

Бейсембетов И.К., Бекибаев Т.Т.,
Жапбасбаев У.К., Махмотов Е.С.,
Кенжалиев Б.К.

**УПРАВЛЕНИЕ
ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИМИ
РЕЖИМАМИ ТРАНСПОРТИРОВКИ
НЕФТЕСМЕСЕЙ**



УДК 622.694.4.052
ББК 26.343.1
У 67

Рекомендовано к изданию Научно-техническим советом и РИСО
Казахстанско-Британского технического университета

Рецензенты:

Доктор физико-математических наук, профессор А.Ж. Калтаев
Член-корреспондент НАН РК, доктор физико-математических наук,
профессор М.Н. Калимолдаев

Бейсембетов И.К., Бекибаев Т.Т., Жапбасбаев У.К., Махмотов Е.С.,
Кенжалиев Б.К.

**У 67 Управление энергосберегающими режимами
транспортировки нефтесмесей.** – Алматы: КБТУ, 2016. – 209 с.

ISBN 978-601-269-075-0

В монографии разработаны критерии оптимизации и алгоритмы управления энергосберегающими режимами работы насосных агрегатов и печи подогрева магистральных нефтепроводов. Результаты выполненных исследований показывают экономическую эффективность энергосберегающих режимов транспортировки высокостывающих, высоковязких нефтесмесей. Сравнение результатов с производственными данными показывает адекватность алгоритмов реальным процессам.

Для студентов, магистрантов университетов по специальности «нефтегазовое дело», «информационные системы», специалистов трубопроводной транспортировки нефти.

УДК 622.694.4.052
ББК 26.343.1

ISBN 978-601-269-075-0

© Бейсембетов И.К., Бекибаев Т.Т., Жапбасбаев У.К.,
Махмотов Е.С., Кенжалиев Б.К.

© КБТУ, 2016

СОДЕРЖАНИЕ

	Введение	5
1	Исходные параметры нефти и оборудования	11
1.1	Параметры магистрального нефтепровода	11
1.2	Физико-химические и реологические свойства нефти	16
1.3	Характеристики насосов и печей подогрева	24
1.4	Параметры топлива и электроэнергии	49
2	Методика расчета энергосберегающих режимов перекачки	53
2.1	Математическая модель перекачки нефти по нефтепроводу	53
2.2	Методика расчета системы «трубопровод – насосная станция»	55
2.2.1	Определение коэффициента гидравлического сопротивления	57
2.2.2	Определение коэффициента теплопередачи	63
2.3	Критерий расчета энергосбережения	65
2.3.1	Определение параметров энергопотребления	65
2.3.2	Методика расчета характеристик насосов	67
2.3.3	Методика гидравлического расчета змеевика печей подогрева	68
2.3.4	Методика расчетов характеристик печи подогрева	71
2.3.5	Критерии оптимальности энергосбережения	76
3	Алгоритм расчета энергосберегающих режимов транспортировки	79
3.1	Общая постановка задачи	79
3.2	Режим работы насосных агрегатов	80
3.2.1	Постановка задачи	80
3.2.2	Алгоритм поиска оптимального режима	86
3.3	Режим с подогревом	94
3.3.1	Постановка задачи	94
3.3.2	Алгоритм решения	97
3.4	Алгоритм расчета попутной подкачки	102
3.5	Алгоритм расчета перезапуска участка после краткосрочной остановки	105
3.6	Алгоритм расчета максимальной производительности перекачки	110
3.7	Алгоритм расчета последовательных режимов перекачки нефти	112
3.8	Алгоритм переменного режима перекачки	113
4	Оптимизация режимов перекачки нефтесмеси	117
4.1	Оптимизация перекачки с использованием депрессорной технологии	117
4.1.1	Анализ расчетов при низких температурах грунта	121
4.1.2	Снижение нагрузки на насосные агрегаты	122
4.1.3	Исследование при низких начальных температурах нефтесмеси	123
4.2	Оптимальная температура перекачки нефтесмеси	124
4.2.1	Эффективность оптимальной температуры нефтесмеси	126
4.2.2	Влияние глубины заложения трубопровода на тепловой режим	128

4.3	Оптимизация последовательных режимов перекачки нефтесмеси	129
4.4	Оптимизация технологии противотурбулентной присадки	134
4.5	Оптимизация переменных режимов транспортировки нефтесмеси	137
5	Энергосберегающие режимы перекачки по нефтепроводным маршрутам без попутного подогрева нефтесмеси	141
5.1	Нефтепроводный маршрут ГНПС «Каламкас» - НПС «Каражанбас»	141
5.2	Нефтепроводный маршрут НПС «Каражанбас» - ГНПС «Актау»	143
5.3	Нефтепроводный маршрут ГНПС «Кенкияк» – ГНПС «Кумколь»	145
5.4	Нефтепроводный маршрут ГНПС «Кумколь» – ГНПС им. Б. Джумагалиева	147
5.5	Нефтепроводный маршрут ГНПС им. Б.Джумагалиева - ГНПС «Атасу»	150
5.6	Нефтепроводный маршрут ГНПС им. Б.Джумагалиева - ПСП «Шымкент»	152
5.6.1	Нефтепроводный маршрут ГНПС им. Б.Джумагалиева - ГНПС «Чулак-Курган»	152
5.6.2	Нефтепроводный маршрут ГНПС «Чулак-Курган» - ПСП «Шымкент»	155
6	Энергосберегающие режимы перекачки по нефтепроводным маршрутам с попутным подогревом нефтесмеси	159
6.1	Нефтепроводный маршрут НПС «Каражанбас» - НПС «Жетыбай»	159
6.2	Нефтепроводный маршрут НПС «Каражанбас» - ГНПС «Актау» - НПС «Жетыбай»	161
6.3	Нефтепроводный маршрут НПС «Жетыбай» - ГНПС «Узень»	163
6.4	Нефтепроводный маршрут ГНПС «Узень» – НПС им. Т.Касымова	166
6.4.1	Эффективность энергосберегающих режимов перекачки	169
6.5	Нефтепроводный маршрут НПС им. Т.Касымова - ЛПДС «Большой Чаган»	171
	Литература	175
	Приложение А. Обозначения и сокращения	185
	Приложение Б. Определения	186
	Приложение В	188
	Приложение Г	193
	Приложение Д	196

ВВЕДЕНИЕ

Проблема энергосбережения – одна из важнейших задач нефтегазового сектора в области трубопроводного транспорта.

Автоматизированная система управления магистральными нефтепроводами (типа SCADA, АСКУЭ и др.) обеспечивает их надежную и бесперебойную работу, но не задает оптимальные режимы транспортировки нефти.

Энергоэффективность трубопроводного транспорта нефти во многом зависит от системы организации и управления технологическим режимом работы магистрального нефтепровода и достигается путем моделирования оптимальных условий его функционирования.

Очень важной и актуальной задачей является повышение эффективности трубопроводной транспортировки высокозастывающих, высоковязких нефтей, которые составляют существенную долю в общем объеме добываемой нефти в Казахстане.

В соответствии с гидравлическими законами, удельный расход электроэнергии, потребляемой на перекачку нефти при транспортировке по трубопроводу, рассчитывается по формуле $\mathcal{E} = K \cdot G^{1.75}$, где G – грузооборот по нефтепроводу, K – постоянная величина для данного нефтепровода. Следовательно, при увеличении грузооборота нефти удельный расход электроэнергии будет возрастать пропорционально грузообороту в степени 1.75.

Одним из способов снижения себестоимости транспортировки нефти по магистральным нефтепроводам является уменьшение энергетических затрат путем выбора рациональных режимов перекачки. Магистральные нефтепроводы значительную часть времени эксплуатируются в переходных режимах, когда объемы перекачиваемой нефти отличаются от рассчитанных на стадии проектирования оптимальных значений расхода. В подобных ситуациях естественным образом возникает необходимость решения задачи оперативного и наиболее рационального распределения нагрузки в сети магистральных нефтепроводов.

Наиболее распространенным методом транспортировки высоковязких, высокозастывающих (парафинистых) нефтей был и остается способ «горячей» перекачки. В этом случае энергоэффективность транспортировки определяется затратами энергии на перекачку и подогрев нефти, 85-90% потребляемой энергии затрачивается на работу насосных агрегатов и печей подогрева.

Подогрев высокозастывающей нефти происходит на печах подогрева и оптимальное условие их работы определяет величину потребляемой энергии. Эффективные режимы работы насосных агрегатов достигаются путем: 1) изменения параметров рабочего колеса центробежного насоса (обточка

рабочих колес, применение сменных роторов); 2) регулирования частоты вращения ротора с помощью частотно-регулируемого электропривода.

При рассмотрении задачи по оптимальной транспортировке нефти по нефтепроводным маршрутам (т.е. с минимальным энергопотреблением), естественным образом возникает вопрос выбора энергосберегающих режимов работы насосных агрегатов и печей подогрева, эксплуатирующихся на участках магистрального нефтепровода. Если насосно-силовое оборудование не в состоянии перекачать то количество нефти, которое требуется согласно оптимизационному расчету, то пропадает смысл решения самой задачи. Поэтому сопряженной с проблемой транспортировки нефти по нефтепроводным маршрутам является задача выбора наиболее эффективных режимов работы насосно-силового оборудования и печей подогрева, обеспечивающих надежную эксплуатацию магистрального нефтепровода. Оптимальные режимы их эксплуатации необходимы для снижения потери энергии и повышения эффективности способа «горячей» перекачки по магистральным нефтепроводам.

Теоретические основы проектирования и сооружения неизотермических нефтепроводов были заложены в трудах В.Г. Шухова. В работах В.С. Лейбензона, В.И. Черникина, В.С. Яблонского, П.И. Тугунова, В.М. Агапкина, А.К. Галлямова, В.Е. Губина, Б.Л. Кривошеина, А.Х. Мирзаджанзаде, В.Ф. Новоселова, В.А. Юфина, С.Н. Челинцева и др. были развиты различные проблемы трубопроводной транспортировки высоковязких нефтей с подогревом.

Проблемы моделирования и оптимизации были рассмотрены также в исследованиях Д.Т. Джефферсона, Р.Н. Бахтизина, М.А. Валиева, А.П. Веревкина, А.Г. Гумерова, А.А. Коршака, А.М. Нечваля, К.Р. Ахмадуллина, С.Е. Кутукова, А.М. Шаммазова, А.А. Шутова, К.Ю. Штукатурова и др.

Были изучены режимы работы нефтепроводов, выбор рационального режима их функционирования, анализ эффективности эксплуатации магистральных и подпорных насосных агрегатов.

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

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

Магистральный нефтепровод состоит из различного оборудования (насосы, печи подогрева, запорно-регулирующая арматура, резервуары и другое технологическое оборудование), обладающего взаимным влиянием, что подразумевает рассмотрение и управление им в комплексе. Имеются два метода изучения данной проблемы. Первый метод связан с использованием

сложных математических моделей теплогидравлических расчетов, что целесообразно для определения оптимального режима участка с двумя-тремя станциями. Использование в расчетах большего числа станций и пунктов подогрева может привести к чрезмерному усложнению или даже невозможности решения задачи. Второй метод подразумевает управление всем участком магистрального нефтепровода с применением более простых математических моделей расчетов, что также не позволяет достичь оптимума.

Решение этого противоречия по определению оптимальных условий работы насосных агрегатов и печей подогрева в нескольких насосных станциях и пунктах подогрева можно получить путем разработки нового подхода и алгоритма расчетов математической модели. Полученные результаты должны определять энергосберегающие режимы транспортировки объемов нефти при меньших требуемых ресурсах и энергопотреблении.

Указанные обстоятельства обосновывают актуальность настоящей работы, направленной на разработку совершенных методов управления с использованием новых цифровых технологий и реализующих их алгоритмов и создания на ее основе программного комплекса для моделирования и прогнозирования эффективности функционирования магистрального нефтепровода.

В монографии излагаются результаты оптимизации энергосберегающих режимов транспортировки нефтесмесей по магистральным нефтепроводам АО «КазТрансОйл». Приводятся результаты моделирования оптимизации режимов перекачки нефтесмеси и определения энергосберегающих режимов работы насосного оборудования и печей подогрева магистральных трубопроводов АО «КазТрансОйл». Расчеты были проведены с использованием программного комплекса SmartTran и установлены оптимальные условия работы насосного оборудования и печей подогрева для определения энергосберегающих режимов транспортировки нефтей по следующим нефтепроводным маршрутам: 1) ГНПС «Каламкас» - НПС «Каражанбас» - ГНПС «Актау» - НПС «Жетыбай»; 2) НПС «Каражанбас» - НПС «Жетыбай» - ГНПС «Узень»; 3) ГНПС «Узень» - НПС им.Т.Касымова - ЛПДС «Большой Чаган»; 4) ГНПС «Кумколь» - ГНПС им. Б.Джумагалиева - ГНПС «Атасу»; 5) ГНПС им. Б.Джумагалиева - ПСП «Шымкент»; 6) ГНПС «Кенкияк» - ГНПС «Кумколь».

Были исследованы: 1) стационарные режимы «горячей» перекачки с оптимальной температурой подогрева; 2) стационарные режимы перекачки с использованием депрессорной технологии и противотурбулентной присадки; 3) режимы последовательной перекачки партий нефтесмесей с разными реологическими свойствами; 4) нестационарные режимы перекачки нефтесмеси после краткосрочной остановки участка нефтепровода; 5) переходные режимы перекачки при попутной подкачке нефти; 6) режимы с

переменным расходом и дифференцированным тарифом на электроэнергию. Для всех рассмотренных режимов перекачки нефтесмеси определены энергосберегающие режимы работы насосных агрегатов и печей подогрева.

Первый раздел посвящен описанию исходных данных магистральных нефтепроводов, используемых для проведения оптимизационных расчетов. Уравнение баланса напоров определяет рабочую точку системы «трубопровод – насосная станция». Начальная температура подогрева нефти определяет гидравлические характеристики нефтепровода и насосных агрегатов. Качество исходных данных определяет точность моделирования энергосберегающих режимов перекачки по нефтепроводным маршрутам. Поэтому описаны методы и стандарты для исходных данных (профиль трассы, глубина заложения нефтепровода, параметры изоляции трубопровода, реологические свойства нефтесмеси, температура и виды грунтов по трассе, напорно-энергетические характеристики насосного оборудования в зависимости от ресурса работы, параметры печей подогрева, схемы подключения насосного оборудования, наличие попутной подкачки и откачки и др.).

Во втором разделе приводятся математические модели, методика оптимизационных расчетов энергосберегающих режимов транспортировки нефтесмеси. При решении любой задачи оптимизации следует четко выделить критерий оптимальности, определив целевую функцию. Оптимизационные расчеты «горячей» перекачки на сегодняшний день ведутся по обобщенному принципу В.С. Яблонского. На практике при использовании центробежных насосов и печей подогрева для регулирования температуры перекачиваемой нефти данный принцип не выполняется. Рабочая точка системы «трубопровод – насосная станция» не является фиксированной, и будет смещаться в ту или иную сторону при изменении начальной температуры подогрева, что противоречит вышеназванному принципу В.С. Яблонского.

Энергосберегающий режим транспортировки нефтесмеси определяется оптимальным условием работы насосных агрегатов и печей подогрева насосных и тепловых станций. Критерии оптимизации и целевая функция энергосберегающего режима транспортировки нефтесмеси сформулированы в соответствии с оптимальным условием работы насосных агрегатов и печей подогрева насосных и тепловых станций.

Третий раздел посвящен разработке алгоритмов энергосберегающих режимов работы насосных агрегатов (магистральных и подпорных), печей подогрева стационарных и нестационарных режимов при оптимальной температуре перекачки, максимальной производительности нефтепровода, последовательной перекачки партий высокозастывающих и высоковязких нефтесмесей и т.д.

В четвертом разделе приведены полученные результаты по оптимизации различных способов перекачки высоковязких и высокозастывающих нефтесмесей:

1) использование депрессорной технологии для перекачки парафинистой нефтесмеси без попутного подогрева; 2) определение оптимальной температуры «горячей» перекачки при попутном подогреве нефтесмеси; 3) оптимизация последовательных режимов перекачки партий нефтесмесей с различными реологическими свойствами; 4) оптимизация применения противотурбулентной присадки для повышения производительности нефтепровода; 5) оптимизация переменных режимов перекачки с дифференцированным тарифом электроэнергии.

Ввиду практической важности также приводятся результаты энергосберегающих режимов транспортировки высокозастывающей, высоковязкой нефтесмесей по нефтепроводным маршрутам без попутного подогрева с применением депрессорной технологии (пятый раздел) и попутным подогревом с использованием «горячей» перекачки (шестой раздел).

Депрессорная технология становится одним из эффективных способов транспортировки высокозастывающих и высоковязких нефтесмесей. В холодный период эксплуатации нефти кумкольских месторождений обрабатываются депрессорной присадкой (например, ДМН-2005 и др.), которая приводит к снижению температуры потери текучести $T_{пт}$ кумкольских нефтей. Поэтому транспортировка парафинистой нефти по нефтепроводному маршруту ГНПС им. Б. Джумагалиева - ПСП «Шымкент» проводится без подогрева и эффективность перекачки определяется работой насосных агрегатов НПС.

Особенность эксплуатации «горячего трубопровода» ГНПС «Узень» - НПС им. Т. Касымова - ЛПДС «Большой Чаган» (магистральный нефтепровод «Узень - Атырау - Самара») - высокое значение температуры потери текучести нефтесмеси и наличие сети НПС и СПН для подогрева нефти. Реологические свойства нефтесмесей в большей степени зависят от температуры. Соответственно, температура относится к группе управляющих параметров технологических режимов перекачки нефти по магистральному нефтепроводу «Узень - Атырау - Большой Чаган». Поэтому определение оптимальной температуры перекачки нефтесмеси необходимо для энергосбережения насосных агрегатов и печей подогрева насосных и тепловых станций.

На участке «Узень - Атырау» проводится последовательная перекачка партий мангышлакской и бузачинской нефтесмесей. Мангышлакская нефтесмесь характеризуется высоким содержанием парафина и температурой потери текучести $T_{пт} = +27$ °С. Бузачинская нефтесмесь имеет высокую вязкость и достаточно низкую температуру потери текучести, например, на выходе ГНПС «Узень» $T_{пт} = -9$ °С, $\nu = 156,4$ мм²/с при температуре $T = 30$ °С.

Попутная подкачка и откачка изменяет режимные параметры и реологические свойства нефтесмесей. Определение энергосберегающих режимов работы насосных агрегатов и печей подогрева при последовательной перекачке партий мангышлакской и бузачинской нефтесмесей представляет большой практический интерес.

На участке «Атырау - Большой Чаган» используется способ «горячей» перекачки с попутным подогревом для западноказахстанской нефтесмеси с температурой потери текучести $T_{пт} = +12$ °С. Для повышения производительности нефтепровода на СПН «Сахарный» вводится противотурбулентная присадка.

Установление оптимальной температуры подогрева и концентрации противотурбулентной присадки повышает эффективность транспортировки нефтесмеси по нефтепроводному маршруту НПС им. Т.Касымова - ЛПДС «Большой Чаган».

Дифференцированный тариф электроэнергии приводит к переменным режимам перекачки, оказывает влияние на энергоэффективность транспортировки. В этом случае для определения энергосберегающих режимов работы насосных агрегатов по нефтепроводному маршруту ГНПС им. Б.Джумагалиева - ПСП «Шымкент» разработан алгоритм расчета для поиска оптимальных условий с учетом дифференцированного тарифа электроэнергии.

Таким образом, отличием данной монографии от многих известных работ, посвященных транспортировке нефти по магистральным нефтепроводам, является разработка цифровых технологий для управления энергосберегающими режимами работы насосных агрегатов и печей подогрева при перекачке высоковязкой и высокозастывающей нефтесмеси.

В приложении приводятся определения, таблицы и графики, дополняющие основную часть монографии.

1. ИСХОДНЫЕ ПАРАМЕТРЫ

1.1. Параметры магистрального нефтепровода

Магистральные трубопроводы предназначены для транспортирования больших грузопотоков нефти на значительные расстояния (до нескольких тысяч километров).

Согласно нормам технологического проектирования к магистральным нефтепроводам относятся трубопроводы протяженностью свыше 50 км, диаметром от 219 до 1220 мм включительно, предназначенные для перекачки товарной нефти из районов добычи или хранения до мест потребления. Рабочее давление в магистральных нефтепроводах обычно достигает 5...7,5 МПа.

В состав магистральных нефтепроводов входят:

- линейные сооружения, представляющие собой трубопровод, запорную арматуру, систему противокоррозионной защиты, линии связи и т.п.;
- перекачивающие и тепловые станции;
- конечные пункты нефтепроводов (нефтебазы и нефтесклады), на которых принимают поступающий по трубопроводу продукт и подают его на завод для переработки или отправляют далее другими видами транспорта.

Нефтеперекачивающие станции (НПС) представляют собой сложный комплекс сооружений для подачи транспортируемой нефти в магистральный трубопровод. НПС подразделяются на головную и промежуточные (рис. 1.1).

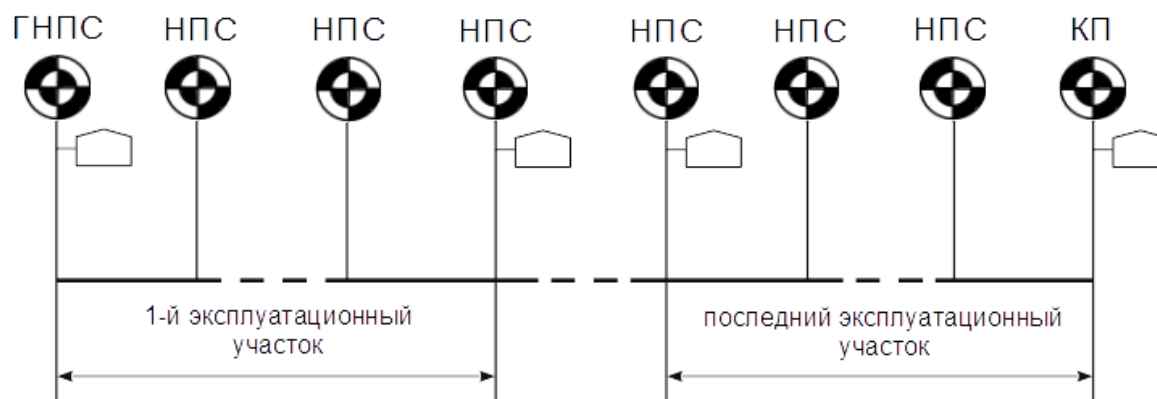


Рисунок 1.1. Схема участков магистральных нефтепроводов

Головная НПС – начальная на магистральном нефтепроводе станция, осуществляющая операции по приему нефти с нефтепромысловых предприятий для дальнейшей транспортировки по магистральному нефтепроводу. ГНПС располагает резервуарным парком, подпорной насосной, узлом учета нефти, магистральной насосной, узлом регулирования давления, площадкой с предохранительными устройствами для сброса избыточного давления при гидравлических ударах, технологическими трубопроводами, а также фильтрами-грязеуловителями.

Промежуточные НПС предназначены для поддержания необходимого давления в магистральном нефтепроводе в процессе перекачки. Промежуточные станции обычно имеют основные насосы, подпор для которых создается за счет энергии предыдущей станции, а также может иметь резервуарный парк.

В конце трубопровода сооружается конечный пункт, в котором имеются резервуары для приема и хранения нефти (рис. 1).

На трубопроводах, транспортирующих высокозастывающие и высоковязкие нефти, устанавливают тепловые станции с печами подогрева. *Станции подогрева нефти* (СПН) совмещают с головной и промежуточной станциями, а также устанавливают в промежутках между ними.

Трубопроводная арматура – техническое устройство, устанавливаемое на трубопроводах и емкостях, предназначенное для управления потоком рабочей среды путем изменения площади проходного сечения.

На трассе с интервалами 10-30 км в зависимости от рельефа местности устанавливают линейные задвижки высокого давления для перекрытия участков трубопровода при аварийных ситуациях.

В насосном отделении НПС устанавливается основное (магистральные, подпорные насосы, электродвигатели) и вспомогательное (системы смазки, охлаждение, подачи топлива, контроля и защиты) оборудование. Магистральные и подпорные насосные агрегаты потребляют 92-97% всей энергии подводимой к НПС. Насосная с насосными агрегатами, как главная составляющая часть НПС, определяет надежность и безопасность эксплуатации нефтепроводной системы.

Основные параметры магистрального нефтепровода

К параметрам трубопровода относятся: пропускная способность (производительность), диаметр, протяженность, число насосных станций и рабочее давление на них.

Пропускная способность – количество углеводорода (измеренное в единицах массы или объема), перекачиваемое по трубопроводу в единицу времени. При расчетах пропускную способность нефтепровода G_T измеряют в «млн.т/год» (миллион тонн в год).

В расчетах обычно используют объемную секундную пропускную способность нефтепровода Q_c :

$$Q_c = \frac{G_T \cdot 10^9}{N_T \cdot 24 \cdot 3600 \cdot \rho} = \frac{G \cdot 10^3}{3600 \cdot \rho}, \text{ м}^3/\text{с},$$

где G_T – массовая годовая пропускная способность нефтепровода, млн.т/год; G – массовая часовая пропускная способность нефтепровода, т/ч; 3600 – число суток непрерывной работы нефтепровода в году; ρ – плотность перекачиваемой нефти, кг/м³.

Под *рабочим давлением* трубопровода $p_{\text{раб}}$ понимается разница между величиной избыточного давления перекачиваемого продукта $p_{\text{изб}}$ и атмосферного $p_{\text{атм}}$ ($p_{\text{атм}} = 0.1013$ МПа):

$$p_{\text{раб}} = p_{\text{изб}} - p_{\text{атм}} \quad (1.1)$$

Другими параметрами, характеризующими любой трубопровод, являются его *диаметр и толщина стенки*. Как известно, трубы являются полыми цилиндрами, имеющими внешний, внутренний диаметры и соответственно толщину стенки. Эти параметры связаны следующим образом:

$$D_1 = D_2 - 2 \cdot \delta \quad (1.2)$$

где D_1 – внутренний диаметр трубопровода, мм; D_2 – наружный (внешний) диаметр трубопровода, мм; δ – толщина стенки трубы, мм.

Эквивалентный диаметр – это внутренний диаметр простого однониточного нефтепровода, равноценного по гидравлической характеристике рассматриваемому сложному нефтепроводу. Он используется в случае, когда внутренний диаметр трубопровода не постоянный и вычисляется по формуле:

$$D_{\text{экв}} = \left(\frac{L}{\sum_{i=1}^n \frac{l_i}{D_i^{5-m}}} \right)^{1/5-m} \quad (1.3)$$

где L – общая длина участка нефтепровода, м; l_i – суммарная длина труб на участке с внутренним диаметром D_i , м; n – число труб разного диаметра; m – коэффициент, зависящий от режима течения жидкости.

Эквивалентный диаметр определяется отдельно для каждого линейного участка нефтепровода, находящегося между НПС по данным фактической раскладки труб.

Глубина заложения трубопровода (от верха трубы) зависит от диаметра, характеристик грунтов местности. Как правило, магистральные нефтепроводы заглубляют в грунт, обычно на глубину 0.8 м до верхней образующей трубы, если большая или меньшая глубина заложения не диктуется особыми геологическими условиями или необходимостью поддержания температуры перекачиваемого продукта на определенном уровне [1].

Профиль трассы трубопровода является основным графическим материалом, при помощи которого определяются расстояния между перекачивающими станциями, выявляются перевальные, наиболее возвышенные точки трассы, а также глубокие впадины. Профиль – чертеж, на котором отложены и соединены между собой характерные точки трассы (рис. 1.2). Профиль трассы используют при определении расчетной длины трубопровода и разности геодезических высот.

Профиль трассы вычерчивается сжатым: масштаб по вертикали крупнее, чем по горизонтали. Поэтому все возвышенности и впадины на трассе выступают резко, чертеж получается наглядным.

При резко пересеченном рельефе местности могут быть осложнения в связи с наличием перевальных точек по трассе трубопровода. *Перевальной точкой* называется такая возвышенность на трассе нефтепровода, от которой нефть приходит к конечному пункту нефтепровода самотеком. Таких вершин на трассе в общем случае может быть несколько. Перевальная точка не обязательно является наивысшей точкой трассы [1,2]. Расстояние от начала нефтепровода до ближайшей перевальной точки называется расчетной длиной нефтепровода. Эта длина может быть значительно меньше геометрической.

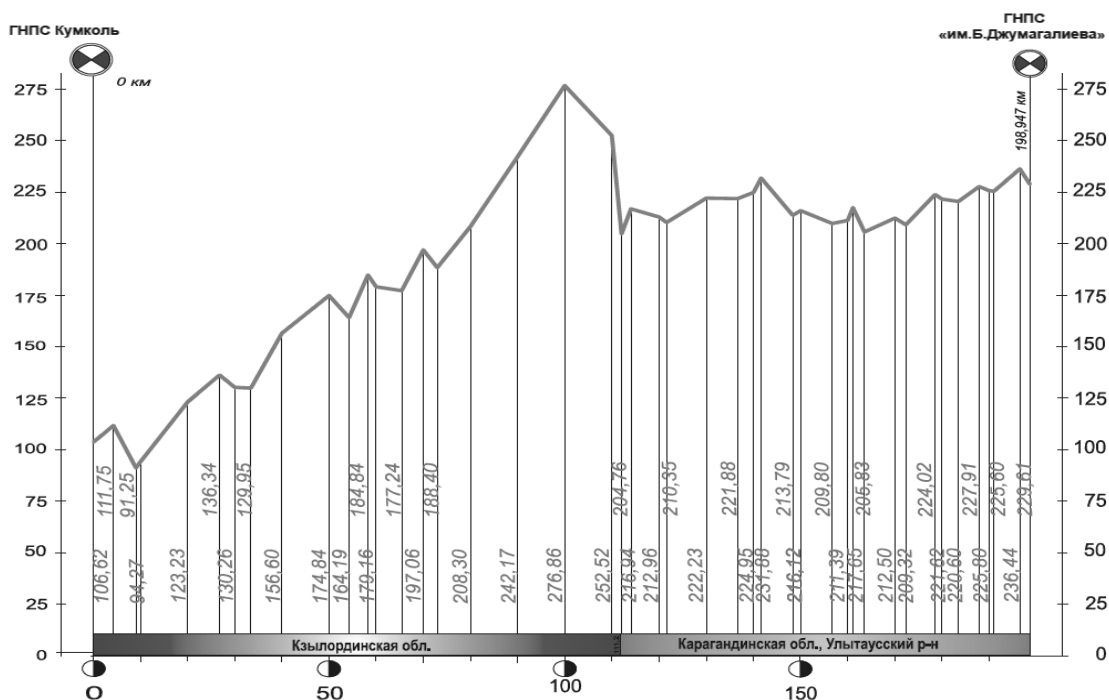


Рисунок 1.2. Продольный профиль трассы магистрального нефтепровода «Кумколь – Каракоин»

Для определения расчетной длины нефтепровода необходимо произвести проверку на наличие перевальных точек на трассе нефтепровода, и в случае их наличия, расчетная длина нефтепровода будет определяться как расстояние от начала нефтепровода до перевальной точки [1,2].

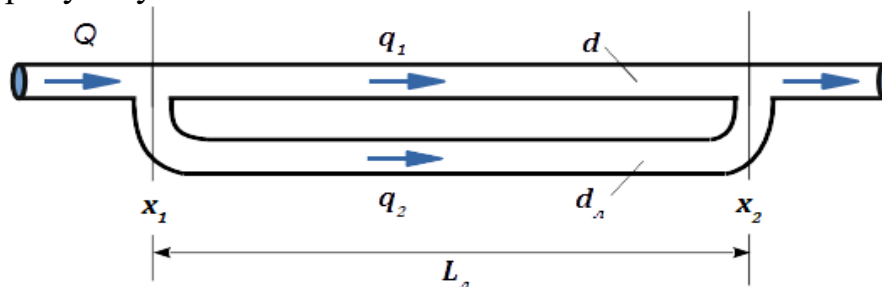
Если в конечном пункте нефтепровода поддерживать повышенный напор, то появление перевальных точек на трассе можно избежать.

Таким образом, наличие самотечных участков в магистральном нефтепроводе приводит к увеличению начального давления на станции, а значит, требует более высоких затрат энергии на перекачку по сравнению с трубопроводом без самотечных участков.

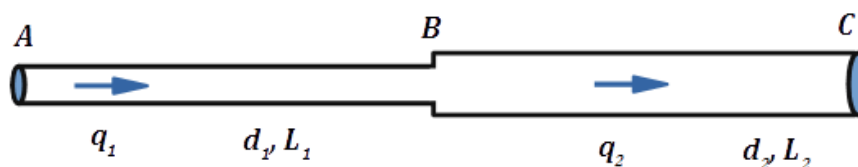
На практике в ряде случаев трубопроводы оборудуются параллельными участками (лупингами), а также участками другого диаметра (вставками).

Лупинг представляет собой отдельный участок трубопровода, который сооружается параллельно основному.

Лупинг является важной частью трубопровода, который позволяет быстро и качественно разгрузить основную ветку, снизив давление и увеличив пропускную способность.



Вставкой называется трубопроводный сегмент, как правило, большего диаметра, чем основная магистраль, подключаемый к ней последовательно с целью снижения гидравлического сопротивления и увеличения тем самым пропускной способности.



Под шероховатостью понимают неровности (выступы) на внутренних поверхностях стенок. Различают абсолютную и относительную шероховатость.

Абсолютной шероховатостью (Δ) называется абсолютная высота выступов на внутренней поверхности трубопровода. Трубы имеют шероховатость различных размеров и неравномерную по длине трубы. Поэтому для характеристики шероховатости пользуются эквивалентной (усредненной) абсолютной шероховатостью (e). Она зависит от материала труб, продолжительности эксплуатации, явлений коррозии и эрозии.

Для большинства стальных труб эквивалентная шероховатость 0,1...0,2 мм. Для магистральных нефтепроводов диаметром до 377 мм принято, что $e = 0,125$ мм, а для труб большего диаметра $e = 0,1$ мм.

Относительная шероховатость (ε) есть отношение эквивалентной шероховатости к внутреннему диаметру трубопровода:

$$\varepsilon = e/D_1$$

где D_1 – внутренний диаметр трубопровода.

Теплоизоляция. Надземные «горячие» и подземные трубопроводы строят со специальной тепловой изоляцией для уменьшения теплотерь в окружающую среду. Конструкции защитного покрытия можно разделить на две большие группы:

1) полимерные, включающие в себя: изоляционные ленты; экструдированный и напыленный полиэтилен; эпоксидные и полиуретановые материалы;

2) битумные мастики с оберточными материалами, комбинированные мастичные покрытия.

Покрытия из полимерных изоляционных лент изготавливаются из полиэтиленовых или поливинилхлоридных пленок с нанесенным на одну их сторону подклеивающим слоем. Эти пленки легко проницаемы для газов и паров и плохо проницаемы для гидратированных ионов минеральных солей, что является одной из причин протекания коррозии под этими покрытиями.

Перспективным направлением в области изоляции является применение покрытий на основе экструдированного полиэтилена, нанесение которого возможно только в заводских условиях. Оно может быть двухслойным или трехслойным. Теплопроводность таких полиэтиленов равна 0.036-0.038 Вт/(м·К).

1.2 Физико-химические и реологические свойства нефти

Плотность нефтей находится в пределах 780-960 кг/м³ [2-9] и уменьшается с ростом температуры. Для расчета плотности в зависимости от температуры используется следующая формула:

$$\rho(t) = \rho_{20}[1 + \xi(20 - t)] \quad (1.4)$$

в которой ξ – коэффициент теплового объемного расширения, 1/°С (табл. 1); $\rho(t)$ – плотность нефти при температуре t °С, кг/м³; ρ_{20} – плотность нефти при стандартных условиях ($t=20$ °С, $p_0=0,1013$ МПа), кг/м³.

Изменение плотности в зависимости от температуры можно также определить через температурную поправку:

$$\rho(t) = \rho_{20} - \alpha(t - 20) \quad (1.5)$$

где $\rho(t)$ – плотность нефти при температуре t °С, кг/м³; ρ_{20} – плотность нефти при температуре 20°С, кг/м³; α – температурная поправка плотности, кг/(м³·град).

Значения температурной поправки плотности могут быть вычислены по уравнению:

$$\alpha = 1,828 - 0,001320 \cdot \rho_t \quad (1.6)$$

Удельная теплоемкость нефти в зависимости от температуры вычисляется по формуле Крeго [1,2]:

$$c_p(t) = \frac{1}{\sqrt{\rho_{20}}} \cdot (53357 + 107,2 \cdot t) \quad (1.7)$$

Для учета изменения теплопроводности нефти вследствие изменения температуры воспользуемся формулой Крeго-Смита [1,2]:

$$\lambda(t) = \frac{156,6}{\rho_{20}} \cdot (1 - 0,00047 \cdot (t + 273)) \quad (1.8)$$

где ρ_{20} – плотность нефти при температуре 20°С, кг/м³; t – температура нефти, °С.

Свойства жидкости, от которых зависит характер их течения, называют реологическими. В трубопроводном транспорте реологические характеристики нефтей оцениваются следующими параметрами: вязкостью,

пластической вязкостью, кинематической и динамической вязкостью, статическим напряжением сдвига, предельным динамическим напряжением сдвига и температурой потери текучести [4 - 9].

Вязкостью или внутренним трением жидкости называется свойство, проявляющееся в сопротивлении, которое жидкость оказывает перемещению ее частиц под влиянием действующей на них силы. Величина вязкости зависит от природы жидкости, т.е. от ее химического состава, химического строения и молекулярной массы.

Таблица 1 – Коэффициент теплового объемного расширения нефти в зависимости от плотности

Плотность при 20 °С, кг/м ³	Коэффициент ξ , 1/°С
820-839.9	0.000882
840-859.9	0.000831
860-879.9	0.000782
880-899.9	0.000734
900-919.9	0.000688
920-939.9	0.000645
940-959.9	0.000604
960-979.9	0.000564

Основными количественными характеристиками вязкости являются динамический коэффициент вязкости η и кинематический коэффициент вязкости ν , связанные соотношением

$$\nu = \eta / \rho \quad (1.9)$$

где ρ – плотность среды.

В системе СГС динамическую вязкость выражают в пуазах (П). В Международной системе (СИ) единицей динамической вязкости является Паскаль-секунда: $1 \text{ Па} \cdot \text{с} = 1 \text{ Н} \cdot \text{с}^2 / \text{м} = 10 \text{ П}$.

Коэффициент кинематической вязкости ν выражается в $\text{см}^2 / \text{с}$ или $\text{м}^2 / \text{с}$; величину, равную $1 \text{ см}^2 / \text{с}$, называют *стоксом*.

Характер течения жидкости и реологические модели

Сложное внутреннее строение различных жидкостей, в том числе нефти и нефтепродуктов, обуславливает большое разнообразие их реологического поведения. По характеру течения жидкости делятся на ньютоновские и неньютоновские [4, 5]. Неньютоновские в свою очередь делятся на псевдопластичные, дилатантные, пластичные или бингамовские [5].

Характер течения жидкости определяется видом зависимости напряжения сил трения на поверхности соприкосновения слоев жидкости или напряжения сдвига от градиента скорости по радиусу или скорости сдвига.

Графическое изображение этой зависимости называется «кривой течения» жидкости. На рис.1.3 приведены различные типы кривых течения и вязкости жидкости.

Жидкость, подчиняющаяся при своем течении закону вязкого трения Ньютона, называется *ньютоновской жидкостью*. Согласно этому закону, напряжение сдвига τ при ламинарном течении жидкости с вязкостью η пропорционально градиенту ее скорости du/dr :

$$\tau = \eta \cdot \frac{du}{dr} = \eta \cdot \dot{\gamma} \quad (1.10)$$

К *неньютоновской* относятся жидкости, кривая течения которых не является линейной, т.е. вязкость неньютоновской жидкости не остается постоянной при заданных температуре и давлении, а зависит от других факторов, таких, как скорость деформации сдвига, конструктивные особенности аппаратуры и от предыстории жидкости.

Существуют несколько типов таких жидкостей, наиболее известны три типа: псевдопластичные, дилатантные и вязкопластичные.

Псевдопластичные жидкости – это жидкости, проявляющие псевдопластический характер течения при определенных величинах напряжения и скорости сдвига: вязкость этих жидкостей снижается при возрастании скорости сдвига (рис. 1.3, кривая 2).

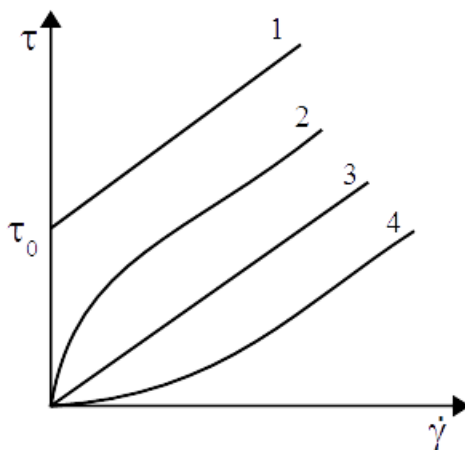


Рисунок 1.3. Кривые течения для различных типов неньютоновских жидкостей: 1 – бингамовский пластик, 2 – псевдопластичная, 4 – дилатантная; 3 – ньютоновская

Поведение псевдопластичных жидкостей можно описать уравнением Оствальда-Рейнера:

$$\tau = K \cdot \dot{\gamma}^n \quad (1.11)$$

где K – мера консистенции жидкости – чем выше вязкость жидкости, тем больше K ; n – показатель степени, характеризующий меру отклонения поведения жидкости от ньютоновского ($n < 1$). Вязкость этих жидкостей

оценивается при помощи коэффициента эффективной вязкости или кажущейся вязкости.

Кривая течения *дилатантных* жидкостей представляет собой вогнутую кривую, выходящую также из начала координат и вырождающуюся в прямую линию (рис. 1.3, кривая 4). Закон поведения таких жидкостей так же, как и псевдопластичных, описывается уравнением Оствальда-Рейнера, в котором $n > 1$. К ним относятся глиняные суспензии, сладкие смеси, взвесь кукурузного крахмала в воде, системы песок/вода.

Течение вязкопластичных (или бингамовских) жидкостей в отличие от ньютоновских, псевдопластичных и дилатантных жидкостей начинается только после создания определенного напряжения τ_0 . Кривая течения вязкопластичных жидкостей (рис. 1.3, кривая 4) представляет собой прямую линию, пересекающую ось напряжений сдвига на расстоянии τ_0 от её начала.

Течение таких жидкостей может быть описано уравнением Шведова-Бингама [5]:

$$\tau = \tau_0 + \eta_p \cdot \dot{\gamma} \quad (1.12)$$

где η_p – пластическая вязкость или коэффициент жесткости при сдвиге, численно равный тангенсу угла наклона кривой течения.

Если к пластичной жидкости прикладывать напряжение сдвига, меньшее по величине, чем τ_0 , то такая жидкость будет оставаться в покое. Как только напряжение сдвига превысит τ_0 , вязкопластик начнет течь, как обычная ньютоновская жидкость. Иначе говоря, привести в движение вязкопластичную жидкость можно, лишь преодолев её статическое (предельное) напряжение [5].

К вязкопластичным жидкостям можно отнести буровые растворы, сточные грязи, масляные краски, зубную пасту и т.д.

В реодинамике для вязкопластичных систем, где дисперсная фаза образует каркасные структуры коагуляционного типа, рассматривалось универсальное реологическое уравнение Гершеля-Балкли [5]:

$$\tau = \tau_0 + \eta \cdot \dot{\gamma}^n \quad (1.13)$$

Уравнение Гершеля-Балкли является обобщенным реологическим уравнением, которое описывает также поведение всех вышеперечисленных жидкостей, а именно: при $\tau_0=0$ и $n=1$ получается уравнение для ньютоновской жидкости; при $n=1$ – для вязкопластичной жидкости и при $\tau_0=0$ и $n < 1$ – для псевдопластичной жидкости и при $\tau_0=0$ и $n > 1$ – для дилатантной жидкости [5].

На рис.1.4 приведены кривые течения высокопарафинистой нефти месторождения Узень [5]. Из графиков видно, что нефть месторождения Узень может проявлять, в зависимости от температуры, свойства псевдопластичной, вязкопластичной или ньютоновской жидкости. Переход из неньютоновского состояния в ньютоновское для данной нефти происходит в интервале между температурами 30 и 35 °С.

Нефть и нефтепродукты представляют собой сложную смесь органических соединений. Поэтому они не имеют определенной температуры перехода из одного агрегатного состояния в другое. Влияние температуры на агрегатное состояние нефти и нефтепродуктов имеет важное значение при их транспортировке и эксплуатации.

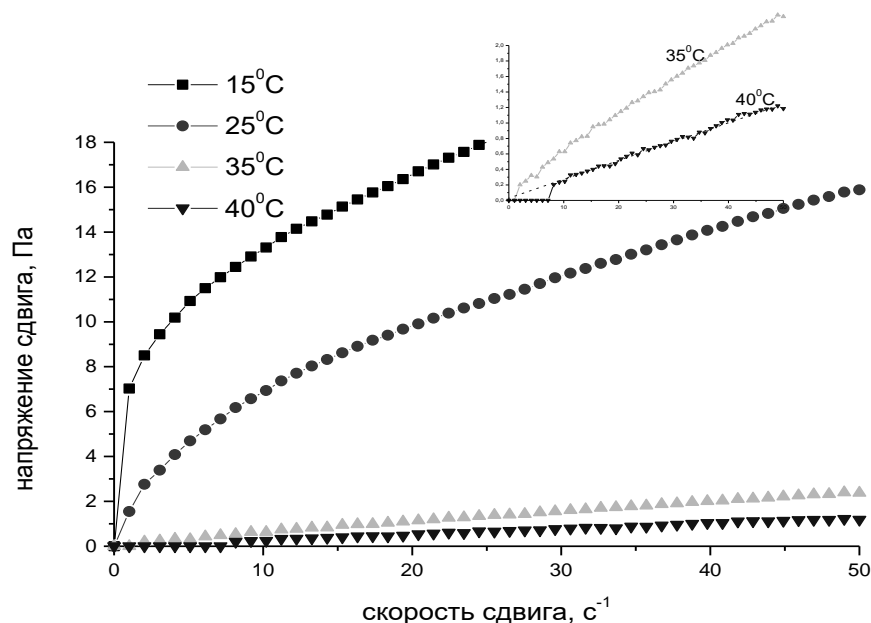


Рисунок 1.4. Зависимость напряжения сдвига от скорости сдвига нефти месторождения Узень при различных температурах [4, 6]

Если температура нефти опустится ниже определенного порога — температуры начала кристаллизации парафинов, то из нефти могут выделяться парафины в виде кристаллов. Температура начала кристаллизации зависит от химического состава нефти и от молекулярной массы растворенных в ней парафинов.

Парафинистые и застывающие нефти обычно перекачивают с подогревом для снижения вязкости и, следовательно, гидравлического сопротивления трубопровода. В процессе перекачки температура нефти снижается вследствие теплообмена с окружающей средой. Из-за охлаждения парафинистой нефти в трубопроводе начинает выпадать парафин, поэтому при расчетах температуры нефти нужно учитывать скрытую теплоту кристаллизации парафина.

Низкотемпературные свойства нефти характеризуются температурой застывания. Температура застывания характеризует возможную потерю текучести нефтепродукта в зоне низких температур. Чем больше содержание парафинов (твердых углеводородов), тем выше температура застывания нефтепродукта. Следует отметить, что потеря текучести может быть связана и с увеличением вязкости продукта с понижением температуры.

Температура потери текучести $T_{ПТ}$ определяет способность нефтесмеси течь при низких температурах. В процессе охлаждения нефтесмеси достигается температура, при которой некоторые компоненты застывают. При дальнейшем охлаждении нефтесмесь в конце концов полностью теряет текучесть [4, 6 - 9].

При проведении тепло-гидравлических расчетов необходимо, чтобы температура высокозастывающих нефтей в конце трубопровода была выше на $(5 - 7) ^\circ\text{C}$ температуры потери текучести $T_{ПТ}$.

Реологические свойства нефтей в значительной степени зависят от температуры, с увеличением температуры вязкость нефти и нефтепродуктов снижается.

Для примера в таблице 2 и на рис.1.5 представлены физико-химические и реологические свойства товарных нефтей месторождений Южного Тургая [4].

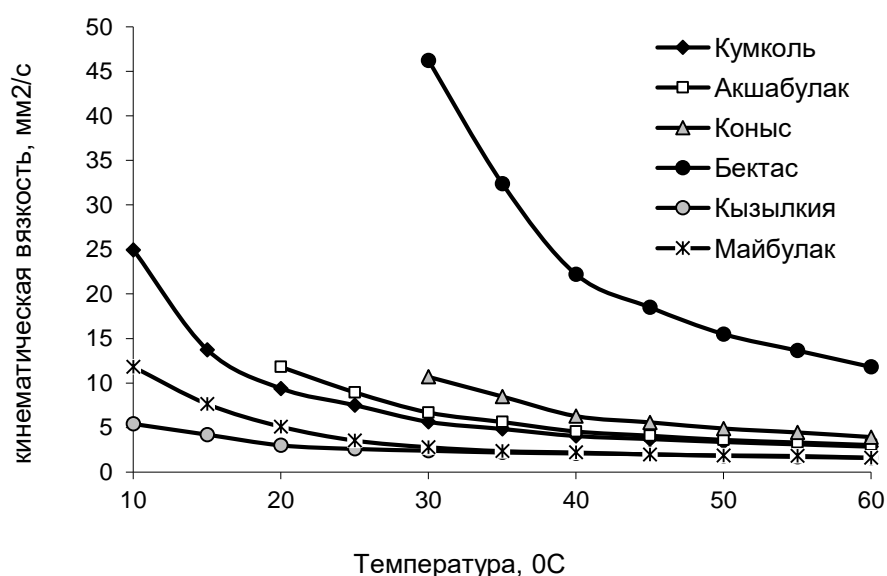


Рисунок 1.5. Температурная зависимость кинематической вязкости нефтей месторождений Южного Тургая [4]

Таблица 2 – Физико-химические свойства нефти месторождений Южного Тургая

Наименование нефти	$T_{ПТ}$, °C	Плотность (20 °C), кг/м ³
Кумколь	12	811.7
Акшабулак	18	815.1
Майбулак	12	789.7
Коньс	21	826.6
Бектас	24	867.4
Кызылкия	0	788.4

Наибольшие значения реологических параметров, а также температура потери текучести наблюдаются для нефтей месторождений Коныс и Бектас. Нефти месторождений Акшабулак, Кумколь и Майбулак характеризуются меньшими значениями напряжения сдвига и эффективной вязкости, а температура потери текучести для них составляет $+18 - +12^{\circ}\text{C}$. Нефть месторождения Кызылкия имеет наиболее низкие значения реологических параметров и температуры потери текучести (0°C).

На основе известных лабораторных исследований определяются реологические кривые течения нефти. В результате анализа и обобщения экспериментальных данных находятся эмпирические зависимости реологических свойств нефти, которые будут заложены в математическую модель движения и теплообмена для тепло-гидравлического расчета магистрального нефтепровода.

Зависимость вязкости и напряжения сдвига нефти от температуры можно аппроксимировать в виде

$$\eta = a e^{-bt} \quad (1.14)$$

$$\tau = \tau_w e^{-\theta t} \quad (1.15)$$

Коэффициенты a , b , τ_w , θ определяются из экспериментальных данных по реологическим свойствам нефтей.

Трубопроводный транспорт высоковязких и высокозастывающих нефтей и нефтепродуктов затруднен из-за их повышенной вязкости, высокой температуры застывания и других реологических особенностей. Поэтому при транспортировке подобных нефтей используются специальные методы.

Перекачка нефти с депрессорными присадками

Одним из перспективных способов транспортировки высоковязких и высокозастывающих нефтей является применение депрессорных присадок – веществ, уменьшающих температуру застывания, вязкость и предельное напряжение сдвига высокозастывающих парафинистых нефтей [4, 9].

Введение присадки существенно изменяет процесс кристаллизации в парафинистых нефтях. Это выражается в повышении степени дисперсности, изменении формы и уменьшении слипаемости парафиновых кристаллов. Улучшение реологических свойств нефти под влиянием присадки позволяет решить практические задачи трубопроводного транспорта: снизить энергозатраты на перекачку, способствует увеличению производительности нефтепроводов, гарантирует надежность пуска нефтепровода после длительных остановок, а также снижает отложения парафина на стенках трубопровода и в резервуарах и т.д. [4, 9 - 12]. Основным же достоинством применения присадок является стабильность улучшения реологических свойств нефти на всем пути движения нефти по трубопроводу, даже в сложных природно-климатических условиях.

Перекачка нефти с противотурбулентными присадками

При транспортировке нефтей по «горячим» нефтепроводам течение нефти происходит в турбулентном режиме. В турбулентном потоке возникают пульсации скорости и давления, вследствие чего частицы нефти, движущиеся в осевом направлении, получают еще и поперечные перемещения, вызывающие перемешивание соседних слоев. Движение нефти в турбулентном режиме всегда происходит с большей затратой энергии, чем ламинарном, поскольку энергия затрачивается не только на преодоление сил внутреннего трения между движущимися с различной скоростью соседними слоями жидкости, но и на процесс перемешивания, вызывающего в жидкости дополнительное касательное напряжение.

Одним из эффективных способов снижения гидравлического сопротивления турбулентного течения в трубе является введение в поток противотурбулентной присадки [13 - 16].

Противотурбулентные присадки представляют собой линейные полимеры с высокой молекулярной массой, длинные нитевидные молекулы которых располагаются вдоль движения жидкости и сглаживают пульсации давления.

Эффект снижения сопротивления турбулентного течения при введении в поток перекачиваемой жидкости полимерных добавок был установлен английским химиком Б.А. Томсом в 1946 г.[14].

Введение полимерных соединений в небольших количествах (ppm - миллионная доля) позволяет снизить гидравлическое сопротивление потока при турбулентном режиме течения на десятки процентов. Крупные молекулы полимера при движении потока по трубопроводу смещаются к стенке, образуя специфический флуктуационный слой гидродинамического активного полимера, который подавляет пристенные пульсации и способствует снижению потерь напора в трубопроводе. Этот слой является составной частью движущегося потока, но в то же время имеет определенные размеры, и при полностью заполненном слое наблюдается максимальное снижение сопротивления.

Эффективность действия присадки зависит от ее типа и концентрации в потоке углеводородов. Так как параметры перекачки при постоянных расходах неизменны, то целесообразно эффект снижения потерь напора количественно оценивать изменением коэффициента гидравлических сопротивлений ζ .

Для оценки эффективности использования противотурбулентной присадки применяется следующая формула

$$\psi(c) = \frac{\zeta_S - \zeta_P}{\zeta_S} \cdot 100\% \quad (1.16)$$

где ζ_S и ζ_P – коэффициенты гидравлического сопротивления растворителя и полимерного раствора.

Нефтепроводы со сбросами и подкачками

Перекачка нефти по магистральным нефтепроводам нередко сопровождается *сбросами* (откачками) нефти для снабжения попутных потребителей [17, 18]. Сбросы могут быть непрерывными и периодическими. Непрерывный сброс может быть организован для обеспечения нефтью крупного потребителя, например, нефтеперерабатывающего завода. Периодические сбросы обычно производятся для пополнения запасов близлежащих нефтебаз или нефтеналивных пунктов.

В случае прохождения трассы нефтепровода вблизи нефтепромыслов, может быть организована *подкачка* нефти в трубопровод [17, 18]. В зависимости от мощности месторождения подкачка также может быть непрерывной или периодической.

1.3 Характеристики насосов и печей подогрева

Насосы – это устройства для принудительного перемещения жидкости от сечения с меньшим значением напора (в линии всасывания насоса) к сечению с большим значением напора (в линии нагнетания насоса).

По принципу действия насосы делятся на два класса – динамические и объемные. В классе динамических насосов главную группу составляют лопастные насосы, и в частности центробежные. Центробежные насосы воздействуют на непрерывный поток лопатками вращающегося колеса.

Насосы магистральных нефтепроводов должны отвечать следующим требованиям: большие подачи при сравнительно высоких напорах; долговременность и надежность непрерывной работы; простота конструкции и технологического обслуживания; компактность; экономичность. Этим свойствам отвечают центробежные насосы. Другие типы насосов для перекачки нефти по магистральным трубопроводам в настоящее время не применяются.

На перекачивающих станциях насосы соединяют последовательно, чтобы при одной и той же подаче напоры, создаваемые насосами, суммировались. Это позволяет увеличить напор на выходе из станции. Для нормальных условий эксплуатации *магистральных центробежных насосов* абсолютное давление перекачиваемой жидкости на входе должно превышать давление насыщенных паров. При нарушении этого условия перекачка жидкости прекращается. Если же это произойдет внутри рабочих органов насоса, то возникает явление кавитации, приводящее к разрушению лопаток насоса. Поэтому для надежной и безотказной работы магистральных центробежных насосов требуется обеспечение необходимого подпора, который обычно создается вспомогательными *подпорными насосами*, либо за счет напора, передаваемого от предыдущих НПС. Устанавливают подпорные насосы как можно ближе к резервуарному парку.

В отличие от магистральных насосов на перекачивающих станциях подпорные насосы соединяют, как правило, параллельно (расходы нефти в

насосах суммируются, а напор, создаваемый каждым насосом, остается одним и тем же) для того, чтобы обеспечить требуемый подпор при меньшей подаче в каждом из отдельно взятых насосов.

Важным показателем подпорных насосов является их малый кавитационный запас, который диктуется условиями их работы: нефть поступает на вход насоса под действием атмосферного давления и разности отметок уровня жидкости в резервуаре и оси насоса.

Подача (производительность) насоса – это количество жидкости, перемещаемое насосом за единицу времени.

Подача может быть объемная Q [$\text{м}^3/\text{с}$] или массовая G [$\text{кг}/\text{с}$].

Подача насоса зависит от его конструкции, скорости вращения рабочего колеса, вязкости жидкости и характеристики трубопровода, по которому насос перемещает жидкость.

Напор насоса H – это сообщенная перекачиваемой жидкости полезная механическая работа, отнесенная к силе тяжести подаваемой жидкости и выраженная в метрах. Величина напора не зависит от плотности перекачиваемой жидкости ρ , а это значит, что центробежный насос перекачивает жидкости независимо от плотности ρ с одним и тем же по величине напором H .

Полезная мощность $N_{\text{П}}$ – это энергия, отдаваемая жидкости за единицу времени при работе насоса.

Полезную мощность можно определить по формуле [17, 18]:

$$N_{\text{П}} = Q \cdot \rho \cdot g \cdot H$$

где Q – подача насоса, $\text{м}^3/\text{с}$; ρ – плотность, $\text{кг}/\text{м}^3$; g – ускорение свободного падения, H – напор насоса, м.

Общий коэффициент полезного действия (КПД) $\eta_{\text{Н}}$ насоса – это отношение полезной мощности к мощности на валу:

$$\eta_{\text{Н}} = \frac{N_{\text{П}}}{N_{\text{В}}}$$

Мощность на валу – это энергия, потребляемая насосом за единицу времени. Другими словами, мощность на валу – это энергия, передаваемая валу рабочего колеса от электродвигателя.

Характер зависимости мощности на валу от подачи определяется не только конструкцией насоса и скоростью вращения его рабочего колеса, но и плотностью перекачиваемой жидкости, причем, чем больше плотность, тем больше мощность на валу при прочих одинаковых условиях.

Мощность, потребляемая двигателем (номинальная мощность двигателя) $N_{\text{ДВ}}$ больше мощности на валу $N_{\text{В}}$ на величину механических потерь в передаче от электродвигателя к насосу и в самом электродвигателе. Эти потери учитываются введением понятий КПД передачи $\eta_{\text{пер}}$ и КПД двигателя $\eta_{\text{дв}}$:

$$N_{\text{ДВ}} = \frac{N_{\text{В}}}{\eta_{\text{пер}} \cdot \eta_{\text{дв}}} = \frac{N_{\text{П}}}{\eta_{\text{Н}} \cdot \eta_{\text{пер}} \cdot \eta_{\text{дв}}}$$

Кавитационный запас насоса характеризует кавитационные качества насоса и представляют избыток полного давления жидкости на входе в насос над давлением ее насыщенных паров при данной температуре.

Уставка по минимальному давлению – величина давления, при снижении до которой значения давления на входе магистральной насосной станции должно происходить автоматическое отключение магистральных насосных агрегатов НПС по заданному алгоритму.

Технологическая карта защиты нефтепровода устанавливает основные параметры допустимых давлений, которые должны быть установлены на НПС:

- максимально-допустимое рабочее давление на выходе НПС после регулирующего устройства (РД), исходя из технического состояния и фактической несущей способности трубопровода;

- максимально-допустимое рабочее давление на выходе насосов в коллекторе до РД с учетом фактического испытательного давления трубопроводов коллектора, прочностных характеристик корпусов насосов и запорной арматуры;

- минимально-допустимое рабочее давление на приеме НПС с учетом допустимого кавитационного запаса для магистральных насосов, вязкости и упругости паров перекачиваемой нефти;

- максимально-допустимое рабочее давление в нефтепроводе на узле подключения при неработающей НПС;

- уставки защит на отключение агрегатов и НПС.

Уставка защит по максимальным давлениям не должна превышать более чем на 10% рабочее давление в магистральном нефтепроводе, принятое при расчете на прочность нефтепровода. Уставка защиты по минимальному давлению на входе НПС должна быть выше 85% от величины кавитационного запаса насоса.

Характеристиками центробежных насосов называются графические зависимости развиваемого напора H , потребляемой мощности N , КПД η и допустимого кавитационного запаса Δh от подачи Q при постоянной частоте вращения n и физических свойствах перекачиваемой нефти на входе в насос (рис. 1.6). Эти зависимости получают при испытании центробежных насосов, изменяя степень открытия задвижки на нагнетательной линии; они приводятся в паспортах насосов.

Напорно-объемные и энергетические характеристики насосов аппроксимируются следующими эмпирическими зависимостями:

$$H = H_0 + H_1 Q + H_2 Q^2 + H_3 Q^3 \quad (1.17)$$

$$\eta = C_0 + C_1 Q + C_2 Q^2 + C_3 Q^3 \quad (1.18)$$

$$\Delta h_{\text{доп}} = \begin{cases} \Delta h_{\text{доп ном}} & \text{при } 0,5Q \leq Q \leq Q_{\text{ном}} \\ a_0 \cdot Q^{b_0} & \text{при } Q > Q_{\text{ном}} \end{cases} \quad (1.19)$$

где N , η , $\Delta h_{\text{доп}}$ – напор, КПД и допустимый кавитационный запас насоса при подаче Q ; N_0 , N_1 , N_2 , N_3 , C_0 , C_1 , C_2 , C_3 – эмпирические коэффициенты, определяемые для каждого насоса.

Напорная характеристика насоса не зависит от плотности перекачиваемой жидкости, но зависит от вязкости жидкости. Известно, что с увеличением вязкости перекачиваемой жидкости напор и КПД центробежного насоса снижаются, а потребляемая мощность возрастает. Поэтому центробежный насос лучше устанавливать после теплообменных агрегатов. Однако такое расположение в ряде случаев оказывается неосуществимым, т.к. гидравлическое сопротивление коммуникаций на всасывающей линии оказывается очень большим. В результате насосу не хватает подпора, и он начинает работать с кавитацией. В связи с этим на крупных нефтепроводах подпорные и основные насосы устанавливаются перед теплообменными аппаратами и перекачивают охлажденную нефть повышенной вязкости.

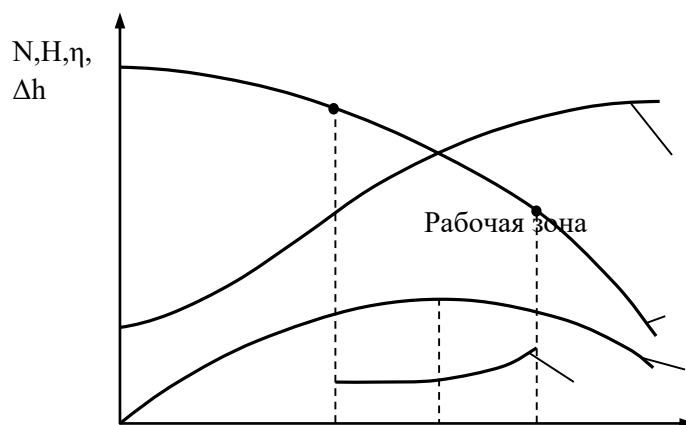


Рисунок 1.6. Характеристики центробежного насоса

Характеристикой трубопровода называется зависимость потери напора от расхода. Характеристика трубопровода изображена на рис.1.7. Чем больше вязкость перекачиваемой жидкости, протяжённость трубопровода и чем меньше его диаметр, тем характеристика круче.

Характеристика насосных станций строится на основе характеристик основных и подпорных насосов. Построение совмещенной характеристики трубопровода и насосных станций необходимо для определения рабочей точки нефтепровода.

Уравнение баланса напоров для участка нефтепровода имеет вид:

$$h_{\text{п}} + H_{\text{н}}(Q) = h_{\text{ост}} + (z_2 - z_1) + h_{1-2}(Q) \quad (1.20)$$

где: $h_{\text{п}}$ – подпор насоса, $H_{\text{н}}(Q)$ – напор насоса, $h_{1-2}(Q)$ – гидравлические потери в трубопроводе, $h_{\text{ост}}$ – остаточный напор, $(z_2 - z_1)$ – разность высот конечной и начальной точки трубопровода.

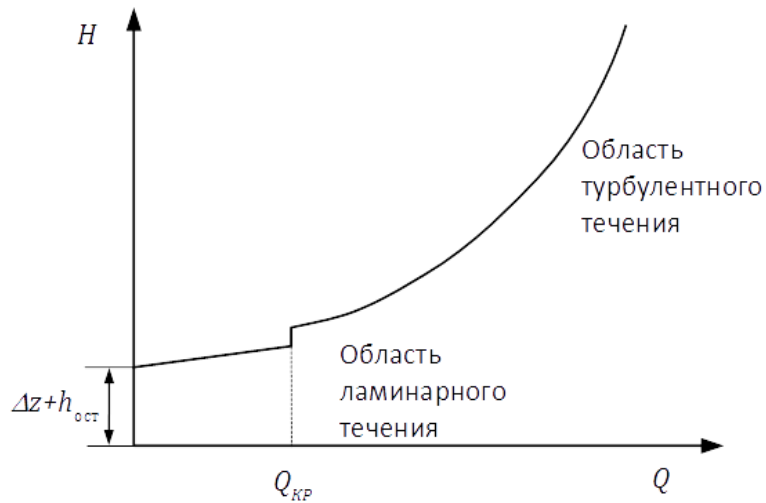


Рисунок 1.7. Характеристика нефтепровода

В уравнении (1.20) левая часть $h_{\text{п}} + H_{\text{н}}(Q)$ представляет собой гидравлическую характеристику насосов, а правая часть $h_{\text{ост}} + (z_2 - z_1) + h_{1-2}(Q)$ – гидравлическую характеристику участка трубопровода. На рис. 1.8 представлена графическая интерпретация уравнения (1.20). Эти кривые называются совмещенными (Q-H) характеристиками насоса и участка трубопровода. Точка А называется рабочей точкой системы «насос – трубопровод».

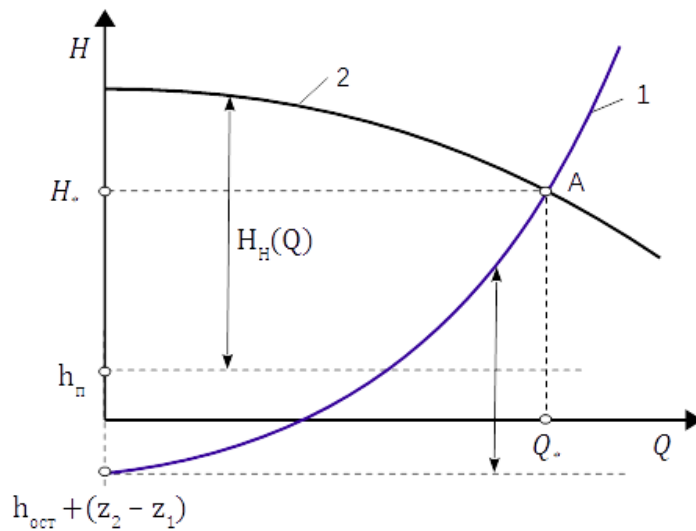


Рисунок 1.8. Совмещенная характеристика насоса и трубопровода:
1 – характеристика нефтепровода; 2 – суммарная характеристика насосов

Последовательное соединение насосов (рис. 1.9а) используется для увеличения напора в тех случаях, когда один насос не может создать требуемого напора. В этом случае подача насосов одинакова, а общий напор равен сумме напоров обоих насосов при постоянной подаче (рис. 1.10).

Следовательно, для получения суммарной характеристики последовательно работающих насосов необходимо суммировать развиваемые напоры при постоянной подаче. Такое соединение рекомендуется при крутых характеристиках сети.

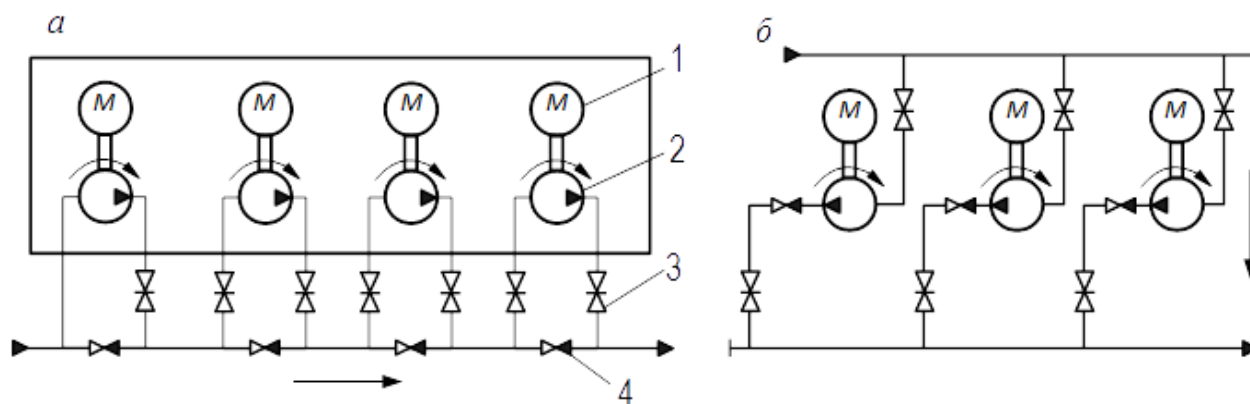


Рисунок 1.9. Схема соединения насосных агрегатов: а – последовательная; б – параллельная; 1 – электродвигатель; 2 – насос; 3 – задвижка; 4 – обратный клапан

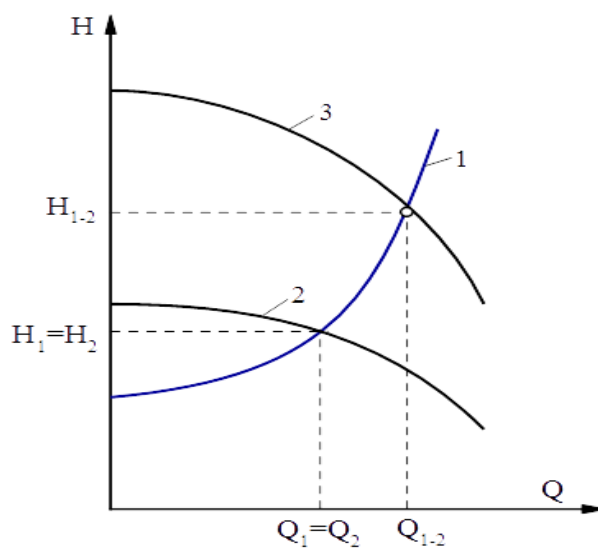


Рисунок 1.10. Совмещенная характеристика насоса и трубопровода: 1 – характеристика нефтепровода; 2 – характеристика одного насоса; 3 – суммарная характеристика двух одинаковых насосов, включенных последовательно

Параллельное соединение насосов.

Иногда возникает ситуация, когда один насос не в состоянии обеспечить необходимую подачу, либо экономически выгодно использование нескольких агрегатов. В таких случаях используют насосы, соединенные параллельно (рис. 1.9 б).

Для этого целесообразно подбирать одинаковые по типу насосы, с одинаковыми нулевыми напорами. При *параллельной работе* насосов расход жидкости равен сумме подач всех параллельно работающих насосов, а напоры, развиваемые насосами, практически одинаковы (рис. 1.11). Для получения суммарной характеристики параллельно работающих насосов необходимо сложить подачи этих насосов при соответствующих одинаковых развиваемых напорах. Такое соединение рекомендуется при пологих характеристиках сети.

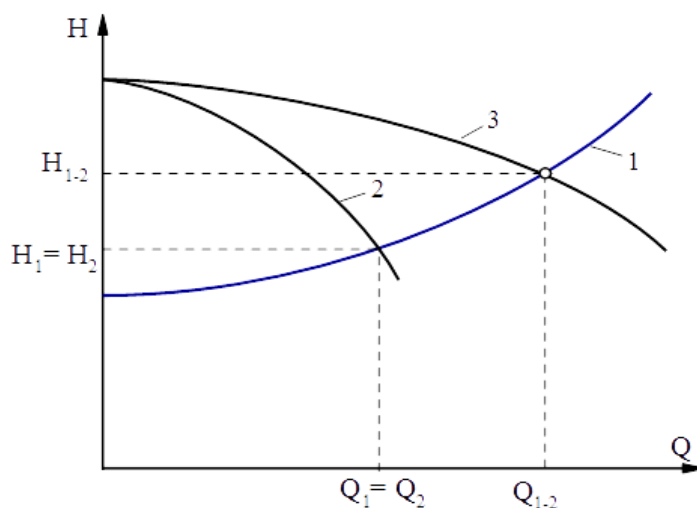


Рисунок 1.11. Совмещенная характеристика насоса и трубопровода:
 1 – характеристика нефтепровода; 2 – характеристика одного насоса;
 3 – суммарная характеристика двух одинаковых насосов, включенных параллельно

Пересчет характеристик насосных агрегатов с учетом вязкости нефти

При перекачке жидкостей повышенной вязкости насос не может обеспечить паспортную подачу и напор, которые указываются для случая работы насоса на воде. Чтобы получить характеристику насоса при работе на вязкой нефти или нефтепродукте, производится пересчет характеристик.

При перекачке нефти и нефтепродуктов, имеющих повышенную вязкость, паспортные характеристики насосов, полученные на воде, изменяются: уменьшается КПД, падает подача и напор насосов. Учет влияния вязкости производится при помощи поправочных коэффициентов к характеристикам насосов.

Для пересчета характеристик магистральных центробежных насосов в качестве параметра, характеризующего её течение в колесе, используется число Рейнольдса в следующей записи:

$$Re_H = \frac{n \cdot D_2^2}{\nu} \quad (1.20)$$

где n – число оборотов ротора насоса, D_2 – наружный диаметр рабочего колеса, ν – кинематическая вязкость нефти.

Пересчет характеристик с воды на вязкую нефть проводится в случае, когда величина Re_H превышает величину переходного числа Рейнольдса:

$$Re_{II} = 3,16 \cdot 10^5 \cdot n_S^{-0.305} \quad (1.21)$$

где n_S – коэффициент быстроходности насоса, равный

$$n_S = 3,65 \cdot n \cdot \frac{(Q_{в.опт}/K_{вт})^{0,5}}{(H_{в.опт}/K_{ст})^{0,75}} \quad (1.22)$$

где $Q_{в.опт}$, $H_{в.опт}$ – подача и напор насоса при работе на воде с максимальным КПД; $K_{вс}$, $K_{ст}$ – число соответственно сторон всасывания рабочего колеса и ступеней насоса.

Для вычисления коэффициентов пересчета напора, подачи и КПД с воды на высоковязкую нефть используются следующие формулы:

$$k_H = 1 - 0,128 \cdot \lg \frac{Re_{II}}{Re_B} \quad (1.23)$$

$$k_Q = k_H^{1,5} \quad (1.24)$$

$$k_\eta = 1 - \alpha_\eta \cdot \lg \frac{Re_{гр}}{Re_H} \quad (1.25)$$

где $Re_{гр}$ – граничное число Рейнольдса; α_η – поправочный коэффициент. $Re_{гр}$ и α_η зависят от быстроходности насоса:

$$Re_{гр} \approx 0,224 \cdot 10^5 \cdot n_S^{0.384} ; \quad \alpha_\eta \approx 1,33 \cdot n_S^{-0.326} \quad (1.26)$$

Для определения коэффициентов аппроксимации в формулах (1.17), (1.18) при перекачке вязкой жидкости используют следующие равенства, когда известны коэффициенты, полученные на воде:

$$H_{0н} = k_H H_{0в}; \quad H_{1н} = H_{1в} \cdot \frac{k_H}{k_Q}; \quad H_{2н} = H_{2в} \cdot \frac{k_H}{k_Q^2}; \quad H_{3н} = H_{3в} \cdot \frac{k_H}{k_Q^3} \quad (1.27)$$

$$C_{0н} = k_\eta C_{0в}; \quad C_{1н} = C_{1в} \cdot \frac{k_\eta}{k_Q}; \quad C_{2н} = C_{2в} \cdot \frac{k_\eta}{k_Q^2}; \quad C_{3н} = C_{3в} \cdot \frac{k_\eta}{k_Q^3} \quad (1.28)$$

где индекс «в» относится к работе насоса на воде, индекс «н» – к работе насоса на высоковязкой нефти.

Режимы работы нефтепровода определяются подачей и напором насосов НПС в рассматриваемый момент времени, которые характеризуются условиями материального и энергетического баланса насосных станций и трубопровода. Любое нарушение баланса приводит к изменению режима работы и обуславливает необходимость регулирования.

Методы регулирования режимов работы насосов

Методы регулирования режимов работы магистральных насосов можно условно разделить на две группы [17 - 22]:

1) методы, связанные с изменением параметров перекачивающих станций:

- изменение количества работающих насосов или схемы их соединения;
- регулирование с помощью применения сменных роторов или обточенных рабочих колес;
- регулирование изменением частоты вращения вала насоса;

2) методы, связанные с изменением параметров трубопровода:

- дросселирование;

– перепуск части жидкости во всасывающую линию (байпасирование).

В зависимости от конкретных условий каждый из этих вариантов может использоваться как самостоятельно, так и в сочетании с другими.

Если подобрать центробежный насос непосредственно по каталогу и с применением закона динамического подобия не удалось, то прибегают к обточке его рабочего колеса.

Обточка рабочих колес. Обточка представляет собой обрезку на токарном станке рабочего колеса по внешнему диаметру. Изменять параметры насоса при помощи обточки можно только в сторону понижения. Обтачивать колесо допускается только у центробежных насосов. Осевые и диагональные насосы не обтачивают из-за резкого снижения объемного КПД.

Обточку рабочих колес в зависимости от величины коэффициента быстроходности n_s можно выполнять в следующих пределах:

- при $60 < n_s < 120$ – до 20% наружного диаметра;
- при $120 < n_s < 200$ – до 15% наружного диаметра;
- при $200 < n_s < 300$ – до 10% наружного диаметра.

Пересчет характеристики магистрального насоса при обточке рабочего колеса выполняется по формулам подобия:

$$Q_{об} = Q \cdot \left(\frac{D_{2об}}{D_2}\right)^L; H_{об} = H \cdot \left(\frac{D_{2об}}{D_2}\right)^r; N_{об} = \frac{\rho g Q_{об} H_{об}}{\eta_{об}}, \quad (1.29)$$

где Q , H и N – подача, напор и потребляемая мощность, соответствующие заводскому диаметру рабочего колеса D_2 ; $Q_{об}$, $H_{об}$ и $N_{об}$ – то же при уменьшенном диаметре рабочего колеса $D_{2об}$.

Показатели степени r и L в зависимости от быстроходности насоса n_s равны

- $r = 2; L = 1$ – для насосов с $n_s = 70 - 125$;
- $r = 2,2; L = 1,3$ – для насосов с $n_s = 125 - 175$;
- $r = 2,35; L = 1,85$ – для насосов с $n_s = 175 - 230$.

КПД насоса при изменении диаметра рабочего колеса $\eta_{об}$ определяется в соответствии с таблицей 3.

Таблица 3 – Снижение КПД насоса в зависимости от обточки рабочего колеса

Коэффициент быстроходности n_s	Допустимая обточка в % от номинального диаметра	Снижение КПД насоса на каждые 10% обточки, %
70 – 125	20 – 15	1,0 – 1,5
125 – 175	15 – 11	1,5 – 2,5
175 – 230	11 – 5	2,5 – 3,5

Дросселирование заключается во введении дополнительного сопротивления в трубопровод, который увеличивает потери напора и ведет к снижению расхода. Практически это осуществляется прикрытием проходного сечения трубы. Несмотря на простоту и удобство регулирования, этот способ имеет существенный недостаток – он не экономичен. Энергия, расходуемая на дросселирование, безвозвратно теряется, что снижает общий КПД насосной станции.

На рисунке 1.12 приведен график совместной работы насосного агрегата и сети в случае регулирования задвижкой. Характеристика сети при этом зависит от степени открытия задвижки (кривая 2 – задвижка открыта полностью, кривая 2' – степень открытия уменьшена). При прикрытии задвижки на нагнетании характеристика трубопровода становится круче, рабочая точка А перемещается в положение А'. При этом подача насоса уменьшается до значения Q' , напор, развиваемый насосом возрастает до значения H_n , а напор на трубопроводе за затвором снижается до значения H_c за счет потерь напора ΔH в затворе.

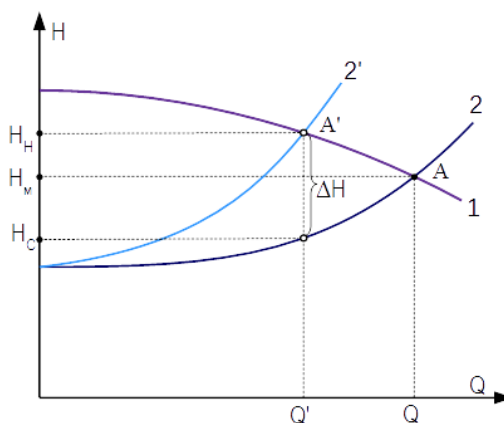


Рисунок 1.12. Изменение напора при дроссельном регулировании:
 1 – характеристика насоса, 2 – характеристика сети при полном открытии задвижки, 2' – характеристика сети при дросселировании

Использование байпасной линии. Данный метод регулирования осуществляется путем приоткрытия задвижки на байпасном трубопроводе, который соединяет напорный и всасывающий трубопроводы насоса, вследствие чего уменьшается гидравлическое сопротивление после насоса. Байпасирование потока нефти применяется в основном на головных станциях.

Данный способ регулирования более экономичен для насосов, у которых потребляемая мощность снижается с увеличением подачи. В этом случае он экономичнее дросселирования. У центробежных насосов регулирование перепуском приводит к возрастанию мощности насоса и может вызвать перегрузку электродвигателя [20].

Изменение частоты вращения ротора насосного агрегата

Среди методов регулирования режимов работы насосов наиболее экономичный метод – *изменение частоты вращения вала насоса*. Частотно-регулируемые электроприводы магистральных насосов позволяют снизить энергетические затраты и обеспечить плавный пуск и переход с одного режима на другой [17 - 19]. Применение плавного регулирования частоты вращения магистрального насоса на НПС позволяет оптимизировать режим перекачки нефти, при этом появляется возможность поддержания не только более высоких энергетических показателей электропривода, но и устранения гидравлических ударов в нефтепроводе. Применение плавного регулирования частоты вращения роторов насосов на НПС магистральных нефтепроводов облегчает синхронизацию работы станций, позволяет полностью исключить обточку рабочих колес, применение сменных роторов, а также избежать гидравлических ударов в нефтепроводе. При этом сокращается время запуска и остановки насосных агрегатов.

При измененной частоте вращения основные параметры насоса определяются по теории подобия:

$$\frac{Q_1}{Q_2} = \frac{n_1}{n_2}; \quad \frac{H_1}{H_2} = \left(\frac{n_1}{n_2}\right)^2; \quad \frac{N_1}{N_2} = \left(\frac{n_1}{n_2}\right)^3; \quad \frac{\Delta h_1}{\Delta h_2} = \left(\frac{n_1}{n_2}\right)^2 \quad (1.30)$$

где Q_1 , H_1 , N_1 и Δh_1 – подача, напор и потребляемая мощность, соответствующая частоте вращения рабочего колеса n_1 ; Q_2 , H_2 , N_2 и Δh_2 – то же при частоте вращения рабочего колеса n_2 .

При уменьшении частоты вращения характеристика насоса изменится и рабочая точка сместится из положения A_1 в A_2 (рис. 1.13).

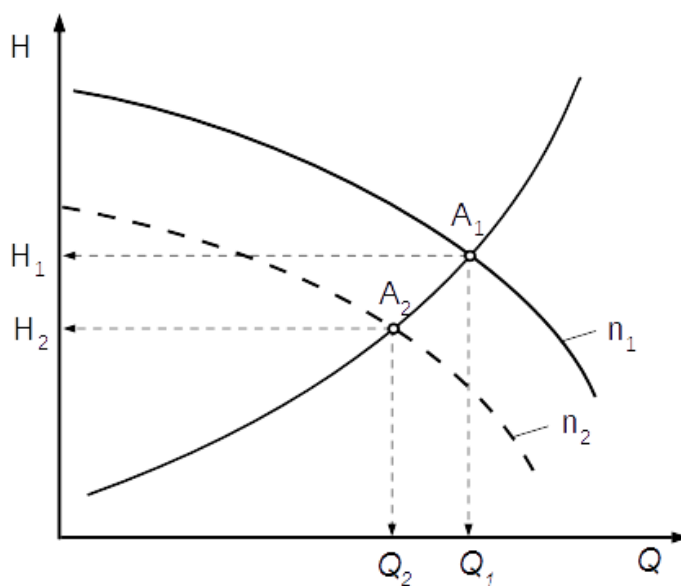


Рисунок 1.13. Совмещенная характеристика нефтепровода и насоса при изменении частоты вращения вала ($n_1 > n_2$)

Основная задача частотного регулирования – обеспечивать заданную производительность трубопровода при выполнении ограничений по напорам и подпорам.

Напорно-объемные характеристики насосов с учетом ресурса их работ

Напорно-объемные характеристики насосов начинают снижаться со временем их эксплуатации по сравнению с паспортными данными и приводят к уменьшению КПД. Поэтому изменение напорно-объемных характеристик насосов с учетом ресурса их работ важно для определения КПД, потребляемой энергии и энергосберегающих режимов транспортировки нефти по магистральным нефтепроводам.

Исходные данные насосных агрегатов (НА) АО «КазТрансОйл» (далее КТО) получены за период с 01.01.2013 г. по 31.12.2016 г. для оценки их характеристик с учетом ресурса работы.

Для построения фактических характеристик насосов были использованы следующие данные:

- 1) значения давления на входе в НА и выходе из НА;
- 2) значения расхода нефти по участку нефтепровода;
- 3) температуры нефтей на входе и выходе НПС;
- 4) свойства нефтей на участках магистрального нефтепровода;
- 5) значения потребляемой активной мощности НА;
- 6) значения частот вращения роторов (для насосов с ЧРП);
- 7) параметры электродвигателей;
- 8) паспортные характеристики насосов.

Значения давления на входе/выходе НА, расхода и температуры нефти были выгружены из архивов системы SCADA КТО, используя специальные названия тегов. Выгруженные данные были экспортированы в виде временных трендов в следующем формате: файл хранил построчное значение времени замера и значения самого тега. Интервал времени замера варьировался в пределах 3÷10 мин по московскому времени. Данные с системы SCADA были взяты за период от 01.01.2013 г. по 15.05.2016 г. На рисунке 1.14 отображен пример такого тренда.

Также для расчетов использовались следующие параметры нефтесмесей: средние значения плотности нефти и замеры вязкости нефти при различных температурах. Эти данные были взяты из отчетов НТЦ и отчасти с Сервера Отчетов. Каждый тип нефти был прикреплен к конкретному участку.

Значения активной потребляемой мощности НА были выгружены с системы АСКУЭ КТО за период 01.01.2013 г. по 31.12.2016 г. Значения мощностей были усреднены для каждых 2-х часов работы НА, а в некоторых случаях для полчаса работы НА. Значения частоты тока были выписаны из данных Сервера Отчетов для следующих насосов, работающих с ЧРП.

Для электродвигателей насосных агрегатов по справочникам были найдены значения КПД электродвигателей при номинальной нагрузке, уточнены частоты вращения для асинхронных электродвигателей с учетом величины их скольжения. Значения номинальной мощности электродвигателей также взяты из сводных ведомостей НА (Приложение В, см. табл. В1).

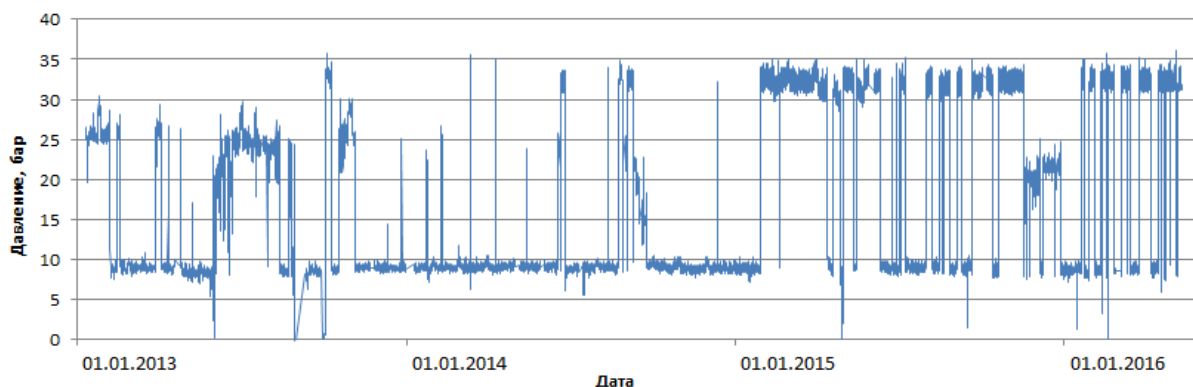


Рисунок 1.14 – Пример тренда SCADA. Давление на выходе из МНА 2 ГНПС «Узень»

Значения диаметра рабочего колеса, паспортные кривые напорных и энергетических характеристик были взяты из сводной ведомости, паспортов и справочной литературы по насосам [20 - 22].

Построение трендов зависимости перепада давления от объемного расхода насосов

Для построения напорной характеристики $H(Q)$ и характеристики КПД насоса $\eta(Q)$ необходима фактическая зависимость перепада давления от объемного расхода $dP(Q)$ для каждого насоса. Для этого были занесены фактические данные объемного расхода и перепада давления ($Q, P_{out} - P_{in}$) на график $dP(Q)$. При этом значения P_{out} , P_{in} и Q должны быть для одного момента времени (Q – объемный расход на участке, P_{in}/P_{out} – давление на входе/выходе НА). На практике имелось совсем малое количество троек значений этих параметров для одного момента времени с точностью до минуты. Поэтому тройка значений P_{out} , P_{in} и Q подбиралась для каждого целого значения часа времени с отклонением на не более 5 минут, полагая, что в течение 5 минут режим сильно не меняется.

Для работы с большими трендами, построения напорной характеристики $H(Q)$ и характеристики КПД насоса $\eta(Q)$ был написан специальный модуль программы SmartTran. На рисунке 1.15 показан пример построения тренда при помощи специального модуля программы SmartTran.

Фильтрация некорректных замеров расхода и давления

Следует отметить, что занесённые точки (Q , $P_{out} - P_{in}$) на график $dP(Q)$ могут иметь значительные отклонения (рис. 1.15). Это может быть объяснено следующими причинами:

1) по техническим причинам датчики SCADA иногда выходят из строя. Поэтому в трендах системы SCADA могут храниться некорректные данные за период с начала поломки датчика до его восстановления;

2) данные с исправных датчиков системы SCADA могут иметь некоторую погрешность. Погрешность при замере расхода может отличаться от истинного значения на величину порядка $100 \text{ м}^3/\text{ч}$;

3) погрешность, связанная с моментом времени замера для значений P_{out} , P_{in} и Q . Они отобраны не для одного момента времени из-за нехватки данных. Эта погрешность становится особенно ощутимой при частых изменениях режимов работы насоса, т.е. при включениях/отключениях насоса, при резких изменениях расхода или плотности перекачиваемой нефти.

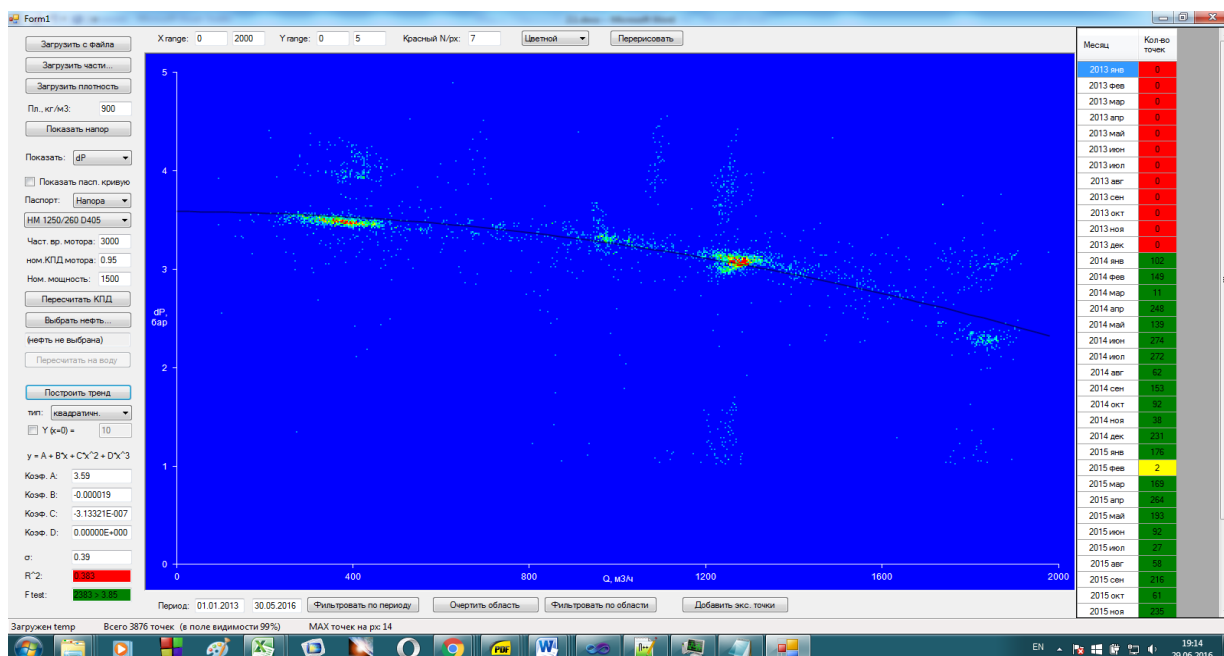


Рисунок 1.15 – Тренд зависимости перепада давления от объемного расхода $dP(Q)$

Поэтому было необходимо по возможности избавляться от этих неточных данных (точек) на графике зависимости $dP-Q$. Для этого на диаграмме находится предполагаемый наиболее вероятный тренд, а те точки (данные), которые имели значительное расхождение с трендом, удаляются.

На рисунке 1.16 приведен пример графика зависимости $dP-Q$ для МНА 2 НПС «Барсенгир». Цветом показана концентрация точек на плоскости $dP-Q$. Максимальная концентрация точек показана красным цветом, минимальная концентрация (0 точек) изображается синим. Предполагаемый вероятный

тренд очерчен фиолетовой кривой, точки, находящиеся снаружи кривой, будут удалены.

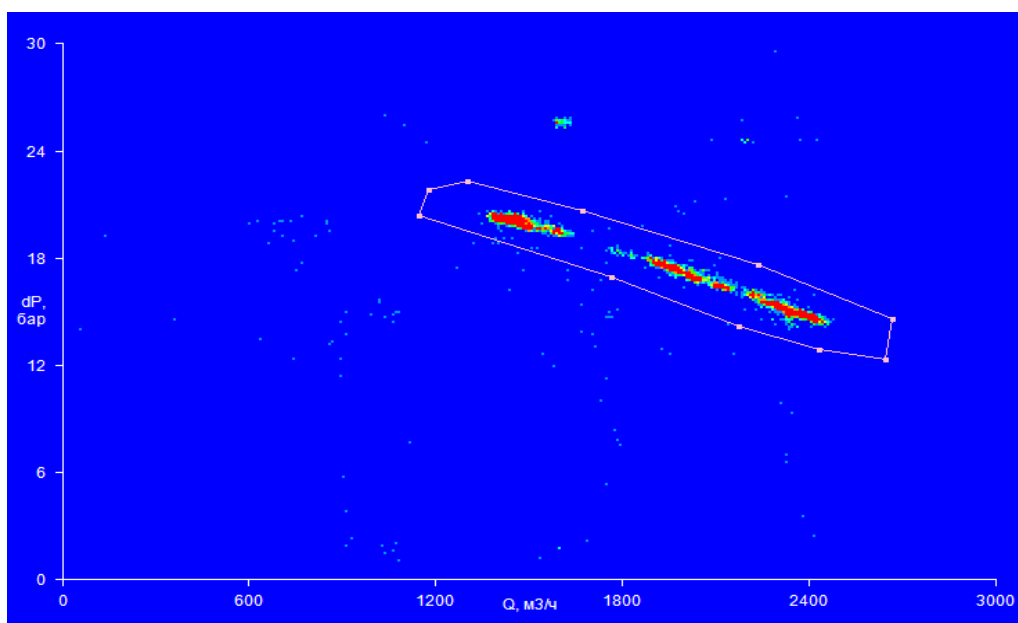


Рисунок 1.16 – График dP - Q с некорректными точками (МНА №2, НПС «Барсенгир»)

Наличие нескольких трендов зависимости $dP(Q)$

На практике было выяснено, что графики зависимости $dP(Q)$ могут иметь два или более выраженных трендов. Это может быть объяснено двумя причинами:

1. В период отбора замеров (Q , $P_{out} - P_{in}$) проводились замена роторов или капитальные ремонты насосов. После этих операций зависимость $dP(Q)$ значительно меняется. На рисунке 1.17 показаны два тренда зависимости $dP(Q)$ для МНА №1 ГНПС им. Б. Джумалиева 2. Верхний тренд содержит точки до 24 февраля 2015 года, нижний – после этой даты.

2. Через насос последовательно перекачивались нефтесмеси с различной плотностью, что влечет за собой два и более лежащих параллельно трендов. Очевидно, чем сильнее отличаются плотности нефтесмесей, тем дальше лежат друг от друга тренды. На рисунке 1.18 показаны два тренда зависимости $dP(Q)$ для ПНА №1 ГПНС «Узень», перекачивающий циклично бузачинскую и мангышлакскую нефтесмеси.

Тренды зависимости $dP(Q)$ для второго случая (рис. 1.18) характерны для насосов на участках:

- «Узень-Атырау», где последовательно перекачиваются две нефтесмеси: мангышлакская и бузачинская;
- «Каражанбас – 250 км», по которой помимо перекачки бузачинской нефтесмеси. ежемесячно направляется партия каражанбасской нефти в Битумный завод;

«Кумколь – Каракоин», где в разные периоды времени, начиная с 2013 года, перекачивались то актюбинская, то кумкольская нефтесмеси.

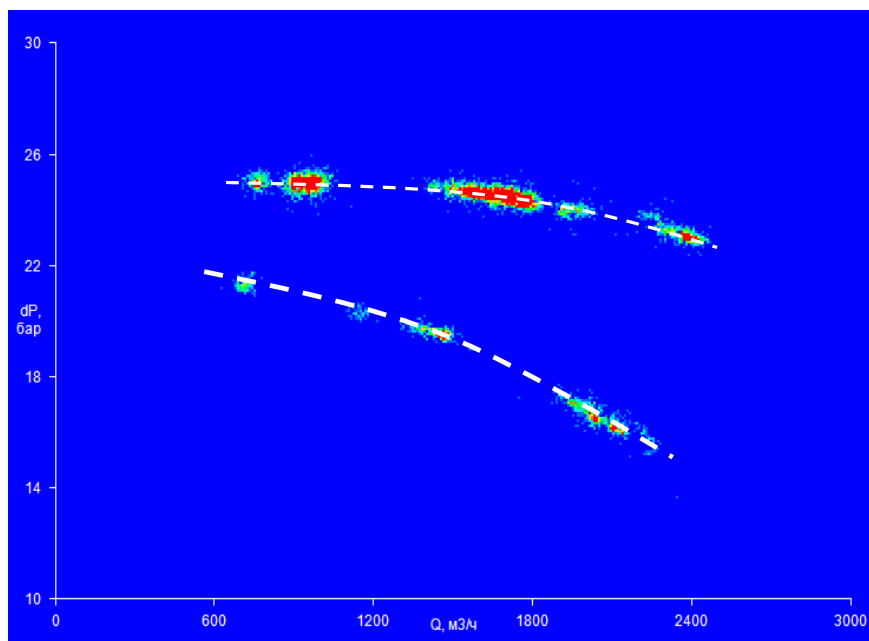


Рисунок 1.17 – Два тренда зависимости $dP(Q)$ из-за смены ротора (МНА №1, ГНПС им. Б. Джумалиева 2)

Тренды зависимости $dP(Q)$ для первого случая (рис. 1.17) характерны для некоторых насосов, как и Западного Филиала, так и Восточного Филиала КТО.

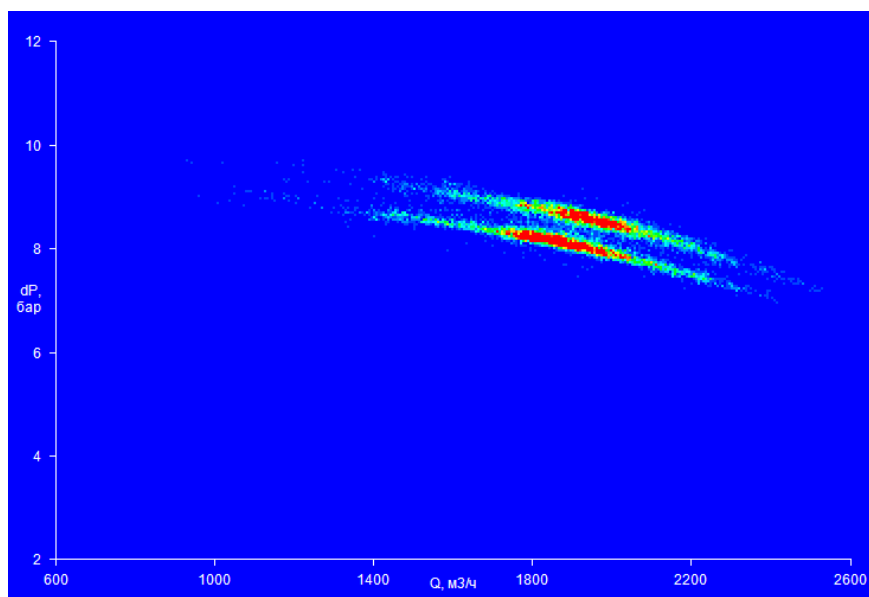


Рисунок 1.18 – Два тренда зависимости $dP(Q)$ из-за переменной плотности нефтесмесей (ПНА №1, ГНПС «Узень»)

Для первой зависимости $dP(Q)$ (рис. 1.17) находилась дата, после которого тренд менялся. Для некоторых насосов таких дат было несколько. После этого все точки ($Q, P_{out} - P_{in}$) делились на группы различных периодов с помощью найденных дат. Для каждой такой группы тренды рассматривались отдельно.

Для второй зависимости $dP(Q)$ (рис. 1.18) рассматривался выбор любой из двух трендов. Кроме того имелись случаи, когда зависимости $dP(Q)$ для обоих трендов встречались вместе для одного насоса (рис. 1.19). Тогда комбинировались действия трендов обеих зависимостей $dP(Q)$.

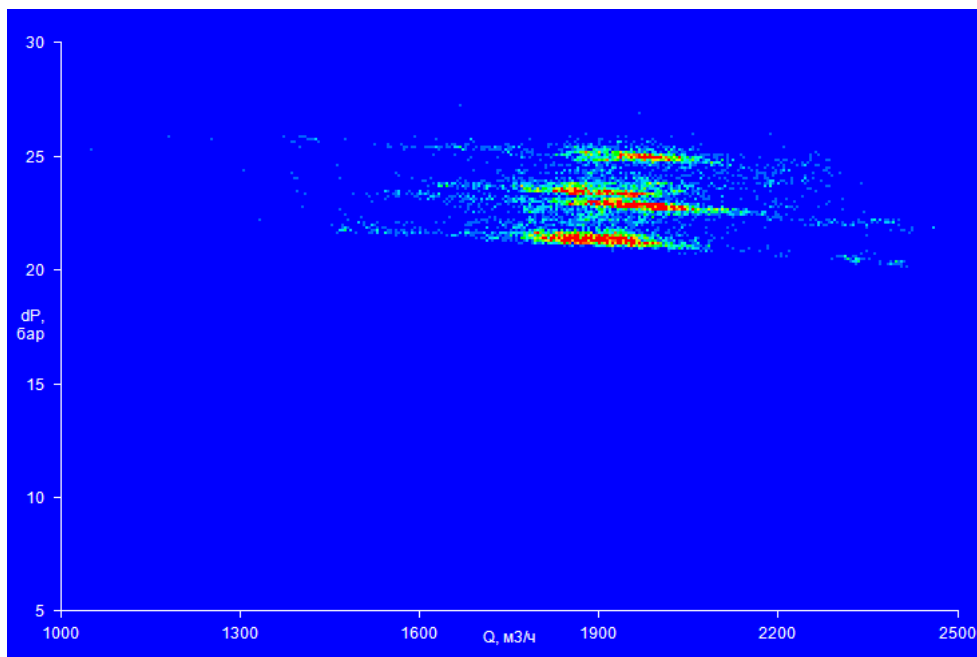


Рисунок 1.19 – Несколько трендов зависимости $dP(Q)$ ввиду нескольких причин (МНА №4, ГНПС «Узень»)

Построение трендов зависимости $dP(Q)$ для насосов с ЧРП

При нанесении точек (данных) на график $dP(Q)$ для насосов с ЧРП, характерна ситуация, при которой отсутствует какой-либо тренд. Это объясняется тем, что насос, работая в режиме ЧРП, может выдавать разный перепад давления $P_{out} - P_{in}$ при одинаковом значении расхода и разной частоте вращения ротора. Поэтому значения dP и Q пересчитываются под номинальную частоту, используя известный закон подобия для пересчета характеристик насоса при ЧРП:

$$\frac{Q}{Q^*} = k, \quad \frac{dP}{dP^*} = k^2, \quad k = \frac{n}{50}$$

где n – частота тока в Гц после частотного преобразователя; Q^* , dP^* – пересчитанные значения расхода и перепада давления насоса, имитируя работу без ЧРП.

В качестве примера для насоса МНА 3 ГНПС «Каламкас» построена зависимость dP - Q до и после пересчета величин dP и Q на частоту 50 ГЦ (рис. 1.20).

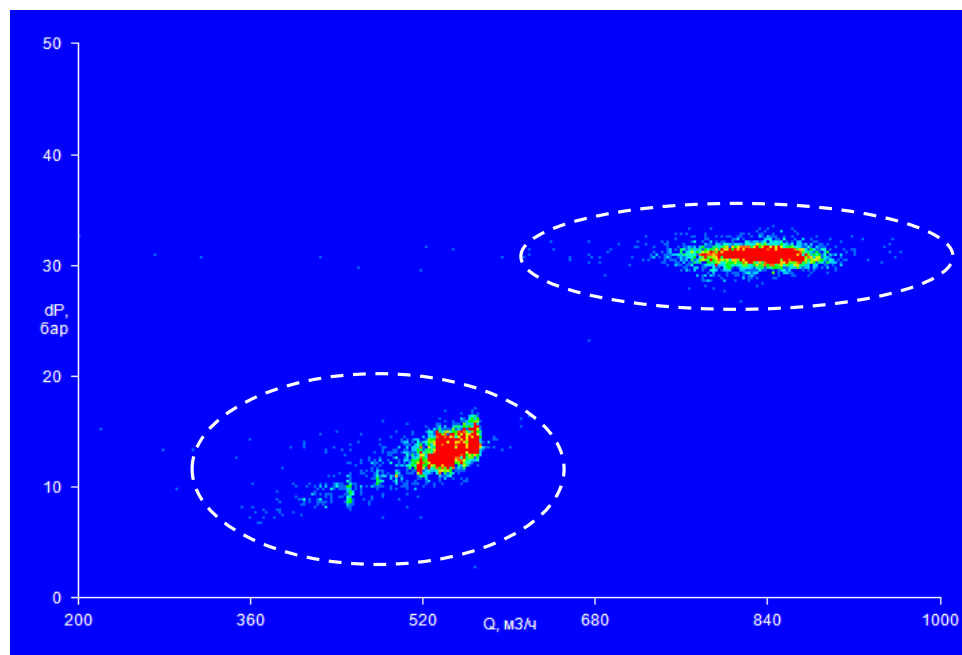


Рисунок 1.20 - dP - Q графики до пересчета (область 1) и после пересчета на частоту 50 ГЦ (область 2). (ГНПС «Каламкас», МНА №3)

Построение трендов зависимости $dP(Q)$ для параллельно работающих насосов

Для насоса, который работает параллельно с другими насосами, объемный расход Q на участке должен быть пересчитан на объемный расход через насос Q^* . Считая, что параллельно работающие насосы имеют одинаковую напорную характеристику, значение Q^* для каждого момента времени определяется как $\frac{Q}{n+1}$, где n – число параллельно работающих насосов в одно и то же время. Критерием неработающего насоса является $P_{out} = P_{in}$.

Данную методику можно использовать для всех подпорных и магистральных насосов на ГПНС «Ақтау» и НПС 663 км, которые всегда соединены параллельно друг другу. На рисунке 1.21 показан пример подобного пересчета.

Немного сложнее определить Q^* для магистральных насосов НПС «Жетыбай», так как на этой станции схема работы насосов регулируется специальными задвижками. Магистральные насосы могут работать относительно друг друга, как последовательно, так и параллельно. Различные схемы расположения насосов показаны на рисунке 1.22.

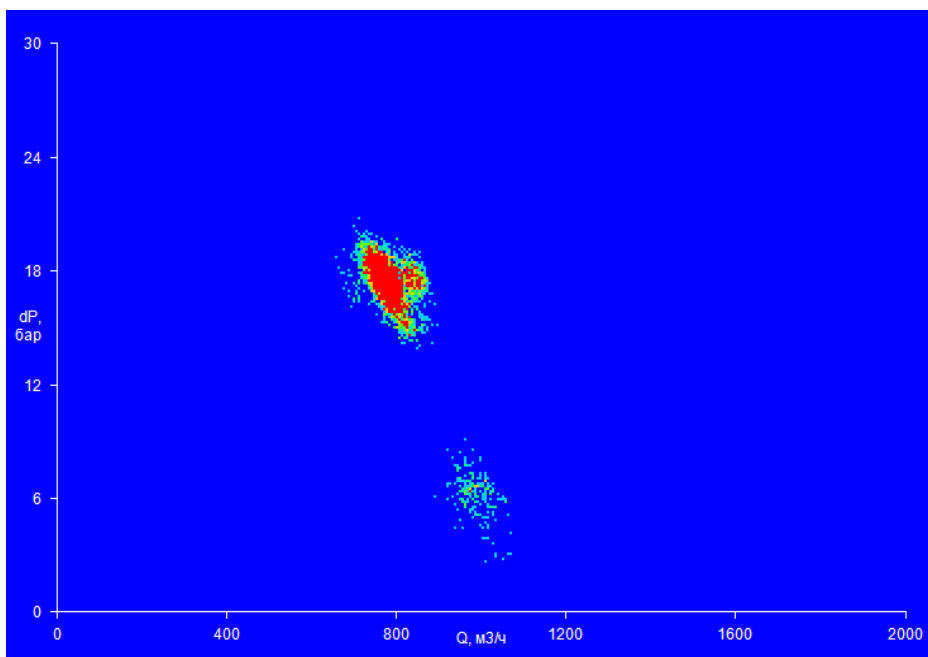


Рисунок 1.21 – Изменение графика $dP(Q)$ параллельного насоса (МНА №1, НПС 663 км)

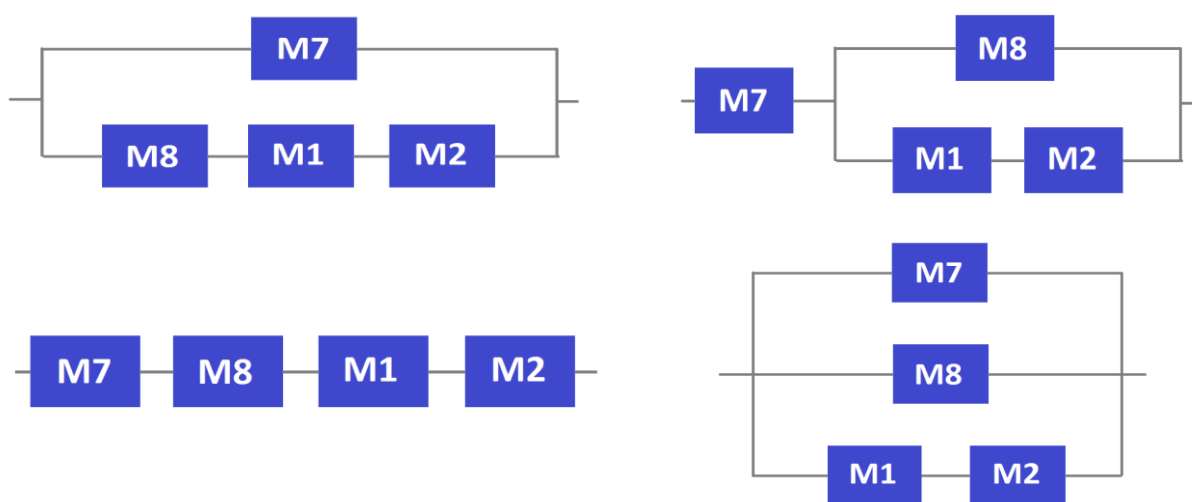


Рисунок 1.22 – Различные схемы расположения МНА НПС «Жетыбай»

Расходы для магистральных насосов НПС «Жетыбай» для каждого момента времени определяется следующим образом:

1) рассматриваем любой работающий насос. Заносим в его группу насосов, параллельно работающих с ним, исходя из условия, что их входное и выходное давление равно соответственно его входному и выходному давлению. Группа может состоять даже из одного насоса;

2) аналогично разобьём на группы оставшиеся насосы;

3) попробуем упорядочить между собой группы по условию: $P_{out}^{группа i} = P_{in}^{группа i+1}$;

4) если упорядочить группы не удалось, то значит, имеется ошибка в данных, и поэтому для данного момента времени точка не заносится в график $dP(Q)$;

5) если удалось упорядочить группы, то расход для каждой группы $Q^* = \frac{Q}{N}$, где N – количество насосов в группе.

Построение точек для $H(Q)$ и $\eta(Q)$ графиков

Как показано выше, тренды зависимости перепада давления от объемного расхода $dP(Q)$ были обобщены путем фильтрации данных и по периодам работы насосов с ЧРП и параллельной работы насосов. Используя скорректированный график $dP(Q)$, были пересчитаны перепад давления dP и объемный расход Q , что позволило получить данные для построения зависимости напора $H(Q)$ и КПД насоса $\eta(Q)$.

Построение зависимости напора от объемного расхода $H(Q)$

Зная плотность ρ перекачиваемой нефти, несложно посчитать точки напора:

$$H(Q) = dP(Q)/\rho g$$

В тех случаях, когда вязкость перекачиваемой нефти может превышать критическое значение, число Рейнольдса Re в насосе будет меньше так называемого переходного числа Рейнольдса $Re_{пер}$:

$$Re < Re_{пер}, \quad Re = nD^2/\nu, \quad Re_{пер} = 316000 * n_s^{-0.305}$$

В этом случае проводится пересчет значений напора и расхода вязкой нефти на воду:

$$H_{вода} = \frac{H_{нефть}}{1 - 0.128 * \lg\left(\frac{Re_{пер}}{Re}\right)}, \quad Q_{вода} = Q_{нефть} \left(\frac{H_{вода}}{H_{нефть}}\right)^{\frac{3}{2}}$$

где n – число оборотов в насосе, D – диаметр рабочего колеса, ν – кинематическая вязкость нефти, n_s – быстроходность насоса, которая была подсчитана по формуле:

$$n_s = 3,65 \cdot n \cdot \frac{(Q_{в.опт}/K_{вт})^{0,5}}{(H_{в.опт}/K_{ст})^{0,75}}$$

где $Q_{в.опт}$, $H_{в.опт}$ – подача и напор насоса при работе на воде с максимальным КПД; $K_{вс}$, $K_{ст}$ – число соответственно сторон всасывания рабочего колеса и ступеней насоса. Значения $Q_{в.опт}$, $H_{в.опт}$, $K_{вс}$, $K_{ст}$ взяты из справочных данных по типоразмерам насосов.

Кинематическая вязкость нефти ν для каждого момента времени находилась по формуле:

$$\nu = \frac{Ae^{T*B}}{\rho} \quad (1.31)$$

где A, B – коэффициенты степенной регрессии, которые получены по фактическим замерам вязкости при различных температурах для конкретного типа нефти.

Значения температуры нефти T , прокачиваемой насосом для каждого момента времени в формуле (1.31), были взяты из системы SCADA или выписаны из Сервера Отчетов. Если на НПС печи подогрева стоят перед насосами, то в качестве T принимается температура на выходе из станции. Если нефть подогревается после насосов, используется температура на входе в печь подогрева. Если на НПС не было печей подогрева, то в качестве T используется температура на входе в станцию или на выходе.

Как было представлено выше, у насосов, которые прокачивают последовательно два разных типа нефти, имеются два тренда зависимости $dP(Q)$. Зная значения плотности двух типов нефти, несложно определить какой тренд зависимости $dP(Q)$ относится для какой нефти. Для построения графика $H(Q)$ достаточно использовать только одну из двух трендов $dP(Q)$ и свойства только одной нефти.

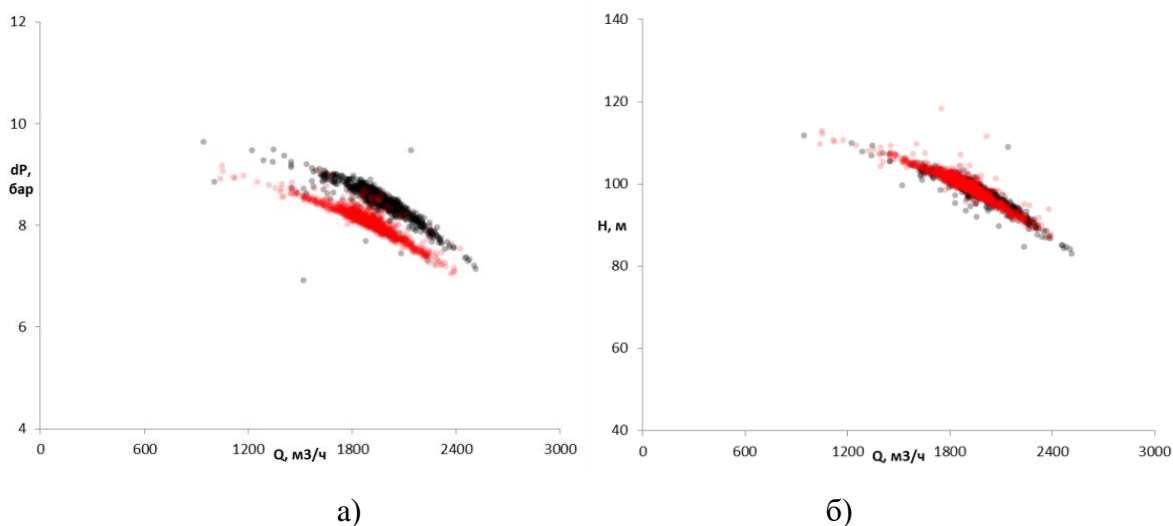


Рисунок 1.23 – Характеристики насоса при последовательной перекачке. Красные точки – мангышлакская нефть, черные точки – бузачинская нефть (ПНА №1, ГНПС Узень): а) график $dP(Q)$; б) график $H(Q)$

В качестве подтверждения вышесказанного, были рассмотрены насосы ГНПС «Узень». С помощью данных из таблиц Сервера Отчетов КТО были выписаны фактические плотности перекачиваемой нефти, чтобы определить какой тип нефтесмеси (бузачинская или мангышлакская) прокачивался в конкретный момент времени. Пересчитав графики $dP(Q)$ насосов ГНПС «Узень», имеющие два тренда, на напор по воде, и используя значения плотности, был получен график $H(Q)$ с одним трендом. Ниже показан пример

для подпорного насоса №1 ГНПС «Узень», где красным цветом обозначены точки мангышлакской нефти, а черным – бузачинской (рис. 1.23).

В свою очередь известно, что КПД насосного агрегата $\eta_{НА}$ определяется следующим образом [17,18]:

$$\eta_{НА} = \eta_{Н}\eta_{М}\eta_{ЭЛ} = \frac{(P_{out}-P_{in})Q}{N_{пот}} \quad (1.32)$$

где $N_{пот}$ – активная прямая мощность электродвигателя, $\eta_{Н}$ – КПД насоса, $\eta_{М}$ – КПД механической передачи от мотора к насосу, $\eta_{ЭЛ}$ – КПД электродвигателя. Для механической муфты насоса примем $\eta_{М} = 0.99$, $\eta_{ЭЛ}$ выражается формулой [17,18]:

$$\eta_{ЭЛ} = \left[1 + \frac{(1-\eta_{НОМ})}{2\eta_{НОМ}k_3} (1 + k_3^2) \right]^{-1} \quad (1.33)$$

где $\eta_{НОМ}$ – КПД электродвигателя при номинальной нагрузке; k_3 – коэффициент загрузки электродвигателя: $k_3 = \frac{N_1}{N_{НОМ}}$, N_1 – мощность на валу электродвигателя (определяется по формуле (1.32) без учета $\eta_{ЭЛ}$), $N_{НОМ}$ – номинальная мощность электродвигателя (из паспорта).

Итак, обобщая формулы (1.32) и (1.33), находим КПД насоса:

$$\eta_{Н} = \frac{(P_{out}-P_{in})Q}{N_{пот}\eta_{М}} \left(1 + \frac{1-\eta_{НОМ}}{2\eta_{НОМ}k_3} (1 + k_3^2) \right) \quad (1.34)$$

Для каждого насосного агрегата значения номинальной мощности кпд электродвигателя были взяты из сводов, а значения КПД электродвигателя при номинальной нагрузке были взяты из справочников по насосам [20 - 22].

На рисунках 1.24 и 1.25 показаны перепады давления (рис. 1.24) и потребляемой мощности (рис. 1.25), которые создает и потребляет насос при разных значениях расхода. Используя эти значения, были найдены КПД насосного агрегата, КПД самого насоса без электродвигателя и передаточной муфты (рис. 1.26).

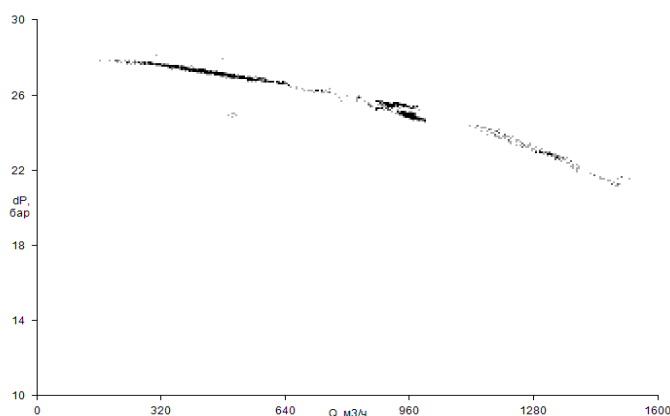


Рисунок 1.24 – Зависимость перепада давления от объемного расхода $dP(Q)$

Как и в случае с пересчетом напора, если число Рейнольдса Re в насосе было меньше так называемого граничного числа Рейнольдса $Re_{гр}$:

$$Re < Re_{гр}, \quad Re = \frac{nD^2}{\nu}, \quad Re_{гр} = 22400 * n_s^{0.384}$$

то был проделан пересчет значения КПД насоса с вязкой нефти на воду:

$$\eta_{вода} = \frac{\eta_{нефть}}{1 - \alpha * \lg\left(\frac{Re_{гр}}{Re}\right)}; \quad \alpha = 1.33 * n_s^{-0.326}$$

Пересчет значений объемного расхода Q с вязкой нефти на воду и расчет значений кинематической вязкости нефти ν , быстроходности насоса n_s приведены выше.

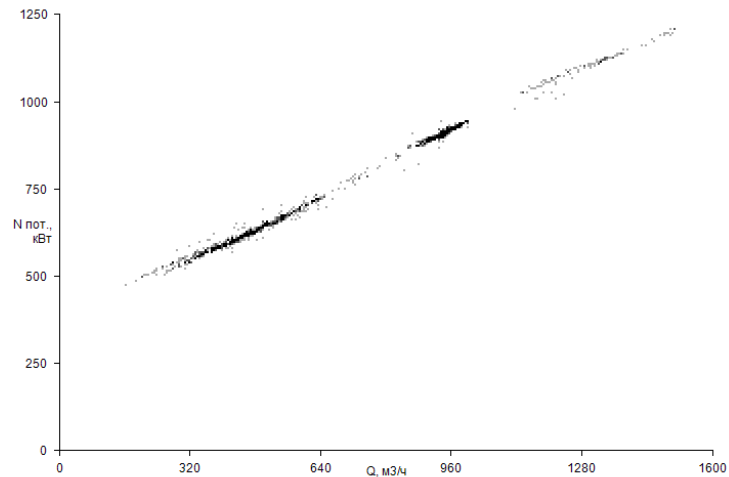


Рисунок 1.25 – Зависимость активной мощности от расхода $N_{пот}(Q)$

Графики зависимости КПД насосного агрегата $\eta_{НА}$ и насоса $\eta_{Н}$ от объемного расхода Q показывают, что зависимость КПД насоса лежит выше зависимости КПД насосного агрегата (рис. 1.26). Это объясняется потерями энергии в электродвигателе и передаточном механизме.

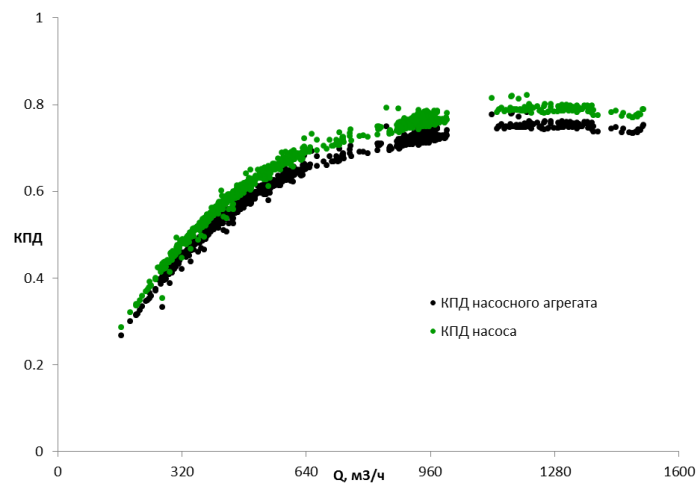


Рисунок 1.26 – Зависимости КПД насосного агрегата $\eta_{НА}$ и насоса $\eta_{Н}$ от расхода Q

Печи подогрева

Одним из наиболее распространенных способов перекачки высоковязких и высокозастывающих нефтей и нефтепродуктов является так называемая «горячая» перекачка, предусматривающая периодический нагрев жидкости по мере ее остывания в трубопроводе. Для этого используются печи подогрева, устанавливаемые как на нефтеперекачивающих станциях, так и на промежуточных пунктах подогрева нефти (ППН). Принципиальные схемы размещения печей подогрева в обвязке НПС приведены на рис.1.27 ниже.

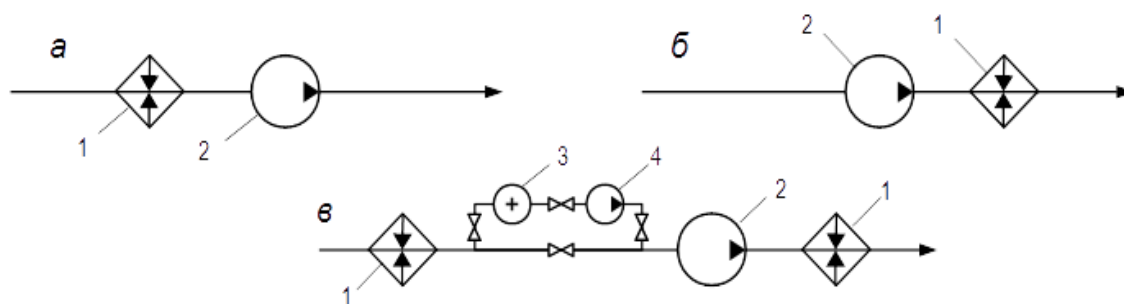


Рисунок 1.27. Принципиальные схемы возможного размещения печей подогрева в обвязке нефтеперекачивающих станций: а, б – НПС без резервуарного парка; в – НПС с резервуарным парком; 1 – печи подогрева; 2 – основная насосная; 3 – резервуарный парк; 4 – подпорная насосная

На «горячих» магистральных трубопроводах Казахстана применяются огневые подогреватели. Такими подогревателями, в частности, оборудован магистральный нефтепровод «Узень-Атырау-Самара». В настоящее время в качестве топлива на всех станциях подогрева ЗФ КТО используется газ.

Для подогрева перекачиваемого продукта применяют подогреватели паровые или огневые печи. Пункты подогрева КТО оборудованы трубчатыми печами Г9ПО2В (рис. 1.28), БТП-10-МЭ, ПТБ-10, а также ПТБ-10-63Э.

Трубчатая печь является аппаратом для нагрева нефти и нефтепродуктов, использующим высокую температуру продуктов сгорания, образующих при сгорании топлива в камере печи. В трубчатой печи нагреваемое сырье движется в трубах змеевика, а горячие продукты сгорания омывают трубы снаружи.

Современная трубчатая печь имеет обычно две камеры: 1) *радиантную*, в которой сгорает топливо и тепло передается трубам в основном излучением от нагретых продуктов сгорания и поверхности стенки; 2) *конвекционную*, в которой тепло по трубам передается главным образом при соприкосновении горячих продуктов сгорания с трубами, т.е. конвекцией.

Трубчатая печь состоит из следующих основных узлов: змеевика, гарнитуры, каркаса, обмуровки и приборов для сжигания топлива.

Для параметров трубчатой печи наиболее важны следующие основные показатели.

1. Производительность печи (т/ч) характеризует количество сырья, подаваемого в печь для нагрева в единицу времени.

2. Тепловая мощность печи (МВт) определяет то количество тепла, которое может быть воспринято сырьем в печи.

3. Теплонапряженность поверхности нагрева (кВт/м²) характеризуется количеством тепла, переданного через единицу поверхности труб в единицу времени.

4. Теплонапряженность топочного пространства (кВт/м²) отвечает количеству тепла, выделенному при сгорании топлива в единицу времени на единицу объема топочного пространства.

5. Коэффициент полезного действия трубчатой печи есть величина, характеризующая полезно используемую часть тепла, выделенного при сгорании топлива. При полном сгорании топлива эта величина зависит главным образом от коэффициента избытка воздуха и температуры дымовых газов, выходящих из печи, а также от степени тепловой изоляции трубчатой печи. Снижение коэффициента избытка воздуха так же, как и понижение температуры отходящих дымовых газов, способствует повышению КПД печи. Для трубчатых печей значение КПД находится в пределах от 0,65 до 0,85.

Больше половины станций подогрева нефти ЗФ КТО оснащены радиантно-конвекционными печами типа Г9ПО2В. Принципиальная схема радиантно-конвекционной печи Г9ПО2В показана на рис.1.28. Все пространство печи, смонтированной в металлическом каркасе (1), разделено на две зоны: радиантную I и конвекционную II. Радиантная зона печи поделена на две части стенкой (2) из огнеупорного кирпича, размещенной вдоль оси печи. В нижней части печи установлены по шесть форсунок (3) с воздушным распылением топлива.

В радиационной зоне сжигается топливо, и тепло к трубчатым сырьевым змеевикам (4) передается, главным образом, излучением от пламени и раскаленных поверхностей огнеупорной футеровки. В конвекционную камеру поступают продукты сгорания топлива из зоны радиации, где передача тепла текущей по трубкам нефти осуществляется за счет конвекции. Из конвективной зоны печи продукты сгорания через дымовую трубу (5) выбрасываются в атмосферу.

Регулирование тяги в печи осуществляется с помощью шиберов (6). Стены печи покрыты изнутри огнеупорной обмуровкой, а снаружи тепловой изоляцией.

Нагреваемое углеводородное сырье, разделяясь на четыре потока, проходит последовательно сначала по змеевикам камеры конвекции, а затем направляется в змеевики камеры радиации. При таком противоточном

движении сырья и продуктов сгорания топлива наиболее полно используется тепло, полученное при сжигании.

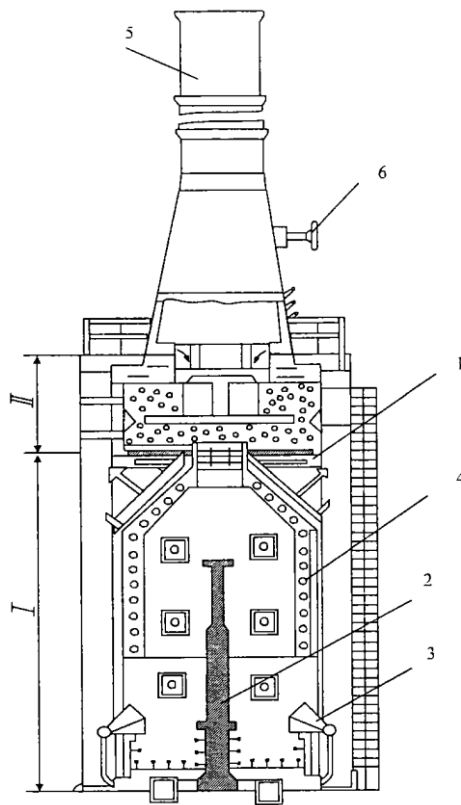


Рисунок 1.28. Принципиальная схема радиантно-конвекционной печи Г9ПОВ:

- 1 - металлический каркас; 2 - разделительная стенка; 3 - форсунки;
4 - трубы змеевика для нефти; 5 - дымовая труба; 6 - шибер;
I - радиантная зона; II - конвекционная зона

Высота печи без дымовой трубы достигает 10.5 м. Пропускная способность – 600 м³/ч. Нефть нагревается от 30 до 65 °С. Максимальное рабочее давление нефти на входе в змеевик не должно превышать 6.5 МПа. Теплопроизводительность печи составляет 10500 кВт, а КПД достигает 0.77, что свидетельствует о ее высокой тепловой эффективности.

1.4. Параметры топлива и электроэнергии

Для обеспечения бесперебойной перекачки высоковязких и высокозастывающих нефтесмесей производится подогрев их на станциях (пунктах) подогрева. В качестве топлива на печах подогрева используется природный газ или нефть. Оптимальная норма расхода топлива для подогрева нефти необходима для следующих целей: 1) обеспечения теплового режима эксплуатации «горячего» трубопровода; 2) определения экономической эффективности транспортировки высоковязких и высокозастывающих нефтесмесей.

Расчет расхода любого вида топлива проводится в единицах условного топлива. В качестве **условного топлива** принимается 1 кг топлива с низшей теплотой сгорания $Q_{y.m.}^p = 7000$ ккал/кг (29,3 Мдж/кг). Соотношение между **условным** и натуральным топливом выражается формулой [23]:

$$B_y = \frac{Q_k^p}{Q_{y.m.}^p} B_k = \mathcal{E} \cdot B_k,$$

где B_y – масса эквивалентного количества условного топлива, кг; B_k – масса натурального топлива, кг (твердое и жидкое топливо) или m^3 (газообразное); Q_k^p – низшая теплота сгорания данного натурального топлива, ккал/кг или ккал/ m^3 ; $\mathcal{E} = Q_k^p / Q_{y.m.}^p$ – калорийный эквивалент.

Удельный расход условного топлива для подогрева одной тонны нефти на 1 °С определяется по формуле [24]:

$$b_{y.m.} = \frac{142.86 \cdot 10^{-3}}{\eta^\theta} \cdot c_p,$$

где $b_{y.m.}$ – удельный расход условного топлива, кг у.т./(т·град), c_p – теплоемкость, ккал/(кг·град), η^θ – КПД печи подогрева.

Теоретический расход условного топлива 142.86 кг у.т./Гкал на выработку 1 Гкал тепловой энергии при КПД печей, равный единице, находится следующим образом:

$$\frac{\mathcal{E}}{Q_k^p} = \frac{Q_k^p}{Q_{y.m.}^p} \cdot \frac{1}{Q_k^p} = \frac{10^6}{7000} = 142.86 \text{ кг у.т./Гкал}$$

Расход условного топлива B_y (т или m^3 у.т.) для подогрева заданного количества нефти G (т) до температуры ΔT (град) будет равен:

$$B_y = 10^{-3} \cdot b_{y.m.} \cdot G \cdot \Delta T$$

Зная расход условного топлива, можно определить расход натурального топлива B_k (т или m^3) для подогрева заданного количества нефти G (т) до температуры ΔT (град):

$$B_k = B_y \cdot 10^3 \cdot Q_{y.m.}^p / Q_k^p,$$

где $Q_{y.m.}^p$ – низшая теплота сгорания условного топлива, $Q_{y.m.}^p = 7000$ ккал/кг или ккал/ m^3 .

Определив расход натурального топлива B_k для подогрева заданного количества нефти G до температуры ΔT , можно найти стоимость расхода топлива:

$$F = B_k \cdot \sigma^T, \text{ тенге}$$

где σ^T – стоимость одной тонны жидкого топлива тенге/т или стоимость 1000 m^3 газа в тенге.

В качестве примера рассмотрен расчет расхода топлива для подогрева объема нефти G , т.

Исходные данные: $G=25000$ т, $\Delta T=25$ °С, $c_p = 1920$ дж/(кг·град), $\eta_n = 0.7486$, $Q_k^p = 8244$ ккал/нм³.

Теплоемкость нефти пересчитывается в ккал/(кг·град):

$$c_p = 1920/4186.8 = 0.4586 \text{ ккал/(кг·град)}.$$

Вычисляется удельный расход условного топлива:

$$b_y = 142.86 \cdot 10^{-3} \cdot c_p / \eta_n = 0.0875 \text{ кг у.т./}(т \cdot \text{град}).$$

Тогда расход условного топлива B_y на подогрев нефти будет равен:

$$B_y = 10^{-3} \cdot b_y \cdot G \cdot \Delta T = 54.69 \text{ т у.т.}$$

Отсюда легко находится расход натурального топлива B_k :

$$B_k = B_y \cdot 10^3 \cdot 7000 / Q_k^p = 46435.3 \text{ нм}^3.$$

Предполагая стоимость 1000 нм³ газа равен 1400 тенге, можно получить стоимость расхода топлива на подогрев нефти:

$$F = B_k \cdot \sigma^T = 65009 \text{ тенге.}$$

Система «трубопровод – насосная станция» функционирует в результате работы насосных агрегатов насосно-перекачивающих станций (НПС).

Энергопотребление насосно-перекачивающих станций в основном связано с расходом электроэнергии на перекачку нефтесмеси. Расчет расхода электроэнергии на перекачку нефтесмеси проводится по формуле:

$$N_s = \frac{Q \cdot (h_{1r} + h_{2r}) \cdot \chi \cdot g \cdot \rho}{\eta_n \cdot \eta_{эл} \cdot 367} \cdot 8400, \text{ кВт} \cdot \text{ч/год}$$

где Q – заданная часовая пропускная способность нефтепровода, м³/ч; h_{1r} – потери напора на перекачку нефтесмеси по магистральному нефтепроводу при расчетном диаметре D_p , м; h_{2r} – потери напора на перекачку нефтесмеси по подводящим трубопроводам и коммуникациям НПС, м; $\chi = 1.03$ – коэффициент на дросселирование потока нефтесмеси по нефтепроводу, включая потери при переходных процессах; g – ускорение свободного падения, м/с²; ρ – плотность нефтесмеси, т/м³; η_n – КПД насосов; $\eta_{эл}$ – КПД электродвигателей.

Потери напора h_{1r} , h_{2r} находятся путем теплогидравлических расчетов нефтесмеси на участках магистральном нефтепровода и подводящих трубопроводах и коммуникациях НПС.

Определение потребляемой электроэнергии насосных агрегатов дает возможность найти стоимость затрат на перекачку нефтесмеси по магистральному нефтепроводу. Обозначив через σ^H – стоимость одного кВт·час электроэнергии, тенге/кВт·час, можно найти финансовые затраты электроэнергии:

$$F_H = N_s \cdot \sigma^H, \text{ тенге/год}$$

где F_H – стоимость потребляемой электроэнергии насосных агрегатов.

Тариф на электроэнергию за 1 кВт·час может изменяться в течение суток, например: ночной тариф с 23-00 до 07-00 часа составляет 12.24 тенге,

дневной с 07.00 до 19.00 часа – 20.20 тенге, вечерний с 19.00 до 23.00 часа – 96.03 тенге.

В случае дифференцированного тарифа затраты электроэнергии насосных агрегатов рассчитываются отдельно по времени в зависимости от их стоимости в течение суток или же суммарно путем введения среднесуточной стоимости.

Среднесуточная стоимость электроэнергии определяется следующим образом: $(12.24 \times 8 + 20.20 \times 12 + 96.04 \times 4) / 24 = 30.185$ тенге.

Дифференцированный тариф электроэнергии может привести к переменным режимам перекачки нефтесмеси на эксплуатационном участке магистрального нефтепровода. Плановый объем нефтесмеси может перекачиваться по ночному и дневному тарифу, а во время вечернего тарифа перекачка может быть остановлена для экономии затрат на транспортировку на этом участке.

Таким образом, параметры топлива и электроэнергии важны для расчета экономической эффективности транспортировки высоkozастывающей и высоковязкой нефтесмесей по магистральным нефтепроводам.

2 МЕТОДИКА РАСЧЕТА ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИХ РЕЖИМОВ ПЕРЕКАЧКИ

2.1 Математическая модель перекачки нефти по нефтепроводу

В магистральном трубопроводе «Узень - Атырау - Самара» транспортировка высокозастывающей нефтесмеси проводится способом «горячей» перекачки [24 - 47]. Вдоль трассы магистрального трубопровода расположены насосные перекачивающие станции (НПС) и станции подогрева нефти (СПН) или пункты подогрева нефти (ППН) для насосных агрегатов и печей подогрева.

Моделирование неизотермического течения нефти в магистральном нефтепроводе проводится при следующих допущениях:

1) трубопровод длиной L с внутренним диаметром D_1 проложен на глубине h в грунте, диаметр трубы не изменяется по длине L ;

2) трубопровод представляет собой совокупность линейных участков, разделенных промежуточными насосно-перекачивающими и тепловыми станциями и пунктами подкачки;

3) промежуточные тепловые и насосные станции и попутные пункты подкачки нефти считаются точечными объектами с известными характеристиками;

4) течение в трубе одномерное и может относиться как к ньютоновским, так и неньютоновским жидкостям;

5) теплофизические и реологические характеристики нефти известны;

6) трубопровод негоризонтальный, рельеф и характеристики местности, по которой он проложен, известны.

В соответствии с принятыми допущениями перекачка нефти по «горячему» магистральному нефтепроводу описывается системой дифференциальных уравнений в частных производных неразрывности, количества движения и энергии:

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \frac{\partial \rho u}{\partial x} = \frac{1}{S} \sum_{i=1}^M G_i(t_\omega, x_i) \delta(x - x_i) \quad (2.1)$$

$$\rho \frac{\partial u}{\partial t} + \rho u \frac{\partial u}{\partial x} + \frac{\partial p}{\partial x} = -\zeta(\text{Re}, \varepsilon) \frac{\rho u |u|}{2D_1} - \rho g \frac{dz}{dx} \sin \beta(x) + \frac{1}{S} \sum_{i=1}^M G_i(t_\omega, x_i) \cdot (u_i \cos \beta_i - u) \delta(x - x_i) \quad (2.2)$$

$$\frac{\partial T}{\partial t} + u \frac{\partial T}{\partial x} = -\frac{4k}{\rho c_p D_1} (T - T_w) + \frac{ugi}{c_p} + \frac{1}{\rho c_p S} \sum_{i=1}^M G_i(t_\omega, x_i) \cdot (c_{pi} T_i - c_p T) \delta(x - x_i) \quad (2.3)$$

Плотность нефти зависит от температуры и находится по формуле:

$$\rho(T) = \rho_{20} [1 + \xi(293 - T)] \quad (2.4)$$

где ξ – коэффициент теплового объемного расширения, $1/\text{K}$, ρ_{20} – плотность нефти при стандартных условиях ($T = 293 \text{ K}$, $p_0 = 0,1013 \text{ МПа}$), $\text{кг}/\text{м}^3$.

В уравнениях (2.1)-(2.3) $G_i(t_\omega, x_i)$ – мощность i -го промежуточного пункта подкачки нефти, S – площадь поперечного сечения трубы, g – ускорение силы тяжести, u_i, T_i, c_{pi} – скорость, температура, теплоемкость подкачиваемой нефти,

T_w – температура грунта, k – коэффициент теплопередачи, $\delta(x-x_i)$ – дельта функция Дирака, z – геодезическая высота профиля трассы над уровнем моря, $i = \frac{\Delta p}{\rho g l}$ – безразмерный гидравлический уклон.

Система уравнений (2.1)-(2.4) выражает общую математическую модель и решается при заданных краевых условиях.

В частных случаях из (2.1)-(2.4) можно получить уравнения для проведения теплогидравлических расчетов нефти на линейном участке магистрального нефтепровода.

В случае, когда на линейном участке нефтепровода отсутствует подкачка нефти, систему уравнений (2.1)-(2.4) можно записать в виде:

$$\begin{aligned} \frac{\partial \rho}{\partial t} + \frac{\partial \rho u}{\partial x} &= 0 \\ \rho \frac{\partial u}{\partial t} + \rho u \frac{\partial u}{\partial x} + \frac{\partial p}{\partial x} &= -\zeta(\text{Re}, \varepsilon) \frac{\rho u |u|}{2D_1} - \rho g \frac{dz}{dx} \sin \beta(x) \\ \frac{\partial T}{\partial t} + u \frac{\partial T}{\partial x} &= -\frac{4k}{\rho c_p D_1} (T - T_w) + \frac{u g i}{c_p} \\ \rho(T) &= \rho_{20} [1 + \xi(293 - T)] \end{aligned} \quad (2.5)$$

В большинстве случаев технологический режим перекачки нефти на линейном участке проводится в стационарных условиях. Тогда систему уравнений (2.5) можно привести к виду:

$$\begin{aligned} \rho u &= \rho_0 u_0 \\ \rho_0 u_0 \frac{\partial u}{\partial x} + \frac{\partial p}{\partial x} &= -\zeta(\text{Re}, \varepsilon) \frac{\rho_0 u_0 |u|}{2D_1} - \rho g \frac{dz}{dx} \sin \beta(x) \\ u_0 \frac{\partial T}{\partial x} &= -\frac{4k}{\rho_0 c_p D_1} (T - T_w) + \frac{u g i}{c_p} \\ \rho(T) &= \rho_{20} [1 + \xi(293 - T)] \end{aligned} \quad (2.6)$$

$$\begin{aligned} u_0 \frac{\partial T}{\partial x} &= -\frac{4k}{\rho_0 c_p D_1} (T - T_w) + \frac{u g i}{c_p} \\ \rho(T) &= \rho_{20} [1 + \xi(293 - T)] \end{aligned} \quad (2.7)$$

Градиент давления в уравнении движения (2.6) создается работой насосных агрегатов НПС. Это уравнение описывает изменение гидравлических характеристик перекачки нефти в системе «трубопровод – насосная станция». Из уравнения (2.6) нетрудно получить так называемое «уравнение баланса напоров» для проведения гидравлических расчетов в линейном участке магистрального нефтепровода.

Уравнение энергии (2.7) описывает изменение температуры нефти в системе «трубопровод – насосная станция». Это уравнение является основой формулы Шухова, используемой для проведения расчетов температуры в линейном участке магистрального нефтепровода.

2.2 Методика расчета системы «трубопровод – насосная станция»

Условие работы системы «трубопровод – насосная станция» определяется уравнением баланса напоров. Это уравнение описывает стационарный режим перекачки нефтесмеси на эксплуатационных участках магистрального трубопровода [17, 18]:

$$h_n + \sum_{j=1}^n \sum_{k=1}^m \left(H_{ok} \left(\frac{n_k}{n_{ном}} \right)^2 + a_k Q - b_k Q^2 \right) = \sum_{j=1}^n (1,02h_{\tau j} + \Delta z_j) + \sum_{i=1}^s h_{si} + h_{ocm} \quad (2.8)$$

где h_n – напор, развиваемый подпорным насосом, м; n – число линейных участков нефтеперекачивающих станций; m – число магистральных насосов, установленных на j -й НПС; $n_k, n_{ном}$ – текущая и номинальная скорости вращения насоса, об/мин; H_{ok}, a_k, b_k – коэффициенты напорной характеристики k -го магистрального насоса j -ой НПС, м; Q – безразмерная подача магистрального насоса; $h_{\tau j}$ – потери напора на трение на j -ом линейном участке трубопровода, м; h_{si} – потери напора на печах подогрева i -ой станции, м; Δz_j – разность геодезических отметок на j -ом линейном участке, м; h_{ocm} – остаточный напор в конце технологического участка, м.

Левая часть уравнения (2.8) выражает напорные характеристики магистральных и подпорных насосов, а правая часть – потери напора за счет гидравлического сопротивления трубопровода $h_{\tau j}$, разности геодезической высоты Δz_j , потери напора на печи подогрева h_{si} и остаточного напора в конце эксплуатационного участка h_{ocm} .

Напоры магистральных и подпорных насосов находятся по напорно-объемным характеристикам, разности геодезической высоты Δz_j – по профилю трассы и остаточный напор h_{ocm} – по регламенту эксплуатации участка нефтепровода.

Потери напора $h_{\tau j}$ определяются теплогидравлическим расчетом линейного участка нефтепровода.

Потери напора определяются вязкостью нефтесмеси, которая сильно зависит от температуры. Температура высокозастывающей нефтесмеси может изменяться по длине магистрального нефтепровода за счет теплопередачи через стенку, теплоты трения и фазового перехода при кристаллизации парафина, эффекта Джоуля-Томсона при дросселировании.

Температуру нефтесмеси по длине линейного участка нефтепровода с учетом вышеуказанных эффектов можно определить из выражения [17,18]:

$$T(x) = T_w + \frac{Ggi}{k\pi D_1} + Dh \frac{\Delta p}{l} \frac{Gc_p}{k\pi D_1} + \left(T_0 - T_w - \frac{Ggi}{k\pi D_1} - Dh \frac{\Delta p}{l} \frac{Gc_p}{k\pi D_1} \right) \cdot \exp \left(- \frac{k\pi D_1 x}{G(c_p + \varepsilon H_f / (T_b - T_c))} \right)$$

где T_w – температура окружающей среды; G – массовый расход нефти; g – ускорение силы тяжести; $i = \frac{\Delta p}{\rho gl}$ – безразмерный гидравлический уклон;

Δp – перепад давления по длине l нефтепровода; k – коэффициент теплопередачи через стенку нефтепровода; D_1 – внутренний диаметр трубопровода; Dh – коэффициент Джоуля-Томсона эффекта дросселирования; c_p – коэффициент теплоемкости нефти; T_0 – начальная температура нефти; x – расстояние от начала линейного участка нефтепровода; H_f – теплота фазового перехода при кристаллизации парафина; ε – содержание парафина в нефти; T_b – температура начала образования парафина; T_c – температура конца образования парафина.

Повышение температуры нефти за счет эффекта Джоуля-Томсона в результате дросселирования $\left(Dh \frac{\Delta p}{l} \cdot \frac{Gc_p}{k\pi D_1} \right)$, сопровождающееся изменением температуры, вызванным затратой энергии на преодоление внутренних молекулярных сил взаимного притяжения. Дросселирование потока нефти происходит при прохождении ее через запорную арматуру, диафрагмы, сопла, штуцера, кран и т.д. Регулирование давления насосного оборудования за счет эффекта дросселирования происходит в основном на НПС и учет повышения температуры при дросселировании важен при транспортировке газового потока. Как показывает практика, повышение температуры потока нефти за счет эффекта дросселирования очень мало и не учитывается в инженерных расчетах для перекачки нефти. В этом случае распределение температуры по длине трубопровода можно найти из выражения:

$$T(x) = T_w + \frac{Ggi}{k\pi D_1} + \left(T_0 - T_w - \frac{Ggi}{k\pi D_1} \right) \cdot \exp\left(-\frac{k\pi D_1 x}{G(c_p + \varepsilon H_f / (T_b - T_c))} \right) \quad (2.9)$$

Повышение температуры за счет теплоты трения в формуле (2.9) $\frac{Ggi}{k\pi D_1} = \frac{G}{k\pi D_1} \frac{\Delta p}{\rho l}$ определяется диссипацией механической энергии на преодоление гидравлического сопротивления потока нефти по длине линейного участка.

В зависимости от интенсивности теплопередачи через стенку трубы можно учитывать или пренебрегать повышением температуры нефти за счет теплоты трения. Пренебрегая отношением потока теплоты трения к потоку теплопередачи, можно записать распределение температуры на линейном участке магистрального нефтепровода в виде:

$$T(x) = T_w + (T_0 - T_w) \cdot \exp\left(-\frac{k \cdot \pi \cdot D_1 \cdot x}{G(c_p + \varepsilon \cdot H_f / (T_b - T_c))} \right) \quad (2.10)$$

Следовательно, распределение температуры по длине линейного участка магистрального нефтепровода в практических расчетах можно определить по формулам (2.9), (2.10).

Таким образом, потребный напор насосных агрегатов НПС в эксплуатационном участке нефтепровода, обеспечивающий безопасный режим перекачки нефтесмеси, будет равен:

$$H_{nom} = h_n + \sum_{j=1}^n \sum_{i=1}^m \left(H_{0k} \left(\frac{n_k}{n_{ном}} \right)^2 + a_k Q - b_k Q^2 \right) = \sum_{j=1}^n (1,02h_{г_j} + \Delta z_j) + \sum_{i=1}^s h_{si} + h_{ост}$$

Перерасчет напорных и энергетических характеристик магистральных насосов с различными диаметрами рабочих колес проводится по формулам [17, 18]:

$$\frac{Q_y}{Q_з} = \left(\frac{D_{py}}{D_{зy}} \right)^\kappa, \quad \frac{H_{My}}{H_{Mз}} = \left(\frac{D_{py}}{D_{зy}} \right)^{2\kappa}, \quad \frac{N_y}{N_з} = \left(\frac{D_{py}}{D_{зy}} \right)^{3\kappa}$$

где $Q_з, H_{Mз}, N_з$ – подача, напор и потребляемая мощность, соответствующие номинальному диаметру рабочего колеса $D_{зy}$; Q_y, H_{My}, N_y – то же при измененном диаметре рабочего колеса D_{py} , степень κ изменяется в диапазоне от 1 до 1,35 в зависимости от коэффициента быстроходности насоса.

Перерасчет напорных и энергетических характеристик магистральных насосов с частотно-регулируемым приводом (ЧРП) проводится по формулам [17]:

$$\frac{Q}{Q_0} = \frac{n}{n_0}, \quad \frac{H}{H_0} = \left(\frac{n}{n_0} \right)^2, \quad \frac{N}{N_0} = \left(\frac{n}{n_0} \right)^3$$

где Q_0, H_0, N_0 – подача, напор и потребляемая мощность, соответствующие номинальной частоте вращения вала n_0 ; Q, H, N – подача, напор и потребляемая мощность, соответствующие частоте вращения вала n .

2.2.1 Определение коэффициента гидравлического сопротивления

Уравнение баланса напоров (2.8), как уже было отмечено выше, определяет условие работы системы «трубопровод – насосная станция». Определение потери напора $h_{г_j}$ в уравнении (2.8) находится тепло-гидравлическим расчетом нефтесмеси на линейном участке нефтепровода. Для расчета потери напора $h_{г_j}$ использует формулу Дарси-Вейсбаха [18, 30]:

$$h_{г_j} = \frac{u^2}{2gD_1} \int_0^L \zeta(x) dx$$

где u – средняя скорость потока нефти в трубе, D_1 – внутренний диаметр трубы, L – длина j -ого линейного участка, g – ускорение силы тяжести, $\zeta(Re, \varepsilon)$ – коэффициент гидравлического сопротивления зависит от числа Рейнольдса $Re = uD_1/\nu(x)$, $\nu(x)$ – коэффициент кинематической вязкости нефти и относительной шероховатости $\varepsilon = \Delta/D_1$, где Δ – эквивалентная шероховатость стенки трубы.

Коэффициент кинематической вязкости зависит от температуры нефти и изменяется по длине линейного участка нефтепровода.

В настоящее время для коэффициента гидравлического сопротивления предложено очень много формул (Стокса [48, 49], Лурье [45], Блазиуса [49], Колбрука [50], Альтшуля [48], Шифринсона [50], Никурадзе [49] и др.), которые позволяют находить величину $\zeta(x)$ по всему диапазону изменений числа Рейнольдса Re . Тем не менее, гидравлический расчет трубопроводов при горячей перекачке высоkozастывающей нефти имеет сложности. Это связано с определением $\zeta(x)$ в переходной зоне при смене ламинарного режима турбулентным и зонах смешанного и вполне шероховатого течения.

Наряду с формулой Дарси-Вейсбаха для расчета потери напора h_g при горячей перекачке нефти используется формула Лейбензона [3]

$$h_g(L) = \beta \frac{Q^{2-m}}{D_1^{5-m}} \Delta_r \int_0^L v^m(x) dx, \quad \beta = \left(\frac{4}{\pi}\right)^{2-m} \cdot \frac{A}{2g} \quad (2.11)$$

где Q – объемный расход; A , m – параметры режима течения, Δ_r – поправочный коэффициент на неизотермичность потока по радиусу трубы.

Поправка на неизотермичность потока в радиальном направлении Δ_r в формуле Лейбензона (2.11) находится по формуле:

$$\Delta_r = \zeta_r \cdot \left(\frac{v_w}{v_f}\right)^n$$

где ζ_r – коэффициент, учитывающий увеличение гидравлического сопротивления вследствие поперечной циркуляции, вызываемой конвективными токами, n – эмпирический коэффициент, v_w и v_f – вязкости при температуре стенки трубы и при средней по сечению температуре потока соответственно [51].

Коэффициент n по данным Зидера и Тейта составляет 0,25 [52], а по данным Михеева – 0,35 [53 - 55].

При турбулентном режиме течения ζ_r равно 1, а ламинарном режиме течения ζ_r вычисляется по формуле [51]:

$$\zeta_r = 1 + 0.22 \cdot \left(\frac{Gr \cdot Pr}{Re}\right)_f^{0.15}$$

где число Прандтля – $Pr = \nu / a$, число Грасгофа – $Gr = D_1^3 \cdot g \cdot \beta_t \cdot (T_f - T_w) / \nu^2$.

Температура внутренней поверхности стенки трубопровода определяется по формуле [30, 53 - 55]:

$$T_w = T_f - \frac{(T_f - T_0) / \alpha_1}{1 / \alpha_1 + Ins + 1 / \alpha_2}$$

где T_f, T_0 – средняя температура потока нефти и температура окружающей среды, соответственно, Ins – термическое сопротивление изоляции.

Формула (2.11) получена из зависимости Дарси-Вейсбаха при представлении коэффициента гидравлического сопротивления $\zeta(x)$ в виде:

$$\zeta(x) = A / \text{Re}^m \quad (2.12)$$

Выражение (2.12) дает возможность в единой форме определить параметры режима течения A , m в формуле (2.11).

В ламинарном режиме коэффициент гидравлического сопротивления находится по формуле Стокса [49] $\zeta = 64/\text{Re}$ и выражение Лейбензона (2.11) примет вид:

$$h_{г}(L) = \frac{128Q}{\pi g D_1^4} \Delta_r \int_0^L v(x) dx, \quad (2.13)$$

В классической гидравлике критическое значение числа Рейнольдса равно $\text{Re}_{кр} = 2320$. При «горячей» перекачке высоковязких нефтей и мазутов это значение рекомендуется принимать равным 2000 [18, 40].

В работе [51] проведен сравнительный анализ фактических данных ζ для переходной зоны по результатам экспериментальных исследований И.А. Исаева [56], Софа и Шодера [57], Ф.А. Шевелева [57], А.Н. Саханова [58] и И. Никурадзе [49], полученных при числах Рейнольдса $\text{Re} = 2000 \dots 4000$, соответствующих этому диапазону.

Обработка результатов экспериментальных исследований показывает удовлетворительное согласие расчета с опытом по формуле АК «Транснефть» [51]:

$$\zeta = (0.16 \cdot \text{Re} - 13) \cdot 10^{-4} \quad (2.14)$$

Пределы переходной зоны находятся из граничных условий $\zeta_{лам} = \zeta_{пер}$ и $\zeta_{пер} = \zeta_{турб}$.

Приравняв зависимость АК «Транснефть» (2.14) формуле Стокса $\zeta = 64/\text{Re}$, можно получить нижнее граничное значение числа Рейнольдса $\text{Re}_l = 2040$.

Для турбулентного режима течения в области гидравлической гладкой трубы, используя формулу Блазиуса $\zeta = 0.3164 / \text{Re}^{0.25}$, можно получить верхнее граничное значение число Рейнольдса $\text{Re}_H = 2800$.

Однако формула АК «Транснефть» (2.14) не соответствует структуре зависимости λ вида (2.12), позволяющего определить потери напора по формуле Лейбензона. Поэтому проведена аппроксимация выражения АК «Транснефть» (2.14) с формулой (2.12) в интервале числа Рейнольдса $2040 \leq \text{Re} \leq 2800$ и с точностью $\Delta = 5.82 \cdot 10^{-6}\%$ получена зависимость для коэффициента гидравлического сопротивления в переходной зоне

$$\zeta = \frac{1.176 \cdot 10^{-5}}{\text{Re}^{-1.035}} \quad (2.15)$$

В соответствии с зависимостью (2.15) в переходной зоне при значении числа Рейнольдса $2040 \leq Re \leq 2800$ формулу Лейбензона (2.11) можно записать в виде:

$$h_{г}(L) = \frac{\beta \cdot Q^{3.035}}{D_1^{6.035}} \Delta_r \int_0^L v^{-1.035}(x) dx, \quad \beta = \left(\frac{4}{\pi}\right)^{3.035} \cdot \frac{1.176 \cdot 10^{-5}}{2g} \quad (2.16)$$

В турбулентном режиме в области гидравлической гладкой трубы в диапазоне числа Рейнольдса $2800 \leq Re \leq Re_1$ коэффициент гидравлического сопротивления находится по закону Блазиуса $\zeta = 0.3164 / Re^{0.25}$ и формула Лейбензона (2.11) примет вид:

$$h_{г}(L) = \frac{\beta \cdot Q^{1.75}}{D_1^{5.75}} \Delta_r \int_0^L v^{0.25}(x) dx, \quad \beta = \left(\frac{4}{\pi}\right)^{1.75} \cdot \frac{0.3164}{2g} \quad (2.17)$$

Зона смешанного трения [48, 49] турбулентного режима ограничивается числами Рейнольдса $Re_1 = 10/\varepsilon$ и $Re_2 = 500/\varepsilon$, и в этой зоне справедливо неравенство $10 \leq \varepsilon Re \leq 500$.

Известную формулу Альтшуля, справедливую в зоне смешанного трения, можно записать в виде [50]:

$$\zeta = \frac{0.11 \cdot (68 + \varepsilon Re)^{0.25}}{Re^{0.25}} \quad (2.18)$$

Аппроксимация (2.18) с формулой (2.12) в интервале $10 \leq \varepsilon Re \leq 500$ с точностью 2.7% позволяет привести формулу Альтшуля к виду [51]:

$$\zeta = \frac{0.206 \cdot \varepsilon^{0.15}}{Re^{0.1}} \quad (2.19)$$

Тогда в зоне смешанного трения формула Лейбензона (2.11) примет вид:

$$h_{г}(L) = \frac{\beta \cdot Q^{1.9}}{D_1^{4.9}} \Delta_r \int_0^L v^{0.1}(x) dx, \quad \beta = \left(\frac{4}{\pi}\right)^{1.9} \cdot \frac{0.206 \cdot \varepsilon^{0.15}}{2g} \quad (2.20)$$

Зависимость (2.20) дает возможность уточнить нижнюю границы зоны смешанного трения. Приравняв выражение (2.18) к формуле Блазиуса при $Re = Re_1$ можно найти $Re_1 = 17.5/\varepsilon$.

В зоне квадратной шероховатости турбулентного режима коэффициент гидравлического сопротивления определяется по формуле Шифринсона [50]:

$$\zeta = 0.11 \cdot \varepsilon^{0.25} \quad (2.21)$$

Формулу Лейбензона (2.11) с учетом (2.21) можно записать в виде:

$$h_{г}(L) = \frac{\beta \cdot Q^2 \cdot L \cdot \Delta_r}{D_1^5}, \quad \beta = \left(\frac{4}{\pi}\right)^{1.75} \cdot \frac{0.11 \cdot \varepsilon^{0.25}}{2g} \quad (2.22)$$

Используя формулу (2.20) и (2.22), можно уточнить верхнюю границу зоны смешанного трения $Re_2 = 531/\varepsilon$.

Таким образом, граничные числа Рейнольдса для зоны смешанного течения равны:

$$Re_1 = \frac{17.5}{\varepsilon}, Re_2 = \frac{531}{\varepsilon}$$

где ε – относительная шероховатость внутренней поверхности трубопровода, которая определяется как $\varepsilon = \Delta/D_1$, Δ – эквивалентная шероховатость.

Полученные выражения коэффициента гидравлического сопротивления сведены в таблицу 5 и используются для определения потери напора $h_q(L)$ линейного участка магистрального нефтепровода. Коэффициент вязкости $\nu(x)$ в уравнении потери напора $h_q(L)$ зависит от температуры нефти. Поэтому уравнение потери напора находится совместно с формулой Шухова путем теплогидравлических расчетов на линейном участке магистрального нефтепровода.

Таблица 5 – Формулы для расчета коэффициента гидравлического сопротивления

Число Рейнольдса	Коэффициенты в формуле Лейбензона			Определение ζ
	m	A	β	
Ламинарный режим				
$Re \leq 2040$	1	64	4.15	$64/Re$
Переходная зона				
$2040 < Re \leq 2800$	1.035	$1.176 \cdot 10^{-5}$	$12.5 \cdot 10^{-7}$	$1.176 \cdot 10^{-5} / Re^{-1.035}$
Турбулентный режим				
Зона гладкого трения				
$2800 < Re < Re_I$	0.25	0.3164	0.0246	$0.3164 / Re^{0.25}$
Зона смешанного течения				
$Re_I \leq Re < Re_{II}$	0.1	$0,206 \cdot \varepsilon^{0,15}$	$0.0166 \cdot \varepsilon^{0,15}$	$0,206 \cdot \varepsilon^{0,15} / Re^{0,1}$
Зона квадратичного течения				
$Re \geq Re_{II}$	0	$0,11 \cdot \varepsilon^{0,25}$	$9,09 \cdot 10^{-3} \cdot \varepsilon^{0,25}$	$0.11 \cdot \varepsilon^{0,25}$

Ввод в поток нефтесмеси противотурбулентной присадки (ПТП) снижает потери напора на гидравлическое сопротивление и увеличивает объем перекачиваемой нефтесмеси [60, 61-63]. Например, на участке «Сахарный – Большой Чаган» внутренний диаметр трубы переходит с 0,999 м на 0,703 м. При этом средняя скорость потока нефтесмеси увеличивается

почти в два раза. Это приводит к росту гидравлического сопротивления трубопровода, и соответственно, потери напора. Для перекачки заданного объема нефтесмеси требуется больший перепад давления на преодоление гидравлического сопротивления трубопровода на участке «Сахарный – Большой Чаган». Создание давления, превышающего допустимое давление в трубе, может привести к нарушению безопасности технологического режима эксплуатации нефтепровода.

Для комплексной оценки действия ПТП вводится параметр гидравлической эффективности, определяемый формулой [60,61]:

$$\varphi(\theta) = \left[1 - \frac{\Delta P(\theta) Q^2(0)}{\Delta P(0) Q^2(\theta)} \right] \cdot 100\% = \left(1 - \frac{\zeta_{ПТП}}{\zeta} \right) \cdot 100\%$$

где $\Delta P(0)$ – перепад давления потока нефтесмеси без ввода ПТП; $\Delta P(\theta)$ – перепад давления потока нефтесмеси при вводе ПТП; θ – стационарная объемная концентрация ПТП в транспортируемой нефти; $Q(0)$, $Q(\theta)$ – значения расходов нефти, $\zeta_{ПТП}$, ζ – коэффициенты гидравлического сопротивления при вводе ПТП и без ввода ПТП, соответственно.

По результатам опытно-промышленных испытаний [60,61] была определена зависимость гидравлической эффективности от концентрации ПТП (табл. 6)

По данным таблицы 6 была построена графическая зависимость гидравлической эффективности от концентраций ПТП FLOXL™ (рис. 2.1).

Таблица 6 – Зависимость гидравлической эффективности ПТП FLOXL™

Концентрация ПТП, ppm	Гидравлическая эффективность, %
5	29.9
7	35.5
9	40.0
12	44.9
15	46.7
20	49.76

Результаты опытно-промышленных испытаний обобщены в виде эмпирической зависимости [62, 63]:

$$\frac{\zeta_{ПТП}}{\zeta} = (1 - 0,375 \cdot a \tan(\pi \cdot C / 15,2)) \quad (2.23)$$

где C – концентрация ПТП, ζ – коэффициент гидравлического сопротивления трубопровода без ввода ПТП.

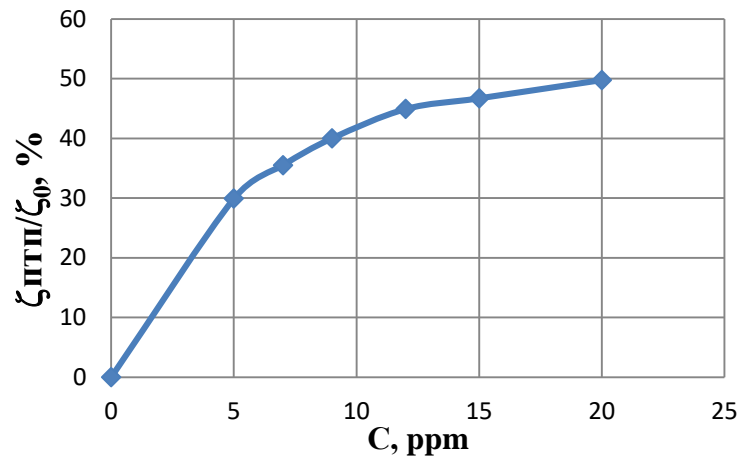


Рисунок 2.1. Зависимость гидравлической эффективности от концентрации вводимой противотурбулентной присадки FLOXL™

Используя зависимость (2.23), можно рассчитать потери напора $h_{гj}$ в случае ввода ПТП в поток нефтесмеси:

$$h_{гj} = \frac{w^2}{2gD_1} \int_0^L \zeta_{ПТП}(x) dx = \frac{w^2(1 - 0.375 \cdot a \tan(\pi \cdot C / 15.2))}{2gD_1} \int_0^L \zeta(x) dx \quad (2.24)$$

Здесь коэффициент гидравлического сопротивления $\zeta(x)$ определяется по формулам, приведенным в таблице 5.

2.2.2 Определение коэффициента теплопередачи

Как отмечено выше, распределение температуры на линейном участке магистрального нефтепровода определяется по формуле Шухова с учетом теплоты диссипации механической энергии и фазового перехода кристаллизации парафина:

$$T(x) = T_w + \frac{Ggi}{k\pi D_1} + \left(T_0 - T_w - \frac{Ggi}{k\pi D_1} \right) \cdot \exp\left(-\frac{k\pi D_1 x}{G(c_p + \varepsilon H_f / (T_b - T_c))} \right)$$

Сильное влияние на изменение температуры нефти при «горячей» перекачке оказывает теплопередача через стенку трубопровода в окружающий грунт. Коэффициент теплопередачи через стенку трубопровода определяется по стандартной формуле [9, 44, 52 - 55]:

$$\frac{1}{kD_1} = \frac{1}{D_1\alpha_1} + \frac{1}{D_{внеш}\alpha_2} + \sum_{i=1}^n \frac{1}{2\lambda_i} \ln\left(\frac{D_{i+1}}{D_i} \right), \quad (2.25)$$

где α_1 – внутренний коэффициент теплоотдачи, α_2 – внешний коэффициент теплоотдачи, λ_i , D_i , D_{i+1} – коэффициент теплопроводности, внутренний и

наружный диаметры i -ого слоя (отложений, металла трубы, изоляции), D_1 , $D_{\text{внеш}}$ – внутренний и внешний диаметры трубопровода.

Для расчета внешнего коэффициента теплоотдачи α_2 используется формула Форхгеймера [9, 30, 64, 65]:

$$\alpha_2 = \frac{2\lambda_{\text{гр}}}{D_{\text{внеш}} \ln \left[\frac{2H}{D_{\text{внеш}}} + \sqrt{\left(\frac{2H}{D_{\text{внеш}}} \right)^2 - 1} \right]}$$

где $\lambda_{\text{гр}}$ – коэффициент теплопроводности грунта, H – глубина заложения трубопровода до его оси.

Теплофизические характеристики грунта изменяются в течение года в результате сезонной миграции влаги в грунте. Для расчетов коэффициента теплопроводности грунта можно воспользоваться обобщенной формулой для песков, глин, суглинки, супеси, песчаника, известняка:

$$\ln \lambda_{\text{гр}} = -2,122 + 0,032 \cdot w_{\text{гр}} + 4,28 \cdot 10^{-5} \cdot \rho_{\text{гр}} + 0,0075 \cdot t_{\text{гр}} - 0,00081 \cdot w_{\text{гр}}^2$$

где $\rho_{\text{гр}}$ – плотность грунта; $w_{\text{гр}}$ – влажность грунта, $t_{\text{гр}}$ – температура грунта.

Внутренний коэффициент теплоотдачи от нефти к стенке трубы α_1 определяется как:

$$\alpha_1 = \frac{\lambda_{\text{н}}}{D_1} \cdot Nu$$

где $\lambda_{\text{н}}$ – коэффициент теплопроводности нефти, Nu – число Нуссельта теплоотдачи от нефти к стенке трубы при вынужденной конвекции в замкнутом объеме.

В работе [64] проведено экспериментальное исследование теплообмена при движении нефти в модельном трубопроводе. Результаты экспериментов по определению коэффициента теплоотдачи α_1 были обобщены в виде критериальных уравнений для выражения числа Нуссельта.

Ниже приведены критериальные уравнения для ламинарного, турбулентного и смешанного режимов потока нефти [64].

Ламинарный режим ($Re_f < 2040$):

$$Nu_f = 0,18 \cdot (Re_f)^{0,305} \cdot (Pr_f)^{0,42} \cdot (Gr_{\text{окп}})^{0,0931} \cdot (Pr_{\text{ср}})^{-0,0218} \cdot (\theta_{\text{внеш}})^{-0,071}$$

Смешанный режим ($2040 < Re_f < 2800$)

$$Nu_f = 5,86 \cdot 10^{-5} (Re_f)^{0,784} (Pr_f)^{0,422} (Gr_{\text{окп}})^{0,07} (Pr_{\text{ср}})^{-0,0153} (\theta_{\text{внеш}})^{0,05}$$

Турбулентный режим ($Re_f > 2800$):

$$Nu_f = 0,021 \cdot (Re_f)^{0,8} \cdot (Pr_f)^{0,43}$$

где $\theta_{внеш} = \frac{D_1}{(Ins + 1/\alpha_2) \cdot \lambda_{н(окр)}}$, $Pr_{ср}$ – число Прандтля, подсчитанное при температуре $T_{ср} = \frac{T_f + T_0}{2}$, $\theta_{внеш}$ – безразмерный параметр, характеризующий внешнюю теплоотдачу от трубопровода, $\lambda_{н(окр)}$ – коэффициент теплопроводности нефти при температуре окружающей среды T_0 , $Gr_{окр}$ – число Грасгофа, с тем только отличием, что температура стенки в нем заменена на температуру окружающей среды [64].

Величину, характеризующую термическое сопротивление изоляции, отложений и металла трубы, обозначим как Ins :

$$Ins = \frac{D_1}{2 \cdot \lambda_{ст}} \ln \left(\frac{D_2}{D_1} \right) + \frac{D_1}{2 \cdot \lambda_{из}} \ln \left(\frac{D_{внеш}}{D_2} \right)$$

В том случае, если трубопровод теплоизолирован, величина Ins оказывает решающее воздействие на теплообмен [18, 30].

При турбулентном режиме для теплоизолированных трубопроводов комплекс $\left(\frac{Pr_f}{Pr_w} \right)^{0,25}$ в формуле Михеева [53, 64] не играет существенной роли при определении внутреннего коэффициента теплоотдачи. Это объясняется тем, что температура стенки практически совпадает со средней по сечению температурой потока.

2.3 Критерий расчета энергосбережения

2.3.1 Определение параметров энергопотребления

Для планового объема перекачки $V_{пл}$ за плановое время $\tau_{пл}$ расчет проводится следующим образом. Вычисляется средний объем перекачки за плановое время $Q = V_{пл} / \tau_{пл}$. Так как средний объем перекачки Q не совпадает ни с одним из рациональных режимов, то плановый объем можно перекачивать при выполнении условия [18]:

$$Q_1 < Q < Q_2$$

Q_1, Q_2 – объемы перекачки при близких режимах планового объема Q .

Время работы нефтепровода на каждом из режимов перекачки составляет

$$\tau_1 = \frac{Q_2 - Q}{Q_2 - Q_1} \tau_{пл}, \quad \tau_2 = \frac{Q - Q_1}{Q_2 - Q_1} \tau_{пл}$$

Удельная затрата электроэнергии для планового объема перекачки находится из выражения:

$$E_{y\partial} = \frac{1}{V_{пл}} (E_{y\partial 1} Q_1 \tau_1 + E_{y\partial 2} Q_2 \tau_2)$$

Энергоэффективность транспортировки нефтесмеси можно оценить удельным расходом электроэнергии по выполненной работе [66]:

$$E_p = \frac{W}{G \cdot H_{nom}}, \quad (2.26)$$

где W – объем потребленной электроэнергии, кВт·ч; G – объем перекачки нефти, т; H_{nom} – потребный напор для перекачки по трубопроводу объема нефти G , м. На практике помимо удельного расхода электроэнергии E_p используется удельный расход электроэнергии по грузообороту:

$$E_{ep} = \frac{W}{G \cdot L}, \quad (2.27)$$

Здесь W, G – то же самое, как в формуле (2.26), а L – длина нефтепровода, км; E_{ep} имеет размерность кВт·ч/(тыс.т·км).

Энергосберегающий режим эксплуатации магистрального нефтепровода оценивается удельной затратой электроэнергии на перекачку одной тонны нефти. Удельная затрата электроэнергии в кВт·ч/т находится по формуле [18]:

$$E_{y\delta j} = \frac{1}{\rho Q_j} \left(N_{nompjn} + \sum_{i=1}^{n_{Hj}} N_{nompij} \right) \quad (2.28)$$

где N_{nompjn} – мощность, потребляемая электродвигателями подпорных насосов головной насосной станции (НС) при работе на j -том режиме; N_{nompij} – то же для электродвигателей магистральных насосов i -той НС; n_{Hj} – общее число магистральных насосов на станциях при j -том режиме.

Мощность, потребляемая насосным агрегатом при работе на j -том режиме, находится из выражения [17, 18]:

$$N_{nompj} = \frac{\rho g H_j Q_j}{\eta_{1j} \eta_{2j} \eta_{3j}} \quad (2.29)$$

где H_j, Q_j, η_{3j} – соответственно напор, подача и КПД насоса при работе на j -том режиме, η_{1j} – КПД электродвигателя на j -том режиме, η_{2j} – КПД механической передачи, для механической муфты можно принять $\eta_{2j} = 0.99$.

Как указано выше, КПД насоса вычисляется по формуле [17, 18]:

$$\eta_{3j} = c_0 + c_1 Q_j + c_2 Q_j^2 + c_3 Q_j^3$$

где c_0, c_1, c_2, c_3 – эмпирические коэффициенты, которые таблично заданы для каждого типа ротора.

Как было показано выше, КПД электродвигателя выражается формулой:

$$\eta_{1j} = \left[1 + \frac{1 - \eta_{НОМ}}{2\eta_{НОМ} k_3} (1 + k_3^2) \right]^{-1}$$

Таким образом, для оценки энергоэффективности энергосберегающих режимов перекачки нефтесмеси по нефтепроводным маршрутам можно использовать удельную затрату электроэнергии (2.28), удельный расход электроэнергии по выполненной работе (2.26) или удельный расход электроэнергии по грузообороту (2.27).

2.3.2 Методика расчета характеристик насосов

Для расчета параметров энергопотребления насосов требуется определение фактического коэффициента полезного действия насосного агрегата η .

На рисунке 2.2 показана структурная схема насосного агрегата, представляющего собой последовательное соединение электродвигателя, передаточного механизма и центробежного насоса.

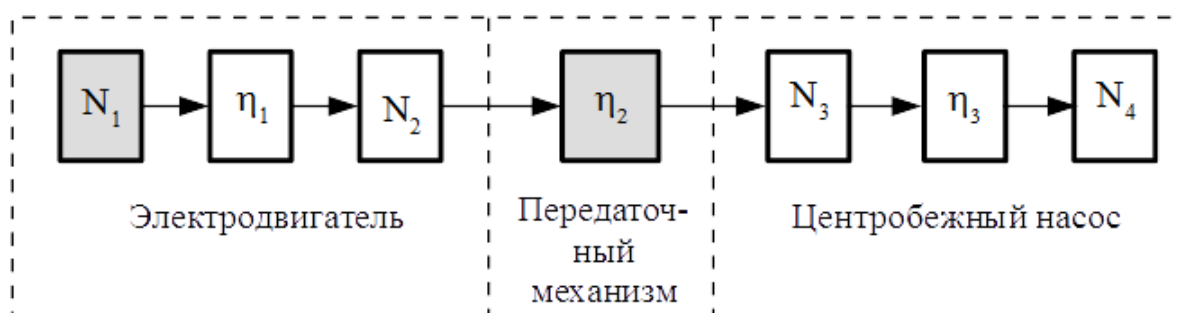


Рисунок 2.2. Структурная схема насосного агрегата

Здесь приняты следующие обозначения: N_1 – мощность, потребляемая электродвигателем из сети, Вт; N_2 – мощность на выходе электродвигателя или мощность на валу, Вт; N_3 – входная мощность насоса (полная мощность насоса), Вт; N_4 – выходная мощность насоса (полезная мощность насоса), Вт; η_1 – КПД электродвигателя; η_2 – КПД передаточного механизма; η_3 – КПД насоса;

Для примера расчет проводится при следующих данных:

N_1 – мощность, потребляемая электродвигателем из сети;

$N_{\text{ном}}$ – номинальная мощность электродвигателя (из паспорта электродвигателя);

η_2 – КПД передаточного механизма, $\eta_2 = 0.99$;

$\eta_{\text{ном}}$ – КПД электродвигателя при номинальной нагрузке (из паспорта электродвигателя);

ρ – плотность нефти, кг/м³;

$g = 9,81$ м/с²;

Q – подача насоса, м³/ч;

H – напор насоса, м ($H = p / \rho \cdot g$).

1. Расчет КПД электродвигателя при заданной нагрузке с учетом потери мощности электродвигателя проводится по вышеприведенной формуле η_1 .

2. Полная мощность насоса рассчитывается по формуле:

$$N_3 = N_1 \cdot \eta_1 \cdot \eta_2$$

3. Полезная мощность насоса определяется из выражения:

$$N_4 = \rho g H Q / 3600$$

4. КПД насоса находится из выражения:

$$\eta_3 = N_4 / N_3$$

Расчет КПД насоса показан на примере магистрального насоса НМ 1250-260 (ГНПС им. Б. Джумагалиева).

Определить КПД насоса по известным производственным данным: подача насоса $Q = 1540 \text{ м}^3/\text{ч}$; давление, создаваемое насосом $\Delta p = 16,7 \text{ бар}$; потребляемый расход электроэнергии $W_{\text{пот}} = 1050 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$; номинальная мощность электродвигателя $N_{\text{ном}} = 1250 \text{ кВт}$.

По вышеуказанной методике проводим расчет:

$$1) N_1 = 1050 \cdot 1000 = 1050000 \text{ Вт};$$

$$2) N_4 = \frac{\Delta p Q}{3600} = \frac{16,7 \cdot 100000 \cdot 1540}{3600} = 714389 \text{ Вт};$$

$$3) k_3 = \frac{N_1}{N_{\text{ном}}} = \frac{1050000}{1250000} = 0,84;$$

$$4) \eta_1 = \left[1 + \frac{(1 - \eta_{1\text{ном}})}{2\eta_{1\text{ном}}k_3} (1 + k_3^2) \right]^{-1} = \left[1 + \frac{(1 - 0,97)}{2 \cdot 0,97 \cdot 0,84} (1 + 0,84^2) \right]^{-1} \\ = 0,96956;$$

$$5) N_3 = N_1 \cdot \eta_1 \cdot \eta_2 = 1050000 \text{ Вт} \cdot 0,96956 \cdot 0,99 = 1007854 \text{ Вт};$$

$$6) \eta_3 = \frac{N_4}{N_3} = \frac{714389}{1007854} = 0,709.$$

Таким образом, по фактическим данным можно построить зависимости напора $H(Q)$ и КПД $\eta(Q)$ насоса от объемной производительности насоса Q .

В приложении В приведены для примера некоторые данные зависимости напора $H(Q)$ и КПД $\eta(Q)$ насоса по фактическим данным с учетом ресурса их работ.

2.3.3 Методика гидравлического расчета змеевика печей подогрева

Нормальная работа трубчатой печи определяется скоростью движения потока сырья в трубах змеевика. При более высокой скорости потока увеличивается коэффициент теплоотдачи от стенок труб к нагреваемому сырью, уменьшается температура стенок и снижается возможность образования кокса и отложений твердых частиц. Вместе с тем применение высоких скоростей сырьевого потока приводит к росту гидравлического сопротивления змеевика.

Гидравлические потери напора зависят также от длины печных труб, их диаметра, местных сопротивлений в двойниках. Диаметры печных труб выбирают такими, чтобы линейные скорости жидких нефтепродуктов не превышали 1-3 м/с.

При n поточном движении сырья в змеевике печи его линейная скорость определяется по формуле:

$$W = \frac{4 \cdot G \cdot 1000}{3600 \cdot n \cdot \rho_{\text{ж}} \cdot \pi \cdot d_{\text{вн}}^2};$$

где G – производительность печи по сырью, т/ч; n – число потоков сырья; $\rho_{\text{ж}}$ – плотность нефти; $d_{\text{вн}}$ – внутренний диаметр труб змеевика.

Оптимальная скорость движения нефти в трубах должна быть в пределах 2,8-3,5 м/с, что позволит исключить солеотложения на внутренних стенках труб змеевика.

В случае, когда нагреваемый продукт остается в жидкой фазе, расчет потерь напора в трубах змеевика осуществляется по формуле Дарси-Вейсбаха [30]:

$$\Delta P_{\text{p}} = \zeta \cdot \frac{l_{\text{экв}}}{d_{\text{вн}}} \cdot \frac{U^2}{2 \cdot \rho_{\text{ж}}} \quad (2.30)$$

где ζ – коэффициент гидравлического сопротивления принимаем $\zeta = 0,03$ [48]; U – массовая скорость продукта на один поток, кг/(м²·с); $\rho_{\text{ж}}$ – средняя плотность нагреваемой жидкости, кг/м³; $l_{\text{экв}}$ – эквивалентная длина труб по одному потоку, м.

Эквивалентная длина труб по одному потоку, которая вычисляется по формуле:

$$l_{\text{экв}} = n_{\text{p}} \cdot l_{\text{p}} + (n_{\text{p}} - 1) \cdot l_{\text{э}} \quad (2.31)$$

где n_{p} – число радиантных труб, приходящихся на один поток; l_{p} – рабочая длина одной трубы; $l_{\text{э}}$ – эквивалентная длина печного двойника. Для печных двойников с плавным поворотом: $l_{\text{э}} = 30 \cdot d$.

Массовая скорость продукта в радиантных и конвекционных трубах на один поток определяется по формуле:

$$U = \frac{4 \cdot G \cdot 1000}{3600 \cdot n \cdot \pi \cdot d_{\text{вн}}^2}; \quad (2.32)$$

Пункты подогрева обычно оборудуются несколькими печами, соединенными параллельно. Так как производительность печей подогрева по сырью не превышает в среднем 550 т/ч, то подогревается только часть потока нефти в трубопроводе, а затем смешивается с оставшимся потоком нефти в коллекторе.

Чтобы подогреваемый поток нефти загрузить в печь, создается перепад давления на входе в печь с помощью задвижки.

Характеристики змеевиков печей подогрева приведены в таблице 7. Данные были использованы при гидравлическом расчете змеевиков.

Таблица 7 – Характеристики змеевиков печей подогрева

Тип печи	Производительность по сырью	Число потоков	Число радиантных труб, шт	Число конвекционных труб, шт	Высота теплообменных камер, м	Параметры труб		
						рабочая длина, мм	наружный диаметр, мм	толщина, мм
ПТБ-10	416.6 т/ч	4	32	Нет	6.292	9 200	159	9
ПТБ-10Э	500 т/ч	4	48	-	6.57	9 200	159	9
ПТБ-10-63Э	500 т/ч	4	48	-	6.57	9 200	159	9
БТП-10-МЭ	600 м ³ /ч	4	24/30*	24	2.91	6200, 6200/9200*	152	8
Г9ПО2В	500 т/ч	4	48	52	8.982	9200	152	8

* - пристенный змеевик печи типа БТП-10-МЭ

Приведем методику гидравлического расчета змеевиков печей подогрева на примере печи Г9ПО2В, которая имеет две камеры: радиантную и конвекционную. Как было сказано выше, подогреваемая нефть поступает в печь четырьмя потоками.

Для проведения гидравлического расчета продуктивного змеевика необходимо располагать следующими данными:

1) по радиантному змеевику: общее число труб в радиантном змеевике $N_p = 48$ шт; рабочая длина труб $l_p = 9.2$ м; наружный диаметр и толщина труб $d = 0.159$ м, $\delta = 0.008$ м; высота камеры радиации $h_p = 7.042$ м;

2) по конвекционному змеевику: общее число труб в радиантном змеевике $N_p = 52$ шт; рабочая длина труб $l_k = 9.2$ м; наружный диаметр и толщина труб $d = 0.159$ м, $\delta = 0.008$ м; высота камеры конвекции $h_k = 1.94$ м;

3) число потоков $n = 4$;

4) средняя плотность нагреваемой жидкости $\rho_{жс} = 851$ кг/м³.

Определяем расход потока нефти G , который нагревается в печи подогрева, при заданном перепаде давления ΔP .

Перепад давления для загрузки и нагрева сырья в печи подогрева состоит из потери напора на трение в змеевиках радиантных труб ΔP_n , потери напора в конвекционных трубах ΔP_k , а также статического напора для подъема нефти в змеевике от уровня ее ввода до уровня вывода из труб:

$$\Delta P = \Delta P_p + \Delta P_k + \Delta P_{ст} \quad (2.33)$$

Считаем, что перепад давления на печи известен: $\Delta P = 3$ бар.

Находим внутренний диаметр труб $d_{вн}$:

$$d_{вн} = d - 2 \cdot \delta = 0,159 \text{ м} - 2 \cdot 0,008 \text{ м} = 0,143 \text{ м},$$

где d – наружный диаметр трубы, δ – толщина стенки трубы.

Эквивалентная длина $l_э$ печного двойника с плавным поворотом вычисляется по формуле:

$$l_3 = 30 \cdot d = 30 \cdot 0,159 \text{ м} = 4,77 \text{ м}$$

Определяем число радиантных труб n_p , приходящихся на один поток:

$$n_p = N_p/n = \frac{48}{4} = 12 \text{ шт.}$$

Эквивалентную длину радиантных труб вычисляем по формуле (2.31):

$$l_p = 12 \cdot 9,2 + (12 - 1) \cdot 4,77 \text{ м} = 110,4 + 52,47 = 162,87 \text{ м.}$$

Далее для конвекционного змеевика вычисляем число труб на один поток:

$$n_k = N_k/n = \frac{52}{4} = 13 \text{ шт.}$$

По формуле (2.31) определяем эквивалентную длину конвекционных труб:

$$l_k = 13 \cdot 9,2 \text{ м} + (13 - 1) \cdot 4,77 \text{ м} = 119,6 + 57,24 = 176,84 \text{ м};$$

Вычисляем статический напор в змеевике печи:

$$\Delta P_{\text{ст}} = (h_p + h_k) \cdot \rho_{\text{ж}} \cdot g = (7,042 + 1,94) \cdot 851 \cdot 9,81 = 74984,5 \text{ Па.}$$

где h_p – высота камеры радиации, h_k – высота камеры конвекции.

Используя формулы (2.30) и (2.32), определяем массовую скорость продукта в радиантных и конвекционных трубах на один поток:

$$U = \sqrt{\frac{\Delta P - \Delta P_{\text{ст}}}{\zeta l_{\text{экв}}}} \cdot 2 \cdot \rho_{\text{ж}} \cdot d_{\text{вн}}; \quad (2.34)$$

где $l_{\text{экв}}$ – суммарная эквивалентная длина радиантных и конвекционных труб:

$$l_{\text{экв}} = l_p + l_k = 162,87 + 176,84 = 339,71 \text{ м.}$$

Вычисляем массовую скорость сырья на один поток по формуле (2.34):

$$U = \sqrt{\frac{(3 \cdot 100000 - 74984,5)}{0,03 \cdot 339,71}} \cdot 2 \cdot 851 \cdot 0,143 = 2318,6 \text{ кг}/(\text{м}^2 \cdot \text{с});$$

Расход подогреваемой в печи нефти определяем по формуле (2.32):

$$G = \frac{n \cdot \pi \cdot d_{\text{вн}}^2 \cdot U}{4} = \frac{4 \cdot 3,14 \cdot 0,143^2 \cdot 2318,6}{4} = 148,9 \frac{\text{кг}}{\text{с}} = 536 \text{ т/ч.}$$

В приложении Г приведены расчетные данные зависимости потери напора в змеевиках печей подогрева от расхода подогреваемой нефти.

2.3.4 Методика расчетов характеристик печи подогрева

Для определения КПД печи подогрева проводится расчет процесса горения.

В печах подогрева используется газообразное топливо. Расчет процесса горения проводится на примере газообразного топлива в составе (объемный,

%) [67, 68]: $CH_4=98$, $C_2H_6=0.3$, $C_3H_8=0.2$, $C_4H_{10}=0.1$, $CO_2=0.3$, $N_2=1.1$; плотность газа $\rho=0.73$ кг/м³ (при нормальных условиях).

При заданном составе топлива низшая теплота сгорания газа (в кДж) определяется по формуле [68]:

$$Q_p^u = 358.33 \cdot CH_4 + 637.5 \cdot C_2H_6 + 912.5 \cdot C_3H_8 + 1186.3 \cdot C_4H_{10} + 1460.5 \cdot C_5H_{12} \quad (2.35)$$

где CH_4 , C_2H_6 , C_3H_8 , C_4H_{10} , C_5H_{12} – содержание соответствующих компонентов в топливе, объемных %.

Подставляя содержание компонентов в (2.35), получим:

$$Q_p^u = 358.33 \cdot 98 + 637.5 \cdot 0.3 + 912.5 \cdot 0.2 + 1186.3 \cdot 0.1 = 35698.7 \text{ кДж/нм}^3$$

или $Q_p^u = 8528.1$ ккал/м³; $Q_p^u = \frac{Q_p^u}{\rho} = \frac{35698.7}{0.73} = 48902$ кДж/кг.

Горение топлива происходит в смеси с воздухом, поэтому находится теоретическое количество воздуха для сгорания 1 кг топлива.

Для этой цели определяется элементарный состав топлива (С, Н, О, N) в массовых процентах [68]. Содержание углерода в любом i – ом компоненте заданного топлива равно:

$$C = \sum_{CH_4}^{CO_2} C_i = \sum_{CH_4}^{CO_2} \frac{g_i \cdot 12n_i}{M_i} = 73.3 \text{ масс. \%}$$

Содержание водорода равно:

$$H = \sum_{CH_4}^{C_4H_{10}} H_i = \sum_{CH_4}^{C_4H_{10}} \frac{g_i \cdot m_i}{M_i} = 24.23 \text{ масс. \%}$$

Содержание кислорода равно:

$$O = \frac{g_{CO_2} \cdot 16s}{M_{CO_2}} = \frac{0.84 \cdot 16 \cdot 2}{44} = 0.61 \text{ масс. \%}$$

где s – число атомов кислорода в молекуле CO_2 .

Содержание азота равно:

$$N = \frac{g_{N_2} \cdot 14n}{M_{N_2}} = \frac{1.88 \cdot 14 \cdot 2}{28} = 1.88 \text{ масс. \%}$$

где n – число атомов азота в молекуле.

Теоретическое количество воздуха для сжигания 1 кг газа определяется по формуле:

$$L_0 = \frac{0.0267C + 0.08H + 0.01(S - O)}{0.23} = 16.94 \text{ кг/кг}$$

Для полного сгорания газового топлива требуется фактическое количество воздуха с коэффициентом избытка $\alpha = 1.03 \div 1.07$.

Для печи типа Г9ПО2В можно принять $\alpha = 1.06$ и фактическое количество воздуха равно:

$$L_f = 1.06 \cdot L_0 = 17.96 \text{ кг/кг или } L_g = \frac{L_f}{\rho_g} = \frac{17.96}{1.293} = 13.89 \text{ м}^3/\text{кг}$$

где $\rho_0 = 1.293 \text{ кг/м}^3$ – плотность воздуха при нормальных условиях (273 К и 10^5 Па).

Продукты сгорания, образующихся при сжигании 1 кг топлива, находится следующим образом:

$$m_{CO_2} = 0.0367 C = 0.0367 \cdot 73.3 = 2.69 \text{ кг/кг}$$

$$m_{H_2O} = 0.09 H = 0.09 \cdot 24.23 = 2.18 \text{ кг/кг}$$

$$m_{O_2} = 0.23 L_0 (\alpha - 1) = 0.23 \cdot 16.94 (1.06 - 1) = 0.23 \text{ кг/кг}$$

$$m_{N_2} = 0.77 L_0 \alpha + 0.01 N = 0.77 \cdot 16.94 \cdot 1.06 + 0.01 \cdot 1.88 = 13.84 \text{ кг/кг}$$

Отсюда суммарное количество продуктов сгорания равно:

$$\sum m_i = 2.69 + 2.18 + 0.23 + 13.84 = 18.94 \text{ кг/кг}$$

С другой стороны суммарное количество продуктов сгорания можно определить из стехиометрического соотношения горения топлива:

$$\sum m_i = 1 + \alpha L_0 = 1 + 1.06 \cdot 16.94 = 18.95 \text{ кг/кг}$$

Объемное количество продуктов сгорания (в м^3) при сжигании 1 кг топлива (при нормальных условиях) находится следующим образом:

$$V_{CO_2} = \frac{m_{CO_2} \cdot 22.4}{M_{CO_2}} = \frac{2.69 \cdot 22.4}{44} = 1.37 \text{ нм}^3/\text{кг}$$

$$V_{H_2O} = \frac{m_{H_2O} \cdot 22.4}{M_{H_2O}} = \frac{2.18 \cdot 22.4}{18} = 2.71 \text{ нм}^3/\text{кг}$$

$$V_{O_2} = \frac{m_{O_2} \cdot 22.4}{M_{O_2}} = \frac{0.23 \cdot 22.4}{32} = 0.16 \text{ нм}^3/\text{кг}$$

$$V_{N_2} = \frac{m_{N_2} \cdot 22.4}{M_{N_2}} = \frac{13.84 \cdot 22.4}{28} = 11.07 \text{ нм}^3/\text{кг}$$

Суммарный объем продуктов сгорания равен:

$$\sum V_i = 1.37 + 2.71 + 0.16 + 11.07 = 15.31 \text{ нм}^3/\text{кг}$$

Плотность продуктов сгорания при нормальных условиях равна:

$$\rho_0 = \frac{\sum m_i}{\sum V_i} = \frac{18.94}{15.31} = 1.24 \text{ кг/нм}^3$$

Энтальпия продуктов сгорания на 1 кг топлива при различных температурах можно вычислить по формуле [68]:

$$q_T = (T - 273) \cdot (m_{CO_2} c_p^{CO_2} + m_{H_2O} c_p^{H_2O} + m_{O_2} c_p^{O_2} + m_{N_2} c_p^{N_2}) \quad (2.36)$$

где T – температура продуктов сгорания, К; $c_p^{CO_2}, c_p^{H_2O}, c_p^{O_2}, c_p^{N_2}$ – средние массовые теплоемкости продуктов сгорания, кДж/(кг · град).

Подставляя различные значения температуры продуктов сгорания в (2.36), можно определить энтальпию q_T , например для $T=500$ К, найдем q_{500} , $q_{500} = (500 - 273) \cdot (2.69 \cdot 0.9207 + 2.18 \cdot 1.9004 + 0.23 \cdot 0.9391 + 13.84 \cdot 1.0362) = 4807$ кДж/кг.

Энтальпия продуктов сгорания при разных температурах приведена в таблице 8.

Таблица 8 – Энтальпия продуктов сгорания

T, К	300	500	700	1 100	1 500	1 900
q_T , кДж/кг	561	4 807	9 260	18 837	29 070	40 048

По данным таблицы 8 можно построить график зависимости: энтальпия продуктов сгорания – температура (рис. 2.3).

Зная энтальпию продуктов сгорания, можно определить КПД печи подогрева по формуле [67, 68]:

$$\eta^{\theta} = 1 - \left(\frac{q_{nom}}{Q_p^H} + \frac{q_{yx}}{Q_p^H} \right) \quad (2.37)$$

где q_{nom}/Q_p^H - потери тепла в окружающую среду в долях от низшей теплоты сгорания топлива, q_{yx}/Q_p^H - потери тепла с уходящими дымовыми газами в долях от низшей теплоты сгорания топлива.

Используя результаты экспериментальных исследований, потери тепла в окружающую среду принимает равной [67, 68]: $\frac{q_{nom}}{Q_p^H} = 0.06$.

Предполагая, что температура уходящих дымовых газов T_{yx} , больше температуры топлива $T_1 = 303$ К, поступающего в печь на $\Delta T = 270$ К, получим:

$$T_{yx} = T_1 + \Delta T = 303 + 270 = 573 \text{ К.}$$

При $T_{yx} = 573$ К по графику зависимости $T-q$ (рис. 2.3) можно получить потерю тепла с уходящими дымовыми газами - $q_{yx} = 7000$ кДж/кг.

Подставляя полученные значения в (2.37), определим КПД печи подогрева:

$$\eta^{\theta} = 1 - \left(\frac{q_{nom}}{Q_p^H} + \frac{q_{yx}}{Q_p^H} \right) = 1 - (0.06 + 0.143) = 0.797$$

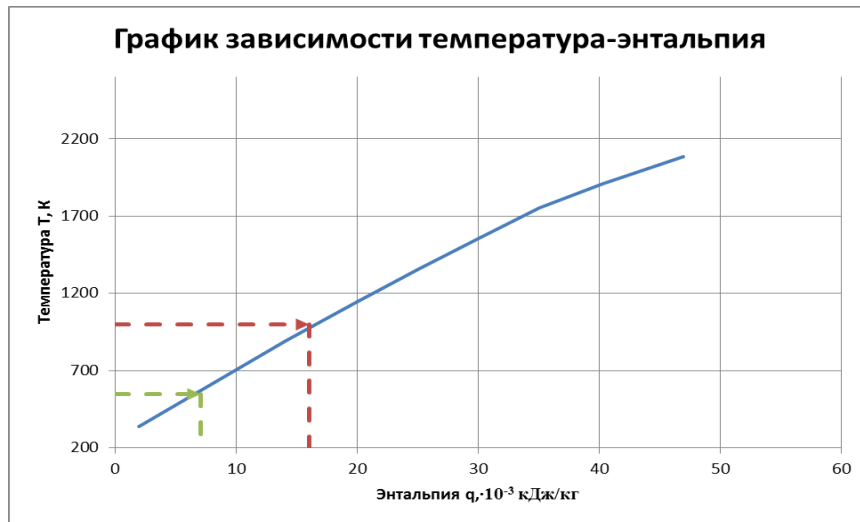


Рисунок 2.3. График зависимости температура - энтальпия

При $T_{yx} = 700 \text{ К}$ по графику зависимости $T - q$ (рис. 2.3) можно получить потерю тепла с уходящими дымовыми газами - $q_{yx} = 10000 \text{ кДж/кг}$.

В этом случае КПД печи подогрева будет равно:

$$\eta^{\theta} = 1 - \left(\frac{q_{nom}}{Q_p^u} + \frac{q_{yx}}{Q_p^u} \right) = 1 - (0.06 + 0.2045) = 0.7355$$

Таким образом, при известном составе газового топлива и температуре уходящих газов можно определить коэффициент полезного дела печи подогрева.

КПД печи подогрева η^{θ} позволяет определить удельный расход условного топлива для подогрева одной тонны нефти на 1°C по формуле:

$$b_{y.m} = \frac{142.86 \cdot 10^{-3}}{\eta^{\theta}} \cdot c_p,$$

где $b_{y.t}$ – удельный расход условного топлива, кг у.т./($\text{т} \cdot \text{град}$), c_p – теплоемкость нефти, ккал/(кг · град).

При теплоемкости нефти $c_p = 0.4681 \text{ ккал/(кг} \cdot \text{град)}$ и КПД $\eta^{\theta} = 0.7355$ найдем удельный расход условного топлива:

$$b_{y.m} = \frac{142.86 \cdot 10^{-3}}{\eta^{\theta}} \cdot c_p = \frac{0.14286}{0.7355} \cdot 0.4681 = 0.09092 \text{ кг у.т./}(\text{т} \cdot ^{\circ}\text{C})$$

Тогда удельный расход газового топлива для подогрева 1 т нефти на 1°C будет равен:

$$b_m = \frac{7000}{Q_n^p} \cdot b_{y.m} = \frac{7000}{8528.1} \cdot b_{y.m} = 0.820816 \cdot 0.09086 = 0.074628 \text{ нм}^3/(\text{т} \cdot ^{\circ}\text{C})$$

Зная удельный расход топлива, можно определить общее количество топлива G_i^z (тыс. нм³) для подогрева объема нефти G_i^H (тыс. т.) на i – той печи подогрева по формуле:

$$G_i^z = b_m^i \cdot G_i^H \cdot (T_i^{6_{\text{вых}}} - T_i^{6_{\text{вх}}})$$

где $T_i^{6_{\text{вых}}}, T_i^{6_{\text{вх}}}$ – температуры нефти на выходе и входе i – той печи подогрева.

В случае работы на станции нескольких печей подогрева общее количество топлива находится из выражения:

$$G^z = \sum_i^n b_m^i \cdot G_i^H \cdot (T_i^{6_{\text{вых}}} - T_i^{6_{\text{вх}}}) = \frac{7000}{Q_p^H} \sum_i^n \frac{0.14286}{\eta_i^\theta} c_{pi} \cdot (T_i^{6_{\text{вых}}} - T_i^{6_{\text{вх}}}) \cdot G_i^H$$

В приложении Д приведены расчетные данные энтальпии продуктов сгорания, удельного расхода условного топлива, удельного расхода и объема газового топлива для подогрева объема нефти в печах подогрева.

2.3.5 Критерии оптимальности энергосбережения

Определение энергосберегающих режимов перекачки нефтесмеси проводится путем оптимизационных расчетов. Оптимизационные расчеты выполняются на основе критерия оптимальности и целевой функции.

На практике используется две группы критерия оптимальности [30, 47]:

- 1) гидродинамические;
- 2) технико-экономические.

К первой группе относятся критерии оптимальности, выражающие: 1) минимум потери напора; 2) максимальную производительность трубопровода; 3) минимум затрат мощности на перекачку и т.д.

Ко второй группе относятся критерии оптимальности экономического характера с минимальными стоимостными затратами на перекачку и подогрев.

В зависимости от требований, возникающих в процессе эксплуатации трубопроводов, и условий безопасности транспортировки нефти определяется выбор критерия оптимальности [24, 30, 47]. Критерии оптимальности выражают факторы эксплуатации нефтепровода, поэтому решение оптимизационной задачи находится теплогидравлическим расчетом с учетом режимных параметров перекачки нефти.

В исследованиях по перекачке нефти с подогревом в качестве критерия оптимальности принято считать минимум общих эксплуатационных затрат на перекачку и подогрев, и целевая функция записывается в виде [30]:

$$S = \rho \cdot Q \cdot g \cdot H \frac{\sigma_H}{\eta_H} + \rho \cdot Q \cdot c_p \cdot (T_n - T_k) \frac{\sigma_\theta}{\eta_\theta} \Rightarrow \min$$

где S – суммарная затрата, Q – объемный расход, g – ускорение свободного падения, H – полные потери напора на участке, ρ, c_p – плотность и теплоемкость нефти, σ_H, σ_θ – стоимости единицы механической и тепловой

энергии, соответственно, η_H, η_θ – коэффициенты полезного действия насосных агрегатов и печи подогрева, соответственно, T_n, T_k – начальная и конечная температура нефти на участке.

Впервые решение этой задачи было получено В.С. Яблонским [27, 28] и имеет вид:

$$\rho \cdot Q \cdot g \cdot i_n \frac{\sigma_H}{\eta_H} + k_n \cdot \pi \cdot D_1 \cdot (T_n - T_0) \frac{\sigma_\theta}{\eta_\theta} = \rho \cdot Q \cdot g \cdot i_k \frac{\sigma_H}{\eta_H} + k_k \cdot \pi \cdot D_1 \cdot (T_k - T_0) \frac{\sigma_\theta}{\eta_\theta} \quad (2.38)$$

где i_n, i_k – гидравлические уклоны на начальном и конечном участке нефтепровода, соответственно, k_n, k_k – коэффициенты теплопередачи на начальном и конечном участке нефтепровода, соответственно, D_1 – внутренний диаметр нефтепровода, T_0 – температура окружающего грунта.

Согласно В.С. Яблонскому [27, 28] температура подогрева будет оптимальной в том случае, когда суммарные затраты на перекачку и подогрев на единицу длины в начале участка равны суммарным затратам на перекачку и подогрев на единицу длины в конце участка нефтепровода.

Как видно из выражения (2.38), критерии оптимальности В.С. Яблонского сформулированы для фиксированного расхода на линейном участке, и не выполняются при изменении объема перекачки и регулировании температуры нефтесмеси на участке с несколькими насосными станциями и пунктами подогрева.

Энергосберегающий режим трубопроводной транспортировки нефтесмеси определяется работой технологического оборудования на участке магистрального нефтепровода. Это предполагает сформулировать критерии оптимальности в зависимости от условия работы насосных агрегатов и печи подогрева.

Критерии оптимальности энергосберегающего режима перекачки нефтесмеси на участке магистрального нефтепровода с несколькими станциями определяются минимальным значением суммарной стоимости потребляемой мощности насосных агрегатов и печи подогрева [17, 69]:

$$F = \sum_i^n \left(\sigma_i^M \sum_j^{m_i} N_{ij} + \frac{\rho_i Q_i c_{pi} (T_i^\theta - T_i^r) \sigma_i^T}{\eta_i^\theta} \right) \Rightarrow \min \quad (2.39)$$

где F – суммарная стоимость потребляемой мощности насосных агрегатов и печи подогрева, n – количество перекачивающих и тепловых станций на участке; $m_i, \rho_i, c_{pi}, Q_i, \sigma_i^M, \sigma_i^T, \eta_i^\theta$ – количество работающих насосов, плотность, теплоемкость и объемный расход, стоимость единицы механической энергии, стоимость единицы тепловой энергии (топлива) и коэффициент полезного действия печи подогрева на i -ой станции, соответственно; N_{ij} – потребляемая мощность j -го насосного оборудования на i -ой станции, T_i^θ, T_i^r – температура нефтесмеси на выходе и входе i -ой станции, соответственно.

Первое слагаемое (2.39) определяет стоимость потребляемой мощности всех насосов на перекачку нефтесмеси и второе – стоимость мощности на подогрев нефтесмеси на каждой станции.

Потребляемая мощность каждого насосного агрегата находится по формуле (2.29).

Потребляемая мощность печи i -той станции подогрева определяется из выражения:

$$N_i^\theta = \frac{\rho_i Q_i c_{pi} (T_i^\theta - T_i^r)}{\eta_i^\theta}$$

Минимум разности температуры нефтесмеси на выходе и входе пункта подогрева определяет минимум мощности при известном КПД печи подогрева.

В случае, когда поток нефтесмеси не подогревается на участке магистрального нефтепровода с несколькими насосными станциями, из (2.39) можно получить критерии оптимальности – минимум стоимости затрат потребляемой мощности насосных агрегатов на перекачку нефтесмеси:

$$F = \sum_i^n \sigma_i^M \sum_j^{m_i} N_{ij} \Rightarrow \min \quad (2.40)$$

Из выражения (2.39) можно легко получить удельную затрату на перекачку и подогрев заданного объема нефти G :

$$F_{y\theta} = \frac{1}{G} \sum_i^n \left(\sigma_i^M \sum_j^{m_i} N_{ij} + \frac{\rho_i Q_i c_{pi} (T_i^\theta - T_i^r) \sigma_i^T}{\eta_i^\theta} \right)$$

Тогда критерии оптимальности при подогреве нефтесмеси можно сформулировать следующим образом:

$$F_{y\theta} \Rightarrow \min \quad (2.41)$$

Энергосберегающий режим согласно критерию (2.39) соответствует минимуму суммарной стоимости потребляемой мощности подогрева и перекачки транспортируемого объема нефти.

Перекачка транспортируемого объема нефтесмеси производится работой насосных агрегатов и печи подогрева. Оптимальная температура подогрева $T_{\text{опт}}$ находится путем совместного расчета формулы Шухова и уравнения баланса напора.

Таким образом, определение энергосберегающего режима проводится путем теплогидравлических расчетов формулы Шухова и уравнения баланса напора, обеспечивающих минимальное значение критерия оптимальности (2.39) или (2.40) на эксплуатационном участке магистрального нефтепровода.

3 АЛГОРИТМ РАСЧЕТА ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИХ РЕЖИМОВ ТРАНСПОРТИРОВКИ

Проблема оптимизации технологических режимов транспортировки нефти рассмотрены в работах [24, 28, 41, 43, 64, 69 - 94]. Разработка алгоритма оптимизационных расчетов представляет главную задачу для определения энергосберегающих режимов перекачки.

3.1 Общая постановка задачи

Цель оптимизации режима перекачки состоит в том, чтобы найти такие условия работы насосов и печей подогрева нефти, при котором сумма финансовых затрат на электроэнергию насосов и топливо печей была минимальной, и выполнялись условия безопасности перекачки:

$$\sum_{i=1}^n S_i^H + \sum_{i=1}^m S_i^{ПЧ} \rightarrow \min \quad (3.1)$$

где n, S_i^H – количество работающих насосов и затраты на работу i -ого насоса, соответственно; $m, S_i^{ПЧ}$ – количество работающих печей подогрева и затраты на работу i -ой печи, соответственно.

Данную задачу можно решать в двух постановках: рассматривать сумму затраты либо в единицу времени, либо за определённый период времени. В первом случае в качестве исходного параметра принимается только производительность трубопровода Q , а во втором случае задаются два параметра: объем нефти V и время t , за которое необходимо прокачать этот объем. Второй случай будет рассмотрен ниже (см. п.3.8).

Целесообразность минимизации именно суммы финансовых затрат, а не суммы потребляемой мощности насосов и печей объясняется тем, что электроэнергия и тепловая энергия имеют совершенно разную стоимость. К тому же, если на участке имеются несколько НПС или СПН, то на каждой станции могут быть свои тарифные ставки на электроэнергию и топливо для печей. Поэтому в экономическом смысле корректно сравнивать лишь затраты, которые были потрачены на работу насосов и печей подогрева.

Конечно помимо затрат на электроэнергию насосов, финансовые расходы на работу насосов включают в себя еще и дополнительные расходы на ремонт оборудования, заработную плату сотрудников, обслуживающих насосные агрегаты, а также расходы на обеспечение работы насосов, такие как расходы на смазочное масло, работу охлаждающего вентилятора. Дополнительные расходы на обслуживание работы насосов по сравнению с расходом на потребляемую электроэнергию незначительны. Расходы на ремонт насосов и зарплату обслуживающего персонала зависят от качества изготовления насоса и финансовой политики организации.

Аналогичным образом обстоят затраты на работу печей подогрева.

Дополнительные затраты для насосов слабо зависят от выбора режимов перекачки при соблюдении условий безопасной перекачки. Поэтому под

минимизацией затрат на работу насосов и печей подогрева будет считаться именно минимизация суммы затрат на электроэнергию потребляемой насосами и затрат на топливо для печей подогрева.

Для безопасной перекачки используются следующие критерии:

- 1) удовлетворение карте уставок по давлению на входе/выходе НПС;
- 2) безопасная эксплуатация насосных агрегатов:
 - рабочая область работы насоса;
 - минимальный кавитационный запас;
 - недопущение перегрузки электродвигателя;
- 3) безопасная эксплуатация печей подогрева;
- 4) недопущение снижения температуры нефти в трубопроводе ниже критической температуры (температуры потери текучести);
- 5) недопущение самотечного движения нефти в трубопроводе (учет перевальных точек);
- 6) учет дефектов трубопровода.

Обычно при принятии максимального допустимого давления на выходе станции в карте уставок по давлению уже учитываются дефекты трубы. Однако на практике могут возникать новые дефекты труб, из-за которых соблюдение карты уставок по давлению не гарантирует безопасность перекачки. Поэтому при решении задач оптимизации ограничения по неучтенным дефектам труб и по карте уставок будут дополнять друг друга.

Каждое выше перечисленное условие для безопасной перекачки описывается математическими неравенствами, которые будут показаны ниже.

3.2 Режим работы насосных агрегатов

3.2.1 Постановка задачи

Рассмотрим сначала случай перекачки без работы печей подогрева, т.е. необходимо найти лишь оптимальную комбинацию работающих насосов. При этом некоторые насосы могут работать в режиме с ЧРП. Тогда критерий оптимальности имеет вид:

$$\sum_{i=1}^n \left(z_i \sum_{j=1}^{m_i} c_{ij} N_{ij}^{\text{HA}}(\mathbf{k}_{ij}) \right) \rightarrow \min \quad (3.2)$$

где n – количество перекачивающих станций на участке, m_i – количество насосов в i -ой перекачивающей станции, z_i – стоимость электроэнергии на i -ой станции (тенге/кВт·ч); c_{ij} – целочисленная переменная, которая принимает значение 1, если насос в работе, и 0 в противном случае; N_{ij}^{HA} – потребляемая мощность j -го насосного агрегата i -ой станции (кВт); \mathbf{k}_{ij} – отношение частоты вращения ротора к номинальной для данного насоса.

Для величины любого \mathbf{k}_{ij} справедливо:

$$\mathbf{k}_{ij}^{min} \leq \mathbf{k}_{ij} \leq 1 \quad (3.3)$$

где \mathbf{k}_{ij}^{min} – минимально допустимая величина, которая определяет нижнюю границу частоты вращения для любого насоса. Величина \mathbf{k}_{ij} не может быть больше единицы, так как преобразователь частоты способен лишь понижать частоту вращения ротора. Если насос не работает в режиме ЧРП, то $\mathbf{k}_{ij} = 1$.

Число одновременно работающих насосов в режиме ЧРП ограничено количеством приводов p на станции. Число приспособленных к работе с ЧРП насосов может быть больше, чем количество самих приводов. Поэтому для каждой i -ой станции необходимо установить ограничение на число одновременно работающих насосов в режиме ЧРП:

$$\sum_{j=1}^{m_i} c_{ij} [1 - \mathbf{k}_{ij}] \leq p_i \quad (3.4)$$

где оператор $[]$ означает операцию округления в большую сторону.

Известно, что насосы могут работать последовательно и параллельно по отношению друг другу или комбинированно. Для учета особенностей совместной работы насосов разобьем насосы на группы по следующему принципу: насосы, которые могут работать друг с другом параллельно, принадлежат к одной группе; группы нумеруются по порядку прохождения нефти через них. На рисунке 3.1 показан пример разбивки насосов на группы. Видно, что магистральные насосы М2 и М3 расположены параллельно, поэтому они относятся к одной группе.

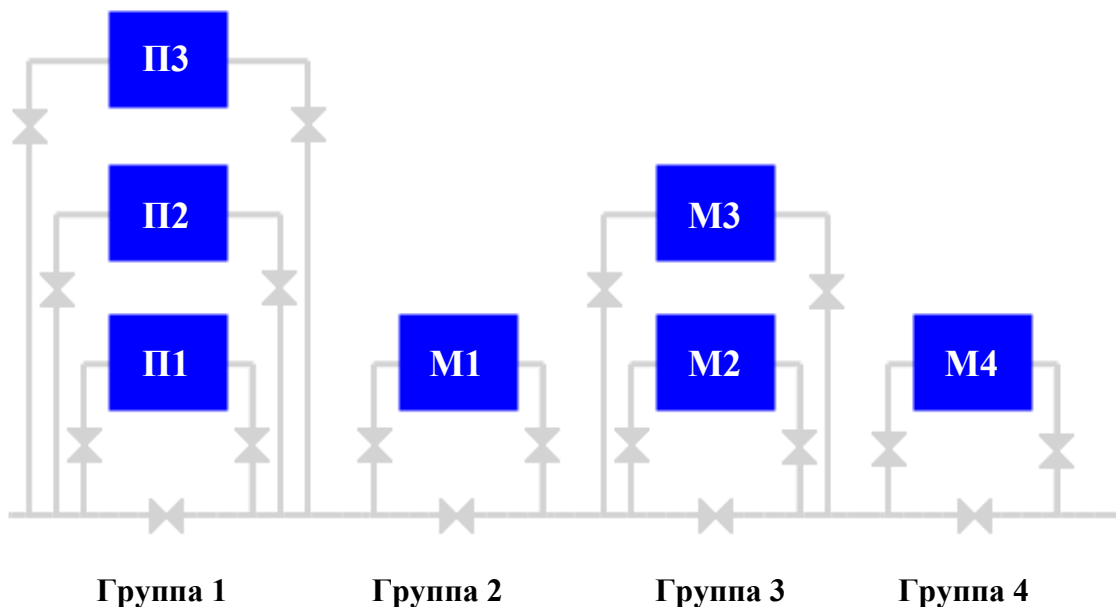


Рисунок 3.1. Разбивка насосов на группы: М – магистральный насос, П – подпорный насос

Введем понятие перепада давления через группу насосов $\Delta P^{гр}$, значение которого определяется как:

$$\Delta P^{гр}(Q, \mathbf{k}) = \begin{cases} 0, & c_{раб} = 0 \\ \rho g H\left(\frac{Q}{c_{раб}}, \mathbf{k}\right), & c_{раб} > 0 \end{cases} \quad (3.5)$$

где $c_{раб}$ – число работающих насосов в группе, ρ – плотность прокачиваемой нефти, $H(Q, \mathbf{k})$ – зависимость напора от расхода любого насоса в группе.

Известно, что насосы, имеющие разные напорные характеристики, при параллельной работе будут передавливать друг друга, из-за этого на производстве не допускают того, чтобы разные по напору насосы соединились параллельно. Поэтому в рассматриваемой задаче предполагается, что насосы, работающие параллельно, имеют одинаковые напорные характеристики или однотипные.

Построим конкретный вид для зависимостей $H(Q, \mathbf{k})$ и $N^{НА}(Q, \mathbf{k})$.

Для пересчета характеристик работ насоса при ЧРП используются известные формулы подобия:

$$\frac{Q^{ЧРП}}{Q} = \mathbf{k}, \quad \frac{H^{ЧРП}}{H} = \mathbf{k}^2, \quad \frac{N^{ЧРП}}{N} = \mathbf{k}^3 \quad (3.6)$$

где Q, H, N и $Q^{ЧРП}, H^{ЧРП}, N^{ЧРП}$ – расход, напор и мощность насоса без ЧРП и с ЧРП, соответственно. Отсюда следует:

$$H^{ЧРП}(Q^{ЧРП}) = \mathbf{k}^2 * H\left(\frac{Q^{ЧРП}}{\mathbf{k}}\right) \quad (3.7)$$

Для насосов известны паспортные кривые напоров и КПД, которые можно аппроксимировать полиномом третьей степени [17,18]:

$$H(Q) = C_0^H + C_1^H Q + C_2^H Q^2 + C_3^H Q^3 \quad (3.8)$$

$$\eta(Q) = C_0^\eta + C_1^\eta Q + C_2^\eta Q^2 + C_3^\eta Q^3 \quad (3.9)$$

где $C_0^H, C_1^H, C_2^H, C_3^H$ и $C_0^\eta, C_1^\eta, C_2^\eta, C_3^\eta$ – коэффициенты аппроксимации для паспортной кривой напора и кривой КПД насоса, соответственно. Эти коэффициенты могут быть пересчитаны с воды на конкретную нефть, причем значение вязкости берется исходя из той температуры, при которой нефть качается через этот насос.

Из формул (3.7) и (3.8) легко получить напорную характеристику насоса при работе с ЧРП, обозначив для конкретного значения \mathbf{k} функцию $H^{ЧРП}(Q^{ЧРП})$ как $H(Q, \mathbf{k})$:

$$H(Q, \mathbf{k}) = C_0^H \mathbf{k}^2 + C_1^H \mathbf{k} Q + C_2^H Q^2 + \frac{C_3^H Q^3}{\mathbf{k}} \quad (3.10)$$

Используя определение мощности насоса, для насоса с ЧРП имеем:

$$N^{\text{ЧРП}} = \frac{Q^{\text{ЧРП}} H^{\text{ЧРП}} \rho g}{\eta^{\text{ЧРП}}} = \frac{k^3 Q H \rho g}{\eta^{\text{ЧРП}}} = \frac{N^{\text{ЧРП}} Q H \rho g}{N \eta^{\text{ЧРП}}} \Rightarrow N = \frac{Q H \rho g}{\eta^{\text{ЧРП}}}$$

Отсюда, также принимая во внимание определение мощности насоса, получим равенство:

$$\eta^{\text{ЧРП}}(Q^{\text{ЧРП}}) = \eta(Q) \quad (3.11)$$

Используя формулы (3.9) и (3.11), легко получить характеристику КПД насоса при работе с ЧРП, обозначив для конкретного значения \mathbf{k} функцию $\eta^{\text{ЧРП}}(Q^{\text{ЧРП}})$ как $\eta(Q, \mathbf{k})$:

$$\eta(Q, \mathbf{k}) = C_0^\eta + \frac{C_1^\eta Q}{\mathbf{k}} + \frac{C_2^\eta Q^2}{\mathbf{k}^2} + \frac{C_3^\eta Q^3}{\mathbf{k}^3} \quad (3.12)$$

Таким образом, мощность насоса имеет вид:

$$N(Q, \mathbf{k}) = \frac{C_0^H \mathbf{k}^5 Q + C_1^H \mathbf{k}^4 Q^2 + C_2^H \mathbf{k}^3 Q^3 + C_3^H \mathbf{k}^2 Q^4}{C_0^\eta \mathbf{k}^3 + C_1^\eta \mathbf{k}^2 Q + C_2^\eta \mathbf{k} Q^2 + C_3^\eta Q^3} \rho g \quad (3.13)$$

Используя полученную зависимость мощности насоса $N(Q, \mathbf{k})$, КПД муфты η_m и КПД электродвигателя $\eta_{\text{эл}}$ с учетом его коэффициента загрузки k_3 , однозначно определяется зависимость потребляемой мощности всего насосного агрегата от расхода Q и величины \mathbf{k} :

$$\begin{aligned} N^{\text{НА}}(Q, \mathbf{k}) &= \frac{N(Q, \mathbf{k})}{\eta_m \eta_{\text{эл}}} = \frac{N(Q, \mathbf{k})}{\eta_m} \left(1 + \frac{1 - \eta_{\text{эл ном}}}{2 \eta_{\text{эл ном}} k_3} (1 + k_3^2) \right) = \\ &= \frac{N(Q, \mathbf{k})}{\eta_m} + \frac{1 - \eta_{\text{эл ном}}}{2 \eta_{\text{эл ном}}} \left(N_{\text{эл ном}} + \frac{N^2(Q, \mathbf{k})}{\eta_m^2 N_{\text{эл ном}}} \right) \end{aligned} \quad (3.14)$$

где $\eta_{\text{эл ном}}$ – номинальный КПД электродвигателя, $N_{\text{эл ном}}$ – номинальная мощность электродвигателя, коэффициент загрузки $k_3 = \frac{N}{\eta_m N_{\text{эл ном}}}$. Подставляя выражение (3.13) в (3.14), получим следующую сложную зависимость:

$$\begin{aligned} N^{\text{НА}}(Q, \mathbf{k}) &= \frac{C_0^H \mathbf{k}^5 Q + C_1^H \mathbf{k}^4 Q^2 + C_2^H \mathbf{k}^3 Q^3 + C_3^H \mathbf{k}^2 Q^4}{C_0^\eta \mathbf{k}^3 + C_1^\eta \mathbf{k}^2 Q + C_2^\eta \mathbf{k} Q^2 + C_3^\eta Q^3} * \frac{\rho g}{\eta_m} + \frac{(1 - \eta_{\text{эл ном}}) N_{\text{эл ном}}}{2 \eta_{\text{эл ном}}} \\ &+ \frac{(1 - \eta_{\text{эл ном}}) \rho^2 g^2}{2 \eta_{\text{эл ном}} N_{\text{эл ном}}} * \\ &* \frac{A_1 \mathbf{k}^{10} Q^2 + A_2 \mathbf{k}^9 Q^3 + A_3 \mathbf{k}^8 Q^4 + A_4 \mathbf{k}^7 Q^5 + A_5 \mathbf{k}^6 Q^6 + A_6 \mathbf{k}^5 Q^7 + A_7 \mathbf{k}^4 Q^8}{B_1 \mathbf{k}^6 + B_2 \mathbf{k}^5 Q + B_3 \mathbf{k}^4 Q^2 + B_4 \mathbf{k}^3 Q^3 + B_5 \mathbf{k}^2 Q^4 + B_6 \mathbf{k} Q^5 + B_7 Q^6} \end{aligned} \quad (3.15)$$

где $A_1 = C_0^H C_0^H$, $A_2 = 2C_0^H C_1^H$, $A_3 = 2C_0^H C_2^H + C_1^H C_1^H$, $A_4 = (2C_0^H C_3^H + 2C_1^H C_2^H)$, $A_5 = (2C_1^H C_3^H + C_2^H C_2^H)$, $A_6 = 2C_2^H C_3^H$, $A_7 = C_3^H C_3^H$, $B_1 = C_0^\eta C_0^\eta$, $B_2 = 2C_0^\eta C_1^\eta$, $B_3 = (2C_0^\eta C_2^\eta + C_1^\eta C_1^\eta)$, $B_4 = (2C_0^\eta C_3^\eta + C_1^\eta C_2^\eta)$, $B_5 = (2C_1^\eta C_3^\eta + C_2^\eta C_2^\eta)$, $B_6 = 2C_2^\eta C_3^\eta$, $B_7 = 2C_3^\eta C_3^\eta$.

Если известен расход Q , то можно найти потерю давления на участке, применяя формулу Дарси-Вейсбаха и учитывая статическое давление. Зная плотность прокачиваемой нефти ρ можно представить уравнения баланса напоров в форме давлений:

$$P_{\text{нач}} + \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^{m_i^{\text{гп}}} \Delta P_{ij}^{\text{гп}} = \sum_{i=1}^n \Delta P_i^{\text{РД}} + \sum_{i=1}^n \Delta P_i^{\text{уч}} + \Delta P^{\text{п}} + P_{\text{ост}} \quad (3.16)$$

где $P_{\text{нач}}$ – начальное давление, которое обуславливается уровнем нефти в резервуаре; $m_i^{\text{гп}}$ – количество насосных групп на станции; $\Delta P_{ij}^{\text{гп}}$ – увеличение давления, создаваемый j -ой группой насосов i -ой станции; $\Delta P_i^{\text{РД}}$ – потеря давления после регулятора давления (РД); $\Delta P_i^{\text{уч}}$ – потеря давления в трубопроводе с учетом перепада гидростатического давления между i -ой и $(i+1)$ -ой станциями при расходе Q ; $\Delta P^{\text{п}}$ – величина противодействия, создаваемой задвижкой на входе конечной станции; $P_{\text{ост}}$ – давление, необходимое для того, чтобы перекачать нефть в конечный резервуар.

Значения $P_{\text{нач}}$ и $P_{\text{ост}}$ являются исходными параметрами. Перепады давления на линейных участках между станциями рассчитываются относительно заданного Q однозначно, поэтому в задаче оптимизации их тоже можно принять как исходные параметры.

Значения перепадов давления через НПС и потери давления через РД являются решением задачи оптимизации. Величина противодействия вводится для того, чтобы всегда выполнялся баланс напоров, в противном случае подобранное решение будет вызывать другой расход отличный от Q , а также в некоторых случаях необходимо, чтобы $\Delta P^{\text{п}}$ принимало не нулевое значение во избежание движения нефти в трубе самотеком. Значение противодействия вычисляется автоматически.

Следует определить ограничение, накладываемое на решение задачи оптимизации по давлению на входе и выходе станции. Давление на входе k -ой станции обозначим P_k^{in} , на выходе из этой станции до РД – P_k^{out1} и после РД – P_k^{out2} .

Тогда на основании (3.16) можно написать:

$$P_k^{\text{in}} = P_{\text{нач}} + \sum_{i=1}^{k-1} \sum_{j=1}^{m_i^{\text{гп}}} \Delta P_{ij}^{\text{гп}} - \sum_{i=1}^{k-1} \Delta P_i^{\text{РД}} - \sum_{i=1}^{k-1} \Delta P_i^{\text{уч}} \geq P_k^{\text{in min}} \quad (3.17)$$

$$P_k^{\text{out1}} = P_k^{\text{in}} + \sum_{j=1}^{m_k^{\text{гп}}} \Delta P_{kj}^{\text{гп}} \leq P_k^{\text{out1 max}} \quad (3.18)$$

$$P_k^{\text{out2}} = P_k^{\text{out1}} - \Delta P_k^{\text{РД}} \leq P_k^{\text{out2 max}} \quad (3.19)$$

где $P_k^{in\ min}$ – минимально допустимое давление на входе k -ой станции, $P_k^{out1\ max}$, $P_k^{out2\ max}$ – максимально допустимое давление до и после РД на выходе k -ой станции. Эти переменные являются исходными параметрами задачи. Как правило, их значения определяются картой уставок.

Известно, что за счёт особенностей профиля участка на трубопроводе могут быть места, где давление принимает меньшие значения, чем в конце участка. В этом случае разность давлений между началом трубопровода и данным местом будет больше, чем потери давления на участке $\Delta P_*^{yч}$.

Пусть $\max_ \Delta P_*^{yч}$ – максимальная разность давлений между началом участка и каким-либо местом на участке. Это место может оказаться перевальной точкой на данном участке, после которого движение нефти будет самотечным. Очевидно, что это произойдет лишь в том случае, когда линия гидравлического уклона коснётся линии профиля, т.е. давление в этом месте трубопровода станет равным нулю. Исходя из этих соображений, запишем необходимое и достаточное условие вынужденного (не самотёчного) движения нефти для i -ого участка:

$$P_i^{out2} - \max_ \Delta P_i^{yч} > 0 \quad (3.20)$$

Дефекты труб могут также являться исходными параметрами, ограничивающие область решения задачи оптимизации. Для определения дефекта трубы используются два параметра: координата расположения дефекта вдоль трубы X_* и максимально допустимое давление, которое можно прилагать к этому месту трубы, не вызывая ее повреждения/деформацию $P_*^{def\ max}$. Согласно определению $P_*^{def\ max}$, необходимо выполнение условия для учета каждого j -ого дефекта.

$$P(X_j) \leq P_j^{def\ max} \quad (3.21)$$

Каждый насос имеет свой так называемый рабочий диапазон, т.е. в качестве исходного параметра заданы его минимально и максимально допустимые расходы Q^{min} , Q^{max} , которые в случае работы в режиме ЧРП зависят от частоты вращения ротора:

$$Q^{min}(\mathbf{k}) \leq Q \leq Q^{max}(\mathbf{k}) \quad (3.22)$$

Каждый насос имеет известный минимально допустимый подпор, который гарантирует его бескавитационную работу. Так как на практике расположенные параллельно насосы одинаковы по типу, то значение минимально допустимого подпора будет общим для всей группы насосов. Определив подпор путем суммирования потерей давления на входе в станцию и перепады давления на насосах, можно получить условие бескавитационной работы каждой l -ой группы насосов и k -ой станции:

$$P_{kl}^{in\ gr} = P_k^{in} + \sum_{j=1}^{l-1} \Delta P_{kj}^{гp} \geq P_{kl}^{min\ in\ gr} \quad (3.23)$$

В работе насосов не допускается перегрузка электродвигателя. Под перегрузкой электродвигателя понимается превышение значения потребляемой мощности всего насосного агрегата N по сравнению с номинальной мощностью электродвигателя $N^{\text{нотр}}$ в $k^{\text{пер}}$ раз. Обычно для мощностей покачивающих насосов $k^{\text{пер}} = 1.1$. Поэтому необходимо выполнение условия:

$$N^{\text{НА}}(Q, \mathbf{k}) \leq k^{\text{пер}} * N^{\text{ном}} \quad (3.24)$$

В случае, когда значение параметра Q задано, то целевая функция (3.2) и ограничения содержат два типа неизвестных: целочисленную переменную s , которая для каждого насоса определяет в работе он или нет, и рациональную переменную \mathbf{k} , которая определяет частоту вращения ротора для каждого насоса.

Если в задаче насосы содержат несколько сменных роторов, то целевая функция и ограничения будут содержать третий тип неизвестных (целочисленный тип), так как напорная и КПД характеристика насосов будет зависеть также и от целочисленного параметра, который называется номер используемого ротора \mathbf{r} :

$$H = H(Q, \mathbf{k}, \mathbf{r}), \quad \eta = \eta(Q, \mathbf{k}, \mathbf{r})$$

Если в рассматриваемой задаче станции содержат несколько схем расположения насосов, то целевая функция и ограничения будут содержать дополнительный тип неизвестных (целочисленный тип), так как число работающих насосов в формуле (3.5) и количество насосных групп на станции зависит от номера схемы расположения насосов в станции.

3.2.2 Алгоритм поиска оптимального режима

Алгоритм поиска – задача нелинейного программирования, в которой и целевая функция (3.2) и ограничения (3.3, 3.4, 3.17 - 3.24) являются нелинейными функциями.

Простейшим методом, которым можно попытаться решить эту задачу, является полный перебор всех комбинаций работ насосов. При отсутствии ЧРП в насосах время такого расчета пропорционально числу 2 в степени равной количеству всех насосов. Такой подход в случае большого числа насосов, делает расчет чрезмерно ресурсоемким. Например, в работе [88] говорится о том, что единичный расчет участка с 6-ю НПС по 4 насоса в каждом требует порядка полутора часов, и предлагается параллельная реализация. При наличии ЧРП в насосах, где насос может выдавать целый диапазон значений напора, перебор усложняется настолько, что делает расчет вовсе неосуществимым.

Авторами [89-91] были предложены подходы, основанные на генетических алгоритмах. Однако, как известно, генетический алгоритм имеет несколько недостатков. Например, функция приспособленности (fitness function) в данном алгоритме является очень затратной по времени

для реальных задач высокой размерности. Решение является достоверным лишь при сравнении результатов с данными других методов. Точное условие сходимости алгоритма неоднозначно. Генетические алгоритмы имеют тенденцию сходиться к локальному оптимуму или даже к спорным точкам, вместо глобального оптимума.

В теории оптимизации широко используется метод Лагранжа для задач математического нелинейного программирования. В искомой задаче ограничения, накладываемые на переменные, представляют собой не уравнения, а неравенства, поэтому для модификации метода необходимо выполнение условий Каруша - Куна - Таккера [92]. В рассматриваемом случае функции ограничений не являются непрерывно дифференцируемыми, что противоречит обязательным условиям метода Лагранжа.

Нами же предложен совершенно другой подход, основанный на идеях динамического программирования. Было замечено, что задача поиска энергосберегающего режима может быть разбита на множество перекрывающихся подзадач, с нахождением оптимальной подструктуры. Используя решение задачи для n насосов, можно эффективно находить решения для $n+1$ насосов. Был построен граф состояний работы насосных агрегатов. Каждый узел графа содержит данные о количестве используемых насосов и его параметров, понижения давления в РД. Эти узлы были соединены друг с другом, исходя из их напорных характеристик и частот вращения их роторов. Был найден переход решения подзадачи к решению общей задачи и доказана ее правильность.

Объектом каждой подзадачи является функция зависимости затрат на потребляемую электроэнергию от создаваемого перепада давления $S(P)$ для каждого насоса. Естественно, что $P \geq 0$. Для того чтобы применить поиск путем динамического программирования, вместо непрерывной функции $S(P)$ будет использован его дискретный вариант. Для этого значение давления будет представлено дискретно с достаточно мелким шагом ε_p . Для нашей задачи достаточно взять $\varepsilon_p = 0.01$ бар. Это значение сравнимо с погрешностью расчета перепада давления через насосы и участков трубопровода, поэтому брать меньшее значение для ε_p не имеет смысла. Слишком большие значения ε_p приведут к потере точности решения оптимальной задачи (3.2).

Для того, чтобы хранить решение задачи, введем дискретный массив решений $Info(P)$, который для каждого значения P содержит список необходимых насосов, которые работая вместе, создают это давление. Массив включает частоту вращения насосов (при наличии ЧРП), используемые роторы (если имеются сменные роторы для насоса), а также значения потерь давления после РД. Значения массива решений для конкретного параметра P , определяют неизвестные c и k для насосов в условии (3.2).

Функции затрат $S(P)$ и массив решений $Info(P)$ для насоса без ЧРП имеют вид:

$$\begin{aligned} S(P) &= \begin{cases} +\infty, & P \neq P_{\text{нас}} \\ zN^{\text{HA}}(Q), & P = P_{\text{нас}} \end{cases} \\ Info(P) &= \begin{cases} \emptyset, & P \neq P_{\text{нас}} \\ \text{(номер насоса)}, & P = P_{\text{нас}} \end{cases} \end{aligned} \quad (3.25)$$

где z – стоимость электроэнергии на станции (тенге/(кВт·ч)), N^{HA} – потребляемая мощность насосного агрегата (кВт), Q – расход, который проходит через насос, $P_{\text{нас}}$ – перепад давления, созданный насосом, который находится как:

$$P_{\text{нас}} = [\rho g H(Q)]$$

где оператор $[]$ означает округление к ближайшему рациональному числу, из ряда чисел с шагом ε_P .

Аналогично определяются функция $S(P)$ и массив $Info(P)$ для насоса с ЧРП, с той лишь разницей, что значения давления, производимые насосом рассчитываются в безопасном диапазоне (3.3) частоты вращения его ротора:

$$\begin{aligned} S(P) &= \begin{cases} +\infty, & P \notin [P^{\min}, P^{\max}] \\ zN^{\text{HA}}(Q, \mathbf{k}), & P \in [P^{\min}, P^{\max}] \end{cases} \\ Info(P) &= \begin{cases} \emptyset, & P \notin [P^{\min}, P^{\max}] \\ \text{(номер насоса)} + \mathbf{k}, & P \in [P^{\min}, P^{\max}] \end{cases} \end{aligned} \quad (3.26)$$

где P^{\min}, P^{\max} – минимальный и максимальный перепады давления, которые может воспроизводить насос, и рассчитываются как:

$$\begin{aligned} P^{\min} &= [\rho g H(Q, \mathbf{k}^{\min})] \\ P^{\max} &= [\rho g H(Q, 1)] \end{aligned}$$

В случае если одновременно параллельно работают r насосов, то их функция затрат $S_r(P)$ определяется как:

$$S_r(P) = \begin{cases} +\infty, & P \neq P_{\text{нас}} \\ z \sum_{i=1}^r N_i^{\text{HA}}\left(\frac{Q}{r}\right), & P = P_{\text{нас}} \end{cases} \quad (3.27)$$

где $P_{\text{нас}}$ – перепад давления, созданный параллельно работающими насосами, который находится как:

$$P_{\text{нас}} = [\rho g H\left(\frac{Q}{r}\right)]$$

Предполагается, что параллельно соединенные насосы имеют одинаковые напорные характеристики, так как иначе, насосы будут «передавливаться» друг друга, что недопустимо в правилах эксплуатации насосов. Для параллельно работающих насосов в режиме с ЧРП функция $S_r(P)$ примет вид аналогично функции (3.27).

Для того, чтобы учесть условие рабочей области насоса (3.22), необходимо изменить функцию затрат по следующему принципу:

$$S(P) = \begin{cases} S(P), & Q^{min}(\mathbf{k}) \leq Q \leq Q^{max}(\mathbf{k}) \\ +\infty, & \text{иначе} \end{cases} \quad (3.28)$$

Аналогичным образом корректируется функция затрат, если требуется учесть условие работы электродвигателя насоса без перегрузки (3.24):

$$S(P) = \begin{cases} S(P), & N^{HA}(Q, \mathbf{k}) \leq k^{пер} * N^{ном} \\ +\infty, & \text{иначе} \end{cases} \quad (3.29)$$

Обозначим «объединением» двух функций S^A и S^B такую функцию $S(P)$, которая для каждого P имеет значение:

$$S(P) = S^A(P) \cup S^B(P) = \min(S^A(P), S^B(P)) \quad (3.30)$$

Аналогично, обозначим «объединением» двух массивов $Info^A$ и $Info^B$ такой массив $Info(P)$, который для каждого P имеет значение:

$$Info(P) = Info^A(P) \cup Info^B(P) = \begin{cases} Info^A(P), & S^A(P) \leq S^B(P) \\ Info^B(P), & S^A(P) > S^B(P) \end{cases}$$

Если насос имеет несколько сменных роторов, то его функция затрат определяется выражением:

$$S(P) = \bigcup_{i=1}^n S^{ротор\ i}(P) \quad (3.31)$$

где n – число сменных роторов насоса, $S^{ротор\ i}$ – функция затрат насоса, при работе с ротором i .

Аналогично определяется его массив решений $Info(P)$.

Для каждого значения давления, которое может создать группа параллельно работающих насосов, можно найти такую комбинацию насосов, при которой имеет место минимум затрат. Очевидно, что ответом и решением данной задачи для группы из r насосов будут являться «объединения»:

$$\begin{aligned} S^{гp} &= \bigcup S_1 \cup \dots \cup \bigcup S_{r-1} \cup S_r \\ Info^{гp} &= \bigcup Info_1 \cup \dots \cup \bigcup Info_{r-1} \cup Info_r \end{aligned} \quad (3.32)$$

где $\bigcup S_i, \bigcup Info_i$ – «объединения» функции $S(P)$ и массива $Info(P)$ соответственно для всех выборок i насосов из r . Выборка i насосов из r означает, что из r насосов работают только i штук. Обычно, на производстве число параллельно расположенных насосов не больше 4, поэтому количество слагаемых будет не больше $4+6+4+1=15$.

Обозначим «наложением» функции S^B на функцию S^A такую функцию $S(P)$, которая для каждого P имеет значение:

$$S(P) = S^A(P) \leftarrow (S^B) = \min(S^A(P), S^A(P - P^*) + S^B(P^*)) \quad (3.33)$$

где величина переменной P^* при конкретном значении P определяется как:

$$P^* = \operatorname{argmin}_{P^* \in [0, P]} (S^A(P - P^*) + S^B(P^*)) \quad (3.34)$$

Аналогично, обозначим «наложением» массива $Info^B$ на массив $Info^A$ такой массив $Info(P)$, который для каждого P имеет значение:

$$Info(P) = Info^A(P) \leftarrow Info^B(P) = \begin{cases} Info^A(P), & S^A(P) \leq S^A(P - P^*) + S^B(P^*) \\ Info^A(P - P^*) + Info^B(P^*), & \text{иначе} \end{cases}$$

Назовем функцию затрат $S(P)$ оптимальной при каком-либо наборе насосов, если для любого значения ее аргумента P она содержит минимум затрат, который необходим, чтобы создать давление со значением P , используя некоторые насосы из искомого набора.

Не трудно доказать, что если имеется оптимальная функция затрат $S(P)$ при некотором числе насосов, то при добавлении в систему нового насоса или группы насосов, «наложение» их функции S^{gp} на функцию $S(P)$ снова приведет к оптимальной функции затрат для новой системы. Поэтому оптимальная функция затрат $S_{out}^{ct}(P)$ и ее массив решений $Info_{out}^{ct}(P)$ на выходе из станций будет являться «наложением» функций затрат и массивов решений всех имеющихся в станции групп насосов к оптимальной функции $S_{in}^{ct}(P)$ и ее массиву $Info_{in}^{ct}(P)$ на входе в станцию:

$$\begin{aligned} S_{out}^{ct}(P) &= S_{in}^{ct}(P) \leftarrow (S_1^{gp}) \leftarrow (S_2^{gp}) \leftarrow \dots \leftarrow (S_m^{gp}) \\ Info_{out}^{ct}(P) &= Info_{in}^{ct}(P) \leftarrow (Info_1^{gp}) \leftarrow (Info_2^{gp}) \leftarrow \dots \leftarrow (Info_m^{gp}) \end{aligned} \quad (3.35)$$

Для того, чтобы учитывать ограничение по минимальному подпорку на входе в насос или в группу насосов (3.23), необходимо производить «наложение» (3.35) групповых функций строго в том порядке, в котором группы располагаются на станции (см. рис. 3.1), а также в операции «наложение» изменить условие (3.33) для каждой i -ой группы на:

$$P^* \in [P - P_i^{\min \text{ in } gr}, P] \quad (3.36)$$

Если станция имеет несколько схем расположений насосов (например, НПС «Жетыбай»), то его общая функция затрат на выходе из станции определяется как:

$$S_{out}^{ct}(P) = \bigcup_{i=1}^n S_{out}^{ct, \text{схема } i}(P) \quad (3.37)$$

где n – число схем расположений насосов на станции, $S_{out}^{ct, \text{схема } i}$ – функция затрат на выходе из станции при схеме i . Аналогично определяется его массив решений $Info(P)$.

В случае если на станции количество приводов меньше числа насосов, которые могут работать в режиме ЧРП, то функция затрат и массив решений для станции будут иметь дополнительный аргумент v , который определяет количество насосов, работающих с ЧРП. Значение v не должно превышать количество приводов на станции p . Тогда для учета ограничения вида (3.4) «наложение» функции затрат для групп насосов на станции будет выглядеть следующим образом (для $Info^{CT}(P, v)$ аналогично):

$$\begin{aligned} S^{CT}(P, v) &= S^{CT}(P, v) \leftarrow (S^{ГРП}) = \\ &= \min(S^{CT}(P, v), S^{CT}(P - P^*, v - N(P^*)) + S^{ГРП}(P^*)) \end{aligned} \quad (3.38)$$

где $N(P^*)$ – количество насосов в группе, работающие с ЧРП, для создания давления P^* . Количество работающих насосов в группе можно определить из массива решения группы $Info^{ГРП}(P^*)$. Работают ли они в режиме с ЧРП, определяется по критерию $k \neq 1$ для каждого значения $Info^{ГРП}(P^*)$.

Значение переменной P^* при конкретных величинах P и v определяется как:

$$P^* = \underset{P^* \in [0, P]}{\operatorname{argmin}}(S^{CT}(P - P^*, v - N(P^*)) + S^{ГРП}(P^*)) \quad (3.39)$$

Не трудно доказать, что при «наложении» по формулам (3.37) и (3.38) для каждого числа использованных приводов v функция затрат будет сохранять свою оптимальность. После «наложений» функций затрат всех групп насосов и их массивов решений необходимо перейти к виду с одним аргументом по давлению путем следующего «объединения»:

$$S^{CT}(P) = \bigcup_{v=0}^p S^{CT}(P, v) \quad (3.40)$$

Назовем «обрезкой» функции $S^{old}(P)$ по давлениям P^A и P^B ($P^A < P^B$) такую функцию $S^{new}(P)$, которая для каждого P имеет значение:

$$S^{new}(P) = CUT(S^{old}(P), P^A, P^B) = \begin{cases} +\infty, & P \notin [P^A, P^B] \\ S^{old}(P), & P \in [P^A, P^B] \end{cases} \quad (3.41)$$

Аналогично для массива решений:

$$Info^{new}(P) = CUT(Info^{old}(P), P^A, P^B) = \begin{cases} \text{"нет насосов"}, & P \notin [P^A, P^B] \\ Info^{old}(P), & P \in [P^A, P^B] \end{cases}$$

Оставшиеся ограничения по карте уставок, перевальным точкам и дефектам труб учитываются путем «обрезки» функций $S(P)$ на выходе из станций и ее массива $Info(P)$.

Учитывая, что перепад давления на участке между двумя станциями при фиксированном значении Q не зависит от давления на выходе из начальной станции, можно определить минимальное допустимое давление на выходе из

станции для того, чтобы выполнялось условие по давлению (3.17) на входе в последующую станцию. Очевидно, что значение такого давления должно для k -ой станции быть не меньше $P_{k+1}^{in\ min} + \Delta P_k^{yч}$. Таким образом, условие по давлению на входе станции определяется через условие на выходе из предыдущей станции. Учитывая условие не самотечного движения (3.20), запишем окончательное выражение минимально допустимого давления на выходе из станции (обозначим $P_{out}^{min,k}$):

$$P_k^{out2} \geq P_{out}^{min,k} = \max(P_{k+1}^{in\ min} + \Delta P_k^{yч}, \max_ \Delta P_i^{yч}) \quad (3.42)$$

Максимальное допустимое давление на выходе из станции ограничивается уставкой по максимальному давлению на выходе (3.19) и дефектами трубы. Учитывая перепад давления на участке, и условия по давлению в точках с дефектом трубы (3.21), можно заранее найти такое максимальное давление на выходе из станции $P^{pipe\ max}$, при котором будет выполняться условие (3.21). Итак, запишем окончательное условие для максимально допустимого давления на выходе из станции (обозначим $P_{out}^{max,k}$):

$$P_k^{out2} \leq P_{out}^{max,k} = \min(P_k^{out2\ max}, P_k^{pipe\ max}) \quad (3.43)$$

Если не учитывать работу РД на станциях, т.е. $\Delta P^{РД} = 0$, то, очевидно, что все условия по давлению учитываются в функций $S(P)$ и массиве $Info(P)$ следующей «обрезкой» (для $Info(P)$ аналогично):

$$S(P) = CUT(S(P), P_{out}^{min}, P_{out}^{max}) \quad (3.44)$$

Если же учитывать возможную пользу РД в решении оптимальной задачи, то перед «обрезкой» (3.39) для учета уставки по выходному давлению до РД (3.18), необходимо изменить $S(P)$ и $Info(P)$ следующим образом:

$$S(P) = \begin{cases} S(P'), & S(P) > S(P') \\ S(P), & \text{иначе} \end{cases} \quad (3.45)$$

$$Info(P) = \begin{cases} Info(P') + \text{"понижение на РД на"} + (P' - P), & S(P) > S(P') \\ Info(P), & \text{иначе} \end{cases}$$

где значения P' для конкретного значения P определяется как:

$$P' = \underset{P' \in [P, P_k^{out1\ max}]}{\operatorname{argmin}} (S(P)) \quad (3.46)$$

Другими словами, эти операции означают, что если большее давление было получено с меньшими затратами, то с помощью РД с теми же затратами можно получить и меньшие давления.

Назовем «сдвигом» функции $S^{old}(P)$ на величину ΔP такую функцию $S^{new}(P)$, которая для каждого P имеет значение (для $Info(P)$ аналогично):

$$S^{new}(P) = SHIFT(S^{old}(P), \Delta P) = S^{old}(P - \Delta P) \quad (3.47)$$

Тогда очевиден переход на следующую станцию (для $Info(P)$ аналогично):

$$S_{in}^{след,ст}(P) = SHIFT(S_{out}^{ст}(P), \Delta P^{уч}) \quad (3.48)$$

где $S_{in}^{след,ст}(P)$ – функция затрат на входе следующей станции, а функция $S_{out}^{ст}(P)$ должна быть предварительно «обрезана».

Таким образом, выше определены все операции для поиска оптимального режима перекачки. Эти операции необходимо проделать для всех станций в порядке их расположения на участке трубопровода кроме последней (с индексом $n + 1$):

$$k = 1$$

- 1) Для $i=1$ до m^k рассчитать $S_i^{гр,k}$ (3.25 – 3.32);
- 2) $S_{out}^{ст,k}(P) = S_{in}^{ст,k}(P) \leftarrow (S_1^{гр,k}) \leftarrow (S_2^{гр,k}) \leftarrow \dots \leftarrow (S_{m^k}^{гр,k})$;
- 3) Расчет $\Delta P_k^{уч}$;
- 4) $S_{out}^{ст,k}(P) = CUT(S_{out}^{ст,k}(P), P^{min}, P^{max})$;
- 5) $S_{in}^{ст,k+1}(P) = SHIFT(S_{out}^{ст,k}(P), \Delta P_k^{уч})$;
- 6) $k = k + 1$. Если $k \neq n + 1$, то перейти в п.1, иначе выход из цикла.

В качестве начальной функции затрат используется функция:

$$S_{in}^{ст,1}(P) = \begin{cases} +\infty, & P \neq P_{нач} \\ 0, & P = P_{нач} \end{cases} \quad (3.50)$$

Начальная функция $S_{in}^{ст,1}(P)$ является простейшей и содержит очевидную нулевую затрату для создания статического подпора из резервуара. Это функция является оптимальной, так как нет варианта более дешевого для создания давления $P_{нач}$. Поэтому дальнейшие «наложение» к ней функции затрат насосов или групп насосов сохраняет ее оптимальность. Как было показано ранее, в каждой итерации цикла все решения, которые не удовлетворяют ограничениям задачи, отсекаются на этапах 1,2 и 4. После окончания цикла (3.49) будет получена с учетом всех ограничений оптимальная функция затрат $S_{in}^{ст,n+1}(P)$ и ее массив решений $Info_{in}^{ст,n+1}(P)$, которые хранят оптимальные результаты для различных давлений, с которыми поток нефти может прийти на вход в конечную станцию.

После окончания цикла (3.49) необходимо установить значение аргумента для функции затрат и массива решений $P^{отв}$, который будет определять ответ задачи. Если в конечной станции, возможно использования противодействия, то $P^{отв}$ определяется как

$$P^{ответ} = \operatorname{argmin} \left(S_{in}^{ст,n+1}(P) \right) \text{ на промежутке } P^{ответ} \geq P_{ост}$$

В этом случае величина противодействия на входе в конечную станцию равна $\Delta P^п = P^{отв} - P_{ост}$. В противном случае $P^{отв} = P_{ост}$.

Итак, минимальной суммой затрат при производительности Q будет являться значение функции $S_{in}^{ст,n+1}(P^{отв})$. Оптимальная комбинация работающих насосов и их режимы работы будут храниться в ячейке массива $Info_{in}^{ст,n+1}(P^{отв})$. Если $S_{in}^{ст,n+1}(P^{отв}) = +\infty$, то это показывает, что с текущими насосами и ограничениями, прокачивать с производительностью Q невозможно.

Заметим, что для нахождения оптимального решения, каждый насос рассматривается лишь один раз. Поэтому, в отличие от полного перебора, имеющего сложность $O(2^N)$, данный алгоритм является эффективным по времени и имеет сложность лишь $O(N)$, где N – число всех насосов участка. К тому же, в настоящем алгоритме наличие ЧРП теперь не является проблемой: ЧРП лишь расширяет область определения функции затрат $S(P)$ и никак не влияет на сложность данного алгоритма. А также в отличие от генетических алгоритмов, описанный выше подход позволяет получить гарантированно самый оптимальный результат.

3.3 Режим с подогревом

Постановка и алгоритм решения задачи оптимального режима с подогревом аналогичны задаче, описанной в разделе 3.2. Поэтому далее будут приведены только отличительные и дополнительные условия и методы решения, присущие режиму с подогревом.

3.3.1 Постановка задачи

В данной задаче в отличие от предыдущей помимо насосов регулируются режимы работ печей подогрева, учитывая затраты на подогрев. Поэтому целевая функция будет дополнена новыми слагаемыми:

$$\sum_{i=1}^n \left(z_i^{эл} \sum_{j=1}^{m_i^{нас}} c_{ij}^{нас} N_{ij}^{НА}(\mathbf{k}_{ij}) + z_i^{топ} \sum_{j=1}^{m_i^{пч}} c_{ij}^{пч} Q_{ij}^{топ} \right) \rightarrow \min \quad (3.51)$$

где n – число перекачивающих станций, $m_i^{нас}/m_i^{пч}$ – количество насосов/печей в i -ой станции, $z_i^{эл} / z_i^{топ}$ – стоимость электроэнергии (тенге/кВт·ч)/топлива (тенге/кг) на i -ой станции; $c_{ij}^{нас}/c_{ij}^{пч}$ – целочисленная переменная, которая имеет значение 1 если насос / печь в работе, и 0 в противном случае; $Q_{ij}^{топ}$ – скорость подачи топлива на j -ую печь i -ой станции (кг/ч). Естественно, для каждой печи величина $Q^{топ}$ имеет свои минимальные и максимальные пределы (обозначим $Q_{min}^{топ}$ и $Q_{max}^{топ}$), значения которых известны и зависят от количества вентиляторов обдува в печи и их мощностей. Поэтому на скорость подачи топлива должно быть наложено ограничение:

$$Q_{min,ij}^{топ} \leq Q_{ij}^{топ} \leq Q_{max,ij}^{топ} \quad (3.52)$$

В отличие от задачи в разделе 3.2, потери давления для каждого участка не постоянны, так как теперь их значения могут быть различными в зависимости от температуры нефти на выходе из станции. Поэтому в ограничениях по давлению вместо констант $\Delta P_i^{yч}$, $\max_ \Delta P_i^{yч}$ будут подразумеваться их функции от температуры:

$$\begin{aligned}\Delta P_i^{yч} &= \Delta P_i^{yч}(T_i + \Delta T_i^{СПН}) \\ \max_ \Delta P_i^{yч} &= \max_ \Delta P_i^{yч}(T_i + \Delta T_i^{СПН})\end{aligned}$$

где T_i – температура нефти на входе в i -ую станцию, $\Delta T_i^{СПН}$ – величина подогрева на СПН. Температура на выходе из станции равна $(T_i + \Delta T_i^{СПН})$. При известном значении Q , температура T_{i+1} на входе в последующую станцию может быть рассчитана, используя значение $(T_i + \Delta T_i^{СПН})$. Естественно, значение T_1 известно равна температуре нефти на выходе из резервуаров начальной станции.

При фиксированном расходе Q , функция давлений (3.5) и потребляемой мощности (3.15), создаваемые насосам или группой насосов, помимо параметра \mathbf{k} , будут иметь дополнительный аргумент по температуре на входе в насосную станцию (обозначим $T_i^{нас}$). Коэффициенты напорных и КПД характеристик в формулах (3.8, 3.9) зависят от вязкости прокачиваемой жидкости, что в свою очередь зависит от ее температуры. Поэтому для целевой функции (3.51) и ограничений по давлению справедливы зависимости:

$$\begin{aligned}\Delta P_{ij}^{гp} &= \Delta P_{ij}^{гp}(\mathbf{k}_{ij}, T_i^{нас}) \\ N_{ij}^{HA} &= N_{ij}^{HA}(\mathbf{k}_{ij}, T_i^{нас})\end{aligned}$$

Известно, что на СПН только часть прокачиваемой нефти проходить через печи подогрева, другая часть идет через обходную трубу, в которой не происходит нагрева, затем все потоки вливаются в одну трубу, где после смешения устанавливается окончательная температура потока. Объем нефти, который проходит через печи, регулируется специальной задвижкой на обходной трубе, которая может создавать различные сопротивления. Таким образом, на станциях подогрева создается искусственный перепад давления, чтобы нагревать нефть. Поэтому в уравнении баланса напоров в отличие от (3.16) должны учитываться потери давления $\Delta P_i^{СПН}$ для всех пунктов подогрева на данном участке:

$$P_{нач} + \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^{m_i^{гp}} \Delta P_{ij}^{гp}(T_i^{нас}) = \sum_{i=1}^n (\Delta P_i^{СПН} + \Delta P_i^{РД} + \Delta P_i^{yч}) + \Delta P^{п} + P_{ост} \quad (3.53)$$

Отсюда ограничения по давлению на входе P_k^{in} (3.17) и на выходе из станции до РД $P_k^{out 1}$ (3.18) для k -ой станции будут немного изменены:

$$P_k^{in} = P_{нач} + \sum_{i=1}^{k-1} \sum_{j=1}^{m_i^{gp}} \Delta P_{ij}^{gp} - \sum_{i=1}^{k-1} (\Delta P_i^{СПН} + \Delta P_i^{PD} + \Delta P_i^{yч}) \geq P_k^{in min} \quad (3.54)$$

$$P_k^{out 1} = P_k^{in} + \sum_{j=1}^{m_k^{gp}} \Delta P_{kj}^{gp} - \Delta P_k^{СПН} \leq P_k^{out 1 max} \quad (3.55)$$

Как известно, печи подогрева располагаются по-разному относительно насосной. Если печи расположены после насосной, то $T_k^{нас} = T_k$. Если печи расположены до насосной, то $T_k^{in нас} = T_k + \Delta T_k^{СПН}$ и условия бескавитационной работы (3.23) для каждой l -ой группы насосов k -й станции дополняется новым слагаемым:

$$P_{kl}^{in gr} = P_k^{in} - \Delta P_k^{СПН} + \sum_{j=1}^{l-1} \Delta P_{kj}^{gp} \geq P_{kl}^{min in gr} \quad (3.56)$$

Как известно, для расхода $Q_i^{пч}$ подогреваемой нефти через каждую i -ую печь существует зависимость типа:

$$Q_i^{пч} = Q_i^{пч}(\Delta P^{СПН}, \mathbf{c}^{пч}) \quad (3.57)$$

где $\Delta P^{СПН}$ – значение перепада давления в обходной трубе, $\mathbf{c}^{пч} = (c_1^{пч}, c_2^{пч}, \dots, c_m^{пч})$ – вектор, обозначающий работу каждой печи.

Зависимость $Q_i^{пч}(\Delta P^{СПН}, \mathbf{c}^{пч})$ может быть подчитана, учитывая конструкцию печей на СПН.

Для каждой печи подогрева также имеется зависимость величины ее подогрева $\Delta T^{пч}$ от расхода нефти через печь $Q^{пч}$ и от скорости подачи топлива $Q^{топ}$ на эту печь:

$$\Delta T^{пч} = C^{пч} Q^{пч} Q^{топ} \quad (3.58)$$

где константа $C^{пч}$ заранее может быть подсчитана и зависит от конструкции печи, его состояния, состава топлива, времени года. Значение $C^{пч}$ пропорционально КПД печи подогрева.

Естественно, существует определенный предел температуры прокачиваемой нефти, до которой ее можно безопасно нагревать в печи, чтобы она не разлагалась на отдельные фракции или не испарялась. Назовем эту величину $T_{нефть}^{max}$. Для того чтобы учесть это в модели задачи, введем следующее ограничение для каждой j -ой печи на i -ой станции:

$$T_i + \Delta T_{ij}^{пч} = T_i + C_{ij}^{пч} Q_{ij}^{пч} Q_{ij}^{топ} \leq T_{нефть}^{max} \quad (3.59)$$

Так как подогретые потоки с расходами $Q_i^{пч}$ от каждой печи затем смешиваются с обходным ненагретым потоком с расходом $(Q - \sum Q_i^{пч})$, то

общий подогрев на выходе из СПН с расходом Q определяется по известной формуле смешивания потоков с разными весовыми коэффициентами:

$$\Delta T^{\text{СПН}} = \sum_{i=1}^{m^{\text{пч}}} c_i^{\text{пч}} \frac{Q_i^{\text{пч}}}{Q} \Delta T_i^{\text{пч}} \quad (3.60)$$

Используя равенства (3.57-3.58, 3.60) запишем зависимость величины подогрева на СПН от значений $\Delta P^{\text{СПН}}$, $c_i^{\text{пч}}$ и $Q_i^{\text{топ}}$:

$$\Delta T^{\text{СПН}} = \frac{1}{Q} \sum_{i=1}^{m^{\text{пч}}} c_i^{\text{пч}} c_i^{\text{пч}} Q_i^{\text{топ}} (Q_i^{\text{пч}} (\Delta P^{\text{СПН}}, c^{\text{пч}}))^2 \quad (3.61)$$

Для каждого типа прокачиваемой нефти на производстве установлен нижний предел температуры остывания (обозначим $T_{\text{нефть}}^{\text{min}}$). Обычно его значение связано с температурой потерей текучести нефти. Поэтому необходимо ввести ограничение:

$$T(x) \leq T_{\text{нефть}}^{\text{min}} \quad (3.62)$$

где $T(x)$ – значение температуры нефти в каждой точке x трубы на участке.

Итак, для задачи оптимального режима с подогревом была изменена целевая функция и некоторые ограничения по давлению (3.54-3.56), а также введены новые ограничения (3.52, 3.59, 3.62). Для получившейся задачи основными неизвестными будут являться следующие переменные:

- 1) $c_{ij}^{\text{нас}}$ – оптимальная комбинация насосов;
- 2) \mathbf{k}_{ij} – режимы с ЧРП для насосов;
- 3) $c_{ij}^{\text{пч}}$ – оптимальная комбинация печей подогрева;
- 4) $Q_{ij}^{\text{топ}}$ – необходимая подача топлива на печь;
- 5) $\Delta P_i^{\text{СПН}}$ – необходимый перепад давления на СПН.

Как и в предыдущей задаче (пункт 3.2) в зависимости от особенностей участка могут быть добавлены переменные по сменным роторам и схемам расположения насосов.

3.3.2 Алгоритм решения

Если количество станций подогрева на участке меньше трех и топливо на каждую печь может подаваться только с одной скоростью ($Q_i^{\text{топ}} = \text{const}$), то задачу (3.51) можно решить путем комбинирования решения задачи (3.2) с перебором значения перепада давления на каждом СПН с шагом ε_p и работающих комбинации печей подогрева: для каждого режима подогрева привести расчет получившейся задачи (3.2) и выбрать среди них наименее затратный. В противном случае, решение путем перебора по работе печей будет занимать большое количество времени. Поэтому предлагается универсальное решение, сложность алгоритма которого слабо зависит от числа СПН на участке и от режимов подачи топлива. Данное решение

является расширенной версией метода динамического программирования, используемого для предыдущей задачи.

В задаче 3.3 оптимальные давления связаны с оптимальными температурами перекачки, так как перепады давления на участках и давления, создаваемые насосами, зависят от различных значений температур, производимые печами подогрева, работа которых также стоит затрат. Следовательно, функции затрат и массивы решений должны будут также содержать дополнительный дискретный параметр по температуре T с достаточно мелким шагом ε_T . Для задачи 3.3 достаточно значение $\varepsilon_T = 0.05$ °С, которое сравнимо с погрешностью расчета остывания потока нефти по участкам трубопровода. Большие значения ε_T могут привести к потере точности решения. Поэтому функции затрат и массивов решений для насосов, групп насосов, станций, а также операции над ними должны быть переопределены.

Достаточно просто переопределить функции затрат и массивов решений для насосов и групп насосов. Внизу показана функция затрат для насоса без ЧРП.

$$S(P, T) = \begin{cases} +\infty, & P \neq P_{\text{нас}}(T) \\ z_{\text{нас}} N^{\text{НА}}(Q, T), & P = P_{\text{нас}}(T) \end{cases} \quad (3.63)$$

Аналогично переопределяются ее массив решений, а также случаи работы с ЧРП (3.27), параллельной работы насосов (3.28) и условие работы электродвигателя насоса без перегрузки (3.29). Параметр T для функций насосов, входа и выхода из станций означает температуру, при которой создается давление P – значение первого параметра.

Похожим образом, как и в п. 3.2 определяется начальная функция затрат:

$$S_{in}^{\text{ст},1}(P, T) = \begin{cases} 0, & P = P_{\text{нач}} \text{ и } T = T_{\text{нач}} \\ +\infty, & \text{иначе} \end{cases} \quad (3.64)$$

Для текущей задачи операции «объединение» функций затрат или массивов решений аналогичны операции (3.30). Операция «наложения» будет иметь различные определения. Лишь «наложение» функции групп насосов $S^{\text{ГР}}$ на функцию станции $S^{\text{СТ}}$ определяется таким же образом как и (3.33) в предыдущей задаче (аналогичная ситуация и для массива решений):

$$S(P, T) = S^{\text{СТ}}(P, T) \leftarrow (S^{\text{ГР}}) = \min_{P^* \in [0, P]} (S^{\text{СТ}}(P - P^*, T) + S^{\text{ГР}}(P^*, T)) \quad (3.65)$$

Помимо насосов, в режиме с подогревом должны учитываться функции затрат $S_v^{\text{пч},i}$ и массивы решений $Info_v^{\text{пч},i}$ для каждой i -ой печи, аргументы которых будут иметь иные смыслы: первый аргумент P означает перепад давления на СПН, второй аргумент T – температуру нефти на входе в печь, дополнительный третий аргумент ΔT – увеличение температуры общего потока Q с помощью данной печи. А также функции печи имеют дополнительный индекс v – номера выборки работающих печей в СПН из

набора $m^{\text{пч}}$. Естественно $v \leq 2^{m^{\text{пч}}} - 1$. Если при какой-либо выборке v , i -ая печь не работает, то нет необходимости определять ее $S_v^{\text{пч},i}(P, T, \Delta T)$ и $Info_v^{\text{пч},i}(P, T, \Delta T)$. В противном случае, функция затрат для печи и ее массив решений рассчитывается следующим образом:

$$\begin{aligned}
 & S_v^{\text{пч},i}(P, T, \Delta T) \\
 = & \begin{cases} z^{\text{пч}} Q_i^{\text{топ}}, & Q_{i,v}^{\text{топ}}(P, \Delta T) \in [Q_{\text{min},i}^{\text{топ}}, Q_{\text{max},i}^{\text{топ}}] \text{ и } T + \Delta T^{\text{пч}} \leq T_{\text{нефть}}^{\text{max}} \\ +\infty, & \text{иначе} \end{cases} \\
 Q_{i,v}^{\text{топ}}(P, \Delta T) = & \frac{\Delta T^{\text{пч}}(P, \Delta T)}{C_i^{\text{пч}} Q_i^{\text{пч}}(P, \mathbf{c}^{\text{пч}}(v))} \\
 \Delta T^{\text{пч}}(P, \Delta T) = & \frac{Q}{Q_i^{\text{пч}}(P, \mathbf{c}^{\text{пч}}(v))} \Delta T \\
 Info_v^{\text{пч},i}(P, T, \Delta T) = & \begin{cases} (\text{номер печи}) + Q_i^{\text{топ}}, & Q_{i,v}^{\text{топ}}(P, \Delta T) \in [Q_{\text{min},i}^{\text{топ}}, Q_{\text{max},i}^{\text{топ}}] \\ \text{"печь не работает"}, & \text{иначе} \end{cases}
 \end{aligned} \tag{3.66}$$

где $Q_{i,v}^{\text{топ}}$ – необходимый расход топлива для i -ой печи при выборке v , $\Delta T^{\text{пч}}$ – подогрев потока, который проходит через данную печь. Вектор $\mathbf{c}^{\text{пч}}(v)$ означает работающую комбинацию печей подогрева при выборке v . С помощью условий, которые при определении $S_v^{\text{пч},i}(P, T, \Delta T)$ накладываются на значения $Q_{i,v}^{\text{топ}}$ и $\Delta T^{\text{пч}}$, в решении автоматически учитываются ограничения по расходу топлива на печи (3.52) и максимального подогрева в печи (3.59).

После расчета всех $S_v^{\text{пч},i}$ и $Info_v^{\text{пч},i}$, необходимо определить функцию затрат $S_v^{\text{СПН}}$ и массив решений $Info_v^{\text{СПН}}$ суммарной работы печей в СПН при каждой выборке v . Значения $S_v^{\text{СПН}}$ и $Info_v^{\text{СПН}}$ определяется «наложением» функций всех работающих печей подогрева:

$$\begin{aligned}
 S_v^{\text{СПН}}(P, T, \Delta T) = & S_v^{\text{пч},1} \leftarrow S_v^{\text{пч},2} \leftarrow \dots \leftarrow S_v^{\text{пч},c_{\text{раб}}(v)} \\
 Info_v^{\text{СПН}}(P, T, \Delta T) = & Info_v^{\text{пч},1} \leftarrow Info_v^{\text{пч},2} \leftarrow \dots \leftarrow Info_v^{\text{пч},c_{\text{раб}}(v)}
 \end{aligned} \tag{3.67}$$

где $c_{\text{раб}}(v)$ – количество работающих печей при выборке v . Операция «наложения» для функции затрат печей A и B будет иметь следующий вид (аналогично для массива решений):

$$\begin{aligned}
 S^{\text{пч},A}(P, T, \Delta T) \leftarrow (S^{\text{пч},B}) = \\
 = \min_{\Delta T^* > 0} (S^{\text{пч},A}(P, T, \Delta T) + S^{\text{пч},B}(P, T, \Delta T - \Delta T^*))
 \end{aligned} \tag{3.68}$$

Для любой тройки значений $(P, T, \Delta T)$ оптимальная работа всей СПН означает оптимальную выборку работающих печей из $m^{\text{пч}}$ печей. Поэтому оптимальная функция затрат для СПН есть «объединение» всевозможных функций затрат из $(2^{m^{\text{пч}}} - 1)$ выборок (аналогично и для массива решений):

$$S^{\text{СПН}}(P, T, \Delta T) = \bigcup_{v=1}^{2^{m_{\text{пч}}}-1} S_v^{\text{СПН}}(P, T, \Delta T) \quad (3.69)$$

Чтобы в решении задачи учесть варианты неработающей СПН (т.е. когда ни одна печь на СПН не работает), необходимо подкорректировать ее рассчитанную функцию затрат и массив решений:

$$S^{\text{СПН}}(0, T, 0) = 0, \text{ Info}^{\text{СПН}}(0, T, 0) = \text{"печи не работают"} \quad (3.70)$$

Так как в отличие от групп насосов при прохождении нефти через СПН температура потока увеличивается и давление может снизиться, то «наложение» функции подогрева $S^{\text{СПН}}$ на функции станции в отличие от (3.66) и (3.68) выглядит иначе (аналогично для массива решений):

$$\begin{aligned} S(P, T) &= S^{\text{СТ}}(P, T) \leftarrow (S^{\text{СПН}}) = \\ &= \min_{P^*, \Delta T^* \geq 0} \left(S^{\text{СТ}}(P + P^*, T - \Delta T^*) + S^{\text{СПН}}(P^*, T - \Delta T^*, \Delta T^*) \right) \end{aligned} \quad (3.71)$$

Естественно, если печи подогрева расположены после насосов, то на функцию затрат на входе в станцию и ее массив решений необходимо накладывать сначала функцию затрат СПН, и только затем функции затрат групп насосов. В противном случае – наоборот. Если на какой-либо станции отсутствуют печи подогрева, то нет необходимости рассчитывать для нее функцию $S^{\text{СПН}}$ и производить «наложение» на функцию затрат станции.

Ввиду того, что и перепад давления и остывание на участке зависят от начальной температуры, то для того чтобы правильно «обрезать» функции затрат и массивы решений на выходе из станции и определить функции затрат и массив решений на входе в последующую станцию, необходимо рассчитать дискретные функции $\Delta P_i^{\text{yч}}(T)$, $\Delta T_i^{\text{yч}}(T)$ и $\max_ \Delta P_i^{\text{yч}}(T)$, $\max_ \Delta T_i^{\text{yч}}(T)$ для каждого i -го участка с шагом ε_T , где функция $\max_ \Delta T_i^{\text{yч}}(T)$ хранит максимальное значение остывания между начальной точкой и какой-либо точки на i -ом участке. Таким образом, можно определить функции $P_{\text{out}}^{\text{min},i}(T)$, $P_{\text{out}}^{\text{max},i}(T)$ для условий (3.42), (3.43), а также для учета условия (3.62) минимально необходимой температуры на выходе из станции $T_{\text{out}}^{\text{min},i}(T) = T_{\text{нефть}}^{\text{min}} + \max_ \Delta T_i^{\text{yч}}(T)$.

Для текущей задачи переопределим «обрезку» функции затрат на выходе из станции $S^{\text{СТ}}(P, T)$ по функциям $P_{\text{out}}^{\text{min}}(T)$, $P_{\text{out}}^{\text{max}}(T)$ и $T_{\text{out}}^{\text{min}}(T)$ как функцию $S^{\text{обр.ст}}(P, T)$, которая для каждого P и T имеет значение:

$$\begin{aligned} S^{\text{обр.ст}}(P, T) &= \text{CUT}(S^{\text{СТ}}(P, T), P_{\text{out}}^{\text{min}}, P_{\text{out}}^{\text{max}}, T_{\text{out}}^{\text{min}}) = \\ &= \begin{cases} +\infty, & P \notin [P_{\text{out}}^{\text{min}}(T), P_{\text{out}}^{\text{max}}(T)] \\ +\infty, & T < T_{\text{out}}^{\text{min}}(T) \\ S^{\text{СТ}}(P, T), & \text{иначе} \end{cases} \end{aligned} \quad (3.72)$$

Массив решений «обрезается» таким же образом.

Так как перепад давления на печи уже добавлен в функцию затрат на выходе из станций и его массива решений, то при его «обрезке» уже автоматически учитываются изменённые условия по давлению (3.54-3.55).

Переопределим «сдвиг» функции затрат на выходе из станции $S_{out}^{ст}(P, T)$ на функции $\Delta P^{уч}(T)$ и $\Delta T^{уч}(T)$, как функцию на входе в последующую станцию $S_{in}^{след.ст}(P, T)$, которая для каждого P и T имеет значение:

$$\begin{aligned} S_{in}^{след.ст}(P, T) &= SHIFT(S_{out}^{ст}(P, T), \Delta P^{уч}, \Delta T^{уч}) = \\ &= \min_{T^*} (S_{out}^{ст}(P + \Delta P^{уч}(T^*), T + \Delta T^{уч}(T^*))) \end{aligned} \quad (3.73)$$

Операция «сдвига» для массива решений аналогична.

Таким образом, выше определены или переопределены все операции для поиска оптимального режима перекачки режима с подогревом. Такие операции необходимо проделать для всех станций кроме последней в порядке их расположения на участке трубопровода:

$$k = 1$$

- 1) Для $i=1$ до $m^{гр,k}$ рассчитать $S_i^{гр,k}$
- 2) Если $m^{печ,k} > 0$, то рассчитать $S_k^{СПН}$ (3.66 - 3.69)
- 3) $S_{out}^{ст,k}(P, T) = S_{in}^{ст,k}(P, T) \leftarrow (S_k^{СПН}) \leftarrow (S_1^{гр,k}) \leftarrow \dots \leftarrow (S_{m^k}^{гр,k})$
либо
 $S_{out}^{ст,k}(P, T) = S_{in}^{ст,k}(P, T) \leftarrow (S_1^{гр,k}) \leftarrow \dots \leftarrow (S_{m^k}^{гр,k}) \leftarrow (S_k^{СПН})$ (3.74)
- 4) Расчет функций $\Delta P_k^{уч}(T)$, $\Delta T_k^{уч}(T)$, $\max_ \Delta P_k^{уч}(T)$, $\max_ \Delta T_k^{уч}(T)$
- 5) $S_{out}^{ст,k}(P, T) = CUT(S_{out}^{ст,k}(P, T), P_{out}^{min,k}, P_{out}^{max,k}, T_{out}^{min,k})$
- 6) $S_{in}^{ст,k+1}(P) = SHIFT(S_{out}^{ст,k}(P, T), \Delta P_k^{уч}, \Delta T_k^{уч})$
- 7) $k = k + 1$. Если $k \neq n + 1$, то перейти в п.1, иначе выход из цикла.

После проведенного цикла (3.74) с начальным условием (3.66), аналогично задаче 3.2 оптимальное конечное давление и температура, определяющие ответ, рассчитываются как:

$$(P^{отв}, T^{отв}) = \underset{T \geq T^{кон}, P \geq P^{рост}}{\operatorname{argmin}} (S_{in}^{ст,n+1}(P, T))$$

Минимальной суммой затрат при производительности Q будет значение функции $S_{in}^{ст,n+1}(P^{отв}, T^{отв})$. Оптимальная комбинация работающих насосов и печей подогрева, а также их режимы работ и необходимые перепады давления на СПН будут храниться в ячейке массива $Info_{in}^{ст,n+1}(P^{отв}, T^{отв})$.

В следующих пунктах ниже приведены примеры применения разработанных алгоритмов.

3.4 Алгоритм расчета попутной подкачки

Попутная подкачка нефти часто встречается на линейном участке нефтепровода [17]. Определение критического объема попутной подкачки необходимо для максимального объема подводимой нефти и безопасной эксплуатации участка [17]. Задача состоит в том, чтобы найти максимальный (критический) расход нефти q_k в пункте подкачки при заданном расходе Q на головной станции. Очевидно, чем большим давлением нефтесмесь приходит в пункт подкачки, тем больший объем $(Q+q_k)$ возможно будет прокачать на второй половине участка. Поэтому задача делится на 2 этапа.

На первом этапе путем простого перебора находится комбинация работающих насосов на начальной НПС, при которой выполняется безопасный режим перекачки и нефть приходит в пункт подкачки с максимальным давлением P_{max} . Во втором этапе бинарным поиском определяется максимальная подкачка q_k , при которой нефтесмесь, выходя из пункта подкачки с найденным давлением P_{max} и расходом $(Q+q_k)$, поступит на конечную станцию с давлением не ниже значения, предусмотренного картой уставок (регламента безопасности участка).

На рисунке 3.2 представлена блок-схема алгоритма поиска максимальной (критической) подкачки на примере участка «Жетыбай – Узень» с промежуточной подкачкой в пункте «Тасбулат».

Алгоритм расчета применяется для случая, если начальный расход и величина попутной подкачки известны (значения Q и q_k фиксированы) и при этом необходимо определить энергосберегающие режимы работы насосного оборудования головной НПС.

Энергосберегающий режим работы насосов в головной станции определяется критерием, при котором затраты на потребляемую электроэнергию насосов была минимальной. Естественно, подобранный режим должен удовлетворять условиям безопасности.

На рисунке 3.3 представлена блок-схема алгоритма энергосберегающего режима работы насосного оборудования НПС «Жетыбай» при подкачке заданного расхода нефти месторождения Тасбулат на линейном участке «Жетыбай – Узень».

Магистральные насосы НПС «Жетыбай» работают с использованием частотно-регулируемого привода для управления частоты вращения электродвигателя и повышения экономичности работы насосных агрегатов в условиях длительной эксплуатации. Разработка алгоритма расчета энергосберегающего режима производится путем подбора подпорных и магистральных насосов с минимальным суммарным энергопотреблением головной станции на участке «Жетыбай – Узень» (рис. 3.3).

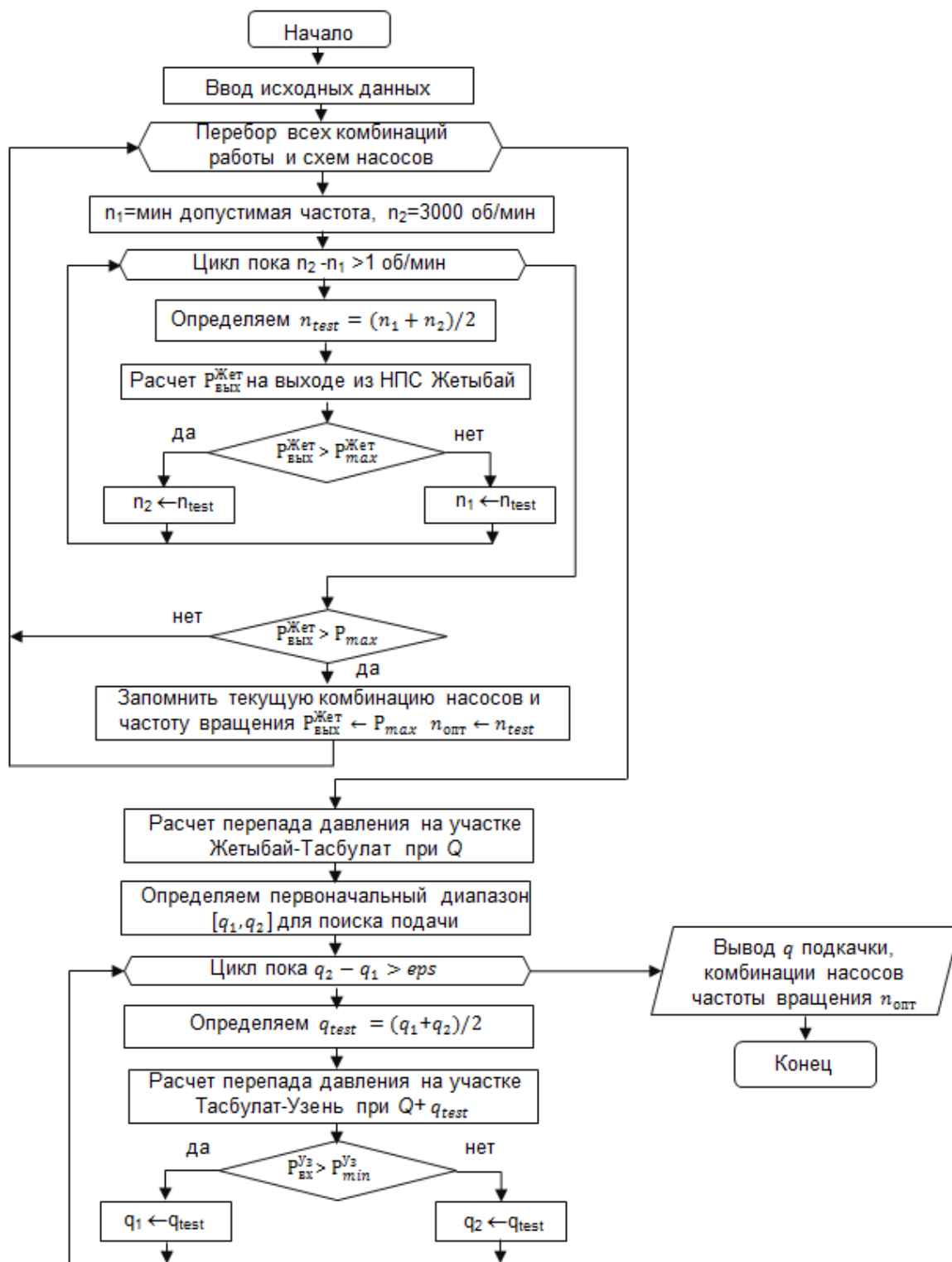


Рисунок 3.2. Блок-схема алгоритма подбора насосов НПС «Жетыбай» для определения критического расхода подкачки нефти на участке Жетыбай – Узень

На практике давление в подкачивающей трубе имеет такое же значение, что и давление в магистральной трубе. Скорость подводимой нефти чуть

выше скорости в трубе, имеет направление по касательной так, что величина местного сопротивления от ввода массы будет минимальной.

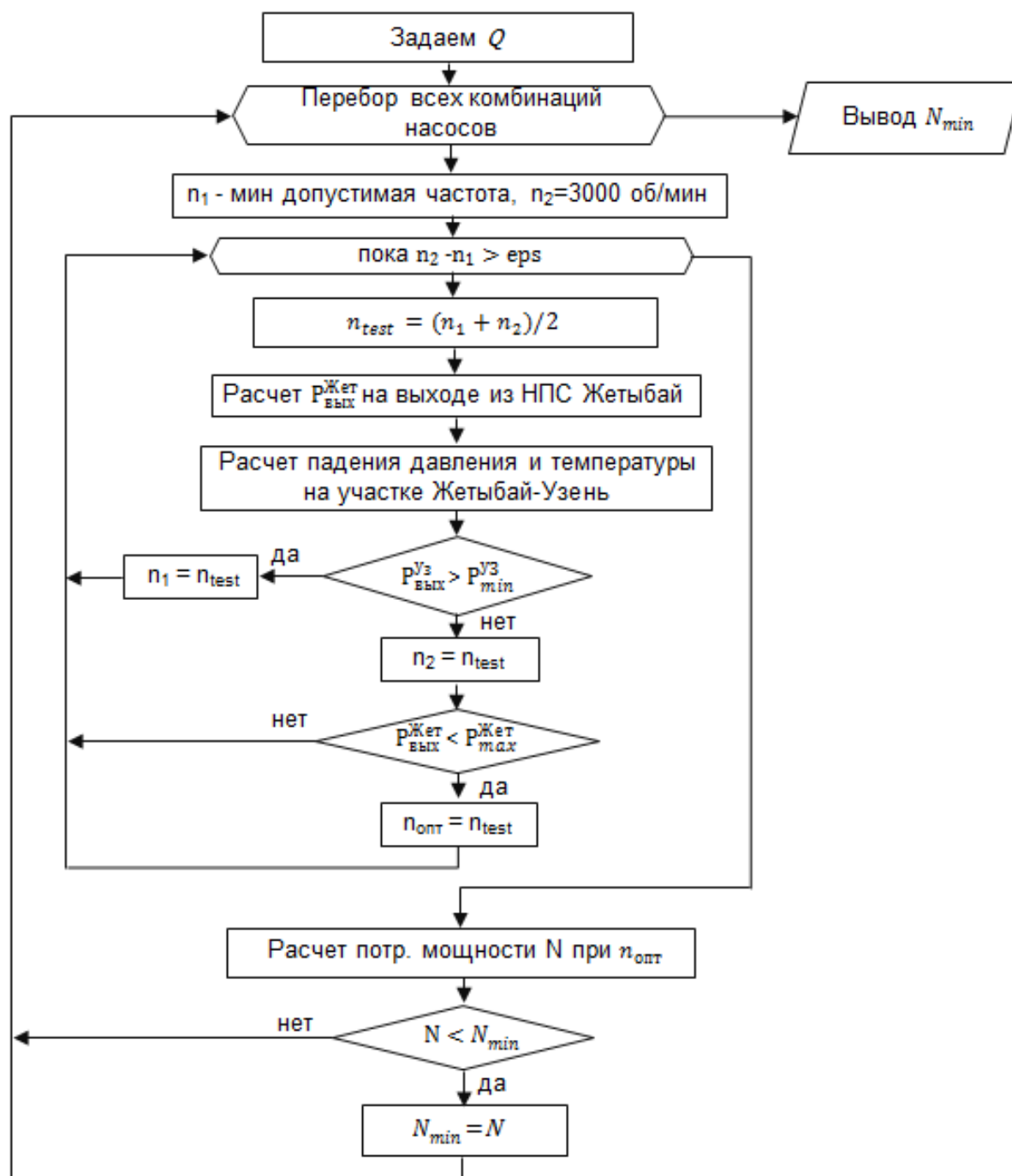


Рисунок 3.3. Блок-схема алгоритма определения энергосберегающего режима

Подбор насосов в головной станции осуществляется с помощью цикла, в котором перебираются различные комбинации работы насосов в зависимости от частоты вращения рабочих колес. Для каждой такой комбинации

проводятся расчеты определения давления на выходе из НПС, производимые насосами, и расчеты падения давления по пути до следующей станции в зависимости от профиля участка. Расчет падения давления до подкачивающей станции производится при начальном расходе Q , а после с учетом подкачки, т.е. при расходе $Q + q_k$

После каждого расчета идет сверка с регламентом безопасности данного участка, т.е. со значениями максимального выходного и минимально входного давления (данные технологической карты защиты) для каждой станции.

Если результаты проведенных расчетов удовлетворяют регламенту безопасности, то для каждого работающего насоса рассчитывается потребляемая мощность $N_{\text{потр}}$ по известной формуле (2.29).

Таким образом, путем определения всевозможных вариантов работы насосов будет найден режим с минимальной затратой электроэнергии на перекачку нефти на линейном участке с попутной подкачкой.

3.5 Алгоритм расчета перезапуска участка после краткосрочной остановки

Пуск участка неизотермического нефтепровода после остановки является одной из самых сложных технологических операций, регламентирующих работу всего трубопровода. Краткосрочная остановка участка магистрального нефтепровода и его перезапуск требует предельной осторожности из-за возникновения аварийных ситуаций. Это связано с тем, что во время краткосрочной остановки происходит остывание нефти в трубе и вязкость нефти увеличивается из-за снижения температуры. Потери напора в трубопроводе значительно возрастают и для перезапуска участка требуются большие давления насосных агрегатов, которые, в свою очередь, создают риск возникновения аварийных ситуаций.

Бузачинская нефтесмесь, в состав которой входят нефти месторождений Каламкас, Арман, Каражанбас, Северные Бузачи и др. [4, 59], транспортируется по маршрутам Каражанбас – 250 км – Актау и Каражанбас – 250 км – СПН 112 – Жетыбай (рис. 3.4). Транспортировка партии чистой каражанбасской нефти от НПС «Каражанбас» до Битумного завода приводит к перезапуску участков «250 км – Актау» и «250 км – СПН 112 км» после краткосрочной остановки (рис. 3.4).

За время перекачки партии каражанбасской нефти в Битумный завод бузачинская нефтесмесь на участках «250 км – Актау» и «250 км – СПН 112 км» остается без движения и начинает остывать (рис. 3.5). Время остывания бузачинской нефтесмеси на этих участках определяется временем перекачки партии каражанбасской нефти в Битумный завод из пункта 250 км.

Перезапуск участков «250 км – Актау» и «250 км – СПН 112 км» после краткосрочной остановки осуществляется работой насосных агрегатов НПС «Каражанбас», обеспечивающих последовательную перекачку партий

каражанбасской нефти и бузачинской нефтяной смеси на участке «Каражанбас – 250 км». Для безопасной эксплуатации этих участков необходимо определить давление перезапуска в пункте 250 км (рис. 3.4).

Запуск участка «250 км – СПН 112 км» является более сложным в плане того, что давление нефтесмеси в пункте 250 км, необходимое для перезапуска данного участка, должно быть достаточным для дальнейшей перекачки нефтесмеси до НПС «Жетыбай». Для улучшения реологических свойств нефтесмеси производится попутный подогрев на СПН 112 км. Часть нефтесмеси в конце участка «250 км – Актау» откачивается в резервуары ГНПС «Актау», а другая часть дальше транспортируется по нитке Актау – Жетыбай с помощью магистральных насосов ГНПС «Актау».

Поэтому более подробно остановимся на перезапуске участка «250 км – СПН 112 км» после остановки, вызванной транспортировкой партии каражанбасской нефти в Битумный завод.

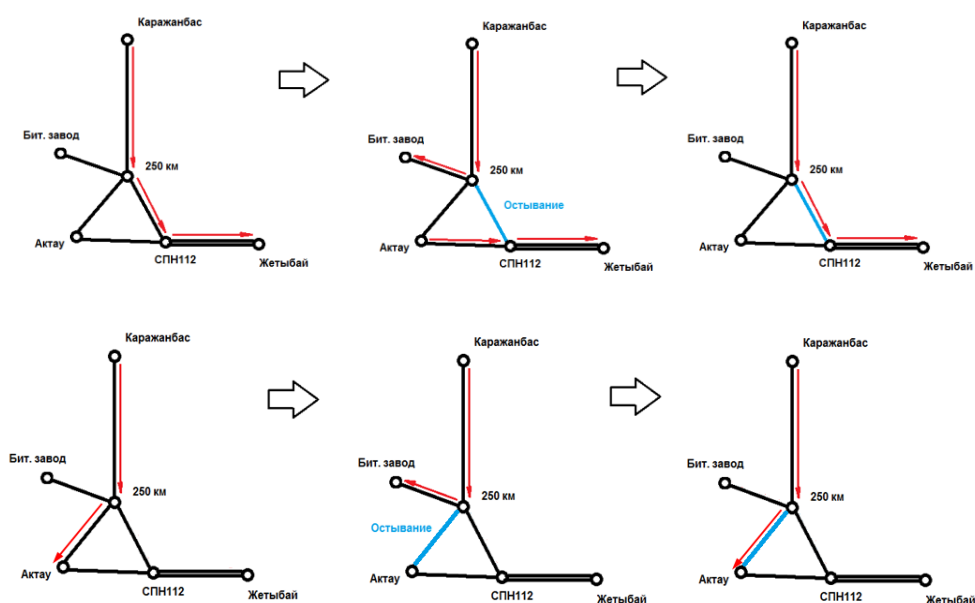


Рисунок 3.4. Схемы перезапуска участков после краткосрочной остановки

Длина участка трубопровода «250 км – СПН 112 км» составляет 14,3 км, внешний диаметр – 0.72 м, а внутренний – 0.702 м. Время остановки $t_{ост}$ участка данного известно и равно времени перекачки партии каражанбасской нефти в Битумный завод. Считается, что в момент времени t_1 движение нефтесмеси на участке останавливается и начинается процесс остывания нефтесмеси в трубе. Распределение температуры нефтесмеси по длине нефтепровода в момент остановки можно определить по формуле Шухова без учета теплоты трения и теплоты фазового перехода парафина [30]:

$$T(x) = T_w + (T_0 - T_w) \cdot \exp(-k \cdot \pi \cdot D_1 \cdot x / (G \cdot c_p)) \quad (3.75)$$

где T_w – температура окружающего грунта; T_0 – температура нефтесмеси в пункте 250 км; G – массовый расход нефтесмеси; g – ускорение силы

тяжести; k – коэффициент теплопередачи через стенку трубопровода; c_p – коэффициент теплоемкости нефтесмеси; D_1 – внутренний диаметр трубы.

Нефтесмесь на участке «250 км – СПН 112 км» будет остывать с момента времени остановки t_1 . Поэтому (3.75) принимается как распределение температуры на этом участке в начальный момент времени:

$$T_n(x) = T_w + (T_0 - T_w) \cdot \exp(-k \cdot \pi \cdot D_1 \cdot x / (G \cdot c_p)) \quad (3.76)$$

В остановленном участке трубопровода находится нефтесмесь с объемом $V = \pi d_0^2 L / 4$, плотностью ρ и массой $M = \rho \cdot V$. За время остановки t_{ocm} данная масса нефтесмеси M начинает остывать.

Температуру остывания нефтесмеси за время остановки t_{ocm} можно оценить модифицированной формулой Шухова [96 - 98]:

$$\ln((T_n - T_w) / (T_k - T_n)) = \pi \cdot k_m \cdot D_1 \cdot x / (G_m \cdot c_p) \quad (3.77)$$

где массовый расход нефтесмеси при перезапуске $G_m = M / t_{ocm} = \rho L \pi D_1^2 / 4 t_{ocm}$, T_n – температура нефти в начальный момент остывания, T_k – температура нефти в конце остывания.

Коэффициент теплопередачи k_m находится по формуле:

$$1/(k_m D_1) = \ln(D_2 / D_1) / (2\lambda_{cm}) + \ln(D_{изо} / D_1) / (2\lambda_{изо}) + 1/(\alpha_2 D_{изо}) \quad (3.78)$$

За время остановки t_{ocm} распределение температуры нефтесмеси по длине участка находится из выражения [97 - 99]:

$$T_k(x) = T_w + (T_n(x) - T_w) \cdot \exp(-4k_m t_{ocm} / (\rho c_p D_1)) \quad (3.79)$$

Распределение температуры (3.79) определяет изменение вязкости нефтесмеси $\nu(x)$ по длине участка «250 км – СПН 112 км» за время остановки.

Перезапуск участка происходит в нестационарном режиме и через некоторое время поток нефти выходит на стационарный режим. Жидкость, находящаяся в состоянии покоя в длинной трубе, приводится в движение за счет разности давлений на ее концах (перепада давления), приложенной мгновенно и затем поддерживаемой постоянной [98].

По опытным данным [4, 59] бузачинская нефтесмесь имеет низкую температуру потери текучести ($T_{пт} = -24$ °С) и предел текучести τ_0 равен нулю при температуре 0 °С.

В этих условиях давление в пункте 250 км для перезапуска бузачинской нефтесмеси определяется потерями напора на участке «250 км – СПН 112 км».

Тогда давление перезапуска в пункте 250 км можно найти по формуле:

$$p_1 = p_2 + \rho g h_\tau(L) + \rho g (z_2 - z_1) \quad (3.80)$$

где p_1, p_2 – значения давлений в пунктах 250 км и СПН 112, соответственно, $h_\tau(L)$ – потери напора на гидравлическое сопротивление по длине этого

участка, $z_2 - z_1$ - разность величин геодезических высот в пунктах СПН 112 км и 250 км, p_2 задается по технологическому регламенту участка нефтепровода.

Потери напора $h_r(x)$ находится по формуле Лейбензона (2.11).

Зная величину потери напора $h_r(x)$, распределение давления по длине участка «250 км – СПН 112 км» будет равно:

$$p(x) = p_1 - \rho g h_r(x) - \rho g (z(x) - z_1) \quad (3.81)$$

Таким образом, распределения температуры и вязкости нефтесмеси по длине нефтепровода определяют потери напора и перепад давления на участке «250 км – СПН 112 км».

Давление нефтесмеси p_1 на 250 км находится тепло-гидравлическим расчетом последовательной перекачки партий каражанбасской нефти и бузачинской нефтесмеси на участке «Каражанбас – 250 км». Это значение давления в пункте 250 км пусть будет равен p_1^* .

Следовательно, если выполняется условие $p_1^* > p_1$ (p_1 находится из выражения (3.80)), то давление насосных агрегатов на выходе из НПС «Каражанбас» позволяет запустить участок «250 км – СПН 112 км» после краткосрочной остановки. При условии $p_1^* \leq p_1$ давление насосных агрегатов на выходе из НПС «Каражанбас» недостаточно для запуска участка. В этом случае следует подключить еще один магистральный насос для повышения давления нефтесмеси на выходе из НПС «Каражанбас» при заданном расходе потока нефтесмеси Q и соблюдении условий безопасности. При нарушении условий безопасности необходимо снизить расход нефтесмеси до величины Q^* , которая может обеспечить давление p_1^* .

Таким образом, условие $p_1^* > p_1$ необходимо для перезапуска участка «250 км – СПН 112 км» после краткосрочной остановки, вызванной перекачкой партии каражанбасской нефти в Битумный завод. Аналогично рассчитывается перезапуск участка «250 км – Актау» после остановки.

С использованием приведенного алгоритма проводились тепло-гидравлические расчеты участка «Каражанбас – 250 км – Актау».

На рисунке 3.5 показаны расчетные данные давления и температуры нефтесмеси по маршруту «Каражанбас – Актау» после перезапуска участка «250 км – Актау». Расход бузачинской смеси считается равным расходу партии каражанбасской нефти. Температуры грунта по трассе участка и нефтесмеси на выходе из НПС «Каражанбас» взяты по среднемесячным значениям за январь.

За время остановки 24 ч. температура нефтесмеси по длине участка «250 км – Актау» снижается от 21.7 до 15.3 °С, а давление повышается от 5.6 до 8.5 бар (рис. 3.5). Это объясняется тем, что после выхода на стационарный режим поток стал ламинарным из-за низкой температуры нефтесмеси.

Потери напора были небольшими и отрицательная разность геодезических высот ($z_2 - z_1$) участка привела к повышению давления.

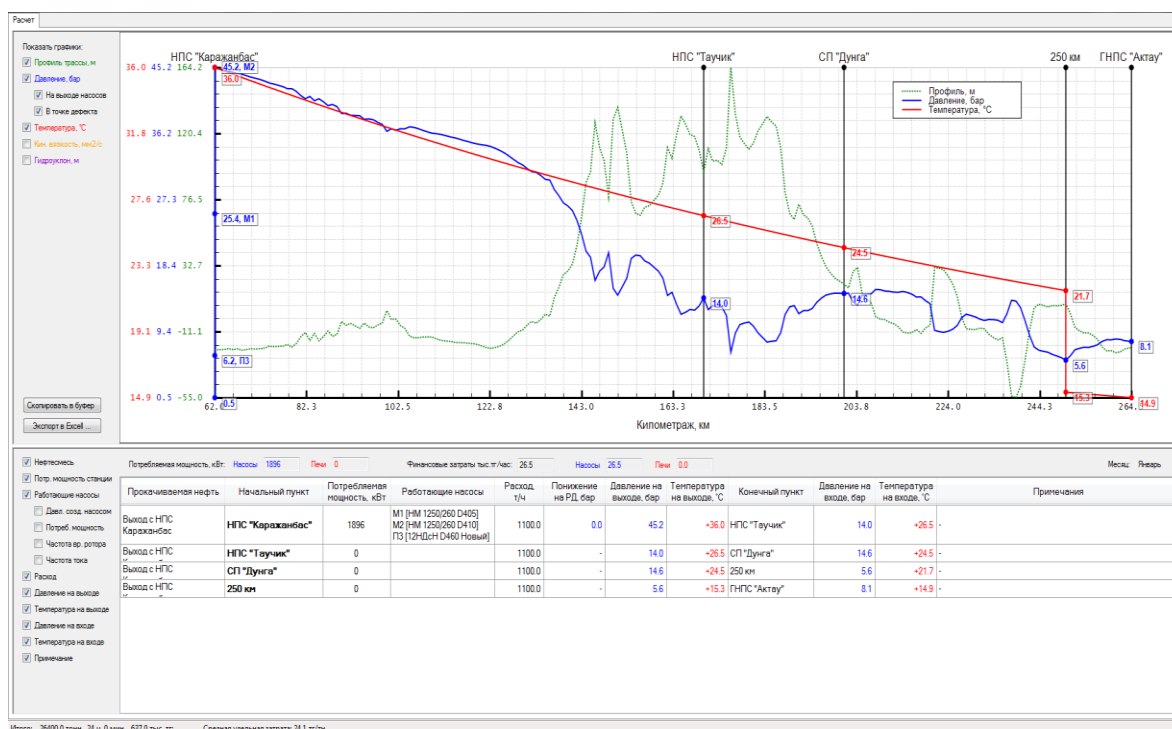


Рисунок 3.5. Тепло-гидравлические расчеты на участке Каражанбас – 250 км – Актау за январь: время остановки $t_{ост}=24$ ч, расход $G=1110$ т/ч

На перекачку нефтесмеси с массовым расходом $G=1110$ т/ч затрачивается 1896 кВт энергии насосного оборудования НПС «Каражанбас», а удельный расход энергопотребления равен 1.708 кВт·ч/т.

На рисунке 3.6 показаны расчетные данные по среднемесячным значениям температуры грунта за январь для маршрута «Каражанбас – 250 км – СПН 112 – Жетыбай» с перезапуском участка «250 км – СПН 112 км».

За время остановки $t_{ост}=24$ ч на участке трубы «250 км – СПН 112» нефтесмесь остывает от 19.2 до 13 °С.

При перезапуске данного участка нефтесмесь подогревается на СПН 112 до 44.2 °С так, чтобы на входе в НПС «Жетыбай» температура была не меньше 32 °С по регламенту эксплуатации. На участке «Каражанбас – 250 км – СПН 112 км – Жетыбай» на подогрев нефти затрачивается 13429 кВт мощности печи, а на перекачку нефти – 1621 кВт мощности насосного оборудования.

Разработанный алгоритм тепло-гидравлических расчетов позволяет провести оптимизацию режимов перезапуска участков нефтепроводов «Каражанбас – Актау» и «Каражанбас – Жетыбай» после краткосрочной остановки, вызванной транспортировкой партии каражанбасской нефти по нефтепроводному маршруту «Каражанбас – 250 км – Битумный завод».

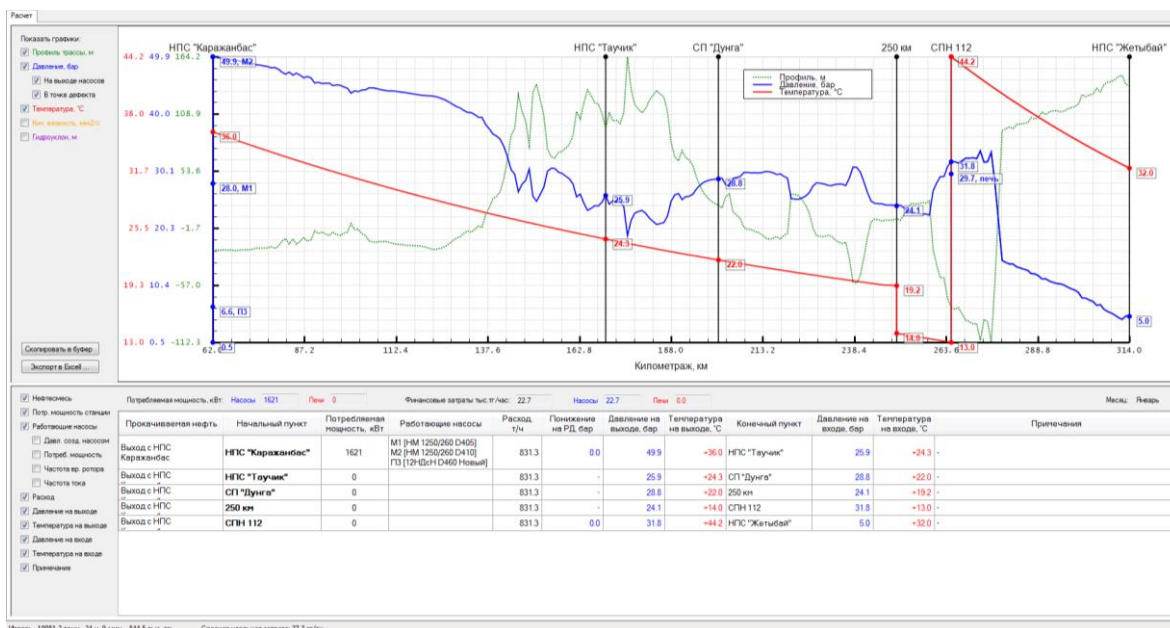


Рисунок 3.6. Тепло-гидравлические расчеты участка Каражанбас – 250 км – СПН 112 км – Жетыбай за январь: время остановки $t_{ост}=24$ ч, $G=831.3$ т/ч

Результаты задачи о перезапуске участков после краткосрочной остановки показывают следующее.

Алгоритм перезапуска участков нефтепровода после краткосрочной остановки учитывает особенности технологического процесса перекачки:

- 1) остывание нефтесмеси, т.е. снижение ее температуры на участке за время остановки;
- 2) нестационарность процесса перезапуска с плавным переходом на стационарный режим потока нефтесмеси на участке;
- 3) давление, создаваемое насосными агрегатами головной станции, потери напора потока нефтесмеси и разницу геодезических высот на концах участков.

Алгоритм позволяет провести анализ возможных ситуаций перезапуска участка, а также оптимизационные тепло-гидравлические расчеты для определения энергосберегающих режимов транспортировки нефтесмеси на рассматриваемых участках.

3.6 Алгоритм расчета максимальной производительности перекачки

Определение допустимой максимальной производительности перекачки нефти Q проводится путем бинарного поиска [101 - 103] в широком диапазоне (изначально $Q_1=300$ т/ч, $Q_2=3000$ т/ч) на примере участка Каражанбас – Актау (рис. 3.7).

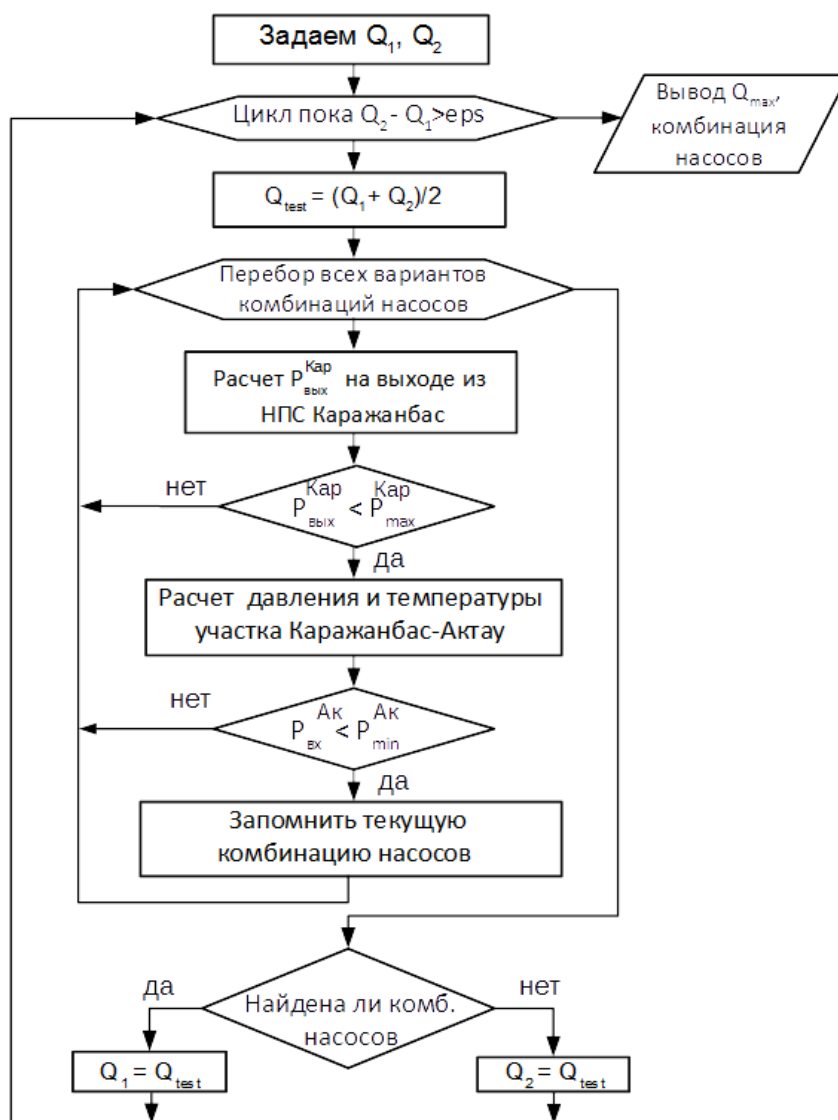


Рисунок 3.7. Блок-схема алгоритма подбора насосов на участке Каражанбас-Актау

В каждом шаге итерации поиска, т.е. при данной рассматриваемой производительности (Q_{test}), производится подбор подпорных и магистральных насосов НПС «Каражанбас» (рис. 3.7). Подбор насосов осуществляется внутренним циклом, в котором перебираются различные комбинации их работ и диаметры рабочих колес.

Подбор насосов осуществляется на базе уравнения баланса напоров путем проведения тепло-гидравлических расчетов и удовлетворения условий:

- 1) давление на выходе НПС «Каражанбас» должно быть меньше максимального допустимого давления на нагнетании НПС после РД;
- 2) давление на входе НПС должно быть больше минимального допустимого давления на входе ГНПС «Актау».

Для каждой такой комбинации проводятся расчеты определения давления на выходе из станции, производимые насосами, и расчеты падения давления по пути до следующей станции в зависимости от рельефа трассы.

Если результаты расчетов удовлетворяют требования регламента безопасности (карту уставок, например, максимально допустимое давление на нагнетании НПС «Каражанбас» после РД равно 55 кгс/см^2 , а давление на входе ГНПС «Актау» - 0.1 кгс/см^2), то запоминаются полученные комбинации насосов.

Уравнение баланса напоров определяет общий напор на рассматриваемом участке с учетом напоров подпорных и магистральных насосов НПС «Каражанбас».

В зависимости от того, был ли осуществлён подбор насосов при данной подаче Q_{test} , программа определяет следующий диапазон значений для поиска производительности насосов. После нескольких итераций бинарного поиска диапазон значений производительности сужается и стремится к требуемой производительности.

Таким образом, в расчетах максимальной производительности перекачки нефти алгоритм определяет максимально допустимое давление на нагнетании НПС и минимально допустимое давление на приеме НПС в соответствии с регламентом безопасности участка.

3.7 Алгоритм расчета последовательных режимов перекачки нефти

Магистральный нефтепровод НПС «Каражанбас» - ГНПС «Актау» на 250 км имеет ответвление «250 км – Битумный завод» (рис. 3.4). По этой ветви партия каражанбасской нефти перекачивается в Битумный завод. По регламенту перекачки партия каражанбасской нефти занимает часть участка «Каражанбас – 250 км – Битумный завод». В остальной части этого участка находится бузачинская нефтесмесь, перекачивающая по маршруту НПС «Каражанбас» - ГНПС «Актау» или НПС «Каражанбас» - НПС «Жетыбай» (рис. 3.4), т.е. бузачинская нефтесмесь вытесняет партию каражанбасской нефти в Битумный завод.

Пусть партия каражанбасской нефти массой 21840 т занимает участок «Дунга – 250 км – Битумный завод» протяженностью 60 км, а бузачинская нефтесмесь – участок «Каражанбас – Дунга» длиной 139,3 км (рис. 3.8). Партия каражанбасской нефти вытесняется бузачинской нефтяной смесью под воздействием давления, создаваемого насосами НПС «Каражанбас». На границе контакта выполняются следующие условия:

- 1) Давление и температура партий каражанбасской нефти и бузачинской нефтяной смеси равны;
- 2) Физико-химические свойства этих нефтей – разные, каражанбасская нефть имеет плотность $\rho_2 = 939 \text{ кг/м}^3$, а бузачинская смесь – $\rho_1 = 913.7 \text{ кг/м}^3$;
- 3) Объемный расход бузачинской нефтяной смеси ($995.95 \text{ м}^3/\text{ч}$) больше объемного расхода каражанбасской нефти ($969.12 \text{ м}^3/\text{ч}$) из-за различия их плотностей. Различие объемных расходов приводит к различию скорости нефтей на границе контакта.

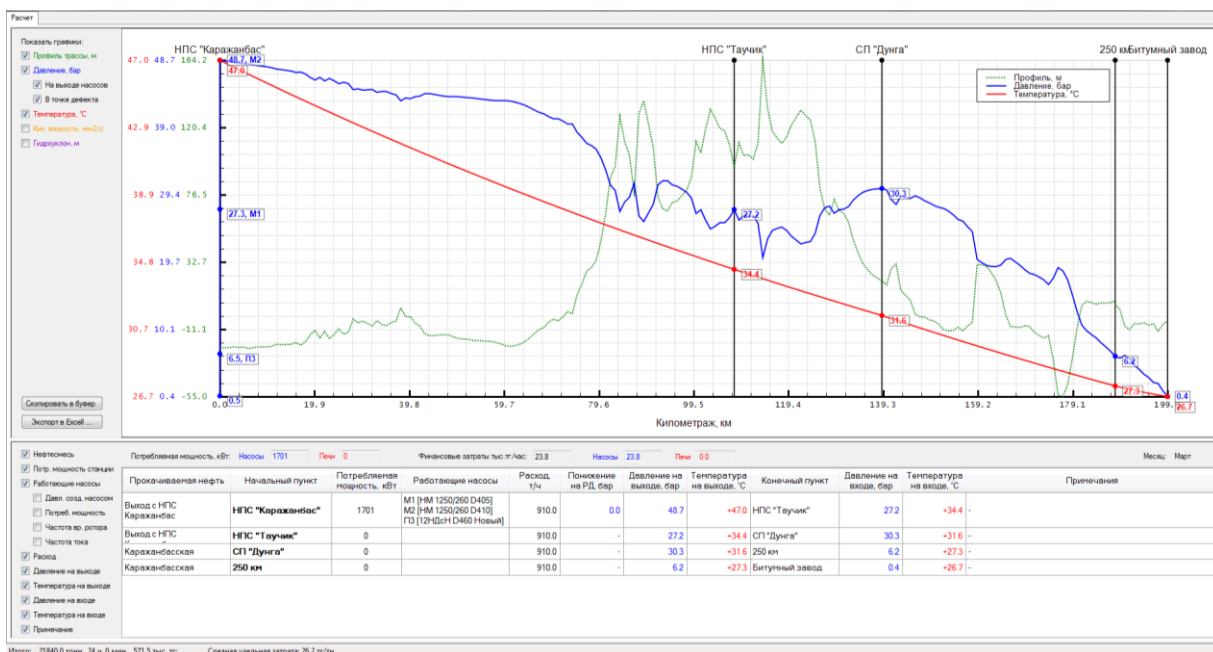


Рисунок 3.8. Расчетные данные последовательной перекачки партий каражанбасской нефти и бузачинской нефтяной смеси на участке «Каражанбас - Битумный завод» за март, параметры на выходе НПС «Каражанбас»: $T_{\text{вых}}=47\text{ }^{\circ}\text{C}$, $G=910\text{ т/ч}$

Режимные параметры насосных агрегатов на выходе НПС «Каражанбас» определяют распределения давления и температуры последовательной перекачки партий каражанбасской нефти и бузачинской нефтяной смеси.

На рисунке 3.8 показаны расчетные данные для зимнего периода перекачки при среднемесечном значении температуры грунта за март.

Как видно из рисунка 3.8, объем каражанбасской нефти 21840 т перекачивается в Битумный завод с расходом 910 т/ч за время суток. При этом на входе в Битумный завод давление нефти снижается от 48.7 до 0.4 бар, а температура нефти – от 47 до 26.7 °С.

Таким образом, результаты последовательной перекачки партий каражанбасской нефти и бузачинской нефтяной смеси показывают следующее:

1. Заданный объем партии каражанбасской нефти можно перекачивать по напорным характеристикам насосов НПС «Каражанбас» и режимным параметрам бузачинской нефтесмеси;

2. На участке «Каражанбас – Битумный завод» температура нефти 47 °С на выходе НПС «Каражанбас» является рациональной для последовательной перекачки бузачинской нефтесмеси и партии каражанбасской нефти.

3.8 Алгоритм переменного режима перекачки

Дано: объем нефтесмеси V , который нужно перекачать, и общее время перекачки $T_{\text{общ}}$.

Нужно найти: $Q_{\text{опт}}, T_{\text{опт}}, T_{\text{опт}} \leq T_{\text{общ}}$.

Сначала находим равномерный средний расход перекачки $Q_{\text{ср}} за время $T_{\text{общ}}$, удельное энергопотребление на одну тонну нефти $E(Q_{\text{ср}})$ и электроэнергию $V_{\text{общ}}$, затрачиваемую за период перекачки:$

$$Q_{\text{ср}} = \frac{V}{T_{\text{общ}}}; E(Q_{\text{ср}}) = \frac{\text{CALCULATION}_{N_{\text{MIN}}(Q_{\text{ср}})}}{Q_{\text{ср}}};$$

$$V_{\text{ср}} = E(Q_{\text{ср}}) * Q_{\text{ср}} * T_{\text{общ}}$$

где $\text{CALCULATION}_{N_{\text{MIN}}}(Q)$ – процедура, рассчитывающая минимальную мощность, при которой можно безопасно перекачать, например, нефтесмесь по маршруту ГНПС им. Б.Джумагалиева - ГНПС «Атасу», используя производительность Q .

Для каждого Q из интервала $(10, Q_{\text{макс}})$ с шагом 0.5 т/ч вычисляем $E(Q)$ и сохраняем эти значения в массивах Q_array, E_array , соответственно.

Будем искать такое Q^* , при котором будет найдено $E(Q^*) = \min(E_array)$. Если выполняется $Q^* \geq Q_{\text{ср}}$, то задача будет решена:

$$Q_{\text{опт}} = Q^*; T_{\text{опт}} = T_{\text{общ}} \frac{Q_{\text{ср}}}{Q^*}$$

Если будет $Q^* < Q_{\text{ср}}$, то можно рассматривать вариант из двух оптимальных режимов перекачки нефти (режим А и режим В). Пусть в течение времени T_A нефть нужно перекачать с расходом Q_A , а в течение времени T_B – с расходом Q_B .

В этом случае должны выполняться следующие соотношения:

$$10 < Q_A \leq Q_{\text{ср}} \leq Q_B \leq Q_{\text{макс}}; T_A + T_B = T_{\text{общ}}$$

Для каждой пары (Q_A, Q_B) из массива Q_array можно найти время, необходимое для двух режимов А и В:

$$T_A = T_{\text{общ}}(1 - k); T_B = T_{\text{общ}}k, \text{ где } k = \frac{Q_{\text{ср}} - Q_A}{Q_B - Q_A},$$

и электроэнергию V_{AB} , затрачиваемую за период перекачки:

$$V_{AB} = V_A + V_B = E(Q_A) * Q_A * T_A + E(Q_B) * Q_B * T_B$$

Из всех пар (Q_A, Q_B) с помощью двойного цикла по Q_A и Q_B находится такая пара (Q_A^*, Q_B^*) , для которой потребленная электроэнергия S_{AB}^* будет минимальной.

Таким образом, если выполняется условие $V_{\text{ср}} < V_{AB}^*$, то нефть необходимо будет перекачивать в двух режимах: в режима А с $Q_{\text{опт}} = Q_A^*; T_{\text{опт}} = T_A^*$; в режима В с $Q_{\text{опт}} = Q_B^*; T_{\text{опт}} = T_B^*$; в противном случае - $Q_{\text{опт}} = Q_{\text{ср}}^*, T_{\text{опт}} = T_{\text{ср}}^*$.

Для апробации алгоритма энергосбережения проведены оптимизационные расчеты по данным технологических режимов перекачки по нефтепроводному маршруту ГНПС им. Б. Джумагалиева - ГНПС «Атасу».

На рисунке 3.9 показаны результаты двух оптимальных режимов перекачки при минимальном энергопотреблении. В первом случае (режим А) имеет место оптимальное энергопотребление при меньших расходах потока нефтесмеси. Во втором случае (режим В) имеет место оптимальное энергопотребление при больших расходах потока нефтесмеси.

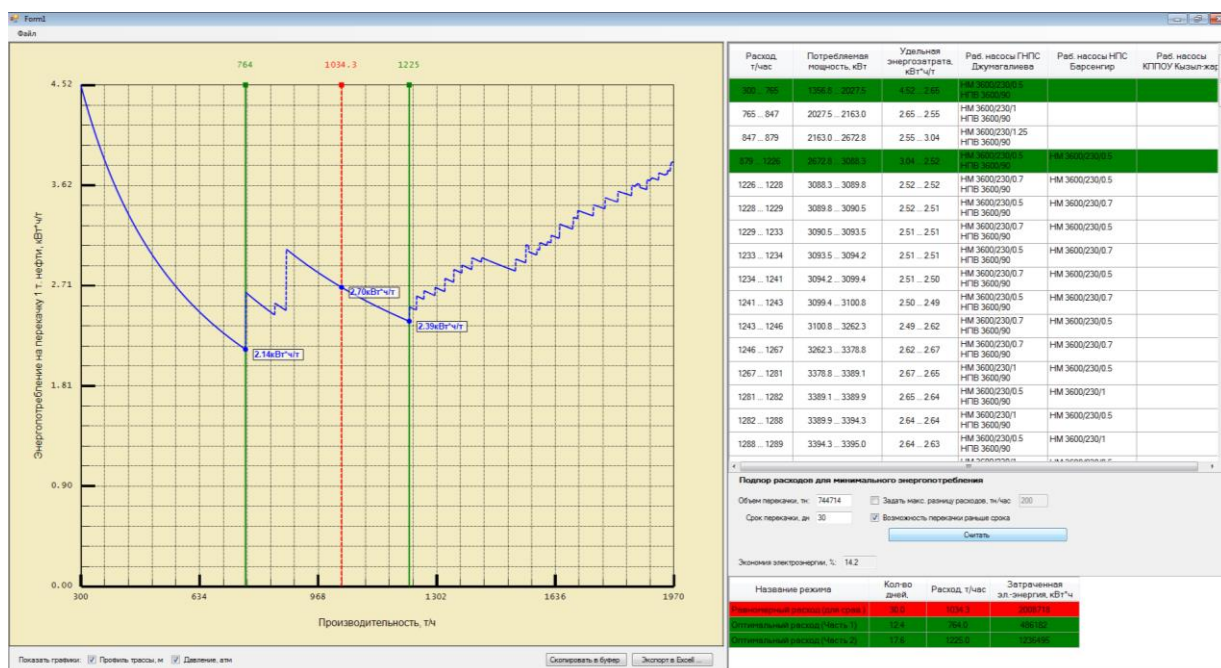


Рисунок 3.9. Расчетные данные переменного режима по нефтепроводному маршруту ГНПС им. Б. Джумагалиева - ГНПС «Атасу»

В расчетах показано, что плановый объем 744714 тонны нефти в течение одного месяца можно перекачивать при не оптимальном режиме по энергопотреблению насосных агрегатов при среднем значении расхода нефтесмеси $G=1034.3$ т/ч.

Этот же плановый объем в течение того же месяца можно перекачивать при оптимальных условиях по энергопотреблению насосных агрегатов. В режиме А расход нефти будет меньше $G_A=764$ т/ч, чем среднерасходный режим, а в режиме В, наоборот, больше $G_B=1225$ т/ч, чем среднерасходный режим.

Нетрудно заметить, что в не оптимальном режиме энергопотребление насосных агрегатов на перекачку одной тонны нефтесмеси равно 2.7 кВт·час/т при среднем расходе $G=1034.3$ т/ч за 30 дней перекачки (рис. 3.9).

В режиме А энергопотребление насосных агрегатов на перекачку одной тонны нефтесмеси равно 2.14 кВт·час/т с расходом перекачки $G=764$ т/ч в

течение 12.4 дней, а в режиме В – 2.39 кВт·час/т с расходом перекачки $G=1225$ т/ч в течение 17.6 дней (рис. 3.9).

Зигзагообразное изменение удельного энергопотребления перекачки объясняется подключением новых магистральных насосов.

В оптимальном режиме перекачки экономия электроэнергии работы насосных агрегатов составляет 14.5%.

Таким образом, показано энергосбережение насосных агрегатов для месячного плана графика перекачки нефтесмеси по нефтепроводному маршруту ГНПС им. Б. Джумагалиева - ГНПС «Атасу».

4 ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМОВ ПЕРЕКАЧКИ НЕФТЕСМЕСИ

4.1 Оптимизация перекачки с использованием депрессорной технологии

Исследование оптимизации стационарных режимов перекачки нефтесмеси в магистральных нефтепроводах проведено во многих работах [30, 43, 82 - 133]. В отличие от них рассматривается оптимизация стационарных режимов перекачки высокозастывающей, парафинистой нефтесмеси с использованием депрессорной технологии.

Депрессорная технология применяется для перекачки высокозастывающей, парафинистой нефти в холодный (зимний и весенне-осенний) период эксплуатации магистральных нефтепроводов «Кумколь - Каракоин» и «Павлодар - Шымкент» [11, 59]. Депрессорная технология дает возможность: 1) снизить температуру потери текучести нефтесмеси; 2) уменьшить вязкость и повысить текучесть нефтесмеси; 3) снизить нагрузку на насосные агрегаты при запуске нефтепровода после краткосрочной остановки; 4) увеличить подачу (расход) нефтесмеси при одних и тех же нагрузках магистрального насоса.

В таблице 9 приведены реологические параметры нефтесмеси, обработанной депрессорной присадкой (например, ДМН-2005 и др.), и без депрессорной присадки.

Таблица 9 – Состав и реологические параметры нефтесмеси на участке «Кумколь – Каракоин – Шымкент»

Образец нефти	ρ при 200С, кг/м ³	$T_{пт}$, °С	Кинематическая вязкость, мм ² /с		Парафины, %	Смолы, %	Асфальтены, %
			20 °С	40 °С			
Кумкольская, перекачиваемая в теплый период года (без присадки)	815-818	+12/+9/+6	8 – 13	4 – 5	12-14	5-6	до 1
Кумкольская, перекачиваемая в холодный период года (с присадкой)	815-818	-3/0/+3	6 – 9	4 – 5	12-14	5-6	до 1

Как видно из таблицы 9, кумкольская нефтесмесь характеризуется высоким содержанием парафинов, и сравнительно низким содержанием смол и асфальтенов. При этом температура потери текучести $T_{пт}$ кумкольской нефти в теплый период года (транспортируется без добавления депрессорной присадки) варьируется в интервале от +6 °С до +12 °С.

Кумкольская нефтесмесь в холодный период года (обработанная депрессорной присадкой), транспортируемая по нефтепроводному маршруту ГНПС «Кумколь» - ГНПС им. Б.Джумагалиева - ПСП «Шымкент», имеет низкие значения температуры потери текучести $T_{пт}$ (до -3 °С) и

реологических параметров (меньше в 3-5 раз и более, по сравнению с теплым периодом) [4, 59]. По мере прохождения нефтесмеси, обработанной присадкой (например, ДМН-2005 и др.) по нефтепроводу, реологические свойства сохраняют низкие значения, но претерпевают изменения, связанные со снижением стабильности действия во времени, выпадением АСПО на начальных участках и т.п.

Данные таблицы 9 показывают, что ввод депрессорной присадки приводит к снижению вязкости и улучшает текучесть нефтесмеси в трубе.

Стационарные режимы перекачки парафинистой нефти с использованием депрессорной технологии исследуются на участке «Б. Джумагалиева - Чулак-Курган» магистрального нефтепровода Павлодар - Шымкент». Как указано выше, в холодный период эксплуатации высокосастиывающая, кумкольская нефть обрабатывается депрессорной присадкой (например, ДМН-2005 и др.) [11, 59].

В расчетах используются физико-химические и реологические свойства нефтесмеси [4, 59] и температуры нефтесмеси на выходе ГНПС им. Б.Джумагалиева и грунтов по трассе. Тарифы на электроэнергию нужны для расчета финансовых затрат потребляемой мощности насосных агрегатов на перекачку нефтесмеси.

Расчеты энергосберегающих режимов работы насосов проведены с использованием алгоритма, изложенного в разделе 3.1. Критерием оптимальности является формула (2.39), определяющая минимум стоимости затрат потребляемой мощности насосных агрегатов на перекачку нефтесмеси на этом участке.

Насосные агрегаты головной НПС им. Б.Джумагалиева имеют сменные роторы рабочих колес с разными диаметрами, и регулирование энергосберегающих режимов перекачки нефти достигается путем подбора рабочих колес магистральных и подпорных насосов.

На рисунке 4.1 показаны расчетные данные стационарного режима перекачки нефтесмеси с депрессорной присадкой в холодный период эксплуатации, полученные при температуре на выходе ГНПС им. Б.Джумагалиева $T_{\text{вых}}=22,1$ °С и расходе $G=477$ т/ч. Среднемесячные значения температуры грунта за январь в следующих пунктах были равны: ГНПС им. Б.Джумагалиева 4.7 °С, НПС «Жуан-Тобе» 7.4 °С, НПС «Сузак» 3 °С, ГНПС «Чулак-Курган» 10.2 °С.

В энергосберегающем режиме перекачки алгоритм расчета подбирает магистральный насос НМ 1250/260 с диаметром рабочего колеса 360 мм и подпорный насос НЦНЕ 1600-80 с диаметром рабочего колеса 505 мм. Потребляемая мощность насосных агрегатов равна 725 кВт (рис. 4.1). Общий объем перекачки нефтесмеси за сутки составляет 11448 т, общие затраты – 267.2 тыс. тенге. Удельный расход энергопотребления насосов равен 1.52 кВт·ч/т и удельные затраты – 23.3 тенге/т.

На рисунке 4.2 показаны расчетные данные перекачки нефти без депрессорной присадки при тех же режимных параметрах и температуре грунта за январь. Как видно из рисунка 4.2, снижение текучести приводит к росту потери напора и перепада давления до 25.2 бар. Тогда как перепад давления нефтесмеси с депрессорной присадкой составляет 23.4 бар, т.е. использование депрессорной присадки приводит к росту текучести нефтесмеси и снижению потери напора на 1.8 бар.

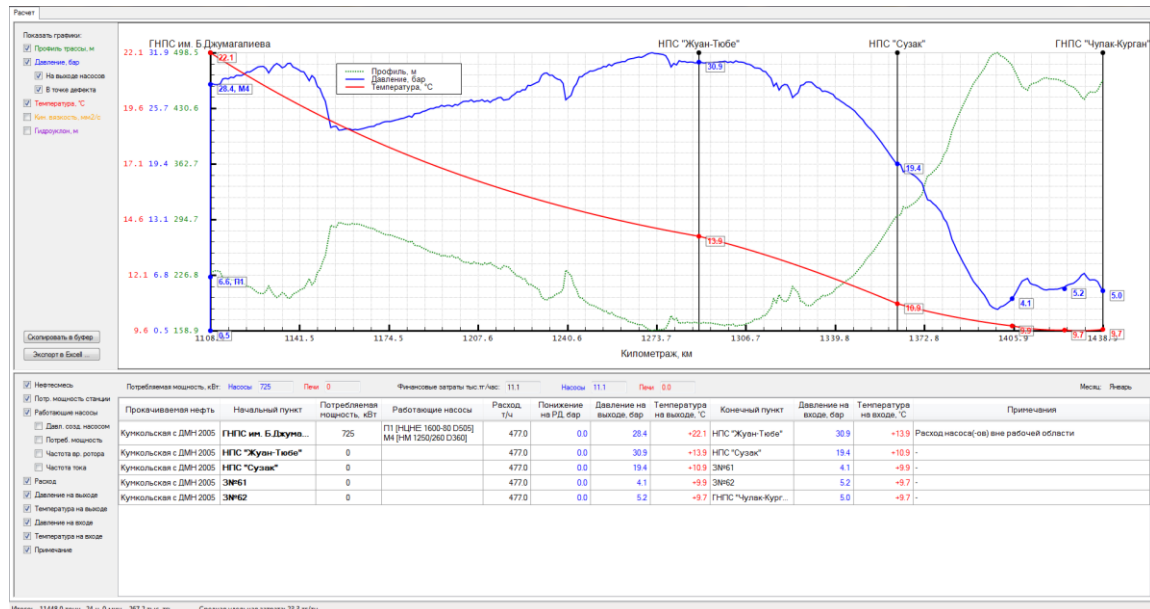


Рисунок 4.1. Теплогидравлические расчеты нефтесмеси с депрессорной присадкой на участке «Каракоин – Чулак-Курган» за январь, параметры на выходе ГНПС им. Б.Джумагалиева: $T_{\text{вых}} = 22.1^{\circ}\text{C}$, $G = 477$ т/ч

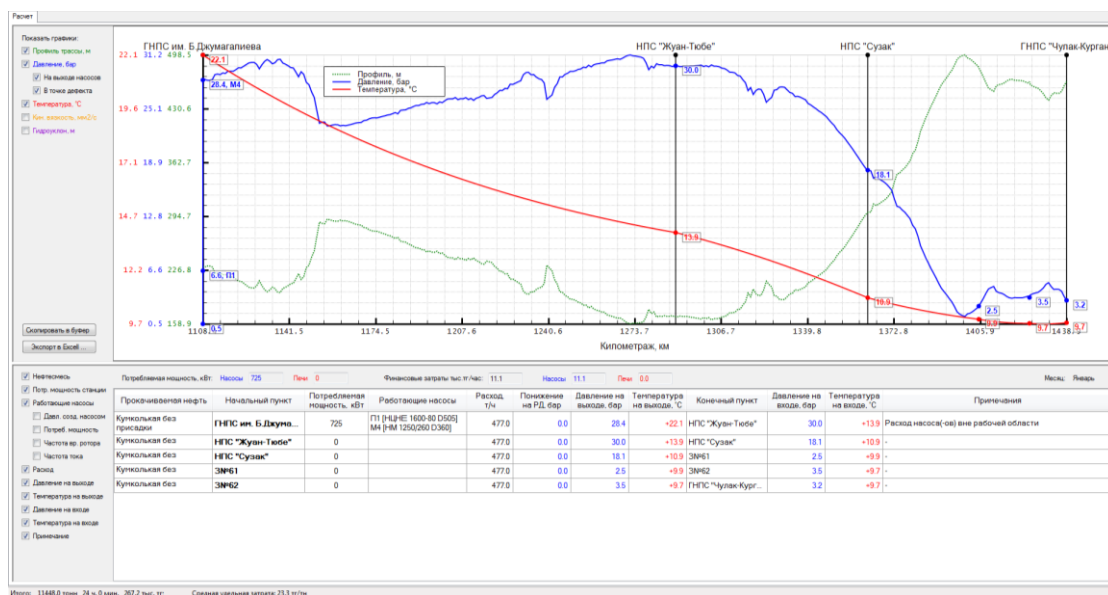


Рисунок 4.2. Теплогидравлические расчеты нефтесмеси без депрессорной присадки на участке «Каракоин – Чулак-Курган» за январь, параметры на выходе ГНПС им. Б.Джумагалиева: $T_{\text{вых}} = 22.1^{\circ}\text{C}$, $G = 477$ т/ч

Рост расхода нефтесмеси с депрессорной присадкой от 477 т/ч до 677 т/ч приводит к тому, что: 1) потери напора возрастают из-за увеличения гидравлического сопротивления нефтепровода; 2) темп изменения температуры снижается по длине участка Б.Джумагалиева – Чулак-Курган (рис. 4.3).

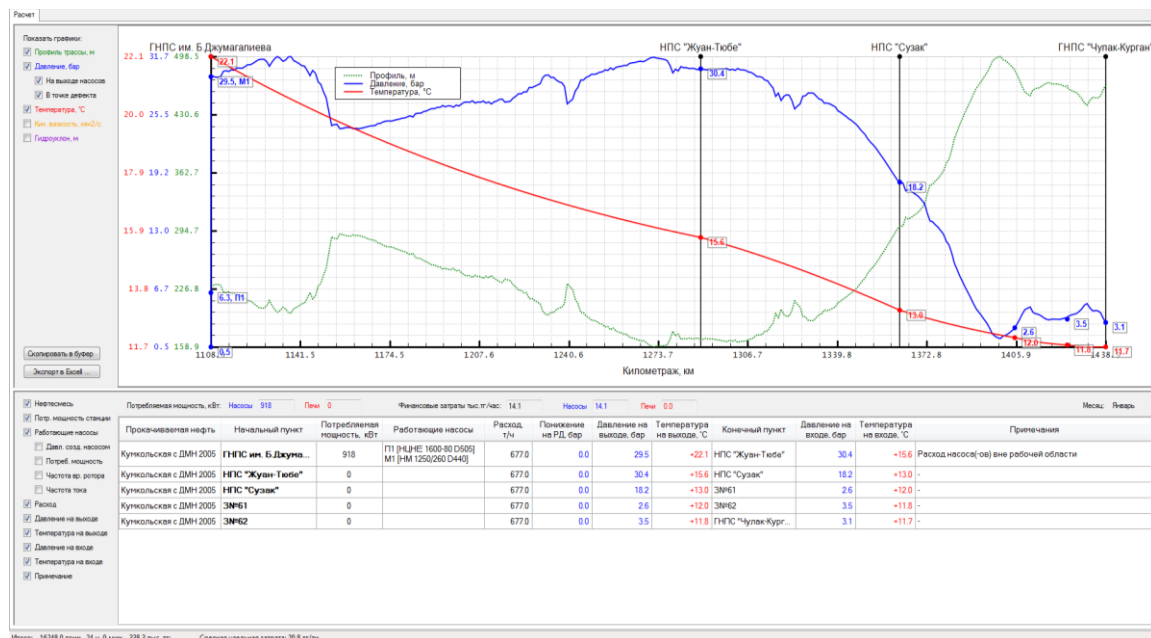


Рисунок 4.3 – Теплогидравлические расчеты нефтесмеси с депрессорной присадкой на участке «Каракоин – Чулак-Курган» за январь, параметры на выходе ГНПС им. Б.Джумагалиева: $T_{\text{вых}} = 22.1^{\circ}\text{C}$, $G = 677$ т/ч

Потребляемая мощность насосных агрегатов равна 918 кВт (рис. 4.3). Общий объем перекачки нефтесмеси за сутки составляет 16248 т, общие затраты – 338.3 тыс. тенге. Удельный расход энергопотребления насосов равен 1.356 кВт.ч/т и удельная затрата – 20.8 тенге/т.

Расчет режима с расходом 677 т/ч без депрессорной присадки показывает подключение магистрального насоса на НПС «Жуан-Тобе» (рис. 4.4). Потребляемая мощность насосных агрегатов увеличивается до 1555 кВт, общая затрата – до 826.6 тыс. тенге, удельный расход энергопотребления на перекачку нефтесмеси – до 2.297 кВт.ч/т и удельные затраты – до 50.9 тенге/т.

Таким образом, использование депрессорной присадки снижает потребляемую мощность и энергопотребление насосов, соответственно, затраты на перекачку нефтесмеси.

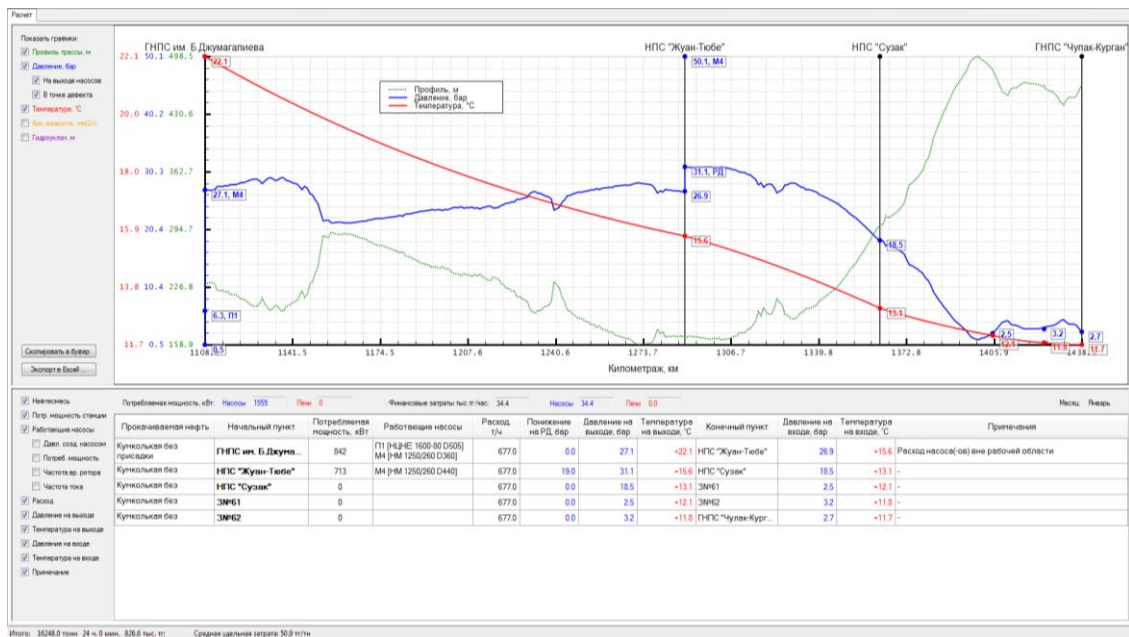


Рисунок 4.4 – Теплогидравлические расчеты нефтесмеси без депрессорной присадки на участке «Каракоин – Чулак-Курган» за январь, параметры на выходе ГНПС им. Б.Джумагалиева: $T_{\text{ВЫХ}} = 22.1^{\circ}\text{C}$, $G = 677$ т/ч

4.1.1 Анализ расчетов при низких температурах грунта

Воздействие депрессорной присадки на перекачку нефтесмеси особенно заметно при низких температурах грунта (рис. 4.5).

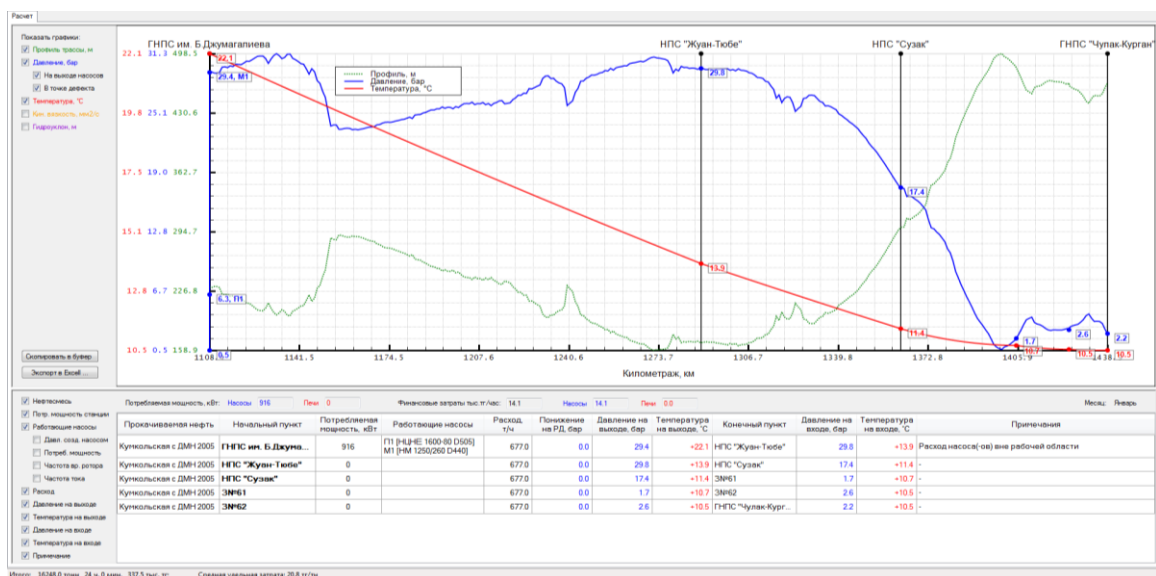


Рисунок 4.5 – Теплогидравлические расчеты нефтесмеси с депрессорной присадкой на участке «Каракоин – Чулак-Курган» при низкой температуре грунта за январь, параметры на выходе ГНПС им. Б.Джумагалиева: $T_{\text{ВЫХ}} = 22.1^{\circ}\text{C}$, $G = 677$ т/ч

В этом случае среднемесячные значения температуры грунта за январь в следующих пунктах были равны: ГНПС им. Б.Джумагалиева 3.2 °С, НПС «Жуан-Тобе» - 0.2 °С, НПС «Сузак» - 1.1 °С, ГНПС «Чулак-Курган» 9.5 °С.

Как видно из рисунка 4.5 улучшение реологических свойств и текучести нефтесмеси с депрессорной присадкой позволяет провести перекачку на участке «Каракоин – Чулак-Курган», несмотря на низкие значения температуры грунта.

4.1.2 Снижение нагрузки на насосные агрегаты

Ввод депрессорной присадки позволяет снижать нагрузку на насосные агрегаты при больших расходах нефтесмеси. Для примера на рисунке 4.6 представлены расчетные данные нефтесмеси с расходом 800 т/ч.

В случае нефтесмеси с депрессорной присадкой потребляемая мощность насосных агрегатов составляет 1148 кВт, удельный расход энергопотребления на перекачку нефтесмеси – 1.435 кВт·ч/т.

Тогда как для нефтесмеси без депрессорной присадки с расходом 800 т/ч потребляемая мощность насосов увеличивается до 1710 кВт, удельный расход энергопотребления на перекачку нефтесмеси – до 2.138 кВт·ч/т.

Экономия энергопотребления перекачки нефтесмеси с депрессорной присадкой составляет 32.88% и показывает эффективность депрессорной технологии для снижения нагрузки на насосные агрегаты.

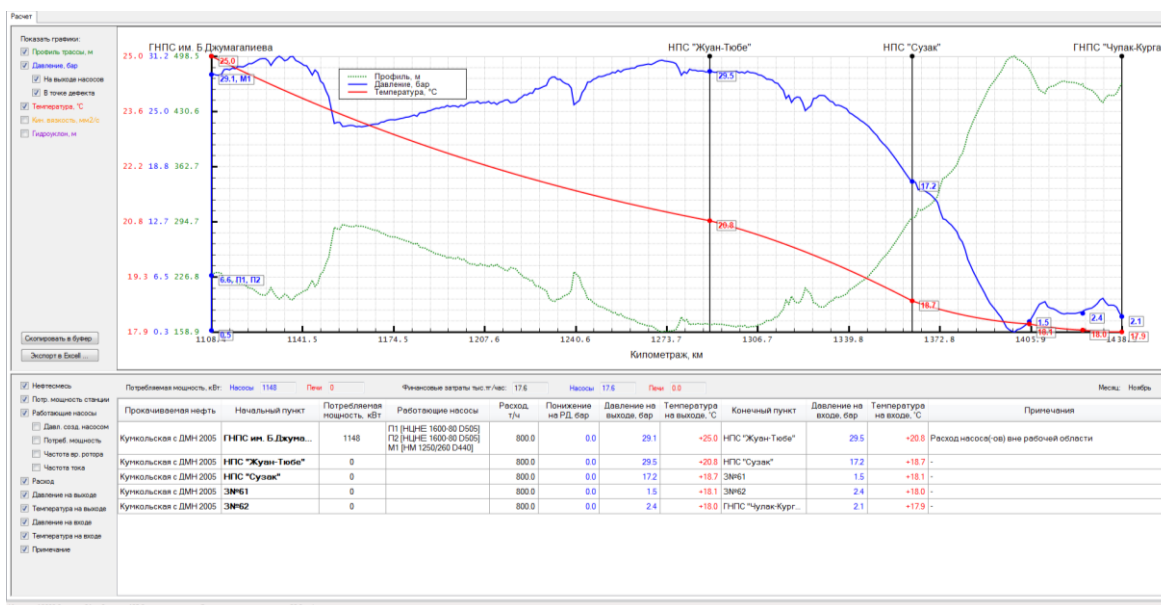


Рисунок 4.6 – Теплогидравлические расчеты нефтесмеси с депрессорной присадкой на участке «Каракоин – Чулак-Курган» за ноябрь, параметры на выходе ГНПС им. Б.Джумагалиева: $T_{\text{ВЫХ}} = 25 \text{ }^{\circ}\text{C}$, $G = 800 \text{ т/ч}$

4.1.3 Исследование при низких начальных температурах нефтесмеси

Депрессорная технология используется при перезапуске участка нефтепровода после краткосрочной остановки. Это можно показать путем использования депрессорной присадки для перекачки парафинистой нефти без подогрева при низких начальных температурах нефтесмеси.

На рисунке 4.7 показаны расчетные данные, полученные при низкой начальной температуре нефтесмеси на выходе ГНПС им. Б.Джумагалиева.

Как видно из рисунка 4.7, наличие депрессорной присадки снижает температуру потери текучести и перекачивает парафинистую нефтесмесь, не нарушая условие безопасности теплового режима эксплуатации участка.

Тогда перекачка парафинистой нефтесмеси без депрессорной присадки при этой же начальной температуре невозможна из-за нарушения условия безопасности теплового режима.

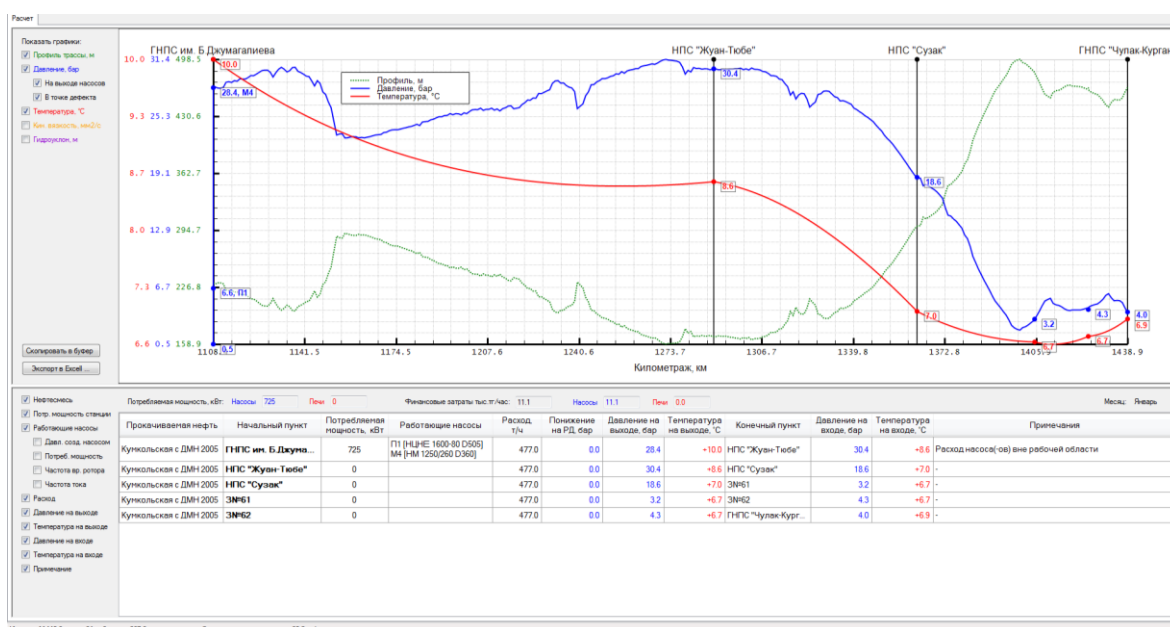


Рисунок 4.7 – Теплогидравлические расчеты нефтесмеси с депрессорной присадкой на участке «Каракоин – Чулак-Курган» за январь, параметры на выходе ГНПС им. Б.Джумагалиева: $T_{\text{вых}} = 10^{\circ}\text{C}$, $G = 477 \text{ т/ч}$

Таким образом, оптимизационные расчеты применения депрессорной технологии для перекачки высокозастывающей, парафинистой нефтесмеси показывают следующие результаты.

1. Ввод депрессорной присадки в поток парафинистой нефти снижает ее температуру текучести и позволяет без подогрева перекачивать в зимние и весенне-осенние периоды на участке «Б. Джумагалиева – Чулак-Курган»;
2. Использование депрессорной технологии снижает нагрузки на насосные агрегаты и обеспечивает энергосбережение насосов при транспортировке высокозастывающей, парафинистой нефтесмеси.

4.2 Оптимальная температура перекачки нефтесмеси

Определение оптимальной температуры перекачки нефтесмеси важно для экономической эффективности и потребляемой мощности печи подогрева на магистральном нефтепроводе «Узень - Атырау - Самара» [69]. Учитывая масштаб потребление тепла и электроэнергии при «горячей» перекачке, даже незначительное, в процентном отношении изменения энергозатрат может привести к существенной экономии энергоресурсов [24, 26, 30].

Поиск оптимальной температуры нефтесмеси проводится на участке «Атырау – Большой Чаган». Подогрев нефтесмеси на этом участке происходит на НПС им. Т.Касимова, СПН «Карманово», НПС «Индер», ППН «Антоново», СПН «Сахарный» и ППН «Барановка». На СПН «Сахарный» вводится противотурбулентная присадка (ПТП), концентрация которой изменяется в зависимости от объема перекачки нефтесмеси и температуры грунта на этом участке.

Известно, что температура потери текучести нефтесмеси на выходе НПС им. Т.Касимова составляет $T_{пт} = 12\text{ }^{\circ}\text{C}$ и переход ньютоновской жидкости в ньютоновскую происходит при температуре $19\text{ }^{\circ}\text{C}$ [4, 59].

Поиск оптимальной температуры нефтесмеси проводится в диапазоне температур от 28 до $54\text{ }^{\circ}\text{C}$ с использованием алгоритма, изложенного в разделе 3.1, и при выполнении критерия оптимальности (2.39).

На этом участке глубина заложения трубопровода - 1.0 м и температура грунта определена по среднемесячным значениям.

На рисунке 4.8 приведены расчетные данные при среднемесячной температуре грунта за март зимнего периода эксплуатации и показаны, что температура нефтесмеси не опускается ниже $25\text{ }^{\circ}\text{C}$ на участке «Атырау – Большой Чаган».

Поиск оптимальной температуры при заданных режимных параметрах приводит к подогреву нефтесмеси на НПС им. Т. Касимова, НПС «Индер», СПН «Сахарный» и отключению подогрева на СПН «Карманово», ППН «Антоново», ППН «Барановка».

На НПС им. Т. Касимова нефтесмесь подогревается от температуры 32.3 до $43.5\text{ }^{\circ}\text{C}$, НПС «Индер» – от 25 до $40.5\text{ }^{\circ}\text{C}$, СПН «Сахарный» - от 25 до $35.5\text{ }^{\circ}\text{C}$ (рис. 4.8). Распределение давления изменяется из-за гидравлического сопротивления трубы, потери напора на печах подогрева, геодезической высоты профиля трассы и остаточного напора на входе ЛПДС «Большой Чаган». Распределение температуры изменяется из-за теплообмена с окружающей средой и температуры подогрева, находится в пределах интервала поиска оптимальной температуры (рис. 4.8).

Расчетные данные оптимальных режимов перекачки при температуре грунта за май весенне-осеннего периода эксплуатации приведены на рис. 4.9. В этом случае нефтесмесь подогревается на НПС им. Т. Касимова от

температуры 31.8 до 39.2 °С, НПС «Индер» – от 25 до 38.3 °С, СПН «Сахарный» - от 25 до 34.6 °С (рис. 4.9).

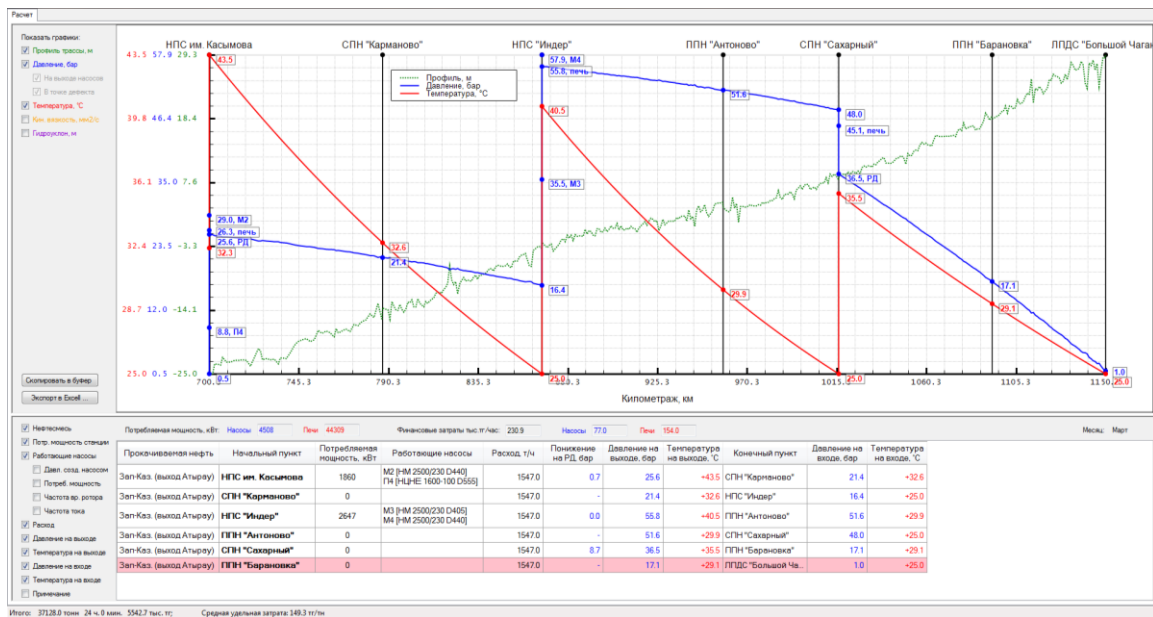


Рисунок 4.8 - Теплогидравлические расчеты при оптимальных температурах перекачки на участке «Атырау – Большой Чаган» за март: G=1547.0 т/ч, концентрация ПТП на СПН «Сахарный» 2 ppm

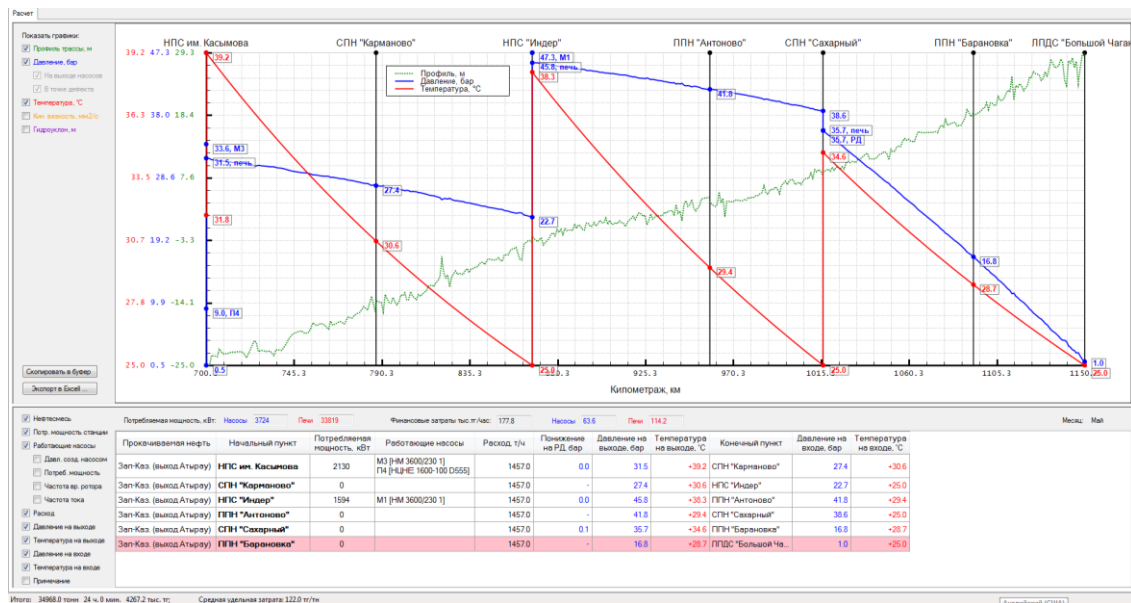


Рисунок 4.9 - Теплогидравлические расчеты при оптимальных температурах перекачки на участке «Атырау – Большой Чаган» за май: G=1457.0 т/ч, без ввода ПТП на СПН «Сахарный»

Расчетные данные оптимальных режимов перекачки по температуре грунта за сентябрь летнего периода эксплуатации приведены на рисунке 4.10.

Как видно из рисунка 4.10, высокая начальная температура нефтесмеси 41.5 °С на НПС им. Т. Касымова позволяет перекачивать без попутного подогрева до ЛПДС «Большой Чаган».

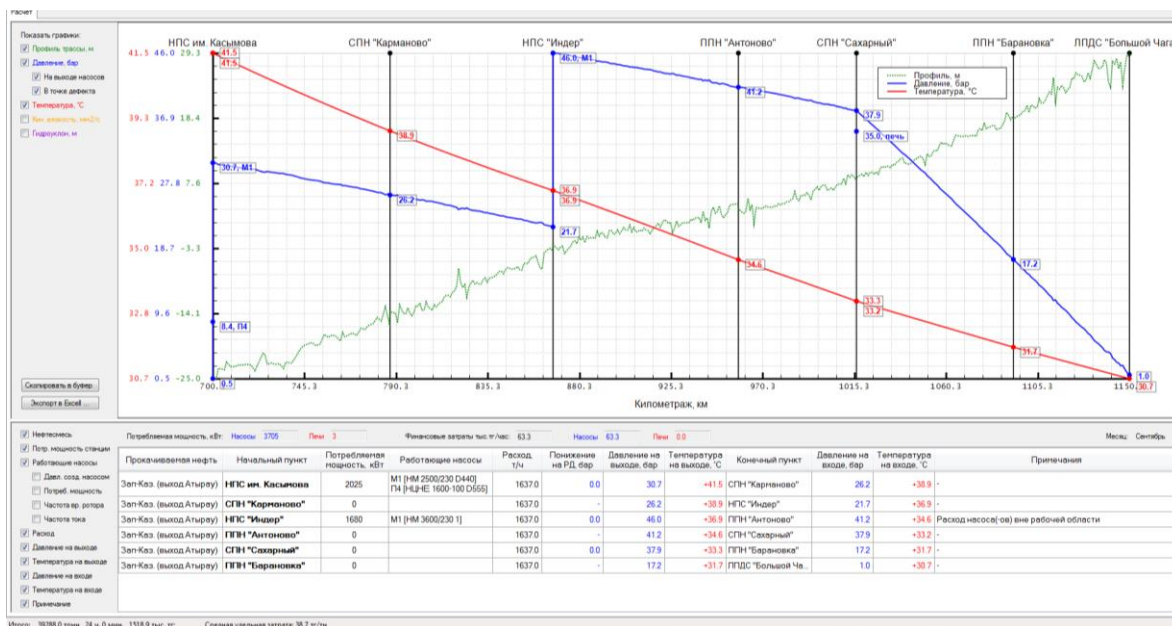


Рисунок 4.10 -Теплогидравлические расчеты при оптимальных температурах перекачки на участке «Атырау – Большой Чаган» и за сентябрь: G=1637 т/ч, концентрация ПТП на СПН «Сахарный» 2.0 ppm

В летние периоды эксплуатации подогрев нефтесмеси на участке «Атырау – Большой Чаган» производится на НПС им. Т.Касымова, а на промежуточных станциях может быть отключен подогрев (рис. 4.11).

Таким образом, расчетные данные определения оптимальной температуры перекачки нефти показывают:

- 1) оптимальные режимы работы насосных агрегатов и печей подогрева на участке магистрального нефтепровода зависят от расхода и реологических свойств нефтесмеси, температуры грунта;
- 2) в оптимальных условиях потребляемые мощности, затрачиваемые на подогрев, намного превосходят потребляемые мощности на перекачку нефтесмеси в холодные месяцы эксплуатации;
- 3) в оптимальных условиях достигаются минимальные значения удельной затраты потребляемой мощности насосов и печи подогрева.

4.2.1 Эффективность определения оптимальной температуры нефтесмеси

Эффективность определения оптимальной температуры перекачки нефтесмеси можно оценить путем сравнения расчетных данных, полученных по данным производства. Эти расчетные данные получены при одних и тех же режимных параметрах и условиях.

В таблицах 10, 11 приведены потребляемые мощности на перекачку и подогрев, удельные затраты в зависимости от расхода нефтесмеси, концентрации ПТП.

Таблица 10 – Расчетные данные при оптимальных температурах перекачки

Месяц	Расход нефтесмеси, т/ч	Потребляемые мощности на перекачку, кВт	Потребляемые мощности на подогрев, кВт	Удельная затрата на перекачку и подогрев, тенге/т	Концентрация ПТП на СПН Сахарный, ppm
Январь	1527	4041	36872	127.30	2.0
Февраль	1657	4683	41112	133.66	4.0
Март	1547	4508	44309	149.30	2.0
Апрель	1477	3747	43151	144.90	---
Май	1457	3724	33819	122.00	---
Июнь	1587	4571	22311	95.00	2.0
Июль	1607.1	4602	10293	65.30	2.0
Август	1747	4818	5631	52.90	4.0
Сентябрь	1637	4649	2608	51.40	2.0
Октябрь	1668.1	4697	8892	62.10	2.0
Ноябрь	1577	4555	19259	88.10	2.0
Декабрь	1607	4133	27928	95.20	2.0

Таблица 11 – Расчетные данные по данным производства

Месяц	Расход нефтесмеси, т/ч	Потребляемые мощности на перекачку, кВт	Потребляемые мощности на подогрев, кВт	Удельная затрата на перекачку и подогрев, тенге/т	Концентрация ПТП на СПН Сахарный, ppm
Январь	1527	3416	55876	167.80	2.0
Февраль	1657	3953	69340	182.40	4.0
Март	1547	3975	67975	192.10	2.0
Апрель	1477	3563	57767	174.00	---
Май	1457	3302	50056	156.20	---
Июнь	1587	4019	49786	154.60	2.0
Июль	1607.1	3707	33932	109.80	2.0
Август	1747	4303	29309	95.60	4.0
Сентябрь	1637	3983	28264	96.90	2.0
Октябрь	1668.1	4021	38245	115.30	2.0
Ноябрь	1577	3671	43937	137.50	2.0
Декабрь	1607	3803	49739	142.10	2.0

Сравнение данных таблиц 10 и 11 показывает следующее.

1. Насосные агрегаты при оптимальных температурах перекачки больше потребляют мощности. Это объясняется тем, что в этом случае поток нефтесмеси меньше подогревается. Поэтому насосные агрегаты больше затрачивают мощности из-за увеличения вязкости нефтесмеси с уменьшением температуры и роста потери напора на гидравлическое сопротивление трубопровода.

2. Расчетные данные по условиям производства показывают, что на пунктах подогрева затрачивается больше мощности из-за перегрева нефти. В этом случае более горячую нефть легче перекачивать и нагрузка на насосные агрегаты несколько снижается.

3. При оптимальных температурах перекачки на участке «Атырау - Большой Чаган» удельные затраты на перекачку и подогрев нефти меньше от 16.8 до 46.9 % по сравнению с затратами производственных данных.

4.2.2 Влияние глубины заложения трубопровода на тепловой режим

Система нефтепровод-грунт находится в неустановившемся состоянии из-за постоянных сезонных колебаний температуры грунта и воздуха, изменения физико-химических свойств окружающего грунта и реологических свойств перекачиваемой нефти. Большая глубина заложения трубопровода по сравнению с оптимальной приводит к затратам при строительстве магистрального нефтепровода, а меньшая глубина – к росту температуры подогрева и увеличению затрат на перекачку и подогрев нефти. Поэтому определение оптимальной глубины заложения трубопровода важно для теплового режима перекачки высоkozастывающей и высоковязкой нефтей.

Для определения влияния этого фактора проведены расчеты при двух значениях глубины заложения трубопровода 0,8 м и 1 м. В таблице 12 представлены потребляемые мощности подогрева и удельные затраты на подогрев и перекачку при данных глубинах заложения.

Расчеты влияния глубины заложения трубопровода в холодный период эксплуатации показывают, что при значении глубины заложения 1.0 м потребляемая мощность на подогрев снижается до 24.1 %, а удельные затраты на подогрев и перекачку уменьшаются до 11.8 % по сравнению с трубопроводом при глубине заложения 0.8 м (табл. 12).

Таблица 12 – Расчетные данные для определения влияния глубины заложения трубопровода на участке «Атырау - Большой Чаган»

Месяц	Расход нефтесмеси, т/ч	Потребляемые мощности на подогрев при глубине 1.0 м, кВт	Потребляемые мощности на подогрев при глубине 0.8 м, кВт	Удельная затрата при глубине 1.0 м, тенге/т	Удельная затрата при глубине 0.8 м, тенге/т
Январь	1527	55876	57511	167.80	177.50
Февраль	1647	69340	78017	182.40	192.30
Март	1547	67975	89632	192.10	217.70
Апрель	1477	57767	62804	174.00	189.00
Май	1457	50056	53026	156.20	164.90
Июнь	1587	49786	52816	154.60	159.30
Июль	1607.1	33932	37524	109.80	113.80
Август	1747	29309	32450	95.60	98.30
Сентябрь	1637	28264	32030	96.90	98.70
Октябрь	1668.1	38245	42300	115.30	123.30
Ноябрь	1577	43937	47825	137.50	147.30
Декабрь	1607	49739	555	142.10	155.40

4.3 Оптимизация последовательных режимов перекачки нефтесмеси

На участке «Узень - Атырау» магистрального нефтепровода «Узень – Атырау - Самара» производится последовательная перекачка партий бузачинской и мангышлакской нефтесмесей. Это связано с тем, что партия мангышлакской нефтесмеси является сырьем Атырауского нефтеперерабатывающего завода (АНПЗ). В зависимости от объема партий нефтесмесей и времени их перекачки можно определить длину и местоположение вышеуказанных партий на участке «Узень – Атырау». На месте контакта двух партий происходит изменение реологических и теплофизических свойств нефтесмесей [17, 108, 124, 129].

Мангышлакская нефтяная смесь является высокозастывающей и на выходе из ГНПС «Узень» имеет температуру потери текучести $T_{пт} = 27\text{ }^{\circ}\text{C}$, а бузачинская – $T_{пт} = -12\text{ }^{\circ}\text{C}$ [4, 59]. На участке «Узень – Атырау» производится подогрев нефти в следующих пунктах: ГНПС «Узень», СПН «Сай-Утес», НПС «Бейнеу», СПН «Опорная», ЛПДС «Кульсары». На печах подогрева потери давления (напора) изменяются от 0.5 до 3.2 бар в зависимости от расхода нефтесмеси.

В пунктах Каракудук, Кенсары, Опорная, Кульсары, КасПН, Карсак производятся попутная подкачка нефти, которая увеличивает расход и объем партий бузачинской и мангышлакской нефтесмесей. В интервале времени, когда через НПС 663 км проходит партия мангышлакской нефтесмеси,

производится ее откачка в сторону АНПЗ с массовым расходом от 1000 до 1300 т/ч с учетом потребности завода.

Последовательная перекачка приводит к поочередному вытеснению одной партии нефтяной смеси другой по длине участка «Узень – Атырау» [108]. На каждой станции происходит подогрев обеих партий нефтесмесей. Тепловая инерционность грунта сохраняет тепловой режим перекачки высокотемпературной мангышлакской нефтесмеси [109]. Поэтому поиск оптимальной температуры подогрева проводится в интервале от 35 до 55 °С в соответствии с температурой потери текучести именно мангышлакской нефтесмеси.

Оптимизационные расчеты проводятся с учетом выполнения критерия (2.39) так, чтобы суммарные затраты потребляемых мощностей на подогрев и перекачку были минимальными.

Согласно критерию (2.39) расчет последовательной перекачки определяется минимальной суммарной стоимостью мощности на подогрев и перекачку нефтесмеси. Перекачка объемов нефтесмеси определяется потерями напора и изменением вязкости от температуры. Поэтому обе слагаемые критерия (2.39) зависят от температуры нефтесмеси.

Распределение температуры нефтесмеси на участке нефтепровода между станциями определяется известной формулой Шухова с учетом теплоты трения и фазового перехода (2.9).

Полный напор насосного оборудования для перекачки нефтесмеси находится из уравнения баланса напоров (2.8).

Зависимости плотности и вязкости нефтесмесей от температуры находятся по стандартным формулам:

$$\rho(T) = \rho_{20}[1 + \xi \cdot (20 - T)], \quad \mu(T) = a \cdot e^{-bT},$$

где ρ_{20} – плотность нефти при 20 °С; ξ – коэффициент объемного расширения нефтесмеси ($\xi = 0.000738 \text{ 1/}^\circ\text{C}$); a, b – эмпирические постоянные.

Для бузачинской смеси эти эмпирические постоянные равны следующим значениям: $\rho_{20} = 912.5 \text{ кг/м}^3$, $a = 0.2389$, $b = 0.0803$, для мангышлакской: $\rho_{20} = 851.7 \text{ кг/м}^3$, $a = 1664.69$, $b = 0.292$.

Как было показано выше, в зоне контакта партии нефтесмесей в силу непрерывности потока и по закону сохранения массы выполняется условие: $G_{бу} = G_{мш}$, где $G_{бу}$, $G_{мш}$ – массовые расходы бузачинской и мангышлакской нефтесмеси, соответственно.

На рисунке 4.11 представлена общая картина распределения давления и температуры в течение 24 ч при среднемесячной температуре грунта за январь. Диапазоны их изменения по времени получены в зависимости от объемов перекачки партий бузачинской и мангышлакской нефтяных смесей на выходе из ГНПС «Узень», подкачек и откачек на участке «Узень – Атырау». Температура подогрева нефти на станциях определена таким образом, чтобы температура в трубопроводе не опускалась ниже 32 °С.

Как видно из рисунка 4.11, расчетные данные описывают картину последовательной перекачки партий бузачинской и мангышлакской смесей в течение 24 ч на участке «Узень – Атырау». Распределение давления получено с учетом потери напора на гидравлическое сопротивление трубы и печках подогрева, изменением геодезической высоты профиля трассы участка «Узень - Атырау», а также остаточным напором на входе НПС им. Т. Касымова. Распределение температуры показывает подогрев нефтесмесей на станциях и пунктах подогрева в зависимости от динамики теплового режима перекачки.

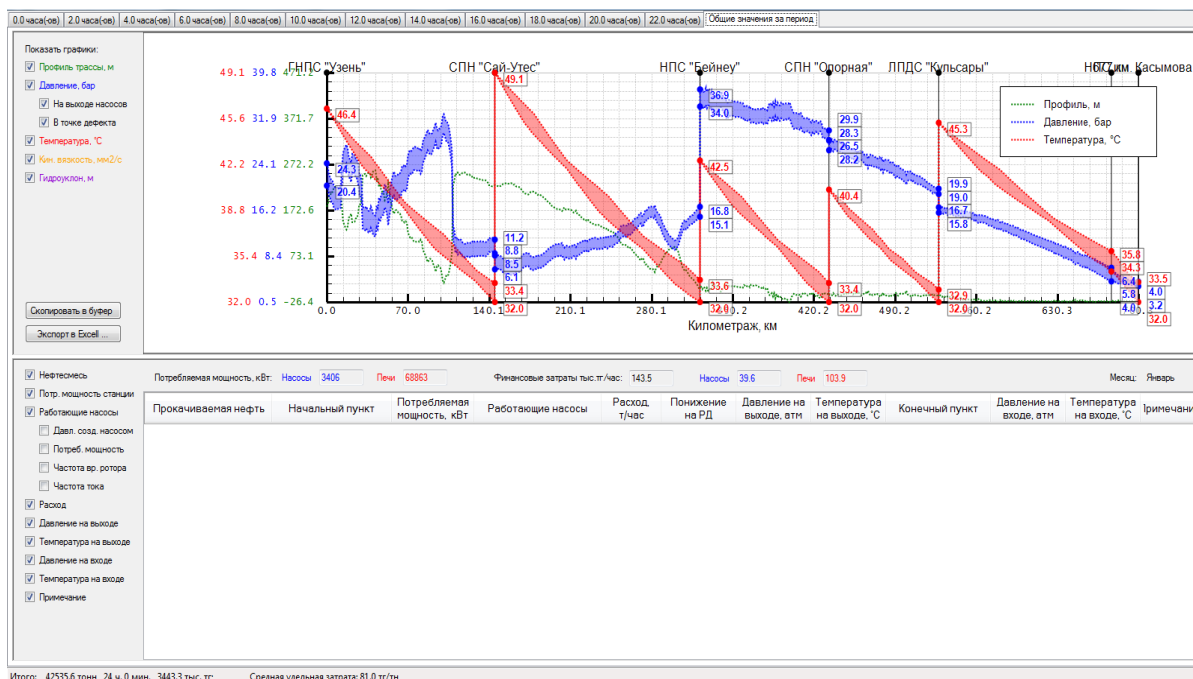


Рисунок 4.11. Общая картина распределения давления и температуры в течение 24 ч при последовательной перекачке партий бузачинской и мангышлакской нефтесмеси на участке «Узень - Атырау» за январь

Рисунки 4.12 и 4.13 иллюстрируют результаты расчетов для определенных промежутков времени, например от 00:00 до 02:00 ч и от 22:00 до 24:00 ч при температуре грунта за январь. На этих рисунках партия бузачинской нефтяной смеси отмечена белым цветом, партия мангышлакской нефтесмеси – голубым. В промежутке времени от 00:00 до 02:00 ч из ГНПС «Узень» перекачивается бузачинская нефтесмесь с расходом 1871.6 т/ч, а на НПС 663 км проводится откачка мангышлакской нефтесмеси в сторону АНПЗ с расходом 1267 т/ч с учетом потребности завода (рис. 4.12).

Расчетные данные на рисунке 4.13 показывают распределения параметров последовательной перекачки в промежутке времени 22:00 – 24:00 ч, когда из ГНПС «Узень» перекачивается мангышлакская нефтесмесь с расходом 1701.4 т/ч. За указанный промежуток времени через НПС 663 км

протекает бузачинская нефтесмесь, которая подводится на вход печи подогрева НПС им. Т. Касымова (по регламенту давление нефти на входе данной станции не должно опускаться ниже 3 бар).

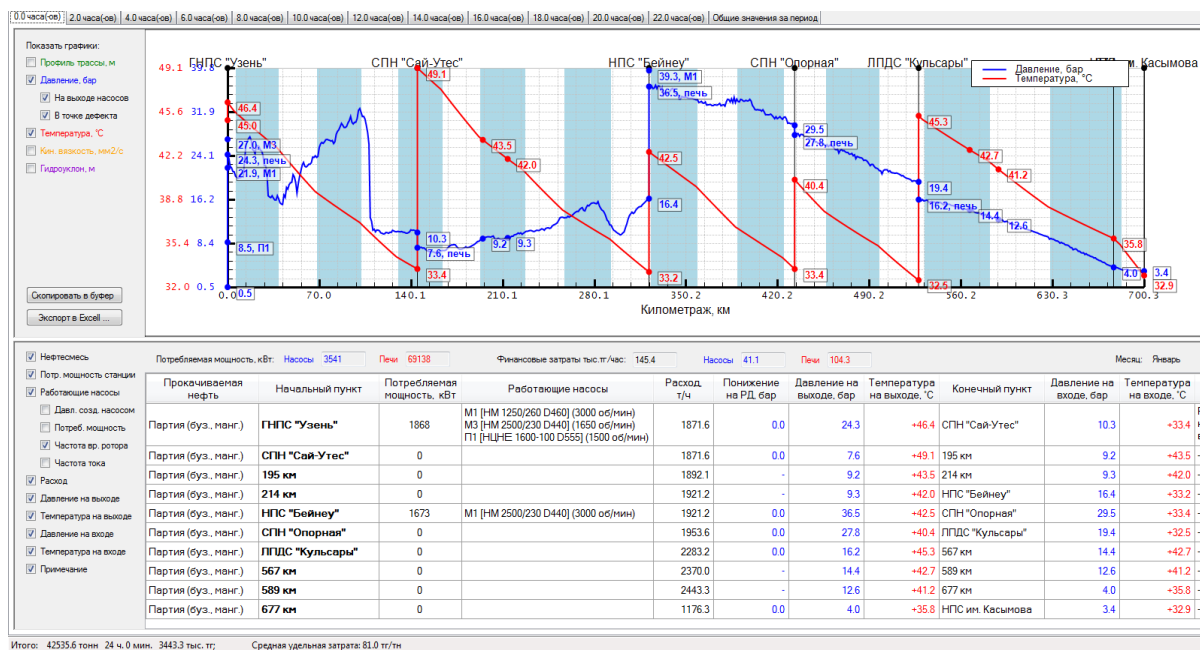


Рисунок 4.12. Расчетные данные давления и температуры в период от 00:00 до 02:00 ч при последовательной перекачке партий бузачинской и мангышлакской нефтесмеси на участке «Узень – Атырау»

На рисунках 4.12, 4.13 также показаны работающие насосы ГНПС «Узень» (МНА 3 управляется частотно-регулируемым приводом), НПС «Бейнеу» и потребляемые мощности насосных агрегатов. Здесь же приведены температуры подогрева нефтесмеси на станциях и потребляемые мощности печи подогрева, а также расходы нефтяной смеси. Подкачка нефти на промежуточных пунктах приводит к росту объема перекачки и изменению физико-химических свойств, которые определяются на основе лабораторных данных [4, 59, 95].

Оптимизационные расчеты последовательной перекачки за весенне-осенний и летний периоды получены по среднемесячной температуре грунта за апрель и август, соответственно. Повышение температуры грунта приводит к снижению температуры подогрева нефтесмеси на головной и промежуточных станциях. Для последовательной перекачки партий бузачинской и мангышлакской смесей на участке «Узень – Атырау» в летний период на некоторых промежуточных станциях можно отключить печи подогрева и подобрать оптимальный режим работы насосных агрегатов и печей подогрева.

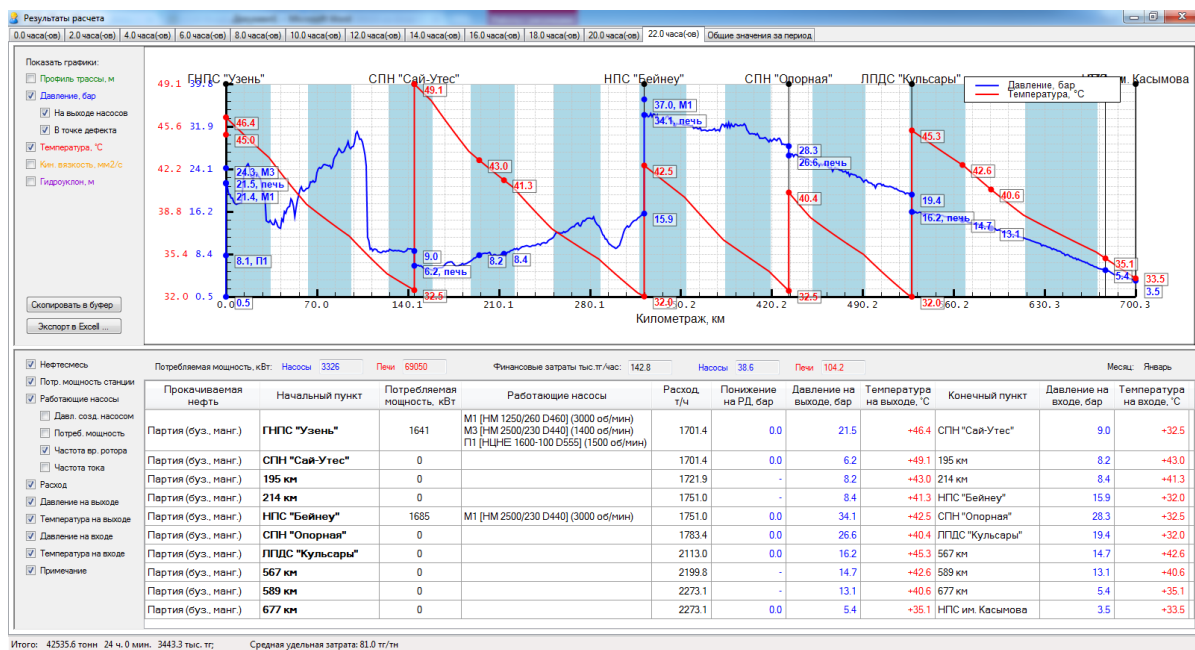


Рисунок 4.13. Расчетные данные давления и температуры в период от 22:00 до 24:00 ч при последовательной перекачке партий бузачинской и мангышлакской нефтесмеси на участке Узень – Атырау

Магистральный насос М3 ГНПС «Узень», управляемый ЧРП, обеспечивает последовательную перекачку двух партий на участке «Узень - Атырау».

Результаты оптимизационных расчетов показывают следующее.

1. В расчетах используется критерий оптимальности энергосберегающих режимов, выражающий минимум суммарной стоимости затрат потребляемой мощности насосных агрегатов и печей подогрева. Суммарная стоимость затрат на потребление мощности насосных агрегатов и печей подогрева рассчитывается по тарифам на электроэнергию и топливо на участке «Узень - Атырау».

2. Расчетные данные последовательной перекачки получены:

1) в зависимости от изменения по времени объемов перекачки партий бузачинской и мангышлакской нефтяных смесей на участке «Узень - Атырау»;

2) путем поиска оптимальной температуры нефтяных смесей в интервале от 32 до 55 °С и при среднемесячных значениях температуры грунта на участке «Узень - Атырау»;

3) путем определения энергосберегающих режимов работы насосных агрегатов и пунктов подогрева;

4) с попутной подкачки нефти с учетом увеличения первоначального расхода бузачинской и мангышлакской нефтесмесей от 15 до 30 %;

5) с откачкой мангышлакской нефтесмеси с учетом потребностей нефтеперерабатывающего завода в диапазоне от 1000 до 1300 т/ч.

4.4 Оптимизация технологии противотурбулентной присадки

Одним из способов повышения производительности магистрального нефтепровода является использование противотурбулентной присадки (ПТП) [60 - 63, 110 – 112]. Это объясняется тем, что ввод ПТП в поток нефтесмеси снижает поперечное смешение слоев частиц и турбулентное трение. Гидравлическое сопротивление трубопровода и потери напора уменьшаются. Это приводит к тому, что при одном и том же значении перепада давления по нефтепроводу можно прокачивать больше объема нефти.

На СПН «Сахарный» участка «Атырау - Большой Чаган» внутренний диаметр трубопровода переходит с 1.0 м на 0.7 м. При этом средняя скорость турбулентного потока увеличивается почти в два раза и приводит к повышению потерь напора из-за роста гидравлического сопротивления трубы и перепада давления на участке. Вследствие этого происходит ограничение производительности участка «Атырау - Большой Чаган» из-за соблюдения регламента безопасности. Для решения проблемы используется ввод в трубу ПТП, позволяющей снизить гидравлическое сопротивление турбулентного потока [60 - 63, 132, 133].

Потери напора на гидравлическое сопротивление турбулентного потока нефтесмеси в трубе можно представить по формуле (2.24).

На рисунке 4.14 показаны расчетные данные при значении концентрации ПТП 15 ppm и среднемесячной температуре грунта за март зимнего периода эксплуатации участка. Расчет проведен при расходе 2000 т/ч нефтесмеси, соответствующей объему транспортировки 16 800 000 т в год магистрального нефтепровода «Узень - Атырау - Самара».

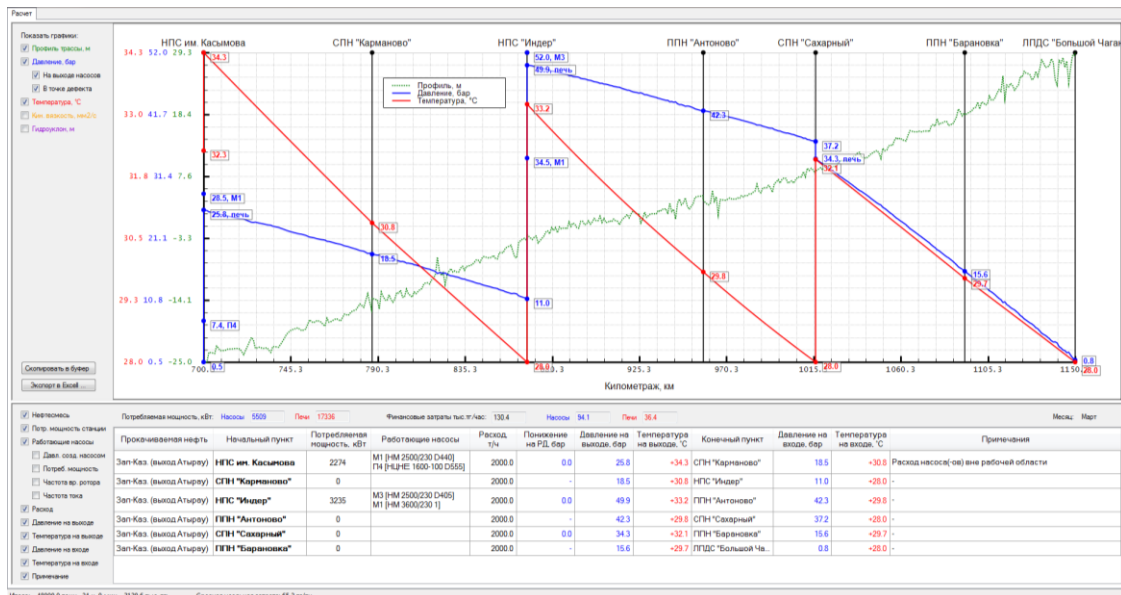


Рисунок 4.14. Теплогидравлические расчеты повышения производительности на участке «Атырау - Б. Чаган» за март: $G=2000$ т/ч, концентрация ПТП на СПН Сахарный – 8 ppm

Расчеты показывают, что суммарная потребляемая мощность на перекачку и подогрев снижается с ростом концентрации ПТП от 4 до 10 ppm. Потребляемая мощность насосных агрегатов снижается от 5996 до 5509 кВт, а потребляемая мощность печей подогрева – от 32581 до 17336 кВт. Удельная затрата потребляемой мощности на перекачку и подогрев снижается от 88.60 до 65.20 тенге/т с ростом концентрации ПТП от 4 до 10 ppm. При дальнейшем росте концентрации ПТП удельная затрата на перекачку и подогрев не изменяется, остается равной 65.20 тенге/т.

Рост концентрации ПТП приводит к снижению гидравлического сопротивления трубопровода и нефтесмесь с расходом 2000 т/ч можно перекачивать при более низких температурах подогрева.

На рисунке 4.15 показаны расчетные данные при значении концентрации ПТП 6 ppm и среднемесячной температуре грунта за ноябрь весенне-осеннего периода эксплуатации участка.

Расчетные данные показывают, что удельная затрата потребляемой мощности на перекачку и подогрев снижается от 74.30 до 50.10 тенге/т при увеличении концентрации ПТП от 4 до 8 ppm. При дальнейшем росте концентрации ПТП удельная затрата остается равной 50.10 тенге/т.

На рисунке 4.16 показаны расчетные данные при среднемесячной температуре грунта за август (летнего периода) эксплуатации участка и концентрации ПТП 4.0 ppm.

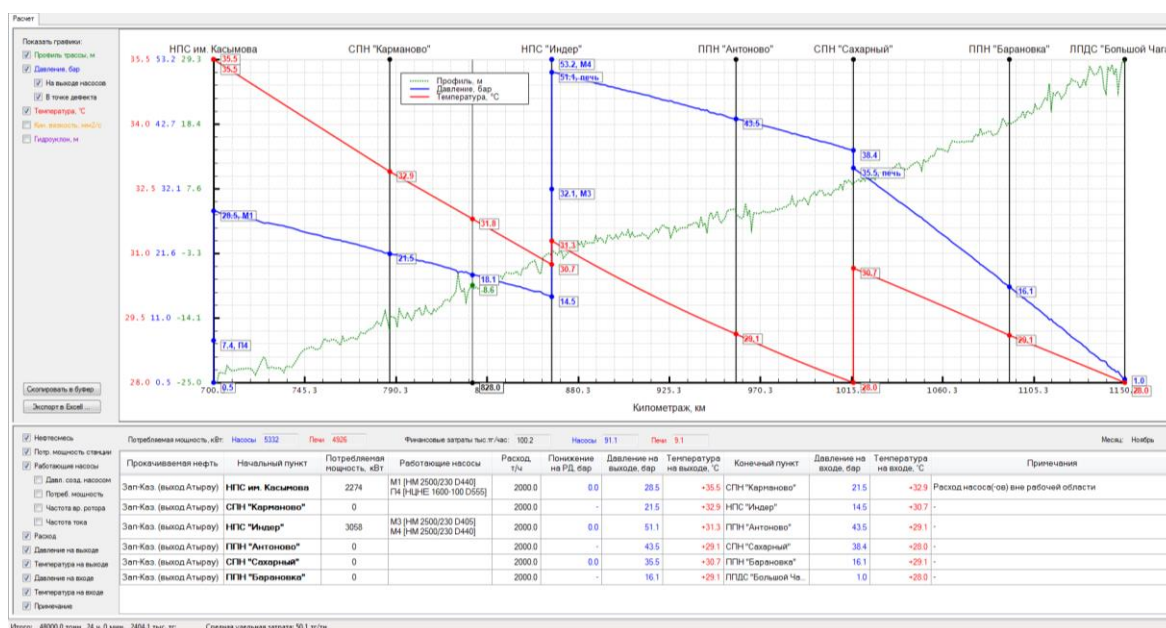


Рисунок 4.15. Теплогидравлические расчеты максимальной производительности на участке «Атырау – Б. Чаган» за ноябрь: $G=2000$ т/ч, концентрация ПТП на СПН Сахарный – 6 ppm

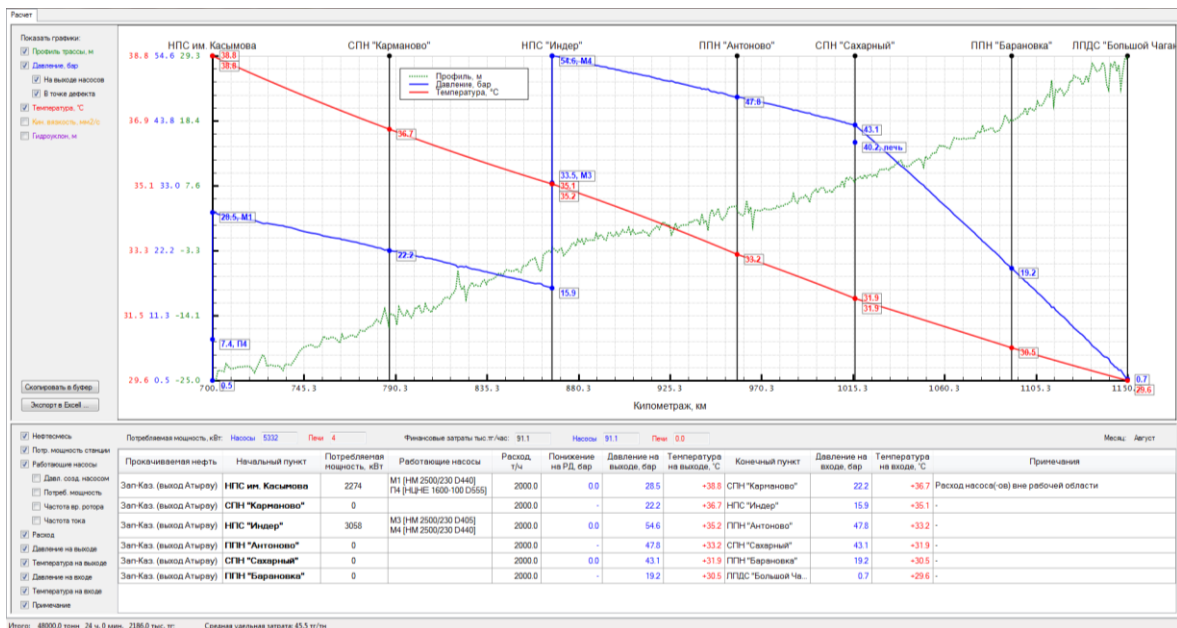


Рисунок 4.16. Теплогидравлические расчеты максимальной производительности на участке «Атырау - Б. Чаган» за август: $G=2000$ т/ч, концентрация ПТП на СПН Сахарный – 4.0 ppm

Расчетные данные показывают, что удельная затрата потребляемой мощности на перекачку и подогрев снижается от 60.10 до 45.50 тенге/т с ростом концентрации ПТП от 2.0 до 4.0 ppm. При дальнейшем росте концентрации ПТП удельная затрата остается равной 45.50 тенге/т.

Полученные расчетные данные приводят к следующим результатам.

1. Использование ПТП снижает гидравлическое сопротивление трубы, что позволяет увеличить объем нефтесмеси до 2000 т/ч, соответствующей производительности 16800000 т/год магистрального нефтепровода «Узень - Атырау - Самара».

2. Потери напора (перепад давления) определяются в зависимости от температуры перекачки нефтесмеси и концентрации ПТП. Рост концентрации ПТП приводит к снижению температуры перекачки нефтесмеси. Это объясняется тем, что рост концентрации ПТП приводит к снижению гидравлического сопротивления трубопровода и поток нефтесмеси с объемом 2000 т/ч перекачивается при более низкой температуре на участке «Атырау - Большой Чаган».

3. Удельная затрата потребляемой мощности на перекачку и подогрев зависит от температуры грунта и снижается с ростом концентрации ПТП. Для каждого периода эксплуатации в зависимости от температуры грунта соответствует предельная концентрация ПТП, при которой удельная затрата на перекачку и подогрев достигает минимального значения.

4.5 Оптимизация переменных режимов транспортировки нефтесмеси

Переменный режим перекачки нефтесмеси происходит на участке «Чулак-Курган – Шымкент» магистрального нефтепровода «Павлодар – Шымкент». Это связано с дифференцированным тарифом на электроэнергию на этом участке: ночной тариф с 23.00 ч до 07.00 ч равен 12.24 тенге; дневной тариф с 07.00 ч до 19.00 ч равен 20.20 тенге; вечерний тариф с 19.00 ч до 23.00 ч равен 96.03 тенге.

В переменном режиме большое количество объема нефтесмеси перекачивается по ночному и дневному тарифу, а по вечернему тарифу – малое количество нефтесмеси или перекачку вовсе можно остановить для экономической эффективности транспортировки на этом участке.

Критерием оптимальности переменного режима перекачки является формула (2.40), определяющая минимум затрат работы насосных оборудований на перекачку планового объема нефти на участке Чулак-Курган – Шымкент. Оптимизационные расчеты энергосберегающих режимов работы насосного оборудования для переменных режимов перекачки производятся в соответствии с алгоритмом, изложенным выше в разделе 3.1 настоящей монографии.

Насосные агрегаты (магистральные и подпорные) ГНПС «Чулак-Курган» имеют сменные роторы с разными диаметрами рабочих колес для выбора экономных режимов работы двигателей. Интерес представляет наиболее эффективный режим с наименьшими финансовыми затратами работы насосных агрегатов из-за дифференцированного тарифа. В этом аспекте наиболее выгодным является работа насосных агрегатов по ночному тарифу. Однако в зависимости от режимных параметров перекачки возможно эффективным будет работа по смешанному (ночному и дневному) тарифу. В этой связи были проведены сравнительные расчеты по ночному и смешанному (ночному и дневному) тарифу электроэнергии.

Переменный режим эксплуатации предполагает задание суточного планового объема нефти для перекачки в течение времени по ночному и дневному тарифам на электроэнергию. При этом расходы нефти по этим двум тарифам могут быть разные или одинаковые в зависимости от подбора энергосберегающих режимов работы магистральных насосов с одинаковыми или разными диаметрами рабочих колес.

Оптимизационные расчеты проводились для заданного объема нефти при среднемесячной температуре грунта по трассе. На рисунках 4.17, 4.18 представлены расчетные данные для суточного объема нефти 10900 т при среднемесячной температуре грунта за январь по смешанному (ночному и дневному) тарифу электроэнергии.



Рисунок 4.17. Расчетные данные (ночной тариф) на участке «Чулак-Курган – Шымкент», параметры на выходе ГНПС «Чулак-Курган»:
 $T_{\text{ВЫХ}} = 10.7 \text{ }^{\circ}\text{C}$, $G = 1060 \text{ т/ч}$

Для перекачки нефти с расходом 1060 т/ч по ночному и дневному тарифам работают одни и те же насосы. Общее время перекачки - 10 ч 17 мин, из них по ночному тарифу – 8 ч, а дневному – 2 ч 17 мин.

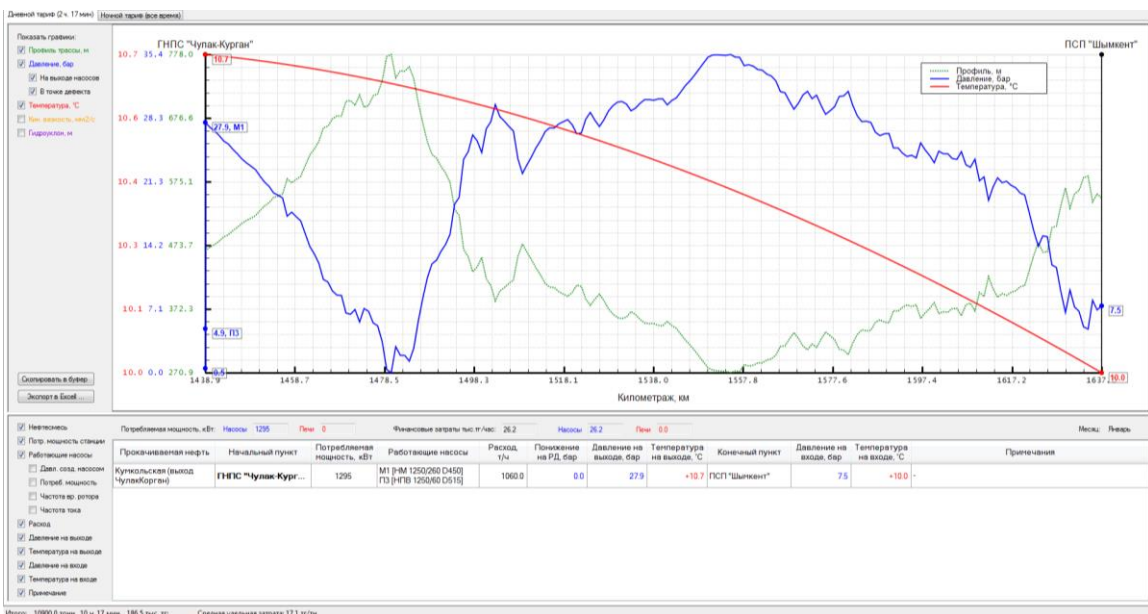


Рисунок 4.18. Расчетные данные (дневной тариф) на участке «Чулак-Курган – Шымкент», параметры на выходе ГНПС «Чулак-Курган»:
 $T_{\text{ВЫХ}} = 10.7 \text{ }^{\circ}\text{C}$, $G = 1060 \text{ т/ч}$

Потребляемая мощность насосов в энергосберегающем режиме работы по смешанному тарифу равна 1296 кВт. Общие затраты на перекачку суточного объема нефти 10900 т составляют 186.5 тыс. тенге. Удельная затрата, выражающая экономическую эффективность перекачки, по смешанному тарифу – 17.1 тенге/т.

На рисунке 4.19 показаны расчетные данные того же объема нефти (10900 т) по ночному тарифу при среднемесячной температуре грунта за январь. В этом случае объем нефти перекачивается за 7 ч 56 мин с расходом 1373 т/ч.

Потребляемая мощность насосов в энергосберегающем режиме работы по ночному тарифу равна 1998 кВт. Общая затрата на перекачку объема нефти 10900 т составляет 194.2 тыс. тенге. Удельная затрата, выражающая экономическую эффективность перекачки, по ночному тарифу – 17.8 тенге/т.

Нетрудно заметить, что удельная затрата по ночному тарифу больше удельной затраты, полученной по смешанному (ночному и дневному) тарифу, т.е. при среднемесячной температуре грунта за январь объем нефти 10900 т экономически выгодно перекачивать по смешанному (ночному и дневному) тарифу.

В таблице 13 приведены результаты оптимизационных расчетов в течение года при среднемесячной температуре грунта по трассе с разными заданными объемами нефти.

Анализ расчетных данных (табл. 13) показывает, что в зависимости от объема перекачиваемой нефти и температуры грунта оптимальные условия достигаются следующим образом.

1. В холодный период эксплуатации при объемах нефти меньше 12 000 т экономически эффективным является перекачка по смешанному (ночному и дневному) тарифу на электроэнергию.

2. В теплый период эксплуатации при объемах нефти больше 12 000 т экономически эффективным является перекачка по ночному тарифу на электроэнергию.

Таким образом, алгоритм расчета позволяет в зависимости от объема перекачиваемой нефти и периода эксплуатации участка определить эффективные условия работы насосных агрегатов в переменном режиме транспортировки из-за дифференцированного тарифа электроэнергии.

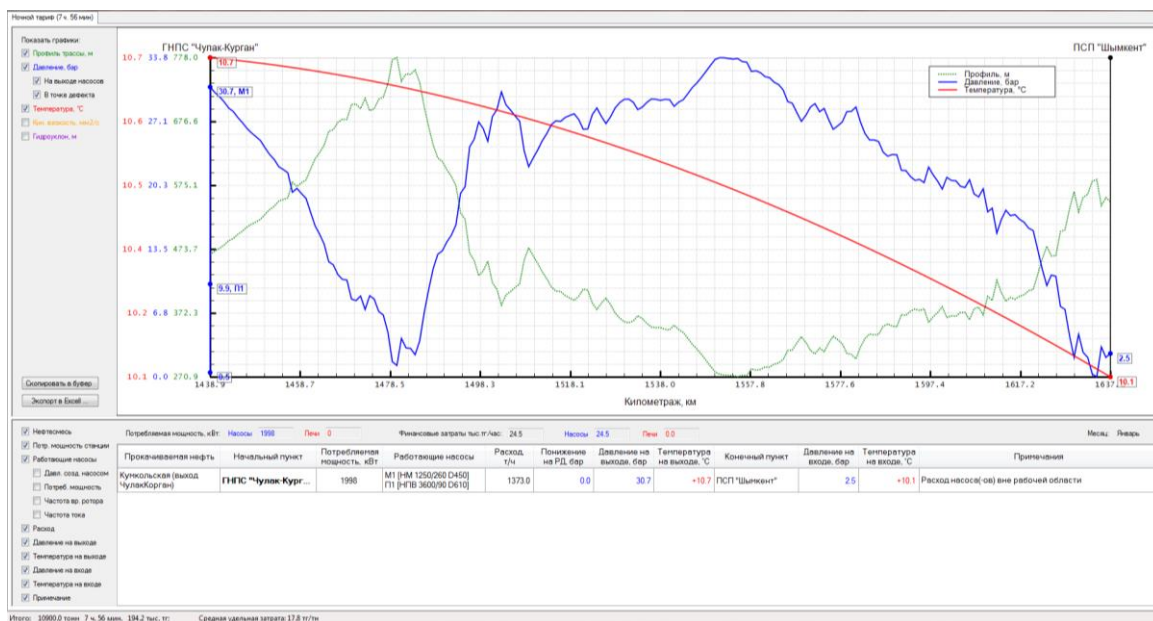


Рисунок 4.19. Расчетные данные (только ночной тариф) на участке «Чулак-Курган – Шымкент», параметры на выходе ГНПС «Чулак-Курган»:
 $T_{\text{ВЫХ}} = 10.7 \text{ }^{\circ}\text{C}$, $G = 1373 \text{ т/ч}$

Таблица 13 – Расчетные данные по смешанному и ночному тарифу на электроэнергию

Месяц	Объем нефти, т/сутки	Расчетные данные по смешанному (ночному и дневному) тарифу			Расчетные данные по ночному тарифу		
		Расход, т/ч	Удельная затрата, тенге/т	Удельная потребляемая мощность, кВт·час/т	Расход, т/ч	Удельная затрата, тенге/т	Удельная потребляемая мощность, кВт·час/т
январь	10900	1060	17.1	1.2378	1373.0	17.8	1.4554
февраль	11350	930	19.2	1.2845	1418.8	21.1	1.7255
март	11300	934	19.2	1.2828	1412.5	21.2	1.731
апрель	11700	1062	17.7	1.2247	1462.5	20.7	1.6889
май	10330	1001	17.5	1.2484	1291.3	18.4	1.5
июнь	12090	1469	17.5	1.4165	1511.3	16.8	1.3763
июль	14240	1479	19.0	1.9883	1780	17.3	1.3895
август	14240	1479	19.0	1.9883	1780	17.3	1.3895
сентябрь	13500	1039	18.8	1.2316	1687.5	17.0	1.3867
октябрь	13000	1479	18.3	1.3945	1625	17.2	1.4055
ноябрь	12700	1402	19.0	1.4407	1587.5	18.2	1.4835
декабрь	10330	997	17.6	1.2514	1291.3	18.4	1.5

5. ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИЕ РЕЖИМЫ ПЕРЕКАЧКИ ПО НЕФТЕПРОВОДНЫМ МАРШРУТАМ БЕЗ ПОПУТНОГО ПОДОГРЕВА НЕФТЕСМЕСИ

Определение энергосберегающих режимов перекачки важно для оценки эффективности трубопроводной транспортировки нефтесмеси. Известны различные методы и технологии по энергосбережению перекачки нефти [109, 113 - 129]. В этом разделе приводятся результаты расчетов энергосберегающих режимов перекачки без попутного подогрева по методу, разработанному авторами данной работы.

5.1 Нефтепроводный маршрут ГНПС «Каламкас» - НПС «Каражанбас»

По нефтепроводному маршруту ГНПС «Каламкас» - НПС «Каражанбас» перекачиваются тяжелые нефти месторождений Каламкас, Северные Бузачи, Арман. Физико-химические свойства нефти характеризуются высоким содержанием смол, асфальтенов и малого количества парафина, что приводит к низкой температуре потери текучести $T_{пт} = -27$ °С. Вязкость нефти сильно зависит от температуры и приводит к росту потерь напора с уменьшением ее температуры по длине нефтепровода. Поиск оптимальной температуры перекачки производится в интервале от 47 до 55 °С.

Энергосберегающий режим на участке «Каламкас - Каражанбас» определяется по потребляемой мощности насосного оборудования ГНПС «Каламкас», а критерием оптимальности энергосбережения является формула (2.40).

На ГНПС «Каламкас» магистральные насосы управляются ЧРП, поэтому в энергосберегающем режиме подбирается частота вращения рабочего колеса двигателя [17, 103, 117, 130].

Значения температуры грунта на глубине залегания трубы взяты по производственным данным. Расход перекачки $G=548.2$ т/ч подобран в соответствии с суммарным плановым объемом на год – 4605000 т. Величина давления на выходе ГНПС «Каламкас» и на входе НПС «Каражанбас» определяется в соответствии с картой уставок на участке «Каламкас – Каражанбас».

На рисунке 5.1 показаны расчетные данные давления и температуры при среднемесячном значении температуры грунта за январь. Потребляемая мощность насосного оборудования ГНПС «Каламкас» (магистрального и подпорного насоса) для планового расхода перекачки 548.2 т/ч равна $N_H = 256$ кВт (рис. 5.1). Финансовые затраты на работу насосных агрегатов равны 92.2 тыс. тенге, а удельные затраты, выражающие экономическую эффективность, составляют 7.0 тенге/т.

На рисунке 5.2 показаны расчетные данные давления и температуры при среднемесячной температуре грунта за январь с подкачкой нефти в пункте Арман.

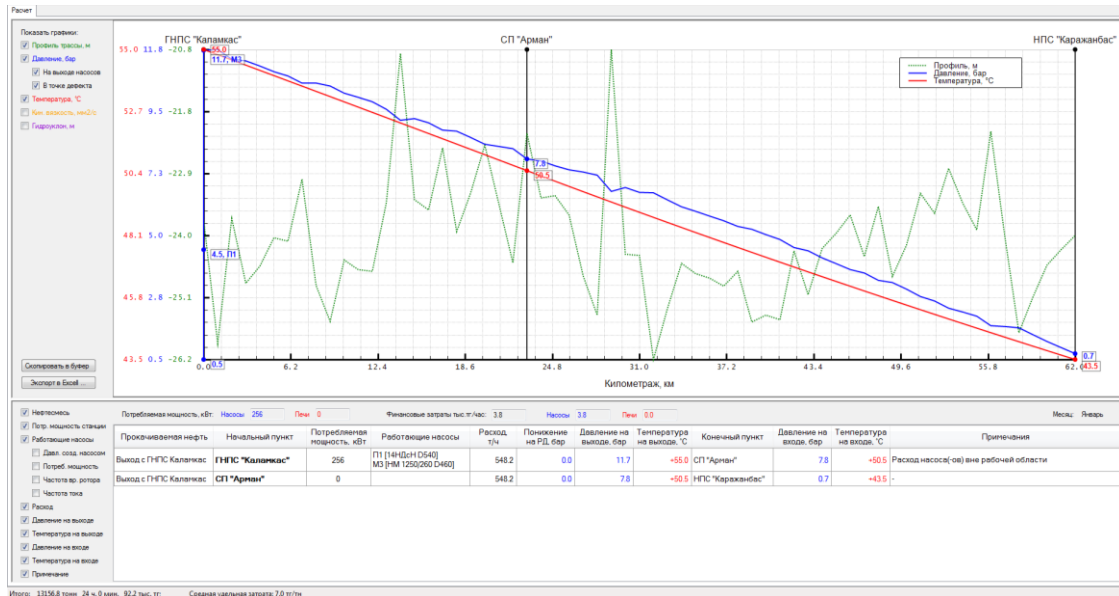


Рисунок 5.1. Теплогидравлические расчеты на участке «Каламкас-Каражанбас» за январь, параметры на выходе из ГНПС «Каламкас»: $T_{\text{ВЫХ}} = 55^{\circ}\text{C}$, $G = 548.2$ т/ч

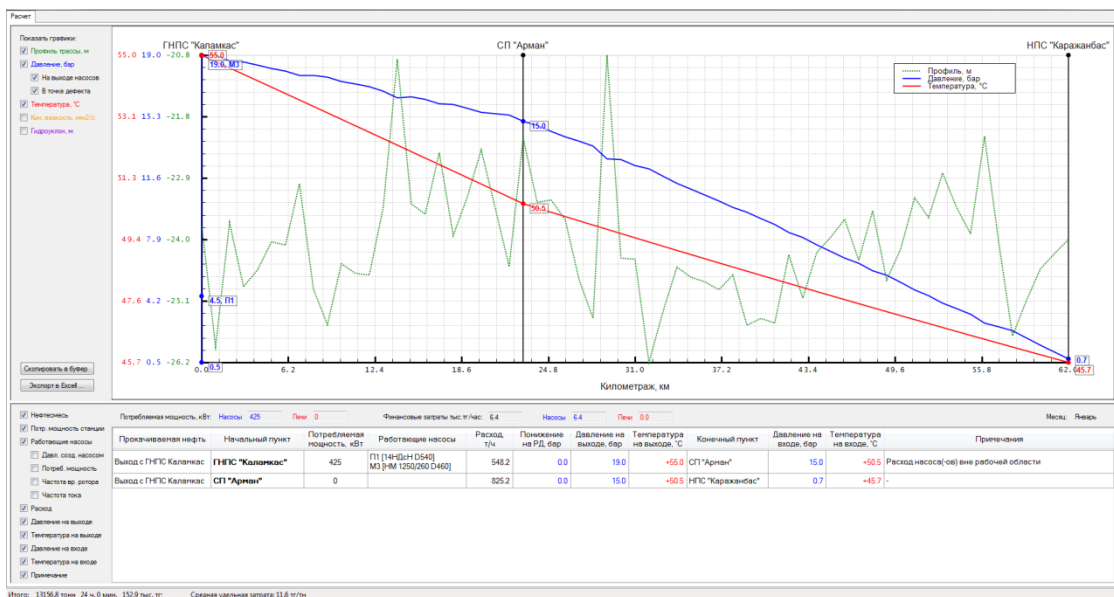


Рисунок 5.2. Теплогидравлические расчеты на участке «Каламкас-Каражанбас» за январь, параметры на выходе из ГНПС «Каламкас»: $T_{\text{ВЫХ}} = 55^{\circ}\text{C}$, $G = 548.2$ т/ч, расход подкачки п. Арман $G_{\text{п}} = 277$ т/ч

Как видно из рисунка 5.2, подкачка нефти в п. Арман с расходом 277 т/ч приводит к повышению перепада давления от 11.1 бар до 18.3 бар из-за увеличения гидравлического сопротивления трубопровода. Подкачка

увеличивает скорость потока и приводит к снижению темпа падения температуры от 11.5 до 9.3 °С. Потребляемая мощность насосного оборудования ГНПС «Каламкас» также увеличивается от 256 до 425 кВт. В случае увеличения расхода подкачки до 477 т/ч перепад давления увеличивается до 24.8 бар, темп падения температуры снижается до 8.4 °С и потребляемая мощность насосного оборудования ГНПС «Каламкас» увеличивается до 598 кВт.

Минимальное значение мощности насосного оборудования ГНПС «Каламкас» имеет место при среднемесячной температуре грунта с июля по сентябрь.

Расчеты показали, что потребляемая мощность насосного оборудования ГНПС «Каламкас» для перекачки планового расхода 548.2 т/ч нефти в июле составляет 250 кВт. Такие же данные потребляемой мощности насосного оборудования ГНПС «Каламкас» получены для августа и сентября.

С понижением температуры грунта и температуры нефти в трубе (с октября по декабрь) происходит ухудшение реологических свойств нефти, увеличиваются гидравлическое сопротивление и потери напора. Это, в свою очередь, увеличивает потребляемую мощность насосного оборудования ГНПС «Каламкас». Так, например, потребляемая мощность насосного оборудования ГНПС «Каламкас» на перекачку планового расхода нефти 548.2 т/ч при среднемесячной температуре грунта за декабрь составляет $N_H=255$ кВт.

Таким образом, разработанный метод по управлению работы магистральных насосов с ЧРП позволяет определить энергосберегающие режимы перекачки по нефтепроводному маршруту ГНПС «Каламкас» - НПС «Каражанбас».

5.2 Нефтепроводный маршрут НПС «Каражанбас» - ГНПС «Актау»

По нефтепроводному маршруту НПС «Каражанбас» - ГНПС «Актау» перекачивается бузачинская нефтесмесь месторождений Каламкас, Северные Бузачи, Арман, Каражанбас, Дунга и др. Эта нефтесмесь также характеризуется высокой вязкостью и низкой температурой текучести $T_{пт} = -21$ °С. При температуре ниже 20 °С начинают проявляться вязкопластические свойства неньютоновской жидкости, что увеличивает потери напора и потребляемые мощности насосных агрегатов НПС «Каражанбас». Это показывает важность теплового режима перекачки и распределения температуры в нефтепроводе для оценки энергосберегающих режимов работы насосных агрегатов НПС «Каражанбас». Поиск оптимальной температуры проводится в интервале от 36 до 47 °С.

Насосные оборудования НПС «Каражанбас» имеют сменные роторы с различным диаметром рабочих колес для выбора экономичных режимов работы магистральных и подпорных насосов [17, 102].

На участке «Каражанбас – Актау» температура грунта принимает самое низкое значение в марте, что является подходящим условием для оценки теплового режима нефтепровода и проведения теплогидравлических расчетов.

На рисунке 5.3 показаны расчетные данные давления и температуры при среднемесячном значении температуры грунта за март. Расход перекачки нефти 1280 т/ч был подобран как среднегодовое значение в соответствии с плановым годовым объемом. Потребляемая мощность в энергосберегающем режиме работы насосных агрегатов составляет 2434 кВт. Финансовые затраты на работу насосных агрегатов равны 817.3 тыс. тенге за сутки, а удельные затраты, выражающие экономическую эффективность, составляют 26.6 тенге/т.

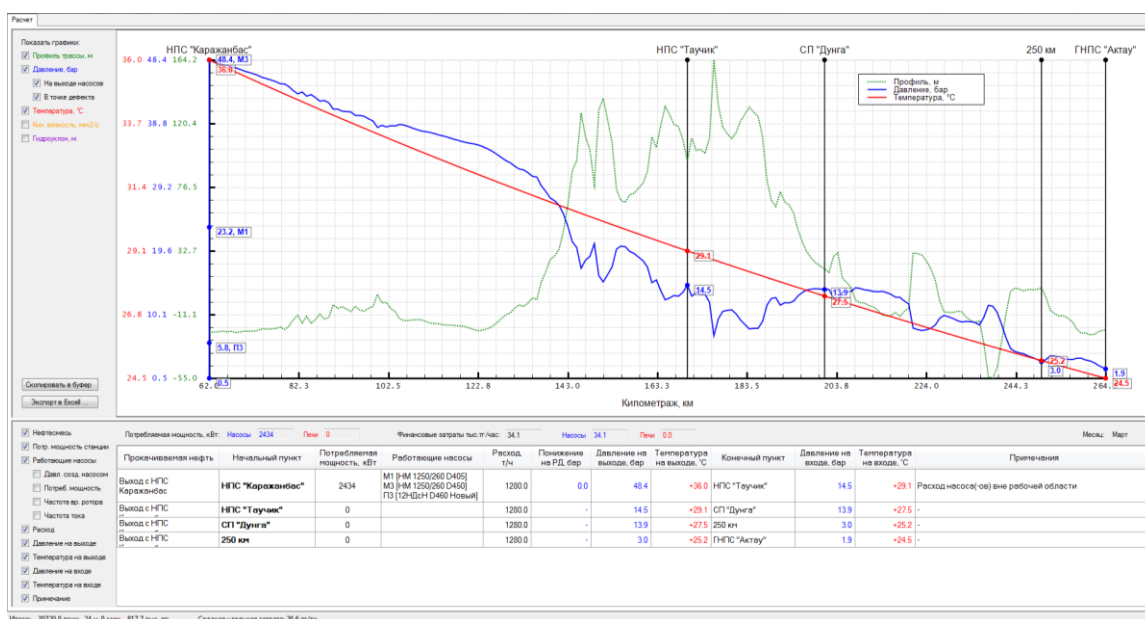


Рисунок 5.3. Теплогидравлические расчеты на участке «Каражанбас - Актау» за март, параметры на выходе из НПС Каражанбас:

$$T_{\text{вых}} = 36 \text{ }^{\circ}\text{C}, G = 1280 \text{ т/ч}$$

На рисунке 5.4 показаны расчетные данные давления и температуры при таких же режимных параметрах на выходе НПС «Каражанбас» с подкачкой нефти в пункте Дунга.

Подкачка увеличивает гидравлическое сопротивление и потери напора от 46 до 48.1 бар. Потребляемая мощность насосных агрегатов НПС «Каражанбас» остается без изменения 2434 кВт, так как нефть приходит на ГНПС «Актау» с допустимым давлением 0.3 бар по регламенту.

Результаты расчетов энергосберегающих режимов перекачки по нефтепроводному маршруту НПС «Каражанбас» - ГНПС «Актау» показывают следующее.

1. Тепловой режим перекачки бузачинской нефтесмеси обеспечивается при изменении температуры нефти на выходе из НПС «Каражанбас» от 36 до 47 °С и расхода от 1100 до 1280 т/ч.

2. Потребляемая мощность энергосберегающих режимов работы насосных агрегатов изменяется от 2434 до 2091 кВт из-за снижения потери напора с ростом температуры на выходе НПС «Каражанбас» от 36 до 47 °С.

3. Разработанный метод позволяет определить энергосберегающий режим работы насосных агрегатов НПС «Каражанбас» в зависимости от температуры грунта, начальной температуры и объема перекачки.

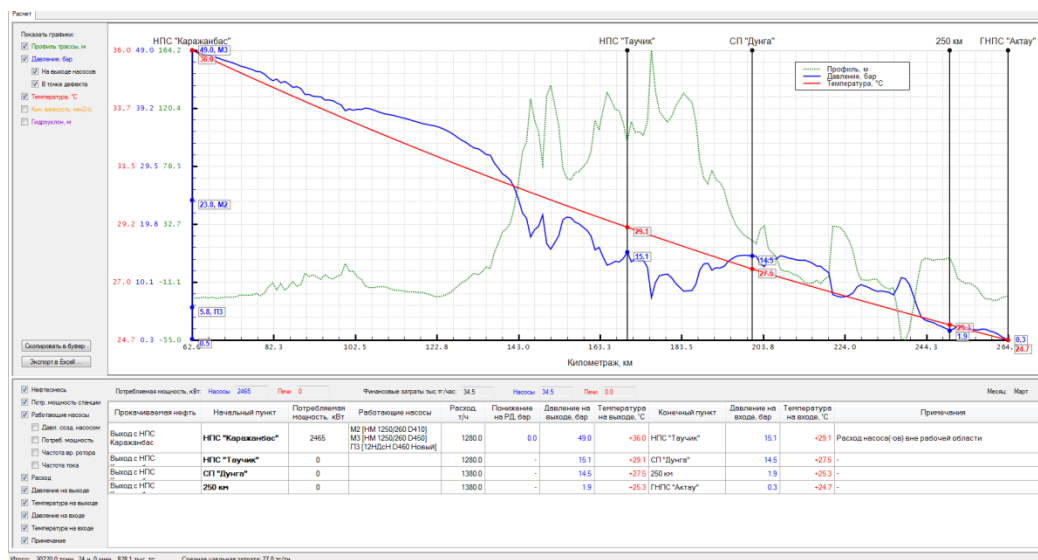


Рисунок 5.4. Теплогидравлические расчеты на участке «Каражанбас – Актау» за январь, параметры на выходе из НПС «Каражанбас»: $T_{\text{вых}} = 36$ °С, $G = 1280$ т/ч, расход подкачки п. Дунга $G_{\text{п}} = 100$ т/ч.

5.3 Нефтепроводный маршрут ГНПС «Кенкияк» – ГНПС «Кумколь»

По нефтепроводному маршруту ГНПС «Кенкияк» – ГНПС «Кумколь» перекачиваются легкие нефти актюбинских месторождений с подкачкой парафинистой нефти Саустойл [4, 59]. Магистральный нефтепровод «Кенкияк - Кумколь» имеет протяженность 794.147 км с наружным диаметром 813 мм. Глубина залегания трубопровода составляет в среднем 2.76 м.

Физико-химические свойства Актюбинской нефти, отобранной на участке «Кенкияк – Кумколь», характеризуются низким содержанием парафинов. Температура потери текучести варьируется в промежутке от -21 до -27 °С.

Перекачка проводится в основном при стационарном режиме с использованием насосных агрегатов ГНПС «Кенкияк». Энергосберегающие режимы работы насосов оцениваются с использованием критерия оптимальности, выражающего минимум затрат потребляемой мощности на перекачку нефти на участке «Кенкияк – Кумколь».

Глубина залегания трубопровода, физико-химические и реологические свойства создают благоприятные условия для перекачки. Однако сложный профиль участка и наличие перевальных точек несколько усложняют выбор режима перекачки нефтепровода. Годовой объем перекачки по магистральному нефтепроводу составляет 10000000 т, что соответствует расходу 1190 т/ч.

На участке «Кенкияк – Кумколь» температура грунта в феврале принимает самое низкое значение и используется для оценки энергосберегающего режима. На рисунке 5.5 приведены расчетные данные при среднемесечном значении температуры грунта за февраль, температуре 24.6 °С и расходе нефтесмеси 1070 т/ч на выходе ГНПС «Кенкияк» с подкачкой 90 т/ч в пункте Саустойл. Потребляемая мощность насосных агрегатов в энергосберегающем режиме работы равна 2186 кВт (рис. 5.5). Общий объем перекачки нефти за сутки равен 25680 т. Соответственно, общие финансовые затраты на перекачку этого объема нефти равны 892 тыс. тенге и удельная затрата – 34.70 тенге/т (см. рис. 5.5).

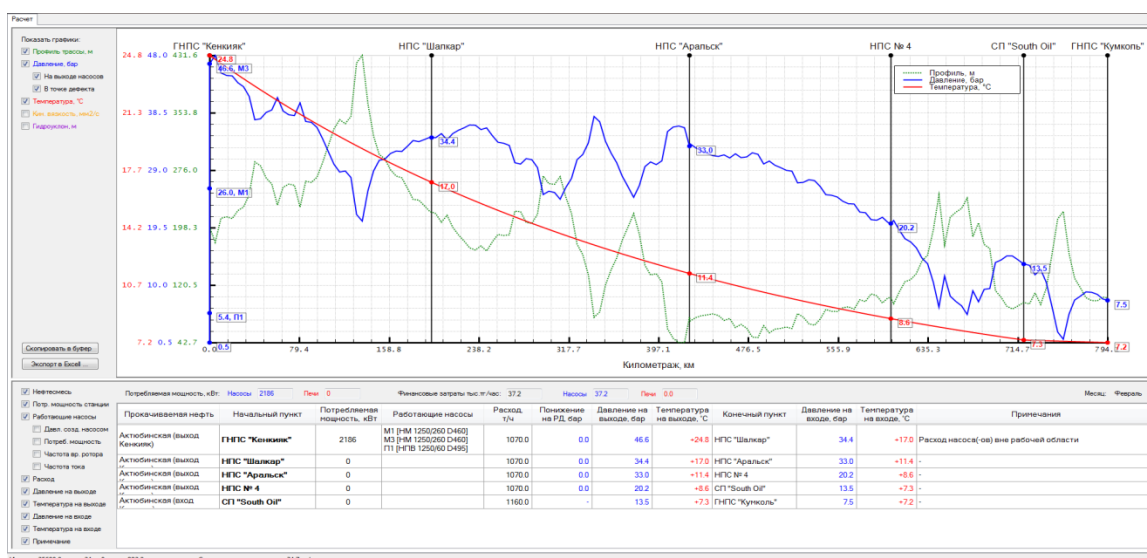


Рисунок 5.5. Расчетные данные давления и температуры на участке «Кенкияк – Кумколь» за февраль, параметры на выходе из ГНПС «Кенкияк»:

$$T_{\text{вых}} = 24.8 \text{ }^{\circ}\text{C}, G = 1070 \text{ т/ч, расход подкачки п. Саустойл } G_{\text{п}} = 90 \text{ т/ч}$$

При увеличении расхода подкачки нефти от 90 т/ч до 165 т/ч в пункте Саустойл потребляемая мощность насосных агрегатов не изменяется. Соответственно, не изменяются общие финансовые и удельные затраты (см. рис. 5.6).

Результаты исследования показывают, что энергосберегающие режимы перекачки по нефтепроводному маршруту ГНПС «Кенкияк» – ГНПС «Кумколь» проводятся при расходах нефти от 750 т/ч до 1070 т/ч. Объем подкачки нефти п. Саустойл достигает до 15% от основного объема нефти на выходе из ГНПС «Кенкияк».

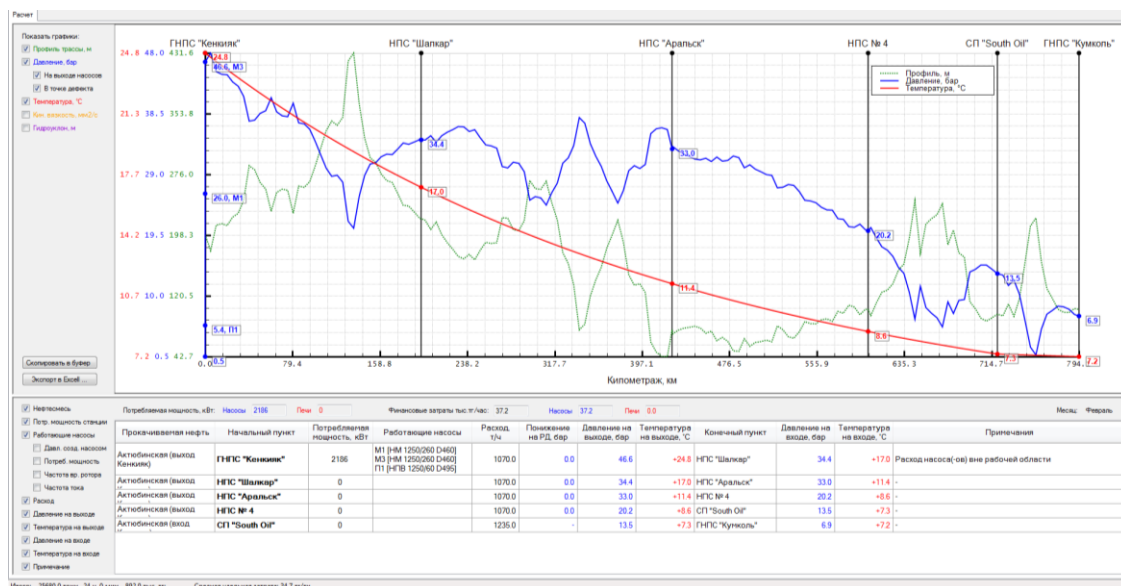


Рисунок 5.6. Расчетные данные давления и температуры на участке «Кенкияк – Кумколь» за февраль, параметры на выходе из ГНПС «Кенкияк»:
 $T_{\text{вых}} = 24.8 \text{ }^{\circ}\text{C}$, $G = 1070 \text{ т/ч}$, расход подкачки п. Саустойл $G_{\text{п}} = 165 \text{ т/ч}$

5.4 Нефтепроводный маршрут ГНПС «Кумколь» – ГНПС им. Б. Джумагалиева

По магистральному нефтепроводу «Кумколь - Каракоин» перекачиваются нефти актюбинских и кумкольских месторождений. На этом участке функционируют три магистральных нефтепровода с диаметрами труб 530 мм, 720 мм и 820 мм. Это объясняется тем, что на ГНПС «Кумколь» для перекачки имеются три сорта нефти: 1) нефть актюбинских месторождений по нефтепроводу «Кенкияк - Кумколь»; 2) нефть кумкольских месторождений; 3) смесь нефтей актюбинских и кумкольских месторождений.

Нефть кумкольских месторождений является сырьем Шымкентского нефтеперерабатывающего завода, поэтому перекачивается по нефтепроводному маршруту «Кумколь - Каракоин - Шымкент». Нефть актюбинских месторождений и смесь нефтей актюбинских и кумкольских месторождений перекачиваются по маршруту «Кумколь – Каракоин - Атасу».

В принципе каждый сорт нефти можно перекачивать по любому из трех трубопроводов. Однако имеются особенности, вызванные тепловым режимом перекачки. В холодный период эксплуатации нефтепроводов высокосаствывающая кумкольская нефть, смесь нефтей актюбинских и кумкольских месторождений в соотношении 50:50 обрабатываются депрессорной присадкой. Нефть актюбинских месторождений можно перекачивать без сложности обработки с депрессорной присадкой. Поэтому практический интерес представляют энергосберегающие режимы перекачки высокосаствывающих кумкольских нефтей и смеси нефтей кумкольских и актюбинских месторождений.

Магистральные насосы ГНПС «Кумколь» марки ZLM IP 530/07 управляются ЧРП, что позволяет выбрать оптимальную частоту вращения двигателя. Критерием оптимальности энергосберегающего режима является минимум затрат потребляемой мощности насосных агрегатов ГНПС «Кумколь».

Тепловой режим трубопровода зависит от температуры окружающего грунта и самым холодным месяцем эксплуатации участка является февраль. В этой связи расчеты для оценки энергосберегающих режимов проводились при среднемесячной температуре грунта за февраль в трубопроводе с внешним диаметром 820 мм. Обработка кумкольской нефти депрессорной присадкой (например, ДМН-2005 и др.) приводит к снижению температуры потери текучести $T_{пт}$ от +12 до -3 °С.

На рисунке 5.7 показаны расчетные данные при среднемесячной температуре грунта за февраль для смеси нефтей кумкольских и актюбинских месторождений, обработанной депрессорной присадкой (например, ДМН-2005 и др.).

Расход перекачки $G=1255$ т/ч был подобран в соответствии с суммарным плановым объемом – 10542000 т. Потребляемая энергия насосного оборудования ГНПС «Кумколь» в энергосберегающем режиме работы составляет 1355 кВт. За сутки перекачивается объем нефти 30120 т, финансовая затрата работы насосных агрегатов равна 487.8 тыс. тенге, а удельная затрата – 16.2 тенге/т.

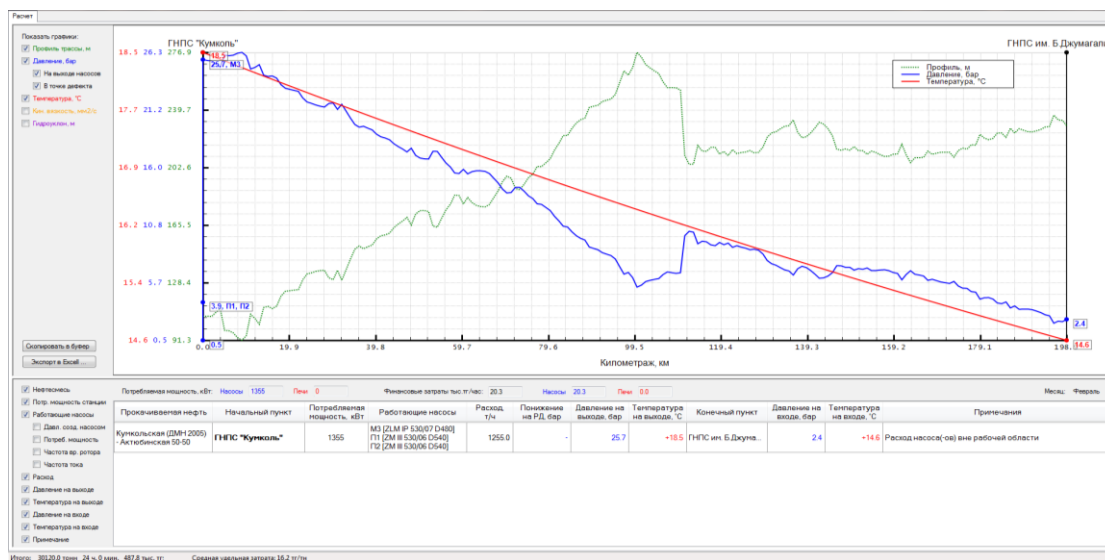


Рисунок 5.7. Теплогидравлические расчеты на участке «Кумколь – Каракойн» за февраль, параметры на выходе ГНПС «Кумколь»: $T_{вых} = 18.5$ °С, $G=1255$ т/ч, кумкольско-актюбинская нефтесмесь

Расчетные данные для кумкольской нефти, обработанной депрессорной присадкой (например, ДМН-2005 и др.), получены при тех же режимных параметрах, что и для кумкольско-актюбинской нефтесмеси (рис. 5.8). В этом

случае потребляемая мощность насосных агрегатов ГНПС «Кумколь» составляет 1551 кВт при таком же объеме нефти за сутки 30120 т. Финансовая затрата работы насосных агрегатов равна 558.3 тыс. тенге, а удельная затрата – 18.5 тенге/т.

В случае кумкольской нефти удельная потребляемая мощность насосов ГНПС «Кумколь» больше на 196 кВт, чем для перекачки кумкольско-актюбинской нефтесмеси. Это объясняется тем, что физико-химические и реологические свойства кумкольско-актюбинской нефтесмеси лучше чистой кумкольской нефти.

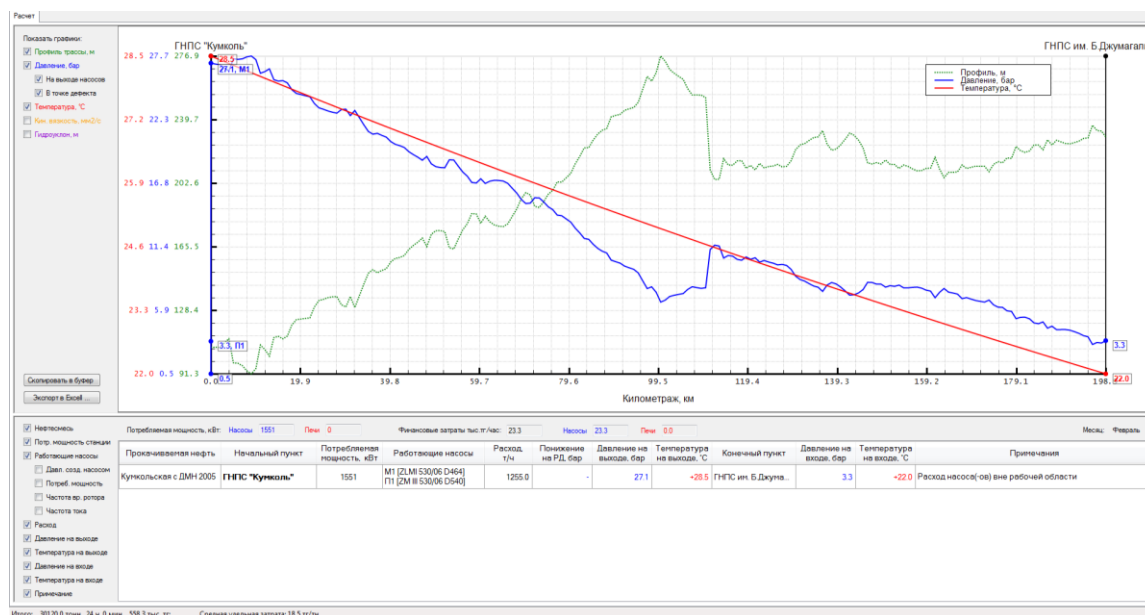


Рисунок 5.8. Теплогидравлические расчеты на участке «Кумколь– Каракоин» за февраль, параметры на выходе ГНПС «Кумколь»: $T_{\text{вых}} = 28.5 \text{ }^{\circ}\text{C}$, $G = 1255 \text{ т/ч}$, кумкольская нефть с присадкой

Для сравнительного анализа проведен расчет кумкольской нефти без обработки депрессорной присадкой (рис. 5.9).

Высокая температура нефти на выходе ГНПС «Кумколь» $T_{\text{вых}} = 28.5 \text{ }^{\circ}\text{C}$ дает возможность рассмотреть такой случай, так как температура потери текучести кумкольской нефти без присадки на выходе из ГНПС «Кумколь» равна $T_{\text{пт}} = +12 \text{ }^{\circ}\text{C}$.

Перекачка кумкольской нефти без обработки депрессорной присадкой приводит к большой нагрузке насосных агрегатов ГНПС «Кумколь». Потребляемая мощность насосов возрастает на 879 кВт, т.е. от 1551 кВт до 2430 кВт при таком же объеме нефти 30120 т. Соответственно финансовая затрата увеличиваются на 316.5 тыс. тенге, т.е. от 558.3 тыс. до 874.8 тыс. тенге, удельная затрата от 18.50 тенге/т до 29 тенге/т.

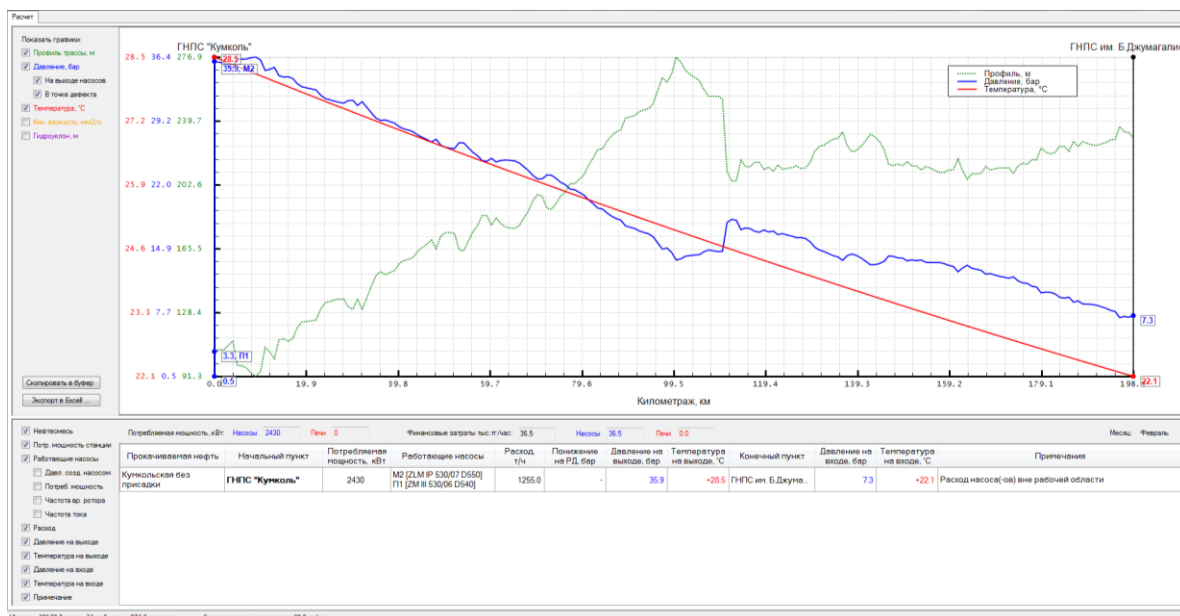


Рисунок 5.9. Теплогидравлические расчеты на участке «Кумколь –Каракоин» за февраль, параметры на выходе ГНПС «Кумколь»: $T_{\text{вых}} = 28.5 \text{ }^{\circ}\text{C}$, $G = 1255 \text{ т/ч}$, кумкольская нефть без присадки

Это объясняется тем, что обработка депрессорной присадкой улучшает реологические свойства и повышает текучесть высокозастывающей кумкольской нефти. Вследствие этого снижаются и потери напора на 4.8 бар (от 28.6 бар до 23.8 бар), и показывают необходимость использования депрессорной технологии не только для снижения температуры потери текучести, но и уменьшения нагрузки на насосные агрегаты в холодной период эксплуатации магистрального нефтепровода.

Таким образом, результаты исследований приводят к следующим выводам.

1. Разработанный алгоритм управления позволяет определить энергосберегающие режимы работы насосных агрегатов ГНПС «Кумколь».
2. Обработка депрессорной присадкой высокозастывающей кумкольской нефти и кумкольско-актубинской нефтесмеси в холодный период эксплуатации способствует энергосбережению насосных агрегатов ГНПС «Кумколь».

5.5 Нефтепроводный маршрут ГНПС им. Б.Джумагалиева - ГНПС «Атасу»

По нефтепроводному маршруту проводится перекачка актубинской нефти и кумкольско-актубинской нефтесмеси в соотношении 50:50. Причем кумкольско-актубинская нефтесмесь обрабатывается депрессорной присадкой (например, ДМН-2005 и др.) в холодный период эксплуатации. Диаметр трубопровода 820 мм, глубина залегания 1.5 м. Перекачка производится насосными агрегатами ГНПС им. Б.Джумагалиева и НПС

«Барсенгир», которые имеют сменные рабочие колеса с разными диаметрами для выбора экономичных режимов их работы.

На рисунке 5.10 приведены расчетные данные давления и температуры при среднемесячной температуре грунта за февраль. Расход перекачки нефти 1559.4 т/ч был подобран, как среднегодовое значение в соответствии с плановым объемом 13099000 т/год. Магистральные насосы ГНПС им. Б. Джумагалиева и НПС «Барсенгир» подбираются по напорно-объемным характеристикам и данным установки технологических режимов перекачки на участке «Каракоин – Атасу».

В этом случае потребляемая мощность на перекачку потока нефтесмеси с расходом 1559.4 т/ч составляет 4669 кВт. За сутки перекачивается 37425.6 т объема нефти, финансовая затрата на работу насосных агрегатов равна 1706.7 тыс. тенге. Удельная затрата составляет 45.7 тенге/т.

При температуре грунта за весенне-осенний период эксплуатации в энергосберегающем режиме насосы потребляют мощности, равные 4483 кВт для перекачки объема нефти 37425.6 т. Финансовая затрата на перекачку равна 1640.2 тыс. тенге за сутки, а удельная затрата – 43.8 тенге/т.

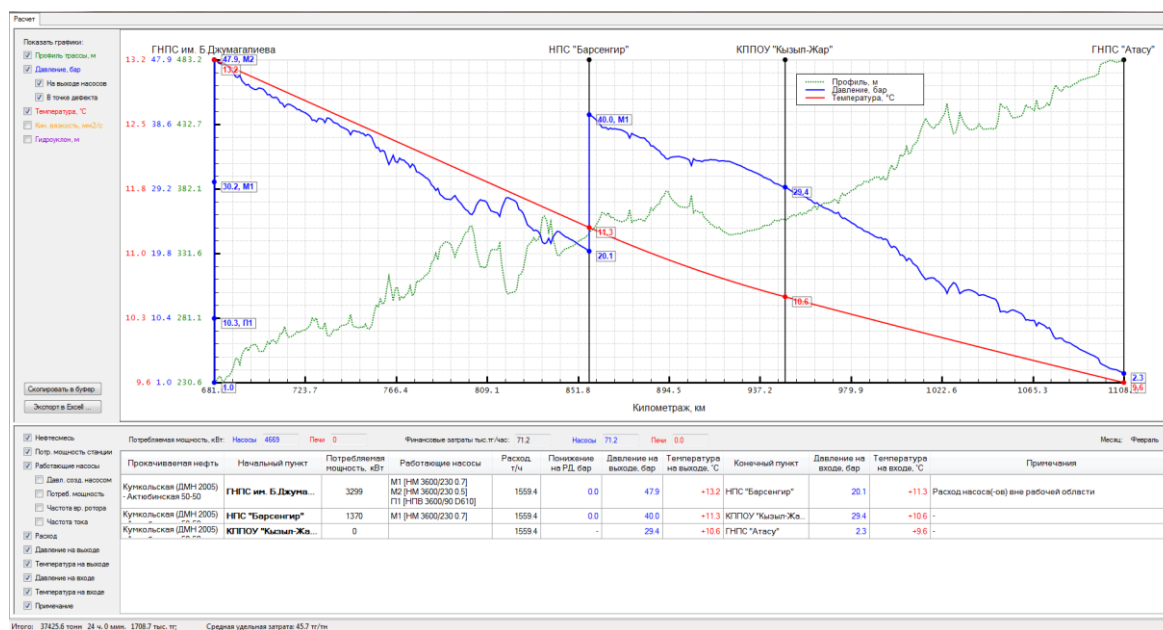


Рисунок 5.10. Теплогидравлические расчеты на участке «Каракоин – Атасу» за февраль, параметры на выходе ГНПС им. Б. Джумагалиева: $T_{\text{вых}} = 13.2$ °C, $G = 1559.4$ т/ч, кумкольско-актобинская нефтесмесь с присадкой

В летний период эксплуатации нефтесмесь перекачивается без депрессорной присадки и это влияет на реологические свойства. Суммарная потребляемая энергия насосного оборудования ГНПС им. Б. Джумагалиева и НПС «Барсенгир» была равной 4669 кВт при среднемесячной температуре грунта за июнь. Повышение температуры нефти и грунта в августе приводит к снижению потребляемой мощности насосов от 4669 кВт до 4482 кВт.

Таким образом, разработанный метод (алгоритм) расчета позволяет определить энергосберегающие режимы работы насосных агрегатов для планового объема транспортировки нефти по нефтепроводному маршруту ГНПС им. Б.Джумагалиева - ГНПС «Атасу».

5.6 Нефтепроводный маршрут ГНПС им. Б.Джумагалиева - ПСП «Шымкент»

Нефтепроводный маршрут ГНПС им. Б.Джумагалиева - ПСП «Шымкент» используется для перекачки нефти кумкольских месторождений и обеспечивает сырьем Шымкентский нефтеперерабатывающий завод. На участках «Каракоин - Чулак-Курган» и «Чулак-Курган - Шымкент» используются переменные режимы перекачки. Это связано с различием тарифов электроэнергии на этих участках. На ГНПС им. Б.Джумагалиева тариф на электроэнергию постоянный в течение суток и равен 15.35 тенге/кВт·час. На НПС «Жуан-Тобе», НПС «Сузак», ГНПС «Чулак-Курган» действует дифференцированный тариф: дневной с 07.00 до 19.00 ч. – 20.20 тенге/кВт·час; вечерний с 19.00 до 23.00 ч. – 96.03 тенге/кВт·час; ночной с 23.00 до 07.00 ч. – 12.24 тенге/кВт·час.

В целях повышения эффективности на участке «Каракоин - Чулак-Курган» перекачка производится с использованием насосов ГНПС им. Б.Джумагалиева и НПС «Жуан-Тобе» по ночному тарифу. На участке «Чулак-Курган - Шымкент» режим перекачки является переменным по ночному и дневному тарифам работы насосных агрегатов ГНПС «Чулак-Курган».

5.6.1 Нефтепроводный маршрут ГНПС им. Б.Джумагалиева - ГНПС «Чулак-Курган»

На ГНПС им. Б. Джумагалиева нефтесмесь не подогревается и энергосберегающий режим перекачки определяется работой насосных агрегатов путем выбора сменных роторов рабочих колес с разными диаметрами. В холодное время кумкольская нефтесмесь обрабатывается депрессорной присадкой (например, ДМН-2005 и др.), а в теплое время перекачка проводится без присадки.

На рисунке 5.11 представлены расчетные данные при среднемесячной температуре грунта за январь. Как видно из рисунка 5.11, потребляемая мощность насосов равна 936 кВт для перекачки нефтесмеси с расходом 700 т/ч, соответствующим плановому годовому объему 5880000 т.

За сутки перекачивается объем нефтесмеси 16800 т, финансовая затрата равна 344.8 тыс. тенге, удельная затрата – 20.5 тенге/т.

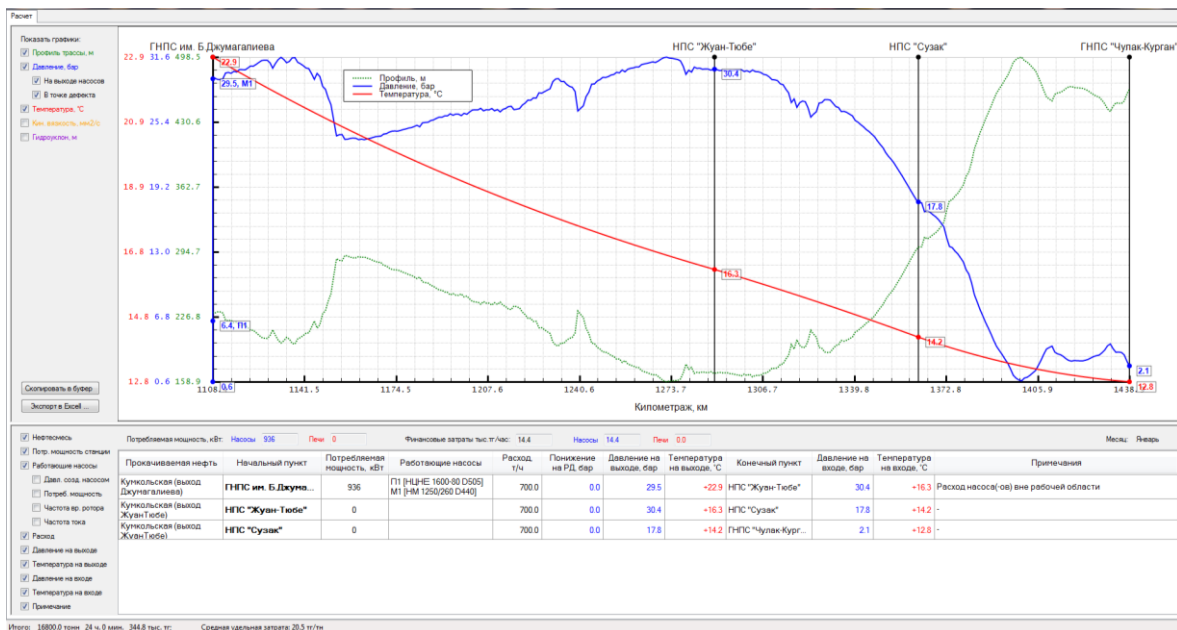


Рисунок 5.11. Теплогидравлические расчеты энергосберегающего режима на участке «Каракоин – Чулак-Курган» за январь, параметры на выходе ГНПС им. Б.Джумагалиева: $T_{\text{вых}} = 22.9 \text{ }^{\circ}\text{C}$, $G = 700 \text{ т/ч}$

Снижение температуры нефтесмеси на выходе ГНПС им. Б.Джумагалиева от 22.9 до $22.0 \text{ }^{\circ}\text{C}$ приводит к подключению еще одного подпорного насоса и увеличению потребляемой мощности от 936 до 1073 кВт . (рис. 5.12). Финансовая затрата увеличивается до 395.4 тыс. тенге, а удельная затрата – до 23.5 тенге/т.

Повышение температуры грунта за весенне-осенний период эксплуатации приводит к увеличению расхода нефтесмеси на выходе ГНПС им. Б.Джумагалиева от 700 до 730 т/ч при прочих одинаковых условиях. Объем нефтесмеси увеличивается до 17520 т , финансовая затрата на перекачку этого объема равна 493.6 тыс. тенге, а удельная затрата – 23 тенге/т.

Летний период эксплуатации нефтесмесь не обрабатывается депрессорной присадкой. Повышение температуры нефтесмеси и грунта приводит к тому, что насосы ГНПС им. Б.Джумагалиева увеличивают объем за сутки до 19680 т при расходе нефтесмеси 820 т/ч и температуре $27.9 \text{ }^{\circ}\text{C}$. Финансовая затрата на перекачку этой массы нефтесмеси равна 377.5 тыс. тенге, а удельная затрата – 19.2 тенге/т.

Дифференцированный тариф на электроэнергию вызывает переменный режим перекачки нефтесмеси в течение суток насосными агрегатами НПС «Жуан-Тобе». На участке «Б.Джумагалиева» – Чулак-Курган» является экономически выгодной работа насосов НПС «Жуан-Тобе» по ночному тарифу, что приводит к энергосбережению (табл. 14).

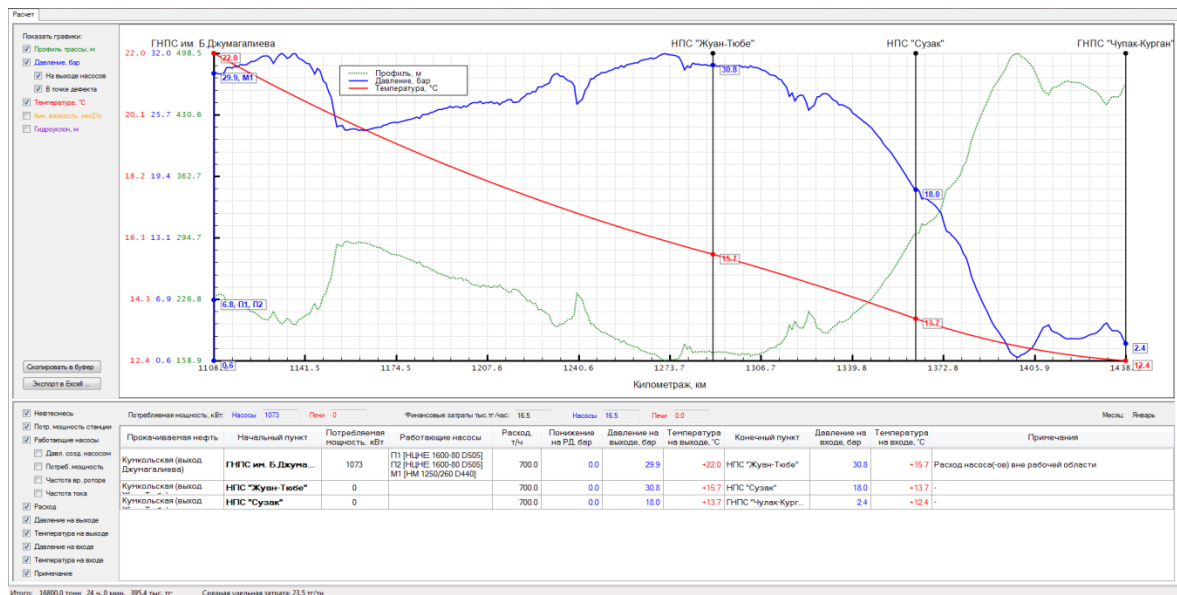


Рисунок 5.12. Теплогидравлические расчеты энергосберегающего режима на участке «Каракоин – Чулак-Курган» за январь, параметры на выходе ГНПС им. Б.Джумагалиева: $T_{\text{вых}} = 22.0 \text{ }^{\circ}\text{C}$, $G = 700 \text{ т/ч}$

Таблица 14 – Расчетные данные переменного режима перекачки

Месяц	Объем нефти, т/сутки	Данные по условиям производства		Данные энергосберегающего режима		Экономия,
		Общая затрата	Удельная затрата тенге/т	Общая затрата	Удельная затрата тенге/т	
Январь						
Февраль						
Март						
Апрель						
Май						
Июнь						
Июль						
Август						
Сентябрь						
Октябрь						
Ноябрь						
Декабрь						

В таблице 14 данные по условиям производства получены при работе насосов ГНПС им. Б.Джумагалиева, а данные энергосберегающего режима – при работе насосов ГНПС им. Б.Джумагалиева и насосов НПС «Жуан-Тобе» по ночному тарифу. Экономия составляет от 8 % до 18.5 % в зависимости от объемов перекачки нефти и температуры грунта.

Таким образом, результаты исследования показывают, что разработанный алгоритм позволяет определить энергосберегающие режимы работы насосных агрегатов ГНПС им. Б. Джумагалиева для транспортировки высокозастывающей нефтесмеси на участке ГНПС им. Б. Джумагалиева - ГНПС «Чулак-Курган».

5.6.2 Нефтепроводный маршрут ГНПС «Чулак-Курган» - ПСП «Шымкент»

Как указано выше, на этом участке эффективен переменный режим перекачки по ночному и дневному тарифам на электроэнергию. Насосные агрегаты ГНПС «Чулак-Курган» имеют сменные роторы с разными диаметрами рабочих колес для энергосбережения. Оптимальные условия их работы могут быть достигнуты при работе магистральных насосов по ночному и дневному тарифам на электроэнергию с использованием разных или одинаковых диаметров рабочих колес.

В этой связи были проведены сравнительные расчеты энергосберегающих режимов работы магистральных насосов с разными или одинаковыми диаметрами рабочих колес по ночному и дневному тарифам электроэнергии.

Расчеты проводились при энергосберегающих режимах работы разных или одинаковых магистральных и подпорных насосов с использованием физико-химических и реологических свойств нефтесмеси [4, 59].

На рисунках 5.13 - 5.16 представлены расчетные данные за зимний период эксплуатации на примере среднемесячной температуры грунта за февраль. Для объема нефти 15600 т энергосберегающие режимы работы разных магистральных насосов по ночному и дневному тарифам показаны на рисунках 5.13, 5.14, а при работе одного и того же магистрального насоса - на рисунках 5.15, 5.16.

В случае работы разных магистральных насосов общее время перекачки составляет 16 ч 16 мин, из них 8 ч по ночному тарифу (рис. 5.13) и 8 ч 16 мин по дневному тарифу (рис. 5.14). Расход нефтесмеси по ночному тарифу составляет 1040 т/ч, а дневному тарифу – 881 т/ч. Потребляемые мощности насосов равны 1280 кВт и 1060 кВт, соответственно. Затрата на перекачку по ночному тарифу составила 15.7 тыс. тенге/ч, а по дневному тарифу – 21.4 тыс. тенге/ч. Общая затрата – 302.2 тыс. тенге, средняя удельная затрата – 19.4 тенге/т (рис. 5.13).



Рисунок 5.13 – Расчетные данные (ночной тариф) на участке «Чулак-Курган - Шымкент» за февраль, параметры на выходе ГНПС «Чулак-Курган»:
 $T_{\text{вых}} = 8.2^{\circ}\text{C}$, $G = 1040$ т/ч

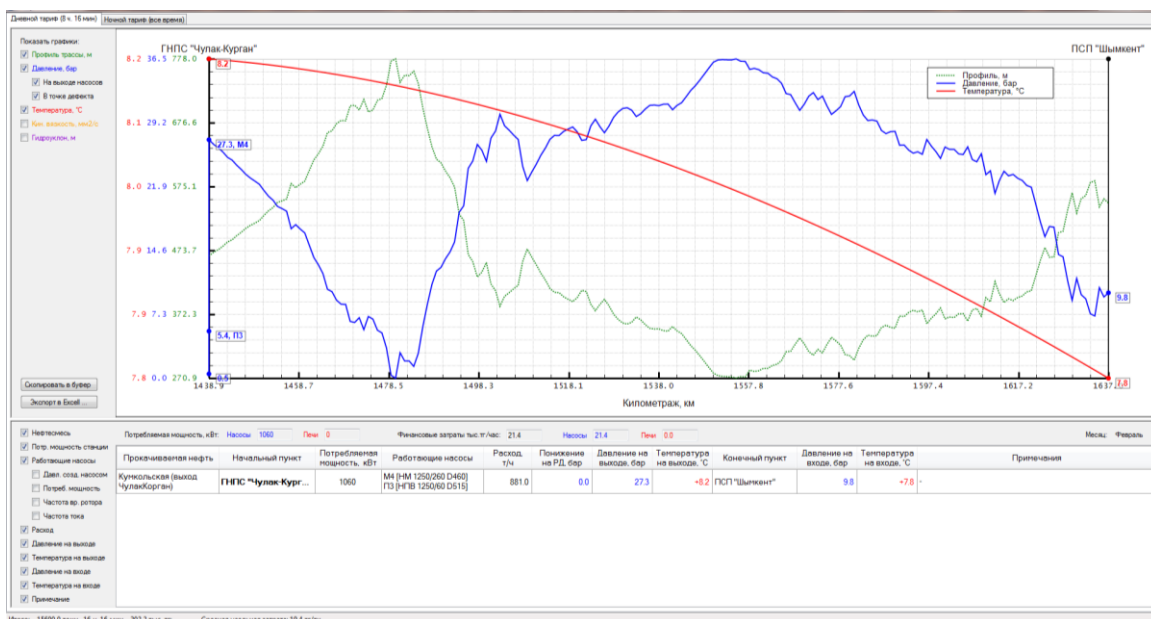


Рисунок 5. 14. Расчетные данные (дневной тариф) на участке Чулак-Курган – Шымкент за февраль, параметры на выходе ГНПС «Чулак-Курган»:
 $T_{\text{вых}} = 8.2^{\circ}\text{C}$, $G = 881$ т/ч

В энергосберегающем режиме работы одного и того же магистрального насоса с расходом 881 т/ч общее время перекачки составляет 17 ч 43 мин, из них 8 ч по ночному тарифу (рис. 5.15) и 9 ч 43 мин по дневному тарифу (рис. 5.16). Потребляемая мощность насосов равна 1060 кВт. Общая затрата составила 311.6 тыс. тенге, а средняя удельная затрата – 20.0 тенге/т (рис. 5.15).



Рисунок 5.15. Расчетные данные (ночной тариф) на участке «Чулак-Курган - Шымкент» за февраль, параметры на выходе ГНПС «Чулак-Курган»:
 $T_{\text{ВЫХ}} = 8.2 \text{ }^{\circ}\text{C}$, $G = 881 \text{ т/ч}$

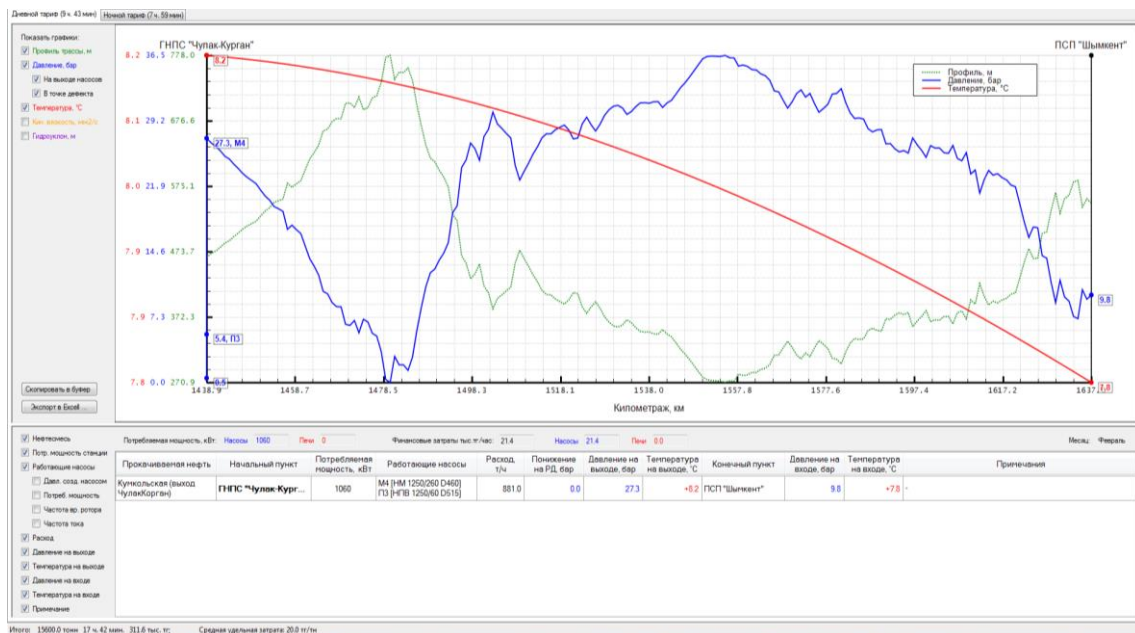


Рисунок 5.16. Расчетные данные (дневной тариф) на участке «Чулак-Курган – Шымкент» за февраль, параметры на выходе ГНПС «Чулак-Курган»:
 $T_{\text{ВЫХ}} = 8.2 \text{ }^{\circ}\text{C}$, $G = 881 \text{ т/ч}$

В случае работы одного и того же магистрального насоса средняя удельная затрата больше, чем при работе разных магистральных насосов, т.е. режим работы разных магистральных насосов более эффективен, чем режим работы одного и того же магистрального насоса. Отсюда следует, что плановый объем нефти 15600 т при среднемесячной температуре грунта за

февраль выгодно перекачивать в энергосберегающем режиме работы разных магистральных насосов по ночному и дневному тарифу электроэнергии.

В летнем и весенне-осеннем периоде эксплуатации участка «Чулак-Курган – Шымкент» энергосберегающий режим работы магистральных насосов с разным расходом подачи по ночному и дневному тарифу является экономически выгодной по сравнению с режимом работы магистрального насоса с одинаковым расходом.

Таким образом, исследование энергоэффективности переменного режима перекачки показывает, что энергосберегающие режимы работы разных магистральных насосов являются экономически эффективными по сравнению с режимом работы одинаковых магистральных насосов.

Однако частое переключение магистральных насосов приводит к нежелательным эффектам (реактивный импульс при запуске, износ электродвигателя, муфты и т.д.) и запрещается по технологическому регламенту эксплуатации насосных агрегатов. Поэтому нужно найти новое техническое решение этой проблемы для эффективности переменного режима перекачки.

Результаты оптимизационных расчетов показывают, что разработанный алгоритм программы определяет энергосберегающие режимы работы насосных агрегатов при транспортировке нефтесмеси по нефтепроводному маршруту ГНПС им. Б.Джумагалиева - ГНПС «Чулак-Курган» - ПСП «Шымкент».

6 ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИЕ РЕЖИМЫ ПЕРЕКАЧКИ ПО НЕФТЕПРОВОДНЫМ МАРШРУТАМ С ПОПУТНЫМ ПОДОГРЕВОМ НЕФТЕСМЕСИ

Способ «горячей» перекачки с попутным подогревом остается надежным способом транспортировки высокозастывающей нефтесмеси [24 - 47, 104 - 127]. Энергосберегающий режим способа определяется оптимальным условием работы насосных агрегатов и печи подогрева, и ниже приводятся результаты этих исследований [128 - 133].

6.1 Нефтепроводный маршрут НПС «Каражанбас» - НПС «Жетыбай»

По этому нефтепроводному маршруту перекачивается бузачинская смесь нефтей месторождений Каламкас, Северные Бузачи, Арман, Каражанбас, Дунга и др. [4, 59]. Нефтесмесь подогревается на СПН 112 для улучшения реологических свойств и поддержания ее температуры на входе НПС «Жетыбай» не ниже 30 °С. Критерии оптимальности энергосбережения определяются условием (2.39), выражающим минимум затрат на перекачку и подогрев бузачинской нефтесмеси.

В таблице 15 приведены режимные параметры нефтесмеси по условиям производства (среднемесячный расход G , температура на выходе $T_{\text{вых}}$ на выходе НПС «Каражанбас», температура на входе $T_{\text{вх}}$ и выходе $T_{\text{вых}}$ СПН 112 км, а также температура на входе НПС «Жетыбай») при среднемесячной температуре грунта на участке «Каражанбас - Жетыбай».

Таблица 15 - Режимные параметры перекачки и удельная затрата

Месяц	G , т/ч	НПС Каражанбас, $T_{\text{вых}}$, °С	СПН 112 км		НПС Жетыбай $T_{\text{вх}}$, °С	Удельная затрата, тенге/т
			$T_{\text{вх}}$, °С	$T_{\text{вых}}$, °С		
январь	842.4	36	20.6	35.1	30	38.9
февраль	811.4	35.5	19	35.6	30.3	38.2
март	847.4	37.8	20.4	34.7	30	38.6
апрель	795.7	36.2	21.8	33.9	29.7	34.6
май	769.2	36.4	24.5	39.7	35.1	38
июнь	753.3	43	29.3	38.4	35	28.4
июль	751.1	50	33	37.8	35.2	24.8
август	784.7	43.2	32.7	38.8	36.5	29.5
сентябрь	720.3	42.6	30.9	36.8	34.4	26.1
октябрь	822.8	43.1	29.2	38	35	31
ноябрь	882.2	38.6	25	38.3	34.5	36.9
декабрь	838.3	40.3	24	42.5	36.6	39.3

Как видно из таблицы 15, на СПН 112 км проводится подогрев объема нефтесмеси 6791400 т в год в зависимости от расхода перекачки и среднемесячной температуры грунта на участке «Каражанбас - Жетыбай».

Анализ режимных параметров по условиям производства показывает, что расходы нефтесмеси перекачки зимние месяцы (декабрь - март) и весенне - осенние месяцы (апрель, май, октябрь, ноябрь) больше, чем летние месяцы (июнь - сентябрь). В оптимизационных расчетах в соответствии с производственными данными (температура нефтесмеси на входе и выходе СПН 112 км, температура на входе НПС «Жетыбай») были определены температуры на выходе НПС «Каражанбас».

Удельная затрата на перекачку и подогрев изменяется от 24.8 до 39.3 тенге/т в зависимости от расхода и температуры подогрева нефтесмеси на СПН 112 км.

В качестве примера на рисунке 6.1 приведены расчетные данные при среднемесячной температуре грунта за январь месяц.

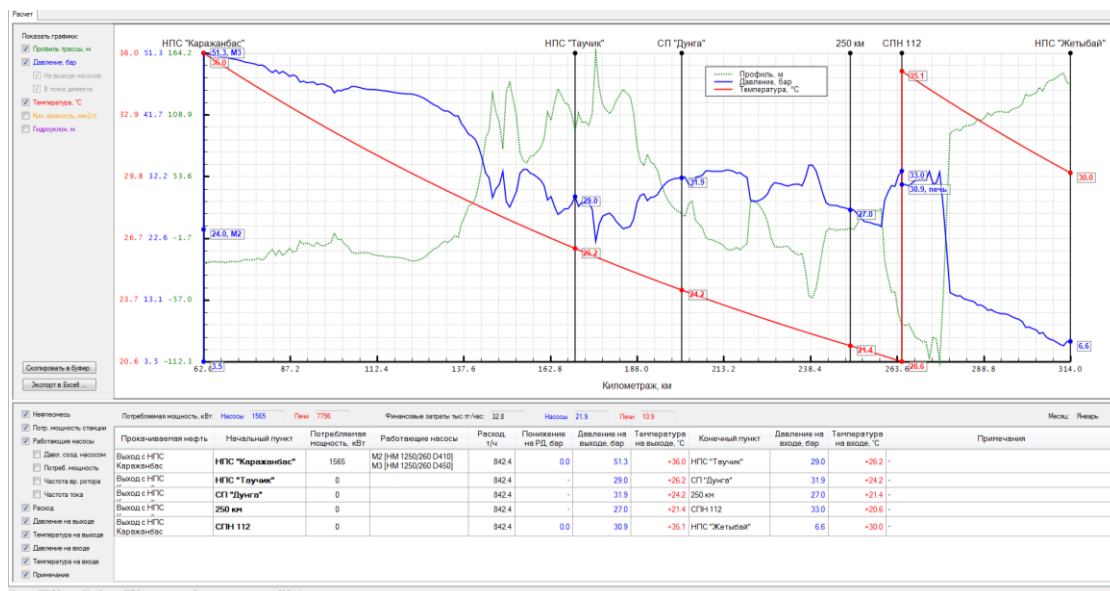


Рисунок 6.1. Теплогидравлические расчеты на участке «Каражанбас– Жетыбай» за январь, параметры на выходе НПС «Каражанбас»:

$$T_{\text{вых}} = 36 \text{ }^{\circ}\text{C}, G = 842.4 \text{ т/ч.}$$

В этом случае на СПН 112 км проводится подогрев нефтесмеси от 20.6 до 38.1 °C так, чтобы ее температура на входе НПС «Жетыбай» была 30°C. При этом мощность печи, затрачиваемая на подогрев нефтесмеси на СПН 112 км, составляет 7796 кВт, а мощность насосного оборудования, затрачиваемая на перекачку – 1565 кВт. Следовательно, на подогрев нефтесмеси с расходом 842.4 т/ч затрачивается почти в 5 раз больше мощности, чем на работу насосов для перекачки нефти на участке «Каражанбас – Жетыбай».

Увеличение начальной температуры нефтесмеси на выходе НПС «Каражанбас» до $T_{\text{вых}} = 44 \text{ }^{\circ}\text{C}$ (рис. 6.2) приводит к снижению мощности печи

подогрева на СПН 112 км до 5961 кВт. Мощность насосных агрегатов также снижается до 1369 кВт. Удельная затрата на перекачку и подогрев снижается от 38.9 тенге/т до 32.6 тенге/т.

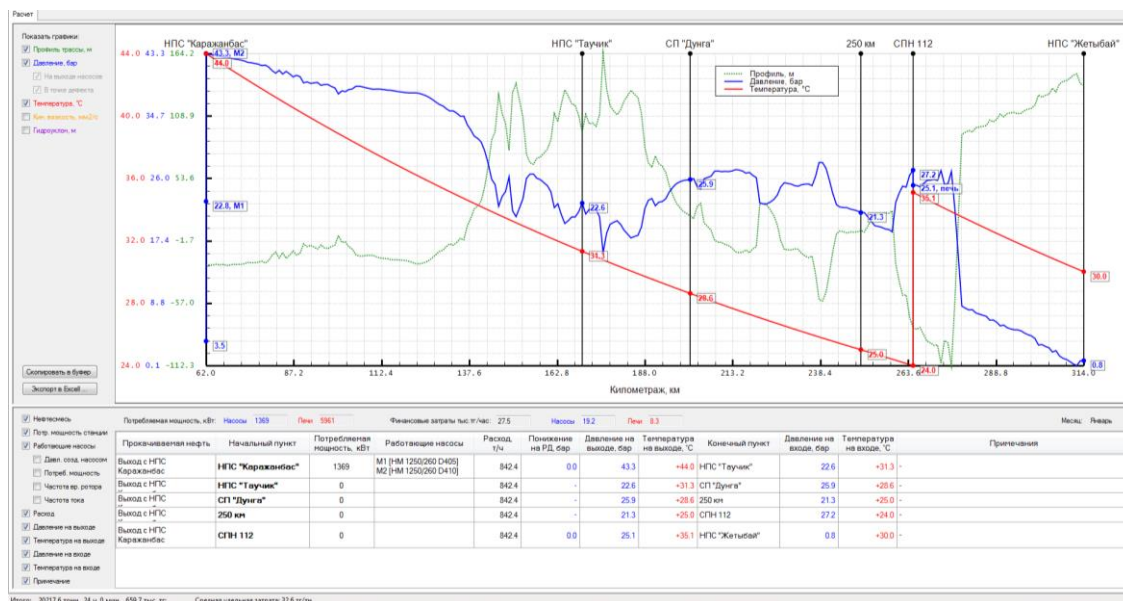


Рисунок 6.2. Теплогидравлические расчеты на участке «Каражанбас–Жетыбай» за январь, параметры на выходе НПС «Каражанбас»:
 $T_{\text{ВЫХ}} = 44 \text{ }^{\circ}\text{C}$, $G = 842.4 \text{ т/ч}$.

Таким образом, разработанный алгоритм расчета дает возможность определить в оптимизационных расчетах энергосберегающие режимы перекачки нефтесмеси по маршруту НПС «Каражанбас» - НПС «Жетыбай» с подогревом на СПН 112 км.

6.2 Нефтепроводный маршрут НПС «Каражанбас» - ГНПС «Актау» - НПС «Жетыбай»

Еще одним направлением транспортировки нефтесмеси Бузачинского полуострова является маршрут НПС «Каражанбас» – ГНПС «Актау» – НПС «Жетыбай». В этом случае запланированный объем нефти перекачивается по участку «Каражанбас – Актау – Жетыбай». На ГНПС «Актау» имеются магистральные насосы, а подогрев нефти происходит на СПН 112 км.

На рисунке 6.3 приведены расчетные данные для зимнего периода эксплуатации участка «Каражанбас – Актау – Жетыбай».

Аналогичные результаты технологических режимов перекачки получены для весенне-осеннего и летнего периодов эксплуатации данного участка.

В расчетах найдена оптимальная температура нефтесмеси на выходе НПС «Каражанбас» для получения минимальной мощности на подогрев на СПН 112 км при значении расхода на выходе НПС «Каражанбас»

$G=1096.5$ т/ч с откачкой нефтесмеси на ГНПС «Актау» с расходом $G_0=346.5$ т/ч.

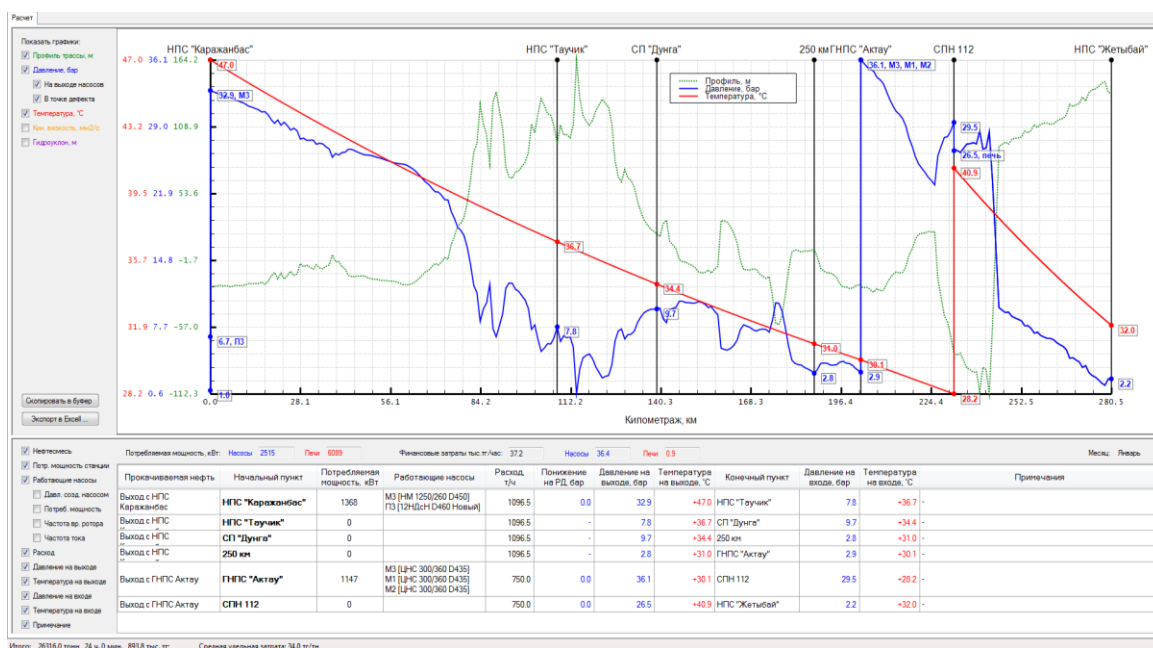


Рисунок 6.3. Теплогидравлические расчеты на участке «Каражанбас–Актау–Жетыбай» за январь, параметры на выходе НПС «Каражанбас»: $T_{\text{вых}}=47$ °C, $G=1096.5$ т/ч; расход откачки ГНПС «Актау» $G_0=346.5$ т/ч

Результаты исследования показывают следующее.

В зимний период эксплуатации при значении температуры нефтесмеси на выходе НПС «Каражанбас» $T_{\text{вых}}=47$ °C подогрев на СПН 112 км проводится от 28.2 до 40.9 °C для обеспечения на входе НПС «Жетыбай» температуры нефтесмеси не ниже 30 °C.

В весенне-осенний период эксплуатации при значении температуры нефтесмеси на выходе НПС «Каражанбас» $T_{\text{вых}}=47$ °C подогрев на СПН 112 км проводится от 29.6 до 32.2 °C для обеспечения на входе НПС «Жетыбай» температура нефтесмеси не ниже 30 °C.

В летний период эксплуатации на примере среднемесячной температуры грунта за август при температуре нефтесмеси на выходе НПС «Каражанбас» $T_{\text{вых}}=41.9$ °C обеспечивается температура выше 30 °C на входе НПС «Жетыбай» без подогрева на СПН 112 км.

Таким образом, расчеты определяют оптимальную температуру нефтесмеси на выходе НПС «Каражанбас» для энергосберегающих режимов перекачки нефтесмеси по нефтепроводному маршруту НПС «Каражанбас» – ГНПС «Актау» – НПС «Жетыбай» с подогревом на СПН 112 км.

6.3 Нефтепроводный маршрут НПС «Жетыбай» - ГНПС «Узень»

На участке «Жетыбай – Узень» перекачиваются партиями бузачинская нефтесмесь, поступающая на вход НПС «Жетыбай», и мангышлакская нефтесмесь, полученная в результате смешения бузачинской нефтесмеси и нефти Жетыбайского месторождения. Как указано выше, бузачинскую нефтесмесь подогревают на СПН 112 км, чтобы температура нефти на входе НПС «Жетыбай» не опускалась ниже 30 °С. Партия бузачинской нефтесмеси на выходе НПС «Жетыбай» имеет низкую температуру потери текучести $T_{\text{тп}} = -9$ °С, тогда как мангышлакская нефтесмесь относится к высокозастывающей $T_{\text{тп}} = +27$ °С.

Анализ производственных данных показывает, что обе нефтесмеси подогревается в НПС «Жетыбай». В таблице 16 представлены режимные параметры нефтесмесей (среднемесячный расход G , температуры на входе $T_{\text{вх}}$ °С НПС «Жетыбай»), а также расчетные данные удельных затрат перекачки с подогревом мангышлакской и бузачинской нефтесмесей и без подогрева бузачинской нефтесмеси. В оптимизационных расчетах найдена температура подогрева на выходе НПС «Жетыбай» $T_{\text{вых}}$ °С, так чтобы температура мангышлакской нефтесмеси в трубе была выше 35 °С.

Таблица 16 - Режимные параметры перекачки и удельные затраты

Месяц	G , т/ч	$T_{\text{вх}}$, °С	$T_{\text{вых}}$, °С	Удельная затрата мангышл. нефтесмеси, тенге/т	Удельная затрата бузачин. нефтесмеси, тенге/т		Экономия перекачки бузачин. нефтесмеси без подогрева, %
				с подо- гревом	с подо- гревом	без подогрева	
январь	1089.3	30	43.9	26.4	24.1	10.9	54.8
февраль	1061.3	30.3	44	25.7	23.6	10.5	55.5
март	1074	30	43.5	25.8	23.6	10.7	54.7
апрель	1033.5	29.7	42.8	24.9	22.6	10	54.6
май	1082.1	35.1	41	19.2	16.5	10	39.4
июнь	1000.9	35	40	17.1	14.5	8.6	40.3
июль	998.6	35.2	38.5	15.7	12.9	8.6	33.3
август	1042.8	36.5	37.8	14.8	11.6	8.4	27.6
сентябрь	1078.7	34.4	38.3	18.4	14.6	9.8	32.9
октябрь	1076.7	35	39.4	18.9	15.0	9.8	34.7
ноябрь	1144.4	34.5	40.7	22.2	17.7	11	37.8
декабрь	1094.3	36.6	43	19.5	17.1	10.2	40.3

Здесь же показана экономия в случае перекачки бузачинской нефтесмеси без подогрева.

Как видно из таблицы 16, удельная затрата на подогрев и перекачку мангышлакской нефтесмеси больше, чем бузачинской нефтесмеси.

Расчетные данные показывают, что бузачинскую нефтесмесь можно перекачать без подогрева из-за ее низкой температуры текучести. В этом

случае экономия составляет от 27.8 до 55.5 %. Наибольшее значение экономии получается при режимных параметрах за февраль месяц.

На рисунках 6.4, 6.5 приведены расчетные давления и температуры бузачинской нефтесмеси с подогревом и без подогрева при режимных параметрах за апрель месяц, соответственно.

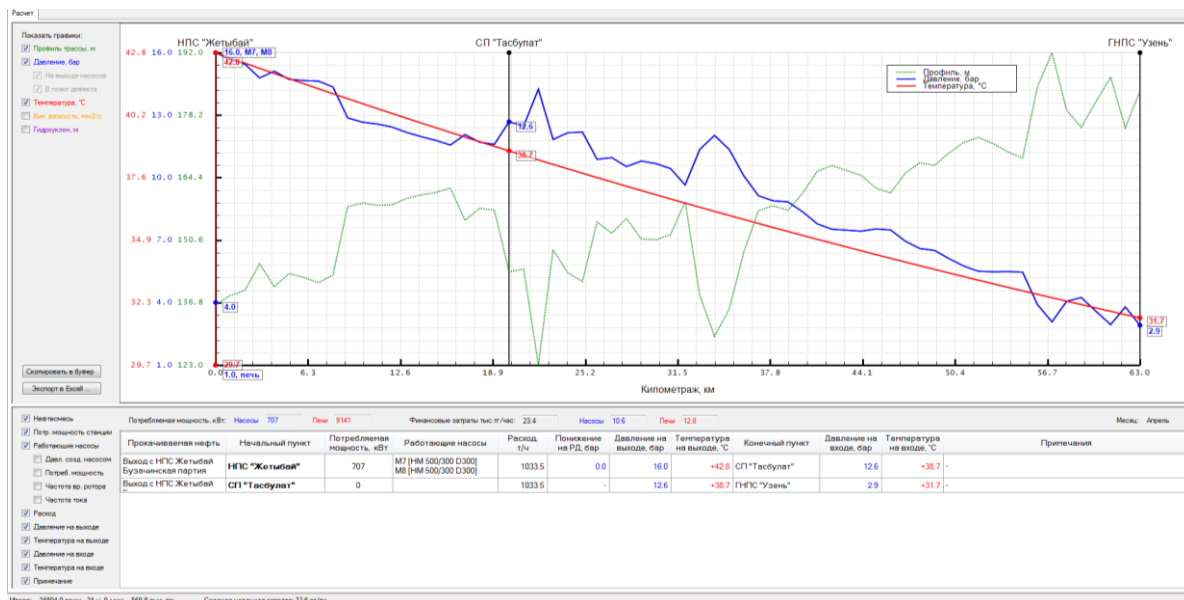


Рисунок 6.4. Теплогидравлические расчеты участка «Жетыбай – Узень» за апрель, партия бузачинской нефтесмеси с подогревом на выходе НПС «Жетыбай»: $T_{\text{ВЫХ}} = 42.8 \text{ }^{\circ}\text{C}$, $G = 1033.5 \text{ т/ч}$

В этом случае температура партии бузачинской нефтесмеси с подогревом на входе ГНПС «Узень» составляет $31.7 \text{ }^{\circ}\text{C}$, а без подогрева – $23.3 \text{ }^{\circ}\text{C}$. Расчетные данные температуры по другим месяцам бузачинской нефтесмеси на входе ГНПС «Узень» показывают следующие значения с подогревом и без подогрева, соответственно:

- при среднемесячной температуре грунта за январь: 31.1 и $21.9 \text{ }^{\circ}\text{C}$;
- при среднемесячной температуре грунта за февраль: 31 и $22.1 \text{ }^{\circ}\text{C}$;
- при среднемесячной температуре грунта за март: 31.3 и $22.4 \text{ }^{\circ}\text{C}$;
- при среднемесячной температуре грунта за май: 32.4 и $28.5 \text{ }^{\circ}\text{C}$;
- при среднемесячной температуре грунта за июнь: 32.9 и $29.8 \text{ }^{\circ}\text{C}$;
- при среднемесячной температуре грунта за июль: 33.5 и $31.5 \text{ }^{\circ}\text{C}$;
- при среднемесячной температуре грунта за август: 33.8 и $33 \text{ }^{\circ}\text{C}$;
- при среднемесячной температуре грунта за сентябрь: 33.6 и $31.1 \text{ }^{\circ}\text{C}$;
- при среднемесячной температуре грунта за октябрь: 33.1 и $30.2 \text{ }^{\circ}\text{C}$;
- при среднемесячной температуре грунта за ноябрь: 32.5 и $28.4 \text{ }^{\circ}\text{C}$;
- при среднемесячной температуре грунта за декабрь: 31.5 и $27.3 \text{ }^{\circ}\text{C}$.

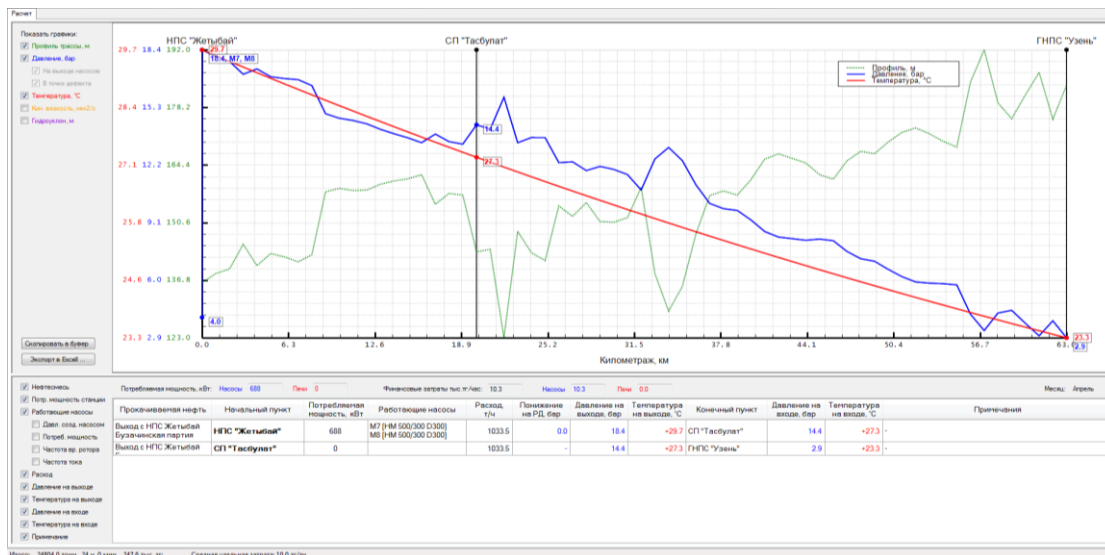


Рисунок 6.5. Теплогидравлические расчеты участка «Жетыбай – Узень» за апрель, партия бузачинской нефтесмеси без подогрева на выходе НПС «Жетыбай»: $T_{\text{ВЫХ}} = 29.7 \text{ }^{\circ}\text{C}$, $G = 1033.5 \text{ т/ч}$

Для сравнения представлены расчетные данные партии мангышлакской нефтесмеси при среднемесечной температуре грунта за апрель (рис. 6.6).

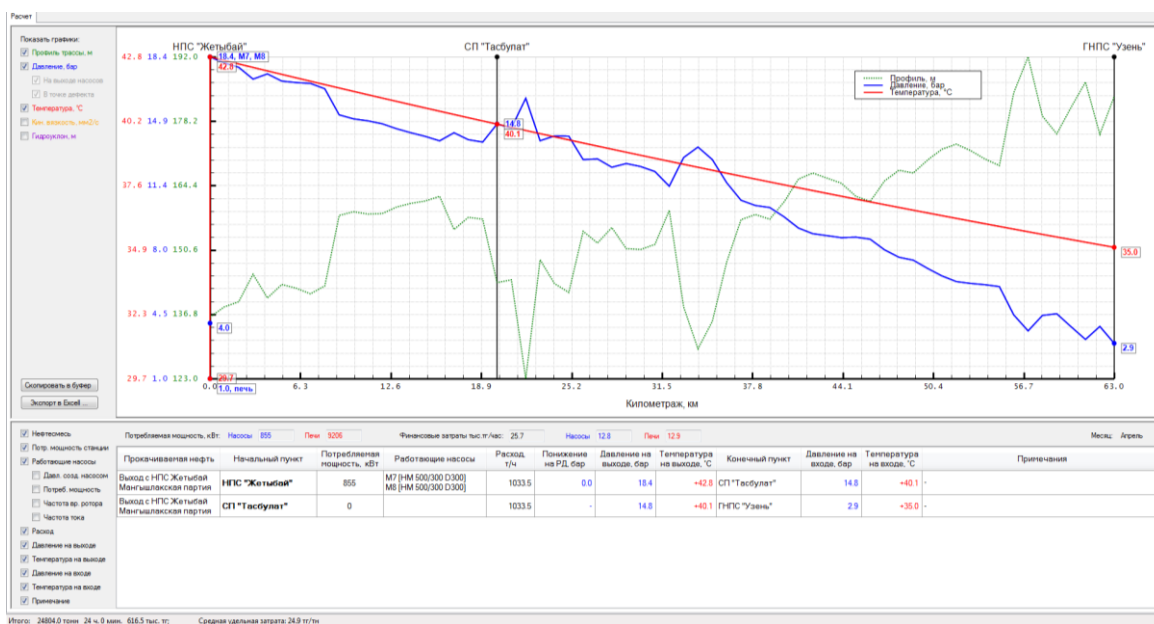


Рисунок 6.6. Теплогидравлические расчеты участка «Жетыбай – Узень» за апрель, партия мангышлакской нефтесмеси с подогревом на выходе НПС «Жетыбай»: $T_{\text{ВЫХ}} = 42.8 \text{ }^{\circ}\text{C}$, $G = 1033.5 \text{ т/ч}$

Достаточно высокие температуры партии бузачинской нефтесмеси на входе ГНПС «Узень» показывают экономическую целесообразность технологического режима перекачки без подогрева на НПС «Жетыбай».

Сравнение расчетных данных температуры на рисунках 6.4 – 6.6 показывает одного порядка их значения на участке «Жетыбай - Узень».

Таким образом, оптимизационные расчеты определяют экономическую эффективность последовательной перекачки партий бузачинской и мангышлакской нефтесмесей на участке «Жетыбай-Узень» при подогреве только мангышлакской партии.

6.4 Нефтепроводный маршрут ГНПС «Узень» – НПС им. Т.Касымова

Энергосберегающие режимы работы насосных агрегатов и печей подогрева определяются при выполнении критерия оптимальности (2.39). При этом суммарные затраты потребляемых мощностей на подогрев и перекачку будут минимальными.

Расчеты проведены при режимных параметрах эксплуатации участка «Узень – Атырау» (табл. 17). Как видно из таблицы 17, расходы нефтяной смеси на выходе из ГНПС «Узень» отличаются по месяцам, и остаются постоянными в интервале времени перекачки партий мангышлакской или бузачинской нефтесмесей. Поэтому скорость последовательной перекачки изменяется по времени (табл. 17), а также по длине участка за счет попутных подкачек или откачек. Для краткости анализ расчетов проводится для характерных промежутков времени в течение 24 часов.

Таблица 17 – Режимные параметры последовательной перекачки нефтесмеси

Месяц	Расход мангыш. партии, т/ч	Расход бузач. партии, т/ч	Откачка в АНПЗ, т/ч	Время перекачки мангыш. партии	Время перекачки бузач. партии
Январь	1701.4	1871.6	1267.0	12 ч 45 мин	11 ч 15 мин
Февраль	1629.5	1803.6	1286.1	12 ч 40 мин	11 ч 20 мин
Март	1594.0	1741.5	1270.9	10 ч 53 мин	13 ч 07 мин
Апрель	1518.8	1491.1	1249.3	11 ч 30 мин	12 ч 30 мин
Май	1681.7	1768.7	1278.4	11 ч 38 мин	12 ч 22 мин
Июнь	1544.1	1641.0	1247.8	14 ч 02 мин	9 ч 58 мин
Июль	1495.3	1682.3	1258.7	16 ч 15 мин	7 ч 45 мин
Август	1486.3	1481.3	1229.6	16 ч 05 мин	7 ч 55 мин
Сентябрь	1480.3	1557.2	1158.6	12 ч 58 мин	11 ч 02 мин
Октябрь	1410.5	1529.9	1055.6	13 ч 56 мин	10 ч 04 мин
Ноябрь	1527.7	1654.9	1264.6	13 ч 57 мин	10 ч 03 мин
Декабрь	1236.2	1900.8	1251.4	13 ч 58 мин	10 ч 02 мин

Общая картина распределения давления и температуры в течение 24 ч представлена при среднемесечной температуре грунта за январь (рис. 6.7).

Расчетные данные получены в зависимости от объемов перекачки партий бузачинской и мангышлакской нефтяных смесей на выходе из ГНПС «Узень», подкачек и откачек на участке «Узень – Атырау». Нефтесмеси на станциях подогреваются таким образом, чтобы температура в трубопроводе не опускалась ниже 32 °С из-за высокой температуры потери текучести мангышлакской нефтесмеси на выходе ГНПС «Узень» $T_{пт} = 27$ °С.

Картина распределения давления и температуры в течение 24 ч показана на рис. 6.7. Она выражает изменения этих параметров при последовательной перекачке партий бузачинской и мангышлакской смесей на участке «Узень – Атырау». Изменение давления по времени связано с распределением потери напора из-за различия вязкости бузачинской и мангышлакской нефтесмесей по длине нефтепровода. Изменение температуры во времени выражается с интенсивностью теплообмена с окружающей средой. Динамика теплового режима определяется с конвекционным и кондукционным механизмами переноса и подогревом нефтесмесей на промежуточных станциях и пунктах подогрева.

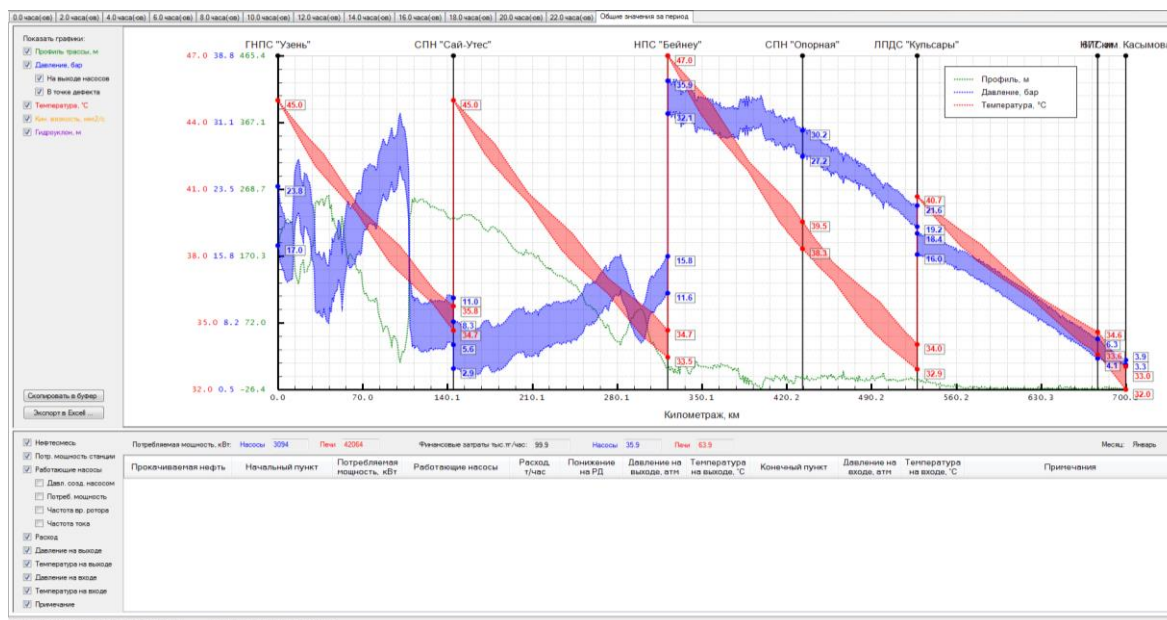


Рисунок 6.7. Общая картина распределения давления и температуры в течение 24 ч при последовательной перекачке партий бузачинской и мангышлакской нефтесмесей на участке «Узень – Атырау» за январь

Распределения давления и температуры для определенных промежутков времени, например от 00:00 до 02:00 ч и от 22:00 до 24:00 ч. представлены на рисунках 6.8 и 6.9, соответственно. На этих рисунках партия бузачинской нефтяной смеси отмечена белым цветом, партия мангышлакской нефтесмеси – голубым.

В промежутке времени 00:00 – 02:00 ч из ГНПС «Узень» прокачивается бузачинская нефтесмесь с расходом 1871.6 т/ч, а на НПС 663 км с учетом

потребности завода проводится откачка мангышлакской нефтесмеси с расходом 1267 т/ч (рис. 6.8).

Расчетные данные на рисунке 6.9 показывают распределения параметров последовательной перекачки в промежутке времени 22:00 – 24:00 ч, когда из ГНПС «Узень» прокачивается мангышлакская нефтесмесь с расходом 1701.4 т/ч. За указанный промежуток времени через НПС 663 км протекает бузачинская нефтесмесь, которая подводится на вход печи подогрева НПС им. Т.Касымова (по регламенту давление не опускается ниже 3 бар).

Магистральный насос (МНАЗ) ГНПС «Узень», управляемый ЧРП, используется для плавного регулирования частотой вращения рабочего колеса и напорно-объемных характеристиках. В энергосберегающем режиме перекачки подбираются насосные агрегаты ГНПС «Узень», НПС «Бейнеу» и температуры подогрева нефтесмеси на промежуточных станциях и пунктах подогрева. Подкачка нефти в промежуточных пунктах приводит к росту объема перекачки и изменению физико-химических свойств, которые определяются на основе лабораторных данных [11].

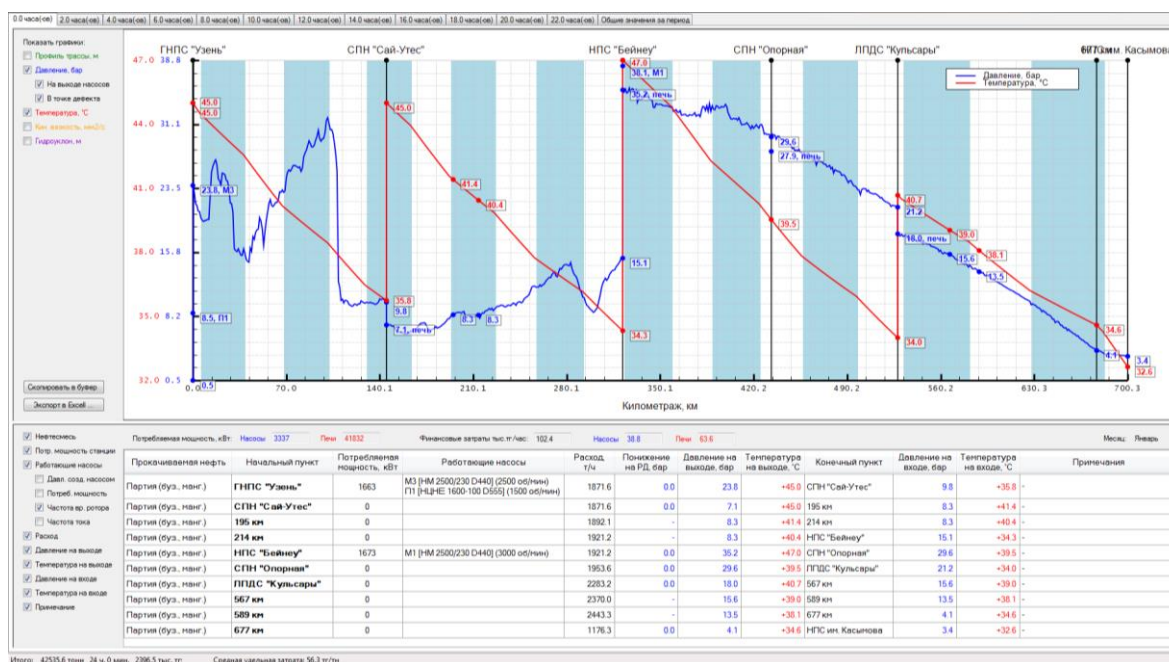


Рисунок 6.8. Расчетные данные давления и температуры в период от 00:00 до 02:00 ч при последовательной перекачке партий бузачинской и мангышлакской нефтесмесей на участке «Узень – Атырау» за январь

Аналогичные результаты последовательной перекачки партий бузачинской и мангышлакской нефтесмесей за весенне-осенний и летний периоды были получены при среднемесячных температурах грунта на участке «Узень – Атырау». Увеличение температуры грунта в весенне-осенний период эксплуатации приводит к снижению температуры подогрева

нефтеcмесей на НПС и СПН. В летний период эксплуатации из-за высокой температуры грунта подогрев нефтеcмесей производится на головной НПС «Узень» и может быть отключен подогрев на промежуточных НПС и СПН.

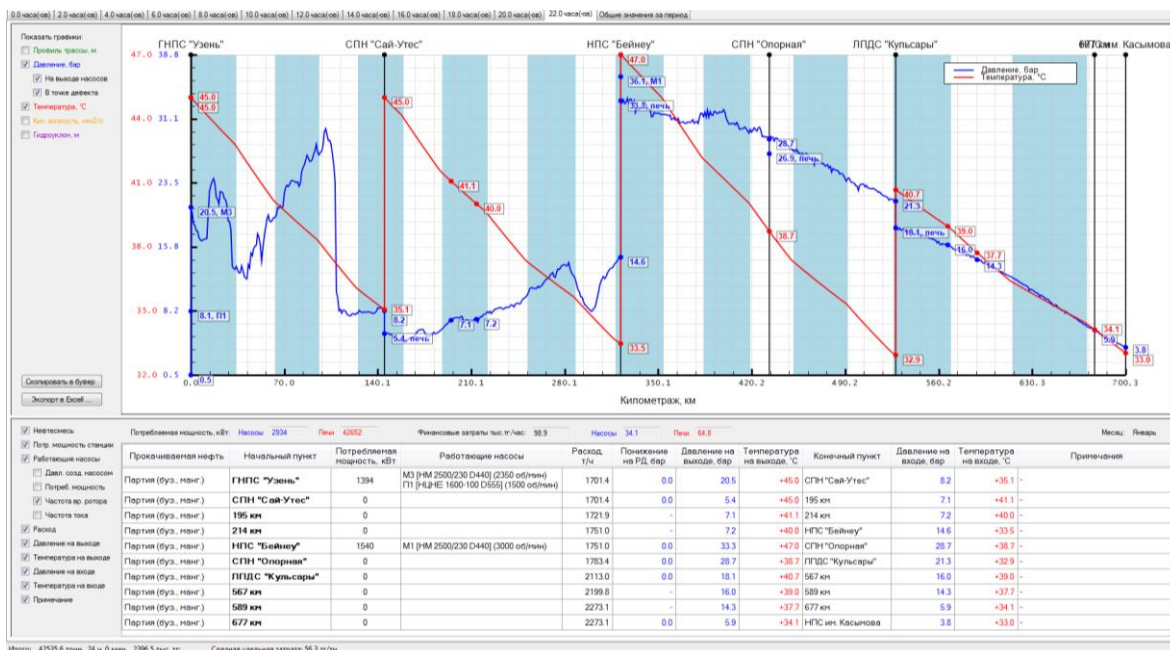


Рисунок 6.9. Расчетные данные давления и температуры в период от 22:00 до 24:00 ч при последовательной перекачке партий бузачинской и мангышлакской нефтеcмесей на участке «Узень – Атырау» за январь

Финансовые затраты потребляемой мощности насосов и печи подогрева рассчитаны по текущим тарифам на электроэнергию и топливо. Общий объем перекачки нефтеcмеси за 24 ч составил 42535.6 т, общая финансовая затрата на перекачку и подогрев – 2396.5 тыс. тенге и величина удельной затраты на перекачку и подогрев – 56.3 тенге/т (рис. 6.8, 6.9).

6.4.1 Эффективность энергосберегающих режимов перекачки

Для оценки экономической эффективности последовательной перекачки партий бузачинской и мангышлакской нефтеcмесей на участке «Узень – Атырау» проведены сравнительные расчеты энергосберегающих режимов по данным производства. Расчеты по условиям производства получены при одних и тех же режимных параметрах последовательной перекачки партий бузачинской и мангышлакской нефтеcмесей на участке «Узень-Атырау».

Для сравнения в таблице 18 приведены расчетные данные энергосберегающих режимов работы насосных агрегатов и печей подогрева при последовательной перекачке партий бузачинской и мангышлакской нефтеcмесей с оптимальной температурой подогрева на участке «Узень-Атырау».

Как видно из таблицы 18, экономия при энергосберегающих режимах работы насосных агрегатов и печей подогрева составляет от 30.14 до 32.50 %,

т.е. энергосберегающие режимы перекачки позволяют сэкономить до 32.50% потребляемой мощности работы насосных агрегатов и печей подогрева по сравнению с режимами последовательной перекачки по условиям производства на участке «Узень-Атырау».

Таблица 18 – Потребляемые мощности и удельные затраты на участке «Узень-Атырау»

Месяц	Расчеты при оптимальной температуре подогрева		Данные температуры подогрева по условиям производства		Экономия, %
	потребляемая мощность насосов и печи подогрева, кВт	удельная затрата, тенге/т	потребляемая мощность насосов и печи подогрева, кВт	удельная затрата, тенге/т	
Январь	45169	56.30	72679	83.00	32.17
Февраль	54458	64.50	91994	95.60	32.22
Март	57832	65.00	92057	96.30	32.50
Апрель	49326	61.40	82580	90.20	31.93
Май	35941	46.80	62227	68.50	31.70
Июнь	17004	30.90	32812	44.80	31.03
Июль	16006	28.00	27054	40.40	30.70
Август	12252	24.10	23181	34.50	30.14
Сентябрь	12263	24.40	23537	35.10	30.48
Октябрь	18926	32.60	34839	47.80	31.80
Ноябрь	32097	45.30	53083	66.80	32.19
Декабрь	48785	66.30	82972	98.00	32.35

По результатам исследования по нефтепроводному маршруту ГНПС «Узень» - НПС им. Т. Касымова можно сделать следующие выводы:

1) расчетные данные устанавливают оптимальную частоту вращения ротора насосного агрегата ГНПС «Узень», управляемого ЧРП, для энергосберегающих режимов последовательной перекачки партий бузачинской и мангышлакской нефтесмеси на участке «Узень - Атырау»;

2) определение оптимальной температуры последовательной перекачки партий бузачинской и мангышлакской нефтесмеси позволяет найти энергосберегающие режимы работы печей подогрева на участке «Узень - Атырау»;

3) в энергосберегающих режимах работы насосных агрегатов и печей подогрева удастся снизить суммарную потребляемую мощность на перекачку и подогрев нефтесмеси от 30.14 до 32.50 %;

4) удельная затрата на потребляемые мощности насосных агрегатов и печей подогрева снижается от 30.14 до 32.50 % в зависимости от объема

последовательной перекачки нефтесмесей и среднемесячной температуры грунта на участке «Узень - Атырау».

6.5 Нефтепроводный маршрут НПС им. Т.Касымова - ЛПДС «Большой Чаган»

По нефтепроводному маршруту НПС им. Т.Касымова - ЛПДС «Большой Чаган» проводится транспортировка западно-казахстанской нефтесмеси способом «горячей» перекачки. Подогрев нефтесмеси производится на нефтеперекачивающих станциях (НПС) и пунктах подогрева (ППН). Энергосберегающие режимы перекачки нефтесмеси определяются работой насосных агрегатов и печей подогрева.

Критерием оптимальности является формула (2.39), определяющая минимум затрат мощности на перекачку и подогрев западно-казахстанской нефтесмеси на участке «Атырау – Большой Чаган».

Ниже приведены результаты теплогидравлических расчетов при среднемесячной температуре грунта за январь месяц (рис. 6.10), т.е. за холодный период эксплуатации участка.

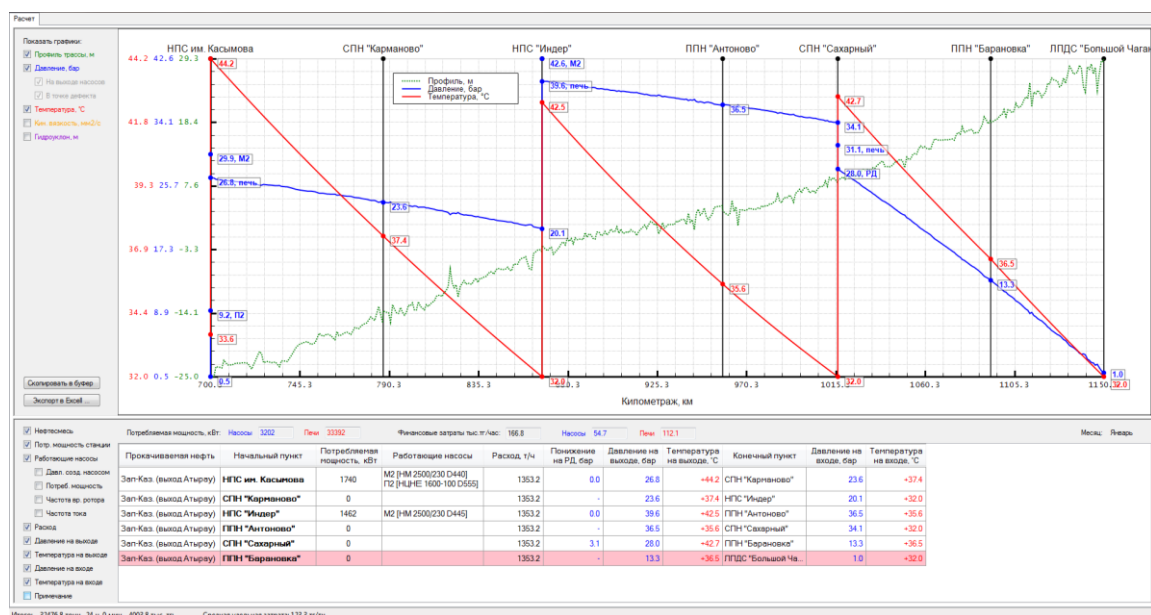


Рисунок 6.10. Теплогидравлические расчеты на участке «Атырау – Большой Чаган», параметры на выходе НПС им.Т.Касымова: $T_{\text{вых}} = 44.2 \text{ }^{\circ}\text{C}$, $G = 1353.2 \text{ т/ч}$, концентрация ПТП на СПН «Сахарный» – 0 ppm

Расчетные данные по давлению (синие линии) удовлетворяют условиям карты уставок. Красные линии показывают диапазон изменения температуры подогрева нефтесмеси на линейных участках. Также показана температура подогрева на станциях, например на НПС им. Т.Касымова западно-казахстанская нефтесмесь подогревается от 33.6 до 44.2 °С (рис. 6.10).

По изменению температуры подогрева нефтесмеси оценивается потребляемая мощность печей подогрева в пунктах подогрева, чем больше

разность температур подогрева, тем больше потребляемая мощность печи подогрева.

На этих же рисунках показаны, какие насосы работали при этом режиме перекачки. Как видно из рисунка 6.10, в энергосберегающем режиме потребляемая мощность насосных агрегатов за час составила 3202 кВт, а потребляемая мощность печей подогрева – 33392 кВт.

Зная тарифы на электроэнергию и топливо можно найти финансовые затраты на перекачку и подогрев нефтесмеси на участке «Атырау – Большой Чаган». Соответственно, финансовые затраты насосных агрегатов за час работы составляют 54.7 тыс. тенге, а печей подогрева – 112.1 тыс. тенге.

Расчетные данные за весенне-осенний период приведены на примере при среднемесячной температуре грунта за апрель месяц (рис. 6.11).

Расчетные данные перекачки при среднемесячной температуре за апрель на участке «Атырау – Большой Чаган» показывают, что потребляемая мощность насосных агрегатов может составить 3545 кВт, а потребляемая мощность печей подогрева – 30006 кВт. Финансовые затраты за час работы насосных агрегатов составили 60.6 тыс. тенге, а для печей подогрева – 97.0 тыс. тенге.

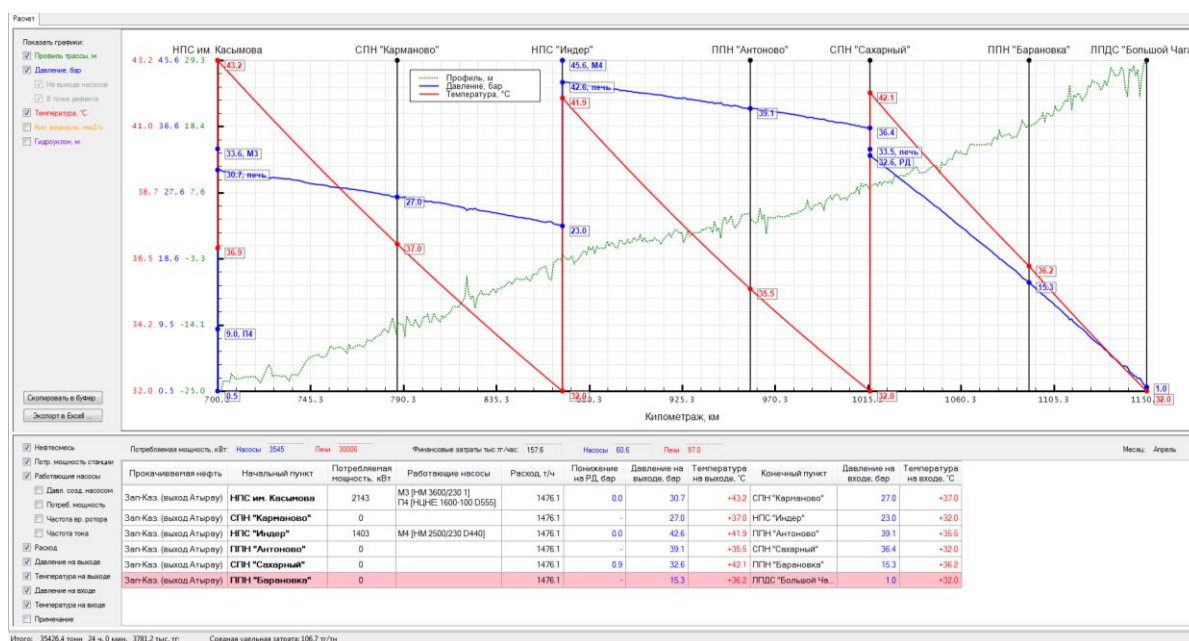


Рисунок 6.11. Теплогидравлические расчеты на участке «Атырау – Большой Чаган», параметры на выходе НПС им.Т.Касымова: $T_{\text{вых}} = 47.5 \text{ }^{\circ}\text{C}$, $G = 1476.1 \text{ т/ч}$, без ввода ПТП на СПН «Сахарный»

Результаты по условиям температуры грунта за летний период эксплуатации (июль месяц) показаны на рис. 6.12.

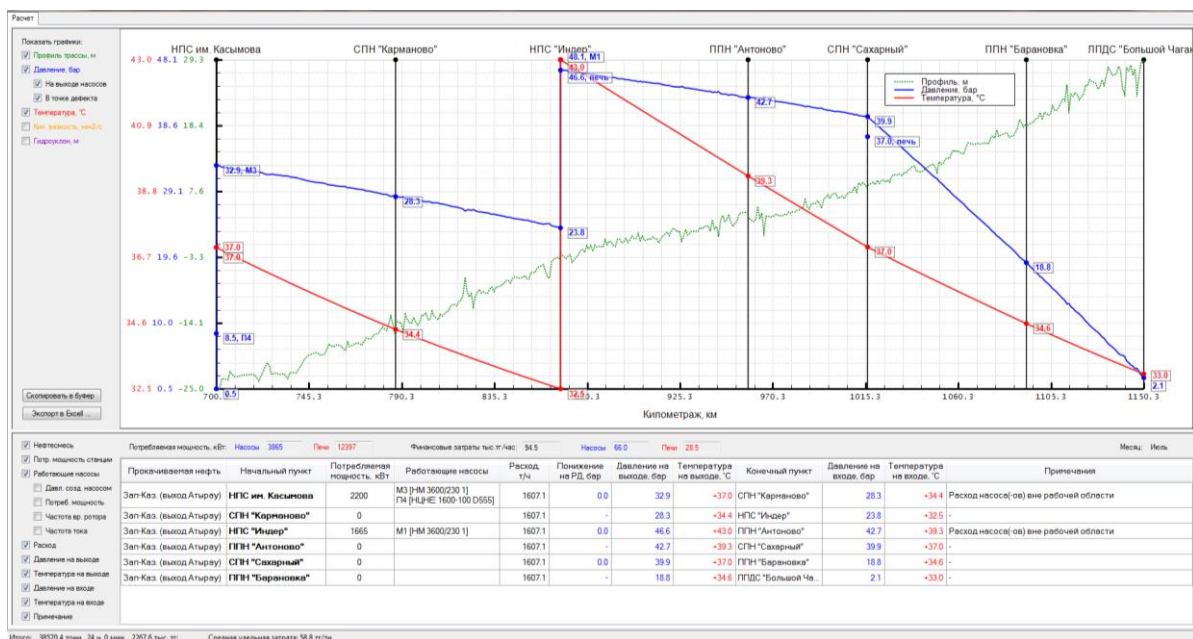


Рисунок 6.12. Теплогидравлические расчеты на участке «Атырау – Большой Чаган», параметры на выходе НПС им. Т.Касымова: $T_{\text{вых}} = 37^{\circ}\text{C}$, $G = 1607.1$ т/ч, концентрация ПТП на СПН «Сахарный» – 2 ppm

Потребляемая мощность насосных агрегатов за июль составляет 3865 кВт, а печей подогрева – 12397 кВт, их финансовые затраты - 66 тыс. тенге и 28.5 тыс. тенге, соответственно (рис. 6.12).

Сравнительные результаты энергосберегающего режима с производственными данными представлены в таблице 19.

Результаты исследования приводят к следующим выводам.

1. Расчетные данные позволяют определить энергосберегающие режимы работы насосных агрегатов и печей подогрева по нефтепроводному маршруту НПС им. Т.Касымова - ЛПДС «Большой Чаган».

2. В СПН «Сахарный» вводится в поток противотурбулентная присадка для обеспечения снижения гидравлического сопротивления трубы на участке СПН «Сахарный» – ЛПДС «Большой Чаган». Величина концентрации противотурбулентной присадки зависит от расхода нефтесмеси в трубе и среднемесячной температуры грунта на этом участке.

3. В энергосберегающем режиме удельная экономия на перекачку и подогрев составляет от 43.20 тенге/т до 123.30 тенге/т в зависимости от объема нефтесмеси и температуры грунта.

4. Эффективность энергосберегающего режима транспортировки нефтесмеси по нефтепроводному маршруту НПС им. Т.Касымова - ЛПДС «Большой Чаган» составляет от 19.7 до 55.4 %.

Таблица 19 – Расчетные данные эффективности энергосберегающего режима

Месяц	Расход нефтесмеси, т/ч	Данные по условиям производства	Данные энергосберегающего режима	Экономия, %
		Удельная затрата, тенге/т	Удельная затрата, тенге/т	
Январь	1353.2	153.20	123.30	
Февраль	1647	182.40	119.60	
Март	1547	192.10	112.40	
Апрель	1476.1	174.00	106.70	38.7
Май	1457	156.20	105.70	
Июнь	1587	154.60	90.90	
Июль		109.80	58.80	46.4
Август		95.60	53.40	44.1
Сентябрь		96.90	43.20	55.4
Октябрь		115.30	60.10	
Ноябрь		137.50	80.40	41.5
Декабрь		142.10	80.70	43.2

Литература

1. Алиев Р.А., Белоусов В.Д., Немудров А.Г., Юфин В.А., Яковлев Е.И. Трубопроводный транспорт нефти и газа». – М.: Недра, 1988. – 368 с.
2. Кривошеин Б.Л., Тугунов П.И. Магистральный трубопроводный транспорт. – М.: Наука, 1985. – 237 с.
3. Лейбензон Л.С. Нефтепромысловая механика // Собрание трудов: в 4-х т. – М.: Изд. АН СССР, 1955. – 679 с.
4. Махмотов Е.С., Сигитов В.Б., Боранбаева Л.Е., Дидух А.Г., Алексеев С.Е. Нефтесмеси, транспортируемые по магистральным нефтепроводам АО «КазТрансОйл». Справочник на 3-х языках (казахский, русский и английский). Ч.2 – Алматы: Жибек жолы, 2009. – 532 с.
5. Уилкинсон У.Л. Неньютоновские жидкости. Гидродинамика, перемешивание и теплообмен. – М.: Мир, 1964. – 216 с.
6. Трубопроводный транспорт вязких нефтей // под ред. Н.К. Надирова. – Алма-Ата: Наука, 1985. – 264 с.
7. Черников В.И. Перекачка вязких и застывающих нефтей. – М., 1958. – 251 с.
8. Тугунов П.И., Новоселов В.И. Транспортирование вязких нефтей и нефтепродуктов по трубопроводам. – М.: Недра, 1972. – 257 с.
9. Жумагулов Б.Т., Смагулов Ш.С., Евсеева А.У., Нестеренкова Л.А. Трубопроводный транспорт высоковязких и высокостывающих нефтей. – Алматы: Ғылым, 2002. – 287 с.
10. Сюняев З.И., Сюняев Р.З., Сафиева Р.З. Нефтяные дисперсные системы. – М.: Химия, 1990. – 226 с.
11. Коршак А.А., Шманов Н.Н., Мамонов Ф.А., Пирогов А.Г., Махмотов Е.С., Нечваль А.М. Магистральные трубопроводы. – Уфа: ООО «ДизайнПолиграфСервис», 2008. – 447 с.
12. Тертерян Р.А. Депрессорные присадки к нефтям, топливам и маслам. – М.: Химия, 1990. – 237 с.
13. Белоусов Ю.П. Противотурбулентные присадки для углеводородных жидкостей. – Новосибирск: Наука, 1986. – 144 с.
14. Toms В.А. Some observations on the flow on linear polymer solutions through straight tubes at large Reynolds numbers // Proc. Intern. Congr. on Reology. – Amsterdam, 1949. – Vol.11. – P. 135-147.
15. Hoyt J.W. The effect of additives on fluid friction // Trans. ASME. J. Fluids Ing. – 1972. – Vol. 94, №2. – P. 73-91.
16. Virk P.S. Drag reduction fundamentals // AICh. E. Journal. – 1975. №4. – P. 625-653.
17. Коршак А.А., Нечваль А.М. Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов. – СПб.: Недра, 2008. – 488 с.
18. Тугунов П.И., Новоселов В.Ф., Коршак А.А., Шаммазов А.М. Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов. – Уфа: ООО «ДизайнПолиграфСервис», 2002. – 658 с.

19. Зайцев Л.А. Регулирование режимов работы магистральных нефтепроводов. – М.: Недра, 1982. – 240 с.
20. Колпаков Л.Г. Центробежные насосы магистральных нефтепроводов. – М.: Недра, 1985. – 184 с.
21. Нефтяные центробежные насосы. Каталог: – М.: "ЦИНТИХИМНЕФТЕМАШ", 1980. – 57 с.
22. Турк В.И., Минаев А.В., Карелин В.Я. Насосы и насосные станции. – М.: Стройиздат, 1977. – 296 с.
23. Топливо и расчеты его горения: Учебное пособие / С.Н. Гушин, А. Зайнуллин, М.Д. Казяев, Б.П. Юрьев, Ю.Г. Ярошенко; под ред. Ю.Г. Ярошенко. – Екатеринбург: УрФУ, 2014. – 105 с.
24. Абрамзон Л.С. Оптимальные параметры работы горячих трубопроводов // Нефтяное хозяйство. - 1979. – №2. – С.53-54.
25. Абрамзон Л.С., Губин В.Е., Дегтярев В.Н., Степанюгин В.Н. Трубопроводный транспорт высоковязких и высокозастывающих нефтей – М.: ВНИИОЭНГ, 1968. – 93 с.
26. Абрамзон Л.С. Повышение эффективности трубопроводного транспорта вязких и застывающих нефтей и нефтепродуктов: дис. ... д-ра техн. наук: 05.15.13 / Абрамзон Леонид Семенович. – Уфа, 1984. – 251 с.
27. Яблонский В.С., Белоусов В.Д. Проектирование нефтегазопроводов – М.: Гостоптехиздат, 1959. – 292 с.
28. Яблонский В.С., Новоселов В.Ф., Галеев В.В., Закиров Г.З. Проектирование, эксплуатация и ремонт нефтепродуктопроводов. – М.: Недра, 1965. – 410 с.
29. Александров В.К., Тугунов П.И., Тихонов В.В. О тепловых потерях «горячего» трубопровода большого диаметра // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. - 1975. – №1. – С. 10-17.
30. Агапкин В.М., Кривошеин Б.Л., Юфин В.А. Тепловой и гидравлический расчеты трубопроводов для нефти и нефтепродуктов. – М.: Недра, 1981. – 256 с.
31. Новоселов В.Ф. Трубопроводный транспорт нефти и газа. Технологический расчет нефтепродуктопроводов. – Уфа.: УНИ, 1986. – 93 с.
32. Юфин В.А., Кривошеин Б.Л., Агапкин В.М., Куревлева Н.Я. Влияние теплофизических характеристик грунтов на режимы эксплуатации трубопроводов. – М., 1974. – 269 с.
33. Тугунов П.И. Нестационарные режимы перекачки нефти и нефтепродуктов. – М.: Недра, 1984. – 224 с.
34. Абрамзон Л.С., Галлямов М.А., Михновский Е.П. Экспериментальное исследование теплопередачи на «горячем» промышленном нефтепроводе // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. - 1968. – №3. – С. 49-53.
35. Абрамзон Л.С. Экспериментальное исследование теплоотдачи и гидравлики на «горячем» промышленном нефтепроводе. Транспорт и

хранение нефти и нефтепродуктов / Л.С. Абрамзон, М.А. Галлямов, Е.П. Михновский – М.: ВНИИОЭНГ. - 1968. – №3. – С. 125-130.

36. Александров В.А., Тихонов В.В. Тепловые потери «горячего» трубопровода большого диаметра // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. - 1974. №9. – С. 67-73.

37. Абрамзон Л.С. Оценка кристаллизации парафина в нефтях и нефтепродуктах // Нефтяное хозяйство. - 1980. – №6. – С. 64-71.

38. Мирзаджанзаде А.Х., Галлямов А.К., Марон В.И., Юфин В.А. Гидродинамика трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов – М.: Недра, 1984. – 287 с.

39. Мирзаджанзаде А.Х., Хасанов М.М., Бахтизин Р.Н. Этюды о моделировании сложных систем нефтедобычи. Нелинейность, неравновесность, неоднородность. – Уфа: Гилем, 1999. – 464 с.

40. Методика теплогидравлического расчета мазутопроводов / Тугунов П.И., Гаррис Н.А., Галиев В.С. – Уфа: ОЛТТ УНИ, 1982. – 55 с.

41. Филатова А.Н. Оптимизация «горячей» перекачки по двум несравнимым признакам: Материалы Новоселовских чтений. Вторая Международная научно-техническая конференция / А.Н. Филатова, Н.А. Гаррис. – Уфа, 2004. – Вып. 2. – С. 184-188.

42. Коршак А.А., Пшенин В.В. Новые критериальные уравнения для безитерационного расчета теплообмена в "горячих" нефтепроводах // Научный информационный сборник «Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья». - 2012. – №2. – С.23-24.

43. Юкин А.Ф. Управление тепловыми режимами транспорта вязких и застывающих нефтей и нефтепродуктов: дис. ... д-ра техн. наук: 25.00.19 / Юкин Аркадий Федорович. – Уфа, 2004. – 324 с.

44. Гумеров А.Г., Журавлев Г.В., Шутов А.А., Штукатуров К.Ю. и др. Методика расчета параметров работы неизотермического нефтепровода. РД 39-021-00. - Астана, 2001. – 221 с.

45. Лурье М.В. Математическое моделирование процессов трубопроводного транспорта нефти, нефтепродуктов и газа: Учебное пособие. – М.: ФГУП РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. – 336 с.

46. Гаррис Н.А., Гаррис Ю.О., Глушков А.А. Построение динамической характеристики магистрального трубопровода (модель вязкопластичной жидкости) [Электронный ресурс] // Нефтегазовое дело. - 2004. – № 1. – Режим доступа: http://www.ogbus.ru/authors/Garris/Garris_4.pdf.

47. Марон В.И. Гидродинамика и однофазных, и многофазных потоков в трубопроводе: учебное пособие. М.:МАКСПресс, 2009. – 344 с.

48. Альтшуль А.Д., Киселев П.Г. Гидравлика и аэродинамика – М.: Издательство литературы по строительству, 1965. – 274 с.

49. Шлихтинг Г. Теория пограничного слоя. – М.: Наука, 1974. – 711 с.

50. Морозова Н.В., Коршак А.А. О границах зон трения при гидравлическом расчете нефте- и нефтепродуктопроводов // Нефтегазовое дело. - 2007. – Т.5. – №1.
51. Себеси Т., Брэдшоу П. Конвективный теплообмен. Физические основы и вычислительные методы /пер. с англ. – М.: Мир. 1987. – 592 с.
52. Михеев М.А. Основы теплопередачи. – М.: Энергия, 1956. – 392 с.
53. Петухов Б.С. Теплообмен и сопротивление при ламинарном течении жидкости в трубах. – М.: Энергия, 1967. – 217 с.
54. Кутателадзе С.С. Основы теории теплообмена. –М.: Атомиздат, 1979. – 415 с.
55. Исаев И.А. Экспериментальное определение коэффициентов гидравлических сопротивлений в прямых нефтепроводных трубах и фитингах// В кн. «Вопросы транспорта, хранения нефти и машиностроения»/ Тр. МНИ. – Вып. 17. – М.: Гостоптехиздат, 1956. – С.112-134.
56. Абдурашитов С.А., Тупиченков А.А. Трубопроводы для сжиженных углеводородных газов. – М.: Недра, 1965. – 215 с.
57. Кащеев А.А. Перекачка нефтепродуктов при больших числах Рейнольдса// Нефтяное хозяйство. - 1931. – №8-9. – С. 112-168.
58. Идельчик И.Е. Справочник по гидравлическим сопротивлениям. – М.: Машиностроение. 1992. – 672 с.
59. Махмотов Е.С., Сигитов В.Б., Исмурзин О.Б. и др. Физико-химические и реологические параметры нефтей Республики Казахстан. Справочник: в 2-х ч. – Ч.1. – Алматы: Жибек жолы, 2008. – 629 с.
60. Саяхов Б.К., Закирова Р.С., Рзиев С.А., Алдыяров Т.К., Кожобеков С.С., Сигитов В.Б. Применение противотурбулентной присадки FLO-XL при транспорте западно-казахстанской нефти по нефтепроводу Узень-Атырау-Самара // Нефтяное хозяйство. - 2003. – №3. – С 59-61.
61. Алдыяров Т.К., Евсеева А.У., Жапбасбаев У.К., Рамазанова Г.И. Опытнo-промышленные испытания противотурбулентной присадки на казахстанском участке нефтепровода Атырау-Самара // Нефть и газ Казахстана. - 2003. – №3. – С.17-25.
62. Aldyarov, T.K., Zhabasbayev, U.K., Ramazanova, G.I. Investigation of Effect of Depressant Additives on Hydraulic Resistance and Heat Exchange in Oil Mixture Flow // Mathematics and Computers in Simulation. -Amsterdam: Elsevier, 2004. - №67. –pp. 485-492.
63. Zhabasbayev, U.K., Ramazanova, G.I., Rakhmetova, K.B. Numerical Calculation of Industrial Promlems // Notes on Numerical Fluid Mechanics and Multidisciplinary Design. –Berlin: Springer, 2006. - №79. –P. 77-94.
64. Пшенин В.В. Обоснование оптимальных режимов перекачки высоковязких нефтей с предварительным подогревом с учетом характеристик центробежных насосов: дисс. канд. техн. наук: 25.00.19 / Пшенин Владимир Викторович – Санкт-Петербург, 2014. – 138 с.

65. Климко В.И. Обоснование рационального температурного режима трубопроводного транспорта высоковязкой и высокозастывающей нефти: дисс. канд. техн. наук: 25.00.19 / Климко Василий Иванович – Санкт-Петербург, 2014. – 137 с.

66. Богданов Р.М. Расчет норм потребления электроэнергии в трубопроводном транспорте нефти // Нефтегазовое дело. - 2012. – №1. – С.47-57.

67. Скобло А.И., Молоканов Ю.К., Владимиров А.И., Щелкунов В.А. Процессы и аппараты нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности. – М.: Химия, 2000. – 677 с.

68. Кузнецов А.А., Кагерманов С.М., Судаков Е.Н. Расчеты процессов и аппаратов нефтеперерабатывающей промышленности. – Л.: Химия, 1974. – 344 с.

69. Жапбасбаев У.К., Махмотов Е.С., Рамазанова Г.И., Бекибаев Т.Т., Рзиев С.А. Расчет оптимальной температуры перекачки для транспортировки нефти // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2015. - №4 (20). – С. 61-66.

70. Davenport T.C. Conti V.I. Heat Transfer Problems Encountered in The Handline of Waxy Crude Oils in Large Pipelines // Journal of the Institute of Petroleum. - 1971. – № 555. - pp. 147–164.

71. Adrian B., Allan D. Heat transfer handbook. – Ohio: University of Akron, 2003. – 563 p.

72. Boyun G. Analytical solutions for Steady and Transient Temperatures in Oil Pipelines // Petroleum Science and Technology. – 2005. - №3-4. - pp.307-325.

73. Serth R.W. Process heat transfer: principles and applications. Academic Press, 2007. – 456 p.

74. Jefferson J.T. Dynamic Mathematical Programming for Power Cost Optimization // IBM Liquid Pipe Lines Computer Workshop. Chicago, Illinois, November 29, 1960.

75. Jefferson J.T. The Oil and Gas Journal. -1961. – №8. - pp. 102-107.

76. Kalaba R. Some Mathematical Aspects of Optimization Problems in Engineering // Proc. Symp. Optimization Tech in Chem. Eng. A.I.Ch.E., Operations Research Soc, N.Y., May 18, 1960, pp. 1-26.

77. Gill F., Russel R.I. Pumpability Fuel Oils // Industry Engineering Chemical. - 1954. - №6. - pp. 231-238

78. Hagasi N., Tnoug K. Transient heat transfer through a thin circular pipe due to unsteady flow in the pipe // Journal of Heat Transfer. – Vol. 87. – Series C. – № 4. - pp. 101–110.

79. Hangs F.E. More insulated, heated - oil pipelines are prospect // The Oil and Gas Journal. - 1966. – Vol. 64. – № 40. - pp. 117–122.

80. Johnson J.J. Multi-product pipelines for heated fuel oils // Journal of the Institute of Petroleum. - 1966. – Vol. 52. – № 516. - pp. 360–381.

81. Тугунов П.И., Новоселов В.Ф. Транспортирование вязких нефтей и нефтепродуктов по трубопроводам. – М.: Недра, 1983. – 88 с.

82. Челинцев С.Н. Повышение эффективности трубопроводного транспорта высокозастывающих нефтей в сложных природно-климатических условиях: дис. ... д-ра техн. наук: 25.00.19 / Челинцев Сергей Николаевич. – Москва, 2002. - 273 с.

83. Штукатуров К.Ю. Экономико-математическое моделирование выбора технологических режимов трубопровода: дис. ... канд. физ.-мат. наук: 05.13.18 / Штукатуров Константин Юрьевич. - Уфа, 2004. – 154.

84. Юкин А.Ф. Управление тепловыми режимами транспорта вязких и застывающих нефтей и нефтепродуктов: дис. ... д-ра техн. наук: 25.00.19 / Юкин Аркадий Федорович. – Уфа, 2004. - 324 с.

85. Туманский А.П. Оптимизация режимов перекачки по магистральным трубопроводам с перекачивающими станциями, оборудованными частотно-регулируемым приводом // Транспорт и хранение нефтепродуктов. - 2005. - № 8. - С. 11-14.

86. Туманский А.П. Оптимизация режимов транспортировки углеводородных жидкостей по трубопроводам с промежуточными насосными станциями, оборудованными частотно-регулируемым приводом: дис. канд. техн. наук: 25.00.19 / Туманский Александр Петрович. – Москва, 2008. – 137 с.

87. Федоров В.Т. Повышение функциональной надежности неизотермического нефтепровода на основе управления теплогидравлическими параметрами: дис. канд. техн. наук: 25.00.19 / Федоров Владимир Тимофеевич. – Уфа, 2006. – 156 с.

88. Параллельные вычисления в задаче оптимизации режимов работы участка магистрального нефтепровода / Л.Ф. Нурисламова, А.А. Юнусов, И.З. Мухаметзянов, И.М. Губайдуллин/ agora.guru.ru/abrau2011/pdf/210.pdf

87. Оптимизация работы участка магистрального нефтепровода на основе генетического алгоритма / Р.Р. Гафаров, О.Е. Данилин, А.А. Шуляк // Научно-технические ведомости Санкт-Петербургского государственного политехнического университета. - 2008. - № 3 . С. 234–240.

88. Оптимизация работы нефтеперекачивающих станций с применением генетического алгоритма / Ю.М. Гусев, Р.Р. Гафаров, О.Е. Данилин // Вестник УГАТУ: Сер. Управление, вычислительная техника и информатика. - 2008. - №1(28). - С. 43–52.

89. Гафаров Р.Р., Данилин О.Е. Двухуровневая система оптимизации работы нефтеперекачивающих станций на участке магистрального нефтепровода // Нефтегазовое дело. - 2008. - № 2. - С. 105-112.

90. Хедли Дж. Нелинейное и динамическое программирование. –М.: Мир, 1967. -506 с.

91. Шабанов В.А., Бондаренко О.В. Целевые функции и критерии оптимизации перекачки нефти по нефтепроводам при частотно-

регулируемом электроприводе магистральных насосов // Нефтегазовое дело. - 2012. - №4. - С.10–17.

92. Пшенин В.В., Климко В.И. Выбор оптимальной температуры подогрева при "горячей" перекачке нефти и нефтепродуктов // ГИАБ. – 2013. - № 8. - С.338-342.

93. Жапбасбаев У.К., Махмотов Е.С., Бекибаев Т.Т., Рамазанова Г.И., Рзиев С.А. Расчет подкачки нефти на эксплуатационных участках магистрального нефтепровода // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. - 2016. - №2 (22). – С.74-79.

94. Ахмадуллин К.Р. Методы расчета и регулирования режимов работы насосных станций магистральных нефтепродуктопроводов // Нефтяное хозяйство. - 2005. - №3. - С. 100-103.

95. Ястребов А.Л. Инженерные коммуникации на вечномерзлых грунтах. - Л.: Стройиздат, 1972. - 177 с.

96. Махмотов Е.С., Рзиев С.А., Бейсембетов И.К., Жапбасбаев У.К., Бекибаев Т.Т., Рамазанова Г.И. Оптимизация режимов перезапуска участков магистрального нефтепровода после краткосрочной остановки // Нефтяное хозяйство. - 2015. - №7. - С.132-135.

97. Zhabasbayev U., Ramazanova G., Bekibayev T., Makhmotov E., Rziev S. Оптимизация режимов перекачки нефти в Битумный завод // Вестник Казахстанско-Британского технического университета. Алматы. - 2015. - №1 (32). - С. 24-32.

98. Бэтчелор Дж. Введение в динамику жидкости. - М.:Мир, 1973. -677 с.

99. Жапбасбаев У.К., Рамазанова Г.И. Исследование влияния депрессорных присадок на гидравлическое сопротивление и теплообмен потока нефтесмеси // Вычислительная технология. Новосибирск. - 2004. -Т.9. Специальный выпуск: Труды Совещания российско-казахстанской рабочей группы по вычислительным и информационным технологиям. – С.82-89.

100. Жапбасбаев У.К., Забайкин В.А., Макашев Е.П. Гидрогазодинамические и тепломассообменные расчеты инженерных задач. - Алматы: Қазақ университеті, 2008. - С.240.

101. Махмотов Е.С., Бекибаев Т.Т., Жапбасбаев У.К., Рзиев С.А., Рамазанова Г.И. Расчет максимальных объемов перекачки нефтесмеси при допустимых режимах работы насосного оборудования // Нефть, газ и бизнес. - 2014. - №5 (168). – С. 48–54.

102. Жапбасбаев У.К., Махмотов Е.С., Арынов С.А., Бекибаев Т.Т., Рамазанова Г.И. Оптимизация режимов перекачки нефтесмесей в магистральных нефтепроводах // Промышленность Казахстана. Алматы. - 2014. - №1 (82). - С. 30–35.

103. Махмотов Е.С., Бекибаев Т.Т., Жапбасбаев У.К., Рзиев С.А., Рамазанова Г.И. Алгоритм расчета энергосберегающих режимов частотного управления магистральными насосами НПС Жетыбай // Нефть, газ и бизнес. - 2014. - №6 (169). – С. 58– 64.

104. Гаррис Н.А., Филатова А.Н. Определение оптимальных режимов работы недогруженных неизотермических трубопроводов. // Проблемы ресурсосбережения в народном хозяйстве: Сборник науч. статей. Вып. 1: Башкирская энциклопедия. - 2000. – С. 156-158.

105. Нестеренкова Л.А. Математическое моделирование установившегося неизотермического течения высоковязкой нефти в трубопроводе: дис. ... канд. физ.-мат. наук: 01.04.14 / Нестеренкова Лариса Алексеевна. – Алма-Ата, 1984. – 162 с.

106. Федоров В.Т. Повышение функциональной надежности неизотермического нефтепровода на основе управления теплогидравлическими параметрами: дис. канд. техн. наук: 25.00.19 / Федоров Владимир Тимофеевич. – Уфа, 2006. – 156 с.

107. Жапбасбаев У.К., Кожабеков С.С., Сигитов В.А., Рамазанова Г.И. Некоторые задачи транспортировки высоkozастывающих нефтей с применением депрессорных присадок // Вычислительная технология. Новосибирск. - 2002. -Т.7. Специальный выпуск: Труды Совещания российско-казахстанской рабочей группы по вычислительным и информационным технологиям. – С.77-84.

108. Нечваль М.В., Новоселов В.Ф., Тугунов П.И. Последовательная перекачка нефтей и нефтепродуктов по магистральным трубопроводам. – М.: Недра, 1976. – 221 с.

109. Гаррис Н.А. Ресурсо- и энергосберегающие технологии при транспорте углеводородов (ч.1): Учеб. пособие. – Уфа: ООО «Монография», 2014. – 256 с.

110. Жапбасбаев У.К., Рамазанова Г.И., Пиньо Ф.Т., Махмотов Е.С. Расчет структуры турбулентного потока нефтесмеси с полимерной присадкой в трубе // Вестник Казахстанско-Британского технического университета. - 2014. – №2 (29). – С. 5-9.

111. Лурье М.В., Арбузов Н.С., Оксенгендлер С.М. Расчет параметров перекачки жидкостей с противотурбулентными присадками // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. - 2012. – №2. – С. 56-60.

112. Гумеров А.Г., Журавлев Г.В., Шутов А.А., Штукатуров К.Ю. и др. Инструкция по технологии перекачки застывающих нефтей с депрессорными присадками. РД 39-087-03. - Астана, 2003. – 99 с.

113. Акбердин А.М., Колпаков Л.Г. Регулирование режимов работы нефтепровода // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. - 1976. – № 3. - С. 24-28.

114. Ахмадуллин К.Р. Энергосберегающие технологии трубопроводного транспорта нефтепродуктов / дис. ... д-ра техн. наук: 25.00.19 / Ахмадуллин Камиль Рамазанович. – Уфа, 2005. – 390 с.

115. Ахмадуллин К.Р., Хажиев Р.Х., Ахметьянов М.А. Матчин В.К. О системе энергосбережения в ОАО "Уралтранснефтепродукт" // III Конгресс

нефтегазопромышленников России 22-25 мая. Тезисы докладов. – Уфа: ИПТЭР, 2001.

116. Бахтизин Р.Н., Шутов А.А., Штукатуров К.Ю. Оптимальный выбор технологий для работы неизотермического трубопровода // Башкирский химический журнал. - 2003. – № 1(10) . – С. 18-20.

117. Беккер Л.М., Штукатуров К.Ю. Расчет оптимального режима работы нефтепровода, оборудованного частотно-регулируемым приводом // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. - 2013. – №3. – С. 27-33.

118. Вязунов Е.В., Щепетков Л.Г., Голосовкер В.И. Оптимальное управление нефтепроводом и оценка его эффективности. – М.: Нефтяное хозяйство. - 1974. – № 5. – С. 17-19.

119. Голосовкер В.И. Определение экономической эффективности мероприятий по увеличению производительности нефтепровода. – М.: ВНИИОЭНГ. Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. - 1969. – №11. – С. 24-26.

120. Есаулов А.О., Текшева И.В. Моделирование систем управления нефтепроводами// Трубопроводный транспорт нефти. - 2010. – №8. – С.63-65.

121. Катанов Р.Ш. Повышение энергоэффективности магистрального транспорта нефти методами имитационного моделирования: дис....канд. тех. наук: 25.00.19 / Катанов Ринат Шамилович. – Уфа, 2010. – 198 с.

122. Кутуков С.Е. Информационно-аналитические системы магистральных трубопроводов. – М.: СИП РИА, 2002. – 324 с.

123. Кутуков С.Е., Бахтизин Р.Н. Мониторинг энергопотребления магистральных нефтепроводов // Проблемы сбора, подготовки и транспорт нефти и нефтепродуктов: Сб. тр. / ИПТЭР. – Уфа: ТрансТЭК, 2003. Вып. 62. – С. 200-210.

124. Лурье М.В., Марон В.И., Мацкин Л.А., Юфин В.А. Оптимизация последовательной перекачки нефтепродуктов. – М.: Недра, 1979. – 256 с.

125. Мееров М.В., Фридман В.Г., Щепетков Л.Г. Задача оптимального управления нефтепроводом. – М.: МИНХ и ГП им. И.М. Губкина, 1971. – 37 с.

126. Самоленков С.В. Обоснование энергосберегающих режимов работы нефтеперекачивающих центробежных насосов с регулируемым приводом: дис....канд. тех. наук: 25.00.19 /Самоленков Сергей Викторович. 2014. – 137 с.

127. Родин А.А. Оптимизация транспорта высоковязких нефтей с подогревом и применением углеводородных разбавителей: дис. ... канд. техн. наук: 25.00.19 /Родин Артем Александрович. – М., 2009. – 125 с.

128. Бейсембетов И.К., Алдыяров Т.К., Жапбасбаев У.К., Махмотов Е.С., Дидух А.С., Бекибаев Т.Т., Рамазанова Г.И. Инновационная разработка SmartTran для определения энергосберегающих режимов транспортировки нефти // Материалы Атырауской Международной научно-практической

конференции «Вклад науки в развитие трубопроводного транспорта нефти РК». – Атырау. - 2015. – С. 22-30.

129. Бейсембетов И.К., Жапбасбаев У.К., Бекибаев Т.Т., Рамазанова Г.И. Расчет последовательной перекачки партий бузачинской и мангышлакской нефтесмесей на участке Узень-Атырау // Материалы Атырауской Международной научно-практической конференции «Вклад науки в развитие трубопроводного транспорта нефти РК». – Атырау. - 2015. – С. 55-64.

130. Махмотов Е.С., Бекибаев Т.Т., Жапбасбаев У.К., Рзиев С.А., Рамазанова Г.И. Оптимизация частотного управления работой магистральных насосов // Сборник трудов VIII Казахстанско-Российской Межд. науч.-прак. конф. «Математическое моделирование в научно-технологических и экологических проблемах нефтегазовой отрасли». – Атырау. - 2014. – С. 370-377.

131. Жапбасбаев У.К., Махмотов Е.С., Дидух А.Г. и др. Теплогидравлические расчеты магистральных нефтепроводов при использовании депрессорных присадок // Материалы Международной научно-практической конференции «Инновационное развитие нефтегазового комплекса Казахстана». – Актау: КазНИПИМунайгаз, 2013. – Ч.2. – С. 58-66.

132. Бейсембетов И.К., Жапбасбаев У.К., Махмотов Е.С., Рамазанова Г.И. Теоретические основы расчетов потока нефтесмеси в трубе при воздействии противотурбулентной присадки // Материалы Международной научно-практической конференции «Инновационное развитие нефтегазового комплекса Казахстана». – Актау: КазНИПИМунайгаз, 2013. – Ч.2. – С. 89-97.

133. Жапбасбаев У.К., Рамазанова Г.И., Пиньо Ф. Полуэмпирическая модель турбулентного потока нефтесмеси с полимерной присадкой // Совместный выпуск. Вестник ВКГТУ - Вычислительные технологии. – Усть-Каменогорск – Новосибирск: Том 18. – №3. – С. 133-139.

ПРИЛОЖЕНИЕ А ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

- c_p – коэффициент теплоемкости, Дж/кг·°С;
 D – внутренний диаметр трубопровода, м;
 G – массовый расход, кг/сек (т/ч);
 H – напор, м;
 k – коэффициент теплопередачи, Вт/м²·°С ;
 L – длина участка трубопровода, км;
 N – мощность, Вт;
 p – давление, Па (бар);
 Q – объемный расход, м³/с;
 Re – число Рейнольдса;
 T – температура, °С;
 u – скорость, м/с;
 w – среднерасходная скорость течения жидкости в трубопроводе, м/с;
 z – координата геодезической высоты профиля трассы, м;
 λ – коэффициент теплопроводности, Вт/м·К;
 ρ – плотность жидкости, кг/м³;
 ν – кинематическая вязкость, м²/сек;
 η – коэффициент динамической вязкости Па·с;
 ξ – коэффициент теплового объемного расширения, 1/°С;
 α – коэффициент теплоотдачи, Вт/м²·К;
 ζ – коэффициент гидравлического сопротивления;
 Δ – эквивалентная шероховатость стенки трубы, мм;
АСКУЭ – автоматизированная система коммерческого учёта электроэнергии;
ГНПС – головная нефтеперекачивающая станция;
КПД – коэффициент полезного действия;
ЛДПС – линейная производственно-диспетчерская станция;
МН – магистральный нефтепровод;
МНА – магистральный насосный агрегат;
НА – насосный агрегат;
НПС – нефтеперекачивающая станция;
ПНА – подпорный насосный агрегат;
ППН – пункт подогрева нефти;
ПСП – пункт приема-сдачи нефти;
ПТП – противотурбулентная присадка;
РД – регулятор давления;
СПН – станция подогрева нефти;
ТПТ – температура потери текучести;
ЧРП – частотно-регулируемый привод;
SCADA – система диспетчерского контроля и управления

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

ОПРЕДЕЛЕНИЯ

Допустимое рабочее давление – давление для каждой секции нефтепровода, принимаемое минимальным из двух значений: 1) 80% от испытательного давления секции на прочность; 2) 100% от несущей способности секции трубопровода.

Допустимое рабочее давление на выходе НПС – максимальное рабочее давление на выходе НПС при всех возможных режимах перекачки.

Допустимое давление при переходных (нестационарных) процессах - давление для каждой секции нефтепровода, принимаемое минимальным из двух значений: 1) 88% от испытательного давления секции на прочность; 2) 110% от несущей способности секции трубопровода.

Задвижка – тип арматуры, у которой запирающий или регулирующий элемент перемещается перпендикулярно оси потока рабочей среды.

Коэффициент начала кавитации – безразмерный параметр, определяющий перепад давления жидкости, при котором начинается кавитация.

Коэффициент неравномерности перекачки – коэффициент, показывающий, во сколько раз пропускная способность магистрального нефтепровода может превышать в отдельные периоды проектную производительность.

Коэффициент теплопередачи – параметр, выражающий теплообмен между горячим потоком нефтесмеси с окружающим грунтом через стенку трубы.

Коэффициент сопротивления – параметр, определяющий снижение давления потока нефтесмеси по длине магистрального нефтепровода за счет сил трения.

Линейный участок нефтепровода – участок магистрального нефтепровода между ближайшими двумя пунктами.

Лупинг – участок линейной части нефтепровода, для увеличения пропускной способности, проложенный параллельно основному магистральному нефтепроводу.

Магистральный нефтепровод – единый производственно-технологический комплекс, состоящий из линейной части, связанной с насосными станциями, хранилищами нефти и другими технологическими объектами, предназначенными для транспортировки нефти от пунктов ее приемки до пунктов сдачи потребителям или для перевалки на другой вид транспорта.

Максимальный напор НПС – напор НПС при использовании трех рабочих магистральных насосов без обрезки рабочих колес.

Минимальный напор НПС – напор НПС при использовании трех рабочих магистральных насосов с максимально возможной обточкой рабочих колес.

Нефтеперекачивающая станция – комплекс сооружений и устройств для приема и перекачки нефти насосными установками по магистральному нефтепроводу.

Несущая способность трубопровода – максимально допустимое внутреннее давление или напор в трубопроводе при стационарном режиме перекачки, определенные при номинальной толщине стенки.

Объем перекачки – объем потока нефтесмеси, транспортируемый в магистральном нефтепроводе.

Подпорный насос – насосный агрегат, подключенный к резервуарному парку, для подачи нефти на вход магистральных насосных агрегатов с давлением, обеспечивающим их работу вне зоны кавитации.

Последовательная перекачка – перекачка партии разных сортов нефтесмесей за определенный промежуток времени в течение суток.

Попутная подкачка – увеличение расхода нефти при подключении нефтепровода от кустового месторождения к магистральному трубопроводу.

Предельное напряжение сдвига – величина касательного напряжения сдвига при котором поток нефтесмеси находится в покое, т.е. не сдвигается.

Производительность нефтепровода – количество товарной нефти, которое может быть прокачено по магистральному нефтепроводу за год.

Пункт подогрева нефти – комплекс сооружений и оборудования, обеспечивающие повышение температуры нефти.

Рабочее давление – наибольшее избыточное давление в данной точке трубопровода в стационарном режиме перекачки, обеспечивающее проектную пропускную способность нефтепровода.

Режим перекачки – пропускная способность, определяемая давлением на входе и выходе НПС, количеством рабочих насосов подпорных и магистральных.

Резервуарный парк – комплекс взаимосвязанных друг с другом резервуаров, предназначенных для выполнения технологических операций приема, хранения и откачки нефти, размещенных на территории, ограниченной по периметру обвалованием или ограждающей стенкой.

Реологические свойства – зависимость динамической вязкости от скорости сдвига и температуры, предельного напряжения сдвига и плотности от температуры.

Температура подогрева нефти – температура нефти на выходе из пункта подогрева нефти.

Трасса нефтепровода – наземная географическая линия прокладки магистрального трубопровода в соответствии с рельефом местности.

Эксплуатационный участок – комплекс сооружений, состоящий из нефтеперекачивающей станции и прилегающего участка нефтепровода.

Эффективная вязкость – вязкость неньютоновской жидкости, используемая при выполнении гидравлических расчетов.

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Таблица В1 – Параметры электродвигателей НА

Тип электродвигателя	Ном. мощность, кВт	КПД при ном. нагрузке, доля	Асинхронная скорость, об/мин	Насосные агрегаты, использующие данный ЭД
2А3МП-1000/6000	1000	0.958	3000	ГНПС "Каламкас" МНА №5
2А3МП-1250/6000	1250	0.963	3000	ГНПС "Каламкас" МНА №6
2А3МВ1-630/6000	630	0.953	2979	НПС "Жетыбай" МНА №2, МНА №7, МНА №8; ГНПС "Кумколь" МНА №8, МНА №9
2А3МВ1-800/6000	800	0.954	2979	ГНПС им. Касымова МНА №1 (НМ 1250/260), МНА №2 (НМ 1250/260), МНА №3 (НМ 1250/260); НПС "Жетыбай" МНА №1
4А3МП-1250/6000	1250	0.964	3000	ГНПС "Каламкас" МНА №4
4А3МВ-1250/10000	1250	0.957	3000	НПС "Жуан-Тобе" МНА №1, МНА №4
4А3МВ-2000/10000	2000	0.960	2979	НПС "Кульсары" МНА №1
4А3МВ-2000/10000	2000	0.965	3000	НПС "Кульсары" МНА №2
5А 3МВ-3150/10000 Y25	3150	0.967	2988	ГНПС "Чулак-Курган" МНА №5, МНА №6; ГНПС "Кумколь" МНА №1 (ZLMI 530/06); МНА №2 (ZLM IP), МНА №3 (ZLM IP)
CONOR-5A-ST-6	500	0.970	1500	ГНПС "Кумколь" МНА №4
DHSV 560LK102A	1200	0.970	3000	ГНПС "Каламкас" МНА №3
МЗКР 355 SMB	200	0.970	990	ГНПС "Кумколь" ПНА №1 (ZM III 530/06), ПНА №2 (ZM III 530/06), ПНА №3 (ZM III 530/06)
TNCC560LD02V3NT PLVR	2500	0.970	3000	ГНПС "Узень" МНА №2, МНА №3
А3МП 1250	1250	0.970	3000	ГНПС "Узень" МНА №5
BAO1-560LA-4Y2.5	800	0.950	1500	ГНПС "Узень" ПНА №2
BAO2-315-M6	160	0.940	980	ГНПС "Каламкас" ПНА №1, ПНА №2; ГНПС им. Касымова ПНА №3; НПС "Жетыбай" ПНА №3, ПНА №4
BAO2-560-630-2	630	0.936	3000	НПС 663 км МНА №1, МНА №2, МНА №3
BAO2-560M-4Y2	630	0.970	1500	ГНПС им. Касымова ПНА №1
BAO4-450S-4Y2	200	0.937	1500	ГНПС им. Касымова ПНА №1 (АДН 600/80), ПНА №2 (АДН 600/80), ПНА №3 (АДН 600/80), ПНА №4 (АДН 600/80)
BAO4-560M-4Y2	630	0.960	1500	ГНПС "Узень" ПНА №3
BAO4-560M-4Y2	630	0.960	1500	ГНПС им. Касымова ПНА №2, ПНА №4, ПНА №5
BAO-5601-4	630	0.948	1500	ГНПС "Узень" ПНА №4
BAO-560S-500	500	0.943	1500	ГНПС "Актау" МНА №3, МНА №1, МНА №2
BAO-560M-500	500	0.947	1500	ГНПС "Каражанбас" ПНА №3, ПНА №4, ПНА №5
BAO-630M-800	800	0.970	1475	ГНПС "Кумколь" МНА №1, МНА №3, МНА №5, МНА №7
BAO-8K-560-800-	800	0.955	1500	ГНПС "Узень" ПНА №1

4У2				
ВАО-8К-560-315	315	0.970	1500	ГНПС им Джумагалиева 2 ПНА №1, ПНА №2
ВАОВ-560М-4У1	400	0.922	1500	ГНПС "Чулак-Курган" ПНА №3; ГНПС "Узень" ПНА №5
ВАОВ 7А-560М4	630	0.970	1500	ГНПС "Кумколь" МНА №2, МНА №6
ВАОВ5К-1250Д	1250	0.956	1500	ГНПС "Чулак-Курган" ПНА №1
ВАОВ-710	1250	0.950	1500	ГНПС "Чулак-Курган" ПНА №2; ГНПС им. Джумагалиева 1 ПНА №1, ПНА №2
МА 36-61-4	200	0.920	1500	НПС "Жетыбай" ПНА №5, ПНА №6,
СТД-1250 (10000 В)	1250	0.968	3000	ГНПС "Чулак-Курган" МНА №4; ГНПС "Каражанбас" МНА №1, МНА №2, МНА №3, МНА №4; НПС "Таучик" МНА №1, МНА №2, МНА №3
СТД-1250 (6000 В)	1250	0.968	3000	ГНПС "Узень" МНА №1
СТД-2000 (6000 В)	2000	0.969	3000	ГНПС им. Касымова МНА №2, МНА №1; НПС "Бейнеу" МНА №1, МНА №2; ГНПС "Узень" МНА №4
СТД-2500 (10000 В)	2500	0.970	3000	НПС "Индер" МНА №3, МНА №1, МНА №2, МНА №4; НПС "Сузак" МНА №1, МНА №2; ГНПС "Чулак-Курган" МНА №2, МНА №3
СТД-2500 (6000 В)	2500	0.972	3000	ГНПС им. Касымова МНА №4, МНА №3
СТДМ-1250 (10000 В)	1250	0.965	3000	ГНПС "Чулак-Курган" МНА №1
СТДП-1250 (10000 В)	1250	0.962	3000	ГНПС им Джумагалиева 2 МНА №1, МНА №2, МНА №3, МНА №4
СТДП-2500 (10000 В)	2500	0.966	3000	НПС "Жуан-Тобе" МНА №2, МНА №3; ГНПС им. Джумагалиева 1 МНА №1, МНА №2, МНА №3, МНА №4; НПС "Барсенгир" МНА №1, МНА №2, МНА №3, МНА №4

Таблица В2 – Характеристик некоторых насосов Западного филиала КТО

Название НПС	Тип насоса	Обозначение насоса	Произв. Q, м3/час	Напор Н, м	Диаметр раб. кол., мм	Коэффициенты в формуле $H(Q) = H_0 + H_1 \cdot Q + H_2 \cdot Q^2$			Коэффициенты в формуле $H(Q) = \eta_1 \cdot Q + \eta_2 \cdot Q^2 + \eta_3 \cdot Q^3 + \eta_4 \cdot Q^4$			
						H ₀	H ₁	H ₂	η ₁	η ₂	η ₃	η ₄
ГНПС Каламкас	HM1250/260	МНА 5	1008	169	355	180	0.0318	- 6.38363·10 ⁻⁵	0.001176	-4.59647· 10 ⁻⁶	-	-
НПС Каражанбас	HM1250/260	МНА 1	1150	220	405	245	0.008776	- 4.37657·10 ⁻⁵	0.001673	- 1.30502·10 ⁻⁶	3.17671·10 ⁻¹⁰	-
	HM1250/260	МНА 2	1165	226	410	253.98	0.013902	- 4.52510·10 ⁻⁵	0.001875	- 2.0359·10 ⁻⁶	1.1628·10 ⁻⁹	- 2.957·10 ⁻¹³
НПС Жетыбай	14НДсН	ПНА 3	1000	40	540	47.06	0.002444	-6.27807·10 ⁻⁶	0.000782	4.14527·10 ⁻⁷	-4.61861·10 ⁻¹⁰	-
	14НДсН	ПНА 4	1000	40	540	44.26	0.006340	-8.01353·10 ⁻⁶	0.001457	-8.36968·10 ⁻⁷	1.15282·10 ⁻¹⁰	-
ГНПС Актау	ЦНС300/360	МНА 1	300	360	435	405	0.060444	-7.92030·10 ⁻⁴	0.001991	7.41047·10 ⁻⁶	-2.39012·10 ⁻⁸	-
	ЦНС300/360	МНА 2	300	360	435	412.81	0.0631	-9.3135	0.000346	1.54446·10 ⁻⁷	-3.36269·10 ⁻⁸	-
ГНПС Узень	HM1250/260	МНА 1	1250	260	460	280	0.000742	-5.25490·10 ⁻⁶	0.000774	-2.66112·10 ⁻⁷	3.2381·10 ⁻¹¹	-
	НЦНЕ1600-100	ПНА 1	2215	90	555	115	0.002529	-5.52780·10 ⁻⁵	0.000544	-8.50210·10 ⁻⁸	1.02451·10 ⁻¹¹	-
НПС Бейнеу	HM2500/230	МНА 1	2500	230	440	260	0.008837	-9.90799·10 ⁻⁶	0.000864	-2.97957·10 ⁻⁷	3.52156·10 ⁻¹¹	-
ЛПДС Кульсары	HM2500/230	МНА 2	2500	230	440	242.46	0.015160	-6.26787·10 ⁻⁶	0.000194	1.51736·10 ⁻⁷	-4.20394·10 ⁻¹¹	-
НПС им. Т.Касымова	HM 2500/230	МНА 2	2400	250	440	260	0.002804	-8.09127·10 ⁻⁶	0.000904	-3.24914·10 ⁻⁷	4.0256·10 ⁻¹¹	-
	НЦНЕ1600-100	ПНА 2	1600	100	555	106.51	0.013299	-9.78579·10 ⁻⁶	0.001028	-4.29606·10 ⁻⁷	5.57236·10 ⁻¹¹	-
	НЦНЕ1600-100	ПНА 4	1600	100	555	102.04	0.017585	-1.09469·10 ⁻⁵	0.001006	-4.04725·10 ⁻⁷	4.86769·10 ⁻¹¹	-
	НЦНЕ1600-100	ПНА 5	1600	100	555	100.76	0.01603	-9.88781·10 ⁻⁵	0.000928	-3.4449·10 ⁻⁷	3.7232·10 ⁻¹¹	-
НПС Индер	HM2500/230	МНА 3	3150	265	462	240	0.003238	-6.78273·10 ⁻⁶				
	HM2500/230	МНА 4	2500	230	440	290	0.000956	-7.16019·10 ⁻⁶				

Таблица В3 – Характеристик некоторых насосов Восточного филиала КТО

Название НПС	Тип насоса	Обозначение насоса	Произв. Q, м3/час	Напор Н, м	Диаметр раб. кол., мм	Коэффициенты в формуле $H(Q) = H_0 + H_1 \cdot Q + H_2 \cdot Q^2$			Коэффициенты в формуле $H(Q) = \eta_1 \cdot Q + \eta_2 \cdot Q^2 + \eta_3 \cdot Q^3 + \eta_4 \cdot Q^4$			
						H ₀	H ₁	H ₂	η ₁	η ₂	η ₃	η ₄
ГНПС Кумколь	ZLM IP 530/07	МНА 1	2400	390	572	326.59	0.007040	- 2.9376·10 ⁻⁵	0.001013	-3.03087·10 ⁻⁷	-4.19544·10 ⁻¹³	-
	ZLM IP 530/07	МНА 3	1550	270	471	300.94	0.038270	-3.75457·10 ⁻⁵	0.000889	-2.17190·10 ⁻⁷	-1.86796·10 ⁻¹¹	-
ГНПС им. Б.Джумагалиева 1	HM 3600/230	МНА 1	1800	225	450	270	0.006902	- 1.8722·10 ⁻⁵	0.001118	-5.37878·10 ⁻⁷	9.14423·10 ⁻¹²	-
	HM 3600/230 (ротор 1,25)	МНА 1	3600	230	460	305	0.013943	-9.02681·10 ⁻⁶	0.000731	-2.32855·10 ⁻⁷	2.68461·10 ⁻¹¹	-
	HM 3600/230	МНА 3	3600	230	460	325.6	-0.001786	-5.64486·10 ⁻⁶	0.00072	-2.09553·10 ⁻⁷	2.18823·10 ⁻¹¹	-
	HM 3600/230	МНА 4	3600	230	465	300.26	0.004236	-6.00622·10 ⁻⁶	0.000636	-1.56339·10 ⁻⁷	1.08580·10 ⁻¹¹	-
	НПВ 3600/90	ПНА1	3600	90	610	119.93	0.000159	-2.98191·10 ⁻⁶	-	-	-	-
	НПВ 3600/90	ПНА2	3600	90	610	122	0.000774	-3.15902·10 ⁻⁶	-	-	-	-
НПС Барсенгир	HM 3600/230	МНА 1	3600	230	465	320	-0.000947	-8.52344·10 ⁻⁶	0.000457	8.11766·10 ⁻⁹	-1.76764·10 ⁻¹¹	-
	HM 3600/230	МНА 2	1800	225	450	290	- 0.002696	-1.78277·10 ⁻⁵	0.001082	- 4.79718·10 ⁻⁷	7.28321·10 ⁻¹¹	-
	HM 3600/230	МНА 3	3600	230	450	300	0.001647	-4.15879·10 ⁻⁶	0.000473	1.57602·10 ⁻⁸	-3.18009·10 ⁻¹¹	-
	HM 3600/230	МНА 4	1800	230	380	222.21	- 0.003619	- 6.39245·10 ⁻⁶	0.000835	- 3.07286·10 ⁻⁷	4.40201·10 ⁻¹¹	-
ГНПС им. Б.Джумагалиева 2	HM 1250/260	МНА 1	1250	260	440	317.91	-0.007890	-3.87658·10 ⁻⁵	0.001918	-1.53748·10 ⁻⁶	3.91912·10 ⁻¹⁰	-
	HM 1250/260	МНА 2	1250	260	440	325.18	-0.009786	-4.06209·10 ⁻⁵	0.001982	-1.6881·10 ⁻⁶	4.66879·10 ⁻¹⁰	-
	HM 1250/260	МНА 3	1250	260	440	347.58	-0.007177	-3.14044·10 ⁻⁵	0.00209	-2.188·10 ⁻⁶	1.069·10 ⁻¹¹	-2.057·10 ⁻¹³
	HM 1250/260	МНА 4	900	260	360	304.42	-0.015922	-3.78508·10 ⁻⁵	0.002074	-1.91197·10 ⁻⁶	5.95547·10 ⁻¹⁰	-

	НПВ 1250/60	ПНА 3	1250	65	505	92.41	-0.004342	$-1.39607 \cdot 10^{-5}$	-	-	-	-
	НПВ 1250/60	ПНА 4	1250	65	505	87.8	-0.010292	$-1.20101 \cdot 10^{-5}$	-	-	-	-
НПС Жуан Тобе	НМ 1250/260	МНА 1	1250	260	450	300	-0.070002	$-6.021 \cdot 10^{-5}$	0.001490	$-9.3981 \cdot 10^{-7}$	$1.933 \cdot 10^{-10}$	-
ГНПС Чулак - Курган	НМ 3600/230	МНА 2	3600	230	460	305	0.008941	$-1.40968 \cdot 10^{-5}$	0.000763	- $3.08441 \cdot 10^{-7}$	$4.97783 \cdot 10^{-11}$	-
	НМ 3600/230	МНА 3	3600	230	460	300	0.049624	$-2.40551 \cdot 10^{-5}$	0.000633	- $1.18075 \cdot 10^{-7}$	$-1.62269 \cdot 10^{-12}$	-
	НПВ 3600/90	ПНА 1	3600	90	610	120	0.005077	$-4.91432 \cdot 10^{-6}$	0.000542	- $1.87607 \cdot 10^{-7}$	$3.20791 \cdot 10^{-11}$	-
	НПВ 3600/90	ПНА 2	3600	90	610	115	0.008252	$-7.98682 \cdot 10^{-6}$	0.000412	- $9.01517 \cdot 10^{-8}$	$7.10376 \cdot 10^{-12}$	-

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Графики зависимости перепада давления ΔP от массового расхода G

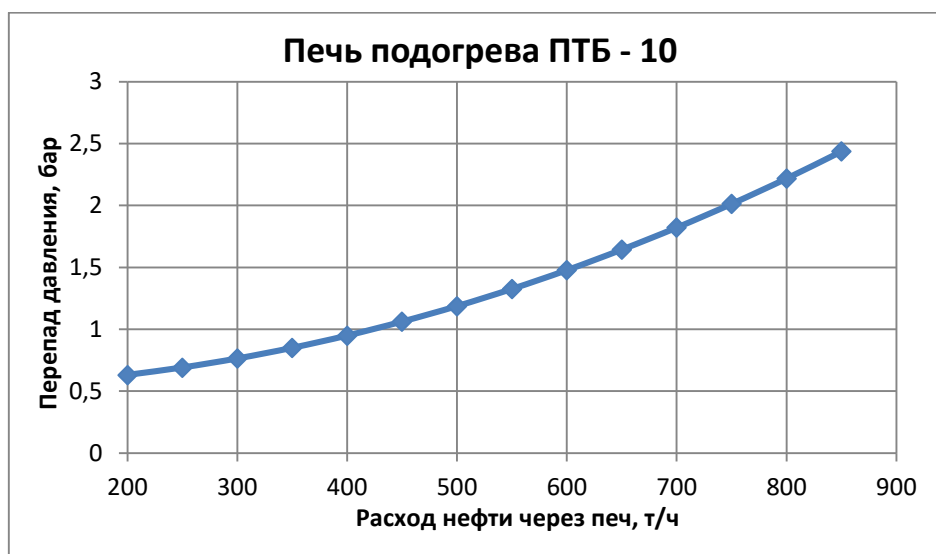


Рисунок Г1– Зависимость перепада давления на печи подогрева ПТБ-10 от расхода нагреваемой нефти

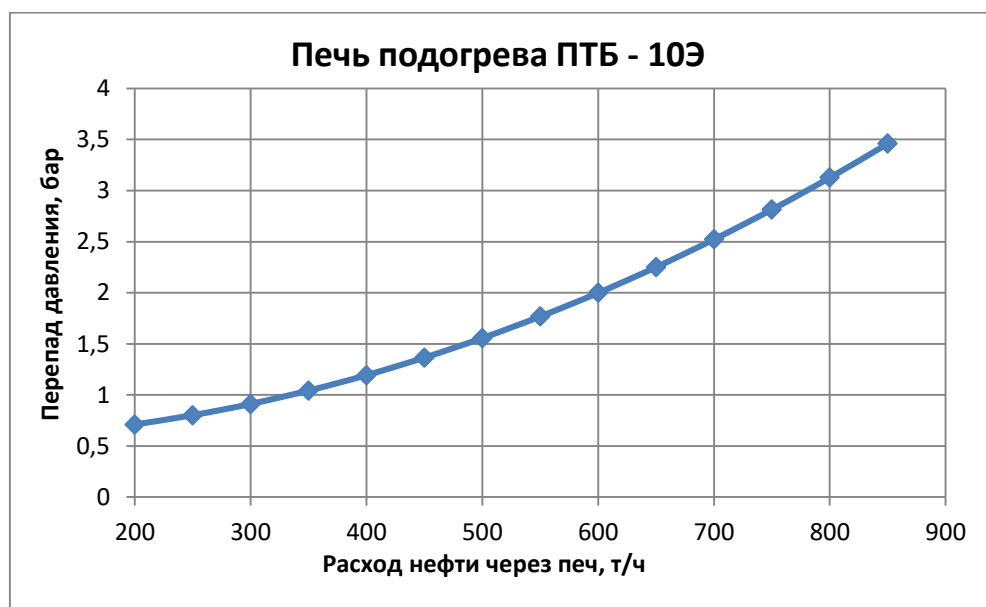


Рисунок Г2 – Зависимость перепада давления на печи подогрева ПТБ-10Э от расхода нагреваемой нефти

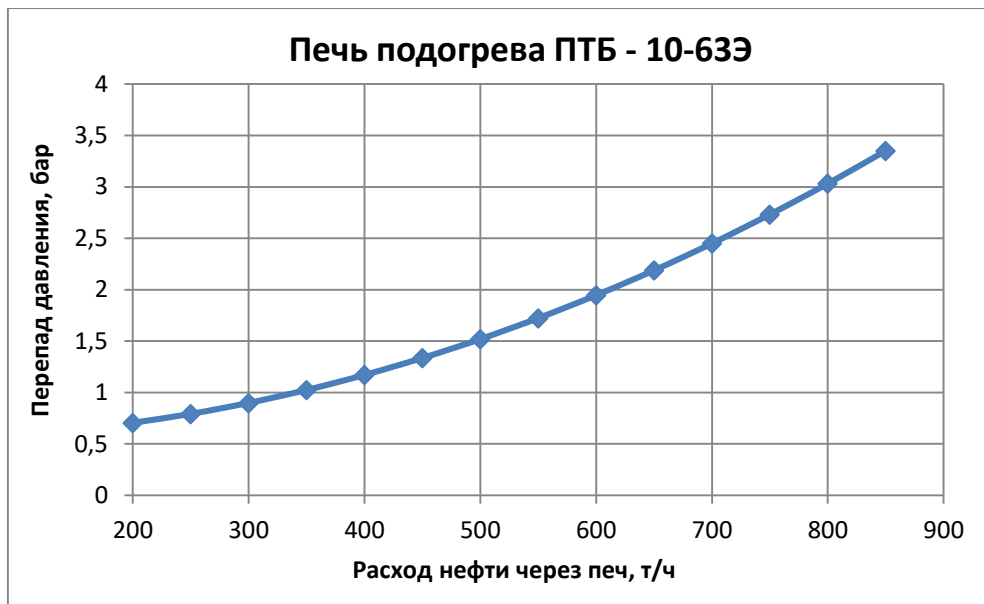


Рисунок Г3 – Зависимость перепада давления на печи подогрева ПТБ-10-63Э от расхода нагреваемой нефти

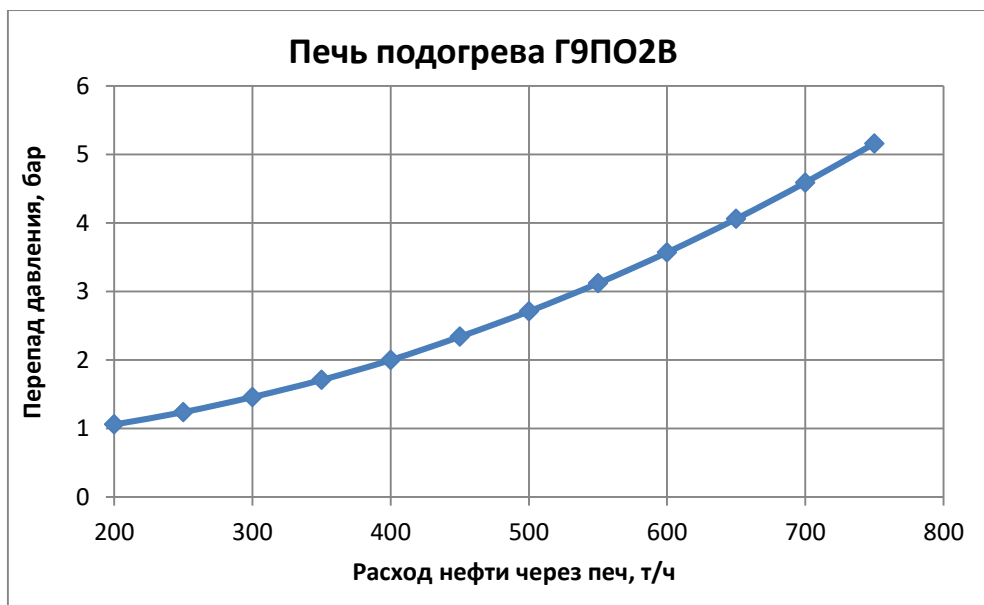


Рисунок Г4 – Зависимость перепада давления на печи подогрева Г9ПО2В от расхода нагреваемой нефти

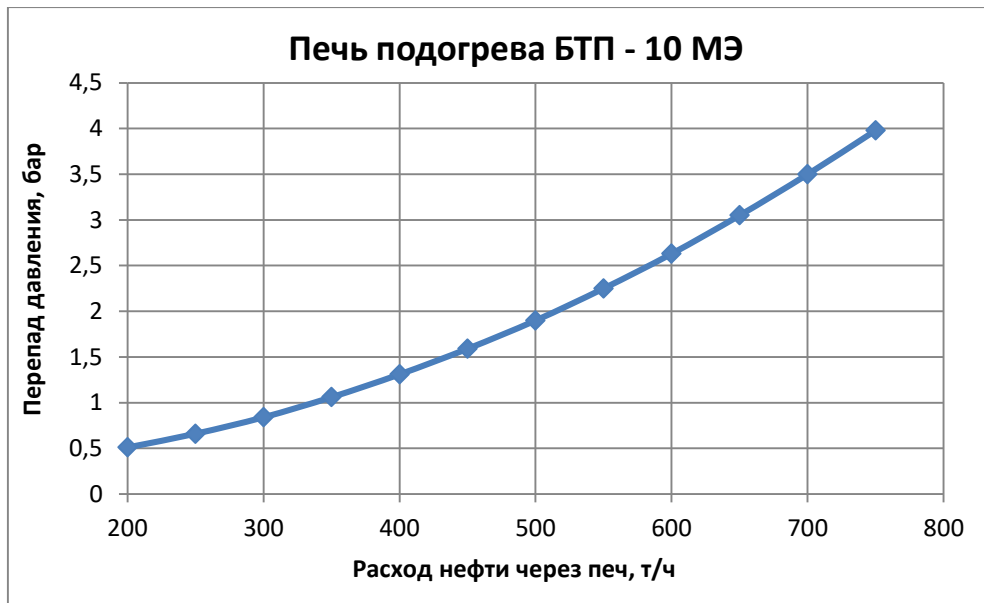


Рисунок Г5 – Зависимость перепада давления на печи подогрева БТП-10 МЭ от расхода нагреваемой нефти

ПРИЛОЖЕНИЕ Д

Таблица Д1 – Расчетные данные расхода топлива печи подогрева по данным за январь.

Пункты подогрева, работающие печи	Теплотворная способность газа, Q_n^p , ккал/нм ³	Общее количество подогреваемой нефти, G_n , тыс. т.	Количество подогреваемой нефти через печь, G_n^n , тыс. т.	Плотность нефти, т/м ³	Температуры			Теплоемкость нефти, ккал/кг °С	КПД, %	Расход топлива, G_z^m , тыс. нм ³	Удельный расход топлива	
					$t_{вх}$, ст., °С	$t_{вых}$, ст., °С	$t_{вых}$, печи °С				q_r , нм ³ /т°С	q_v , кг.у.т./т°С
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
СПН-112	8036/8068	606.5	557.3	0.905	20.6	43.4		0.4566		1000/974.25		
ПТБ-10Э-1			255.3	0.905	20.6		45.8	0.4518	74.86	483.19	0.0751	0.08622
ПТБ-10Э-2			302	0.905	20.6		44.3	0.4511	81.82	491.06	0.0686	0.07876
Жетыбай	8036/8068	784.3	507	0.87	30	43		0.4665		724.29/717		
ПТБ-10Э-1			245	0.87	30		49.8	0.4665	78.0	356.7	0.07353	0.0844
ПТБ-10Э-2			262	0.87	30		49.4	0.4664	80.5	360.3	0.0709	0.081375
Узень-прием	8467/ 8469	798.1	698	0.87	35	48		0.4662		781/773.16		
ПТБ-10Э-2			346	0.87	35		51	0.4692	79.3	386.67	0.06984	0.08448
ПТБ-10-3			352	0.87	35		48	0.4679	65.4	386.49	0.08446	0.10216
Узень-отк.	8467/8469	1293.5	960	0.85	45.3	50		0.4802		550.85/544.9		
БТП-10МЭ-4			473	0.85	45.3		53.3	0.4802	78.5	272.04	0.07189	0.08696
БТП-10МЭ-5			487	0.85	45.3		53.1	0.4801	78.5	272.86	0.07183	0.08688
Сай-Утес	8036/8035	1293.5	827.5	0.85	36.5	53.8		0.4768		1239.6/1226.4		
Г9ПО2В-7			411.5	0.85	36.7		54	0.4768	68.2	620/621.17	0.08473	0.09698
Г9ПО2В-8			416	0.85	36.7		53.7	0.4766	69.2	619.6/605.25	0.09073	0.10384
Бейнеу	8036/ 8035	1347.1	869	0.85	36.	47.2		0.4755		1288.13/ 1279.17		
Г9ПО2В-5			438	0.85	36.		53.5	0.4741	70.5	644/642.39	0.0838	0.09622
Г9ПО2В-7			431	0.85	36.		53.7	0.4764	70.2	644.13/636.78	0.08347	0.09584
Опорная	8037/ 8035	1348.8	1017.2	0.874	37.6	49		0.4694		1254.3/ 1245.8		
ПТБ-10-1			516	0.874	37.6		51.3	0.4694	64.5	641/639.14	0.09042	0.1038
ПТБ-10-2			501.2	0.874	37.6		50.7	0.4691	62.2	613.3/606.67	0.0924	0.1061

Продолжение таблицы Д1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Кульсары	9211/9211	1512.9	882.4	0.873	33.4	45.8		0.4657		1415/1410		
БТП-10МЭ-5			309.4	0.873	33.4		52.7	0.4685	81.3	379.62	0.06357	0.08366
Г9ПО2В-6			414.3	0.873	33.4		58.2	0.4691	70.7	747.46	0.07275	0.09574
Г9ПО2В-7			158.7	0.873	33.4		57.9	0.4691	71.3	747.01	0.07275	0.09574
НПС-677	9013/9011	1236	536	0.881	30	42		0.4654		933/918.51		
Г9ПО2В-1			255	0.881	30		54	0.4654	65.4	483.21	0.0789	0.1016
БТМ-10МЭ-4			281	0.881	30		54	0.4654	80.85	435.3	0.0645	0.0831
НПС677-завод	9013/9011	419	419	0.853	30	50		0.4713		633/606.		
Г9ПО2В-3			196	0.853	30		50	0.4713	64.6	317.52	0.08099	0.10429
БТМ-10МЭ-4			223	0.853	30		50	0.4713	80.85	288.46	0.06468	0.08328
Касимова-прием	9013/9011	1236	492	0.881	39	46		0.4654		575/575.9		
Г9ПО2В-4			492	0.881	39		56	0.4654	75.0	575.9	0.06885	0.08865
Ксымова-отк.	9013/9011	1236	789	0.873	36	52		0.4723		1417/1414.71		
Г9ПО2В-2			293	0.873	36		59	0.472	63.7	554.035	0.0822	0.10585
Г9ПО2В-3			359	0.873	36		58	0.472	65.4	632.44	0.08	0.1031
Г9ПО2В-4			137	0.873	36		59	0.472	72.3	228.24	0.0724	0.09326
Индер	9013/9011	1236	853	0.873	35	53		0.4693		1554/1553.65		
Г9ПО2В-3			423	0.873	35		58	0.4693	65.6	776.69	0.07983	0.1028
Г9ПО2В-4			21	0.873	35		53	0.4693	69.	28.69	0.0759	0.0977
Г9ПО2В-5			409	0.873	35		59	0.4693	68.7	748.27	0.07623	0.09815
Сахарный	7880/7881	1234.3	812.2	0.872	36.7	47.9		0.4705		1217.493/1245.85		
Г9ПО2В-5			406.1	0.872	36.7		53.6	0.4705	63.8	642.3	0.09359	0.10535
Г9ПО2В-6			406.1	0.872	36.7		53.8	0.4705	68.7	603.55	0.08681	0.09784
Б. Чаган	7880/7881	1343.5	897.3	0.865	36	43.1		0.4724		1455.045/1481.37		
Г9ПО2В-5			448.04	0.865	36		54.2	0.4724	67.66	722.52	0.0886	0.09974
Г9ПО2В-8			449.26	0.865	36		55.5	0.4724	69.21	758.85	0.08662	

Примечание: числитель - производственные данные, знаменатель – расчетные данные объема потребляемого топлива

Таблица Д2 – Расчетные данные расхода топлива печи подогрева по данным за март.

Пункты подогрева, работающие печи	Теплотворная способность газа, Q_n^p , ккал/нм ³	Общее количество подогреваемой нефти, G_n , тыс. т.	Количество подогреваемой нефти через печь, G_n^n , тыс. т.	Плотность нефти, т/м ³	Температуры			Теплоемкость нефти, ккал/кг °С	КПД, %	Расход топлива, G_z^m , тыс. нм ³	Удельный расход топлива	
					$t_{вх}$, ст., °С	$t_{вых}$, ст., °С	$t_{вых}$, печи °С				q_g , нм ³ /т°С	q_u , кг.у.т./т°С
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
СПН-112	8432/8436	610.1	575	0.89	20.4	40.6		0.4566	77.91	890/881.12		
ПТБ-10Э-1			216	0.89	20.4		43.2	0.4511	75.3	349.04	0.07507	0.08537
ПТБ-10Э-2			110	0.89	20.4		42	0.4506	80	160	0.06671	0.08036
ПТБ-10Э-3			249	0.89	20.4		42.4	0.4507	80	372.08	0.06671	0.08036
Жетыбай	8432/8436	773.3	640	0.87	30	42.9		0.4688	77.73	630/621.83		
ПТБ-10Э-1			300	0.87	30		44.7	0.4684	75.5	312.54	0.07087	0.08537
ПТБ-10Э-2			340	0.87	30		43.5	0.4693	80	309.3	0.06671	0.08036
Узень-прием	8250/8249	786.3	717	0.87	35	47		0.4662		776/771.3		
ПТБ-10Э-2			361	0.87	35		50	0.4686	79.34	384.27	0.071	0.08363
ПТБ-10Э-3			356	0.87	35		47.5	0.4677	65.43	387	0.08697	0.1026
Узень-отк.	8250/8249	1290.6	991	0.85	45.8	51		0.4809		576/581		
БТП-10МЭ-4			454	0.85	45.8		54.3	0.4809	79.4	283	0.07258	0.08954
БТП-10МЭ-5			457	0.85	45.8		54.2	0.4809	75	298	0.07258	0.08954
Сай-Утес	7991/7993	1290.6	801	0.85	37.1	46.6		0.4759	68.46	1140/1140		
Г9ПО2В-7			389	0.85	37.1		53.2	0.4752	70	593	0.08473	0.09698
Г9ПО2В-8			412	0.85	37.1		53.8	0.4761	65.5	547	0.09073	0.10384
Бейнеу	7991/7993	1342.2	814	0.85	35	44.8		0.4755	66.99	1168/1154.38		
Г9ПО2В-5			395	0.85	35		52.2	0.4741	65.50	577.19	0.09053	0.10362
Г9ПО2В-7			419	0.85	35		51	0.4764	70	577.19	0.08471	0.09696
Опорная	7992/7993	1375.7	1052.2	0.873	36.2	46		0.4673	63.03	1120/1108.5		
ПТБ-10-2			542.8	0.873	36.2		48	0.4678	62	574.21	0.0942	0.1078
ПТБ-10-3			509.4	0.873	36.2		47.9	0.4668	62	534.31	0.0942	0.1078

Продолжение таблицы Д2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Кульсары	9133/ 9135	1547.7	829.4	0.87	31.3	45.7		0.4657		1615.6/ 1608.67		
Г9ПО2В-6			417.2	0.87	31.3		57.6	0.4691	70	806.14	0.07391	0.09592
Г9ПО2В-7			412.2	0.87	31.3		57.8	0.4691	70	802.53	0.07391	0.09592
НПС-677	8860/8861	1268	615	0.879	31	42		0.4739		899/932.5		
Г9ПО2В-1			275	0.879	31		52	0.4739	65.6	462	0.0767	0.0959
Г9ПО2В-2			240	0.879	31		52	0.4739	79.7	470.5	0.0767	0.0959
НПС-677- завод	8860/ 8861	358	358	0.852	31	50		0.472		506/ 498.6		
Г9ПО2В-1			160	0.852	31		50	0.472	64.6	250.7	0.08247	0.1044
БТП-10МЭ-4			198	0.852	31		50	0.472	80.84	247.9	0.0659	0.0834
Касымова- прием	8860/ 8861	1246	480	0.884	38	45		0.4642		654/ 644.3		
Г9ПО2В-5			69	0.884	38		58	0.4642	72.6	92.1	0.07079	0.08849
Г9ПО2В-5			421	0.884	38		57		71.9	552.3		
Ксымова-отк.	8860/ 8861	1385	787	0.872	38	49		0.47	65.4	1509/ 1431.6		
Г9ПО2В-2			387	0.872	35		58	0.473	63.7	746	0.0838	0.106
Г9ПО2В-3			400	0.872	35		56	0.4729	65.4	685.6	0.0816	0.103
Индер	8860/ 8861	1385	742	0.872	35	46		0.4723	67.29	1128/ 1129.3		
Г9ПО2В-3			235	0.872	35		55	0.4723	65.5	382.5	0.08139	0.103
Г9ПО2В-6			507	0.872	35		54	0.4719	68.7	746.8	0.0775	0.098
Сахарный	8166/ 8167	1383.9	817.1	0.865	33.9	46.5				1513.15/ 1519.9		
Г9ПО2В-4			408.55	0.865	33.9		54.6	0.4708	63.8	764.6	0.0904	0.105
Г9ПО2В-6			408.55	0.865	33.9		55.9	0.4714	68.7	755.3	0.084	0.098
Б. Чаган	8166 8167	1453.1	437.3	0.865	36.8	43.1		0.4743		749.85/ 770.7		
Г9ПО2В-8			437.3	0.865	36.8		57.8	0.4743	69.21	770.7	0.0839	0.0979

Примечание: числитель - производственные данные, знаменатель – расчетные данные объема потребляемого топлива

Таблица ДЗ – Расчетные данные расхода топлива печи подогрева по данным за апрель.

Пункты подогрева, работающие печи	Теплотворная способность газа, Q_n^p , ккал/нм ³	Общее количество подогреваемой нефти, G_n , тыс. т.	Количество подогреваемой нефти через печь, G_n^n , тыс. т.	Плотность нефти, т/м ³	Температуры			Теплоемкость нефти, ккал/кг °С	КПД, %	Расход топлива, G_e^m , тыс. нм ³	Удельный расход топлива	
					$t_{вх}$, ст., °С	$t_{вых}$, ст., °С	$t_{вых}$, печи °С				q_r , нм ³ /т°С	q_v , кг.у.т./т°С
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
СПН-112	8381/8380	553.8	529	0.902	21.8	40.9		0.4566		750/728.66		
ПТБ-10Э-1			153	0.902	21.8		42.5	0.4516	74.9	227.85	0.07194	0.08614
ПТБ-10Э-2			108	0.902	21.8		42.4	0.4516	81.8	146.54	0.06587	0.07887
ПТБ-10Э-3			268	0.902	21.8		42	0.4514	82.3	354.27	0.06544	0.078356
Жетыбай	8381/8380	719.3	400	0.87	29.7	43.6		0.4665		485.4/477		
ПТБ-10Э-1			162	0.87	29.7		48.5	0.4658	79.0	214.26	0.07035	0.08423
ПТБ-10Э-2			238	0.87	29.7		46	0.4648	81.9	262.73	0.067725	0.081076
Узень-прием	8089/8090	733.3	380	0.87	35	44		0.4662		440/432.39		
ПТБ-10Э-1												
ПТБ-10Э-2			318	0.87	35		51	0.4692	79.3	372.17	0.073147	0.084527
ПТБ-10-3			62	0.87	35		46	0.4671	65.4	60.22	0.088297	0.10203
Узень-отк.	8089/8090	1229.3	471	0.85	45.5	48.6		0.4802		318/298.34		
БТП-10МЭ-4			49	0.85	45.5		53.2	0.4802	78.9	28.39	0.0752576	0.08696
БТП-10МЭ-5			422	0.85	45.5		54	0.4802	78.9	269.95	0.0752576	0.08696
Сай-Утес	8008/8009	1229.3	358	0.85	36.5	43.2		0.4767		548.4/546.85		
Г9ПО2В-7			358	0.85	36.5		54	0.4767	68.2	546.85	0.087286	0.099855
Бейнеу	8008/8009	1283.3	357	0.85	34.8	41		0.4752		544.4/530.38		
Г9ПО2В-5												
Г9ПО2В-6			357	0.85	34.8		52.4	0.4752	70.3	530.38	0.0844123	0.09657
Опорная	8139/8138	1325.8	916.1	0.875	34.7	45		0.466		1009.5/1023.64		
ПТБ-10-1			465.1	0.875	34.7		47.2	0.4661	64.9	513	0.08824	0.1026
ПТБ-10-2			451	0.875	34.7		47.0	0.466	62.2	510.64	0.09205	0.107

Продолжение таблицы ДЗ

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Кульсары	9108/ 9109	1502	722.8	0.875	32.4	43.2		0.4683		1111/ 1164.75		
Г9ПО2В-6			363.6	0.875	32.4		54.5	0.4683	70.7	584.395	0.072726	0.094627
Г9ПО2В-7			359.2	0.875	32.4		54.8	0.4684	71.3	580.36	0.072129	0.09385
НПС-677	8885/8887	1161	450	0.881	34	41		0.4663		584/639.16		
Г9ПО2В-1			213	0.881	34		52	0.4663	65.4	307.67	0.080249	0.10186
БТМ-10МЭ-4			237	0.881	34		52	0.4663	80.85	351.49	0.082394	0.0831
НПС-677- завод	8885/ 8887	399	399	0.851	34	50		0.4736		514/ 470.11		
Г9ПО2В-3			186	0.851	34		50	0.4736	64.6	245.56	0.08251	0.104734
БТМ-10МЭ-4			213	0.851	34		50	0.4736	80.9	224.55	0.065889	0.08363
Касымова- прием	8885/ 8887	1161	354	0.881	39	45		0.4706		471/ 469.41		
Г9ПО2В-6			354	0.881	39		57	0.4706	71.9	469.41	0.073667	0.0935
Ксымова- отк.	8885/ 8887	1312	750	0.866	35	49		0.4723		1350/ 1349.1		
Г9ПО2В-1			49	0.866	35		48	0.469	65.4	51.41	0.08071	0.102448
Г9ПО2В-2			328	0.866	35		58	0.4733	63.7	630.885	0.083627	0.106147
Г9ПО2В-3			373	0.866	35		57	0.4729	65.5	666.82	0.08126	0.10314
Индер	8885/8887	1312	780	0.866	35	47		0.462		1198/1171.82		
Г9ПО2В-3			344	0.866	35		55	0.462	65.6	545.35	0.079266	0.10061
Г9ПО2В-5			436	0.866	35		54	0.4616	68.7	626.47	0.07562	0.095988
Сахарный	8907/8909	1311.2	792.5	0.87	34	46.1		0.4705		1278.63/1266.33		
Г9ПО2В-5			396.25	0.87	34		53.5	0.4699	63.8	638.95	0.08269	0.105219
Г9ПО2В-6			396.25	0.87	34		54.6	0.4703	68.7	627.38	0.076859	0.09798
Б. Чаган	8907/8909	1390.7	931	0.866	37.6	45.7		0.4724		864.899/863.8		
ПТП-10Э-2			411.18	0.866	37.6		46.3	0.4694	75.3	250.37	0.06999	0.089055
Г9ПО2В-8			519.82	0.866	37.6		53	0.4723	69.2	613.43	0.076628	0.097504

Примечание: числитель - производственные данные, знаменатель – расчетные данные объема потребляемого топлива

Таблица Д4 – Расчетные данные расхода топлива печи подогрева по данным за июль.

Пункты подогрева, работающие печи	Теплотворная способность газа, Q_n^p , ккал/нм ³	Общее количество подогреваемой нефти, G_n , тыс. т.	Количество подогреваемой нефти через печь, G_n^n , тыс. т.	Плотность нефти, т/м ³	Температуры			Теплоемкость нефти, ккал/кг °С	КПД, %	Расход топлива, G_z^m , тыс. нм ³	Удельный расход топлива	
					$t_{вх}$, ст., °С	$t_{вых}$, ст., °С	$t_{вых}$, печи °С				q_r , нм ³ /т°С	q_v , кг.у.т./т°С
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
СПН-112	8303/8305	540.8	454	0.89	33	41.6		0.4592		300/298.99		
ПТБ-10Э-1			162	0.89	33		42.5	0.4594	74.86	113.75	0.07391	0.08767
ПТБ-10Э-2			239	0.89	33		42.5	0.4594	81.82	153.54	0.0676	0.0802
ПТБ-10Э-3			53	0.89	33		41.9	0.4592	82.3	31.7	0.0672	0.0797
Жетыбай	8303/8305	719	267	0.87	35.2	41.1		0.4665		220/215.65		
ПТБ-10Э-1			244	0.87	35.2		46.5	0.4674	78.95	196.6	0.0713	0.08457
ПТБ-10Э-3			23	0.87	35.2		47.3	0.4677	82.3	19.05	0.06844	0.08118
Узень-прием	8237/8239	733.6	437	0.87	39	44		0.4679		425/417.33		
ПТБ-10Э-3			437	0.87	39		50	0.4679	65.43	417.33	0.08668	0.10216
Бейнеу	8146/8149	1279.9	616	0.85	36.3	45.9		0.4752		785/748		
Г9ПО2В-6			161	0.85	36.3		51.6	0.4755	70.25	204.68	0.08309	0.096697
Г9ПО2В-7			455	0.85	36.3		51	0.4753	71.82	543.39	0.08124	0.09454
Опорная												
Кульсары	9115/9117	1565	853	0.872	34.2	45.5		0.4683		1044/1048.5		
БТП-10МЭ-5			481	0.872	34.2		50.8	0.4682	81.34	504.23	0.06315	0.08223
Г9ПО2В-6			300	0.872	34.2		56.3	0.4702	70.7	483.76	0.07296	0.095
Г9ПО2В-7			72	0.872	34.2		46	0.4662	71.3	60.95	0.07173	0.0934

Продолжение таблицы Д4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
НПС-677	8683/ 8685	1146	640	0.88	37	47		0.4678		743/ 783.44		
Г9ПО2В-2			320	0.88	37		52	0.4678	67.5	383.12	0.0798	0.099
Г9ПО2В-3			320	0.88	37		52	0.4678	64.6	400.32	0.0834	0.10345
НПС-677- завод	8683/ 8685	440	410	0.852	37	53		0.4736		527/ 535.3		
Г9ПО2В-2			205	0.852	37		53	0.4759	67.5	261.74	0.0798	0.099
Г9ПО2В-3			205	0.852	37		53	0.4759	64.6	272.55	0.0834	0.10345
Касымова- прием	8683/ 8685	1146	314	0.88	42	46		0.4706		270 281.42		
Г9ПО2В-5			314	0.88	42		54	0.4708	72.6	281.42	0.07468	0.0926
Ксымова- отк.	8683/ 8685	1265	454	0.87	41	47		0.4723		480/ 514.2		
Г9ПО2В-4			454	0.87	41		56	0.474	72.3	514.2	0.0755	0.09366
Индер	8683/ 8685	1265	747	0.869	39	48		0.462		720/ 747.7		
БТП-10-МЭ2			388	0.869	39		53	0.4718	77.58	380.46	0.07	0.08688
Г9ПО2В-4			359	0.869	39		52	0.4714	69	367.21	0.07868	0.0976
Сахарный	8057/ 8060	1264.8	280.4	0.869	38.7	41.97		0.4715		353.6/ 350.3		
Г9ПО2В-4			255.08	0.869	38.7		53.9	0.4723	71.5	317.9	0.08199	0.09437
Г9ПО2В-6			25.32	0.869	38.7		53.7	0.4723	68.7	32.4	0.0853	0.0982
Б. Чаган												

Примечание: числитель - производственные данные, знаменатель – расчетные данные объема потребляемого топлива

Таблица Д5 – Расчетные данные расхода топлива печи подогрева по данным за сентябрь.

Пункты подогрева, работающие печи	Теплотворная способность газа, Q_n^p , ккал/нм ³	Общее количество подогреваемой нефти, G_n , тыс. т.	Количество подогреваемой нефти через печь, G_n^n , тыс. т.	Плотность нефти, т/м ³	Температуры			Теплоемкость нефти, ккал/кг °С	КПД, %	Расход топлива, G_e^m , тыс. нм ³	Удельный расход топлива	
					$t_{вх}$, ст., °С	$t_{вых}$, ст., °С	$t_{вых}$, печи °С				q_r , нм ³ /т°С	q_v , кг.у.т./т°С
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
СПН-112	8305/8305	501.3	277	0.89	30.9	40.1		0.4578		200/192.6		
ПТБ-10Э-1			8	0.89	30.9		40.7	0.4578	74.9	5.77	0.0736	0.0873
ПТБ-10Э-2			139	0.89	30.9		41.8	0.4582	81.8	101.48	0.0676	0.08
ПТБ-10Э-3			130	0.89	30.9		40.8	0.4578	82.3	85.33	0.067	0.07957
Жетыбай	8305/8305	750.8	427	0.87	34.4	41.1		0.4665		326/317.31		
ПТБ-10Э-1			172	0.87	34.4		44.9	0.4663	79	128.36	0.0711	0.0843
ПТБ-10Э-3			255	0.87	34.4		45.2	0.4665	81.9	188.95	0.0686	0.0814
Узень-прием	8154\8157	763.8	377	0.87	37	43		0.4679		384/377.13		
ПТБ-10Э-2			188	0.87	37		50	0.4697	79.3	177.536	0.07264	0.0846
ПТБ-10Э-3			189	0.87	37		49	0.4692	65.4	199.597	0.088	0.1025
Узень-отк.												
Сай-Утес												
Бейнеу	7992/7993	1322.4	421	0.85	36.4	42.7		0.4752		591/581.8		
Г9ПО2В-5			374	0.85	36.4		52.9	0.4761	71.3	515.6	0.08355	0.09539
Г9ПО2В-7			47	0.85	36.4		51.4	0.4755	71.8	66.21	0.08287	0.0946
Опорная												
Кульсары	9146/9147	1622.3	848.5	0.871	32.8	44.9		0.4683		1190/1201.82		
Г9ПО2В-7			400	0.871	32.8		57.4	0.4708	71.3	710.45	0.0722	0.09433
БТП-10МЭ-8			448.5	0.871	32.8		49.5	0.4674	77.9	491.37	0.0656	0.08571

Продолжение таблицы Д5

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
НПС-677	8566/ 8567	1195.6	468	0.88	37	45		0.4678		572/ 430.36		
Г9ПО2В-1			70	0.88	37		54	0.4684	67.6	96.26	0.0809	0.099
Г9ПО2В-2			219	0.88	37		54	0.4684	67.5	301.6	0.081	0.0991
Г9ПО2В-3			24	0.88	37		53	0.4684	64.6	32.5	0.08465	0.1036
НПС-677- завод	8566/ 8567	371.3	340.5	0.852	37	51		0.4736		338/ 406.5		
Г9ПО2В-1			27	0.852	37		53	0.4753	67.6	35.46	0.08208	0.1
Г9ПО2В-2			172	0.852	37		52	0.4749	67.5	211.8	0.0821	0.1005
Г9ПО2В-3			10.5	0.852	37		54	0.4758	64.6	15.35	0.086	0.1052
БТП-10МЭ-4			131	0.852	37		53	0.4753	80.9	143.76	0.0686	0.0839
Касымова- прием	8566/ 8567	1195	405	0.881	41	46		0.4706		368/ 398		
Г9ПО2В-5			405	0.881	41		54	0.4701	72.6	398	0.0756	0.0925
Ксымова- отк.	8566/ 8567	1141.6	451	0.87	42	47		0.4723		457/ 458.3		
Г9ПО2В-1			84	0.87	42		55	0.4748	65.4	92.55	0.08475	0.1037
Г9ПО2В-4			367	0.87	42		55	0.4748	72.3	365.77	0.0767	0.0938
Индер	8566/ 8567	1141.6	719	0.869	39	48		0.462		780/ 782.8		
БТП-10-МЭ2			392	0.869	39		53	0.4726	77.6	390.19	0.0711	0.087
Г9ПО2В-4			327	0.869	39		54	0.4731	69	392.62	0.08	0.098
Сахарный	8069/ 8070	1139.7	419.6	0.869	38.9	44.2		0.4715		505.6/ 504		
Г9ПО2В-4			361.99	0.869	38.9		53.6	0.4715	71.5	434.9	0.081727	0.0942
Г9ПО2В-6			57.61	0.869	38.9		53.	0.4712	68.7	69.05	0.085	0.098
Б. Чаган												

Примечание: числитель - производственные данные, знаменатель – расчетные данные объема потребляемого топлива

Таблица Д6 – Расчетные данные расхода топлива печи подогрева по данным за октябрь.

Пункты подогрева, работающие печи	Теплотворная способность газа, Q_n^p , ккал/нм ³	Общее количество подогреваемой нефти, G_n , тыс. т.	Количество подогреваемой нефти через печь, G_n^n , тыс. т.	Плотность нефти, т/м ³	Температуры			Теплоемкость нефти, ккал/кг °С	КПД, %	Расход топлива, G_e^m , тыс. нм ³	Удельный расход топлива	
					$t_{вх}$, ст., °С	$t_{вых}$, ст., °С	$t_{вых}$, печи °С				q_r , нм ³ /т°С	q_v , кг.у.т./т°С
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
СПН-112	8153/8155	592.4	468.3	0.89	29.2	44.7		0.4566		568/600		
ПТБ-10Э-1			330	0.89	29.2		46.4	0.4595	74.9	427.11	0.075248	0.08764
ПТБ-10Э-2			132	0.89	29.2		46.9	0.4597	81.8	166.1	0.071	0.08028
ПТБ-10Э-3			6.3	0.89	29.2		45	0.4589	82.3	6.81	0.0684	0.07966
Жетыбай	8153/8155	775.2	707	0.87	35	46		0.4665		657/652		
ПТБ-10Э-1			285	0.87	35		49	0.4684	79.0	290.16	0.0727	0.0847
ПТБ-10Э-2			127	0.87	35		47.5	0.4677	81.9	111.2	0.07	0.0816
ПТБ-10-3			295		35		47	0.4675	81	250.8	0.0708	0.08245
Узень-прием	8043/8045	791.3	502	0.87	39	47		0.4705		450/445.18		
ПТБ-10Э-2			448	0.87	39		51	0.4709	79.3	396.92	0.0738	0.0848
ПТБ-10-3			54	0.87	39		49	0.4701	65.4	48.26	0.089	0.10269
Узень-отк.	8043/8045	1294.8	410	0.85	45.8	48.6		0.4802		236/236		
БТП-10МЭ-4			410	0.85	45.8		53.4	0.4805	78.9	236	0.076	0.087
БТП-10МЭ-5												
Сай-Утес	7997/8000	1294.8	525	0.85	39.4	44.7		0.4767		604/611		
Г9ПО2В-7			320	0.85	39.4		52.7	0.4774	68.2	372.55	0.0875	0.1
Г9ПО2В-8			205	0.85	39.4		52.9	0.4775	69.3	238.46	0.086	0.0984
Бейнеу	7997/8000	1346.4	820	0.85	37.3	46.6		0.4752		1015/1014		
Г9ПО2В-5			435	0.85	37.3		51.3	0.4758	71.3	508.2	0.0834	0.0953
Г9ПО2В-6			385	0.85	37.3		52.8	0.4765	70.3	505.8	0.08476	0.0968
Опорная	7998/8000	1215.	770.5	0.875	39.4	45.3		0.466		687.5/683.7		
ПТБ-10-2			508.	0.875	39.4		50	0.4701	62.2	508.9	0.0945	0.108
ПТБ-10-3			262.5	0.875	39.4		46.4	0.4686	61.6	174.8	0.095	0.109

Продолжение таблицы Д6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Кульсары	9300/ 9303	2901.7	920	0.875	34.9	46.2		0.4683		1221.2/ 1221		
БТП-10МЭ-5			365.3	0.875	34.9		51.2	0.4687	81.3	369.12	0.062	0.08236
Г9ПО2В-7			438.9	0.875	34.9		58.6	0.4719	71.3	740.29	0.071	0.0945
БТП-10МЭ-8			115.9	0.875	34.9		49.8	0.4681	77.9	111.58	0.0646	0.0858
НПС-677	8723/8725	1242	508	0.881	37	46		0.4663		719.3/768.8		
Г9ПО2В-1			250	0.881	37		56	0.4696	67.6	378.28	0.0796	0.099
БТМ-10МЭ-4			258	0.881	37		56	0.4691	67.5	390.55	0.0797	0.0993
НПС-677- завод	8723/ 8725	408.1	408	0.851	37	53		0.4736		588.4/ 593.52		
Г9ПО2В-1			204	0.851	37		55	0.4762	67.6	296.54	0.08076	0.1006
Г9ПО2В-2			204	0.851	37		55	0.4762	67.5	296.98	0.0809	0.1008
Касымова- прием	8723/ 8725	1242	417	0.881	43	47		0.4706		325.4/ 341.4		
Г9ПО2В-5			417	0.881	43		54	0.4713	72.6	341.4	0.0744	0.09274
Ксымова- отк.	8723/ 8725	1314.1	482	0.866	37	45		0.4723		718.6/ 757.6		
Г9ПО2В-1			469	0.866	37		56	0.4725	65.4	738.06	0.0828	0.1032
Г9ПО2В-4			13	0.866	37		57	0.4729	72.3	19.5	0.075	0.0934
Индер	8723/ 8725	1314.1	752	0.869	36	48		0.462		1127.5/ 1170		
БТП-10МЭ-2			28	0.869	36		54	0.4712	77.6	35.08	0.0696	0.0867
Г9ПО2В-4			357	0.869	36		56	0.4721	69	560.05	0.0784	0.098
Г9ПО2В-6			367	0.869	36		56	0.4721	69.1	574.9	0.0783	0.0976
Сахарный	7954/ 7957	1275.4	373.5	0.87	38.3	42.5		0.4705		456.5/ 455.2		
Г9ПО2В-4			373.5	0.87	38.3		53.	0.4715	71.5	455.2	0.0829	0.0942
Б. Чаган	7954/ 7957	1340.2	970	0.87	37.1	43.7		0.4724		722/719.4		
ПТП-10-1			650	0.87	37.1		43.1	0.4667	64.7	353.7	0.0907	0.103
Г9ПО2В-5			320	0.87	37.1		50.2	0.4698	67.7	365.7	0.0872	0.0991

Примечание: числитель - производственные данные, знаменатель – расчетные данные объема потребляемого топлива

Таблица Д7 – Расчетные данные расхода топлива печи подогрева по данным за декабрь.

Пункты подогрева, работающие печи	Теплотворная способность газа, Q_n^p , ккал/нм ³	Общее количество подогреваемой нефти, G_n , тыс. т.	Количество подогреваемой нефти через печь, G_n^n , тыс. т.	Плотность нефти, т/м ³	Температуры			Теплоемкость нефти, ккал/кг °С	КПД, %	Расход топлива, G_2^m , тыс. нм ³	Удельный расход топлива	
					$t_{вх}$, ст., °С	$t_{вых}$, ст., °С	$t_{вых}$, печи °С				q_r , нм ³ /т°С	q_v , кг.у.т./т°С
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
СПН-112	8042/8046	603.6	584	0.89	24	44.9		0.4566	77.91	965/963.12		
ПТБ-10Э-1			267	0.89	24		46	0.4571	75	453.05	0.07575	0.08707
ПТБ-10Э-2			291	0.89	24		46.5	0.4573	80	465.17	0.07105	0.08166
ПТБ-10Э-3			26	0.89	24		46.8	0.4574	75	44.90	0.07575	0.08707
Жетыбай	8042/8046	787.9	355	0.87	36.6	41.5		0.4688	77.73	330/329.76		
ПТБ-10Э-2			33	0.87	36.6		46.5	0.4684	75	27.36	0.07765	0.08926
ПТБ-10Э-3			322	0.87	36.6		46.8	0.4693	80	302.4	0.7337	0.08433
Узень-прием	8367/8368	800.4	333.15	0.87	35	44		0.4662	73.36	366/369.3		
ПТБ-10Э-1			33	0.87	35		53	0.4701	75	43.12	0.07258	0.08954
ПТБ-10Э-2			296	0.87	35		50	0.4688	75	322.25	0.07258	0.8954
ПТБ-10Э-3			4.15	0.87	35		46	0.4671	75	3.93	0.07258	0.8954
Узень-отк.	8367/8368	1322.3	991	0.85	43.6	49.1		0.4787	77.99	590/585.51		
БТП-10МЭ-4			489	0.85	43.6		51.8	0.4787	75	294.03	0.07258	0.08954
БТП-10МЭ-5			502	0.85	43.6		51.5	0.4757	75	291.48	0.07258	0.08954
Сай-Утеc	8010/8012	1322.3	727	0.85	36.5	41.5		0.4759	68.46	998/995		
Г9ПО2В-5			290	0.85	36.5		50.7	0.4752	70	373.49	0.08473	0.09698
Г9ПО2В-7			21	0.85	36.5		52.8	0.4761	65.5	31.06	0.09073	0.10384
Г9ПО2В-8			416	0.85	36.5		53.1	0.4763	70	590.09	0.08473	0.09698
Бейнеу	8010/8012	1372.6	739	0.85	36.7	44.8		0.4755	66.99	971/967.25		
Г9ПО2В-5			41	0.85	36.7		50.3	0.4741	65.50	50.48	0.09053	0.10362
Г9ПО2В-7			413	0.85	36.7		53.1	0.4764	70	580.77	0.08471	0.09696
Г9ПО2В-8			285	0.85	36.7		50.2	0.4751	70	336	0.08471	0.09696
Опорная	8012/8013	1396.0	993	0.873	37	44.6		0.4673	63.03	1096.70		
ПТБ-10-2			537	0.873	37		47.5	0.4678	62	581.73	0.0942	0.1078
ПТБ-10-3			456	0.873	37		45.3	0.4668	62	489.70	0.0942	0.1078

Продолжение таблицы Д7

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Кульсары	9086/ 9087	1568.3	984	0.873	33.6	46.1		0.4657	69.48	1495/ 1491		
Г9ПО2В-6			491	0.873	33.6		54	0.4691	70	743.98	0.07391	0.09592
Г9ПО2В-7			493	0.873	33.6		54.1	0.4691	70	747.01	0.07391	0.09592
НПС-677	8747/8748	1246	438	0.853	33	53		0.4739	70	675/672.05		
Г9ПО2В-1			220	0.853	33		53	0.4739	70	337.64	0.0767	0.0959
Г9ПО2В-2			218	0.853	33		53	0.4739	70	334.41	0.0767	0.0959
НПС677- завод	8747/8748	398	396	0.853	33	53		0.4739		605/ 634.77		
Г9ПО2В-1			198	0.853	33	53		0.4739	67.6	317.38	0.080147	0.10014
Г9ПО2В-2			198	0.853	33		53	0.4739	67.6	317.38	0.080147	0.10014
Касымова- прием	8747 8748	1246	399	0.884	38	45		0.4642	76.67	502/ 508		
Г9ПО2В-5			399	0.884	38		56	0.4642	75.7	508	0.07079	0.08849
Ксымова- отк.	8747/8748	1301	803	0.872	38	51		0.47	65.4	1272/ 1266.26		
Г9ПО2В-1			399	0.872	38		58	0.473	70	612.35	0.0767	0.0959
Г9ПО2В-2			340	0.872	38		58	0.473	70	557.65	0.0767	0.0959
Г9ПО2В-4			64	0.872	38		59	0.473	75	96.26	0.0716	0.0895
Индер	8747/ 8748	1301	1003	0.872	36	51		0.4691	67.29	1522/1517.65		
Г9ПО2В-3			501	0.872	36		55	0.4691	65.5	782.46	0.0822	0.10268
Г9ПО2В-6			502	0.872	36		56	0.4691	70.4	735.19	0.07708	0.09635
Сахарный	8105/ 8106	1299.1	647.5	0.875	36.7	44.8		0.4694	66.77	870.6/ 871.2		
Г9ПО2В-4			418.3	0.875	36.7		53.2	0.4694	70	571.53	0.0828	0.09584
Г9ПО2В-6			292.2	0.875	36.7		52.6	0.4694	70	299.69	0.0828	0.09584
Б. Чаган	8105/8106	1326.6	656.06	0.875	35	43.1		0.468	69.29	1064.4/1046.3		
ПТБ-10-1			19.94	0.875	35		45	0.468	65	17.72	0.08887	0.10286
Г9ПО2В-5			457.31	0.875	35		54.6	0.468	70	739.47	0.08225	0.0955
Г9ПО2В-8			178.81	0.875	35		54.6	0.468	70	289.14	0.08225	0.0955

Примечание: числитель - производственные данные, знаменатель – расчетные данные объема потребляемого топлива