

Е.И. Крапивский, Г.С. Миннегулова, Г.С. Миннегулов

ОСОБЕННОСТИ ТЕПЛОГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАСЧЕТА ПОДЗЕМНОГО НИЗКОТЕМПЕРАТУРНОГО МАГИСТРАЛЬНОГО ТРУБОПРОВОДА СМЕСИ СЖИЖЕННЫХ УГЛЕВОДОРОДОВ

Рассмотрены особенности теплогидравлического расчета низкотемпературного магистрального трубопровода, перекачивающего смеси сжиженных углеводородов. Предлагается учитывать изменение их теплофизических параметров (плотности, вязкости, коэффициента сжимаемости и др.) по длине трубопровода.

Ключевые слова: низкотемпературный трубопровод, сжиженные углеводороды, теплогидравлический расчет, теплофизические параметры, СПГ.

Разработка газоконденсатных месторождений п-ова Ямал предусматривает строительство завода сжиженного природного газа (СПГ) производительностью 16,5 млн т/год (планируется производительность до 25–30 млн т/год за счет запасов территории полуострова) и последующую транспортировку танкерами ледового класса по Северному морскому пути (СМП) в Японию, Южную Корею и Китай. Ресурсной базой для расширения проекта могут стать запасы Салмановского (Утреннего) и Геофизического месторождений. Тяжелые ледовые условия в Карском море ставят под сомнение возможность регулярного вывоза СПГ морским путем в зимний период.

В настоящее время основные трудности разработки газоконденсатных месторождений п-ова Ямал связаны с трудностями сбыта продукции, необходимостью строительства ледокольного флота для транспорта сжиженного природного газа (СПГ) по Северному морскому пути (СМП), экологическими проблемами. Смесь природного газа и газового конденсата нами предлагается транспортировать по низкотемпературному трубопроводу «Тамбей–Бова-

ненково» в однофазном жидком состоянии при давлении не более 12 МПа и температуре не выше минус 40 °С. Существующие сорта сталей марки Х70 и Х80, применяемые при строительстве трубопроводов «Бованенково–Ухта», ВСТО и «Северный поток» работоспособны при вышеуказанных давлениях и температурах.

Целью настоящей статьи является анализ особенностей теплогидравлических расчетов трубопроводов смесей природного газа и газового конденсата в однофазном жидком состоянии с учетом изменения теплофизических свойств (плотности, вязкости, коэффициента сжимаемости, теплоемкости, теплопроводности и др.).

Известны работы, посвященные гидравлическому и тепловому расчету магистральных и технологических трубопроводов СПГ [1–11, 13, 14, 15–18]. В опубликованных работах по методам гидравлического и теплового расчетов трубопроводов сжиженных газов получены аналитические зависимости для распределения температуры и давления по длине трубопровода при стационарном режиме его течения, приняты различные допущения по некоторым физико-химическим и

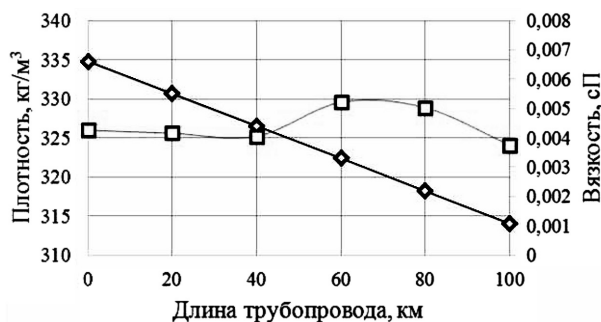


Рис. 1. Зависимости плотности ρ и динамической вязкости по длине трубопровода смеси сжиженных углеводородов

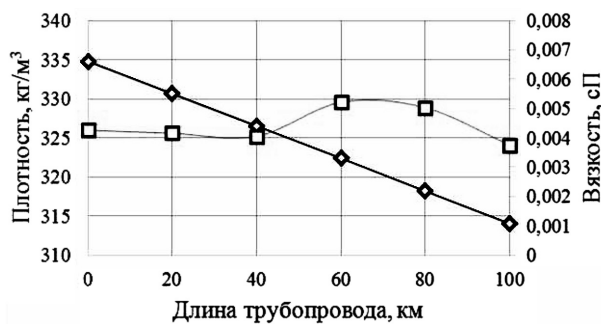


Рис. 2. Зависимости коэффициента сжимаемости и теплоемкости при постоянном давлении c_p по длине трубопровода смеси сжиженных углеводородов

термодинамическим свойствам смеси сжиженных углеводородов [4].

В стандартных расчетах для нефти [14] не учитывается изменение теплофизических параметров по длине трубопровода. Для трубопровода сжиженных газов такой учет необходим. Мы предлагаем учитывать зависимости изменения термодинамических и транспортных (физических) свойств перекачиваемого продукта (плотности, теплоемкости, вязкости, теплопроводности и др.) от основных параметров системы (давления и температуры) по длине трубопровода. На рис. 1–2 показаны изменение некоторых теплофизических параметров (плотности, вязкости, коэффициента сжимаемости, теплоемкости) по длине трубопровода.

Особенностью нижеприведенных гидравлических и тепловых расчетов низкотемпературного магистрального трубопровода является:

1. Низкая температура перекачиваемой смеси для исключения образования двухфазных потоков перекачиваемой среды.

2. Прокладка трубопровода подземным способом, а также по мере надобности наземным, подводным и т.д.

3. Наличие мерзлого грунта или льда, а также многолетней мерзлоты вокруг трубопровода.

4. Сравнительно небольшой допустимый уровень повышения температуры (принят с запасом по температуре около 10 °С) между промежуточными охлаждающими станциями.

5. Турбулентное движение (автомодельный режим) перекачиваемого продукта.

6. Направление теплового потока не от трубы к поверхности, а от поверхности к трубопроводу.

Для гидравлического и теплового расчетов магистральных трубопроводов сжиженных газов в первом приближении могут быть использованы формулы Дарси-Вейсбаха и Шухова [4, 18]. В работе [3] с определенными допущениями (перепад температур на ПНС равным 0, у нас расчетный участок между двумя ПНС) формулы для определения изменения давлений и температур СПГ превращаются в формулы для расчета теплового и гидравлического режима «горячих» нефтепроводов. Поэтому гидравлический и тепловой расчеты магистрального трубопровода сжиженных углеводородных газов проводился по аналогии

с гидравлическим расчетом нефтепровода [14] с учетом вышеописанных особенностей перекачиваемого продукта.

Для гидравлического и теплового расчетов необходимо знать теплофизические характеристики перекачиваемого продукта, такие как вязкость, плотность, теплопроводность, теплоемкость и т.д. [19]. Эти параметры определяются из программного комплекса REFPROP для каждой смеси в зависимости от состава для требуемых значений температуры и давлений. В качестве уравнения состояния используются уравнения Пенга–Робинсона, заложённое в программе REFPROP.

Для расчета температуры и потерь напора на трение трубопровода разбивается на элементарные участки длиной l . Длина участка определяется исходя из условия, что получаемая в результате расчета температура в конце участка отличается от температуры в начале участка не более чем на $0,1\text{ }^{\circ}\text{C}$ [19].

Гидравлический расчет проводился по формуле, полученной интегрированием уравнения движения (распределения потенциальной работы) без инерционной составляющей и разностью геодезических отметок по уравнению Дарси-Вейсбаха [9, 12, 18]

$$P = P_n - \lambda \cdot \frac{v^2}{2 \cdot D} \cdot \rho \cdot L, \quad (1)$$

где λ – коэффициент гидравлического сопротивления трения, определяемый по формуле (2); v – средняя линейная скорость течения сжиженных газов, м/с; ρ – плотность сжиженных газов, кг/м³; D – внутренний диаметр трубопровода, м; P_n – начальное давление, МПа; L – длина расчетного участка, м.

Учитывая экспериментальные исследования авторов (Р.Б. Джекобса, А.Б. Буланова, В.Н. Богина, Б.В. Дзюбенко и др.) [4, 9] при развитом турбулентном течении криогенных жид-

костей (азот, кислород, водород) в однофазовом состоянии коэффициент гидравлического сопротивления может быть рассчитан по обычным формулам трубной гидравлики [4]. Для вычисления коэффициента гидравлического сопротивления используется формула ВНИИГАЗа, которая была получена в результате обработки экспериментальных данных при перекачке различных жидкостей и газов в шероховатых трубах, в том числе и сжиженных углеводородных газов [4]:

$$\lambda = 0,067 \cdot \left(\frac{158}{Re} + \frac{2 \cdot \Delta_s}{D} \right)^{0,2}, \quad (2)$$

где Δ_s – эквивалентная шероховатость; Re – число Рейнольдса

$$Re = \frac{v \cdot D}{\nu}, \quad (3)$$

где ν – кинематическая вязкость жидкости, м²/с.

Эквивалентная шероховатость труб принимается равной на основе справочных данных [19].

Согласно исследованиям [1] при гидравлическом расчете трубопроводов сжиженных газов необходимо учитывать запас давления 0,6–0,7 МПа для исключения образования двухфазного потока.

Тепловой расчет трубопроводов СПГ проводился по формуле Шухова по [14]. Температура перекачиваемого продукта в конце участка вычисляется по формуле Шухова-Лейбензона [14]

$$T_k = T_0 + u + (T_n - T_0 - u) \cdot e^{-\text{Шу}}, \quad (4)$$

где поправка на нагрев перекачиваемого продукта за счет внутреннего трения [14]

$$u = \frac{g \cdot G \cdot \Delta h}{k \cdot L}, \quad (5)$$

где параметр Шухова

$$\text{Шу} = \frac{k \cdot L}{G \cdot c_p}, \quad (6)$$

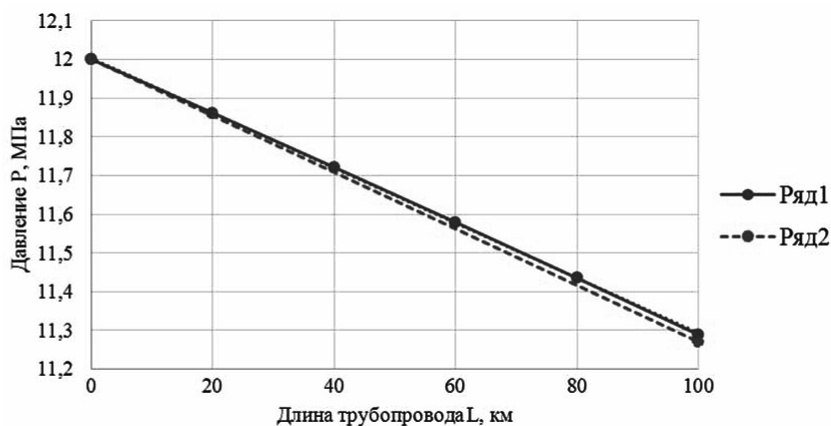


Рис. 5. Распределение давления по длине участка трубопроводам смеси сжиженных газов между ПНС по формуле Дарси-Вейсбаха: 1 – с учетом изменения физических и термодинамических величин в зависимости от давления и температуры, 2 – с использованием физических и термодинамических величин при давлении и температуре средних; P – давление, МПа; L – расстояние от начала участка, км

где потери напора на трение (определяются по формуле Дарси-Вейсбаха), м

$$\Delta h = \lambda \cdot \frac{L}{D} \cdot \frac{v^2}{2 \cdot g}, \quad (7)$$

Для упрощения расчетов трубопровод принимался горизонтальным.

Были проведены расчеты для одного участка между двумя ПНС. Расчеты проводились для трубопроводов производительностью 5 млн т/год в год (диаметр трубопроводов $D = 0,72$ м).

При этом использованы следующие исходные данные: начальное давление $P_n = 12$ МПа, конечное давление $P_k = 10$ МПа, начальная температура смеси сжиженных газов $T_n = -50$ °С, длина участка между двумя ПНС $L = 100$ км, тепловая изоляция – пенополиуретан, коэффициент теплопроводности тепловой изоляции $\lambda_{из} = 0,03$ Вт/(м·К). Компонентный состав смеси углеводородов определялся согласно методике определения сос-

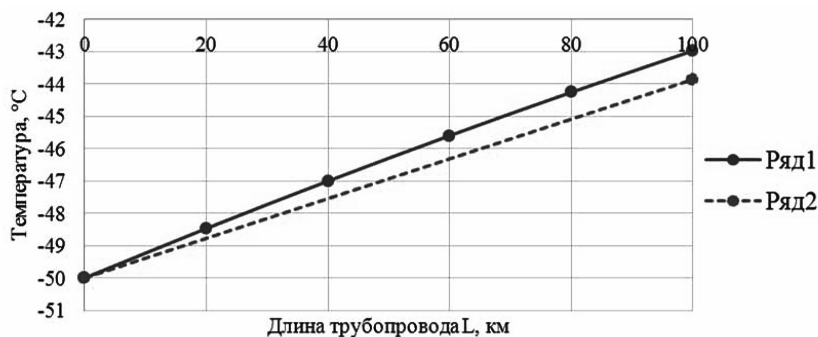


Рис. 6. Распределение температуры по длине участка трубопроводам смеси сжиженных газов между ПНС по формуле Шухова: 1 – с учетом изменения физических и термодинамических величин в зависимости от давления и температуры, 2 – с использованием физических и термодинамических величин при давлении и температуре средних; T – температура, °С; L – расстояние от начала участка, км

тава перекачиваемой смеси природного газа и газового конденсата для обеспечения необходимого диапазона температур (минус 50 – минус 40 °С) и давлений (10–12 МПа). Требуется определить изменение параметров течения (давления, температуры) по длине трубопровода. На рис. 5 и 6 представлены результаты распределения давлений и температур по длине участка трубопровода сжиженных газов между ПНС.

Для оценки погрешности было проведено сравнение теплового и гидравлического расчетов трубопроводов смеси сжиженных газов по формулам Дарси-Вейсбаха и Шухова с учетом изменения физических и термодинамических величин, входящих в формулы, и взятых при средних значениях температуры и давления на участках между двумя ПНС.

Для уточнения влияния изменения теплофизических параметров в программном комплексе ANSYS/FLUENT разработана компьютерную модель транспортирования смеси сжиженных газов по низкотемпературному трубопроводу в однофазном жидком состоянии.

С целью сокращения времени расчета целесообразно отсечь два раза полностью симметричные половины виртуальной модели, так как раз все процессы, проходящие в отсеченной половине, будут абсолютно идентичны тем, что проходят в расчетной. Моделирование четверти объема модели

значительно сокращает время расчета, не повлияв на конечный результат. В нашем случае плоскости симметрии (сечения) находятся с плоскости XZ и YZ.

В результате на расстоянии 100 м перепад температур составляет 0,012 °С, перепад давления – соответственно 500 Па.

В программном комплексе ANSYS/FLUENT было произведено численное моделирование неизотермического течения сжиженных углеводородов в низкотемпературном трубопроводе в программном комплексе, проведен анализ характера распределения температуры и давления в потоке смеси сжиженных углеводородов при изменении теплофизических параметров (плотности, коэффициента теплопроводности и коэффициента теплоемкости). Предварительно теплогидравлический расчет низкотемпературных трубопроводов предлагается провести по [14]. При транспортировании смеси сжиженных углеводородов рекомендуется учитывать изменение теплофизических параметров по длине трубопровода.

Таким образом, теплогидравлический расчет по нормативным документам может содержать погрешности без учета изменения теплофизических параметров, поэтому целесообразно уточнение расчета в программном комплексе ANSYS/FLUENT, в котором расчет выполняется с учетом изменения вышеуказанных параметров.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Абдурашитов С.А., Туличенков В.А. Трубопроводы для сжиженных газов. – М.: Недра, 1965. – 215 с.
2. Блейхер Э.М., Владимиров А.Е. Гидравлический и тепловой режим трубопровода для сжиженного газа // Транспорт и хранение газа. – 1973. – № 5. – С. 31–34.
3. Блейхер Э.М., Владимиров А.Е., Гольдзберг В.Л. Гидравлический и тепловой рас-

четы трубопроводов для переохлажденных сжиженных газов // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 1974. – № 10. – С. 13–16.

4. Блейхер Э.М., Владимиров А.Е., Иванов О.М., Польский С.М. Трубопроводный транспорт сжиженного природного газа: Научно-технический обзор // Транспорт и хранение газа. – 1977. – 56 с.

5. Владимиров А.Е., Одишария Г.Э. Гидравлический и тепловой расчеты трубопроводов СПГ с учетом его сжимаемости // Транспорт и хранение газа. – 1972. – № 9. – С. 13–17.

6. Владимиров А.Е. Исследование некоторых вопросов теплового и гидравлического расчетов трубопроводов сжиженного природного газа: Автореф. дис ... канд. тех. наук. – М., 1975. – 23 с.

7. Владимиров А.Е., Иванцов О.М. Стационарные и переходные режимы трубопроводов сжиженного природного газа // Известия АН СССР. Энергетика и транспорт. – 1981. – № 6. – С. 105–114.

8. Гольдзберг В.Л., Фишер В.З., Марон В.И. Движение по трубопроводу сжиженного природного газа с фазовыми превращениями // Газовая промышленность. – 1974. – № 5. – С. 32–35.

9. Жмакин В.А. Разработка методов и технических решений для транспортировки сжиженного природного газа по низконапорным трубопроводам: дис... канд. тех. наук. – М., 2007. – 117 с.

10. Иванцов О.М., Лившиц Л.С. Трубы для низкотемпературных газопроводов. – М.: НИПИЭСУнефтегазстрой, 1976. – 25 с.

11. Иванцов О.М., Лившиц Л.С., Рождественский В.В. Сооружение трубопроводов сжиженного природного газа. – М.: ВНИИЭ-газпром, 1969. – 36 с.

12. Коршак А.А., Нечваль А.М. Трубопроводный транспорт нефти, нефтепродуктов и газа: Учебное пособие для системы дополнительного профессионального обра-

зования. – Уфа: ДизайнПолиграфСервис, 2005. – 516 с.

13. Новоселов В.Ф., Коршак А.А. Трубопроводный транспорт нефти и газа. Перекачка вязких и застывающих нефтей. Специальные методы перекачки: Учебное пособие. – Уфа: Изд. Уфимск. нефт. ин-та, 1988. – 108 с.

14. РД-75.180.00-КТН-198-09. Унифицированные технологические расчеты объектов магистральных нефтепроводов и нефтепродуктов. – 2009. – 207 с.

15. Релькин В.В. Разработка и исследование математической модели низкотемпературной системы трубопроводного транспорта смесей углеводородных газов: Автореф. дис ... канд. тех. наук. – Л., 1975. – 25 с.

16. Руднев В.П. Технология перекачки сжиженных газов. – М.: Недра, 1986. – 95 с.

17. Сафонов В.С., Белоусов В.Д., Яковлев Е.И. Гидравлический расчет магистральных трубопроводов сжиженного природного газа // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 1974. – № 4. – С. 83–88.

18. Сафонов В.С., Белоусов В.Д., Яковлев Е.И. – Тепловой расчет магистральных трубопроводов сжиженного природного газа при установившемся режиме работы // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 1973. – № 1. – С. 81–84.

19. Тугунов П.И., Новоселов В.Ф., Коршак А.А., Шаммазов А.М. Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов. Учебное пособие для вузов. – Уфа: ООО «ДизайнПолиграфСервис», 2002. **ПИБ**

КОРОТКО ОБ АВТОРАХ

Крапивский Евгений Исаакович – доктор геолого-минералогических наук, профессор, e-mail: eikrapivsky@mail.ru,

Миннегулова Гульнур Сагдатовна – аспирант, e-mail: gulnur-live@mail.ru,

Миннегулова Гульшат Сагдатовна – магистр, e-mail: gulshat-minnegulova@mail.ru,

Национальный минерально-сырьевой университет «Горный».

UDC 622.692.4; 622.691.4

THE FEATURES OF THERMOHYDRAULIC CALCULATION OF UNDERGROUND LOW TEMPERATURE PIPELINES OF MIXTURE OF LIQUEFIED HYDROCARBONS

Krapivsky E.I.¹, Doctor of Geological and Mineralogical Sciences, Professor, e-mail: eikrapivsky@mail.ru,

Minnegulova G.S.¹, Graduate Student, e-mail: gulnur-live@mail.ru,

Minnegulova G.S.¹, Master, e-mail: gulshat-minnegulova@mail.ru,

¹ National Mineral Resource University «University of Mines», 199106, Saint-Petersburg, Russia.

The article describes the features of the thermohydraulic calculation of the low-temperature pipeline, pumping a mixture of liquefied hydrocarbons. It is proposed to take into account changes in their thermal parameters (density, viscosity, compressibility factor, and others) along the length of the pipeline.

Key words: low temperature pipeline, liquefied hydrocarbons, thermohydraulic calculation, thermal parameters, LNG.

REFERENCES

1. Abdurashitov S.A., Tupichenkov V.A. *Truboprovody dlya szhizhennykh gazov* (Liquid gas pipelines), Moscow, Nedra, 1965, 215 p.
2. Bleikher E.M., Vladimirov A.E. *Transport i khranenie gaza*. 1973, no 5, pp. 31–34.
3. Bleikher E.M., Vladimirov A.E., Gol'dzberg V.L. *Transport i khranenie nefteproduktov i uglevodorodnogo syr'ya*. 1974, no 10, pp. 13–16.
4. Bleikher E.M., Vladimirov A.E., Ivantsov O.M., Pol'skii S.M. *Transport i khranenie gaza*. 1977, 56 p.
5. Vladimirov A.E., Odishariya G.E. *Transport i khranenie gaza*. 1972, no 9, pp. 13–17.
6. Vladimirov A.E. *Issledovanie nekotorykh voprosov teplovogo i gidravlicheskogo raschetov truboprovodov szhizhennogo prirodnogo gaza* (Considering some issues of thermal and hydraulic calculation of liquid gas pipelines), Candidate's thesis, Moscow, 1975, 23 p.
7. Vladimirov A.E., Ivantsov O.M. *Energetika i transport*. 1981, no 6, pp. 105–114.
8. Gol'dzberg V.L., Fisher V.Z., Maron V.I. *Gazovaya promyshlennost'*. 1974, no 5, pp. 32–35.
9. Zhmakina V.A. *Razrabotka metodov i tekhnicheskikh reshenii dlya transportirovki szhizhennogo prirodnogo gaza po nizkonapornym truboprovodam* (Development of methods and engineering solutions for liquid gas transfer in low-pressure pipelines), Candidate's thesis, Moscow, 2007, 117 p.
10. Ivantsov O.M., Livshits L.S. *Truby dlya nizkotemperaturnykh gazoprovodov* (Low-temperature gas pipes), Moscow, NIIESUnftegazstroi, 1976, 25 p.
11. Ivantsov O.M., Livshits L.S., Rozhdestvenskii V.V. *Sooruzhenie truboprovodov szhizhennogo prirodnogo gaza* (Liquid gas pipeline construction), Moscow, VNIIEgazprom, 1969, 36 p.
12. Korshak A.A., Nechval' A.M. *Truboprovodnyi transport nefti, nefteproduktov i gaza: Uchebnoe posobie dlya sistemy dopolnitel'nogo professional'nogo obrazovaniya* (Pipeline transportation of oil, oil products and gas: Additional training manual), Ufa, DizainPoligrafServis, 2005, 516 p.
13. Novoselov V.F., Korshak A.A. *Truboprovodnyi transport nefti i gaza. Perekachka vyazkikh i zastyvayushchikh neftei. Spetsial'nye metody perekachki: Uchebnoe posobie* (Pipeline transportation of oil, oil products and gas. Viscous and congealing oil pumping. Special pumping techniques: Educational aid), Ufa, Izd. Ufimsk. nef. in-ta, 1988, 108 p.
14. *Unifitsirovannyye tekhnologicheskie raschety ob'ektov magistral'nykh nefteprovodov i nefteproduktov. RD-75.180.00-KTN-198-09* (Unified process designs for components of main pipelines for oil and oil products. RD-75.180.00-KTN-198-09), 2009, 207 p.
15. Red'kin V.V. *Razrabotka i issledovanie matematicheskoi modeli nizkotemperaturnoi sistemy truboprovodnogo transporta smesei uglevodorodnykh gazov* (Development and analysis of mathematical model of a low-temperature pipeline transportation for mixture of hydrocarbon gases), Candidate's thesis, Leningrad, 1975, 25 p.
16. Rudnev V.P. *Tekhnologiya perekachki szhizhennykh gazov* (Liquid gas pumping technology), Moscow, Nedra, 1986, 95 p.
17. Safonov B.C., Belousov V.D., Yakovlev E.I. *Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedenii. Neft' i gaz*. 1974, no 4, pp. 83–88.
18. Safonov B.C., Belousov V.D., Yakovlev E.I. *Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedenii. Neft' i gaz*. 1973, no 1, pp. 81–84.
19. Tugunov P.I., Novoselov V.F., Korshak A.A., Shammazov A.M. *Tipovyye raschety pri proektirovanii i ekspluatatsii neftebaz i nefteprovodov*. Uchebnoe posobie dlya vuzov (Routine calculations in design and operation of oil tank farms and oil pipelines. Higher educational aid), Ufa, OOO «DizainPoligrafServis», 2002.

