

УДК 622.621.6

УСОВЕРШЕНСТВОВАННАЯ МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ УЧАСТКА МАГИСТРАЛЬНОГО ТРУБОПРОВОДА С ЛУПИНГОМ

Шестаков Роман Алексеевич¹,
shestakov.r@gubkin.ru

Резанов Константин Сергеевич¹,
rezanov_ks@mail.ru

Матвеева Юлия Сергеевна²,
yulia2@yandex.ru

Ванчугов Иван Михайлович¹,
imvanchugov@yandex.ru

¹ Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина,
Россия, 119991, г. Москва, Ленинский пр., 65, корп. 1.

² АО «МОСГАЗ»,
Россия, 109390, г. Москва, ул. Люблинская, 8.

Актуальность. В современном мире трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов занимает лидирующие позиции и является важным аспектом промышленности не только Российской Федерации, но и всего мира в целом. Однако, несмотря на все его достоинства, существуют и существенные недостатки, в том числе связанные с эксплуатацией трубопроводных систем и точностью определения технологических параметров работы трубопровода во время математического моделирования при эксплуатации и проектировании. В связи с этим разработка новых и повышение точности уже существующих математических моделей трубопроводных систем являются актуальными задачами проектирования и эксплуатации трубопроводных систем, в том числе при проектировании лупингов.

Цель: исследование влияния местных сопротивлений, возникающих в точках подключения лупинга к основной нитке трубопровода, на увеличение пропускной способности участка магистрального нефтепровода между двумя нефтеперекачивающими станциями путем прокладки лупинга.

Методы: математическое моделирование работы участка магистрального трубопровода с учетом местных сопротивлений в точках подключения лупинга и без их учета, а также сравнительный анализ полученных результатов путем построения трехмерных зависимостей.

Результаты. Разработана уточненная математическая модель межстанционного участка трубопровода с лупингом, по которому перекачивается нефть или нефтепродукт. Построен трехмерный график зависимости отклонения результатов расчета длины лупинга стандартной и при уточненной модели от длины и диаметра прокладываемого лупинга. Проведена экономическая оценка прокладки дополнительной длины лупинга, и построены трехмерные зависимости прибыли от диаметра и длины лупинга с учетом перевалочных операций и без них.

Ключевые слова:

Нефть, жидкость, трубопровод, нефтепровод, лупинг, математическая модель, численное моделирование, увеличение пропускной способности, местное сопротивление, гидравлический расчет.

Введение

Трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов является основным видом транспорта не только в России, но и в мире в целом [1–3]. На текущий момент существует ряд основных задач в данной области – обеспечение бесперебойной и безопасной транспортировки нефти и нефтепродуктов по трубопроводам, обеспечение экономической эффективности, а также экологической безопасности при их транспорте, хранении и распределении [4–12].

Современные нефте- и нефтепродуктопроводные системы представляют собой разветвленную сеть трубопроводов, по которым перекачивают нефть от мест добычи к местам переработки и перевалки на другие виды транспорта, а нефтепродукты – от мест переработки нефти к перевалочным комплексам и распределительным нефтебазам с целью обеспечения конечного потребителя нефтепродуктами [1, 13, 14].

В связи с вышесказанным повышение пропускной способности отдельного участка магистрального трубопровода представляет собой сложную и временами капиталоемкую задачу, которая может быть решена в зависимости от условий на рассматриваемом участке трубопровода [13, 14–20]:

- повышением рабочего давления на выходе нефтеперекачивающей станции (НПС) без замены секций труб и с их заменой в случае с недостаточной несущей способностью;
- сооружением лупингов;
- сооружением вставок большего диаметра;
- увеличением числа насосных станций;
- применением противотурбулентных присадок;
- изменением реологических свойств нефти и нефтепродукта;
- комбинированием выше представленных методов.

Каждый из перечисленных методов увеличения пропускной способности участка трубопровода имеет свои плюсы и минусы, а также ряд «тонких» мест и нюансов и определяется согласно технико-экономическому расчету [1, 13]. В то же время может рассматриваться во-

прос оптимизации энергопотребления и минимизации выбросов диоксида углерода [21], но рассмотрим увеличение пропускной способности лупингом (рис. 1). Данный способ является одним из самых капиталоемких, однако применяется довольно часто.

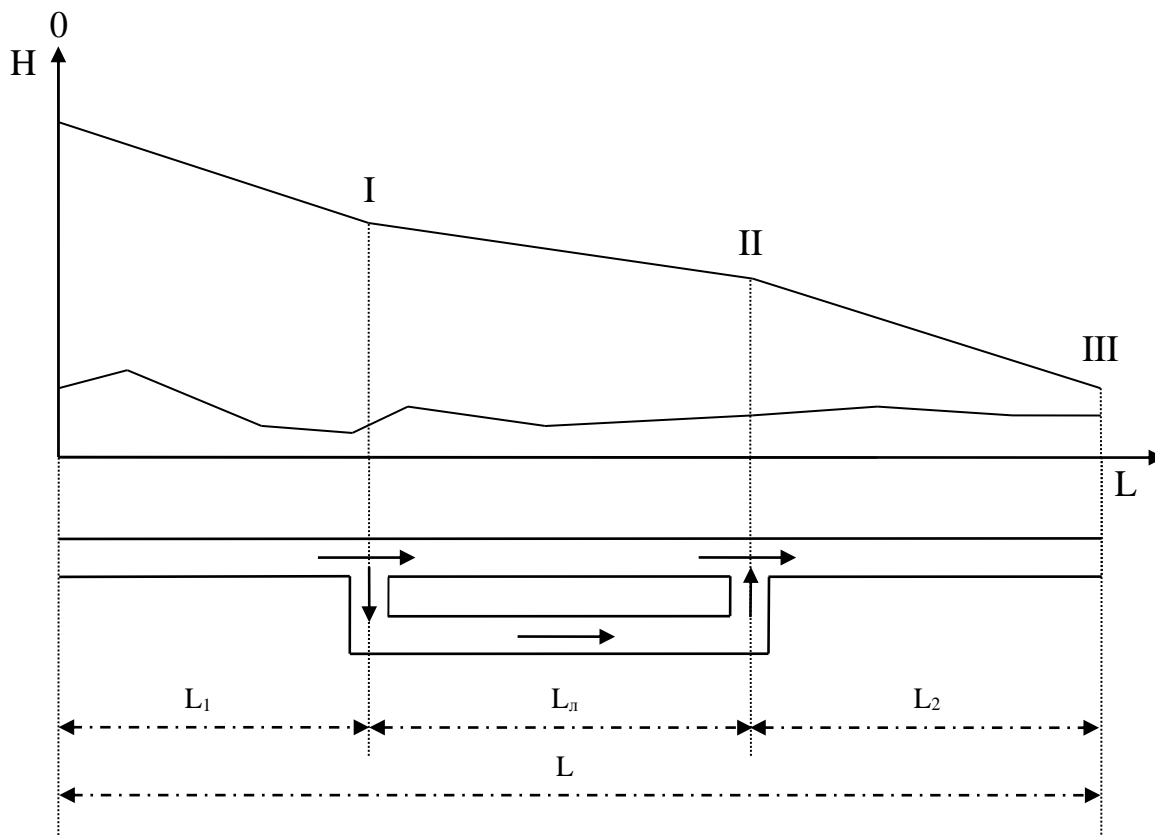


Рис. 1. Схема участка с лупингом и его линия гидравлического уклона
Fig. 1. Schematic representation of the looping section and its hydraulic slope line

Чаще всего лупинг сооружается в конце межстанционного перегона (рис. 1), однако в зависимости от рельефа или иных факторов может присутствовать и в середине участка – между НПС, или даже несколько лупингов могут быть на одном перегоне.

Материалы и методы

Общепринятая математическая модель

В общем виде задача определения требуемой протяженности лупинга при увеличении расхода на заданном участке на величину будет представлять собой систему уравнений:

$$\begin{cases} Q_c = Q_{oc} + \Delta Q; \\ L = L_1 + L_{\text{л}} + L_2; \\ H_{\text{co}} = H_c; \\ H_{I-II} = H_{I-II}. \end{cases} \quad (1)$$

Суммарные потери напора в трубопроводе до сооружения лупинга определяются по формуле [13, 14, 22]:

$$H_{\text{co}} = 1,02 \lambda_{\text{co}} \frac{L w_{\text{co}}^2}{d_{\text{н}} 2g}. \quad (2)$$

Суммарные потери напора в трубопроводе после сооружения лупинга обычно определяются по формуле:

$$H_c = \frac{1,02}{2gd_{\text{н}}} [\lambda_c (L_1 + L_2) w_c^2 + \lambda_{\text{л}} L_{\text{л}} w_{\text{л}}^2]. \quad (3)$$

Для определения длины лупинга, требуемой для увеличения расхода на заданную величину ΔQ , необходимо решить не только систему (1). Для учета потерь напора на местных сопротивлениях их величину принимают равной 2 % от величины потерь напора на трение, и, как показывает практика, это является весьма достоверным и мало влияет на точность гидравлических расчетов стационарных режимов однониточных нефтепроводов [23].

Уточненная математическая модель

Как видно из (3) и из анализа [1, 13–15, 22, 24–27], в расчете определения протяженности лупинга не учитываются местные сопротивления, возникающие в местах подключения лупинга к основной нитке. Поэтому в [28] была разработана система уравнений, описывающая распределение потоков жидкости в трубопроводе с лупингом для различных диаметров

основной нитки, лупинга и перемычек с учетом местных сопротивлений, которые вычисляются согласно [29]. Был проведен расчет минимального отклонения распределения потоков при одинаковых внутренних диаметрах основной нитки и лупинга сортаментом $\text{Ø}720 \times 10$ мм и расходом $3500 \text{ м}^3/\text{ч}$ до лупинга, величина которого составила в основной нитке $+14,4 \text{ м}^3/\text{ч}$, а в лупинге $-14,4 \text{ м}^3/\text{ч}$ [28], однако не была построена математическая модель всего участка трубопровода между нефтеперекачивающими станциями.

Уточненная общая модель всего участка позволит точно определить распределение потоков жидкости между основной ниткой и лупингом при необходимости увеличения пропускной способности трубопровода, что позволит более точно определять параметры режима работы участков трубопроводов с лупингами, а также в ходе проектных расчетов позволит уточнить протяженность требуемого для заданной ΔQ лупинга.

Как сказано ранее, необходимо оценить точность вычисления длины лупинга при увеличении пропускной способности без учета местных сопротивлений в местах присоединения лупинга (система (1) и уравнения (2) и (3)) и с их учетом. Для этого необходимо составить уточненную математическую модель (с учетом влияния местных сопротивлений в точках подключения лупинга к основной нитке) участка трубопровода с лупингом:

$$\left\{ \begin{aligned} Q_c &= Q_{oc} + \Delta Q; \\ Q_c &= Q_6 + Q_n; \\ L &= L_1 + L_n + L_2; \\ 1,02\lambda_{co} \frac{L}{d_n} \frac{w_{co}^2}{2g} &= \\ &= \frac{1,02}{2gd_n} \left[\lambda_c (L_1 + L_2) w_c^2 + \lambda_n L_n w_n^2 \right] + \\ &+ (\zeta_{c.n.I} + \zeta_{c.n.II}) \frac{w_c^2}{2g}; \\ (\zeta_{c.n.I} + \zeta_{c.n.II}) \frac{w_c^2}{2g} + 1,02\lambda_n \frac{L_n}{d_n} \frac{w_n^2}{2g} &= \\ &= (\zeta_{c.6.I} + \zeta_{c.6.II}) \frac{w_c^2}{2g} + \left(\lambda_{6.I} \frac{l_{6.I}}{d_{6.I}} + \zeta_{90^\circ} \right) \frac{w_{6.I}^2}{2g} + \\ &+ \left(\lambda_{6.II} \frac{l_{6.II}}{d_{6.II}} + \zeta_{90^\circ} \right) \frac{w_{6.II}^2}{2g} + 1,02\lambda_n \frac{L_n}{d_n} \frac{w_n^2}{2g}. \end{aligned} \right. \quad (4)$$

Уравнения 1–3 системы (4) аналогичны системе (1), уравнение 4 и 5 системы (4) записаны с учетом местных сопротивлений, которые рассчитываются согласно [29]. Скорости движения в соответствующих участках сложного трубопровода определяются в соответствии с [23, 30].

Численное моделирование

В качестве практического примера возьмем участок магистрального нефтепровода, параметры которого указаны в табл. 1.

Таблица 1. Исходные параметры

Table 1. Initial parameters

Наименование Name of the parameter	Обозначение Designation	Значение Value	Размерность Dimension
Параметры перекачки и транспортируемой среды Parameters of pumping and transported liquid			
Общий объемный расход до лупинга Total flow rate before looping	Q_{co}	5137	$\text{м}^3/\text{ч}$ m^3/h
Увеличение объемного расхода Increase in flow rate	ΔQ	570	
Коэффициент кинематической вязкости Kinematic viscosity coefficient	ν	12	сСт cSt
Конструкционные параметры трубопровода Structural parameters of the pipeline			
Протяженность участка Pipeline length	L	100	км/км
Наружный диаметр External diameter	D_n	1020	мм/мм
Толщина стенки Wall thickness	δ	10	
Абсолютная шероховатость Absolute roughness	Δ	0,03	
Конструкционные параметры предполагаемого лупинга Structural parameters of the proposed looping			
Наружный диаметр External diameter	D_n	720	мм/мм
Толщина стенки Wall thickness	δ	9	
Абсолютная шероховатость Absolute roughness	Δ	0,04	
Длина перемычки [31] Length of connecting pipe [31]	l_6	5	

Для того, чтобы оценить степень влияния местных сопротивлений, была определена длина лупинга согласно системе (1) и уравнениям (2) и (3), необходимого для увеличения пропускной способности на 10 % без учета местных сопротивлений в точках I и II, которая составила 27,337 км. Далее, согласно системе (4), определяем требуемую длину лупинга с учетом местных сопротивлений и неодинакового распределения потоков нефти между лупингом и основной ниткой, которая составила 29,215 км. Неточность составляет 1878 м, или 6,87 %.

Вторым примером было решено просчитать увеличение пропускной способности на 5 % от первоначальной производительности трубопровода. Последовательность расчета аналогична предыдущему абзацу, а вот результаты получились уже интереснее. Общие результаты расчетов представлены в табл. 2.

Как видно из итогов расчета, уточненная модель дает большую протяженность требуемого лупинга для обеспечения заданного увеличения расхода в трубопроводе. Это связано с дополнительными потерями энергии в точках I и II, а также с учетом потерь на трение в перемычках.

По результатам моделирования при различных диаметрах и длинах лупинга была проведена экономическая оценка эффективности реконструкции трубопровода. Для этого сравнивались две математические модели расчета потерь напора в лупинге, которые сопоставлялись при одинаковых планируемых увеличениях расхода, после чего определялась необходимая дополнительная длина лупинга, стоимость строительства которой приводит к убыткам [14].

Таблица 2. Результаты численного расчета

Table 2. Results of the numerical calculation

Наименование Name of the parameter	Обозначение Designation	Значение Value	Размерность Dimension
$Q_c = 1,05 \cdot Q_{ср}$			
Протяженность лупинга без учета местных сопротивлений Looping length without taking into account local resistances	L_{l1}	12694	м/м
Протяженность лупинга с учетом местных сопротивлений Looping length taking into account local resistances	L_{l2}	13626	
Абсолютное уточнение Absolute correction	$L_{l2} - L_{l1}$	932	
Относительное уточнение Comparative correction	$\frac{L_{l2} - L_{l1}}{L_{l1}} \cdot 100$	7,34	%
$Q_c = 1,1 \cdot Q_{ср}$			
Протяженность лупинга без учета местных сопротивлений Looping length without taking into account local resistances	L_{l1}	27337	м/м
Протяженность лупинга с учетом местных сопротивлений Looping length taking into account local resistances	L_{l2}	29215	
Абсолютное уточнение Absolute correction	$L_{l2} - L_{l1}$	1878	
Относительное уточнение Comparative correction	$\frac{L_{l2} - L_{l1}}{L_{l1}} \cdot 100$	6,87	%

При анализе экономической эффективности данные затраты сравнивались с возможной прибылью, получаемой от дополнительной перекачки (разностью в расходах между двумя математическими моделями). При расчете дополнительного дохода использовались

тарифы на выполнение заказа и диспетчеризацию при поставках нефти, перекачку по АО «Черномортранс-нефть» и услуги по наливу на ПК «Шесхарис» [32].

Результатом оценки экономической эффективности служат зависимости дохода от длины и диаметра лупинга (рис. 3, 4) для двух вариантов: с учетом перевалки на ПК «Шесхарис» и без учета.

Прибыль с учетом сдачи в зависимости от диаметра и длины

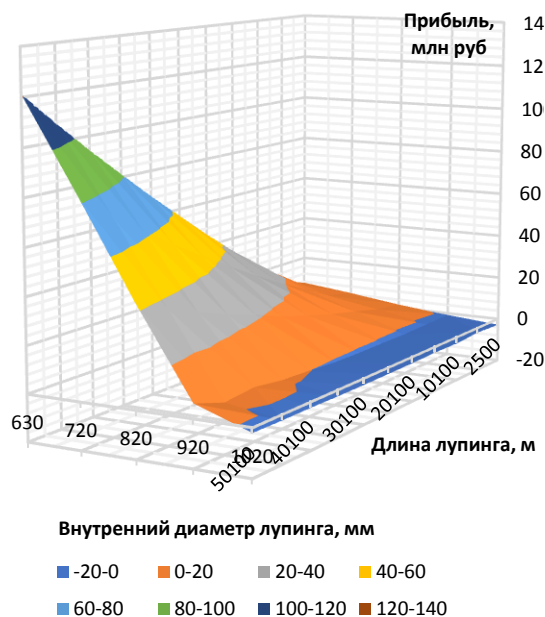


Рис. 3. График зависимости прибыли от внешнего диаметра и длины лупинга с учетом перевалки

Fig. 3. Graph of the profit dependence on the outer diameter and length of the loop, taking into account the filling

Прибыль без учета сдачи в зависимости от диаметра и длины

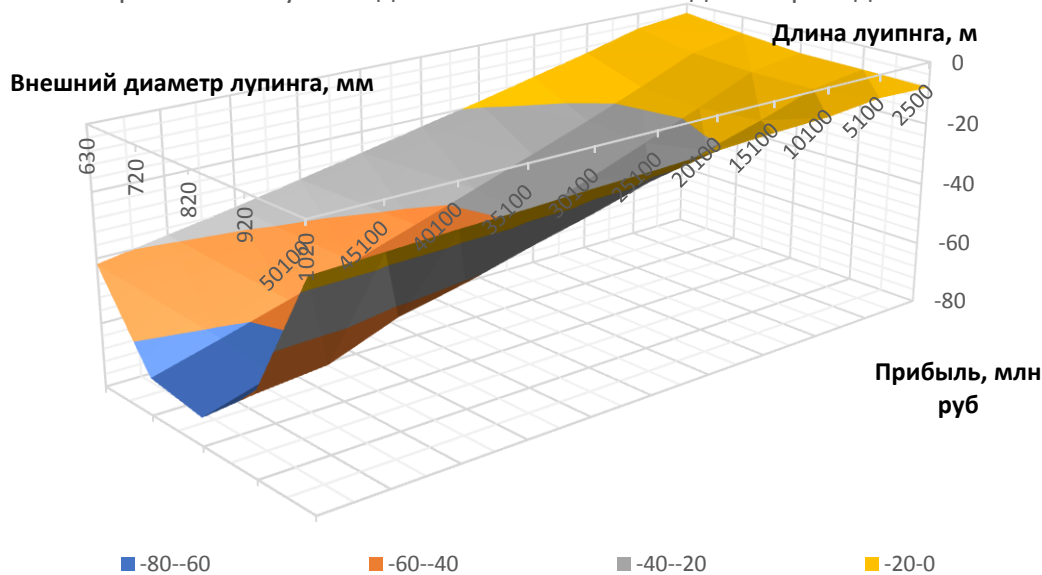


Рис. 4. График зависимости прибыли от внешнего диаметра и длины лупинга без учета перевалки

Fig. 4. Graph of the profit dependence on the outer diameter and length of the loop, without taking into account the filling

На рис. 5 отражена зависимость необходимой дополнительной длины строительства лупинга от его длины и внутреннего диаметра.

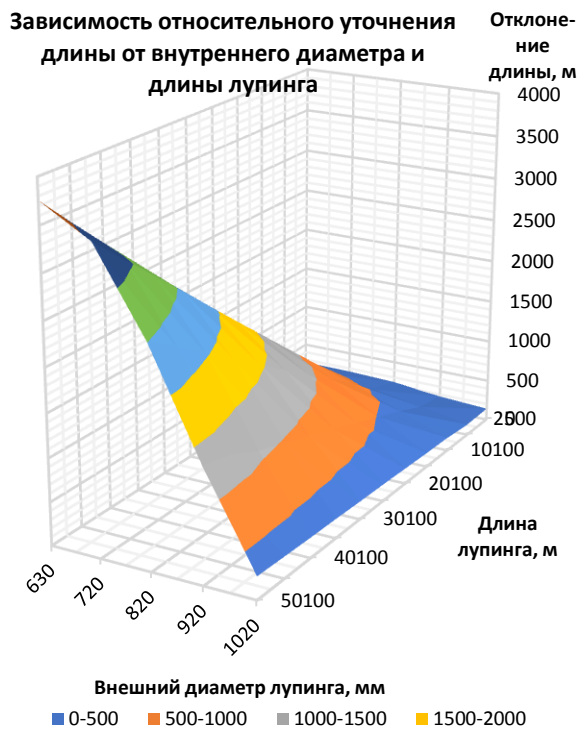


Рис. 5. График зависимости уточненной длины от длины и диаметра лупинга

Fig. 5. Graph of the refined length dependence on the length and diameter of the loop

Оценивая полученные зависимости, стоит отметить, что наименьшая эффективность применения уточненной математической модели проявляется при диаметре лупинга 920 и 1020 мм, так как завихрений в данных случаях будет меньше и потоки разделяются более плавно. Однако для диаметров 630, 720 и 820 мм при длине лупинга не менее 30 км уточненная длина может составлять вплоть до 4 км, что при оценке экономической эффективности с учетом строительства составляет около 130 млн р. Также стоит отметить, что без учета возможной сдачи на терминал положительное значение прибыли не наблюдается ни при каких значениях длины и диаметра лупинга. Оценивая стоимость строительства, стоит выделить такой момент, что по мере роста длины лупинга будет увеличиваться необходимая дополнительная длина, что отчетливо видно на рис. 5.

Заключение

Разработана уточненная математическая модель трубопровода, по которому перекачивается нефть или один сорт нефтепродукта, с учетом местных сопротивлений, возникающий в точках I и II, а также перемычек, соединяющих лупинг с основной ниткой трубопровода. Местные сопротивления в точках I и II приводят к неравномерному распределению потоков жидкости между лупингом и проходным трубопрово-

дом, что влечет за собой ошибку при расчете необходимой длины лупинга для требуемого увеличения расхода.

В ходе численного моделирования была решена задача определения протяженности лупинга, необходимого для увеличения пропускной способности на требуемую величину. В рамках данной задачи было определено, что учет местных сопротивлений привел к увеличению длины лупинга, причем чем больше длина лупинга, тем меньше влияние местных сопротивлений и потерь в перемычке на распределение потоков жидкости в трубопроводе, а следовательно, и на требуемую длину лупинга.

Обозначения и сокращения:

- Q_c – суммарный объемный расход жидкости в трубопроводе с лупингом, $\text{м}^3/\text{с}$;
- ΔQ – требуемое увеличение объемного расхода жидкости в трубопроводе, $\text{м}^3/\text{с}$;
- Q_{co} – суммарный объемный расход жидкости в трубопроводе до сооружения лупинга, $\text{м}^3/\text{с}$;
- Q_b – объемный расход жидкости в боковом ответвлении, $\text{м}^3/\text{с}$;
- Q_n – объемный расход жидкости в основной нитке между точками I и II, $\text{м}^3/\text{с}$;
- H_{co} – суммарные потери напора в трубопроводе до сооружения лупинга, м;
- H_c – суммарные потери напора в трубопроводе после сооружения лупинга, м;
- H_{I-II} – суммарные потери напора лупинге, м;
- H_{I-II} – суммарные потери напора в основной нитке между точками I и II, м;
- L – протяженность трубопровода, м;
- L_1 – протяженность участка трубопровода перед лупингом, м;
- L_2 – протяженность участка трубопровода после лупинга, м;
- L_n – протяженность лупинга, м;
- l_{6I} – длина перемычки, подключающей лупинг в сечении I, м;
- l_{6II} – длина перемычки, подключающей лупинг в сечении II, м;
- d_{6I} – внутренний диаметр перемычки, подключающей лупинг в сечении I, м;
- d_{6II} – внутренний диаметр перемычки, подключающей лупинг в сечении II, м;
- d_n – внутренний диаметр основной нитки трубопровода, м;
- d_n – внутренний диаметр лупинга, м;
- g – ускорение свободного падения, равное $9,81 \text{ м}/\text{с}^2$;
- w_c – скорость движения жидкости в сборном трубопроводе после сооружения лупинга, $\text{м}/\text{с}$;
- w_{co} – скорость движения жидкости в трубопроводе до сооружения лупинга, $\text{м}/\text{с}$;
- w_{6I} – скорость движения жидкости в боковом ответвлении, подключающей лупинг в сечении I, $\text{м}/\text{с}$;
- w_{6II} – скорость движения жидкости в боковом ответвлении, подключающей лупинг в сечении II, $\text{м}/\text{с}$;

- w_d – скорость движения жидкости в лупинге, м/с;
- w_n – скорость движения жидкости в основной нитке трубопровода между точками I и II, м/с;
- $\zeta_{с.п. I}$ – коэффициент местного сопротивления относительно скорости w_c , возникающего при проходе жидкости через раздающий тройник [28, 29];
- $\zeta_{с.б. I}$ – коэффициент местного сопротивления относительно скорости w_c , возникающего при проходе жидкости через тройник в боковое ответвление [28, 29];
- ζ_{90° – коэффициент местного сопротивления в колене 90° ;
- $\zeta_{с.п. II}$ – коэффициент местного сопротивления относительно скорости w_c , возникающего при проходе жидкости перед собирающим тройником в основной нитке [23, 28];
- $\zeta_{с.б. II}$ – коэффициент местного сопротивления относительно скорости w_c , возникающего при проходе жидкости перед собирающим тройником в боковом ответвлении в сечении II [28, 29];
- $\lambda_{с0}$ – коэффициент гидравлического сопротивления в трубопроводе до сооружения лупинга, определяемый согласно классическим формулам гидравлики [15, 22];
- λ_c – коэффициент гидравлического сопротивления в трубопроводе до точки I и после точки II;
- $\lambda_{б I}$ – коэффициент гидравлического сопротивления в перемычке, подключающей лупинг в сечении I;
- $\lambda_{б II}$ – коэффициент гидравлического сопротивления в перемычке, подключающей лупинг в сечении II;
- λ_n – коэффициент гидравлического сопротивления в основной нитке после подключения лупинга;
- λ_l – коэффициент гидравлического сопротивления в лупинге.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Поляков В.А. Методы и нормы технологического проектирования нефтепроводов. – М.: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2019. – 113 с.
2. Васильев Г.Г., Леонович И.А. Ретроспективный анализ методологии прочностных расчетов магистральных трубопроводов // Газовая промышленность. – 2019. – № 7. – С. 78–86.
3. Vanchugov I.M., Shestakov R.A. Influence of accounting for thermodynamic processes on the processes of mixture formation during sequential pumping of petroleum products // Oil & Gas Science and Technology – Revue d'IFP Energies nouvelles. – 2021. – V. 76. – P. 16. DOI: 10.2516/ogst/2020100.
4. Safety and security of oil and gas pipeline transportation: a systematic analysis of research trends and future needs using WoS / Chao Chen, Changjun Li, Genserik Reniers, Fuqiang Yang // Journal of Cleaner Production. – 2021. – V. 279. – P. 123583.
5. Уланов В.В., Яцкевич Д.А., Филиппов С.А. К вопросу о моделировании гидравлического удара в трубопроводах // Промышленный сервис. – 2015. – № 4. – С. 33–39.
6. Obaseki M., Elijah P.T. Dynamic modeling and prediction of wax deposition thickness in crude oil pipelines // Journal of King Saud University – Engineering Sciences. – 2021. – V. 33. – P. 437–445.
7. Филиппов С.А., Матвеева Ю.С. К вопросу о нормативных методах обнаружения утечек нефти и нефтепродуктов // Сборник тезисов 73-й Международной молодежной научной конференции «Нефть и газ-2019». – М.: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2019. – Т. 2. – С. 242–243.
8. Li Bo, Gai Jiannan, Xue Xiangdong. The digital twin of oil and gas pipeline system // IFAC PapersOnLine. – 2020. – № 53-5 – P. 710–714.
9. Поляков В.А., Шестаков Р.А. Влияние геодезических параметров нефтепровода и вставок на режим перекачки при отборе нефти // Труды Российского государственного университета нефти и газа имени И.М. Губкина. – 2014. – № 3. – С. 40–47.
10. An investigation of mitigating the safety and security risks allied with oil and gas pipeline projects / L. Kraidi, R. Shah, W. Matipa, F. Borthwick // Journal of Pipeline Science and Engineering. 2021. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2667143321000482> (дата обращения: 11.11.2021).
11. Земенкова М.Ю. Методы снижения технологических и экологических рисков при транспорте и хранении углеводородов. – Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2019. – 397 с.
12. Research on the initial state and safety of pipeline shutdown in crude oil forward and reverse transportation / Gang Zhou, Guang-De Huang, Cheng-Fu Wang, Zhi-Qi Jiang, Shuai Bing, Chang-Lin Li // Case Studies in Thermal Engineering. – 2020. – V. 22. – P. 100733.
13. Поляков В.А., Шестаков Р.А. Системный подход к проектированию трубопроводов. – М.: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2018. – 98 с.
14. Проектирование и эксплуатация нефтепроводов / М.В. Лурье, Б.Н. Мастобаев, П.А. Ревель-Муроз, А.Е. Сощенко. – М.: ООО ИД «Недра», 2019. – 434 с.
15. РД-23.040.00-КТН-084-18 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Линейная часть магистрального трубопровода. Нормы проектирования. – М.: ПАО «Транснефть», 2018. – 238 с.
16. Голунов Н.Н., Мерзоев М.Г. Теория и алгоритм расчета квазистационарных режимов перекачки нефти с противотурбулентными присадками // Территория «Нефтегаз». – 2017. – № 12. – С. 72–77.
17. Molecular interactions between heavy crude oil and a flow enhancer in a pipeline for pressure drop reduction / E.J. Suarez-Dominguez, A. Palacio-Perez, J.F. Perez-Sanchez, A. Rodriguez-Valdes, S. Gonzalez-Santana, E. Izquierdo-Kulich // Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects. – 2021. – V. 627. – P. 127134.
18. Полимерные агенты снижения гидродинамического сопротивления для тяжелой нефти / П.А. Ревель-Муроз, Г.В. Несын, Ф.С. Зверев, А.Ю. Ляпин // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2016. – № 4. – С. 42–47.
19. Sustainable crude oil transportation: design optimization for pipelines considering thermal and hydraulic energy consumption / Bohong Wang, Haoran Zhang, Meng Yuan, Yufei Wang, B.C. Menezes, Zhongjie Li, Yongtu Liang // Chemical Engineering Research and Design. – 2019. – V. 151. – P. 23–39.
20. Челинцев Н.С. Увеличение пропускной способности нефтепродуктопровода противотурбулентной присадкой // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2010. – № 4. – С. 12–14.
21. Kazemzadeh H., Amani H., Kariminezhad H. Evaluation of pipeline networks to predict an increase in crude oil flow rate // International Journal of Pressure Vessels and Piping. – 2021. – V. 197. – P. 104374.
22. Лурье М.В. Математическое моделирование процессов трубопроводного транспорта нефти, нефтепродуктов и газа. – М.: ИЦ РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2012. – 456 с.
23. К вопросу о местных сопротивлениях на магистральных нефте- и нефтепродуктопроводах / Д.Н. Комаров, А.Р. Хасанова, Н.П. Чупракова, Ю.С. Матвеева // Магистральные и промысловые трубопроводы: проектирование, строительство, эксплуатация, ремонт. – М.: ИЦ РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, 2017. – С. 67–70.
24. Дидковская А.С. Теоретическое обобщение расчета гидродинамических процессов в трубопроводах для перекачки жидких углеводородов: дис. ... д-ра техн. наук. – М., 2019. – 226 с.
25. Namam Y.M., Brameller A. Hybrid method for the solution of piping networks // Proc. IEE. – 1971. – V. 113 (11). – P. 1607–1612.

26. Sârbu I., Valea E.S. Analysis of looped water distribution networks using variational formulations // *Metarlugia Int.* – 2011. – V. 16 (1). – P. 48–53.
27. Raoni R., Secchi A.R., Biscari Jr E.C. Novel method for looped pipeline network resolution // *Computers and Chemical Engineering.* – 2017. – 96. – P. 169–182. DOI: 10.1016/j.compchemeng.2016.10.001.
28. Shestakov R.A. Research of distribution of oil flow in the pipeline with looping // *Journal of Physics: Conference Series.* – 2020. – V. 1679. – № 5. – P. 052035. DOI: 10.1088/1742-6596/1679/5/052035.
29. Идельчик И.Е. Справочник по гидравлическим сопротивлениям. – М.: Машиностроение, 1992. – 672 с.
30. Резанов К.С., Уланов В.В. К вопросу о распределении потоков в нефтепроводе с лупингом // *Приоритетные направления инновационной деятельности в промышленности.* – Казань: ООО «Конверт», 2021. – С. 117–119.
31. СП 36.13330.2012 Магистральные трубопроводы. URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200103173> (дата обращения: 05.02.2021).
32. Информация о тарифах на услуги ПАО «Транснефть» по транспортировке нефти/нефтепродуктов по магистральным трубопроводам. URL: <https://www.transneft.ru/information/113/2018/1/> (дата обращения: 05.02.2021).

Поступила 02.02.2022 г.

Информация об авторах

Шестаков Р.А., кандидат технических наук, доцент кафедры нефтепродуктообеспечения и газоснабжения РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина.

Резанов К.С., студент кафедры нефтепродуктообеспечения и газоснабжения РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина.

Матвеева Ю.С., заместитель начальника службы эксплуатации газопроводов АО «МОСГАЗ».

Ванчургов И.М., магистрант кафедры нефтепродуктообеспечения и газоснабжения РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина.

UDC 622.621.6

IMPROVED MATHEMATICAL MODEL OF THE MAIN PIPELINE WITH LOOPING

Roman A. Shestakov¹,
shestakov.r@gubkin.ru

Konstantin S. Rezanov¹,
rezanov_ks@mail.ru

Yulia S. Matveeva²,
yulia2@yandex.ru

Ivan M. Vanchugov¹,
imvanchugov@yandex.ru

¹ National University of Oil and Gas «Gubkin University»,
65, bld. 1, Leninsky avenue, Moscow, 119991, Russia.

² JSC «MOSGAZ»,
8, Lublinskaya street, Moscow, 109390, Russia.

The relevance of the research. In the modern world, pipeline transportation of oil and petroleum products occupies a leading position and it is an important aspect of the industry not only of the Russian Federation, but of the whole world. However, despite all its advantages, there are also significant disadvantages, including those related to the operation of pipeline systems and the accuracy of determining the technological parameters of the pipeline during mathematical modeling in operation and design. In this regard, the development of new and improving the accuracy of existing mathematical models of pipeline systems are urgent tasks of designing and operating pipeline systems, including when designing looping.

The main aim of the research is the investigation of the influence of local resistances arising at the points of connection of the looping to the main line of the pipeline on increasing the throughput capacity of the section of the main oil pipeline between two oil pumping stations by laying the looping.

Methods: mathematical modeling of the main pipeline section operation taking into account local resistances at the looping connection points and without taking them into account, as well as a comparative analysis of the results obtained by constructing three-dimensional dependencies.

Results. A refined mathematical model of the inter-station section of the pipeline with looping, through which oil or petroleum products are pumped, has been developed. The authors have constructed a three-dimensional graph of the dependence of the deviation in calculation results of the looping length of the standard and refined models on the length and diameter of the laid looping. An economic assessment of the additional length of the looping was carried out and three-dimensional dependences of profit on the diameter and length of the looping were constructed, taking into account transshipment operations and without them.

Key words:

Oil, liquid, pipeline, oil pipeline, looping, mathematical model, numerical modeling, capacity increase, local resistance, hydraulic calculation.

REFERENCES

1. Polyakov V.A. *Metody i normy tekhnologicheskogo proektirovaniya nefteprovodov* [Methods and norms of technological design of oil pipelines]. Moscow, National University of Oil and Gas «Gubkin University» Publ., 2019. 113 p.
2. Vasiliev G.G., Leonovich I.A. Retrospective analysis of strength calculation methodology for trunk pipelines. *Gas industry*, 2019, no. 7, pp. 78–86. In Rus.
3. Vanchugov I.M., Shestakov R.A. Influence of accounting for thermodynamic processes on the processes of mixture formation during sequential pumping of petroleum products. *Oil & Gas Science and Technology - Revue d'IFP Energies nouvelles*, 2021, vol. 76, pp. 16. In Rus. DOI: 10.2516/ogst/2020100.
4. Chao Chen, Changjun Li, Genserik Reniers, Fuqiang Yang. Safety and security of oil and gas pipeline transportation: A systematic analysis of research trends and future needs using WoS. *Journal of Cleaner Production*, 2021, vol. 279, pp. 123583.
5. Ulanov V.V., Yatskevich D.A., Filippov S.A. *On the issue of modeling hydraulic shock in pipelines. Industrial service*, 2015, no. 4, pp. 33–39. In Rus.
6. Obaseki M., Elijah P.T. Dynamic modeling and prediction of wax deposition thickness in crude oil pipelines. *Journal of King Saud University – Engineering Sciences*, 2021, vol. 33, pp. 437–445.
7. Filippov S.A., Matveeva Yu.S. K voprosu o normativnykh metodakh obnaruzheniya utechek nefi i nefteproduktov [On the issue of regulatory methods for detecting leaks of oil and petroleum products]. *Sbornik tezisov 73-y Mezhdunarodnoj molodezhnoj nauchnoj konferencii «Nef' i gaz-2019»* [Collection of abstracts of the 73rd International Youth Scientific Conference]. Moscow, National University of Oil and Gas «Gubkin University» Publ., 2019, vol. 2, pp. 242–243.
8. Li Bo, Gai Jiannan, Xue Xiangdong. The digital twin of oil and gas pipeline system. *IFAC PapersOnLine*, 2020, no. 53-5, pp. 710–714.
9. Polyakov V.A., Shestakov R.A. Effects of terrain topography and branches on pipeline transportation mode in the process of oil offtake. *Proceedings of the Gubkin Russian State University of Oil and Gas*, 2014, no. 3, pp. 40–47. In Rus.
10. Kraidi L., Shah R., Matipa W., Borthwick F. An investigation of mitigating the safety and security risks allied with oil and gas pipeline projects. *Journal of Pipeline Science and Engineering*, 2021. Available at: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2667143321000482> (accessed: 11 November 2021).
11. Zemenkova M.Yu. *Metody snizheniya tekhnologicheskikh i ekologicheskikh riskov pri transporte i khranении uglevodorodov* [Methods of reducing technological and environmental risks in the transport and storage of hydrocarbons]. Tyumen, Tyumen Industrial University Publ., 2019. 397 p.

12. Gang Zhou, Guang-De Huang, Cheng-Fu Wang, Zhi-Qi Jiang, Shuai Bing, Chang-Lin Li. Research on the initial state and safety of pipeline shutdown in crude oil forward and reverse transportation. *Case Studies in Thermal Engineering*, 2020, vol. 22, pp. 100733.
13. Polyakov V.A., Shestakov R.A. *Sistemny podkhod k proektirovaniyu truboprovodov* [A systematic approach to pipeline design]. Moscow, National University of Oil and Gas «Gubkin University» Publ. 2018. 98 p.
14. Lurie M.V., Mastobaev B.N., Revel-Muroz P.A., Soshchenko A.E. *Proektirovanie i ekspluatatsiya nefteprovodov* [Design and operation of oil pipelines]. Moscow, Nedra Publ. House LLC, 2019. 434 p.
15. RD-23.040.00-KTN-084-18 *Magistralny truboprovodny transport nefiti i nefteproduktov. Lineynaya chast magistralnogo truboprovoda* [Design standards RD-23.040.00-KTN-084-18. Main pipeline transport of oil and petroleum products. The linear part of the main pipeline]. Moscow, PJSC «Transneft» Publ., 2018. 238 p.
16. Golunov N.N., Merzhoev M.G. Theory and algorithm of calculation of the quasi-stationary modes of the oil pumping with drag reducing additives. *Oil and Gas Territory*, 2017, no. 12, pp. 72–77. In Rus.
17. Suarez-Dominguez E.J., Palacio-Perez A., Perez-Sanchez J.F., Rodriguez-Valdes A., Gonzalez-Santana S., Izquierdo-Kulich E. Molecular interactions between heavy crude oil and a flow enhancer in a pipeline for pressure drop reduction. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 2021, vol. 627, pp. 127134.
18. Revel-Muroz P.A., Nesyn G.V., Zverev F.S., Lyapin A.Yu. Polymer-based hydrodynamic resistance reducing agents for heavy. *Science & Technologies: Oil and Oil Products Pipeline Transportation*, 2016, no. 4, pp. 42–47. In Rus.
19. Bohong Wang, Haoran Zhang, Meng Yuan, Yufei Wang, B.C. Menezes, Zhongjie Li, Yongtu Liang. Sustainable crude oil transportation: design optimization for pipelines considering thermal and hydraulic energy consumption. *Chemical Engineering Research and Design*, 2019, vol. 151, pp. 23–39.
20. Chelintsev N.S. Increase in the throughput capacity of the oil product pipeline with an anti-turbulent additive. *Transport and storage of petroleum products and hydrocarbons*, 2010, no. 4, pp. 12–14. In Rus.
21. Kazemzadeh H., Amani H., Kariminezhad H. Evaluation of pipeline networks to predict an increase in crude oil flow rate. *International Journal of Pressure Vessels and Piping*, 2021, vol. 197, pp. 104374.
22. Lurye M. V. *Matematicheskoe modelirovanie protsessov truboprovodnogo transporta nefiti, nefteproduktov i gaza* [Mathematical modeling of the processes of pipeline transport of oil, petroleum products and gas]. Moscow, National University of Oil and Gas «Gubkin University» Publ., 2012. 456 p.
23. Komarov D.N., Khasanova A.R., Chuprakova N.P., Matveeva Yu.S. K voprosu o mestnykh soprotivleniyakh na magistralnykh nefte- i nefteproduktorovodakh [On the issue of local resistances on the main oil and oil product pipelines]. *Magistralnye i promyslovye truboprovody: proektirovanie, stroitelstvo, ekspluatatsiya, remont* [Main and field pipelines: design, construction, operation, repair]. Moscow, National University of Oil and Gas «Gubkin University» Publ., 2017. pp. 67–70.
24. Didkovskaya A.S. *Teoreticheskoe obobshchenie rascheta gidrodinamicheskikh processov v truboprovodah dlya perekachki zhidkikh uglevodorodov*. Diss. Dokt. nauk [Theoretical generalization of the calculation of hydrodynamic processes in pipelines for pumping liquid hydrocarbons. Dr. Diss.]. Moscow, 2019. 226 p.
25. Hamam Y.M., Brameller A. Hybrid method for the solution of piping networks. *Proc. IEE*, 1971, no. 113, pp. 1607–1612.
26. Sârbu I., Valea E.S. Analysis of looped water distribution networks using variational formulations. *Metarlugia Int*, 2011, no. 16, pp. 48–53.
27. Raoni R., Secchi A.R., Biscari Jr E.C. Novel method for looped pipeline network resolution. *Computers and Chemical Engineering*, 2017, no. 96, pp. 169–182. DOI: 10.1016/j.compchemeng.2016.10.001.
28. Shestakov R.A. Research of distribution of oil flow in the pipeline with looping. *Journal of Physics: Conference Series*, 2020, vol. 1679, no. 5, pp. 052035. DOI: 10.1088/1742-6596/1679/5/052035.
29. Idelchik I.E. *Spravochnik po gidravlicheskim soprotivleniyam* [Handbook of hydraulic resistances]. Moscow, Mechanical Engineering Publ., 1992. 672 p.
30. Ryazanov K.S., Ulanov V.V. K voprosu o raspredelenii potokov v nefteprovode s lupingom [On the issue of the distribution of flows in an oil pipeline with looping]. *Prioritetnye napravleniya innovatsionnoy deyatel'nosti v promyshlennosti* [Priority directions of innovative activity in industry]. Kazan, Konvert Publ. 2021. pp. 117–119.
31. *SP 36.13330.2012 Magistralnye tryboprovody* [SP 36.13330.2012 Main pipelines]. 2012. State Standard. Available at: <http://docs.cntd.ru/document/1200103173> (accessed 5 February 2021).
32. *Informatsiya o tarifakh na usluzhi PAO "Transneft" po transportirovke nefiti/nefteproduktov po magistralnym truboprovodam* [Information on tariffs for the services of PJSC "Transneft" for the transportation of oil/oil products through main pipelines]. 2018. PJSC «Transneft». Available at: <https://www.transneft.ru/information/113/2018/1/> (accessed 5 February 2021).

Received: 2 February 2022.

Information about the authors

Shestakov R.A., Cand. Sc., associate professor, National University of Oil and Gas «Gubkin University».

Rezanov K.S., student, National University of Oil and Gas «Gubkin University».

Matveeva Yu.S., Deputy Head of the Gas Pipeline Operation Service, JSC «MOSGAZ».

Vanchugov I.M., student, National University of Oil and Gas «Gubkin University».