

УДК 622.324.5:550.34.013.4

ПРОГНОЗ ТЕПЛОВОГО ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ КУСТА ГАЗОДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН С МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫМИ ПОРОДАМИ В УСЛОВИЯХ ЛЕНО-ВИЛЮЙСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ

^{1,2}Иванов В.А., ¹Рожин И.И.

¹ФГБУН Институт проблем нефти и газа СО РАН, Якутск;

²ФГАОУ ВО «Северо-Восточный федеральный университет им. М.К. Аммосова», Якутск, e-mail: victor.ivanov88@gmail.com

В работе с помощью вычислительного эксперимента исследуется процесс теплового взаимодействия газодобывающих скважин с многолетнемерзлым массивом горных пород. При эксплуатации скважин газ, добываемый из нижележащих более теплых пластов, прогревает окрестности скважин и вызывает оттаивание многолетней мерзлоты, что может вызвать дестабилизацию околоскважинной зоны и крепления скважин. Подобная задача рассматривалась для случая одиночных скважин в осесимметричной постановке. Однако множество нефтяных и газовых скважин строятся при помощи кустового бурения, где скважины расположены на небольшом расстоянии друг от друга. Поэтому тепловой расчет должен учитывать их взаимовлияние. Целью настоящей работы является оценка величины ореола оттаивания многолетнемерзлых пород в окрестности куста из трех вертикальных газодобывающих скважин для условий месторождений Лено-Виллюйской нефтегазоносной провинции. Для этого в массиве мерзлых горных пород ставится задача Стефана, которая решается методом Самарского – Моисеенко без явного выделения фронта фазового перехода с помощью метода конечных элементов. Температура и давление движущегося в скважине газа определяются из уравнений трубной гидравлики. Кроме дифференциальных уравнений, математическая модель включает граничные и начальные условия, определяемые характером сопряжения тепловых потоков. Представлены результаты расчетов для условий эксплуатации четырех месторождений – Мастакского, Средневиллюйского, Среднетюнгского и Соболах-Ниджилинского. Для каждого месторождения построен прогноз величины ореола оттаивания вокруг куста скважин на 10 лет эксплуатации по всей глубине многолетнемерзлых пород. Подтверждены основные факторы, влияющие на ореол оттаивания, выявленные в предыдущих работах.

Ключевые слова: многолетнемерзлые породы, куст газовых скважин, задача Стефана, математическое моделирование, Лено-Виллюйская нефтегазоносная провинция

FORECAST FOR THERMAL INTERACTION BETWEEN A GROUP OF GAS WELLS AND PERMAFROST ROCKS IN CONDITIONS OF LENA-VILYUY PETROLEUM PROVINCE

^{1,2}Ivanov V.A., ¹Rozhin I.I.

¹Institute of Oil and Gas Problems SB RAS, Yakutsk;

²North-Eastern Federal University, Yakutsk, e-mail: victor.ivanov88@gmail.com

In the article a computational experiment is conducted to study the process of thermal interaction between gas producing wells and a permafrost rock mass. During the production, gas rising from the underlying warmer layers warms up the vicinity of the wells and causes thawing of permafrost, which can cause destabilization of the wellbore zone and the casing. In previous works, a similar problem was investigated for the case of a single well in an axisymmetric setting. However, many oil and gas wells are built by cluster drilling, where the wells are located a short distance from each other. Therefore, thermal calculation must take into account their mutual influence. The purpose of this work is to estimate the size of the permafrost thawing halo in the vicinity of a cluster of three vertical gas producing wells for the conditions of the Lena-Vilyuy petroleum province. To do this, the Stefan problem is formulated in the rock mass, which is solved using the Samarskii-Moiseenko method without explicitly identifying the phase transition front and with the help of the numerical finite element method. The temperature and pressure of the gas flowing in the well are determined by the equations of pipe hydraulics. Also, the conjugation conditions between the gas temperatures and the surrounding rocks at the well wall are set. The task is solved for the conditions of four deposits – of Mastakhskoe, Sredneviluyuskoe, Srednetungskoe and Sobolokh-Nijilinskoe. For each deposit a forecast is made for the size of the thawing halo around the well cluster along the entire depth of permafrost zone for 10 years of operation. The main factors influencing the halo, revealed in previous works, are confirmed.

Keywords: permafrost, gas wells, Stephan problem, mathematical simulation, Lena-Vilyuy petroleum province

Проектирование разработки нефтегазовых месторождений в районах распространения многолетней мерзлоты обязательно должно включать в себя оценку теплового воздействия эксплуатационных скважин на окружающие мерзлые породы, поскольку во время добычи углеводородов пластовые флюиды, поднимаясь по скважине из боль-

ших глубин с высокими температурами, нарушают тепловое равновесие вышележащих мерзлых пород. При этом окрестность добывающих скважин оттаивает, появляется риск дестабилизации околоскважинной зоны и крепления скважин. От размеров ореола оттаивания и динамики его развития зависят возможные негативные послед-

ствия этого процесса. Прежде всего, это потеря устойчивости верхней части ствола скважин, вследствие чего создаются предпосылки для потери герметичности обсадных колонн. Также это просадки верхнего слоя пород в окрестности устья скважин, что приводит к повреждению устьевого оборудования и опасным деформациям промысловых сетей [1–3].

В свою очередь, из-за теплового взаимодействия с горными породами и адиабатического расширения (сжатия) добываемого флюида происходит изменение его температуры. Эти процессы взаимосвязаны, поэтому задача определения температуры горных пород может быть решена только в сопряженной постановке, т.е. при одновременном вычислении как температуры флюида в скважине, так и температурного поля окружающих горных пород.

В работах [3–5] подобная задача решалась для одиночных газовых скважин в осесимметричной постановке. Актуальность данного подхода ограничена, поскольку множество современных нефтяных и газовых месторождений разрабатываются кустовым бурением, где скважины расположены на небольшом расстоянии между собой в радиусе теплового влияния. Таким образом, возникает необходимость в решении задачи теплового взаимодействия куста скважин с горными породами в двумерной или трехмерной постановке. Причем из-за сложности геометрии подобную задачу целесообразно решать с помощью численного моделирования с использованием метода конечных элементов [6–8].

В работе [9] была поставлена задача определения времени смыкания ореолов протаивания между соседними скважинами в одном кусте. Вместо численных методов было предложено использовать расчетный метод соотношения тепловых потоков. В результате выведена зависимость времени фазового перехода при оттаивании многолетнемерзлой породы вокруг скважины от радиуса оттаивания без учета затрат тепла на нагрев талой и мерзлой зон.

В работе [10] приведены результаты численного решения задачи Стефана в трехмерной постановке, описывающей динамику протаивания грунтов в зоне влияния двух добывающих скважин. Двухфазная задача Стефана сформулирована в виде нестационарного уравнения теплопроводности с начальными и граничными условиями. Выделение или поглощение тепла при фазовом превращении учитывается путем ввода в нестационарное уравнение тепло-

проводности сосредоточенной теплоемкости на границе фазового перехода. Однако авторы в своей работе пренебрегают охлаждением добываемого газа при подъеме от забоя к устью вследствие тепловых потерь и дросселирования.

Целью настоящей работы является оценка величины ореола оттаивания многолетнемерзлых пород в окрестности куста из трех вертикальных газодобывающих скважин для условий месторождений Лено-Вилуйской нефтегазоносной провинции в двумерной постановке.

Математическая модель исследуемого процесса включает в себя: уравнение теплопроводности, описывающее распространение тепла в горных породах с учетом их возможного оттаивания – промерзания; уравнение теплопереноса, описывающее изменение температуры добываемого газа; необходимые граничные и начальные условия, определяемые характером сопряжения тепловых потоков на стенке скважин. При построении математической модели используются некоторые допущения. Во-первых, полагаем, что тепловой поток в каждом сечении скважины распространяется строго радиально по горизонтальной плоскости, перпендикулярной оси скважин, а распространение тепла по вертикали пренебрежимо мало в силу симметрии задачи. Во-вторых, при расчете температурного поля горных пород пренебрегаем массообменными процессами.

В области горных пород от забоя скважины до подошвы многолетней мерзлоты теплофизические коэффициенты в уравнении теплопроводности являются кусочно-постоянными (они определяются типом горных пород, слагающих геологический разрез), и решение соответствующей задачи теплопроводности может быть выполнено стандартными методами. В области многолетней мерзлоты эта задача осложняется, так как здесь необходимо учитывать фазовый переход «лед – вода», и для численного решения задачи Стефана [11] используется метод сквозного счета со сглаживанием разрывных коэффициентов в уравнении теплопроводности по температуре в окрестности фазового перехода (метод Самарского – Моисеенко без явного выделения фронта фазового перехода) [12]. Приведем уравнение теплопроводности:

$$\tilde{C}(T_g) \frac{\partial T_g}{\partial t} = \nabla (\lambda(T_g) \nabla T_g). \quad (1)$$

Здесь T_g – температура горных пород; $\tilde{C}(T_g)$ – кусочно-постоянная объемная те-

плотность горных пород со скрытой теплотой фазового перехода, зависящая от температуры T_g ; $\lambda(T_g)$ – кусочно-постоянный коэффициент теплопроводности горных пород, также зависящий от температуры T_g .

При решении задачи в сопряженной постановке следует учитывать резкое различие характерного времени переходных процессов в скважинах, где происходит перенос тепла за счет вынужденной конвекции и скорости потока имеют порядок 1 м/с, и в горных породах, где скорость кондуктивного переноса тепла очень мала из-за малости коэффициента температуропроводности. Это различие еще больше усугубляется при фазовых переходах влаги в мерзлых горных породах, так как скорость движения границы раздела фаз много меньше скорости распространения температурного возмущения. Очевидно, что по этим причинам перенос тепла в скважинах можно моделировать стационарными уравнениями, в которое время будет входить параметрически через медленно изменяющуюся температуру горных пород в слагаемом, описывающем теплообмен движущегося газа с горными породами. В таком случае, уравнения теплопереноса запишутся в виде [4, 13, 14]:

$$\frac{dp}{dx} = -\rho g - \frac{\sqrt{\pi}\psi M^2}{4\rho S^{2.5}}, \quad (2)$$

$$\frac{dT}{dx} - \varepsilon \frac{dp}{dx} = \frac{\pi D \alpha_l}{c_p M} (T_g - T). \quad (3)$$

Здесь x – вертикальная координата вдоль оси скважины; p – давление газа; ρ – плотность газа; g – ускорение свободного падения; ψ – коэффициент гидравлического сопротивления; M – постоянный сечение скважины; S – поперечное сечение скважины; T – температура газа; ε – коэффициент дроселирования; D – диаметр проходного сечения; α_l – суммарный коэффициент теплопередачи через стенку скважины; c_p – удельная теплоемкость газа при постоянном давлении.

Эти два уравнения дополняются уравнением состояния реального газа, в котором коэффициент несовершенства вычисляется по формуле Латонова – Гуревича [4].

Связь для перехода от одного сечения в области горных пород к другому осуществляется через решение уравнений трубной гидравлики относительно давления и температуры газа [4, 13, 14], и граничное условие на наружной стенке скважины, где в суммарном коэффициенте теплопередачи учитываются термические сопротивления

слоев конструкции скважины (насосно-компрессорных труб, кольцевого затрубного пространства, обсадной колонны, возможной теплоизоляции и т.д.).

Вычислительный эксперимент

Расчетная область в массиве горных пород представляет собой параллелепипед со сторонами 40 м в длину, 10 м в ширину и в глубину от поверхности до забоя скважин. На одной из больших граней расположены три вертикальные скважины с диаметрами 0,14 м на расстоянии 10 м друг от друга. Моделирование распространения тепла проводится отдельно на разных глубинах в двухмерных областях 40×10 м (рис. 1), так как предполагаем, что тепловой поток в каждом сечении скважины распространяется строго радиально по горизонтальной плоскости. Температуры околоскважинных зон на разных глубинах будут отличаться, поскольку в зависимости от глубины меняются температура газа в скважинах, начальная температура и теплофизические свойства окружающих пород.

На гранях, удаленных от скважин, ставится граничное условие II рода, согласно которому тепловой поток, проходящий через грани, равен нулю. Начальное распределение температуры горных пород в момент пуска скважин задается в виде функции, зависящей только от вертикальной координаты, по данным термокаротажа. Поставленная задача теплопроводности решается методом конечных элементов. Характерный размер треугольной ячейки в сетке разбиения составляет порядка 0,5 м.

Температура и давление газа в скважинах вычисляются из решения задачи Коши первого порядка – уравнения (2)–(3) дополняются начальными условиями на забое в виде пластовых температуры и давления. Эти параметры газа определяются на каждом временном шаге после расчета поля температур в окружающих скважины породах. В свою очередь, температурное поле в породах рассчитывается в зависимости от температуры газа, найденной на предыдущем шаге по времени. Суммарный коэффициент теплового взаимодействия газа и породы через стенку скважины принят равным $6,871 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{C})$, что соответствует отсутствию теплоизоляции.

Основные исходные данные численного расчета приведены в таблице. Температурное поле массива горных пород в окрестности куста скважин прогнозируется на 10 лет эксплуатации.

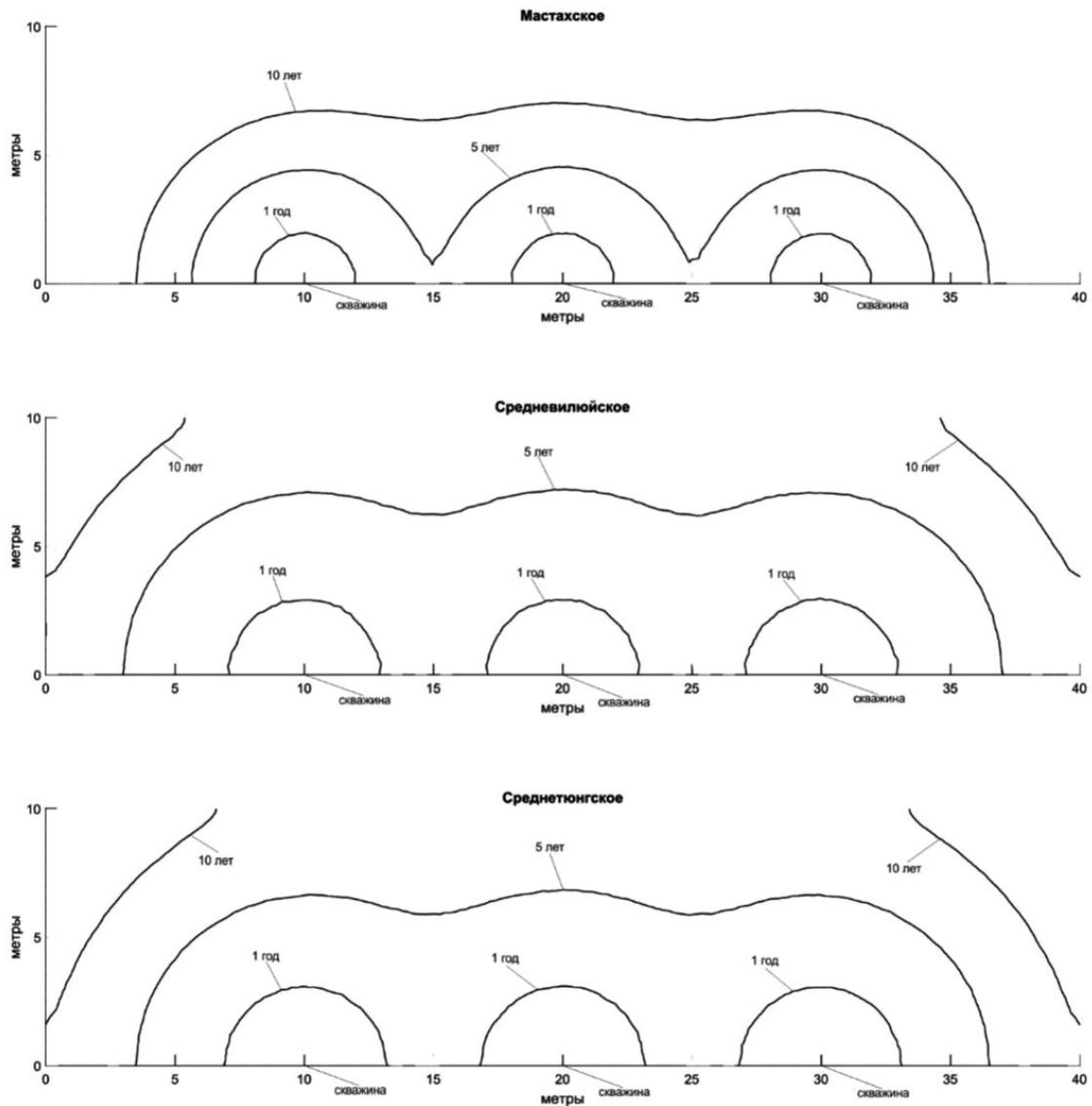


Рис. 1. Границы оттаивания вокруг куста из трех скважин на глубине 100 м через 1 год, 5 лет и 10 лет эксплуатации в горизонтальном разрезе

Основные исходные данные вычислительного эксперимента

Параметр	Значение			
	Мастахское	Средневилойское	Среднетонгское	Соболюх-Ниджилинское
Месторождение				
Глубина пласта; м	1800	2450	3100	3150
Подшова многолетнемерзлых пород; м	610	450	670	400
Геотермический градиент в мерзлой зоне; °C/1000 м	3,5	-0,8	4,1	-3,5
Геотермический градиент в талой зоне; °C/1000 м	43,2	32,7	36,9	32,8
Пластовая температура; °C	40	55	73	76
Пластовое давление; атм	110	160	320	380
Массовый дебит; кг/с	2	6	4.8	4

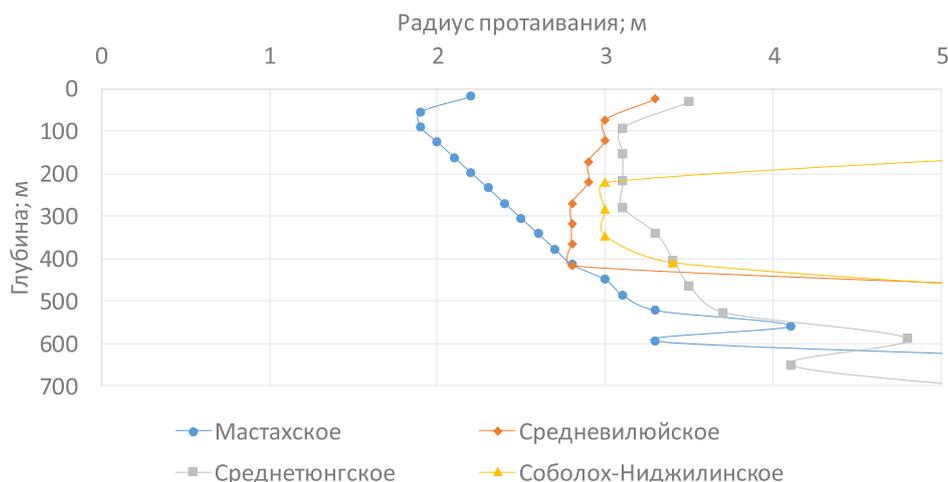


Рис. 2. Зависимость радиуса оттаивания многолетнемерзлых пород вокруг газодобывающей скважины от глубины на месторождениях после 1-го года эксплуатации

Результаты исследования и их обсуждение

На рис. 1 представлены границы оттаивания вокруг куста из трех скважин в верхнем слое пород без учета погодных-климатических условий на дневной поверхности для Мастахского, Среднетюнгского и Средневилуйского месторождений.

Из рис. 1 следует, что многолетнемерзлые породы в окрестности газодобывающих скважин монотонно протаивают все время их эксплуатации, и к 5-ому году непрерывной добычи с заданным средним дебитом ореолы оттаивания соседних скважин сливаются. Относительно меньшие радиусы оттаивания на Мастахском месторождении обусловлены меньшими дебитом, пластовыми температурой и давлением.

Согласно работе [5] данный процесс можно разделить на 3 стадии. Во время первой, начальной, стадии оттаивание вокруг скважин идет как бы изолированно и скважины практически не влияют друг на друга. На второй стадии талики вокруг скважин сливаются. Третья стадия характеризуется замедлением движения границы оттаивания и переходом в квазистационарный режим. В нашем случае картине оттаивания после 1-го года эксплуатации соответствует I-я стадия, состоянию после пяти лет эксплуатации – II-я стадия, а состоянию после десяти лет эксплуатации – II-я или III-я стадия.

На рис. 2 построены зависимости радиусов оттаивания мерзлых горных пород от глубины. Видно, что на Мастахском и Среднетюнгском месторождениях ореол оттаивания мерзлых пород постепенно рас-

тет с глубиной. Это может быть обусловлено положительным геотермическим градиентом в области мерзлых пород (таблица). Напротив, на Средневилуйском месторождении, где наблюдается отрицательный геотермический градиент в области мерзлых пород, радиус оттаивания обратно пропорционально зависит от глубины. На Соболах-Ниджилинском месторождении верхние слои горных пород (до 150 м) изначально находятся в талом состоянии, поэтому радиусы оттаивания определены только для небольшого интервала 150–400 м.

Из результатов вычислительного эксперимента можно сделать вывод, что в условиях Лено-Вилуйской нефтегазоносной провинции нетеплоизолированные газодобывающие скважины существенно нарушают тепловой режим окружающих их многолетнемерзлых пород. В случае кустового расположения талики вокруг скважин соединяются уже в начальный период эксплуатации. Из этого следует, что решение тепловой задачи для одиночной скважины не способно вполне описать реальную картину оттаивания горных пород вокруг куста скважин. Необходимо двухмерное моделирование, а рядом с дневной поверхностью, в зоне влияния атмосферных условий – трехмерное.

Заключение

Проведен численный расчет задачи теплового взаимодействия куста газовых скважин с окружающими многолетнемерзлыми породами для условий эксплуатации четырех месторождений Лено-Вилуйской нефтегазоносной провинции.

Построено количественное описание теплового режима куста скважин и окружающих пород в период до 10 лет непрерывной эксплуатации с заданным средним дебитом. Выявлено, что ореолы оттаивания мерзлых пород вокруг соседних скважин монотонно расширяются и в итоге сливаются в один. При этом ореолы оттаивания возрастают с глубиной на Мастахском и Среднетюнгском месторождениях и уменьшаются при увеличении глубины на Средневилюйском.

Список литературы / References

1. Пермяков П.П., Аммосов А.П., Попов Г.Г. Влияние криолитозоны в основании подводного перехода газопровода через р. Лену // Газовая промышленность. 2013. № 2. С. 59–61.
2. Sheveleva D.V. Dynamics of complex thermal interaction of oil and gas wells with permafrost: dis. ... kand. fiz-mat. nauk. Tyumen, 2008. 181 p. (in Russian).
3. Argunova K.K., Bondarev E.A., Rozhin I.I. Thermal interaction between oil producing wells and permafrost rocks // Nauka i Obrazovanie. 2008. № 4. P. 78–83 (in Russian).
4. Bondarev E.A., Rozhin I.I., Argunova K.K. Моделирование образования гидратов в газовых скважинах при их тепловом взаимодействии с горными породами // Инженерно-физический журнал. 2014. Т. 87. № 4. С. 871–878.
5. Bondarev E.A., Rozhin I.I., Argunova K.K. Modeling the formation of hydrates in gas wells in their thermal interaction with rocks // Journal of Engineering Physics and Thermophysics. 2014. V. 87. No. 4. P. 900–907. DOI: 10.1007/s10891-014-1087-0.
6. Быхов И.Ю., Пушкин В.В., Пушкин В.Н. Динамика осесимметричного промерзания приустьевой зоны скважины в условиях вентилируемого шахтного направления с учетом влияния тампонажного камня // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2011. № 3. С. 15–19.
7. Bykov I.Yu., Pushkin V.V., Pushkin V.N. Dynamics of axisymmetric freezing of the wellhead zone of a well under conditions of a ventilated mine direction, taking into account the effect of a cement stone // Construction of oil and gas wells on land and at sea. 2011. № 3. P. 15–19 (in Russian).
8. Степанов С.П., Сирдитов И.К., Васильева М.В., Вабищевич П.Н., Васильев В.И. Разработка программного средства для численного моделирования теплового режима грунтов в условиях криолитозоны // Вестник Северо-Восточного федерального университета им. М.К. Аммосова. 2015. № 3 (47). С. 115–126.
9. Stepanov S.P., Sirditov I.K., Vasileva M.V., Vabishevich P.N., Vasilev V.I. Software Tools Development for Numerical Simulation of Thermal Regime of Soil in Permafrost // Vestnik of North-Eastern Federal University. 2015. № 3 (47). P. 115–126 (in Russian).
10. Васильев В.И., Васильева М.В., Сирдитов И.К., Степанов С.П., Цеева А.Н. Математическое моделирование температурного режима грунтов оснований фундаментов в условиях многолетнемерзлых пород // Вестник Московского государственного технического университета им. Н.Э. Баумана. Серия «Естественные науки». 2017. № 1 (70). С. 142–159. DOI: 10.18698/1812-3368-2017-1-142-159.
11. Vasilev V.I., Vasileva M.V., Sirditov I.K., Stepanov S.P., Tseeva A.N. Mathematical modeling of temperature regime of soils of foundations of permafrost // Vestnik Moskovskogo gosudarstvennogo tehnikeskogo universiteta im. N. Je. Bauman. Serija «Estestvennye nauki». 2017. № 1 (70). P. 142–159 (in Russian).
12. Вабищевич П.Н., Варламов С.П., Васильев В.И., Васильева М.В., Степанов С.П. Математическое моделирование теплового режима железнодорожного полотна в условиях криолитозоны // Вестник Северо-Восточного федерального университета им. М.К. Аммосова. 2013. Т. 10. № 5. С. 5–11.
13. Vabishevich P.N., Varlamov S.P., Vasilev V.I., Vasileva M.V., Stepanov S.P. Mathematical modeling of the thermal regime of the railway in the cryolithozone // Vestnik of North-Eastern Federal University. 2013. V. 10. № 5. P. 5–11 (in Russian).
14. ВРД 39-1.9-015-2000. Руководство по термометрическим методам контроля качества строительства, крепления скважин в многолетнемерзлых и низкотемпературных породах. М.: ОАО «Газпром», ООО «ВНИИгаз», ООО «ИРЦ «Газпром», 2001. 63 с.
15. Горелик Я.Б., Шабаров А.Б., Сысоев Ю.С. Динамика протаивания мерзлых пород в зоне влияния двух скважин // Криосфера Земли. 2008. Т. 12. № 1. С. 59–65.
16. Gorelik Ya.B., Shabarov A.B., Sysoev Yu.S. The dynamics of the melting of frozen rocks in the zone of influence of two wells // Earth's Cryosphere. 2008. V. 12. № 1. P. 59–65 (in Russian).
17. Мейрманов А.М. Задача Стефана. Новосибирск: Наука, Сиб. отделение, 1986. 187 с.
18. Meyrmanov A.M. Stefan problem. Novosibirsk: Nauka, Sib. Otdelenie, 1986. 187 p. (in Russian).
19. Самарский А.А., Моисеенко Б.Д. Экономичная схема сквозного счета для многомерных задач Стефана // Журнал вычислительной математики и математической физики. 1965. Т. 5. № 5. С. 816–827.
20. Samarsky A.A., Moiseenko B.D. Cost-effective pass-through scheme for Stefan multidimensional problems // Computational Mathematics and Mathematical Physics. 1965. V. 5. № 5. P. 816–827 (in Russian).
21. Бондарев Э.А., Васильев В.И., Воеводин А.Ф., Павлов Н.Н., Шадрин А.П. Термогидродинамика систем добычи и транспорта газа. Новосибирск: Наука, Сиб. Отделение, 1988. 272 с.
22. Bondarev E.A., Vasilyev V.I., Voyevodin A.F., Pavlov N.N., Shadrina A.P. Thermohydrodynamics of gas production and transportation systems. Novosibirsk: Novosibirsk: Nauka, Sib. Otdelenie, 1988. 272 p. (in Russian).
23. Бондарев Э.А., Аргунова К.К. Математические модели образования гидратов в газовых скважинах // Труды XIV Байкальской Всероссийской конференции «Информационные и математические технологии в науке и управлении» (Иркутск-Байкал, 5–15 июля 2009 г.). Часть III. Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2009. С. 41–51.
24. Bondarev E.A., Argunova K.K. Mathematical models of hydrate formation in gas wells // Works XIV of the Baikal All-Russian conference «Information and Mathematical Technologies in Science and Management» (Irkutsk-Baikal, on July 5–15, 2009). Part III Irkutsk: ISJeM SO RAN, 2009. P. 41–51 (in Russian).