

**ПОВЫШЕНИЕ РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ НАСОСНЫХ АГРЕГАТОВ С  
ПРИМЕНЕНИЕМ РЕГУЛИРУЕМОГО ПРИВОДА**

**Р.С. Быков**

Научный руководитель – доцент Н. В. Чухарева

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

Сейчас, как никогда прежде, в нефтегазовой отрасли растет актуальность уменьшения затрат на производство за счет внедрения мероприятий по повышению энерго- и ресурсоэффективности.

В нефтепроводном транспорте на перекачку нефти расходуется около 98,5 % от общего расхода электроэнергии [2, 4]. Анализ работы магистральных нефтепроводов (МН) показывает, что существующие методы автоматизированного контроля и управления режимами работы МН не в полной мере учитывают постоянные изменения внешних факторов эксплуатации, недостаточно освещены вопросы регулирования при изменении вязкости перекачиваемых партий нефти. В связи с этим наибольший практический интерес представляет поиск решений для существующих проблем.

На данный момент самым распространенным методом регулирования является дросселирование, т.к. он прост в техническом исполнении. Но этот метод регулирования неэкономичен, т.к. НПС непроизводительно развивает излишний напор, что делает дороже транспорт нефти в связи с перерасходом энергии. Решением данной проблемы может служить использование частотно-регулируемого электрического привода (ЧРП), преимущества которого заключаются в экономии энергии за счет отказа от дросселирования; повышении надежности и долговечности работы перекачивающего агрегата благодаря «мягкому» пуску и остановке насоса; уменьшению рабочего давления в трубах, из-за исключения работы регуляторов давления.

При использовании в качестве системы автоматического регулирования давления на НПС нефтеперекачивающих агрегатов с ЧРП, количество плановых технологических режимов возрастает. Также возникает возможность при изменении физических параметров перекачиваемой нефти и эффективного диаметра трубопровода обеспечить заданную производительность без изменения потребляемой мощности [1].

Таким образом, возникает задача определения максимального изменения вязкости перекачиваемой нефти и эффективного диаметра нефтепровода, при котором мощность электроэнергии, затрачиваемой одной НПС на перекачку увеличится не более чем на 2 % от планируемого значения [3].

При фиксированном значении расхода перекачки и эффективного диаметра определим изменение вязкости перекачиваемой нефти, при котором мощность электроэнергии, затрачиваемой одной НПС на перекачку, увеличится не более чем на 2 % от планируемого значения.

$$\frac{v_{факт}}{v_{план}} = \left( 1,02 + 0,02 \frac{(\Delta z + \Delta h_{под}) d^{4,75}}{Q^{1,75} \beta L v_{план}^{0,25}} \right)^4 \quad (1)$$

Анализируя формулу (1), можно видеть, что минимальное отношение фактического и планируемого значения вязкости будет при максимальных значениях длины перегона, планируемой вязкости нефти и минимальных значениях диаметра нефтепровода, разности высотных отметок и значений подпоров.

**Таблица 1**

*Гидравлические параметры для нефтепроводов при минимальном отношении  $v_{факт}/v_{план}$*

$D_{у, мм}$	$L_{max, км}$	$Q_{max, м^3/с}$	$\Delta z_{min, м}$	$\Delta h_{min, м}$	$v_{план, max, ccm}$	$v_{план, max, м^2/с}$	$v_{факт}/v_{план}$	$v_{факт, max, ccm}$
700	120	0,66942894	-250	0	25	0,000025	1,045	26,13
800	100	0,95129376	-250	0	25	0,000025	1,037	25,93
1000	100	1,93782062	-250	0	25	0,000025	1,045	26,12
1200	80	3,1709792	-250	0	25	0,000025	1,067	26,66

Таким образом, минимальное значение отношения фактического и планируемого значения вязкости не превышает 3,7 %.

При фиксированном значении расхода перекачки и вязкости перекачиваемой нефти определим изменение эффективного диаметра, при котором мощность электроэнергии, затрачиваемой одной НПС на перекачку, увеличится не более чем на 2 % от планируемого значения.

$$\frac{d_{факт}}{d_{план}} = \left( \frac{\beta Q^{1,75} v^{0,25} L}{1,02 \beta Q^{1,75} v^{0,25} L + 0,02 (\Delta z + \Delta h_{под}) d_{план}^{4,75}} \right)^{0,21} \quad (2)$$

Анализируя формулу (2), можно видеть, что минимальное отношение фактического и планируемого значения эффективного диаметра нефтепровода будет при максимальных значениях разности высотных отметок и значений подпоров, планируемого эффективного диаметра.

**Таблица 2**

*Гидравлические параметры для различных значений длины нефтепровода при максимальном отношении  $D_{у факт}/D_{у план}$*

$v, ccm$	$L, км$	$Q, млн. т/год$	$Q, м^3/с$	$\Delta z_{max, м}$	$\Delta h_{max, м}$	$D_{у план, мм}$	$D_{у факт}/D_{у план}$	$D_{у факт, мм}$
1	2	3	4	5	6	7	8	9
25	120	19	0,66942894	-250	0	700	0,9977	698
25	100	27	0,95129376	-250	0	800	0,9981	798
25	100	55	1,93782062	-250	0	1000	0,9977	998
25	80	90	3,1709792	-250	0	1200	0,9966	1196

Минимальное изменение эффективного диаметра нефтепровода, при котором мощность электроэнергии, затрачиваемой одной НПС на перекачку, увеличится более чем на 2 %, соответствует 0,19 %.

В качестве примера рассмотрен существующий магистральный нефтепровод «Омск-Иркутск» Ду700 мм. Все НПС технологического участка «Альметьевск – Староликеево» оборудованы 4 магистральными насосными агрегатами НМ 2500-230 с электродвигателями 2АЗМВ1 (3 работающих, 1 резервный). Расчеты проводились для 23 значений расхода перекачки. Результаты расчета представлены в таблице 3.

Таблица 3

Результаты гидравлического расчета магистрального нефтепровода «Альметьевск - Староликеево»

Q, м <sup>3</sup> /ч	Анжеро-Судженск				Чулым				Барабинск				Омск		
	n <sub>1</sub>	n <sub>2</sub>	n <sub>3</sub>	P <sub>вых</sub>	h <sub>под</sub>	n <sub>1</sub>	n <sub>2</sub>	n <sub>3</sub>	P <sub>вых</sub>	h <sub>под</sub>	n <sub>1</sub>	n <sub>2</sub>		n <sub>3</sub>	P <sub>вых</sub>
1430	0	0	0,96	2,721	29,3	0	0	0,55	1,384	29,7	1,09	0	0,59	3,886	25,8
1400	0	0	0,91	2,61	29,2	0	0	0,53	1,343	29,8	1,09	0	0,53	3,759	26,8
1380	0	0	0,88	2,543	30	0	0	0,51	1,306	28,7	1,09	0	0,49	3,664	26,2
1360	0	0	0,85	2,477	30,6	0	0	0,5	1,292	30,3	1,09	0	0,44	3,568	25,3
1340	0	0	0,81	2,387	28,3	0	0	0,49	1,254	28,9	1,09	0	0,41	3,494	26,8
1320	0	0	0,78	2,321	28,7	0	0	0,48	1,238	30,2	1,09	0	0,36	3,395	25,3
1300	0	0	0,75	2,255	29	0	0	0,46	1,197	28,5	1,06	0	0,36	3,318	26,3
1280	0	0	0,72	2,188	29,2	0	0	0,45	1,179	29,5	1,02	0	0,36	3,24	26,9
..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..
1200	0	0	0,6	1,921	28,9	0	0	0,4	1,073	28,9	0,87	0	0,36	2,912	26,5
1160	0	0	0,55	1,811	30,8	0	0	0,37	1,025	29	0,8	0	0,36	2,763	27,3
1020	0	0	0,36	1,388	29,8	0	0	0,36	1,015	47	0	0	0,83	2,256	27,6
1000	0	0	0,36	1,391	36,9	0	0	0,36	1,076	57	0	0	0,76	2,178	26,4
980	0	0	0,36	1,394	43,8	0	0	0,36	1,137	66,8	0	0	0,7	2,121	27,7
960	0	0	0,36	1,397	50,7	0	0	0,36	1,196	76,5	0	0	0,63	2,04	25,9
940	0	0	0,36	1,399	57,4	0	0	0,36	1,254	86	0	0	0,57	1,981	26,6
920	0	0	0,36	1,402	64	0	0	0,36	1,311	95,3	0	0	0,51	1,921	27
900	0	0	0,36	1,404	70,5	0	0	0,36	1,367	104,5	0	0	0,45	1,859	27,1
870	0	0	0,36	1,408	80	0	0	0,36	1,45	117,9	0	0	0,36	1,763	26,6

Проанализировав расчет, можно выделить характерные особенности оптимального режима:

– распределение напоров между НПС, и величина давления на выходе НПС эксплуатационного участка должны быть такими, чтобы подпор перед следующей НПС был равен минимальной величине;

– превышение значения подпора перед НПС над минимальным значением, происходит только в тех случаях, когда на предыдущей НПС работает один насос с минимальной частотой вращения ротора.

Распределение частот вращения роторов нефтеперекачивающих агрегатов на одной НПС выглядит следующим образом:

– если используются 2 насоса, то один работает с максимальной частотой, а второй – с частотой, необходимой для создания минимального подпора перед следующей станцией;

– с уменьшением расхода перекачки, частота вращения ротора второго насоса сокращается до минимального значения, затем она остается постоянной, после чего начинает снижаться частота вращения насоса, работавшего с максимальной частотой.

#### Литература

1. Быков К.В. Повышение эффективности эксплуатации магистральных нефтепроводов с регулированием частоты вращения насосных агрегатов: диссертация кандидата технических наук. – Санкт-Петербург, 2014 г. – 138 с.
2. Лазарев Г.Б. Частотно-регулируемый электропривод насосных и вентиляторных установок//Силовая электроника. – 2007. – № 3. – С 41 – 48.
3. Туманский А.П. Оптимизация режимов транспортировки углеводородных жидкостей по трубопроводам с промежуточными насосными станциями, оборудованными частотно-регулируемым приводом: диссертация кандидата технических наук. – Москва, 2008 г. – 137 с.
4. Тырылгин И.В. Методы повышения энерго- и ресурсосбережения на магистральных нефтегазопроводах//Новые технологии – нефтегазовому региону. – Тюмень, 17-27 мая 2011 г. – № 2. – С. 91 – 94.