

Научная статья

Original article

УДК 622.691.4(075.8)

doi: 10.55186/2413046X\_2024\_9\_8\_349

**СРАВНЕНИЕ МЕТОДОВ ПОВЫШЕНИЯ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ  
МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА В РАМКАХ ПЛАНИРУЕМОЙ  
МОДЕРНИЗАЦИИ**

**COMPARISON OF METHODS FOR INCREASING THE PRODUCTIVITY  
OF THE MAIN OIL PIPELINE WITHIN THE FRAMEWORK OF THE  
PLANNED MODERNIZATION**



**Сим Александр Денсуевич**, старший преподаватель, Тихоокеанский государственный университет, Хабаровск, E-mail: 008329@pnu.edu.ru

**Атаманенко Роман Борисович**, Тихоокеанский государственный университет, Хабаровск, E-mail: 2018101709@pnu.edu.ru

**Алексеева Дарья Сергеевна**, Тихоокеанский государственный университет, Хабаровск, E-mail: 2020102612@pnu.edu.ru

**Sim Alexander Densuevich**, teacher, Pacific State University, Khabarovsk, E-mail: 008329@pnu.edu.ru

**Atamanenko Roman Borisovich**, Pacific State University, Khabarovsk, E-mail: 2018101709@pnu.edu.ru

**Alekseeva Darya Sergeevna**, Pacific State University, Khabarovsk, E-mail: 2020102612@pnu.edu.ru

**Аннотация.** В статье подняты проблемы необходимости строительства новых трубопроводов и сложность их возведения. Рассчитан гипотетический трубопровод и смоделирована его версия с половиной промежуточных станций. Проведены расчёты увеличения пропускной способности

смоделированного трубопровода за счёт противотурбулентной присадки и дополнительного насоса на станции. Введено понятие «планируемой модернизации» в рамках реализации третьего метода повышения пропускной способности, который объединяет первые два. Сделан вывод о перспективности описанной в статье методике повышения производительности магистральных трубопроводов, как в рамках временного решения, так и при оптимизации инвестиций при строительстве новых трубопроводов.

**Abstract.** The article raises the problems of the need to build new pipelines and the complexity of their construction. A hypothetical pipeline has been calculated and its version with half of the intermediate stations has been modeled. Calculations have been carried out to increase the throughput of the simulated pipeline due to an anti-turbulent additive and an additional pump at the station. The concept of "planned modernization" has been introduced as part of the implementation of the third method of increasing throughput, which combines the first two. The conclusion is made about the prospects of the methodology described in the article for increasing the productivity of main pipelines, both as part of a temporary solution and when optimizing investments in the construction of new pipelines.

**Ключевые слова:** ПТП, повышение производительности, трубопровод, АТР, планируемая модернизация

**Keywords:** PTP, productivity improvement, pipeline, APR, planned modernization

### **Введение**

Роль магистральных нефтепроводов и продаж нефти в рамках национальной экономической безопасности государства заключается в обеспечении стабильного экономического роста, формировании бюджета, обеспечении энергетической безопасности, влиянии на мировую экономику и формировании международного влияния. Строительство новых

магистральных нефтепроводов из России к странам АТР попросту необходимо. Инициатива лежит в рамках программы «Поворот на восток» [1] и имеет ряд ключевых причин для реализации:

1. Энергетическая безопасность: Магистральные нефтепроводы обеспечивают поступление сырья для нефтеперерабатывающих заводов, а также поставки нефтепродуктов на внутренний и международный рынки. Надежная работа нефтепроводов важна для обеспечения энергетической безопасности государства и поддержания стабильного функционирования его экономики.
2. Экономическая стабильность: Магистральные нефтепроводы играют ключевую роль в обеспечении экономической стабильности государства за счет создания рабочих мест, притока инвестиций в инфраструктуру и развитие связанных отраслей, таких как транспорт, логистика, и т.д.
3. Диверсификация экспорта: Наличие магистральных нефтепроводов позволяет государству диверсифицировать свои возможности экспорта нефти, что снижает зависимость от одного или нескольких рынков и повышает устойчивость к мировым изменениям спроса и цен на нефть.
4. Геополитическая безопасность: Магистральные нефтепроводы могут быть использованы для обеспечения геополитической безопасности государства путем установления стратегических партнерств с другими странами или регионами, а также для укрепления своего влияния на мировом рынке энергоносителей [2].

Однако, с увеличением добычи нефти или спроса на неё возникает необходимость повышения производительности и эффективности работы как существующих, так и новых, недоукомплектованных нефтепроводов. В сложившейся для России геополитической ситуации, строительство капитальных сооружений, таких как промежуточные нефтеперекачивающие станции стало требовать слишком больших капиталовложений. В случае одновременной реализации нескольких таких проектов процесс потребует

значительных инвестиций, большого количества рабочей силы и техники, а также тщательного планирования и координации.

Возведение каждой станции включает в себя множество этапов, таких как земляные работы, установка фундамента, монтаж оборудования, тестирование и ввод в эксплуатацию. Строительство нескольких станций одновременно может привести к проблемам с координацией работ, нехватке ресурсов и нарушению сроков.

Более эффективным подходом является строительство нефтеперекачивающих станций последовательно через одну с учетом технических требований, географических особенностей и логистических возможностей, с более поздним возведением промежуточных станций. Такой подход позволяет распределить затраты и ресурсы во времени, снизить общую стоимость проекта и обеспечить более качественное выполнение работ.

Но что, если после ввода трубопровода в эксплуатацию с необходимым для перекачки минимумом станций, нам не хватает инвестиций и/или ресурсов, в связи с удорожанием проекта для его конечного завершения? Смоделируем такую ситуацию и просчитаем временные способы увеличения производительности, которые можно применить до возведения промежуточных НПС.

В данной статье мы рассмотрим и сравним три метода повышения производительности нового магистрального нефтепровода при отсутствии и невозможности возведения промежуточных НПС: использование противотурбулентной присадки (ПТП), монтаж дополнительного насоса на нефтеперекачивающей станции (НПС), а также совместное использование вышеописанных методов в рамках запланированной модернизации.

Для расчета гипотетического нефтепровода примем нефть марки ESPO. В результате механического и гидравлического расчетов, которые мы

провели в программе Microsoft Excel, следуя требованиям СП 36.13330 [3], были получены следующие данные:

1. Свойства транспортируемой нефти:  $\rho$  - плотность при температуре 293 К, равна 849,94 кг/м<sup>3</sup> [4];
2. Годовая производительность  $G = 51,5$  млн тонн/год;
3. Протяженность нефтепровода -  $L$ , равная 2000 км;
4. Диаметр нефтепровода  $D_H = 1020$  мм, толщина стенки  $\delta = 16$  мм, внутренний диаметр  $D_{вн} = 988$  мм;
5. Рабочее давление –  $P = 5,25$  МПа;
6. Трубы от ОАО «Выксунский металлургический завод» ТЗ 14-31270-84 [5]; марка стали – К60;  $\sigma_{вР} = 590$  Мпа;  $\sigma_T = 460$  Мпа.  $K_1=1,4$ ; допустимое рабочее давление -  $P_{доп} = 9,8$  МПа;
7. Число Рейнольдса  $Re = 397\ 607$ , коэффициент гидравлического сопротивления  $\lambda = 0,01625$ , режим течения жидкости – турбулентный, зона смешанного трения;
8. Необходимое количество станций  $n = 24$ ;
9. Насосы МН 7000 – 210 и НПВ 3600 – 90 [6].

При половине построенных станций наш нефтепровод будет работоспособным при следующих характеристиках (таблица 1).

Таблица 1 – Характеристики трубопровода при половине возведённых станций.

Наименование параметра	Обозначение	Значение
Годовая производительность	G	40,5 млн тонн/год
Рабочее давление	P	6,56 МПа
Число Рейнольдса	Re	312 681

Коэффициент гидравлического сопротивления	$\lambda$	0,01662
Число станций	n	12

### Расчет ПТП

Как известно перекачка нефти по трубопроводу осуществляется на высоких скоростях 10-12 км/ч, и зачастую при турбулентном режиме течения, для которого характерно нелинейное движение ввиду наличия завихрений в потоке, которые образуясь в околостенной области стремятся к центру трубопровода, что является источником существенной части гидравлических потерь при перекачке в турбулентном режиме (около 80%) [7].

Применение противотурбулентных присадок — эффективный метод уменьшения гидравлического сопротивления за счет гашения турбулентных пульсаций. Присадки представлены длинными макромолекулами, взвешенными в органической жидкости, которые образуют суспензию. При взаимодействии с нефтью макромолекулы приобретают линейное строение и выстраивают цепи, которые препятствуют образованию завихрений, линеаризируя (позволяя течь более направлено, прямолинейно) структуру течения и снижая потери энергии (напора) при перекачке [8]. При этом полимер ПТП работает во всем объеме обрабатываемого потока углеводородной жидкости.

Введение присадки в поток приводит к тому, что изменяется величина коэффициента  $A(\theta)$  в выражении для так называемого закона сопротивления [9]:

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = 0,88 \cdot \ln \ln (A(\theta) \cdot Re \cdot \sqrt{\lambda}) - 3,745, \quad (1)$$

где  $\lambda$  — коэффициент гидравлического сопротивления при числе Рейнольдса  $Re$ ;

$A(\theta)$  — числовой коэффициент, зависящий от концентрации  $\theta$  (г/т) присадки в транспортируемой нефти. При отсутствии присадки, то есть при  $\theta = 0$ ,  $A(\theta) = 28$ .

Количеством перекачивающих станций  $n$  можно обеспечить перекачку нефти с расходом  $Q$ , если на участке, где нефть течет в смеси с присадкой, коэффициент гидравлического сопротивления составит:

$$\lambda_{\pi} = \lambda - \frac{1}{l_{\pi}} \cdot \left( \frac{\pi^2 \cdot g \cdot d^5}{8 \cdot \chi^2} \cdot n'' \cdot m_{\text{МН}} \cdot B_* \cdot (\chi^2 - 1) - L \cdot \left( \frac{\lambda_0}{\chi^2} - \lambda \right) \right), \quad (2)$$

где  $\lambda$  — коэффициент гидравлического сопротивления без присадки с расходом  $Q_{\text{пл}}$

$\lambda_0$  — то же при расходе  $Q_0$ , соответствующее работе меньшего количества станций

$\chi$  — требуемое увеличение расхода

$l_{\pi}$  — длина перегона, на котором осуществляется перекачка нефти с присадкой

$L$  — протяженность нефтепровода

$B_*$  — параметр, характеризующий работу магистрального насосного агрегата

Далее для решения введем следующие обозначения:

$$\chi = \frac{Q_{\text{пл}}}{Q_0}, \quad B_* = 3600^{2-m} \cdot B, \quad (3)$$

Требуемая величина коэффициента  $A(\theta)$  при известном значении  $\lambda_{\pi}$  определяется как

$$A(\theta) = \frac{1}{Re \cdot \sqrt{\lambda_{\pi}}} \cdot \exp\left(\frac{1+3,745 \cdot \sqrt{\lambda_{\pi}}}{0,88 \cdot \sqrt{\lambda_{\pi}}}\right), \quad (4)$$

Весь расчет велся в соответствии с методикой, описанной в [9]. Выполнив расчеты получены следующие значения: для присадок «CDR-102» американской фирмы «Dupon-Сопосо» и «NECCAD-547» финской фирмы «Neste». Зависимость  $A(\theta)$  от концентрации присадки  $\theta$  определяются по формулам  $A(\theta) = 1,48 \cdot \theta^{1,24}$  и  $A(\theta) = 0,407 \cdot \theta^{1,29}$ . Тогда необходимые концентрации присадок составят 288,47 и 630,06 г/тонн соответственно.

Как мы видим, увеличение пропускной способности заданного нефтепровода на величину, равную  $\chi = 1,27$  (увеличение на 27 % или на 11 млн тонн/год до проектных 51,5 млн тонн/год) за счёт применения ПТП без дополнительных мер является невозможным. Проведя расчёты, мы получили слишком большие концентрации, при которых наблюдаются межмолекулярные взаимодействия, мешающие работе присадки, что, напротив, снижает производительность. Как сообщает источник [10] практически для всех современных присадок увеличение концентрации более 20-40 ppm, напротив, приводит к некоторому снижению эффективности присадки, таким образом наблюдается нерациональное использование сверхбольшого количества ПТП.

Проведя дополнительные расчеты согласно описанной выше методике были получены следующие данные: при нашем гипотетическом нефтепроводе рационально возможно увеличить производительность на 9% (или на 3,5 млн тонн/год, до 44 млн тонн/год) с помощью концентраций ПТП 15,42 ppm «CDR-102» и 37,73 ppm «NECCAD-547». Однако это не соответствует нашим требованиям по повышению производительности трубопровода. В лучшем случае, ПТП следует использовать совместно с другими методами. Не стоит также забывать о необходимости монтажа установок по вводу ПТП и покупки сырья, что может быть не только дорого, но и трудозатратно в долгосрочной перспективе, относительно получаемого прироста производительности, а как следствие, и конечной выгоды, в сравнении с предложенным нами далее методом.

#### **Расчет дополнительного магистрального насосного агрегата на станции**

Более перспективным и современным мы видим решение данной проблемы с помощью установки дополнительного магистрального насосного агрегата (далее МНА) на действующих насосных станциях. В условиях, когда это заранее не предусмотрено проектом необходимо удовлетворение следующих требований – достаточная толщина стенки для способности

выдержать повышенное давление на выходе со станции и возможность установки насоса в контейнерном исполнении на территории НПС рядом со зданием магистральной насосной, либо заранее спроектированное здание магистральной насосной с предусмотренным местом для дополнительного МНА. Однако прежде всего, мы предлагаем использовать данный метод как дополнение ещё на стадии проектирования нового трубопровода, в рамках планируемой модернизации.

Что мы подразумеваем? Планируемая модернизация-комплекс опционально вводимых мер по расширению изначальных модернизационных возможностей и удобству их введения, которые будут учитываться на этапе проектирования магистрального трубопровода.

При незначительных изменениях в конструкции и обвязке самого насосного цеха, с целью получения резервного и готового к эксплуатации места для установки дополнительного насоса, мы добьёмся гораздо меньших капиталовложений, в сравнении с реконструкцией, а также оптимизирует процесс эксплуатации и обслуживания.

Аналогично мы предлагаем поступить и с трубопроводом. Будет достаточно установки трубы с большей толщиной стенки, для первой трети пути трубопровода, между станциями, учитывая промежуточные.

В этом случае расчет нефтепровода не меняется, но необходимо внести изменения в формулу для расчета напора станции:

$$H_{ст} = m_{мн} \cdot H_{мн}, \quad (5)$$

где  $m_{мн}$  — количество магистральных насосных агрегатов, равное 4 (вместо 3 при стандартной схеме включения МНА на современных НПС).

В нашем случае при действующих 12 НПС, путем добавления дополнительного МНА на каждую НПС нефтепровод возможно вывести на следующие рабочие характеристики (таблица 2).

Таблица 2 – Характеристики трубопровода при установке дополнительного насоса

Наименование параметра	Обозначение	Значение
Годовая производительность	$G_r$	45 млн тонн/год
Рабочее давление	$P$	7,82 МПа
Число Рейнольдса	$Re$	347 423
Коэффициент гидравлического сопротивления	$\lambda$	0,01644
Число станций	$n$	12

Таким образом коэффициент увеличения пропускной способности составит  $\chi = 1,11$  (увеличение на 11 % или на 4,5 млн тонн/год). Этот показатель гораздо выше, в сравнении с использованием ПТП. Однако, большей эффективности мы считаем возможно добиться используя данный метод совместно с ПТП.

В первую очередь мы предполагаем, что место и обвязка для дополнительного насоса будут учитываться в проектном плане при постройке станции, что с финансовой точки зрения будет менее выгодно на этапе строительства, однако проект многократно окупается, как в сравнении с реконструкцией существующего объекта, изначально не рассчитанного для установки дополнительного насоса, так и в случае повышения производительности, минимум, на 11%.

Как в рамках временного повышения производительности, в следствии отсутствия промежуточных станций, так и для случая постоянной работы трубопровода, в следствии отсутствия необходимости выходить на проектные значения пропускной способности, установка дополнительного насоса на станции обеспечит нас большим приростом производительности, в сравнении с ПТП.

**Расчет повышения производительности за счёт дополнительного магистрального насосного агрегата на станции и использования ПТП**

Главная концепция по наращиванию пропускной способности, которую мы хотим предложить, заключается в объединении вышеупомянутых методов. Если сравнивать их по отдельности, то ни один не даст выйти на планируемую нами производительность трубопровода в 51,5 млн. тонн/год, однако следующее позволит к ней приблизиться.

Используя расчёт производительности при дополнительном магистральном насосе, берём эти данные за исходные и проводим новый расчёт повышения пропускной способности применением ПТП.

Получим значения для присадок «CDR-102» и «NECCAD-547». Необходимые концентрации присадок составят 18,15 и 44,13 г/тонн соответственно. Эти показатели уже соответствуют нормам эффективности использования противотурбулентной присадки от их концентрации, а значит, могут быть применены на практике [10].

Также, чем сильнее турбулентность в потоке жидкости, тем лучше действует ПТП, уменьшая гидравлическое сопротивление трубопровода, что отображено в результатах расчета (таблица 3).

Таблица 3 – Сравнение коэффициентов гидравлического сопротивления.

Пропускная способность в случаях 1 - 4	Значение коэффициента гидравлического сопротивления $\lambda$
1. Без промежуточных станций и повышения производительности	0,01662
2. Установка дополнительного насоса	0,01644
3. Использование ПТП	0,01290
4. Установка дополнительного насоса совместно с использованием ПТП	0,01221

Как мы видим, при использовании нашего метода повышения производительности, гидравлическое сопротивление будет минимально, что на прямую повышает эффективность использования транспортной сети трубопровода: при увеличении скорости потока жидкости и давления в трубопроводе, турбулентный поток также будет иметь большее влияние в снижении производительности. Следовательно, добавление присадки окажет большой положительный эффект. К тому же, установок по вводу ПТП и объём используемого вещества будет ниже, т.к. промежуточные станции отсутствуют.

Таким образом коэффициент увеличения пропускной способности составит  $\chi = 1,22$  (увеличение на 22 % или на 9 млн тонн/год).

В предыдущем пункте мы описывали меры, входящие в концепцию планируемой модернизации, аналогично они применимы и для установки дополнительного насоса в данном случае.

Как в рамках временного повышения производительности, в следствии отсутствия промежуточных станций, так и для случая постоянной работы трубопровода, в следствии отсутствия необходимости выходить на проектные значения пропускной способности, метод совместного использования дополнительного насоса и противотурбулентной присадки окажет наибольший эффект в приросте производительности, что отображено в таблице 4.

Таблица 4 – Годовая производительность трубопроводов

Проект трубопровода	Количество станций	Значение годовой производительности $G_r$ , млн тонн/год
Полностью отстроенный трубопровод со всеми перекачивающими станциями	24	51,5
Смоделированный трубопровод с половиной станций без модификаций.	12	40,5

Смоделированный трубопровод при использовании ПТП	12	44
Смоделированный трубопровод при использовании дополнительного насоса на станции	12	45
Смоделированный трубопровод при использовании дополнительного насоса на станции, совместно с ПТП	12	49,5

### Выводы

На данный момент строительство новых магистральных нефтепроводов из России к странам АТР необходимо, однако, с увеличением добычи нефти или спроса на неё возникает необходимость повышения производительности и эффективности работы новых, недоукомплектованных нефтепроводов. Актуальность данной проблемы будет не редкостью как в случае массового строительства новых объектов, так и при их большой протяжённости к потенциально разрабатываемым месторождениям, что потребует значительных инвестиций, большого количества рабочей силы и техники, а также тщательного планирования и координации.

В первую очередь, дороже всего будет возведение нефтеперекачивающих станций. Они включают в себя множество этапов, таких как земляные работы, установка фундамента, монтаж оборудования, тестирование и ввод в эксплуатацию. Строительство нескольких станций одновременно может привести к проблемам с координацией работ, нехватке ресурсов и нарушению сроков.

Мы хотим предложить концептуально новое решение: закладывать расширенные возможности по наращиванию пропускной способности ещё на этапе проектирования трубопровода, чтобы извлечь как можно больше выгоды в краткие сроки, и как можно дольше обходится без промежуточных

станций, дабы иметь возможность направить инвестиционные ресурсы в строительство новых трубопроводов и замену старых.

Разработанный и просчитанный нами метод увеличения производительности, благодаря дополнительному насосу на насосной станции, вкупе с использованием противотурбулентной присадки, позволит повысить коэффициент пропускной способности минимум на 22%, при использовании более современных присадок и в большей концентрации, можно добиться значительно большей эффективности.

Однако даже минимальные показатели позволяют нам однозначно заявить о перспективности планируемой модернизации, как комплекса опционально вводимых мер по расширению изначальных модернизационных возможностей и удобству их введения, которые будут учитываться на этапе проектирования магистрального трубопровода.

#### **Список источников**

1. Бардовский А. В. Поворот России на Восток в контексте укрепления региональной и глобальной безопасности в Азии «Азиатско-Тихоокеанский регион: экономика, политика, право». Т. 25, № 1. С. 97–105. 2023 // Cyberleninka: научная электронная библиотека: сайт. URL: ПОВОРОТ РОССИИ НА ВОСТОК В КОНТЕКСТЕ УКРЕПЛЕНИЯ РЕГИОНАЛЬНОЙ И ГЛОБАЛЬНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ В АЗИИ (cyberleninka.ru) (дата обращения 16.01.2024).
2. Российская политика поворота на Восток: проблемы и риски. URL: <https://russiancouncil.ru/analytics-and-comments/comments/rossiyskaya-politika-povorota-na-vostok-problemy-i-riski/> (дата обращения 16.01.2024).
3. СП 36.13330.2012 Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06 – 85\*. – Взамен СНиП II-45-75 ; введ. 01.07.2013. – Москва : Госстрой, ФАУ «ФЦС», 2012. – 97 с.

4. Выступление: «ESPO на международном рынке: российский маркерный сорт». Режим доступа: <https://ecfor.ru/publication/rossijskij-markernyj-sort/> (Дата обращения 10.02.2024).
5. ТУ 14-3-1573-96 Трубы стальные электросварные прямошовные диаметром 530 - 1020 мм с толщиной стенки до 32 мм для магистральных газопроводов, нефтепроводов и нефтепродуктопроводов. URL: [https://trubpromural.ru/files/gost/16\\_tu\\_14-3-1573-96.pdf](https://trubpromural.ru/files/gost/16_tu_14-3-1573-96.pdf) (Дата обращения: 20.02.2024).
6. ОАО «ГРУППА ГМС» Насосное оборудование для трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. URL: Print (kelet.kz) (Дата обращения: 20.02.2024).
7. ОТТ-23.040.00-КТН-104-17 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Присадки противотурбулентные. Общие технические требования. URL: [194\\_ott\\_23.040.00\\_ktn\\_104\\_17\\_sr.pdf](194_ott_23.040.00_ktn_104_17_sr.pdf) (transneft.ru) (Дата обращения: 01.03.2024).
8. Идентификация параметров противотурбулентной присадки // Cyberleninka: научная электронная библиотека: сайт. URL: ИДЕНТИФИКАЦИЯ ПАРАМЕТРОВ ПРОТИВОТУРБУЛЕНТНОЙ ПРИСАДКИ (cyberleninka.ru) (Дата обращения: 03.03.2024).
9. Коршак А. А. К 70 Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов: Учебник для вузов / А. А. Коршак, А. М. Нечваль; Под ред. А. А. Коршака. — СПб.: Недра, 2008. — 488 с.
10. Сравнительный анализ эффективности противотурбулентных присадок в лабораторных условиях // Cyberleninka: научная электронная библиотека: сайт. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/sravnitelnyy-analiz-effektivnosti-protivoturbulentnyh-prisadok-v-laboratornyh-usloviyah/viewer> (Дата обращения: 05.03.2024).

## References

1. Bardovsky A.V. Russia's turn to the East in the context of strengthening regional and global security in Asia "The Asia-Pacific region: economics, politics, law". Vol. 25, No. 1. pp. 97-105. 2023 // Cyberlenink: scientific electronic library: website. URL: RUSSIA'S TURN TO THE EAST IN THE CONTEXT OF STRENGTHENING REGIONAL AND GLOBAL SECURITY IN ASIA (cyberleninka.ru ) (accessed 16.01.2024).
2. The Russian policy of turning to the East: problems and risks. URL: <https://russiancouncil.ru/analytics-and-comments/comments/rossiyskaya-politika-povorota-na-vostok-problemy-i-riski/> / (accessed 16.01.2024).
3. SP 36.13330.2012 Main pipelines. Updated version of SNiP 2.05.06 – 85\*. – Instead of SNiP II-45-75 ; introduction. 01.07.2013. – Moscow : Gosstroy, FAA "FTS", 2012. – 97 p.
4. Presentation: "ESPO on the international market: Russian marker grade". Access mode: [https://ecfor.ru/publication/rossijskij-markernyj-sort](https://ecfor.ru/publication/rossijskij-markernyj-sort/) / (Accessed 02/10/2024).
5. TU 14-3-1573-96 Straight-welded steel pipes with a diameter of 530 - 1020 mm with a wall thickness of up to 32 mm for main gas pipelines, oil pipelines and petroleum products pipelines. URL: [https://trubpromural.ru/files/gost/16\\_tu\\_14-3-1573-96.pdf](https://trubpromural.ru/files/gost/16_tu_14-3-1573-96.pdf) (Date of application: 02/20/2024).
6. JSC HMS GROUP Pumping equipment for pipeline transportation of oil and petroleum products. URL: Print (kelet.kz ) (Date of application: 02/20/2024).
7. OTT-23.040.00-KTN-104-17 Main pipeline transportation of oil and petroleum products. The additives are anti-turbulent. General technical requirements. URL: [194\\_ott\\_23.040.00\\_ktn\\_104\\_17\\_sr.pdf](194_ott_23.040.00_ktn_104_17_sr.pdf) (transneft.ru ) (Date of reference: 03/01/2024).
8. Identification of the parameters of an anti-turbulent additive // Cyberlenink: scientific electronic library: website. URL: IDENTIFICATION OF THE PARAMETERS OF THE ANTI-TURBULENT ADDITIVE (cyberleninka.ru ) (Date of application: 03.03.2024).

9. Korshak A. A. K 70 Design and operation of gas and oil pipelines: Textbook for universities / A. A. Korshak, A.M. Nechval; Edited by A. A. Korshak. — St. Petersburg: Nedra, 2008. — 488 p.

10. Comparative analysis of the effectiveness of anti-turbulent additives in laboratory conditions // Cyberlenink: scientific electronic library: website. URL: [https://cyberleninka.ru/article/n/sravnitelnyy-analiz-effektivnosti-](https://cyberleninka.ru/article/n/sravnitelnyy-analiz-effektivnosti-protivoturbulentnyh-prisadok-v-laboratornyh-usloviyah/viewer)

[protivoturbulentnyh-prisadok-v-laboratornyh-usloviyah/viewer](https://cyberleninka.ru/article/n/sravnitelnyy-analiz-effektivnosti-protivoturbulentnyh-prisadok-v-laboratornyh-usloviyah/viewer) (Date of application: 03/05/2024).

© Сим А.Д., Атаманенко Р.Б., Алексеева Д.С., 2024. Московский экономический журнал, 2024, № 8.