

ТРУБОПРОВОДНЫЙ ТРАНСПОРТ И ИНЖЕНЕРНЫЕ СЕТИ

УДК 928.265

ТЕПЛОГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ ТРАНСПОРТИРОВАНИЯ ВЫСОКОПАРАФИНИСТОЙ НЕФТИ ЧЕРЕЗ ОТЕЧЕСТВЕННУЮ МАГИСТРАЛЬНУЮ ТРУБОПРОВОДНУЮ СИСТЕМУ

А.А. ГРИНЬ, М.А. ЛЮБЕЦКИЙ
(Представлено: А.Н. Воронин)

Вследствие истощения запасов легкоизвлекаемой нефти в мире, вполне актуальным представляется вопрос о транспортировании высокопарафинистой нефти через отечественную трубопроводную систему. В статье рассматриваются особенности транспортирования высокопарафинистой нефти, а также расчет технологических показателей транспортирования казахстанской высокопарафинистой нефти через Республику Беларусь в Западную Европу.

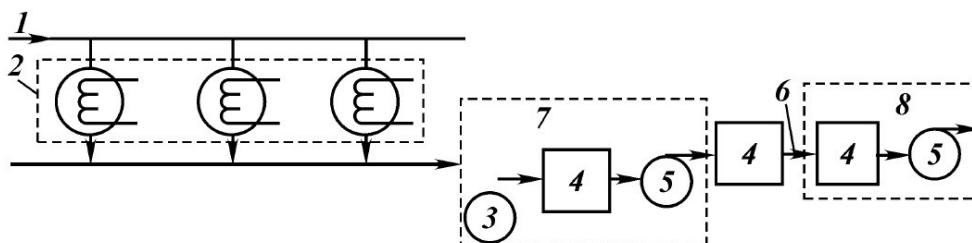
В связи с истощением запасов легких нефтей в мире возрос интерес к трудноизвлекаемым, высоковязким и парафинистым нефтям. Известно, что в Казахстане ежегодно добывается более 70 % нефти с высоким содержанием парафинов. Сбор и транспорт таких нефтей ставит перед нефтяниками ряд сложных технических проблем.

Парафинистые нефти Казахстана наиболее тяжелые и вязкие, содержат большое количество парафинов, смол и асфальтенов и меньше всего дизельных фракций. Изменение температуры застывания для казахстанских парафинистых нефтей прямо пропорционально содержанию в них парафинов. При изменении концентрации парафинов от 6 до 45 % изменяется и температура застывания нефти от $-20\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $+35\text{ }^{\circ}\text{C}$. Самую низкую температуру застывания $-34\text{ }^{\circ}\text{C}$ имеет парафинистая нефть месторождения Тенгиз, а самую высокую $+36,67\text{ }^{\circ}\text{C}$ – нефть месторождения Асар. Также важным показателем реологических свойств нефти является содержание дизельных фракций, так как парафины относятся к компонентам, связывающим жидкую фазу нефти и формирующим коллоидные частицы в ней, а содержание дизельных фракций является основной составляющей жидкой фазы нефти. Самое высокое содержание дизельных фракций отмечено для месторождения Тенгиз, самое низкое – для Тюбеджика. [1]

Вязкие нефти классифицируют по трем группам. Первую группу составляют нефти с вязкостью 30-100 мПа·с, вторую – 100-500 мПа·с и третью – выше 500 мПа·с. При этом интервалы измерения плотности нефти по названным группам соответствует 834-929, 882-955 и свыше 924 кг/м³. [2]

При трубопроводном транспорте таких нефтей для обеспечения заданной пропускной способности и избежания застывания нефти при останове перекачки необходимо использовать специальные технологии перекачки. Одним из наиболее популярных способов перекачки высокопарафинистой нефти является «горячая» перекачка, которая связана с изменением реологических свойств нефти (вязкости и предельного напряжения сдвига) путем предварительного подогрева жидкости.

При «горячей» перекачке высокопарафинистая нефть нагревается на головной насосной станции и насосами закачивается в магистральный трубопровод. По мере охлаждения при прохождении по магистральному трубопроводу увеличиваются потери на трение. Поэтому нефть необходимо подогревать на промежуточных тепловых станциях. [3]



- 1 – подводный трубопровод (магистральный); 2 – резервуарный парк, оборудованный подогревателями;
3 – подпорный насос; 4 – подогреватель; 5 – основной насос; 6 – магистральный трубопровод;
7 – ГПС - головная перекачивающая станция; 8 – промежуточная тепловая станция

Рисунок 1. – Принципиальная схема магистрального трубопровода с устройствами для предварительного подогрева нефти

Сырая нефть по магистральному трубопроводу 1 направляется в резервуарный парк 2, который оборудован подогревателями для поддержания температуры нефти, необходимой для работы подпорных насосов 3, которые прокачивают нефть через подогреватель 4 к магистральному насосу 5, который закачивает нефть в магистральный трубопровод 6. Нефть подогревается в пределах от 60°C до 120°C. Верхний предел температуры ограничен стойкостью тепловой изоляции, деструкцией молекул нефти, а также возможностью коксования нефти в теплообменниках.

По мере движения по трубопроводу жидкость остывает, в результате ее температура уменьшается, а вязкость и потери напора растут. Поэтому жидкость вновь подогревают на промежуточных тепловых станциях 8. Для подогрева нефти используют паровые и огневые подогреватели, а также путевые подогреватели.

Возможность транспортирования казахстанской высокопарафинистой нефти через Республику Беларусь стоит учитывать с условием существующей производительности нефтепровода северного направления Узень-Атырау-Самара в 17 млн тонн в год по трубопроводу диаметром 820 мм. Согласно ВНТП 2-86 проектная производительность данного диаметра находится в пределах 15-27 млн тонн в год. [4]

На нефтеперекачивающих станциях южного направления отечественной трубопроводной системы установлены насосы первой очереди (НМ 2500-230) и второй очереди (НМ 7000-210). Расчет необходимо выполнять для насосов НМ 2500-230, поскольку их рабочая зона наибольшего КПД соответствует расходу в диапазоне 0,8-1,2 от $Q_{ном}$, что соответствует от 2000 до 3000 м³/ч. Следовательно, выбранная часовая производительность удовлетворяет данному условию и составляет 2307,12 м³/ч.

Для работы насоса в зоне максимальных КПД вязкость должна достигать некоторого граничного значения, чтобы не использовать коэффициенты перерасчета для снижения напорной гидравлической характеристики насоса. Для этого необходимо произвести расчет максимальной вязкости нефти по формуле: [5]

$$V_{max} = \frac{n \cdot D^2}{3,16 \cdot 10^5} \cdot k^{0,305}; \quad (1)$$

где n – частота вращения насоса, об/мин;
 D – диаметр рабочего колеса, м;
 k – коэффициент быстроходности насоса.

Для работы насоса в зоне высоких КПД максимальная вязкость нефти составит 134 сСт.

Нефть разрешено греть до 110°C до температуры деструкции молекул и начала процесса коксования. В нашем случае трубопровод уже лежит с изоляцией, согласно требованию по изоляции максимальная температура нагрева составляет 45°C, поэтому начальная температура нагрева нефти ограничивается в 45°C.

При прохождении нефти через насосный агрегат и дроссельную заслонку происходит нагрев нефти, следовательно, можно уменьшать начальную температуру подогрева нефти на это значение, что дает возможность сэкономить эксплуатационные затраты.

Суммарное увеличение температуры нефти за счет нагрева в насосных агрегатах и прохождении через заслонку определяем по формуле: [6]

$$\Delta t = \Delta t_{нас} + \Delta t_{др} = \frac{10^6 \cdot \Delta P_{нас}}{\rho \cdot C_p} \cdot \left(\frac{1}{\eta_i} - 1 \right) + \frac{10^6 \cdot \Delta P_{др}}{\rho \cdot C_p}. \quad (2)$$

где $\Delta P_{нас}$ – перепад давлений на входе и выходе насоса, МПа;
 ρ – плотность нефти, кг/м³;
 C_p – теплоемкость нефти при постоянном давлении, Дж/(кг·К);
 η_i – КПД насосных агрегатов без учета потерь мощности в подшипниках;
 $\Delta P_{др}$ – перепад давлений перед и после дроссельной заслонки, МПа.

В результате, получили, что начальную температуру нагрева нефти можно уменьшить на 1,29°C, т. е. начальная температура нагрева нефти составит $T_n=43,71^\circ\text{C}$.

При эксплуатации «горячего» нефтепровода неизбежны его остановки, которые могут быть вызваны аварией на одном из участков, необходимостью выполнения ремонтных работ, перебоями в подаче нефти на ГНПС. Остановки перекачки могут быть связаны с характером эксплуатации «горячего» нефтепровода. При остановках перекачки высокопарафинистая нефть, оставленная в трубопроводе, постепенно остывает, и, как следствие, вязкость ее повышается. На случай перебоев или временной остановки работы насосной станции конечную температуру подогрева высокопарафинистой нефти берем на 10°C выше температуры её застывания.

Для расчета необходимого числа тепловых станций проводится теплогидравлический расчет, который состоит из определения: [7]

Коэффициента крутизны вискограммы из формулы Рейнольдса-Филонова [19]:

$$v = v_* \cdot \exp[-u \cdot (T - T_*)], \quad (3)$$

где u – коэффициент крутизны вискограммы, 1/К;
 v_* – кинематическая вязкость при известной (произвольной) температуре T_* .
 Величину u находится следующим образом:

$$u = \frac{1}{T_1 - T_2} \ln \frac{v_2}{v_1}, 1/K \quad (4)$$

Критической температуры по формуле:

$$T_{кр} = T_* + \frac{1}{u} \cdot \ln \frac{v_* \cdot \pi \cdot d \cdot Re_{кр}}{4Q}, K \quad (5)$$

где T_* – температура, при которой известна кинематическая вязкость нефти v_* ;
 $Re_{кр}$ – критическое число Рейнольдса, для высоковязких нефтей $Re_{кр}=2000$;
 Q – объемный расход, м³/с;
 u – коэффициент крутизны вискограммы.
 В трубопроводе будет только турбулентный режим течения жидкости, так как в ходе расчетов получили, что $T_{кр} < T_k$.

Далее для каждого участка по отдельности между насосными станциями необходимо найти:

Число Шухова при турбулентном режиме:

$$Sh_{\tau} = \frac{K_{\tau} \cdot \pi \cdot d \cdot l}{Q \cdot \rho \cdot c_p}, \quad (6)$$

где l – длина турбулентного участка, т. е. расстояние между насосными станциями;
 ρ – плотность нефти, кг/м³;
 c_p – удельная теплоемкость, Дж/(кг·К);
 d – внутренний диаметр трубопровода, м;
 K_{τ} – коэффициент теплопередачи на турбулентном участке Вт/(м²·К).
 Расстояние между пунктами подогрева:

$$l_{\tau} = \frac{Q \cdot \rho \cdot c_p}{K_{\tau} \cdot \pi \cdot d} \cdot \ln \frac{T_H - T_0}{T_K - T_0}, M \quad (7)$$

где T_H – температура подогрева нефти, К;
 T_K – температура нефти на подходе к промежуточной насосной станции (на приеме насосов), К;
 T_0 – температура грунта на глубине заложения трубопровода, К.
 Кинематическую вязкость нефти при начальной температуре:

$$v_H = v_1 \cdot \exp[-u \cdot (T_H - T_1)], M^2/c \quad (8)$$

Потери в трубопроводе на трение при условии, что нефть по всей длине сохраняет начальную температуру T_H при турбулентном движении:

$$h_{H,\tau} = \frac{0,241}{g} \cdot \frac{Q^{1,75} \cdot v_H^{0,25} \cdot l_{\tau}}{d^{4,75}}, M \quad (9)$$

Поправку на неизотермичность течения для турбулентного движения:

$$\Delta_{\tau} = \frac{e^{0,25 \cdot u \cdot (T_{н} - T_0)}}{\text{Шу}_{\tau}} \left\{ E_i \cdot \left[-u \cdot \left(0,25 - \frac{1}{2} \cdot \frac{K_{\tau}}{\alpha_{1\tau}} \right) \cdot (T_{н} - T_0) \right] - E_i \cdot \left[-u \cdot \left(0,25 - \frac{1}{2} \cdot \frac{K_{\tau}}{\alpha_{1\tau}} \right) \cdot (T_{к} - T_0) \right] \right\}, \quad (10)$$

где E_i – знак интегральной показательной функции.
 Потери напора на трение в трубопроводе:

$$h_i = h_{н,т} \cdot \Delta_{\tau,м} \quad (11)$$

Необходимое число тепловых станций:

$$n_{\tau,с} = \frac{L}{l_{\tau}}, \quad (12)$$

В целях наименьших эксплуатационных затрат необходимо, чтобы тепловые станции располагались на одной площадке с нефтеперекачивающей станцией.

Заключение. В результате проведенных расчетов было получено, что на нефтеперекачивающих станциях: ЛПДС «Унеча», НПС «Гомель», ЛПДС «Мозырь», НПС «Туров», НПС «Пинск», НПС «Кобрин» будет располагаться по одной тепловой станции.

ЛИТЕРАТУРА

1. Официальный научного журнала «Современные наукоемкие технологии» / Особенности строения и свойств парафинистых нефтей казахстана, влияющие на эффективность мероприятий при борьбе с парафиноотложениями [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://top-technologies.ru/ru/article/view?id=35024>. – Дата доступа: 14.09.2023.
2. Халимов Э.М., Климушин И.М., Ферд-ман Л.И. Геология месторождений высоковязких нефтей СССР. М.: Недра, 1987. - 172 с.
3. Трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов: учебно-методический комплекс для студентов специальности 1-70 05 01 «Проектирование, сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ» / сост. В.К. Липский, М.Е. Демидова – Новополоцк: ПГУ, 2007. - 321 с.
4. ВНТП 2-86 «Нормы технологического проектирования магистральных нефтепроводов» [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/1200038719>. – Дата доступа: 27.09.2023.
5. Трубопроводный транспорт нефти/ Г. Г. Васильев, Г. Е. Коробков, А. А. Коршак и др.; Под редакцией С. М. Вайнштока: Учеб. Для вузов: 2 т. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002. – 146 с.
6. Расчет температуры нагрева нефти в магистральном насосе, А. Г. Гумеров, Д. П. Ким, О. Н. Кожевников, Ш. И. Рахматуллин, научный журнал «Нефтяное хозяйство», 2005.
7. Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов / П. И. Тугунов, В. Ф. Новоселов, А. А. Коршак, А. М. Шаммазов – Уфа, 2002. – 256 с.