

Лазутин А.В.

Студент

3 курс, факультет «нефтетехнологический»

Самарский государственный технический университет

Россия, г. Самара

ПЕРЕКАЧКА НЕФТИ С ПОДОГРЕВОМ

***Аннотация:** На сегодняшний день известно множество способов перекачки высоковязких и парафинистых нефтей. Улучшение свойств подобных нефтей необходимо проводить в соответствии с технико-экономической обоснованностью. Транспортировка подобных нефтей без улучшения реологических свойств достаточно затратна и сложна.*

Существует ряд технологий, направленных на повышение текучести транспортируемой нефти с целью снижения эксплуатационных затрат при перекачке вязкой нефти. К таким технологиям можно отнести перекачку с подогревом.

***Ключевые слова:** перекачка, нефтепродукты, трубопровод, нефть, транспорт.*

***Annotation:** To date, many methods of pumping high-viscosity and paraffinic oils are known. The improvement of the properties of such oils should be carried out in accordance with the feasibility study. Transportation of such oils without improving rheological properties is quite expensive and complicated.*

There are a number of technologies aimed at increasing the fluidity of transported oil in order to reduce operating costs when pumping viscous oil. Such technologies include pumping with heating.

***Key words:** pumping, petroleum products, pipeline, oil, transport.*

Перекачка нефти с подогревом – одна из самых распространенных методов транспортировки высокопарафинистых и быстрозастывающих нефтей и нефтепродуктов.

Различают несколько способов перекачки нефтей с подогревом. На маленьких участках трубопроводов используют следующие варианты электрического подогрева:

- Пуск электрического тока по телу трубопровода;
- с помощью специальных кабелей и лент.

Метод пропускание по трубопроводу электрического тока заключается в том, что к участку трубопровода подключают источник тока с максимальным напряжением в 50 В. Однако по закону Джоуля-Ленца прохождении электрического тока по трубе, способствует выделению тепла, в результате чего нагреваются стенки трубопровода, которые греют транспортируемый продукт. В качестве источником питания используют однофазные трансформаторы с напряжением от 12 до 36 вольт. Максимальное расстояние действия источника питания составляет 1 км. и 200м. Стоит отметить, что данный метод финансово затрачен и сложен при эксплуатации на далекие расстояния. С целью предотвращения больших утечек тока, необходимо нагреваемые участки электрически изолировать от грунта, [1].

Широкое применение в практике нашли электрические нагревательные элементы в виде кабелей и лент, которые имеют термически стойкую электрическую изоляцию и защиту от механических повреждений. Энергопотребление нагревательного кабеля примерно составляет 100 Ватт на 1 метр трубы. Прокладка кабеля обычно происходит по внешней поверхности трубы, но бываю исключения прокладки по внутренней поверхности трубы. Мощность, потребляемая греющим кабелем, составляет 4000 киловатт, а длина обогрева 13 километров.

Широкую известность также получила метод «горячей» перекачки, которая заключается в нагреве нефти по мере ее остывания. Принципиальная

технологическая схема показана на рисунке 1.

Нефть с промысла по трубопроводу 1 поступает в резервуарный парк 2 ГНПС. Резервуары оснащены элементами подогрева, позволяющие контролировать температуру нефти для выкачивания нефти подпорными насосами 3.

Нефть идет через дополнительные подогреватели, которые направляют на прием магистральных насосов 5. Далее магистральные насосы закачивают нефть в магистральный трубопровод 6[2].

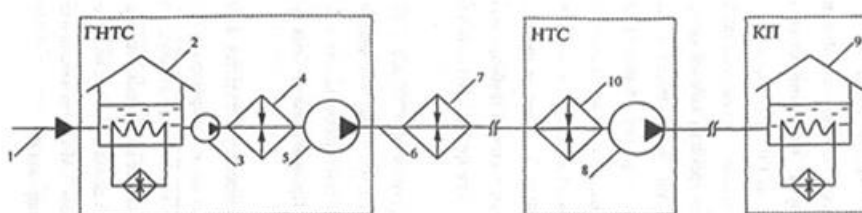


Рисунок 1 – принципиальная технологическая схема «горячей» перекачки: 1 – подводящий трубопровод; 2,9 – резервуары; 3 – подводящий насос; 4, 7, 10 – дополнительные подогреватели (печи подогрева); 5, 8 – основные насосы; ГНТС – головная насосно-тепловая станция; НТС – насосно-тепловая станция; КП – конечный пункт.

Направляясь по трубопроводу нефть, остывает, следовательно, необходимо каждые 25-150 километров устанавливать подогревательные пункты 7. Далее нефть поступает на промежуточную насосную станцию 8, в которой установлены подогревательные устройства. В конечном итоге, нефть попадает в резервуары 9 КП, в которых присутствуют подогревательные устройства.

КПД центробежного насоса уменьшаются при увеличении вязкости жидкости, а мощность увеличивается. Таким образом, стоит установить центробежный насос после теплообменных агрегатов. Однако такое расположение не всегда реализуется на практике, по причине роста

гидравлического сопротивления коммуникаций на линии всасывания. Таким образом, в насосе не достаточно подпора, и он начинает работать с кавитацией. По этой причине, на крупных нефтепроводах подпорные и основные насосы стоят перед теплообменными аппаратами и осуществляют закачку, охлажденную высоковязкую нефть[3].

Перед закачкой нефть предварительно подогревают в резервуарах и теплообменниках. Однако в резервуарах нефть нагревают только до определенной температуры, обеспечивающую ее выкачку с заданной производительностью. При больших потерях тепла в окружающую среду происходит испарения важных нефтяных фракций, которые делают данный метод неразумным. Нагрев нефти в резервуарах осуществляется посредством трубчатых теплообменников с использованием в роли теплоносителя водяного пара. Помимо этого используют стационарные подогреватели, которые располагаются над днищем, которые обеспечивают подогрев в резервуаре нефть[4].

Нефть, нагретая в резервуарах с помощью подпорных насосов, поступает во вспомогательные подогреватели, которые перекачивают нефть в магистральный трубопровод. С целью обеспечения безопасной эксплуатации подогревательных устройств и увеличение эффективности основных насосов их устанавливают после подогревательных устройств. На промежуточных насосно-тепловых станциях, КПД насосов будет высок при перекачке по системе из насоса в насос.

Нефть, нагретая по всему участку, имеет заданную температуру. Но если подогревать на конкретном участке, то будет нагрев до максимальной температуры, а затем при входе в трубопровод будет перемешиваться с холодной жидкостью[5].

Также используются паровые и огневые подогревательные устройства, которые практичны в эксплуатации, потому что имеют теплообменники с плавающей головкой. Они обладают множеством достоинств, такими как, низко

габаритностью, доступности и ремонта. Для улучшения поверхности теплообмена нефть пускают через трубное пространство, а пар через межтрубное пространство. Принципиальная схема печи изображена на рисунке 2.

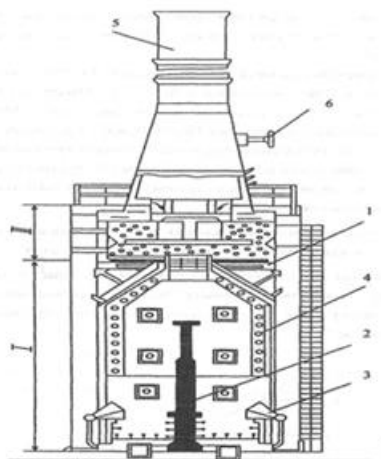


Рисунок 2 – принципиальная схема радиаторно-конвекционной печи Г9ПОВ: 1 – металлический каркас; 2 – разделительная стенка; 3 – форсунки; 4 – трубы змеевика для нефти; 5 – дымовая труба; 6 – шибер; I – радиантная зона; II – конвекционная зона.

Посредством шибера 6 происходит регулирование тяги в печи. Огнеупорным материалом покрыты стенки печи, а снаружи тепловой изоляцией.

Высота печи без учета дымовой трубы составляет 10,4 метров. Пропускная способность составляет 600 м³/ч. Нагрев нефти осуществляется в пределах с 30 до 65 °С. Максимальное рабочее давление нефти на входе в змеевик не должно превышать 6,5 МПа. Тепловая производительность печи составляет 10500 киловатт, а КПД достигает 0,77 (фактически 0,5), что свидетельствует о ее высокой тепловой эффективности.

Список использованной литературы:

1. Оборудование транспорта и хранения нефти и газа: учеб. пособие для вузов / Коннова Г.В. – Ростов н/Д.: Феникс, 2006. – 128 с.
2. О противопожарном режиме: постановление Правительства РФ от 25.04.2012 N 390 // КонсультантПлюс. – 2016 – 20 апр.
3. Проектирование объектов транспорта углеводородов. Курсовое проектирование: метод. указания / А.В. Сальников, Э.З. Ягубов, Е.В. Исупова. – Ухта: УГТУ, 2014. – 54 с.
4. ГОСТ 12.0.003–74 Система стандартов безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. – Введ. 01.01.76. – Москва: ИПК Издательство стандартов, 2004 – 4 с.
5. Родин А.А. Оптимизация транспорта высоковязких нефтей с подогревом и с применением углеводородных разбавителей. – Москва, 2009. – 125 с.