

УДК 622.692.4:621.67.001.5

**ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОРИДОРА ЭПЮР НАПОРОВ НА УЧАСТКЕ  
МЕЖДУ ДВУМЯ НЕФТЕПЕРЕКАЧИВАЮЩИМИ СТАНЦИЯМИ  
ПРИ ЗАДАННОЙ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ПЕРЕКАЧКИ**

**TO DEFINE THE HEAD AT DIAGRAMS KILOMETERS BETWEEN  
PUMPING STATIONS AT THE SET PRODUCTIVITY TRANSFER**

Вязунов Е.В., Бархатов А.Ф.,

ОАО «Гипротрубопровод», г. Москва, Российская Федерация  
ФГБОУ ВПО Национальный исследовательский Томский политехниче-  
ский университет, г. Томск, Российская Федерация

Vyazunov E.V., Barkhatov A.F.,

ОАО "Giprotruboprovod", Moscow, the Russian Federation  
FSBEI NPE "National Research Tomsk Polytechnic University", Tomsk,  
the Russian Federation

e-mail: barkhatov-alexh@yandex.ru<sup>2</sup>

**Аннотация.** Решение задач расчётов режимов перекачки (назначение уставок систем регулирования давления, выбор оптимального режима перекачки и др.) связано с проверкой технологических ограничений в каждой точке на линейной части нефтепровода. К технологическим ограничениям относятся допустимые рабочие давления секций труб нефтепровода и минимальное давление, обеспечивающее перекачку нефти полным сечением. В среднем на 100 км нефтепровода число таких точек достигает  $40 \cdot 10^3$  для горной местности и  $18 \cdot 10^3$  – для равнинной.

Решение многовариантных задач (например, оптимизации) предусматривает проверку этих ограничений для каждого анализируемого варианта, что увеличивает продолжительность расчетов в 4-5 раз. Для уменьшения объемов и времени вычислений при решении многовариантных задач це-

лесообразно выполнять проверки технологических ограничений предварительно перед решением основной задачи.

Уменьшить продолжительность вычислений путем исключения проверок анализируемых вариантов при расчете оптимального режима возможно за счет построения коридора эпюр напоров для заданной производительности (области, в которой все режимы с заданной производительностью будут реализуемы и безопасны). Для этого необходимо предварительно определить уставки систем автоматического регулирования (САР) давления на нефтеперекачивающих станциях (НПС) таким образом, чтобы эпюры фактических напоров не пересекали эпюру напоров, соответствующую максимальным рабочим давлениям в секциях нефтепровода (верхняя граница коридора) и эпюру, проходящую над профилем с некоторым запасом (нижняя граница коридора).

В работе описан алгоритм построения коридора эпюр напора технологического участка, с учетом технологических ограничений накладываемых линейной частью и технологией НПС (минимальное рабочее давление по входу НПС), и определения соответствующих диапазонов уставок САР давления на НПС. В работе представлена математическая формулировка задачи и методы ее решения.

**Abstract.** Solving problems calculations pumping modes (appointment setting regulatory pressure, the choice of optimum pumping mode, etc.) due to the technological constraints checking at each point on the linear part of the pipeline. By technological limitations include allowable working pressure of pipe sections of the pipeline and minimum pressure, providing complete oil pumping section. On average, 100 km pipeline reaches the number of such points  $40 \cdot 10^3$  for the highlands and  $18 \cdot 10^3$  - the plains.

Multivariate decision tasks (eg, optimization ) provides check these restrictions for each analyzed variant that increases the calculations of 4-5. To reduce the volume and the computation time for solving multivariate problems

advisable to carry out pre- test technological limitations before deciding the basic problem.

Reduce the duration of the calculations due to the exclusion of inspections analyzed options in the calculation of the optimum mode is possible due to a line-out diagrams pressures for a given performance ( the area in which all modes set performance will be realizable and safe ). To do this , you must first determine the setting of automatic pressure regulation (ACS) on oil pumping stations (OPS) so that the actual diagrams pressures have not crossed epure pressures corresponding to the maximum working pressure of the pipeline sections (upper limit of the corridor ) and epure extending above the profile with some margin (the lower limit of the corridor).

In this paper we describe an algorithm for constructing diagrams head technology corridor area , taking into account technological restrictions imposed by the linear part of the OPS and technology ( minimum operating pressure input OPS ) , and determine the appropriate setting ranges ACS pressure on the OPS . A mathematical formulation of the problem and methods for its solution.

**Ключевые слова:** коридор эпюр напоров, уставки, система регулирования, технологические ограничения, перевальная точка, локальный минимум и максимум, глобальный минимум и максимум.

**Key words:** corridor diagrams pressures, settings, control system, technological limitations, the saddle point, the local minimum and maximum, the global minimum and maximum.

При решении различных задач расчёта режимов перекачки (выбор оптимального режима перекачки, назначение уставок систем регулирования давления и др.) необходимо проверять выполнение технологических ограничений в большом количестве точек на линейной части нефтепровода. Такими ограничениями являются допустимое рабочее давление в секциях трубопровода и минимальное давление, обеспечивающее течение жидко-

сти с полным заполнением сечения трубопровода. На каждые 100 км нефтепровода число таких точек может достигать  $40 \cdot 10^3$  для горной местности и для равнинной –  $18 \cdot 10^3$ .

При решении многовариантных задач (например, оптимизации) необходимо проверять соблюдение этих ограничений для каждого анализируемого варианта. Поэтому при решении таких задач эти проверки целесообразно выполнить предварительно, до анализа разных вариантов. Как будет показано ниже, указанные ограничения при заданном расходе (расходах) будут соблюдаться при всех значениях уставок систем регулирования давления из некоторого диапазона, соответственно все эпюры напоров будут находиться в некотором коридоре.

Рассматривается участок нефтепровода между двумя соседними насосными станциями или между насосной станцией и конечным пунктом технологического участка с резервуарным парком (далее просто «участок»). НПС состоит из магистральной насосной станции (МНС), входного и выходного трубопроводов МНС. В состав МНС входят магистральные насосы и САР давления. Участок состоит из отдельных отрезков с известными характеристиками (наружный диаметр и толщина стенки труб, допустимое рабочее давление и др.). Точки соединения отрезков друг с другом будем называть линейными пунктами (ЛП) и пронумеруем их от первой станции до конечного пункта технологического участка.

Для математической формулировки задачи введём следующие обозначения:

- Q*зад – заданная производительность первой станции технологического участка (ТУ);
- j* – номер ЛП;
- S* – количество точек профиля участка нефтепровода;
- X(j), z(j), NS(j)* – профиль трассы трубопровода (*X* – дистанция от начала трубопровода, *z* – геодезическая отметка низа трубы), *NS* – номер НПС, входной трубопровод которой подключён в ЛП с номером *j*,  $j=1, S$ . Если  $NS_j=0$ , то НПС в данном пункте не подключена;

- $\rho$  – плотность перекачиваемой нефти;
- $g$  – ускорение свободного падения;
- $q(j)$ , – заданные расходы подкачки (положительная величина) или сброса (отрицательная величина) в ЛП  $j$ ,  $j=1,S$ ,  $q(1)=Q_{зад}$ . Если подкачка и сброс отсутствует, то  $q(j)=0$ ;
- $DRD(j)$  – допустимое рабочее давление в секции трубопровода в ЛП с номером  $j$ ,  $j=1,S$ ;
- $Q(j)$  – расчётная производительность на отрезке трубопровода после ЛП  $j$ ,  $j=1,S-1$ ;
- $h(j,Q)$  – потери напора на трение и местные сопротивления на участке трубопровода между ЛП  $j$  и  $j+1$ ,  $j=1,S-1$ ;
- $H(j)$  – сумма геометрического и пьезометрического напоров в ЛП  $j$  (расчётная точка на эпюре напоров);
- $U$  – минимальный запас напора над перевальной точкой ([1]), обеспечивающий движение жидкости полным сечением в любом пункте трубопровода;
- $N$  – число насосных станций на технологическом участке;
- $ZPS(i)$  – высотная отметка насосной станции,  $i=1,N+1$ ;
- $HIN(i,Q)$  – потери напора во входном трубопроводе МНС,  $i=2,N$ ;
- $HOU(i,Q)$  – потери напора в выходном трубопроводе МНС,  $i=1,N$ ;
- $a(i)$  – для промежуточных насосных станций ( $i=2, N$ ) – это «рабочее давление на входе станции», обеспечивающее работу насосов без кавитации [2], или минимальное давление, обеспечивающее заданный расход попутного сброса перед этой станцией;
- для конечного пункта ( $i=N+1$ ) – это давление, соответствующее потерям напора в коммуникациях резервуарного парка при заданном расходе с учетом уровня нефти в резервуаре;
- $b(i)$  – для промежуточной станции и конечного пункта участка ( $i=2, N+1$ ) – максимальное давление на входе станции (конечного пункта), определяемое предельным давлением трубопроводов и оборудования станции (конечного пункта);
- $c(i)$  – уставка САР давления на выходе станции  $i$ ,  $i=1,N$ ;
- $HS \max(i)$ ,  
 $HS \min(i)$  – максимальный и минимальный напоры в точке подключения входного трубопровода станции  $i$  при её работе,  $i=2,N+1$ ;

- $HD \max(i)$ , – максимальный и минимальный напоры в точке подключения  
 $HD \min(i)$  выходного трубопровода станции  $i$ ,  $i=1, N$ ;  
 $US \min(i)$ , – минимальное и максимальное допустимое давление на входе  
 $US \max(i)$  МНС;  
 $UD \min(i)$ , – минимальное и максимальное допустимое давление на  
 $UD \max(i)$  выходе МНС.

Работа нефтепровода возможна только на реализуемых и безопасных режимах [3], т.е. режимах, на которых выполняются все технологические ограничения:

$$Q_j = \sum_{k=1}^j q_k \quad j=1, S-1 \quad (1)$$

$$\left. \begin{array}{l} \text{при } NS_j = 0: \\ z(j) + U \leq H(j) \leq z(j) + \frac{DRD(j)}{\rho \cdot g}, \quad j=1, S; \\ H(j+1) = H(j) - h_j(Q), \quad j=1, S-1 \end{array} \right\} \quad (2)$$

$$\left. \begin{array}{l} \text{при } NS_j \neq 0: \\ i = NS(j) \\ H(0) = ZPS(1) + \frac{a(1)}{\rho \cdot g} \\ H(j) - HIN(i) \geq \frac{a(i)}{\rho \cdot g} + ZPS(i), \quad i=2, N+1 \\ H(j) - HIN(i) \leq \frac{b(i)}{\rho \cdot g} + ZPS(i), \quad i=2, N+1 \end{array} \right\} \quad (3)$$

Выполнение неравенств (2) и первого неравенства из (3) гарантируется при описанном ниже алгоритме построения границ коридора эпюр. Если же не выполняется второе неравенство в (3) и при этом  $H(j) < HD \min(i)$ , то необходимо уменьшить напор на первой станции участка (см. раздел «Построение верхней границы коридора эпюр»).

Так как единственным заданным параметром режима перекачки, входящим в ограничения (1)–(3), является расход (расходы), то эти ограничения должны выполняться для всех реализуемых режимов с данным расходом. Следовательно, проверку выполнения этих ограничений для заданного расхода можно выполнить один раз, до перебора различных комбинаций

включения насосов при расчете режимов перекачки. С этой целью необходимо предварительно рассчитать потери  $h(j, Q)$  напора на каждом из отрезков участка, на входных и выходных трубопроводах МНС и построить коридоры возможных эшюр напора при заданном расходе (расходах) для каждого перегона. Рисунок 1 иллюстрирует приведенные ограничения, ( $y$  – величина дросселирования в конечном пункте, при наличии регулятора давления).

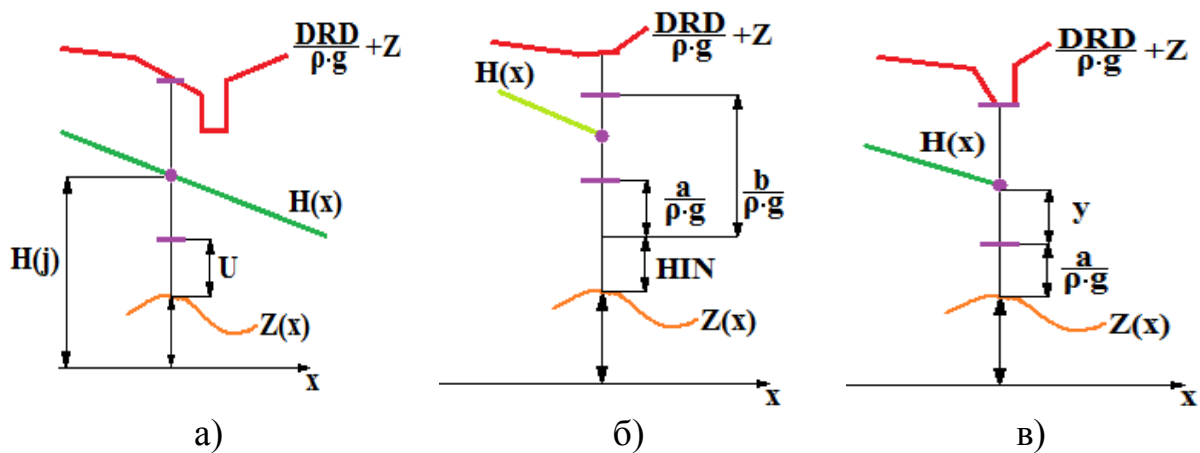


Рисунок 1. Технологические ограничения на линейной части:  
 а) на всех ЛП, кроме указанных в пунктах б) и в); б) на узле подключения промежуточной НПС; в) на узле подключения конечного пункта

Порядок определения коридора эшюр напоров для технологического участка следующий:

1. Построение нижней границы коридоров эшюр для всех участков, начиная от конечного пункта;
2. Построение верхней границы коридоров эшюр для всех участков, начиная с первого;
3. Определение минимальных и максимальных напоров в точках подключения насосных станций (вход и выход) к трубопроводу и диапазона возможных значений уставок систем регулирования на станциях;
4. Определение диапазона возможных значений уставок регулирования;

5. Определение возможных значений суммарного напора насосов на станциях;

6. Определение максимальной производительности двух смежных участков при отключенной промежуточной станции.

### ***Построение нижней границы коридора эпюр***

Левое неравенство в (2) имеет смысл проверять только в точках локальных максимумов профиля (маркированные на рисунке 2 точки). С другой стороны, поскольку эпюры напорov являются не возрастающими функциями расстояния, то на участке от первой станции участка до точки глобального максимума (точка  $X_4$  на рисунке 2) также не имеет смысла проверять это условие. По этой же причине нет смысла проверять локальные максимумы меньше, чем наибольший из уже проверенных максимумов при движении от второй станции к глобальному максимуму (точки  $X_5$ ,  $X_6$  на рисунке 2)<sup>1</sup>. Поэтому построение нижней границы коридора эпюр начинается со второй станции участка: напор на входе станции определяется как  $Z_9 + \frac{a_{i+1}}{\rho \cdot g} + HIN_{i+1}$  (рисунок 2). К этому напору прибавляются потери напора на участке от станции до ближайшего локального максимума. Если полученное значение удовлетворят левому неравенству из (2), то выполняется такая же процедура для следующего (в направлении первой станции) локального максимума. В противном случае напор на входе второй станции увеличивается так, чтобы выполнялось указанное условие. Эти процедуры повторяются для локальных максимумов профиля до глобального максимума профиля включительно. В результате при последней корректировке получается минимальный напор на входе второй станции  $HS_{\min}(i+1)$ . Минимальный напор на выходе первой станции  $HD_{\min}(i)$  получается прибавлением к  $HS_{\min}(i+1)$  потерь напора на всём участке от первой

<sup>1</sup> В результате число таких проверок сокращается как минимум в 4 раза.



до второй НПС (или прибавлением к напору в точке глобального максимума потерь напора от первой станции до этой точки).

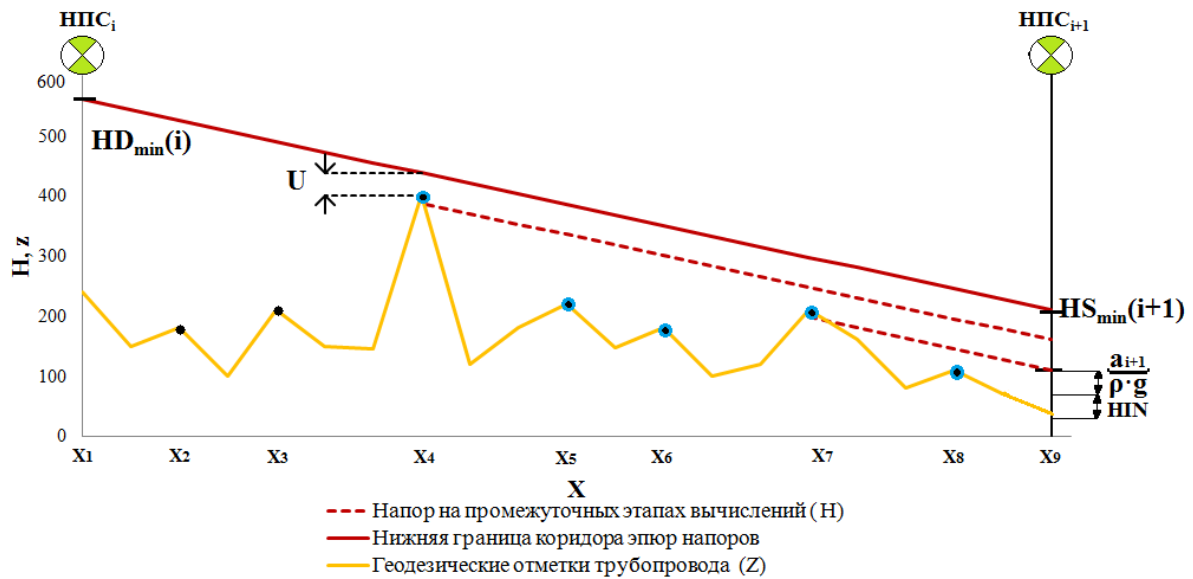


Рисунок 2. Определение нижней границы коридора эюр напоров для перегона между промежуточными станциями

При отсутствии регулятора давления в конечном пункте коридор эюр вырождается в одну ломаную линию (рисунок 3), проходящую через точки  $(X_{30}, HS_{\min}(i+3))$ ,  $(X_{29}, Z_{29})$  и  $(X_{20}, HD_{\min}(i+2))$ . При этом после перевальной точки  $X_{29}$  образуется самотечный участок.

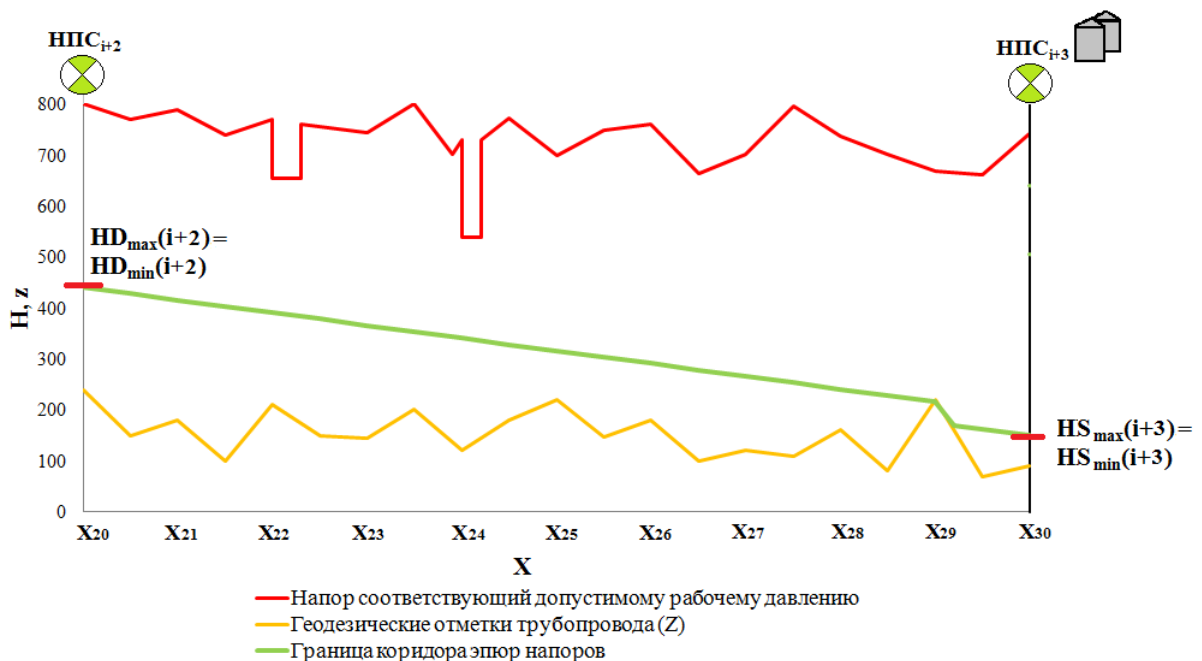


Рисунок 3. Коридор эюр напоров последнего участка

### *Построение верхней границы коридора эпюр*

Аналогично, в силу невозрастающего характера эпюры напоров, правое неравенство в (2) имеет смысл проверять только в точках локальных минимумов эпюры  $\frac{DRD}{\rho \cdot g} + z$  (маркированные на рисунке 4 точки). Процедура проверки аналогична тому, как это делается при построении нижней границы коридора эпюр, но построение начинается от первой станции участка. Напор  $HD_{\max}(i)$  в этой точке принимается равным напору, соответствующему допустимому рабочему давлению в этой точке. Проверки с соответствующей корректировкой  $HD_{\max}(i)$  выполняются для локальных минимумов функции  $\frac{DRD}{\rho \cdot g} + z$ , начиная от первого и заканчивая глобальным минимумом этой функции (точка  $X_8$  на рисунке 4). В результате определяются максимальные напоры  $HD_{\max}(i)$  и  $HS_{\max}(i+1)$  на выходе первой и на входе второй станции. При этом возможен особый случай, требующий специального рассмотрения. Если  $ZPS(i) + \frac{b(i)}{\rho \cdot g} \leq H(j) \leq HD_{\min}(i)$ , т.е. подключение рассматриваемой станции невозможно, а приходящий от предыдущей станции напор недостаточен для создания необходимого подпора на следующей станции. В этом случае необходимо уменьшать  $HD_{\max}(i)$  и соответственно  $HS_{\max}(i+1)$ . Если уменьшение  $HS_{\max}(i+1)$  вплоть до  $HS_{\min}(i+1)$  не приводит к исправлению ситуации, это означает, что заданная производительность нереализуема.

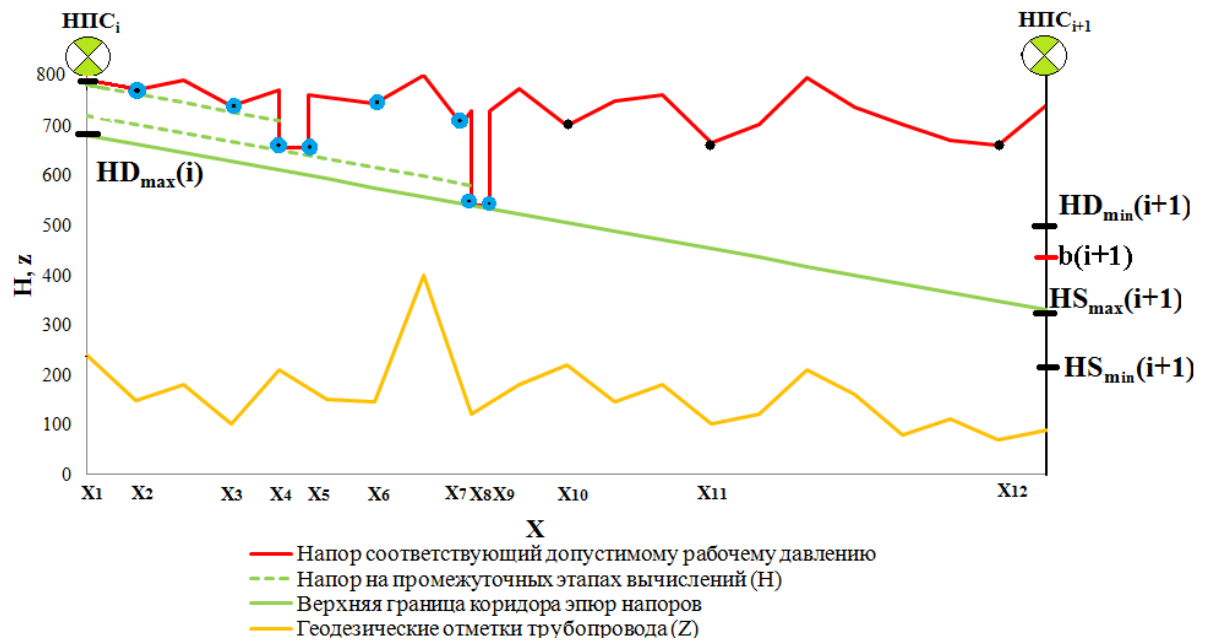


Рисунок 4. Определение верхней границы коридора эюр напоров

В качестве иллюстрации вышеуказанных подходов построения коридоров эюр напора на рисунке 5 представлены границы коридоров эюр напоров двух смежных участков. В коридоре эюр располагаются эюры всех возможных режимов для заданной производительности.

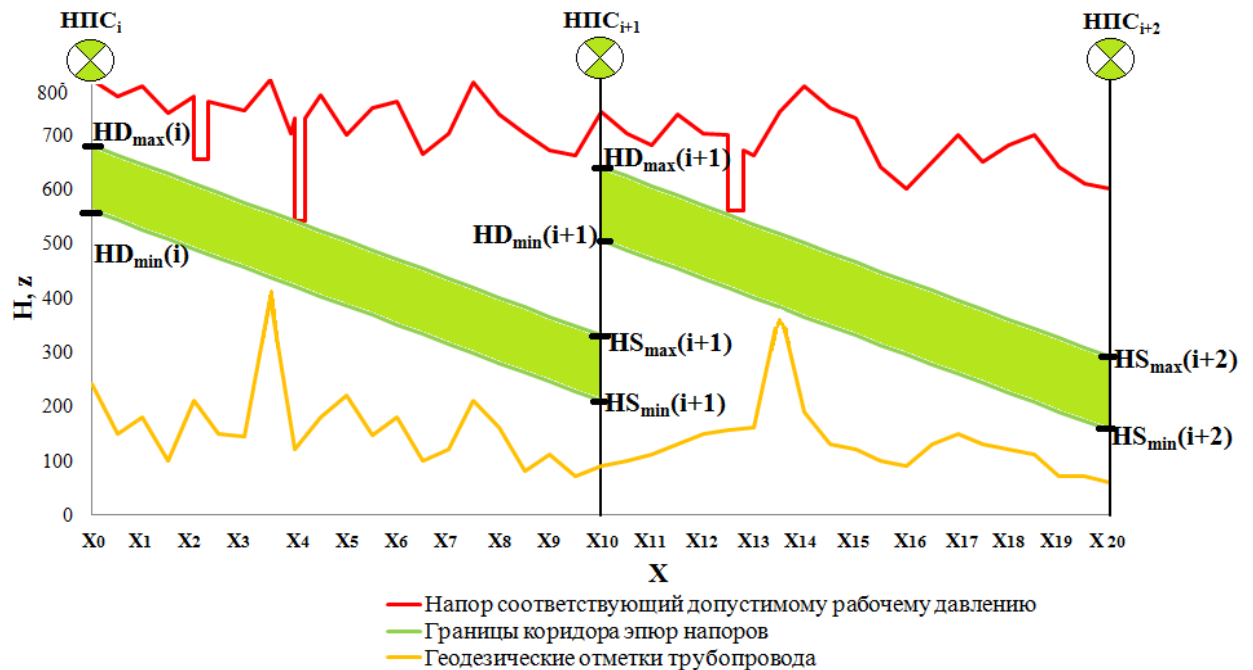


Рисунок 5. Коридоры эюр напоров для двух смежных участков

Реализация заданной производительности при отключенной станции  $i+1$  возможна, если  $HS_{\max}(i+1) \geq HD_{\min}(i+1)$ . Такой пример показан на рисунке 6. В противном случае на режиме с отключённой станцией  $i+1$  производительность будет другой и для этой производительности в соответствии с описанным алгоритмом можно построить свои коридоры эпюр напора.

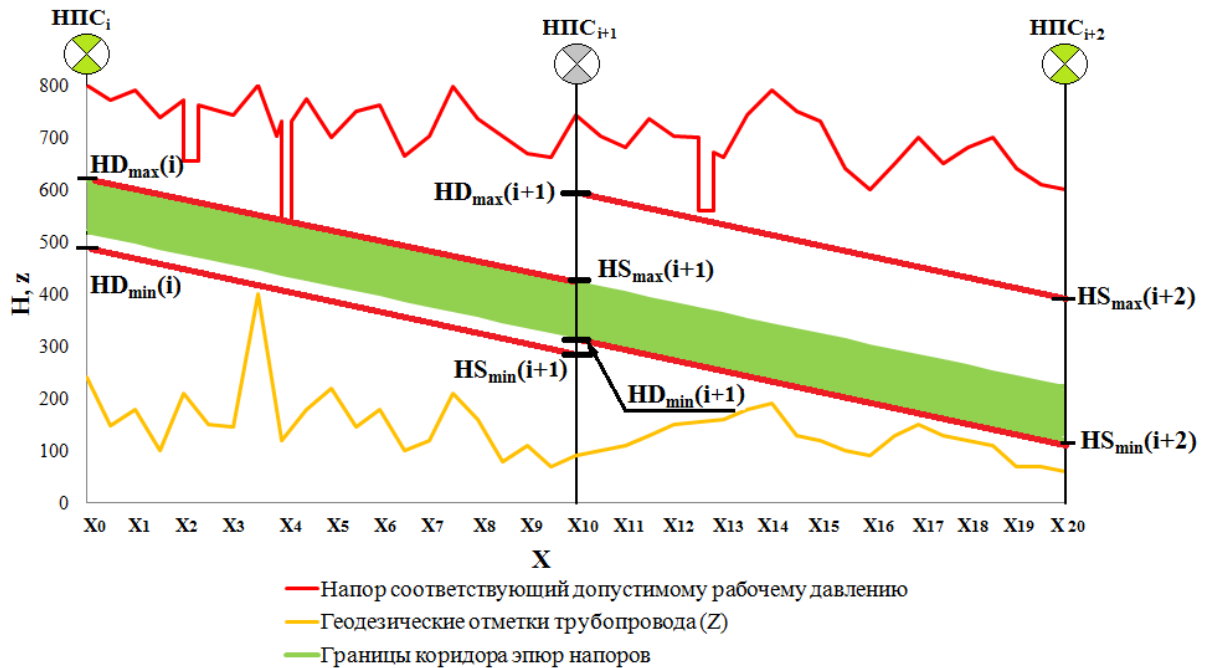


Рисунок 6. Определение границ коридора эпюр напоров при работе через станцию

Следует отметить, что ширина коридора эпюр напоров увеличивается при уменьшении производительности. При производительности, равной пропускной способности перегона, нижняя и верхняя границы коридора напоров совпадают (рисунок 7), т.е. коридор напоров вырождаются в одну линию.

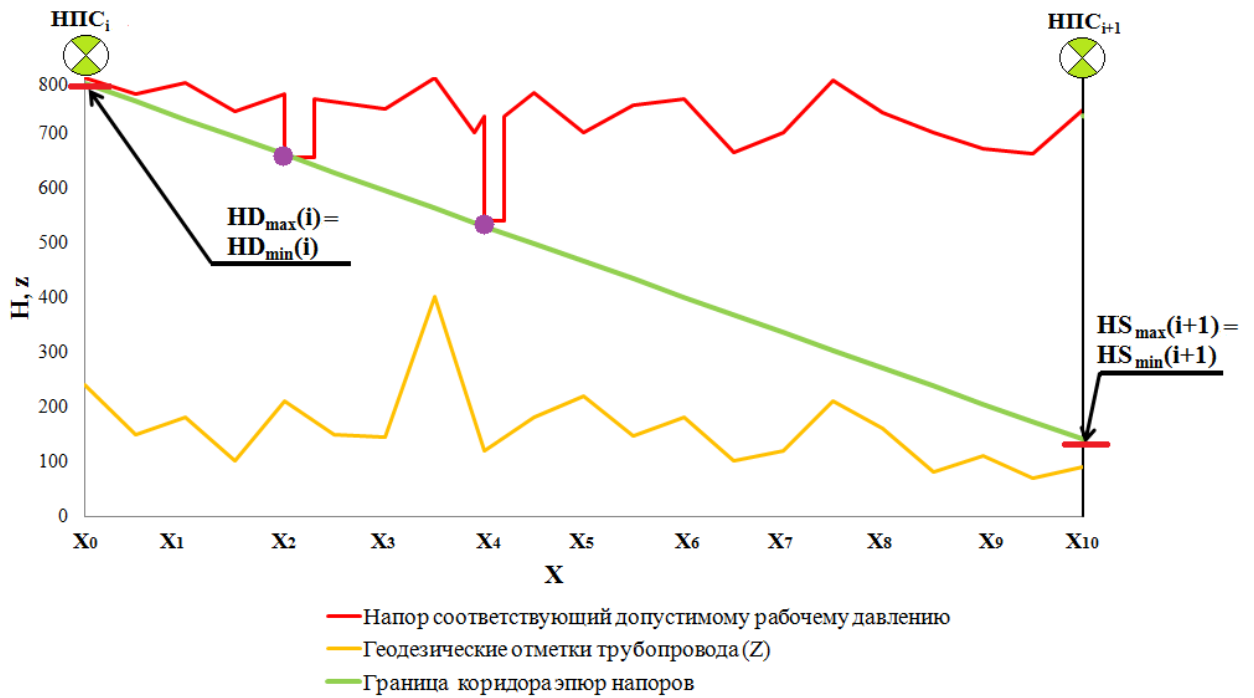


Рисунок 7. Коридор эюр напоров перегона при производительности равной пропускной способности

***Определение минимальных и максимальных напоров в точках подключения насосных станций (вход и выход) к трубопроводу и диапазона возможных значений уставок систем регулирования на станциях***

Таким образом, после построения коридора эюр напоров для каждой станции определяется минимальное  $HS_{\min}$  в точке подключения входного трубопровода к магистральному нефтепроводу и максимальное  $HD_{\max}$ , в точке подключения выходного трубопровода, значения напора.

Предельные значения напора на входе МНС (после входного трубопровода МНС) и на выходе МНС (перед выходным трубопроводом) определяются следующим образом:

$$\left. \begin{aligned} US_{\min}(i) &= HS_{\min}(i) - HIN(i), \quad i = 2, N; \\ UD_{\max}(i) &= HS_{\max}(i) - HOU(i), \quad i = 1, N; \end{aligned} \right\}, \quad (4)$$

$$\left. \begin{aligned} US_{\max}(i) &= HS_{\max}(i) - HIN(i), \quad i = 2, N; \\ UD_{\min}(i) &= HD_{\min}(i) - HOU(i), \quad i = 1, N; \end{aligned} \right\}. \quad (5)$$

### **Определение диапазона возможных значений уставок регулирования**

Диапазон допустимых значений уставок системы регулирования определяются неравенствами:

$$\left. \begin{aligned} US \min(i) \leq \frac{a(i)}{\rho \cdot g} + ZPS(i) \leq \min \{b(i), US \max(i)\} \\ UD \min(i) \leq \frac{c(i)}{\rho \cdot g} + ZPS(i) \leq UD \max(i) \end{aligned} \right\} \quad (6)$$

### **Определение возможных значений суммарного напора насосов на станциях**

Диапазон возможных значений суммарного напора насосов  $HP$  определяется допустимыми значениями уставок. При этом возможны два случая:

– если  $HS \max(i) \geq HD \min(i)$ , т.е. области коридоров напоров пересекаются, то

$$0 \leq HP \leq \frac{UD \max - US \min}{\rho \cdot g}, \quad (7)$$

– если же эти области не пересекаются, т.е.  $HD \min(i) > HS \max(i)$ , то область возможных значений суммарного напора насосов:

$$\left. \begin{aligned} \frac{UD \min - US \max}{\rho \cdot g} < HP \leq \frac{UD \max - US \min}{\rho \cdot g} \\ \text{или } HP = 0 \end{aligned} \right\} \quad (8)$$

В первом случае допустимым значением является  $HP = 0$ , т.е. режим работы с отключённой станцией.

Таким образом, в результате построения коридора эпюр напоров определяются также области возможных значений уставок системы регулирования давления и суммарного напора включаемых на станции насосов. Окончательно область допустимых значений суммарного напора включаемых насосов определяется как пересечение областей (7), (8) и области определения напора насосов, определяемой при локальной оптимизации при

построении функции Джефферсона [4, 5]. Это также позволяет существенно уменьшить объем вычислений при расчёте режимов.

### ***Определение максимальной производительности двух смежных участков при отключении промежуточной станции***

Предложенный алгоритм можно использовать для определения пропускной способности любого участка, в том числе, образующегося из двух смежных участков при отключении промежуточной станции, разделяющей эти участки. В этом случае алгоритм построения коридора эпюр участка повторяется для разных значений заданной производительности до тех пор, пока нижняя граница коридора не совпадёт с верхней границей, т.е. производительность сравняется с пропускной способностью участка. Далее можно при этой производительности построить коридоры эпюр для других участков.

### **Выводы**

1. Разработанный алгоритм построения коридора эпюр при заданной производительности позволяет определить диапазоны возможных значений уставок систем регулирования давления на насосной станции.

2. При назначении уставок в этих диапазонах выполняются все технологические ограничения на линейном участке от рассматриваемой станции до следующей по потоку станции. Обеспечивается также поддержание минимально необходимого подпора на следующей станции.

3. Коридор эпюр и диапазоны значений уставок уменьшаются с увеличением производительности.

4. По определённым диапазонам значений уставок определяется диапазон возможных значений суммарного напора включённых насосов.

5. Использование предлагаемого алгоритма на предварительной стадии расчётов позволяет уменьшить объём вычислений в 4-5 раз при решении

задач, связанных с перебором вариантов различных комбинаций включения насосов.

### **Список используемых источников**

1 РД-23.040.00-КТН-110-07. Магистральные нефтепроводы. Нормы проектирования. М., 2007. 124 с.

2 Земенков Ю.Д. Эксплуатация магистральных нефтепроводов. Тюмень: Вектор Бук, 2003. 664 с.

3 ОР-03.220.99-КТН-092-08. Регламент разработки технологических карт, расчета режимов работы магистральных нефтепроводов ОАО «АК «Транснефть». М., 2008. 34 с.

4 Вязунов Е.В. Определение оптимальных характеристик насосных агрегатов магистральных трубопроводов // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. ВНИИОЭНГ.1968. № 5. С. 10–13.

5 Jefferson J.T. Shell Pipe Line calls it Dynamic Programing. It's proving effective as a means of optimizing power on crude-oil pipeline // The Oil and gas Journal. 1961. V. 59 № 19. p. 102 – 107.

### **References**

1 RD-23.040.00-KTN-110-07. Magistral'nye nefteprovody. Normy proektirovaniya. M., 2007. 124 s. [in Russian].

2 Zemenkov YU.D. Ehspluatatsiya magistral'nykh nefteprovodov. Tyumen': Vektor Buk, 2003. 664 s. [in Russian].

3 OR-03.220.99-KTN-092-08. Reglament razrabotki tekhnologicheskikh kart, rascheta rezhimov raboty magistral'nykh nefteprovodov ОАО «АК «Transneft'». M., 2008. 34 s. [in Russian].

4 Vyazunov E.V. Opredelenie optimal'nykh kharakteristik nasosnykh agregatov magistral'nykh truboprovodov // Transport i khranenie nefiti i nefteproduktov. VNIIOEHNG.1968. № 5. S. 10-13. [in Russian].



5 Jefferson J.T. Shell Pipe Line calls it Dynamic Programing. It's proving effective as a means of optimizing power on crude-oil pipeline // The Oil and gas Journal. 1961. V. 59 № 19. p. 102-107. [in English].

### **Сведения об авторах**

#### **About the authors**

Вязунов Е.В., канд. техн. наук, старший научный сотрудник, главный специалист отдела математического моделирования ОАО «Гипротрубопровод», г. Москва, Российская Федерация.

E.V. Vyazunov, Candidate of Engineering Sciences, Senior Researcher, Chief Specialist of the Mathematical Modeling of "Giprotruboprovod", Moscow, the Russian Federation.

Бархатов А.Ф., аспирант кафедры «Оборудование и технология сварочного производства», ФГБОУ ВПО Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Российская Федерация.

A.F. Barkhatov, Postgraduate Student, of the Chair "Equipment and welding technology", FSBEI NPE "National Research Tomsk Polytechnic University", Tomsk, the Russian Federation.

e-mail: barkhatov-alex@yandex.ru