

УДК 622.692.4.052 : 665.61.035.6

## Проблемы эксплуатации трубопроводов, предназначенных для транспорта высоковязких нефтей при переходных неустановившихся режимах (ПУСК, ОСТАНОВ) Operation Problems with Pipe- lines Intended for High-Viscosity Oil Transportation in Unsteady Modes (Start, Stop)

Т.В. Енютина, Е.С. Павленко, ОАО «Институт по проектированию и  
исследовательским работам в нефтяной промышленности «Гипровостокнефть»  
T. Enyutina, E. Pavlenko

### Аннотация

Рассмотрены вопросы транспорта высоковязкой нефти в условиях низких температур окружающей среды при надземно-подземной прокладке трубопровода. За основу для транспорта высоковязкой нефти принят вариант с предварительным нагревом нефти. Также рассмотрены способы ввода в эксплуатацию остановленного трубопровода в зимнее время

### Abstract

The article reviews issues of high-viscosity oil transport at low ambient temperature for UG/AG pipeline laying. The basis of high-viscosity oil transport is the option with oil pre-heating. The article also reviews methods of shutdown pipeline setting to operation in winter

**Ключевые слова:** высоковязкая нефть, надземно-подземная прокладка трубопроводов, нагрев нефти, останов нефтепровода в зимнее время.

**Keywords:** Highly-viscous oil, surface and subsurface pipeline laying, oil heating, stopping oil pipeline in winter time.

На данный момент трубопроводный транспорт является наиболее выгодным и удобным видом доставки нефти потребителям как с экономической точки зрения, так и с точки зрения безопасности (автоматизированные системы контроля технологического процесса).

Сегодня прирост добычи нефти в значительной степени обеспечивается за счет высоковязких и высокопарафинистых нефтей, доля которых в общем балансе нефтей постоянно увеличивается.

Увеличение объема добычи высоковязкой нефти с высокой температурой застывания



ставит перед эксплуатирующими организациями, а значит, и перед проектными институтами весьма сложную задачу – обеспечение своевременной и бесперебойной доставки нефти трубопроводным транспортом к местам переработки (выбор технологии, набора сооружений для выполнения этой задачи).

Из-за большой вязкости и высокой температуры застывания трубопроводный транспорт высокопарафинистых нефтей представляет собой очень сложный процесс, поэтому большое значение приобретает выбор рациональной технологии перекачки нефти с учетом ее реологических особенностей.

К основным способам транспорта можно отнести [1]:

- перекачку с разбавителями (маловязкие нефти и нефтепродукты, конденсат, сжиженные углеводородные газы);
- перекачку с добавлением различных присадок (депрессаторов);
- термообработку высоkozастывающих парафинистых нефтей;
- перекачку газонасыщенной нефти;
- предварительный нагрев и перекачку в горячем состоянии (применение электрообогрева трубопровода или промежуточный подогрев нефти по трассе).

Для транспорта нефти от центрального пункта сбора (ЦПС) месторождений Центрально-Хорейверского поднятия (ЦХП) до приемо-сдаточного пункта (ПСП) «Мусюршор» и далее от ПСП «Мусюршор» до пункта сдачи нефти (ПСН) «Головные» был принят за основу способ транспорта с предварительным нагревом нефти на ЦПС и на ПСП (до плюс 65 °С).

Нефть транспортируется по вновь запроектированному теплоизолированному трубопроводу Ду 300 длиной 95,8 км (толщина теплоизоляции  $\sigma = 100$  мм) от ЦПС до ПСП «Мусюршор» и далее по существующему трубопроводу от ПСП «Мусюршор» до ПСН «Головные» 170 км, в том числе 86,7 км по трубопроводу надземной прокладки в теплоизоляции и 83,3 км подземной прокладки.

Кроме того, на участке трубопровода от ЦПС до ПСП «Мусюршор» при нормальном технологическом режиме транспорт нефти возможен в газонасыщенном состоянии (разработана технология подготовки нефти), что способствует существенному снижению вязкости нефти и сохранению легких фракций в товарной нефти.

Проектная производительность перекачки нефти по нефтепроводу от ЦПС до ПСП «Мусюршор» равна 2 млн т/год (1÷1,2 млн т/год в начальный период эксплуатации месторождения).

При принятии технологических решений в процессе проектировании нефтепровода использовались результаты теплогидравлических расчетов, выполненных с использованием программы HYSYS (Pipesys) версия 2006 года с применением уравнения состояния Peng Robinson.

При этом были учтены такие параметры:

- теплофизические свойства перекачиваемой жидкости;
- геометрические размеры трубопровода;
- профиль трассы трубопровода;
- теплофизические свойства окружающей среды.

Трубопровод внешнего транспорта от ЦПС до ПСП «Мусюршор» и далее до ПСН «Головные» был введен в эксплуатацию в октябре 2010 года при заниженной производительности перекачки 840 тыс. т/год (110 м<sup>3</sup>/час).

В период с 19.12.2010 было допущено дальнейшее снижение производительности перекачки.

Перекачка была практически прекращена 20.12.2010 по причине отсутствия свободных объемов резервуарного парка на ПСП «Мусюршор» (при останове существующего трубопровода от ПСП «Мусюршор» до ПСН «Головные» весь объем транспортируемой нефти поступал в резервуары на ПСП «Мусюршор»).

Температура нефти на входе ПСП «Мусюршор» в это время снизилась до плюс 15÷17 °С.



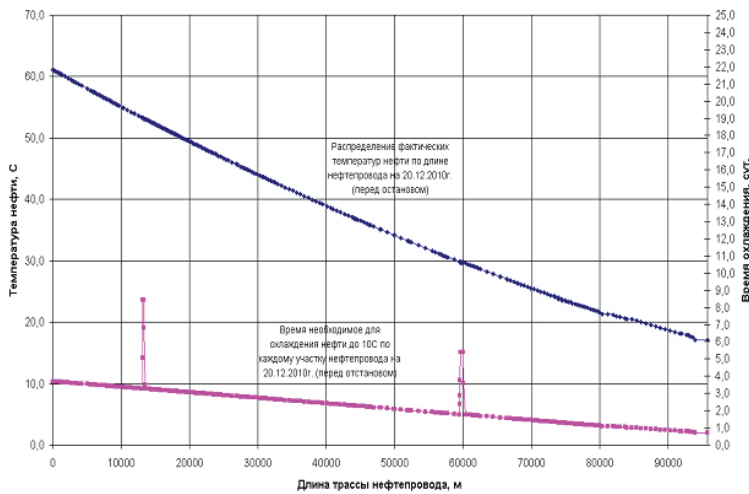


Рисунок 1 – Тепловой расчет нефтепровода от ЦПС до ПСП «Мусюршор» по фактическим данным на 20.12.2010 (перед остановом)

За сутки в неработающем трубопроводе нефть в конце трубопровода остыла до плюс 10 °С (на входе ПСП «Мусюршор»).

На рисунке 1 «верхняя линия» представлен результат теплогидравлических расчетов трубопровода от ЦПС до ПСП «Мусюршор» на режим работы 20.12.2010.

«Нижняя линия» графически представляет распределение температур нефти по длине нефтепровода после суточного простоя.

Во избежание «замерзания» нефтепровода от ЦПС до ПСП «Мусюршор» после суточ-

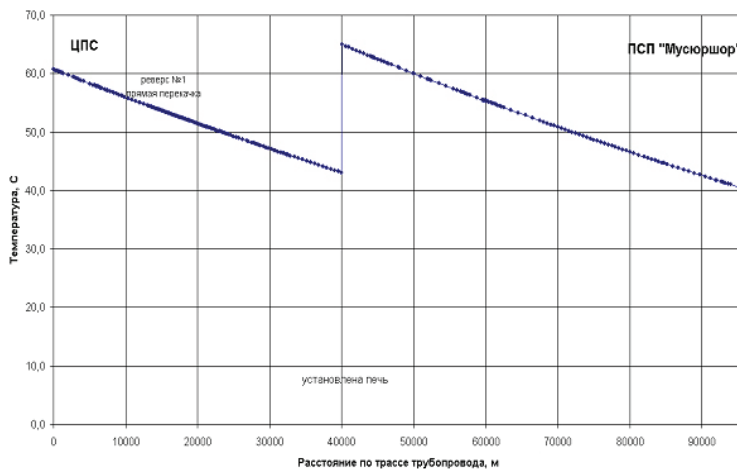


Рисунок 2 – Распределение температуры нефти по длине трубопровода при осуществлении реверсивной перекачки нефти (прямая / обратная) производительностью 130 м<sup>3</sup>/ч по трубопроводу от ЦПС до ПСП «Мусюршор» (путевой подогреватель на 38 км).  
Реверс 1

ного простоя была начата обратная перекачка нефти, подогретой в путевом подогревателе на ПСП «Мусюршор» нефти.

При обратной перекачке температура (плюс 10 °С) нефти конечного участка, по мере продвижения нефти от ПСП «Мусюршор» к ЦПС продолжала снижаться (примерно до плюс 2 °С), при этом значительно увеличилась вязкость нефти, что привело к существенному росту давления (выше расчетного давления трубопровода 6,3 МПа) в трубопроводе от ПСП «Мусюршор» до ЦПС.

Процесс обратной перекачки от ПСП «Мусюршор» до ЦПС остановили – трубопровод встал.

С 23.12.2010 по 23.01.2011 было выполнено заполнение трубопровода от ЦПС до ПСП «Головные» дизельным топливом и легкой нефтью, вытесняя застывшую нефть.

Дальнейшая подготовка трубопровода к повторному запуску включала в себя установку путевого подогревателя на трубопроводе (местоположение было определено расчетами).

Установка путевого подогревателя была выполнена для дальнейшего разогрева нефтепровода путем осуществления реверсивной перекачки нефти.

После того как смонтировали путевой подогреватель на 38 км, перекачка по трубопроводу от ЦПС до ПСП «Мусюршор» была возобновлена.

На рисунках 2÷7 графически представлены результаты теплогидравлических расчетов реверсивной перекачки (прямая / обратная) нефти производительностью 130 м<sup>3</sup>/ч по трубопроводу от ЦПС до ПСП «Мусюршор» с промежуточным подогревателем на 38 км.

Из анализа характера изменения температур следует, что при наличии путевого подогревателя на 38



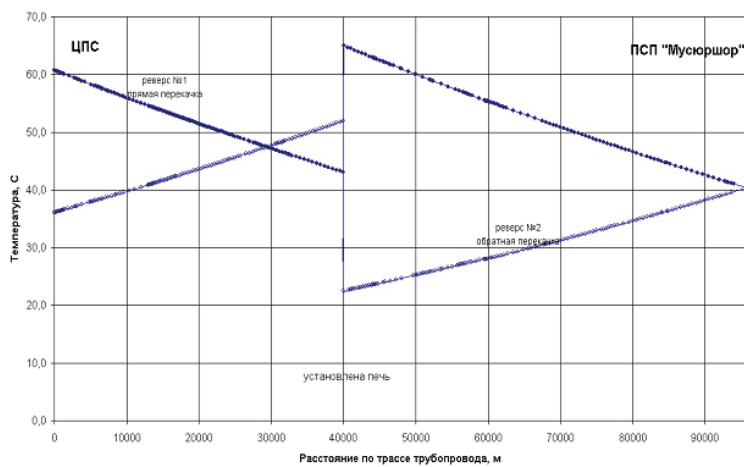


Рисунок 3 – Распределение температуры нефти по длине трубопровода при осуществлении реверсивной перекачки нефти (прямая / обратная) производительностью  $130 \text{ м}^3/\text{ч}$  по трубопроводу от ЦПС до ПСП «Мусюршор» (путевой подогреватель на 38 км). Реверс 1, 2

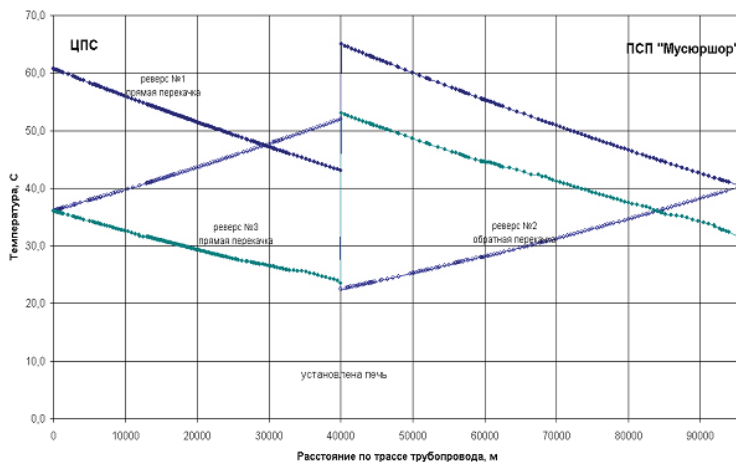


Рисунок 4 – Распределение температуры нефти по длине трубопровода при осуществлении реверсивной перекачки нефти (прямая / обратная) производительностью  $130 \text{ м}^3/\text{ч}$  по трубопроводу от ЦПС до ПСП «Мусюршор» (путевой подогреватель на 38 км). Реверс 1, 2, 3

км и производительности реверсивной перекачки («челночного прогрева») не менее  $130 \div 170 \text{ м}^3/\text{час}$  температура в конце участков будет не менее плюс  $17 \div 30 \text{ }^\circ\text{C}$ , что соответствует рекомендованному тепловому режиму перекачки нефти.

Количество реверсов для прогрева трубопровода подобрано из условия соответствия температуры нефти в конце участка требуемому значению (не менее плюс  $17 \div 30 \text{ }^\circ\text{C}$ ).

При осуществлении прогрева трубопровода с помощью реверсивной перекачки нефти с предварительным ее подогревом на ЦПС, ПСП «Мусюршор» и путевой подогреватель (ПП) на 38 км сокращается необходимый объем греющей жидкости по сравнению с технологией прогрева трубопровода прямой перекачкой нефти (перекачкой нефти в одном направлении).

Для возобновления перекачки по всему трубопроводу от ЦПС до ПСП «Мусюршор» и от ПСП «Мусюршор» до ПСН «Головные» были установлены **промежуточные путевые подогреватели:**

- на 38 км (от ЦПС);
- на временном пункте сдачи нефти (ВПСН) (62,43 км от ПСП «Мусюршор»);
- на 40 км (от ВПСН);
- на 64 км (от ВПСН).

**насосные агрегаты:**

- на 64 км (от ВПСН);
- на 85 км (от ВПСН).

Принципиальная схема внешнего транспорта товарной нефти от ЦПС до ПСП «Мусюршор» и далее до ПСН «Головные» (при возобновлении перекачки) представлена на рисунке 8.

## Анализ ситуации, сложившейся при пуске трубопровода от ЦПС до ПСП «Мусюршор» и далее до ПСН «Головные»

Для анализа ситуации, сложившейся при пуске трубопровода от ЦПС до ПСП «Мусюршор» и далее до ПСН «Головные», были выполнены тепловые и гидравлические расчеты.

Проведенными гидравлическими расчетами было выявлено, а потом подтверждено фактическими данными, что на существую-



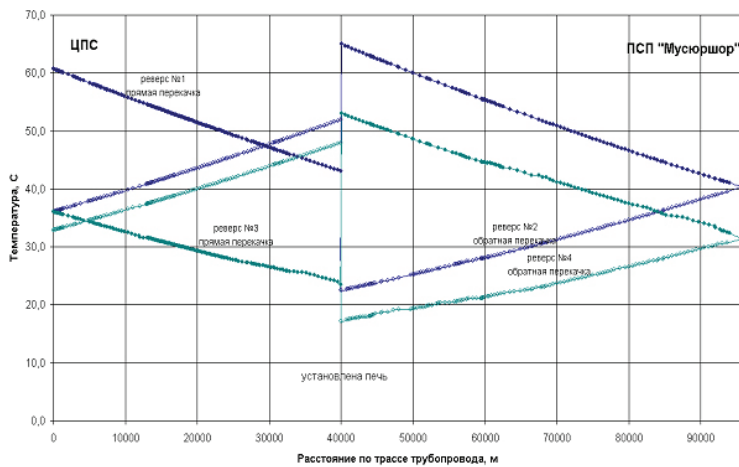


Рисунок 5 – Распределение температуры нефти по длине трубопровода при осуществлении реверсивной перекачки нефти (прямая / обратная) производительностью 130 м<sup>3</sup>/ч по трубопроводу от ЦПС до ПСП «Мусюршор» (путевой подогреватель на 38 км). Реверс 1, 2, 3, 4

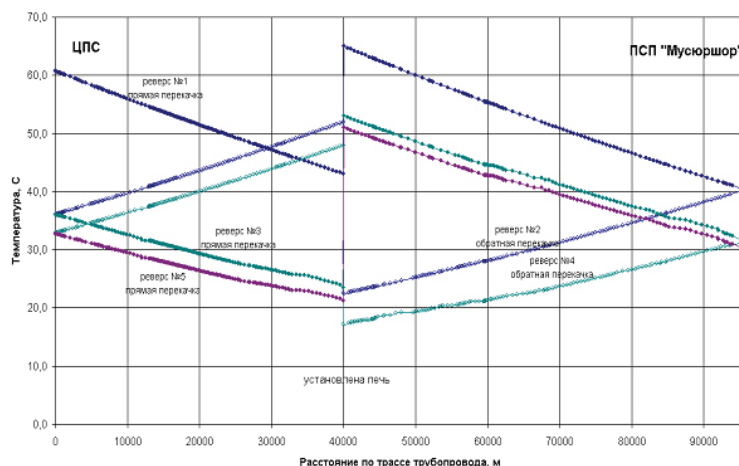


Рисунок 6 – Распределение температуры нефти по длине трубопровода при осуществлении реверсивной перекачки нефти (прямая / обратная) производительностью 130 м<sup>3</sup>/ч по трубопроводу от ЦПС до ПСП «Мусюршор» (путевой подогреватель на 38 км). Реверс 1, 2, 3, 4, 5

щих участках трубопровода от ПСП «Мусюршор» до ПСН «Головные» была нарушена целостность теплоизоляции на надземной части существующего трубопровода, при подземной прокладке существующего трубопровода часть трубопровода оказалась на поверхности земли, часть с нарушением проходила через водные преграды.

В связи с этими явлениями в зимний период эксплуатации трубопровода наблюда-

лись большие теплотери в существующей части трубопровода.

Для наглядности на рисунке 9 представлены результаты двух теплогидравлических расчетов трубопровода с нарушением заглубления трубопровода, теплоизоляции и без нарушения при прочих равных условиях.

Таким образом, риск возникновения осложнений при проведении пуска трубопровода в эксплуатацию был существенным.

Основными факторами риска являлись:

- пуск трубопровода в эксплуатацию – заполнение трубы горячей вязкой жидкостью намечался в осенне-зимний период, когда температура воздуха и грунта низка;
- отказ от электрообогрева проектируемого трубопровода от ЦПС до ПСП;
- малая производительность перекачки при пуске (130 м<sup>3</sup>/час нефти);
- отсутствие пунктов подогрева по трассе существующего трубопровода;
- пуск без предварительного прогрева трубопровода и окружающего грунта;
- множественное нарушение теплоизоляции на участках существующего трубопровода;
- не была осуществлена очистка существующего нефтепровода от имеющихся скоплений АСПО перед подачей в него высоковязкой нефти с высокой температурой застывания;
- отсутствие обследования фактического состояния существующего трубопровода.

Проведение обследования фактического состояния существующего нефтепровода по-



звонило бы спрогнозировать возможные осложнения при эксплуатации нефтепровода и тем самым запроектировать меры противодействия или же меры направленные на доработку/устранение дефектов.

Основными направлениями предварительного обследования фактического состояния нефтепровода являются:

1. Тепловизионное обследование трубопровода с выявлением участков трубопровода с большими теплотерями;
2. Обследование состояния теплоизоляции надземной части трубопровода, засыпка оголенной части

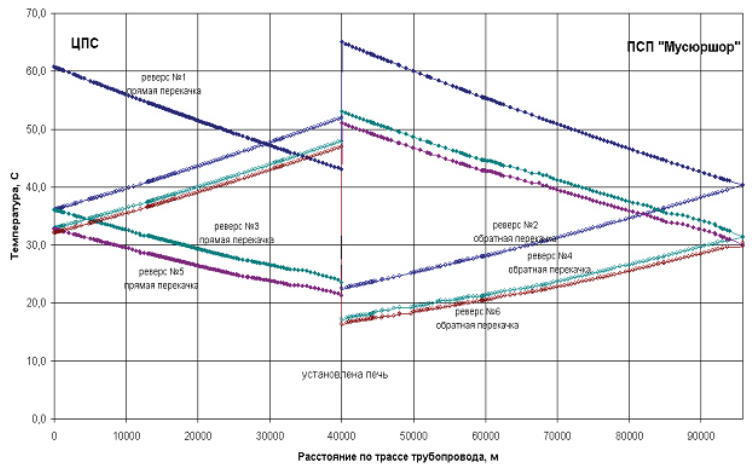


Рисунок 7 – Распределение температуры нефти по длине трубопровода при осуществлении реверсивной перекачки нефти (прямая / обратная) производительностью 130 м³/ч по трубопроводу от ЦПС до ПСП «Мусюршор» (путевой подогреватель на 38 км). Реверс 1, 2, 3, 4, 5, 6

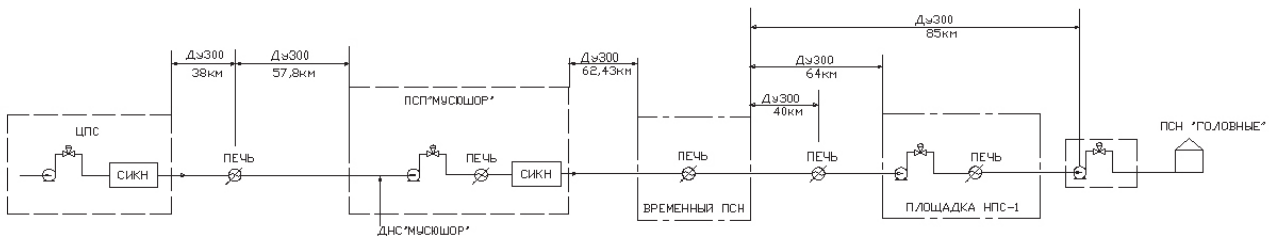


Рисунок 8 – Принципиальная схема внешнего транспорта товарной нефти от ЦПС до ПСП «Мусюршор» и далее до ПСН «Головные» (при возобновлении перекачки)

подземного трубопровода;

3. Обследование коррозионного состояния внутренней полости трубы, наличие образования АСПО и т.д.

Таким образом, для выбора правильного режима пуска/останова нефтепровода и сокращения непроизводительных затрат в дальнейшем, рекомендуется учитывать все риски, связанные с пуском и остановом трубопроводов, предназначенных для транспорта высоковязких нефтей с высокой температурой застывания. ■

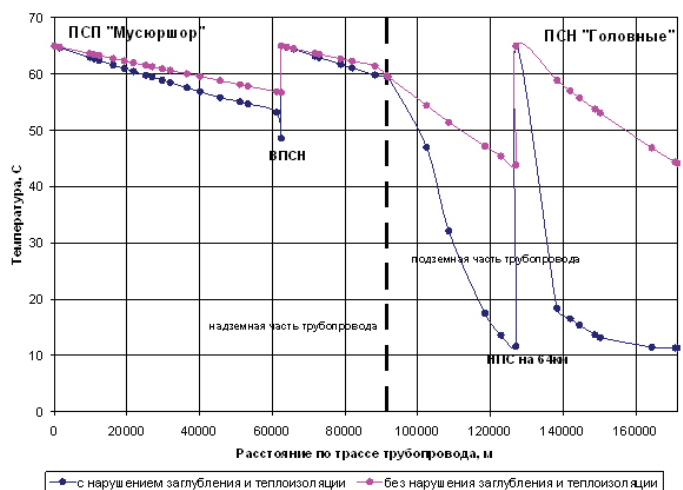


Рисунок 9 – Сравнение результатов теплогидравлических расчетов трубопровода от ПСП «Мусюршор» до ПСН «Головные» с нарушением заглубления трубопровода, теплоизоляции и без нарушения при прочих равных условиях