

UDC 621.671

**EXPERIENCE IN IDENTIFICATION OF OIL TRUNK PIPELINE  
SYSTEM CHARACTERISTICS**

**ОПЫТ ИДЕНТИФИКАЦИИ ХАРАКТЕРИСТИК ЛИНЕЙНОЙ  
ЧАСТИ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА**

**A.F. Barkhatov, D.A. Terre**

**National Research Tomsk Polytechnic University,  
Tomsk, the Russian Federation**

**Бархатов А.Ф., Терре Д. А.**

**Национальный исследовательский Томский политехнический  
университет, г. Томск, Российская Федерация**

**e-mail: barkhatov-alex@yandex.ru**

**Abstract.** While oil trunk pipeline system being operated, debris, paraffin, heavy oil fractions and water can be accumulated inside the pipeline, which in its turn results in the reduction of pipeline cross section, and, subsequently, causes decrease in flow capacity and increase in energy consumption for oil transport. For removal of the above-mentioned deposits, internal cleaning using special devices is carried out on schedule.

As it is impossible to measure the actual inside diameter of a pipe along the whole pipeline, hydraulic calculations of the pipeline in operation necessitate replacement of nominal inside diameter value in the conventional hydraulic formulas by effective (equivalent) diameter value. Effective diameter is referred to as a diameter in which the calculated friction losses are equivalent to measured ones, other parameters being equal (viscosity, flow rate). Effective diameter determination is termed as identification.

For practical purposes, the determination of effective diameter change in the existing truck pipeline system is of particular interest. Based on such data, it is

possible to evaluate excess demand energy for oil transport and decrease in flow capacity of oil trunk pipeline as well as determine the efficiency of measures taken to carry out internal oil trunk pipeline cleaning. Before identifying the parameters of trunk pipelines, one must analyse the relevant research findings to compare the following:

- Behavior of effective diameter in the 1960-70s and present day;
- Efficiency of oil trunk pipeline cleaning techniques applied at present and in the 1960-70s.

**Аннотация.** При эксплуатации магистрального нефтепровода (МН) в его внутренней полости могут накапливаться отложения грязи, парафина, тяжелых нефтяных фракций и воды, что приводит к уменьшению живого сечения трубопровода, и как следствие к уменьшению его пропускной способности и увеличению расхода электроэнергии на перекачку нефти. Для очистки МН от различных отложений периодически проводится внутритрубная очистка специальными устройствами.

Поскольку непосредственно измерить фактический внутренний диаметр во всех сечениях трубопровода невозможно, то в гидравлических расчётах действующего трубопровода в традиционные формулы гидравлики вместо номинального значения внутреннего диаметра необходимо подставлять значение эффективного (эквивалентного) диаметра. Под эффективным диаметром понимается такой диаметр, при котором расчетные потери на внутреннее трение в трубопроводе будут равны измеренным потерям при прочих равных условиях (вязкость, расход). Процедура определения эффективного диаметра называется идентификацией.

С точки зрения практики эксплуатации интерес представляет определение изменения эффективного диаметра во времени на существующих МН. При наличии таких сведений можно оценить перерасход электроэнергии на перекачку нефти и снижение пропускной способности МН, а также определить эффективность выполняемых

мероприятий по очистке внутренней полости МН. Прежде чем преступать к идентификации существующих МН необходимо проанализировать результаты других авторов в этом направлении для сравнения:

- характера изменения эффективного диаметра на МН в 60-70 гг. и в настоящее время;
- эффективности применяемых в 60-70 гг. и на сегодняшний день мероприятий по очистке.

**Key words:** identification, effective diameter, flow capacity, excess demand energy, internal cleaning.

**Ключевые слова:** идентификация, эффективный диаметр, пропускная способность, расход электроэнергии, внутритрубная очистка.

In the 1960-70s the behavior of effective diameters of a number of pipelines in operation was investigated. The oil being transported was of different composition: high-paraffin oil (more than 6% paraffin) with low water content (less than 0.2% water); water-cut oil (less than 0.2% paraffin) with high-water content (more than 0.2% water).

### **High-paraffin oil**

The analysis considers the results of Druzhba oil trunk pipeline sections ( $D_N$  700) (6-8 % paraffin; 0.08 % water) which transport high- paraffin oil (Figure 1, 2) [1,2].

All the experimental results were subjected to single three-point linear smoothing.

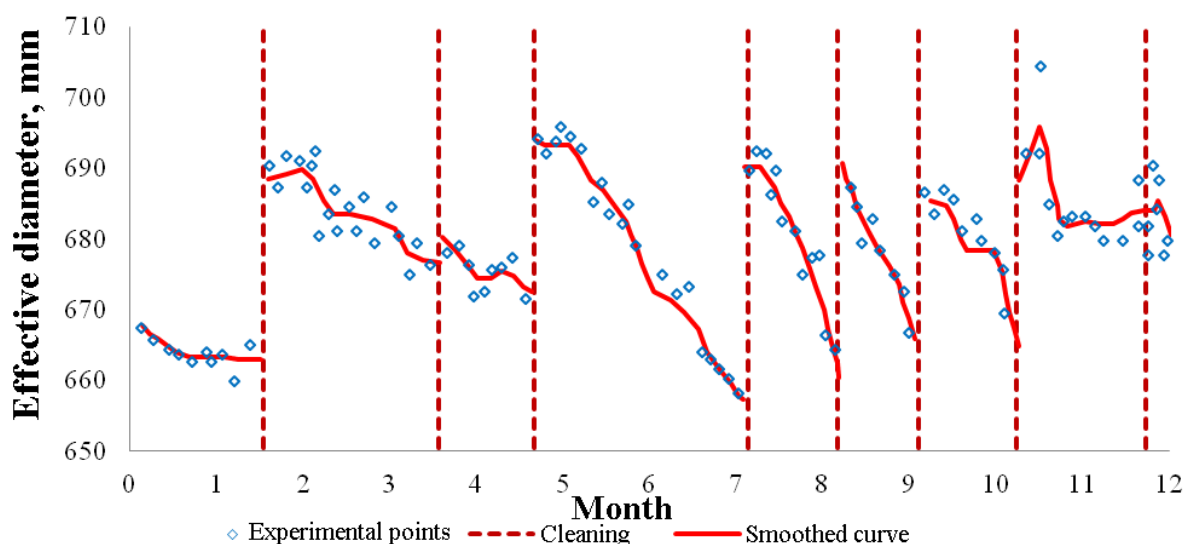


Figure 1. Effective diameter change of Druzhba oil trunk pipeline section ( $D_N$  700), 1970 [1]

B.A. Mazepa investigations [3] showed that deposits are formed from granules composed of paraffin crystals, with resins and asphaltenes being adsorbed. According to [4], paraffin deposits formed in the pipeline that transports oil from Romashkinskoye field contain refractory paraffins (~ 50%), asphaltene-tarry substances (~ 18%) and lubes. The study of Bavlinsk oil deposits showed the similar results [5].

On the basis of the studied data [3-5] one may conclude that free paraffin crystals in oil flow are necessary but not sufficient for paraffin build-up, in course of which paraffin crystals are bounded by amorphous asphaltene-tarry substances. Thus, deposit accumulation results from two successive processes: attachment of granules composed of paraffin and asphaltenes to the internal trunk pipeline surface and particle separation forced by oil flow. The intensity of these processes determines paraffin build-up, washing-out and dynamic balance state [2].

Particle attachment to the inner wall of trunk pipeline is dependent on temperature. At low temperature asphaltene solidifies to such an extent that granules cannot remain on the inner surface of oil pipeline. At high temperature amorphous substances are liquefied so that forming and previously formed deposits are washed out and carried away by the flow. Respectively, binding

forces have maximum value at  $t_m$  temperature (temperature that corresponds to maximum paraffin build-up intensity  $d'_{\max}$ ) between complete solidification temperature and liquefaction temperature of asphaltene-tarry substances [1,2].

Particle separation depends on flow rate and particle size. The greater the particles, the higher velocity required to remove the particles. Flow velocity in its turn is dependent on pipeline diameter; the velocity increases with diameter increase [1,2].

When the flow rate is constant not only coarse but also fine particles are separated by the flow. This fact explains decrease in paraffin build-up intensity in comparison with  $d'_{\max}$  when oil flow temperature is deviated from  $t_m$  value being increased (due to resin and asphaltene liquefying) or being decreased (because of resin and asphaltene solidifying) [2].

Figure 1 shows that decrease of effective diameter is followed by its increase after internal cleaning. Over certain periods effective diameter remains constant. Taking into account that it is rather difficult to evaluate influence of numerous factors on effective diameter using effective diameter change diagram, one more relative parameter – velocity of effective diameter change ( $d'$ ) – should be introduced. Both monthly average velocity of effective diameter change and oil temperature can be observed in the scheme (Figure 2). At the temperature of 8 - 18 °C intensity of effective diameter change is significant. With the temperature increase intensity increases as well reaching its maximum value at 23-26 °C; as it is stated in [2] with further increase of temperature (above 30 °C) accumulation of deposits gives place to their natural dilution. When oil temperature is reduced to 23-26 °C intensity decreases. Temperature ranges of maximum velocity effective diameter change are specific characteristic for oils from different oilfields.

Characteristic feature of paraffin build-up process is annual recurrence which is due to pipeline operation under similar conditions (temperature range, flow characteristics, oil composition). This tendency can be traced by the

example of Druzhba trunk pipeline sections (DN 700) over the period of 1970-1972 (Figure 2).

Therefore, high paraffin oil being transported, a number of observations can be made:

- maximum intensity of paraffin build-up is indicated at the temperature of 23-26 °C, when dynamic balance state between sticking force and particle separating force is reached. Depending on oil flow velocity and chemical composition the distinguished temperature range can vary insignificantly.

- with transport speed increase the amount of deposits decreases, transport speed increases with diameter increase;

- maximum decrease of effective diameter ( $\Delta D_{\max}$ ) is 55.4 mm (7.89%), maximum velocity of effective diameter decrease ( $d'_{\max}$ ) is 1.0 mm per day.

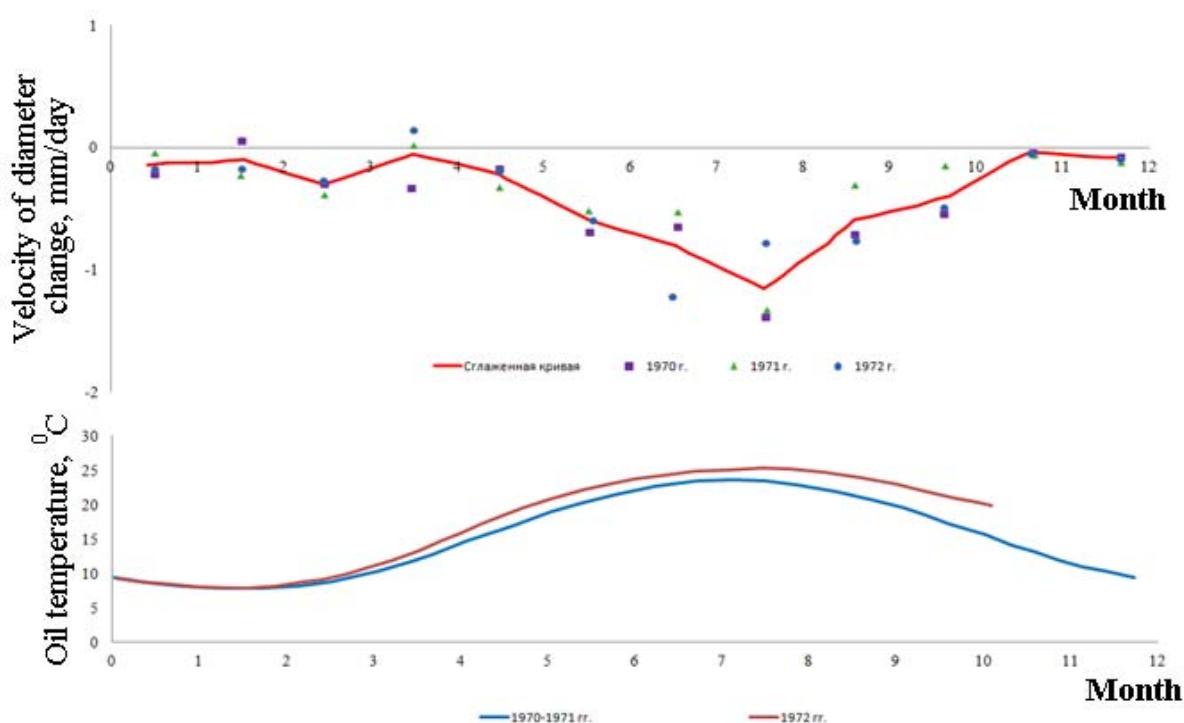


Figure 2. Monthly average velocity of effective diameter change and temperature change in Druzhba trunk pipeline section (DN 700), 1970-1972 [1].

### Water-cut oil

The further analysis requires consideration of identification results (figure 3) of trunk pipeline section (DN 1200) which transports water-cut oil

(paraffin < 2%, water 1.2 %) [6].) All the experimental results were subjected to single five-point linear smoothing.

$D(t)$  behavior in Figure 3 differs from the one observed in Figure 1. For example, if high-paraffin oil is being transported there is decrease in trunk pipeline flow cross section followed by insignificantly steady state and subsequent flow cross section decrease after internal cleaning, in oil trunk pipeline moving water-cut oil the process is different.

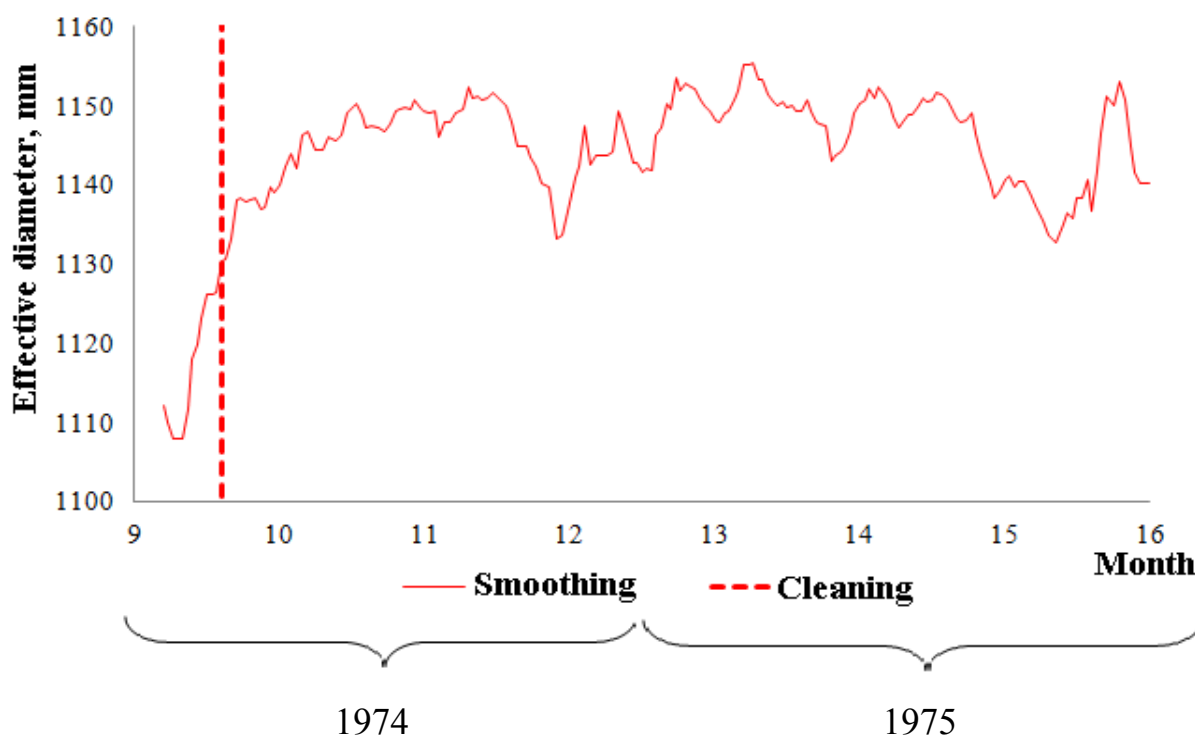


Figure 3. Effective diameter change in Parabel-Anzhero-Sudzhensk section of Alexandrovskoe- Anzhero-Sudzhensk trunk pipeline (DN 1200), 1974-1975 [6]

When pipelines transport oils of such composition, effective diameter change is not caused by paraffin deposition in pipeline interior but it results from accumulation of water in lower sections of oil trunk pipeline system. According to [6], the process can be described in the following way. Suspension of water globules in oil occurs due to turbulent flow fluctuations provided that there is turbulent flow regime of these inhomogeneous substances. Water globules have greater density than oil, therefore, they tend to deposit in the walls being carried by the flow. Water globules commonly accumulate along lower generatrix line in the lowered sections of the pipeline profile. At flow velocity

higher than washover velocity  $v_g$  ( $\sim 2,0$  m/s for the considered example) water globules are washed out from the lower sections and are carried away by mainstream flow. When the flow velocity is less than  $v_g$ , globules settle down.

Numerous factors influence the process of effective diameter reduction when water-cut oil is being transported. The combined effect of  $t$  and  $v$  on  $d'$  was evaluated using multiple correlation coefficient, which was accepted as 0.21.

Thus, water-cut oil being transported, reduction of effective diameter is affected by a number of factors such as trunk pipeline profile, flow velocity, oil temperature; and water-in-oil percentage can be referred to as the most important parameter. The studied trunk pipelines are characterized by maximum effective diameter increase ( $\Delta D_{\max}$ ) of 124.42 mm (9.14%), maximum velocity of effective diameter reduction makes ( $d'_{\max}$ ) 2.31 mm/ day.

Since the 1960-70s the quality of oil has improved, water content has decreased and does not exceed 0.5%. Consequently, present day pipeline transport does not deal with water-cut oil and such significant reduction of effective diameter does not take place.

### **Effective diameter impact on flow capacity and energy consumption**

Effective diameter calculations for the section of hydraulically smooth pipes can be performed using Leybenzon formula [7]:

$$D = \left( \frac{0,0246 \cdot Q^{1,75} \cdot \nu^{0,25} \cdot L}{H_{mp}} \right)^{0,21}, \quad (1)$$

where  $Q$  – flow rate, m<sup>3</sup>/s

$\nu$  – viscosity, m<sup>2</sup>/s;

$L$  – section length, m;

$H_{mp}$  – friction head loss, m.

For practical purposes, evaluation of effective diameter change impact on flow capacity and energy consumption is of great importance since it can be



deduced from (1) that with effective diameter decrease by  $\Delta D$  compared to initial value ( $D_0$ ) relative decrease of flow capacity can be determined by the equation:

$$\delta Q_0 = \frac{\Delta Q}{Q_0} = 2,71 \cdot \frac{\Delta D}{D_0}, \quad (2)$$

where  $Q_0$  –  $D_0$ -related flow capacity;

$\Delta Q$  – absolute decrease of flow capacity relative to  $Q_0$ .

The similar correlation (2) can be obtained for energy consumption.

Relative energy consumption increase  $\delta W_0$  with internal diameter decrease by  $\Delta D$  is calculated using the formula:

$$\delta W_0 = \frac{\Delta W}{W_0} = -4,75 \cdot \frac{\Delta D}{D_0}, \quad (3)$$

where  $W_0$  –  $D_0$  – related energy consumption;

$\Delta W$  – absolute increase of energy consumption relative to  $W_0$ , kW.

Nominal internal diameter ( $D_N$ ) or equivalent diameter for pipeline section can be used as  $D_0$ . As it can be deduced from (2, 3) with internal diameter reduction by 1% pipeline flow capacity decreases by 2.71%, whereas energy consumption increases by 4.75%.

Consequently, for the studied [1, 2, 6] pipelines which transport high-paraffin oil maximum effective diameter reduction relative to nominal diameter may reach 7.89% ( $\delta Q_0 \approx 21,38$ ,  $\delta W_0 \approx 37,47$ ), average reduction is 2.50% ( $\delta Q_0 \approx 6,78$ ,  $\delta W_0 \approx 11,87$ ), maximum daily paraffin build-up makes 1.0 mm per day.

For pipelines which move water-cut oil, maximum effective diameter reduction relative to nominal diameter may constitute 10.50% ( $\delta Q_0 \approx 28,49$ ,  $\delta W_0 \approx 49,87$ ), average reduction is 5.94%

( $\delta Q_0 \approx 16,12$ ,  $\delta W_0 \approx 28,21$ ), maximum daily paraffin build-up makes 2.31 mm per day.

In the studied pipelines the average reduction of effective diameter in comparison with nominal value was 2.5-5.94%. However, the requirements of current specifications [8] do not permit decrease of  $D$  value by more than 1% relative to  $D_N$ . Otherwise, unscheduled internal cleaning should be performed whereas scheduled cleaning is provided every 90 days.

Effective diameter change behavior in present day oil trunk pipelines was determined on the basis of identification analysis of 4 sections: Konda-Platina section (SGP trunk pipeline), Konda-Platina section (HK trunk pipeline), NKK Torgoli-Yurgamysh trunk pipeline, UBKUA Torgoli-Yurgamysh trunk pipeline. Moreover, a number of complementary parameters were calculated (table 1). The given sections transport oil that does not refer to any type of the above-mentioned classification. It is neither high-paraffin nor water-cut oil, since the water and paraffin content does not exceed 0.17% and 2% respectively. Hence, it may be referred to as oil with low water-cut.

The initial data comprised schedule charts of a pipeline section operating modes over twelve-months in 2013, which yield recordings of factual station-inlet and outlet pressure, operating efficiency, power capacity and other parameters with the resolution of one hour. In all cases the flow properties and operating capacity were determined using system for measuring oil quantity and quality parameters (SMOQP) at the beginning of the section. To reduce temperature effect on flow properties calculations were carried out only in the first section after SMOQP location. Effective diameter was calculated only for stationary modes with increment of one hour, subsequently arithmetic average effective daily diameter was determined.

Internal diameter of the section ( $D$ ) was determined according to a given correlation using equivalent diameter provided that total pressure losses in the section correspond to a sum of pressure losses in each segment.

The analysis of obtained results (Table1) shows that average reduction of effective diameter relative to nominal one in most cases does not exceed 1% in the sections of trunk pipelines which are in operation at present. Consequently, permissible effective diameter variation requirements [8] are fulfilled. At certain periods maximum reduction of effective diameter constituted 2.84% (NKK Torgoli-Yurgamysh trunk pipeline), daily velocity of effective diameter reduction does not exceed 1 mm per day. In general, it should be noted that effective diameter reduction in currently operating trunk pipelines is less than it used to be in the 60-70 s. This tendency can be caused by the following reasons. Firstly, the quality of transported oil has improved (at present the water content is commonly less than 0.5), secondly, internal oil trunk pipeline cleaning technology has changed as well. Earlier cleaning was carried out using pipeline scraper balls, nowadays special pigs are employed.

Table 1. Calculated technological parameter variations due to effective diameter reduction in existing trunk pipeline systems

Trunk pipeline system	$D$ , mm	$\frac{D - \min D}{D} \cdot 100$ , %	$\frac{D - \bar{D}}{D} \cdot 100$ , %	$\max(d')$ , mm/day	$\delta Q_{\min D}$ , %	$\delta Q_{\bar{D}}$ , %	$\delta W_{\min D}$ , %	$\delta W_{\bar{D}}$ , %
SGP	1200	1.75	0.89	0.75	4.75	2.42	8.31	4.23
HK	1200	1.53	0.24	0.8	4.15	0.65	7.27	1.14
NKK	1200	2.84	1.27	1.0	7.70	3.45	13.49	603
UBKUA	1200	2.77	0.93	0.78	7.52	2.52	13.16	4.42

$\min D$  - minimum  $D$  over the studied period;

$\bar{D}$  - average  $D$  over the studied period;

$\max(d')$  - maximum daily velocity of effective diameter change

### Internal cleaning efficiency

Internal cleaning is commonly performed to maintain the pipeline facilities in relatively clean condition. In [1, 2, 6] special pipeline scraper balls were used for internal cleaning, whereas pigs are being employed currently.

The studies of effective diameter change behavior can indicate that pipeline cleaning can result in subsequent diameter change of different types. Cleaning

can either increase effective diameter without affecting intensity of its change or it increases effective diameter and influences intensity of its change. In [1] operation analysis by the example of Druzhba trunk pipeline which moves high-paraffin oil shows that in most cases cleaning causes intensity decrease of subsequent paraffin build-up. Due to the lack of data regarding cleaning procedure for pipelines which transport water-cut oil (1.2%) [6], it is impossible to make conclusions about influence of cleaning on effective diameter change behavior during transportation of such oil.

To evaluate influence of cleaning on effective diameter, cleaning efficiency coefficient ( $E$ ) was introduced and calculated. It measures percentage variation of effective diameter after cleaning relative to effective diameter before cleaning over the studied period (Table 2).

Cleaning efficiency coefficient is defined on the basis of the given equation:

$$E = \left( \frac{\bar{D}^{after}}{\bar{D}^{before}} - 1 \right) \cdot 100\%, \quad (4)$$

where  $\bar{D}^{before}$  – arithmetic average effective diameter observed 15 days before cleaning, mm;

$\bar{D}^{after}$  – arithmetic average effective diameter observed 15 days after cleaning, mm.

Table 2. Internal cleaning efficiency coefficient

Trunk pipeline system	$D_N$ , mm	Cleaning over the studied period, times	Cleaning device	Paraffin, %	min $E$ , %	max $E$ , %	$\bar{E}$ , %
Mikhalki-Adamova Zastava section (Druzhba oil trunk pipeline) [9]	700	20	Pipeline scraper ball	6-8	-0.25	3.84	1.52
Oil trunk pipeline of North-Western Oil Pipeline Agency [10]	800	5	Pipeline scraper ball	4.5-8	-0.24	6.90	1.85
Konda-Platina section (SGP trunk pipeline)	1200	4	Pig	2-2.5	-0.19	0.18	0.01

Table 2 shows that in certain cases internal cleaning efficiency coefficients are less than 1 which in its turn is evidence of low cleaning efficiency (effective diameter is smaller after cleaning than before it).

Considering the above-mentioned fact and conducted analysis of oil trunk pipeline cleaning costs showed that supplementary measures aimed at frequency increase of cleaning operations which were performed in oil trunk pipelines listed in table 1 are not cost-effective relative to [8]. This is caused by additional costs for cleaning operations and derated mode operation as well as subsequent loss in scheduled flow rates.

### **Effective diameter identification error**

The accuracy of effective diameter detection depends on error of parameter measurements (flow rate, pressure) as well as time interval during which measured parameters are determined as one dimension. The former cannot be controlled, the latter can be influenced. On the one hand, increase of time interval in calculations leads to decrease of random errors of measured technological parameters. On the other hand, in case of time interval increase there is a possibility of identified diameter change within the studied period which in its turn may lead to distortion of results. Experience has shown that twenty-four hour period is optimal average interval. It should be noted that in all the cases identification is carried out only for stationary operating modes with not less than 4 hour duration.

As geodetic characteristics of sections are invariable, errors in measurements of these values are systematic and may not be taken into account. Hence, effective diameter identification relative error can be calculated using the formula:

$$\delta_D = \sqrt{(0.37 \cdot \delta_Q)^2 + (0.053 \cdot \delta_v)^2 + (-0.21 \cdot \delta_{H_{mp}})^2}, \quad (5)$$

where  $\delta_Q$  – relative error of flow rate measurements ( $\pm 0.15$  [9]), %;

$\delta_v$  – relative error of viscosity measurements ( $\pm 1.0$  [9]), %;

$\delta_{H_{mp}}$  – relative error of friction head loss measurements, %.

Relative error of friction head loss measurements can be determined on the basis of the equation:

$$\delta_{H_{mp}} = \frac{\sqrt{\Delta P_1^2 + \Delta P_2^2}}{P_1 - P_2 - z \cdot \rho \cdot g}, \quad (6)$$

where  $P_1, P_2$  – pressure at the beginning and end of a section, Pa;

$\Delta P_1, \Delta P_2$  – absolute error of pressure measurements at the beginning and end of the section, Pa;

$z$  – difference of geodetic characteristics at the beginning and the end of the pipeline system, m;

For further calculations  $z$  is 100 m, since the studied trunk pipeline systems run through flat terrain of West Siberia,  $\rho = 850 \text{ kI/m}^3$ .  $P_1$  is allowable working outlet pipeline pressure - 6.3 MPa,  $P_2$  is minimum allowable working inlet pipeline pressure for maintenance of pump operation without cavitation - 0.5 MPa.  $\Delta P_1, \Delta P_2$  correspond to the catalogue value [12] - 0.063 MPa. Therefore,  $\delta_{H_{mp}} = 0.11\%$ ,  $\delta_D = 0.08\%$ .

## Conclusions

1 High-paraffin and water-cut oil being transported, maximum effective diameter reduction is 55.4 mm (7.89%), 124,42 mm (9.14%), maximum velocity of effective diameter reduction constitutes 1.0 mm per day, 2.31 mm per day in the studied pipelines;

2 Since the 60-70s the quality of oil has improved, water content has decreased and does not exceed 0.5%. Consequently, present day pipeline transportation does not deal with water-cut oil and such effective diameter variation does not take place;

3 In the sections of trunk pipelines which operate at present average reduction of effective diameter relative to nominal one in most cases does not exceed 1%, which in its turn meets OJSC AK Transneft specification requirements [8];

4 The conducted analysis of costs for oil trunk pipeline system cleaning showed that supplementary measures aimed at frequency increase of cleaning operations relative to those determined in [8] are not cost-effective.

В 60-70 гг. исследовалось поведение эффективных диаметров ряда нефтепроводов, в процессе эксплуатации. Данные нефтепроводы перекачивали различную по составу нефть: высокопарафинистую (парафина более 6%) с малым содержанием воды (менее 0,2%), обводненную (парафина менее 6%) с высоким содержанием воды (более 0,2%).

### Высокопарафинистая нефть

Рассмотрим результаты идентификации участков МН «Дружба» ( $D_N 700$ ) (парафина 6-8%, воды 0,08%) (рисунок 1) [1, 2] перекачивающих высокопарафинистую нефть.

Все экспериментальные результаты были подвергнуты однократному линейному сглаживанию по трем точкам.

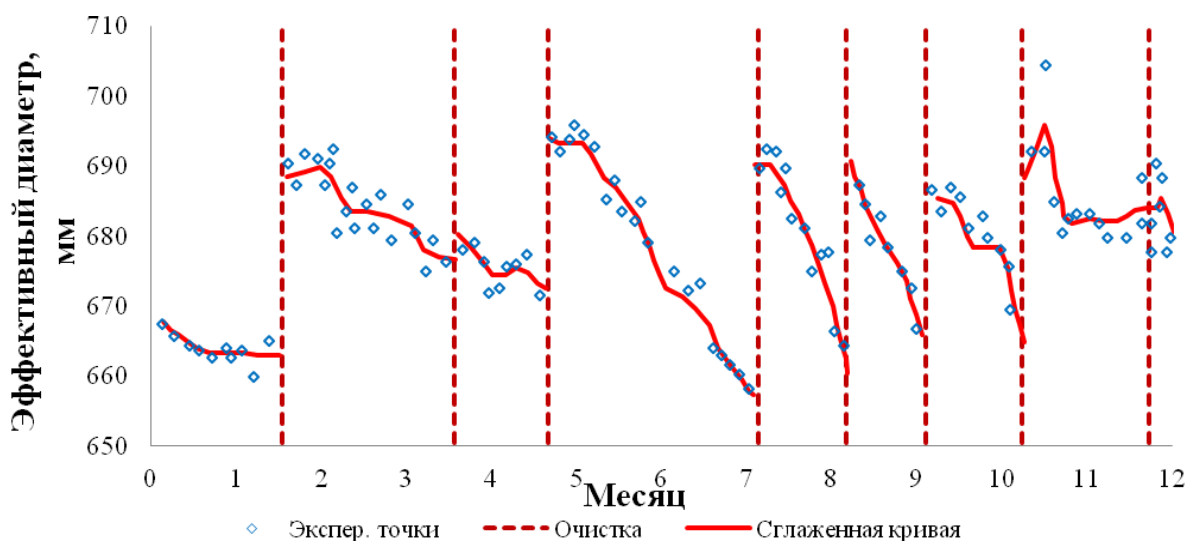


Рисунок 1. Изменение эффективного диаметра ( $D_N 700$ ) участка МН «Дружба» 1970 г. [1]

Согласно исследованиям Мазепы Б.А. [3], состав отложений, формируются из гранул представляющих собой парафин в виде кристаллов вместе с адсорбированными на них смолами и асфальтенами. В соответствии с [4], парафиновые отложения, образовавшиеся при перекачке нефти Ромашкинского месторождения, состоят из тугоплавких



парафинов (~ 50%), асфальтосмолистых веществ (~ 18%) и масел. Аналогичные результаты получены при исследовании отложений из Бавлинской нефти [5].

На основании исследований [3-5] можно сделать вывод, что наличие в потоке нефти свободных кристаллов парафина является необходимым, но недостаточным условием для парафинизации. При образовании отложений в МН кристаллы парафина выступают в роли строительного материала, сцементированного аморфными асфальтосмолистыми веществами. Таким образом, накопление отложений является результатом двух последовательных процессов: прикрепления гранул состоящих из парафинов и асфальтенов к внутренней поверхности МН и отрыва частиц потоком нефти. Интенсивность того или иного процесса определяет процесс парафинизации, размыва или состояния динамического равновесия [2].

Силы прилипания выпадающих частиц к поверхности МН зависят от температуры. Для низких температур характерно затвердевание асфальтена настолько, что их гранулы не могут закрепиться на поверхности нефтепровода. Для высоких температур характерно разжижение аморфных веществ настолько, что образовавшиеся и сформировавшиеся ранее отложения размываются и уносятся потоком. Соответственно силы сцепления имеют максимальное значение при температуре  $t_m$  (температура, соответствующая максимальной интенсивности парафинизации  $d'_{max}$ ) между температурами полного затвердевания и разжижения асфальтосмолистых веществ [1,2].

Силы отрыв частиц зависят от скорости потока, а также от размера частиц: чем больше частицы, тем более высокая скорость потока необходима для их отрыва. Скорость потока в свою очередь зависит от диаметра трубопровода, с увеличением диаметра скорость возрастает [1,2].

Когда скорость потока постоянная с уменьшением сил сцепления не только крупные, но все более мелкие частицы отрываются потоком.

Данный факт объясняет снижение интенсивности парафинизации по сравнению с  $d'_{\max}$  при отклонении температуры потока нефти от величины  $t_m$  в сторону увеличения (за счет разжижения смол и асфальтенов) и в сторону уменьшения (за счет затвердевания смол и асфальтенов) [2].

Из рисунка 1 видно, что процесс уменьшения эффективного диаметра сменяется его увеличением после внутритрубной очистки. В отдельные периоды, эффективный диаметр остается постоянным. Учитывая, что по графику изменения эффективного диаметра достаточно проблематично оценить влияние различных факторов на эффективный диаметр, тогда целесообразно ввести следующий параметр - скорость изменения эффективного диаметра ( $d'$ ). Наглядно на одном графике можно представить среднемесячную скорость изменения эффективного диаметра и температуру нефти (рисунок 2). При температурах от 8 до 18 °С интенсивность уменьшения эффективного диаметра незначительна. С увеличением температуры интенсивность возрастает, достигая максимального значения при 23-26 °С, как отмечается в [2] при дальнейшем увеличении температуры (выше 30 °С) процесс накопления отложений сменяется процессом их естественного размыва. При снижении температуры нефти относительно 23-26 °С интенсивность уменьшается.

Температурные диапазоны максимальной скорости изменения эффективного диаметра является индивидуальной особенностью для нефтей различных месторождений.

Характерной особенностью процесса парафинизации является его повторяемость из года в год, что связано с эксплуатацией трубопровода в идентичных условиях (температурный диапазон, реологические свойства и химический состав нефти). Наглядно это можно увидеть на примере участков МН «Дружба» ( $D_N 700$ ) (рисунок 2) за период 1970-1972 г.

Таким образом, на МН, перекачивающих высокопарафинистую нефть:

- максимальная интенсивность парафинизации наблюдается при 23-26 °С, когда наблюдается состояние динамического равновесия между

силами прилипания и отрыва. В зависимости от скорости потока нефти и от химического состава нефти указанный температурный диапазон может незначительно смешаться;

- с увеличением скорости перекачки количество отложений уменьшается, скорость перекачки возрастает с увеличением диаметра;

- максимальное уменьшение эффективного диаметра ( $\Delta D_{\max}$ ) - 55,4 мм (7,89%), максимальная скорость уменьшения эффективного диаметра ( $d'_{\max}$ ) - 1,0 мм/сут.

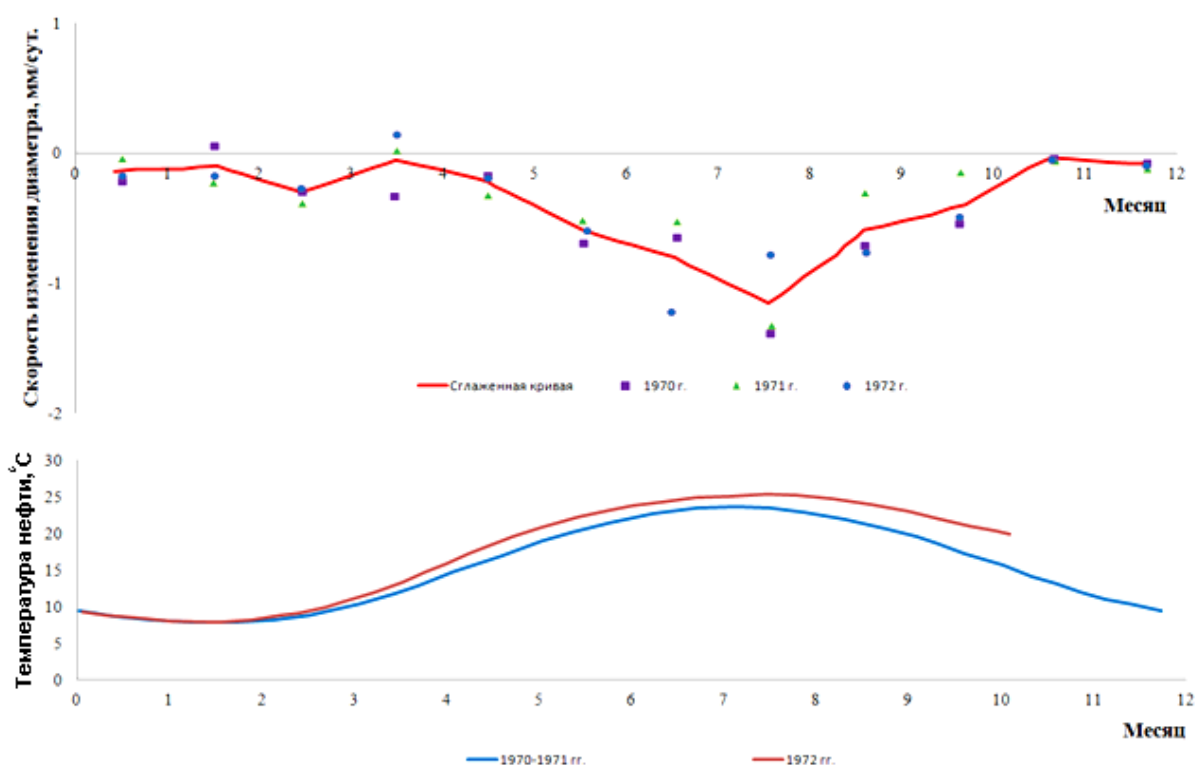


Рисунок 2. Среднемесячные скорости изменения эффективного диаметра и изменения температуры на участке МН «Дружба» ( $D_N$  700) 1970-1972 г. [1]

### Обводненная нефть

Рассмотрим результаты идентификации (рисунок 3) участка МН ( $D_N$  1200) перекачивающего обводненную нефть (парафина < 2%, воды 1,2%) [6]. Все экспериментальные результаты были подвергнуты однократному линейному сглаживанию по пяти точкам.

Из рисунка 3 видно, что характер поведения  $D(t)$  отличен от рисунка 1. Так, если на МН перекачивающих высокопарафинистую нефть наблюдается уменьшение живого сечения, сменяющееся незначительной стабилизацией и последующим увеличением после внутритрубной очистки, то на МН, перекачивающих обводненную нефть, характер процесса имеет другую природу.

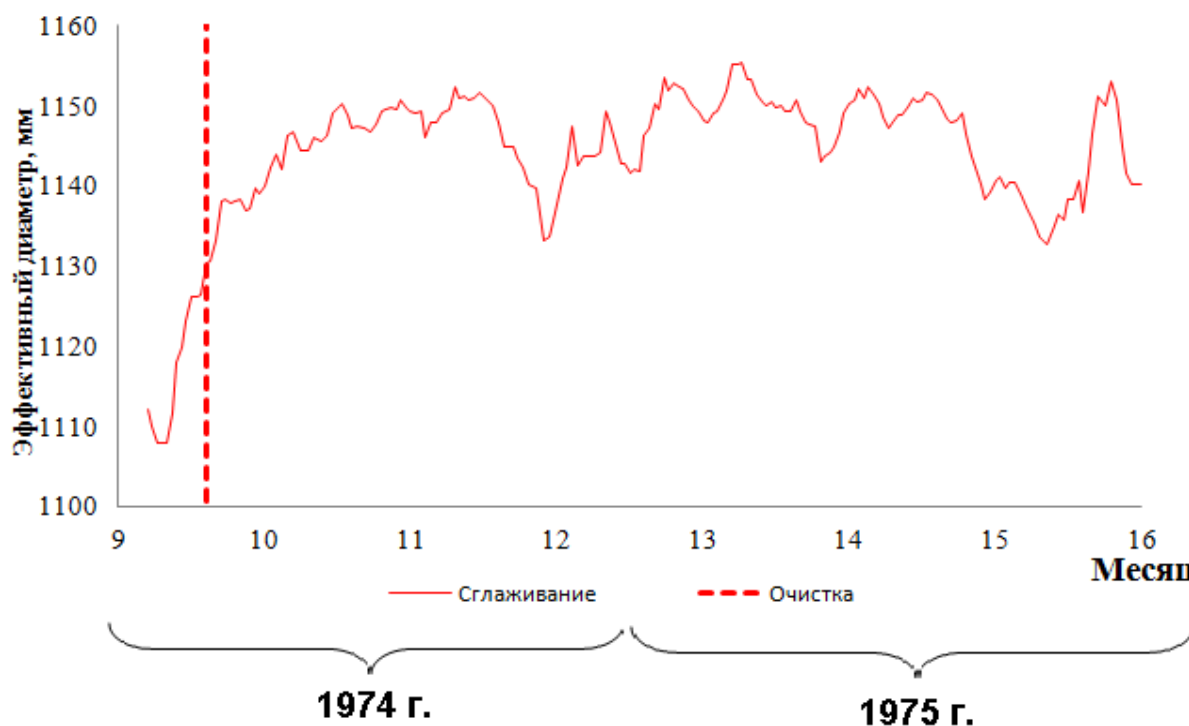


Рисунок 3. Изменение эффективного диаметра на участке «Парабель-Анжеро-Судженск» МН «Александровское-Анжеро-Судженск» (DN 1200) 1974-1975 гг. [6]

Уменьшение эффективного диаметра при данном составе нефти не связано с запарафиниванием внутренней полости, а связано со скапливанием воды в пониженных участках трассы нефтепровода. Согласно [6] данный механизм объясняется следующим образом, взвешивание глобул воды в нефти при развитом турбулентном режиме движения этих неоднородных жидкостей происходит из-за турбулентных пульсаций в потоке. Глобулы воды имеют большую плотность, чем нефть, поэтому наблюдается тенденция оседания их в потоке. В основном глобулы воды скапливаются по нижней образующей трубопровода в

пониженных участках профиля. При скоростях потока нефти, больших скорости выноса воды  $v_g$  (для рассматриваемого примера  $\sim 2,0$  м/с), глобулы воды вымываются из понижений и уносятся основным потоком. При скоростях меньших  $v_g$  глобулы оседают.

Процесс уменьшения эффективного диаметра при перекачке обводненной нефти зависит от множества факторов, совместное влияние  $t$  и  $v$  на  $d'$  оценивалось по коэффициенту множественной корреляции, численное значение которого составило 0,21.

Таким образом, уменьшение эффективного диаметра при перекачке обводненной нефти определяется совокупностью факторов: профиль МН, скорость потока, температура нефти и самое главное это процентное содержание воды. На рассматриваемых МН максимальное уменьшение эффективного диаметра ( $\Delta D_{\max}$ ) - 124,42 мм (9,14%), максимальная скорость уменьшения эффективного диаметра ( $d'_{\max}$ ) - 2,31 мм/сут.

В период с 60-70 гг. по настоящее время качество нефти повысилось, и содержание воды в ней уменьшилось и не превышает 0,5%. Соответственно в современном нефтепроводном транспорте обводненную нефть не перекачивают и столь значительное снижение эффективного диаметра невозможно.

### **Влияние эффективного диаметра на пропускную способность и расход электроэнергии**

Эффективный диаметр для области гидравлически гладких труб можно выразить из формулы академика Лейбензона [7]:

$$D = \left( \frac{0,0246 \cdot Q^{1,75} \cdot \nu^{0,25} \cdot L}{H_{mp}} \right)^{0,21}, \quad (1)$$

где  $Q$  – расход, м<sup>3</sup>/с;

$\nu$  – вязкость, м<sup>2</sup>/с;

$L$  – длина участка, м;

$H_{mp.}$  – потери напора на трение, м.

Практический интерес представляет оценка влияния изменения эффективного диаметра на пропускную способность и расход электроэнергии, так из (1) следует, что при уменьшении внутреннего диаметра на  $\Delta D$  по сравнению с начальным значением ( $D_0$ ) относительное уменьшение пропускной способности ( $\delta Q_0$ ) определяется из:

$$\delta Q_0 = \frac{\Delta Q}{Q_0} = 2,71 \cdot \frac{\Delta D}{D_0}, \quad (2)$$

где  $Q_0$  – пропускная способность при  $D_0$ ;

$\Delta Q$  – абсолютное уменьшение пропускной способности относительно  $Q_0$ .

Аналогичную (2) зависимость можно получить для расхода электроэнергии. Относительное увеличение расхода электроэнергии  $\delta W_0$  при уменьшении внутреннего диаметра на  $\Delta D$ :

$$\delta W_0 = \frac{\Delta W}{W_0} = -4,75 \cdot \frac{\Delta D}{D_0}, \quad (3)$$

где  $W_0$  – расход электроэнергии при  $D_0$ ;

$\Delta W$  – абсолютное увеличение расхода электроэнергии относительно  $W_0$ , кВт.

В качестве  $D_0$  может быть использован номинальный внутренний диаметр трубопровода ( $D_N$ ) или эквивалентный диаметр для перегона между станциями. Из (2, 3) следует, что при уменьшении внутреннего диаметра на 1% пропускная способность уменьшается на 2,71%, а расход электроэнергии увеличивается на 4,75%.

Тогда для обследованных нефтепроводов [1, 2, 6] перекачивающих:

- высокопарафинистую нефть максимальное уменьшение эффективного диаметра относительно номинального может достигать - 7,89 % ( $\delta Q_0 \approx 21,38$ ,  $\delta W_0 \approx 37,47$ ), среднее уменьшение - 2,50%

( $\delta Q_0 \approx 6,78$ ,  $\delta W_0 \approx 11,87$ ), максимальная суточная скорость парафинизации - 1,0 мм/сут;

- обводненную нефть максимальное уменьшение эффективного диаметра относительно номинального может достигать - 10,50% ( $\delta Q_0 \approx 28,49$ ,  $\delta W_0 \approx 49,87$ ), среднее уменьшение - 5,94% ( $\delta Q_0 \approx 16,12$ ,  $\delta W_0 \approx 28,21$ ), максимальная суточная скорость уменьшения эффективного диаметра - 2,31 мм/сут.

На обследованных нефтепроводах среднее уменьшение эффективного диаметра по сравнению с номинальным значением достигало 2,5-5,94%. Однако требования действующей нормативной документации [8] не допускают уменьшение  $D$  более чем на 1% относительно  $D_N$ . В противном случае, проводится внеплановая процедура внутритрубной очистки. Плановая же очистка проводится с периодичностью не реже чем 90 суток.

Для определения характера изменения эффективного диаметра на современных МН выполнена идентификация 4 участков: МН «СГП» ТУ «Конда-Платина», МН «ХК» ТУ «Конда-Платина», МН «НКК» «Торголи-Юргамыш», МН «УБКУА» МН «Торголи-Юргамыш» эксплуатируемых ОАО «Сибнефтепровод» в настоящее время, а также рассчитан ряд дополнительных параметров (таблица 1). На данных ТУ перекачивается нефть, которая по предложенной ранее классификации не относится ни к высокопарафинистой, ни к обводненной, так как содержание воды не превышает 0,17%, парафина 2%. Исходя из этого ее можно отнести к малообводненной.

За исходные данные были приняты карты соблюдения режимов работы участка за 12 месяцев 2013 г., в которых с дискретностью 1 час записывались фактические давления на входе и выходе станции, производительность, мощность и т.д. Во всех случаях реологические свойства и производительность определяли с помощью систем измерения количества и качества нефти (СИКН) в начале участка. Для уменьшения

температурного влияния на реологические свойства расчеты проводили только на первом перегоне после СИКН. Эффективные диаметры рассчитывались только для стационарных режимов с дискретностью 1 час, потом определялся средний арифметический эффективный диаметр за сутки.

Внутренний диаметр участка ( $D$ ) определялся по известному соотношению через эквивалентный диаметр, исходя из условия совпадения общих потерь напора на участке с суммой потерь в каждой секции.

Анализ полученных результатов (таблица 1) показывает, что на эксплуатируемых в настоящее время участках МН, среднее уменьшение эффективного диаметра относительно номинального в большинстве случаев (3 из 4) не превышает 1%. Соответственно требования [8] по допустимому изменению эффективного диаметра выполняются. В отдельные периоды максимальное уменьшение эффективного диаметра достигало 2,84% (МН «НКК» «Торголи-Юргамыш»), суточная скорость уменьшения эффективного диаметра не превышает 1 мм/сут. В целом можно отметить, что уменьшение эффективного диаметра на эксплуатируемых в настоящее время МН меньше, нежели в 60-70 гг. Данный факт можно связать со следующим, во-первых, улучшилось качество перекачиваемой нефти (содержание воды всегда меньше 0,5%), во-вторых, изменилась технология внутритрубной очистки. Ранее очистку проводили разделителями или шарами, а в настоящее время с помощью скребков специальной конструкции.



Таблица 1. Расчетные отклонения технологических параметров при уменьшении эффективного диаметра на существующих МН

Наименование МН	$D$ , мм	$\frac{D - \min D}{D} \cdot 100$ , %	$\frac{D - \bar{D}}{D} \cdot 100$ , %	$\max(d')$ , мм/сут	$\delta Q_{\min D}$ , %	$\delta Q_{\bar{D}}$ , %	$\delta W_{\min D}$ , %	$\delta W_{\bar{D}}$ , %
СПП	1200	1,75	0,89	0,75	4,75	2,42	8,31	4,23
ХК	1200	1,53	0,24	0,8	4,15	0,65	7,27	1,14
НКК	1200	2,84	1,27	1,0	7,70	3,45	13,49	6,03
УБКУА	1200	2,77	0,93	0,78	7,52	2,52	13,16	4,42

$\min D$  - минимальный  $D$  за анализируемый период;

$\bar{D}$  - средний  $D$  за анализируемый период;

$\max(d')$  - максимальная суточная скорость изменения эффективного диаметра.

### Эффективность внутритрубной очистки нефтепровода

Традиционно для поддержания трубопровода в относительно чистом состоянии применяют внутритрубную очистку. В [1, 2, 6] внутритрубную очистку проводили специальными шарами, в настоящее время очистка проводится с помощью скребков.

Изучение процессов изменения эффективного диаметра по различным механизмам позволяет высказать предположение, что при очистке нефтепровода возможен различный характер последующего изменения эффективного диаметра. Либо очистка, только увеличивает эффективный диаметр, но не меняет интенсивность его изменения, либо увеличивает эффективный диаметр и меняет интенсивность его изменения. В [1] на примере МН «Дружба» перекачивающего высокопарафинистую нефть было показано, что в большинстве случаев очистка приводит к уменьшению интенсивности последующего процесса парафинизации. Ввиду отсутствия данных по очистке по МН, перекачивающих обводненную нефть (1,2%) [6], сделать выводы о влиянии очистки на характер изменения эффективного диаметра при перекачке данной нефти не представляется возможным.

Для оценки влияния очистки на эффективный диаметр был введен и рассчитан коэффициент эффективности очистки ( $E$ ), показывающий, на сколько процентов изменился эффективный диаметр после очистки относительно эффективного диаметра до очистки за анализируемый период (таблица 2). Коэффициент эффективности очистки определяется:

$$E = \left( \frac{\bar{D}^{после}}{\bar{D}^{до}} - 1 \right) \cdot 100\%, \quad (4)$$

где  $\bar{D}^{до}$  – средний арифметический эффективный диаметр за 15 дней до очистки, мм;

$\bar{D}^{после}$  – средний арифметический эффективный диаметр через 15 дней после очистки, мм.

Таблица 2. Коэффициент эффективности внутритрубной очистки

Наименование МН	$D_N$ , мм	Очистки за анализируемый период, шт	Устройство очистки	Парафин, %	$\min E$ , %	$\max E$ , %	$\bar{E}$ , %
МН «Дружба» ТУ «Михалки-Адамова застава» [9]	700	20	Шар	6-8	-0,25	3,84	1,52
МН Северо-Западного нефтепроводного управления [10]	800	5	Шар	4,5-8	-0,24	6,90	1,85
МН «СГП» ТУ «Конда-Платина»	1200	4	Скребок	2-2,5	-0,19	0,18	0,01

Анализ таблицы 2 показывает, что в отдельных случаях коэффициенты эффективности очистки меньше единицы, что свидетельствует о низкой эффективности очистки (эффективный диаметр после очистки меньше чем до очистки).

Принимая во внимание указанный факт и проведенный анализ затрат на очистку МН показал, что применение каких-либо дополнительных мероприятий по увеличению периодичности очистки МН указанных в таблице 1 относительно [8] убыточно. Связано это с дополнительными

затратами на проведение очистки и работе МН на специальных пониженных режимах и возможной не прокачке плановых объемов нефти.

### **Погрешность идентификации эффективного диаметра**

Точность определения эффективных диаметров зависит от погрешности измерения параметров (расход, давление), а также интервала времени, в котором измеряемые параметры определяются, как одно измерение. Если первым фактором при расчетах нельзя управлять, то вторым можно. Увеличение интервала времени при расчетах с одной стороны позволяет уменьшить случайные погрешности измеряемых технологических параметров. С другой стороны, при увеличении интервала времени за анализируемый период может изменяться сам идентифицируемый диаметр, что приведет к искажению результатов. Практический опыт решения задач идентификации показал, что оптимальным является суточный интервал усреднения. Следует отметить, что идентификация во всех случаях проводится только для стационарных режимов с длительностью работы не менее 4 часов.

Поскольку длина и разность геодезических отметок участков неизменны, то ошибки в определении этих величин имеют систематический характер и могут не приниматься в расчёт. Тогда относительная погрешность определения эффективного диаметра можно вычислить по формуле:

$$\delta_D = \sqrt{(0,37 \cdot \delta_Q)^2 + (0,053 \cdot \delta_v)^2 + (-0,21 \cdot \delta_{H_{mp}})^2}, \quad (5)$$

где  $\delta_Q$  – относительная погрешность измерения расхода ( $\pm 0,15$  [11]), %;

$\delta_v$  – относительная погрешность измерения вязкости ( $\pm 1,0$  [11]), %;

$\delta_{H_{mp}}$  – относительная погрешность измерения потерь напора на трение, %.

Относительная погрешность измерения потерь напора на трение определяется из:

$$\delta_{H_{mp.}} = \frac{\sqrt{\Delta P_1^2 + \Delta P_2^2}}{P_1 - P_2 - z \cdot \rho \cdot g}, \quad (6)$$

где  $P_1, P_2$  – давление в начале, конце участка, Па;

$\Delta P_1, \Delta P_2$  – абсолютная погрешность измерения давления в начале, конце участка, Па;

$z$  – разность геодезических отметок конца и начала трубопровода, м;

Для последующих расчетов  $z$  принято 100 м, поскольку трассы исследуемых МН проходят по равнинной местности Западной Сибири,  $\rho = 850 \text{ кг/м}^3$ .  $P_1$  принято как допустимое рабочее давление на выходе НПС - 6,3 МПа,  $P_2$  минимально допустимое давление на входе НПС для обеспечения работы насосов без кавитации - 0,5 МПа.  $\Delta P_1, \Delta P_2$  принято в соответствии с каталогом [12] - 0,063 МПа. Тогда  $\delta_{H_{mp.}} = 0,11\%$ ,  $\delta_D = 0,08\%$ , соответственно погрешность ничтожна при идентификации диаметра.

## Выводы

1 Максимальное уменьшение эффективного диаметра - 55,4 мм (7,89%), 124,42 мм (9,14%), максимальная скорость уменьшения эффективного диаметра - 1,0 мм/сут, 2,31 мм/сут на обследованных нефтепроводах перекачивающих высокопарафинистую и обводненную нефть;

2 В период с 60-70 гг. по настоящее время качество нефти повысилось, и содержание воды в ней уменьшилось и не превышает 0,5%. Соответственно в современном нефтепроводном транспорте обводненную нефть не перекачивают и изменение эффективного диаметра по данному механизму не возможно.

3 На существующих нефтепроводах среднее уменьшение эффективного диаметра относительно номинального в большинстве

случаев не превышает 1%, что удовлетворяет требованиям нормативной документации ОАО «АК «Траснефть» [8];

4 Проведенный анализ затрат на очистку МН показал, что применение каких-либо дополнительных мероприятий по увеличению периодичности очистки относительно определенных [8] убыточно.

## References

1 Vyazunov E.V., Golosobker V.I. Paraffin build-up in oil trunk pipeline system and efficiency of cleaning using pipeline scraper balls // Oil industry. №3. 1975. pp. 42-44. [in Russian].

2 Vyazunov E.V., Golosobker V.I. Investigation of paraffin build-up regularities in pipelines // RNTS «Transport and storage of oil and oil product». M., R RIEPI. 1975. №1. pp. 3-6. [in Russian].

3 Mazepa B.A. Investigation of paraffin deposit formation on internal surfaces of oil-field equipment // Petroleum engineering, Perm Publishing House, 1972. V. 17. pp. 30-36. [in Russian].

4 Kolesnik I.O., Lukashevich I.P., Susanina O.G. Investigation of paraffin deposit attachment to steel surfaces // Transport and storage of oil products and raw hydrocarbons, №5, 1972. pp. 17-20. [in Russian].

5 Gubin V.E., Mansurov F.G., Poduzov I.M. Investigation of paraffin deposits formed in oil trunk pipelines // Transport and storage of oil and oil products, M., RRIEPI, 1973. № 6. pp. 3-6. [in Russian].

6 Investigation of hydrodynamic state and temperature operating modes of Alexandrovskoe-Anzhero-Sudzhensk pipeline. Tyumen Industrial Institute report issue 29-74. Tyumen. 1975. 236 p. [in Russian].

7 Aliev R.A., Belousov V.D., Nemudrov A.G. Oil and gas pipeline transport. M.: Nedra, 1988. 235 p. [in Russian].

8 OR-75.180.00-KTN-018-10 Asphalt, resin and paraffin deposit removal through oil trunk pipeline cleaning (ARPD). M., 2010. 96 p. [in Russian].

9 Identification of Mikhalki-Adamova Zastava pipeline characteristics. Scientific Research Report VNIKANeftegas. Moscow. 1973. 183 p. [in Russian].

10 Rabinovich E.Z., Kuznetsov P.B. Investigation of oil trunk pipeline system operation during paraffin oil transport // Transport and storage of oil and oil products, 1968. № 6. pp. 7-10. [in Russian].

11 MI 2837-2003. Acceptance transfer units. Metrological and technical support. Kazan, 2003. 25 p. [in Russian].

12 Pressure unit catalogue Rosemount 3051S, M., 2014. 24 p. [in Russian].

### **Список используемых источников**

1 Вязунов Е.В., Голосовкер В.И.. Парафинизация магистрального нефтепровода и эффективность его очистки шаровыми разделителями // Нефтяное хозяйство. № 3. 1975. С. 42-44.

2 Вязунов Е.В., Голосовкер В.И. Исследование закономерностей парафинизации трубопроводов // РНТС «Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов». М.: ВНИИОЭНГ. 1975. № 1. С. 3-6.

3 Мазепа Б.А. Исследование формирования парафиновых отложений нефти на стенках внутренних полостей нефтепромыслового оборудования. Нефтепромысловое дело. Тр. ПермНИПИнефти, Пермское книжное изд-во, 1972. вып. 7. С. 30-36.

4 Колесник И.О., Лукашевич И.П., Сусанина О.Г. Исследование прилираемости парафинистых отложений к стальной поверхности // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. 1972. № 5. С.17-20.

5 Губин В.Е., Мансуров Ф.Г., Подузов И.М. Исследование парафиновых отложений, образующихся в магистральных нефтепроводах // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. М.: ВНИИОЭНГ. 1973. № 6. С. 3-6.

6 Исследование гидродинамического и температурного режимов работы нефтепровода Александровское-Анжеро-Судженск. Отчет Тюменского индустриального Института по теме 29-74. Тюмень. 1975. 236 с.

7 Трубопроводный транспорт нефти и газа/ Алиев Р.А. [и др.] М.: Недра, 1988. 235 с.

8 ОР-75.180.00-КТН-018-10. Очистка магистральных нефтепроводов от асфальтосмолопарафиновых веществ (АСПВ). М., 2010. 96 с.

9 Идентификация характеристик нефтепровода Михалки-Адамова Застава. Отчет по НИР ВНИКАнефтегаз. М., 1973. 183 с.

10 Рабинович Е.З., Кузнецов П.Б.. Исследование работы магистральных нефтепроводов при перекачке парафиновых нефтей//Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. № 6. 1968. С. 7-10.

11 МИ 2837-2003. Приемо-сдаточные пункты нефти. Метрологическое и техническое обеспечение. Казань, 2003. 25 с.

12 Каталог датчиков давления Rosemount 3051S. М., 2014. 24 с.

### **About the authors**

#### **Сведения об авторах**

Бархатов А.Ф., аспирант кафедры «Оборудование и технология сварочного производства», Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Российская Федерация

A.F. Barkhatov, Post-graduate Student of the Chair “Equipment and Welding Technology”, National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, the Russian Federation

e-mail: barkhatov-alex@yandex.ru

Терре Д.А., доцент кафедры иностранных языков Института природных ресурсов, Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Российская Федерация

D.A. Terre, Associate Professor of the Chair “Foreign Languages” National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, the Russian Federation