

УДК 622.692.4

DOI: <https://doi.org/10.26518/2071-7296-2020-17-1-12-21>

## СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ КОНСТРУКЦИИ РАБОЧЕГО ОБОРУДОВАНИЯ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО ЭКСКАВАТОРА

А.И. Демиденко, И.С. Кузнецов\*  
ФГБОУ ВО «СибАДИ»,  
г. Омск, Россия

### АННОТАЦИЯ

**Введение.** Возрастной состав магистральных трубопроводов России значительно превышает срок их нормативной эксплуатации, что обуславливает необходимость обеспечения их надежной, безаварийной работы порой в сложных природных условиях. От качества и скорости проведения ремонтных работ зависит своевременная поставка требуемого количества углеводородного сырья в различные районы нашей страны и зарубежья. Скорость проведения капитального ремонта трубопровода, который заключается в замене старых труб на новые, зависит от эффективности всей ремонтной колонны в целом. Основной машиной для проведения земляных работ является одноковшовый гидравлический экскаватор. С его помощью происходит удаление грунта с обеих сторон от трубопровода, но существует проблема выемки грунта под трубопроводом. Существующие решения проблемы обладают высокой сложностью, что только затрудняет процесс ремонта. В связи с этим было разработано рабочее оборудование экскаватора, которое устанавливается после откапывания прямых траншей.

**Материалы и методы.** Выполнен обзор и анализ существующих конструкций оборудования для разработки грунта под трубопроводом. Обозначены их ключевые недостатки. Разработана новая конструкция сменного рабочего оборудования одноковшового экскаватора. Проведен расчет основных силовых параметров.

**Результаты.** Приведено подробное описание конструкции рабочего оборудования одноковшового экскаватора и принципа его работы. На основе силового и гидравлического расчета был выбран гидромотор для привода фрезерной головки.

**Обсуждение и заключение.** Предложенное техническое решение позволит исключить выемку грунта из-под магистрального трубопровода при помощи шанцевого инструмента или сложных технических устройств. Это значительно повысит эффективность земляных работ и темп проведения ремонта трубопровода работ в целом.

**КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:** экскаватор гидравлический, оборудование рабочее, фреза роторная, стрела телескопическая, трубопровод, ремонт, подкоп, грунт, эффективность.

Поступила 06.10.2019, принята к публикации 21.02.2020.

Авторы прочитали и одобрили окончательный вариант рукописи.

Прозрачность финансовой деятельности: авторы не имеют финансовой заинтересованности в представленных материалах или методах. Конфликт интересов отсутствует.

**БЛАГОДАРНОСТИ.** Авторы благодарят за поддержку научных исследований коллектив кафедры «ТНКИ» ФГБОУ ВО «СибАДИ», а также рецензентов статьи.

Для цитирования: Демиденко А.И., Кузнецов И.С. Совершенствование конструкции рабочего оборудования гидравлического экскаватора. Вестник СибАДИ. 2020; 17(1):12-21. <https://doi.org/10.26518/2071-7296-2020-17-1-12-21>

© Демиденко А.И., Кузнецов И.С.



Контент доступен под лицензией  
Creative Commons Attribution 4.0 License.

DOI: <https://doi.org/10.26518/2071-7296-2020-17-1-12-21>

## IMPROVEMENT OF THE HYDRAULIC EXCAVATOR'S WORKING EQUIPMENT

Anatoly I. Demidenko, Ilya S. Kuznetsov\*

Siberian State Automobile and Highway University (SibADI),  
Russia, Omsk

### ABSTRACT

**Introduction.** The age composition of the main pipelines of Russia significantly exceeds the period of their standard operation, which necessitates the provision of their reliable, trouble-free operation sometimes in difficult environmental conditions. Timely delivery of the required amount of hydrocarbon raw materials to various regions of our country and abroad depends on the quality and speed of the repair work. The speed of the pipeline overhaul, which consists in replacing old pipes with new ones, depends on the effectiveness of the entire repair string as a whole. The main excavation machine is a hydraulic excavator. Soil is removed on both sides of the pipeline, but there is a problem of excavation under the pipeline. Existing solutions to the problem are highly complex, which only complicates the repair process. Therefore, the authors develop the working equipment of the excavator, which is installed after digging the pits of the trench.

**Materials and methods.** The authors performed a review and analysis of existing equipment designs for the soil development under the pipeline. Moreover, the authors developed a new design of interchangeable working equipment for a single-bucket excavator.

**Results.** As a result, the authors presented a detailed description of the working equipment of a single-bucket excavator and the principle of its operation.

**Discussion and conclusions.** The proposed technical solution allows excluding excavation under the main pipeline, which is carried out using a trench tool. This method significantly increases the efficiency of excavation and the pace of repair work as a whole.

**KEYWORDS:** hydraulic excavator, working equipment, rotary milling cutter, telescopic boom, pipeline, repair, undermining, soil, efficiency.

**Submitted 06.10.2019, revised 21.02.2020.**

**The authors have read and approved the final manuscript.**

**Financial transparency: the authors have no financial interest in the presented materials or methods. There is no conflict of interest.**

**ACKNOWLEDGEMENTS.** The authors express their gratitude to the staff of the Department of the Machine for the Construction and Maintenance of Oil and Gas Complexes and Infrastructures in the Siberian Automobile and Highway University and to the reviewers of the paper.

*For citation:* Demidenko Anatoly I., Kuznetsov Ilya S. Improvement of the hydraulic excavator's working equipment. *The Russian Automobile and Highway Industry Journal*. 2020; 17(1):12-21. <https://doi.org/10.26518/2071-7296-2020-17-1-12-21>

© Demidenko A. I., Kuznetsov I. S.



Content is available under the license  
Creative Commons Attribution 4.0 License.

## ВВЕДЕНИЕ

Сеть магистральных трубопроводов, в том числе нефте- и газопроводов, в Российской Федерации составляет тысячи километров. Существующие магистральные трубопроводы перекачивают значительные объемы углеводородов под высоким давлением при больших диаметрах труб [1, 2, 3, 4]. Строительство и ремонт трубопроводной системы в связи с обширностью территории России осуществляется в различных климатических условиях, в том числе на Крайнем Севере и в приарктической зоне [5, 6, 7]. При этом безопасная и эффективная эксплуатация магистральных нефтегазопроводов зависит от множества факторов, возникающих при строительстве, техническом обслуживании и ремонте<sup>1</sup>. При своевременном и грамотном подходе к техническому обслуживанию эксплуатационные расходы на проведение работ по капитальному ремонту будут значительно ниже [8, 9, 10, 11].

Капитальный ремонт требует высоких материальных вложений и является более затратным, чем процесс строительства магистрального трубопровода<sup>2</sup> [12, 13, 14]. Современные подземные магистральные трубопроводы большого диаметра и высокого давления имеют ряд особенностей, которые требуют особого подхода к организации и технологии строительства, механизации всего комплекса работ, а также исследованию района строительства [15, 16, 17, 18, 19]. Поддержание высоких темпов проведения работ по капитальному ремонту во многом зависит от эффективности используемого технологического оборудования.

Основные земляные работы, производимые при капитальном ремонте линейной части магистральных трубопроводов, осуществляются в два этапа:

- 1) предварительное вскрытие трубопровода, при котором оставляют неудаленным слой грунта в непосредственной близости к трубопроводу для исключения его повреждения;
- 2) удаление оставшегося грунта по периметру трубопровода, что значительно увеличивает

трудоемкость технологического процесса, осуществляемого шанцевым инструментом при ограниченном доступе к разрабатываемому грунту.

Основной машиной для освобождения трубопроводов от грунта является одноковшовый экскаватор [20]. Он позволяет удалить грунт с обеих сторон от трубопровода, но при этом существует проблема выемки грунта из-под трубы. В связи с этим возникла необходимость создания современного рабочего оборудования на базе одноковшового экскаватора для разработки грунта под трубопроводом. Нередко трубопроводы, требующие ремонта, заменяют на новые [21]. Поэтому нет необходимости удалять грунт из-под трубы на всем ее протяжении, достаточно лишь через определенные промежутки производить подкоп для подведения полотенец трубоукладчика, необходимых для подъема заменяемой трубы. Следовательно, наиболее эффективным будет использование сменного рабочего оборудования экскаватора, находящегося в ремонтной колонне.

Ниже приведен обзор и анализ некоторых конструкций оборудования для разработки грунта под трубопроводом.

При использовании рабочего оборудования<sup>3</sup> во внутренней полости рабочего клинообразного наконечника находится пружинный механизм, который позволяет разводить дополнительные грани в стороны и дает возможность расширить скважину под трубопроводом. Когда рабочий клинообразный наконечник выходит с противоположной стороны, пружинный механизм разводит дополнительные грани, затем при подаче рабочей жидкости в штоковую полость гидроцилиндра происходит движение рабочего клинообразного наконечника в обратном направлении, расширяя уже образованную скважину под трубой при помощи дополнительных граней. Недостатками такого способа является плохая видимость рабочего процесса подкопа трубопровода, а также низкая эффективность при работе с глинистыми и мерзлыми грунтами.

<sup>1</sup> Энергетическая стратегия России до 2030 года [Электронный ресурс]: утверждена распоряжением Правительства РФ от 13.11.2009 г. № 1715-р. Доступ из справочной правовой системы «Консультант плюс» (дата обращения: 02.09.2019).

<sup>2</sup> Капитальный ремонт линейной части магистральных газонефтепроводов: учебное пособие для вузов / под ред. Н.Х. Хаплышева. 2-е изд., перераб и доп. М.: МАКС Пресс, 2011. 448 с.

<sup>3</sup> Пат. № 2550307: МПК Е 02 F 3/28 : Рабочее оборудование одноковшового экскаватора / А.И. Демиденко, И.С. Мораш; СибАДИ. 2013112305/03; заявл. 19.03.13; опубл. 20.06.2014, Бюл. № 17.

Система для выемки грунта из-под заглубленной трубы<sup>4</sup> содержит пару вращающихся режущих механизмов, удерживаемых с возможностью охвата сверху проложенной под землей трубы, причем каждый такой механизм содержит приводные средства. Когда вращающиеся режущие механизмы находятся в закрытом положении, соответствующие оси вращения данных механизмов отклонены от вертикальной оси таким образом, что их выступающие концы обращены внутрь. Благодаря такому расположению разработанный грунт может плавно удаляться по диагонали вниз под действием силы тяжести. Недостатками данного метода являются сложность конструкции и трудоемкость при проведении сервисных работ.

Рабочее оборудование экскаватора<sup>5</sup> обеспечивает возможность разработки грунта параллельно продольной оси и разгрузки грунта с любой стороны экскаватора. При помощи гидроцилиндра поворота двухшарнирной вставки, установленной между ковшом и рукоятью, существует возможность отклонения ее продольной оси в плоскости поворота на угол вплоть до 90° в каждую из сторон от среднего положения. Такая схема рабочих органов позволяет эффективно вести подкоп трубопровода при его ремонте. Недостатками являются малая обзорность и сложность технологического процесса при малой ширине траншеи, поэтому существует вероятность повреждения трубопровода рабочим органом машины.

Анализ другого существующего рабочего оборудования для разработки грунта под трубопроводом показал наличие следующих основных недостатков их конструкции и эксплуатации:

- не обеспечена безопасность рабочего процесса, что может привести к простоям ремонтно-строительной колонны и дополнительным экономическим издержкам;
- недостаточно обеспечена мобильность и производительность машины, что является сдерживающим фактором для движения ремонтно-строительной колонны;

- у некоторых конструкций оборудования высокая сложность и металлоемкость;
- во время рабочего процесса оказывается силовое воздействие на трубопровод, что может привести к его деформации.

## ОПИСАНИЕ КОНСТРУКЦИИ РАБОЧЕГО ОБОРУДОВАНИЯ

Для решения выявленных недостатков была разработана сменная оснастка в виде роторной фрезы, размещенной на телескопическом гидроцилиндре<sup>6</sup>.

Рабочее оборудование экскаватора включает стрелу 1, гидроцилиндр управления рукоятью 2, рукоять 3, гидроцилиндр управления оборудованием 4, рычаги 5 и 6, соединенные с гидроцилиндром управления 4, телескопический цилиндр 8, удерживаемый кронштейном 7, шарнирно соединенным с рукоятью 3 и рычагом 6. На конце телескопического цилиндра 8 закреплен гидравлический привод 9 с фрезерной головкой 10, на которой расположены резцы 11 и шнек 12 (рисунок 1).

После откапывания трубопровода сверху и с обеих сторон ковш экскаватора заменяется на роторную фрезу. Перед началом выполнения непосредственно подкopa трубопровода рукоять и стрела экскаватора располагаются перпендикулярно трубопроводу. Шток гидроцилиндра управления оборудованием 4 максимально выдвинут, рабочий орган опущен. Затем происходит опускание рабочего оборудования в приямок траншеи. Движением штока гидроцилиндра 4 вверх происходит поворот телескопического цилиндра и рабочего оборудования на угол 90° к разрабатываемому грунту, находящемуся под трубопроводом. Вращение фрезерной головки 10 обеспечивается гидроприводом 9. Поступательное движение фрезерной головки 10 для разработки и удаления грунта из-под трубопровода обеспечивается выдвиганием телескопического цилиндра 8. Установленные на фрезерной головке 10 резцы 11 обеспечивают эффективное разрушение разрабатываемого грунта, а шнек 12 – его удаление из зоны разработки (рисунок 2).

<sup>4</sup> Пат. № 2342494: МПК Е 20 F 5/10 : Система для выемки грунта из-под заглубленной трубы / Канда Тошимаса (JP), Мацуда Мицунори (JP). – 2002131907/03; заявл. 27.05.2004; опубл. 27.10.2007, Бюл. № 30.

<sup>5</sup> Пат. № 68538: МПК Е 02 F 3/28: Рабочее оборудование экскаватора / А.И. Демиденко, Н.А. Гончаров; СибАДИ. № 2007122960/22; заявл. 18.06.2007; опубл. 27.11.2007, Бюл. № 33.

<sup>6</sup> Пат. № 182718: МПК Е 02 F 3/06 : Рабочее оборудование одноковшового экскаватора / А.И. Демиденко, И.С. Кузнецов; СибАДИ. – № 2018114359; заявл. 18.04.2018 ; опубл. 29.08.2018, Бюл. № 25.

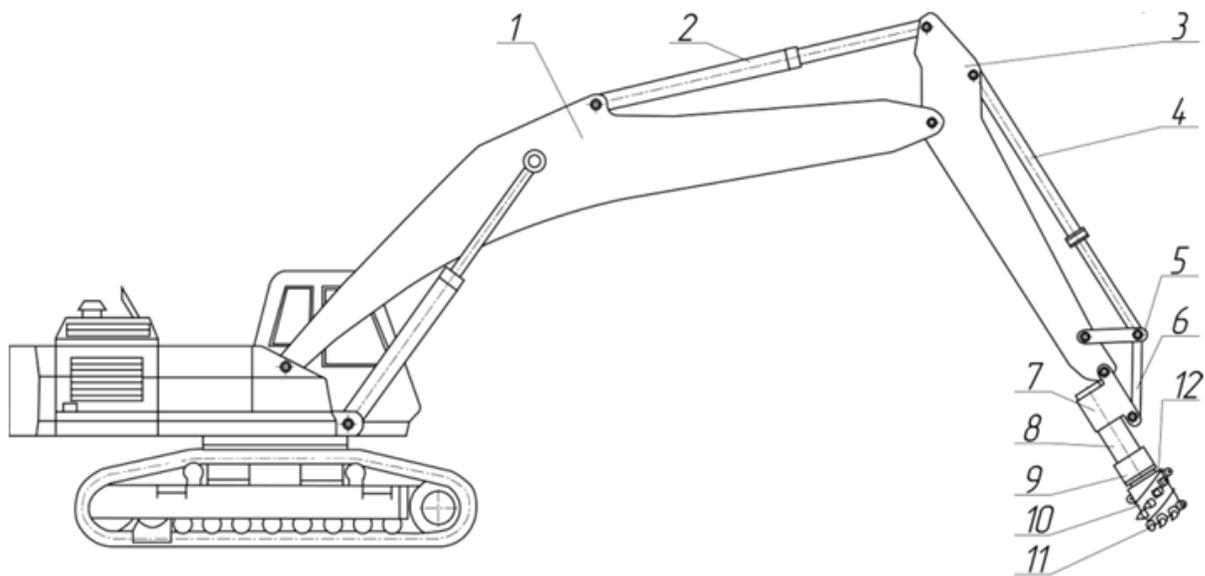


Рисунок 1 – Общий вид экскаватора с роторной фрезой

Figure 1 – General view of the excavator with a rotary cutter

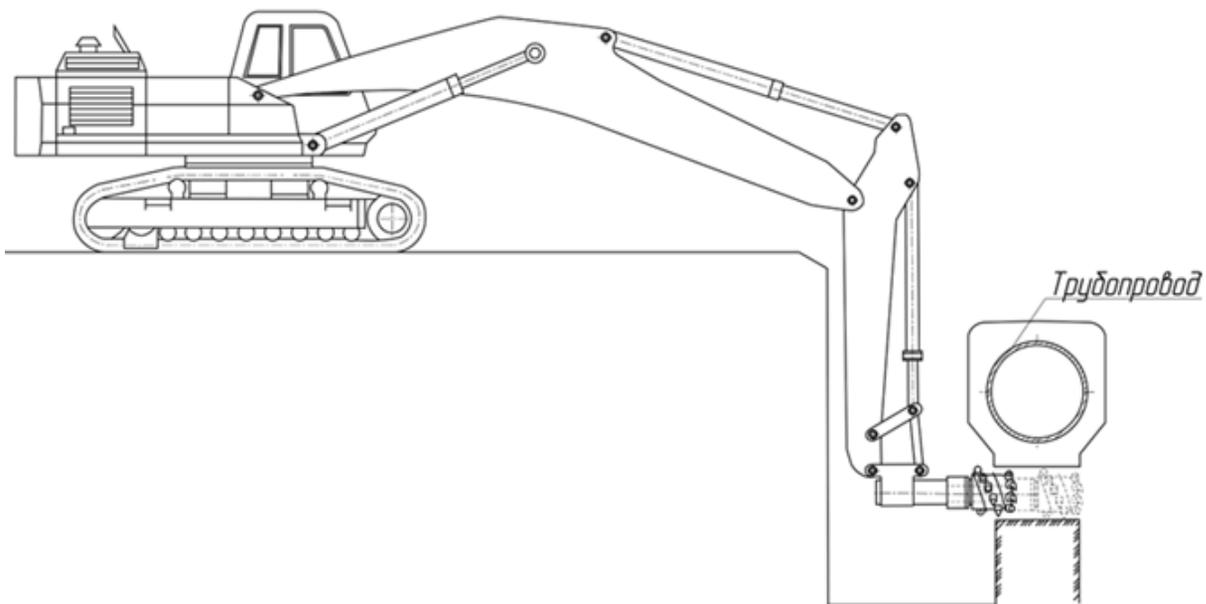


Рисунок 2 – Схема рабочего процесса подкопа трубопровода

Figure 2 – Scheme of the pipeline digging process

На рисунке 3 показаны рабочие циклы процесса разработки грунта под магистральным трубопроводом, которые включают в себя:

1) опускание рабочего оборудования в траншею, предварительно разработанную одноковшовым экскаватором;

2) поворот роторной фрезы в рабочее положение (перпендикулярно вертикальной оси

трубопровода), а также регулировка датчиков глубины погружения и уклона крена;

3) разработка грунта под магистральным трубопроводом посредством вращательного движения роторной фрезы, а также возвратно-поступательного движения телескопической стрелы.

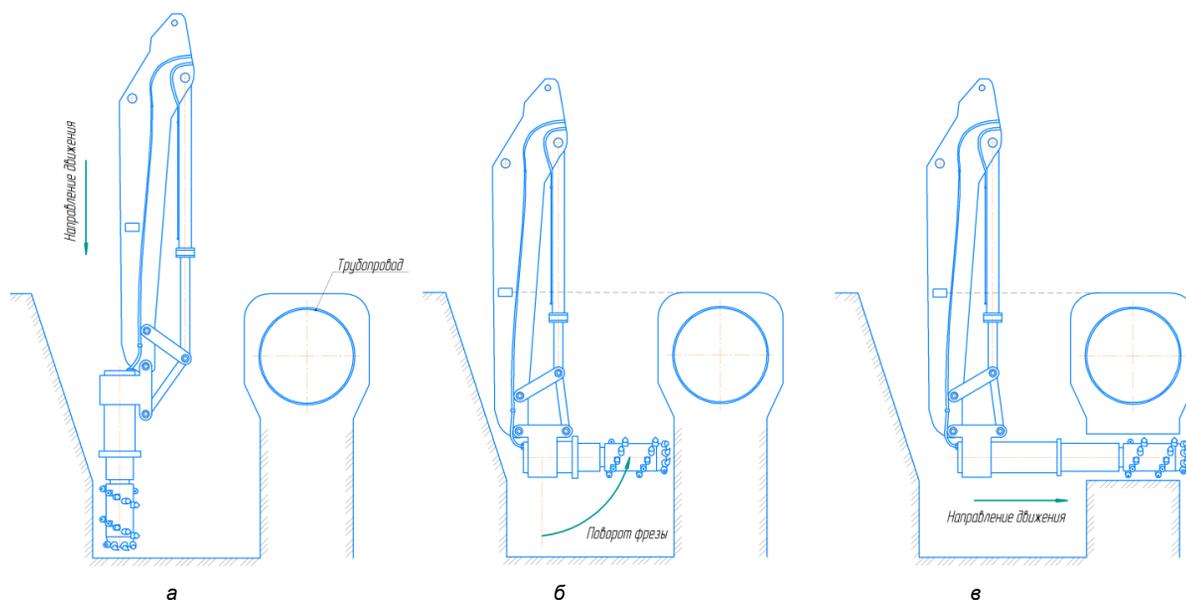


Рисунок 3 – Рабочие циклы процесса разработки грунта под магистральным трубопроводом: а – опускание рабочего органа в траншею; б – поворот рабочего органа в рабочее положение; в – разработка грунта под магистральным трубопроводом

Figure 3 – Operating cycles' excavation process by the main pipe: а – lowering the working body into the trench; б – rotation of the working body in the working position; в – excavation under the main pipeline

Предлагаемая конструкция роторного рабочего оборудования на базе одноковшового экскаватора, предназначенная для разработки грунта под магистральным трубопроводом, позволяет повысить безопасность, мобильность и производительность работ ремонтно-строительной колонны при капитальном ремонте магистрального трубопровода.

### РАСЧЕТ СИЛЫ СОПРОТИВЛЕНИЯ РЕЗАНИЮ

Одним из важнейших показателей эффективности рабочего процесса фрезы является энергоёмкость процесса разрушения разрабатываемой среды, которая зависит от сопротивления резанию.

Мощность кругового резания разрабатываемой среды одним зубом, Вт, определяется из зависимости<sup>7</sup>

$$N_i = q \cdot d_3 \cdot S_{стр.i} \cdot R \cdot n_{\phi}, \quad (1)$$

где  $q$  – удельное сопротивление резанию,  $кН/м^2$  (для тяжелой глины  $q = 300\,000\, Н/м^2$ );  $d_3$  – диаметр основания зуба,  $d_3 = 0,03\, м$ ;  $S_{стр.i}$  – толщина стружки, срезаемой  $i$ -м зубом,  $м$ ;  $R$  – радиус фрезерного барабана,  $R = 0,19\, м$ ;  $n_{\phi}$  – частота вращения фрезерного барабана,  $об/с$ .

Тангенциальная составляющая силы резания определяется зависимостью,  $Н$ :

$$F_{ti} = \frac{N_i}{V_{рез}}, \quad (2)$$

где  $V_{рез}$  – скорость резания фрезы,  $м/с$ .

Сила сопротивления резанию разрабатываемой среды  $i$ -м зубом,  $Н$ , выражается зависимостью<sup>8</sup>

<sup>7</sup> Галдин Н.С. Гидравлические схемы мобильных машин: учебное пособие / Н.С. Галдин, И.А. Семенова. Изд. 2-е, стер. Омск : СибАДИ, 2013. 203 с.

<sup>8</sup> Мороз С.А. Совершенствование механизма организации работ по техническому обслуживанию магистральных трубопроводов // Научный форум: Технические и физико-математические науки: сб. ст. по материалам XVI Междунар. науч.-практ. конф. № 6(16). М., Изд. «МЦНО», 2018. С. 69–74.

$$F_{Pi} = \frac{q \cdot d_3 \cdot R \cdot V_n \cdot \frac{\alpha_i}{2\pi} \sin \alpha_i}{V_{рез}} \cdot \cos \beta, \quad (3)$$

где  $\beta$  – угол атаки зуба,  $\beta = 0,35$  рад;  $V_n$  – поступательная скорость машины,  $V_n = 0,05$  м/с;  $\alpha_i$  – угловая координата зуба, рад.

Полная сила сопротивления резанию имеет вид, Н:

$$F_p = m \cdot F_{Pi}, \quad (4)$$

где  $m$  – количество резцов фрезы, находящихся в контакте с грунтом.

Исходя из силового расчета определим параметры гидромотора<sup>9</sup> и мощность на валу гидромотора [22], Вт:

$$N_m = \frac{M_p \cdot \pi \cdot n_p}{30}, \quad (5)$$

где  $M_p$  – рабочий момент на исполнительном органе, Н·м;  $n_p$  – рабочая частота вращения, мин-1;

Частота вращения вала гидромотора, об/мин:

$$n_m = \frac{N_m \cdot n_n}{N_n}, \quad (6)$$

где  $n_n$  – номинальная частота вращения гидромотора, мин-1;  $N_n$  – полезная мощность гидромотора, кВт.

Крутящий момент на валу гидромотора равен рабочему моменту на исполнительном органе, так как гидромотор имеет прямой привод.

Рабочий объем гидромотора рассчитывается по формуле

$$V_0 = \frac{Q_m \cdot 60 \cdot \eta_{o.m.}}{n_m \cdot 10^{-3}}, \quad (7)$$

где  $Q_m$  – расход рабочей жидкости, л/с;  $\eta_{o.m.}$  – объемный КПД гидромотора,  $\eta_{o.m.} = 0,92$

## РЕЗУЛЬТАТЫ

По приведенным зависимостям (1) – (4) определены мощность кругового резания разрабатываемой среды одним зубом, тангенциальная составляющая силы резания, сила сопротивления резанию разрабатываемой среды  $i$ -м зубом и полная сила сопротивления резанию для различных типов грунтов. Результаты расчетов приведены в таблице 1 [23].

На основе полученных результатов расчета и таблицы 1 выбираем гидромотор<sup>10</sup>. МР 200 с максимальной мощностью 10 кВт, крутящим моментом 366 Н·м и расходом 60 л/мин [24, 25]. Это позволит производить работы фрезерным рабочим органом с любым типом грунта (см. таблицу 1).

Таблица 1  
Результаты расчетов

Table 1  
Calculation results

Тип грунта	$q, \text{H/M}^2$	$N_p, \text{Bm}$	$F_{ip}, \text{H}$	$F_{pr}, \text{H}$	$F_p, \text{H}$
Песок рыхлый	20000	0,56	11,2	6,66	66,6
Песок влажный	50000	1,4	28	16,66	166,6
Суглинок, средний и мелкий гравий, легкая глина	90000	2,53	50,6	30	300
Глина, плотный суглинок	160000	4,49	89,8	53,3	533
Тяжелая глина	300000	8,43	168,5	99,93	999,3

Результаты расчета, необходимых параметров гидромотора, сведены в таблицу 2.

Таблица 2  
Результаты расчета гидромотора

Table 2  
Hydraulic motor calculation results

Модель гидромотора	$N_m, \text{Bm}$	$n_m, \text{об/мин}$	$V_0, \text{см}^3$
МР 200	9158	275	200

<sup>9</sup> Галдин Н.С. Основы гидравлики и гидропривода: учебное пособие / Н.С. Галдин. Изд. 2-е, стер. Омск : СибАДИ, 2010. 144 с.

<sup>10</sup> Баловнев В.И. Моделирование процессов взаимодействия со средой рабочих органов дорожно-строительных машин : учебное пособие для вузов / В.И. Баловнев. М. : Высшая школа, 1994. 432 с.

## ОБСУЖДЕНИЕ И ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проведен обзор и анализ конструкций обору- дований для разработки и удаления грунта из-под трубопровода, в том числе в сложных климатических условиях Севера России и Ар- ктики, в результате которого выявлены пробле- мы при эксплуатации машин и оборудования, отмечена высокая металлоемкость, опасность повреждения трубопровода и низкая эффек- тивность использования техники.

Предложено новое техническое решение конструкции оборудования с фрезерным ра- бочим органом на базе одноквешового экс- каватора, позволяющее усовершенствовать процесс выполнения земляных работ при ре- монте трубопровода.

Применение разработанного рабочего обо- рудования для подкопа позволит повысить производительность труда, снизить количе- ство машин, используемых в ремонтно-стро- ительной колонне, тем самым увеличив эф- фективность капиталовложений. Разработка защищена патентом на полезную модель РФ.

Разработана технология процесса подкопа и выемки грунта из-под магистрального трубо- провода, выполняемая с помощью представ- ленного рабочего оборудования.

Расчет энергоемкости процесса разруше- ния разрабатываемой среды экскаватором с фрезерным рабочим органом позволил опре- делить параметры его привода.

Направлениями дальнейших исследований является совершенствование такого вида обо- рудования путем его автоматизации и цифро- визации выполняемых технологических про- цессов с учетом физико-механических свойств разрабатываемых мерзлых грунтов.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Аладинский В.В., Малков А.Г., Ушаков А.В. Метод ремонта газопроводов с использованием труб, бывших в эксплуатации // Территория Нефте- газ. 2009. № 8. С. 56–60.
2. Hopkins, P. Pipelines: Past, Present, and Future / P. Hopkins // The 5th Asian Pacific IIV International Congress. Sydney, 2007. 27 p.
3. Bruce, W.-A. Advantages of Steel Sleeves over Composite Materials for Pipeline Repair / W.A. Bruce, W.E. Amend // Evaluation, Rehabilitation & Repair of Pipelines : conferences. Berlin, 2010. pp. 32–34.
4. Куркин А.С., Бровко В.В., Пономарев П.А. Особенности ремонтных конструкций и технологий их сварки при ремонте магистральных трубопро- водов без замены // Журнал нефтегазового строи- тельства. 2015. № 1. С. 40–43.
5. Мерициди И.И., Шотиди К.Х. Сравнитель- ный анализ методов ремонта подводных нефтепро- водов // Нефть, газ и бизнес. 2016. № 9. С. 8–12.
6. Archibald I.C. Soil stabilizer // Pipeline and gas Journal. 1984. № 11. pp. 44–46.
7. Большаков А.М., Сыромятникова А.С., Алексеев А.А. Непроектные положения газопрово- дов, проложенных подземным способом в районах многолетнемерзлых грунтов // Газовая промышлен- ность. 2014. №4. С. 66–69.
8. Ботвина Л.Р., Махутов Н.А., Пермьяков В.Н. Безопасность магистральных и технологических трубопроводов: влияние расслоений на их рабо- тоспособность // Нефть, газ и бизнес. 2002. №1. С. 41–46.
9. Боявленский В.И. Арктика и Мировой океан: современное состояние, перспективы и про- блемы освоения ресурсов углеводородов: моногра- фия. М.:ВЭО, 2014. 175 с.
10. Зорин Е.Е., Толстов А.Э., Ефимов В.М. На- пряженно-деформированное состояние трубопро- водов подземной прокладки в условиях криолито- зоны // Нефть, газ и бизнес. 2015. №9. С. 9–12.
11. Черняев К.В. Мониторинг технического со- стояния нефтепроводов // Трубопроводный транс- порт нефти. 2000. № 9. С. 14–17.
12. Булавинцева А.Д., Мазуркин П.М. Динами- ка аварий по причиненному ущербу на линейной части магистральных нефтепроводов ОАО «АК «Транснефть» // Современные наукоемкие техно- логии. 2011. № 4. С. 64–67.
13. Hopkins, P. Pipelines: Past, Present, and Future/P. Hopkins // The 5th Asian Pacific IIV International Congress. Sydney, 2007. 27 p.
14. Набиев Р.Р. Обеспечение надёжности дли- тельно эксплуатируемых нефтепроводов // Трубо- проводный транспорт нефти. 2010. № 12. С. 9–11.
15. Душин В.А., Шаммазов, А.М. Капитальный ремонт линейной части магистральных нефтепро- водов: монография. Уфа, 2008. 272 с.
16. Amiya K. L. Material Selection and Performance in Oil and Gas Industry // Applied Metallurgy and Corrosion Control . 2017. pp 269-347. DOI: 10.1007/978-981-10-4684-1-9 269.
17. Timashev S., Bushinskaya A. Methods of Assessing Integrity of Pipeline Systems with Different Types of Defects // Diagnostics and Reliability of Pipeline Systems. 2016. pp. 9-43. DOI: 10.1007/978-3-319-25307-7-2.
18. Mourad N., Rabia K. Pipelines Reliability Analysis Under Corrosion Effect and Residual Stress // Arabian Journal for Science and Engineering. 2015, Vol. 40, Iss. 11. pp. 3273–3283. DOI: 10.1007/s13369-015-1723-9.
19. Булавинцева А.Д., Мазуркин П.М. Дина- мика аварий по причиненному ущербу на линей- ной части магистральных нефтепроводов ОАО АК «Транснефть» // Современные наукоемкие техно- логии. 2011. № 4. С. 64–67.
20. Шарыгин Ю.М., Романцов С.В., Шарыгин А.М. Повышение прочности дефектных труб, уси-

ленных композитными муфтами с болтовым соединением // Транспорт и подземное хранение газа. 2002. № 3. С. 104–107.

21. Лукьянов А.А. Анализ напряженно-деформированного состояния ремонтных конструкций магистральных трубопроводов // Сварка и контроль. 2013. С. 181–188.

22. Емельянов Р.Т., Султанов Н.С., Закурдаев А.В., Скурихин Л.В. Моделирование динамики регулируемого гидромотора // Вестник КрасГАУ. 2014. № 8. С. 181–185.

23. Tiratsoo John About decommissioning of production and transportation of oil: the UK experience // Science & Technologies: Oil and Oil Products Pipeline Transportation. 2017. № 1. pp. 82–83.

24. Hibbeler R.C. Fluid Mechanics. Part 2. Pearson Puntke Hall, 2015. 904 p.

25. Charru F. Hydrodynamic Instabilities. Cambridge University Press, 2011. 391 p.

## REFERENCES

1. Aladinskiy V.V., Malkov A.G., Ushakov A.B. Metod remonta gazoprovodov s ispol'zovaniyem trub, byvshikh v ekspluatatsii [Method of gas pipeline repair using used pipes]. *Territoriya Neftegaz*. 2009; 8: 56–60 (in Russian).

2. Hopkins P. Pipelines: Past, Present, and Future // *The 5th Asian Pacific IIW International Congress. Sydney*. 2007: 27.

3. Bruce W.-A., Amend W.- E. Advantages of Steel Sleeves over Composite Materials for Pipeline Repair. *Evaluation, Rehabilitation & Repair of Pipelines: conferences*. Berlin. 2010: 32–34.

4. Kurkin A. S., Brovko V.V., Ponomarev P.A. Osobennosti remontnykh konstruktсий i tekhnologiy ikh svarki pri remonte magistral'nykh truboprovodov bez zameny [Features of repair structures and their welding technologies during repair of main pipelines without replacement]. *Zhurnal neftegazovogo stroitel'stva*. 2015; 1: 40–43 (in Russian).

5. Meritsidi I.I., Shotidi K.KH. Sravnitel'nyy analiz metodov remonta podvodnykh nefteprovodov [Comparative analysis of methods of repair of underwater oil pipelines]. *Nef't, gaz i biznes*. 2016; 9: 8–12 (in Russian).

6. Archibald I.C. Soil stabilizer. *Pipeline and gas Journal*. 1984; 11: 44–46.

7. Bol'shakov A.M., Syromyatnikova A.S., Alekseyev A.A. Neproektnyye polozheniya gazoprovodov, prolozhennykh podzemnym sposobom v rayonakh mnogoletnemerzlykh gruntov [Non-project positions of underground gas pipelines in areas of long-term frozen soils]. *Gazovaya promyshlennost'*. 2014; 4: 66–69 (in Russian).

8. Botvina L.R., Makhutov N.A., Permyakov V.N. Bezopasnost' magistral'nykh i tekhnologicheskikh truboprovodov: vliyaniye rassloeniy na ikh rabotosposobnost' [Safety of main and process pipelines: effect of stratification on their operability]. *Nef't, gaz i biznes*. 2002; 1: 41–46 (in Russian).

9. Bogoyavlenskiy V.I. *Arktika i Mirovoy okean: sovremennoye sostoyaniye, perspektivy i problemy os-*

*voyeniya resursov uglevodorodov. Monografiya* [Arctic and oceans: current state, prospects and problems of hydrocarbon resources development. Monograph]. Moscow, VEO, 2014:11–175 (in Russian).

10. Zorin Ye.Ye., Tolstov A.E., Yefimov V.M. Napryazhenno-deformirovannoye sostoyaniye truboprovodov podzemnoy prokladki v usloviyakh kriolitozony [Stress-deformed condition of underground gasket pipelines in cryolitosone conditions]. *Nef't, gaz i biznes*. 2015; 9: 9–12 (in Russian).

11. Chernyayev K.V. Monitoring tekhnicheskogo sostoyaniya nefteprovodov [Monitoring of the technical condition of oil pipelines]. *Truboprovodnyy transport nef'ti*. 2000; 9: 14–17 (in Russian).

12. Bulavintseva A.D., Mazurkin P.M. Dinamika avariј po prichinennomu ushherbu na lineynoy chasti magistral'nykh nefteprovodov OAO «AK «Transneft'» [Dynamics of accidents on the damage caused on the linear part of the main oil pipelines of JSC «AK Transneft'»]. *Sovremennyye naukoymkiye tekhnologii*. 2011; 4: 64–67 (in Russian).

13. Hopkins P. Pipelines: Past, Present, and Future. *The 5th Asian Pacific IIW International Congress. Sydney*, 2007: 27.

14. Nabyev R.R. Obespecheniye nadozhnosti dlitel'no ekspluatiruyemykh nefteprovodov [Ensuring reliability of long-term operated oil pipelines]. *Truboprovodnyy transport nef'ti*. 2010; 12: 9–11 (in Russian).

15. Dushin V.A.; Shammazov, A.M. *Kapital'nyy remont lineynoy chasti magistral'nykh nefteprovodov: monografiya* [Major repair of line part of main oil pipelines: monograph]. Ufa 2008: 272 (in Russian).

16. Amiya K.L. Material Selection and Performance in Oil and Gas Industry. *Applied Metallurgy and Corrosion Control*. 2017: 269-347. DOI: 10.1007/978-981-10-4684-1-9 269.

17. Timashev S., Bushinskaya A. Methods of Assessing Integrity of Pipeline Systems with Different Types of Defects. *Diagnostics and Reliability of Pipeline Systems*. 2016: 9–43. DOI: 10.1007/978-3-319-25307-7-2.

18. Mourad N., Rabia K. Pipelines Reliability Analysis Under Corrosion Effect and Residual Stress. *Arabian Journal for Science and Engineering*. 2015; 40, Iss. 11: 3273–3283. DOI: 10.1007/s13369-015-1723-9.

19. Bulavintseva A. D., Mazurkin P. M. Dinamika avariј po prichinennomu ushcherbu na lineynoy chasti magistral'nykh nefteprovodov OAO AK «Transneft'» [Dynamics of accidents on the damage caused on the linear part of the main oil pipelines of JSC Transneft']. *Sovremennyye naukoymkiye tekhnologii*. 2011; 4: 64–67 (in Russian).

20. Sharygin YU. M., Romantsov S. V., Sharygin A. M. Povysheniye prochnosti defektnykh trub, usilennykh kompozitnymi muftami s boltovym soyedineniyem [Increased strength of defective pipes reinforced by composite couplings with bolted connection]. *Transport i podzemnoye khraneniye gaza*. 2002; 3:104–107 (in Russian).

21. Luk'yanov A. A. Analiz napryazhenno-deformirovannogo sostoyaniya remontnykh konstruktсий

magistral'nykh truboprovodov [Analysis of stress-strain state of repair structures of main pipelines]. *Svarka i kontrol'*. 2013; 181–188 (in Russian).

22. Yemel'yanov R.T., Sultanov N.S., Zakurdayev A.V., Skurikhin L.V. Modelirovaniye dinamiki reguliruyemogo gidromotora [Simulation of controlled hydraulic motor dynamics] *Vestnik KrasGAU*. 2014; 8: 181–185 (in Russian).

23. Tiratsoo John About decommissioning of production and transportation of oil: the UK experience. *Science & Technologies: Oil and Oil Products Pipeline Transportation*. 2017; 1: 82–83.

24. Hibbeler R.C. Fluid Mechanics. Part 2. Pearson Puntke Hall, 2015; 904.

25. Charru F. Hydrodynamic Instabilities. Cambridge University Press, 2011; 391.

### ВКЛАД СОАВТОРОВ

*Демиденко Анатолий Иванович – Формулировка направления и темы исследования. Руководство процессом разработки темы. Выбор методологии и методов исследования.*

*Кузнецов Илья Сергеевич – Анализ состояния вопроса и результатов исследования. Выполнение расчетов и чертежей. Оформление статьи.*

### AUTHORS' CONTRIBUTION

*Anatoly I. Demidenko – formulation of the direction and research topic; leading the process of the research; choice of methodology and research methods.*

*Ilya S. Kuznetsov – analysis of the status of the issue and the results of the research; performing calculations and drawings; design of the paper.*

### ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

*Демиденко Анатолий Иванович – канд. техн. наук, проф., зав. кафедрой «Техника для строительства и сервиса нефтегазовых комплексов и инфраструктур» Федерального государственного бюджетного образовательного учреждения высшего образования «Сибирский государственный автомобильно-дорожный университет (СибАДИ)» (644080, г. Омск, пр. Мира, 5. e-mail: demidenko\_ai@sibadi.org).*

*Кузнецов Илья Сергеевич – студент факультета «Нефтегазовая и строительная техника» Федерального государственного бюджетного образовательного учреждения высшего образования «Сибирский государственный автомобильно-дорожный университет (СибАДИ)» (644080, г. Омск, пр. Мира, 5 e-mail: dissovetsibadi@bk.ru).*

### INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

*Anatoly I. Demidenko – Dr. of Sci. (Engineering), Professor, Head of the Department of Machines for the Construction and Maintenance of Oil and Gas Complexes and Infrastructures, Siberian State Automobile and Highway University (SibADI) (644080, Omsk, 5, Mira Ave., e-mail: demidenko\_ai@sibadi.org).*

*Ilya S. Kuznetsov – Student of the Faculty of Oil and Gas and Construction Equipment, Siberian State Automobile and Highway University (SibADI) (644080, Omsk, 5, Mira Ave., e-mail: dissovetsibadi@bk.ru).*