МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

ВНИИСПТнефть

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ ВЕЛИЧИНЫ ДОННЫХ ПАРАФИНИСТЫХ ОТЛОЖЕНИЙ В НЕФТЯНЫХ РЕЗЕРВУАРАХ

РД 39-30-1053-84

1984

gost.e-ecolog.ru

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, ЖБР-10000 и ЖБР-30000 в зависимости от времени (0÷120 ч) и температуры (5÷44 ^{0}С) хранения, выполненные для нефтей Западной Сибири и Урало-Поволжья (тюменской, ромашкинской, мухановской и кулешовской).

Методика разработана сотрудниками ВНИИСПТнефти 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 средством, 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.I. В настоящей методике использованы материалы нормативно-технических документов и стандартов [I-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.

I.2. При применении методики на практике используются в случае уточнённых замеров величины донных парафинистых отложений все типы резервуарных люков.

I.3. Методика позволяет для основных типоразмеров резервуаров, эксплуатируемых на тюменской, 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.

I.4. В методике приняты следующие обозначения:

D_p - диаметр резервуара, м;

H_p - высота резервуара, м;

V_p - объем резервуара, $м^3$;

V_o - объем донного парафинистого осадка, $м^3$;

M_o - масса донного парафинистого осадка, кг;

F_p - площадь днища резервуара, $м^2$;

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

$h_{баз}$ - базовая (трафаретная) высота замерного люка, м;

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

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

n - общее число замерных люков в резервуаре;

α - коэффициент заполнения резервуара;

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

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

$A_n B$ - постоянные нефти, зависящие от ее природы и температуры;

$K = \frac{D_5}{H_{рс}}$ – коэффициент пропорциональности высот емкости-модели и резервуарной емкости;

$\rho_н$ – плотность нефти, кг/м^3;

$\rho_о$ – плотность донного осадка, кг/м^3;

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

I.5. Для выполнения расчетов по данной методике необходимо иметь ряд данных, которые могут быть разделены на две группы, перечисленные ниже.

I.5.I. Сведения о технико-эксплуатационной характеристике резервуара:

а) диаметр;

б) высота;

в) объем;

г) максимальная высота подъема понтона (при его наличии);

д) коэффициент заполнения.

I.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 ПАРАФИНИСТОГО ОСАДКА В НЕФТЯНЫХ РЕЗЕРВУАРАХ

2.I. 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 кромками, 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 перекрытии 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. I. Общий вид устройства для замера донных парафинистых отложений в нефтяных резервуарах:

I - металлическая измерительная рулетка по ГОСТ 7502-80;

2 - стандартный лот (груз) по ГОСТ 7502-80;

3 - плоская пластинка диаметром 80-90 мм и толщиной 3-4 мм с загнутыми кромками

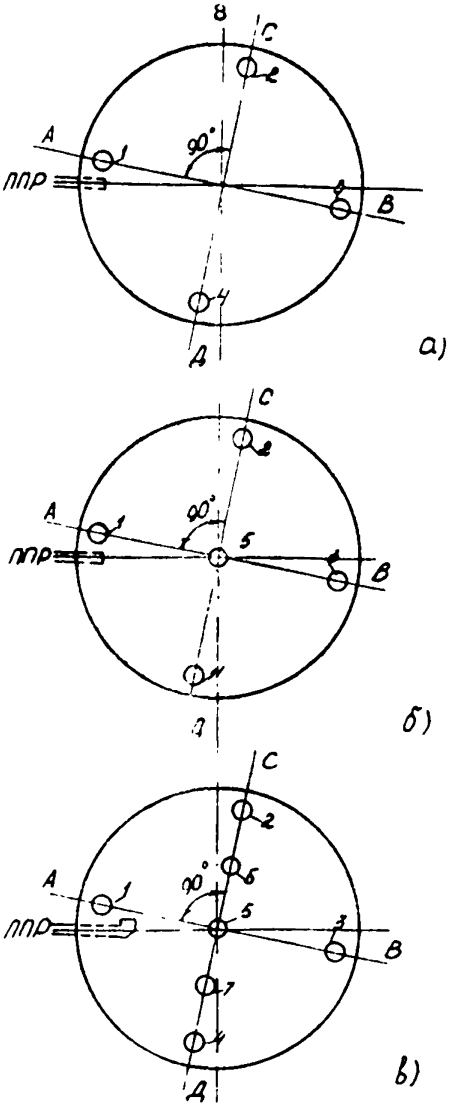


Рис.2.Принципиальные схемы размещения люков для замера донных парафинистых отложений на перекрытии нефтяных резервуаров:

а) резервуары емкостью до 10000м^3 с боковым вводом ШПР;
б) резервуары емкостью свыше 10000м^3 с боковым вводом ШПР;
в) резервуары всех емкостей с донным вводом ШПР;
1 - существующий замерный люк;2,3,4,5,6,7- существующие световые и дополнительные замерные люки,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, ограждённой 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.

$$h_{oi} = h_{баз} - h_{зам} \qquad (I)$$

2.7. Базовую (трафаретную) высоту [5] измеряют как расстояние по вертикали между днищем в точке касания лото 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 отсчётах более I мм измерения повторяют и из 3-х наиболее близких отсчетов будут среднее, т.е.

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

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

ров в отдельных ликах по выражению:

$$h_{оф} = \frac{\sum_{i=1}^{i=n} h_{oi}}{n} \qquad (3)$$

2.II. Высота осадка, замеренная в существующем замерном лике, из-за его расположения вблизи ШПР всегда меньше высоты осадка, замеренной в других люках и может иметь даже нулевую величину. В последнем случае этот результат замера следует исключить при уточнённом расчёте, т.к. его учёт значительно снизит среднюю высоту донного осадка, рассчитанную по формуле (3). Поэтому замер высоты осадка через этот лик может не производиться.

2.I2. Замер донного парафинистого осадка в нефтяных резервуарах следует осуществлять не реже I раза в месяц (целесообразно перед включением в работу системы размыва осадка), сдренировав предварительно воду.

2.I3. *В результате влияния на процесс накопления донного парафинистого осадка движения поступающей через ШПР жидкости* появляются зоны максимальных и минимальных отложений, особенно характерные для резервуаров с боковым расположением ШПР (рис.3). В зависимости от скорости входящей через ШПР нефти (I÷2 м/с) зоны минимальных отложений составляют (при закачке через один патрубок) в резервуарах РВС-5000 от 2,2 до 8,6%, в РВС-I0000 от I,2 до 4,9%, в РВС-20000 от I,I до 4,3%, в РВС-50000 от I,2 до 4,8%, в ЖБР-I0000 от 3,6 до I4,6%, в ЖБР-30000 от 0,0I до 0,05% площади днища перечисленных резервуаров.

2.I4. 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 люков. Для этого

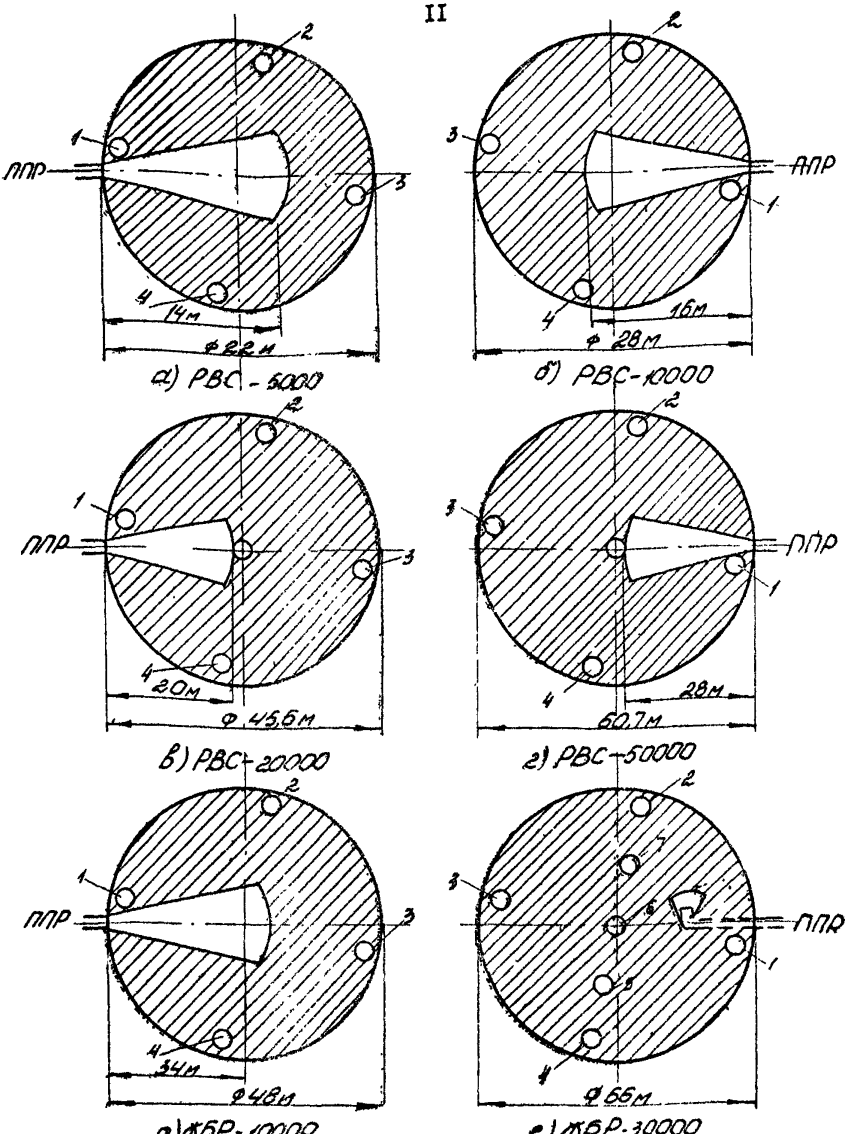


Рис. 3. Зоны распределения смоло-парафинового осадка на днище нефтяных резервуаров:

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 И = 2 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 ПРР в 2-3 люках (см.№ 2,3,4 на рис.2 и 3), с донным вводом ПРР 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 ПРР.

2.I5. Учитывая симметричность расположения по отношению к ПРР 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.I3. То есть в резервуарах, имеющих горизонтальные ПРР, для ориентировочного определения величины осадка замеры могуть быть выполнены только в двух люках - №2 и № 3 (рис.2,3).

2.I6. 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.I7. 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 эталоном 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 крышки замерных люков должны быть плотно прикрыты.

3.4. Во время грозы замеры в резервуарах категорически воспрещаются.

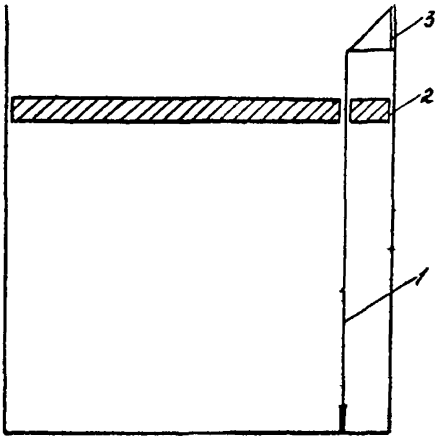


Рис. 4. Принципиальная схема установки в резервуаре с плавающим покрытием стационарной мерной ленты:

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.I. При отсутствии возможности проведения замеров донных парафинистых отложений допускается в случае нормальной эксплуатации нефтяных резервуаров определение величины осадка в них путём расчета 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:

$$C_{op} = \frac{K\tau_p}{K\tau_p A + B}. \qquad (4)$$

4.3. Масса донного резервуарного парафинистого осадка рассчитывается по формуле:

$$M_o = \frac{C_{op} \cdot F_p \cdot H_p \alpha}{100} \cdot \rho_н n_{об}. \qquad (5)$$

4.4. Объём донного резервуарного парафинистого осадка вычисляется по формуле:

$$V_o = \frac{C_{op} \cdot F_p \cdot H_p \alpha}{100 \rho_o} \cdot \rho_н n_{об}. \qquad (6)$$

4.5. Высота донного резервуарного парафинистого осадка определяется по формуле:

$$h_o = \frac{C_{op} H_p \alpha}{100 \rho_o} \cdot \rho_н n_{об}. \qquad (7)$$

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°С) с интервалом в 1°С, приведены для тюменской, ромашкинской, мухановской и кулешовской нефтей в таблице ниже.

5. ПРИМЕР РАСЧЁТА

5.1. Исходные данные.

Резервуар РВС-20000: $Д_р$=45,6 м; $H_р$=I2 м; α = 0,95; $F_р$ = I632,298 м^2; t = (6÷44°С)* с интервалом в 2°С; K=0,0438; $\tau_р$ = (I0, 20, 40, 60, 80, I00, I20)4; А и В (см. табл.).

Нефть тюменская**: t=20°С; $\rho_{нефт}$=854 кг/м^3; $\rho_{воды}$=900 кг/м^3.

Рассмотрим расчет при одной температуре, например, при температуре 20°С и времени хранения $\tau_р$ = I0ч.

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

$$C_{ор} = \frac{0,0438 \times I0}{0,0438 \times I0 \times 0,626 + I5,65} = 0,0275I \text{ \% масс.}$$

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

$$V_о = \frac{0,0275I \times I632,298 \times I2 \times 0,95}{I00 \times 900} = 4,86 \text{ м}^3 .$$

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

$$h_о = \frac{0,0275 \times I2 \times 0,95 \times 854}{I00 \times 900} = 0,00297 \text{ м} = 2,97 \text{ см} .$$

---

* Выбор указанного диапазона температур обусловлен температурным режимом, наблюдаемым на практике в нефтяных резервуарах.

** Тюменская нефть – это смесь нефтей месторождений Западной Сибири.

Таблица

Значения постоянных коэффициентов
А и В для парафинистых нефтей

°С	Нефти							
	Тюменская		Ромашкинская		Мухановская		Кулешовская	
	А	В	А	В	А	В	А	В
5	I8,0	264	3,090	243,20	9,876	262,40	2,872	79,960
6	I6,5	268	2,900	2I8,00	8,800	224,00	2,550	70,50
7	I3,0	244	2,720	I88,00	7,550	I87,00	2,250	64,50
8	I3,2	220	2,530	I57,00	6,250	I47,00	I,950	59,50
9	II,5	204	2,340	I30,00	5,000	I06,00	I,550	53,50
I0	I0,223	I85,0	2,I58	I00,00	3,946	69,I8	I,300	48,00
II	8,250	I6I,5	I,980	73,00	2,620	30,00	0,950	42,50
I2	6,500	I38,0	I,790	58,00	I,350	I0,00	0,650	36,50
I3	4,750	II6,5	I,6I0	46,00	0,450	6,00	0,520	3I,50
I4	3,000	96,0	I,440	36,50	0,200	4,00	0,460	26,00
I5	I,744	72,50	I,26I	29,99	0,I72	2,94	0,426	20,62
I6.	0,877	52,50	I,I50	24,00	0,I90	3,I0	0,4I6	I7,00
I7	0,740	37,00	1,060	20,00	0,2I0	3,30	0,390	I4,00
I8	0,670	27,50	I,0I0	I7,80	0,230	3,50	0,380	I2,50
I9	0.640	20,00	0,980	I6,50	0,262	3,70	0,370	II,70
20	0,626	I5,65	0,997	I6,00	0,298	3,85	0,379	II,52
2I	0,627	I2,70	I,020	I5,50	0,3I5	3,86	0,380	I2,00
22	0,628	I0,50	I,050	I6,50	0,330	3,88	0,383	I3,00
23	0,629	9,00	I,070	I7,00	0,345	3,90	0,386	I4,50
24	0,630	8,00	I,090	I9,00	0,360	3,92	0,390	I6,50
25	0,63I	8,II	I,I06	20,55	0,375	3,94	0,395	I8,59
26	0,634	8,50	I,I00	23,00	0,390	4,00	0,4I0	20,00
27	0,638	I0,00	I,I20	25,50	0,405	4,05	0,425	22,00
28	0,642	II,70	I,I40	27,50	0,420	4,I0	0,435	24,00
29.	0,646	I4,00	I,I50	29,50	0,440	4,I5	0,450	26,00
30.	0,650	I6,6I	I,I80	30,98	0,454	4,2I	0,460	28,04
3I	0,654	I9,0	I,200	33,00	0,470	4,26	0,470	30,00
32	0,658	2I,5	I,220	35,I0	0,490	4,3I	0,485	3I,80
33	0,662	24,0	I,240	37,20	0,500	4,37	0,500	34,00
34	0,665	27,0	I,255	43,8	0,520	4,42	0,5I0	36,50
35	0,670	29,5	I,275	4I,6	0,540	4,48	0,525	37,50

°С	Нефти							
	Тюменская		Ромашкинская		Мухановская		Кулешовская	
	А	В	А	В	А	В	А	В
36	0,674	32,0	I,290	43,0	0,555	4,53	0,540	39,50
37	0,677	24,5	I,3I5	45,0	0,570	4,58	0,555	4I,5
38	0,68I	37,0	I,330	47,0	0,585	4,64	0,565	43,5
39	0,685	39,5	I,350	49,0	0,600	4,69	0,580	45,0
40	0,689	42,5	I,375	5I,0	0,620	4,75	0,695	47,00
4I	0,693	45,0	I,390	53,0	0,635	4,79	0,605	49,00
42	0,697	47,5	I,4I0	55,0	0,650	4,85	0,6I0	5I,00
43	0,700	50,5	I,430	57,0	0,670	4,90	0,630	53,00
44	0,705	53,0	I,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°С) и времени хранения τ_p = (I0÷I20)ч.

5.6. Плотности нефти и донного осадка, необходимые при проведении расчётов по оценке величины донного осадка, определяются по отобранным пробам опытным путём согласно ГОСТу 3900-47 [7] для одной температуры, например, 20°С. А для других температур эти параметры рассчитываются по известной формуле.

5.7. Расчёты в соответствии с вышеприведенными формулами (4), (6) и (7) концентрации оседающей смоло-парафиновой взвеси, объёма и высоты донного парафинистого осадка выполнены для наиболее распространенных в системе транспорта и хранения нефтяных резервуаров РВС-5000, РВС-I0000, РВС-20000, РВС-50000, ЖБР-10000 и ЖБР-30000.

6. РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТОВ

6.I. Результаты проведенных по формулам (4),(6) и (7) расчетов величины донных парафинистых отложений в нефтяных резервуарах для рассматриваемых в диапазоне (6÷44°С) температур с интервалом в 2°С в течение пятисуточного хранения нефти (τ_p=I20ч) 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 тименской, ромашкинской, мухановской и кулешовской нефтей.

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

$$h_o = \sum_{i=n}^{i=1} h_{oi} . \qquad (8)$$

7. СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

I. 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, ВНИИСПТнефть, 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 $м^3$. Методы и средства поверки.

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

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

Приложение I
Справочное

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 ($h_{баз}$), замеряемая до поверхности донного ($h_{зам}$), толщина донного осадка (h_{oi}), см.											Средняя высота (толщина) донного осадка
		Люк № 1			Люк № 2			Люк № n					
		$h_{баз}$	$h_{зам.}$	h_{oi_1}	$h_{баз.2}$	$h_{зам.2}$	$h_{oi\,2}$			$h_{баз.n}$	$h_{зам.n}$	$h_{oi\,n}$	
I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0	II	I2	I3	I4

№

Примечание: I. $h_{oi} = h_{баз.} - h_{зам.}$

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

3. $h_{оср} = \dfrac{\sum\limits_{i=1}^{i=n} h_{oi}}{n}$

Приложение 2

Г Р А Ф И К И

ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ВЕЛИЧИНЫ ДОННОГО СМОЛО-ПАРАФИНОВОГО ОСАДКА, ОБРАЗУЮЩЕГОСЯ В НЕФТЯНЫХ РЕЗЕРВУАРАХ ПРИ ХРАНЕНИИ РАЗЛИЧНЫХ НЕФТЕЙ

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

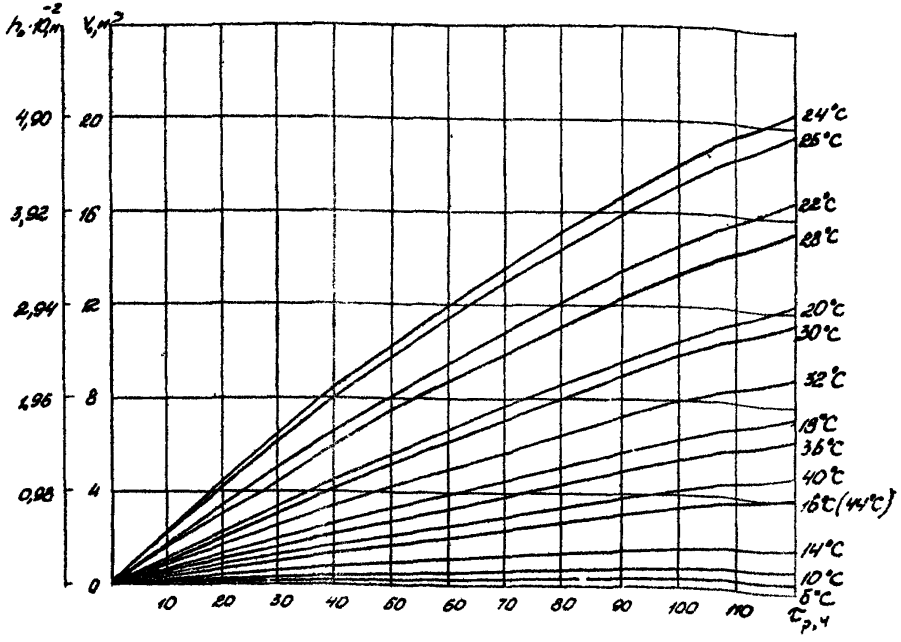


Рис. 5. Количество донного смоло-парафинового осадка, образующегося в резервуаре РВС-5000 в течение одного цикла заполнения-опорожнения его в зависимости от времени и температуры хранения тюменской нефти

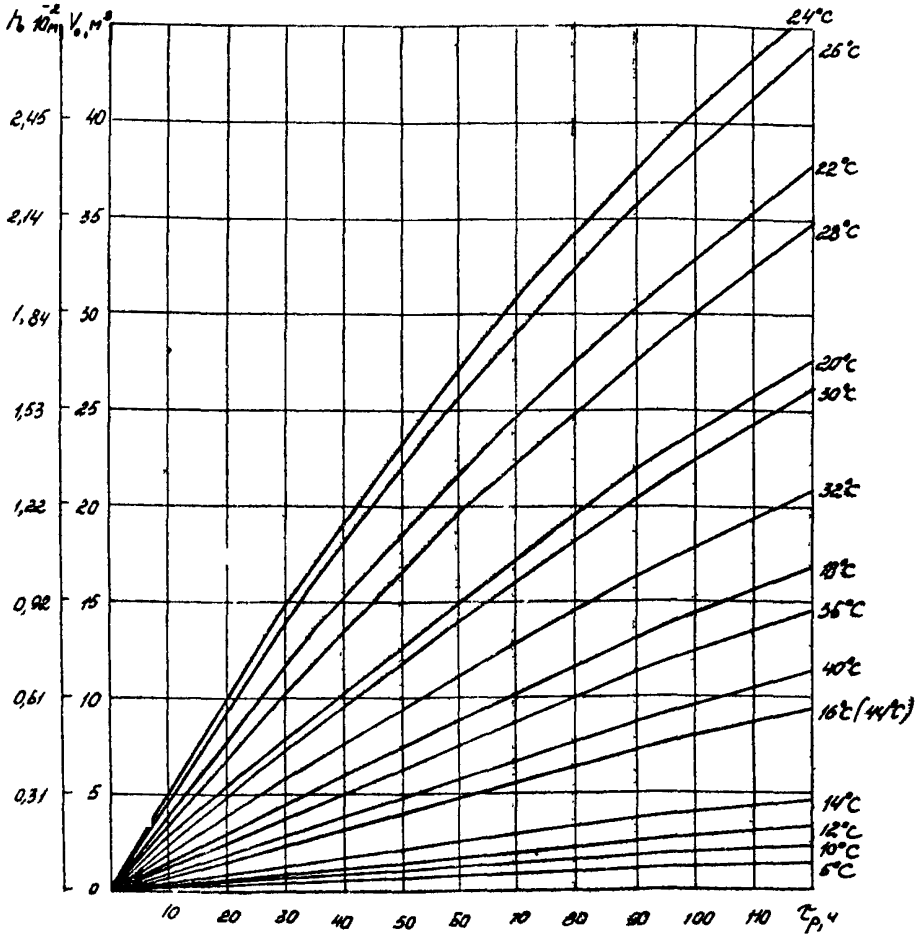


Рис. 6. Количество донного смоло-парафинового осадка, образующегося в резервуаре РВС-10000 в течение одного цикла заполнения-опорожнения его в зависимсти от времени и температуры хранения тюменской нефти

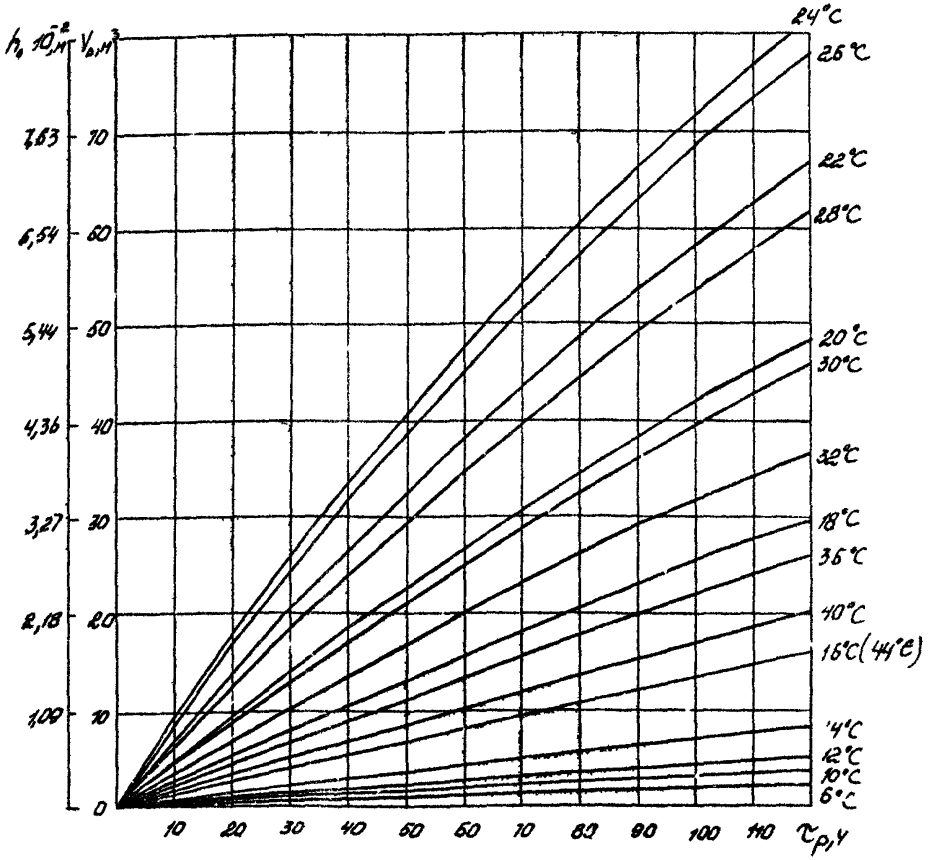


Рис. 7. Количество смоло-парафинового осадка, образующегося в резервуаре РВС-20000 в течение одного цикла заполнения-опорожнения его в зависимости от времени и температуры хранения тюменской нефти

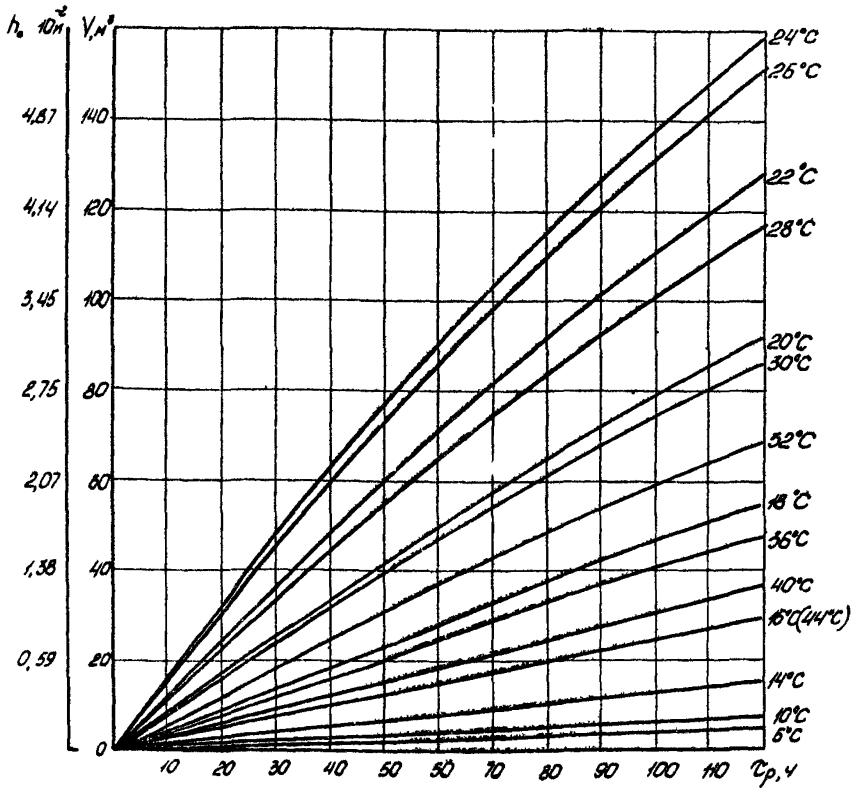


Рис. 8. Количество донного смоло-парафинового осадка, образующегося в резервуаре РВС-50000 в течение одного цикла заполнения-опорожнения его в зависимости от времени и температуры хранения тюменской нефти

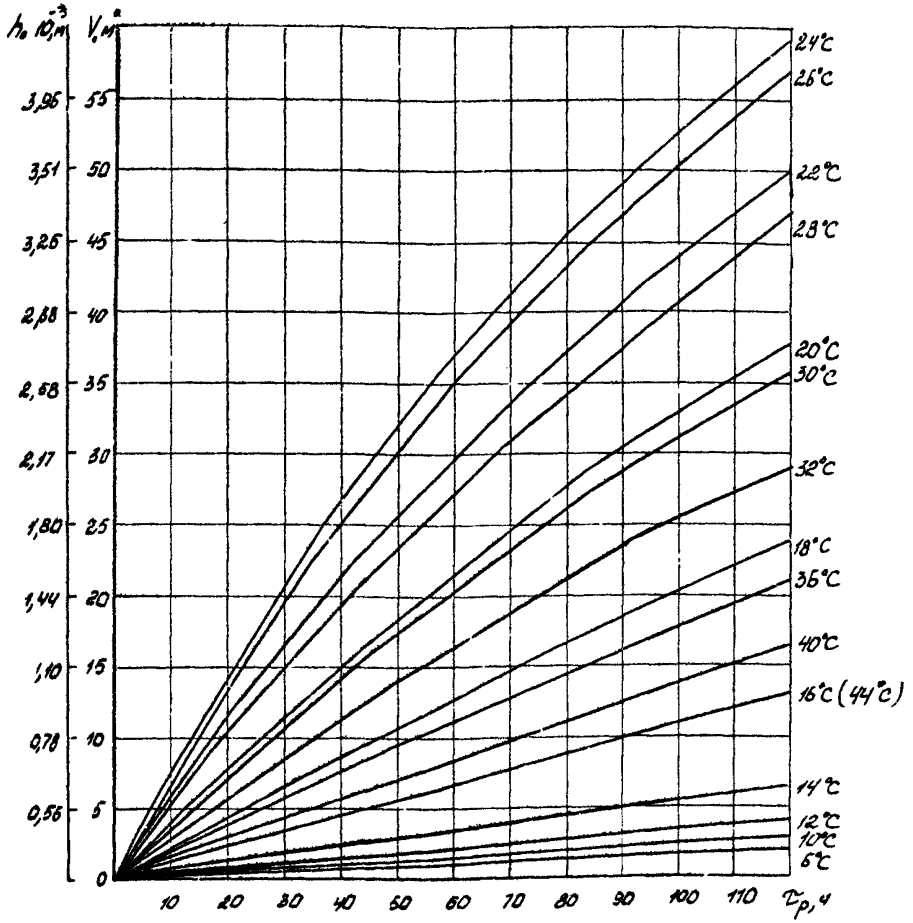


Рис. 9. Количество донного смоло-парафинового осадка, образующегося в резервуаре ЖБР-10000 в течение одного цикла заполнения-опорожнения его в зависимости от времени и температуры хранения тюменской нефти

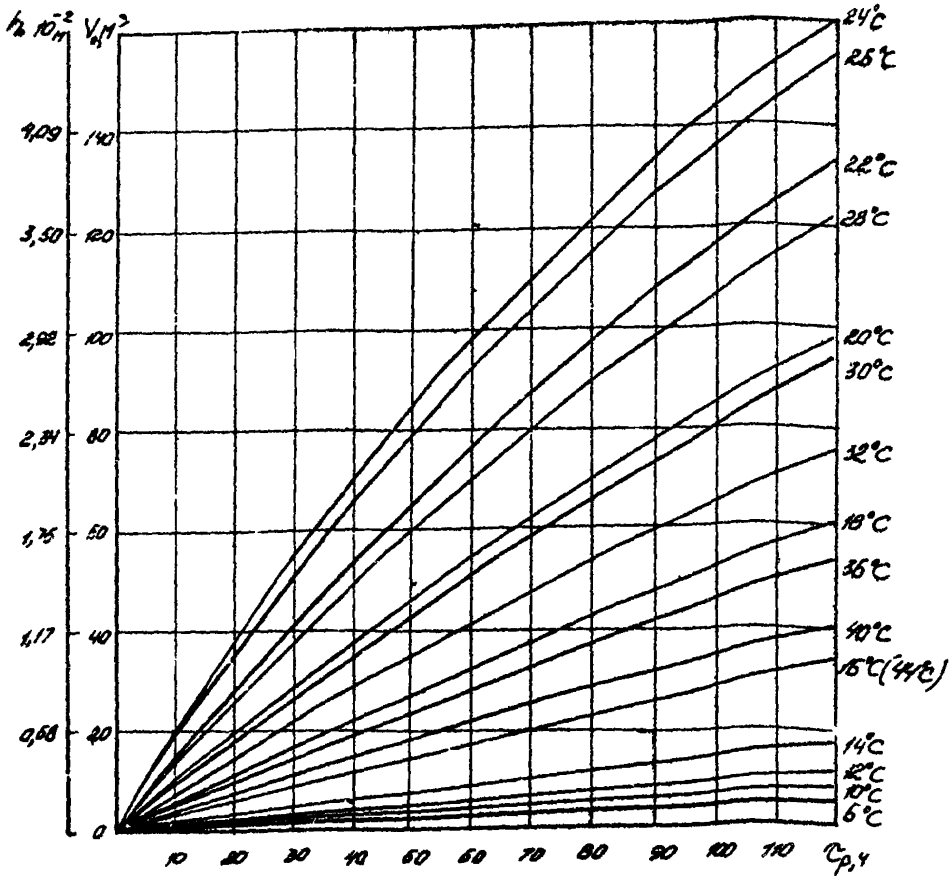


Рис. 10. Количество донного смоло-парафинового осадка, образующегося в резервуаре ЖБР-30000 в течение одного цикла заполнения-опорожнения его в зависимости от времени и температуры хранения тюменской нефти

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

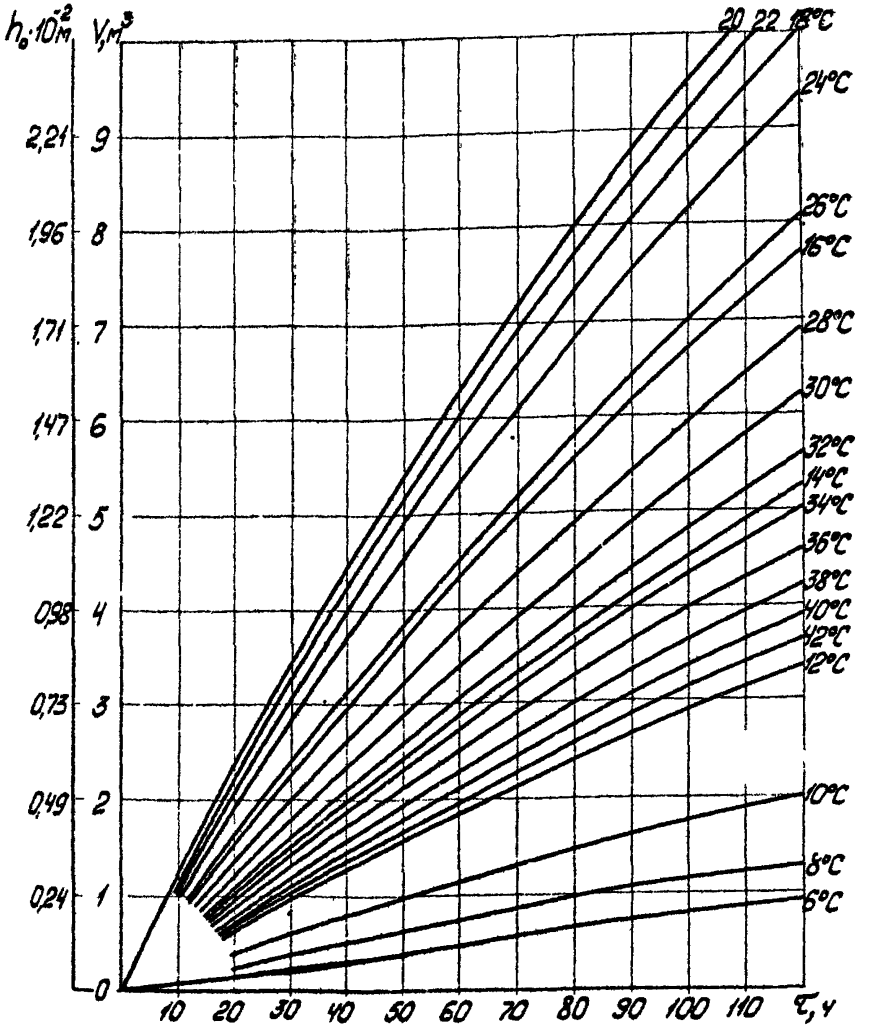


Рис. 11. Количество донного смоло-парафинового осадка, образующегося в резервуаре РВС-5000 в течение одного цикла заполнения-опорожнения его в зависимости от времени и температуры хранения ромашкинской нефти

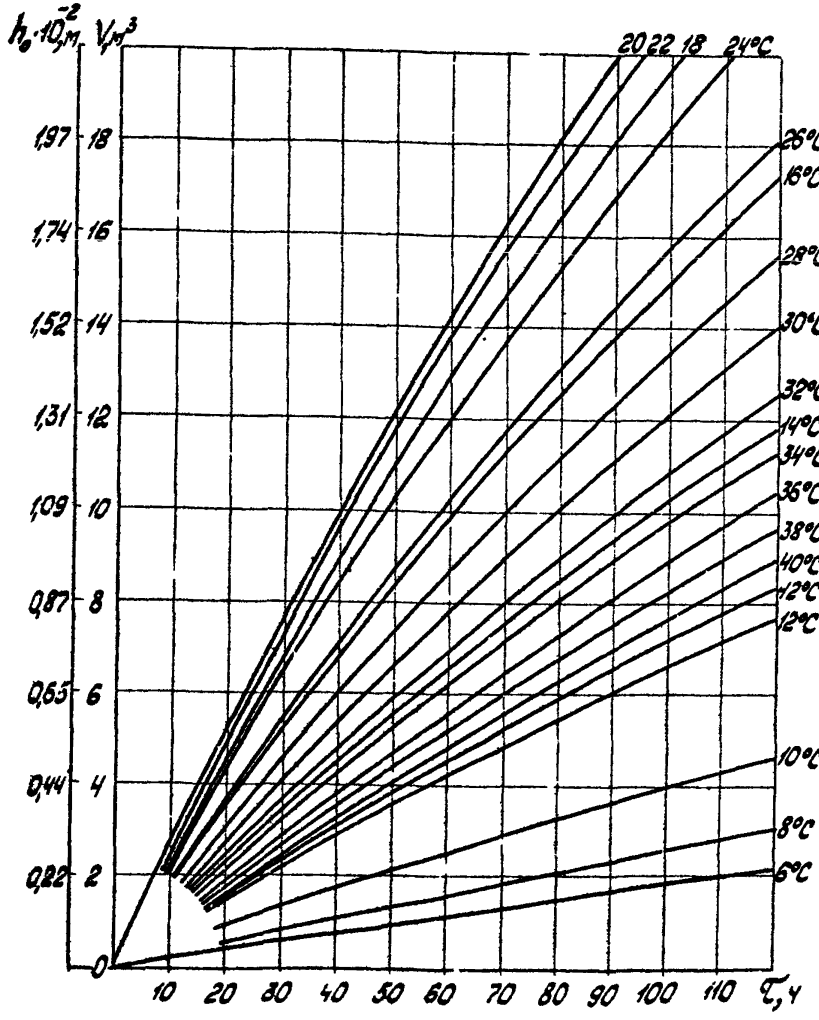


Рис. 12. Количество донного смоло-парафинового осадка, образующегося в резервуаре РВС-10000 в течение одного цикла заполнения-опорожнения его в зависимости от времени и температуры хранения ромашкинской нефти

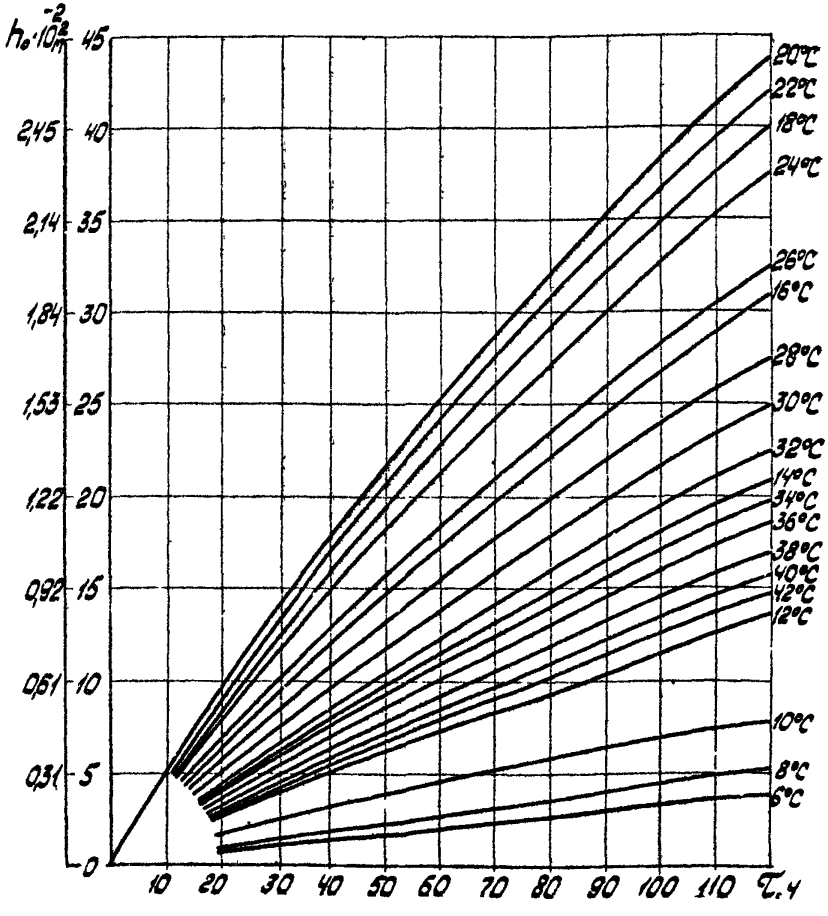


Рис. 13. Количество донного смоло-парафинового осадка, образующегося в резервуаре РВС-20000 в течение одного цикла заполнения-опорожнения его в зависимости от времени и температуры хранения ромашкинской нефти

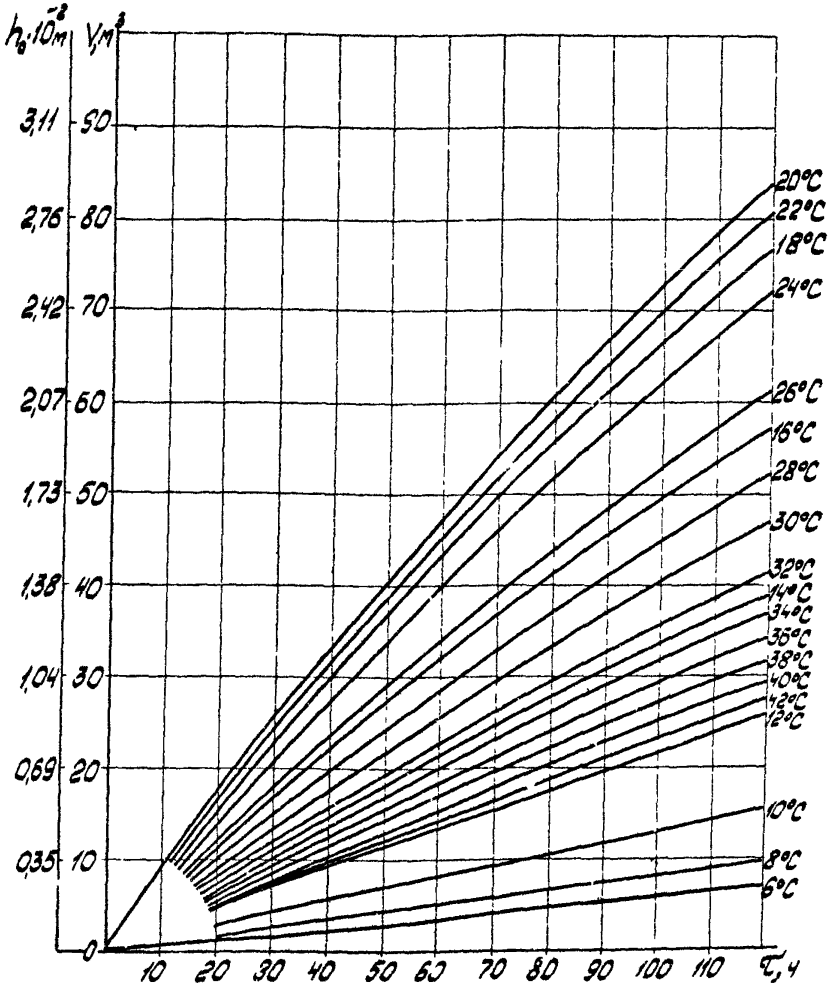


Рис. I4. Количество донного смоло-парафинового осадка, образующегося в резервуаре РВС-50000 в течение одного цикла заполнения-опорожнения его в зависимости от времени и температуры хранения ромашкинской нефти

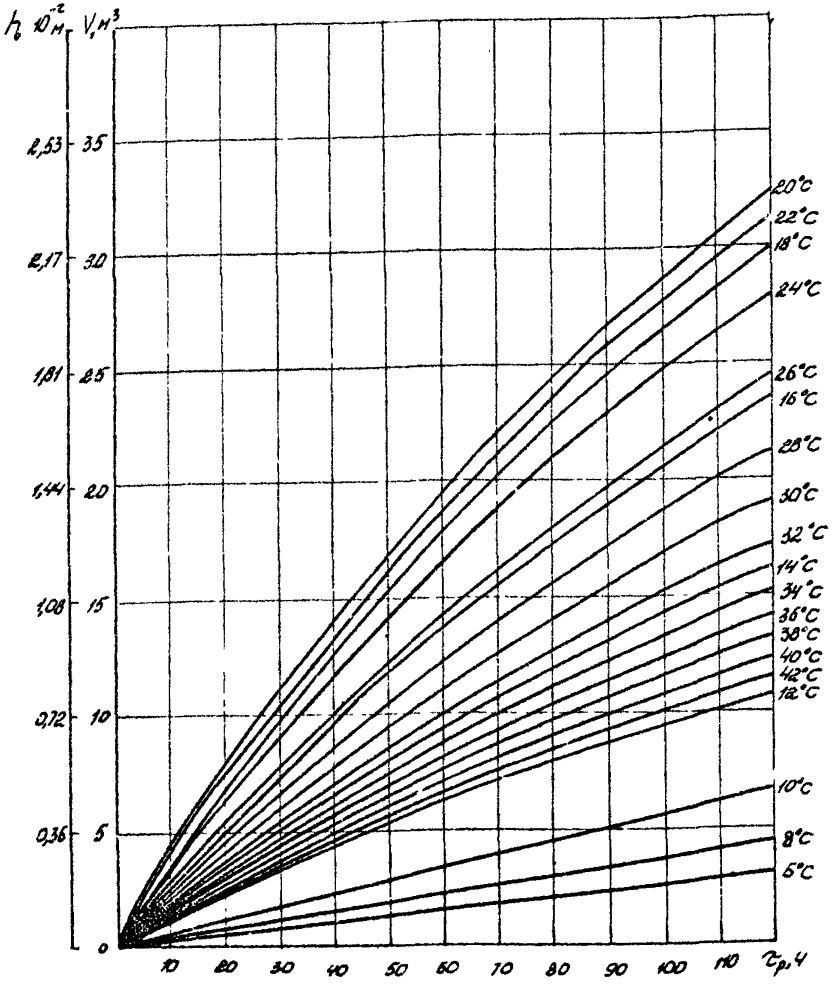


Рис. 15. Количество донного смоло-парафинового осадка, образующегося в резервуаре КБР-10000 в течение одного цикла заполнения-опорожнения его в зависимости от времени и температуры хранения ромашкинской нефти

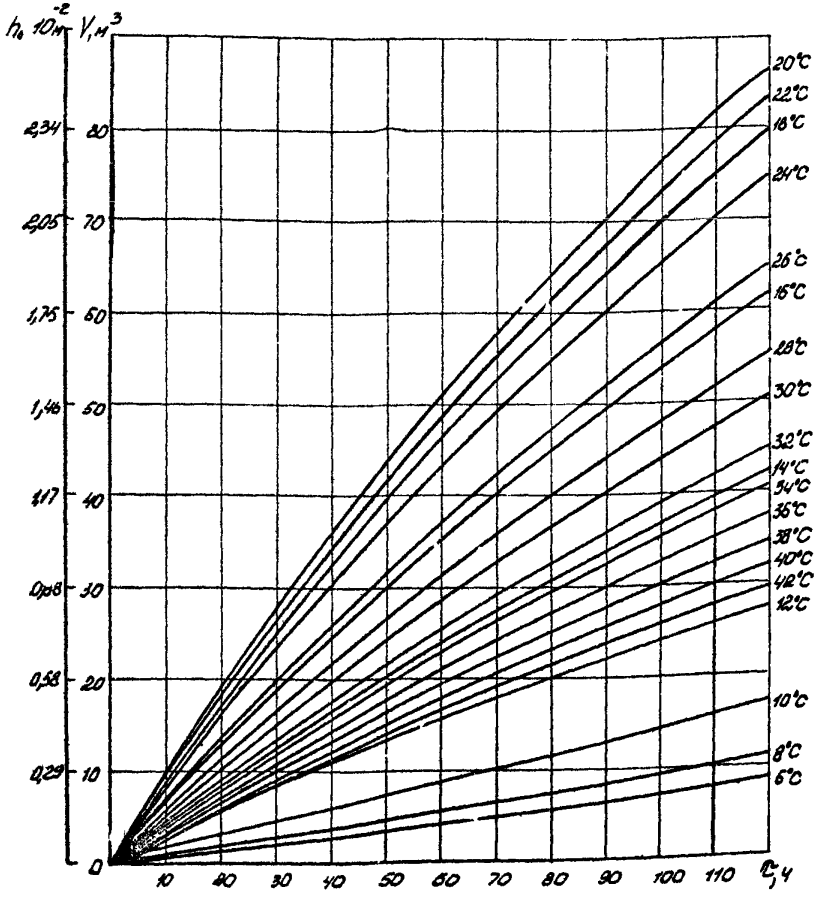


Рис. I6. Количество донного смоло-парафинового осадка, образующегося в резервуаре ЖБР-30000 в течение одного цикла заполнения-опорожнения его в зависимости от времени и температуры хранения ромашкинской нефти

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

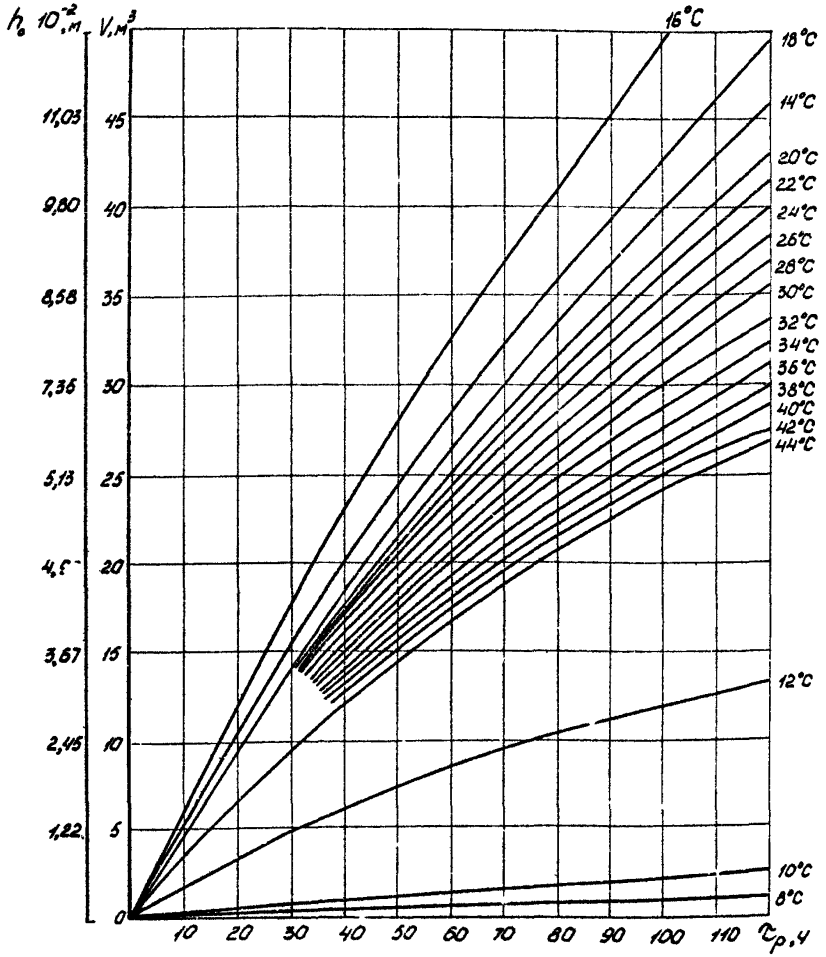


Рис. 17. Количество донного смоло-парафинового осадка, образующегося в резервуаре РВС-5000 в течение одного цикла заполнения-опорожнения его в зависимости от времени и температуры хранения мухановской нефти

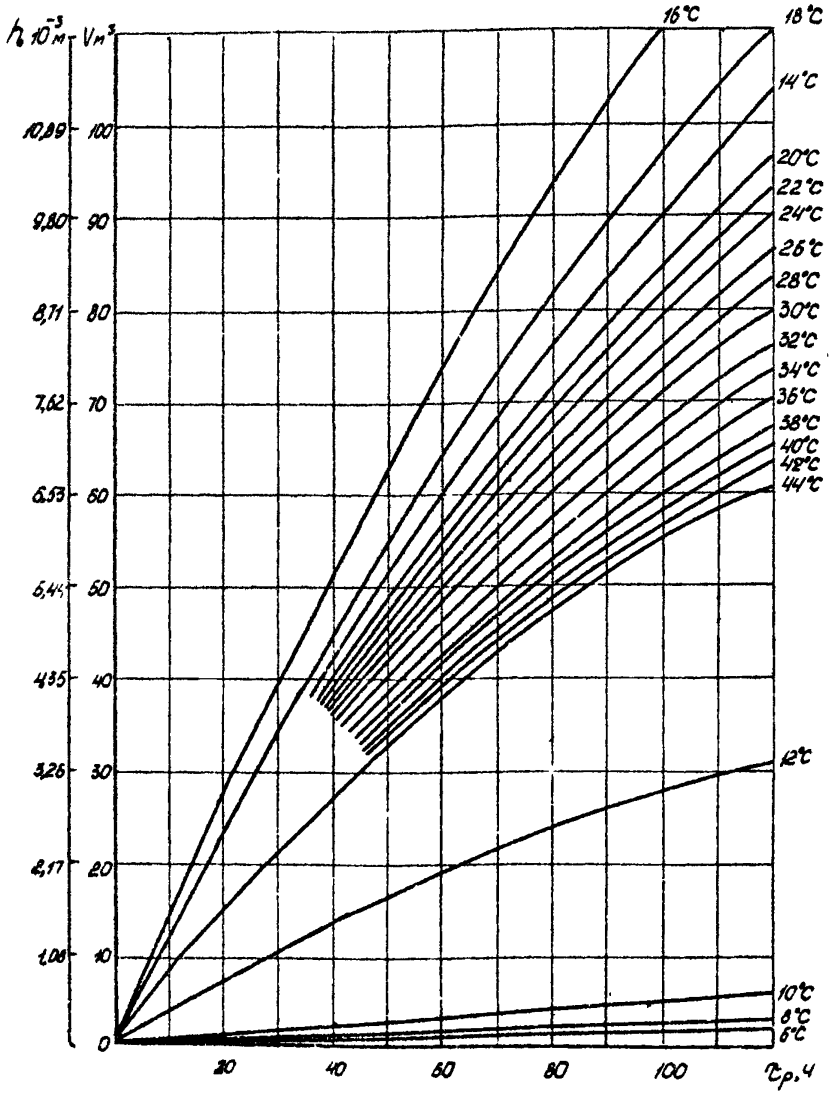


Рис. 16. Количество донного смоло-парафинового осадка, образующегося в резервуаре РВС-10000 в течение одного цикла заполнения-опорожнения его в зависимости от времени и температуры хранения кухаповской нефти

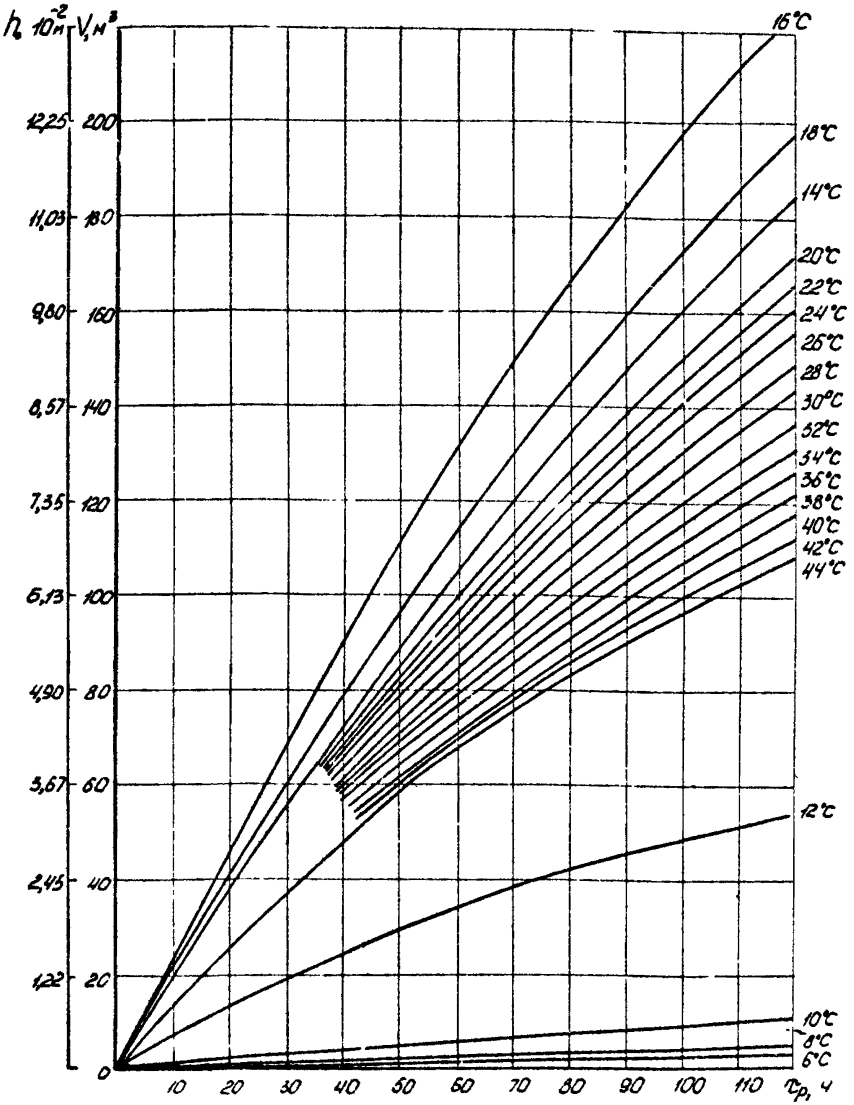


Рис. 19. Количество донного смоло-парафинового осадка, образующегося в резервуаре РВС-20000 в течение одного цикла заполнения-опорожнения его в зависимости от времени и температуры хранения мухановской нефти

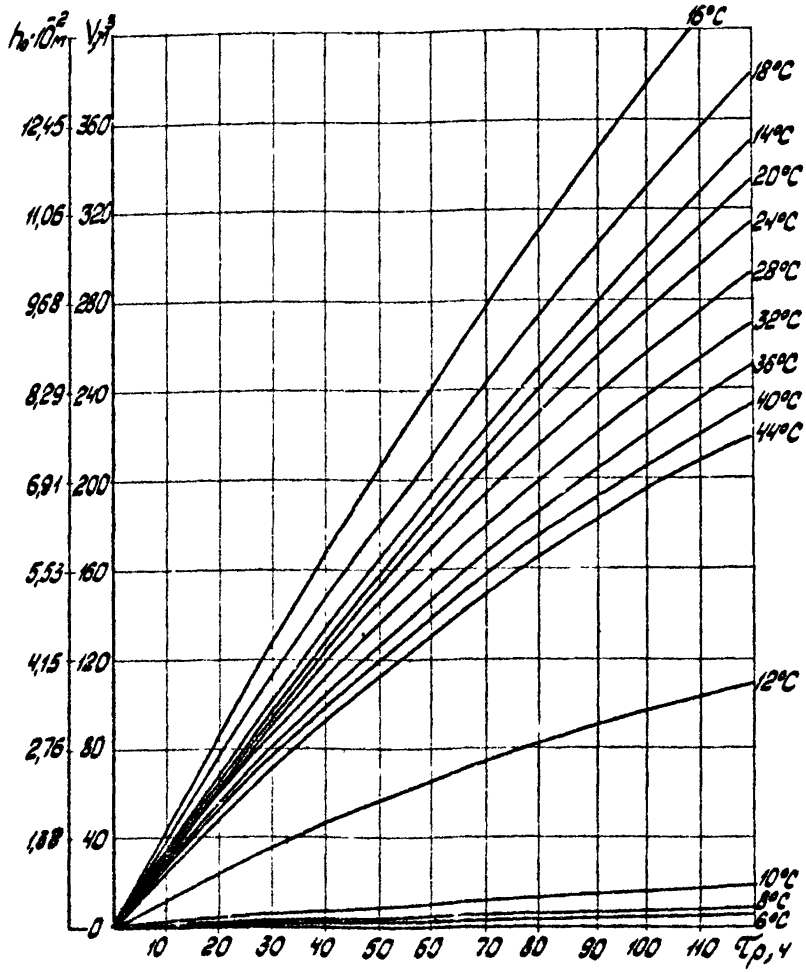


Рис. 20. Количество донного смодо-парафинового осадка, образующегося в резервуаре РВС-50000 в течение одного цикла заполнения-опорожнения его в зависимости от времени и температуры хранения мухановской нефти

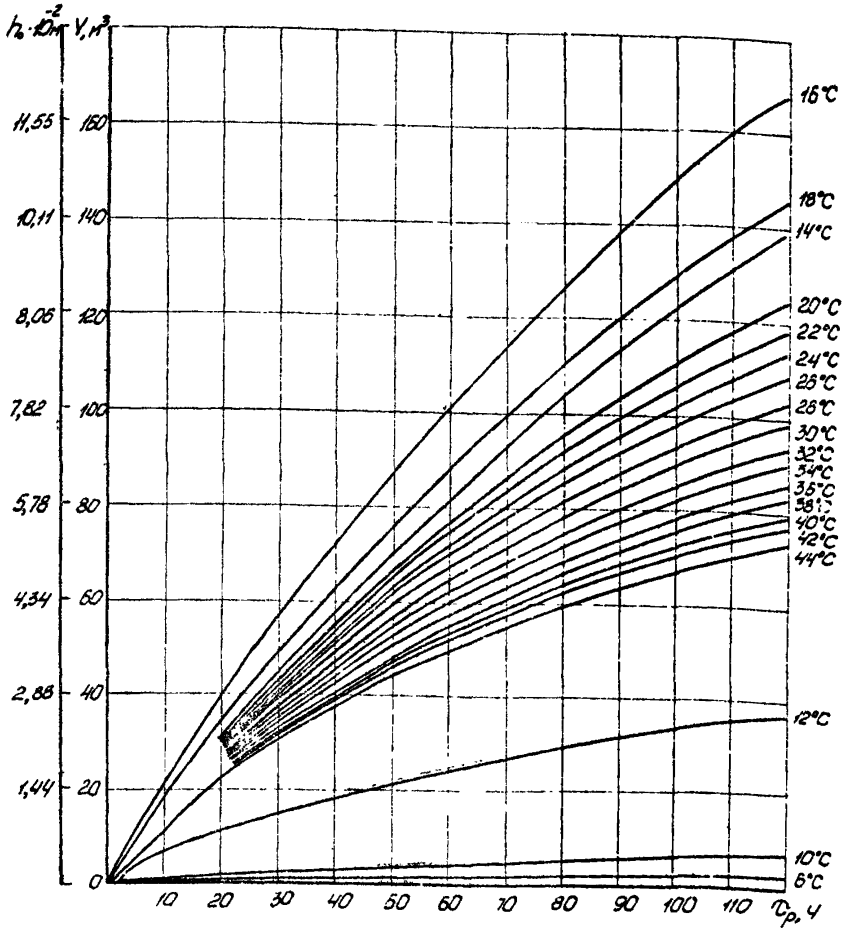


Рис. 21. Количество донного смоло-парафинового осадка, образующегося в резервуаре КБР-10000 в течение одного цикла заполнения-опорожнения его в зависимости от времени и температуры хранения мухановской нефти

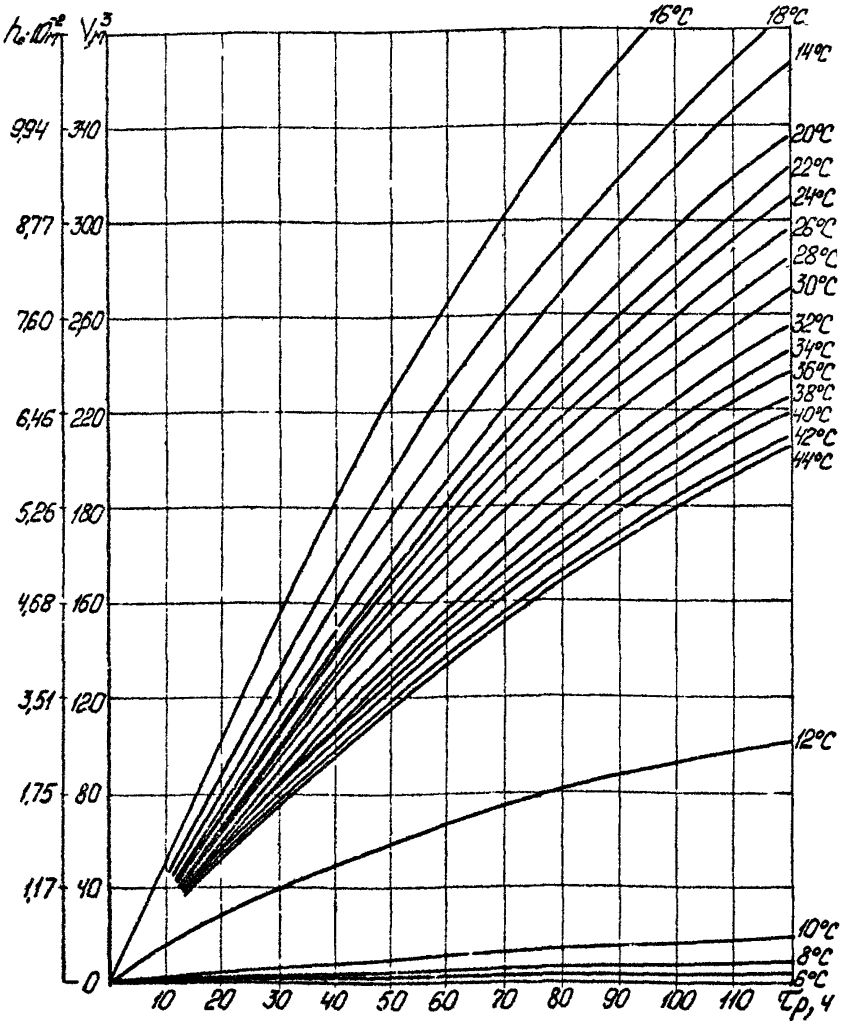


Рис. 22. Количество донного смоло-парафинового осадка, образующегося в резервуаре ЖБР-30000 в течение одного цикла заполнения-опорожнения его в зависимости от времени и температуры хранения мухановской нефти

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

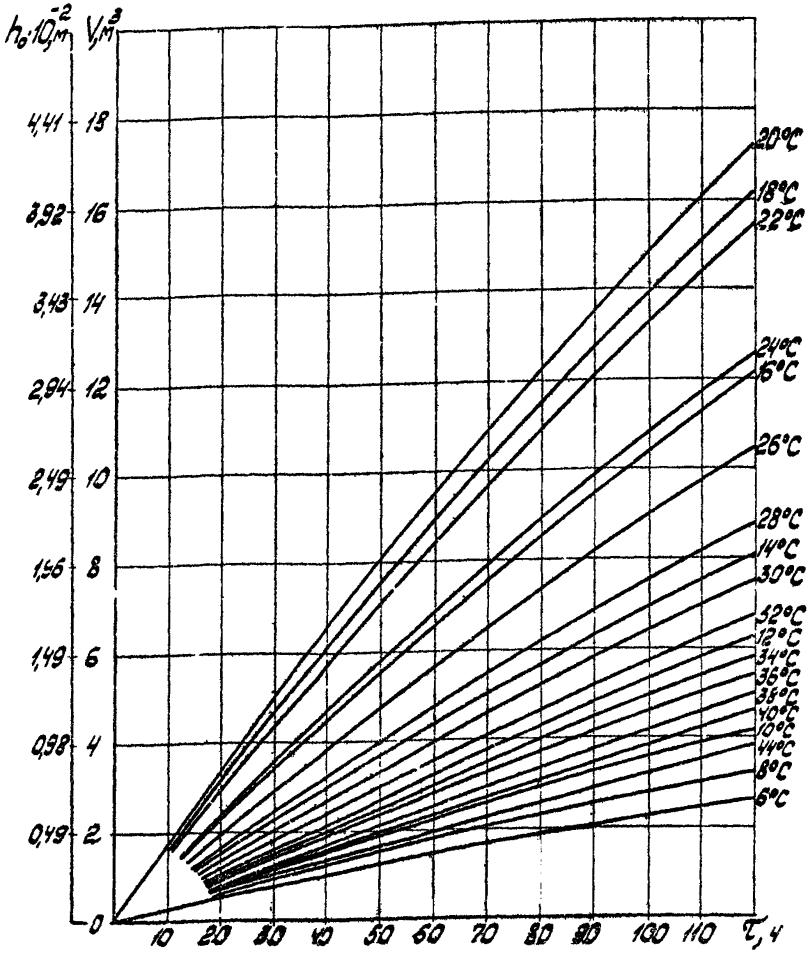


Рис. 23. Количество донного смоло-парафинового осадка, образующегося в резервуаре РВС-5000 в течение одного цикла заполнения-опорожнения его в зависимости от времени и температуры хранения кулешовской нефти

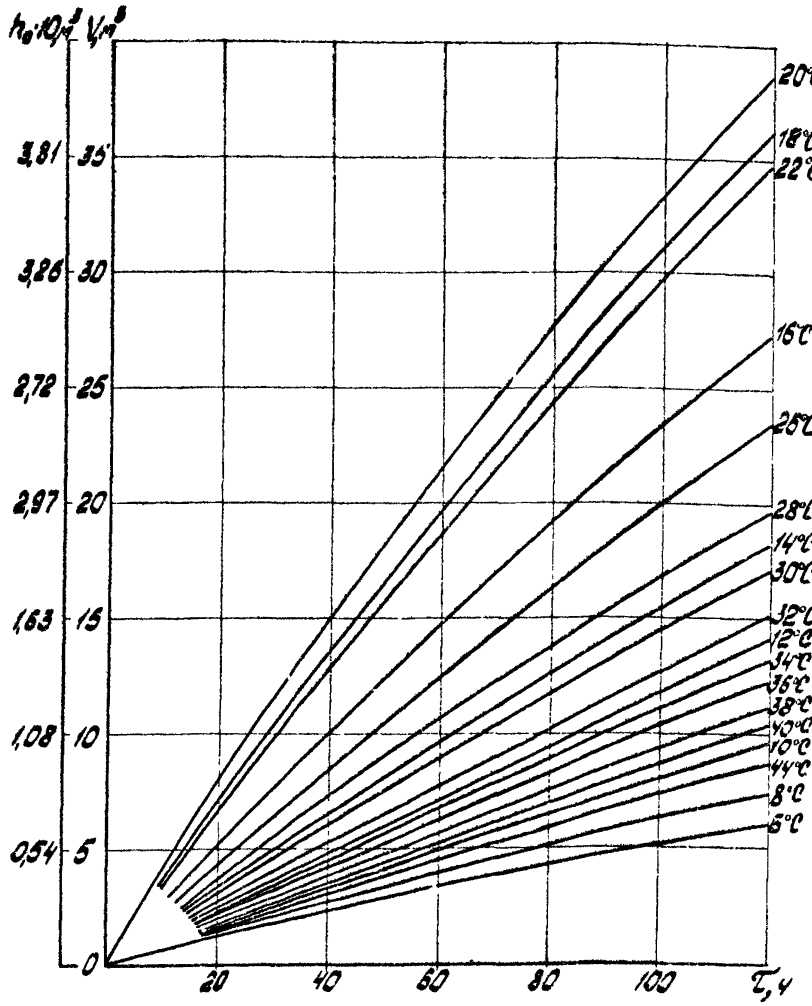


Рис. 24. Количество донного смоло-парафинового осадка, образующегося в резервуаре РВС-10000 в течение одного цикла заполнения-опорожнения его в зависимости от времени и температура хранения кулешовской нефти

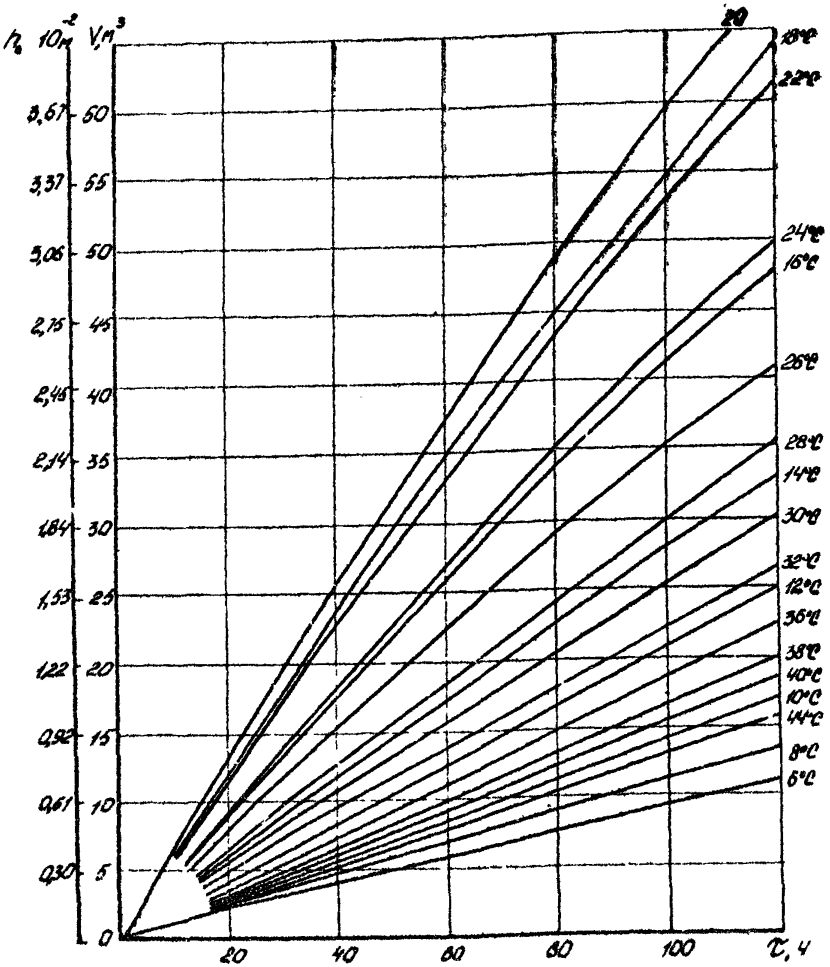


Рис. 25. Количество донного смоло-парафинового осадка, образующегося в резервуаре РВС-20000 в течение одного цикла заполнения-опорожнения его в зависимости от времени и температуры хранения кулешовской нефти

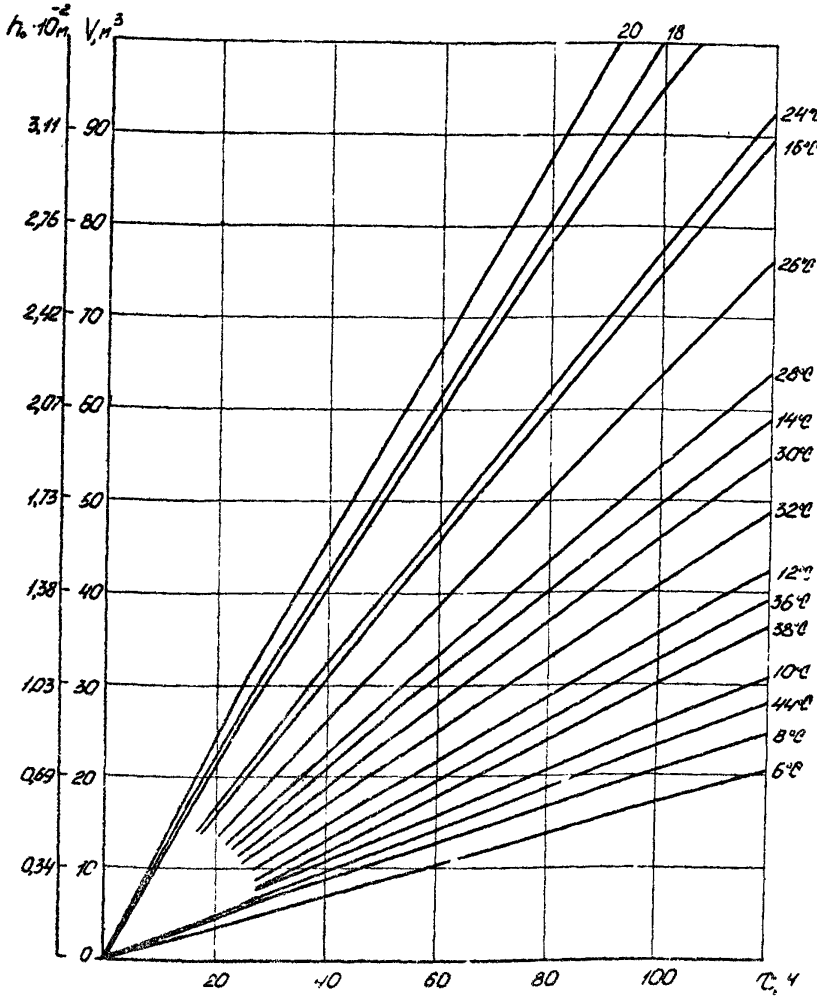


Рис.26. Количество донного смоло-парафинового осадка, образующегося в резервуаре РВС-50000 в течение одного цикла заполнение-опорожнения его в зависимости от времени и температуры хранения кулешовской нефти

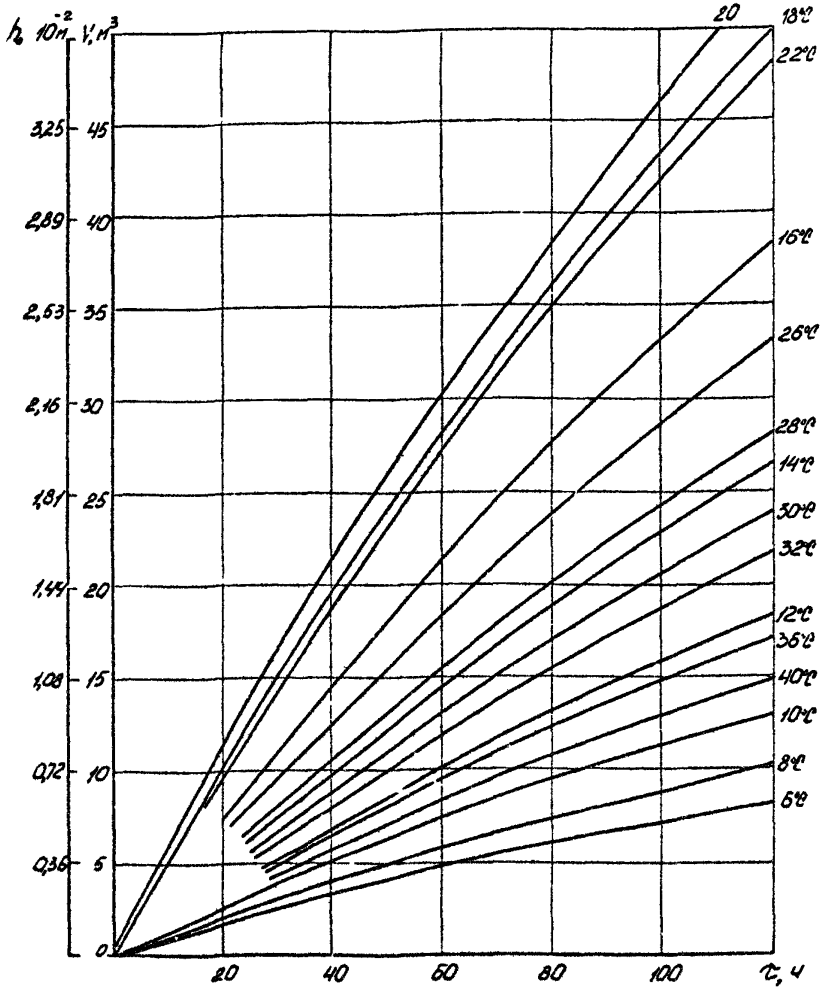


Рис.27. Количество донного смоло-парафинового осадка, образующегося в резервуаре ЖБР-10000 в течение одного цикла заполнения-опорожнения его в зависимости от времени и температуры хранения кулешовской нефти

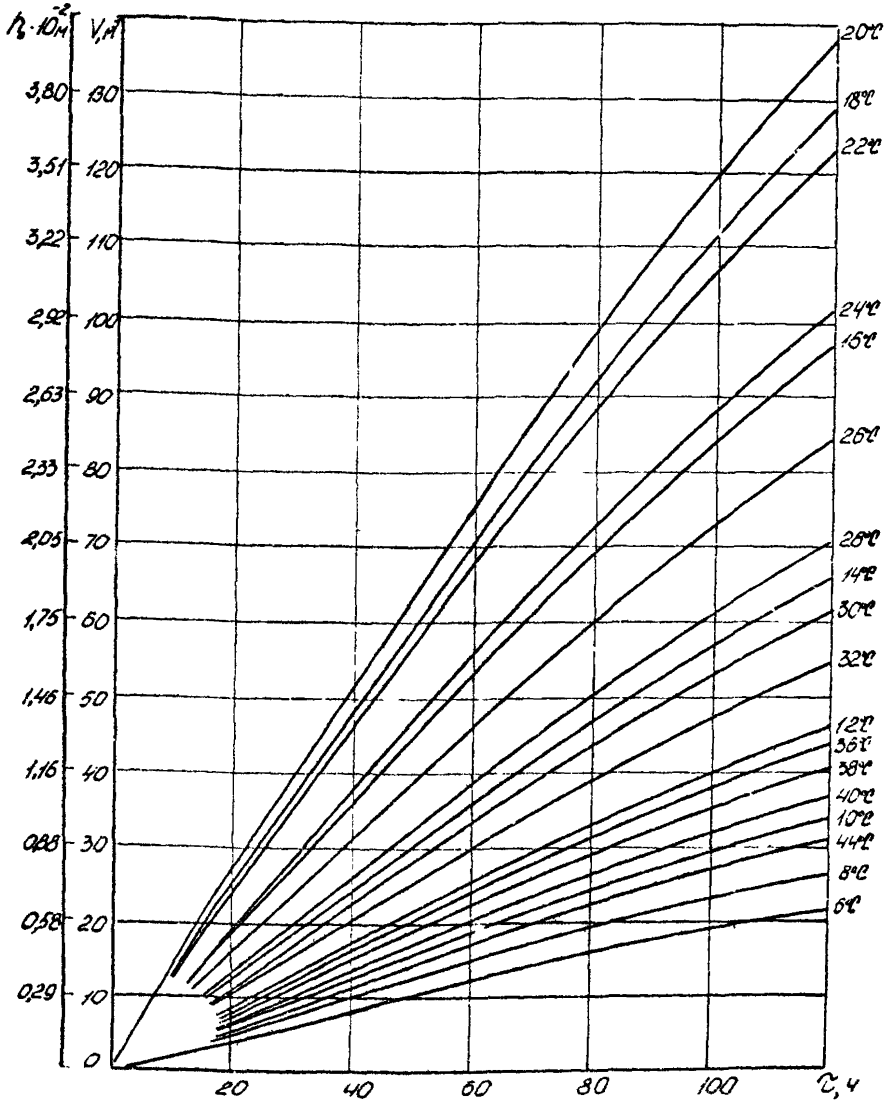


Рис.28. Количество донного смоло-парафинового осадка, образующегося в резервуаре КВР-30000 в течение одного цикла заполнения-опорожнения его в зависимости от времени и температуры хранения кулешовской нефти

С О Д Е Р Ж А Н И Е

	Стр.
I. Общие положения	3
2. Замер величины образующегося и накапливающегося донного парафинистого осадка в нефтяных резервуарах	5
3. Требования безопасности при проведении замеров	I3
4. Расчет величины образующегося донного парафинистого осадка в нефтяных резервуарах	I5
5. Пример расчета	I6
6. Результаты расчетов	I7
7. Список литературы	2I
Приложение I. 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	3I
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

ВНИИСПТнефть

450055, г.Уфа, просп.Октября, 144/3

Редактор Г.Л.Левченко

Технические редакторы В.В.Антошкина

Л.А.Кучерова

Подписано к печати 3.09.1984 г.
Формат 60х90 1/16. Уч.-изд.л.2,5. Тираж 150 экз.
Заказ 151

Ротапринт ВНИИСПТнефти

gost.e-ecolog.ru