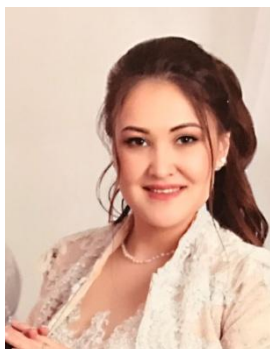


## «ГОРЯЧАЯ» ПЕРЕКАЧКА Жунусова Г.М.



*Жунусова Гаухар Муратбековна – магистр техники и технологий,  
кафедра нефтегазового дела, машиностроительный факультет,  
Западно-Казахстанский аграрно-технический университет им. Жангир хана,  
г. Уральск, Республика Казахстан*

**Аннотация:** горячая перекачка относится ко второй группе технологий и связана с изменением реологических свойств нефти (вязкости и предельного напряжения сдвига) путем предварительного подогрева жидкости.

**Ключевые слова:** насосные станции, печи, магистральный трубопровод.

Для магистральных трубопроводов наибольшее распространение получил способ «горячей» перекачки. Нефть нагревается в печах-теплообменниках головной станции, приобретая свойства ньютоновской жидкости, и закачивается в магистральный нефтепровод. По длине трубопровода через каждые 25...100 км устанавливаются промежуточные тепловые и насосные станции, на которых нефть снова подогревают и перекачивают дальше (рисунок 1.)

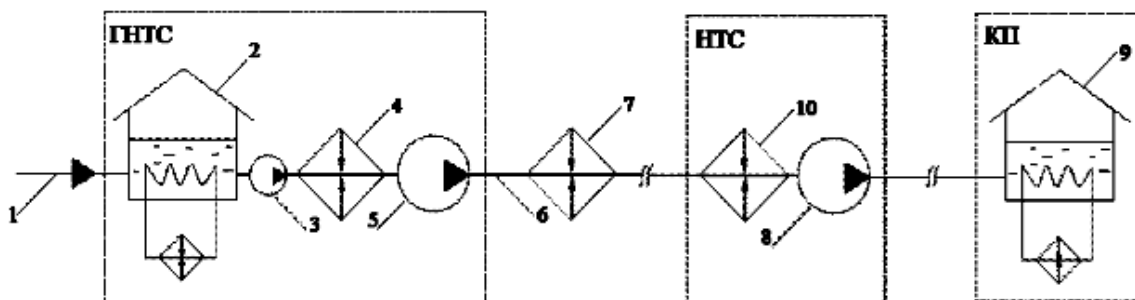


Рис. 1. Технологическая схема «горячей» перекачки

С промысла по трубопроводу (1) нефть подается в резервуарный парк (2) головной перекачивающей станции. Резервуары оборудуются подогревательными устройствами, с помощью которых поддерживается температура нефти, позволяющая выкачать ее насосами (3). Насосы прокачивают нефть через паровые и/или огненные подогреватели (4), которые обычно устанавливают между подпорными и силовыми насосами (5), что позволяет изготовлять теплообменники более легкими, так как давление, развиваемое подпорными насосами, невелико. Через подогреватели можно пропускать всю перекачиваемую нефть, повышая температуру до заданной величины, или часть ее, нагревая до более высокой, чем расчетная, температуры, а на выходе из печи смешивая с холодным потоком для получения заданной температуры подогрева. После теплообменных аппаратов (4) поток нефти поступает в основные насосы (5) и закачивается в трубопровод. По мере движения нефти по трубе она остывает, что приводит к увеличению потерь, во избежание чего нефть подогревают на промежуточных тепловых станциях (6 и 7). Если нефть транспортируется на большое расстояние, то кроме тепловых сооружаются и промежуточные насосные (8), как правило, совмещенные с тепловой станцией (9). На схеме (рисунок 1) указаны также промежуточные тепловые станции (10, 11) и сырьевой парк (12) нефтеперерабатывающего завода.

По данной технологии во всем мире эксплуатируется около 50 трубопроводов, одним из крупнейших «горячих» нефтепроводов является нефтепровод Узень-Атырау-Самара. Наиболее крупные «горячие» нефтепроводы представлены в таблице 1.

Таблица 1. Крупнейшие «горячие» нефтепроводы

№	Название нефтепровода	Длина, км	Диаметр, мм	Число насосных/тепловых станций	Температура подогрева нефти, град.С	Температура нефти в конце нефтепровода, град.С	Производительность, м <sup>3</sup> /с	Давление, МПа	Характеристика нефти
1	Узень-Атырау	698	1020	4/3	~55	~30	21	5,4	
2	Атырау-Самара	1225	1020 , 720	5/5	~55	~30	17	5,4	
3	Азек-Суат-Грозный	198	1200	2/7	~55	~30	-	-	Высокозастывающая (+12-25°С), парафинистая (17-26%)
4	Карская-Краснодар	47	1020	2/2	~50	10-20	-	40-50	Высокозастывающая $v_{50}=3,0$ Ст; $Y_{20}=0,98$ т/м <sup>3</sup>
5	Лумбертон-Мобиль (США)	142	1400	2/10	~60	25-30	~280	70	Высоковязкая бакстервильская; $v_{60}=1,5$ Ст; $Y_{15}=0,98$ т/м <sup>3</sup>
6	Пануко-Торес (Мексика)	38	820	2/2	~70 (до 105)	~50	125	60	Высоковязкая $Y_{15}=0,985$ т/м <sup>3</sup>

С увеличением вязкости перекачиваемой нефти напор и КПД насоса снижаются, а потребляемая мощность возрастает, поэтому центробежный насос лучше устанавливать после теплообменных аппаратов. Однако такое расположение в ряде случаев невозможно, поскольку гидравлическое сопротивление коммуникаций на всасывающей линии в таком случае будет значительно больше и рабочему насосу может не хватить подпора, т.е. он начнет работать с кавитацией. В связи с этим на некоторых нефтепроводах, в том числе и на крупнейшем трубопроводе Атырау-Самара, подпорные и рабочие насосы устанавливаются перед теплообменными аппаратами, которые перекачивают более холодную нефть повышенной вязкости. При этом насосы не обеспечивают паспортные подачу и давление, которые указываются для работы насоса на воде.

Перед перекачкой нефть подогревается как в резервуарах, так и в специальных теплообменных аппаратах. Подогрев в резервуарах производится до температуры, обеспечивающей выкачку нефти с заданной подачей. Нагрев нефти в резервуарах до температуры перекачки нецелесообразен из-за больших потерь тепла и легких, наиболее ценных, фракций нефти.

Поэтому после резервуаров нефть до температуры перекачки должна нагреваться в специальных теплообменниках. Для кожуха трубчатых подогревателей в качестве теплоносителя применяются водяной пар, горячая вода или горячая нефть. Для резервуаров используются стационарные змеевиковые или секционные подогреватели, располагающиеся над днищем резервуара с уклоном по ходу теплоносителя с целью удаления конденсата и обеспечивающие общий подогрев всей массы нефти.

Разогретая в резервуарах нефть забирается подпорными насосами и, в случае если величина подпора это позволяет, подается в основные подогреватели или в рабочие насосы, которые прокачивают нефть через подогреватели в магистральный трубопровод. Для безопасности эксплуатации подогревателей и улучшения экономической эффективности рабочие насосы необходимо устанавливать после основных подогревателей, однако это не всегда возможно. На промежуточных насосно-тепловых станциях при перекачке по системе «из насоса в насос» подогреватели должны устанавливаться только на всасывающих линиях. В этом случае нефть поступает в насосы с высокой температурой, повышая их КПД. Для предотвращения начала разгонки нефти подогреватели должны эксплуатироваться при соответствии избыточного давления, поэтому перед ними целесообразно устанавливать специальные насосы для преодоления гидравлических сопротивлений, подогревателей и всасывающих трубопроводов и поддержания заданного давления.

На магистральных горячих трубопроводах применяются паровые или огневые подогреватели. На трубопроводах большой производительности устанавливают значительное число теплообменных аппаратов.

Основоположником теории и практики эксплуатации «горячих» трубопроводов считается В.Г. Шухов [16], под руководством которого в 1879-1880 гг. в Баку был проложен первый «горячий» трубопровод.

В дальнейшем теоретические основы технологии транспорта высоковязкой и высокосагглюлирующей нефти по трубопроводам разрабатывались такими исследователями, как Лейбензон Л.С., Михеев М.А., Чарный И.Я., Черников В.И., Яблонский В.С., Мирзаджанзаде А.Х., Кашеев А.А., Коршак А.А., Гэрикс Н.А., Новоселов В.Ф., Коли К.М., Джилл Ф., Расселом Р.И., Метцнер А.Б. и др.

Несмотря на достаточную изученность технологии транспорта высоковязкой и высокосагглюлирующей нефти, вопросы выбора режимов работы «горячих» нефтепроводов до сих пор представляет собой сложную задачу.

Основные трудности связаны с тем, что система нефтепровод - грунт находится в неустойчивом состоянии из-за постоянных колебаний температуры грунта и воздуха, изменения физико-химических свойств окружающего грунта и реологических свойств перекачиваемой нефти.

Таким образом, имеющиеся приближенные решения вопросов выбора режима эксплуатации «горячего» нефтепровода не могут обеспечить плавного регулирования и смены режимов с достаточным уровнем надежности [14, 11].

### **Список литературы**

1. *Жунусова Г.М.* Диссертационный проект на соискание академической степени магистра техники и технологии 1. // Исследование метода увеличения пропускной способности магистрального нефтепровода «Узень – Атырау» путем добавления разбавителя, 2018. С. 73-79.
2. РД-23.040.00-КТН-110-07 Магистральные нефтепроводы. Нормы проектирования.
3. РД 39-026-02 Правила технической эксплуатации магистрального «горячего» нефтепровода «Узень-Атырау-Самара».
4. СНиП 2.05.06-85\* Магистральные трубопроводы.
5. СНиП 23.01-99\* Строительная климатология.
6. РД153-39.4-039-02 Нормы проектирования электрохимзащиты магистральных трубопроводов и площадок МН.
7. *Лурье М.В., Ишмухаметов И.Т., Исаев С.Л., Макаров С.П.* Трубопроводный транспорт нефтепродуктов. М. Нефть и газ, 1999.
8. *Алиев Р.А., Белоусов В.Д., Немудров А.Г. и др.* «Трубопроводный транспорт нефти и газа». М.: Недра. 1988, 368 с.
9. *Алиев Р.А., Березина И.В., Шишкин И.Г.* Переходы трубопроводов. М.: МИНИП им. И.М. Губкина, 1983.
10. *Бренц А.Д., Малышев Ю.И., Тищенко В.Е.* Организация, планирование и управление предприятиями нефтяной и газовой промышленности. М.: Недра, 1986.
11. *Тугунов П.И., Новосёлов В.Ф.* Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов. Уфа, 2002.
12. Каталог насосного оборудования.
13. *Комарова Л.А., Колядов Л.В.* «Методические рекомендации к работе над экономическим содержанием дипломных проектов». М.: МИНИГ им. Губкина, 1987.
14. *Марон В.И.* Гидродинамика однофазных и многофазных потоков в трубопроводе. Москва, 2009.
15. *Котов В.Ф., Кузнецов М.В., Новоселов В.Ф., Тугунов П.И.* Противокоррозионная защита трубопроводов и резервуаров. М.: Недра, 1992.
16. Трубопроводный транспорт нефти. Под общей редакцией С.М. Вайнштока. Том 2.
17. *Алиев Р.А., Душин В.А.* Проектирование и сооружение переходов трубопроводов под дорогами. М. МИНИГ, 1983.
18. Правила техники безопасности при эксплуатации магистральных нефтепроводов. М. Недра, 1989.