

---

---

## **СИСТЕМНЫЙ АНАЛИЗ, МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ**

УДК 621.644; 52-17

### **КОЛИЧЕСТВЕННАЯ ОЦЕНКА ПОКАЗАТЕЛЕЙ НОРМИРОВАНИЯ ЗАКРЕПЛЕНИЯ УЧАСТКА МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА АНКЕРНЫМИ УСТРОЙСТВАМИ**

*Арбузов Юрий Алексеевич*, кандидат технических наук, главный инженер – первый заместитель генерального директора, ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород», 603950, Российская Федерация, г. Нижний Новгород, ул. Звездинка, д. 11, e-mail: rbzv\_r\_lksvch@mail.ru

*Миклуш Александр Сергеевич*, ведущий инженер-конструктор 1-ой категории, ООО ПКФ «Вертикаль», 105120, Российская Федерация, г. Москва, Съезжинский переулочок, д. 6, e-mail: mklsh\_lksndr\_srgvch@mail.ru

*Воеводин Илья Геннадьевич*, кандидат технических наук, доцент, Астраханский государственный университет, 414056, Российская Федерация, г. Астрахань, ул. Татищева, 20а, e-mail: vvdn\_l\_gnndvch@mail.ru

Предложен алгоритм количественного анализа показателей для принятия технологических решений по закреплению участка магистрального газопровода анкерными устройствами на слабонесущих обводненных грунтах, основанный на использовании нормативных коэффициентов, которые с принципиальной точки зрения нельзя считать достаточно обоснованными. К ним можно отнести: коэффициент надежности анкера, коэффициент условий работы анкерного устройства и коэффициент надежности устойчивости положения объекта против всплытия. Тем не менее предлагаемые зависимости соответствуют принципам нормирования условий устойчивого положения участка магистрального газопровода против всплытия с учетом основных положений метода предельных состояний. Разработанная методика позволяет оценить особенности расчета технологических параметров закрепления участков магистральных газопроводов, связанные с изменчивостью физико-механических характеристик грунта по длине объекта. Построенные алгоритмы автоматизированных многовариантных расчетов создают методологическую базу обоснования и выбора основных требований к технологическим параметрам, обеспечивающим необходимую несущую способность системы анкеров при равномерном распределении их по длине газопровода. Приведены примеры расчетов.

**Ключевые слова:** магистральный газопровод, анкерное устройство, слабонесущий грунт, несущая способность, продольная и поперечная нагрузка

### **QUANTITATIVE ASSESSMENT OF NORMALIZATION FACTORS OF FASTENING THE MAIN GAS PIPELINE SECTION BY ANCHORS**

*Arbuzov Yuriy A.*, Ph.D. (Engineering), Chief Engineer – First Deputy General Director, “Gazprom Transgaz Nizhny Novgorod” Ltd. Co., 11 Zvezdinka St., Nizhny Novgorod, 603950, Russian Federation, e-mail: rbzv\_r\_lksvch@mail.ru

*Miklush Alexandr S.*, Leading Design Engineer of the First Category, Production and Commercial Company “Vertical” Ltd., 6 Sezhinsky pereulok, Moscow, 105120, Russian Federation, e-mail: mklsh\_lksndr\_srgvch@mail.ru

*Voevodin Ilya G.*, Ph.D. (Engineering), Associate Professor, Astrakhan State University, 20a Tatishchev St., Astrakhan, 414056, Russian Federation, e-mail: vvdn\_l\_gnndvch@mail.ru

The study provides the algorithm of the quantitative analysis of indicators for making technological decisions to fasten the main gas pipeline section by anchors on non-cohesive watered soils. The algorithm uses normative coefficients which are, from the fundamental point of view, has not been sufficiently substantiated. These include: the coefficient of reliability of the anchor, coefficient of work conditions of the anchorage, coefficient of reliability of stability of the object against the emersion. However, proposed dependencies conform to the principles of normalization of stability conditions against emersion of the section of the main gas pipeline taking into account fundamentals of the method of limit states. The developed method allows estimating the features of calculation of technological parameters of fastening sections of main gas pipelines, associated with the variability of the physical and mechanical characteristics of the ground along the length of the object. Constructed algorithms for automated multivariate calculations provide a methodological basis for substantiation and selection of basic requirements for technological parameters that provide the necessary bearing capacity of anchors with a uniform distribution of anchors on the length of the pipeline. The paper provides examples of calculations.

**Keywords:** main gas pipeline, anchors, non-cohesive soils, bearing capacity, longitudinal and transverse load

В настоящее время основные направления развития науки и техники в сфере строительства и ремонта магистральных газопроводов связаны с разработкой и внедрением прогрессивных ресурсосберегающих и экологически чистых технологических процессов, способствующих повышению уровня качества выполняемых работ и надежности эксплуатации. Особое значение эти проблемы приобретают при строительстве магистральных газопроводов в заболоченной и обводненной местности с их сложными природно-климатическими условиями.

Одной из наиболее важных задач является разработка новых методологических основ для принятия решений в определении перемещений газопровода, вызванных эксплуатационными нагрузками и воздействиями на газопровод различных динамических и термодинамических процессов, происходящих как внутри, так и вне газопровода.

Одним из возможных способов обеспечения стабильности газопровода на проектных отметках является закрепление его анкерными устройствами [1, 3, 4, 7]. Основными преимуществами, способствующими широкому использованию анкерных устройств в строительстве систем магистрального транспорта газа, являются высокая скорость их доставки и установки, возможность монтажа анкера без нарушения структуры грунта, а также относительно небольшая стоимость анкерного устройства. Тем не менее общие затраты существенным образом зависят от расчетного значения несущей способности анкера и метода включения анкерного устройства в работу.

В связи с этим возникла необходимость в проведении специальных исследований, направленных на изучение конструктивных особенностей использования анкерных устройств при строительстве магистральных газопроводов в сложных природных условиях с целью совершенствования методов определения технологических параметров их установки, обеспечивающих продольную устойчивость участков газопроводов в обводненной местности [6].

Исходные формулировки и положения нормативных документов по закреплению газопровода анкерными устройствами в талых грунтах [5, 6] содержат ряд нормируемых коэффициентов:  $K_a$  – коэффициент надежности анкера, величина которого принимается равной:  $K_a = 1,40$  – если несущая способность анкера ( $F_a$ ) определяется расчетом;  $K_a = 1,25$  – если несущая способность анкера ( $F_a$ ) определяется по результатам полевых испытаний статической нагрузкой согласно СНиП 2.02.03-85;  $n_b$  – коэффициент надежности устойчивости положения газопровода против всплытия, величина которого принимается равной для участков перехода:  $n_b = 1,05$  – пойменных за границами производства подводно-технических работ;  $n_b = 1,10$  – русловых через реки шириной до 200 м по среднему меженному уровню, включая прибрежные участки в границах производства подводно-технических работ;  $n_b = 1,15$  – через

реки и водохранилища шириной свыше 200 м, а также горные реки;  $m_a$  – коэффициент условной работы анкерного устройства, величина которого зависит от количества анкеров, наружного диаметра газопровода, диаметра лопасти анкера и вида грунта основания

$$m_a = m_r, \text{ при } z = 1 \text{ или } z = 2 \text{ и } D_n/D_a > 3; \quad (1)$$

$$m_a = 0,25 \cdot (1 + D_n/D_a) \cdot m_r, \text{ при } z \geq 2 \text{ и } 1 \leq D_n/D_a \leq 3, \quad (2)$$

где  $z$  – количество анкеров в одном устройстве ( $z = 2$  – для анкерного устройства, состоящего из двух винтовых анкеров);  $D_n$  – наружный диаметр сечения трубы;  $D_a$  – максимальный линейный размер габарита проекции одного анкера на горизонтальную плоскость (диаметр лопасти анкера);  $m_r$  – коэффициент, величина которого принимается в зависимости от вида грунта основания ( $m_r = 0,7$  – глины и суглинки: твердые, полутвердые, тугопластичные и мягкопластичные;  $m_r = 0,6$  – глины и суглинки: текучепластичные;  $m_r = 0,7$  – пески и супеси: пески маловлажные и супеси твердые;  $m_r = 0,6$  – пески и супеси: пески влажные и супеси пластичные;  $m_r = 0,5$  – пески и супеси: пески водонасыщенные и супеси текучие).

**Пример расчета 1:**  $m_r = 0,7$  – глины и суглинки (твердые, полутвердые, тугопластичные и мягкопластичные);  $z = 2$ ;  $D_n = 1,42$  м;  $D_a = 0,4$  м;  $D_n/D_a = 3,55 > 3 \rightarrow m_a = 0,7$ ;  $m_r = 0,5$  – пески и супеси (пески водонасыщенные и супеси текучие);  $z = 2$ ;  $D_n = 1,02$  м;  $D_a = 0,4$  м;  $D_n/D_a = 2,55$ ;  $1 \leq D_n/D_a = 2,55 \leq 3 \rightarrow m_a = 0,44375$ .

Несущая способность анкера ( $F_a$ ) определяется расчетом или по результатам полевых испытаний статической нагрузкой согласно СНиП 2.02.03-85. Несущая способность анкера ( $F_a$ ), определяемая в результате расчета, зависит от глубины погружения верхней лопасти анкера от уровня дна траншеи ( $h$ ). Если глубина погружения верхней лопасти анкера от уровня дна траншеи составляет величину  $h \leq 8 \cdot D_a$ , то несущую способность анкера следует определять по формуле

$$F_a = 0,25 \cdot \pi \cdot D_a^2 \cdot (\alpha_1 \cdot c + \alpha_2 \cdot \gamma \cdot h), \quad (3)$$

где  $c$  – расчетное удельное сцепление пылевато-глинистого или параметр линейности песчаного грунта в рабочей зоне лопасти анкера;  $\gamma$  – расчетное значение удельного веса обводненного грунта;  $h$  – глубина залегания лопасти анкера от дна траншеи;  $\alpha_1$  и  $\alpha_2$  – безразмерные коэффициенты.

Безразмерные коэффициенты  $\alpha_1$  и  $\alpha_2$  зависят от расчетного угла внутреннего трения грунта ( $\varphi$ ) в рабочей зоне (под рабочей зоной понимается прилегающий к лопасти слой грунта толщиной, равной  $D_a$ ):  $\varphi = 13^\circ \rightarrow \alpha_1 = 7,8, \alpha_2 = 2,8$ ;  $\varphi = 15^\circ \rightarrow \alpha_1 = 8,4, \alpha_2 = 3,3$ ;  $\varphi = 16^\circ \rightarrow \alpha_1 = 9,4, \alpha_2 = 3,8$ ;  $\varphi = 18^\circ \rightarrow \alpha_1 = 10,1, \alpha_2 = 4,5$ ;  $\varphi = 20^\circ \rightarrow \alpha_1 = 12,1, \alpha_2 = 5,5$ ;  $\varphi = 22^\circ \rightarrow \alpha_1 = 15,0, \alpha_2 = 7,0$ ;  $\varphi = 24^\circ \rightarrow \alpha_1 = 18,0, \alpha_2 = 9,2$ ;  $\varphi = 26^\circ \rightarrow \alpha_1 = 23,1, \alpha_2 = 12,3$ ;  $\varphi = 28^\circ \rightarrow \alpha_1 = 29,5, \alpha_2 = 16,6$ ;  $\varphi = 30^\circ \rightarrow \alpha_1 = 38,0, \alpha_2 = 22,5$ ;  $\varphi = 32^\circ \rightarrow \alpha_1 = 48,4, \alpha_2 = 31,0$ ;  $\varphi = 34^\circ \rightarrow \alpha_1 = 64,9, \alpha_2 = 44,4$ . При этом характеристики указанных грунтов относятся к грунтам, залегающим над лопастью анкера.

Расчетные значения угла внутреннего трения грунта ( $\varphi$ ) следует определять по указаниям СНиП 2.02.01-83. При промежуточных значениях угла внутреннего трения грунта ( $\varphi$ ) значения коэффициентов  $\alpha_1$  и  $\alpha_2$  следует определять линейной интерполяцией.

Расчетные значения удельного сцепления грунта основания ( $c$ ) следует определять по указаниям СНиП 2.02.01-83.

Расчетное значение удельного веса обводненного грунта ( $\gamma$ ) в значительной степени зависит от его пористости ( $e$ ). Расчетный удельный вес грунта с учетом взвешивающего действия воды ( $\gamma$ ) определяется по формуле [2]:

$$\gamma = (\gamma_s - \gamma_w) / (1 + e), \quad (4)$$

где  $\gamma_s$  – удельный вес частиц грунта принимается равным:  $\gamma_s = 27000$  Н/м<sup>3</sup> – для пылевато-глинистого грунта,  $\gamma_s = 26000$  Н/м<sup>3</sup> – для песчаного грунта;  $\gamma_w$  – удельный вес воды принимается равным:  $\gamma_w = 10000$  Н/м<sup>3</sup>;  $e$  – коэффициент пористости грунта ( $0,45 \leq e \leq 0,75$ ).

Расчетная несущая способность одного анкерного устройства ( $G_a$ , Н) зависит от несущей способности грунта основания и определяется из условия:

$$G_a = z \cdot m_a \cdot F_a / K_a, \quad (5)$$

где  $z$  – количество анкеров в одном анкерном устройстве;  $m_a$  – коэффициент условий работы анкерного устройства;  $K_a$  – коэффициент надежности анкера;  $F_a$  – несущая способность анкера.

Требуемое расчетное усилие анкерного устройства ( $G$ , Н/м), приходящееся на единицу длины газопровода (на 1 метр), определяется по формуле [5]:

$$G = n_b \cdot q_b + q_{из} - q_{тр} - q_{пр}, \quad (6)$$

где  $q_b$  – расчетная (на 1 метр длины газопровода) выталкивающая сила воды;  $q_{из}$  – расчетная интенсивность нагрузки от упругого отпора при свободном изгибе газопровода;  $q_{тр}$  – расчетный собственный вес единицы длины газопровода;  $q_{пр}$  – расчетный (в 1 метре газопровода) вес продукта.

Расчетная выталкивающая сила воды ( $q_b$ , Н/м), действующая на 1 метр длины газопровода, определяется по формуле:

$$q_b = 0,25 \cdot \pi \cdot g \cdot \gamma_b \cdot D_{нн}^2, \quad (7)$$

где  $g$  – ускорение свободного падения;  $\gamma_b$  – плотность воды с учетом растворенных в ней солей;  $D_{нн}$  – наружный диаметр газопровода с учетом изоляционного покрытия и футеровки.

Расчетную интенсивность нагрузки от упругого отпора при свободном изгибе газопровода ( $q_{из}$ , Н/м) следует определять по формулам:

$$\text{для выпуклых кривых } q_{из} = 8 \cdot E_0 \cdot I / (9 \cdot \beta^2 \cdot \rho^3), \quad (8)$$

$$\text{для вогнутых кривых } q_{из} = 32 \cdot E_0 \cdot I / (9 \cdot \beta^2 \cdot \rho^3), \quad (9)$$

где  $E_0$  – модуль упругости стали;  $I$  – момент инерции сечения газопровода;  $\beta$  – угол поворота оси газопровода;  $\rho$  – минимальный радиус упругого изгиба оси газопровода.

Расчетный собственный вес единицы длины газопровода ( $q_{тр}$ , Н/м) определяется по формуле:

$$q_{тр} = 0,25 \cdot \pi \cdot g \cdot \gamma_{ст} \cdot (D_n^2 - D_{вн}^2), \quad (10)$$

где  $\gamma_{ст}$  – плотность стали;  $D_n$  – наружный диаметр сечения трубы;  $D_{вн} = (D_n - 2 \cdot \delta)$  – внутренний диаметр сечения трубы;  $\delta$  – номинальная толщина стенки трубы.

Расчетный (в 1 метре газопровода) вес продукта ( $q_{пр}$ , Н/м) определяется по формуле:

$$q_{пр} = 0,25 \cdot \pi \cdot g \cdot \rho_{пр} \cdot D_{вн}^2, \quad (11)$$

где  $\rho_{пр}$  – плотность транспортируемого продукта.

Считается, что расчетный вес продукта для газопроводов ( $q_{пр}$ ) можно не учитывать. Тем не менее приведем соотношения для его определения. Итак, для газопроводов расчетный вес продукта в 1 метре газопровода ( $q_{пр}$ , Н/м) можно определить по формуле (11) с учетом соотношений:

$$\rho_{пр} = [\rho_0 \cdot T_0 \cdot Z_0 / p_0] \cdot [p_{пр} / (T_{пр} \cdot Z_{пр})], \quad (12)$$

$$Z_{пр} = 1 + 0,07 \cdot (T_{кр} / P_{кр}) \cdot (P_{пр} / T_{пр}) [1 - 6 \cdot (T_{кр} / T_{пр})^2], \quad (13)$$

где  $\rho_{пр}$  – плотность газа;  $p_{пр}$  – давление газа;  $T_{пр}$  – температура газа;  $Z_{пр}$  – коэффициент сжимаемости природного газа;  $p_{кр}$  – критическое давление газа;  $T_{кр}$  – критическая температура газа;  $\rho_0$  – плотность газа при температуре  $T_0 = 293,16$  К ( $t = 20$  °С) и атмосферном давлении  $p_0 = 0,101325 \times 10^6$  Н/м<sup>2</sup>;  $Z_0$  – коэффициент сжимаемости природного газа при температуре  $T_0$  и давлении  $p_0$ .

**Пример расчета 2:** газ – метан;  $p_{кр} = 4,649 \times 10^6$  Н/м<sup>2</sup> – критическое давление газа;  $T_{кр} = 219,97$  К – критическая температура газа;  $p_0 = 0,101325 \times 10^6$  Н/м<sup>2</sup>;  $T_0 = 273,16 + 20 = 293,16$  К;  $\rho_0 = 0,717$  кг/м<sup>3</sup> – плотность газа при  $T_0$  и  $p_0$ ;  $Z_0 = 0,997$  – коэффициент сжимаемости метана при  $T_0$  и  $p_0$ . Таким образом, плотность транспортируемого продукта ( $\rho_{пр}$ ) для  $p_{пр} = 5,6 \times 10^6$  Н/м<sup>2</sup> и  $t_{пр} = 25$  °С  $\rightarrow p_{пр} = 5,6 \times 10^6$  Н/м<sup>2</sup>;  $T_{пр} = 298,16$  К;  $Z_{пр} = 0,859$ ;  $\rho_{пр} = 45,222$  кг/м<sup>3</sup>.

Расчетный вес продукта в единице длины нефтепровода ( $q_{пр}$ ) можно определить по формуле (11) при  $\rho_{пр} = 760 \text{ кг/м}^3 \div 850 \text{ кг/м}^3$  – плотность нефти или нефтепродукта.

Расстояние между осями анкерных устройств – шаг анкерных устройств ( $L_a$ , м) – должно удовлетворять условию:

$$L_a \leq G_a/G, \quad (14)$$

где  $G_a$  – расчетная несущая способность анкерного устройства.

Необходимое количество анкерных устройств ( $N$ ) определяется соотношением:

$$N \geq L/L_a, \quad (15)$$

где  $L$  – длина закрепляемого участка газопровода.

Приведем исходные характеристики и параметры для полной реализации алгоритма: 1 →  $K_a = 1,40$  – коэффициент надежности анкера в случае определения несущей способности анкера расчетным путем; 2 →  $n_b = 1,05$  – коэффициент надежности устойчивости положения газопровода против всплытия (для пойменного участка газопровода за границами производства подводно-технических работ); 3 →  $m_r = 0,7$  – коэффициент, принимаемый в зависимости от вида грунта: грунт – глины и суглинки: твердые, полутвердые, тугопластичные и мягкопластичные; 4 →  $D_n = 1,42$  м – наружный диаметр сечения трубы; 5 →  $\delta = 0,0165$  м – толщина стенки трубы; 6 →  $D_{вн} = 1,387$  м – внутренний диаметр сечения трубы; 7 →  $z = 2$  – количество анкеров в одном устройстве; 8 →  $D_a = 0,4$  м – максимальный линейный размер габарита проекции одного анкера на горизонтальную плоскость; 9 →  $m_a = 0,7$  – коэффициент условий работы анкерного устройства; 10 →  $\pi = 3,14$ ; 11 →  $\varphi = 20$  град – расчетное значение угла внутреннего трения грунта; 12 →  $\alpha_1 = 12,10$  – безразмерный коэффициент; 13 →  $\alpha_2 = 5,5$  – безразмерный коэффициент; 14 →  $c = 24000 \text{ Н/м}^2$  – расчетное удельное сцепление пылевато-глинистого грунта в рабочей зоне лопасти анкера; 15 →  $\gamma_s = 27000 \text{ Н/м}^3$  – удельный вес частиц для пылевато-глинистого грунта; 16 →  $\gamma_w = 10000 \text{ Н/м}^3$  – удельный вес воды; 17 →  $e = 0,45$  – коэффициент пористости грунта; 18 →  $\gamma = 11724 \text{ Н/м}^3$  – расчетный удельный вес грунта с учетом взвешивающего действия воды; 19 →  $h = 3,0$  м – глубина залегания лопасти анкера от дна траншеи; 20 →  $F_a = 60771 \text{ Н}$  – несущая способность анкера; 21 →  $G_a = 60771 \text{ Н}$  – расчетная несущая способность одного анкерного устройства; 22 →  $g = 9,81 \text{ м/с}^2$  – ускорение свободного падения; 23 →  $\gamma_v = 1050 \text{ кг/м}^3$  – плотность воды с учетом растворенных в ней солей; 24 →  $D_{ин} = 1,42$  м – наружный диаметр газопровода с учетом изоляционного покрытия и футеровки; 25 →  $q_v = 16304 \text{ Н/м}$  – расчетная (на 1 метр длины газопровода) выталкивающая сила воды, действующая на газопровод; 26 →  $E_0 = 2,1 \times 10^{11} \text{ Н/м}^2$  – модуль упругости стали; 27 →  $I = 1,79 \times 10^{-2} \text{ м}^4$  – момент инерции сечения газопровода; 28 →  $\beta = 0,0262$  рад – угол поворота оси газопровода; 29 →  $\rho = 3000 \text{ м}$  – минимальный радиус упругого изгиба оси газопровода; 30 →  $q_{из} = 180 \text{ Н/м}$  – расчетная интенсивность нагрузки от упругого отпора при свободном изгибе газопровода (для выпуклой кривой); 31 →  $\gamma_{ст} = 7800 \text{ кг/м}^3$  – плотность стали; 32 →  $q_{тр} = 5564 \text{ Н/м}$  – расчетный собственный вес единицы длины газопровода; 33 →  $q_{пр} = 0$  – расчетный (в 1 метре газопровода) вес продукта; 34 →  $G = 11736 \text{ Н/м}$  – требуемое расчетное усилие анкерного устройства, приходящееся на единицу длины газопровода (на 1 метр длины газопровода); 35 →  $L_a = 5,18$  м – максимальное расстояние между осями анкерных устройств; 36 →  $L = 100$  м – длина закрепляемого участка газопровода; 37 →  $N = 20$  – минимальное количество анкерных устройств.

**Пример расчета 3:** 6 →  $D_{вн} = 1,42 - 2 \times 0,0165 = 1,387$  м; 9 →  $z = 2$ ;  $D_n/D_a = 1,42/0,4 = 3,55 > 3$  →  $m_a = 0,7$ ; 18 →  $\gamma = (27000 - 10000)/(1 + 0,45) = 11724 \text{ Н/м}^3$ ; 19 →  $h = 3,0 \text{ м} \leq 8 \times D_a = 3,2$ ; 20 →  $F_a = 0,1256 \times (12,10 \times 24000 + 5,5 \times 11724 \times 3,0) = 60771 \text{ Н}$ ; 21 →  $G_a = 2 \times 0,7 \times 60771/1,4 = 60771 \text{ Н}$ ; 25 →  $q_v = 0,25 \times 3,14 \times 9,81 \times 1050 \times 1,422 = 16304 \text{ Н/м}$ ; 30 →  $q_{из} = (8 \times$

$2,1 \times 1011 \times 1,79 \times 10^{-2} / (9 \times 0,02622 \times 30003) = 180 \text{ Н/м}; 32 \rightarrow q_{\text{гр}} = 0,25 \times 3,14 \times 9,81 \times 7800 \times (1,422 - 1,3872) = 5564 \text{ Н/м}; 33 \rightarrow q_{\text{пр}} = 0; 34 \rightarrow G = 16304 \times 1,05 + 180 - 5564 - 0 = 11736 \text{ Н/м}; 35 \rightarrow L_a \leq G_a/G = 60772/11736 = 5,18 \text{ м}; 37 \rightarrow N = L/L_a = 100/5,18 = 19,3 \sim 20.$

Следует отметить, что при всех расчетах размерность переменных должна соответствовать международной системе единиц СИ.

Математическое моделирование и анализ результатов расчетов технологических параметров закрепления участков магистральных газопроводов на слабонесущих обводненных грунтах показал, что существующие организационно-технологические принципы нормирования показателей производства работ не всегда отражают специфическое напряженно-деформированное состояние объекта в сложных инженерно-геологических условиях строительства, что обуславливает необходимость дальнейшего совершенствования методологии проектирования строительно-монтажных работ в информационной среде с учетом сложных природно-климатических условий. Необходимость повышения уровня экологической безопасности производственных объектов обуславливает актуальность разработки методов автоматизированного проектирования работ с оценкой технико-экономических показателей реализации строительно-монтажных работ на слабонесущих грунтах.

#### Список литературы

1. Айнбиндер А. Б. Расчет магистральных и промысловых трубопроводов на прочность и устойчивость / А. Б. Айнбиндер. – Москва : Недра, 1991. – 287 с.
2. Быков Л. И. Типовые расчеты при сооружении и ремонте газонефтепроводов / Л. И. Быков, Ф. М. Мустафин, С. К. Рафиков и др. – Санкт-Петербург : Недра, 2006. – 824 с.
3. Колотилов Ю. В. Особенности эффективного использования анкерных устройств при сооружении магистральных газопроводов / Ю. В. Колотилов, А. М. Короленок, Е. И. Федоров и др. – Москва : Нефтяник, 1998. – 86 с.
4. Решетников А. Д. Технологические процессы строительства и капитального ремонта магистральных газопроводов в сложных природно-климатических условиях / А. Д. Решетников. – Москва : СИП РИА, 2004. – 320 с.
5. СП 107-34-96. Свод правил по сооружению магистральных газопроводов. Балластировка, обеспечение устойчивости положения газопроводов на проектных отметках. – Москва : ИРЦ Газпром, 1996. – С. 106–149.
6. СТО Газпром 2-2.2-578-2011. Средства балластировки и закрепления газопроводов в проектом положении. Типовые методики испытаний. – Москва : Газпром экспо, 2011. – 60 с.
7. Халлыев Н. Х. Капитальный ремонт линейной части магистральных газонефтепроводов / Н. Х. Халлыев, А. Д. Решетников, Б. В. Будзуляк и др. – Москва : Макс Пресс, 2011. – 448 с.

#### References

1. Aynbinder A. B. *Raschet magistralnykh i promyslovykh truboprovodov na prochnost i ustoychivost* [Calculation of main and field pipelines for resistance and stability]. Moscow, Mineral Resources, 1991. 287 p.
2. Bykov L. I., Mustafin F. M., Rafikov S. K. et al. *Tipovye raschety pri sooruzhenii i remonte gazonefteprovodov* [Model calculations at the construction and repair of oil and gas pipelines]. Saint-Petersburg, Mineral Resources, 2006. 824 p.
3. Kolotilov Yu. V., Korolenok A. M., Fedorov Ye. I. et al. *Osobennosti effektivnogo ispolzovaniya ankernykh ustroystv pri sooruzhenii magistralnykh gazoprovodov* [Peculiarities of effective use of anchors when constructing main gas pipelines]. Moscow, Oilman, 1998. 86 p.
4. Reshetnikov A. D. *Tekhnologicheskie protsessy stroitelstva i kapitalnogo remonta magistralnykh gazoprovodov v slozhnykh prirodno-klimaticheskikh usloviyakh* [Technological processes of construction and capital repair of main gas pipelines in difficult natural and climatic conditions]. Moscow, 2004. 320 p.
5. *SP 107-34-96. Svod pravil po sooruzheniyu magistralnykh gazoprovodov. Ballastirovka, obespechenie ustoychivosti polozheniya gazoprovodov na proektnykh otmetkakh* [SR 107-34-96. Set of rules for

the construction of main gas pipelines. Ballasting, ensuring stability of gas pipelines at project marks]. Moscow, Information and Advertising Center Gazprom, 1996, pp. 106–149.

6. *STO Gazprom 2-2.2-578-2011. Sredstva ballastirovki i zakrepleniya gazoprovodov v proektnom polozenii. Tipovye metodiki ispytaniy* [Means for ballasting and fastening gas pipelines in project position. Standard testing methods]. Moscow, Gazprom expo, 2011. 60 p.

7. Khallyev N. Kh., Reshetnikov A. D., Budzulyak B. V. et al. *Kapitalnyy remont lineynoy chasti magistralnykh gazonefteprovodov* [Overhaul of the linear part of main gas and oil pipelines]. Moscow, Max Press, 2011. 448 p.

УДК 004.91

### **МАТЕМАТИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ ИНФОРМАЦИОННОГО ПОИСКА WEB-РЕСУРСОВ**

*Кузнецов Михаил Андреевич*, кандидат технических наук, доцент, Волгоградский государственный технический университет, 400005, Российская Федерация, г. Волгоград, пр. им. Ленина, 28, mara122@mail.ru

*Нгуен Тан Там*, магистрант, Волгоградский государственный технический университет, 400005, Российская Федерация, г. Волгоград, пр. им. Ленина, 28, tantamvn@gmail.com

Реализация поисковой системы для нахождения web-ресурсов требует построения адекватной математической модели. Подавляющее большинство разработанных моделей ориентировано на текстовый поиск. Модель должна обеспечивать высокую скорость обработки поисковых запросов, вести качественную оценку релевантности и ранжируемости результатов. Существующие системы, такие как GOOGLE, YAHOO, BING и т.д., используют подобные математические модели. Каждая реализация имеет отличия, характеризующиеся преимуществами и недостатками. Несмотря на принципиальные особенности в реализации моделей, можно выделить несколько базовых подходов. Каждый подход использует определенные принципы обработки и представления текста для поиска. Статья посвящена рассмотрению особенностей базовых математических моделей, лежащих в основе построения существующих поисковых систем. Рассматриваются модели на основе множеств: векторные, вероятностные и ссылочные.

**Ключевые слова:** поисковая система, релевантность, ранжирование результатов поиска, ссылочное ранжирование, web-поиск, ключевые слова, термы, лексема, лексический анализ, поисковый запрос

### **MATHEMATICAL MODELS OF WEB RESOURCES SEARCH**

*Kuznetsov Mikhail A.*, Ph.D. (Engineering), Volgograd State Technical University, 28, Lenin av., Volgograd, 400005, Russian Federation, e-mail: mara122@mail.ru

*Nguen Tan Tam*, undergraduate student, Volgograd State Technical University, 28, Lenin av., Volgograd, 400005, Russian Federation, e-mail: tantamvn@gmail.com

The implementation of a search engine to find web resources requires the construction of the adequate mathematical model. The vast majority of the developed models are focused on text search. Model should provide the high-speed processing of search queries, conduct a qualitative assessment of the relevance and a ranking-orientability results. Existing systems such as GOOGLE, YAHOO, BING, etc. are using such mathematical models. Each implementation is different and characterized by benefits and drawbacks. Despite the fundamentally especially in the implementation of models, there are several basic approaches. Each approach uses certain principles of processing and presentation of text to the search. The article considers the basic features of the mathematical models that underlie the construction of existing search engines. The article contain model based on sets, vectors, probability and references.