



МИНИСТЕРСКИ СЪВЕТ

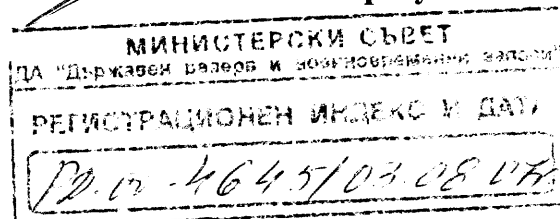
ДЪРЖАВНА АГЕНЦИЯ

"ДЪРЖАВЕН РЕЗЕРВ И ВОЕННОВРЕМЕННИ ЗАПАСИ"

София 1000, ул. "Московска" № 3, тел.: ++ 359 2 9210201, факс: ++ 359 2 987-79-77, e-mail: rezerv@satline.net

УТВЪРЖДАВАМ
ПРЕДСЕДАТЕЛ:

/Николай Боршуков/



ИНСТРУКЦИЯ

ЗА ИЗМЕРВАНЕ И ИЗЧИСЛЯВАНЕ

НА КОЛИЧЕСТВАТА НЕФТОПРОДУКТИ, СЪХРАНЯВАНИ
В СТАЦИОНАРНИ НАДЗЕМНИ ЦИЛИНДРИЧНИ РЕЗЕРВОАРИ
И ИЗЧИСЛЯВАНЕ НА НОРМАТИВНО ОПРЕДЕЛЕНИТЕ
ФИРИ ОТ СЪХРАНЕНИЕ И СЛИВОНАЛИВНИ ОПЕРАЦИИ

София, 2007 г.

I. ПРЕДМЕТ И ОБЛАСТ НА ПРИЛОЖЕНИЕ

Настоящата инструкция има за цел да регламентира единен подход при извършване на следните дейности:

1. Измерване и изчисляване на количества течни нефтопродукти, съхранявани в стационарни надземни цилиндрични резервоари в петролни бази (ПБ) собственост на ДА „ДР и ВВЗ” и във външни съхранители.
2. Изчисляване на нормативно определените фири от съхранение и сливноналивни операции.

При всички операции необходими за извършване на дейността е задължително спазване изискванията за безопасност.

II. ПОЗОВАВАНЕ

1. БДС EN ISO 3170 „Течни нефтопродукти. Ръчно вземане на проби”
2. БДС EN ISO 3171 „Течни нефтопродукти. Автоматично вземане на проби от тръбопровод”
3. БДС ISO 7507-1 „Нефт и течни нефтопродукти. Калибриране на вертикални цилиндрични резервоари. Част 1: Лентов метод”
4. БДС ISO 7507-2 „Нефт и течни нефтопродукти. Калибриране на вертикални цилиндрични резервоари. Част 2: Метод на базовата оптична линия”
5. БДС ISO 7507-3 „Нефт и течни нефтопродукти. Калибриране на вертикални цилиндрични резервоари. Част 3: Оптичен триангулационен метод”
6. БДС ISO 4512 „Petroleum and liquid petroleum products – Equipment for measurement of liquid levels in storage tanks – Manual methods” („Нефт и течни нефтопродукти. Оборудване за измерване на нива на течности в резервоари за съхранение. Ръчни методи.”)
7. БДС ISO 91 (ASTM D 1250-80) „Таблицы за измерване на нефт и нефтопродукти. Част 1: Таблицы, базирани на сравнителни температури 15 °C и 60 °F”
8. ISO 4268 „Петрол и течни петролни продукти. Измерване на температурата. Ръчен метод.”
9. БДС ISO 649 „Състклария лабораторна. Ареометри за плътност за общи цели. Част 1: Изисквания; Част 2: Методи за изпитване и употреба”
10. БДС EN ISO 3675 „Суров нефт и течни нефтопродукти. Лабораторно определяне на плътност. Ареометричен метод.”
11. БДС EN ISO 12185 – „Суров нефт и течни нефтопродукти. Лабораторно определяне на плътност, чрез осцилиращ метод с U – образна тръба”.

III. ИЗМЕРВАНЕ НИВОТО НА НЕФТОПРОДУКТА В РЕЗЕРВОАРА

1. **Принцип** - количеството нефтопродукт, съхранявано в стационарен наземен цилиндричен резервоар се установява, чрез измерване дълбочината на течността (височината на налив) или чрез незапълнен обем (празното пространство над течността).

2. Необходими технически средства съгласно БДС ISO 4512:

- 2.1. Калибрирана потопяема измерителна лента с лот;
- 2.2. Индикаторна паста за наличие на гориво;
- 2.3. Индикаторна паста за наличие на вода.

3. Начини за измерване нивото на нефтопродукта и нивото на водата на дъното на резервоара:

3.1. Схема за отчитане ниво на нефтопродукт в резервоар, чрез измерване дълбочината на течността и нивото на водата на дъното на резервоара:

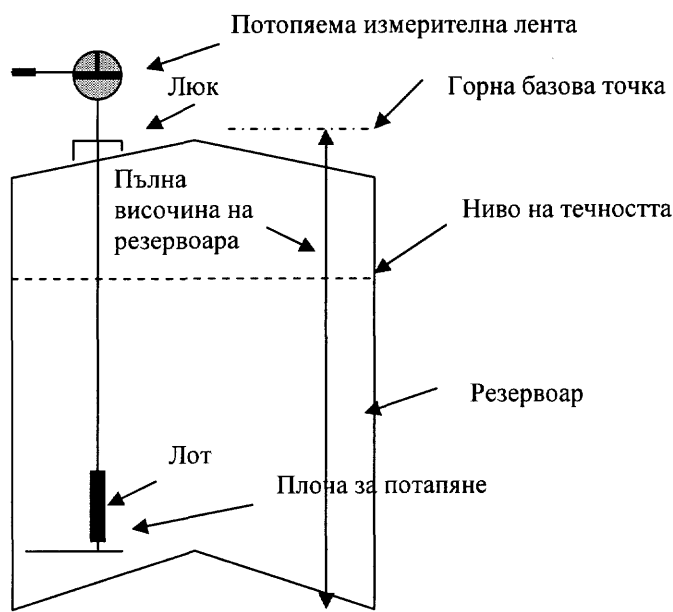


схема № 1

3.2. Схема за отчитане ниво на нефтопродукт в резервоар, чрез измерване на незапълнения обем на резервоара. По този начин не би могло да се отчете нивото на водата на дъното на резервоара.

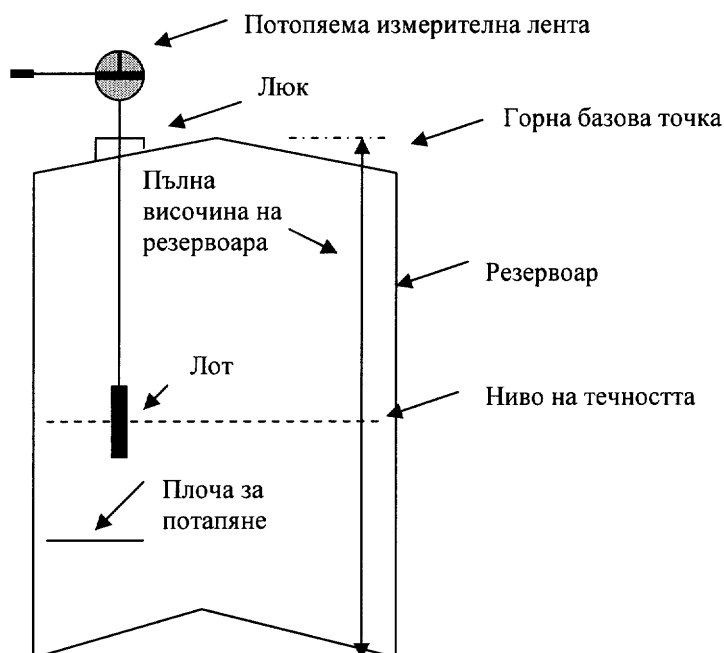


схема № 2

4. Измерване нивото на нефтопродукта в резервоара, чрез отчитане на пълно пространство (предпочитан метод) - схема № 1:

4.1. Преди замерването трябва да се знае очакваното ниво на нефтопродукта (т.е. височината на налив) в резервоара.

4.2. Нанася се на лота индикаторна паста за наличие на вода.

4.3. Спуска се ролетката с лот и при достигане на очакваното ниво на запълване на резервоара се нанася на лентата индикаторна паста за наличие на нефтопродукт в интервал включващ очакваното ниво.

4.4. Продължава се спускането на лентата с лот до дъното на резервоара (да допре в планката на резервоара, без лентата да се огъва).

4.5. Изтегля се внимателно измерителната лента от резервоара и се записва нивото на нефтопродукта и нивото на водата, ако има такава.

4.6. Правят се минимум три измервания, които не трябва да се различават с повече от 3 mm. Ако две от трите измервания са идентични, тяхната стойност, закръглена до mm, се записва като резултат от измерването. Ако трите резултата се различават с повече от 3 mm се провеждат нови измервания до изпълнение на условието.

4.7. От калибровъчната таблица на резервоара за измереното ниво на вода се отчита, какво количество съответства и се записва.

4.8. От калибровъчната таблица на резервоара за измереното ниво нефтопродукт се отчита, какво количество съответства и се записва.

4.9. От количеството нефтопродукт отчетено от калибровъчната таблица по т. 3.9. се изважда количеството вода, отчетено от калибровъчната таблица по т. 3.8. и получената цифра се записва, като количество на нефтопродукта.

4.10. Превръща се полученото количество нефтопродукт от калибровъчната таблица от литри [l] в [m³] (1 m³ = 1000 l).

4.11. При наличие на плаващ покрив (понтон) количеството нефтопродукт, което той измества може да се определи по два метода:

4.11.1. Първи метод:

$$Y = \frac{X}{d_t^4}, \quad [m^3]$$

където:

X - теглото на понтона[kg];

d_t - плътност на продукта при температура в момента на измерване [kg/m³];

Y - количеството нефтопродукт, което се изважда от общия налив (т.е., изместеното от плаващия покрив (понтон)) [m³].

Получаване на действителното количество нефтопродукт в резервоара става, чрез изваждане на Y от отчетения обем по калибровъчна таблица.

4.11.2. Втори метод:

Изважда се теглото на понтона от изчисленото количество нефтопродукт (M) по т. VII.

5. Измерване нивото на нефтопродукта в резервоара, чрез отчитане на празно пространство - схема № 2:

Когато калибровъчната таблица изисква наблюдавания обем да се определи, чрез измерване на празния работен обем (горно ниво на нефтопродукта) трябва да се има предвид следното:

5.1. Получените резултати са надеждни, само ако наблюдаването разстояние от точката на потапяне (или дъното) до горната базова точка на резервоара (пълната височина) в момента на измерването е равна на пълната височина, записана в калибровъчната таблица.

5.2. Лентата с лот се спуска бавно от горната базова точка, докато лота докосне нивото на нефтопродукта.

5.3. След като лота докосне нивото на нефтопродукта, лентата се спуска бавно още няколко сантиметра, така че нивото на нефтопродукта да пресича вертикално градуираната част на лота.

5.4. Отчита се и се записва с точност до [mm] показанието на лентата в горната базова точка.

5.5. Изважда се лота, отчита се и се записва с точност до [mm] отбелязаната върху неговата скала стойност.

5.6. Разстоянието, по което се изчислява празния работен обем на резервоара се получава, като от отчетеното разстояние върху лентата се извади, отчетеното върху лота.

5.7. Процедурите се повтарят (от т. 4.1. до т. 4.6.), записват се резултатите и се осредняват.

IV. ИЗМЕРВАНЕ НА ТЕМПЕРАТУРАТА НА НЕФТОПРОДУКТА В РЕЗЕРВОАРА

1. Необходими технически средства:

- 1.1. Калибриран потопяем електронен термометър (ПЕТ);
- 1.2. Калибриран електронен денсиметър, с възможност да отчитане на температура.
- 1.3. Калибриран стъклено-живачен термометър;
- 1.4. Пробоотборник съгласно БДС EN ISO 3170.

2. Начин за измерване на температурата:

- 2.1. С потопяем електронен термометър и денсиметър, като броя и нивата на измерване са съгласно следната таблица:

ВИСОЧИНА НА НАЛИВ НА НЕФТОПРОДУКТА	БРОЙ ИЗМЕРВАНИЯ	НИВА
над 4,5	3	горно (1/6), средно (3/6) и долно (5/6)
от 3,0 до 4,5 m	2	горно и долно
под 3,0 m	1	средно

2.2. За отчитане температурата с помощта на стъклено-живачен термометър е необходимо първо да се вземат локални проби съгласно БДС EN ISO 3170 (минимум от три нива – горно, средно и долно), отчита се и се взема средноаритметичната.

Ако температурата на околната среда се различава с повече от 15 °C от тази на нефтопродукта (например в подгръвани резервоари за котелни горива), може да се наложи да се проведат измервания в повече точки.

Когато продукта в резервоара се подгръва, се прилагат допълнителни правила за темпериране и определяне на местата за измерване, спрямо разположението на нагръващите серпентини (ISO 4268).

V. ИЗМЕРВАНЕ НА ПЛЪТНОСТТА НА НЕФТОПРОДУКТА В РЕЗЕРВОАРА

1. Необходими технически средства:

- 1.1. Калибриран потопяем електронен денсиметър;
- 1.2. Калибриран ареометър съгласно БДС ISO 649 и цилиндър;
- 1.3. Калибриран апарат за определяне на плътност съгласно БДС EN ISO 12185 – осцилиращ метод с U – образна тръба;
- 1.4. Пробоотборник съгласно БДС EN ISO 3170.

2. Начин за измерване на плътността:

2.1. С потопяем електронен денсиметър – минимум три отчитания на три нива (горно 1/6, средно 3/6 и долно 5/6). Записва се средноаритметичната плътност от трите измервания. За още по-точни измервания би могло да се отчетат плътности на пет или повече нива и се осреднят;

2.2. За отчитане плътността с помощта на ареометър е необходимо първо да се вземат локални проби съгласно БДС EN ISO 3170 (минимум от три нива – горно на 1/6, средно на 3/6 и долно на 5/6 от височината на налив). В лабораторни условия локалните проби се смесват до получаването на съставна проба, представителна за целия обем нефтопродукт и се отчита плътността с ареометър, при температурата на пробата в лабораторията.

2.3. За отчитане плътността съгласно БДС EN ISO 12185 е необходимо първо да се вземат локални проби съгласно БДС EN ISO 3170 (от три нива – горно на 1/6, средно на 3/6 и долно на 5/6 от височината на налив). В лабораторни условия локалните проби се смесват до получаването на съставна проба, представителна за целия обем нефтопродукт и се отчита плътността съгласно БДС EN ISO 12185, при температурата на пробата в лабораторията.

2.4. Ако продуктът е нехомогенен (т.е. разделя се гравитационно на слоеве) за определяне на плътността се вземат проби от всички нива, на които е измерена и температурата, като резултатите се осредняват.

2.5. Ако плътността е получена при температура на заобикалящата среда, то тя трябва да се приведе към стандартната температура 15°C от API таблица 53B стандартизирана в ASTM D 1250-80 и ISO 91-1.

Отчитане на плътност върху покрива на резервоара е недопустимо.

Ако имам информация за стандартната плътност при 15°C от протокол от изпитване или ако плътността е отчетена по описаните по горе начини, трябва да се знае, че тази плътност е плътност във вакуум. Трябва да се има предвид и факта, че подемната сила на въздуха на планетата намалява теглото, без да променя масата му. Теглото във вакуум т.е. масата и теглото във въздух т.е. измеряемото тегло не съвпадат. Необходимо е стойността на плътността във вакуум да се коригира в плътност във въздух. Корекцията е възможна по два начина:

- чрез коефициента за конвекция на теглото във въздух в тегло във вакуум от API таблица 56B стандартизирана в ASTM D 1250-80;

- чрез намаляване плътността във вакуум с $1,1 \text{ kg/m}^3$ или $0,0011 \text{ g/cm}^3$ съгласно БДС ISO 649.

VI. ОТЧИТАНЕ НА КОРЕКЦИОННИЯ КОЕФИЦИЕНТ (VCF) ЗА ПРИВЕЖДАНЕ НА ОБЕМА ПРИ ТЕМПЕРАТУРАТА НА ОКОЛНАТА СРЕДА КЪМ РЕФЕРЕНТНАТА (СТАНДАРТНАТА) ТЕМПЕРАТУРИ 15 °C

където:

M - масата на нефтопродукта [t];

$V_{15^{\circ}\text{C}}$ - обема на нефтопродукта, коригиран при 15 °C [m³];

d_4^{15} - плътност във въздух при 15 °C [kg/m³].

VIII. ИЗЧИСЛЯВАНЕ НА НОРМАТИВНО ОПРЕДЕЛЕНИТЕ ФИРИ ОТ СЪХРАНЕНИЕ

1. Формула:

$$F = \frac{G \times f \times n}{N}, \quad [t]$$

където:

F - допустими нормативни фири за периода на съхранение [t];

G - начално количество нефтопродукт [t];

f - [%] фири (Наредба № 13^a-10403) [%];

n - брой дни за периода на съхранение;

N - брой дни за целия сезон.

2. Пример:

2.1. Необходими данни:

2.1.1. Количество нефтопродукт – 1000 тона;

2.1.2. Вид нефтопродукт – дизелово гориво;

2.1.3. Последно приспаднати фири до 11.01.2006 г. включително;

2.1.4. Период на съхранение – 12.01.2006 г. до 07.07.2007 г. включително;

2.1.5. Сезон есен - зима от 01.10 до 31.03, общо бр. дни – 182;

2.1.6. Фири в [%] есен – зима – 0,10;

2.1.7. Сезон пролет-лято от 01.04 до 30.09, общо бр. дни - 183 ;

2.1.8. Фири в [%] пролет-лято – 0,20;

2.1.9. Общо дни съхранение 542 от които:

– есен-зима – 261 дни;

– пролет-лято – 218 дни.

Сезон	Период на съхранение		Дни съхранение
	от	до	
Есен - зима	12.01.2006 г.	31.03.2006 г.	79
Пролет-лято	01.04.2006 г.	30.09.2006 г.	183
Есен - зима	01.10.2006 г.	31.03.2007 г.	182
Пролет-лято	01.04.2007 г.	07.07.2007 г.	98
Общо бр. дни есен – зима:			261
Общо бр. дни пролет - лято:			218

2.2. Изчисления:

2.2.1 За периода – 12.01.2006 г. – 31.03.2006 г.:

$$F = \frac{G \times f \times n}{N}$$

$$F = \frac{1000 \times 0,10\% \times 79}{182} = 0,434 \text{ [t]}$$

Наличност към 31.03.2006 г. – 1000 тона – 0,434 тона фири = 999,566 тона

2.2.2 За периода – 01.04.2006 г. – 30.09.2006 г.:

$$F = \frac{G \times f \times n}{N}$$

$$F = \frac{999,566 \times 0,20\% \times 183}{183} = \frac{365,841156}{183} = 1,999 \text{ [t]}$$

Наличност към 30.09.2006 г. – 999,566 тона – 1,999 тона фири = 997,567 тона

2.2.3. За периода – 01.10.2006 г. – 31.03.2007 г.:

$$F = \frac{G \times f \times n}{N}$$

$$F = \frac{997,567 \times 0,10\% \times 182}{182} = \frac{181,557194}{182} = 0,998 \text{ [t]}$$

Наличност към 31.03.2006 г. – 997,567 тона – 0,998 тона фири = 996,569 тона

2.2.4. За периода – 01.04.2007 г. – 07.07.2007 г.:

$$F = \frac{G \times f \times n}{N}$$

$$F = \frac{996,569 \times 0,20\% \times 98}{183} = \frac{195,327524}{183} = 1,067 \text{ [t]}$$

Наличност към 07.07.2007 г. – 996,569 тона – 1,067 тона фири = 995,502 тона
Общо фири от съхранение за целия период от 12.01.2006 г. до 07.07.2007 г.
включително – 4,498 тона.

1. Необходими средства и данни:

- 1.1. Таблица API 54B стандартизирана в ASTM D 1250-80;
- 1.2. Плътност на продукта при 15 °C;
- 1.3. Отчетената температура в момента на измерването (виж. т. IV)

2. Привеждане на отчетения обем, към 15 °C с помощта на корекционния коефициент k_t (VCF – volume correction factor):

$$V_{15^{\circ}C} = V_t \times k_t, \quad [m^3]$$

където:

$V_{15^{\circ}C}$ - коригиран обем за 15 °C [m^3];

V_t - отчетен обем в [m^3], при температура на измерване от калибровъчна таблица;

k_t - корекционен коефициент от API 54B;

VII. ИЗЧИСЛЯВАНЕ КОЛИЧЕСТВА ТЕЧНИ НЕФТОПРОДУКТИ СЪХРАНЯВАНИ В НАЗЕМНИ ВЕРТИКАЛНИ ЦИЛИНДРИЧНИ РЕЗЕРВОАРИ

1. Необходими данни:

- 1.1. Коригирания за 15 °C обем, отчетен от калибровъчната таблица, като е приспадната обема вода и плаващия покрив (понтон), ако има такъв;
- 1.2. Плътността във въздух при 15 °C.

2. Изчисляване:

- 2.1. За получаване на количество течено гориво в kg се умножава получения обем при 15°C по плътността на горивото при 15°C в kg/m^3 ;

$$M = V_{15^{\circ}C} \times d_4^{15}, \quad [kg]$$

където:

M - масата на нефтопродукта [kg];

$V_{15^{\circ}C}$ - обема на нефтопродукта, коригиран при 15 °C [m^3];

d_4^{15} - плътност във въздух при 15 °C [kg/m^3].

- 2.2. За получаване на количество течено гориво в t (тона) се умножава получения обем при 15°C по плътността на горивото, при 15°C в kg/m^3 , разделено на 1000 или получената маса се раздели на 1000;

$$M = \frac{V_{15^{\circ}C} \times d_4^{15}}{1000}, \quad [t]$$

Период на съхранение			Дни съхранение	Тона		
Сезон	от	до		Наличност в началото на периода	Фири	Наличност в края на периода
Есен - зима	12.01.2006 г.	31.03.2006 г.	79	1 000,000	0,434	999,566
Пролет-лято	01.04.2006 г.	30.09.2006 г.	183	999,566	1,999	997,567
Есен - зима	01.10.2006 г.	31.03.2007 г.	182	997,567	0,998	996,569
Пролет-лято	01.04.2007 г.	07.07.2007 г.	98	996,569	1,067	995,502
Общо бр. дни есен – зима:			261			
Общо бр. дни пролет - лято:			218			
Общо фири за периода:					4,498	
Наличност в края на периода:						995,502

IX. ИЗЧИСЛЯВАНЕ НА НОРМАТИВНО ОПРЕДЕЛЕНИТЕ ФИРИ ОТ СЛИВОНАЛИВНИ ОПЕРАЦИИ

1. Формула:

$$F = G \times f, \quad [t]$$

където:

F - допустими фири за сливоналивни операции [t];

G - начално количество нефтопродукт [t];

f - % на загубите (Наредба № 13^a-10403) [%];

2. Пример:

2.1. Необходими данни:

2.1.1. Количество прелят нефтопродукт – 1000 тона;

2.1.2. Вид нефтопродукт – дизелово гориво;

2.1.3. Ден за сливоналивна операция - 12.01.2006 г. до 12.01.2006 г.;

2.1.4. Фири в [%] - 0,28 за цистерни.

2.2. Изчисление:

$$F = G \times f$$

$$F = 1000 \times 0,28\% = 2,8 \quad [t]$$

Фири за един ден сливоналивни операции за 1 000 тона – 2,8 тона фири.
Количество след сливоналивната операция - 1 000 тона – 2,8 тона фири = 997,2 тона.

X. ДОКУМЕНТИРАНЕ

1. Протокол от фактическо замерване на нефтопродукти:

ПРОТОКОЛ ЗА ФАКТИЧЕСКО ЗАМЕРВАНЕ НА ЗАДЪЛЖИТЕЛНИ ЗАПАСИ

Днес,.....г.долуподписаните.....на основание Заповед на Председателя на ДА "ДР и ВВЗ" / Директора на ТД „ДР“ – гр.№...../.....г., с участието нана длъжност, определихме количеството напо обемен метод, като при замерванията отчетохме следните резултати:

№ на резервара	Вид на продукта	Височина на налив [m]	Отчетен обем по калибровъчна таблица [m³]	Вода		Обем на понтона/плаващ покрив [m³]	Обем на нефтопродукта при температура t [m³] (по формула 4-таблица 4 и формула 7)	Температура на продукта t [°C]	Корекционен коефициент Kt	Обем при 15 °C [m³]	Плътност във въздух при 15 °C [kg/m³]	Тегло на продукта при 15 °C [тона] (по формула 10 и формула 12)
				Височина на налив [m]	Обем по калибровъчна таблица [m³]							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13

Извършили замерването:

1. /име, презиме, фамилия, подпис/	4. /име, презиме, фамилия, подпис/
2. /име, презиме, фамилия, подпис/	5. /име, презиме, фамилия, подпис/
3. /име, презиме, фамилия, подпис/	

2. Работна бланка за систематизиране на резултатите от фактическо замерване на нефтопродукти:

РАБОТНА БЛАНКА

За систематизиране на резултатите от измерванията и изчисления за резервоар рег.№за съхранение на в петролна база/съхранител

№	Показатели	Замерване			Средна стойност
		Първо	Второ	Трето	
1.	Измерено ниво на продукта (m)				
2.	Измерено ниво на водата (m)				
3.	Измерена температура на продукта (°C)	t ₁ =	t ₂ =	t ₃ =	t _{ср} =
4.	Измерена плътност на продукта (g/cm³)	d ₁ =	d ₂ =	d ₃ =	d _{ср} =
5.	Стандартна плътност (15 °C) във вакуум (g/cm³) от таблица 53B				
6.	Стандартна плътност (15 °C) във въздух (g/cm³) от таблица 56 или корекция с 0,0011 (g/cm³)				
7.	Отчетен обем по калибровъчна таблица (m³) TOV				
8.	Отчетен обем на тръбопровода към резервоара (m³)				
9.	Отчетен обем на водата в резервоара по калибровъчна таблица (m³), FW				
10.	Брутен наблюдаван обем (m³), GOV (7+8-9)				
11.	Коефициент за привеждане на обема към стандартна температура VCF от таблица 54B				
12.	Нетен стандартен обем (m³), NSW (10*11)				
13.	Тегло на продукта във въздух (тона) (12*6)				

3. Протокол за изчисляване на фири от съхранение и сливоналивни операции за нефтопродукти:

ПРОТОКОЛ
за изчисляване на фири при съхранение на нефтопродукти

Днес,.....г.долуподписаните на
основание Заповед на ТД "ДР" - гр.или на Председателя на ДА "ДР и ВВЗ" №/..... Г.,
с участието на на длъжност, изчислихме нормативните фири за съхранение на
.....нефтопродукт, за периода отдо и получихме следните резултати:

Период на съхранение			Дни съхранение	Тона		
Сезон	от	до		Наличност в началото на периода	Фири	Наличност в края на периода
Есен - зима						
Пролет-лято						
Есен - зима						
Пролет-лято						
Общо бр. дни есен – зима:						
Общо бр. дни пролет - лято:						
Общо фири за периода:						
Наличност в края на периода:						

Последно признати (приспаднати) нормативни фири - тона до включително.

Извършили изчислението:

1.
/име, презиме, фамилия, подпис/
2.
/име, презиме, фамилия, подпис/
3.
/име, презиме, фамилия, подпис/

4.
/име, презиме, фамилия, подпис/
5.
/име, презиме, фамилия, подпис/