

**ННО ГЕОЛОЖКИ УНИВЕРСИТЕТ "Св. Иван Рилски"**

Геологопроучвателен факултет

---

главен асистент инж. Мартин Минков Бояджиев

**УСЪВЪРШЕНСТВАНЕ НА ТЕХНИКАТА И  
ТЕХНОЛОГИЯТА ЗА ТРАНСПОРТ НА  
ПРИРОДЕН ГАЗ ОТ ГЕОЛОЖКИ  
СТРУКТУРИ**

**АВТОРЕФЕРАТ**  
**на**  
**ДИСЕРТАЦИЯ**

*За присъждане на образователната и научна степен "ДОКТОР"*

Научна специалност "Методи и техника на геоложките изследвания"

Шифър 01.07.20

Научни консултанти:

*проф. д-р Георги Николов*

*проф. д-р Ради Радичев*

**София, 2013**

Дисертационният труд е представен на 111 страници машинописен текст, включващ: 49 фигури, 66 формули и 28 таблици. Използваните литературни източници са 61 на български, руски и английски езици. Трудът се съпътства от три становища от фирми, доказващи актуалността, приносите и приложното значение на тезите представени в дисертацията.

Номерацията на главите в Автореферата съответства на тези в дисертацията. Фигурите, таблиците и формулите от Автореферата са със собствена номерация.

Дисертационният труд е обсъден на разширен катедрен съвет и предложен за разглеждане от специализирано жури в Минно-Геоложки Университет „Св. Иван Рилски“ София.

Докторантът Мартин Минков Бояджиев е преподавател-главен асистент в катедра „Сондиране, добив и транспорт на нефт и газ“ при МГУ „Св. Иван рилски“

Публичната защита на дисертационния труд ще се състои пред жури на 18 юли 2013 г. В зала „Булгартрансгаз“ на МГУ „Св. Иван Рилски“

Материалите по защитата на дисертационния труд са предоставени за ползване в канцеларията на „Комплексен център за обучение и квалификация“ на МГУ София.

Адрес: София 1700

Студентски град, ул. „проф. Боян Каменов“ 1

Минно-Геоложки Университет „Св. Иван Рилски“

Отпечатване



МИННО-ГЕОЛОЖКИ УНИВЕРСИТЕТ  
1700 София, Студентски град  
ул. проф. "Боян Каменов"  
GSM: 0887 615 645; E-mail: teodora59@mail.bg

## **БЛАГОДАРНОСТИ**

Авторът изразява искрена благодарност на професор Николов и професор Радичев за съдействието и методическата подкрепа при подготовката на този труд. Освен това авторът специално благодари на доцент Радев, професор Ангелов, главени асистенти Харизанов и Христов, чиито познания за състоянието и идеите в областта бяха от голяма полза при първоначалното оформяне на тезите, залегнали в дисертацията. Авторът изказва също благодарности на членовете на катедрените съвети към катедри „Приложна геофизика“ и „Сондиране, добив и транспорт на нефт и газ“ приели да разгледат този труд.

Дълбока признателност за разбирането и подкрепата в апробацията на моделите и техническите решения в Дисертацията на ръководството на фирмите „Софиягаз“ АД, „Газтехника“ ООД, „Газтерм Систем“ ООД, „Севлиевогаз“ ЕАД, „CNG Maritza“ АД, „Овергаз Си Ен Джи“ АД и членовете на Българска асоциация природен газ като цяло, както и на всички проявили интерес, внимание и добронамереност при провеждане на експериментите и изследванията свързани с представените проблеми в разработката.

От автора



## Въведение

С разпадането на плановата икономика, опита за въвеждане на пазарна, както и в резултат на геополитическата преориентация на основни политически сили, завърши и епохата на използване на практически неограничени и евтини енергийни ресурси, в това число и природен газ (виж. Ямбургска спогодба). Това е било период когато в себестойността на произведената продукция (напр. амониева селитра) делът на суровината е бил символичен, едва няколко процента. В отминалата епоха евтините енергийни ресурси и липсата на диверсификация на доставките определяха и до голяма степен занижените изисквания, а в някои случаи ограничен и относителен контрол на средствата за измерване и изобщо отчетността на използваните енергийни ресурси. Подхода е логичен като се има предвид, че в условията на командно-административната икономика разходите по организирането на процесите за измерване, управление и прогнозиране на потреблението на енергийни суровини не са били оправдани на фона на нестопанското отношение към ресурсите.

В наши дни наред с поскъпването на енергийните ресурси, като необходимо следствие от пазарните условия в икономиката са в сила и икономически целесъобразни мерки и изисквания за енергийна ефективност. Ограничените ресурси и непрекъснато повишаващите им се ценови равнища станаха фактор, който в последните години обуслови кардинални промени в отношението към отчетността и ефективността не само в стопанския сектор, но най-вече и в битовия сектор.

Точното измерване на потреблението на енергийни ресурси, постигано чрез съвременни уреди за мерене и технологии днес, не удовлетворява вече „утрешните“ потребители и доставчици на енергия. Те осъзнават, че в техен интерес е заявените и потребени количества енергия, респективно природен газ да не става само на базата на отраслови норми и договорени параметри, да не е и резултат само на основата на точни измервания, а да се случва като се въведат системи за управление използващи **прецизни модели на потреблението**, чрез които да се заявяват близки до реално използваните количества енергия.

На базата на модели за потреблението и получавайки прогнозни величини за даден сектор или отделен потребител доставчиците и газовите компании имат възможност за взимане на правилни решения и ефективно управление на газовата инфраструктура.

Увеличеният дял на природния газ в енергийния баланс в европейските страни и република България, направиха актуални много анализи в тази посока. Увеличеното потребление на газ в обществено-административния и битов сектор в страната доведе до необходимостта от изследване на факторите определящи това потребление, както и основните зависимости за неговото прогнозиране. В дисертацията са изследвани и съпоставени модели за определяне на потреблението, изследвани чрез статистически и други съвременни методи, като независимите неврони мрежи. Постигнатите резултати ни дават основание в достоверни граници да правим прогнози за потреблението на природен газ за определяне на изходните данни при проектирането на газоразпределителните мрежи.

Въпреки, че основните доставки на природен газ до потребителите в регионален план се основават на технологиите чрез преноса по газопроводи, разглеждам технологии предоставящи нови форми за доставка на газ. Там където все още няма изградени газоснабдителни системи потребителите също имат възможност да ползват природен газ чрез така наречения **„Виртуален газопровод“**. В този случай се използва **компресиран природен газ** до налягане 20-25 МРа в бутилкови инсталации. Чрез него се осигурява алтернатива

за общественото и битово газоснабдяване на територии, отдалечени от съществуващата в страната газоразпределителна мрежа. Този метод е особено удачен за моделиране на доставките, чрез гъвкавата си логистика.

В разработката са разгледани възможностите за доставяне на компресиран природен газ до клиенти отдалечени от газоразпределителната мрежа (ГРМ). За определяне на режима на доставяне на газ до клиентите е оценено чрез математически модел потреблението на природен газ в населено място. От направеното изследване се вижда, че еластичността на потреблението е по-скоро функция на температурата на околната среда отколкото на цената на алтернативните горива. Тези наблюдения дават основание да задълбочаване изследванията върху модел оценяващ влиянието на външната температура върху консумацията на газ. Определената функция дава възможност да се прогнозира потреблението в стопанския и битов сектор в зависимост от предсказаните средно дневни температури.

На базата на потреблението е определен необходимия резервен обем газ при населеното място, след като е оценена акумулиращата способност на мрежата и времето за доставка на компресирания газ. Оценени са възможните технологии за съхраняване на газ (газхолдери, течен газ) и е предложена принципна технология за съхраняването на газа в близост до терминала за компресиран газ при потребителите. Използват се тръби от петролната промишленост, за високо налягане на газ в системите за КПГ. Предложена е логистична схема на базата на класическа транспортна задача. Предложени са и усъвършенствани методи с оглед оптимизиране на разходите за съхранение и транспорт на газа.

За определяне на изчислителните параметри на газоснабдителните мрежи е направен модел на ANSYS за определяне поведението на газ в среда- газопровод от газоснабдителна мрежа в населено място. Резултатите и изведените зависимости са потвърдени от експериментални данни в лабораторията по хидравлика при катедра „Сондиране, добив и транспорт на природен газ“

За постигане на по-висока сигурност в газоснабдяването и ограничаване на негативните последици породени от кризи с доставките подобна на тази през 2009 г. са оценени **ограничени по запаси геоложки структури на територията на страната** от които може да се добива природен газ и по предложения модел да се транспортира до потребители или налични газопреносни системи. Предложен е и модел за действие в кризисни ситуации.

Иновационният подход на базата на възможностите за усъвършенстване на технологията за съхранение и доставка на природен газ до клиенти, включително и използвайки ресурса на **малките геоложки структури** увеличава надеждността в газоснабдяването и поставя сигурността при използването на природен газ от домакинствата на ниво гарантиращо устойчивост и независимост в енергопотреблението.

## **Глава 1. ПРОГНОЗИРАНЕ НА ПОТРЕБЛЕНИЕТО НА ПРИРОДЕН ГАЗ**

### **1.1. Анализ на проблема**

Предимствата на природния газ (икономически, технологични и екологични) доведоха до нарастване на потреблението му през последните тридесет години в световен мащаб. Тези тенденции са наблюдавани и в икономиката на страната според публикуваните данни в информационните справочници на националния статистически институт. Причината е в замяната на енергийната база в голямата част от промишлените предприятия и тези в химическата индустрия с по-екологични горива, каквото несъмнено е и природният газ.

В същото време липсата на достатъчно статистически данни за поведението на клиентите и потреблението на природен газ в битовия сектор затрудняват проектантските организации в избора им на оптимални диаметри за газоразпределителните мрежи. Практиката показва, че специалистите се подsigуряват, като препоръчват по-високи диаметри. Преоразмерените мрежи освен технологичните проблеми водят след себе си и финансови. При избора на по-големи диаметри на тръбопроводите от необходимите, инвеститорът влага повече средства в газовата инфраструктура. Тези инвестиции са заложи в инвестиционните програми и в сроковете в които се развива проекта. На тази база се формират съответно и таксите за снабдяване и доставяне на газа по мрежите. Като резултат цената на газа допълнително се увеличава, а това забавя процеса на газификация.

От друга страна при избор на по-малки диаметри от необходимите, се затруднява газоснабдяването, поради факта, че до клиентите не достига достатъчно газ с необходимото налягане. Последиците са технологично оперативни проблеми затрудняващи експлоатацията на мрежата, особено в зимни условия. Като резултат, са възможни откази и аварийни ситуации.

Оптималните диаметри могат да бъдат определени само при достатъчно развит и достоверен модел на потреблението на природен газ, за да може да се прогнозира краткосрочното и средносрочно потребление във времето. Разработването на достоверен модел за определяне на потреблението на газа е една от *целите* на дисертационния труд. Това разбира се става възможно след натрупването на достатъчно данни, които интерпретирани по подходящия начин се превръщат в информация необходима за инженерните изчисления.

Задача на дисертацията е на базата на изследване и анализ на поведение и данни за потреблението на природен газ да се изготви модел за прогнозиране на потреблението с цел решаване на технически и икономически проблеми на газоснабителните компании, включително и чрез използване на потенциала на малки геоложки структури.

Тези задачи са решени на базата на технически обосновани и икономически ефективни методи за транспорт и съхраняване на газа под нова форма: компресиран природен газ. Поради факта, че в технологията не са включени тръби, популярното име на метода става „Виртуален газопровод“.

Друг проблем явяващ се след присъединяването ни към ЕС и въвеждане на европейските директиви се изразява в задължаването на компаниите доставящи газ до потребителите да представят заявките за използваните количества газ предварително, за да могат преносните компании коректно да определят свободния капацитет на газовата инфраструктура, която управляват. Заявяването на по-големи от ползваните количества се санкционира, като се заплаща процент от неизползвания газ, за който обаче е направена заявка. Моделът за определяне на потреблението в дисертационния труд дава в голяма степен решение на този проблем и намалява разходите на газоснабителните компании и предприятията директно присъединени към мрежата, на които се налага да правят индивидуални заявки за своето потребление.

Актуалността на прогнозирането на режимите за газоснабдяване във времеви разрез е несъмнена, и обоснована, доколкото прогнозите се явяват ефективен инструмент за устойчиво управление в сектора. Значимостта на изследванията се изразяват в използването на получените резултати за оперативно и стратегическо управление и планиране на мрежите. Контролът, прогнозирането и управлението на ресурсите от природен газ са важни от гледна точка на определяне на реални мощности и параметри на газовата инфраструктура и количества използван природен газ.

## **1.2. Анализ на енергийното потребление в република България.**

По прогнозни данни на Международната енергийна агенция подкрепени с изследвания на научни институции в това число и български, потребностите от енергия и в частност енергийни ресурси в света ще нараснат с 30 %, а емисиите на CO<sub>2</sub> – с 32 % в периода от 2010 до 2020 г.

В енергетиката основен дял все още имат въглеводородните горива и преди всичко: нефта, природния газ и въглищата. Техния дял е основен в използваната първична енергия. На нефта се падат около 38 % на природния газ 24 % и на въглищата около 22 %.

Новооткритите залежи няма да са с мащабите и потенциала на геоложките открития от средата и края на миналия век, но при съвременните ценови нива на нефта и природния газ и структури със запаси от десетки милиона toe, вече представляват търговски интерес. Още повече че при съвременното ниво на техниката и технологията за сеизмично проучване и интерпретация на данни са възможни и откриването на малки структури с въглеводороден потенциал. С подобни открития и разработването на запасите от изоставени газови находища, до голяма степен може да се ограничи частичната енергийна зависимост на страната достигаща до 40 % (таблица 1.1).

*Таблица 1.1. Показатели на макро енергетиката на РБългария [ 6 ],*

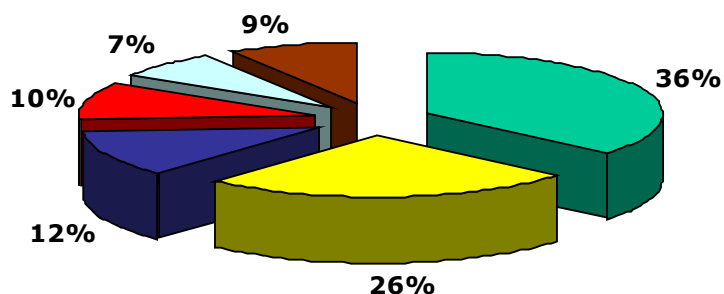
|                                                | 2006      | 2007  | 2008  | 2009  | 2010  |
|------------------------------------------------|-----------|-------|-------|-------|-------|
| Производство първична енергия, тое             | 1101<br>1 | 9738  | 9953  | 9588  | 10234 |
| Брутно вътрешно потребление, тое               | 2063<br>7 | 20163 | 19889 | 17482 | 17829 |
| Крайно енергийно потребление, тое              | 9722      | 9528  | 9419  | 8475  | 8691  |
| Крайно потребление на лице от населението, kWh | 3490      | 3553  | 3756  | 3536  | 3593  |
| Дял на комбинирани централи, %                 | 12,6      | 14,8  | 13,6  | 13,2  | 11,7  |
| Енергийна зависимост, %                        | 46        | 52    | 52    | 45    | 40    |

Енергийното потребление в страната се доминира от индустрията без да се проявяват устойчиви признаци за рязко намаляване на енергоемкостта. След 2000 г все пак е налице тенденция към снижаване на енергийната интензивност по отношение на първичното енергийно потребление за единица БВП, но въпреки това този показател е 3 пъти по-висок от средните нива за ЕС.

Таблица 1.2 Баланс на природния газ в енергийното потребление

| Баланс на природен газ за 2012г. |                             |  |      |         |
|----------------------------------|-----------------------------|--|------|---------|
|                                  |                             |  | toe  | mln. m3 |
| Брутно вътрешно потребление      |                             |  | 2300 | 2553    |
| Вложено за преобразуване         |                             |  | 992  | 1101    |
| Електро /топлоцентрали           |                             |  | 958  | 1063    |
| Крайно неенергийно потребление   |                             |  | 269  | 299     |
| Крайно енергийно потребление     |                             |  | 839  | 931     |
| Индустрия                        |                             |  | 619  | 687     |
| Авто Транспорт                   |                             |  | 66   | 73      |
| Разпределение                    |                             |  | 135  | 150     |
|                                  | Домакинства                 |  | 49   | 54,4    |
|                                  | Селско стопанство           |  | 25   | 28      |
|                                  | Търговия, обществени услуги |  |      |         |

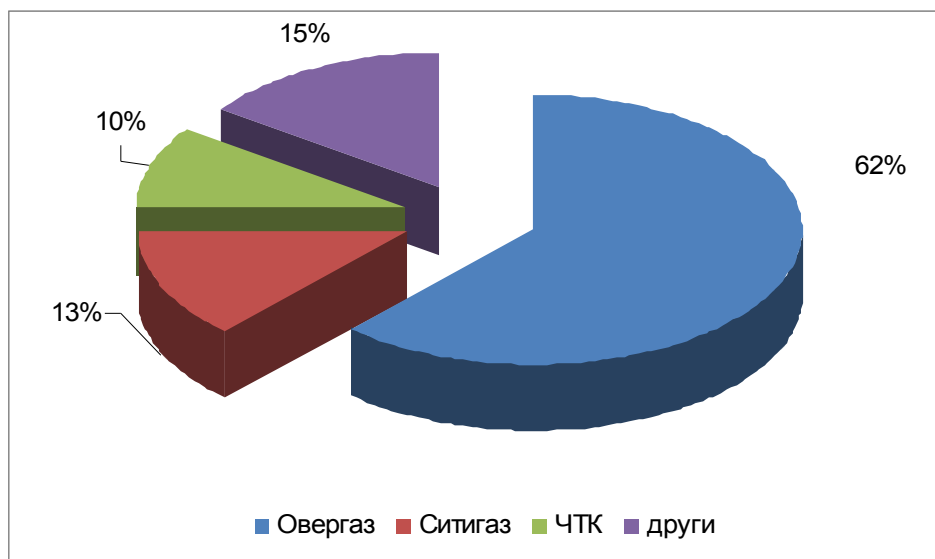
Потреблението в битовия сектор е стабилизирано при висок дял на електрическата енергия (35% спрямо средните 10-12% за ЕС) и много нисък дял на природния газ (под 2 % спрямо 45% за страните от ЕС). В това отношение страната крие огромен потенциал, който ще се разгръща във времето с повишаване на жизнения стандарт и развитието на маркетинговите стратегии на компаниите предлагащи тази услуга на домакинствата. В структурата на енергийния баланс на горивата природният газ е с дял от 12 % (фигура 1.1).



■ нефт ■ електричество ■ газ ■ топлинна енергия ■ въглища ■ ВЕИ

Фиг.1.1 Енергиен баланс на страната за 2012 г.

През 2011 г, продажбите там са нараснали с 14 %. Ръстът при основните газоразпределителни компании: Овергаз, Ситигаз и Черноморска технологична компания [6] е съответно: 8, 20 и 2 %.



Фиг. 1.2 Пазарен дял на газоразпределителните компании в България,

В структурно отношение, ръст на продажбите от газоразпределителните дружества има в стопанския сектор СС – 23,4 % и битовия сектор БС – 13,3 %. Намалено потребление от 29 %, е отчетено в обществено-административните сгради.

#### Търговия с природен газ

В изпълнение на директива 2009/73/ЕК относно общите правила за вътрешния пазар на природния газ в Европейския съюз, както и промените в Закона за енергетиката, бе поставено деюре начало на либерализацията на газовия пазар в страната. В изпълнение на тези нормативни документи след 01.07.2007 бяха приети редица подзаконовни нормативни актове, определящи правилата на газовия пазар в България и продължиха дейностите по либерализацията и отварянето на газовия пазар в страната в следните направления:

- Отваряне на пазара;
- Достъп на трети страни до газопреносната мрежа;
- Достъп на трети страни до газохранилището.

През 2011 г на вътрешния пазар са доставени 2,564 млрд.м<sup>3</sup> природен газ, което е с 3,39 % повече в сравнение с реализираното за същият период на предходната година.

През 2011 г., доставка на природен газ са реализирали ООО "Газпром экспорт", "Овергаз инк." АД, WIEE Винтерсхал, и "Мелроуз Рисорсис"- табл 1.3.:

Таблица 1.3. Доставчици на природен газ за България

| № | доставчик    | 2011   | 2010   | Изменение |
|---|--------------|--------|--------|-----------|
|   |              | млн.м3 | млн.м3 | %         |
| 1 | Внос         | 2564   | 2480   | 3,40      |
| 2 | Местен добив | 406    | 54     | 651       |
|   | ОБЩО         | 2 970  | 2 534  | 15,40     |

Дейностите в газоразпределението се регулират от Държавна комисия по енергийно регулиране, създадена през 1999 г. на основание на Закона за енергетика.

#### Потребление на природен газ

- Основни консуматори на природен газ в България продължават да бъдат предприятията от енергетиката и химическата промишленост.

- В резултат на постепенно преодоляване на кризата се забелязва увеличаване на ръста на потреблението на природен газ в производствения сектор и областта на строителството;
- Намалено е потреблението и в стъкларската промишленост и металургията преди всичко заради спиране дейността на металургичния комбинат Кремиковци АД;
- увеличено е потреблението на газоразпределителните дружества, дължащо се на присъединяване на нови потребители.

Добивът на природен газ през 2011 г. в страната възлиза на 443 млн.м<sup>3</sup>, осъществени най-вече от "Петреко-България" ЕООД, в резултат от експлоатацията на находищата «Калиакра» и «Каварна» .

Лицензираните области на територията на страната са 5: това са регионите „Запад“ , „Дунав“ , „Тракия“, „Мизия“ и „Добруджа“. Те са около изградената газопреносна система фиг. 1.4. За дейностите разпределение и обществено снабдяване с природен газ са издадени лицензии на 27 газови компании.

Общият брой на потребителите, присъединени към газоразпределителните мрежи, е над 60 000 към 2012 г, като тенденциите са към нарастване за сметка на нови битови потребители.

### **1.3. Фактори влияещи на консумацията на природен газ**

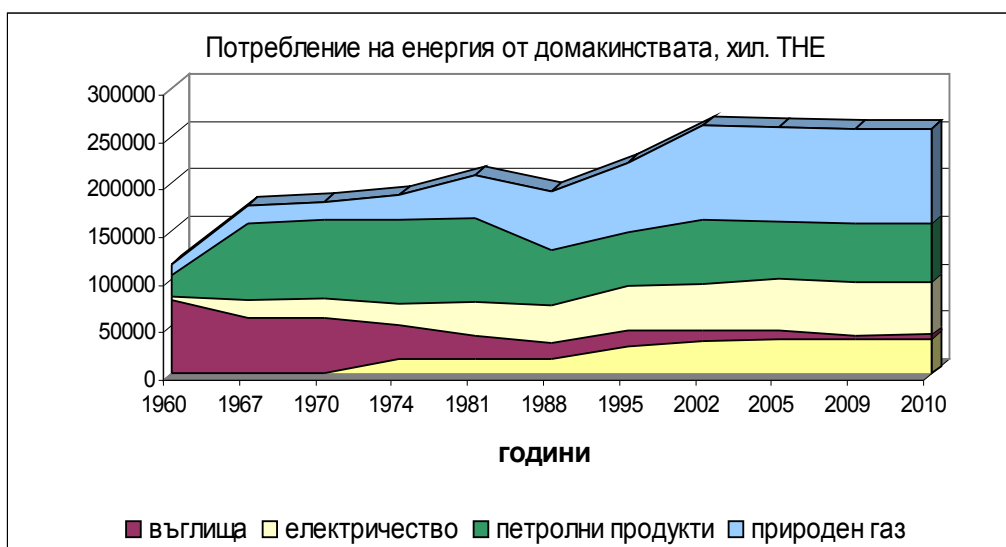
За определянето на факторите оказващи въздействие на използването на газа в домакинствата е изследвано потреблението на природен газ в страни от Европейския съюз. Получена е корелация между цените на алтернативните горива, доходите и температурата на околната среда. По този модел са оценени краткосрочните еластичности на основа на връзки между цени и икономически параметри на отделните страни. Като независими променливи в динамичния логлинеен модел участват потреблението на газ от предходни периоди, влиянието на температурата (чрез денградусите), цените на алтернативни горива и доходът на населението.

#### **1.3.1. Методи за оценяване**

Иконометрични изследвания на потреблението на природен газ в битовия сектор в България не са правени, което е нормално с оглед на закъснялото газоснабдяване в страната. Реално за газоснабдяване в битовия сектор се говори след 1995 година.

Актуални са и използваните съвременни оценъчни методи, и най-вече итеративните свити оценители, които с достоверните оценки на еластичностите, които се превръщат в прецизен инструмент за анализ на енергийното търсене на база данни тип динамични редове/напречни сечения ДРНС [ 37 ].

Развитието на общото енергийно търсене от домакинствата в Европа за периода 1960-2010 г. е представено на фигура 1.3. Относителният дял на природния газ в енергийното търсене на домакинствата е различен в различните години, но като цяло нараства. За периода 1990-2010 г. потреблението на природен газ се е увеличило с 150 % а на електричество с 83 %, докато потреблението на петролни продукти и въглища е намаляло съответно с 32 % и 85 %.



Фиг. 1.3. Потребление на енергия (без горивата за транспорт) от домакинствата в ЕС в периода след 1960 г.

В таблица 1.4 е представена корелационната матрица на историческите цени на природния газ, електричеството, газьола и въглищата за отопление в периода 1989-2010 г., приведени със съответния ценови индекс към 2005 г. Установена е силна положителна зависимост между отделните цени. Тя е най-силна между цените на въглищата и газьола както и между природния газ и електричеството.

Табл. 1.4 Корелационна матрица на реалните потребителски цени на основните енергоносители за периода 1989-2010 година

|               | Електричество | Природен газ | Газьол | Въглища |
|---------------|---------------|--------------|--------|---------|
| Електричество | 1.00          |              |        |         |
| Природен газ  | 0.80          | 1.00         |        |         |
| Газьол        | 0.36          | 0.58         | 1.00   |         |
| Въглища       | 0.34          | 0.28         | 0.83   | 1.00    |

Изследвани са потребители на природен газ от централна и източна Европа (ЦИЕ), използващи южната част на газопроводната мрежа Русия-Европа. Анализирани са общо 12 европейски страни, между които: Австрия, Финландия; Франция; Германия; Гърция, Испания, Италия, Обединеното кралство, Полша, Румъния и България. Резултатите дават възможност да се направят изводи и обобщения за страните от ЕС 27, така и сравнителен анализ за годините на прехода в страните от ЦИЕ. В тази посока е и получаваната картина за факторите оказващи влияние на потреблението в България като цяло и в частност в битовия сектор.

Отделните променливи са обединени в динамичен логлинеен лагов модел:

$$y_{t,i} = \beta_{0,i} + \beta_{y,i} y_{t-1,i} + \beta_{G,i} p_{G,t,i} + \beta_{E,i} p_{E,t,i} + \beta_{F,i} p_{F,t,i} + \beta_{m,i} m_{t,i} + \beta_{z,i} z_{t,i} + \varepsilon_{t,i}, \quad (1.1)$$

С  $t=1,2,3...t_i$  са означени годините, за всяка отделна страна, където:

$y_{t,i} = \ln(\text{потреблението на природен газ на глава от населението в битов сектор в година } t)$ ,  $y_{t-1,i} = \ln(\text{потреблението на природен газ на глава от населението в сектора в предходната година } t-1)$ ,

$p_{G,t,i} = \ln(\text{реалната цена на природния газ в сектора})$ ,

$p_{E,t,i} = \ln(\text{реалната цена на електричеството})$ ,

$p_{F,t,i} = \ln(\text{реалната цена на газьола})$ ,

$m_{t,i} = \ln$  (реалният доход на глава от населението),

$z_{t,i} = \ln$  (индекс на отоплителните дни), и

$\varepsilon_{t,i} \sim N(0, \psi_i^2)$  е показател на грешката ( $\psi_i^2 > 0$ ).

В таблица 1.5 са представено кратко описание за участващите в модела променливи за България. Данните са за периода след 1995 г., когато в България реално се регистрира потреблението на природен газ от домакинствата.

Табл. 1.5 Статистически данни за България [37]

| Годи<br>на | Потребление<br>на природен<br>газ в БС<br>(тне/хил. ч) | Цена на<br>природния<br>газ<br>(евро/тоє) | Цена на<br>газьола<br>(евро/тоє) | Цена на<br>електричест<br>вото<br>(евро/тоє) | Доход<br>(хил.евро/ч) | Ден<br>градус |
|------------|--------------------------------------------------------|-------------------------------------------|----------------------------------|----------------------------------------------|-----------------------|---------------|
| 1995       | 0.60                                                   | 119.98                                    | 228.03                           | n.a.                                         | 0.98                  | 2570          |
| 1996       | 1.22                                                   | 124.17                                    | 210.99                           | n.a.                                         | 0.78                  | 2808          |
| 1997       | 1.84                                                   | 158.24                                    | 284.54                           | 786.36                                       | 0.92                  | 2494          |
| 1998       | 2.47                                                   | 149.14                                    | 317.40                           | 754.07                                       | 1.05                  | 2561          |
| 1999       | 2.73                                                   | 115.39                                    | 305.06                           | 740.56                                       | 1.20                  | 2508          |
| 2000       | 2.82                                                   | 138.75                                    | 332.86                           | 621.25                                       | 1.28                  | 2430          |
| 2001       | 3.04                                                   | 156.95                                    | 292.49                           | 585.88                                       | 1.46                  | 2501          |
| 2002       | 3.25                                                   | 152.78                                    | 361.03                           | 608.50                                       | 1.62                  | 2512          |
| 2003       | 3.20                                                   | 171.16                                    | 472.69                           | 711.89                                       | 1.70                  | 2868          |
| 2004       | 3.48                                                   | 177.04                                    | 672.86                           | 762.94                                       | 1.86                  | 2500          |
| 2006       | 3.63                                                   | 186.34                                    | 829.42                           | 767.09                                       | 2.05                  | 2649          |
| 2008       | 3.91                                                   | 227.30                                    | 902.06                           | 837.69                                       | 2.32                  | 2622          |
| 2009       | 4.42                                                   | 257.85                                    | 1044.14                          | 967.93                                       | 2.59                  | 2356          |
| 2010       | 5.00                                                   | 357.71                                    | 1366.19                          | 1179.57                                      | 2.93                  | 2430          |

Обработката на данните показва, че с най-голямо потребление на глава от населението е Обединеното кралство, следвани от Германия. В България, Гърция и Финландия то е най-малко.

Относителният дял на природния газ в общото енергийно търсене в битовия сектор в страните варира в широки граници през годините. През 2008 г. този показател е 0,6 % във Финландия, 1,01 % в България и 67,2 % в Обединеното кралство. Средният ръст за 2010 г. спрямо 1989 г. на потреблението на газ от домакинствата общо на всички страни в изследването е 158 %.

Направена е оценка на краткосрочните и дългосрочните еластичности на потреблението чрез уравнение (1.1), като независимите променливи, са както следва:

$$\circ \text{ спрямо цената на газа } - \beta_{G,i} \frac{\beta_{G,i}}{1 - \beta_{y,i}} ; \quad (1.2)$$

$$\circ \text{ спрямо цената на електричеството } - \beta_{E,i} \frac{\beta_{E,i}}{1 - \beta_{y,i}} ; \quad (1.3)$$

$$\circ \text{ спрямо цената на газьола } - \beta_{F,i} \frac{\beta_{F,i}}{1 - \beta_{y,i}} ; \quad (1.4)$$

$$\circ \text{ спрямо дохода } - \beta_{m,i} \frac{\beta_{m,i}}{1 - \beta_{y,i}} . \quad (1.5)$$

$$\circ \text{ спрямо денградусите } - \beta_{z,i} \frac{\beta_{z,i}}{1 - \beta_{z,i}} , \quad (1.6)$$

Използвани са няколко оценъчни метода чрез програмния продукт *STATA 8.1 Intercooled*. Вниманието е насочено към оценители на постоянните ефекти (ПЕ) и на случайните ефекти (СЕ), моделът на случайните коефициенти (МСК) и най-вече към по-иновативните итеративни свити оценители на Мадала. Те предлагат

баланс между хетерогенните и хомогенните методи, и са най-добрият начин за преодоляване на проблема с ограничените наблюдения във времето. Заради достоверността на получените резултати тези методи се превръщат в най-предпочитания инструмент за оценяване на регресиите на база ДРНС данни.

### 1.3.2. Резултати от моделирането

При анализиране на получените резултати се констатира, че няма статистически значими зависимости между цените на горивата и дохода на глава от населението.

Крайните резултати от настоящото изследване са обобщени в таблица 1.6. Представени са оценките на всичките седем параметъра (вкл. на отсечката  $\beta_0$ ) в модела на търсенето на природен газ според заявените оценъчни методи. Параметрите пред независимите променливи в регресионното уравнение (1.1) кореспондират с краткосрочните еластичности.

Свитото оценяване с програмата GLLAMM<sup>1</sup> на базата на първоначални ОНМК и ГНМК AP1 индивидуални оценки не показва значими стойности, затова е предпочетена формулата BLUP (BestLinearUnbiasedPrediction)<sup>2</sup>:

$$u_i = a_i\mu + (1 - a_i)\mu_i \quad (1.7)$$

Всички хетерогенни методи и методите ПЕ показват положителни и значими параметри на индекса HDD при 5 % ниво на значимост.

Табл. 1.6 Оценки на параметрите (краткосрочните еластичности)

| Оценител                            | $\beta_Y$                     | $\beta_G$                      | $\beta_F$                        | $\beta_E$                 | $\beta_m$                     | $\beta_z$                      | $\beta_0$                     |
|-------------------------------------|-------------------------------|--------------------------------|----------------------------------|---------------------------|-------------------------------|--------------------------------|-------------------------------|
| ОНМК                                | 0.967<br>(184) <sup>1%</sup>  | 0.030<br>(1.14)                | -0.052<br>(-2.51) <sup>5%</sup>  | -0.040<br>(-1.26)         | 0.015<br>(0.95)               | -0.130<br>(-4.4) <sup>1%</sup> | 1.618<br>(5.33) <sup>1%</sup> |
| ГНМК-Р1                             | 0.967<br>(180) <sup>1%</sup>  | 0.033<br>(1.22)                | -0.052<br>(-2.50) <sup>5%</sup>  | -0.041<br>(-1.30)         | 0.014<br>(0.87)               | -0.126<br>(-4.2) <sup>1%</sup> | 1.588<br>(5.15) <sup>1%</sup> |
| СЕ                                  | 0.966<br>(163) <sup>1%</sup>  | 0.027<br>(0.95)                | -0.050<br>(-2.28) <sup>5%</sup>  | -0.03<br>(-1.03)          | 0.014<br>(0.85)               | -0.128<br>(-3.8) <sup>1%</sup> | 1.567<br>(4.78) <sup>1%</sup> |
| СЕ-AP1                              | 0.963<br>(125) <sup>1%</sup>  | 0.061<br>(1.67) <sup>10%</sup> | -0.051<br>(-1.81) <sup>10%</sup> | -0.066<br>(-1.53)         | 0.006<br>(0.29)               | -0.085<br>(-2.0) <sup>5%</sup> | 1.292<br>(3.02) <sup>1%</sup> |
| ПЕ                                  | 0.939<br>(37) <sup>1%</sup>   | 0.005<br>(0.11)                | -0.006<br>(-0.15)                | -0.036<br>(-0.79)         | -0.001<br>(-0.00)             | 0.297<br>(1.8) <sup>10%</sup>  | -1.790<br>(-1.44)             |
| ПЕ-AP1                              | 0.813<br>(22.1) <sup>1%</sup> | -0.049<br>(-0.81)              | 0.019<br>(0.40)                  | -0.061<br>(-1.06)         | 0.139<br>(1.9) <sup>10%</sup> | 0.162<br>(3.42) <sup>1%</sup>  | -0.130<br>(-0.90)             |
| МСК                                 | 0.461<br>(4.68) <sup>1%</sup> | -0.042<br>(-0.41)              | -0.017<br>(-0.19)                | -0.069<br>(-0.60)         | 0.998<br>(1.34)               | 0.582<br>(2.93) <sup>1%</sup>  | -3.842<br>(-1.29)             |
| ОНМК мин<br>(инд.) сред<br>макс     | -0.274<br>0.320<br>0.679      | -0.628<br>-0.083<br>0.268      | -0.439<br>0.007<br>0.756         | -0.661<br>-0.055<br>0.378 | -0.295<br>1.308<br>9.007      | -0.347<br>0.672<br>1.434       | -30.993<br>-4.624<br>3.278    |
| ГНМК-AP1 мин<br>(инд.) сред<br>макс | -0.250<br>0.358<br>0.677      | -1.061<br>-0.142<br>0.273      | -0.426<br>0.006<br>0.756         | -0.658<br>-0.053<br>0.315 | -0.304<br>1.312<br>8.801      | -0.303<br>0.723<br>1.778       | -31.272<br>-4.679<br>2.238    |
| Свити ОНМК мин<br>сред<br>макс      | 0.519<br>0.662<br>0.784       | -0.191<br>-0.026<br>0.151      | -0.251<br>-0.020<br>0.081        | -0.373<br>-0.076<br>0.083 | -0.169<br>0.266<br>0.828      | -0.042<br>0.253<br>0.563       | -0.667<br>-0.211<br>0.023     |
| Свити ГНМК-AP1 мин<br>сред<br>макс  | 0.373<br>0.608<br>0.744       | -0.219<br>-0.043<br>0.200      | -0.326<br>0.025<br>0.194         | -0.437<br>-0.055<br>0.160 | -0.215<br>0.400<br>1.018      | -1.403<br>0.374<br>1.349       | -1.089<br>-0.326<br>0.16      |

<sup>1</sup>GLLAMM (General Latent Linear and Mixed Models) максимизира маргиналната лог-вероятност на версията на STATA на алгоритъма на Нютон-Рафсън.

<sup>2</sup>Във формулата BLUP  $u_i$  е свитата оценка на сечение  $i$ ,  $a_i = \sigma_i^2 / n_i (\sigma^2 + \sigma_i^2 / n_i)$  е относителният дял,  $\sigma_i^2$  вариацията на сечение  $i$ ,  $\sigma^2$  еобщата вариация,  $\mu$  еобщата оценка, а  $\mu_i$  оценката на сечение  $i$ .

В скобите са представени съответните t-статистики с ниво на значимост 1 %, 5 %, 10 %.

Според ОНМК, ГНМК-AP1, CE и CE-AP1 оценителите параметърът  $\beta_{\gamma}$  приема стойности много близки до 1, което обяснява големите разлики в оценките на тези методи на дългосрочните и краткосрочната еластичност.

Както беше споменато и по-рано **результатите от изследването показват най-значима връзка между потреблението на газ и температурата на околната среда изразена чрез денградусите.** Това е основание за допълнително изследване на зависимостта от температурата и потреблението на газ в газоснабден регион.

Получените резултати потвърждават очакванията за значително влияние на потреблението на газ от денградусите (температурата), което е повод на представеното изследване в следващия раздел разкриващо връзката между потреблението на газ и средно дневните температури.

#### **1.4. Зависимост на потреблението на природен газ от температурата**

Липсата на локални хранилища в близост до големите консуматори, прави точността в краткосрочното прогнозиране на потреблението на газ от голямо значение за икономичната и надеждна експлоатация на газоразпределителната мрежа.

Прогнозирането на дневните и седмични потребности е от особен интерес в случаите на увеличено потребление, когато способността за акумулиране на самата мрежа е недостатъчна. В този случай е силно изразен нестационарният режим на работа на газоразпределителните мрежи. За тяхното ефективно управление и надеждна експлоатация са необходими прецизни модели, по които да се прогнозира надеждно краткосрочното потребление на природен газ. Полученият модел се базира на опита на разпределението на природен газ в българските градове и данни за среднодневните температури в изследвания регион. Както бе определено в предишния раздел основен фактор в потреблението на природен газ се оказва външната температура на въздуха.

Намерени са няколко функции на базата на регресионен анализ върху предоставените данни, които по зададена средно дневна температура с минимална грешка намират общото потребление и съответните потребления в промишления, обществения и битовия сектори [53].

$$Q_{\text{общо}} = F_{\text{общо}}(t) \quad (A)$$

$$Q_{\text{бит}} = F_{\text{бит}}(t), \text{ където } t \text{ е средна дневна температура.}$$

Поради отсъствие на конкретни данни за дневната консумация по сектори, то като първа стъпка в решението на проблема е намиране на тази дневна консумация по сектори, като се изходи от данните за общата дневна консумация за населеното място и месечните консумации по сектори.

Като се използва формула 1.8. е определена дневната консумация по сектори:

$$Km_{\text{сектор}} = \frac{Qm_{\text{сектор}}}{Qm_{\text{обща}}}, \quad (1.8)$$

от данните за месечните консумации по сектори в Таблица 1.7, са получени месечни дялови коефициенти за отделните сектори.

Таблица 1.7. Месечна консумация в хиляди  $m^3$ 

| Месец                 | 1     | 2     | 3     | 4     | 5     | 6     | 7     | 8     |
|-----------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Общо потребление      | 2 048 | 3 314 | 3 691 | 4 750 | 3 646 | 2 641 | 1 690 | 1 683 |
| стопански потребители | 1 974 | 3070  | 3270  | 4230  | 3170  | 2460  | 1560  | 1650  |
| Битови потребители    | 74    | 245   | 419   | 534   | 382   | 180   | 142   | 70    |

Таблица 1.8. Месечни коефициенти

| Месец     | 1       | 2       | 3       | 4       | 5       | 6       | 7       | 8       |
|-----------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| стопански | 0.96360 | 0.92593 | 0.88633 | 0.88778 | 0.89522 | 0.93183 | 0.91596 | 0.9558  |
| Бит       | 0.03622 | 0.07402 | 0.11365 | 0.11241 | 0.10477 | 0.06815 | 0.08402 | 0.04159 |

Дневната консумация по сектори е получена като се умножи общата дневна консумация със съответния коефициент за сектора, като са намерени дневно процентно потребление за всеки от секторите за дните от периода по формула:

$$Kd_{\text{сектор}}^i = Km_{\text{сектор}} + i \frac{Km_{\text{сектор}} - K(m+1)_{\text{сектор}}}{Nm}, \quad (1.9)$$

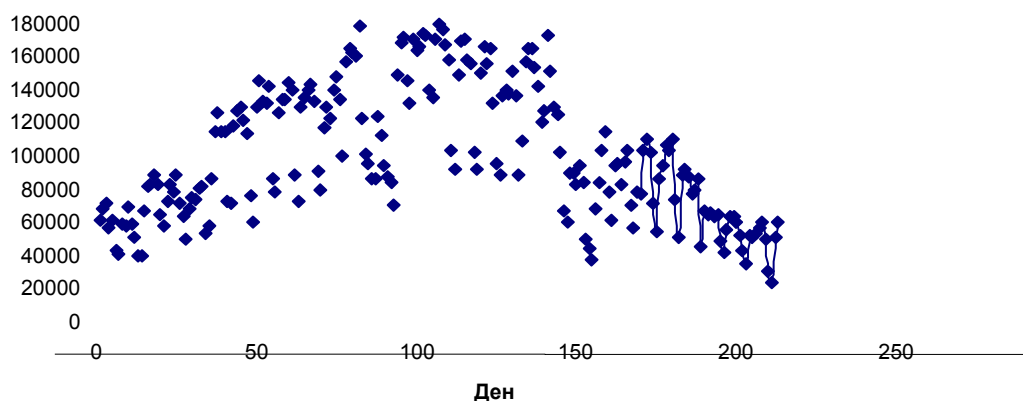
Където:

$i = 0, 1, 2, \dots, Nm - 1$  е номера на деня в месеца, а  $Nm$  е броя дни в съответния месец. С помощта на софтуер, са определени дневни дялови коефициенти за трите сектора. Сумата от дяловите коефициенти за всеки един ден при коректно изчисление е 1.

Чрез така намерените дневни коефициенти е получено денонощното потребление за промишления, за обществеността и за битовия сектор.

Общото потребление за денонощието в населено място е представено на фигура 1.4.

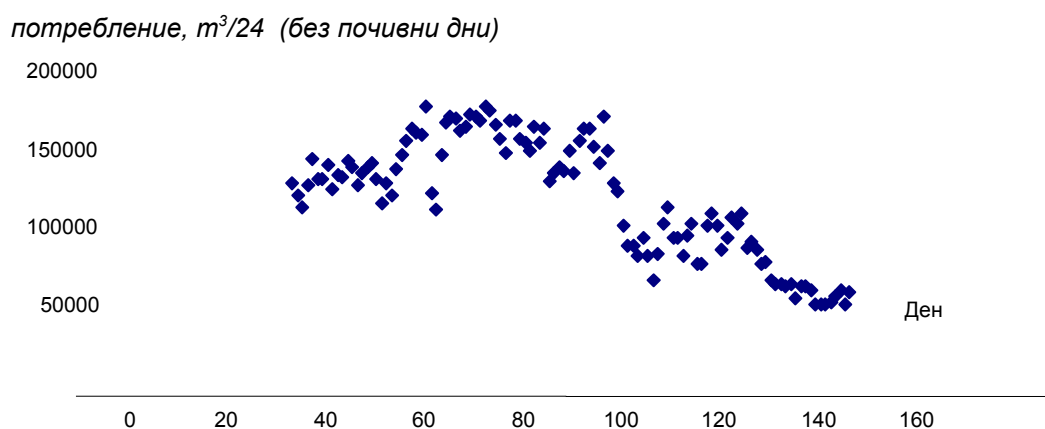
Потребление,  $m^3/24$  с почивни дни

Фиг. 1.4 Обща консумация по дни за периода,  $m^3/24 h$ 

Анализирайки данните за дневната консумация се забелязва различният им характер, който се изразява в разлики в консумацията на съседни дни. Тази разлика достига в някои случаи до 50 % и причината за това не е в различната температура. Определено е че дните с намалено потребление са почивните дни – съботи, недели и национални празници. Тази аномалия се

пренася при изчислението на дневната консумация по сектори. Като увеличеното потребление в бита не компенсира общия спад на потреблението.

Използван е нелинеен регресионен анализ за намиране на функциите описващи дневната консумация в зависимост от средната дневна температура, за да се получи минимална грешка на прогнозата .



Фиг. 1.5. Обща консумация без почивните дни,  $m^3/24 h$

С въведените данни са извършени многократни опити за регресионен анализ с различни функции. Изхождайки от общата зависимост на консумацията спрямо температурата (Фигура 1.5), постепенно се изясни, че видът на търсената крива е огледално обърната S – образна, поради насищане на консумацията при ниски и при високи стойности на температурите.

По този начин е получена функцията от вида тангенс хиперболичен:

$$F(t) = a \cdot (1 + b \tanh \frac{d - t}{c}) \quad (1.9)$$

Като оценка за точността на предсказаните стойности от намерените функции се използват:

- коефициента на корелация между входните данни от таблиците и предсказаните данни получени с помощта на намерените функции;
- грешка получена чрез формулата:

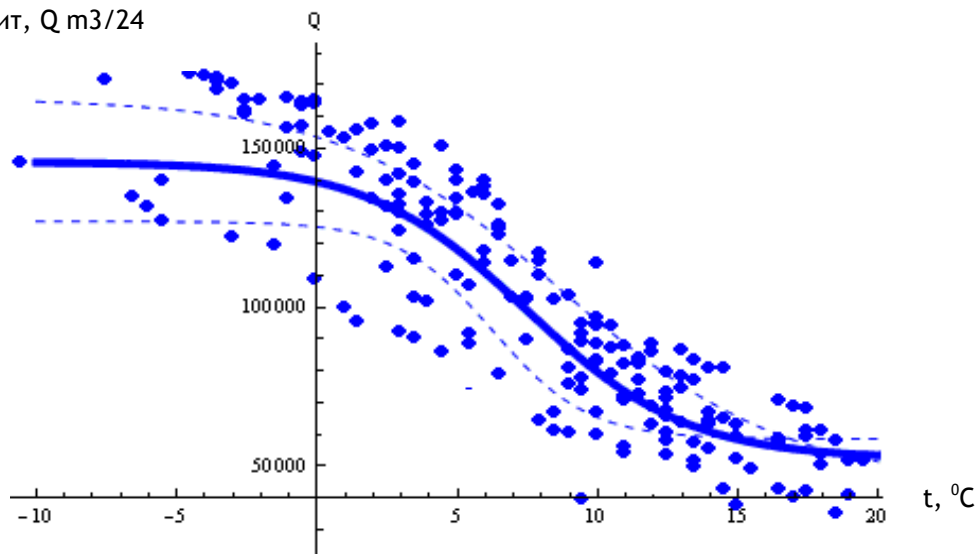
$$E = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \frac{|Qp_i - Q_i|}{Q_i} \quad (1.10)$$

Където  $N$  е броя на данните (дните),  $Qp_i$  е предсказаната консумация, а  $Q_i$  е измерената консумация за  $i$  – тия ден.

#### 1.4.1. Определяне на консумация на газ в зависимост от средната дневна температура, с почивни дни

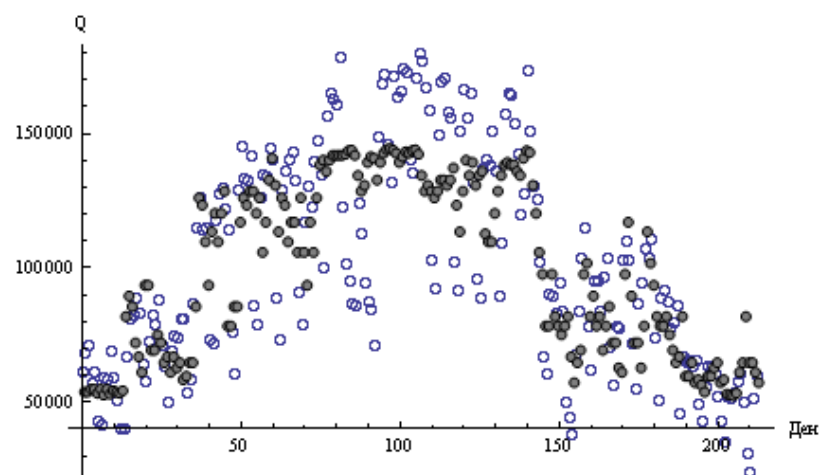
Чрез стойностите на коефициентите от Таблица 1.7 и чрез функция (1.9) е начертана на Фигура 1.6 в които прогнозата е с вероятност 95%.

Дебит,  $Q \text{ m}^3/24$



Фиг. 1.6. Графика на функцията описваща консумация ( $\text{m}^3/24 \text{ h}$ ),

Дебит,  $Q \text{ m}^3/24$



Фиг.1.7. Измерена и предвидена обща консумация (с почивни дни). Назапълнените кръгчета са измерени данни, а плътните изчислени.

Коефициентът на корелация е 0.8162. Определената грешка е 0.179216.

Определените коефициенти на функцията моделираща поведението на потреблението са представени в таблица 1.9.

Таблица 1.9. Стойности на коефициенти на функция

| Коефициент | Стойност | Доверителен интервал |          |
|------------|----------|----------------------|----------|
| a          | 9209.68  | 8532.54              | 9886.83  |
| b          | 0.706889 | 0.582596             | 0.831182 |
| d          | 7.10513  | 6.15004              | 8.06022  |
| c          | 5.47861  | 3.73622              | 7.22099  |

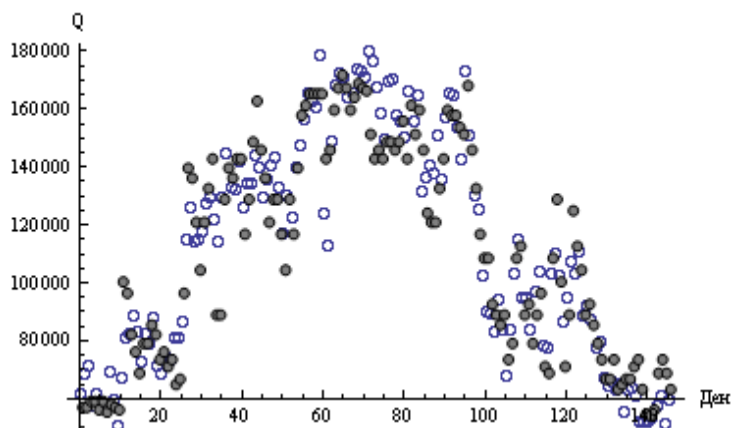
#### 1.4.2. Определяне на консумация на газ в зависимост от средната денонощна температура, без почивни дни.

Направените изследвания определят коефициенти представени в таблица 1.10 чрез които се моделира потреблението с почивни дни по формула 1.9. Резултатите са представени в таблица 1.10.

Таблица 1.10 . Стойности на коефициенти на функция

| Коефициент | Стойност | Доверителен интервал |          |
|------------|----------|----------------------|----------|
| a          | 113049   | 108117               | 117981   |
| b          | 0.551095 | 0.467024             | 0.635166 |
| d          | 7.0792   | 6.22975              | 7.92865  |
| c          | 7.51505  | 5.66229              | 9.36781  |

Дебит, Q m<sup>3</sup>/24



Фиг. 1.8. Измерена и предсказана обща консумация, m<sup>3</sup>/24 h. Празните кръгчета са измерени данни, а плътните предсказани.

Коефициентът на корелация 0,956808. Получена грешка 0,0820625.

#### 1.4.3. Анализирание на данни с почивни и без почивни

Таблица 1.11 . Корелации и грешки получени при анализите

| Вид консуматори | Данни с почивни дни |          | Данни без почивни дни |           |
|-----------------|---------------------|----------|-----------------------|-----------|
|                 | Коеф. на корелация  | Грешка   | Коеф. на корелация    | Грешка    |
| Общо            | 0.8162              | 0.179216 | 0.956808              | 0.0820625 |
| Промишленост    | 0.652277            | 0.18363  | 0.919519              | 0.0699341 |
| Обществени      | 0.874327            | 0.248111 | 0.945267              | 0.180166  |
| Битови          | 0.87068             | 0.224098 | 0.940204              | 0.155364  |

В таблица 1.11 се вижда, че корелациите получени при анализ на данни без почивни дни са по-коректни (по-близки до 1) от тези при данни с почивни дни. Съответно грешките при анализ на данни без почивни дни са по-малки от грешките получени при анализ с почивни дни.

В рамките на разработения модел, който извършва регресионния анализ на базата на намерените регресионни функции е разработен софтуер, който според въведена от потребителя средна денонощна температура извършва прогноза за деня.

Програмата визуализира на фигурата прогнозните резултати за потреблението на природен газ.



Фиг. 1.9. Програмен продукт за определяне на консумацията на газ в зависимост от средно дневните температури

### **Изводи и резултати**

Намерена е математическата функция описваща модела за прогнозиране потреблението на природен газ в населено място, в зависимост от температурата на базата на техниката „регресионен анализ” .

Изследвайки резултатите на анализа приемам, че функциите получени чрез данни, от които са изключени почивните дни, определят по-представителни резултати.

Тази функция за общото потребление е съответно:

$$Q_{\text{общо}}(t) = 113049 * (1 + 0,551095 \tanh \frac{7,0792 - t}{7,51505}) \quad (1.11)$$

Разработен е софтуер за прогнозиране на средно денонощното потребление на газ, който е внедрен в газова компания.

## Глава 2. МОДЕЛИРАНЕ НА ПОТРЕБЛЕНИЕТО НА ПРИРОДЕН ГАЗ В ДОМАКИНСТВАТА

### 2.1. Подходи при определянето на потреблението на природен газ в битовия сектор

От особено значение и сложност при определянето на прогнозното потребление в населените места е определянето на потреблението в бита и най-вече трудностите са в краткосрочното прогнозиране: в рамките от 1 до 5 дни. Този тип прогнозиране е от съществено значение в случай, че находищата на природен газ са на големи разстояния от основните центрове на консумация. Това обстоятелство, както и липсата на локални резервиращи системи, създава необходимост от развиването на надеждни модели за прогнозиране на консумацията няколко дни предварително и обосновава инвестициите в локални газохранилища, разглеждани в следващата глава.

Най-важните фактори, които оказват влияние върху консумацията на природен газ, както в домакинствата така и в обществено административните обекти и съответно определят конфигурацията и концепцията за газоснабдяване на населеното място са **температурата и денят от седмицата** (работен или почивен), проблеми анализирани в глава 1.

Освен тези фактори наблюденията и анализите на ситуацията в газоснабдителните дружества ни насочиха към идеята за влиянието върху избора на параметрите на газоразпределителната мрежа и на конфигурацията на газовите инсталации (избор на мощност на уреди) при домакинствата.

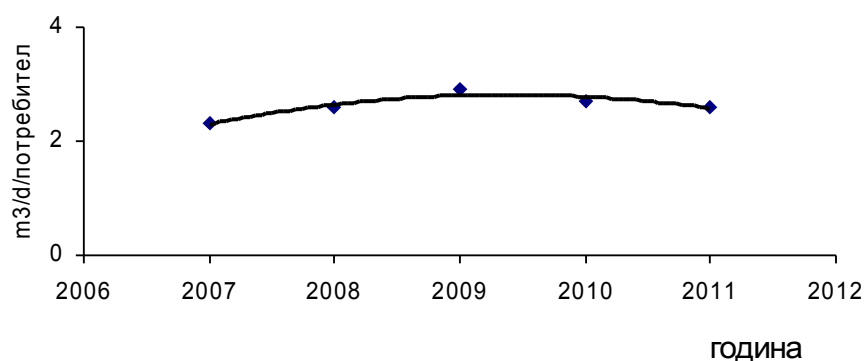
Преоразмеряването на отоплителната мощност на газовите уреди води до поне три нежелани ефекта:

- По-високи сметки за енергия заплащани от домакинствата, като функция на по-продължителния период в който газовия котел работи извън оптималния коефициент на полезно действие за който е проектиран;
- Неравномерна, работа на газоразпределителната мрежа, което от своя страна води до по-чести откази и увеличени експлоатационни разходи;
- По-големи диаметри (средно около 10 %) за газоразпределителните мрежи, за осигуряване на прекалено високите инсталирани мощности в домакинствата.

Представени са два подхода за прогнозиране на потреблението на природен газ базирани на различни методи. Те са основават на разкритата принципна връзка между дневната температура и консумацията на газ. Получени са резултати на база регресионния анализ и *Изкуствената Невронна Мрежа* /ИНМ/.

### 2.2. Моделиране потреблението на природен газ чрез регресионен анализ

За определяне на коректни зависимости, от които да може да се прогнозира бъдещото потребление на природен газ в документа са анализирани данните за консумацията на природен газ в газоснабден град. Определена е средната годишна консумация на потребител, по време на изследвания период. Установена е зависимост и коефициент на годишно вариране (изменение в тенденциите). Фигура 2.1 илюстрира тази ситуация за битови сектор. Представените стойности са среднодневната консумация по години.



Фиг.2.1 Среднодневно потребление за потребител за битов сектор.

Тенденцията към намаляване на среднодневното потребление може да се обясни с две основни причини. Първата е резултат от подобряването на мерките за енергийна ефективност в домовете, като например смяната на дограмата и поставяне на външна изолация. Втората причина е глобална тя е свързана с световната криза и мерките за икономия, които всяко домакинство в една или друга степен си налага.

Потреблението на природен газ може да се изрази със следния линеен израз:

$$Q_{usr}^{(i)}(t) = Q_{usr\_0}^{(i)} \cdot (1 + f_{usr}^{(i)} \cdot (t - t_0)), \quad (2.1)$$

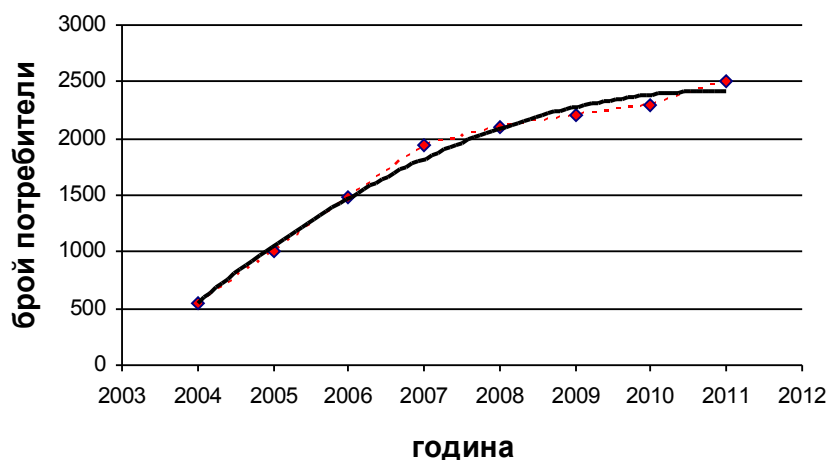
Където:

$Q_{usr}^{(i)}(t)$  е средногодишното потребление във времето;

$Q_{usr\_0}^{(i)}$  - средногодишното потребление за началния период  $t_0$ ,

$f_{usr}^{(i)}$  - коефициент определящ годишното изменение на  $Q_{usr}^{(i)}(t)$ .

Изменението на броя на консуматорите може да се изразени също чрез функция, която е показана на фигура 2.2.



Фиг.2.2. Изменение на броя на потребителите като функция от времето.

Функцията която описва това разпределение е представена чрез формула 2.2.

$$n^{(i)}(t) = n_0^{(i)}(t) \cdot (1 + f_N^{(i)} \Delta t) \quad (2.2)$$

Където :

$n^{(i)}(t)$  е броят на потребителите от тип (i) за търсената година, означена с t,

$n_0^{(i)}$  - потребители от тип (i) за базовата годината  $t_0$ ,

$\Delta t (= t - t_0)$  броя години между t и  $t_0$ .

$f_N^{(i)}$  е коефициент, описващ нарастването на броя на потребители от съответния тип (i) за изследвания регион.

Параметрите  $n_0^{(i)}$  и  $f_N^{(i)}$ , както и  $Q_{usr\_0}^{(i)}$  и  $f_{usr}^{(i)}$  се получават по метода на най-малките квадрати.

От изразите (2.1) и (2.2) се получава годишното потребление за конкретен регион, т.е.:

$$Q_{annual}^{(i)}(t) = Q_{usr\_0}^{(i)} \cdot n_0^{(i)} \cdot (1 + f_{usr}^{(i)} \Delta t) \cdot (1 + f_N^{(i)} \Delta t) \approx Q_{annual\_0}^{(i)} \cdot (1 + [f_{usr}^{(i)} + f_N^{(i)}] \Delta t), \quad (2.3)$$

Където:

$$Q_{annual\_0}^{(i)} = Q_{usr\_0}^{(i)} * n_0^{(i)},$$

Тези параметри характеризират обобщеното потребление на природен газ за даден регион за потребителите в бита. По този начин става възможно да се запише общото средно изменение на потреблението за региона, чрез изрази 2.4:

$$Q_{annual}^{(i)}(t) = Q_{0\_annual}^{(i)} \cdot (1 + f_Q^{(i)} \Delta t), \quad (2.4)$$

Където:

$$f_Q^{(i)} = f_{usr}^{(i)} + f_N^{(i)}. \quad (2.5)$$

### 1.2.1. Модел за краткосрочно прогнозиране на потреблението

Зависимостта между дневното потребление и температурата е установената в глава 1 чрез връзка изразена с понятието отоплителен ден-градус (HDD). То представлява сума от разликата между средната часова температура  $T_i$  и температурата взета за база  $T_{ref}$ . Тази температура в България за климатична зона 8, където е разположен изследвания град е приета за  $19^0\text{C}$  в съответствие с изискванията на **НАРЕДБА № 18 от 12.11.2004 г. за енергийните характеристики на обектите**, а изчислителната външна температура е  $-14^0\text{C}$ .

По-специално HDD се дефинира като:

$$HDD = \sum_i (T_{ref} - T_i), \quad (2.6)$$

където:

сумата е определена за всички часове на деня, за които  $T_{ref} > T_i$ .

На базата на изследвания на института по метеорология при БАН, което използва база данни за съответните температури за предходни години е установено че параметърът HDD е свързан със средната дневна температура  $T_{cp}$  за деня.

Това наблюдение означава, че може да се замени HDD със средната температура  $T_{cp}$ , което е много по-лесно за получаване и може да бъде предвидено с голяма степен на достоверност няколко дни напред.

В представения регресионен модел е въведено и понятието ефективна температура ( $T_{\text{еф}}$ ), което базира на наблюдението, че потребителите реагират по един и същ начин не само на конкретни температури, но и на определени температурни сценарии.

Това поведение на клиентите определям като «температурна инерция». Тя се изразява не толкова като резултат от акумулираната енергия в ограждащите повърхности в помещенията, колкото в психо-физиологични фактори свързани с топлинния комфорт и метаболизма. Тази инерция се доказва и от факта, че потребителите не включват отоплението си, докато температурите не се задържат ниски в продължение на няколко дни.

Този ефект се предава и като «инерция в консумацията» на газа и е отразен в модела с въвеждането на така наречената „ефективна температура“,  $T_{\text{еф}}$ , което представям, като линейна зависимост от средната температура  $T_{\text{ср}}$  за разглеждания ден и движението на температурата  $T_n$ , за  $n$  предходни дни. В подобни случаи  $n$  варира между 3 и 5 дена. За Топлофикация София е 3 дни.

$$\langle T_n \rangle = \frac{1}{n} \cdot \sum_{i=1}^n \langle T \rangle_i, \quad (2.7)$$

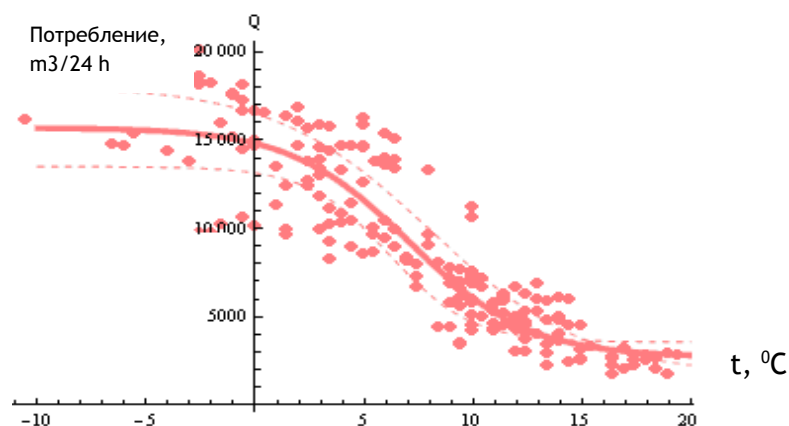
Ефективната температура може да се дефинира с израза:

$$T_{\text{еф}} = w \cdot T_{\text{ср}} + (1 - w) \cdot \langle T_n \rangle. \quad (2.8)$$

Където,  $w$  е тежест и нейната стойност се избира между 1 и 0.

Използвайки този параметър, потреблението  $Q^{(i)}$  се свързва с ефективната температура  $T_{\text{еф}}$  чрез следната тангенс хиперболичната функция която най-добре отразява поведението на консуматорите през зимния период.:

$$Q^{(i)}(T_{\text{еф}}) = Q_0^{(i)} \cdot (1 + f_c^{(i)} \cdot \tanh(\frac{T_{\text{еф}} - T_0}{\Delta T})) \quad (2.9)$$



Фиг. 2. 3. Графика на функцията описваща битовата консумация,  $m^3/24 h$  спрямо средната дневна температура.

Инфлексната точка на кривата се определя от координати  $(T_0, Q_0^{(i)})$ .  $Q_0^{(i)}$  е потреблението при  $T_{\text{еф}} = T_0$  и е свързано със средногодишното дневно потребление.

## 2.3. Моделиране на база изкуствени невронни мрежи ИНМ

### 2.3.1. Същност на метода

Невронната мрежа е модел за обработка на информация, въведен след изучаването на биоелектричните мрежи в мозъка на човека и животните, образувани от невроните и техните синапси.

Математическият аналог на биологичната невронна мрежа представлява множество от взаимно свързани прости изчислителни елементи неврони. Всеки неврон приема сигнали от другите (под формата на числа), сумира ги, като сумата минава през активационна функция (в случая е използвана сигмоидалната функция  $y=f(x)=1/(1+e^{-x})$ ), за определяне на своята активация, която се предава по изходящите връзки към другите неврони. Всяка връзка има тегло, което умножавайки се със сигнала, определя неговата значимост. Теглата на връзките са аналогични на силата на синаптичните импулси, предавани между биологичните неврони. Отрицателна стойност на теглото съответства на потискащ импулс, а положителна - на възбуждащ.

Математически е доказано, че всяка невронна мрежа с поне един скрит слой от достатъчно на брой неврони между входния и изходния слой, може да моделира поведението на всяка съществуваща функция.

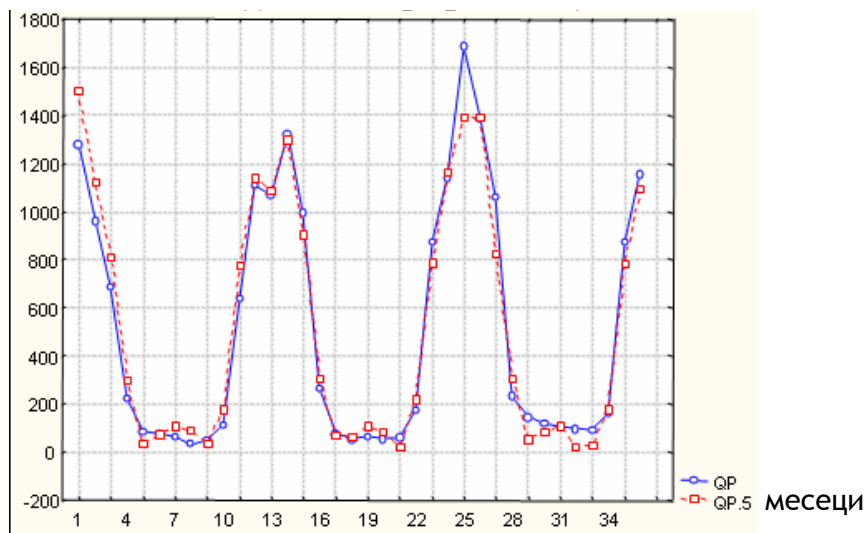
Теглата на връзките между невроните определят функционалността и поведението на невронната мрежа.

Изкуствените невронни мрежи се явяват „нови“ решения при създаването на модели и решения на различни класове проблеми. Поради многото предимства в сравнение с числените методи те се налагат чрез способността им за създаване на комплексни, нелинейни функционални връзки, които са много сложни и понякога невъзможни за категоричните математически изрази. Те са с по-висока степен на устойчивост и чувствителност към вариращи променливи. Основните области на прилагане на ИНМ са задачи за класифициране, разпознаване на особеностите и тенденциите при моделиране на процеси, приближения на функции и последващо прогнозиране.

Задачата за прогнозиране на консумацията на природния газ е със сложна нелинейна зависимост от различни параметри и е типична задача за приближение на функции. Способността на ИНМ да изучи и състави сложен **мапинг** посредством серия от входящи/изходящи примери се използва в случая за ефективно и прецизно прогнозиране на консумацията на природен газ. Многослойната невронна мрежа е проектирана за създаване на модел на зависимостта на предстоящата консумация на природен газ в зависимост от климатичните условия, предишната консумация и други параметри. Разглежда се консумацията, която покрива избрана газорегулаторна станция за контрол и измервания. Качеството на предложената методика е тествана с действителни данни от региона на газоснабден град, съобразен с НАРЕДБА 18 за енергийните характеристики на обектите.

За да бъде една невронна мрежа използвана и приложима към даден проблем, тя трябва да бъде предварително обучена и тествана. Обучението е направено по данните за годините 2008, 2009 и 2010 година. Тестването на резултатите е правено по данните за 2011 година фигура 2.4:

Потребление, m<sup>3</sup>



Фиг. 2.4. Резултати на програмния продукт и обучение на невронната мрежа

Обучението на една невронна мрежа се постига чрез промяна на теглата на връзките между невроните и се осъществява чрез правила, които определят как да се променят тези тегла.

### 2.3.2. Използване на избраната невронна мрежа

В настоящото изследване е използвана системата Statistica 7 на фирмата StatSoft Inc. Тази система има вградени различни видове невронни мрежи, чрез които могат да се правят различни статистически изследвания. Трудност при анализа е подбора от многото възможности на вида и характеристиките на такава невронна мрежа, която да дава най-добър резултата за конкретното изследване. Поради това в Statistica 7 има модул наречен Intelligent Problem Solver (IPS), чрез който могат да се заложат няколко вида невронни мрежи с различни характеристики и те да се обучат върху едни и същи данни. Така се намира най-добрата от тях, която дава най-малка грешка.

Изхождайки от данните за битовите консуматори: месечна консумация на газ за 3 сезона и средномесечна температура за тези месеци е използвана невронна мрежа със три входа и един изход, както следва:

**Входове:** F – тип квадратура на жилището  
M – месец

T – средномесечна температура

**Изход:** Q – средномесечна консумация

За намиране на невронната мрежа, която ще даде най-добра прогноза, е използван модула IPS на Statistica 7. В IPS бяха заложили следните типове мрежи:

- Обобщена регресионна невронна мрежа (GRNN),
- Невронна мрежа с радиално базирани функции (RBF)
- Трипластов перцептрон (MLP3) – 1 входен, 1 скрит и 1 изходен пласт
- Четирипластов перцептрон (MLP4) – 1 входен, 2 скрити и 1 изходен пласт

Първите три мрежи са трипластови с по един скрит пласт, а четвъртата е четирипластова с по два пласта. Бяха зададени

- максимален брой възли в скрит пласт – 10
- време за обучение – 15 минути
- критерий за избор на най-добра мрежа – минимална грешка на обучение
- брой мрежи избрани за най-добри – 2

След извършеното обучение се получиха следните две най-добри мрежи таблица 2.1.

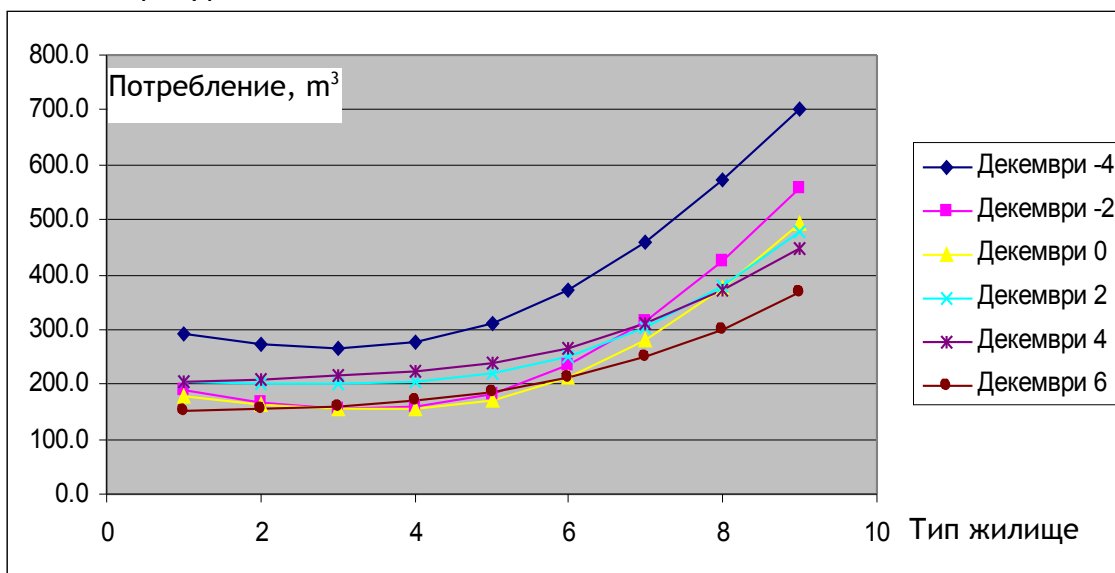
Таблица 2.1. Резултати от тестване на ИНН

|   | профил         | трениране | грешка   | входящ слой | скрит слой | изход |
|---|----------------|-----------|----------|-------------|------------|-------|
| 1 | RBF 3:3-10-1:1 | 0.306293  | 0.001916 | 3           | 10         | 1     |
| 2 | RBF 3:3-10-1:1 | 0.281327  | 0.001760 | 3           | 10         | 1     |

От таблицата се вижда, че втората невронна мрежа с радиални базисни функции (3 входни възела в първи пласт, 10 възела в скрития пласт и един възел в изходния пласт) е най-добрата:

- грешка при обучение 0.00176,
- корелация между обучаващите реални данни и прогноза на мрежата - 0.9596.

Ползвайки така намерената най-добра невронна мрежа е изготвена таблица с прогнози за тип на жилища с различна квадратура при различни средни температури. Резултатите от прогнозите чрез невронната мрежа могат да се изразят на фигура 2.5:



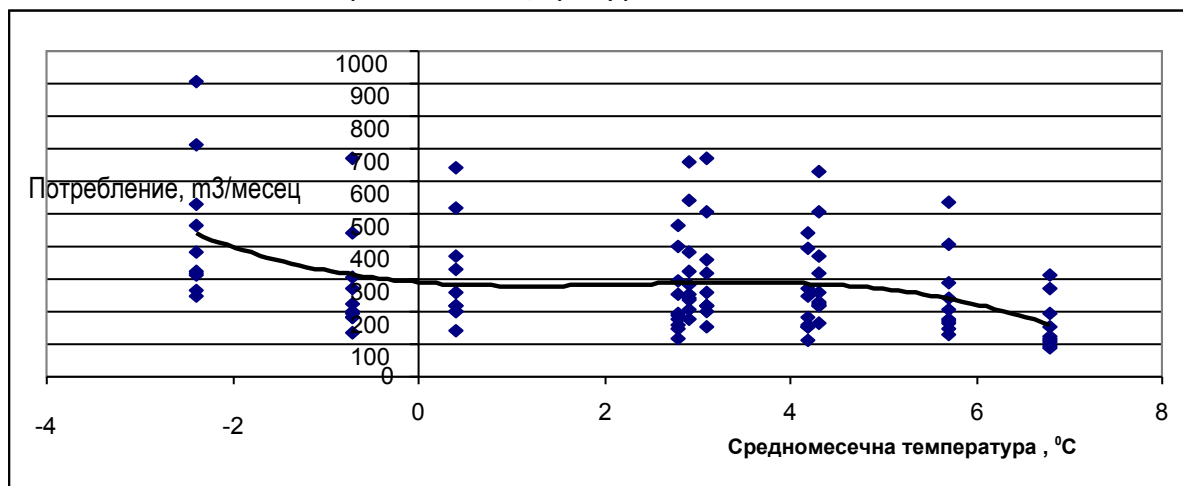
Фиг. 2.5. Прогнозно потребление за месец декември при температури от минус 4 до плюс 6 градуса

Типовите разгледани жилища са представени в таблицата 2.2.:

Таблица 2.2. Типове жилища възприети в изследването

| N  | Жилищна площ, м2     |
|----|----------------------|
| 1  | до 56 м2             |
| 2  | От 57 до 66 м2       |
| 3  | От 67 до 76 м2       |
| 4  | От 77 до 86 м2       |
| 5  | От 87 до 96 м2       |
| 6  | От 97 до 116 м2      |
| 7  | От 117 до 146 м2     |
| 8  | От 147 до 196 м2     |
| 9  | От 196 до 296 м2     |
| 10 | Над 297 м2 до 400 м2 |

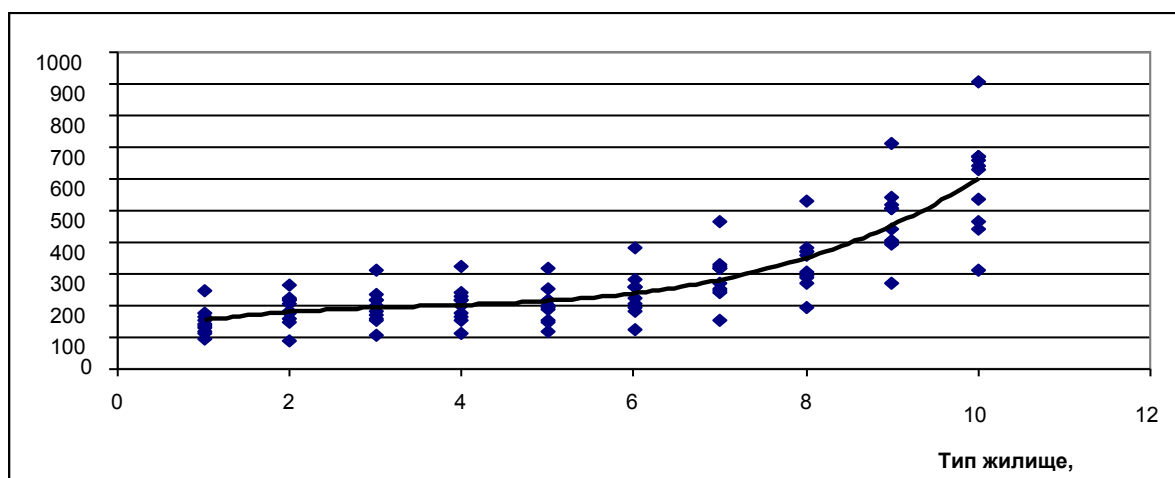
Функцията, която най-добре представена зависимост на потреблението от температурата и в този случай, както и при общото потребление изследвано в глава 1 е тангенс хиперболичната, фигура 2.6.



Фиг. 2.6. Зависимост на потреблението на газ за отопление от температурата

#### 2.4. Влияние на параметрите на газовите котли върху енергийната ефективност и параметрите на газоразпределителните мрежи.

Потреблението на природен газ за отопление в домакинствата е естествено да нараства с увеличаване на квадратурата на жилищата, но при малките жилища от 60 до 90 m<sup>3</sup>, които са и най-масови тази тенденция не е ясно изразена, фигура 2.7.



Фиг 2.7. Зависимост на потреблението от отопляемата площ

При изследването е установена и причината за този феномен. В масовия случай в газовата инсталация се използват така наречените двуконтурни котли, които като функционалност осигуряват битова гореща вода за санитарни нужди (къпане, миене) и топлоносител за инсталацията осигуряваща комфорт през зимните месеци.

Комбинираните котли предлагани най-масово от консултантите в газоснабдените градове са модулирани с мощност 24 kW. Известни са случаи в които клиентите избират и по-мощни котли, без да си дават ясна сметка за последиците.

Модулацията в диапазона на котела (12-24 kW,) се извършва автоматично на базата на датчик монтиран на обратната вода. Модулацията представлява като

процес промяната на дебита и респективно пламъка, чрез който се поддържа зададена температура на водата на системата.

През период, в който котелът работи в регламентирания диапазон загубите от ефективност варират  $\Delta EFF=5-8\%$  и то при постоянна работа на уреда. Ако необходимата мощност е под диапазона за модулация, тогава котела започва да работи на при често включване и изключване и ефективността му спада стръмно. Такива периоди не са рядко през отоплителния период. Така е през есента, пролетта, по-топлите дни през зимата или когато потребителя на газ е решил да спестява като отоплява само едно от помещенията.

Ако приемем по технически данни, че котелът работи оптимално между 10-24 kW, и под 10 kW е в режим включване /изключване, на графиката 2.11 е представена функция описваща променяната на ефективността в резултат от натоварването. За отопляване на помещения от 50 m<sup>2</sup> са достатъчни и 8 кВт енергия. Това означава че при отопляема квадратура под 50 m<sup>2</sup> този тип котли работят в долната граница на ефективност.

Това е най-разпространения случай на газификация на домакинствата. При малките апартаменти се оказва, че котлите през по-голяма част от времето работят в този режим. Това обяснява относително високите разходи на газ за

В проектанските организации занимаващи се с разработване на идейни и работни проекти се водят наблюдения за средното потребление на домакинствата за различните типове сгради. Тези завишени норми се влагат при концепциите за развитие на газоснабдителните системи. Като принцип мрежите се оразмеряват с очакване около 70 % от домакинствата да могат да използват природен газ като поетапно се включват към градските мрежи. На тази база се правят маркетинговите проучвания и концептуалните планове за газифициране на населените места. Своевременното оптимизиране на разхода в домакинствата ще се отрази и на тези планове. Това означава, че диаметрите на газопроводите могат да се коригират до 5, а в някои случай до 10 %. За отделни участъци от мрежата това означава да се използва един размер по-надолу, което като цяло ще намали разходите за изграждане на инфраструктурата и икономическата ефективност на процеса.

### **Изводи:**

Жилищата от 90 m<sup>2</sup> използват газа за отопление при сега работещите газови уреди с мощност 24 kW най-ефективно. Това е свързано с по-ефективното натоварване на газовия уред.

При оптимизиране на избора на газови уреди в посока намаляване на инсталираната мощност, прогнозите показват по-малки разходи за енергия и като цяло по-ниски диаметри в разпределителните мрежи, а от там и по-малки инвестиции за тяхното изграждане.

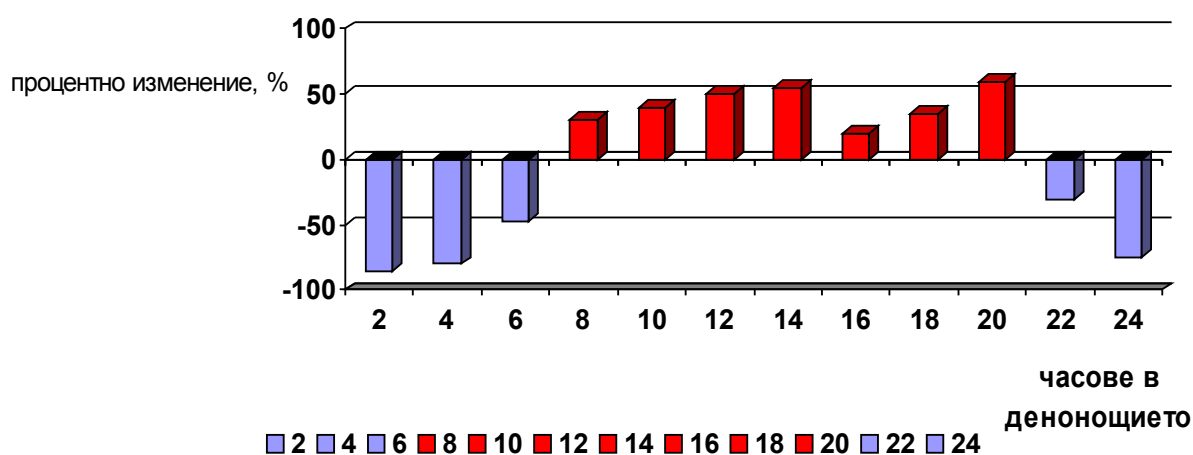
За пръв път в България е разгледана възможността за прилагане на изкуствени невронни мрежи при прогнозирането на потреблението на природен газ. Анализи на резултатите получени за пробната серия данни и тестовата серия показват, че проектираните изкуствени невронни мрежи могат да са полезни при разрешаването на задачи за прогнозиране на консумацията на природен газ.

## Глава 3. ПОВИШАВАНЕ НАДЕЖДНОСТТА НА ГАЗОСНАБДЯВАНЕТО

### 3.1. Неравномерност в потреблението на природен газ

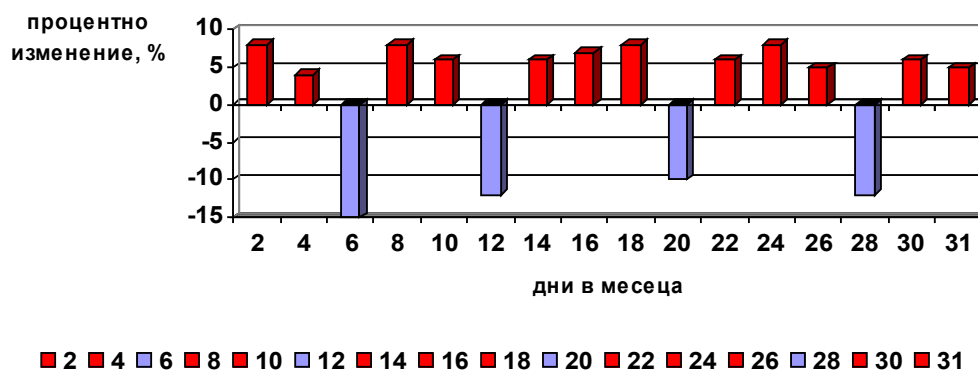
Използването на газ в населените места и промишлените предприятия е свързано с неравномерност в потреблението. В различните часове, дни от седмицата и сезони консумацията на газ се променя и определя неравномерното използване на газа. Неравномерността в потреблението се основава на изменението на температурата на околната среда и поведението на стопанския и битов сектор използващи природен газ. Тази неравномерност в потреблението оказва влияние на икономическите показатели на доставките на природен газ и като тяхна функция и върху цената на газа.

Прието е в газовата практика да се различават три вида неравномерности на потреблението: часова, дневна и месечна, (наричана още сезонна). Часовата неравномерност е резултат от изменението на часовото потребление на природен газ в рамките на денонощието. В най-голяма степен тази неравномерност се наблюдава при битовите потребители на природен газ. На фигура 3.1 е представен график на часовите колебания в консумацията на газ в рамките на денонощието на град с газоснабден битов сектор. Както се вижда от графиката през деня от 6 сутринта до 20 часа вечерта потреблението е над средно часовия разход по който е оразмерена градската мрежа (пиково потребление). През нощта от 21 до 5 сутринта потреблението е под средно часовото (потребление на „провала“). В 18 часа е отбелязан максимума в консумацията през денонощието, а минимума е в 0 часа. В часовете на пиково натоварване градът употребява повече газ от възможностите на хранящия газопровод. В този период се усвоява акумулиращата способност на мрежата. При стойност „0“ на абсцисата е фиксираното средно часово потребление на газ. Сините колони отразяват процентното намаление в потреблението, а червените стълбове отразяват процентното превишения на консумацията на природен газ.

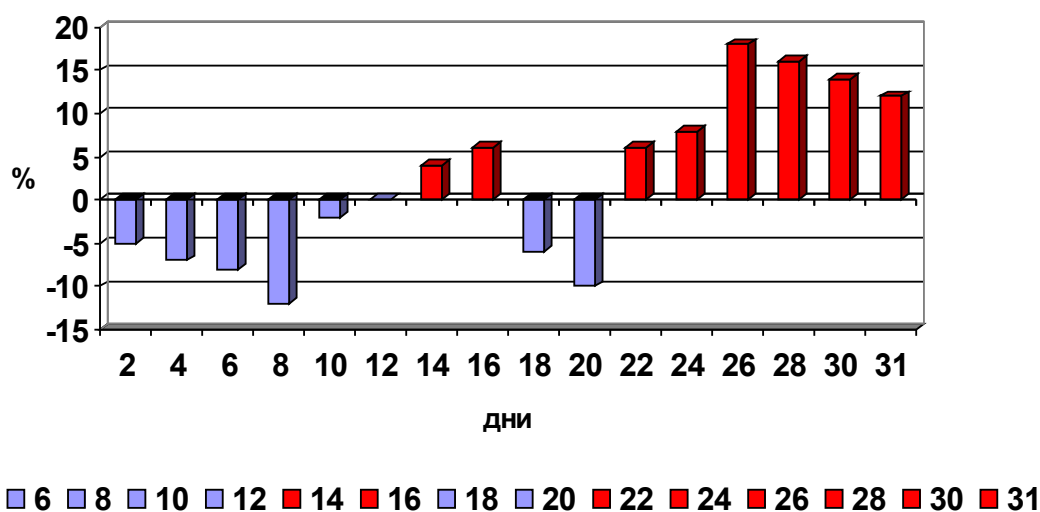


Фиг. 3.1. Денонощен график на потреблението на газ в работни дни от седмицата.

Дневната неравномерност в потреблението се характеризира с изменение на потреблението на газ по дни в рамките на месеца. В почивните дни и през празниците рязко се повишава потреблението на газ в битовия сектор. На фигури 3.2 (а,б) са показани дневните колебания в потреблението на газ в газоснабден град в продължение на месец. За по пълна представа са представени 2 противоположни по характера си на потребление месеци: юли и декември. Ако през юли потреблението в града регулярно намалява през почивните дни, то такова еднообразие през декември не е така силно изразено. Пик по отношение на разхода се достига по коледните празници.



Фиг. 3.2 (а) Среднодневно потребление през месец юли за газоснабден град



Фиг. 3.2 (b) Средно дневно потребление през месец декември за газоснабден град

### 3.2. Резервиране на газоснабдяването

За изглаждане на сезонната неравномерност, която е и най-значима по отношение на колебание на потреблението се използват газови хранилища. Под газово хранилище се разбира естествен или изкуствено създаден технологичен комплекс, в който се съхранява природен газ. Основните видове хранилища за съхраняване на природен газ могат да се класифицират на наземни и подземни.

За съхранение на природния газ се използват:

- вертикални и хоризонтални, цилиндрични и сферични газхолдери с постоянен обем и променливо налягане;
- сухи и мокри газхолдери с променлив обем и постоянно налягане;
- резервоари за втечнен газ (цилиндрични или сферични, надземни или подземни);
- специални хранилища за съхраняване на газа в сорбенти, разтвори или във вид на хидрати;
- естествени и изкуствени подземни газохранилища.

### 3.2.1. Газхолдери

Газхолдерите с постоянен обем се характеризират с непълно използване на геометричните размери и с изменение на налягането в зависимост от количеството на газа. Всеки от тях се конструира да издържа на определено налягане в зависимост от желаното количество газ, което ще се съхранява.

Най-често се използват мокрите газхолдери, които са с висока степен на безопасност и затова са предпочитани. Състоят се от вертикален цилиндричен резервоар (басейн), запълнен с вода и друг цилиндричен резервоар без дъно наричан в практиката „похлупак“. През дъното на „басейна“ е прокарана тръба, през която става запълването на газхолдера с вода. При това „похлупака“ се повдига и съответно при изпразване се спуска надолу.

Сухият газхолдер, подобен на мокрия, е цилиндричен резервоар с подвижен капак, който се повдига нагоре при запълване и съответно слиза надолу при изпразване. Използва се за съхранение на газове при ниско налягане за разлика от газхолдерите с постоянен обем.

### 3.2.2. Съхраняване на втечнен природен газ

За съхраняване на **втечнен природен газ** се използват изотермични нискотемпературни цилиндрични или сферични резервоари за атмосферно налягане, снабдени със специална охлаждаща система. Изисква се поддържането на много ниски температури, тъй като температурата на метана е минус 161°C, която е и приблизителната температура, за втечняване на природния газ, поради голямото съдържание на метан в него.

В Сибир и Аляска се използват подземни „ледени“ резервоари за съхранение на втечнен природен газ. Тъй като при втечняване природния газ намалява обема си с около 600 пъти, то изотермичните резервоари са за предпочитане за съхраняване на големи количества газ. От друга страна поддържането на много ниски температури е недостатък както от технологична, така и от икономическа гледна точка.

### 3.2.3. Подземни газови хранилища

Подземните газови хранилища са за съхранение на количества газ необходими да покриват сезонната неравномерност и се изграждат до трасетата на магистралните газопроводи.

Акумулиращата способност на газопроводите в градските газоразпределителни мрежи която е от порядъка на 3-4 % от максималната пропускателна способност на мрежата също може да се използва за резервиране на потреблението. Въпреки това, връзката между консуматорите и системата за подаване на газ може да се определи като „твърда“, когато няма локални газохранилища.

### 3.3. Избор на изчислителни параметри на газоснабдителните системи

За нормалното функциониране на газоснабдителните системи е необходимо подаването на газ в градската мрежа да съответства на потреблението. Ако консумацията е повече от постъпващия газ в градската мрежа, налягането в нея ще намалява и ще бъде нарушено нормалното газоснабдяване. Ако постъпващия газ е в повече, то се получават излишъци, които мрежата не може да поеме.

Максималните часови разходи в газоразпределителните мрежи, се определят по годишната консумация на газ и коефициента на максимална часова неравномерност за годината  $K_{ч.н.г.}^{max}$ , който е произведение от коефициентите на месечната, дневната и часова неравномерност на консумацията.

$$K_{ч.н.г.}^{max} = K_M^{max} \cdot K_D^{max} \cdot K_{ч.}^{max} . \quad (3.1)$$

Максималния изчислителен часов разход  $Q_{ч}$ , m<sup>3</sup>/h е:

$$Q_{ч} = K_{ч.н.г.}^{max} \cdot \frac{Q_g}{8760} = K_M \cdot Q_g . \quad (3.2)$$

където:

$Q_r$  е годишната консумация,  $m^3/год.$ ;

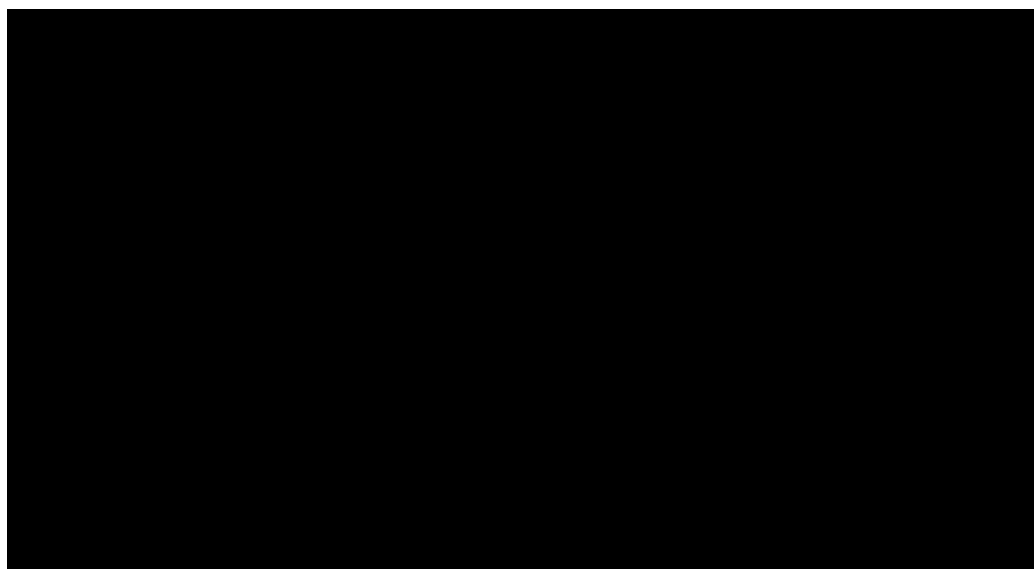
$K_m$  - коефициентът на часовия максимум, даващ прехода от годишния разход към максималния часов разход.

Стойностите на коефициента на часовия максимум за битови нужди в зависимост от броя на населението са представени в табл.3.1.

таблица 3.1. Коефициенти на часовия максимум [33]

| Брой газоснабдени жители (хил.) | Коеф. на часовия максимум $K_m$ |
|---------------------------------|---------------------------------|
| 1                               | 1/1800                          |
| 2                               | 1/2000                          |
| 3                               | 1/2050                          |
| 4                               | 1/2100                          |
| 10                              | 1/2200                          |
| 20                              | 1/2300                          |
| 30                              | 1/2400                          |
| 50                              | 1/2600                          |
| 100                             | 1/2800                          |
| 300                             | 1/3000                          |
| 500                             | 1/3300                          |
| 750                             | 1/3500                          |
| 1000                            | 1/3700                          |
| над 2000                        | 1/4700                          |

Коефициентът на часовия максимум по който се изчисляват газоразпределителните мрежи може да бъде изразен и графично. Подобна графика е представена на фигура 3.3. По абсцисата са разположени броя на жителите на населеното място и чрез графиката на ординатата се отчита коефициентът.



Фиг. 3.3. Графично коефициентът  $K_m$ .

За битовия и административен сектор изчислителният часов разход на газ  $Q_r$  ( $m^3/h$ ) може да бъде определен като сума от номиналните разходи на газ на газовите уреди, като се отчете и коефициента на едновременност на работата им.

$$Q_{\text{ч}} = \sum_{i=1}^n K_{\text{едн}} \cdot q \cdot N_i, \quad (3.3)$$

където,

$K_{\text{едн}}$  е коефициентът на едновременност;

$q$  - номиналният разход на газ на газовите уреди (от техническите характеристики на уреда),  $\text{m}^3/\text{h}$ ;

$N_i$  - броят еднотипни уреди.

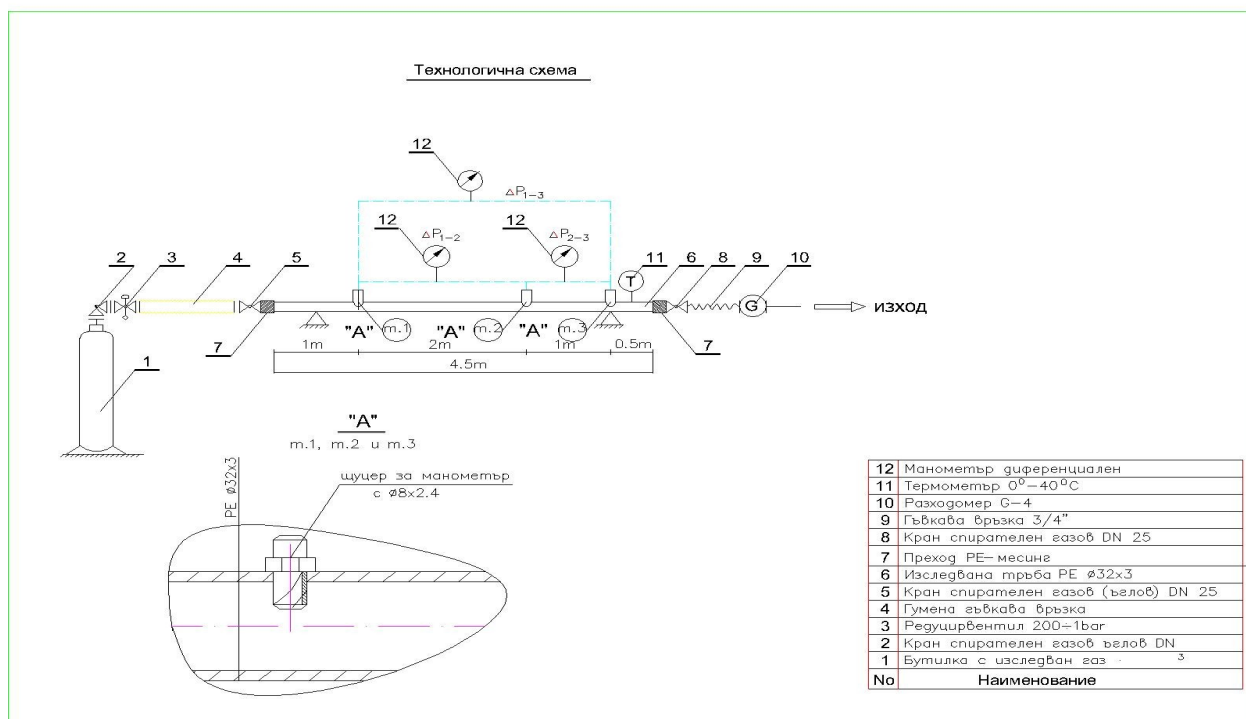
### **3.3.1. Повишаване точността при определяне коефициент на хидравлично триене в преходен режим на движение**

Използването на нови материали и съпътстващите ги технологии, въпреки своята иновативност като цяло при изграждането на газоразпределителните мрежи, създава проектантски проблем свързан с преоразмеряване на мрежите. През последните няколко години в практиката при строителството на градски газоразпределителни мрежи се наложиха тръбите от полиетилен висока плътност. Материалът за тръбите е PE-HD 80 и PE-HD 100 отговарящ на изискванията на стандарт БДС-EN 12 007-2. Доколкото класиката в газовата динамика се основава на изследвания в циментови и стоманени тръби и получените емпирични зависимости отразяват поведението на газа в съответната среда. За определянето на хидравличните загуби в съвременните газоразпределителни мрежи и извеждането на коректни зависимости са необходими изследвания, лабораторни и полеви, които да оптимизират методиките за хидравлично оразмеряване на мрежите и по-конкретно частта им по определяне на коефициентът на хидравлично триене в полиетиленови тръби. Тази задача е решена в дисертационния труд с цел усъвършенстване на проектантските методи в газоснабдяването за избор на оптималните диаметри с оглед на намаленото триене и препоръчване на подходящите формули за изчисляване на коефициентите на хидравлично триене, а от там и загубите на налягане по мрежите.

Уставновените емпирични закони за движение на течностите са приложени и за пресмятане на хидравличните съпротивления при движение на газ, като установените зависимости са получени от изследвания проведени за стоманени и циментови тръби.

Към настоящия момент тези математични модели са общоприети и са в основата на нормативните документи използвани при проектирането на тръбопроводни системи, както за стоманени така и за полиетиленови тръби. Грешката, която може да се допусне в случая според някои автори [59] е до 25 %, а по данни на настоящото изследване тя е над 30 % [61].

Това налага прецизиране на използваните модели за определяне на коефициента на хидравлично триене за конкретния материал. За тази цел е създаден лабораторен стенд (фиг.3.4) и методика за определяне на линейните хидравлични съпротивления при движение на газ в полиетиленови тръби.



Фиг. 3.4. Стенд за изследване и определяне на хидравлични загуби [52]

Основният въпрос при оразмеряване и проектиране на газопроводи и газоразпределителни мрежи се явява определянето на *коефициента на хидравлично триене*, участващ в изходното уравнение описващо движението на газа и определящ хидравличната характеристика на използваните тръби и тръбопроводната система. В качеството на изходен модел за описанието на движението на газ се използва общоприетият модел на Darcy-Waisbah [59] и неговите модификации.

$$Q = C \cdot \frac{T_b}{P_b} \cdot D^{2.5} \cdot \left( \frac{P_1^2 - P_2^2}{L \cdot \rho \cdot T_a \cdot Z_a \cdot \lambda} \right)^{0.5}, \quad (3.4)$$

Уравнение (1) е предложено от AGA [54,55] и е възприето в американската газова практика, докато в руската литература и строителни норми [53] се използва модификацията представяща уравнение (3.5).

$$P_1^2 - P_2^2 = 1,62 \cdot \lambda \cdot \frac{Q_0^2}{d^5} \cdot \rho_0 \cdot P_0 \cdot \frac{T}{T_0} \cdot L \cdot Z, \quad (3.5)$$

Пресмятането на коефициента на хидравлично съпротивление ( **$\lambda_{\text{екс}}$** ) е на база резултатите от експерименталните изследвания обработени по зависимост изведена от модела на Darcy-Waisbah.

След съответните обработки, извеждащи уравнението за ниски налягания и направения дименсионен анализ е предложена зависимости за оразмеряване и пресмятане на газопроводи и газоразпределителни мрежи ниско налягане [52].

$$P_1 - P_2 = 1,6 \cdot 10^3 \cdot \lambda \cdot \frac{Q^2 \cdot L}{d^5}, \quad (3.6)$$

Посочената и използвана формула е коректна за несвиваеми флуиди, движещи се с постоянна скорост при константна плътност т.е. за газопроводи и мрежи ниско налягане, където пада на налягане е неголям и удовлетворява условието:  **$\Delta P = (P_1 - P_2)/P_1 < 5\%$** . Грешката при пресмятането в случая е по-малка от 1,5%.

Допусканията, които са направени при изследването в този случай са:

- движещият се газ не трябва да извършва механична работа;
- режимът на движение да е стационарен;
- движението на газа да е изотермично;
- местните съпротивления се пренебрегват;
- пренебрегва се коефициентът на свръхсвиваемост;
- тръбопроводът е хоризонтален.

Движението на газа и определяне на *коефициента на хидравлично триене* се базира на предложени емпирични зависимости, които в повечето случаи неотчитат физичните свойства на транспортираният флуид и характера на вътрешната повърхност на тръбата.

При теоретичното определяне на *коефициента на хидравлично триене* са изучени подходи разпространени в добрата световна газова практика от двете най-силни школи: американската и руската.

В общият случай, *коефициента на хидравлично триене* ( $\lambda$ ) зависи от режима на движение (Критерият на Reynolds) и относителната грапавост на вътрешната повърхност на тръбопровода ( $K_e/D$ ). Критерият на Reynolds ( $Re$ ) е определен по Г. Николов и СНиП 2.04.08 – 87\* предложени в [32].

$$Re = 17,75 \cdot 10^{-3} \cdot \frac{Q \cdot \bar{\rho}}{D \cdot \mu}, \quad (3.7)$$

Коефициентът на хидравлично съпротивление е определян по формулата на Алтшул .

$$\lambda = 0,11 \cdot \left( \frac{K_e}{d} + \frac{68}{Re} \right)^{0,25}, \quad (3.8)$$

За определяне критерият на Reynolds ( $Re$ ) са използвани следните зависимости:

по Schroeder:

$$Re = \frac{49,44 \cdot Q \cdot g \cdot P_b}{\mu \cdot D \cdot T_b}, \quad (3.9)$$

по E. Shashi Menon и American Gas Association (AGA) предложен в [59]

$$Re = 0,5134 \cdot \frac{P_b}{T_b} \cdot \left( \frac{\bar{\rho} \cdot Q}{\mu \cdot D} \right), \quad (3.10)$$

При турбулентен режим на движение на газа, са известни три зони на движение - зона хидравлично "гладки" тръби, зона смесено триене и зона квадратично триене. При всяка от тях хидравличните съпротивления са различни и зависят от т.н. гранични стойности на критерия на Reynolds за установяване на съответната зона на турбулентният режим. Като най-вече се използва формулата на Colebrook – White.

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = -2 \cdot \log \left( \frac{k/D}{3,7} + \frac{2,51}{Re \cdot \sqrt{\lambda}} \right), \quad (3.11)$$

За улеснение при изчисляване на коефициента на хидравлично триене по Colebrook е разработен софтуер, с който при конкретно зададени условия експресно се определя коефициентът и хидравличната характеристика на тръбопровода.

Експерименталната част е свързана с измерване на режимните параметри при работа на газопровод (входно налягане, разход, температура, налягания в определени точки по дължина на тръбопровода и определяне загубите (линейни) на налягане, коефициента на хидравлично съпротивление (триене), критерия на Reynolds и режима на движение на газ в полиетиленови тръби (PE-HD)

използвани за изграждане на газопроводи и газоразпределителни мрежи. Изследванията са извършени на разработен лабораторен стенд и е използвана методика за определяне на линейните хидравлични съпротивления при движение на газ в полиетиленови тръби.

Резултатите от изследванията са представени в Таблица 3.2.

Таблица 3.2. Входящи параметри

| <p><b>Тръба # 1 Полиетилен висока плътност PE-80 (PEHD), Ø 32x3,0</b><br/> Вътрешен хидравличен диаметър <math>d = 26</math> [mm]<br/> Стандартни условия: <math>T_{ст.} = 20 \pm 1</math> [°C] и <math>P_{ст.} = 101,325 \pm 0,1</math> [kPa]<br/> Температура в лабораторията <math>T_{лаб.} = 19,7 \pm 1</math> [°C]<br/> Налягане в лабораторията <math>P_{лаб.} = 962,4 \pm 0,2</math> [mbar]<br/> Разстояние <b>точка #1 +2</b>, <math>L_{1-2} = 2</math> [m]; <b>точка #2 +3</b>, <math>L_{2-3} = 1</math> [m]; <b>точка #1 +3</b>, <math>L_{1-3} = 3</math> [m]</p> |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                               |                 |                      |                  |                  |                  |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------|----------------------|------------------|------------------|------------------|
| №<br>тест                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                   | <p><b>Обемен среден разход (дебит) на газ при стандартни условия [m³/min]</b><br/> <b>Експериментално измерени налягания в точки #1, 2 и 3; <math>P_i</math> [mbar]</b><br/> <b>Пад на налягане в разглеждан участък от тръбопр.; <math>\Delta P_i</math> [mbar]</b><br/> <b>Среден пад на налягане за линеен метър; <math>\Delta P_{cp}</math> [kPa]</b></p> |                 |                      |                  |                  |                  |
|                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                             | $Q_{cp}$                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                      | $\Delta P_{cp}$ | Критерий на Reynolds | $\Delta P_{1-2}$ | $\Delta P_{2-3}$ | $\Delta P_{1-3}$ |
| 1.                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                          | 0,065                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                         | 0,015           | 3630                 | 0,2              | 0,1              | 0,3              |
| 2.                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                          | 0,085                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                         | 0,025           | 4065                 | 0,4              | 0,2              | 0,5              |
| 3.                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                          | 0,100                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                         | 0,030           | 4533                 | 0,6              | 0,3              | 0,8              |
| 4.                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                          | 0,120                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                         | 0,035           | 5507                 | 0,7              | 0,3              | 0,9              |
| 5.                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                          | 0,133                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                         | 0,045           | 6115                 | 0,8              | 0,4              | 1,1              |
| 6.                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                          | 0,145                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                         | 0,055           | 7053                 | 0,9              | 0,5              | 1,2              |
| 7.                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                          | 0,165                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                         | 0,070           | 8082                 | 1,0              | 0,6              | 1,2              |

В зависимост от пресметнатите стойности на критерия на Reynolds, по представените методики, се установява, че за условията на експеримента режима на движение на газа е *близо до преходен*.

Получените резултати от за коефициента на хидравлично съпротивление по формули на Блазеус и Алтшул, като резултатите са сравнени с експерименталните данни.

Използваните теоретични модели за условията на експеримента показват резултати за определения коефициент на *хидравлично триене* ( $\lambda$ ) в граници  **$\lambda = 0,022 - 0,030$** , докато експерименталните резултати дават резултати за коефициента на *хидравлично триене* ( $\lambda$ ) в граници  **$\lambda = 0,012 - 0,0133$** .

Чрез апроксимация е намерен минимум на зададена функция за да се уточни формула за изчисляване на коефициентът на хидравлично триене при условията на движение на газ в полиетиленови тръби.

От разгледаните теоретични хидравлични модели и формули за описание движението на газ в полиетиленови тръби при тези условия стараяйки се да не излизаме от познатите формати сме възприели за най-коректна за условията на експеримента формулата на Алтшул, като са въведени две неизвестни (**m**) и (**n**). Използван е математичен подход за обработка на резултатите предложен в [61].

$$\lambda = Ao \left( Bo + \frac{m}{Re} \right)^n, \quad (3.12)$$

където коефициент  $Ao = 0,11$ ; а коефициента  $Bo = K_e/d$

След логаритмуване е изведен израз за коефициента на хидравлично съпротивление, на който по метода на най-малките квадрати е намерен минимум.

$$\lambda_i = A_0 + \frac{1}{n} \ln \left( Bo + \frac{m}{Re_i} \right) \quad (3.13)$$

$$F(m) = \sum_{i=1} (\lambda_i^{\text{exp}} - \lambda_i)^2 \rightarrow \min \quad (3.14)$$

където:

$\lambda_i^{\text{exp}}$  – експериментално определеният коефициент на хидравлично триене.

Подбирайки параметри на приближението по метода за най малките квадрати за стойностите на параметрите **n** и **m** се получава съответно стойностите  $m=50$  и  $n=0,5$ .

По така получения модифициран модел за теоретично определяне на коефициентът на хидравлично триене се получават много близки до получените експериментални резултати. Този хидравличен модел – *“усъвършенствана зависимост”* (13.15) може да се препоръча за изчисляване на коефициента на хидравлично триене, изведен от условията на лабораторните експерименти близки до промишлените у нас при оразмеряване на газопроводи и мрежи ниско налягане изградени от полиетиленови тръби висока плътност:

$$\lambda = 0,11 \left( \frac{Ke}{d} + \frac{50}{Re} \right)^{0,5} \quad (13.15)$$

### 3.3.2. Моделиране на газодинамични процеси в полиетиленови тръби

При решаването на задачи, свързани с движение на газообразни флуиди трябва да се отчете, че базовата физика на процесите е сложно комплицирано явление и резултатите, получени от програмните продукти са дотолкова достоверни, доколкото химичните параметри и физични величини заложили в програмния продукт са такива. Така, че за да се изработят и получат възможно най-достоверни резултати трябва да се съчетаят знания и умения от редица области.

Задачата моделира движението на свиваем флуид в тръбопроводна система от полиетиленови тръби, разгледана в предишния раздел.

Със създаването на модел на движението на свиваем флуид в полиетиленови тръби са изследвани и скоростните полета, коефициентите на хидравлично триене и загубите на налягане в съвременните условия за разпределение на газ. Получените резултати в модела затвърждават резултатите получени от лабораторните изследвания.

Валидността на физичните и химичните модели вградени в програма или точността на крайните резултати са оценяват чрез сравняване с експерименталните резултати или изследвания в полеви условия, което е цел на последващи тестове и изследвания. Все пак експеримента си остава мощен инструмент за доказване на тези и решаването на проблеми, подход доказан с историята на научните изследвания.

**Изчислителната механика на флуидите** – CFD /computational fluid dynamics/ е софтуер, който се базира на числени алгоритми, които решават задачи свързани с теченията на флуиди и е модул в ANSYS .

Възможните приложими методи за конкретното изследване са: *Метода на крайните елементи* и *Метода на крайните разлики*. Методът на крайните елементи започва да се прилага от 50-те години на миналия век от специалисти по строителна механика, когато сложната геометрия на обекта в задачата не позволява да се получи аналитично решение. В тези случаи обекта се разделя на по-прости

подобласти за които се търси приблизително решение. Тези подобласти започнали да се наричат крайни елементи, а самият метод – метод на крайните елементи. През последните десетилетия метода на крайните разлики е един от най-широко използваните числени методи. Популярността му се обяснява с използваната в него математическа идея за дискретизация. Дискретизацията е апроксимационна процедура, при която непрекъснатата област се заменя с омержена повърхност, като физичните променливи се търсят не в отделните области, а в конкретни точки от мрежата. За целите на настоящето изследване от по-голяма важност е гладкостта на полученото решение характерна за метода на крайните разлики [58]. Само този подход дава възможност за по-добро описание на нелинейните членове, които се съдържат в уравненията на Навие – Стокс – основни уравнения описващи движението на флуиди и това предопределя избора на този метод в конкретната задача.

Използваният числен метод е метода на крайните разлики и по конкретно метода на контролните обеми. Този метод е развит оригинално като специална формулировка на метода на крайните разлики. При него са спазени основните стъпки, характеризиращи численото решение на задачата:

1. формално интегриране на основните уравнения на течението навсякъде по контролните обеми на решаваната област;
2. замяна на производните с отношения на крайни разлики;
3. итеративно решаване на получената система алгебрични уравнения.

По този начин непрекъснатото решение се заменя със съвкупност от дискретни стойности, получени за центъра на всеки контролен обем. Като естествено следствие точността на решението зависи от големината на стъпките на дискретизация.

В използвания математичен модел [58] са приложени следните уравнения описващи процеса на движение на флуида:

- уравнение за съхранение на масата:

$$\frac{\partial \rho}{\partial \tau} + \operatorname{div}(\rho \vec{u}) = 0 \quad (3.16)$$

- уравнение на движението:

$$\frac{\partial (\rho u)}{\partial \tau} + \operatorname{div}(\rho u \vec{u}) = - \frac{\partial p}{\partial x} + \operatorname{div}(\mu \operatorname{grad} u) \quad (3.17)$$

$$\frac{\partial (\rho v)}{\partial \tau} + \operatorname{div}(\rho v \vec{u}) = - \frac{\partial p}{\partial y} + \operatorname{div}(\mu \operatorname{grad} v) \quad (3.18)$$

$$\frac{\partial (\rho w)}{\partial \tau} + \operatorname{div}(\rho w \vec{u}) = - \frac{\partial p}{\partial z} + \operatorname{div}(\mu \operatorname{grad} w) \quad (3.19)$$

- уравнение за съхранение на енергията:

$$\frac{\partial (\rho h)}{\partial \tau} + \operatorname{div}(\rho h \vec{u}) = - p \cdot \operatorname{div} \vec{u} + \operatorname{div}(\lambda \operatorname{grad} t) \quad (3.20)$$

- уравнение на състоянието:

$$p = p(\rho, t); \quad i = i(\rho, t), \quad (3.21)$$

където  $\rho$  – плътност на флуида,  $\text{kg/m}^3$ ,

$\vec{u} (u, v, w)$  – вектор на скоростта,

$\mu$  – динамичен вискозитет на флуида,  $[\text{kg/m.s}]$

$i$  – енталпия на флуида,  $[\text{kJ/kg}]$

$p$  – налягане на флуида,  $[\text{Pa}]$ ,

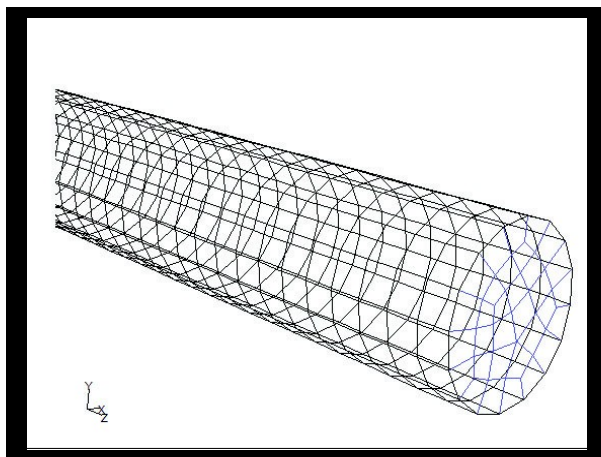
$\lambda$  – коефициент на топлопроводност на флуида,  $[\text{W/m.K}]$ ,  $t$  – температура,  $^{\circ}\text{C}$ .

Представените уравнения съставляват обобщен математичен модел на установен процес на движение на флуида. Те се използват за получаване на скоростното поле и полето на налягането във всяка точка на изследваната тръба.

### 3.3.2.1. Процедура за моделиране

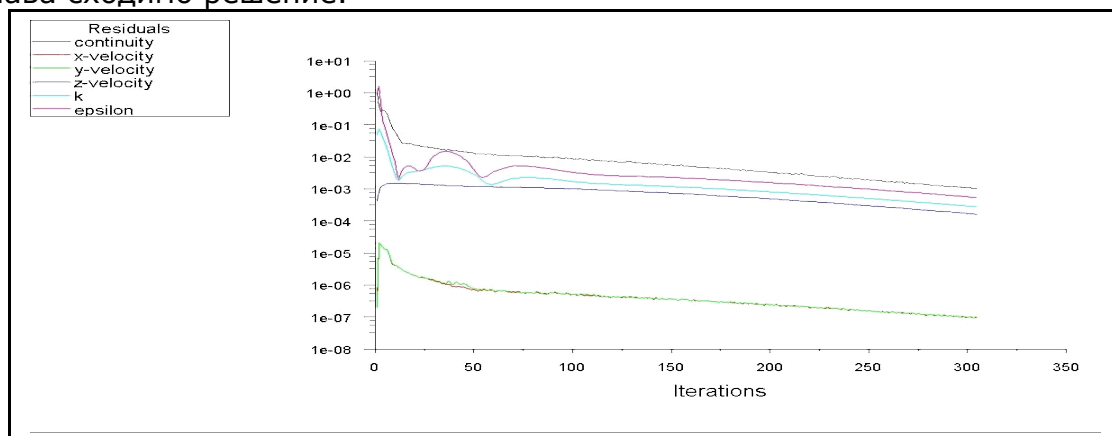
Геометрията на съда позволява да се работи със структурирана мрежа. В тримерното пространство такава мрежа представлява подредена конфигурация от hexahedral-ни клетки с размери  $\Delta r = \Delta h = 5\text{mm}$ . По този начин е получена мрежа с 28 384 контролни обеми, както е показано на фиг.3.7.

Течението е преходно от ламинарно към турбулентно. Заложения в CFD модел на турбулентност е k- $\epsilon$ .



Фиг. 3.7. Визуализация на използваната мрежа

Използваната схема на дискретизация е неявна. Тя се препоръчва за основни преносни процеси при CFD симулациите главно заради свойството си стабилност. Стъпката във времето е  $\Delta t = 1\text{s}$ . След 320 итерации (фиг.3.8) се получава сходимо решение.



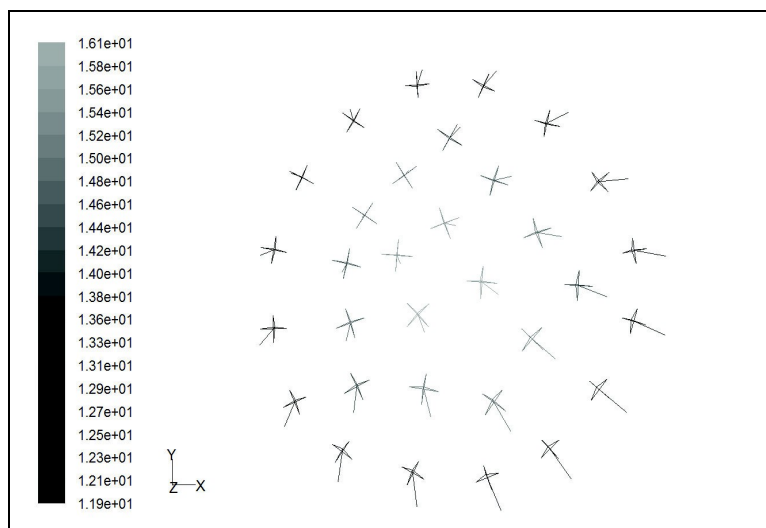
Фиг. 3.8. Сходимост на решението

### 3.3.2.2. Анализ на резултатите

Симулационното изследване доказва физическата същност на процеса на установено движение на газ в тръба.

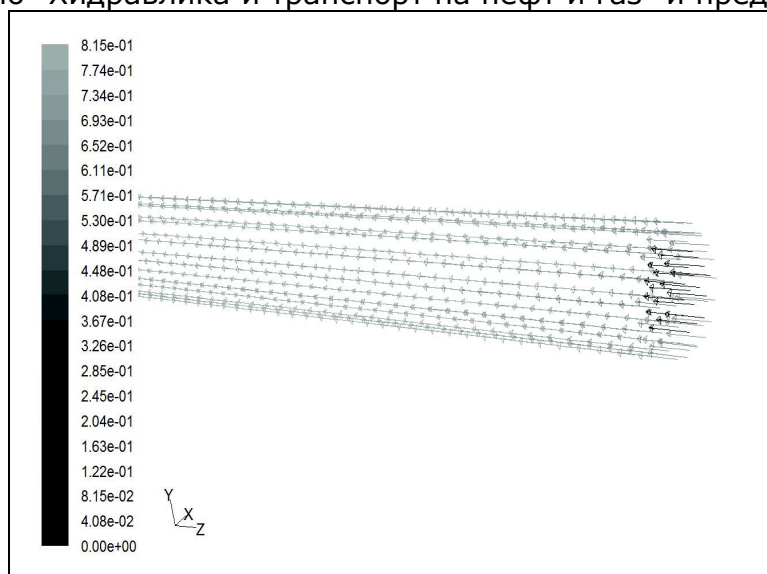
В началния момент имаме равномерно и симетрично разпределение на скоростното поле фиг.3.9,

което се изменя на изхода, отчитайки триенето по вътрешната повърхност и се концентрира по оста на тръбата.



Фиг. 3. 9. Скоростен профил на изхода на тръбата

Силите на триене (фиг.3.10) отчитат скоростта по вътрешната стена на тръбата и са в противоположна посока. Те са по-големи по вътрешната стена на тръбата и са в противоположна на движението посока. Те определят и загубите на налягане при движението на газа, които са в зависимост от дебита са от порядъка на 0,2-1,2 mbar/m. Такива резултати са получени и от експериментите в лабораторията по "Хидравлика и транспорт на нефт и газ" и представени в [6].



Фиг. 3.10 Сили на триене по вътрешните стени на тръбата

Анализа на резултати дава основание за изследваната геометрия на тръбата, че скоростното поле не се изменя надлъжно по оста на тръбата, а изменението е основно в радиално направление за конкретното напречно сечение.

### 3.4. Мероприятия по понижаване на технологичните разходи и техническите загуби на ПГ в разпределителните мрежи

В процеса на експлоатация на системите за ПГ практически е невъзможно да се изключат всички загуби, но тяхното понижаване е възможно чрез внедряване на мероприятия и постоянен мониторинг на тяхното спазване.

Основни мероприятия по понижаване и оптимизация на нормативните загуби са:

1) Задължително монтиране на измервателно оборудване на всички точки на използване на ПГ за технологични нужди, неговото отчитане и анализ.

2) Използване на съвременно оборудване за откриване на пропуски на ПГ, използване на съвременни материали и повишаване на качеството на обслужване на системата за ПГ.

3) Повишаване на нивото на херметичност на системата за ПГ с използването на нови модели оборудване и арматура, уплътнителни материали за съединенията, усъвършенстване на организацията и профилактичното обслужване на системата за ПГ от експлоатационните служби.

4) Усъвършенстване на оборудването и материалите, използвани за пасивна и активна защита на мрежите за ПГ от корозия, навременно откриване на местата с нарушена изолация, използване на нови видове изолационни материали и катодни станции на базата на микропроцесори.

5) Предварително разглеждане на всички запланирани работи по експлоатация на разпределителните мрежи за ПГ (работи по мрежата и оборудването на ГРИП и ГРИПШ, работи по техническо обслужване и планови ремонти на ГРИП и ГРИПШ, работи по изхвърляне на ПГ в атмосферата за понижаване на налягането и впоследствие необходим за продухване след приключване на работите по изключените участъци на външните мрежи за ПГ) за максимално използване на ПГ от крайните потребители от мрежите до допустимото налягане и след това изпълняване на ремонтни работи по тях.

6) Изпълняване на предварителните изчисления на загубите на ПГ, свързани с работите по въвеждане в действие (експлоатация) на новопостроени обекти на системата за ПГ (работи по продухване на оборудването на ГРИП и ГРИПШ в процес на настройка, работи по продухване след завършване на строително-монтажните работи при въвеждане в експлоатация на ГРИП и ГРИПШ, работи по продухване и запълване на външните мрежи за ПГ при въвеждане в действие (експлоатация), работи по присъединяване на новопостроени външни мрежи за ПГ към действащите), разделяне на някои от тях за заплащането им от не битови потребители при присъединяване на мрежи за ПГ.

## **Изводи**

Предложената усъвършенствана формула на базата на зависимостта на Алтшул за определяне на коефициента на хидравлично триене при преходни режими на движение показва близки до експериментите и практиката резултати.

Разработеният софтуер за изчисляване на коефициента на хидравлично триене по класическата формула на Colebrook, улеснява и прави възможно изчисляването по експресен метод.

Компютърното моделиране и симулиране дава възможност за визуализиране и качествена оценка на процесите на движение с основна цел изготвяне на конкретни предложения за подобряване на процеса на определяне на газодинамичните загуби в полиетиленови тръби.

Разработеният стенд за провеждане на експериментите и методика за определяне хидравличните съпротивления (линейни) при движение на газ (въздух, азот и природен газ) в полиетиленови тръби за газоразпределителни мрежи потвърждава до голяма степен получените резултати от модела.

Получените резултати показват определени закономерности в изменението на скоростното поле при движение на флуид в тръба, които може да се използват за привеждане на сложния математически апарат към инженерно приложни зависимости.

## **Глава 4. РЕЗЕРВИРАНЕ НА ПОТРЕБЛЕНИЕТО НА ПРИРОДЕН ГАЗ ЧРЕЗ МАЛКИ ГЕОЛОЖКИ СТРУКТУРИ**

### **4.1. Проучване възможностите за рационално и ефективно използване на газа от малки геоложки залежи**

Нарасналото потребление на суровинно-енергийни източници и в частност природен газ, налага разработване и внедряване на нови технологии за по-пълно използване на наличните суровини. Използването на газа от газови находища и акумулации с ограничени запаси представлява актуален проблем в национален и световен мащаб. Основните фактори определящи оптималната технология и избора на техническите средства са: количеството на извлеканите запаси, местоположението на газовите находища и инфраструктурата на региона.

Продължителното престояване на запасите в разкритите геоложки структури е свързано с загуби на ресурс. Консервирането на сондажи води до нарушаване на естествената филтрационна характеристика в призабойната им зона. В резултат от престояване и възможни нехерметичности в обсадните им колони пък е възможно разсейване на въглеродороди в по-горни проникваеми хоризонти и дори в атмосферата. В същото време на по-големи дълбочини се наблюдават ретроградни процеси, свързани с натрупване на кондензат в призабойната зона. Заедно с оводняването на сондажите това е и основната причина за самозаглушаването им. Поради тези и други причини продължителното престояване на открити геоложки структури, били те и с ограничени запаси е икономически неоправдано.

Поради отдалечеността на разгледаните структури до потребителите и липсата на локални клиенти за газа е удачно използването на технологията „Виртуален газопровод“, предоставяща гъвкава възможност за доставка на газ до клиенти на разстояние 60-70 км от залежите.

В настоящата глава на ДИСЕРТАЦИЯТА са разгледани намиращите се в България геоложки структури с ограничени запаси от газ, от които изграждането на газопроводно отклонение не е рентабилно. Представено е състоянието им, наличния сондажен фонд, правя оценка на запасите им и възможностите за транспорт до потребители.

### **4.2. Състояние и възможности за добив на газ от геоложки структури**

В страната са разкрити няколко геоложки структури с ограничени запаси от газ които варират от 10 до 150 млн. кубични метра. Поради ограниченото пластово налягане и най-вече заради отдалечеността им от потребители и високите инвестиции за прокарване на газопроводи, те се намират в различни стадии на разработка и експлоатация. Определени са три типа ограничени залежи и находища:

а/ находища като Връбница, Голямо Пещене и Понора, които не са въвеждани в експлоатация;

б/ находища на които експлоатацията е преустановена, поради спадане на пластовото налягане: Деветаки, Ъглен, Беглеж;

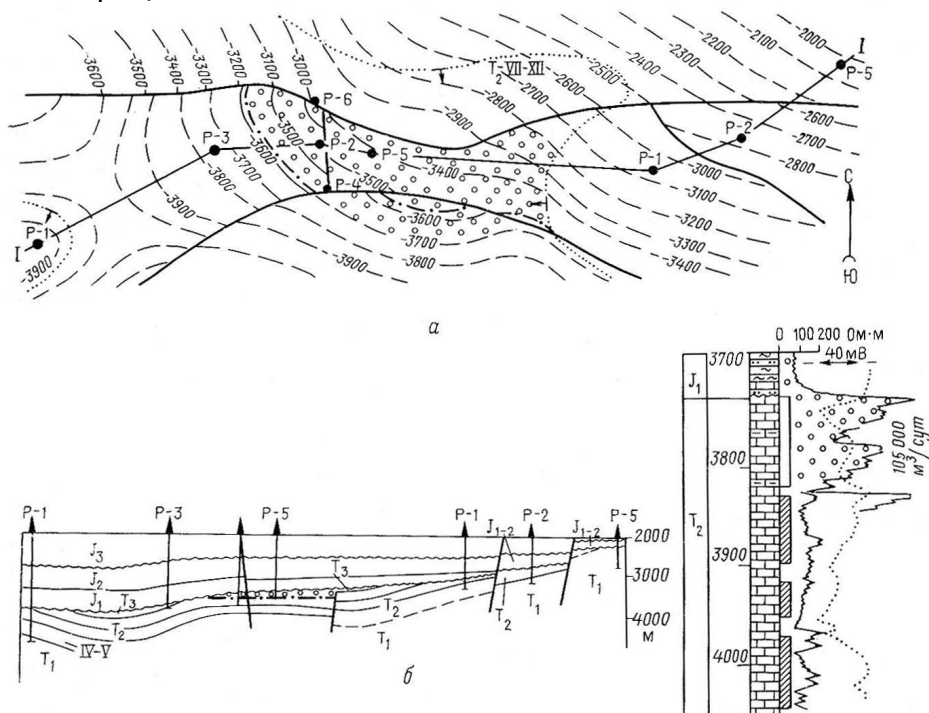
в/ находища от които се добиват известни количества газ за потребители разположени непосредствено до тях: Българево, Дуранкулак и Крапец.

От цитираните по горе находища с инсталации за първична подготовка и събиране на газа са били или са оборудвани Ъглен, Деветаки и Българево. На останалите структури само отделни сондажи са били оборудвани за добив на газ от тях.

Газът от тези находища би могъл да се използва ако на площадката при сондажите се монтира компресор за налягане до 220 atm. От него компресираният газ се натовари на трейлери с които газът да се транспортира до потребителите, т.н. схема „Виртуален газопровод“.

#### 4.2.1. Газокондензатно находище „Деветаки“

Газокондензатното находище е разположено в землището на село Деветаки, фиг 4.1. Открито е през 1969 г., като от края на 1973 година необосновано от технологична гледна точка, находището се експлоатира при много високи темпове на добив. Причината е необходимост от осигуряване на суровина за „Химко“ Враца, предвид ограничените ресурси на Чиренското находище и незавършения в този период магистрален газопровод от бившата СССР, по който на по късен етап е доставяна суровина на производството на амониева силитра, амоняк, метанол и други на Химко Враца.



Фиг. 4.1. Газокондензатно находище Деветаки

От форсирания добив на газ, следва бързото оводняване на находището, съпроводено с нисък коефициент на извлеканите запаси. До 1976 от него са добити 316 млн. m<sup>3</sup> газ при оценени извлекане балансови запаси около 800 млн. m<sup>3</sup>.

При спадане на пластовото налягане до 40 атмосфери от находището биха могли да се извлекат количества природен газ представляващи търговски интерес. Като по -перспективни могат да се определят 2 от сондажите. Находището се е експлоатирано чрез 6 сондажа, които постепенно са били оводнени.

#### 4.2.2. Газово находище „Българево“

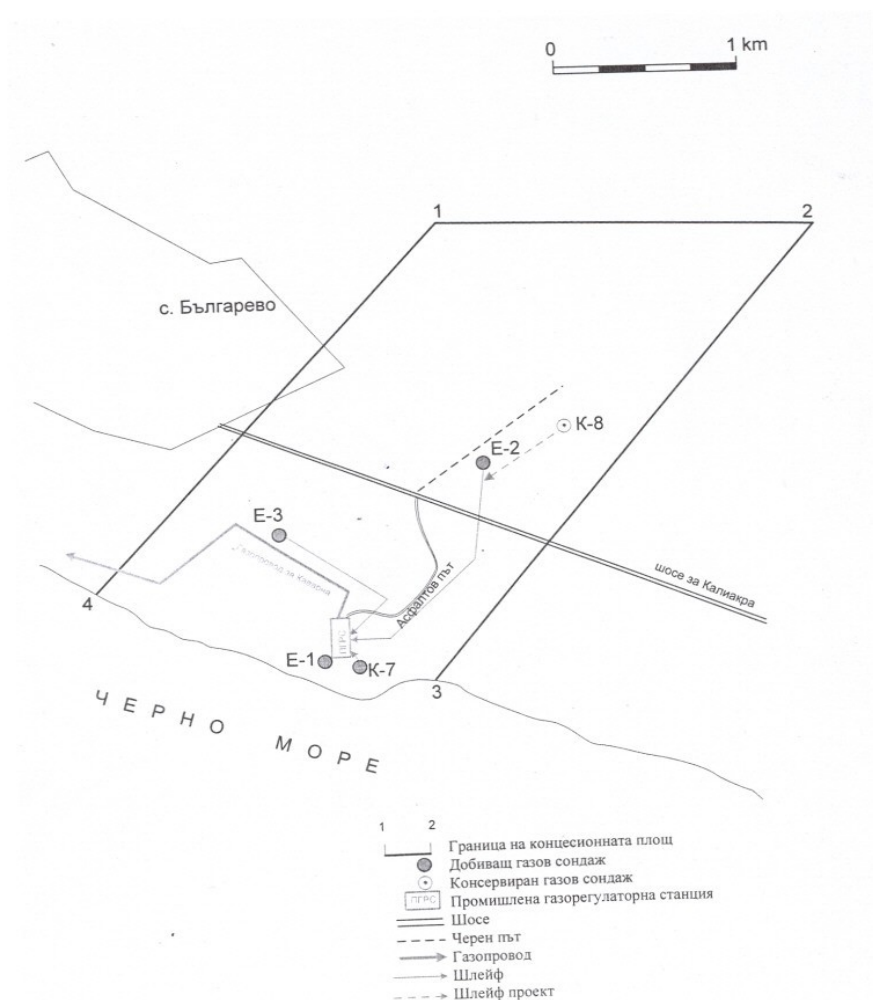
### Геолого промишлена характеристика на геоложката структура.

Българевският газов залеж, фиг 4.2. се отнася към типа на пластовите, тектонски екранирани залежи.

Продуктивният хоризонт на Българевското газово находище се отнася към теригенните колектори и е сложен по строеж. Изграден е от редуващи се слабоспоени, финно зърнести пясъчници и пясъчливи глини. Газоносен е най-високо издигнатия тектонски блок, разкрит от 9 сондажа

Общата мощност на пясъчния хоризонт от продуктивния блок се издига от 29 до 33 метра.

Над продуктивния хоризонт залягат непроницаеми глинни, ограничили миграцията на газа. Екранираща роля имат и разседните нарушения, ограничаващи от изток, запад и север продуктивния блок.



Фиг. 4.2. Газов залеж Българево

Всички прокарани сондажи в Българевска площ пресичат олигоценския пясъчен хоризонт. Средната ефективна мощност на залежа е изчислена, като средноаритметична величина от ефективните мощности на сондажите е **8,4 метра**.

Коефициентът на пористост е определен като средноаритметична стойност между средноуравновесената по ефективна мощност пористост, получена по геофизични данни и тази определена по лабораторни изследвания. Получената стойност за целия пласт е **26,6 %**.

- **Коефициент на газонаситеност**

Приетият коефициент на газонаситеност е определен от геофизични данни и графични зависимости и е определен на **60 %**.

- **Проницаемост**

За определяне на проницаемостта на пласта по лабораторен начин са изследвани 40 ядкови образци. Получената средноаритметична стойност е 26,8 mD.

От обработените хидродинамичните изследвания също са получени резултати за проницаемостта на пласта. Тя се влошава в направление североизток-югозапад и средната стойност е 58 mD.

- **Пластово налягане и температура;**

Средното пластово налягане, прието при изчисляване на запасите е 37,5 atm. Пластовата температура на дълбочина 400 метра е 25,5 °C.

- **Физико-химична характеристика на газа от залежа.**

Природният газ от Българското газово находище се отнася към групата на сухите въглеводородни газове. Съдържанието на метан се колебае от 96,19 до 98,55 обемни %.

От хроматографски анализи на природния газ захранващ газоразпределителната мрежа на Каварна са получени актуални данни представени в таблица 4.1.:

Таблица 4.1. Данни за състава на газа от находището

| компоненти                       | Об. % |
|----------------------------------|-------|
| Метан                            | 98.25 |
| Етан                             | 0.16  |
| Тежки въглеводороди              | Няма  |
| Въглероден диоксид               | 0.44  |
| Азот                             | 1.15  |
| Отн. тегло по въздуха            | 0.556 |
| Калоричност, kcal/m <sup>3</sup> | 7860  |

Относителната плътност на газа се изменя от 0,56 до 0,57. Калоричността варира от 7700 до 7900 килокалории за m<sup>3</sup>.

#### Състояние на сондажния фонд

Таблица 4.2. Състояние на сондажния фонд

| параметри              |     | Сондажи |     |     |      |      |      |
|------------------------|-----|---------|-----|-----|------|------|------|
|                        |     | 1       | 2   | 3   | 7    | 8    | 19   |
| Експлоатационна Колона | mm  | 146     | 146 | 146 | 89   | 89   | 89   |
|                        | L,m | 405     | 426 | 414 | 387  | 393  | 399  |
| Перфориран интервал    |     | 6m      | 6m  | 5m  | 10m  | 10m  | 6m   |
| Отвори метър           | на  | 10      | 10  | 10  | 10   | 38   | n.a. |
| Компресорни тръби      |     | 2"      | 2"  | 2"  | 1 ½" | 1 ½" | 1 ½" |

Към момента в експлоатация са 4 експлоатационни сондажа.

#### Режим на залега. Изменение на пластовото налягане в процеса на експлоатация

Началното пластово налягане на находището е равно на хидростатичното на дълбочина 375 метра. Резултатите от измерването на пластовото налягане по време на експлоатацията са представени в таблица 4.4. След анализа на данните от спадането на пластовото налягане и натрупания добив по години може да се направи извода, че находището се експлоатира при газов режим .

Табл.4.3. Процентно изменение на пластовото налягане

|                      | Средно уравновесено пластово налягане по години |      |      |      |      |      |      |      |
|----------------------|-------------------------------------------------|------|------|------|------|------|------|------|
|                      | 1961                                            | 1966 | 1970 | 1972 | 1992 | 2004 | 2005 | 2010 |
| P <sub>пл</sub> , %. | 100                                             | 98   | 96   | 95   | 88   | 80   | 78   | 65   |

#### Данни за добива на газ

Находището се експлоатира при газов режим на експлоатация.

Към началото на 2011 година от находището са добити 53, 6 милиона m<sup>3</sup> природен газ. През 2011 г. са добити 3,4 млн m<sup>3</sup> природен газ за потребители в град Каварна. Данните за натрупания добив са представени в таблица 4.4.

Табл.4.4. Реализиран добив по години, % от запасите

|            | Добив по години, % от запасите |      |      |      |      |      |      |      |
|------------|--------------------------------|------|------|------|------|------|------|------|
|            | 1961                           | 1967 | 1971 | 1973 | 1974 | 1978 | 1979 | 2010 |
| Общо,<br>% | 0.4                            | 0.5  | 0.6  | 3    | 4    | 5    | 7    | 34   |

Отчитайки параметрите на пласта, възможните дебители, запаси от газ и допустими налягания на залежа, като възможност за осигуряване на потребителите от региона са възможни .

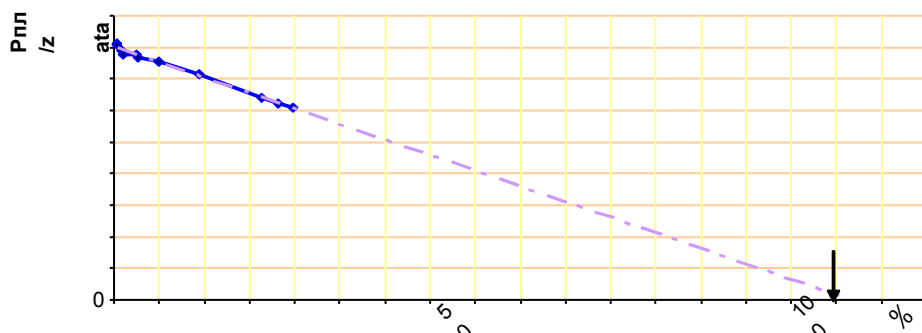
В резултат от Газодинамични изследвания на сондажите от находището са определени коефициентите на филтрационно съпротивление и е съставено уравнението на притока на газа, което има следния вид:

$$P_{pl}^2 - P_c^2 = 3,38.10^{-3}.q + 0,102.10^{-6}.q^2 \quad (4.1.)$$

### Определяне на запасите

Изчислените геоложки запаси от 1967 г. са 266 млн. кубични метра газ. По-късно през 1968 г. в отчет на НИИНН, София запасите са коригирани.

Осъвременените данни от експлоатацията на находището и направения анализ по кривата на спадане на пластовото налягане, потвърждават тази оценка фигура 4.1.



Фигура 4.3. График на спадане на пластовото налягане, %

Съществува търговски потенциал за използване от потребителите в радиус от 65 km по метода «Виртуален газопровод»

### 4.2.3. Газови находища Върбица, Голямо Пещене, Понора

Газовите залежи са разположени в радиус от 20 km от ПГХ Чирен. Разкрити са чрез един сондаж и първоначалните данни за изчислените запаси от газ са съответно:

Върбица: 16 млн. m<sup>3</sup>

Понора: 8 млн. m<sup>3</sup>

Голямо Пещене: 8 млн. m<sup>3</sup>

При дневен добив от 10-12 хил. m<sup>3</sup>/24 часа от сондажите може да се добива годишно до няколко милиона m<sup>3</sup>.

Състояние на сондажния фонд

Сондаж Р-6 Върбица е разположен югоизточно от с. Върбица и е прокаран на дълбочина 3030 метра.

Геоложката възраст на продуктивния хоризонт е горна юра, а като литология –варовици. Пластовото налягане измерено в продуктивния интервал е 238 atm.

Конструкцията на сондажа е следната:

Колона Ø 11 ¾" разположена в интервала от 0 до 75 m

Междинна колона Ø 8 5/8" от 0 до 1250 m;

Експлоатационна колона 5 ¾" в интервала от 0 до 2800 метра  
Сондаж Р-52 Понора се намира югозападно от село Чирен и конструкцията на сондажа е:

Направлението с дължина 6 м и е с диаметър Ø 20 ¾".

Кондукторът Ø 16 ¾" е с дължина 55 метра.

Междинна колона 11 ¾" е циментирана до устието и е с дължина 180 метра

2 техническа колона Ø 8 5/8" е циментирана до 400 метра от устието и е с дължина 1620 метра

Експлоатационната колона е Ø 5 ¾" и е спусната до 2650 метра.

Изпитани са 5 интервала, като най-перспективни са 2625-2580 (среден триас) и 2505- 2450 също среден триас. При опитно – промишлена експлоатация от залежа са добити над 400 000 m<sup>3</sup> природен газ. По спадането на пластовото налягане са оценени запаси от порядъка на 12 млн. m<sup>3</sup>. Възможните дебити са от порядъка на 15-20 000 m<sup>3</sup>/24 часа.

#### **4.2.4. Геоложка структура „Крапец- Дуранкулак“**

Газовите находища в региона са открити през далечната 1955 г. при проучвателни дейности за изясняване на нефто-газоносната перспективност на източна Добруджа. Общо са просондирани 22 сондажа. От газовото находище Крапец промишлен дебит е получен от 9 сондажа, който варира от 400 до 12 000 m<sup>3</sup>/24 часа.

От находището Дуранкулак промишлен приток на газ е получен от 5 сондажа. Максималният дебит там е бил 200 000 m<sup>3</sup>/24 часа. На база данни от сондажите са оконтурени геоложките площи и са оценени запасите. За находище Крапец са 50% повече в сравнение с Дуранкулак .

От 1965 започва експлоатацията на находище Крапец и от него и от Дуранкулак са добити около 10 млн. m<sup>3</sup> природен газ.

##### **4.2.4.1. Геолого промишлени характеристики на находището.**

По отношение на геоструктурата изследваната площ се отнася към източната част на Мизийската плоча и е разположена в югоизточната част на Добруджанското издигане. Двете структури са в резултат на дълготрайни позитивни движения. Характерен елемент са разседните нарушения, различни по направление и възраст. И двете структури са антиклинални издигания с амплитуди 25 метра. Структурите продължават под Черно море, но по-голямата част от продуктивния хоризонт е разположена на сушата.

#### **4.3. Технология за компресиране на газа от малките геоложки структури: „Виртуален газопровод“**

##### **4.3.1. Общо описание на технологията**

Газоснабдителната компресорна станция е предназначена за зареждане на газовози с компресиран природен газ (КПГ) от добивания от малките геоложки структури природен газ.

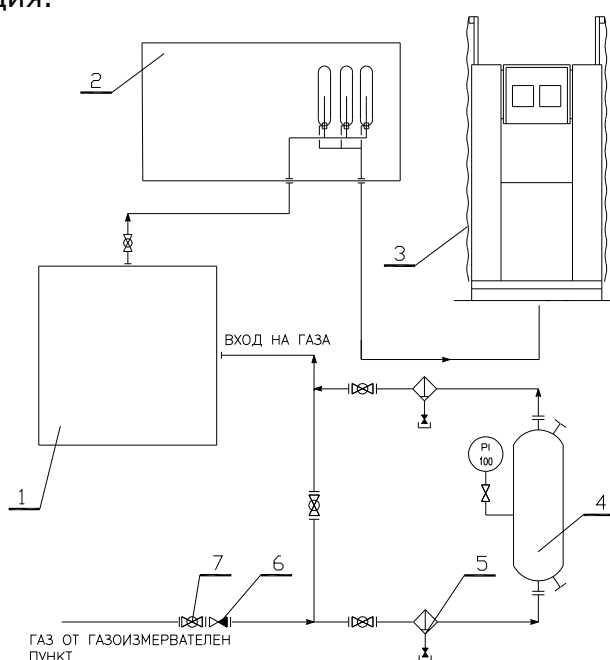
Природният газ постъпва на площадката посредством газопроводно отклонение от сондажа с дебит 800 m<sup>3</sup>/h.

Газоснабдителната станция работи по схема за "бързо" пълнене на посредством един компресорен агрегат за природен газ и хранилище (бутилкова акумулираща група) средно и високо налягане. Бутилковата акумулираща група се състои от 20 броя бутилки с обем по 90 л (общ геометричен обем 1800 л) и служи за съхранение на 450 m<sup>3</sup> природен газ при налягане 250 bar, както и като изходящ буфер за гасене на пулсациите при работата на компресора. За по-добро използване на газа, бутилковата акумулираща група е разделена на две секции – високо налягане 25 MPa (250 bar) и средно налягане 20 MPa (200 bar).

Природният газ след газоизмервателния пункт преминава през подземно монтиран газопровод и постъпва в компресорната станция, в изсушител за природен газ. На вход в изсушителя и след него са монтирани газови филтри, чрез

които газът се очиства от механични примеси. В газовия компресор налягането на природния газ се повишава до 25 MPa (250 bar), след което газът по газопроводи постъпва в бутилковата акумулираща група. След бутилковата група съгстеният природен газ излиза по два отделни газопровода, за високо налягане и средно налягане. На газопровода за средно налягане е монтиран регулатор за налягане, който намалява налягането на газа от 25 MPa (250 bar) на 20 MPa (200 bar). След това компресираният газ се подава към газоколонки за зареждане на газовозите.

Механичният бутален компресор на фигура 4.4. позиция 1, хранилището (бутилковата група) позиция 2, изсушителят за природен газ позиция 4, вътрешните газопроводи и арматура ще се монтират в закрито помещение. На покрива на помещението се монтира въздушният топлообменник с вентилаторите за въздух и помпата за вода. В компресорното помещение се монтират два броя датчици във взривозащитено изпълнение, които при евентуално загазяване ще подават сигнал. Газсигнализаторът е настроен на две нива (10 % и 20 %) от долната граница на взриваемост на газа и е окомплектован със звукова и светлинна сигнализация.



**Фиг. 4.4. Схема на газоснабдителна станция за компресиран природен газ [33]**  
 1- Компресор; 2- Блок за съхраняване на компресиран газ; 3- Колонка за зареждане на автомобили; 4- Абсорбер за изсушаване на газа; 5- Филтър; 6- Обратен клапан; 7- Кран.

Газоколонките позиция 3 са типови съоръжения. Те са окомплектовани с гъвкави зареждащи маркучи за високо налягане, снабдени с накрайници за бързо свързване, чрез които се осъществява връзката с газови уредби. Накрайниците на маркучите са тип NGV1, ND8 с максимален дебит 20 kg/min.

#### **4.3.2. Предписания за монтаж, контрол и изпитване на газопроводите**

Входящият захранващ газопровод от газоизмервателния пункт до компресорния агрегат се монтира подземно в траншея, върху пясъчна възглавница 10 cm, засипва се със слой пясък с дебелина 10 cm, след което траншеята се засипва с мека пръст. Преди засипването се извършва радиографичен контрол на заваръчните шевове, газопроводът се изолира и се извършва контрол на качеството на изолационното покритие.

Газопроводите за компресиран природен газ средно и високо налягане, подаващи газа от компресорната станция до газоколонките, се полагат в подземен бетонен канал, покрит с бетонни капаци.

За монтажа на газопроводите за средно и високо налягане ще се използват стоманени безшевни тръби и фасонни части от неръждаема стомана 321 по ASTM (1.4541 по DIN). Връзките между подземно положените тръби и фасонни части ще се извършат чрез заваряване, а на надземните тръби чрез резбови тръбни фитинги и връзки по SAE J 514.

За монтажа на газопроводите за сгъстен въздух и продухване ще се използват стоманени безшевни тръби и фасонни части от въглеродна стомана. Връзките между тръбите и фасонните части ще се извършат чрез заваряване.

За защита от почвена корозия тръбопроводите за сгъстен въздух и продухване се изолират с полимерна изолационна лента (много усилен тип) по БДС 15704-83.

#### **4.3.3. Капацитет за зареждане на инсталацията**

- Производителност на компресора 800 m<sup>3</sup>/h
- Геометричен обем на бутилковата акумулираща група
  - за средно налягане 1,44 m<sup>3</sup>
  - за високо налягане 0,36 m<sup>3</sup>
- Обща вместимост на бутилковата акумулираща система при налягане 250 bar и ефективност 50% 225 m<sup>3</sup>
- Общо налично количество газ при включен компресор и пълна бутилкова акумулираща система 1025 m<sup>3</sup>

#### **4.3.4 Технологични изисквания към газоснабдителната компресорна станция на малките газови структури**

- Газоснабдителната станция се проектира на оградена площадка, по възможност откъм подветрената страна на съседни обекти, сгради и съоръжения.
- Технологичното оборудване, влизащо в състава на станцията, може да се монтира на закрито в помещения на територията на станцията, на открито под навес, когато климатичните условия позволяват нормално функциониране на монтираните съоръжения, и във фабрично изградени модули.
- Външната ограда на газоснабдителната станция се изработва от негорими материали и с височина, не по-малка от 2,20 m.
- Пътищата на територията на станцията се изграждат с твърда настилка, а свободните участъци се озеленяват.
- Сградите на територията на газоснабдителната станция се изграждат едноетажни и от негорими материали.
- Взривоопасните помещения трябва да съответстват на изискванията на производства от категория А, съгласно изискванията на Наредба I 3 2011 – Противопожарни строително-технически норми.
- Подовите покрития във взривоопасните помещения трябва да бъдат токопроводими и искронеобразуващи (за искри получени по механичен или електростатичен път), а вратите негорими.
- Вратите и прозорците трябва да се отварят навън.
- Във взривоопасните помещения на газоснабдителната станция трябва да има постоянно действаща вентилация, осигуряваща петкратен обмен на въздуха за един час.
- Отоплението в помещенията се осъществява посредством водна отоплителна инсталация с местни отоплителни елементи (радиатори).
- Газоснабдителната станция се осветява. Осветлението и се разполага извън взривоопасните зони, определени съгласно БДС 12.2.020.01-84 – Охрана на труда. Зони взривоопасни. Класификация по отношение на електро-обзавеждането.

- Противопожарното водоснабдяване на газоснабдителната станция трябва да осигурява разход на вода с дебит 10 l/sec.

#### **4.4. Оптимизиране на технологията „Виртуален газопровод“**

##### **4.4.1. Оптимизиране процеса на декомпресиране**

Налягането от 200 бара в бутилковите инсталации и хранилището за газ преди подаване към потребител или газоразпределителна мрежа се редуцира до работно налягане от 5 бара.

При процеса на редуциране на налягането намалява и температурата на газа до такава степен, че съществува възможност за неправилно функциониране и замръзване на инсталацията. Това налага подгръването на газа в някои случаи.

При използване на компресиран газ подгръването на природния газ е задължително, поради голямата степен на редуциране на налягането в тези съоръжения. Спадането на температурата е вследствие ефекта на Джаул-Томсън. Технологичната схема предвижда подгръване на газа на две степени, като по този начин е намалена мощността за подгръване и съответно необходимата енергия за това. Схемата включва топлообменник-тръбен тип, спирална газова тръба, регулатор за налягане и контролно измервателни прибори. Съоръжението работи на следния принцип: газът от хранилището с налягане 200-220 бара навлиза в топлообменника през тръбопровод високо налягане, означен с позиция 5 на схемата. На входа е поставен сферичен кран. След подгръване на газа в топлообменни, газът преминава през регулатора, където налягането се редуцира до 5 бара. Охладеният след регулирането газ се връща в топлообменника през тръба и напуска системата за подгръване с температура около 15 ° C.

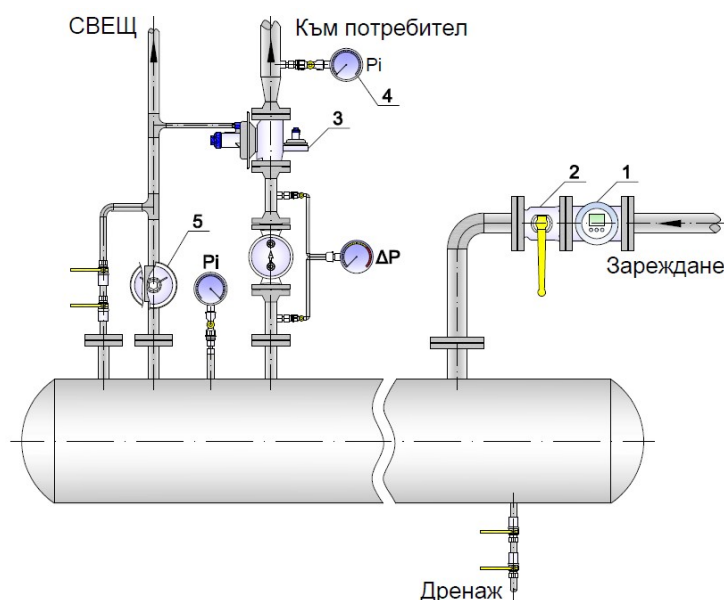
##### **4.4.2. Усъвършенствано технологично решение за съхраняване на КПГ**

С цел създаване на по-добра сигурност на доставките на газ е удачно използване на хранилище за газ в близост до населени пунктове. За целта може да се използват газхолдери, системи за съхраняване на втечнен природен газ или такива за съхраняване на компресираният газ-бутилкови инсталации с които се транспортира газа.

Сравнителният икономически анализ на изброените технологии ни провокира да потърсим по-ефективно решение от гледна точка на разходите за изграждане на газохранилището. По този начин е развита идеята за система от стоманени тръби използвани в газовата практика с голям диаметър. За целите на настоящето изследване са използвани тръби DN 1000 .

Технологична схема е представена на фигура 4.5. и включва резервоар, контролно измервателни прибори и апаратура и регулаторен възел:

Сравняването на технико-икономическите показатели на основните възможности за съхраняване на природен газ в близост до газоразпределителните мрежи отчетливо изразява предимствата на предложената технология пред по старите възможности представяни от газхолдерите като технология и дори от по съвременни технологии за съхраняване, каквито са резервоарите за втечнен природен газ. В таблица 4.5 са представени някои от предимствата на представената в дисертацията технология.



фиг. 4.5. Предложена схема за съхранение на компресиран природен газ

Таблица 4. 5. Относителна цена за съхранение на природен газ

|                                    | Геометричен<br>обем<br>(вместимост)<br>$m^3$ | Количество<br>Съхраняван<br>газ,<br>Стандартни,<br>$m^3$ | Цена за обем<br>на съда,<br>$\$/m^3$ | Относителна<br>цена<br>За съхранено<br>количество газ<br>при стандартни<br>условия, $\$/m^3$ |
|------------------------------------|----------------------------------------------|----------------------------------------------------------|--------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------|
| 1. Мембранни<br>Газхолдери         | 50                                           | 50                                                       | 100                                  | <b>100</b>                                                                                   |
| 2. Втечненгаз, LNG                 | 63                                           | 10 000                                                   | 2500                                 | <b>15</b>                                                                                    |
| 3. Компресиран газ,<br>CNG, 20 MPa | 8<br>DN 1000<br>L= 10 m                      | 3 600                                                    | 300                                  | <b>2</b>                                                                                     |

При предложения метод „тръба“ се постигат икономически резултати по-добри от стандартните методи.

#### Изводи:

С оглед на конюнктурата на регионалните пазари на природен газ, възможностите за въвеждане в експлоатация на малките геоложки структури са реални.

Чрез разгледаната в горните глави технология за транспортиране на газ от малките структури може да се добива до  $10\,000\,m^3/24$  часа.

От всички разгледани структури с най-добър потенциал е Българевското газово находище, което след изчерпването си може да се превърне в газохранилище с регионално значение осигуряващо надеждност и сигурност на доставките на газ в региона на Добрич и Варна.

Природният газ добиван от малките геоложки структури отговаря на изискванията за качество на газа за снабдяване на потребителите в България.

Необходимостта от подгриване на газа в зависимост от разликата в наляганията е  $48\,^{\circ}C$ , и предложеното решение решава технологичния проблем ефективно.

За изследваната газоразпределителна мрежа изчисления необходим обем на газа е оценен на  $22\,000\,m^3$ , което преизчислено като геометричен обем на тръбите е хранилище изградено от 10 тръби.

Съхраняването на компресиран газ по разработената в дисертацията технология и резервирането му в близост до мрежата предоставя възможност за изглаждане и в крайна степен намаляване на неравномерностите и като резултат оптимизиране на инвестиционните разходи.

## Глава 5. Икономическа ефективност на технологията „Виртуален газопровод“

### 5.1. Икономическа оценка на технологията за компресиране на природен газ

На базата на прогнозите за краткосрочно потребление на природен газ в населените места може да бъде определен и необходимия обем на вместимостите за съхраняване на газ като резерв, осигуряващ сигурност в енергийното потребление на битовите и стопански потребители.

В разгледания модел освен прогнозните данни за потреблението са включени и разчети за акумулиращата способност на разгледаната газоснабдителна мрежа. Целта е да се определи оптималния обем на газохранилището и да се изготви логистична схема на доставките на компресиран газ при минимизиране на разходите за това.

На тази основа е направена икономическа оценка на разходите за компресиране при находището транспорт до Газоразпределителния пункт и е определен и обема на газохранилището, разхода с най голяма тежест.

Икономическата оценка на технологията с компресиран газ представлява прогноза за разходите, извършвани в трите фази на процеса, средно за една година. Трите фази са: (1) Компресиране; (2) Охлаждане и (3) Транспорт, отделно като технология е оценено и съхранението на газа.

#### 5.1.1. Оценка на първа фаза: Компресиране

Основен показател в тази оценка е необходимата мощност за компресирането на газа ( $N_p$ ).

Нетната мощност, необходима за една степен на компресия се изчислява по формулата:

$$N_p = 1,307 \cdot 10^{-4} \cdot Z_{av} \left[ \frac{q_g T_s}{E} \right] \left[ \frac{k}{k-1} \right] \left[ \left( \xi \right)^{\left[ \frac{k-1}{k} \right]} - 1 \right], \quad (5.1)$$

където:

$q_g$  е обемът на газа, m<sup>3</sup>/h

$T_s$  – температурата на входа, K

$Z_s$  – коефициентът на свръхсвиваемост при  $P_{вх}$

$Z_d$  – свръхсвиваемост при Ризход

$E$  – ефективността (0.8 при батални компресори)

$k$  – коефициентът на адиабатно разширение, (1,31)

$\xi = P_d/P_s$  – степен на компресия,

$P_s$  – входящото налягане, bar

$P_d$  – изходящото налягане, bar

$$Z_{av} = \frac{Z_s + Z_d}{2}$$

В таблица 5.1 е онагледена зависимостта между необходимата мощност ( $N_p$ ) и налягането за компресиране на природен газ с дебит 5000 m<sup>3</sup>/h.

Табл.5.1. Нетна мощност при различни стойности на налягането за компресиране

| Налягане<br>bar | Нетна мощност<br>kWh |
|-----------------|----------------------|
| 38              | -                    |
| 95              | 142                  |
| 230             | 135                  |

Годишните разходи за единица нетна мощност се определят След трансформиране в kWh:

$1NP * 0,746kWh * 0,18bgn / kW.hr * 8760hr / yr = 1300$  лв. годишно за единица нетна мощност.

Необходимата мощност умножена по годишните разходи за единица NP дава годишните оперативни разходи, които по принцип се приемат, че не зависят от вида на компресорната станция.

При компресор с 160 kW мощност годишните разходи за компресиране са от порядъка на 190 хил лева.

Към тези разходи трябва да се добавят капиталовите разходи за единица NP, т.е разходите за компресорната станция, както и разходите за поддръжка (в т.ч. резервните части).

### 5.1.2. Оценка на втора фаза: Охлаждане

Основен показател за тази оценка е показателят  $Q_{ch}$  – охлаждащата енергия. От  $Q_{ch}$  се изчислява мощността, необходима за процеса на охлаждане ( $NP_{ch}$ ), с помощта на конверсионен фактор  $h$  по формулата:

$$NP_{ch} = Q_{ch} * h, \quad (5.2)$$

където  $Q_{ch}$  е охлаждащата енергия (tonofrefrigeration, TOR) в тона охладен газ. 1 TOR=12 000 BTU/h

коефициентът  $h$  варира между 1.89 и 1.63, и зависи от броя на циклите в процеса на охлаждане.

Разходите за 1  $NP_{ch}$  се получават като разходите за 1 NP се умножат с множителя  $f_2$ :

$$\text{лв. за 1 } NP_{ch} = (\text{лв. за 1 NP}) * f_2,$$

като  $f_2$  варира между 1,2 и 1,4 и зависи от броя на циклите за охлаждане.

От своя страна  $Q_{ch}$  се получава по следната формула:

$$Q_{ch} = \frac{Q}{12000}, \quad (5.3)$$

$$Q = M_s * C_p * \Delta T, \quad (5.4)$$

където:

$Q$  – Охладителна мощност в кJ/час

$M_s$  – масовият дебит, kg/h

$C_p$  – средна стойност на специфичната топлина на изгаряне на газа, kJ/kg.K

$\Delta T$  – разлика между температурата при охлаждане

$$M_s = \frac{Q_g * \rho}{24}, \quad (5.5)$$

където:

$Q_g$  – пропускливостта в куб.м/den

$\rho$  – плътността на газа в стандартни условия (kg/m<sup>3</sup>)

$$C_p = \frac{C_{ps} + C_{pp}}{2}$$

$C_{ps}$  – температурата на съхранявания газ

$C_{pp}$  – температурата на закупения газ

В таблица 5.2 са показани разходите за охлаждането на газа (лв/ $NP_{ch}$ ) за два типа охладителни инсталации на компресора:

1. Въздушно охлаждане;

2. Водно охлаждане.

Табл.5.2. Цена на единица охладена нетна мощност (лв/ $NP_{ch}$ ) при въздушно и водно охлаждане [ 29]

| Цикли | H    | $f_2$ | лв/ $NP_{ch}$ (1) | лв/ $NP_{ch}$ (2) |
|-------|------|-------|-------------------|-------------------|
| 1     | 1,89 | 1,2   | 4348              | 7246              |
| 2     | 1,71 | 1,23  | 4262              | 7102              |
| 3     | 1,63 | 1,4   | 4374              | 7291              |

## 5.2. Модел на транспортните разходи и определяне обема на газохранилището

Основната цел на тази фаза е поддържането на оптимален обем в газовото хранилище (необходимият обем на минимални разходи). Освен оптималния обем обикновено допълнително се оценяват броят на доставките, интервалът между две доставки, обемът в хранилището при което се извършва следващата поръчка. Разходите, свързани с транспорта и съхранението на газа, може да се класифицират в две категории:

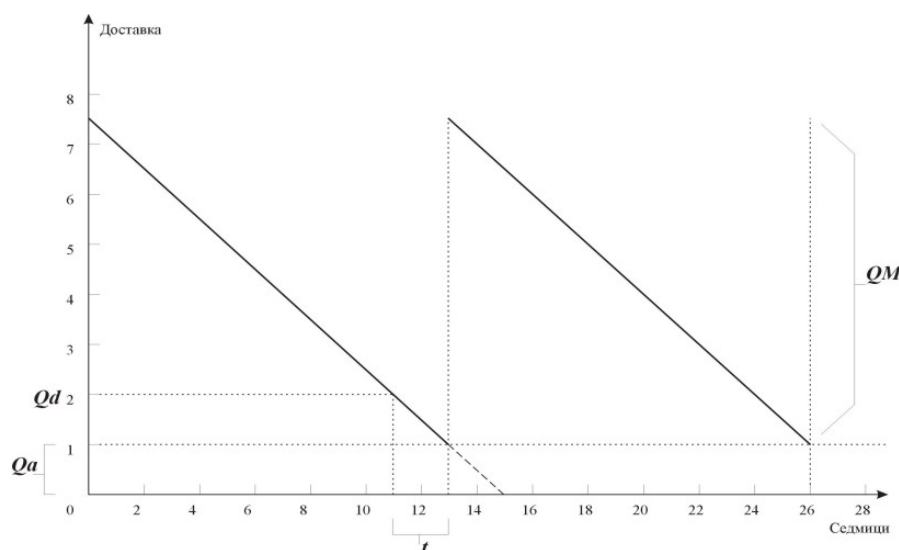
- разходи за поддържане – “складови” разходи, застраховки, данък сгради, амортизация и остаряване, пропуснати лихви;
- разходи за доставка - разходи по договарянето, транспортирането и приемането на газа.

Като приспособявам популярният във финансовия мениджмънт модел на Уилям Бомъл определям оптималния обем на хранилището на газ на разтоварището на входа на газоразпределителната мрежа. Основните допускания в модела се дефинират по следния начин :

- Предварително е определен необходимият обем газ за един месец ( $Q_s$ );
- Този обем се осигурява от хранилището и доставките по виртуалния газопровод ( $Q_m$ ) през равни интервали от време ( $I$ );

Ако означим с  $n$  броя на доставките за един период:

$$Q_s = Q_m \cdot n \quad (5.6)$$



фиг.5.1. Схема на процеса на доставки на природен газ

Схемата на доставките е онагледена на фиг.1. Обемът, който се съхранява средно е  $Q_m/2 + Q_c$ .

Разходите за поддържането (СС) се изменят пропорционално с  $Q_m/2$ .

На база сравнителни анализи (с подобни технологии) се определя относителният дял (с) на СС в стойността на  $Q_m/2$ . Ако означим с  $P_m$  цената на единица газ, стойността на  $Q_m/2$  е  $Q_m P_m/2$ , а разходите за поддържане са:

$$CC = c Q_m P_m / 2 \quad (5.7)$$

Разходите за една доставка обикновено се приемат за постоянно число (F). Така разходите за осъществяването на доставките в рамките на една година (ОС) са:

$$OC = F \cdot n \quad (5.8)$$

И тъй като  $n = Q_s / Q_m$ :

$$CC = F Q_s / Q_m \quad (5.9)$$

Общите разходи за транспорт и съхранение на газа (ТС) се представят като сума от СС и ОС:

$$TC = CC + OC = cQ_m P_m / 2 + FQ_s / Q_m \quad (5.10)$$

Оптимален е такъв обем  $Q_m$ , за който функцията ТС ( $Q_m$ ) достига минималната си стойност при зададени стойности на  $Q_s$ ,  $F$ ,  $P$  и  $c$ .

Първото условие за минимум е изискването първата производна на функцията спрямо  $Q_m$  да е равна на нула:

$$[cQ_m P_m / 2 + FQ_s / Q_m]' = 0 \quad (5.11)$$

От където следва:

$$\begin{aligned} cP_m / 2 - FQ_s / Q_m^2 &= 0 \\ cP_m / 2 &= FQ_s / Q_m^2, \end{aligned} \quad (5.12)$$

$$Q_m = \sqrt{\frac{2 * F * Q_s}{c * P_m}} \quad (5.13)$$

$$Q_m / 2 = \sqrt{\frac{2 F Q_s}{c P_m}} * \frac{1}{2} \quad (5.14)$$

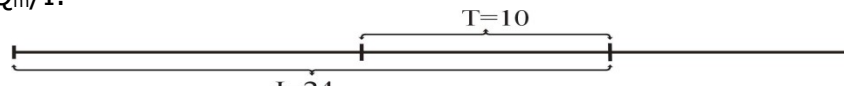
От оценката на  $Q_m$  по-нататък се определят броят на доставките ( $n$ ), интервалът между две доставки ( $I$ ), както и количеството, при което се поръчва следващата доставка ( $Q_d$ ) (виж фиг.1).

Интервалът между две доставки ( $I$ ) е съотношението между дните в годината (365) и броят на доставките ( $n$ ). Ако  $n=365$

$$I = 365 / 365 = 1 \text{ ден}$$

Обемът, при който се поръчва следващата доставка ( $Q_d$ ), зависи от интервала между две доставки и времето за една доставка ( $t$ ). Ако  $t$  е по-малко от  $I$ , например  $t=10$  часа, обемът, при който се поръчва следващата доставка, е необходимият обем за един ден ( $Q_m/I$ ), умножено по времето за една доставка ( $t$ ):

$$Q_d = t \cdot Q_m / I. \quad (5.15)$$

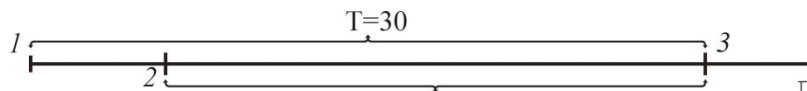


фиг.5. 2 Оценка на обема при който се поръчва следващата доставка ( $t < I$ )

Тази възможност е онагледена на фиг.5.2. Компанията ще поръча следващата доставка, когато в хранилището остане газ за толкова часа, колкото е времето за една доставка.

Ако  $t$  е по-голямо от  $I$ , например  $t = 30$  часа. Това е възможно при смяна на мястото за зареждане с компресиран газ. Тогава остатъчният обем при който се поръчва следващата доставка е необходимият обем за един ден ( $Q_m/I$ ), умножено по  $(t - I)$ :

$$Q_d = (t - I) \cdot Q_m / I \quad (5.16)$$



фиг. 5.3 Оценка на обема при който се поръчва следващата доставка ( $t > I$ )

Втората възможност е показана на фиг.5.3. Компанията ще поръча доставката в момент 1, когато в хранилището остане газ за  $(t-I)$  часа. След като получи предходната доставка в момент 2, компанията ще оползотвори тази доставка и ще получи новата в момент 3.

Поради вероятната неточност на прогнозата на продажбите и вероятността от забавяне на доставките се компенсира от акумулиращия обем газ –  $Q_a$ .

С допълнителният обем  $Q_a$ , общият обем, който компанията поддържа, е:

$Q_m/2 + Q_a$ , обемът, при който се поръчва следващата доставка, е  $Q_d + Q_a$ , а общите разходи (ТС) се увеличават с  $P_m(Q_m/2 + Q_a)$ , или:

$$ТС = cP_m(Q_m/2 + Q_a) + FQ_s/Q_m \quad (5.17)$$

В приложеното изследване при потребителят, газоразпределителна мрежа е изчислена да е от следните тръби:

Таблица 5.2.

| DN  | Ø, mm | δ, mm | d, mm  | L, m    | V, 1 m   | обем, м3 |
|-----|-------|-------|--------|---------|----------|----------|
| 25  | 32    | 3.00  | 26.00  | 18.00   | 0.0005   | 0.01     |
| 50  | 63    | 5.80  | 51.40  | 1450.00 | 0.002074 | 3.01     |
| 100 | 110   | 10.00 | 90.00  | 1119.00 | 0.006359 | 7.12     |
| 150 | 160   | 14.60 | 130.80 | 1698.00 | 0.013430 | 22.80    |
| 250 | 250   | 22.70 | 204.60 | 3240.00 | 0.032861 | 106.47   |

Общият обем на изградената газоразпределителна мрежа е 140 м<sup>3</sup> (Приложение ГРМ). Оценената акумулираща способност на мрежата е 370 стандартни метра кубични оценена (по Бобровски).

При средно месечно потребление от 200 000 м<sup>3</sup> на всички потребители присъединени към мрежата и при цена на газа 1,2 лева/м<sup>3</sup> се получава използвайки формули 5.13 и 5.14 и отчитайки акумулиращата способност на мрежата и количеството на една доставка, че обемът на хранилището осигуряващо населеното място е 22 000 м<sup>3</sup>.

При транспортирането на газа и храненето на по малки потребители от битов тип с потребление 100-200 м<sup>3</sup> на месец, не е необходимо резервирането на големи количества. При тях е възможна схема по която да бъдат „доливани“ бутилките с природен газ от газовоз за компресиран газ.

### 5.3. Обосновка и усъвършенстване параметрите на транспортния модул

Идеята за пренос на газ чрез газовози до потребителите е реализирана през 30-те години на миналия век във Франция, Германия и Италия. Първоначалното налягане в бутилките е 35 МПа. Като от тях директно са зареждани автомобили до 20 МПа без компресор. След като бензина и дизела се налагат като гориво в автомобилите този опит е позабравен и едва през последните 10 години отново възроден.

Газовозите като правило представляват автоvlak, състоящ се от автомобил-теглич и полуприцеп на който е монтирана една или няколко батерии от бутилки с блок за зареждане и изпразване на газа. Съвременните газовози транспортират от 3000 до 6000 стандартни м<sup>3</sup> природен газ при налягане до 32 МПа.

Газовозите, които се използват за самостоятелно зареждане на автомобили и бутилкови инсталации са снабдени с компресор монтиран на транспортното средство.

В този случай газовоза сам по себе си се явява в ролята на газо-пълначна станция и на практика рядко се използва.

По разпространения вариант е използването на газовози без компресори в състава си. Така наречените сателитни газо-компресорни станции тип /майка-дъщеря/, до които няма изградени газопроводи.

Технологията на използването им е следната:

Газовоза с налягане 20-32 МПа се зарежда в газо-компресорната станция-майка, след което той се предвижда до сателитните станции, оборудвани с малък компресор и газо-колонка. Зареждането на потребителите е двустепенно. Отначало директно се зарежда от газовоза, а след като налягането намалее се включва и компресора за повишаване на налягането в инсталацията или автомобила, който се зарежда до 20 МПа.

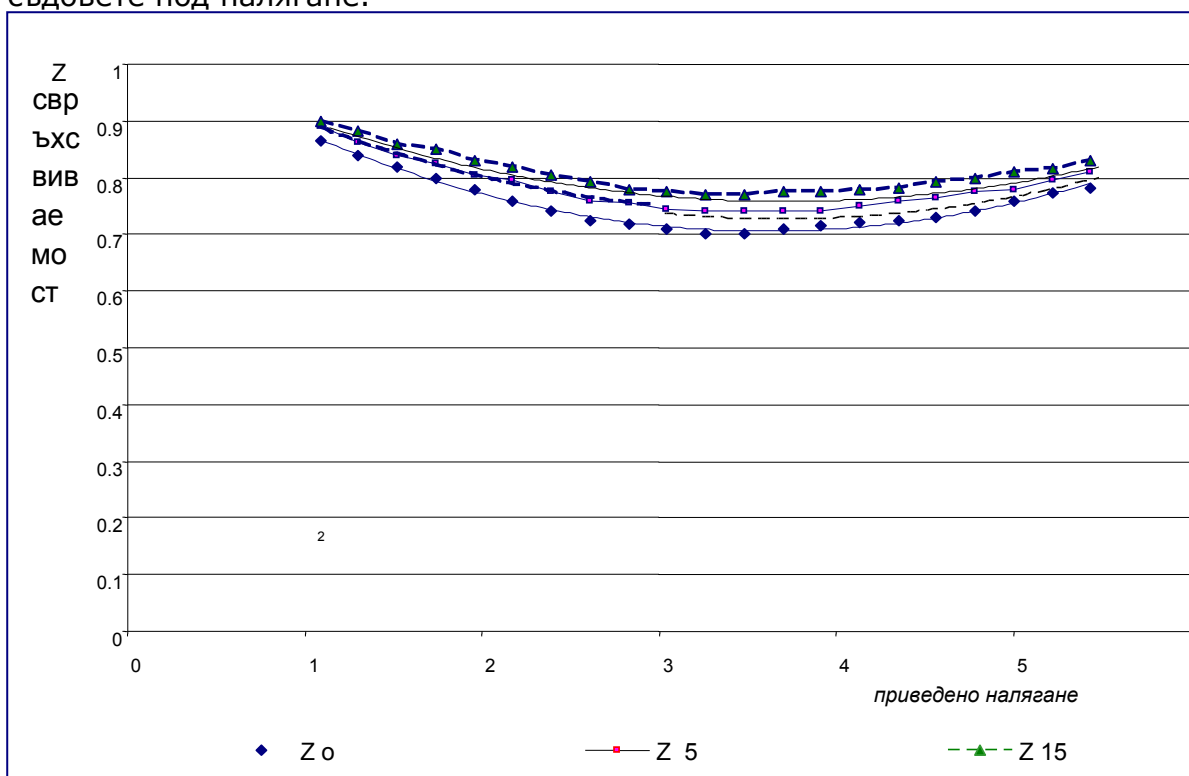
Таблица 5.4. Основни показатели на газовозите

| Показатели                       | Далмини | Варюлек | Кавзаки | Месер |
|----------------------------------|---------|---------|---------|-------|
| Товароподемност на прицепа, тона | 32      | 32      | 32      | 32    |
| Брой балони                      | 18      | 15      | 18      | 9     |
| Вместимост на 1 обем, литри      | 834     | 885     | 825     | 1700  |
| Налягане на газа, МРа            | 32      | 32      | 32      | 35    |
| Общ обем, ст. м <sup>3</sup>     | 5330    | 4700    | 5280    | ~5000 |

При обосноваване на параметрите на транспортните системи за компресиран газ основния въпрос за решаване е дали освобождаването на газа от камиона да бъде с компресор или да е без компресор и да се определи максималното налягане в газовите инсталации при избрания способ за зареждане. При решаването на тези задачи е анализиран и минималния натрупан опит по транспортирането на компресиран природен газ в страната последните години.

За целта е изследвано и поведението на коефициентът на свръхсвиваемост при наляганя в диапазона 10-35 МРа.

Установено е, че коефициентът на свръхсвиваемост има минимални стойности, около 0,7 в диапазона 17-20 МРа при стандартни температури (фигура.5.4.) и може да се заключи, че именно това налягане е оптимално при газовозите с компресор за разтоварване на газа с оглед на максималния обем съхраняван в съдовете под налягане.



Фиг.5.4. Зависимост на коефициента на свръхсвиваемост от приведеното налягане

Освен компресорния способ за разтоварване на газа е възможен и безкомпресорен способ, като достатъчно ефективен способ за разтоварване на газа в бутилкови инсталации. Именно този начин на запълване на автомобили и битови газови бутилкови инсталации е изследван по-долу.

Направена е оценка на технико-икономическите показатели при компресорен и безкомпресорен способ на разтоварване в диапазона от 5 до 40 МПа. За спазване на условията за съпоставимост са разгледани 2 газове с товароподемност 20 тона. За компресорните газове полезния товар е намален с теглото на компресора, което е 3 тона.

Резултатите от изчисленията са визуализирани на фигура 5.5., като зависимостта на масата на бутилките  $M_6$  и относителното тегло  $G_L$  като функция от работното налягане  $P_r$  е резултат от решаването на уравнението:

$$T_g = G_L \cdot V + \rho(P, T, z) \cdot V = \text{const} \quad (5.18)$$

Където:

$T_r$  е товароподемността на газовеца;

$G_L$  – относителното тегло на бутилките;

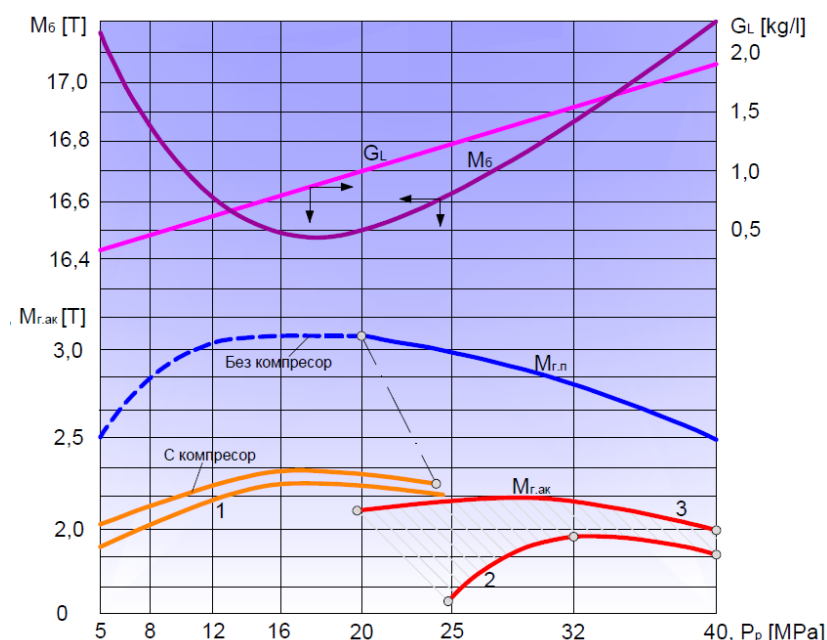
$V$  – геометричният обем;

$\rho$  – плътността на газа;

$P$  – налягането;

$T$  – температурата;

$Z$  – коефициент на свръхсвиваемост;



Фиг. 5.5. Зависимост между работното налягане, активния обем на газа и масата на бутилките

За камионите с компресор масата на бутилките превозващи газа е намалена с 3 тона заради теглото на самото съоръжение компресиращо газа.

При определянето на масата на активния газ е направено допускането, че налягането в газовеците с компресор от технологична гледна точка може да се разтовари до 2 МПа и е сравнено с количеството газ извличано от бутилките по безкомпресорен способ при съответните коефициенти на опразване. При това масата на активния газ е определена при два варианта. Запълване на автомобилите до 20 МПа (крива 3) и при непълно запълване (крива 2). На фигурата масата на активния газ е щрихованата област.

Изследвайки получената фигура може да се обособят и следните изводи:

- Масата на активния газ при компресорния и безкомпресорния способ е близка по значение;
- Оптималният работен режим при безкомпресорните газовеци е при налягане около 32 МПа;

- Когато запълването на автомобилните газови уредби е до 10 МРа и оптималното налягане е по-ниски от порядъка на 25 МРа;

Основните параметри на безкомпресорните газовози, при което са обезпечава максимално разтоварване на газа и брой заредени потребители е свързано с определянето на коефициента на разтоварване на газа.

Задачата по определяне на коефициента на разтоварване на газОВОЗА ( $\eta$ ) е решена като са определени броя на обслужените потребители, при условие на вариране на следните параметри:

- Обем на газа в бутилките;
- Налягане на газа;
- Степени (секции) за зареждане;
- Съотношение на обемите на отделните секции;

Коефициентът на разтоварване е дефиниран като отношение на активния обем на газа  $Q_a$  към целия обем пренасян газ  $Q_0$  при едни и същи условия. В случая стандартни ( $T=20^\circ\text{C}$  и  $P=1$  атм).

Общият обем на газа ( $Q_0$ ) се определя като се преизчисли геометричния обем на бутилките пренасящи газа към стандартни условия по зависимостта:

$$Q_0 = \frac{V_b \cdot P_g \cdot T_{st}}{P_{st} \cdot T_g \cdot Z_g} \cdot Z \quad (5.19)$$

Където,

$V_b$  е геометричният обем на бутилките,

$P_g$  – налягането на газа в бутилките,

$T_{st}$  – стандартното налягане,

$T_g$  – налягането на газа,

$Z_{st}$ ,  $Z_g$  – коефициентът на свръхсвиваемост при стандартни условия и при налягане на газа в бутилките.

Активният обем е тази част от преносимия газ, която може да се отдаде на потребителите, при разтоварването на газОВОЗА. За разчетите са приети обемите на бутилките използвани и в предишния раздел и налягания 25, 32 и 40 МРа.

Разтоварването на газа от газОВОЗА е за сметка на разликата в наляганията на газОВОЗА и това при потребителите. Геометричния обем на бутилковите инсталации на камиона превозващ газ е значително по-голям от този на при автомобилната газова уредба или при индивидуалния битов потребител. Поради тази причина пада на налягането в газОВОЗА е значително по-малко отколкото повишаването на налягането при потребителя за времето за което се зарежда бутилката.

За повишаване на коефициентът на разтоварване е удачно обемът транспортиран газ да се раздели на няколко секции, които да се включват последователно към потребителите.

Вярно е, че с увеличаване броя на секциите, процеса на зареждане се усложнява, но едновременно с това се увеличава и коефициентът на разтоварване, тоест обема на активния газ нараства. Зареждането трябва да започва от секцията с най-голям обем и за целите на изследването ще я наречем първа. Когато налягането на газа в първата секция падне дотолкова, че стане невъзможно да се запълни следващия потребител до максималното работно налягане (например до 20 МРа), то тогава той се зарежда до максималното на тази секция и следва допълване от следващата секция. По натам в действие се включват и следващите секции при същата логика и последователност докато дойде време и за подвключването на последната секция.

За определяне на характера на изменението на налягането на газа по секции при зареждане на потребители е приета формулата 5.20:

$$P_{ak} = \left( \frac{P_{\max} \cdot V_{ai}}{z} - \left( \frac{P_{bkr}}{z_{bkr}} \cdot I - \frac{P_{bn}}{z_{bn}} \right) \cdot V \right) \cdot \frac{z_a}{V_{ai}} \quad (5.20)$$

Където,

$P_{ak}$  е максималното налягане на газа в секциите, МПа

$P_{bn}$  – начално налягането при потребителите,

$P_{bk}$  – крайно налягане при потребителите,

$V_{ai}$  – геометричен обем на  $i$ -тата секцията,  $m^3$

$V_b$  – геометричен обем на резервоара при потребителя,  $m^3$

$Z$  – коефициенти на свръхсвиваемост съответстващи на налягането на тяхното определяне.

$I$  – коефициент зависещ от скоростта на зареждане и отчитащ нагряването на газа в резервоара на потребителите.

При експериментални практически наблюдения е установена, че при зареждането на бутилкови инсталации на потребители, нагряването на газа при тях е незначително от инженерно-практична гледна точка и в по-нататъшните изчисления е прието за 1.

Означавайки отношенията  $P_{ak}/Z_{ak}$ ;  $P_{bk}/Z_k$ ;  $P_{bn}/Z_n$ ;  $P_{max}/Z$ , съответно с  $P_a'$ ;  $P_{bk}'$ ;  $P_{bn}'$  и  $P_{max}'$  се получава:

$$P_{ak}^i = P_{max}^i - (P_k^i - P_n^i) \cdot V_i \quad , \quad (5.21)$$

Където:

$V_i = V_b / V_{ai}$  ( $i=1,2,3$ , брой секции)

И ако означим чрез  $P(i,j)$  налягането в  $i$ -тата секция, след зареждането на  $j$ -тия потребител до налягане  $P_{bk}$ , то се получава следния израз използван за определяне на наляганията на газа в отделните секции:

При зареждане до крайното налягане в резервоара при потребителите:

$$P'(i,j) = P'_{(i,j-1)} - [P'_{bk} - P'_{(i-1,j)}] \cdot V_i \quad , \quad (5.22)$$

където:

$P'(i,0) = P'_a$  максималното в секцията,  $P'(0,j) = P'_{bn}$  налягане преди началото на зареждане,

И при зареждане до максималното възможно налягане:

$$P'_{i,j} = \frac{[P'_{i,j-1} + V_i \cdot P'_{i-1,j}]}{V_i + 1} \quad (5.23)$$

Броят потребители или автомобили  $n_i$  които могат да се заредят от първата секция се определя от неравенството:

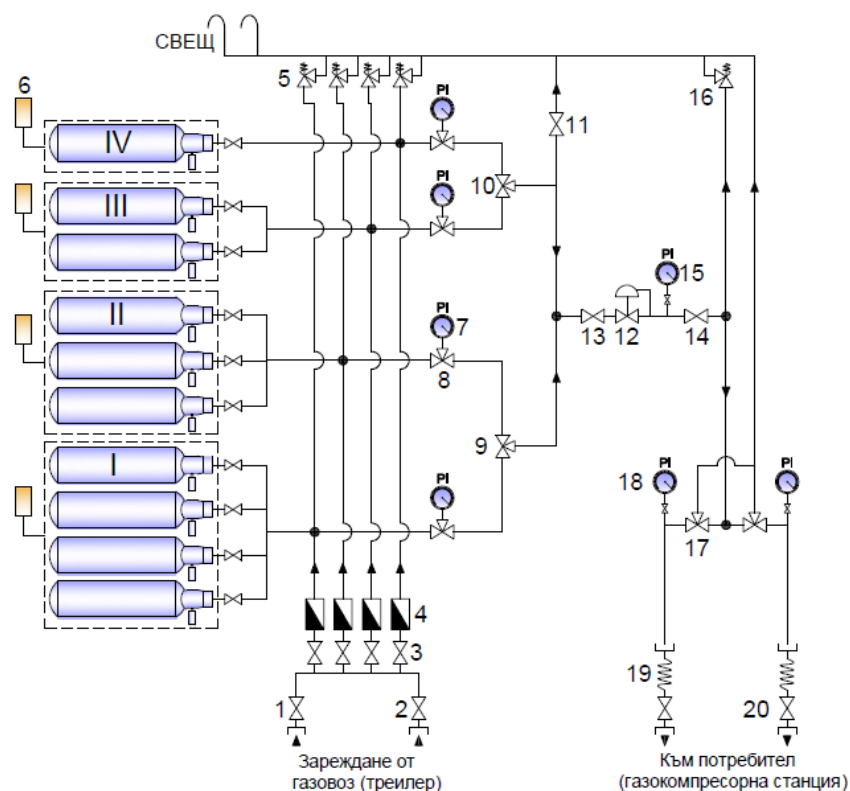
$$P'_{(i,n_i+1)} < P'_k < P'_{(i,n_i);i} = 1,2,\dots \quad (5.24)$$

Оптималният брой на секциите е уточнен в изследване на Мкртичан и Ровнер (Автомобилни газови комплекси 2010 г.) .

За оптимален модели за пренос на компресиран газ с маса 20 тона най-ефективен се оказва варианта с 22-26 бутилки в първа секция, 18-21 бутилки във втора секция и 10-14 бутилки в трета секция. На представената по-долу схема е представена технологична схема с четиристепенно зареждане на потребители осигуряващо коефициент на изпразване над 70 % и в същото време е достатъчно надеждно и просто за обслужване и експлоатация.

Газовоза се разделя на три функционални схеми :

- **собствена пирамидална четири секционна инсталация от бутилки:** по 14 бутилки по 130 литрови, оборудвани с предпазни клапани.
- **възел за зареждане на газовоза:** осигурява едновременно или поотделно зареждане на 4-те секции с контрол на налягането
- **възел за зареждане на потребители** снабден със система за автоматично поддържане на зададеното изходно налягане.



Фиг. 5.6. Предложена схема на свързване на бутилковите групи за газовоз с 4 секции

1-кран; 4- обратен клапан; 5- изпускателен клапан; 6-предпазен темичен клапан; 7- манометър;8-трипътен кран; 19-гъвкава връзка;

Четириите секции в които се съхранява газа са с различен брой бутилки и съоръжение с предпазни клапани. Зареждането на газовоза се осъществява от линия 1 и 2. Чрез кранове 3 се позволява едновременно или поотделно зареждане на четирите секции. Всяка от секциите е снабдена с отделен предпазен клапан-5 и термодатчик-6. Налягането във всяка секция се следи от манометър свързан към трипътен вентил -8. На линията за зареждане на потребители е поставен регулатор недопускащ превишаване на зададеното налягането-20 МПа. Предпазно-изпускателния клапан 16 изпуска превишаващото налягане през свещ-21. Манометър 18 е за контрол на налягането в бутилковите инсталации на потребителите, които се зареждат от крайник 20 и шланг 19.

#### 5.4. Модел за оценка на ефективността от газоснабдяване с КПГ

##### Входни данни:

- Максимална часова консумация –  $Q_{\max} \text{ m}^3/\text{h}$ ;
- Отдалеченост на потребителя от газопровод –  $l, \text{ km}$ ;
- Очаквана годишна консумация -  $\text{m}^3/\text{y}$ ;
- Цена на природния газ –  $\text{лв}/1000 \text{ m}^3$ ;

##### Етапи:

• **Първи етап** – Оценява се целесъобразността от изграждане на компресорна станция, чрез сравняване на инвестициите с газопровод съгласно изведената зависимост "Максимална часова консумация-Отдалеченост на потребителя от газопровод";

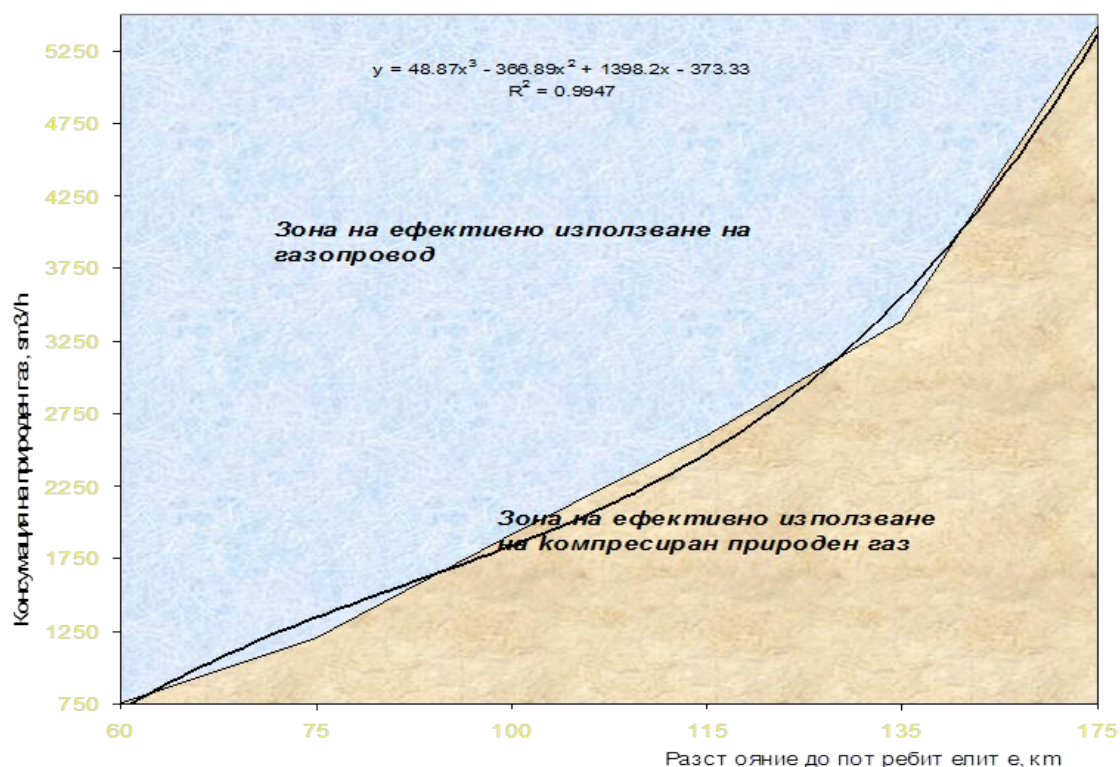
• **Втори етап** – Определя се производителността и натовареността на инсталацията, оценява се икономическата ефективност, извеждат се минималната продажна цена на КПГ и минималните годишни продажби;

- **Трети етап** – Определя се прогнозната цена на КПГ въз основа на маркетингово проучване, цени на алтернативни горива и представените модели за потребление. Сравняват се минималната продажна цена на КПГ и прогнозната цена.
- **Четвърти етап** - Извършва се анализ на възможностите за енергоефективни решения. Оценява се целесъобразността от производството и употребата на компресиран газ.

На фигура 5.6 е показана икономическата целесъобразност при газификация на обекти с КПГ.

По представената схема като са оценени разходите за изграждане на газопровод със съответния диаметър осигуряващ транспортирането на зададени количества природен газ и при определени загуби на налягане. При определяне на загубите на налягане и коефициентите на хидравлично триене е използвана разработената в глава 3 методика и получената формула.

Оказва се за по-малки количества газ и на средни разстояния е икономически ефективно да се доставя компресиран природен газ. За по-големи количества и равномерно потребление газопроводът остава правилното решение.



Фиг. 5.7. Зони на икономическа ефективност на преноса на компресиран газ

При анализа на възможностите за използване на КПГ в България се установи, че при потребители с максимална часова консумация  $Q_{\max} < 1000 \text{ m}^3/\text{h}$  инвестиционните разходи за газоснабдяване с КПГ се изравняват с тези за снабдяване по тръбопровод на разстояние около 50 km;

Икономическите показатели се влияят преди всичко от степента на натоварване на инсталацията за КПГ и правилното ѝ оразмеряване спрямо  $Q_{\max} \text{ m}^3/\text{h}$ .

Основен дял в структурата на годишните разходи имат разходите за природен газ /53 % - 65 % от общите разходи/, за амортизации /12 % - 24 %/ и за електроенергия /11 % - 14 %/. Останалите разходи са с малък относителен дял и промяната им не влияе съществено на себестойността.

Намаляването на основните годишни разходи – за природен газ, амортизационните разходи и разходите за електроенергия, може да се постигне чрез използването на енергоефективни технологии и решения.

В тази връзка перспективно направление е проучването на възможностите за използването на малките газови залежи в България като източник на евтина суровина – остатъчен природен газ в геоложките структури: Деветаки, Крапец, Върбица и Голямо Пещене.

#### **Изводи:**

Моделът за оценка на обема на резервоара при потребителите присъединени към газоразпределителна мрежа, захранвана с компресиран природен газ, може да се използва за определяне на минимално допустимия резерв при потребителите осигуряващ надеждност на системата.

Предложената схема за „каскадно „ изпразване на батериите бутилки от газовозите дава възможност до 30 % от обема на транспортирания газ да бъде използван, като в същото време спестява 80 000 евро за монтиране на компресор на транспортните модули.

Разработен е модел определящ зоната на ефективно използване на компресирания природен газ, като функция от разстоянието до потребителя и часовият разход на природен газ.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Развитието на енергийния отрасъл в наши дни определя все по-значимо място на екологичните и енергийно ефективни технологии. За постигане на тази енергетика атмосфера безусловна роля ще има и природния газ. Разгледаните модели и технологии в дисертационния труд усъвършенстват и увеличават факторите, които правят този енергиен ресурс привлекателен за потребителите. Със технологията "виртуален газопровод" газа вече може да достига и до потребители отдалечени от газопреносната система. Чрез малките геоложки структури може както е изяснено в разработката да се повиши надеждността на газоснабдяването и да се повиши енергийната независимост на страната.

Може да се отбележи, че в дисертационния труд е извършено изследване на теоретичните постановки и виждания за движение на газообразни флуиди в тръбопроводна средата в исторически и съдържателен ракурс. Формулирана е взаимовръзката потреблението на природен газ и поведението на клиентите на базата на значими изследвани критерия. Определена е ролята на малките геоложки структури върху надеждността и сигурността на доставките на природен газ.

Освен това е дефинирано предложение за модел на „предсказване на потреблението“ и е изградена нова методика за измерване и определяне на коефициента на хидравлично триене и математически методи за това.

Извършена е апробация на предлаганата методика в няколко газови компании предлагащи доставки на компресиран газ.

Доказана е практическата приложимост и целесъобразност на методиката за анализ на икономическата ефективност от снабдяването с компресиран природен газ.

Посочените основни приноси могат да бъдат определени като опит за допълване и доразвиване на теорията и практиката на газоснабдяването чрез измерване и оценка на модели и влиянието на бизнес средата.

Изследванията могат да продължат в посока развиване на модели за изследване на движението на газа в полиетиленови тръби и при турбулентни режими. Полигон с тази цел ще бъде разработен съвместно между Софиягаз, Български газов център и МГУ София.

Малките геоложки структури крият голям потенциал и той не бива да бъде пропияван. Темата е актуална и перспективна за допълнителни изследвания и модели за доставка на компресиран природен газ. Компаниите притежаващи концесии в подобни региони вече проявяват интерес към представените в темата проблеми.

## ПРИНОСИ

- *Разработени са методика и модел за прогнозиране на потреблението на природен газ за осигуряване на надеждност на газоснабдяването;*
- *Изучени са процесите на движение в преходната област, чрез разработен стенд за движение на газ в тръби от полиетилен;*
- Предложена е *зависимост* за определяне коефициентът на хидравлично триене на базата на уравнението на Алтшул;
- Представена е *технология за замяна* на скъпоструващи бутилки и е предложен метод за съхраняване на природен газ при потребителите.
- Показана е *технологична схема за декомпресиране* на газа при потребители снабдявани по метода „Виртуален газопровод“.
- Предложен е иновативен подход за каскадно изпразване на батерията от бутилки;
- Предложен е алгоритъм за оценка на целесъобразност и на тази база е създаден *модел за оценка на икономическата ефективност* от газоснабдяване с КПГ (компресиране, охлаждане и транспорт) на потребители, отдалечени от газоразпределителната мрежа.
- Изучени са възможностите на малките геоложки структури за добив на природен газ и производство на компресиран природен газ;
- Представена е възможност за подобряване на надеждността в снабдяването чрез система за покриване на пиковото натоварване на градските газоснабдителни мрежи и индивидуални потребители;
- На базата на разработени методики са създадени програмни продукти за определяне на прогнозното потребление и коефициент на хидравлично съпротивление.

## **ПУБЛИКАЦИИ СВЪРЗАНИ С ДИСЕРТАЦИОННИЯ ТРУД**

- 1.** Николов Г.К. , Бояджиев М.М. „Сравнителен анализ на възможностите за пренос на природен газ“, София 2002 г.
- 2.** Николов Г.К. , Бояджиев М.М „Алтернативни способи за транспорт и съхранение на природен газ“ , София 2011
- 3.** Харизанов М., Бояджиев М. „New approaches and solutions for determination of hydraulic resistance in PE-HD pipelines for gas distribution systems“, Варна 2007
- 4.** Бояджиев М. М. „Модел за прогнозиране на потреблението на природен газ“, София 2008
- 5.** Бояджиев М.М., Хинова И. „Моделиране и симулиране на скоростното поле в тръби от полиетилен за газоразпределителни мрежи“, София 2011
- 6.** Бояджиев М.М. „Examining developments in small NG plants in Russia and elsewhere“, Moscow 2003
- 7.** Бояджиев М. М. „The gas market in Bulgaria, prospects and challenges after joining the EU“, Viena 2008
- 8.** Участие в учебник “Разпределение и използване на природен газ”, Юкономикс, 2007 г, Раздели: 1.2, 1.4, 1.10, 1.12; 2.3, 2.4, 2.5, 2.6, 2.7 и 6.1, 6.2, 6.3, 6.4, 6.5, 6.6, 6.7

## ИЗПОЛЗВАНА ЛИТЕРАТУРА

1. Алиев Р.А. и др., Трубопроводный транспорт нефти и газа, Москва, Недра, 1988.
2. Алиев, Р.А. и др., Сооружение и ремонт газонефтепроводов, газохранилищ и нефтебаз, Москва, Недра, 1989.
3. Агапкин, В.М., С.Н. Борисов, Б.Л. Кривошеин, Справочное руководство по расчетам трубопроводов, Москва, Недра, 1987.
4. Агаев Н.Б., Краткосрочное прогнозирование объема газопотребления с использованием искусственным нейронных сетей. – Нефтегазовое дело, бр. 4, 2007
5. Ангелов В. Г., Д. Ангелова "Ръководство по линейна алгебра с приложения", София, 2000.
6. Бюлетин за състоянието и развитието на енергетиката на република България, МС 2012 г.
7. Бобровский С.А., Яковлев Е.И., Михайлов В.М., Газовые сети, Москва, 1977.
8. Бобровский И.В., Николов Г.К., Яковлев Е.И., Хранение и транспорт сжженных газов, Москва, 1976.
9. Березина И.В., Гетинский В.С., Оперативное управление системами газоснабжения, Москва, 1985.
10. Бояджиев М.Б., Нови технологии и екологични аспекти в областта на разпределението и използването на природния газ, сп. Минно дело и геология, кн. 6-7/99.
11. Бояджиев М.Б., Благова Ст., "Газификацията-фактор за устойчиво развитие в енергийния отрасъл", Международна конференция SGEM – Варна, 2002 г.
12. Благова Ст., Приносът на природния газ за устойчивото развитие, сп. Минно дело и геология, кн.6-7/99.
13. Будзуляк Б.В. "Управление проектами при сооружении объектов нефтегазового комплекса", Москва, ОАО Газпром, 2000г. с 72
14. Георгиев, Узунов, Джоров, „Възможности за използване на газа от малки геоложки структури“, Еко Варна, 2008
15. Геров Л.Г., Разработване на нефтени и газови находища, София, Техника, 1987.
16. Геров Л.Г., Георгиев Г. „Анализ на методите за определяне режима на газови залежи в начален етап на разработка“, годишник на МГУ 2007 г. Св. 1 Геология и геофизика
17. Гордюхин А.И., Газовые сети и установки, Москва, 1978.
18. Горелов С.А., Горяинов Ю.А. "Сооружение и реконструкция распределительных систем газоснабжения, Москва, Недра, 2002, с 295
19. Грачев В.В., С.Г. Щербаков, Е.И. Яковлев, Динамика трубопроводных систем, Москва, Наука, 1987.
20. Гуревич Г.Р., А.И. Брусиловский, Справочное пособие по расчету фазового состояния и свойств газоконденсатных смесей, Москва, Недра, 1984.
21. Дончев С.Г., Концепция за газификация на Република България, Енергиен форум, Варна, 1997.
22. Дончев С.Г., България – коридор за природния газ в Югоизточна Европа, Газова конференция за Централна и Източна Европа, Санкт Петербург, 1997.
23. Димитров Ангел, „Двигатели с вътрешно горене“, Варна 2007 г,
24. Димитров Александър „Енергийната ефективност на сградите, техните системи и инсталации“, ВТУ Т. Каблешков София, 2008 г.
25. Едигаров С.Г., С.А. Бобровский, Проектирование и эксплуатация нефтебаз и газохранилищ, Москва, Недра, 1973.
26. Коротаев Ю.П., А.И. Ширковский, Добыча, транспорт и подземное хранение газа, Москва, Недра, 1984.
27. Казарян А.З. , Съхраняване на природен газ, Москва, 2006
28. Латонов В.В., Г.Р. Гуревич, Расчет коэффициента сжимаемости природных газов, Газовая промышленность, 1969, No 2.
29. Николов Г.К., Бояджиев М.М. "Сравнителен анализ на възможностите за пренос на природен газ", Годишник МГУ 2002 г.с

30. Николов Г.К. "Исследования нестационарного движения газа в сложных трубопроводах", дисертация, РГУ И. М. Губкин, Москва, 1976г.
31. Николов Г.К., Относно линеаризацията и решаването на нелинейните диференциални уравнения, описващи движението на свиваеми флуиди в тръбопроводи, БАН, Теоретична и приложна механика, 1976, No 2.
32. Николов Г. К. "Транспорт и съхраняване на нефта и газа", Минно-Геоложки Университет, София, 1993.
33. Николов Г. К., „Разпределение и използване на природен газ“, Юкономикс 2007 г.
34. Рид Р., Д. Прауснитц, Т.Шервуд, Свойства газов и жидкостей, Л., Химия, 1982.
35. Радев, Ю, Бизнесикономика и финансово управление: приложения за минералните и енергийните ресурси, ИК "Св. Ив. Рилски", 2007.
36. Радев, Ю, Дългосрочното договаряне в условията на поведенческа несигурност, сп. Икономически алтернативи, 2010, №4, с.45-68.
37. Радев, Ю, М. Бояджиев, Модел на търсенето на природен газ от домакинствата в Европа, сп. Икономически алтернативи, 2011, №1, с.58-81.
38. Силаш А.П., Добъча и транспорт нефти и газа, Москва, Недра, 1980.
39. Физико-математическа и техническа енциклопедия, София, БАН, 1990.
40. Fraser H. A, Richard D. S., Economics of Worldwide Petroleum Production, 1994
41. Natural Gas 1992. Issues and Trends., Energy Information Administration, 1993
42. Official Journal of the European Union, L 186/57, 15.07.2003, Directive 2003/55/EC of the European Parliament and of the Council of 26 June 2003, concerning common rules for the internal market in natural gas and repealing Directive 98/30/EC;
43. The Fundamentals of the Natural Gas Industry (2<sup>nd</sup> edition), Petroleum Economist, 1997
44. Gas and Power 2000. An insight into Europe's developing Gas and Power Market, BP AMOCO GAS AND POWER, 2000
45. Natural Gas Distribution – Focus on Western Europe, IEA, 1999
46. PHARE Multi-Country Energy Programme, Natural Gas Pricing, Tariffs and Operational Twinning (Training Material), 1999
47. Defireli J., Gil S., Modelo de Prediccin del Consumo de Gas Natural – ENARGAS, 2004
48. Ivezic D. Short-Term Natural Gas Consumption Forecast – FME Transactions v. 34, 2006
49. Physical Properties of Natural Gas, GASUNIE, 1998
50. Ионин А. А. "Газоснабжение".- М.: Стройиздат, 1989.
51. Карасевич А. М., Сухарев М. Г., Тверской И. В. "Анализ результатов экспериментов по оценке гидравлического сопротивления полиэтиленовых труб", 1 международная научно-техническая конференция DISCOM 2002.
52. Отчет на ДОГОВОР №84/2006, НИСМ, МГУ "Св . Ив. Рилски", 2007.
53. Строительные нормы и правила "ГАЗОСНАБЖЕНИЕ".- СНиП 2.04.08 – 87\*, Москва, 1995г.
54. E. Shashi Menon, Gas Pipeline Hydraulics, M. Dekker, Inc. 2005.
55. Pipeline Rules of Thumb HANDBOOK: quick and accurate solutions to your everyday pipeline problem/ E. W. McAllister, Editor, Gulf Publ. Fifth Edition, 2002.
56. Piggott, J., Ravell N., Kurschat, Th. "Taking the Rought with the Smooth – a new look at transmission factor formulae", PSIG 23 – 25 October 2002.
57. Schroeder, D. W. Jr. "A tutorial on pipe flow equations", Stoner Associates, Inc., August 16, 2001.
58. Хинова И., "Числени методи в механиката на флуидите", Сборник доклади от Втората международна конференция "Мениджмънт и инженеринг'04", 123-126, София, 13-15 май, 2004.
59. E. Shashi Menon, Gas Pipeline Hydraulics, M. Dekker, Inc. 2005.
60. Schroeder, D. W. Jr. "A tutorial on pipe flow equations", Stoner Associates, Inc., August 16, 2001.
61. M.Harizanov, M.Boyadjiev, "NEW APPROACHES AND SOLITIONS FOR DETERMINATION OF HYDRAULIC RESISTANCES in PE-HD PIPELINES FOR GAS DISTRIBUTION SYSTEMS" SGEM Conference 2007 Albena.