

МОДЕЛИРОВАНИЕ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ТРУБОПРОВОДОВ С ПРИМЕНЕНИЕМ КОМПЛЕКСА ПРОГРАММ NIPAL 3.0 (Non Isothermal Pipeline for Abnormal Liquids)

Бахтизин Р.Н. (УГНТУ), Шутов А.А., Штукатуров К.Ю. (ИПТЭР)

Разработанный в Институте проблем транспорта энергоресурсов программный комплекс NIPAL 3.0 позволяет проводить полноценное моделирование различных режимов работы трубопроводов и трубопроводных систем.

Комплекс программ идеально подходит для моделирования стационарного, пускового, переходных режимов работы, а также остывания трубопроводов, транспортирующих высоковязкие нефти с высокой температурой застывания, имеющих сложные реологические свойства.

1 Обоснование выбора методики для моделирования режимов работы «горячего» нефтепровода

На участке неизотермического нефтепровода, в зависимости от рабочей температуры перекачиваемой жидкости и производительности перекачки, могут быть два режима течения нефти - ламинарный и турбулентный. При ламинарном режиме имеет место нитевидная структура течения, когда каждая точка сечения имеет различную скорость. При турбулентном режиме жидкость перемешивается и течет полным сечением с одной скоростью.

В настоящее время для моделирования режимов работы трубопроводов, в том числе перекачивающих реологически сложные жидкости, применяются в основном методики, основанные на усреднении температур и скоростей по трубопроводу, расчете температур по формуле Шухова. Однако в том случае, когда по трубопроводу транспортируются реологически сложные жидкости, обладающие предельным напряжением сдвига при низких температурах, такие методики могут давать большие (до 70 – 100%) погрешности в расчетах. Это следует из того, что наличие предельного напряжения сдвига у реологически сложной нефти может стать причиной появления около стенки трубопровода застойных зон, где скорость течения равна нулю. В этом случае трубопровод начинает работать неполным сечением и скорость течения от стенки к центру увеличивается. Потери тепла по длине уменьшаются (находящаяся у стенки нефть служит своеобразной тепловой изоляцией) и толщина застойной зоны этим стабилизируется. При этом потери напора на трение по длине также уменьшаются. Поэтому традиционные методики, основанные на усреднении

температур и скоростей по сечению, могут давать сильно завышенный перепад давления вдоль трассы трубопровода.

На примере действующего нефтепровода «Кумколь – Шымкент» показано, что по классической теории потери напора на трение на участках этого нефтепровода при снижении производительности перекачки должны были значительно увеличиться (рисунок 1, зеленая кривая) и нефтепровод остановиться. Но действующий нефтепровод работал в холодное время года, а потери напора на трение были значительно ниже предсказываемых по данной теории (рисунок 1, фактические точки). Анализ скоростных и температурных полей показал, что нефть в зимний период эксплуатации создает в районе стенки трубы «застойную» зону, т.е. теплоизоляционную «шубу» из самой нефти (коэффициент теплопроводности нефти в десять раз ниже коэффициента теплопроводности грунта).

Фактические данные показывают, что классическая характеристика «P-Q» неизотермического трубопровода в области малых значений производительности перекачки даже качественно не соответствует действительности.

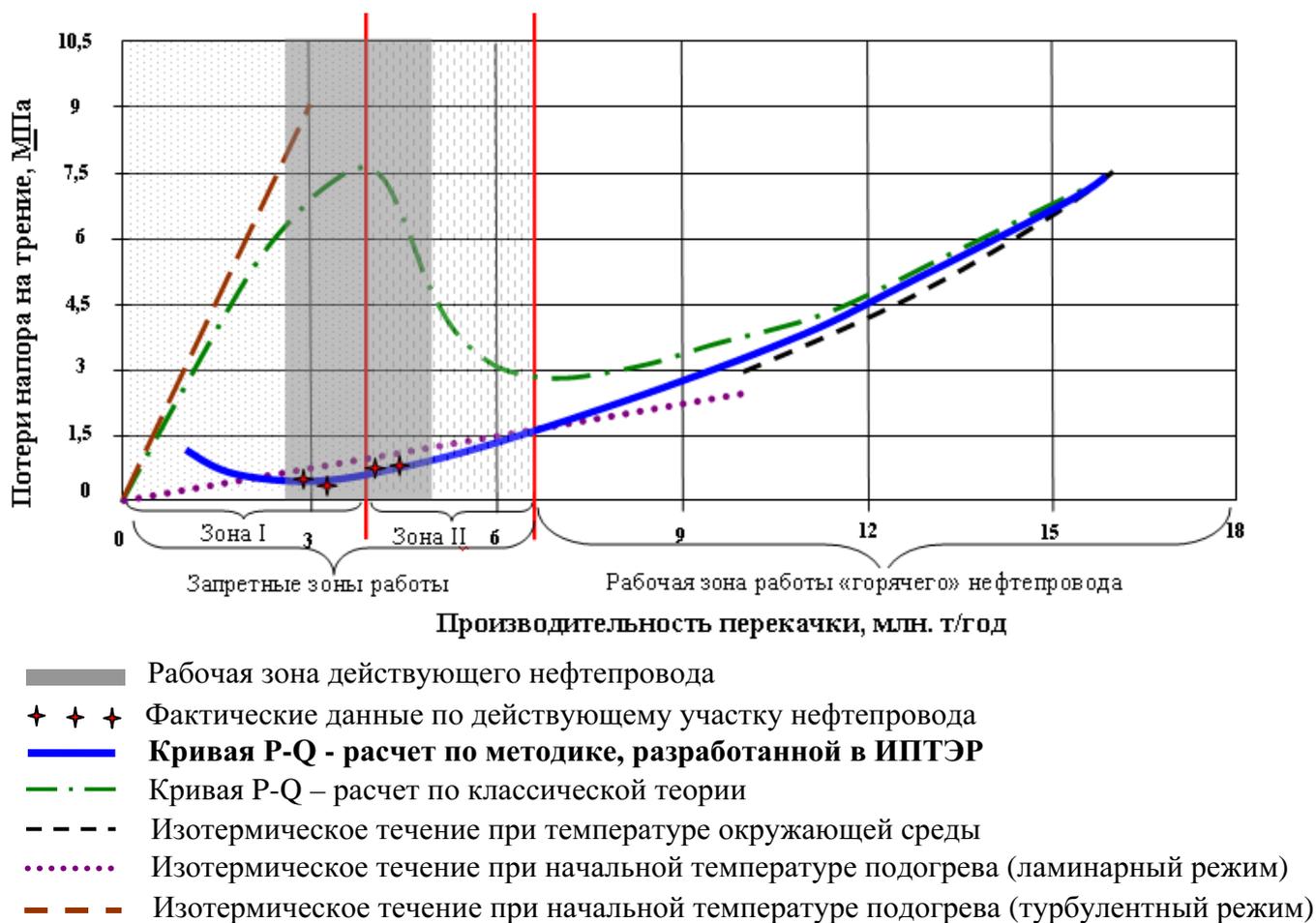


Рис. 1. Зависимость гидравлического сопротивления от производительности неизотермического трубопровода

Для моделирования режимов работы трубопровода, перекачивающего реологически сложные жидкости, в ИПТЭР разработана методика, основанная на решении системы нелинейных нестационарных уравнений движения и энергии в частных производных. В данной методике моделирование производится в двумерной постановке (по радиусу и длине, задача считается осесимметрической), а также вводятся дискретные шаги по времени.

Сеточная область решения задачи представлена на рисунке 2.

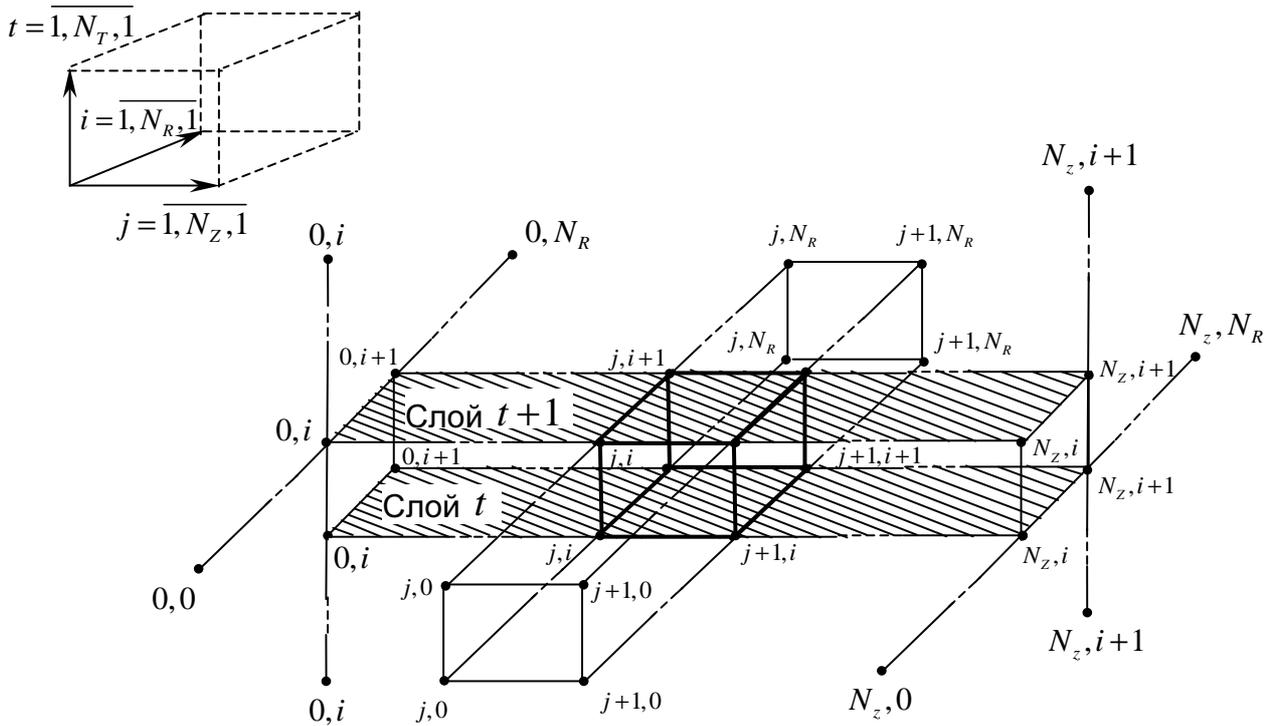


Рис. 2. Сеточная область решения задачи

Искомые функциями являются:

- функция температуры $T(t, z, r)$;
- функция скорости $W(t, z, r)$;
- функция потерь напора на трение $P(t, z)$.

где t - время, прошедшее с начала пуска, r - расстояние до стенки трубопровода, z - расстояние от начала трубопровода.

Искомые функции температуры и скорости находятся в области $Q = \Omega \times \{t \in (0, t_p)\}$, $\Omega = \{r \in (0, R); z \in (0, L)\}$.

2 Математическая модель режимов работы неизотермического трубопровода.

Тепловое уравнение (уравнение энергии) для нестационарного режима работы в безразмерном виде выглядит следующим образом:

$$\frac{c_p \rho R^2}{\lambda} \frac{\partial T}{\partial t} + \frac{c_p \rho w_0 R}{\lambda} W \frac{\partial T}{\partial z} = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial T}{\partial r} \right) + \frac{R^2}{\lambda} \left[\mu \left| \frac{w_0}{R} \frac{\partial W}{\partial r} \right|^{n+1} + \tau_0 \left| \frac{w_0}{R} \frac{\partial W}{\partial r} \right| \right] \quad (1)$$

с граничными условиями:

$$\begin{aligned} T|_{z=0} &= T_{0n} \\ \frac{\partial T}{\partial r} \Big|_{r=0} &= 0 \\ \frac{\partial T}{\partial r} + Bio (T - T_0) \Big|_{r=R} &= 0 \end{aligned} \quad (2)$$

где $Bio = \frac{\alpha R}{\lambda}$ - безразмерный параметр Био, α - коэффициент теплоотдачи окружающей среды, $\frac{Bm}{m^2 K}$; λ - коэффициент теплопроводности нефти, $\frac{Bm}{m \cdot K}$.

Уравнение движения для нестационарного режима работы в безразмерном виде выглядит следующим образом:

$$\rho w_0 R \frac{\partial W}{\partial t} r + w_0^2 \rho \frac{\partial P}{\partial z} r = \frac{\partial}{\partial r} \left(r \mu \frac{w_0^n}{R^n} \left| \frac{\partial W}{\partial r} \right|^{n-1} \frac{\partial W}{\partial r} \right) - \frac{\partial}{\partial r} (r \tau_0). \quad (3)$$

Граничные условия

$$\begin{aligned} W|_{r=R} &= 0 \\ \frac{\partial W}{\partial r} \Big|_{r=0} &= 0 \end{aligned} \quad (4)$$

Начальные условия:

$$W|_{t=0} = 0, \quad (5)$$

где R - радиус, w_0 - средняя скорость, м/с; μ - вязкость жидкости, H / m^2 ; τ_0 - предельное напряжение сдвига, Па; ρ - плотность нефти $\frac{кг}{м^3}$; C_p - удельная теплоемкость жидкости, $\frac{Дж}{кг \cdot K}$.

Решение уравнения движения усложняется тем, что вследствие появления застойных зон это уравнение имеет неопределенную область решения. Область решения находится на каждом шаге по длине отдельно, путем варьирования переменной величиной $\frac{\partial P}{\partial z}$, которая подбирается исходя из условия постоянства расхода (6):

$$Q(t) = 2\pi \int_0^{R_1} W r dr = \pi w_0 R_1^2 \quad (6)$$

Или в безразмерном виде:

$$\int_0^1 W r dr = \frac{1}{2} \quad (7)$$

В результате решения данных уравнений конечно - разностным методом (методом прогонки) получаем распределение температур и скоростей, а также кривую гидравлического уклона вдоль трассы трубопровода в каждый момент времени.

Блок схема и алгоритм расчета для слоя t при нестационарном режиме работы представлены на рисунке 3. Представлен только алгоритм моделирования ламинарного режима течения, так как при турбулентном режиме жидкость перемешивается и течет полным сечением, и поэтому в турбулентном режиме работает только уравнение теплопроводности. При ламинарном режиме на каждом шаге по времени итерационно подбирается давление на элементарном участке длины (чтобы выполнялось условие постоянства расход в каждом сечении (7)). Когда расчет по длине закончен, проверяется условие о том, превзошли ли потери на трение максимальное давление насосов при данном расходе. Если это условие истинно, то снижается производительность трубопровода и расчет повторяется сначала. Если производительность стала равной нулю, то работа трубопровода невозможна при данном давлении насосов. Если же потери на трение меньше максимального давления, то увеличиваем производительность при условии, что она не достигла максимального (заданного) значения.

Таким образом, в данном алгоритме одновременно подбираются производительность, с которой будет функционировать трубопровод, и потери на трение в каждый момент времени.

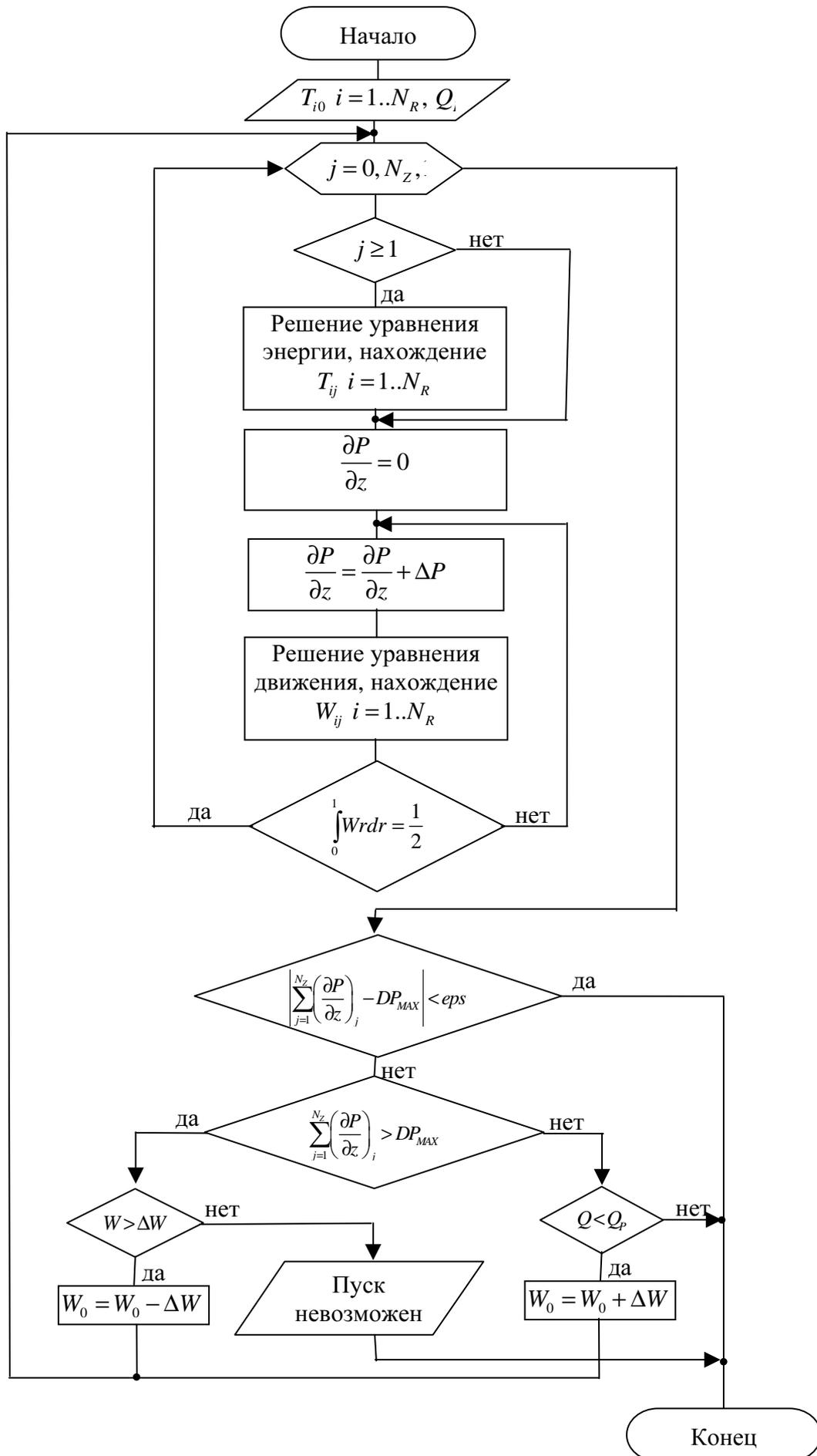


Рис. 3. Блок-схема теплогидравлического расчета нестационарного режима на слое

Программный комплекс NIPAL 3.0

На основе разработанной методики в ИПТЭР создан программный комплекс NIPAL 3.0 (Non – Isothermal Pipeline for Abnormal Liquids), позволяющий проводить полноценное моделирование стационарного, пускового, переходных режимов работы, а также остывания трубопровода. На основе такого моделирования можно решать следующие задачи, необходимые для трубопроводного транспорта реологически сложных нефтей:

1. Определение возможных технологий для транспорта реологически сложных нефтей, таких как внедрение депрессорной присадки, применение тепловой изоляции, электроподогрева, включение на трассе пункта подогрева нефти (задача по проектированию трубопроводов), комбинации этих технологий, а также наиболее эффективные объемы их применения (в стоимостном выражении);
2. Выбирать наиболее выгодные режимы работы, например, с точки зрения экономии электроэнергии;
3. Заранее прогнозировать возможные осложнения при транспорте нефти, находить время безопасной остановки.

Примеры моделирования режимов работы трубопровода с помощью программного комплекса NIPAL 3.0

Рассмотрим сначала в качестве примера моделирование режимов работы трубопровода, который состоит из одного подземного участка от НПС 1 до НПС 2, трубопровод примем нетеплоизолированным и без электроподогрева. В качестве примера возьмем следующие данные для расчета (таблицы 1 – 4):

Таблица 1

Реологические характеристики транспортируемой нефти при стационарном и пусковом режимах работы

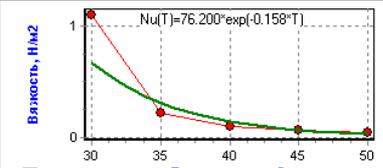
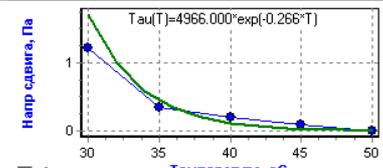
Температура	Вязкость нефти	Динамическое напряжение	Показатель степени
30	1.1	1.23	0.63
35	0.218	0.349	0.79
40	0.0897	0.198	0.851
45	0.0586	0.1	0.877
50	0.0412	0.003	0.91
Аппроксимация	 <p>Вязкость, Пм2</p> <p>$Nu(T)=76.200 \cdot \exp(-0.158 \cdot T)$</p> <p>Температура, оС</p>	 <p>Напр сдвига, Па</p> <p>$\tau(T)=4966.000 \cdot \exp(-0.266 \cdot T)$</p> <p>Температура, оС</p>	Кусочно-линейная

Таблица 2

Свойства нефти

Содержание парафина в жидкости, %	30
Температура начала парафинизации, град	41
Плотность жидкости, кг/м ³	843.8
Коэффициент теплопроводности жидкости, Вт/м*К	0.134
Коэффициент удельной теплоемкости жидкости, Дж/кг*К	1965

Таблица 3

Исходные данные для режимов работы

Производительность при стационаре, млн.т./год	9
Производительность при пуске, млн.т./год	9
Входная температура при стационаре, °С	50
Входная температура при пуске, °С	50

Таблица 4

Исходные данные для параметров трубопровода и окружающей среды

Длина трубопровода, км	106
Диаметр внешний, м	0,72
Диаметр внутренний, м	0,7
Глубина залегания, м	1,2
Температура окружающей среды, °С	-5
Коэффициент теплопроводности грунта, $\frac{Вт}{м \cdot К}$	1,2

Реологические характеристики нефти взяты одинаковыми для стационарного и пускового режимов работы для того, чтобы продемонстрировать выход пускового режима на стационарный режим спустя некоторое время с начала пуска трубопровода после остановки.

Проведем моделирование стационарного режим, затем остывание трубопровода в течение 60 часов, и затем пусковой режим в течение также 60 часов (пусковой режим моделируется с шагом 1080 с, который пользователь может менять по своему усмотрению).

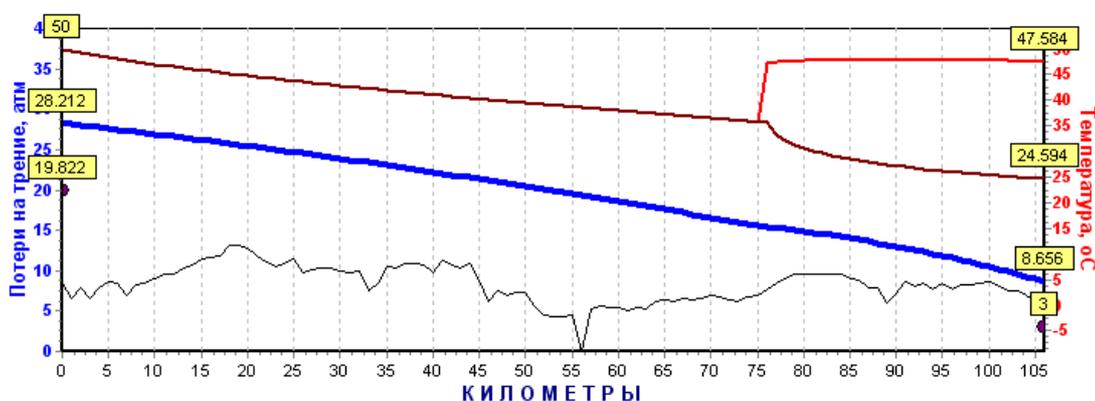


Рисунок 4 – Стационарный режим. Потери на трение составляют 19.5 атм (синий график, отложен по левой шкале).

Давление насосов равно 19.8 атм (разность между кривой потерь на трение на НПС и высотной отметкой НПС), передаваемое давление 3 атм. Фиолетовые точки в начале и в конце трубопровода – соответственно давление насосов и передаваемое давление. Средняя температура (коричневый график) и среднескоростная (температура движущейся нефти, красный график) отложены по правой шкале. Среднескоростная температура начинается с 76 км, так как на этом километре турбулентный режим сменяется ламинарным, в котором, вследствие наличия предельного напряжения сдвига у транспортируемой нефти, появляется застойная зона. Застойную зону можно изобразить графически в виде цветовой схемы, подобной рисунку 5, если каждой точке из матрицы скоростей по трубопроводу назначить свой цвет (более высоким скоростям соответствует более красные оттенки, более низким – черные, а остальным – в соответствии с палитрой, изображенной в верхней части рисунка 5). Застойная зона при этом будет черного цвета, т.к. ей соответствуют нулевые скорости.

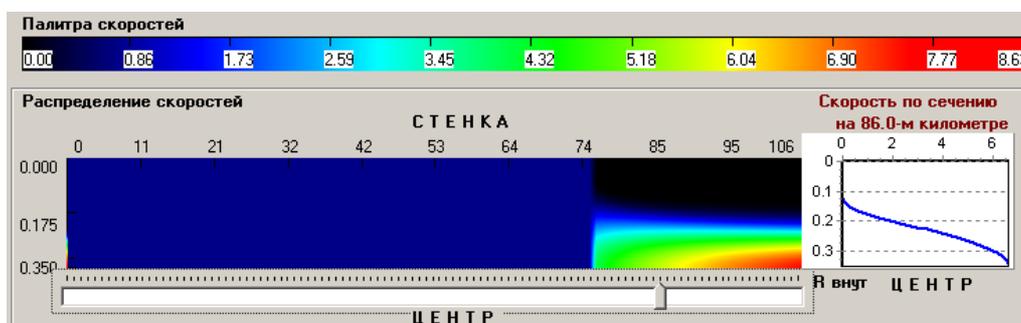


Рис. 5. Распределение скоростей по трубопроводу при стационарном режиме работы

До 76-го километра жидкость течет в турбулентном режиме со средней скоростью 0,92 м/с, потом средняя температура потока опускается ниже критической температуры (35,75 °С), и начинается ламинарный режим течения с застойными зонами. Справа от схемы показан график скоростей в выбранном сечении (на 86 км) трубопровода. Видно, что на выбранном километре застойная зона занимает примерно треть радиуса трубопровода, т.е. живое сечение сужается на 30%.

Аналогично скорости, подобную цветовую схему можно построить для распределения температур от центра до стенки трубопровода (рисунок б).

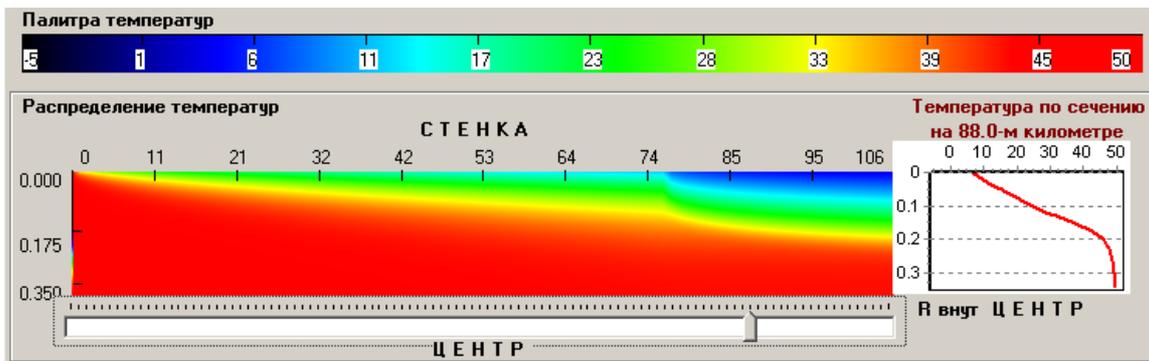


Рис. 6. – Распределение температур по трубопроводу, справа показан график изменения температур по сечению на 88-м км.

Из графика видно, что перепад температур от стенки к центру, особенно в конце трубопровода, может быть весьма значительным (на рисунке 6 на графике этот перепад составляет около 40°C). Это еще раз подтверждает, что усреднение температур и скоростей по сечению трубопровода может внести существенные погрешности в теплогидравлический расчет.

Полученное при моделировании стационарного режима работы распределение температур служит начальным условием для моделирования остывания (остановки) трубопровода. Остывание моделируется с заданным шагом по времени, температуры в конце остывания (через 60 часов) приведены на рисунке 7.

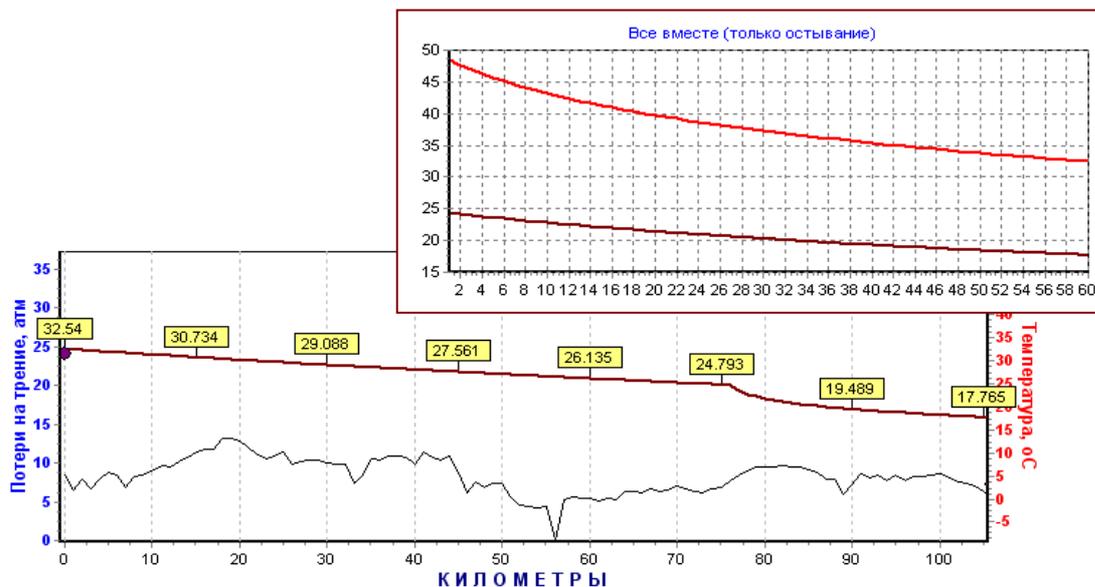


Рис. 7. Остановка трубопровода после 60 часов. На верхнем графике показано остывание начала трубопровода (красным цветом), и конца (коричневым цветом).

При моделировании пускового режима (запуск после остановки) выбирается тип и количество насосов, установленных на НПС. Для примера возьмем магистральный насос НМ 2500-230 в количестве 1, 2 и 3 (если насосов несколько, то считается, что они включены последовательно). Когда количество насосов равно одному или двум, то пуск невозможен, т.е. давления насосов не хватает на то, чтобы стронуть остывшую нефть даже с минимальной скоростью. Для данного типа насосных агрегатов и при данных условиях пуск после остановки возможен только тремя насосами. На рисунке 8а показано изменение пускового давления со временем (синий график), стационарное давление (зеленая прямая), и давление насосов (красная кривая). В течение первых 6 часов с начала пуска насосы развивают максимальное давление, которое со временем уменьшается согласно насосной характеристике, так как увеличивается производительность (показана на рисунке 8б).

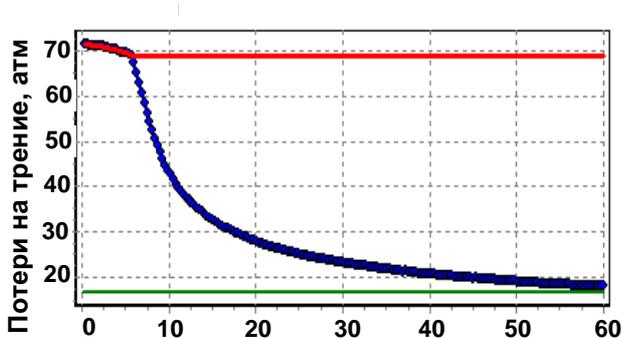


Рис. 8а. Потери на трение при пуске, красная линия – максимальное давление насосов

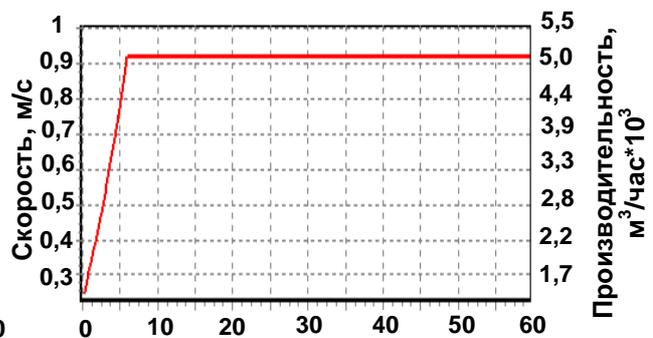


Рис. 8б.–Изменение производительности при пусковом режиме

Зеленая прямая на рисунке 8а показывает потери на трение при стационарном режиме. Из графиков можно заключить, что производительность выходит на заданную величину (9 млн.т/год) через 6 часов после пуска, а давление – только через 55 часов. Процесс вытеснения горячей нефтью холодной показан на рисунке 9 (а-г, для времени пуска 3, 9, 30 и 60 часов соответственно).

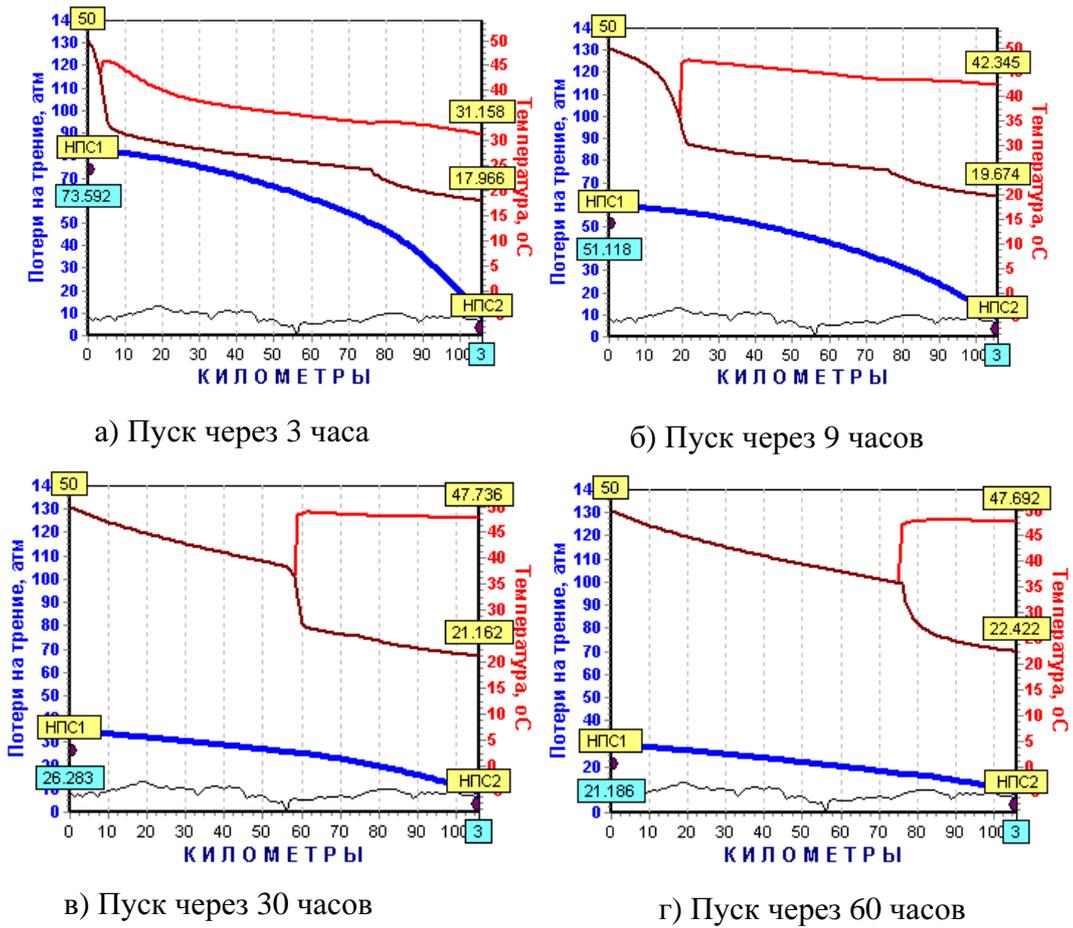


Рис. 9. Динамика развития пускового режима через 3, 9, 30 и 60 часов

При применении тепловой изоляции из пенополиуретана (коэффициент теплопроводности $0,03 \frac{Вт}{м \cdot К}$, толщина 0,05 м) трубопровод может быть запущен после остановки с помощью одного насоса, что подтверждает график динамики пускового давления на рисунке 10:

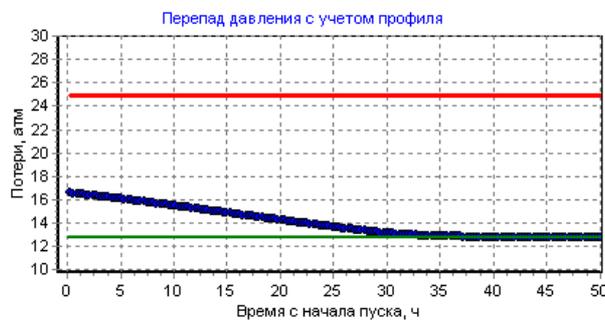
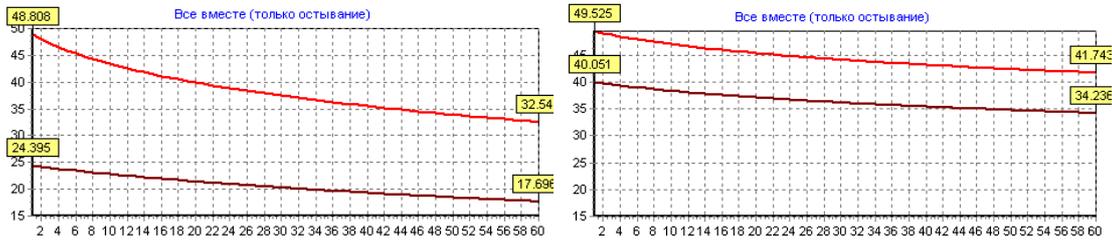


Рис. 10. Динамика пускового давления при запуске трубопровода после 60 ч остановки одним насосом (трубопровод теплоизолирован).

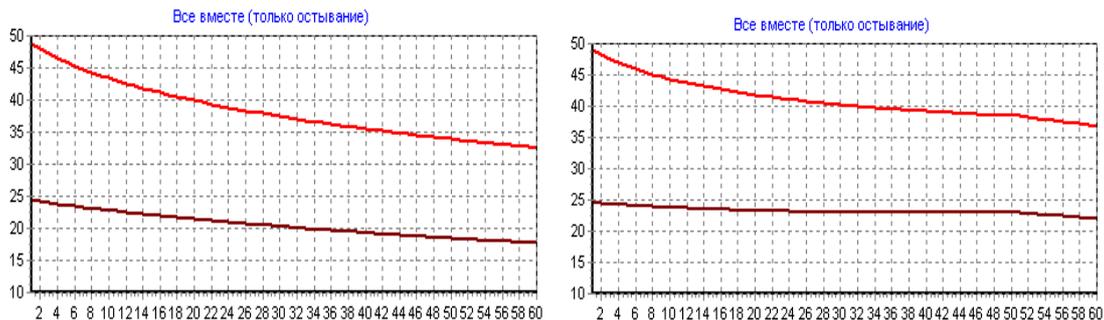
Это объясняется тем, что при остывании теплоизолированный трубопровод теряет гораздо меньше тепла, чем трубопровод без изоляции (рисунок 11).



а) Нетеплоизолированный трубопровод б) Трубопровод с тепловой изоляцией

Рис. 11. Остывание начала (вверху) и конца (внизу) трубопровода при наличии и отсутствии тепловой изоляции.

В программе имеется возможность моделирования работы трубопровода при работающих системах электроподогрева (при любых режимах работы). Пример остановки трубопровода с работающим электроподогревом (мощность 25 Вт/м², время включения – 50 часов из 60 для остывания) показан на рисунке 12.



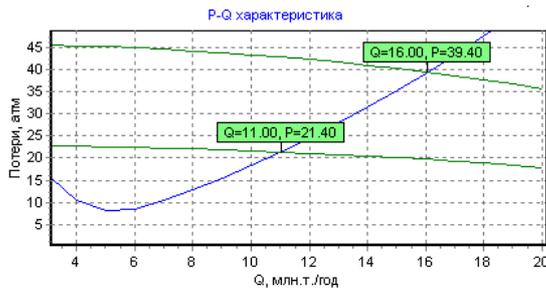
а) Электроподогрев отключен

б) Электроподогрев работает в течение первых 50 ч

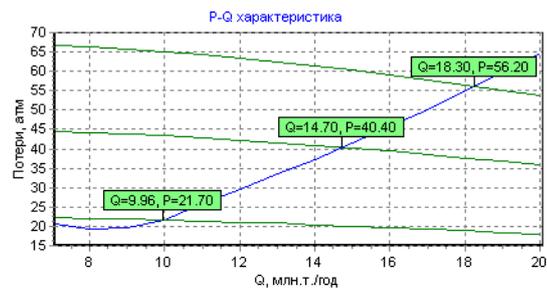
Рис. 12. Динамика температуры остывания начала и конца трубопровода (красная линия – температура в начале трубопровода, коричневая – в конце).

На рисунке 12б видно, что после выключения электроподогрева через 50 часов, скорость остывания трубопровода увеличивается.

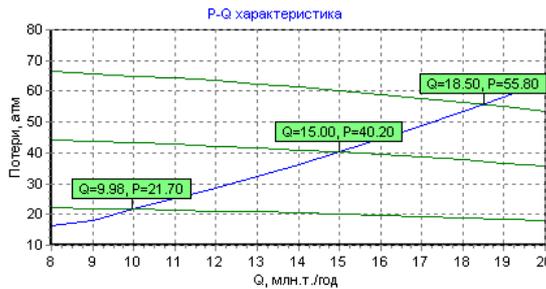
Важнейшей характеристикой работы трубопровода является так называемая «PQ»-характеристика, на которой совмещены график зависимости потерь напора на трение от производительности с насосной характеристикой.



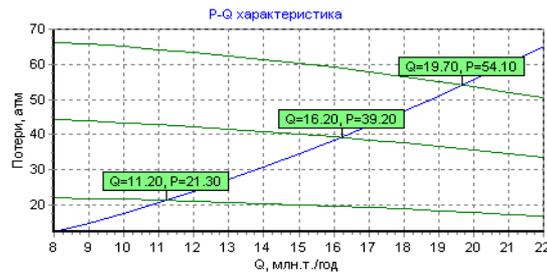
а) Без изоляции (зеленые линии – два насоса и три насоса)



б) С изоляцией (зеленые линии – один насос, два насоса, три насоса)



в) Электроподогрев при стационаре 25 Вт/м²



г) С изоляцией и электроподогревом при стационаре

Рис. 13. «PQ» – характеристика для стационарного режима работы.

Показаны рабочие точки для разного количества насосов.

Из графиков на рисунке 13 видно, что электроподогрев с указанной мощностью (13в) дает небольшой выигрыш производительности, чем применение тепловой изоляции (13б). Если же электроподогрев и тепловая изоляция применяются совместно (13г), то увеличение производительность составит примерно 1,2 млн.т/год по сравнению с электроподогревом (13в). Если же специальные технологии не применяются (13а), то трубопровод может работать только с двумя или тремя насосами, которые дают значительно более низкую производительность, чем при применении рассмотренных технологий.

Моделирование режимов работы сложного нефтепровода

Под сложным нефтепроводом будем понимать участок нефтепровода между двумя НПС, состоящий в свою очередь из различных участков (подземных, надземных, подводных в стоячей или в проточной воде), которые могут быть оборудованы электроподогревом и/или тепловой изоляцией, могут иметь разный диаметр. В голове участков могут располагаться пункты подогрева нефти (ППС). Кроме того, на участках возможна подкачка нефти в трубопровод, поэтому каждый участок имеет свою производительность. Вследствие подкачки реологические свойства жидкости также могут изменяться на различных участках.

Рассмотрим пример, когда трубопровод между двумя НПС состоит из двух участков, первый из которых – подземный, второй – надземный, теплоизолированный. Характеристики участков приведены в таблицах 5 и 6.

Таблица 5

Параметры подземного участка трубопровода

Начало, км	Конец, км	D внут, м	D внеш, м	Глубина, м	T окр	λ грунта
0	100	1	1.02	1.3	0	1.7

Таблица 6

Параметры надземного теплоизолированного участка

Начало, км	Конец, км	D внут, м	D внеш, м	T окр	V ветра, м/с	Толщина изоляции, м	λ изоляции
100	180	0.7	0.72	-10	5	0.05	0.03

Таким образом, эти два участка имеют разный диаметр (нефть перетекает из трубы большего диаметра в трубопровод меньшего диаметра). Взяты зимние условия эксплуатации: температура грунта 0 °С, окружающего воздуха -10 °С. Надземный участок оборудован пенополиуретановой изоляцией толщиной 5 см. Реологические свойства жидкости такие же, как в предыдущем примере.

Пусть второй участок оборудован пунктом подогрева (ППС), на котором нефть нагревается до 50 °С.

Моделирование стационарного режима работы данного трубопровода с производительностью $Q=20$ млн.т/год показано на рисунке 14.

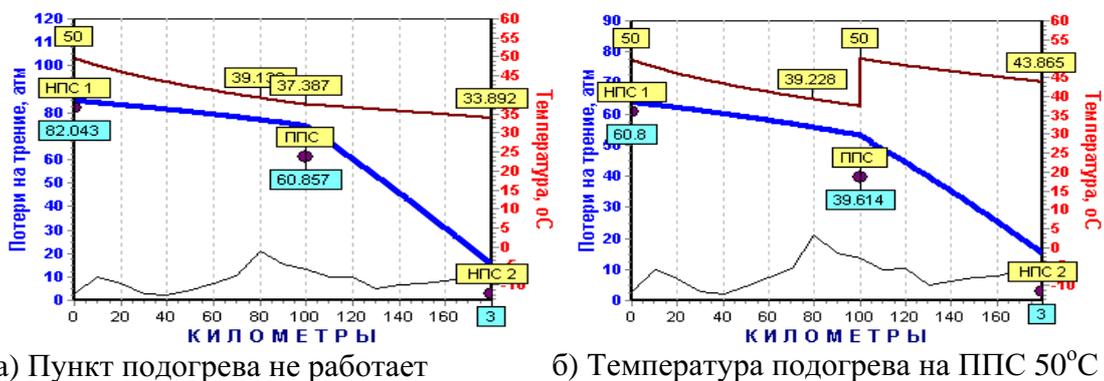
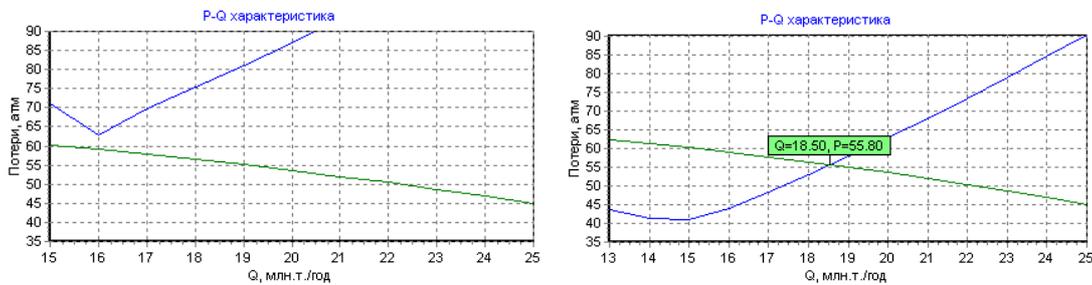


Рис. 14. Стационарный режим при работающем и неработающем пункте подогрева, расположенном на 100 км от НПС 1

Из рисунка 14(б) видно, что температура в конце трубопровода при неработающем пункте подогрева падает на 10 °С, а потери на трение при отключении пункта подогрева возрастают на 22 атм.

«PQ» - характеристика для стационарного режима работы, совмещенная с насосной характеристикой для трех насосов показана на рисунке 17.



а) Пункт подогрева не работает б) Температура подогрева на ППС 50°С

Рис. 15. «PQ»-характеристика для стационарного режима работы

Из рисунка 15 видно, что если пункт подогрева отключен при стационарном режиме, то рабочей точки нет, следовательно, при данных условиях без ППС участок функционировать не может даже с тремя насосами.

Процесс остывания в течение 72 часов показан на рисунке 16.

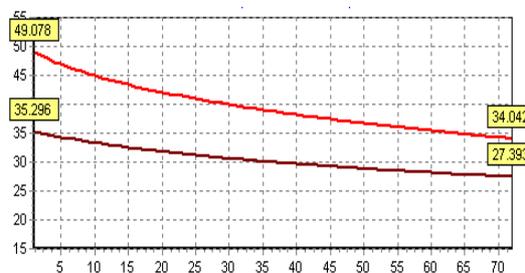
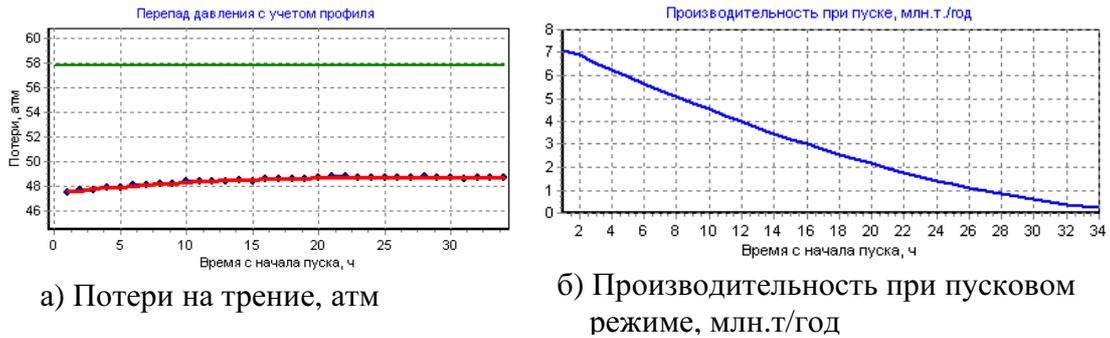


Рис. 16. Динамика остывания трубопровода

(красная линия – остывание начала, коричневая – остывание конца трубопровода)

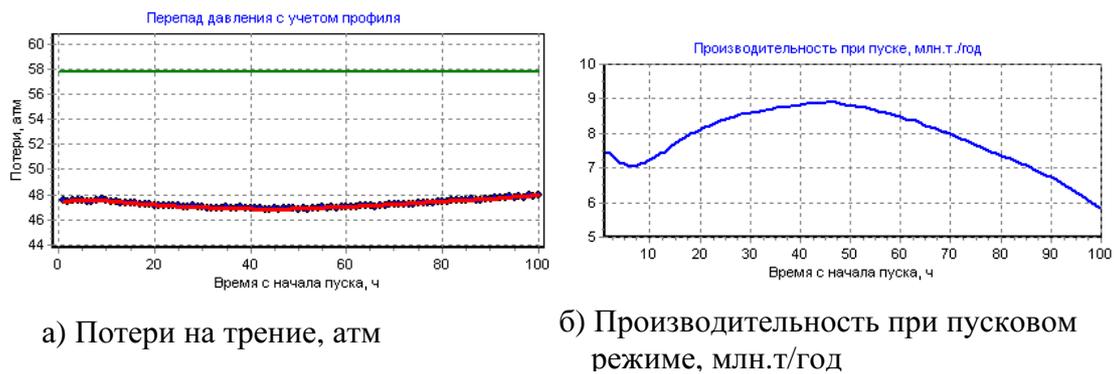
При остывании температура в начале падает на 15 °С, а в конце трубопровода – на 8 °С (рисунок 15).

Рассмотрим теперь процесс пуска трубопровода после остановки с такой же производительностью 17 млн.т/год. Развитие пускового режима двумя насосами показано на рисунках 17 и 18 (при работающем и неработающем ППС).



а) Потери на трение, атм

б) Производительность при пусковом режиме, млн.т/год

Рис. 17. Производительность при пуске, млн.т./год (ППС не работает)

а) Потери на трение, атм

б) Производительность при пусковом режиме, млн.т/год

Рис. 18. Производительность при пуске, млн.т./год (ППС работает)

Из рисунка 17(а) видно, что насосы развивают максимальное давление, а производительность убывает (рис. 17(б)). Падение производительности происходит за счет того, что процесс остывания во время пуска начинает превалировать над процессом вытеснения (ППС не работает), и потери на трение возрастают. Поэтому трубопровод останавливается через 34 часа. Рисунок 18 показывает, что если ППС включена, производительность возрастает до 9 млн.т/год, но затем все равно начинает убывать.

Так как задача решается в двумерной постановке (по радиусу и длине), рассмотрим, как проходит процесс пуска для трубопровода с разными диаметрами при наличии пункта подогрева. При переходе из трубопровода большего диаметра в трубопровод меньшего диаметра скорость жидкости увеличивается, следовательно, возрастает критическая температура, и течение переходит из ламинарного в турбулентный режим. Распределение скоростей и температур по трубопроводу (от стенки до центра) по прошествии 10 часов с начала пуска показано на рисунке 19. Скорости в центре трубопровода достигают 6 м/с (из-за наличия застойной зоны).

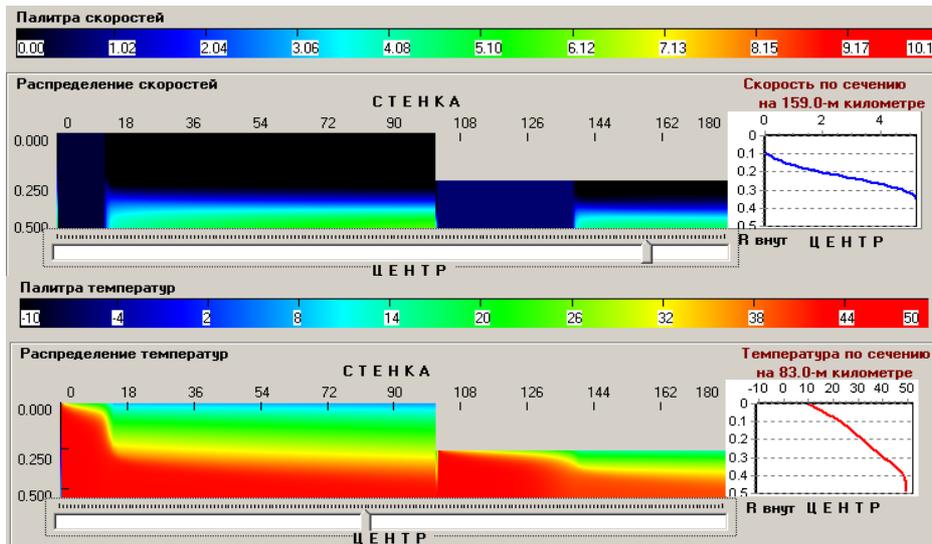
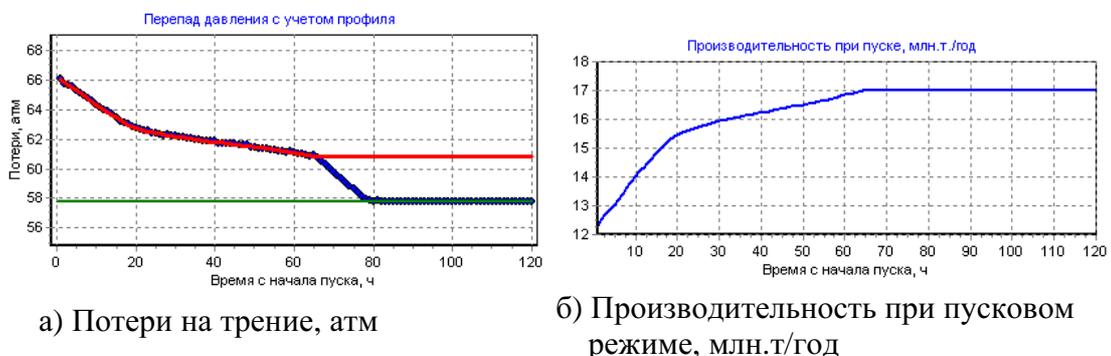


Рис. 19. Распределение скоростей (вверху) и температур (внизу) по трубопроводу (пусковой режим через 10 часов).

На графике справа для распределения скоростей видно, что на выбранном 159-м километре живое сечение составляет примерно 30% от диаметра трубопровода. Скорость нефти в центре достигает 6 м/с. Таким образом, имеет место большой градиент скорости, а вследствие этого возникает явление саморазогрева жидкости вследствие трения между слоями, которое также учитывается в программе.

Таким образом, исходя из моделирования пускового режима с двумя насосами при работающей и неработающей ППС можно сделать вывод, что для обеспечения требуемой производительности в 17 млн.т/год необходимо подключение третьего насоса. Так как с помощью двух насосов трубопровод не выходит на расчетную производительность, то смоделируем пусковой режим, при котором пуск происходит тремя насосами. На рисунке 20 показаны изменение давления и производительности при пуске (выход на стационарный режим).



а) Потери на трение, атм

б) Производительность при пусковом режиме, млн.т/год

Рис. 20. Пусковые характеристики работы трубопровода

Из рисунка 20 следует, что через 64 часа производительность выходит на заданный режим (17 млн.т/год), и затем пусковое давление также очень быстро выходит на стационарный режим (от 64 до 78 часов).

На рисунке 21 показаны стационарный режим работы (рисунок 20а), распределение температур после 72 часов остывания (20б), пусковой режим через 1 час (20в) и пусковой режим через 10 часов (20г).

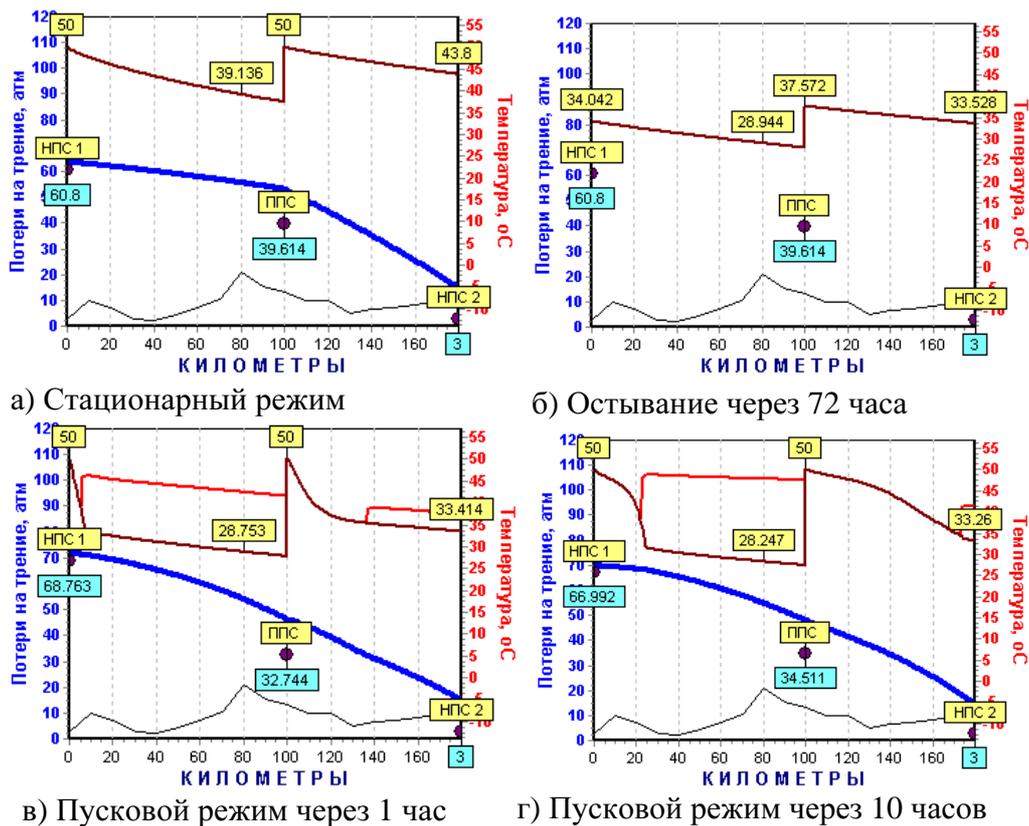


Рис. 21. Работа трубопровода в различных режимах

На рисунках 19в и 19г виден процесс вытеснения холодной нефти, через 10 часов горячая нефть прошла 20 км и вытесняет холодную «пробку». Конец трубопровода в это время продолжает остывать, что видно по желтым флажкам, показывающим температуру (отложена по правой шкале).

При стационаре на обоих участках нефть течет в турбулентном режиме (скорость по сечению равна скорости потока, для подземного участка 0,72 м/с, для надземного 1,46 м/с). При остывании средняя температура опускается ниже критической (для первого участка 37,5 °С, для второго 34,5 °С) и при пуске трубопровода начинается ламинарный режим течения.

Если же пункт подогрева при пуске отключен, то процесс остывания начинает с некоторого момента времени превалировать над процессом вытеснения холодной нефти и

производительность падает до нуля (трубопровод «замораживается»). Динамические характеристики этого режима приведены на рисунке 22.

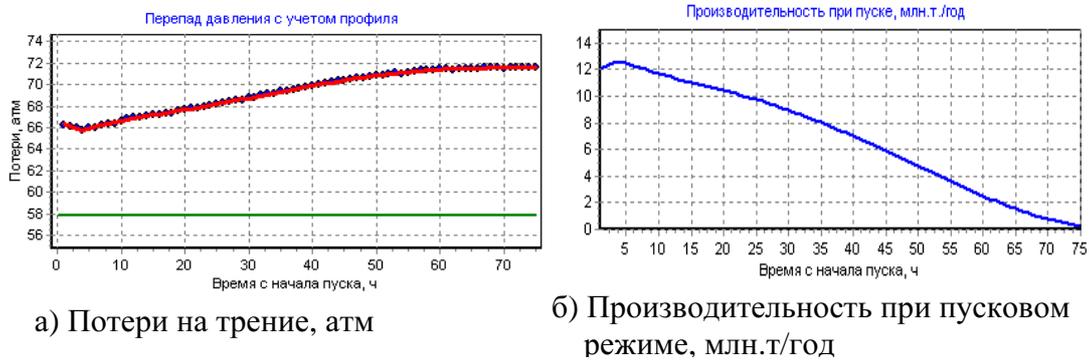


Рис. 22. Пусковые характеристики работы трубопровода при отключенном ППС

Для любого момента времени пускового режима работы, а также для стационарного режима, можно найти кривую истинного давления в трубопроводе, которая получается путем вычитания из кривой потерь напора на трение (синяя кривая) кривой профиля трассы трубопровода (черная кривая). Для данного примера полученные графики будут выглядеть следующим образом (рисунок 23).

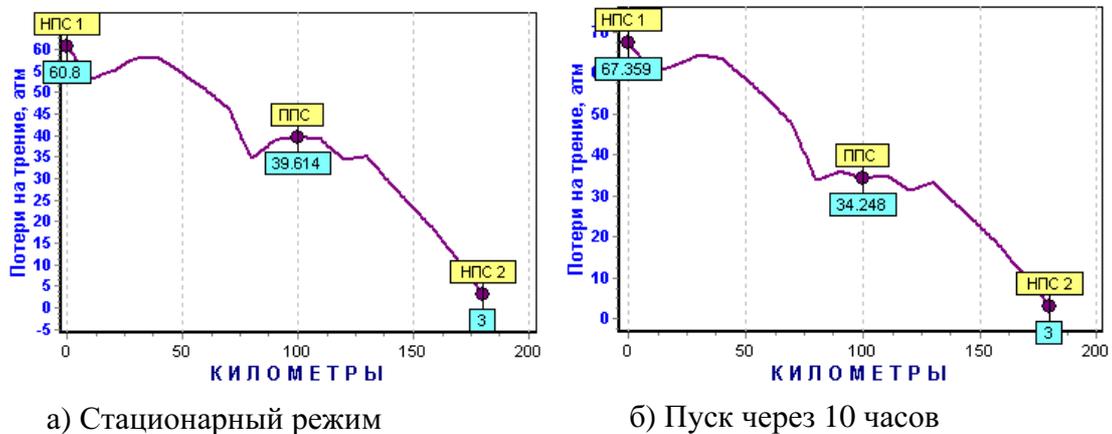


Рис. 23. Истинное давление в трубопроводе

Путем наложения на кривую истинного давления прочностных характеристик для различного типа труб, можно оценить «проблемные» участки трубопровода, в которых истинное давление может превзойти максимально допустимое для данного типа труб.

Переходные режимы работы

Переходные режимы, связанные с изменением во времени таких параметров, как производительность, температура подогрева, реологические свойства жидкости, включение/выключение ППС можно моделировать с помощью программного комплекса NIPAL, если задать время остановки равным нулю.

В качестве примера моделирования переходных режимов с помощью программного комплекса NIPAL рассмотрим переход при пуске на более высокую производительность (с 5 до 18 млн.т/год, без остановки). При этом температура подогрева увеличивается с 45 °С при первом режиме до 55 °С во втором. В этом случае «пробка» из холодной нефти, которая имеется в конце первого участка при стационарном режиме работы (рисунок 24а) будет со временем вытесняться за счет возросших скоростей и температур (рисунок 24 б,в,г).

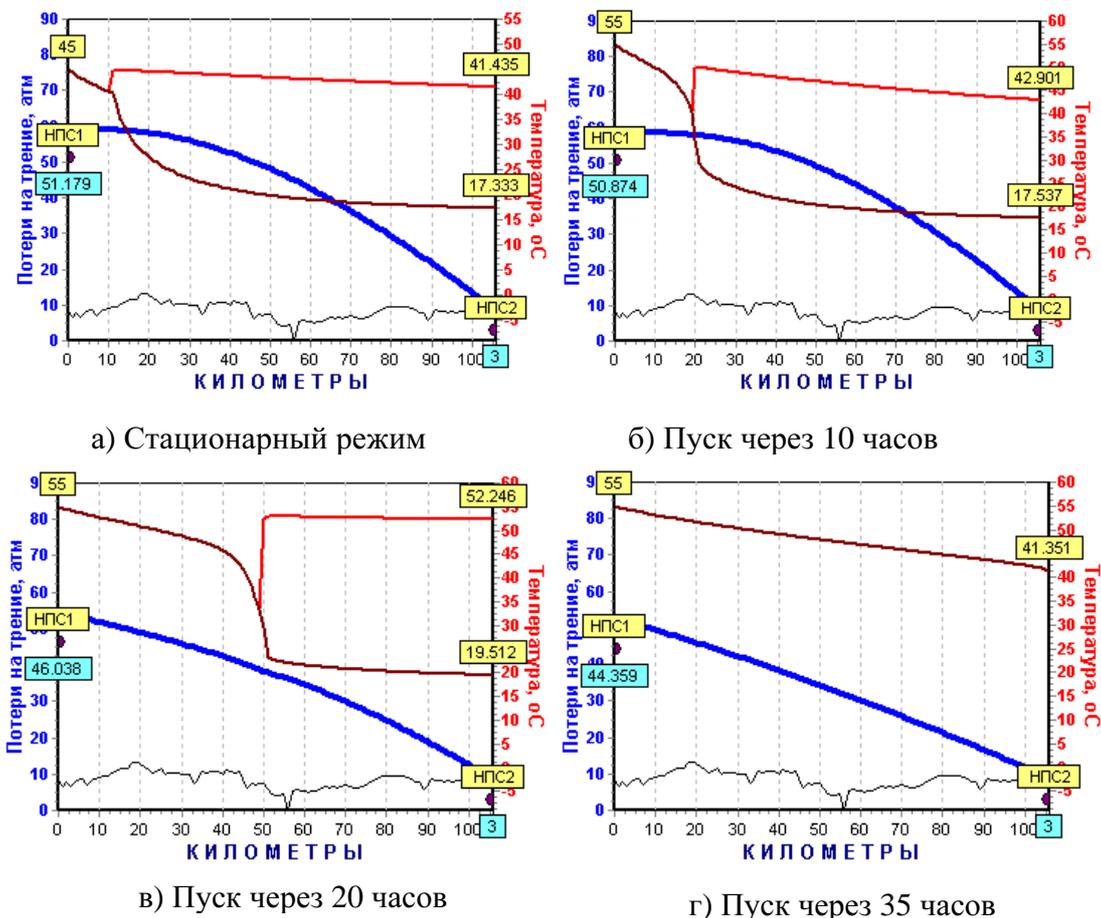
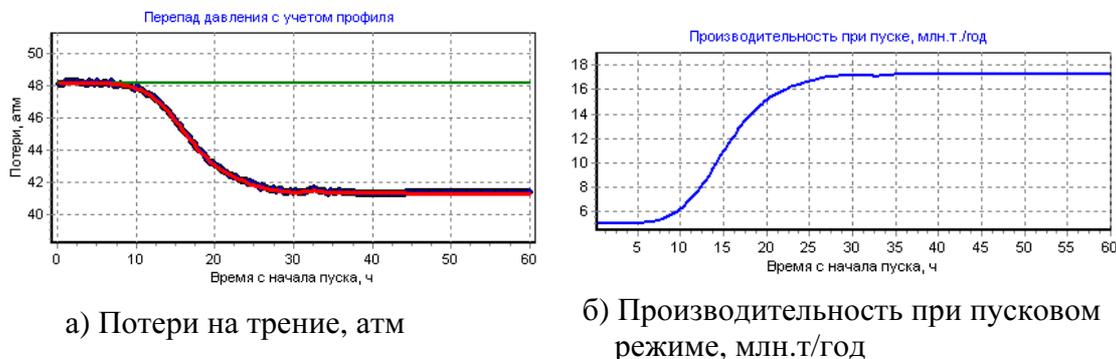


Рис. 24. Развитие переходного режима работы, связанного с увеличением производительности без остановки

Давление насосов и динамика производительности показана на рисунке 25 (а и б). Давление насосов при переходном режиме все время максимально (включены два насоса), и снижается со временем согласно насосной характеристике, так как увеличивается производительность (рисунок 25б).



а) Потери на трение, атм

б) Производительность при пусковом режиме, млн.т/год

Рис. 25. Динамика развития переходного режима работы, связанного с увеличением производительности и температуры подогрева.

Из графика 25а видно, что потери на трение при пуске совпадают с давлением, развиваемым насосами, которое, как известно, снижается с ростом производительности.

Заключение

Работа посвящена математическому моделированию стационарных и нестационарных режимов работы трубопровода, перекачивающего реологически сложные жидкости. Предложенные алгоритмы основаны на решении системы дифференциальных уравнений в двумерной постановке, и позволяют отказаться от традиционного усреднения температур и скоростей по сечению, что применяется сегодня в большинстве работ, так как это может привести в данном случае к большой (до 100%) ошибке. На основе математических моделей разработан программный комплекс NIPAL, позволяющий проводить полноценное моделирование различных режимов работы трубопроводов.

Все расчеты выполняются с приемлемой для практического применения скоростью. С помощью разработанного программного комплекса рассчитывались нефтепроводы Кумколь-Каракоин-Шымкент, Кумколь-Каракоин-Атасу, Атырау-Самара, Уса-Ухта. Точность результатов составляет 5-7%, по сравнению с фактическими данными.

Предложенные в работе математические модели и программный комплекс позволяют достаточно точно описать различные режимы работы нефтепроводов и обеспечить их надежную и безаварийную работу.

Литература

1. Самарский А.А. Введение в теорию разностных схем. – М.: Наука, 1971. – 552 с.
2. Петухов Б.С. Теплообмен и сопротивление при ламинарном течении жидкости в трубах.- М.: Энергия, 1967. – 412 с.
3. Кирьянов Д.В. Самоучитель Mathcad 11. – СПб.: БХВ-Петербург, 2003. – 560 с.
4. Мирзаджанзаде А.Х., Хасанов М.М., Бахтизин Р.Н. Этюды о моделировании сложных систем нефтедобычи. Нелинейность, неравновесность, неоднородность. – Уфа: Гилем, 1999. – 464 с.
5. Березин И.С., Жидков Н.П. Методы вычислений. т.1. М.: Наука, 1966. – 632 с.
6. Шутов А.А. Об одном классе течения неньютоновской жидкости. Сб. науч. трудов - Уфа: ИПТЭР, 1994. – 185 с.
7. Методика расчета параметров теплоизолированных трубопроводов с попутным электроподогревом. Руководящий документ (РД 39-01/01-0004-89). – ВНИИСПТнефть, 1990. – 46 с.