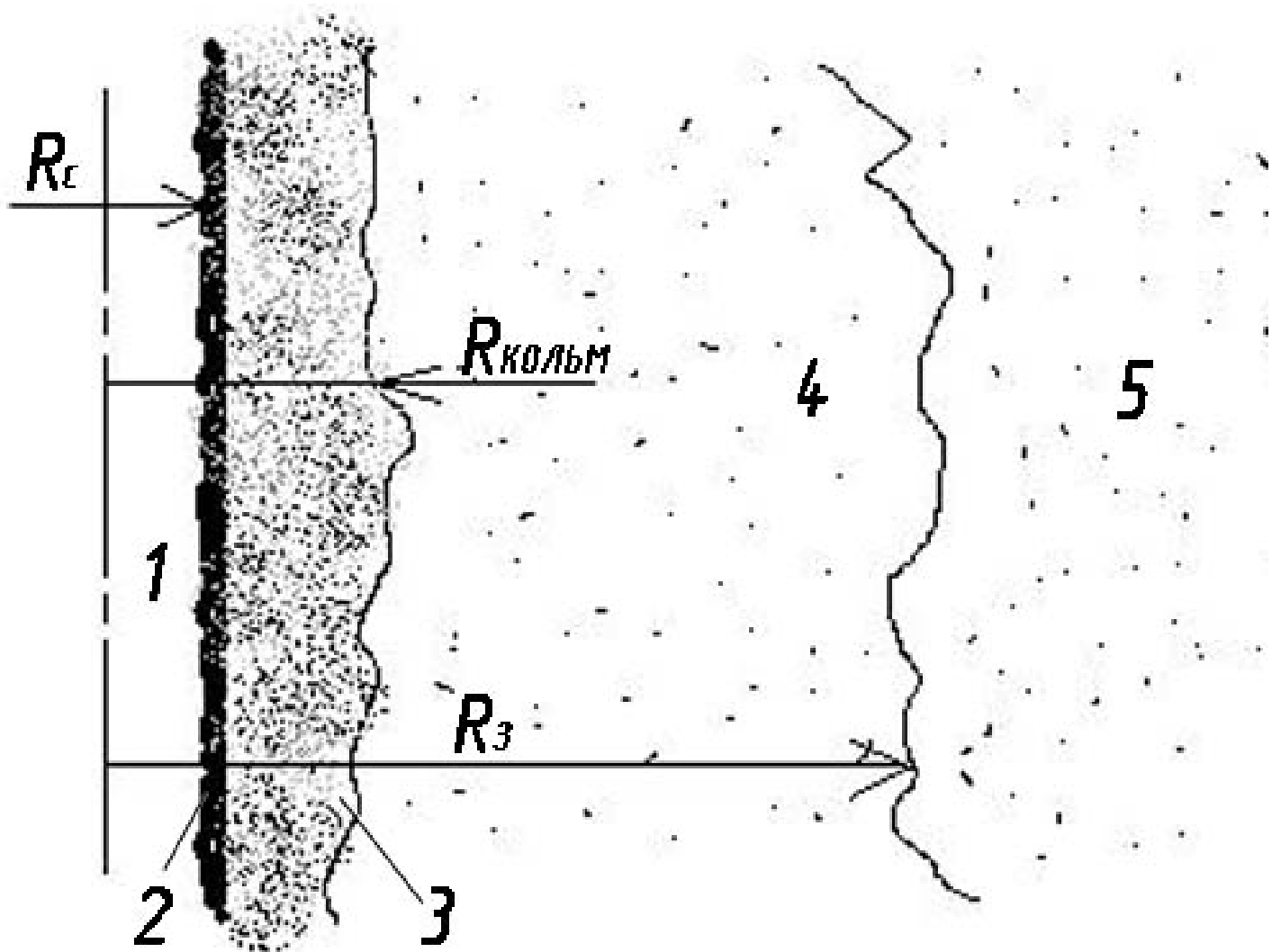


**Министерство образования и науки Российской Федерации  
Федеральное агентство по образованию  
Российский государственный университет нефти и газа им. И.М. Губкина**

Факультет разработки нефтяных и газовых месторождений  
Кафедра бурения нефтяных и газовых скважин  
Направление 553600 – «Нефтегазовое дело»

**РАЗДАТОЧНЫЙ МАТЕРИАЛ**  
к защите дипломной работы бакалавра гр. НД-01-1  
Лосева Александра Павловича  
на тему «Экспериментальная оценка применимости  
новых ПАВ для обработок призабойных зон скважин»

**Москва 2005 г.**



**Рис.1. Схема загрязнения призабойной части пласта:**

1 – скважина, заполненная буровым раствором; 2 – фильтрационная корка;  
 3 – закольматированная зона; 4 – зона проникновения фильтрата промывочной жидкости; 5 – незагрязнённая часть пласта.

**Формула 1. Минимально возможный радиус зоны  
проникновения фильтрата [11]**

$$R_3 = \sqrt{R_C^2 + \frac{2 \cdot R_C \cdot \Phi_\delta \cdot t}{k_{OP}}}$$

где  $R_3$  – минимальный радиус зоны проникновения фильтрата в пласт, м;  $R_C$  – радиус скважины, м;  $\Phi_\delta$  – скорость перемещения фильтрата промывочной (технической) жидкости по пласту, м/с;  $t$  – время промывки скважины, м/с;  
 $k_{OP}$  – коэффициент открытой пористости.

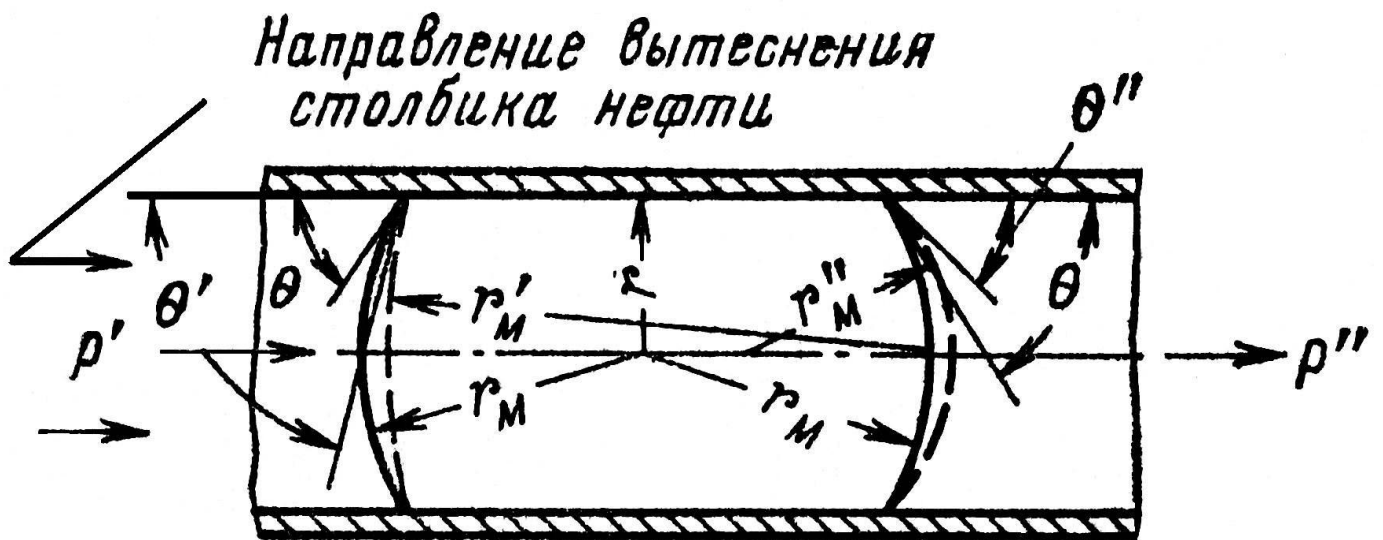


Рис. 2. Схема деформации капли в капилляре постоянного поперечного сечения

Формула 2. Потери давления при движении несмешивающихся жидкостей в канале пласта, имеющем переменное поперечное сечение (эффект Жамена) [11]

$$P_{ж} = 2\sigma \cdot \left( \frac{1}{r_M'} - \frac{1}{r_M''} \right)$$

где  $\sigma$  – межфазное натяжение на границе нефть – вода;  $r_M', r_M''$  – соответственно радиусы менисков глобул в суженной и расширенной частях порового канала.

**Основные требования к ПАВ, применяемым для вскрытия и обработок пласта (по Е.М. Соловьёву [11]):**

- 1) при малой концентрации значительно уменьшать поверхностное натяжение на границе раздела вода – углеводородная среда;
- 2) улучшать смачиваемость породы нефтью в присутствии водного фильтрата промывочной (технической) жидкости;
- 3) не образовывать нерастворимого осадка при контакте с пластовыми водами, содержащимися в них солями и с горными породами;
- 4) препятствовать диспергированию и набуханию глинистых частиц, содержащихся в пласте, в присутствии водного фильтрата;
- 5) в возможно меньшей степени адсорбироваться на поверхности породы, так как при адсорбции в значительном количестве резко увеличивается расход ПАВ и стоимость обработки им;
- 6) препятствовать образованию эмульсии в пористой среде, а в тех случаях, когда образование эмульсии неизбежно, способствовать возможно более тонкому измельчению глобул дисперсной фазы в ней, препятствовать коалесценции этих глобул;
- 7) препятствовать образованию на границе фаз адсорбированных слоёв гелеобразной структуры, так как такие слои создают большое гидравлическое сопротивление фильтрации пластовой жидкости к скважине.

В работах Е.М. Соловьёва, Г.Т. Овнатанова, И.Л. Мархасина и других авторов [2, 6, 11], начиная с 60-х годов, особо подчёркивается необходимость комплексных физико-химических исследований промысловых ПАВ.

Однако, до сих пор [5] оценивают лишь влияние концентрации реагента на величину межфазного натяжения. Вопросы, связанные с влиянием температуры на свойства ПАВ, не изучаются.

На рынке появились и широко применяются (компании «Роснефть», «Сургутнефтегаз», «Сибнефть») новые ПАВ гидрофобизаторы призабойной зоны скважины – нефтенол ГФ и нефтенол К. Реагенты представляют собой смеси ПАВ, поэтому их свойства трудно прогнозировать. Опробование шло методом проб и ошибок.

**Цель работы:**

определение оптимальных условий применения новых отечественных ПАВ-гидрофобизаторов нефтенола-ГФ и нефтенола-К.

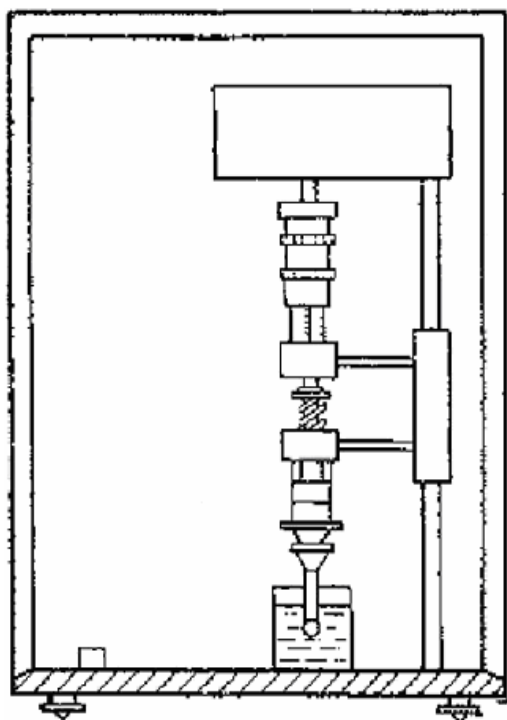
**Задача работы:**

определение предельных концентраций и температур для водных растворов реагентов с целью установления их ККМ и растворимости.

**Методы:**

измерение показателя преломления и межфазного натяжения растворов на границе с керосином при различных концентрациях и температурах.

Измерение межфазного натяжения – сталагмометр с воздушным термостатированием. Метод счёта капель [9].

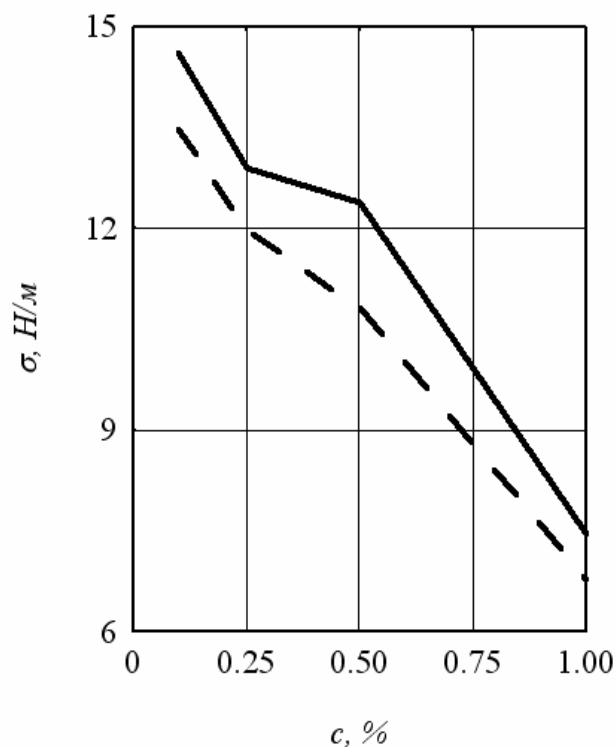


**Рис. 3. Сталагмометр**

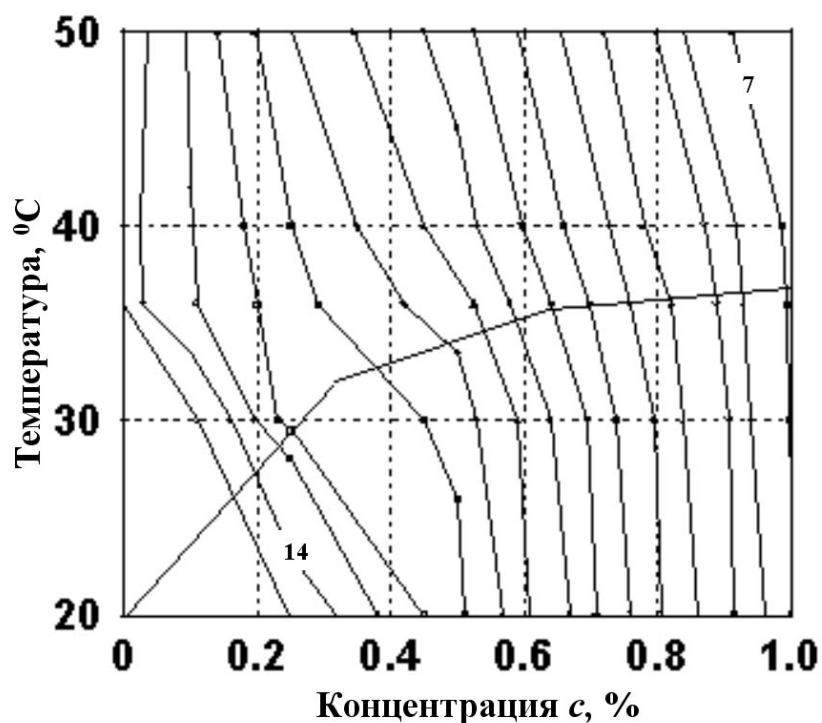
Измерение показателя преломления – рефрактометр ИРФ 454 Б2М с жидкостным термостатом ТW2.03. Прямые измерения.



**Рис. 4. Лабораторная установка для измерения показателя преломления**

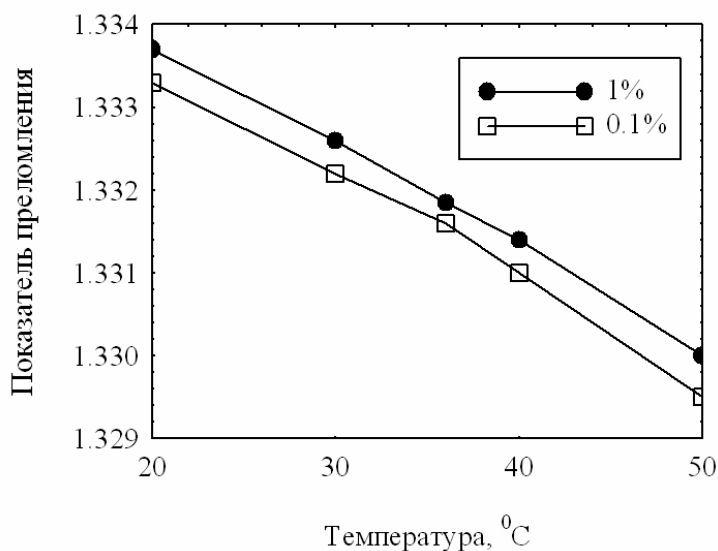


**Рис. 5.** Зависимость межфазного натяжения растворов нефтенала-ГФ  $\sigma$  от концентрации реагента  $c$  при температурах 30<sup>0</sup>С (сплошная кривая) и 50<sup>0</sup>С (штриховая кривая).



**Рис. 6.** Топографический план поверхности значений межфазного натяжения растворов нефтенала ГФ  $\sigma$ , Н/м



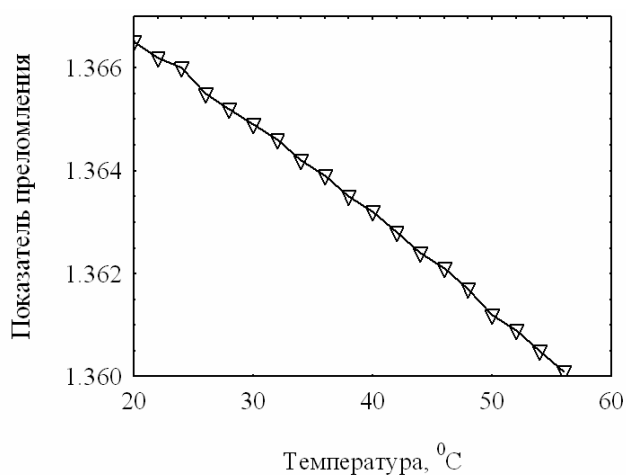


**Рис. 7. Зависимости показателя преломления растворов нефтена ГФ**

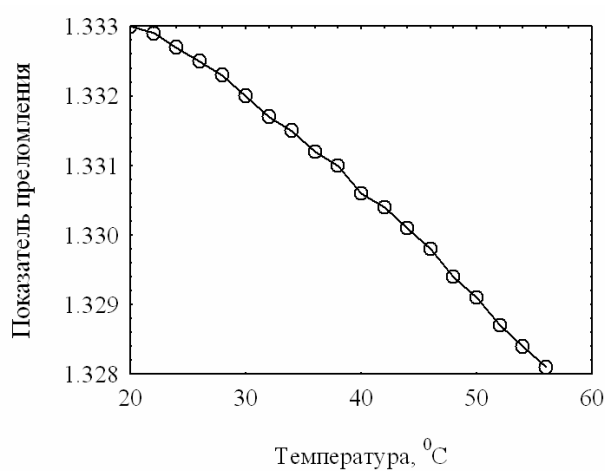
**Формула 3. Рефракция идеального раствора (формула Лорентц-Лоренца) [12]**

$$R = \left( \frac{n_1^2 - 1}{n_1^2 + 2} \right) \cdot \varphi_1 + \left( \frac{n_2^2 - 1}{n_2^2 + 2} \right) \cdot \varphi_2$$

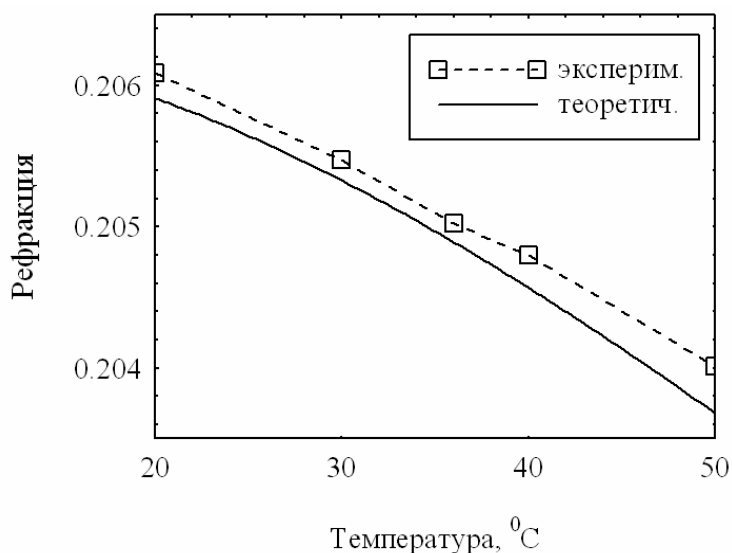
где  $n_i$  – показатель преломления компонента раствора,  $\varphi_i$  – объёмная доля компонента.



**Рис. 8. Показатель преломления товарного нефтена ГФ**



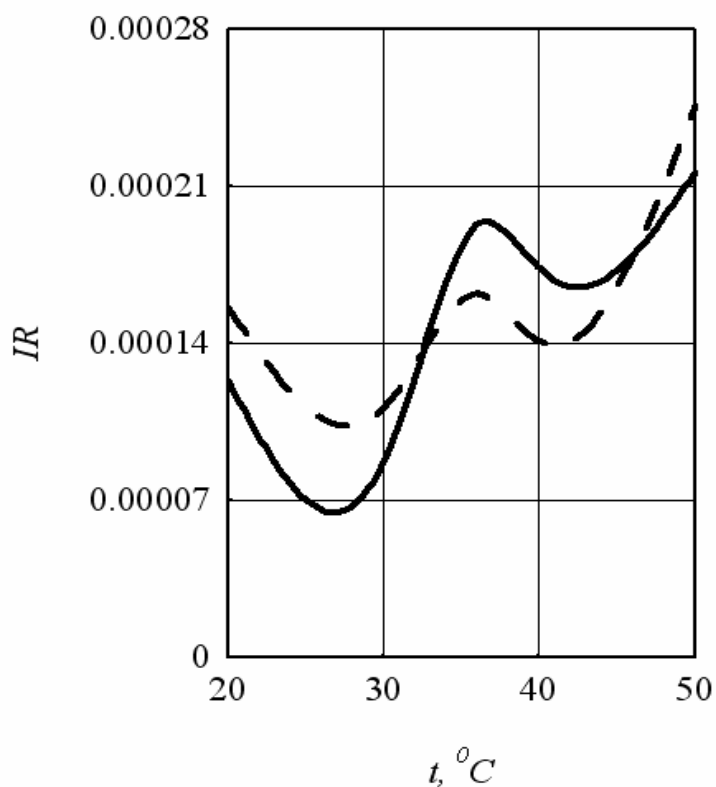
**Рис. 9. Показатель преломления дистиллированной воды**



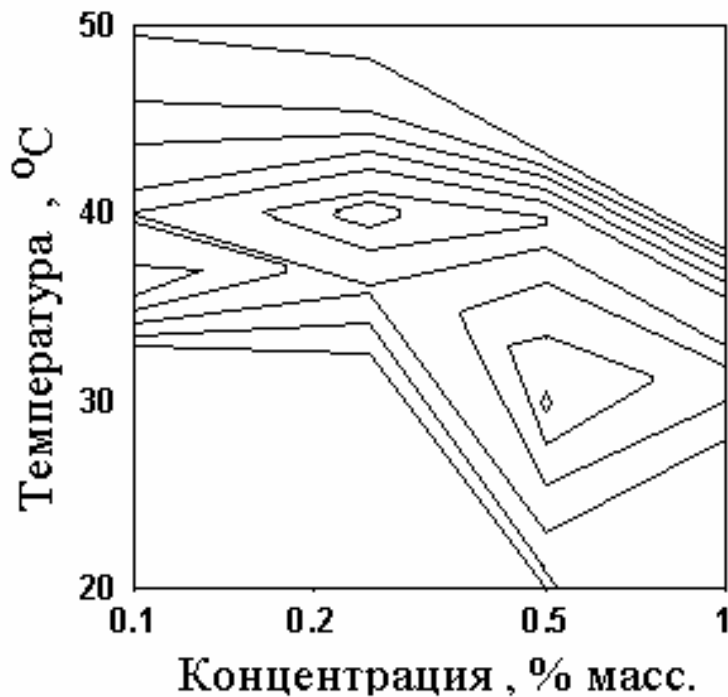
**Рис. 10.** Экспериментальная и теоретическая зависимости рефракции 1% раствора нефтеноса ГФ

**Формула 4.** Избыток рефракции

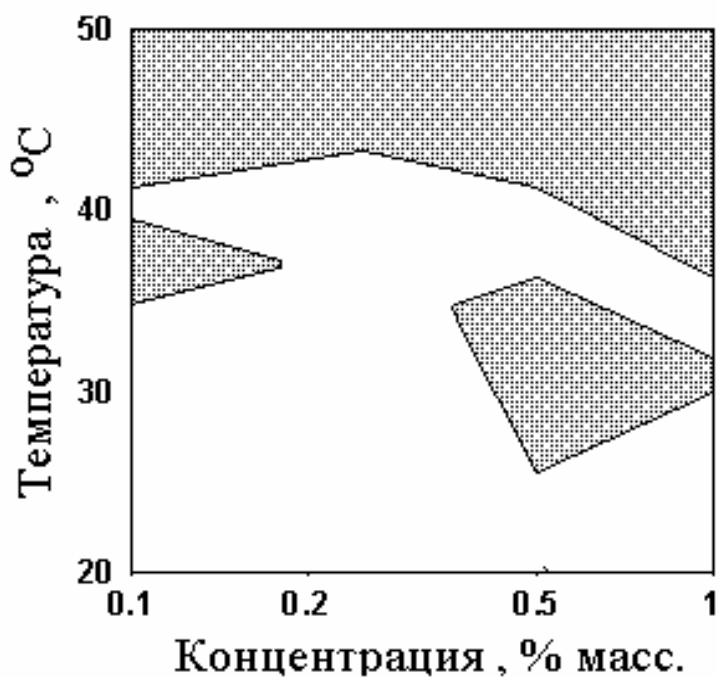
$$IR = (R_{\text{эксп}} - R)_C$$



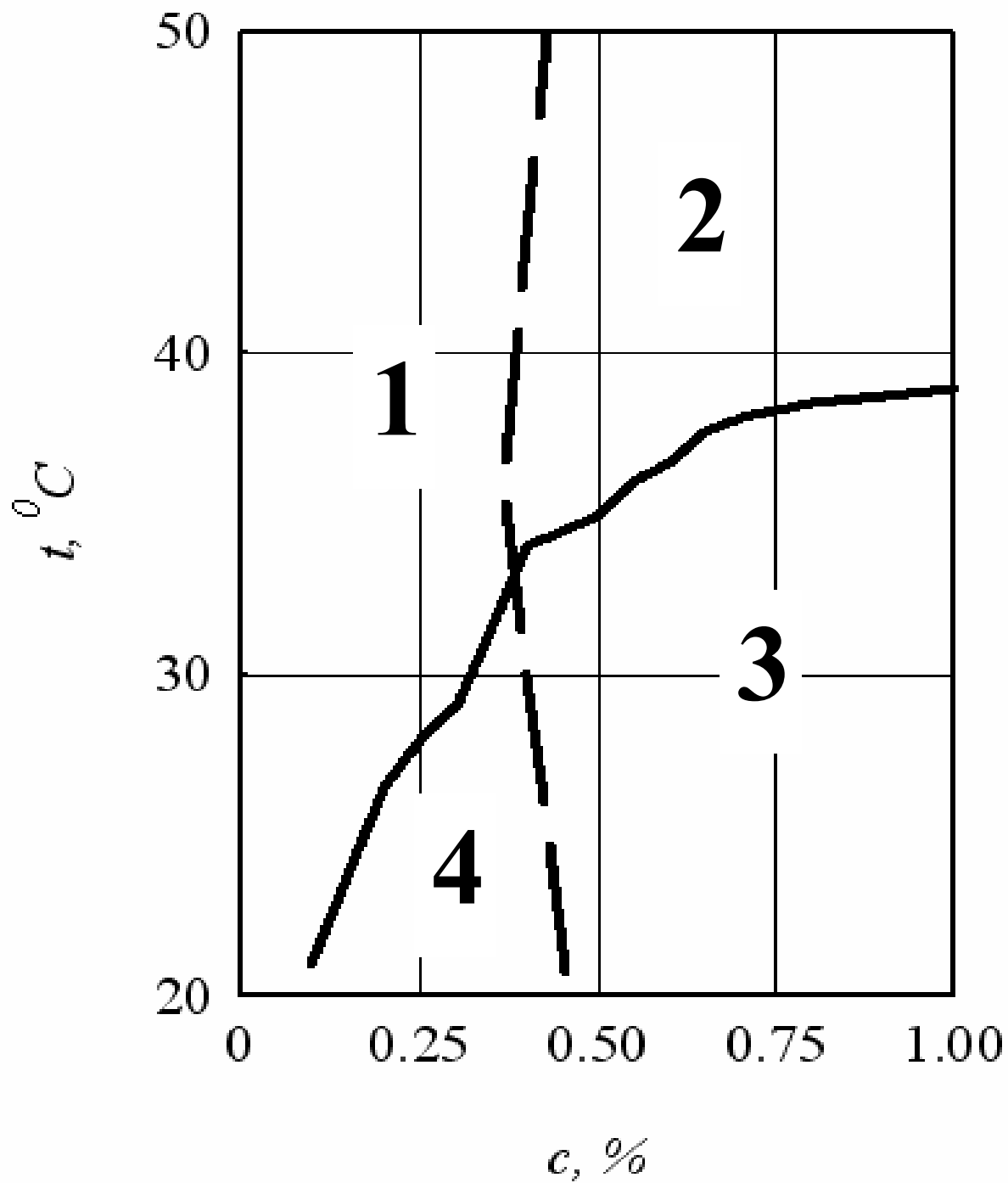
**Рис. 11.** Зависимость избытка рефракции растворов нефтеноса ГФ  $IR$  от температуры  $t$  при концентрации 0,1% (сплошная кривая) и 0,25% (штриховая кривая).



*Рис. 12.* Контурная диаграмма избытка рефракции растворов нефтенола ГФ



*Рис. 13.* Области образования агрегатов для растворов нефтенола ГФ



**Рис. 14.** Фазовая диаграмма состояния молекул ПАВ в водном растворе: кривые растворимости (сплошная кривая) и ККМ (штриховая кривая)

## Список использованной литературы

1. Амиян В.А. Повышение производительности скважин. – М.: Гостоптехиздат, 1961. – 304 с.
2. Бабалян Г.А., Кравченко И.И., Мархасин И.Л., Рудаков Г.В. Физико-химические основы применения поверхностно-активных веществ при разработке нефтяных пластов. – М.: Гостоптехиздат, 1962. – 284 с.
3. Иоффе Б.В. Рефрактометрические методы химии. – Л.: Химия, 1974. – 400 с.
4. Кистер Э.Г. Химическая обработка буровых растворов. – М.: Недра, 1972. – 392 с.
5. Материалы Всероссийской научно-практической конференции «Разработка, производство и применение химических реагентов для нефтяной и газовой промышленности». – М.: ООО «Интерконтакт Наука», 2002. – 278 с.
6. Овнатанов Г.Т. Вскрытие и обработка пласта. – М.: Недра, 1970. – 312 с.
7. Палий В.О., Горбунов А.Т., Гуменюк В.А., Матвеев К.Л. Применение гидрофобизирующих веществ для обработок призабойных зон скважин// Нефтяное хозяйство, 1993, № 10, с. 64–65.
8. Поверхностно-активные вещества: Справочник/ Абрамзон А.А., Бочаров В.В., Гаевой Г.М. и др.; под ред. А.А. Абрамзона и Г.М. Гаевого. – Л.: Химия, 1979. – 376 с.
9. Подгорнов В.М., Ведищев И.А. Практикум по заканчиванию скважин. – М.: Недра, 1985. – 256 с.
10. Подготовка и закачка технологических жидкостей в нефтяной пласт: Справочное пособие/ М.Ш. Залятов, Г.З. Ибрагимов, Н.Г. Ибрагимов и др. – М.: Недра, 1993, - 192 с.
11. Соловьёв Е.М. Заканчивание скважин. – М.: Недра, 1979. – 303 с.
12. J.A. Padrón, R. Carrasco, R.F. Pellón, – J. Pharm. Pharmaceut. Sci., 2002, v. 5 (3), p. 258–259.
13. L.L. Scharmm, Surfactants: Fundamentals and Applications in the Petroleum Industry, Cambridge, 2000.