

УДК 622.692.4:621.31

В.А. Шабанов, В.Ю. Алексеев, А.Р. Калимгулов (ФГБОУ ВПО «Уфимский государственный нефтяной технический университет», г. Уфа, Российская Федерация), **П.А. Ревель-Муроз** (ОАО «АК «Транснефть», г. Москва, Российская Федерация)

АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ ПРИБЛИЖЕННОЙ ОЦЕНКИ СНИЖЕНИЯ ЦИКЛИЧНОСТИ НАГРУЖЕНИЯ ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ ЧАСТОТНО-РЕГУЛИРУЕМОГО ЭЛЕКТРОПРИВОДА МАГИСТРАЛЬНЫХ НАСОСОВ НА ЭКСПЛУАТИРУЕМЫХ НЕФТЕПРОВОДАХ

V.A. Shabanov, V.Yu. Alekseev, A.R. Kalimgulov (FSBEI HPE «Ufa State Petroleum Technological University», Ufa, Russian Federation), **P.A. Revel-Muroz** (Transneft JSC, Moscow, Russian Federation)

ANALYSIS OF RESULTS OF APPROXIMATE ESTIMATE OF REDUCING CYCLIC LOADING WHEN USING VARIABLE FREQUENCY DRIVE OF MAIN PUMPS ON OPERATED OIL PIPELINES

Введение

Одним из способов регулирования режима перекачки нефти по магистральным нефтепроводам является способ циклической перекачки. При этом циклически изменяются давления в трубопроводе, и металл труб магистральных трубопроводов работает в условиях циклически изменяющегося нагружения от изменения внутреннего давления. Использование частотно-регулируемого электропривода (ЧРП) приводит к снижению цикличности нагружения трубопровода. В общем случае расчеты по снижению цикличности нагружения можно выполнять только с использованием алгоритмов определения частоты вращения насосных агрегатов, значительной базы исходных данных и специальных компьютерных программ.

Цели и задачи

Разработка упрощенного метода оценки (прогнозирования) цикличности нагружения при работе трубопровода с использованием ЧРП, удобного в инженерной практике.

Методы

Методика приближенной оценки снижения цикличности нагружения технологических участков при оценке эффективности применения ЧРП.

Результаты

Приведены результаты расчетов по прогнозированию цикличности нагружения в случае использования ЧРП на нефтепроводах, эксплуатируемых в настоящее время без ЧРП. Для выполнения расчетов по приближенной методике достаточно только сведений о соблюдении режимов работы эксплуатируемого нефтепровода. Выполнены расчеты коэффициента снижения цикличности нагружения для 65 технологических участков (ТУ).

Background

One of the ways to regulate the mode of oil pumping through main oil pipelines is the method of cyclic pumping. This cyclically changes the pressure in the pipeline, and the pipe metal of main pipelines operates under loading that cyclically changes due to the internal pressure change. The use of variable frequency drive (VFD) reduces the cyclicity of the pipeline loading. In general, the calculations for the reduction of cyclic loading can only be performed with the use of algorithms to determine the frequency of pump unit rotation, significant baseline data and special computer programs.

Aims and Objectives

To develop a simplified evaluation method (forecasting) of cyclic loading during operation of the pipeline using a VFD, convenient in engineering practice.

Methods

The method of approximate estimation of the process area cyclic loading reduction, used in assessing the effectiveness of VFD application.

Results

Results of calculations for the prediction of cyclic loading in the case of using VFD on oil pipelines operated at present without VFD. To perform the calculations by the approximate method information on compliance with the modes of operated pipeline is sufficient. The coefficient of cyclic loading reduction was calculated for 65 technological areas. The range of obtained values of the cyclic loading reduction coefficient is wide: from 1.00 to 789.73. For most technologic areas the values of the coefficient of cyclic loading reduction are close to unity. This means that cyclic pumping in such technological areas is almost never used, and installation of variable frequency drive (VFD) does not change the failure rate and repair costs of the pipeline.

Диапазон полученных значений коэффициента снижения цикличности нагружения очень широкий: от 1,00 до 789,73. Для большинства ТУ значения коэффициента снижения цикличности нагружения близки единице. Это значит, что циклическая перекачка на таких ТУ практически не используется, и установка ЧРП не изменит интенсивность отказов и затраты на ремонт трубопровода. На 24 технологических участках значения коэффициента снижения цикличности нагружения превышают 1,5. Для таких ТУ целесообразно продолжение исследований и расчетов для принятия решения об эффективности использования ЧРП. Показано, что при линейной аппроксимации экспоненциального распределения интенсивности отказов отношение интенсивностей отказов стареющих магистральных нефтепроводов при работе без ЧРП и с ЧРП приблизительно равно величине коэффициента снижения цикличности нагружения.

In 24 technologic areas the values of the coefficient of cyclic loading reduction exceeds 1.5. For such technologic areas, it is expedient to continue research and calculations to make decision about efficient use of VFD. It is shown that in linear approximation of exponential distribution of failure rate the relation between the failure rates of aging oil trunk pipelines in operation without VFDs and with VFDs is approximately equal to the value of the coefficient of cyclic loading reduction.

Ключевые слова: частотно-регулируемый электропривод, магистральный нефтепровод, магистральный насос, цикличность нагружения, перепады давления

Key words: variable frequency drive, main pipeline, main pump, cyclic loading, pressure change

Введение. При регулировании режимов перекачки нефти по магистральным нефтепроводам (МН) подбором количества насосных агрегатов (НА) не всегда удастся обеспечить требуемый суточный объем перекачки [1]. В этом случае заданная суточная производительность обеспечивается способом циклической перекачки, при котором нефтепровод циклически работает с разным количеством насосов. Такой способ перекачки сопровождается большим количеством включений и отключений НА. Металл труб магистральных трубопроводов при этом работает в условиях циклического изменения внутреннего давления перекачиваемого продукта [2, 3, 4]. При использовании частотного регулирования магистральных насосов снижается расход электроэнергии [5, 6, 7, 8], не требуется многочисленных включений/выключений насосов, снижаются волны давления при включении и отключении НА [9, 10, 11], снижаются перепады давления при переходе от одного режима перекачки к другому и, как следствие, снижается цикличность нагружения трубопровода. Снижение цикличности нагружения уменьшает скорость развития дефектов в теле трубопровода, что повышает ресурс трубы и позволяет в ряде случаев увеличить межремонтный период. Для точной оценки снижения цикличности нагружения в общем случае необходимо выполнять технологические расчеты с определением давлений на выходах нефтеперекачивающих станций (НПС) при использовании частотно-регулируемых электроприводов (ЧРП). Такие расчеты требуют значительной базы исходных данных, использования алгоритмов определения частоты вращения НА [12, 13, 14, 15, 16, 17] и оптимизационных алгоритмов [18, 19, 20, 21], а также сложны для использования. В статье рассмотрено выполнение расчетов цикличности нагружения при использовании ЧРП упрощенным методом. Такой метод не требует значительной базы исходных данных, оптимизационных алгоритмов и удобен в инженерной практике для приближенной оценки эффективности использования ЧРП.

Перечень исходных данных. Исходными данными для методики предварительной оценки являются: карта технологических режимов и сведения о соблюдении режимов работы (СРР) технологического участка нефтепровода, работавшего исследуемый интервал времени без использования ЧРП [22, 23]. Из сведений о СРР достаточно иметь следующую информацию: количество включенных НА в каждом из режимов работы нефтепровода; время (продолжительность) работы на каждом из режимов; производительность трубопровода на каждом из режимов. Для каждой из НПС достаточно знать число и номера включенных магистральных НА; давления на выходе НПС, а также число включенных подпорных НА для головной НПС.

Перечень допущений, принимаемых в методике

1. В интервалах времени, когда циклическая перекачка не используется, регулирование частоты вращения НА с помощью ЧРП не применяется.

2. Технологические расчеты режимов перекачки с использованием ЧРП не выполняются, требуемая частота вращения и напоры НА, а также давления на выходах НПС в режимах с использованием ЧРП не определяются. Проверка по допустимым подпорам и напорам не производится.

3. Регулируемый НА и место установки ЧРП выбираются на основе анализа включаемых/отключаемых НА при переходе от одного режима циклической перекачки к другому. В качестве регулируемого принимается отключаемый НА при переходе от режима с большей производительностью к режиму с меньшей производительностью, или включаемый НА при переходе от режима с меньшей производительностью к режиму с большей производительностью.

4. При включении НА в режиме перекачки без использования ЧРП и переходе к другому режиму без использования ЧРП перепады давления на выходах НПС определяются по исходным данным, приведенным в сведениях о СРР.

5. Перепады давления на выходах НПС при регулировании режимов перекачки путем изменения частоты вращения НА, когда такое изменение выполняется без увеличения количества НА (без включения дополнительных НА), не определяются и не учитываются.

6. Если в режимах с использованием ЧРП происходит включение дополнительного НА без ЧРП, то перепады давления принимаются равными тем перепадам давления из сведений о СРР, которые имели место при включении того же НА в аналогичном режиме без использования ЧРП.

7. Перепады давления при включении НА с ЧРП принимаются по сведениям о СРР такими же по величине, что и при включении того же НА в аналогичном режиме, но без использования ЧРП.

8. Перепады давления при технологических переключениях в режимах перекачки без использования ЧРП принимаются по сведениям о СРР. Перепады давления при технологических переключениях в режимах перекачки с использованием ЧРП не учитываются, если при таких технологических переключениях производительность МН не изменяется.

Возможность плавного пуска/остановки при использовании ЧРП не учитывается, так как это не влияет на значения и перепады давлений в установившихся режимах. Срабатывание технологического АВР и самозапуск НА после срабатывания АВР не влияют на оценку эффективности ЧРП по сравнению с режимами без ЧРП по цикличности нагружения и поэтому не учитываются.

Описание методики. Анализ и расчеты по методике приближенной оценки выполняются в следующей последовательности.

Определяется приведенная цикличность нагружения $N_{6ч}$ для работы МН без использования ЧРП. Для этого для всех включений и технологических переключений НА по величине давлений, приведенных в сведениях о СРР, определяются перепады давления на выходах НПС при переходе от одного режима перекачки к другому. Алгоритм расчета цикличности нагружения основан на РД-23.040.00-КТН-265-10 «Оценка технического состояния магистральных трубопроводов на соответствие требованиям нормативно-технических документов» [23], в соответствии с которым приведенная цикличность нагружения определяется по выражению:

$$N = \sum_{i=1}^n \left(\frac{\Delta p_i}{2,0} \right)^{2,2}, \quad (1)$$

где N - цикличность нагружения; n - число включений насосных агрегатов (технологических переключений); Δp_i - перепады давления, МПа.

Выполняется анализ исходных режимов перекачки без использования ЧРП по сведениям о СРР. Цель анализа - выявление режимов перекачки, которые могут быть обеспечены без переключения НА, путем частотного регулирования. Анализ проводится с периодичностью одни сутки. При этом выявляются сутки, в которые используется циклическая перекачка. В эти сутки, как правило, поочередно используются два или три режима перекачки, с разным количеством включенных НА. Для всех суток, в которые используется циклическая перекачка, производится выбор регулируемых НА.

Составляется план-график перекачки за исследуемый период времени (по месяцам за год) с учетом использования ЧРП. В новом плане-графике перекачки выявленные режимы циклической перекачки заменяются одним режимом с использованием ЧРП. Если в течение суток циклическая перекачка не использовалась, то режимы перекачки в такие сутки сохраняются без изменения и в новый план-график переносятся из сведений о СРР.

По новому плану-графику определяются перепады давления на выходах НПС при переходе от одного режима перекачки к другому и по формуле (1) определяется приведенная цикличность нагружения каждого участка МН $N_{неп}$ при использовании ЧРП.

По результатам расчета цикличности нагружения определяется коэффициент снижения цикличности нагружения (КСЦН):

$$k_{сц} = \frac{N_{6ч}}{N_{сч}}, \quad (2)$$

где $N_{6ч}$ - приведенная цикличность нагружения исследуемого участка МН при его работе без использования ЧРП по (1);

$N_{сч}$ - приведенная цикличность нагружения технологического участка по (1) при работе МН с использованием ЧРП, определяемая в результате расчетов по методике.

Анализ расчетов технологических участков МН организация системы «Транснефть» (ОСТ). По изложенной методике силами ОСТ ОАО «АК «Транснефть» были выполнены расчеты КСЦН для 65 технологических участков (ТУ). По 20 ТУ из 65 значения цикличности нагружения при работе МН без использования ЧРП и с использованием ЧРП представлены в таблице 1.

Таблица 1 - Результаты расчета цикличности нагружения без ЧРП и с ЧРП

№	ОСТ	Технологический участок	МН	Приведенная цикличность		КСЦН
				без ЧРП	с ЧРП	
1.	«Балтнефтепровод»	Ярославль - Кириши-1,2	Ярославль - Кириши-1,2	133,2	133,2	1,00
2.	ОАО «Сибнефтепровод»	Торгили - Юргамыш	НKK	201,9	132,4	1,52
3.		Торгили - Юргамыш	УБКУА	288,7	212,5	1,68
4.		Конда - Платина	СГП	411,7	356,3	1,16
5.		Южный Балык - Конда	Сургут - Горький - Полоцк	772,7	738,2	1,05
6.		Москаленки - Омск	Туймазы - Омск - Новосибирск-2	2,78	2,30	1,20
7.		Омск - Павлодар	Омск - Павлодар	50,2	33,9	1,48
8.		«Востокнефтепровод»	Нижнеудинск - Ангарск	Омск - Иркутск, Красноярск - Иркутск	121,5	120,3
9.	ОАО «Верхневолжскнефтепровод»	Лазарево - Горький	Сургут - Полоцк	172	166	1,04
10.		Горький - Коромыслово	Сургут - Полоцк	169	162	1,04
11.		Староликеево - Ярославль	Горький - Ярославль	176	173	1,02
12.		Староликеево - Рязань-1	Горький - Рязань-1	155	146	1,06
13.		Староликеево - Рязань-2	Горький - Рязань-2	201	184	1,09
14.		Рязань - Москва	Рязань - Москва	46	41	1,12
15.		ОАО «Северные МН»	Ухта - Приводино	Ухта - Ярославль	251,4	245,7
16.	Уса - Ухта		Уса - Ухта	262,4	261,5	1,00
17.	Приводино - Ярославль		Ухта - Ярославль	236,8	228,2	1,04
18.	ОАО «Уралсибнефтепровод»	Калтасы - Языково	Калтасы - Языково - Салават	218	36	6,07
19.		Калтасы - Чекмагуш	Калтасы - Уфа II	269	12	9,96
20.		Черкассы - Салават	Калтасы - Языково - Салават. ТОН-1, ТОН-2	472	76	6,16

Значения цикличности нагружения и КСЦН зависят как от загрузки МН, так и от способа регулирования режимов перекачки. По ОАО «Балтнефтепровод» выполнены расчеты по ТУ «Ярославль - Кириши-1,2». Коэффициент снижения цикличности равен 1,08. По ОАО «Верхневолжскнефтепровод» представлены результаты расчетов по шести ТУ. Коэффициент снижения цикличности изменяется от 1,02 до 1,12. По ОАО «МН «Дружба» коэффициент снижения цикличности равен 1,00 для всех ТУ кроме одного: «Самара - Клин», для которого коэффициент снижения цикличности 1,28. По ОАО «Приволжскнефтепровод» расчеты выполнены для 16 ТУ. Коэффициенты снижения цикличности изменяются от 1,01 до 37,12. По ОАО «Черномортранснефть» представлены результаты расчетов по 7 ТУ. Коэффициент снижения цикличности изменяется от 1,00 до 1,84.

По ОАО «Северные МН» представлены результаты расчетов по 3 ТУ. Коэффициент снижения цикличности изменяется от 1,00 до 1,04. По ОАО «Уралсибнефтепровод» представлены результаты расчетов по 18 ТУ. Коэффициент снижения цикличности изменяется от 1,05 до 789,73 (ТУ «Чернушка - Калтасы»). По ОАО «Северо-Западные магистральные нефтепроводы» результаты расчетов представлены для 30 ТУ. Коэффициенты снижения цикличности у всех равны 1,00, кроме ТУ «Платина - Пермь». По ОАО «Сибнефтепровод» представлены результаты расчетов по четырем ТУ. Коэффициент снижения цикличности изменяется от 1,21 до 1,48. По ОАО «Центрсибнефтепровод» результаты расчетов представлены для 2 ТУ. Коэффициенты снижения цикличности равны 1,00 и 1,01. По ОАО «Трансибнефтепровод» результаты расчетов представлены для двух ТУ. Коэффициенты снижения цикличности изменяются от 1,05 до 1,56. По остальным 5 ТУ регулирование режима перекачки производится подбором не количества, а типоразмера насосного агрегата, изменением типа ротора и диаметра рабочего колеса. Переходы с режима на режим в течение суток, используемые только для обеспечения суточной производительности, на данном технологическом участке не применяются. По ООО «Востокнефтепровод» выполнены расчеты по ТУ «Нижнеудинск - Ангарск». Коэффициент снижения цикличности 1,01.

Диапазон полученных значений КСЦН очень широкий: от 1,00 до 789,73. Для большинства ТУ значения КСЦН близки единице. Это значит, что циклическая перекачка на таких ТУ практически не используется, и установка ЧРП не изменит интенсивность отказов и затраты на ремонт трубопровода. На 24 технологических участках четырех ОСТ значения КСЦН превышают 1,50 (таблица 2).

Для ТУ со значениями КСЦН более 1,50 актуальным является полный анализ с использованием точных методик с целью принятия решения о целесообразности или нецелесообразности использования ЧРП.

Рассмотрим влияние цикличности нагружения на интенсивность отказов. Большинство магистральных трубопроводов имеют значительный срок эксплуатации и по терминологии теории надежности относятся к «стареющим объектам», для которых характерно возрастание функции интенсивности отказов [24].

Среднее остаточное время безотказной работы (наработки на отказ) такой системы с течением времени убывает. Вид функции стареющего распределения до отказа в общем случае неизвестен. В этом случае часто опираются на то, что экспоненциальное распределение является граничным в классе стареющих распределений, и его можно использовать для граничной оценки надежности стареющих объектов.

Таблица 2 - Технологические участки со значениями КСЦН больше 1,5

№	Технологический участок	МН	КСЦН
ОАО «Сибнефтепровод»			
1	Торгили - Юргамыш	НKK	1,52
ОАО «Приволжскнефтепровод»			
2	Красноармейск - Красный Яр	Куйбышев - Лисичанск	10,26
3	Похвистнево - Кротовка	Бугуруслан - Сызрань	6,41
4	Кротовка - Покровка	Бугуруслан - Сызрань	37,12
5	Бавлы - Кротовка	Бавлы - Куйбышев	3,19
6	Кротовка-НкНПЗ	Бавлы - Куйбышев	2,50
7	ССН - НкНПЗ	Гурьев - Куйбышев	8,00
8	Кбротовка - Самара	Кротовка - Куйбышев	1,56
9	Муханово - Самара	Муханово - Куйбышев	1,55
10	Красноармейск - СНПЗ	Красноармейск - СНПЗ	2,48
ОАО «Уралсибнефтепровод»			
11	Калтасы - Языково	Калтасы - Языково - Салават	6,07
12	Калтасы - Чекмагуш	Калтасы - Уфа II	9,96
13	Черкассy - Салават	Калтасы - Языково - Салават ТОН-1, ТОН-2	6,16
14	Чекмагуш - Азнакаево	Чекмагуш - Азнакаево	1,80
15	Нурлино - Субханкулово	Туймазы - Омск - Новосибирск-1	2,11
16	Субханкулово - Языково	Туймазы - Уфа-1	3,80
17	Языково - Уфа	Туймазы - Уфа-2, Туймазы - Омск - Новосибирск-3	1,78
18	Языково - Уфа	Туймазы - Уфа-1, Туймазы - Уфа-3	3,15
19	Субханкулово - Шкапово	Субханкулово - Шкапово	1,85
20	Чернушка - Калтасы	Чернушка - Калтасы	789,73
21	Платина - Пермь	Холмогоры - Клиn	2,90
ОАО «Черномортранснефть»			
22	Тихорецк - Туапсе	Тихорецк - Туапсе	1,57
23	Тихорецк - Новороссийск-1	Тихорецк - Новороссийск-1	1,84
24	Тихорецк - Новороссийск-2	Тихорецк - Новороссийск-2	1,60

Рассмотрим функцию стареющего распределения для нефтепровода, которую представим в виде функции остаточного времени безотказной работы (наработки на отказ) от остаточного ресурса.

Средняя наработка на отказ T_0 связана с интенсивностью отказов λ выражением

$$T_0 = \frac{1}{\lambda}. \quad (3)$$

Остаточный ресурс T_{Ai} (предельный срок эксплуатации в годах) согласно [25] для каждой трубы участка магистрального нефтепровода можно оценить по формуле:

$$T_{Ai} = \frac{N_{\min} \cdot k_{Ni}}{N_g \cdot n_N}, \quad (4)$$

где N_{\min} - количество циклов развития трещины от ее начального состояния;

N_g - прогнозируемая годовая цикличность нагружения участка;

n_N - коэффициент запаса прочности по долговечности;

k_{Ni} - коэффициент пересчета долговечности, определяемый для каждой трубы в зависимости от отношения перепадов давлений при стендовых испытаниях труб и при прогнозируемой годовой цикличности нагружения и от соответствия проектной и требуемой по СНиП 2.05.06-85* категоричности участка.

Для стареющего трубопровода зависимость наработки на отказ T_0 по (3) от остаточного ресурса T_A по (4) в общем случае неизвестна. Поэтому в качестве граничного, в соответствии с вышеизложенным, примем экспоненциальное распределение. На интервалах времени, существенно меньших по сравнению с постоянной времени экспоненты, с достаточной для практики точностью экспоненциальную зависимость можно аппроксимировать линейной функцией. Постоянная времени стареющего экспоненциального распределения трубопровода составляет несколько лет. Поэтому на интервале в один год экспоненциальное распределение стареющего трубопровода можно заменить линейной функцией, уравнение которой будет зависеть от скорости возрастания интенсивности отказов.

Линеаризуем зависимость наработки на отказ T_0 от остаточного ресурса T_A . Тогда из формул (3) и (4) получаем линейную зависимость интенсивности отказов от цикличности нагружения:

$$\lambda = k_3 \cdot \frac{n_N}{N_{\min} \cdot k_{Ni}} \cdot N_g, \quad (5)$$

где k_3 - коэффициент линейной аппроксимации экспоненциальной зависимости наработки на отказ T_0 от остаточного ресурса T_A .

В общем случае коэффициент линейной аппроксимации не известен. Но при оценке эффективности использования ЧРП предполагается, что трубопровод работает при одних и тех же начальных условиях. Поэтому при расчете остаточного ресурса по формуле (4) и при оценке интенсивности отказов по формуле (5) расчеты при работе МН без использования ЧРП и при использовании ЧРП будут отличаться только значениями прогнозируемой годовой цикличности нагружения N_g . При этом изменение интенсивности отказов за год при работе МН без ЧРП и с использованием ЧРП будет равно отношению значений цикличностей нагружения, которое равно КСЦН:

$$\frac{\lambda_{\text{бч}}}{\lambda_{\text{сч}}} = \frac{N_{\text{г.б.}}}{N_{\text{г.с.}}} = k_{\text{сц}}, \quad (6)$$

где $\lambda_{\text{бч}}$ и $\lambda_{\text{сч}}$ - значения интенсивности отказов за год при работе МН без ЧРП и с ЧРП;

$N_{\text{г.бч}} = N_{\text{бч}}$ и $N_{\text{г.сч}} = N_{\text{сч}}$ - значения цикличности нагружения при работе МН без ЧРП и с использованием ЧРП.

Таким образом, при линейной аппроксимации экспоненциального распределения интенсивности отказов отношение интенсивностей отказов стареющих магистральных нефтепроводов при работе без ЧРП и с ЧРП приближенно равно величине КСЦН. Если принять, что затраты на ремонт трубы при устранении дефектов пропорциональны интенсивности отказов, тогда затраты на ремонт трубы при использовании ЧРП могут быть определены по выражению:

$$Z_{\text{сч}} = \frac{Z_{\text{бч}}}{\lambda_{\text{бч}}} \cdot \lambda_{\text{сч}} = \frac{Z_{\text{бч}}}{k_{\text{сц}}}, \quad (7)$$

где $Z_{\text{сч}}$ и $Z_{\text{бч}}$ - затраты на ремонт дефектных труб за год при работе МН с использованием ЧРП и без.

Следует подчеркнуть, что выражения (6) и (7) являются приближенными, получены при ряде допущений и отражают среднестатистические результаты при достаточно большой базе данных. Для каждого конкретного трубопровода результаты могут существенно различаться и зависят от числа и параметров дефектов, имеющих в трубопроводе. Область применения полученных выражений - предварительная приближенная оценка эффективности использования ЧРП. Результаты такой оценки можно использовать только для предварительного отбора тех ТУ, использование ЧРП на которых может оказаться целесообразным. Для принятия решения о целесообразности или нецелесообразности использования ЧРП необходимо выполнение расчетов и анализов отобранных ТУ по более точным методикам с использованием нескольких критериев оценки и оптимизационных алгоритмов.

Выводы

1. Выполнены расчеты КСЦН для 65 технологических участков. Диапазон полученных значений КСЦН очень широкий: от 1,00 до 789,73. Для большинства ТУ значения КСЦН близки единице. Это значит, что циклическая перекачка на таких ТУ практически не используется, и установка ЧРП не изменит интенсивность отказов и затраты на ремонт трубопровода. На 24 технологических участках значения КСЦН превышают 1,50. Для таких ТУ целесообразно продолжение исследований и расчетов для принятия решения об эффективности использования ЧРП.

2. Показано, что при линейной аппроксимации экспоненциального распределения интенсивности отказов стареющих магистральных нефтепроводов отношение интенсивностей отказов при работе без ЧРП и с ЧРП приближенно равно величине КСЦН.

Литература

1. Коршак А.А., Нечваль А.М. Трубопроводный транспорт нефти, нефтепродуктов и газа: учебник для вузов. Уфа: ООО «ДизайнПолиграфСервис», 2001. 571 с.
2. Гутман Э.М., Амосов Б.В., Худяков М.А. Малоцикловая коррозионная усталость трубной стали при эксплуатации магистральных нефтепроводов // Строительство трубопроводов. 1978. № 4. С. 25-30.
3. Волский М.И., Аистов А.С., Гусенков А.П. и др. Прочность труб магистральных нефте- и продуктопроводов при статическом и малоцикловом нагружении // Нефтяная промышленность. Сер. Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов: обзорн. информ. М.: ВНИИОЭНГ, 1979. 55 с.
4. Захаров Н.П., Тажигулов А.М. К вопросу повышения надежности и эффективности эксплуатации насосной станции // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. Уфа, 2007. Вып. 4 (70). С. 80-83.
5. Шабанов В.А., Кабаргина О.В. Перспективы использования частотно-регулируемого электропривода магистральных насосов на НПС. Уфа: Изд-во УГНТУ, 2010. 63 с.
6. Шабанов В.А., Хакимов Э.Ф., Шарипова С.Ф. Алгоритм оценки эффективности частотно-регулируемого электропривода магистральных насосов эксплуатируемых нефтепроводов по критерию снижения расхода электроэнергии // Электротехнические и информационные комплексы и системы. 2013. № 2 (9). С. 34-42.
7. Шабанов В.А., Ахметгареев А.А. К вопросу о выборе оптимального режима работы магистрального насоса с частотно-регулируемым приводом // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2012. Вып. 3 (89). С. 119-127.
8. Федотов А.Б., Токмаков Д.А., Левшин В.П., Шабанов В.А. Проект «Разработка и организация серийного производства ВЧРП» - цель, назначение и основные ожидаемые результаты // Электропривод, электротехнологии электрооборудование предприятий: сб. научн. тр. III Всеросс. научн.-техн. конф. (с международным участием). Уфа: Изд-во УГНТУ, 2011. С. 3-10.
9. Шабанов В.А., Алексеев В.Ю., Кабаргина О.В., Юсупов Р.З. Электротехнические средства снижения волн давления в магистральных нефтепроводах при нарушении электроснабжения // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2010. Вып. 1 (79). С. 77-84.
10. Шабанов В.А., Кабаргина О.В. Анализ волн давления при частотно-регулируемом электроприводе магистральных насосов на нефтеперекачивающей станции // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2011. Вып. 3 (85). С. 111-118.
11. Шабанов В.А., Кабаргина О.В., Шарипова С.Ф. Снижение волн давления в нефтепроводах при включении и отключении частотно-регулируемых магистральных насосов // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2011. Вып. 3 (85). С. 119-124.
12. Шабанов В.А., Шарипова С.Ф. Алгоритм определения частоты вращения магистральных насосов // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2013. № 4. С. 20-29. URL: http://www.ogbus.ru/authors/Shabanov/Shabanov_17.pdf (дата обращения: 29.02.2016).
13. Шабанов В.А., Шарипова С.Ф. Требования к частоте вращения магистральных насосов при частотно-регулируемом электроприводе // Электротехнические и информационные комплексы и системы. 2013. № 3 (10). С. 42-46.
14. Шабанов В.А., Кабаргина О.В. О законах частотного регулирования синхронных двигателей на нефтеперекачивающих станциях // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2010. С. 1-6. URL: http://www.ogbus.ru/authors/Shabanov/Shabanov_2.pdf (дата обращения: 29.02.2016).

References

1. Korshak A.A., Nechval' A.M. *Tрубопроводный транспорт нефти, нефтепродуктов и газа: учебник для вузов* [Pipeline Transport of Oil, Products and Gas: Manual for Universities]. Ufa, ООО «DizainPoligrafServis», 2001. 571 p. (in Russ.).
2. Gutman E.M., Amosov B.V., Khudyakov M.A. *Malotsiklovaya korrozionnaya ustalost' trubnoi stali pri ekspluatatsii magistral'nykh nefteprovodov* [Low-Cycle Corrosion Fatigue of Pipe Steel in Operation of Main Oil Pipelines]. *Stroitel'stvo truboprovodov - Pipeline Construction*, 1978, No. 4, pp. 25-30. (in Russ.).
3. Volskii M.I., Aistov A.S., Gusenkov A.P. e.a. *Prochnost' trub magistral'nykh nefte- i produktoprovodov pri staticheskom i malotsiklovom nagruzhении* [Pipe Strength of Main Oil and Product Pipelines Under Static and Low-Cycle Loading]. *Neftyanaya promyshlennost'. Ser. Transport i khraneniye nefiti i nefteproduktov: obzorn. inform. - Oil Industry. Ser. Transport and Storage of Petroleum Products and Hydrocarbons*. Moscow, VNIIOENG, 1979. 55 p. (in Russ.).
4. Zakharov N.P., Tazhigulov A.M. K voprosu povysheniya nadezhnosti i effektivnosti ekspluatatsii nasosnoi stantsii [How to Increase Reliability and Efficiency of Pumping Station]. *Problemy sbora, podgotovki i transporta nefiti i nefteproduktov - Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products*, 2007, Issue 4 (70), pp. 80-83. (in Russ.).
5. Shabanov V.A., Kabargina O.V. *Perspektivy ispol'zovaniya chastotno-reguliruemogo elektroprivoda magistral'nykh nasosov na NPS* [Prospects for Use of Variable Frequency Drive of Main Pumps at OPS]. Ufa, Izd-vo UGNTU, 2010. 63 p. (in Russ.).
6. Shabanov V.A., Khakimov E.F., Sharipova S.F. *Algoritm otsenki effektivnosti chastotno-reguliruemogo elektroprivoda magistral'nykh nasosov ekspluatiruemykh nefteprovodov po kriteriyu snizheniya raskhoda elektroenergii* [Algorithm of Evaluating Efficiency of Variable Frequency Drive of Main Pumps on Operated Oil Pipelines by the Criterion of Reduced Power Consumption]. *Elektrotekhnicheskie i informatsionnye komplekсы i sistemy - Electrotechnical and Information Complexes and Systems*, 2013, No. 2 (9), pp. 34-42. (in Russ.).
7. Shabanov V.A., Akhmetgareev A.A. K voprosu o vybere optimal'nogo rezhima raboty magistral'nogo nasosa s chastotno-reguliruemym privodom [To the Question of Selection of the Optimal Mode Job Main Pump by Frequency-Adjustable Drive]. *Problemy sbora, podgotovki i transporta nefiti i nefteproduktov - Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products*, 2012, Issue 3 (89), pp. 119-127. (in Russ.).
8. Fedotov A.B., Tokmakov D.A., Levshin V.P., Shabanov V.A. *Proekt «Razrabotka i organizatsiya seriinogo proizvodstva VChRP» - tsel', naznachenie i osnovnyye ozhidaemye rezul'taty* [The Project «Development and Arrangement of a Quantity Production of VFD» - Aim, Purpose and Main Expectations]. *Sbornik nauchnykh trudov III Vserossiiskoi nauchno-tekhnicheskoi konferentsii (s mezhdunarodnym uchastiem) «Elektroprivod, elektrotekhnologii elektrooborudovanie predpriyatiy»* [Collection of Scientific Works of the III All-Russian Scientific-Technical Conference (with International Participation) «Electric Drive, Electric Technologies, Electric Equipment of the Companies»]. Ufa, Izd-vo UGNTU, 2011, pp. 3-10. (in Russ.).
9. Shabanov V.A., Alekseev V.Yu., Kabargina O.V., Yusupov R.Z. *Elektrotekhnicheskie sredstva snizheniya voln davleniya v magistral'nykh nefteprovodakh pri narushenii elektrosnabzheniya* [Electrotechnical Ways of Reducing Pressure Fluctuations in Petroleum Product Pipelines in Case of Power Supply Interruption]. *Problemy sbora, podgotovki i transporta nefiti i nefteproduktov - Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products*, 2010, Issue 1 (79), pp. 77-84. (in Russ.).
10. Shabanov V.A., Kabargina O.V. *Analiz voln davleniya pri chastotno-reguliruemom elektroprivode magistral'nykh nasosov na nefteperekachivayushchei stantsii* [Analysis of Pressure Waves under Electric Power Transmission Pump Variable Frequency at Pumping Stations]. *Problemy sbora, podgotovki i transporta nefiti i nefteproduktov - Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products*, 2011, Issue 3 (85), pp. 111-118. (in Russ.).
11. Shabanov V.A., Kabargina O.V., Sharipova S.F. *Snizheniye voln davleniya v nefteprovodakh pri vklyuchenii i otklyuchenii chastotno-reguliruemomykh magistral'nykh nasosov* [Oil Pressure Waves Reducing by Activating and Deactivating

15. Шабанов В.А., Бондаренко О.В., Павлова З.Х. Об определении мест расстановки частотно-регулируемых электроприводов на технологическом участке нефтепровода // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2012. Вып. 3 (89). С. 87-93.
16. Shabanov V.A., Bondarenko O.V., Pavlova Z.Kh. Definition of the Location of Variable Frequency Drive on the Pipeline Technological Plot // Problems of Gathering Treatment and Transportation of Oil and Oil Products. 2012. Issue 3 (89). P. 93-96.
17. Шабанов В.А. Методы оценки и пути повышения эффективности частотно-регулируемого электропривода магистральных насосов на действующих нефтепроводах // Нефтегазовое дело. 2015. Т. 13. № 3. С. 73-82.
18. Шабанов В.А., Бондаренко О.В. Целевые функции и критерии оптимизации перекачки нефти по нефтепроводам при частотно-регулируемом электроприводе магистральных насосов // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2012. № 4. С. 10-17. URL: http://www.ogbus.ru/authors/Shabanov/Shabanov_12.pdf (дата обращения: 29.02.2016).
19. Шабанов В.А., Шарипова С.Ф., Рябишина Л.А. Постановка задачи структурно-параметрической оптимизации перекачки нефти по нефтепроводам при частотно-регулируемом электроприводе // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2013. № 6. С. 1-24. URL: http://www.ogbus.ru/authors/Shabanov/Shabanov_19.pdf (дата обращения: 29.02.2016).
20. Шабанов В.А., Шарипова С.Ф. Критерии эффективности частотно-регулируемого электропривода магистральных насосов на нефтеперекачивающих станциях // Электротехнические и информационные комплексы и системы. 2013. № 1 (9). С. 38-43.
21. Шабанов В.А. Основы методики выбора числа и места установки частотно-регулируемых электроприводов магистральных насосов // Нефтегазовое дело. 2012. Т. 10. № 2. С. 36-39.
22. Шабанов В.А., Павлова З.Х., Калимгулов А.Р. О влиянии частотно-регулируемого электропривода магистральных насосов на цикличность нагружения трубопровода // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2012. № 5. С. 23-30. URL: http://www.ogbus.ru/authors/Shabanov/Shabanov_14.pdf (дата обращения: 29.02.2016).
23. РД-23.040.00-КТН-265-10. Оценка технического состояния магистральных трубопроводов на соответствие требованиям нормативно-технических документов.
24. Ушаков И.А. Курс теории надежности систем. М.: Дрофа, 2008. 239 с.
25. Шабанов В.А., Хакимов Э.Ф. Приближенная оценка снижения цикличности нагружения трубопровода при использовании частотно-регулируемого электропривода магистральных насосов // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2015. № 6. С. 253-276. URL: http://ogbus.ru/issues/6_2015/ogbus_6_2015_p253-276_ShabanovVA_ru.pdf (дата обращения: 29.02.2016).
- Frequency-Controlled Main Pump]. *Problemy sbora, podgotovki i transporta nefi i nefteproduktov - Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products*, 2011, Issue 3 (85), pp. 119-124. (in Russ.).
12. Shabanov V.A., Sharipova S.F. Algoritm opredeleniya chastoty vrashcheniya magistral'nykh nasosov [Algorithm to Determine the Rotational Speed of the Main Pumps]. *Elektronnyi nauchnyi zhurnal «Neftegazovoe delo» - Electronic Scientific Journal «Oil and Gas Business»*, 2013, No. 4, pp. 20-29. URL: http://www.ogbus.ru/authors/Shabanov/Shabanov_17.pdf (Accessed: 29.02.2016). (in Russ.).
13. Shabanov V.A., Sharipova S.F. Trebovaniya k chastote vrashcheniya magistral'nykh nasosov pri chastotno-regulirovannom elektroprivode [Requirements to the Rotational Speed of Main Pumps with Variable Frequency Drives]. *Elektrotekhnicheskie i informatsionnye komplekсы i sistemy - Electrotechnical and Information Complexes and Systems*, 2013, No. 3 (10), pp. 42-46. (in Russ.).
14. Shabanov V.A., Kabargina O.V. O zakonakh chastotnogo regulirovaniya sinkhronnykh dvigatelei na nefteperekachivayushchikh stantsiyakh [On the Laws of Frequency Control of Synchronous Motors at the Oil Pumping Stations]. *Elektronnyi nauchnyi zhurnal «Neftegazovoe delo» - Electronic Scientific Journal «Oil and Gas Business»*, 2010, pp. 1-6. URL: http://www.ogbus.ru/authors/Shabanov/Shabanov_2.pdf (Accessed: 29.02.2016). (in Russ.).
15. Shabanov V.A., Bondarenko O.V., Pavlova Z.Kh. Ob opredelenii mest rasstanovki chastotno-reguliruemyykh elektroprivodov na tekhnologicheskoy uchastke nefteprovoda [Definition of the Location of Variable Frequency Drive on the Pipeline Technological Plot]. *Problemy sbora, podgotovki i transporta nefi i nefteproduktov - Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products*, 2012, Issue 3 (89), pp. 87-93. (in Russ.).
16. Shabanov V.A., Bondarenko O.V., Pavlova Z.Kh. Definition of the Location of Variable Frequency Drive on the Pipeline Technological Plot. *Problemy sbora, podgotovki i transporta nefi i nefteproduktov - Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products*, 2012, Issue 3 (89), pp. 93-96.
17. Shabanov V.A. Metody otsenki i puti povysheniya effektivnosti chastotno-reguliruemogo elektroprivoda magistral'nykh nasosov na deistviyushchikh nefteprovodakh [Methods of Estimating and Ways of Improving Efficiency of Variable Frequency Drives of Main Pumps on the Operating Pipelines]. *Neftegazovoe delo - Oil and Gas Business*, 2015, T. 13, No. 3, pp. 73-82. (in Russ.).
18. Shabanov V.A., Bondarenko O.V. Tselevyye funktsii i kriterii optimizatsii perekachki nefi po nefteprovodam pri chastotno-regulirovannom elektroprivode magistral'nykh nasosov [Objective Functions and the Optimization Criteria Pumping Oil by Pipeline with Variable Frequency Drives Main Pumps]. *Elektronnyi nauchnyi zhurnal «Neftegazovoe delo» - Electronic Scientific Journal «Oil and Gas Business»*, 2012, No. 4, pp. 10-17. URL: http://www.ogbus.ru/authors/Shabanov/Shabanov_12.pdf (Accessed: 29.02.2016). (in Russ.).
19. Shabanov V.A., Sharipova S.F., Ryabishina L.A. Postanovka zadachi strukturno-parametricheskoy optimizatsii perekachki nefi po nefteprovodam pri chastotno-regulirovannom elektroprivode [Problems Structure-Parametric Optimization of Oil Pipelines by Frequency-Regulated Electric Drive]. *Elektronnyi nauchnyi zhurnal «Neftegazovoe delo» - Electronic Scientific Journal «Oil and Gas Business»*, 2013, No. 6, pp. 1-24. URL: http://www.ogbus.ru/authors/Shabanov/Shabanov_19.pdf (Accessed: 29.02.2016). (in Russ.).
20. Shabanov V.A., Sharipova S.F. Kriterii effektivnosti chastotno-reguliruemogo elektroprivoda magistral'nykh nasosov na nefteperekachivayushchikh stantsiyakh [Efficiency Criteria of Variable Frequency Drives of Main Pumps at Oil Pumping Stations]. *Elektrotekhnicheskie i informatsionnye komplekсы i sistemy - Electrotechnical and Information Complexes and Systems*, 2013, No. 1 (9), pp. 38-43. (in Russ.).
21. Shabanov V.A. Osnovy metodiki vybora chisla i mesta ustanovki chastotno-reguliruemyykh elektroprivodov magistral'nykh nasosov [Principles of the Methods of Selecting the Number and Location of Variable Frequency Drives of Main Pumps]. *Neftegazovoe delo - Oil and Gas Business*, 2012, T. 10, No. 2, pp. 36-39. (in Russ.).
22. Shabanov V.A., Pavlova Z.Kh., Kalimgulov A.R. O vliyaniy chastotno-reguliruemogo elektroprivoda magistral'nykh nasosov na tsiklichnost' nagruzheniya truboprovoda [About the

Influence of Variable Frequency Drive on the Pipeline Loading Cyclicity]. *Elektronnyi nauchnyi zhurnal «Neftegazovoe delo» - Electronic Scientific Journal «Oil and Gas Business»*, 2012, No. 5, pp. 23-30. URL: http://www.ogbus.ru/authors/Shabanov/Shabanov_14.pdf (Accessed: 29.02.2016). (in Russ.).

23. RD-23.040.00-KTN-265-10. *Otsenka tekhnicheskogo sostoyaniya magistral'nykh truboprovodov na sootvetstvie trebovaniyam normativno-tekhnicheskikh dokumentov* [RD-23.040.00-KTN-265-10. Assessment of the Conformity of Main Pipeline Condition to the Requirements of Regulatory Technical Documents]. (in Russ.).

24. Ushakov I.A. *Kurs teorii nadezhnosti system* [Course in the Systems Reliability Theory]. Moscow, Drofa, 2008. 239 p. (in Russ.).

25. Shabanov V.A., Khakimov E.F. Priblizhennaya otsenka snizheniya tsiklichnosti nagruzheniya truboprovoda pri ispol'zovanii chastotno-reguliruemogo elektroprivoda magistral'nykh nasosov [Approximate Estimate of the Cyclic Loading Reduction of the Pipeline when using Variable-Frequency Electric Drive of Main Pumps]. *Elektronnyi nauchnyi zhurnal «Neftegazovoe delo» - Electronic Scientific Journal «Oil and Gas Business»*, 2015, No. 6, pp. 253-276. URL: http://ogbus.ru/issues/6_2015/ogbus_6_2015_p253-276_ShabanovVA_ru.pdf (Accessed: 29.02.2016). (in Russ.).

Авторы

• Шабанов Виталий Алексеевич, канд. техн. наук, доцент
ФГБОУ ВПО «Уфимский государственный нефтяной технический университет»
Заведующий кафедрой «Электротехника и электрооборудование предприятий»
Российская Федерация, 450062, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1
тел./факс (347) 242-07-59
e-mail: ShabanovVA1@yandex.ru

• Алексеев Виктор Юрьевич, канд. техн. наук
ФГБОУ ВПО «Уфимский государственный нефтяной технический университет»
Доцент кафедры «Электротехника и электрооборудование предприятий»
Российская Федерация, 450062, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1
тел. (347) 242-07-59
e-mail: vik1202@rambler.ru

• Калимгулов Айрат Ринатович, канд. физ.-мат. наук
ФГБОУ ВПО «Уфимский государственный нефтяной технический университет»
Доцент кафедры «Электротехника и электрооборудование предприятий»
Российская Федерация, 450062, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1
тел. (347) 242-07-59
e-mail: airatkr@rambler.ru

• Ревель-Муроз Павел Александрович
ОАО «АК «Транснефть»
Вице-президент
Российская Федерация, 119180, г. Москва, ул. Большая Полянка, 57
тел. (495) 950-81-78
e-mail: transneft@ak.transneft.ru

The Authors

• Shabanov Vitaliy A., Candidate of Technical Sciences, Associate Professor
FSBEI HPE «Ufa State Petroleum Technological University»
Head of Electrical Engineering and Equipment of Enterprises Chair
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450062, Russian Federation
tel/fax: (347) 242-07-59
e-mail: ShabanovVA1@yandex.ru

• Alekseev Victor Yu., Candidate of Technical Sciences
FSBEI HPE «Ufa State Petroleum Technological University»
Assistant Professor of Electrical Engineering and Equipment of Enterprises Chair
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450062, Russian Federation
tel: (347) 242-07-59
e-mail: vik1202@rambler.ru

Kalimgulov Airat R., Candidate of Physical and Mathematical Sciences
FSBEI HPE «Ufa State Petroleum Technological University»
Assistant Professor of Electrical Engineering and Equipment of Enterprises Chair
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450062, Russian Federation
tel: (347) 242-07-59
e-mail: airatkr@rambler.ru

• Revel-Muroz Pavel A.
AK «Transneft», JSC
Vice-President
57, Bolshaya Polyanka str., Moscow, 119180, Russian Federation
tel: (495) 950-81-78
e-mail: transneft@ak.transneft.ru