

УДК 665.62

Системная оптимизация работы центральных пунктов сбора и трубопроводов внешнего транспорта при «горячей» перекачке высоковязких и высокозастывающих нефтей

System Optimization of Central Processing Facilities and Export Pipelines Operation During «Hot» Pumping of High-Viscosity and High-Congelation Oil

В.С. Диденко, А.В. Николаев, Л.М. Трейгер, ОАО «Институт по проектированию и исследовательским работам в нефтяной промышленности «Гипрвостокнефть»

V. Didenko, A. Nikolaev, L. Treiger

Аннотация

В статье представлено технологически взаимосвязанное решение задач сохранения в составе нефти ценных легких фракций, осуществляемого через сезонное изменение параметров работы концевой ступени сепарации на ЦПС, и перекачки высоковязкой высокозастывающей нефти по «горячему» трубопроводу внешнего транспорта в газонасыщенном состоянии. Показано, что системная оптимизация работы ЦПС и трубопровода внешнего транспорта позволяет увеличить выход и повысить качество товарной нефти, снизить энергозатраты на перекачку и улучшить экологическую обстановку в районе расположения ЦПС

Abstract

The article presents coordinated process solution for valuable light ends keeping in oil, which is implemented using seasonal variations of separation end stage parameters at CPF and high-viscosity and high-congelation oil pumping in gas-saturated state via «hot» export pipeline. It is demonstrated that system optimization of CPF and export pipeline operation supports higher output and quality of sales oil, lower power consumption for piping and better environmental situation within CPF site.

Ключевые слова: *подготовка нефти, трубопроводный транспорт, газонасыщенность, реологические свойства, энергозатраты, потери нефти.*

Keywords: *Oil preparation, pipeline transport, gas intensity, rheological properties, energy costs costs, oil losses.*



На центральных пунктах сбора продукции месторождений нередко наблюдается ситуация, когда нефтяной газ низкого давления в больших количествах сжигается на факелах. Это может быть вызвано тем, что строительство компрессорных станций для утилизации газа низкого давления может отставать от ввода месторождений в эксплуатацию на несколько лет. Потери легких углеводородов при сжигании еще более возрастают в том случае, если сепарация нефти на концевой ступени сепарации проводится при высоких температурах (60–80 °С), продиктованных сочетанием обеспечения требуемых температурных условий в аппаратах подготовки нефти с необходимостью работы трубопровода внешнего транспорта в режиме «горячей» перекачки.

Сравнительный технико-экономический анализ возможных вариантов транспорта нефтей, ранее проведенный в «Гипровостокнефти», «ВНИИСПТнефти», «ПечорНИПИнефти», УНИ и Тюменском индустриальном институте, показал, что для условий севера наиболее экономично перекачивать нефти в газонасыщенном состоянии.

В качестве одного из конкретных вариантов нами предложена оптимизация работы ЦПС месторождений ЦХП и надземного трубопровода внешней перекачки от ЦПС до ПСП «Мусюршор» при объеме транспорта товарной нефти 2,0 млн т/год.

Для обеспечения режима качественной подготовки нефти на ЦПС и создания оптимальных температурных и гидродинамических условий работы насосов и трубопровода внешнего транспорта товарной нефти необходима системная оптимизация работы ЦПС и трубопровода от ЦПС до ПСП «Мусюршор».

При выборе и расчетах параметров функционирования ЦПС необходимо выполнение ряда установочных требований:

- Температура поступления нефти на концевую ступень сепарации должна соответствовать оптимальной начальной температуре транспорта нефти по трубопроводу ЦПС – ПСП «Мусюршор», не

превышать допустимой температуры работы насосов внешней перекачки, а также критической температуры трубопровода с точки зрения условий прочности и деформативности исходя из конструктивных характеристик трубопроводной системы.

- Для обеспечения минимальных потерь легких углеводородов нефть на КСУ (концевой ступени сепарации) следует сепарировать при давлении, обеспечивающем давление насыщенных паров по Рейду при 38 °С 485 мм рт. ст., что отвечает (по ГОСТ Р 51858-2002) качеству товарной нефти.
- При расчете и выборе давления сепарации нефти на КСУ необходимо исходить из температуры подачи нефти на «горячую» ступень сепарации.

При выборе и расчетах параметров работы трубопровода внешнего транспорта нефти ЦПС – ПСП «Мусюршор» следует учитывать не только системную зависимость функционирования ЦПС, трубопровода внешнего транспорта, ПСП «Мусюршор», но и сезонные климатические условия перекачки нефти:

- Конечная температура транспорта нефти по трубопроводу ЦПС – ПСП «Мусюршор» предпочтительно должна составлять 30–35 °С для предотвращения отложения в трубопроводе асфальто-смоло-парафиновых соединений (не ниже 30 °С) и для исключения выделения из газонасыщенной нефти свободного газа (не выше 35–38 °С).
- Начальная температура транспорта нефти по трубопроводу не должна превышать 80 °С, что соответствует допустимой температуре работы насосов внешней перекачки.
- Начальная температура транспорта нефти по трубопроводу не должна превышать 75 °С, что соответствует условиям прочности и деформативности трубопровода.
- Температура в аппаратах глубокого обе-



звоживания и обессоливания нефти должна быть не ниже температуры качественной подготовки нефти на ЦПС, что в рассматриваемом случае соответствует 65–75 °С.

- Начальная температура нефти по трубопроводу должна меняться сезонно в зависимости от температуры воздуха:
- Для обеспечения конечной температуры по трубопроводу не выше 35 °С в теплое время года.
- Для обеспечения конечной температуры по трубопроводу по возможности не ниже 30 °С в холодное время года.
- После длительных остановок перекачки в зимнее время возобновление работы трубопровода должно осуществляться дегазированной нефтью, имеющей температуру около 65–75 °С, для создания в трубе и теплоизоляции температурного поля с даль-

нейшим переходом на транспорт газонасыщенной нефти при заданных давлении сепарации нефти на КСУ и температурном режиме трубопроводного транспорта.

На основании установленных требований к нефтепромысловым объектам, изучения заданных расчетов, обработки и корректировки исходных данных и выполненного системного анализа получена количественная взаимосвязь параметров функционирования ЦПС и трубопровода внешнего транспорта ЦПС – ПСП «Мусюршор» при объеме транспорта товарной нефти 2,0 млн т/год.

Обобщенные результаты выполненной работы приведены в таблицах 1, 2 и представлены графическими зависимостями на рисунках 1, 2.

В таблице 1 приведены результаты расчета работы трубопровода от ЦПС до ПСП «Мусюршор» с изоляцией 100 мм при объеме транспорта товарной нефти 2,0 млн т/год.

Таблица 1 – Результаты расчета работы надземного трубопровода от ЦПС до ПСП «Мусюршор» общей длиной $L = 95,8$ км на диаметр $D_u = 300$ мм с теплоизоляцией 100 мм

Участок нефтепровода	Протяженность участка, км	Диаметр условный, (Ду), мм	Производительность перекачки, млн. т/год	В начале участка			В конце участка	
				Температура на приеме насоса, °С	Давление на нагнетании, МПа (изб.)	Температура на нагнетании, °С	Давление, МПа (изб.)	Температура, °С
весна (температура воздуха минус 16 °С)								
ЦПС – ПСП «Мусюршор»	95,8	300	2,0 млн т/год	43	4,98	44	0,9	30
ЦПС – ПСП «Мусюршор»	95,8	300	2,0 млн т/год	49	4,82	50	0,9	35
лето (температура воздуха плюс 12,1 °С)								
ЦПС – ПСП «Мусюршор»	95,8	300	2,0 млн т/год	33	5,15	34	0,9	30
ЦПС – ПСП «Мусюршор»	95,8	300	2,0 млн т/год	40	4,93	41	0,9	35
осень (температура воздуха минус 11,2 °С)								
ЦПС – ПСП «Мусюршор»	95,8	300	2,0 млн т/год	41	4,98	42	0,9	30
ЦПС – ПСП «Мусюршор»	95,8	300	2,0 млн т/год	47	4,81	48	0,9	35
зима (температура воздуха минус 42 °С)								
ЦПС – ПСП «Мусюршор»	95,8	300	2,0 млн т/год	52	4,82	53	0,9	30
ЦПС – ПСП «Мусюршор»	95,8	300	2,0 млн т/год	58	4,68	59	0,9	35



Таблица 2 – Результаты расчета «горячей» ступени сепарации нефти месторождений ЦХП на ЦПС

Наименование объекта сепарации нефти	Производительность перекачки товарной нефти млн т/год	Температура сепарации нефти, °С	Давление сепарации 0,2 кг/см ² (изб.)			Давление насыщенных паров нефти по Рейду при 38 °С 485–486 мм рт. ст.		
			Давление насыщенных паров нефти по Рейду при 38 °С, мм рт. ст.	Производительность по газу, тыс. т/год	Потери легких углеводородов нефти, %	Давление сепарации нефти, кг/см ² (изб.)	Производительность по газу, тыс. т/год	Потери легких углеводородов нефти, %
Ступень «горячей» сепарации нефти (КСУ) на ЦПС	2,0	40	467	19,95	0,988	0,265	19,91	0,986
	2,0	45	424	24,52	1,211	0,414	19,91	0,986
	2,0	50	379	30,67	1,510	0,600	19,91	0,986
	2,0	55	339	37,14	1,823	0,765	19,91	0,986
	2,0	60	292	46,47	2,270	1,000	19,91	0,986
	2,0	65	258	54,76	2,665	1,183	19,91	0,986

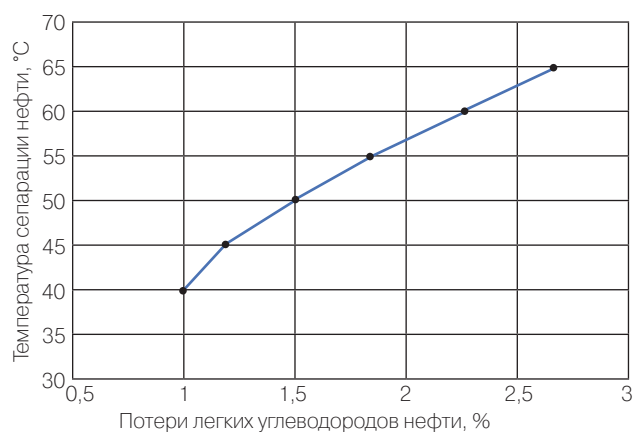


Рисунок 1 – Зависимость потерь легких углеводородов нефти от температуры при давлении сепарации 0,2 кг/см² (изб.)

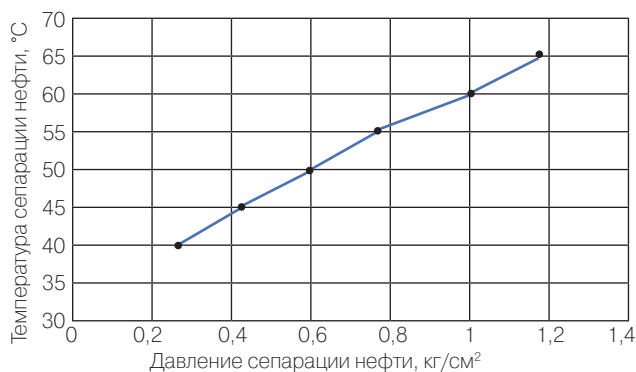


Рисунок 2 – Зависимость давления сепарации нефти на КСУ от температуры сепарации при обеспечении давления насыщенных паров по Рейду при 38 °С 485–486 мм рт. ст.

Из таблицы 1 следует, что температура нефти на приеме насоса устанавливается по сезону в зависимости от температуры воздуха в данный период. Температура в конце трубопровода на входе в ПСП «Мусюршор» во все периоды года соответствует установленным требованиям. Из таблиц также следует, что потери напора в трубопроводе при заданных режимах работы не превышают расчетного давления 6,4 МПа.

Критическое время безопасной остановки трубопровода в декабре составляет период 6–8 суток, что должно быть достаточно для устранения нестандартных ситуаций.

В таблице 2 приведены результаты расчета «горячей» ступени сепарации смеси нефтей месторождений ЦХП на ЦПС при объеме транспорта товарной нефти 2,0 млн т/год. Характеристики основных показателей, необходимых для практического использования, представлены графическими зависимостями на рисунках 1, 2.

Из таблицы 2 и рисунка 1 следует, что зависимость потерь легких углеводородов нефти при давлении сепарации 0,2 кг/см² (изб.) от температуры сепарации существенна как по абсолютной величине, так и в процентном отношении. Так, ДНП нефти по Рейду после сепарации при 60 °С снижается до 292 мм рт. ст., а потери легких углеводородов нефти составляют 2,27%.



Такой режим работы «горячей» ступени сепарации на постоянной основе был бы связан не только с экономически необоснованными потерями ценного углеводородного сырья, но и с ухудшением экологической ситуации в районе расположения ЦПС, с возрастанием вязкости товарной нефти примерно в два раза, увеличением энергозатрат на перекачку, сокращением времени безопасной остановки трубопровода, понижением качества товарной продукции. Однако его временное использование неизбежно при нестандартных ситуациях, предусматривающих ввод нефти в резервуары РВС (аварийная ситуация, некондиционная продукция при срывах подготовки и др.).

В данной ситуации единственно эффективным вариантом представляется подача товарной нефти с «горячей» ступени сепарации в трубопровод в газонасыщенном состоянии при сохранении в составе нефти основной массы легких углеводородов. При этом для получения товарного качества нефти по ГОСТ Р 51858-2002 ее ДНП по Рейду должно составлять 485–486 мм рт. ст. (ниже 500 мм рт. ст.) и поддерживаться на таком уровне расчетными давлениями сепарации при заданных технологических режимах температуры сепарации нефти.

В таблице 2 и на рисунке 2 приведена зависимость давления сепарации нефти на «горячей» ступени (КСУ) от температуры сепарации при обеспечении давления насыщенных паров по Рейду при 38 °С 485–486 мм рт. ст.

Из представленных зависимостей следует, что при изменении температуры сепарации нефти от 40 °С до 60 °С за счет использования рекуперационных теплообменников давление сепарации нефти должно быть поднято от 0,265 кг/см² (изб.) до 1,000 кг/см² (изб.), что позволит сохранить ДНП нефти по Рейду при заданных температурах сепарации на уровне 485–486 мм рт. ст., отвечающем товарному качеству. При этом на концевом участке трубопровода, а также в случае осуществления на ПСП «Мусюршор» перевода потока в резервуар типа РВС снятие давления до атмосферного не приведет к выделению из нефти газа благодаря сниже-

нию температуры нефти на концевом участке до уровня не выше 30–35 °С.

При заданных условиях сепарации нефти на «горячей» ступени потери легких углеводородов сокращаются в 2,3 раза и во всем диапазоне температур составляют величину порядка 0,986%. Причем теряемые углеводороды представляют собой преимущественно компоненты попутного нефтяного газа, так как заданное ДНП 485–486 мм рт. ст. близко к допустимому для товарной нефти 500 мм рт. ст.

При плановой остановке трубопровода ЦПС – ПСП «Мусюршор» и снятии с него давления следует предварительно заместить газонасыщенную нефть на дегазированную.

При аварийной остановке трубопровода ЦПС – ПСП «Мусюршор», сопровождающейся падением давления и разгазированием газонасыщенной нефти в начальном участке трубопровода, по завершении восстановительных работ продукцию из трубы во избежание попадания газа на насосы следует вытеснить в резервуары РВС на ПСП «Мусюршор» с учетом пропускной способности дыхательных клапанов или в этих целях разгазировавшийся объем обратной прокачкой подать в резервуар РВС на ЦПС.

Корректировка параметров функционирования ЦПС и трубопровода ПСП «Мусюршор» должна производиться посезонно (помесячно) в зависимости от температуры воздуха на данный период времени.

Таким образом, системная оптимизация работы центральных пунктов сбора и трубопроводов внешнего транспорта при «горячей» перекачке высоковязких и высокозастывающих нефтей позволяет в значительной степени сократить потери ценного углеводородного сырья (повысить объем выхода товарной нефти), улучшить качество нефти за счет повышения в ней содержания легких углеводородов, улучшить реологические свойства прокачиваемого продукта, увеличить время безопасной остановки трубопровода, снизить энергозатраты на перекачку нефти, улучшить экологическую ситуацию в районе расположения ЦПС. ■