

На правах рукописи

**ДОЛГОВЫХ ВИТАЛИЙ ЛЕОНИДОВИЧ**

**АВАРИЙНОЕ ОПОРОЖНЕНИЕ МАГИСТРАЛЬНОГО  
НЕФТЕПРОВОДА ПРИ БЕЗНАПОРНОМ РЕЖИМЕ**

Специальность 25.00.19 – Строительство и эксплуатация  
нефтегазопроводов, баз и хранилищ

Автореферат

диссертации на соискание ученой степени

кандидата технических наук

Тюмень 2004

Работа выполнена в Тюменском государственном нефтегазовом  
университете

Научный руководитель: д.т.н., профессор,  
заслуженный деятель науки  
Российской Федерации Антипов В.Н.

Официальные оппоненты: д.т.н., профессор Шаповал А.Ф.  
к.т.н. Смирнов В.А.

Ведущая организация: ОАО «Гипротюменнефтегаз»

Защита диссертации состоится **18 июня** 2004г. в **14-00** час. на заседании  
диссертационного совета Д 212.273.02 при Тюменском государственном  
нефтегазовом университете по адресу:

625000, г. Тюмень, ул. Володарского, 38.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке ТюмГНГУ

Автореферат разослан «18» мая 2004г.

Ученый секретарь  
диссертационного совета,  
д.т.н., профессор

Челомбитко С.И.

## ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

**Актуальность темы диссертации.** При эксплуатации магистральных нефтепроводов одной из актуальных проблем является обеспечение безопасной эксплуатации линейной части, которая решается, главным образом, за счет своевременного проведения ремонтно-восстановительных работ на основе данных внутритрубной дефектоскопии. Однако проводимые мероприятия не могут полностью исключить возможность возникновения аварийных ситуаций. Тяжесть последствий аварий обусловлена оперативностью принятия мер по ликвидации и количеством вытекшей нефти. Отсюда следует, что весьма важно корректно определить величину утечки на всех этапах развития аварии. В связи с возросшими требованиями к охране окружающей среды расчет величины аварийной утечки является обязательным при разработке декларации промышленной безопасности с точки зрения прогноза опасности последствий аварий. На стадии проектирования расчетные данные о величине утечки на различных участках нефтепровода позволяют предусмотреть наиболее эффективные мероприятия, направленные на предупреждение и ликвидацию последствий аварии.

При выполнении расчетов, связанных с определением утечек и при проведении оценки степени риска аварий на магистральных нефтепроводах, применяются различные модели и методики, при этом приоритетными являются методические документы, утвержденные федеральными органами власти. Применительно к магистральным нефтепроводам можно выделить руководящие документы: «Методика определения ущерба окружающей природной среде при авариях на магистральных нефтепроводах», «Методическое руководство по оценке степени риска аварий на магистральных нефтепроводах», а также методику расчета аварийного истечения нефти или нефтепродукта через

повреждение в теле трубопровода, разработанную коллективом авторов Лурье М.В., Ишмухаметовым И.Т., Исаевым С.Л. и др.

Отмеченные методики имеют очевидную ценность при расчете аварийных утечек. Особое значение приобретает расчет процесса истечения нефти при самотечном опорожнении участка магистрального нефтепровода, который является наиболее продолжительным и характеризуется наибольшим выходом нефти на дневную поверхность. При определении количества вытекшей нефти при безнапорном режиме необходимо учитывать давление насыщенных паров нефти, изменяющееся в процессе истечения. В существующих методиках давление в паровой фазе на всем протяжении процесса истечения принимается постоянным, равным либо нулю, либо давлению насыщенных паров нефти. В отдельных случаях эти допущения приводят к ошибкам при вычислении объема вытекшей нефти.

Таким образом, для корректной оценки величины аварийной утечки из магистрального нефтепровода при безнапорном режиме необходима методика, учитывающая изменение давления насыщенных паров нефти при опорожнении нефтепровода.

**Целью диссертационной работы** является разработка методики определения количества вытекшей нефти из участка магистрального трубопровода, отсеченного линейными задвижками, на основании установленных зависимостей изменения давления насыщенных паров товарных нефтей и условий процесса самотечного опорожнения.

В соответствии с поставленной целью решались следующие **основные задачи:**

- экспериментальные исследования выделения паровой фазы из товарных нефтей применительно к процессу самотечного опорожнения нефтепровода;

- выявление закономерностей аварийного истечения нефти из отсеченного задвижками линейного участка магистрального трубопровода в зависимости от профиля трассы, месторасположения дефектного отверстия и динамики изменения давления насыщенных паров;
- разработка методики расчета аварийной утечки нефти из участка магистрального нефтепровода, отсеченного линейными задвижками, в зависимости от условий процесса самотечного опорожнения и свойств товарной нефти.

#### **Научная новизна работы:**

- установлены зависимости изменения давления насыщенных паров товарных нефтей от соотношения объемов паровой и жидкой фаз применительно к процессу самотечного опорожнения трубопровода;
- выявлены закономерности безнапорного истечения нефти из аварийного участка магистрального трубопровода, учитывающие динамику изменения давления насыщенных паров нефти;
- разработана математическая модель, предназначенная для расчета количества вытекшей нефти из участка магистрального нефтепровода, отсеченного линейными задвижками, с учетом свойств товарной нефти и условий процесса самотечного опорожнения.

#### **Практическая ценность диссертации.**

Разработанная методика по определению количества вытекшей нефти из самотечного участка магистрального нефтепровода с учетом изменения давления насыщенных паров позволяет производить оценку площади загрязнений, необходимую при проведении анализа риска опасных производственных объектов, проведения экспресс-анализа аварийных утечек и назначения на их основе штрафных санкций контролирующими организациями. Моделирование нештатной ситуации и

анализ возможной утечки превентивно решают вопрос безопасности трубопроводного транспорта нефти.

### **Апробация работы и публикации.**

Основные положения диссертационной работы докладывались автором на:

- международном совещании «Энергоресурсосберегающие технологии в нефтегазовой промышленности России», г. Тюмень, 18-19 сентября 2001г.;
- международной научно-практической конференции «Проблемы эксплуатации транспортных систем в суровых условиях», г. Тюмень, 22-23 ноября 2001г.;
- международном семинаре «Геотехнические и эксплуатационные проблемы нефтегазовой отрасли», г. Тюмень, 27-29 марта 2002г.;
- научно-технической конференции «Нефть и газ: проблемы недропользования, добычи и транспортировки», г. Тюмень, 24-26 сентября 2002г.;
- VIII Международном симпозиуме студентов и молодых ученых им. академика М.А. Усова «Проблемы геологии и освоения недр», г.Томск, 5-9 апреля 2004г.

По теме диссертации опубликовано 7 печатных работ.

### **Структура и объем работы.**

Диссертационная работа состоит из введения, 3 глав, основных выводов, приложения и списка использованной литературы, содержащего 92 наименования. Работа изложена на 132 страницах, содержит 17 таблиц и 19 рисунков.

## КРАТКОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

**Во введении** обоснована актуальность темы диссертационной работы, сформулированы цель и задачи исследований, отмечена научная новизна и практическая ценность полученных результатов.

**В первой главе** проводится анализ существующих методов по определению количества вытекшей нефти при аварии на магистральном нефтепроводе.

В работе показано, что истечение нефти через аварийное повреждение в теле трубопровода является сложным процессом и определяется различными факторами: физико-химическими свойствами нефти, расположением запорной арматуры, координатами места повреждения, характеристикой среды, в которую происходит истечение, размером дефектного отверстия, профилем трассы нефтепровода и др.

Анализ метода расчета величины утечки в руководящем документе «Методика определения ущерба...» указывает, что при вычислении объема нефти, вытекшей при безнапорном режиме, давление над свободной поверхностью нефти в трубопроводе принимается равным нулю. В методике, разработанной Лурье М.В. и др. при подобном процессе давление в паровой фазе принимается постоянным в отличие от реальных условий аварийной ситуации.

В процессе истечения нефти из магистрального нефтепровода при безнапорном режиме в возвышенных точках трассы может происходить разрыв сплошности потока и образовываться полость, заполненная парами перекачиваемой нефти. В литературе приводятся различные методы определения давления насыщенных паров, как основной характеристики испаряемости или летучести жидких углеводородов. Для многокомпонентных жидкостей (в частности, для нефти) давление насыщенных паров зависит не только от температуры, но и от соотношения объёмов паровой и жидкой фаз. В процессе истечения

вследствие фазового перехода качественный и количественный состав паров (как и нефти) изменяется. Давление в паровой фазе является многофакторной функцией уровня заполнения нефтепровода и внешних параметров процесса. В реальных условиях аварии, по мере снижения уровня нефти в трубе, давление в паровой фазе будет снижаться, и оказывать влияние на скорость истечения. Этот факт необходимо учитывать при опорожнении трубопровода. Поэтому использование характеристики давления насыщенных паров нефти, определенного стандартными методами, для расчета аварийных утечек при безнапорном режиме является не корректным.

Далее в работе показано, что математическое моделирование процесса испарения нефти при опорожнении нефтепровода может быть обеспечено путем использования комбинированных методов, основанных на современных уравнениях состояния многокомпонентных смесей с учетом результатов поставленных планированных факторных экспериментов.

**Во второй главе** приводятся результаты экспериментального исследования по установлению зависимости изменения давления насыщенных паров товарных нефтей применительно к процессу самотечного опорожнения магистрального нефтепровода.

Характеристике фазовых переходов в системах магистрального трубопроводного транспорта посвящено большое количество работ Константинова Н.Н., Абузовой Ф.Ф., Мартяшовой В.А., Бронштейна И.С., Хакимьяновой Л.Р., Саттаровой Д.М., Новоселова В.Ф., Новоселова В.В., Коршака А.А., Ирмяковой Р.И., Тугунова П.И., Креймера М.Л., Илембитовой Р.Н., Перевощикова С.И. и других специалистов УНИ, РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, ВНИИ НП, ГрозНИИ, БашНИИ, СибНИИ НП, УфНИИ, ИПТЭР и др. Большинство из этих работ выполнено применительно к характеристикам фазового состояния в резервуарных



емкостях и для газонасыщенных нефтей. Исследований, посвященных процессу фазового перехода для линейной части магистральных нефтепроводов, отражающих специфику происходящих явлений в процессе аварийного истечения товарной нефти, не проводилось.

В ТюмГНГУ была проведена серия планированных факторных экспериментов. Оригинальная экспериментальная установка позволяла моделировать процесс опорожнения магистрального нефтепровода и исследовать динамику изменения давления насыщенных паров нефти при различных термодинамических условиях, соответствующих реальным условиям эксплуатации трубопроводов. Эксперименты проводились для четырех видов товарных нефтей среднего приобья Западной Сибири, отличающихся компонентным составом.

Методика эксперимента позволила обеспечить воспроизводимость опытов и удовлетворительную погрешность измерений с коэффициентом множественной корреляции 0,94.

По экспериментальным данным с использованием компьютерных программ были получены регрессионные зависимости, связывающие давление в паровой фазе с соотношением объемов паровой и жидкой фаз, применительно к процессу опорожнения нефтепровода. Проведенный анализ результатов экспериментальных исследований позволил установить, что в исследованном интервале изменения давления полученные экспериментальные данные наиболее точно описываются квадратичными зависимостями типа:

$$\frac{V_{II}}{V_{ж}} = ap^2 + bp + c, \quad (1)$$

где  $p$  - давление в паровой фазе;

$V_{II}$  и  $V_{ж}$  – объемы паровой и жидкой фаз соответственно.

В качестве примера в табл. 1 приведены значения коэффициентов  $a$ ;  $b$ ;  $c$  для нефти с давлением насыщенных паров по Рейду  $P_s=64000$  Па (480 мм.рт.ст) при различных температурах.

Таблица 1

Значения коэффициентов  $a$ ;  $b$ ;  $c$  для нефти  
среднего приобья Западной Сибири

Температура проведения эксперимента, °С	Коэффициенты		
	$a, \text{Па}^{-2}$	$b, \text{Па}^{-1}$	$c$
19,5	$1,4 \cdot 10^{-8}$	$-1,59 \cdot 10^{-3}$	45,3
16,5	$1,9 \cdot 10^{-8}$	$-1,94 \cdot 10^{-3}$	48,9
13,0	$2,5 \cdot 10^{-8}$	$-2,23 \cdot 10^{-3}$	50,8
10,0	$2,9 \cdot 10^{-8}$	$-2,38 \cdot 10^{-3}$	49,9
5,0	$3,9 \cdot 10^{-8}$	$-2,81 \cdot 10^{-3}$	50,6
0,6	$4,6 \cdot 10^{-8}$	$-3,09 \cdot 10^{-3}$	52,5

Таким образом, полученные корреляционные зависимости могут быть рекомендованы для инженерных расчетов величины аварийных утечек из магистральных нефтепроводов при безнапорном режиме, а также при проектировании систем транспорта нефти для расчетов внештатных ситуаций при разработке декларации промышленной безопасности.

**Третья глава** диссертационной работы посвящена разработке методики определения количества вытекшей нефти из магистрального нефтепровода, отсеченного линейными задвижками, применительно к анализу риска. При выполнении анализа риска необходимо рассматривать условие максимального количества вытекшей нефти при гипотетической аварии. В зависимости от условий процесса самотечного опорожнения часть нефти может оставаться в трубопроводе.

При истечении нефти из участка магистрального нефтепровода, отсеченного линейными задвижками, возможны два случая:

- а) истечение при наличии одной поверхности фазового перехода;

б) истечение при наличии двух поверхностей фазового перехода.

В качестве примера для расчета количества вытекшей нефти при наличии одной поверхности фазового перехода рассмотрим левую ветвь сегмента нефтепровода, схема которого представлена на рис.1.

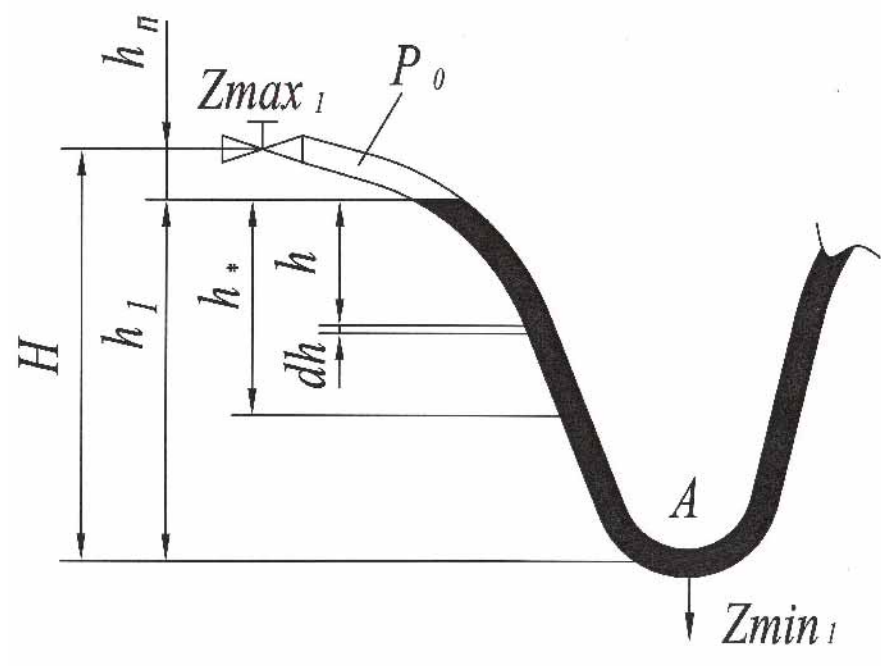


Рис.1. Сегмент участка магистрального нефтепровода с одной поверхностью фазового перехода

где  $P_0$  – давление в паровой фазе;

$h$  – глубина погружения слоя нефти элементарной толщины  $dh$  под свободной поверхностью;

$h_*$  – глубина погружения точки под свободной поверхностью нефти в трубопроводе, в которой давление равно давлению насыщения нефти  $P_{нас}$  (т.е. давлению, соответствующему началу парообразования);

$h_{II}$  – высота паровой фазы в сегменте нефтепровода;

$h_l$  – высота столба нефти в трубопроводе, соответствующая предельной утечке;

$H$  – расстояние по вертикали между максимальной  $Z_{\max 1}$  и минимальной  $Z_{\min 1}$  отметками профиля трассы нефтепровода;

$A$  – место дефектного отверстия (свища, трещины и т.п.).

В точке  $A$  установится давление, равное:

$$P_A = \rho g h_A + P_{атм}, \quad (2)$$

где  $\rho$  - плотность нефти;

$h_A$  – расстояние от места дефектного отверстия до свободной поверхности нефти на дневной поверхности (до поверхности земли);

$P_{атм}$  – атмосферное давление.

Плотность  $\rho$  товарной нефти считается известной. Изменением плотности нефти за счет испарения из нее легких углеводородов можно пренебречь, т.к. изменяется плотность только вышележащих слоев (участвующих в процессе фазового перехода) и это изменение незначительно.

Давление, определяемое по формуле (2) будет уравновешено давлением паров нефти  $P_0$  и давлением нефтяного столба высотой  $h_l$ :

$$P_0 + \rho g h_l = P_{атм} + \rho g h_A. \quad (3)$$

Величина  $H$  находится из профиля трассы нефтепровода (рис. 1)

$$H = h_{II} + h_1. \quad (4)$$

Давление  $p$  в жидкой (нефтяной) фазе будет меняться по закону гидростатики:

$$p(h) = P_0 + \rho g h. \quad (5)$$

Элементарный объем нефти  $dV$  на произвольной глубине погружения  $h$  (рис.2) равен:

$$dV = S_{осн} \cdot dh, \quad (6)$$

где  $S_{осн}$  - площадь основания рассматриваемого отсека.

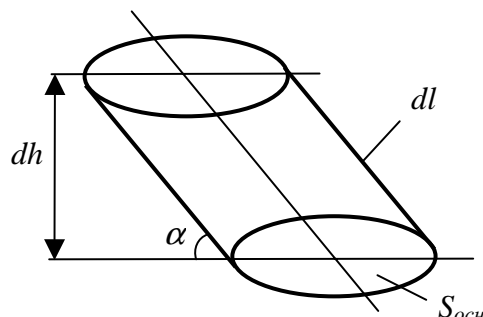


Рис.2. Пространственная расчетная схема наклонного трубопровода где  $\alpha$  – угол наклона трубопровода к горизонтальной плоскости;  $dl$  – длина отсека вдоль образующей.

С учетом того, что основание рассматриваемого отсека представляет собой фигуру эллипсоидальной формы, выражение (6) примет вид:

$$dV = \frac{\pi d^2}{4 \sin \alpha} dh, \quad (7)$$

где  $d$  – внутренний диаметр трубопровода.

Объем паровой фазы  $V_{II}$  зависит от величины давления  $P_0$ . С учетом полученной в работе регрессионной зависимости (1) объем паровой фазы, выделившейся из отсека, определится выражением:

$$dV_{II} = dV_{ж} \cdot [ap^2 + bp + c], \quad (8)$$

где давление  $p$  определяется по формуле (5).

При определении количества вытекшей нефти из участка трубопровода необходимо учитывать, что в общем случае в образовании паровой фазы будет участвовать не весь объем нефти, а только та часть ее объема, в которой давление будет меньше давления насыщения. Из нефти,

находящейся на большей глубине погружения, чем  $h_*$ , не будет выделяться паровая фаза.

Для определения количества вытекшей нефти из левой ветви трубопровода необходимо определить величину  $h_{II}$ . Для этого нужно проинтегрировать выражение (8), которое с учетом (5) и (6) примет вид:

$$\begin{aligned} h_{II} &= \int_0^{h_*} (ap^2 + bp + c) \cdot dh = \\ &= \int_0^{h_*} [a(P_0 + \rho gh)^2 + b(P_0 + \rho gh) + c] \cdot dh \end{aligned} \quad (9)$$

$$h_{II} = h_* [aP_0^2 + bP_0 + c] + \rho gh_*^2 \left[ aP_0 + \frac{a\rho gh_*}{3} + \frac{b}{2} \right]. \quad (10)$$

Величину  $h_*$  можно определить по формуле:

$$h_* = \frac{P_{нас} - P_0}{\rho g}. \quad (11)$$

В том случае, если значение  $h_*$ , вычисленное по формуле (11) окажется больше, чем высота столба нефти  $h_1$  в левой ветви трубопровода (рис.1), то в выражении (9) значение верхнего предела интегрирования необходимо принимать  $h_* = h_1$ .

Система уравнений (3), (4), (10), (11) является замкнутой. Неизвестными являются  $h_{II}$ ;  $h_1$ ;  $P_0$ ;  $h_*$ . Совместно решая эти уравнения, можно найти искомые величины, в том числе  $h_{II}$ , и, следовательно, объем вытекшей нефти, который принимается равным объему паровой фазы  $V_{II}$  в левой ветви трубопровода:

$$V_{II} = \frac{\pi d^2}{4 \sin \alpha} \cdot h_{II}. \quad (12)$$

При выполнении расчета количества вытекшей нефти из сегмента трубопровода при наличии двух поверхностей фазового перехода (рис.3), когда испарение будет происходить и с одной и с другой поверхности, вместо уравнения (10) следует использовать уравнение (13):

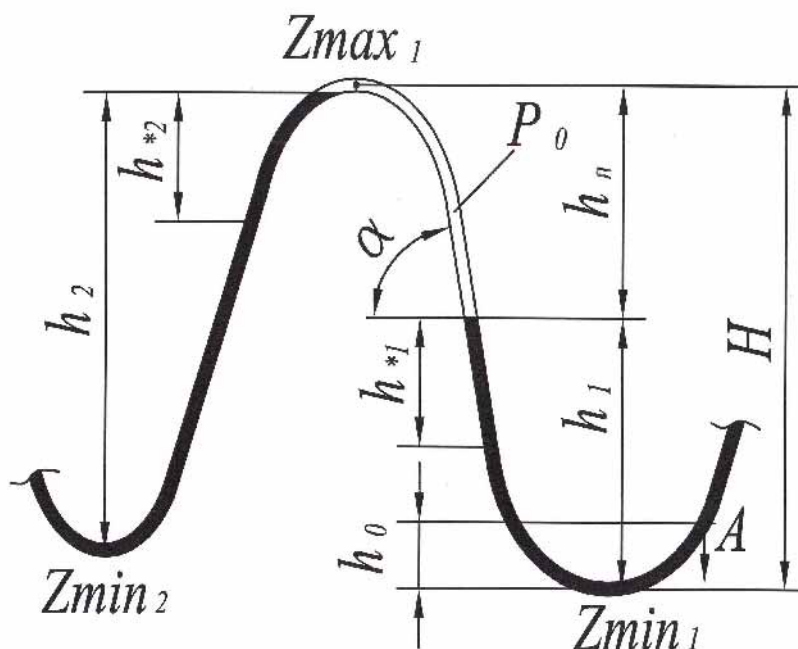


Рис.3. Сегмент участка магистрального нефтепровода с двумя поверхностями фазового перехода

где  $h_{*1}$  и  $h_{*2}$  – глубина погружения точки под свободной поверхностью нефти в трубопроводе, в которой давление равно давлению насыщения  $P_{нас}$ , в правой и левой частях трубопровода соответственно;

$h_0$  – расстояние по вертикали от места повреждения до ближайшей минимальной точки перегиба профиля трассы нефтепровода.

$$\begin{aligned}
 h_{II} = & h_{*1} \left[ aP_0^2 + bP_0 + c \right] + \rho g h_{*1}^2 \left[ aP_0 + \frac{a\rho g h_{*1}}{3} + \frac{b}{2} \right] + \\
 & + h_{*2} \left[ aP_0^2 + bP_0 + c \right] + \rho g h_{*2}^2 \left[ aP_0 + \frac{a\rho g h_{*2}}{3} + \frac{b}{2} \right]
 \end{aligned} \tag{13}$$

Предельная величина утечки из всего участка нефтепровода определяется суммой объемов паровых фаз в возвышенных участках трассы:

$$V = \sum_{i=1}^n V_i . \quad (14)$$

При расчете количества вытекшей нефти из участка магистрального нефтепровода, отсеченного линейными задвижками, учитывается, что профиль трассы трубопровода может состоять из нескольких ветвей – нисходящих и восходящих (рис.4). Высотные отметки точек перегиба нефтепровода – максимальные  $Z_{\max i}$  и минимальные  $Z_{\min i}$ , а также расстояния по горизонтали между ними  $l_{ij}$  ( $i=1,2,3,\dots,n; j=1,2$ ) считаются известными и находятся из профиля трассы.

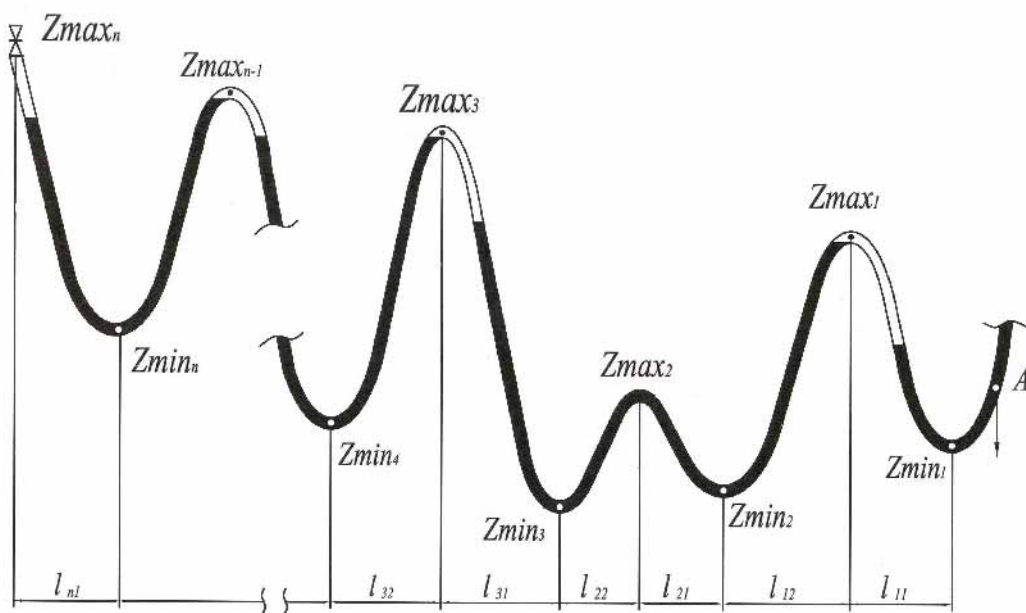
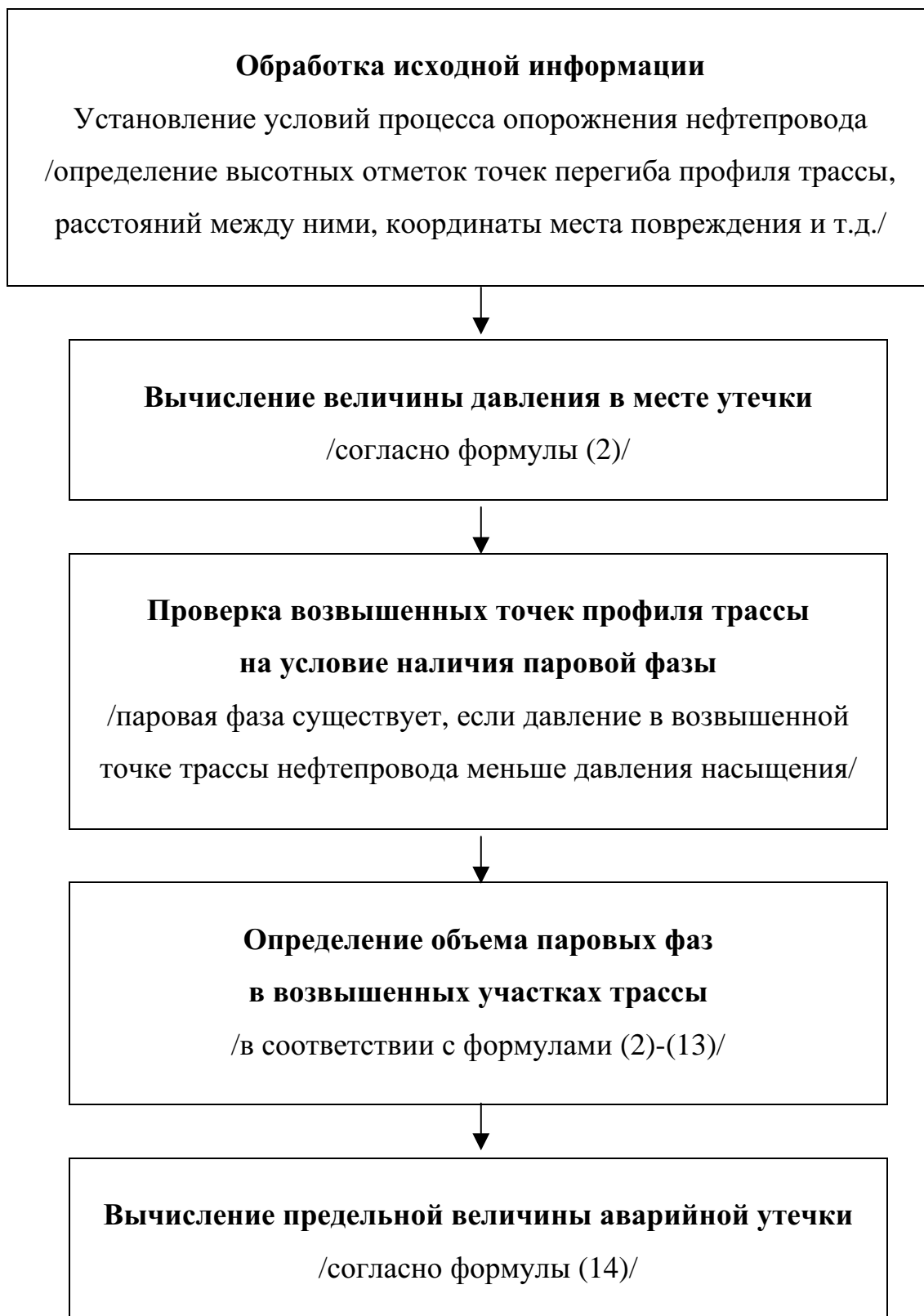


Рис.4. Расчетная схема участка магистрального нефтепровода, отсеченного линейными задвижками

Ниже приведены основные положения из предлагаемой методики в виде отдельных этапов вычисления величин для определения предельного объема утечки.





На основе разработанной методики создан программный продукт для расчета предельной величины аварийной утечки нефти из участка магистрального нефтепровода при безнапорном режиме с учетом профиля

трассы, месторасположения повреждения и динамики изменения давления насыщенных паров товарной нефти.

Программный продукт разработан с использованием системы визуального программирования Delphi 7 и работает с исходными данными, сохраняя их в базе данных формата Paradox.

## ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ

1. Установлены зависимости изменения давления насыщенных паров товарных нефтей применительно к процессу самотечного опорожнения трубопровода на основе проведенных экспериментальных исследований по выделению паровой фазы для нефтей среднего приобья Западной Сибири.
2. Получены регрессионные зависимости давления в паровой фазе от соотношения объемов паровой и жидкой фаз товарных нефтей, отличающихся компонентным составом.
3. Выявлены закономерности аварийного истечения нефти из отсеченного задвижками участка трубопровода в зависимости от профиля трассы и динамики изменения давления насыщенных паров нефти.
4. Разработана математическая модель, позволяющая оценить предельную величину аварийной утечки из участка нефтепровода, отсеченного линейными задвижками.
5. Разработана методика, предназначенная для расчета количества вытекшей нефти из участка магистрального трубопровода при безнапорном режиме с учетом профиля трассы и свойств товарной нефти.

## ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ ДИССЕРТАЦИИ ОПУБЛИКОВАНЫ В СЛЕДУЮЩИХ РАБОТАХ:

1. Антипьев В.Н. Закономерности аварийного опорожнения линейного участка магистрального нефтепровода. / Антипьев В.Н., Долговых В.Л.,

Налобина Е.В. // Известия ВУЗов, серия «Нефть и газ». -Тюмень: ТюмГНГУ, №4, 2003г. -С.63-67.

2. Антипов В.Н. Применение вероятностного подхода при определении объема аварийной утечки нефти из магистрального нефтепровода./ Антипов В.Н., Долговых В.Л. // Материалы международной научно-практической конференции «Проблемы эксплуатации транспортных систем в суровых условиях»/. Ч.1.- Тюмень: ТюмГНГУ, 2002г. -С.3-7.

3. Антипов В.Н. Экспертиза промышленной безопасности нефтегазовых объектов как контролирующей фактор риска и энергоресурсопотребления. / Антипов В.Н., Долговых В.Л. // Материалы международного совещания «Энергоресурсосберегающие технологии в нефтегазовой промышленности России»/. Тюмень: ТюмГНГУ, 2001г. -С.144-150.

4. Земенков Ю.Д. Определение утечек на магистральных нефтепроводах./ Земенков Ю.Д., Долговых В.Л., Коваленко Н.П. // Известия ВУЗов, серия «Нефть и газ». -Тюмень: ТюмГНГУ, №2, 1997г. -С.72-75.

5. Долговых В.Л. Расчет аварийных утечек нефти. // Материалы международного семинара «Геотехнические и эксплуатационные проблемы нефтегазовой отрасли»/. -Тюмень: ТюмГНГУ, 2002г. -С.236-237.

6. Долговых В.Л. Влияние величины разрежения в паровой фазе на процесс истечения нефти из трубопровода при аварии. // Материалы международной научно-практической конференции «Нефть и газ. Проблемы недропользования, добычи и транспортировки»/. -Тюмень: ТюмГНГУ, 2002г. -С.201.

7. Долговых В.Л. Определение утечек нефти при авариях на магистральных нефтепроводах на различных этапах истечения. / Долговых В.Л., Антипов В.Н., Налобина Е.В. // Сборник научных трудов «Вопросы состояния и перспективы развития нефтегазовых объектов Западной Сибири»/. -Тюмень: ТюмГНГУ, 2003г. -С.86-93.