможность его применения в нефтешахтных условиях, простота эксплуатации и относительная невысокая стоимость. Толщина перекрытия 0,1 м, материал перекрытия – железо, теплопроводность железа – 75 Вт/(м·К).

Стоит подметить, что при закрытом способе транспортировке нефти исключается массообмен между НСЖ и воздухом из-за отсутствия испарения воды в шахтную атмосферу. Теплообмен про-

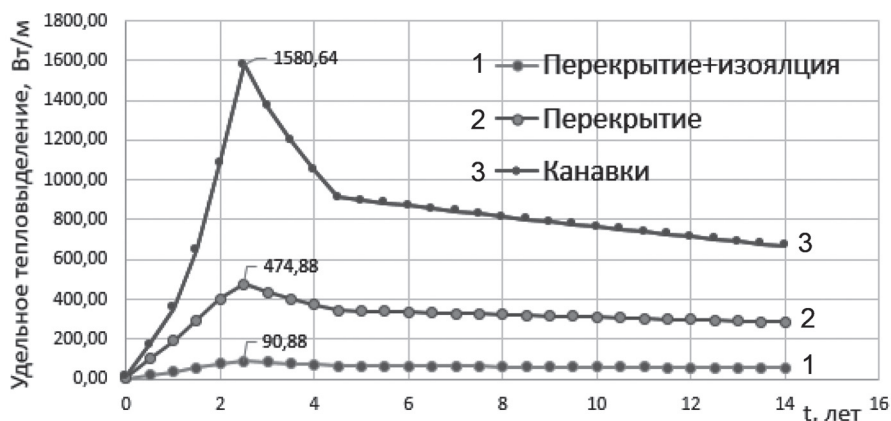


Рис. 6. Результаты расчета удельного тепловыделения от нефтесодержащей жидкости с учетом перекрытия и теплоизоляции на протяжении разработки добычного блока

Fig. 6. Calculated heat liberation value from oil-containing water with regard to capping and heat insulation along production block



исходит за счет передачи теплоты от НСЖ к перекрытию, теплопроводности перекрытия, передачи теплоты от перекрытия к изоляционному слою (в случае наличия) и теплоотдача от теплоизоляционного материала к воздуху.

Для определения эффективности закрытой системы сбора нефти были выполнены варианты расчеты удельного тепловыделения (Вт/м) от транспортируемой нефти открытым способом, закрытым способом без теплоизоляции и с теплоизоляцией [40]. Результаты расчетов представлена на рис. 6.

Из полученных результатов следует, что закрытая система транспортировки НСЖ на этапе «скважина-насосная станция» позволит снизить тепlopоступления в эксплуатационную галерею на 60% при использовании только перекрытия и на 90% при использовании перекрытия с теплоизоляционным материалом.

### **Обобщение результатов исследования**

Эффективного снижения тепlopоступлений от НСЖ возможно добиться предложенным способом, однако суммарные тепlopоступления от всех источников теплоты в эксплуатационной галерее по-прежнему остаются велики. Для эффективного регулирования теплового режима уклонного блока необходим комплексный подход по минимизации тепловыделений. На второй стадии дополнительно необходимы мероприятия по минимизации тепловыделений от нагретых поверхностей выработки (стенки, металлические элементы крепи и забойная арматура скважин), на третьей стадии — от прорывающегося в шахтную атмосферу пара.

### **Предложения по направлению будущих исследований**

Для эффективного снижения тепловыделений от НСЖ необходимо более

подробно рассмотреть конструкцию закрытой системы транспортировки нефти, оценить надежность системы и устойчивость к негативным факторам окружающей среды и технологическим особенностям добычи нефти термошахтным способом.

Планируется осуществить подбор теплоизоляционного материала, применимого для нефтешахтных условий, негативными факторами которых является высокая влажность воздуха и механическое воздействие на теплоизоляционный материал, связанные с особенностью ведения работ в эксплуатационной галерее.

### **Выводы**

Основные выводы, полученные при выполнении работы:

- На разных стадиях разработки уклонного блока структура тепловыделений изменяется. Тепловыделения от транспортируемой нефтесодержащей жидкости присутствуют на каждой стадии разработки блока.

- Из-за особенностей термошахтной добычи нефти снизить температуру НСЖ не представляется возможным. Для минимизации тепlopоступлений от НСЖ необходимо применять технические решения, направленные на исключение массообмена НСЖ с воздухом и уменьшение коэффициента теплоотдачи, например закрытый способ транспортировки нефти.

- Предоставляется возможность рассчитать величину тепlopоступлений в шахтный воздух от транспортируемой НСЖ с учетом особенностей теплообмена в нефтешахтных условиях.

- Для эффективного снижения тепlopоступлений в эксплуатационную галерею на 2 и 3 стадии разработки блока необходим комплексный подход по воздействию на все источники теплоты.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Коноплев Ю. П., Алабушин А. А., Гуляев В. Э. Опыт и перспективы развития термощахтной разработки Ярегского месторождения высоковязкой нефти / Высоковязкие нефти и природные битумы: проблемы и повышение эффективности разведки и разработки месторождений: Материалы международной научно-практической конференции. — Казань, 2012. — С. 74–77.
2. Калинина А. А., Калинина Е. П. Геолого-экономическая оценка комплексного использования Ярегской тяжелой нефти // Известия Коми научного центра УрО РАН. — 2013. — № 3(15). — С. 110–117.
3. Левин Л. Ю., Кормщицов Д. С. Особенности добычи высоковязкой нефти на примере Ярегского месторождения // Научные исследования и инновации. — 2010. — Т. 4. — № 2. — С. 33–36.
4. Дуркин С. М., Морозюк О. А., Рузин Л. М. Новые термощахтные технологии и оценка их эффективности путем численного моделирования // Нефть. Газ. Новации. — 2013. — № 4. — С. 45–51.
5. Прищепа О., Халимов Э. Трудноизвлекаемая нефть: потенциал, состояние и возможности освоения // Нефтегазовая вертикаль. — 2011. — № 5. — С. 24–29.
6. Гуляев В. Э., Коноплев Ю. П., Герасимов И. В. Анализ технологических показателей систем термощахтной разработки Ярегского нефтяного месторождения / Проблемы разработки и эксплуатации месторождений высоковязких нефтей и битумов. Материалы межрегиональной научно-технической конференции. — Ухта, 2011. — С. 12–18.
7. Карманский Д. А., Петраков Д. Г. Анализ изменения свойств коллекторов нефти и газа на различных этапах разработки нефтяных месторождений // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. — 2020. — № 1. — С. 46–50.
8. Дядькин Ю. Д. Методика теплового расчета шахт и рудников в сложных условиях // Физико-технические проблемы разработки полезных ископаемых. — 1973. — № 5. — С. 92–100.
9. Пеньков Г. М., Петраков Д. Г. Исследование влияния насыщенности коллектора на его свойства при разработке месторождений нефти и газа // Инженер-нефтяник. — 2019. — № 5. — С. 36–39.
10. Цхадая Н. Д., Жуйков А. Е., Ягубов З. Х. Критерий оценки оптимальных условий труда в горных выработках нефтяных шахт // Нефтегазовое дело. — 2012. — № 5. — С. 318–325.
11. Smirniakov V. V., Smirniakova V. V. Improving safety of mining operations by upgrading the methods of gas presence monitoring in the sheth grooves // Journal of Industrial Pollution Control. 2017, vol. 33, no. 1, pp. 856–863.
12. Степанов И. С. Обоснование метода оценки профессионального риска для условий нагревающего микроклимата при проведении горных работ на нефтяных шахтах: Автореф. дис... канд. техн. наук. — СПб.: СПГУ, 2015. — 24 с.
13. Alabyev V. R., Rudakov M. L., Korobitsyna M. A. Peculiarities of heat-mass-exchange processes in faces developing steep coal seams // International Journal of Pure and Applied Mathematics. 2017, no. 114, pp.349–400.
14. Hunt A. P. Symptoms of heat illness in surface mine workers // International Archives of Occupational and Environmental Health. 2013, vol. 85, no. 5, pp. 519–520.
15. Клюкин Ю. А., Семин М. А., Левин Л. Ю. Исследование влияния способа транспортировки нефтесодержащей жидкости на микроклиматические условия в нефтяной шахте / Материалы X Всероссийской научнотехнической конференции «Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых». — Пермь, 2017. — С. 371–373.

16. Клюкин Ю. А., Семин А. В., Зайцев А. В. Экспериментальное исследование микроклиматических условий и факторов их формирования в нефтяной шахте // Вестник ПНИПУ: Геология. Нефтегазовое и горное дело. — 2018. — Т. 18. — № 1. — С. 63–75.
17. Leisle A. V., Kovalski E. R. Assessing the well yield during methane drainage in coal mines // Ecology, Environment and Conservation. 2017, vol. 23, no. 1, pp. 316–321.
18. Магомет Р. Д., Серегин А. С. Повышение эффективности предварительной дегазации угольных пластов // Горный журнал. — 2017. — № 7. — С. 92–95. DOI: 10.17580/gzh.2017.07.18.
19. Климова И. В. Инструктивные карты безопасных методов и приемов труда для отдельных видов работ, проводимых в нефтешахте // Записки Горного института. — 2017. — Т. 225. — С. 354–359.
20. Дядькин Ю. Д., Шувалов Ю. В., Тимофеевский Ю. С. Горная теплофизика. Регулирование теплового режима шахт и рудников. — Ленинград: ЛГИ, 1976. — 159 с.
21. Воропаев А. Ф. Управление тепловым режимом в глубоких шахтах. — М.: Госгортехиздат, 1961. — 248 с.
22. Щербань А. Н. Основы теории и методы тепловых расчетов рудничного воздуха. — М.; Харьков: Углетехиздат, 1953. — 308 с.
23. Гендлер С. Г. Теплофизические аспекты безопасности и эффективности при добыче полезных ископаемых и эксплуатации подземных сооружений в суровых климатических условиях // Записки Горного института. — 2006. — Т. 168. — С. 64–67.
24. Шувалов Ю. В., Васильев А. П., Родак В. П. Тепловой режим шахт и рудников // Уголь. — 1994. — № 2. — С. 16–17.
25. Казаков Б. П., Шалимов А. В., Зайцев А. В. Влияние процессов испарения и конденсации влаги на тепловой режим глубоких рудников // Горный журнал. — 2016. — № 3. — С. 73–76.
26. Roghanchi P., Karoly C., Kocsis C. Challenges in selecting an appropriate heat stress index to protect workers in hot and humid underground mines // Safety and Health at Work. 2018, vol. 9, no. 1, pp. 10–16.
27. Roghanchi P., Karoly C., Kocsis C., Sunkpal M. Sensitivity analysis of the effect of air-flow velocity on the thermal comfort in underground mines // Journal of Sustainable Mining. 2016, vol. 15, no. 4, 175–180.
28. Rae A., Provan D. Safety work versus the safety of work // Safety Science. 2019, vol. 111, pp. 119–127.
29. Сучков А. Н., Шведик П. П. Технология изоляции стенок подземных выработок // Уголь Украины. — 2000. — № 1. — С. 20–22.
30. Круглов Ю. В. Варианты применения закрытой системы сбора нефти, работающей в автоматическом режиме, в нефтяных шахтах // Стратегия и процессы освоения георесурсов. — 2017. — № 15. — С. 329–332.
31. Круглов Ю. В. Разработка закрытой системы сбора нефти, работающей в автоматическом режиме, для условий нефтяных шахт Ярегского месторождения 79 шахтах // Стратегия и процессы освоения георесурсов. — 2016. — № 14. — С. 294–297.
32. Рудаков М. Л., Коробицына М. А. О возможности нормализации температуры воздуха в буровых галереях нефтяных шахт // Безопасность труда в промышленности. — 2019. — № 8. — С. 66–71.
33. Исаевич А. Г., Трушкова Н. А., Шалимов А. В. Регулирование теплового режима атмосферы рабочих зон при термощахтной отработке пластов неглубокого залегания // Горный информационно-аналитический бюллетень. — 2012. — № 1. — С. 97–100.
34. Смирнова Н. Н. Методы исследования фильтрационного теплообмена в сложных горно-геологических условиях // Записки Горного института. — 2005. — Т. 163. — С. 207–211.

35. Михеев М. А. Основы теплопередачи. — М.-Л.: ГЭИ, 1956. — 390 с.
36. Musharraf M., Khan F., Veitch B. Modeling and simulation of offshore personnel during emergency situations // *Safety Science*. 2019, vol. 111, pp. 144–153.
37. Yong Fu, Jun Hu, Yuwei Wu Finite element study on temperature field of subway connection aisle construction via artificial ground freezing method // *Cold Regions Science and Technology*. 2021, vol. 189, pp. 528–539.
38. Fletcher C. A. J. Computational techniques for fluid dynamics. 2nd ed. Berlin: Springer-Verlag, 1988. Vol. 1. Fundamental and General Techniques. 410 p.
39. Di Donato G., Blunt M. J. Streamline-based dual-porosity simulation of reactive transport and flow in fractured reservoirs // *Water Resources Research*. — 2004, vol. 40, no. 4, pp. 12–14.
40. Смирнова Н. Н., Йиму Н. О. Определение тепловых потерь при закачке пара в нефтяной пласт // *Записки Горного института*. — 2005. — Т. 167(1). — С. 295–298. **ГИАБ**

## REFERENCES

- Konoplev Yu. P., Alabushin A. A., Gulyaev V. E. Experience and prospects of development of thermal-shaft development of the Yarega. High-viscosity oil field. *Vysokovязкие нефти и природные битумы: проблемы и повышение эффективности разведки и разработки месторождений. Материалы международно-научно-практической конференции* [High-viscosity oils and natural bitumen: problems and improving the efficiency of field exploration and development: Materials of the international scientific and practical conference], Kazan, 2012, pp. 74–77. [In Russ].
- Kalinina A. A., Kalinin E. P. Geological and Economic Assessment of the integrated use of Yarega heavy oil. *Izvestiya Komi nauchnogo centra UrO RAN*. 2013, no. 3(15), pp. 110–117. [In Russ].
- Levin L. Yu., Kormshchikov D. S. Features of high-viscosity oil production on the example of the Yarega field. *Nauchnye issledovaniya i innovatsii*. 2010, vol. 4, no. 2, pp. 33–36. [In Russ].
- Durkin S. M., Morozuk O. A., Ruzin L. M. New thermomine technologies and evaluation of their efficiency by numerical simulation. *Нефть. Газ. Новатии*. 2013, no. 4, pp. 45–51. [In Russ].
- Prishchepa O., Khalimov E. Hard-to-recover oil: potential, condition, and development opportunities. *Нефтегазовая вертикаль*. 2011, no. 5, pp. 24–29. [In Russ].
- Gulyaev V. E., Konoplev Yu. P., Gerasimov I. V. Analysis of technological indicators of the systems of thermal mining of the Yarega oil field. *Problemy razrabotki i ekspluatatsii mestorozhdeniy vysokovязких нефтей i bitumov. Материалы межрегиональной научно-технической конференции* [Problems of development and operation of deposits of high-viscosity oils and bitumen. Materials of the interregional scientific and technical conference], Ukhta, 2011, pp. 12–18. [In Russ].
- Karmanskiy D. A., Petrakov D. G. Analysis of changes in the properties of oil and gas reservoirs at various stages of oil field development. *Stroitel'stvo neftyanyh i gazovyh skvazhin na sushe i na more*. 2020, no. 1, pp. 46–50.
- Dyad'kin Yu. D. The method of thermal calculation of mines and mines in difficult conditions. *Fiziko-tekhnicheskiye problemy razrabotki poleznykh iskopayemykh*. 1973, no. 5, pp. 92–100. [In Russ].
- Penkov G. M., Petrakov D. G. Investigation of the influence of reservoir saturation on its properties in the development of oil and gas fields. *Inzhener-nefyanik*. 2019, no. 5, pp. 36–39. [In Russ].
- Tskhadaya N. D., Zhuykov A. E., Yagubov Z. Kh. Criteria for evaluating optimal working conditions in oil mine workings. *Нефтегазовое дело*. 2012, no. 5, pp. 318–325. [In Russ].
- Smirniakov V. V., Smirniakova V. V. Improving safety of mining operations by upgrading the methods of gas presence monitoring in the sheth grooves. *Journal of Industrial Pollution Control*. 2017, vol. 33, no. 1, pp. 856–863.

12. Stepanov I. S. *Obosnovanie metoda otsenki professional'nogo riska dlya usloviy nagrevayushchego mikroklimata pri provedenii gornykh rabot na neftyanykh shakhtakh* [Justification of the method of occupational risk assessment for the conditions of the heating microclimate during mining operations in oil mines], Candidate's thesis, Saint-Petersburg, SPGU, 2015, 24 p.
13. Alabyev V. R., Rudakov M. L., Korobitcyna M. A. Peculiarities of heat-mass-exchange processes in faces developing steep coal seams. *International Journal of Pure and Applied Mathematics*. 2017, no. 114, pp.349–400.
14. Hunt A. P. Symptoms of heat illness in surface mine workers. *International Archives of Occupational and Environmental Health*. 2013, vol. 85, no. 5, pp. 519–520.
15. Klyukin Yu. A., Semin M. A., Levin L. Yu. Investigation of the influence of the method of transportation of an oil-containing liquid on the microclimatic conditions in an oil mine. *Materialy X Vserossiyskoy nauchnotekhnicheskoy konferentsii «Problemy razrabotki mestorozhdeniy uglevodorodnykh i rudnykh poleznykh iskopaemykh»* [Materials of the X All-Russian Scientific and Technical Conference «Problems of development of hydrocarbon and ore mineral deposits»], Perm, 2017, pp. 371–373. [In Russ].
16. Klyukin Yu. A., Semin A. V., Zaitsev A. V. Experimental study of microclimatic conditions and factors of their formation in an oil mine. *Perm journal of petroleum and mining engineering*. 2018, vol. 18, no. 1, pp. 63–75. [In Russ].
17. Leisle A. V., Kovalski E. R. Assessing the well yield during methane drainage in coal mines. *Ecology, Environment and Conservation*. 2017, vol. 23, no. 1, pp. 316–321.
18. Magomet R. D., Seregin A. S. Enhancement of pre-mining methane drainage efficiency. *Gornyi Zhurnal*. 2017, no. 7, pp. 92–95. [In Russ]. DOI: 10.17580/gzh.2017.07.18.
19. Klimova I. V. Instructional maps of safe working methods and techniques for certain types of work carried out in the oil mine. *Journal of Mining Institute*. 2017, vol. 225, pp. 354–359. [In Russ].
20. Dyad'kin Yu. D., Shuvalov Yu. V., Timofeevskiy Yu. S. *Gornaya teplofizika. Regulirovanie teplovogo rezhima shakht i rudnikov* [Mining thermophysics. Regulation of the thermal regime of mines and mines], Leningrad, LGI, 1976, 159 p.
21. Voropaev A. F. *Upravlenie teplovym rezhimom v glubokikh shakhtakh* [Thermal management in deep mines], Moscow, Gosgortekhzdat, 1961, 248 p.
22. Shcherban' A. N. *Osnovy teorii i metody teplovykh raschetov rudnichnogo vozdukh* [Fundamentals of the theory and methods of thermal calculations of mine air], Moscow, Kharkov, Ugletekhizdat, 1953, 308 p.
23. Gendler S. G. Thermophysical aspects of safety and efficiency in the extraction of minerals and the operation of underground structures in harsh climatic conditions. *Journal of Mining Institute*. 2006, vol. 168, pp. 64–67. [In Russ].
24. Shuvalov, Yu. V., Vasiliev A. P., Rodak V. P. Thermal regime of mines and mines. *Ugol'*. 1994, no. 2, pp. 16–17. [In Russ].
25. Kazakov B. P., Shalimov A. V., Zaytsev A. V. Influence of moisture evaporation and condensation processes on the thermal regime of deep mines. *Gornyi Zhurnal*. 2016, no. 3, pp. 73–76. [In Russ].
26. Roghanchi P., Karoly C., Kocsis C. Challenges in selecting an appropriate heat stress index to protect workers in hot and humid underground mines. *Safety and Health at Work*. 2018, vol. 9, no. 1, pp. 10–16.
27. Roghanchi P., Karoly C., Kocsis C., Sunkpal M. Sensitivity analysis of the effect of airflow velocity on the thermal comfort in underground mines. *Journal of Sustainable Mining*. 2016, vol. 15, no. 4, 175–180.
28. Rae A., Provan D. Safety work versus the safety of work. *Safety Science*. 2019, vol. 111, pp. 119–127.
29. Suchkov, A. N., Shvedik P. P. Technology of isolation of walls of underground workings. *Ugol' Ukrainy*. 2000, no. 1, pp. 20–22. [In Russ].

30. Kruglov Yu. V. Application options for a closed oil collection system operating in automatic mode in oil mines. *Strategiya i processy osvoeniya georesursov*. 2017, no. 15, pp. 329–332. [In Russ].

31. Kruglov Yu. V. Development of a closed oil collection system operating in automatic mode for the conditions of the oil mines of the Yaregskoye field in the mines. *Strategiya i processy osvoeniya georesursov*. 2016, no. 14, pp. 294–297. [In Russ].

32. Rudakov M. L., Korobitsyna M. A. On the possibility of normalizing the air temperature in the drilling galleries of oil mines. *Occupational Safety in Industry*. 2019, no. 8, pp. 66–71. [In Russ].

33. Isayevich A. G., Trushkova N. A., Shalimov A.V. Regulation of the thermal regime of the atmosphere of working zones during thermal mining of shallow layers. *MIAB. Mining Inf. Anal. Bull.* 2012, no. 1, pp. 97–100. [In Russ].

34. Smirnova N. N. Methods of investigation of filtration heat transfer in complex geological conditions. *Journal of Mining Institute*. 2005, vol. 163, pp. 207–211. [In Russ].

35. Mikheev M. A. *Osnovy teploperedachi* [Fundamentals of heat transfer], Moscow-Leningrad, GEI, 1956, 390 p.

36. Musharraf M., Khan F., Veitch B. Modeling and simulation of offshore personnel during emergency situations. *Safety Science*. 2019, vol. 111, pp. 144–153.

37. Yong Fu, Jun Hu, Yuwei Wu Finite element study on temperature field of subway connection aisle construction via artificial ground freezing method. *Cold Regions Science and Technology*. 2021, vol. 189, pp. 528–539.

38. Fletcher C. A. J. *Computational techniques for fluid dynamics*. 2nd ed. Berlin: Springer-Verlag, 1988. Vol. 1. Fundamental and General Techniques. 410 p.

39. Di Donato G., Blunt M. J. Streamline-based dual-porosity simulation of reactive transport and flow in fractured reservoirs. *Water Resources Research*. 2004, vol. 40, no. 4, pp. 12–14.

40. Smirnova N. N., Yimu N. O. Determination of heat losses during steam injection into the oil reservoir. *Journal of Mining Institute*. 2005, vol. 167(1), pp. 295–298. [In Russ].

## ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

Гендлер Семен Григорьевич<sup>1</sup> – д-р техн. наук, профессор,

Фазылов Ильдар Робертович<sup>1</sup> – аспирант,

e-mail: ildarufa@list.ru,

<sup>1</sup> Санкт-Петербургский горный университет.

**Для контактов:** Фазылов И.Р., e-mail: ildarufa@list.ru.

## INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

S.G. Gendler<sup>1</sup>, Dr. Sci. (Eng.), Professor,

I.R. Fazylov<sup>1</sup>, Graduate Student, e-mail: ildarufa@list.ru,

<sup>1</sup> Saint-Petersburg Mining University,

199106, Saint-Petersburg, Russia.

**Corresponding author:** I.R. Fazylov, e-mail: ildarufa@list.ru.

Получена редакцией 13.05.2021; получена после рецензии 21.06.2021; принята к печати 10.08.2021.

Received by the editors 13.05.2021; received after the review 21.06.2021; accepted for printing 10.08.2021.

