

МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ  
ВНИИСПТнефть

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

МЕТОДИКА  
ОПРЕДЕЛЕНИЯ ВЕЛИЧИНЫ ДОННЫХ  
ПАРАФИНИСТЫХ ОТЛОЖЕНИЙ В НЕФТЯНЫХ  
РЕЗЕРВУАРАХ  
РД 39-30-1053-84

1984

**МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ**  
**Всесоюзный научно-исследовательский институт по сбору,**  
**подготовке и транспорту нефти и нефтепродуктов**  
**(ВНИИСПТнефть)**

**УТВЕРЖДЕН**

**начальником Технического**  
**Управления Миннефтепрома**  
**Ю.Н.Байдиковым**  
**6 марта 1984 года**

**РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ**  
**М Е Т О Д И К А**  
**ОПРЕДЕЛЕНИЯ ВЕЛИЧИНЫ ДОННЫХ ПАРАФИНИСТЫХ**  
**ОТЛОЖЕНИЙ В НЕФТЯНЫХ РЕЗЕРВУАРАХ**  
**РД 39-30-1053-84**

**Уфа - 1984**

Настоящая методика разработана впервые. Она состоит из 2-х частей. В первой части описано модернизированное существующее техническое средство замера донных парафинистых отложений в нефтяных резервуарах, изложены порядок замера с использованием этого средства и требования безопасности при замерах.

Во второй части отражен порядок расчета величины донных парафинистых отложений для мало- и средневязких нефтей с содержанием парафина до 6 %. Приведены основные расчетные формулы и рассмотрен пример расчета. Представлены в виде графиков результаты расчетов величины донных парафинистых отложений в нефтяных резервуарах РВС-5000, РВС-10000, РВС-20000, РВС-50000, ЖЕР-10000 и ЖЕР-30000 в зависимости от времени (0+120 ч) и температуры (5+44 °С) хранения, выполненные для нефтей Западной Сибири и Урало-Поволжья (тюменской, ромашкинской, мухановской и кулешовской).

Методика разработана сотрудниками ВНИСПТнефти Лерке Г.Э., Сидоренко А.В., Свиридовым В.П.

## РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

Методика определения величины донных  
парафинистых отложений в нефтяных  
резервуарах

РД 39-30-1053-84

Вводится впервые

Приказом Главтранснефти Министерства  
нефтяной промышленности от 31.07.84 № 95  
срок введения установлен с 1.08.84 г.  
Срок действия до 1.08.89г.

В настоящей методике содержатся рекомендации по определению величины донных парафинистых отложений в нефтяных резервуарах как путем замера вручную модернизированным существующим орудством, так и путем расчета.

Методика предназначена для работников предприятий Главтранснефти Миннефтепрома, занимающихся эксплуатацией нефтяных вертикальных наземных стальных цилиндрических (типа РВС) и заглубленных железобетонных цилиндрических (типа ЖБР) резервуаров.

## I. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

I.1. В настоящей методике использованы материалы нормативно-технических документов и стандартов [1-6], применяемых в нефтяной практике, и данные, полученные на основе анализа и обобщения экспериментальных исследований процесса осадкообразования в парафинистых нефтях в процессе хранения их в резервуарных емкостях.

1.2. При применении методики на практике используются в случае уточненных замеров величин донных парафинистых отложений все типы резервуарных ликвов.

1.3. Методика позволяет для основных типоразмеров резервуаров, эксплуатируемых на тименской, ромашкинской, мухановской и кулешовской нефтях, определять величину донного парафинистого осадка, образующегося в течение одного цикла заполнения-опорожнения резервуара непосредственно по графикам, полученным на основе выполненных расчетов.

1.4. В методике приняты следующие обозначения:

$D_p$  - диаметр резервуара, м;

$H_p$  - высота резервуара, м;

$V_p$  - объем резервуара, м<sup>3</sup>;

$V_o$  - объем донного парафинистого осадка, м<sup>3</sup>;

$M_o$  - масса донного парафинистого осадка, кг;

$F_p$  - площадь дна резервуара, м<sup>2</sup>;

$h_{oc}$  - высота (толщина) донных парафинистых отложений, м;

$h_{bas}$  - базовая (трафаретная) высота замерного ликва, м;

$h_{зет}$  - замеряемая до поверхности донного парафинистого осадка высота, м;

$h_{оср}$  - средняя высота (толщина) донных парафинистых отложений, м;

$n$  - общее число замерных ликвов в резервуаре;

$\alpha$  - коэффициент заполнения резервуара;

$C_{op}$  - количество (концентрация) оседающей смоло-парафиновой взвеси в резервуаре, % масс. на нефть;

$T_p$  - время хранения (отстоя) нефти в резервуаре, ч ;

$A_{нв}$  - постоянные нефти, зависящие от ее природы и температуры;

$K = \frac{05}{H\rho\alpha}$  - коэффициент пропорциональности высот емкости-модели и резервуарной емкости;

$\rho_H$  - плотность нефти, кг/м<sup>3</sup>;

$\rho_0$  - плотность донного осадка, кг/м<sup>3</sup>;

$\Gamma_{об}$  - число циклов заполнения-опорожнения резервуара (в сутки, мес., год), об/сут, об/мес, об/год

1.5. Для выполнения расчетов по данной методике необходимо иметь ряд данных, которые могут быть разделены на две группы, перечисленные ниже.

1.5.1. Сведения о технико-эксплуатационной характеристике резервуара:

- а) диаметр;
- б) высота;
- в) объем;
- г) максимальная высота подъема понтона (при его наличии);
- д) коэффициент заполнения.

1.5.2. Сведения о хранящейся в резервуаре нефти и донного осадка:

- а) наименование нефти;
- б) плотность и температура нефти;
- в) время хранения нефти в течение I цикла заполнения-опорожнения резервуара;
- г) плотность донного осадка.

## 2. ЗАМЕР ВЕЛИЧИНЫ ОБРАЗУЮЩЕГОСЯ И НАКАПЛИВАЮЩЕГОСЯ ДОННОГО ПАРА- ФИНИСТОГО ОСАДКА В НЕФТЯНЫХ РЕЗЕРВУАРАХ

2.1. Замер донных парафинистых отложений в нефтяных резервуарах типа РВС и ЖБР различных емкостей как при нормальной эксплу-

атации (с циклами заполнения-опорожнения), так и при работе на транзите (с подключенной ёмкостью) осуществляется с помощью стандартной рулетки с лотом, применяемой для замера уровня нефти и имеющей по ГОСТ 7502-80 измерительную ленту шириной 10-12 мм, длиной 10,20 и 30 м с ценой деления 1 мм.

2.2. С целью повышения точности замера указанное средство модернизируется: стандартный лот снабжается специальной плоской пластинкой диаметром 80-90 мм и толщиной 3-4 мм с загнутыми краями, изготовляемой из неискрообразующего цветного материала, например, латуни, меди или алюминия (рис.1) и прикрепляемой к нижнему торцу лота с помощью винта диаметром 5 мм с потайной головкой. Установка плоской пластинки значительно увеличивает площадь опоры лота, что очень важно, особенно при наличии в резервуаре рыхлого осадка.

2.3. Уточнённый замер донных парафинистых отложений в нефтяных резервуарах производится с использованием всех типов резервуарных люков: в резервуарах с боковым вводом ШПР - в 4-5 люках, в резервуарах с донным вводом ШПР - в 5-7 люках, из которых один существующий замерный люк, остальные - существующие световые или специально дополнительно оборудованные люки. Принципиальные схемы размещения замерных люков на перекрытия резервуаров показаны на рис.2.

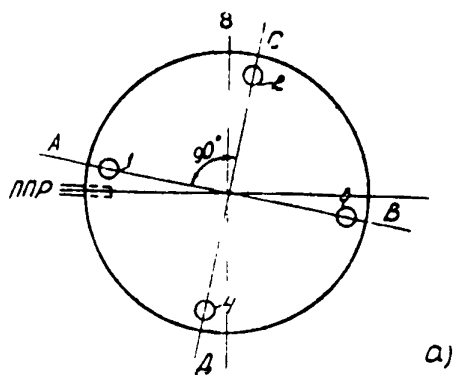
2.4. В качестве замерных люков целесообразно выбрать те из них, которые размещены на осевых линиях, расположенных перпендикулярно друг к другу или вблизи указанных линий. В связи с конструктивными особенностями нефтяных резервуаров замерные люки могут иметь некоторые смещения по сравнению с расположением, указанным на схеме (см.рис.2).



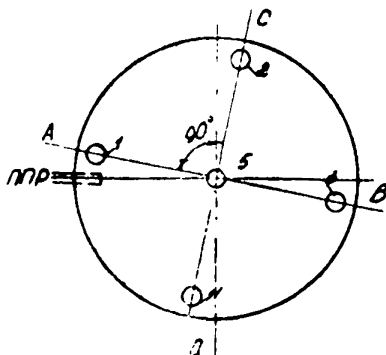
Рис. 1. Общий вид устройства для замера донных парафинистых отложений в нефтяных резервуарах:

- 1 - металлическая измерительная рулетка по ГОСТ 7502-80;
- 2 - стандартный кот (груз) по ГОСТ 7502-80;
- 3 - плоская пластинка диаметром 80-90 мм и толщиной 3-4 мм с загнутыми кромками

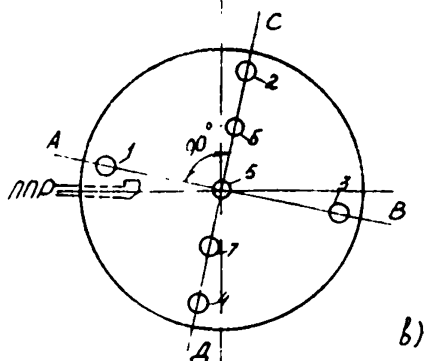




а)



б)



в)

Рис.2. Принципиальные схемы размещения локов для замера донных парафинистых отложений на перекрытии нефтяных резервуаров:

- а) резервуары емкостью до  $10000 \text{ м}^3$  с боковым вводом ППР;
- б) резервуары емкостью свыше  $10000 \text{ м}^3$  с боковым вводом ППР;
- в) резервуары всех емкостей с донным вводом ППР;
- 1 - существующий замерный лок; 2, 3, 4, 5, 6, 7 - существующие световые и дополнительные замерные локи, расположенные на осевых или вблизи осевых линий АВ и СД на перекрытии резервуаров

2.5. Существующие световые и дополнительно устанавливаемые резервуарные люки, используемые в качестве замерных люков, должны быть оборудованы стандартными патрубками, имеющими высотный трафарет и связанными между собой переходной площадкой, огражденной перилами.

2.6. Величину (толщину) донного парафинистого осадка в каждом замерном люке определяют как разность двух высот: базовой (трафаретной) высоты замерных люков и высоты, замеряемой в этих же люках до поверхности осадка, т.е.

$$h_{oi} = h_{\text{баз}} - h_{\text{зам}} \quad (1)$$

2.7. Базовую (трафаретную) высоту [5] измеряют как расстояние по вертикали между дном в точке касания лота рулетки и риской планки каждого замерного люка, при этом ленту рулетки с лотом опускают медленно, не допуская отклонения от вертикального положения и не задевая за внутреннее оборудование резервуара.

2.8. Высоту до поверхности донного парафинистого осадка измеряют как расстояние по вертикали между поверхностью донного осадка в точке касания лота рулетки и риской планки каждого замерного люка.

2.9. Измерения перечисленных высот в каждом замерном люке резервуара производят не менее 2-х раз и при получении расхождений в отсчетах более 1 мм измерения повторяют и из 3-х наиболее близких отсчетов будут среднее, т.е.

$$h_{\text{зам}} = \frac{h_{1 \text{ зам}} + h_{2 \text{ зам}} + h_{3 \text{ зам}}}{3} \quad (2)$$

2.10. Средняя высота (толщина) донного парафинистого осадка в резервуаре рассчитывается как средняя величина суммы заме-

ров в отдельных лямках по выражению:

$$h_{\text{ср}} = \frac{\sum_{i=1}^{i=n} h_{oi}}{n} \quad (3)$$

2.11. Высота осадка, замерянная в существующем замерном лямке, из-за его расположения вблизи ПНР всегда меньше высоты осадка, замеренной в других лямках и может иметь даже нулевую величину. В последнем случае этот результат замера следует исключить при уточненном расчёте, т.к. его учёт значительно снизит среднюю высоту донного осадка, рассчитанную по формуле (3). Поэтому замер высоты осадка через этот лямк может не производиться.

2.12. Замер донного парафинистого осадка в нефтяных резервуарах следует осуществлять не реже 1 раза в месяц (целесообразно перед включением в работу системы размыва осадка), сдреннровав предварительно воду.

2.13. В результате влияния на процесс накопления донного парафинистого осадка движения поступающей через ПНР жидкости появляются зоны максимальных и минимальных отложений, особенно характерные для резервуаров с боковым расположением ПНР (рис.3). В зависимости от скорости входящей через ПНР нефти (1+2 м/с) зоны минимальных отложений составляют (при закачке через один патрубок) в резервуарах РВС-5000 от 2,2 до 8,6%, в РВС-10000 от 1,2 до 4,9%, в РВС-20000 от 1,1 до 4,3%, в РВС-50000 от 1,2 до 4,8%, в ЖБР-10000 от 3,6 до 14,6%, в ЖБР-30000 от 0,01 до 0,05% площади днища перечисленных резервуаров.

2.14. Учитывая неравномерность нарастания (накопления) парафинистого осадка на днище нефтяных резервуаров, обусловленное воздействием поступающей в них жидкости, можно для случая ориентировочных замеров использовать минимальное по сравнению с указанным в п.3.3 и на рис.2 количество замерных лямков. Для этого

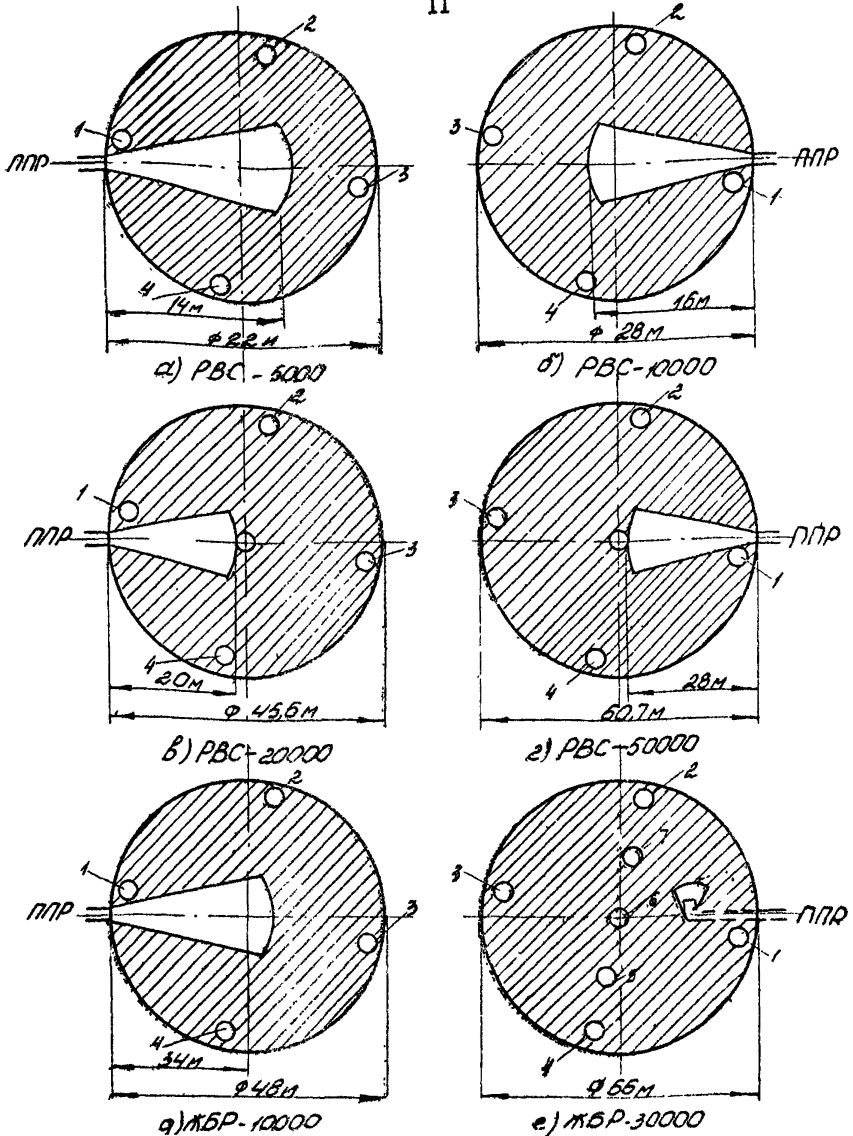


Рис. 3. Зоны распределения смоло-парафинового осадка на днище нефтяных резервуаров:

а, б, в, г, д - резервуары с боковым вводом ППР; е - то же с донным вводом ППР;

▨ и □ - зоны максимальных и минимальных отложений при скоростях поступления нефти через ППР  $U = 2\text{ м/с}$

1 - существующий замерный люк; 2, 3, 4, 5, 6, 7 - существующие световые и дополнительные замерные люки, расположенные на перекрытии резервуаров

замеры донного осадка осуществляются в резервуарах: с боковым вводом ПНР в 2-3 люках (см. № 2, 3, 4 на рис. 2 и 3), с донным вводом ПНР в 3-4 люках (см. № 2, 3, 4, 5 на рис. 2 и 3), т.е. люках, не подверженных действию струйного движения нефти, выходящей из ПНР.

2.15. Учитывая симметричность расположения по отношению к ПНР перечисленных выше люков № 2 и № 4 (см. рис. 2 и 3) и, следовательно, одинаковую величину осадка в них, задача по ориентировочному определению величины донных парафинистых отложений в резервуарах еще несколько упрощается и сводится практически к уменьшению числа замерных люков на единицу по сравнению с указанными в п. 3.13. То есть в резервуарах, имеющих горизонтальные ПНР, для ориентировочного определения величины осадка замеры могут быть выполнены только в двух люках - № 2 и № 3 (рис. 2, 3).

2.16. Данные замеров нефтяных резервуаров, базовой (трафаретной) высоты и высоты, замеряемой до поверхности донного осадка, необходимые для определения величины (толщины) донного парафинистого осадка - заносятся в виде таблицы, примерная форма которой дана для справки в приложении I.

2.17. Всё изложенное выше по замеру величины донных парафинистых отложений относится, в первую очередь, к нефтяным резервуарам со стационарной кровлей. Что же касается резервуаров с плавающим покрытием (т.е. с понтоном или плавающей крышей), то для них описанное тоже справедливо. Но в данном случае имеются особенности.

а) Затруднительно определение базовой (трафаретной), высоты замерных люков из-за постоянного перемещения плавающего покрытия. Поэтому предлагается установить в этих резервуарах ста-

ционарную мерную ленту, служащую эталконом базовой высоты (рис.4)

б) Отсутствуют свободные люки для замера осадка. В этом случае в виде исключения могут быть использованы в качестве замерных люков 2-3 отверстия в перекрытии, предназначенные для крепления опорных стоек плавающего покрытия и расположенные примерно в рекомендуемых (см. рис.2 и 3) местах.

2.18. Для замера величины донных парафинистых отложений во вновь строящихся нефтяных резервуарах рекомендуется предусмотреть на стадии их проектирования дополнительные замерные люки, размещенные на перекрытии резервуаров согласно схеме рис.2.

### 3. ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ЗАМЕРОВ

3.1. Работники, производящие замеры донных парафинистых отложений в нефтяных резервуарах, должны предварительно пройти инструктаж по технике безопасности и противопожарной технике, получить допуск к выполнению указанных работ и соответствующую спецодежду и спецобувь, предусмотренные [5] ГОСТом 11621-73, ГОСТом 11622-73 и ГОСТом 5375-79.

3.2. На резервуарах, не имеющих ограждений в виде перил по всей окружности крыши, работы должны производиться с предохранительным поясом, прикрепляемым к надёжно установленным элементам металлических конструкций перекрытия резервуара.

3.3. После операций по измерению величины донных отложений крышка замерных люков должны быть плотно прикрыты.

3.4. Во время грозы замеры в резервуарах категорически воспрещаются.

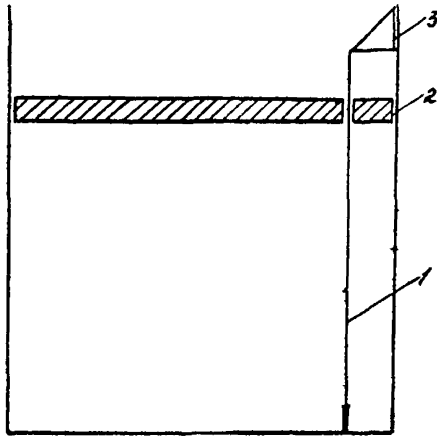


Рис. 4. Принципиальная схема установки в резервуаре с плавающим покрытием стационарной мерной ленты:

- 1 - мерная металлическая лента с грузом;
- 2 - плавающее покрытие (плавающая крыша или металлический понтон);
- 3 - кронштейн для закрепления мерной ленты

#### 4. РАСЧЁТ ВЕЛИЧИНЫ ОБРАЗУЮЩЕГОСЯ ДОННОГО ПАРАФИНИСТОГО ОСАДКА В НЕФТЯНЫХ РЕЗЕРВУАРАХ

4.1. При отсутствии возможности проведения замеров донных парафинистых отложений допускается в случае нормальной эксплуатации нефтяных резервуаров определение величины осадка в них путём расчёта с использованием аналитических зависимостей, полученных в результате обобщения результатов экспериментальных исследований процесса осадкообразования при хранении парафинистых нефтей в резервуарных емкостях.

4.2. Основная расчетная формула, характеризующая процесс осадкообразования в парафинистых нефтях и определяющая концентрацию оседающей смоло-парафиновой взвеси, имеет вид:

$$C_{op} = \frac{K \bar{C}_p}{K \bar{C}_p A + B} \quad (4)$$

4.3. Масса донного резервуарного парафинистого осадка рассчитывается по формуле:

$$M_o = \frac{C_{op} \cdot F_p \cdot H_p \alpha}{100} \cdot \rho_n \tau_{об} \quad (5)$$

4.4. Объём донного резервуарного парафинистого осадка вычисляется по формуле:

$$V_o = \frac{C_{op} \cdot F_p \cdot H_p \alpha}{100 \rho_o} \cdot \rho_n \tau_{об} \quad (6)$$

4.5. Высота донного резервуарного парафинистого осадка определяется по формуле:

$$h_o = \frac{C_{op} H_p \alpha}{100 \rho_o} \cdot \rho_n \tau_{об} \quad (7)$$

4.6. Вначале вычисляется значение концентрации оседающей смоло-парафиновой взвеси в резервуаре по формуле (4), а затем, имея значение  $C_{op}$ , рассчитывают по формуле (6) и (7) величины объёма и высоты донного резервуарного осадка.



4.7. Значения постоянных коэффициентов А и В, необходимых для расчётов в диапазоне (5+44°C) с интервалом в 1°C, приведены для тименской, ромашкинской, мухановской и кулешовской нефти в таблице ниже.

## 5. ПРИМЕР РАСЧЁТА

### 5.1. Исходные данные.

Резервуар РВС-20000:  $D_p=45,6$  м;  $H_p=12$  м;  $\alpha = 0,95$ ;  $F_p = 1632,298$  м<sup>2</sup>;  $t = (6+44^\circ\text{C})^\#$  с интервалом в 2°C;  $K=0,0438$ ;  $\tau_p = (10, 20, 40, 60, 80, 100, 120)4$ ; А и В (см. табл.).  
 Нефть тименская<sup>жж</sup>:  $t=20^\circ\text{C}$ ;  $\rho_{н20}=854$  кг/м<sup>3</sup>;  $\rho_{020}=900$  кг/м<sup>3</sup>.

Рассмотрим расчет при одной температуре, например, при температуре 20°C и времени хранения  $\tau_p = 104$ .

5.2. Вычислим значения массовой концентрации оседающей смоло-парафиновой взвеси в нефти по формуле (4):

$$C_{op} = \frac{0,0438 \times 10}{0,0438 \times 10 \times 0,626 + 15,65} = 0,02751 \text{ \% масс.}$$

5.3. Объем донного резервуарного парафинистого осадка — по формуле (6):

$$V_o = \frac{0,02751 \times 1632,298 \times 12 \times 0,95}{100 \times 900} = 4,86 \text{ м}^3.$$

5.4. Высота донного резервуарного парафинистого осадка — по формуле (7):

$$h_o = \frac{0,0275 \times 12 \times 0,95 \times 854}{100 \times 900} = 0,00297 \text{ м} = 2,97 \text{ см.}$$

<sup>\*</sup> Выбор указанного диапазона температур обусловлен температурным режимом, наблюдаемым на практике в нефтяных резервуарах.

<sup>жж</sup> Тименская нефть — это смесь нефтей месторождений Западной Сибири.

Таблица

Значения постоянных коэффициентов  
А и В для парафинистых нефтей

°C	Н е ф т и											
	Тюменская		Ромашкинская		Мухановская		Кулешовская					
	А	В	А	В	А	В	А	В	А	В	А	В
5	18,0	264	3,090	243,20	9,876	262,40	2,872	79,960				
6	16,5	268	2,900	218,00	8,800	224,00	2,550	70,50				
7	13,0	244	2,720	188,00	7,550	187,00	2,250	64,50				
8	13,2	220	2,530	157,00	6,250	147,00	1,950	59,50				
9	11,5	204	2,340	130,00	5,000	106,00	1,550	53,50				
10	10,223	185,0	2,158	100,00	3,946	69,18	1,300	48,00				
11	8,250	161,5	1,920	73,00	2,620	30,00	0,950	42,50				
12	6,500	138,0	1,790	58,00	1,350	10,00	0,650	36,50				
13	4,750	116,5	1,610	46,00	0,450	6,00	0,520	31,50				
14	3,000	96,0	1,440	36,50	0,200	4,00	0,460	26,00				
15	1,744	72,50	1,261	29,99	0,172	2,94	0,426	20,62				
16.	0,877	52,50	1,150	24,00	0,190	3,10	0,416	17,00				
17	0,740	37,00	1,060	20,00	0,210	3,30	0,390	14,00				
18	0,670	27,50	1,010	17,80	0,230	3,50	0,380	12,50				
19	0,640	20,00	0,980	16,50	0,262	3,70	0,370	11,70				
20	0,626	15,65	0,997	16,00	0,298	3,85	0,379	11,52				
21	0,627	12,70	1,020	15,50	0,315	3,86	0,380	12,00				
22	0,628	10,50	1,050	16,50	0,330	3,88	0,383	13,00				
23	0,629	9,00	1,070	17,00	0,345	3,90	0,386	14,50				
24	0,630	8,00	1,090	19,00	0,360	3,92	0,390	16,50				
25	0,631	8,11	1,106	20,55	0,375	3,94	0,395	18,59				
26	0,634	8,50	1,100	23,00	0,390	4,00	0,410	20,00				
27	0,638	10,00	1,120	25,50	0,405	4,05	0,425	22,00				
28	0,642	11,70	1,140	27,50	0,420	4,10	0,435	24,00				
29.	0,646	14,00	1,150	29,50	0,440	4,15	0,450	26,00				
30.	0,650	16,61	1,180	30,98	0,454	4,21	0,460	28,04				
31	0,654	19,0	1,200	33,00	0,470	4,26	0,470	30,00				
32	0,658	21,5	1,220	35,10	0,490	4,31	0,485	31,80				
33	0,662	24,0	1,240	37,20	0,500	4,37	0,500	34,00				
34	0,665	27,0	1,255	43,8	0,520	4,42	0,510	36,50				
35	0,670	29,5	1,275	41,6	0,540	4,48	0,525	37,50				

° С	Н е ф т и							
	Тименская		Ромашинская		Мухановская		Кулешовская	
	А	В	А	В	А	В	А	В
36	0,674	32,0	1,290	43,0	0,555	4,53	0,540	39,50
37	0,677	24,5	1,315	45,0	0,570	4,58	0,555	41,5
38	0,681	37,0	1,330	47,0	0,585	4,64	0,565	43,5
39	0,685	39,5	1,250	49,0	0,600	4,69	0,580	45,0
40	0,689	42,5	1,375	51,0	0,620	4,75	0,695	47,00
41	0,693	45,0	1,390	53,0	0,635	4,79	0,605	49,00
42	0,697	47,5	1,410	55,0	0,650	4,85	0,610	51,00
43	0,700	50,5	1,430	57,0	0,670	4,90	0,630	53,00
44	0,705	53,0	1,450	59,0	0,685	4,96	0,645	55,00

5.5. Подобные расчеты выполняются для данного резервуара для всего диапазона температур  $t = (6+44^{\circ}\text{C})$  и времени хранения  $\tau_p = (10+120)\text{ч}$ .

5.6. Плотности нефти и донного осадка, необходимые при проведении расчетов по оценке величины донного осадка, определяются по отобраным пробам опытным путем согласно ГОСТу 3900-47 [7] для одной температуры, например,  $20^{\circ}\text{C}$ . А для других температур эти параметры рассчитываются по известной формуле.

5.7. Расчеты в соответствии с вышеприведенными формулами (4), (6) и (7) концентрации оседающей смоло-парафиновой взвеси, объема и высоты донного парафинистого осадка выполнены для наиболее распространенных в системе транспорта и хранения нефтяных резервуаров РВС-5000, РВС-10000, РВС-20000, РВС-50000, ЖБР-10000 и ЖБР-30000.

## 6. РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТОВ

6.1. Результаты проведенных по формулам (4), (6) и (7) расчетов величины донных парафинистых отложений в нефтяных резервуарах для рассматриваемых в диапазоне  $(6+44^{\circ}\text{C})$  температур с интервалом в  $2^{\circ}\text{C}$  в течение пятисуточного хранения нефти ( $\tau_p=120\text{ч}$ ) представлены для перечисленных выше резервуаров графически в виде зависимости  $h_o (V_o) = f(\tau, t)$ .

Эти графики (см. рис. 5 + 28), приведенные в приложении 2, позволяют определять количество осадка, образующегося на днище нефтяных резервуаров в течение одного цикла заполнения-опорожнения их в зависимости от времени и температуры хранения тюменской, ромашкинской, мухановской и кулашовской нефти.

6.2. Суммарное количество дождевого парафинистого осадка в нефтяном резервуаре за какое-то определённое время его эксплуатации (неделя, месяц, год) рассчитывается путём суммирования высоты осадка, определяемой по приведенным графикам за один цикл заполнения - опорожнения резервуара, т.е.

$$h_0 = \sum_{i=1}^{i=n} h_{oi} \quad (8)$$

## 7. СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Правила эксплуатации металлических резервуаров для нефти и нефтепродуктов и руководство по их ремонту. - В кн.: Правила и инструкция по технической эксплуатации металлических резервуаров и очистных сооружений. - М., Недра, 1977.

2. Правила технической эксплуатации нефтебаз. - М., Недра, 1976.

3. РД 39-30-627-81. Инструкция по учёту нефти в нефтегазодобывающих объединениях. - Уфа, ВНИСПТнефть, 1981.

4. ГОСТ 7502-80. Рулетки измерительные металлические. Технические условия.

5. ГОСТ 8.380-80 (СТ СЭВ 1053-78) ГСИ. Резервуары вертикальные цилиндрические вместимостью 100-50000 м<sup>3</sup>. Методы и средства поверки.

6. РД 39-30-678-82. Инструкция по учёту нефти на магистральных нефтепроводах. - Уфа, ВНИСПТнефть, 1982.

7. ГОСТ 3900-47. Нефтепродукты. Метод определения плотности.

Пример заполнения журнала с регистрацией высоты донных парафинистых отложений в нефтяных резервуарах

Таблица II

Сведения по замеру высоты донных парафинистых отложений в нефтяных резервуарах НПС (указать месяц и год)

Тип и ёмкость резервуара	Дата замера	Высоты в замерных люках резервуаров: трафаретная ( $h_{\text{баз}}$ ), замеряемая до поверхности донного ( $h_{\text{зам}}$ ), толщина донного осадка ( $h_{\text{oi}}$ ), см.												
		ЛЮК № 1			ЛЮК № 2			ЛЮК № n						
		$h_{\text{баз}}$	$h_{\text{зам}}$	$h_{\text{oi}}$	$h_{\text{баз}}$	$h_{\text{зам}}$	$h_{\text{oi}}$		$h_{\text{баз}}$	$h_{\text{зам}}$	$h_{\text{oi}}$	Средняя высота (толщина) донного осадка		
I	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	

Примечание: 1.  $h_{\text{oi}} = h_{\text{баз}} - h_{\text{зам}}$ .

$$2. h_{\text{зам}} = \frac{h_{1\text{зам}} + h_{2\text{зам}} + h_{3\text{зам}}}{3}$$

$$3. h_{\text{ос}} = \frac{\sum_{i=1}^n h_{\text{oi}}}{n}$$

Г Р А Ф И К И  
ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ВЕЛИЧИНЫ ДОННОГО  
СМОЛО-ПАРАФИНОВОГО ОСАДКА, ОБРАЗУЮ-  
ЩЕГОСЯ В НЕФТЯНЫХ РЕЗЕРВУАРАХ ПРИ  
ХРАНЕНИИ РАЗЛИЧНЫХ НЕФТЕЙ



- а) Графики для определения величины  
донного смоло-парафинового осадка  
в нефтяных резервуарах с тюменской  
нефтью

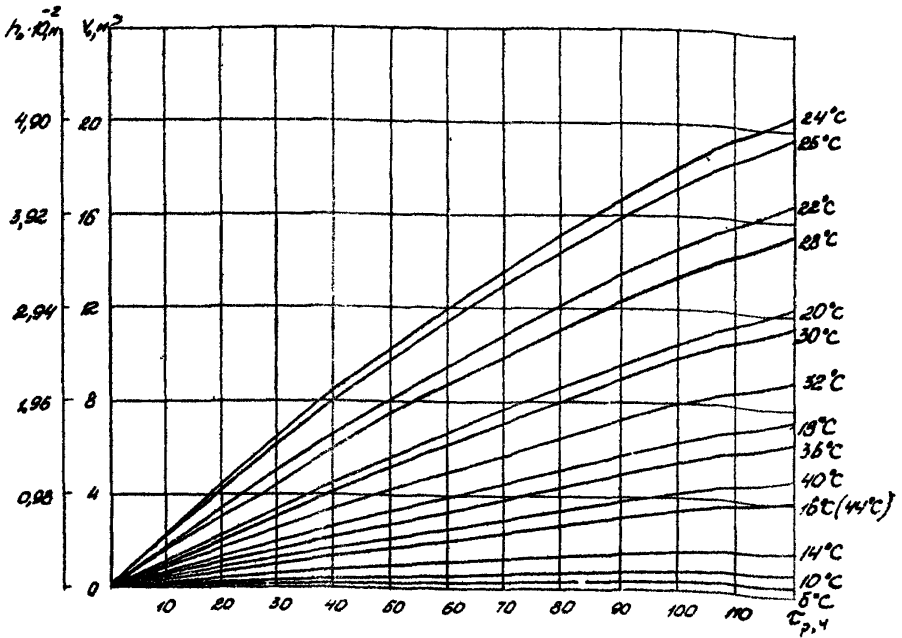


Рис. 5. Количество донного смоло-парафинового осадка, образующегося в резервуаре РВС-5000 в течение одного цикла заполнения-опорожнения его в зависимости от времени и температуры хранения тюменской нефти

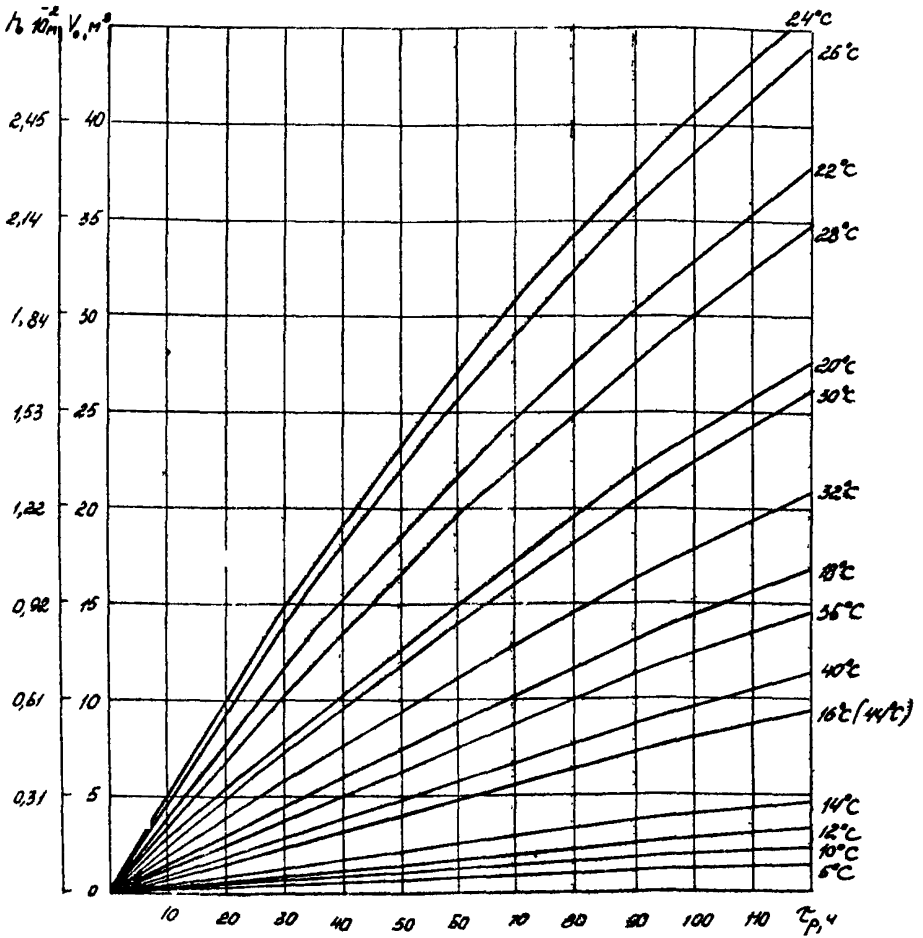


Рис. 6. Количество донного смоло-парафинового осадка, образующегося в резервуаре РВС-10000 в течение одного цикла заполнения-опорожнения его в зависимости от времени и температуры хранения тюменской нефти

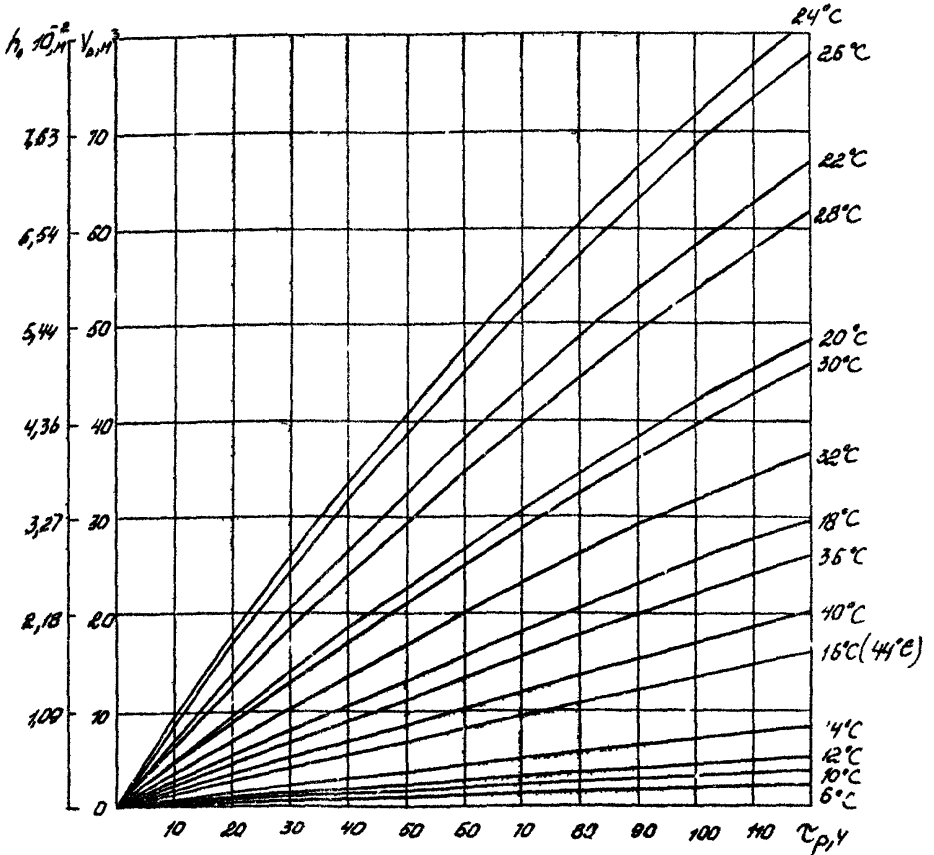


Рис. 7. Количество смоло-парафинового осадка, образующегося в резервуаре РВС-20000 в течение одного цикла заполнения-опорожнения его в зависимости от времени и температуры хранения тюменской нефти

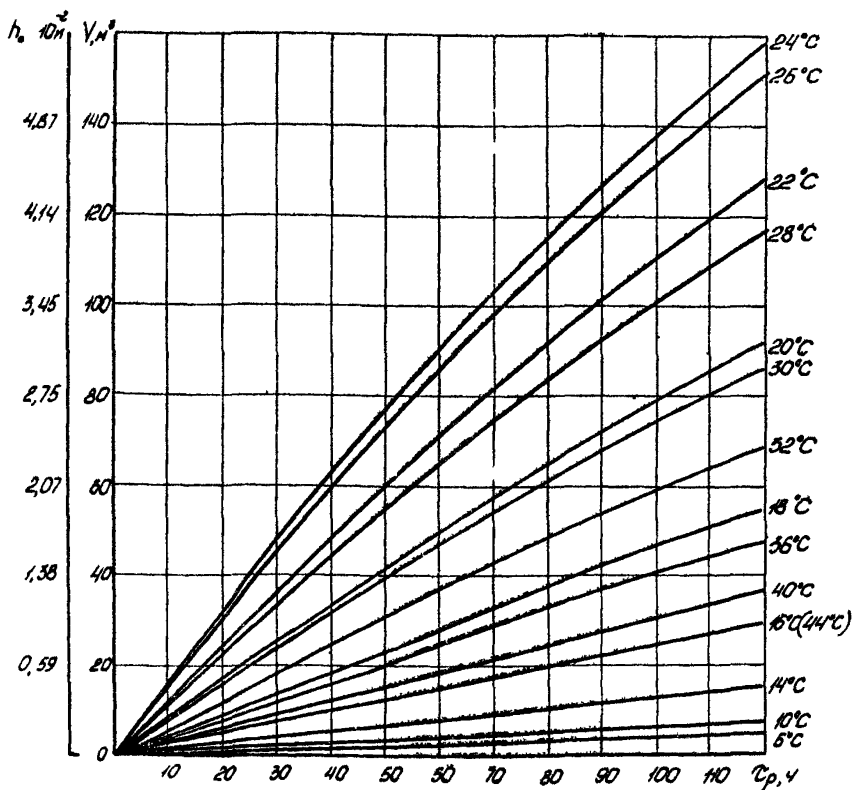


Рис. 8. Количество донного смоло-парафинового осадка, образующегося в резервуаре РВС-50000 в течение одного цикла заполнения-опорожнения его в зависимости от времени и температуры хранения тймской нефти

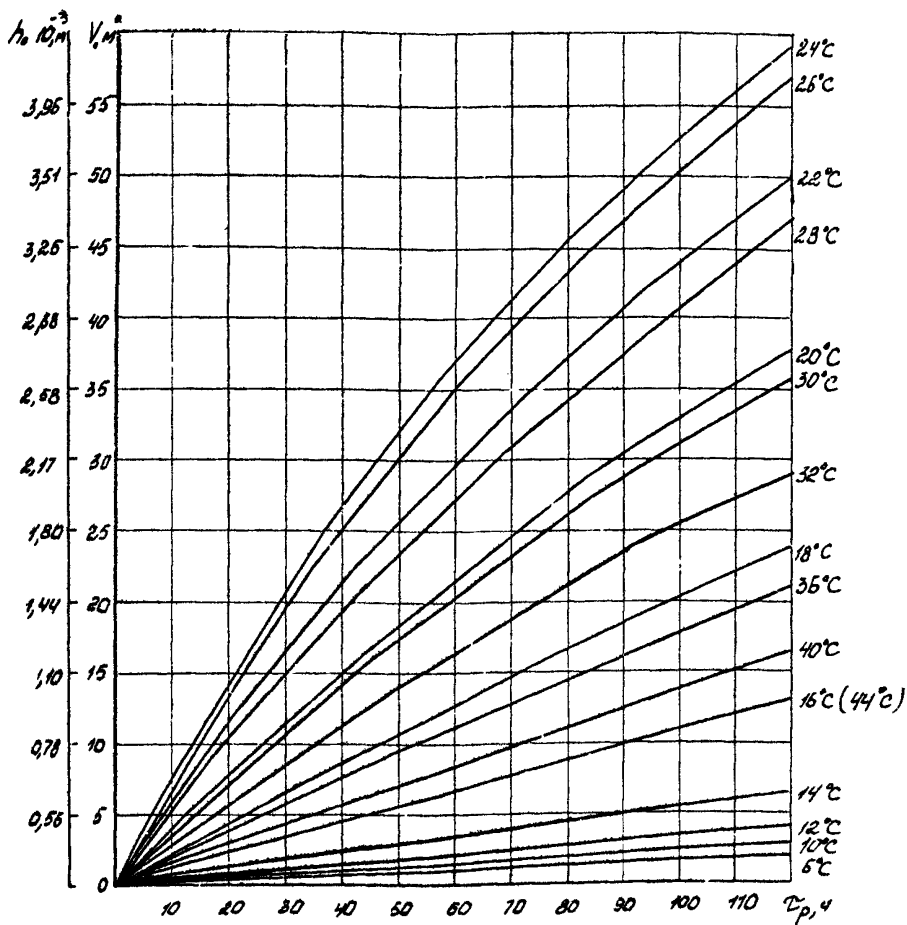


Рис. 9. Количество донного смоло-парафинового осадка, образующегося в резервуаре ЖБР-10000 в течение одного цикла заполнения-опорожнения его в зависимости от времени и температуры хранения тюменской нефти

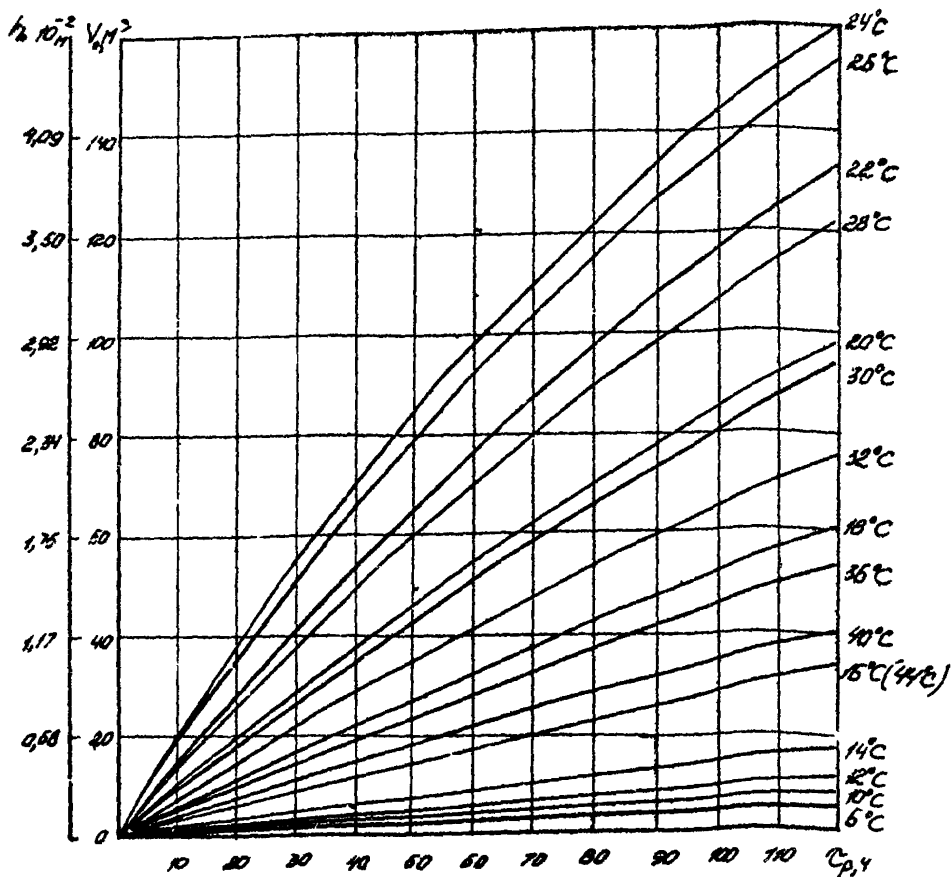


Рис. 10. Количество двойного смоло-парафинового осадка, образующегося в резервуаре МЕР-30000 в течение одного цикла заполнения-опорожнения его в зависимости от времени и температуры хранения тиманской нефти

- б) Графики для определения величины донного смоло-парафинового осадка в нефтяных резервуарах с ромашкинской нефтью



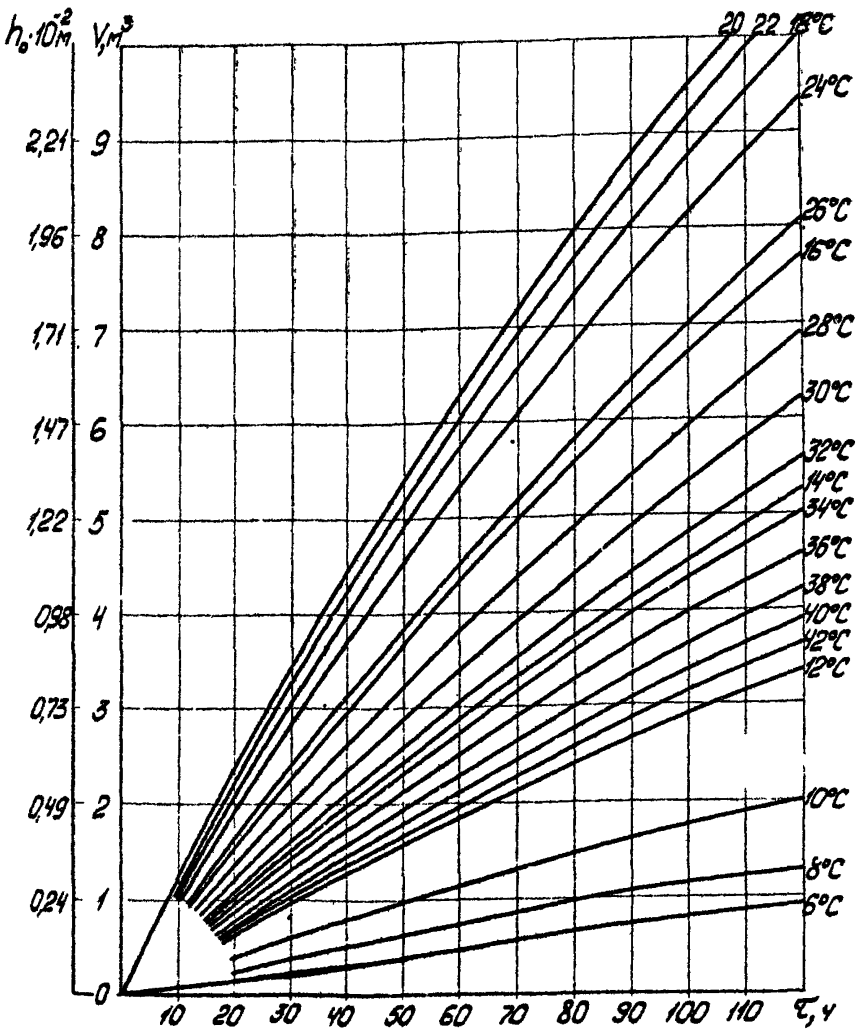


Рис. II. Количество донного смоло-парафинового осадка, образующегося в резервуаре РВС-5000 в течение одного цикла заполнения-опорожнения его в зависимости от времени и температуры хранения рошалькинской нефти

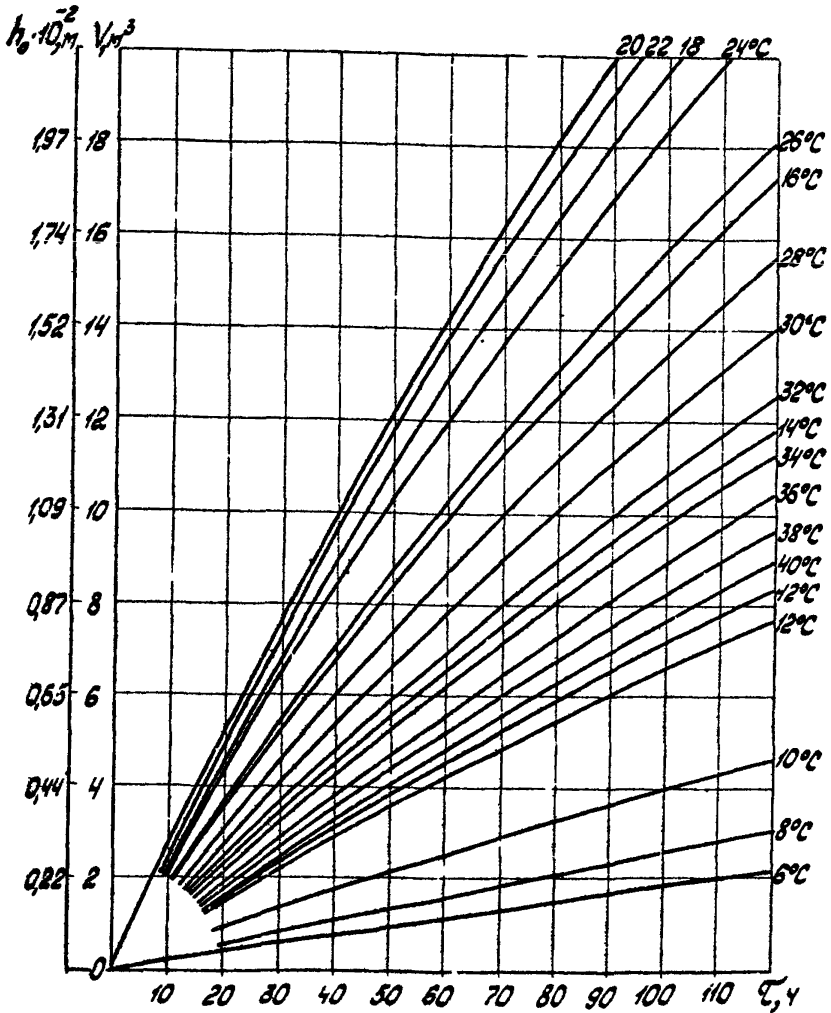


Рис. 12. Количество донного смоло-парафинового осадка, образующегося в резервуаре РВС-10000 в течение одного цикла заполнения-опорожнения его в зависимости от времени и температуры хранения ромашкинской нефти

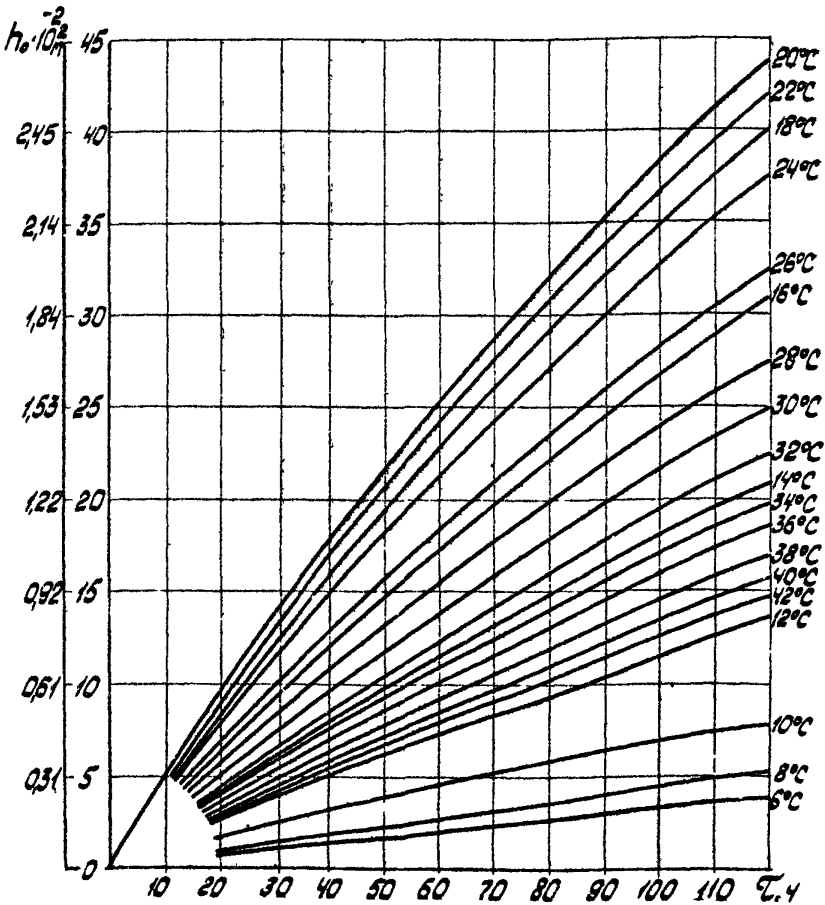


Рис. 13. Количество донного смоло-парафинового осадка, образующегося в резервуаре РВС-20000 в течение одного цикла заполнения-опорожнения его в зависимости от времени и температуры хранения ромашкинской нефти

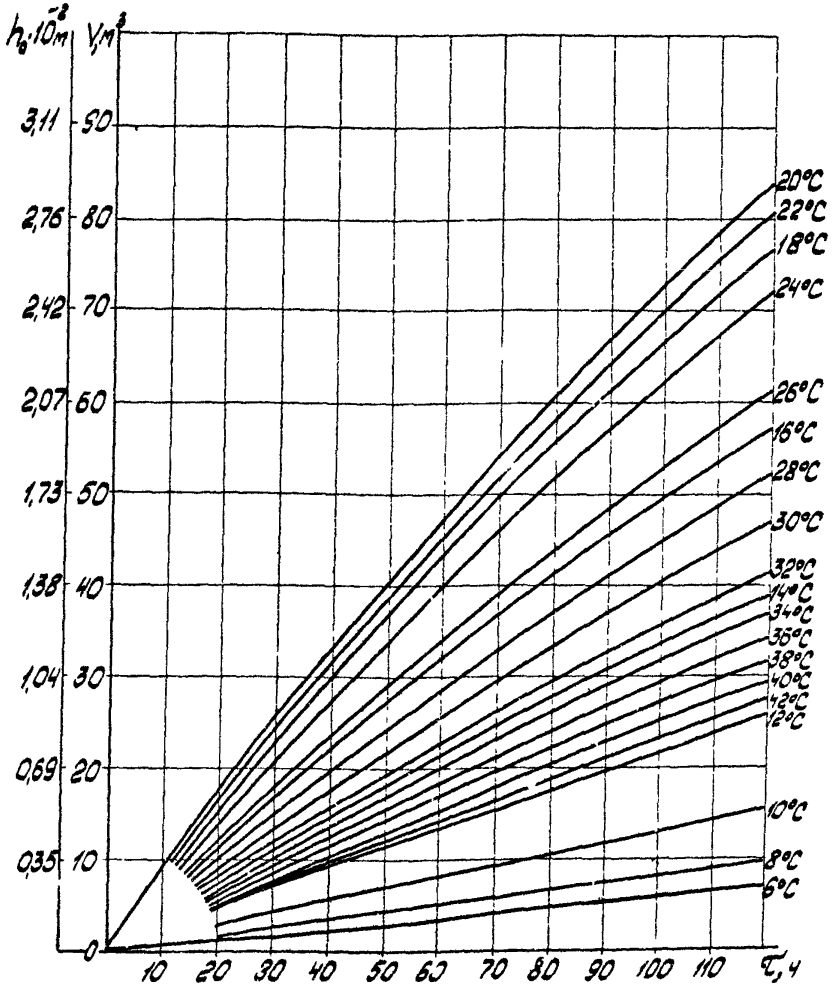


Рис. 14. Количество донного смоло-парафинового осадка, образующегося в резервуаре РВС-50000 в течение одного цикла заполнения-опорожнения его в зависимости от времени и температуры хранения ромашкинской нефти

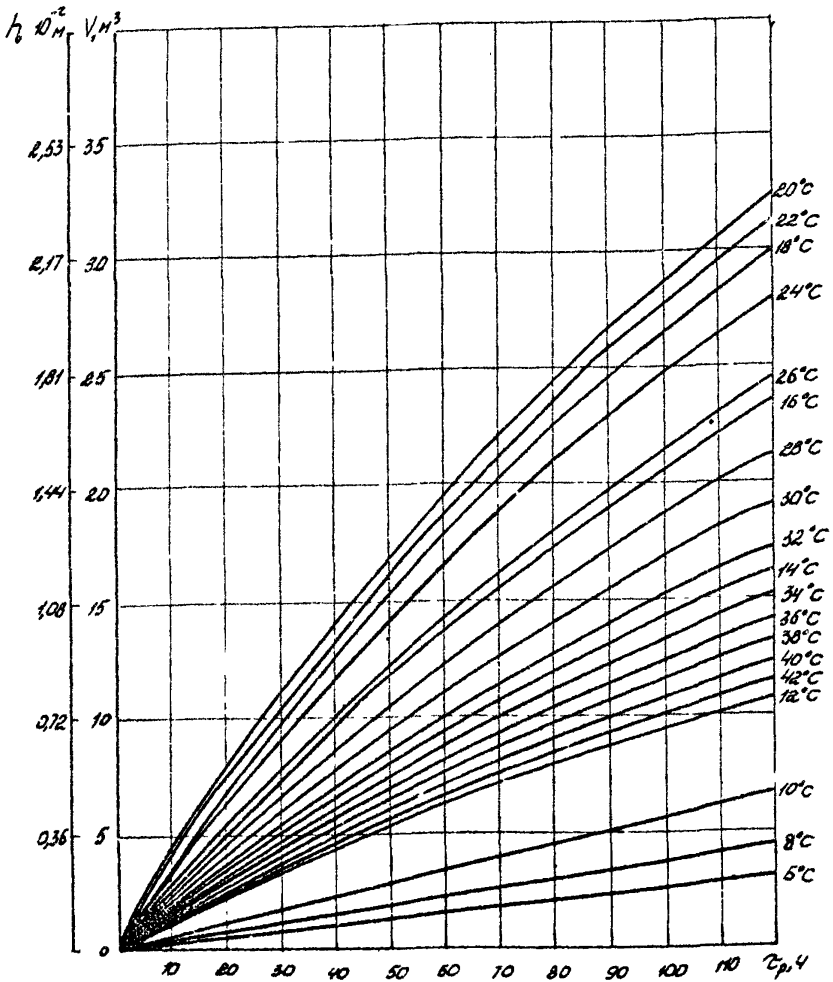


Рис. 15. Количество донного смоло-парафинового осадка, образующегося в резервуаре КБР-10000 в течение одного цикла заполнения-опорожнения его в зависимости от времени и температуры хранения ромашкинской нефти

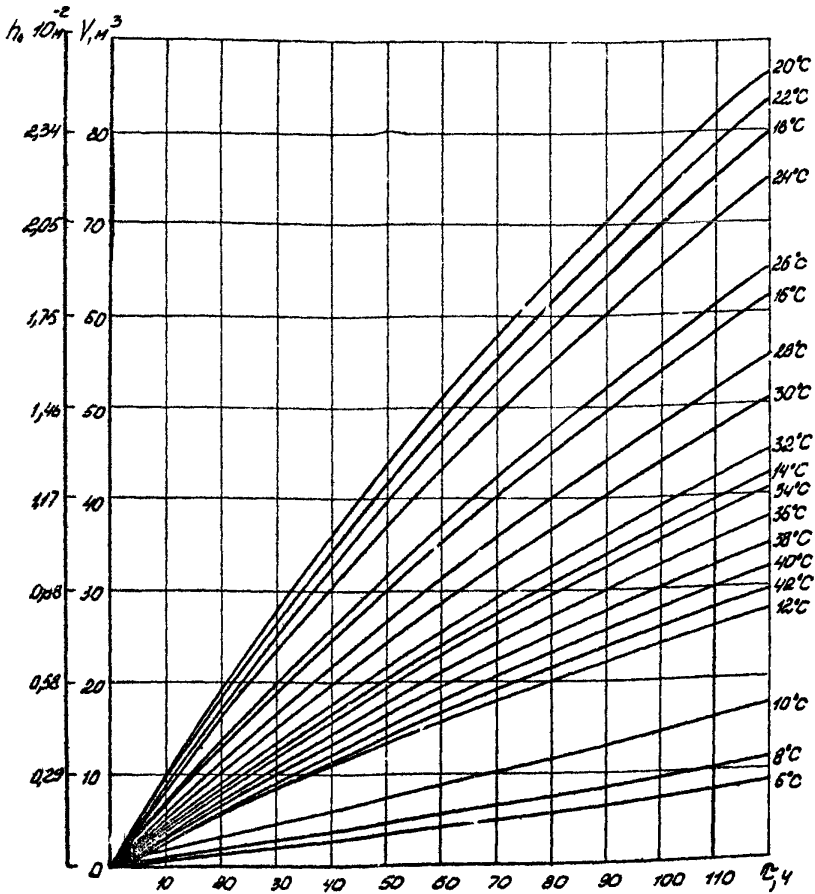


Рис. 16. Количество донного смоло-парафинового осадка, образующегося в резервуаре ЖБР-30000 в течение одного цикла заполнения-опорожнения его в зависимости от времени и температуры хранения ромашкинской нефти

в) Графики для определения величины  
донного смоло-парафинового осадка  
в нефтяных резервуарах с мушкетер-  
ской нефтью

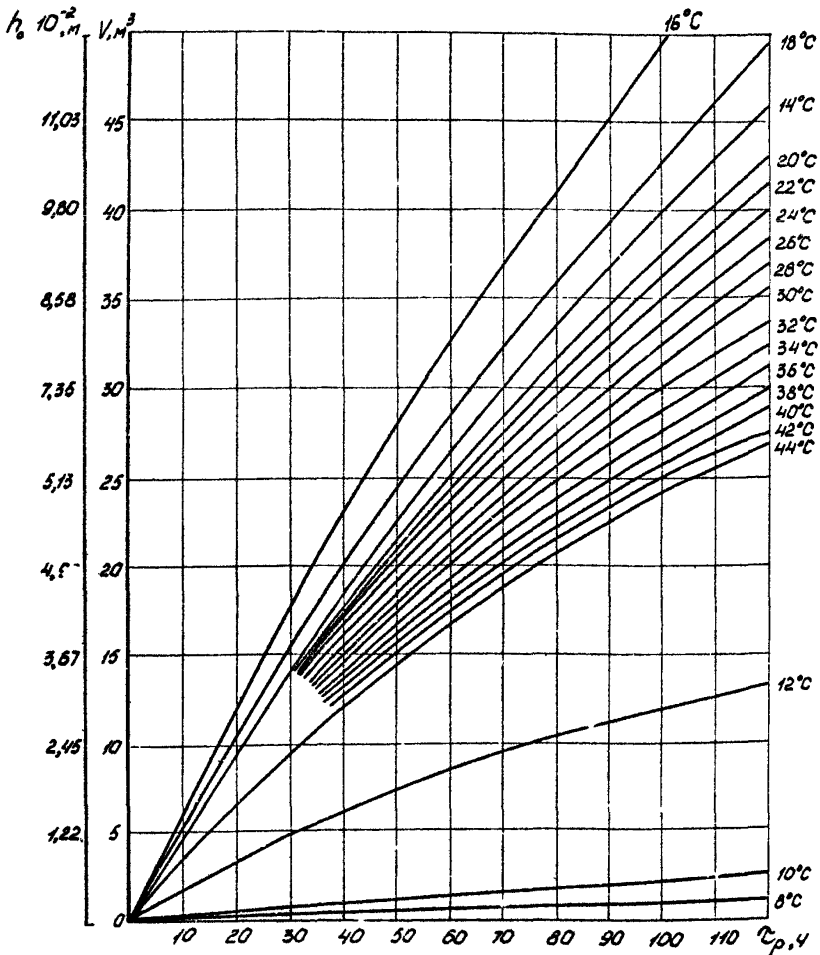


Рис. 17. Количество донного смоло-парафинового осадка, образующегося в резервуаре РВС-5000 в течение одного цикла заполнения-опорожнения его в зависимости от времени и температуры хранения мухановской нефти



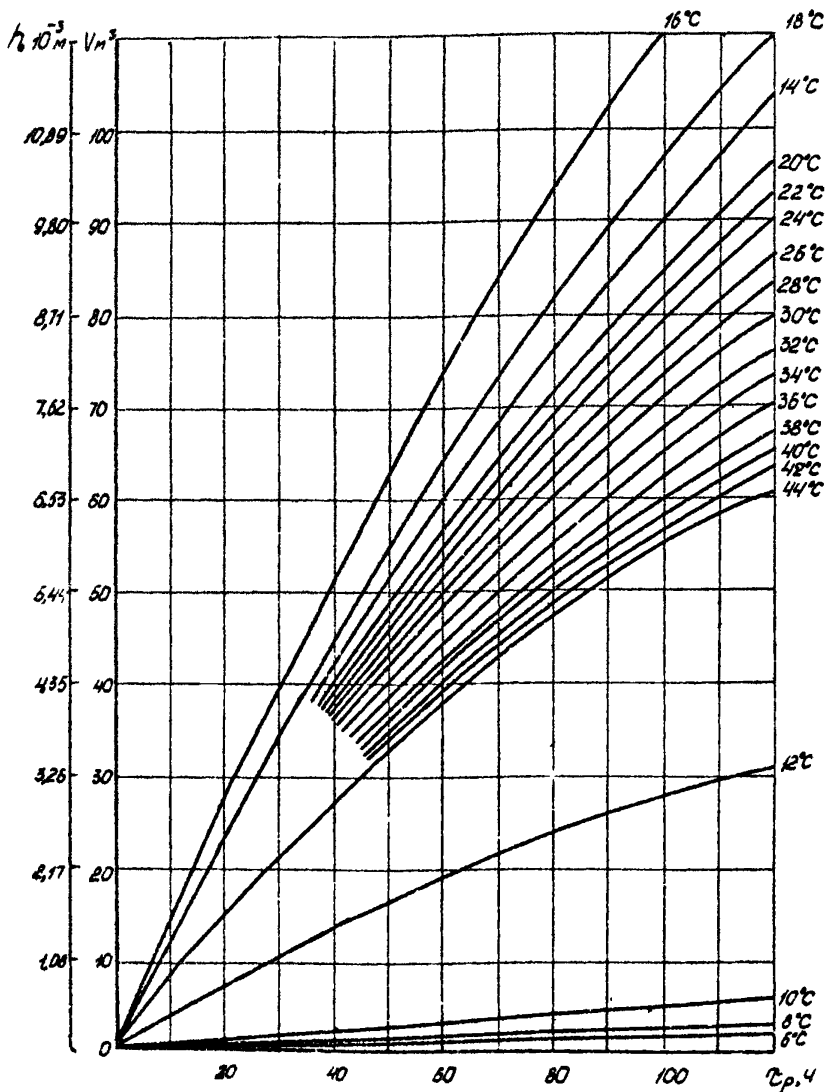


Рис. 18. Количество донного смодо-парафинового осадка, образующегося в резервуаре РВС-10000 в течение одного цикла заполнения-опорожнения его в зависимости от времени и температуры хранения муромовской нефти

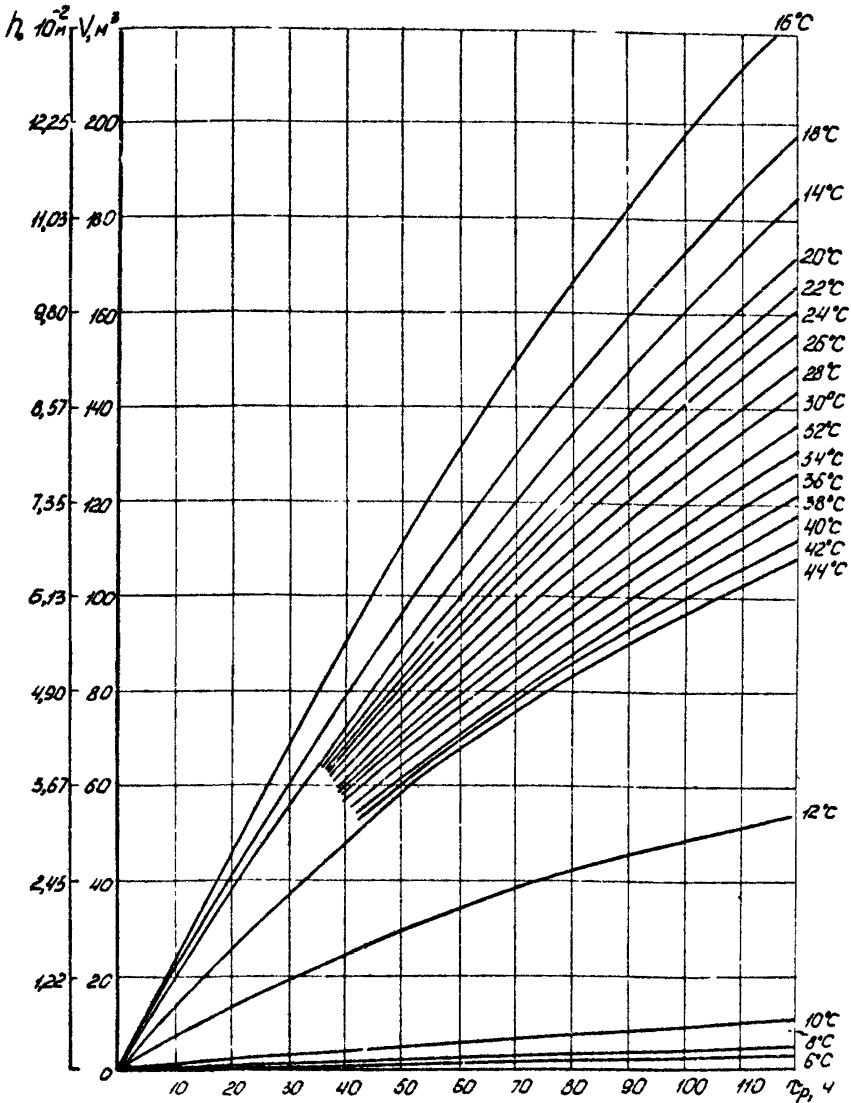


Рис. 19. Количество донного смоло-парафинового осадка, образующегося в резервуаре РВС-20000 в течение одного цикла заполнения-опорожнения его в зависимости от времени и температуры хранения мухановской нефти

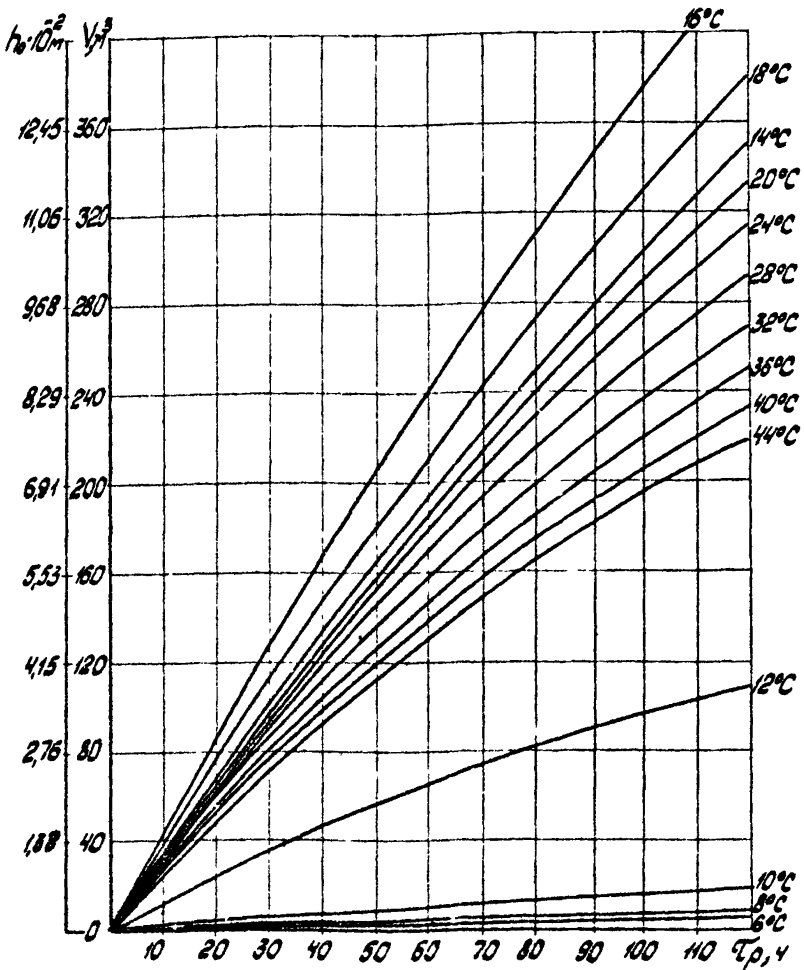


Рис. 20. Количество донного смоло-парафинового осадка, образующегося в резервуаре РВС-50000 в течение одного цикла заполнения-опорожнения его в зависимости от времени и температуры хранения мухановской нефти

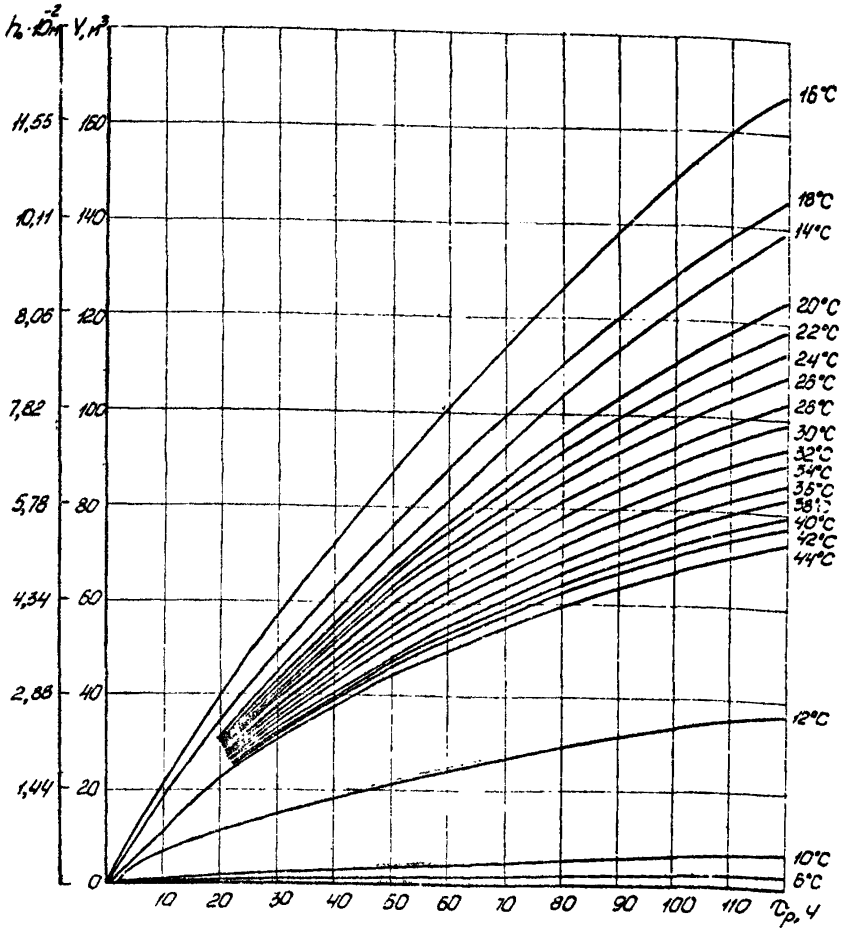


Рис. 21. Количество донного смоло-парафинового осадка, образующегося в резервуаре ЖБР-10000 в течение одного цикла заполнения-опорожнения его в зависимости от времени и температуры хранения мухановской нефти

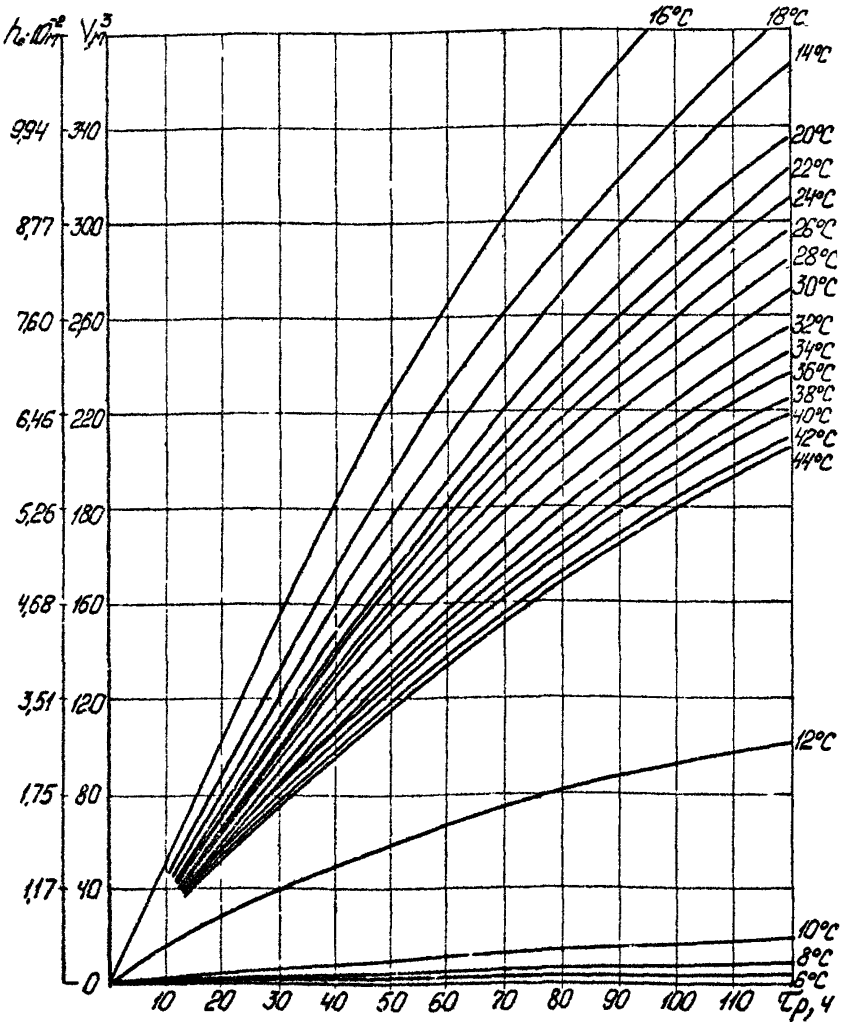


Рис. 22. Количество донного смоло-парафинового осадка, образующегося в резервуаре ЖБР-30000 в течение одного цикла заполнения-опорожнения его в зависимости от времени и температуры хранения мухановской нефти

г) Графики для определения величины  
донного смоло-парафинового осадка  
в нефтяных резервуарах с кулешов-  
ской нефтью

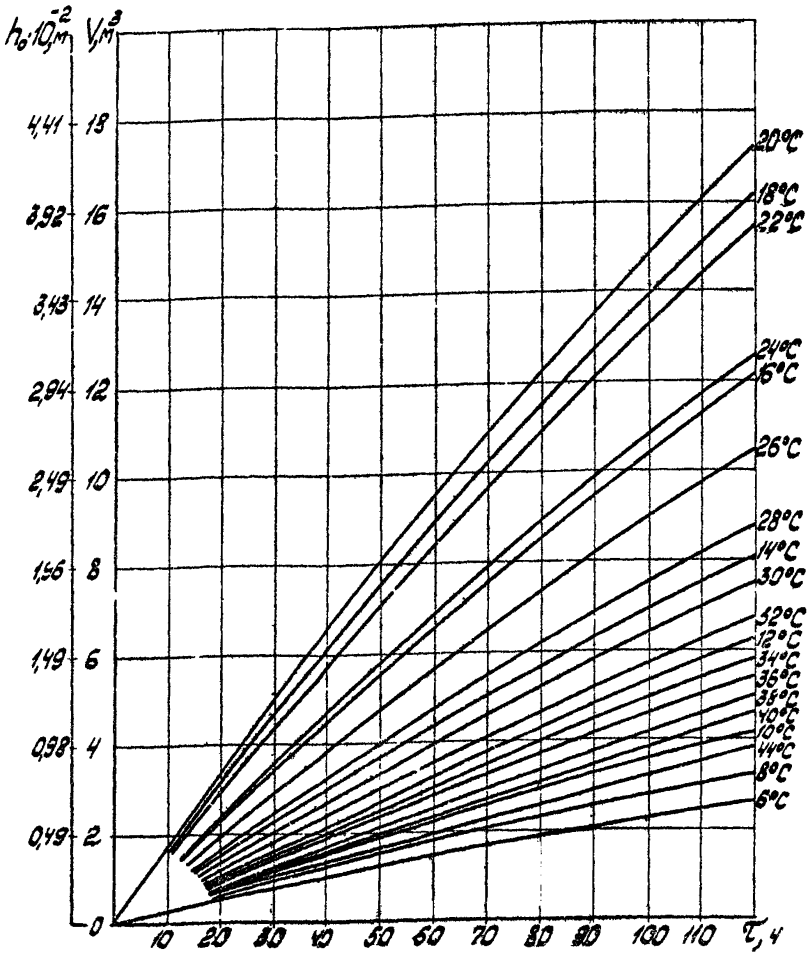


Рис. 23. Количество донного смоло-парафинового осадка, образующегося в резервуаре РВС-5000 в течение одного цикла заполнения-опорожнения его в зависимости от времени и температуры хранения кулешовской нефти

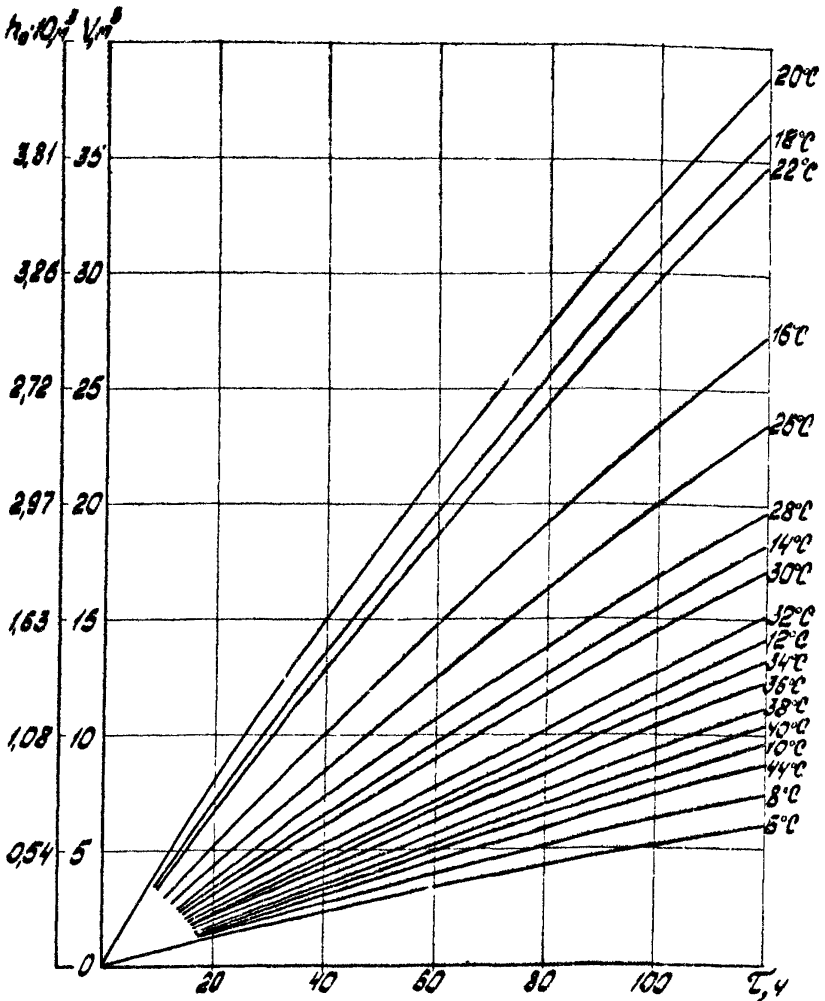


Рис. 24. Количество донного смоло-парафинового осадка, образующегося в резервуаре РВС-10000 в течение одного цикла заполнения-опорожнения его в зависимости от времени и температура хранения кузловской нефти



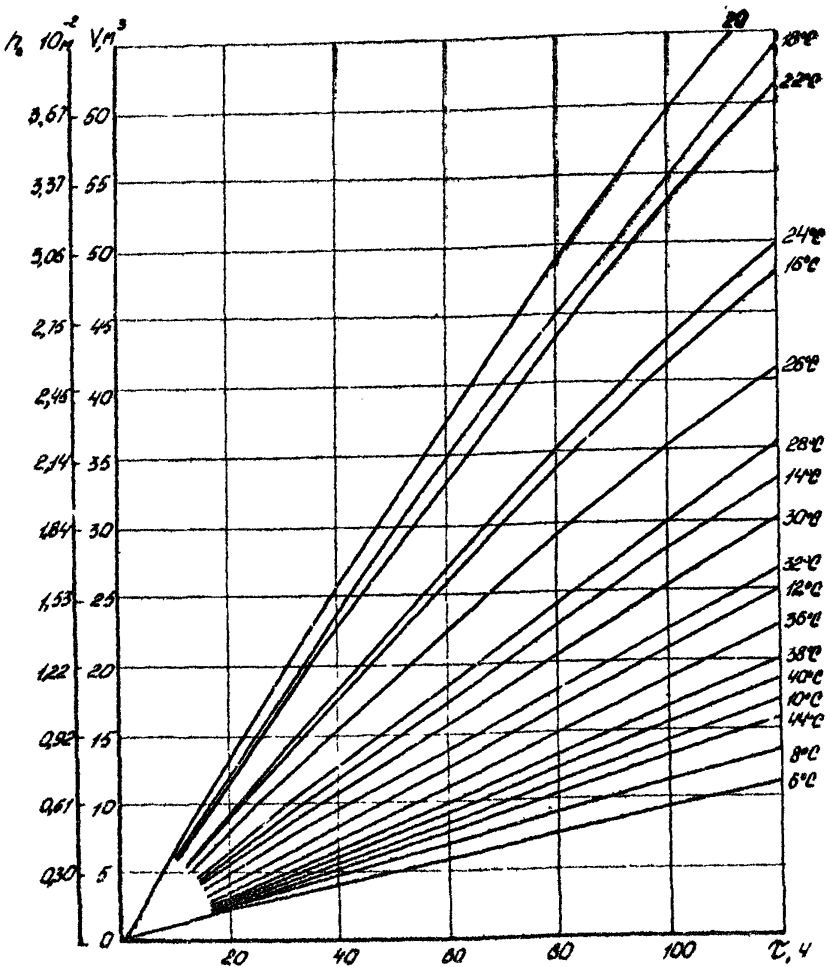


Рис. 25. Количество донного смоло-парафинового осадка, образующегося в резервуаре РВС-20000 в течение одного цикла заполнения-опорожнения его в зависимости от времени и температуры хранения кулешовской нефти

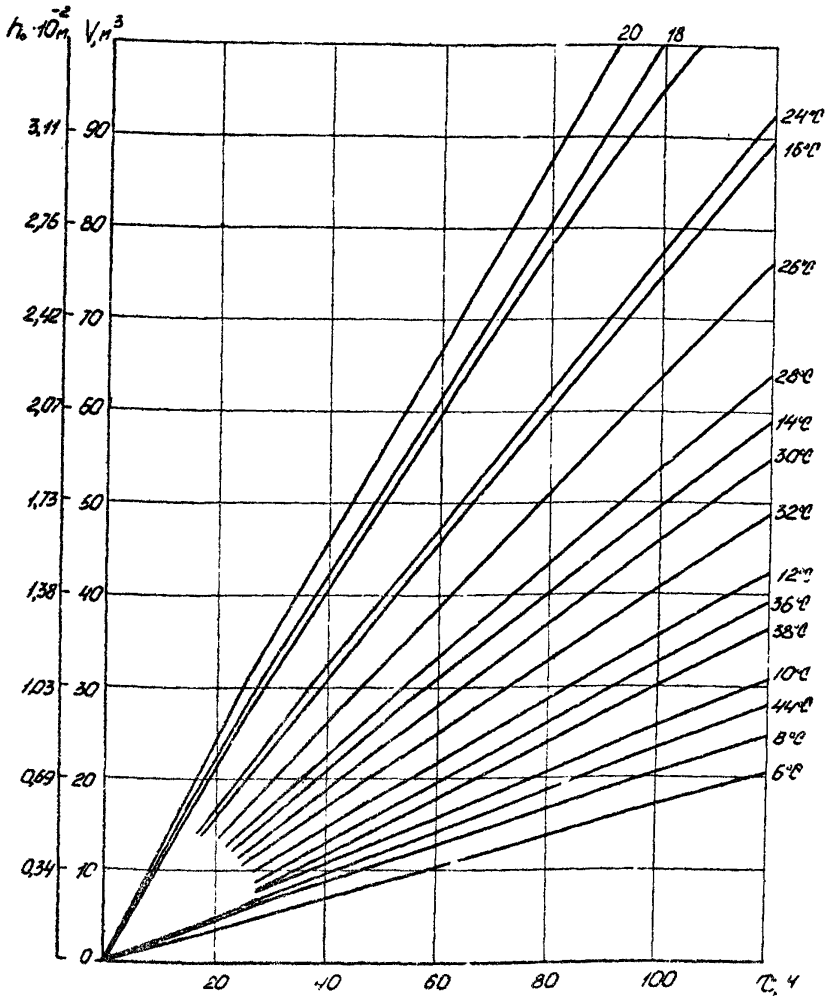


Рис. 26. Количество донного смоло-парафинового осадка, образующегося в резервуаре РВС-50000 в течение одного цикла зрительная-спорожнения его в зависимости от времени и температура хранения кубовской нефти

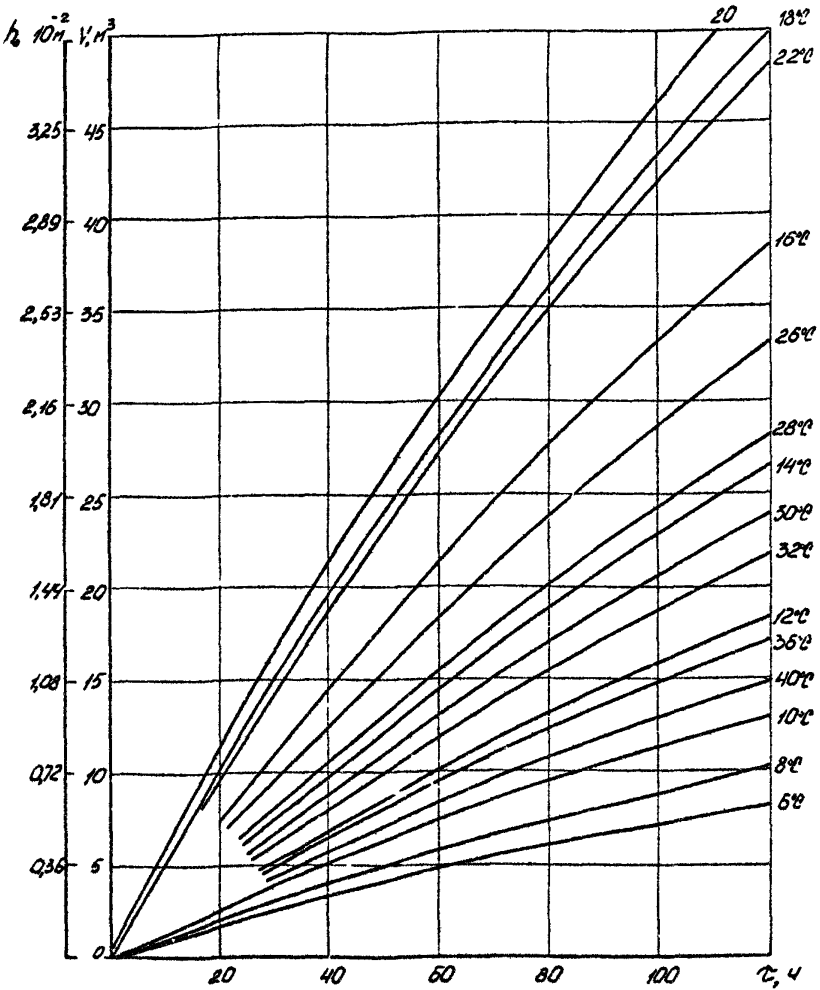


Рис.27. Количество донного смоло-тарашевого осадка, образующегося в резервуаре ХБР-10000 в течение одного цикла заполнения-опорожнения его в зависимости от времени и температуры хранения кузововской нефти

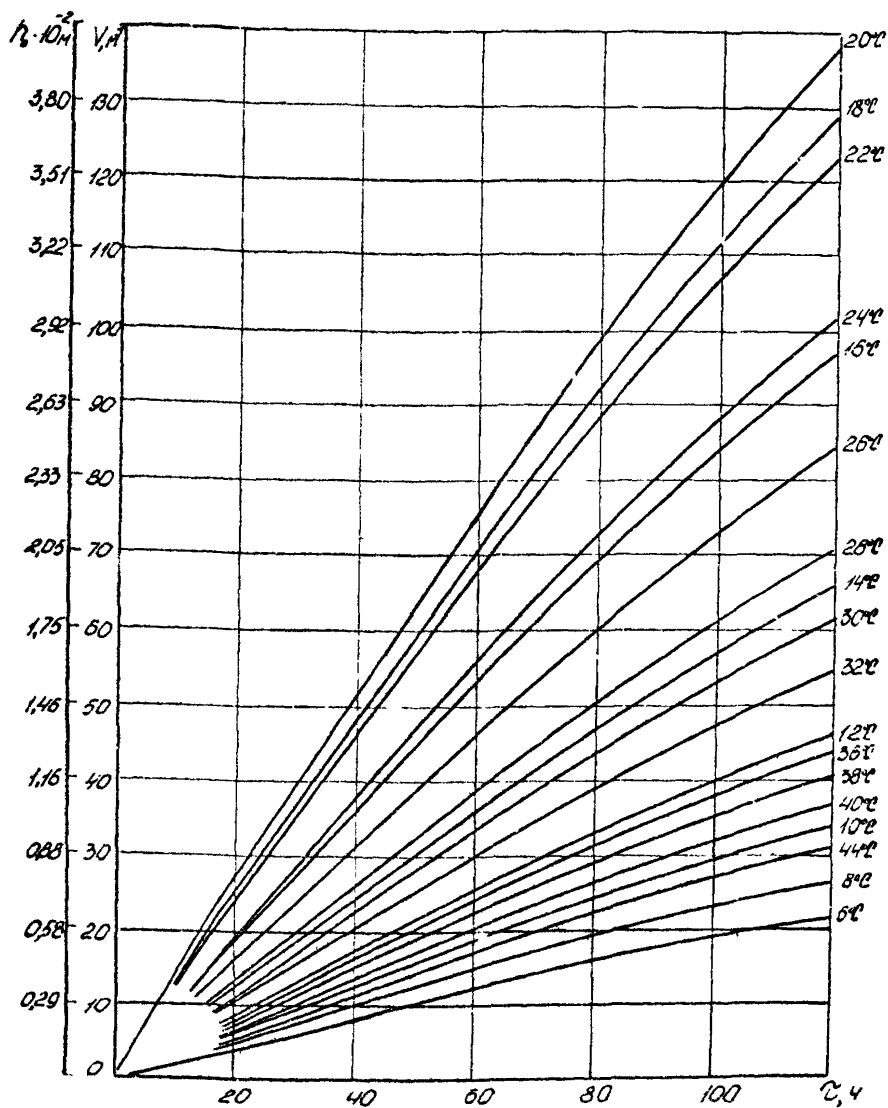


Рис.28. Количество донного смоло-парафинового осадка, образующегося в резервуаре КБР-30000 в течение одного цикла заполнения-опорожнения его в зависимости от времени и температуры хранения кулямовской нефти

## СОДЕРЖАНИЕ

	Стр.
1. Общие положения	3
2. Замер величины образующегося и накапливающегося донного парафинистого осадка в нефтяных резервуарах	5
3. Требования безопасности при проведении замеров	13
4. Расчет величины образующегося донного парафинистого осадка в нефтяных резервуарах	15
5. Пример расчета	16
6. Результаты расчетов	17
7. Список литературы	21
Приложение 1. Пример заполнения журнала с регистрацией высоты донных парафинистых отложений в нефтяных резервуарах	22
Приложение 2. Графики для определения величины донного смоло-парафинового осадка, образующегося в нефтяных резервуарах при хранении различных нефтей	23
а) Графики для определения величины донного смоло-парафинового осадка в нефтяных резервуарах с тюменской нефтью	24
б) Графики для определения величины донного смоло-парафинового осадка в нефтяных резервуарах с ромашкинской нефтью	31
в) Графики для определения величины донного смоло-парафинового осадка в нефтяных резервуарах с мухановской нефтью	38

	Стр.
г) Графики для определения величины донного смоло-парафинового осадка в нефтяных резервуарах с кулешовской нефтью	45

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ  
М Е Т О Д И К А  
ОПРЕДЕЛЕНИЯ ВЕЛИЧИНЫ ДОННЫХ ПАРАФИНИСТЫХ  
ОТЛОЖЕНИЙ В НЕФТЯНЫХ РЕЗЕРВУАРАХ  
РД 39-30-1053-84

ВНИСПНефть  
450055, г.Уфа, просп.Октября, 144/3  
Редактор Г.Л.Левченко  
Технические редакторы В.В.Антошкина  
И.А.Кучерова

---

Подписано к печати 3.09.1984 г.  
Формат 60x90 1/16. Уч.-изд.л.2,5. Тираж 150 экз.  
Заказ 151

---

Ротапринт ВНИСПНефтя