



Национальный
исследовательский

Томский
государственный
университет

ВЛИЯНИЕ КИСЛОТНОЙ ХИМИЧЕСКОЙ КОМПОЗИЦИИ НА ОСНОВЕ ГЛУБОКИХ ЭВТЕКТИЧЕСКИХ РАСТВОРИТЕЛЕЙ (ГЭР) НА СОСТАВ И СВОЙСТВА ТЯЖЕЛЫХ ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ В ПРОЦЕССЕ ФИЗИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

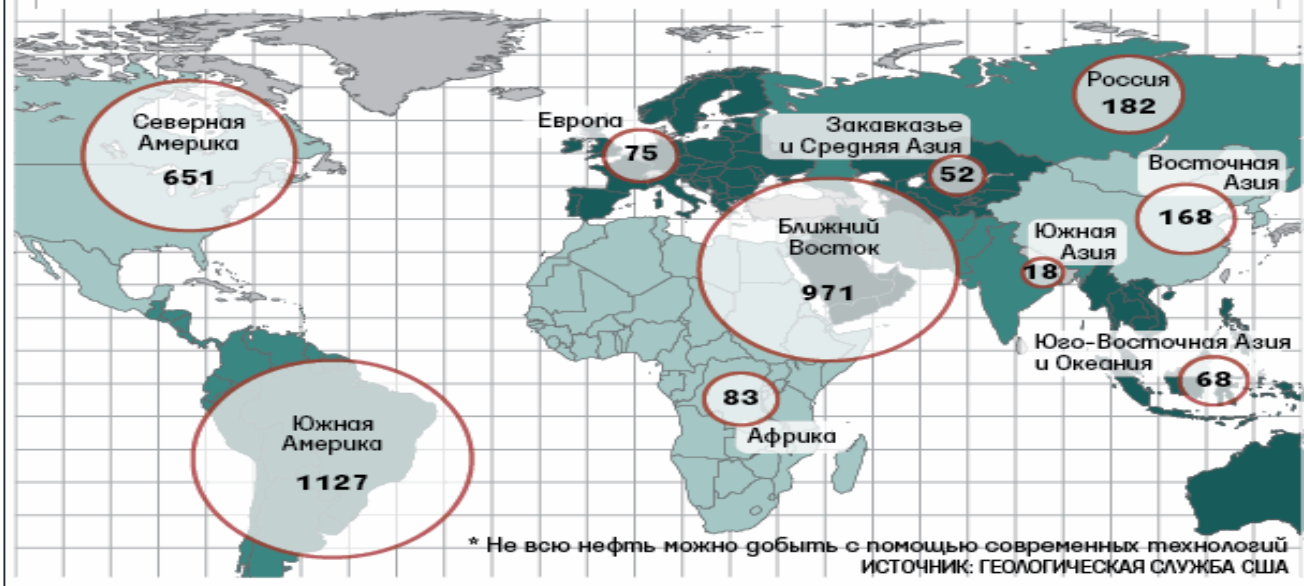
Шолидодов Мехроб Рустамбекович

**Научный руководитель: д.т.н., профессор
Алтунина Любовь Константиновна**

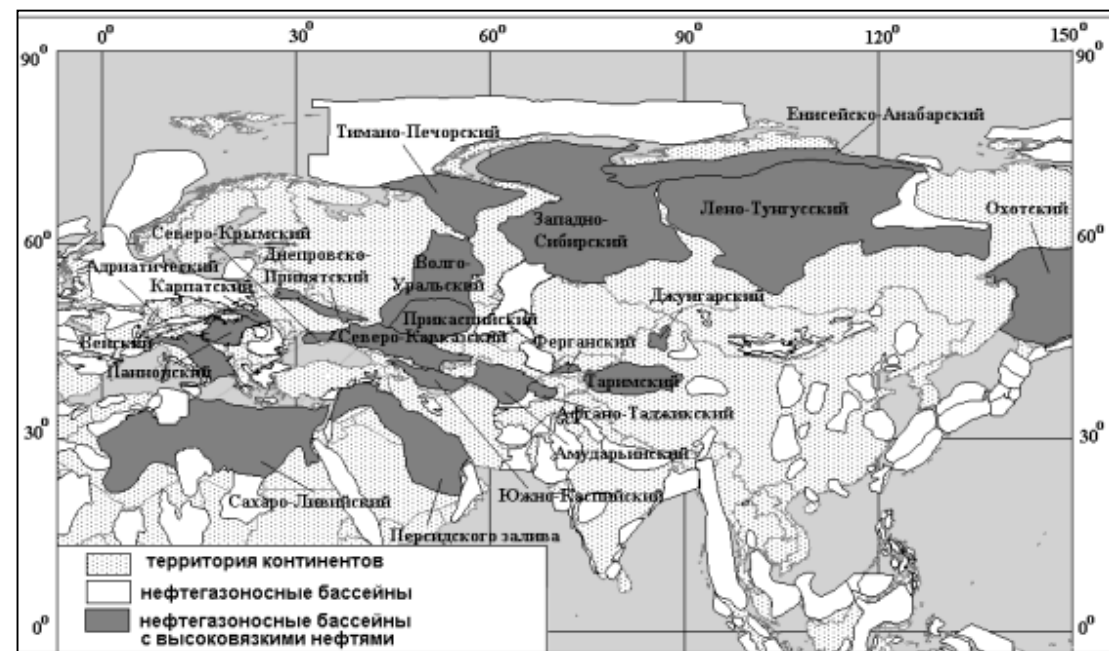
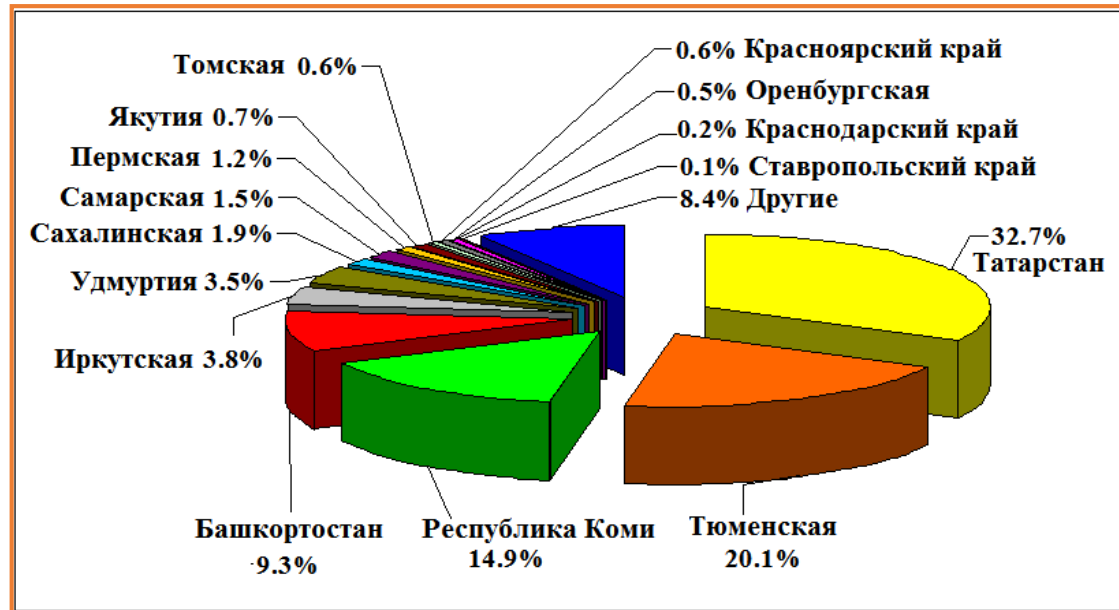
Томск – 2022

Мировые запасы тяжелой нефти*

млрд барр.



Запасы тяжелых, высоковязких нефтей примерно в 5 раз превышают запасы лёгких и маловязких нефтей и являются важнейшей частью сырьевой базы нефтяной отрасли как в России, так и в других нефтедобывающих странах мира.



Глубокие эвтектические растворители (ГЭР)

ГЭР представляет собой эвтектическую смесь кислот и оснований Льюиса или Бренстеда, которая имеет более низкую температуру плавления, чем отдельные компоненты из-за:

- образования межмолекулярной водородной связи между компонентами;
- наличия объемных несимметричных ионов с малой энергией решетки;
- делокализации заряда между акцептором и донором водородной связи.

Пример: ГЭР на основе сорбита и борной кислоты.

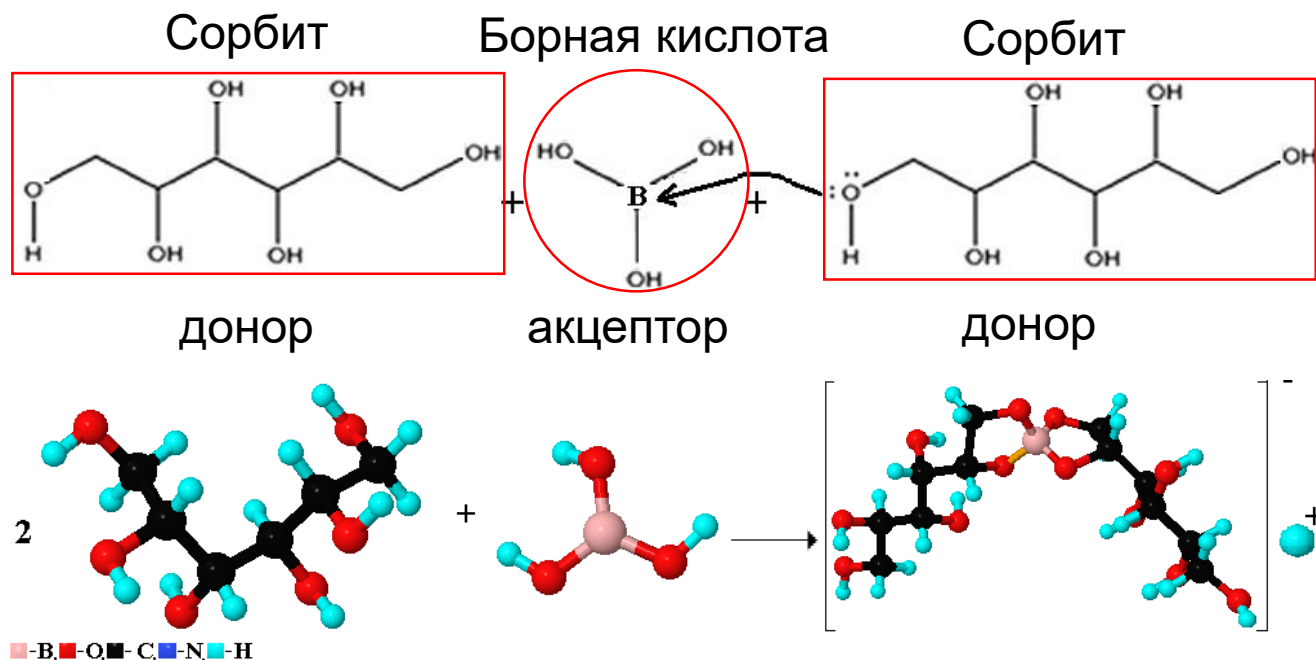
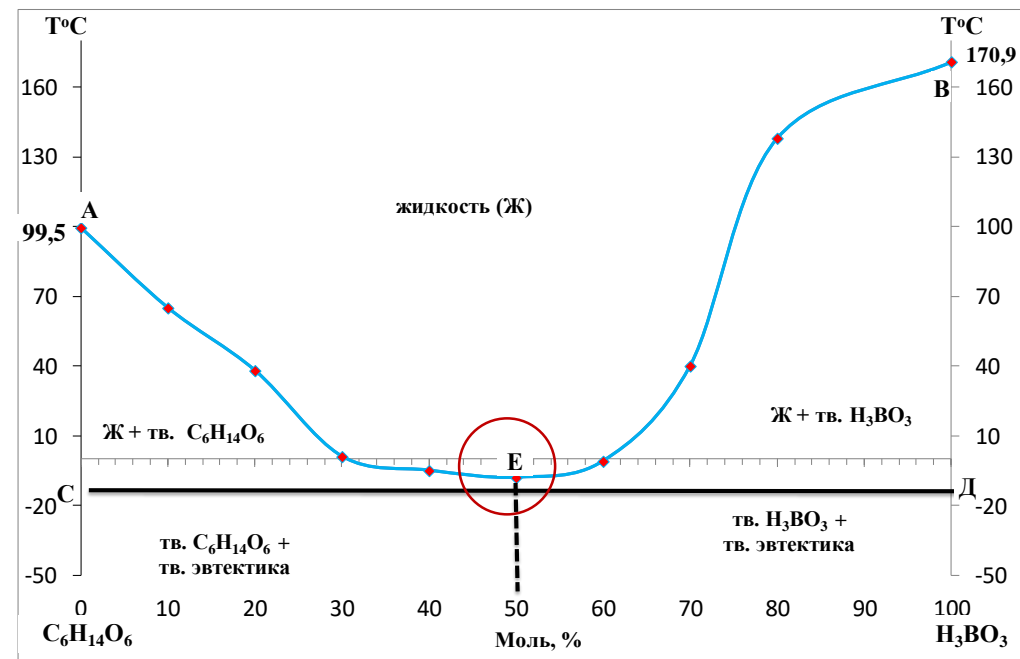


Схема донорно-акцепторного взаимодействия сорбит и борная кислота



Фазовая диаграмма сорбит – борная кислота

Цель: Влияния кислотных нефтewытесняющих композиций на основе ГЭР на состав и свойство вытесняемой нефти при физическом моделировании процесса нефтewытеснения.

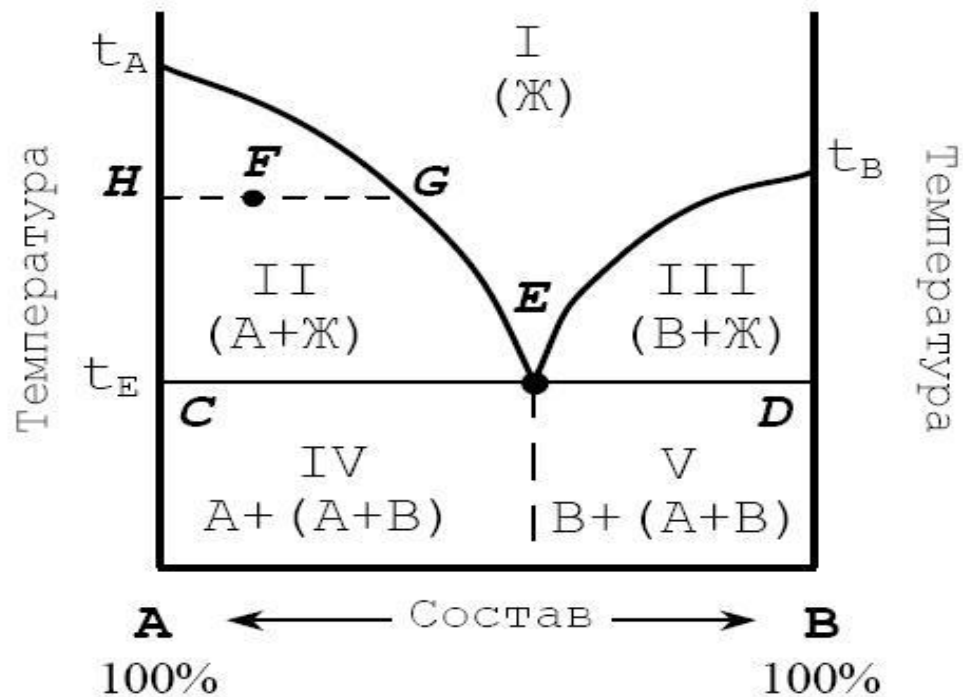
Задачи:

- 1. Физическое моделирование процесса нефтewытеснения с использованием композиций на основе ГЭР для увеличения нефтеотдачи тяжелых высоковязких нефтей; исследование фильтрационных характеристик и анализ проб модели пластовой воды, отобранных в процессе фильтрационных испытаний;**
- 2. Исследовать изменения свойств и состава тяжелых высоковязких нефтей в процессе нефтewытеснения в присутствии композиций на основе ГЭР.**

ГЭР «полиол (глицерин, сорбит, пентаэритрит) – борная кислота – карбамид»

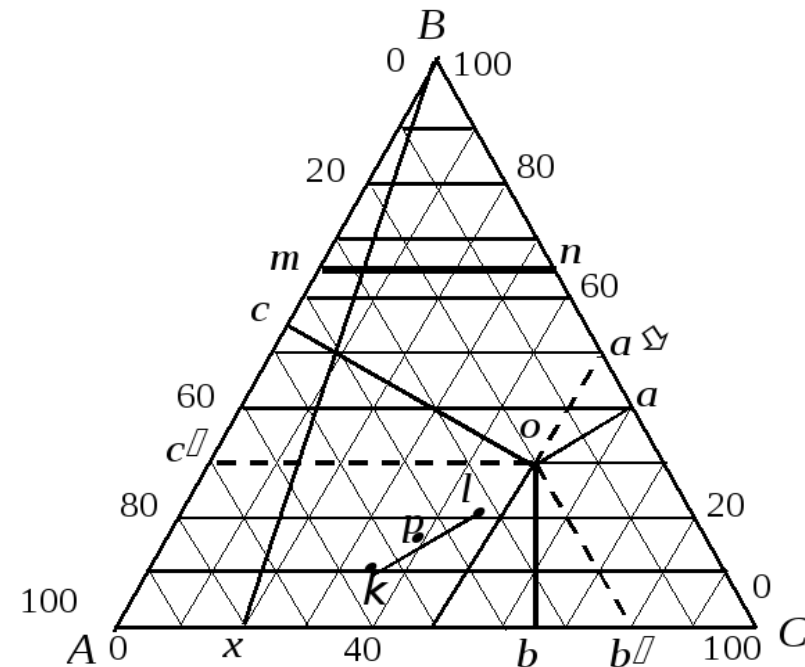
Двухкомпонентные системы:

борная кислота – полиол;
полиол – карбамид;
карбамид – борная кислота



Трехкомпонентная система

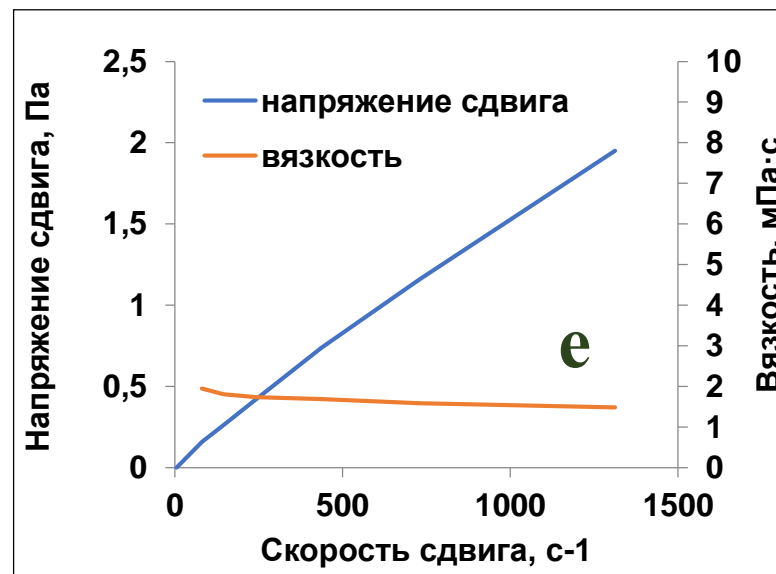
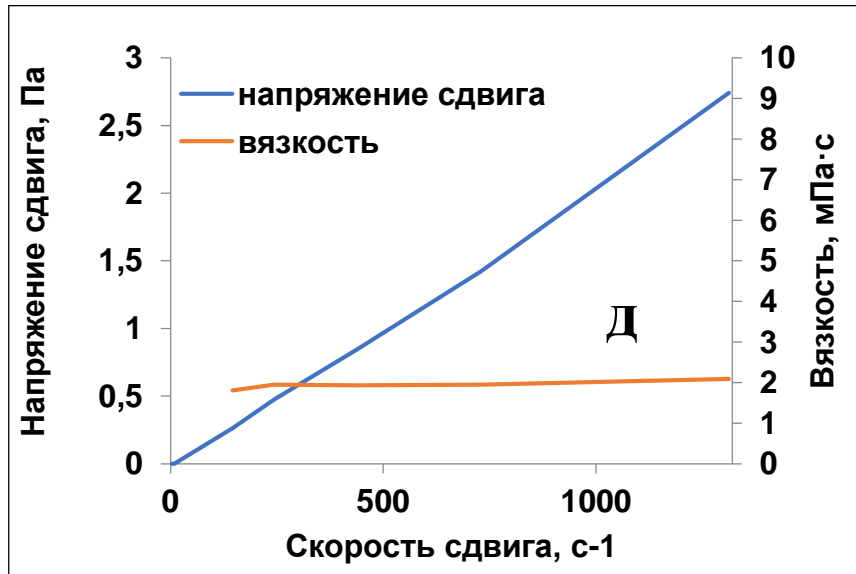
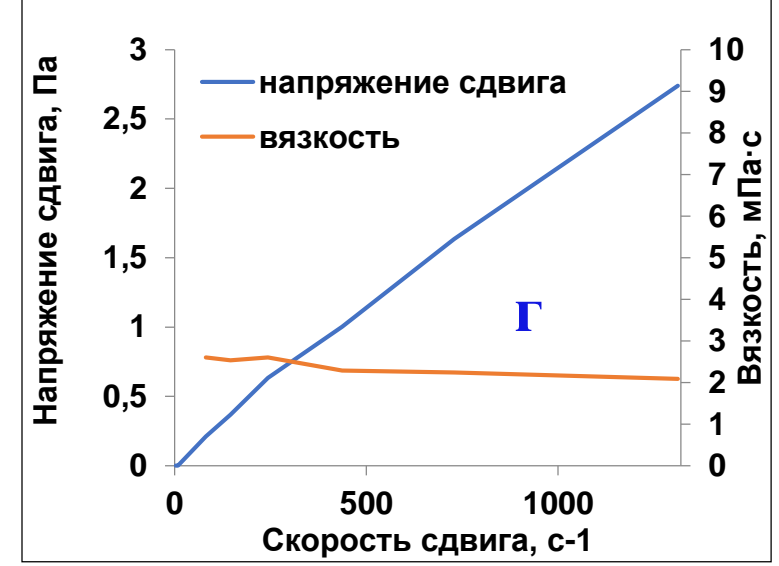
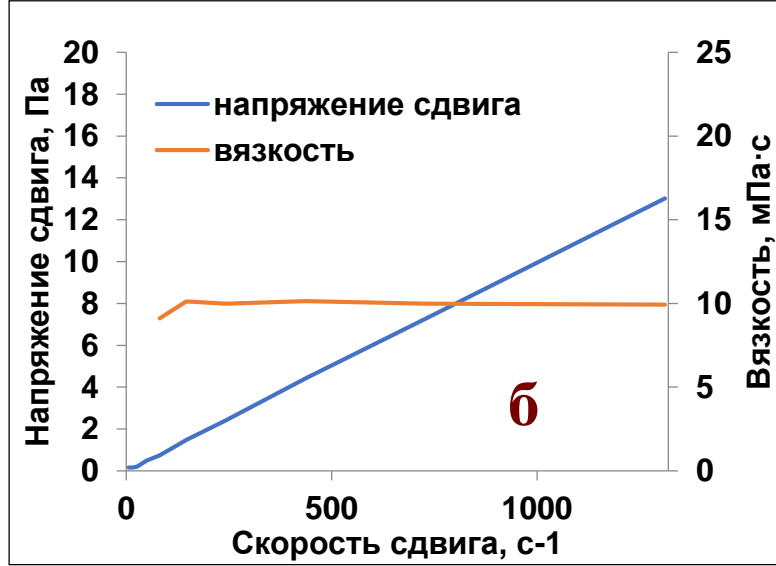
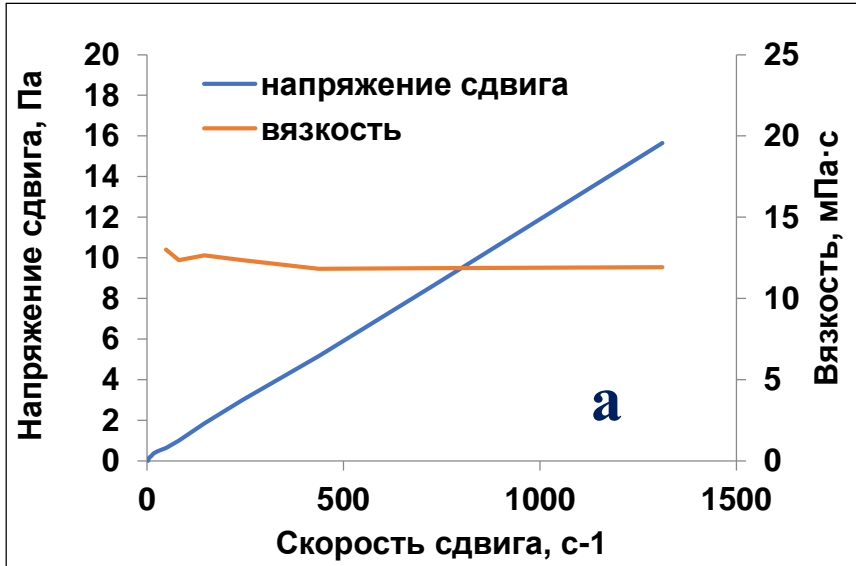
борная кислота – карбамид – полиол



Физико-химические характеристики композиций на основе ПАВ и трехкомпонентных ГЭР «борная кислота – карбамид – полиол (глицерин, пентаэритрит, сорбит)», в том числе содержащих HF

№	Композиций	Плотность, г/см³	Вязкость, мПа·с	Водородный показатель, ед. рН
1	Борная кислота, сорбит, карбамид, ПАВ	1,073	1,83	3,3
2	Борная кислота, глицерин, карбамид, ПАВ	1,187	12,8	2,4
3	Борная кислота, глицерин, карбамид, ПАВ, HF	1,187	6,6	0,7
4	Борная кислота, пентаэритрит, карбамид, ПАВ	1,067	1,46	4,0
5	Борная кислота, пентаэритрит, карбамид, ПАВ, HF	1,068	1,35	0,8

Реологические кривые течения и зависимость вязкости растворов кислотных нефтewытесняющих композиций на основе ПАВ и трехкомпонентных ГЭР

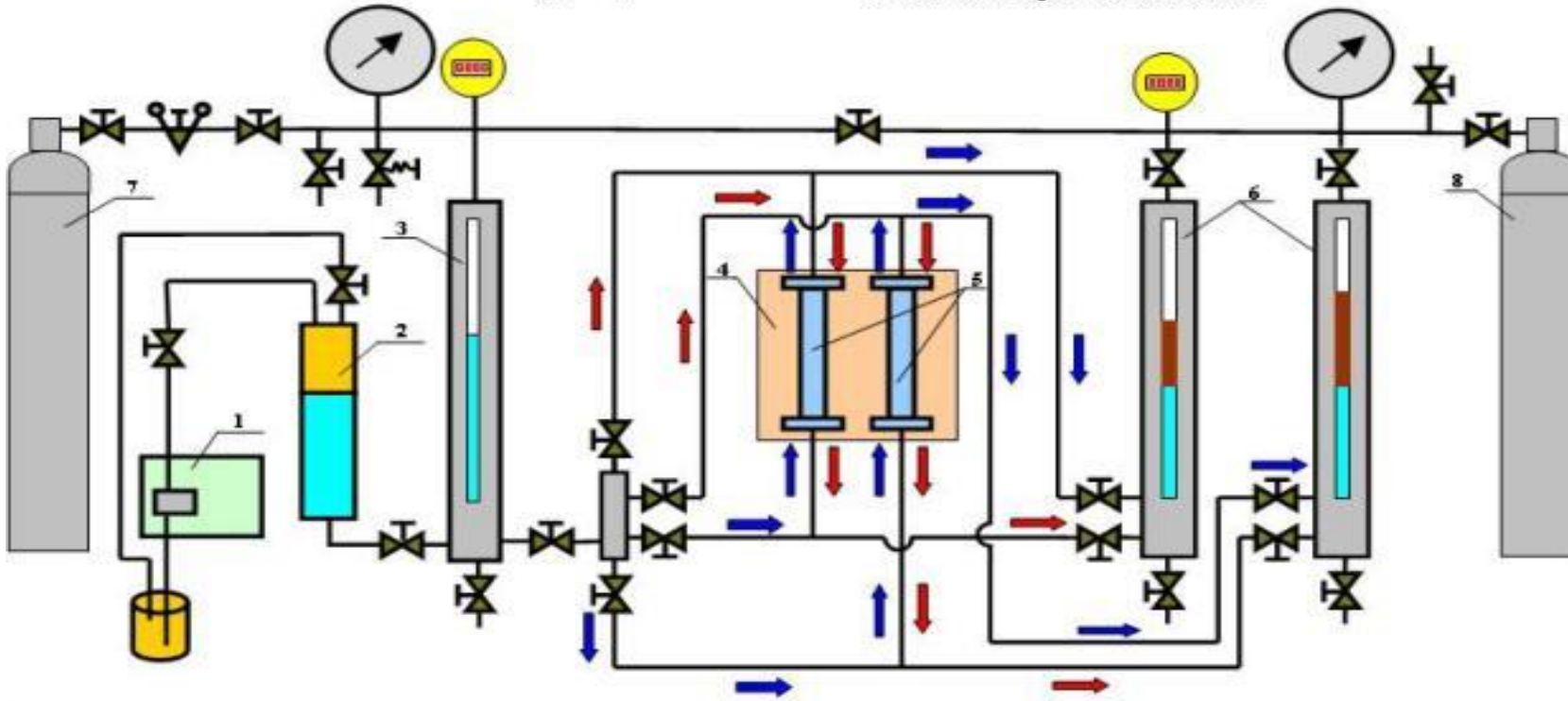


а – на основе глицерина;
б – на основе глицерина + HF;
г – на основе сорбита;
д – на основе пентаэритрита;
е – на основе пентаэритрита + HF.

Фильтрационные испытания и изучение процесса нефтевытеснения на лабораторной установке

Схема установки для определения коэффициента вытеснения нефти и изучения фильтрации жидкостей при моделировании пластовых условий

- | | |
|--------------------------|-------------------------------|
| 1 – насос ВЭЖХ | 5 – колонки с пористой средой |
| 2 – контейнер раздельный | 6 – мерники для нефти и воды |
| 3 – демпфер-мерник | 7 – баллон с газом |
| 4 – контур нагрева | 8 – баллон противодавления |



- -фильтрация в прямом направлении
- -фильтрация в обратном направлении



Подготовка водо-нефтенасыщенной модели неоднородного пласта пермокарбоновой залежи Усинского месторождения

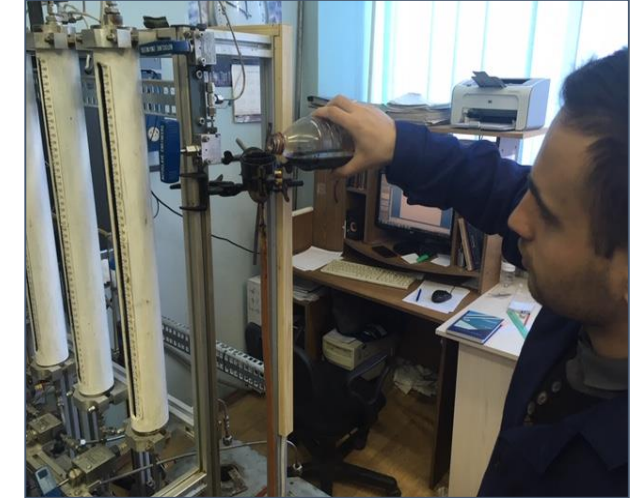
Заполнение колонок дезинтегрированным
керновым материалом



Измерение
газопроницаемости



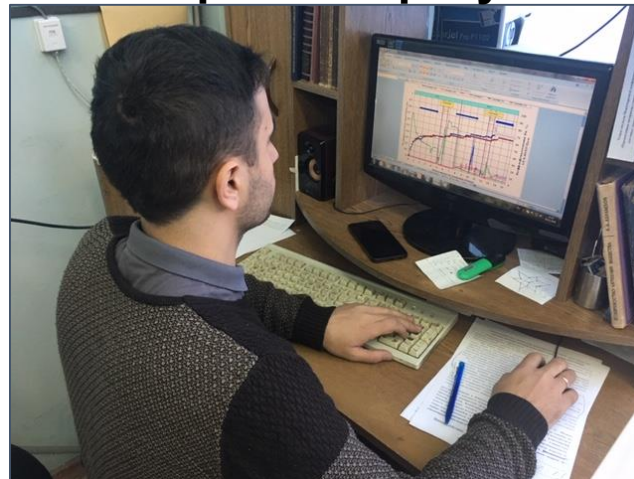
Насыщение колонок водой
и нефтью



Проведение фильтрационного
исследования



Обработка результатов



Химические анализы проб,
отобранных в эксперименте



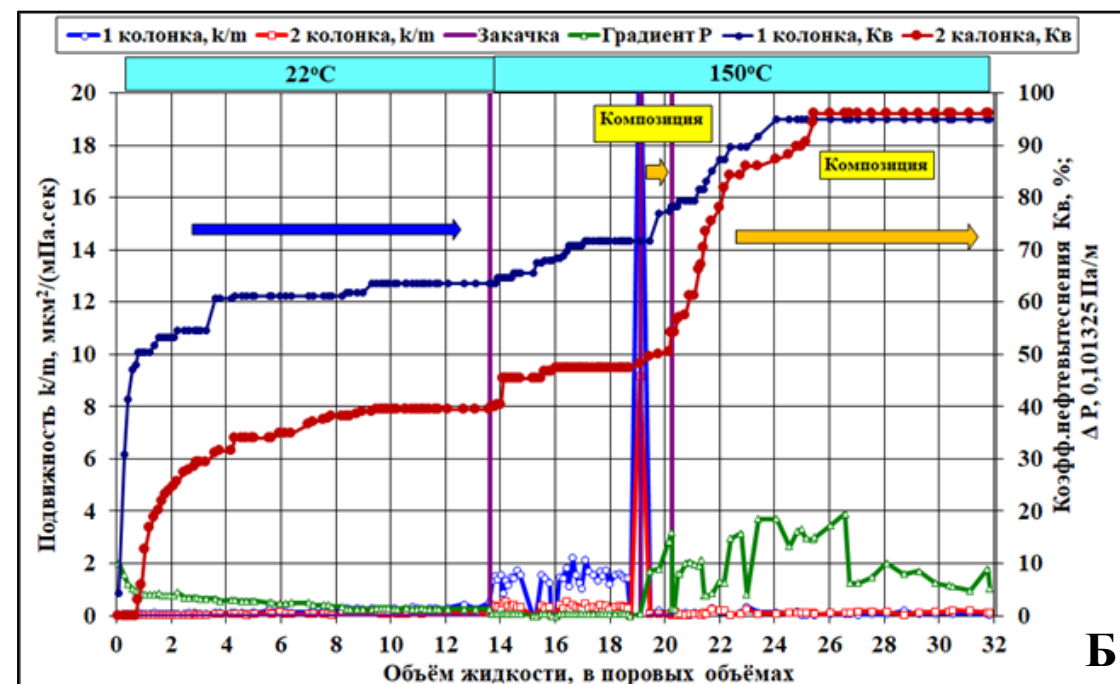
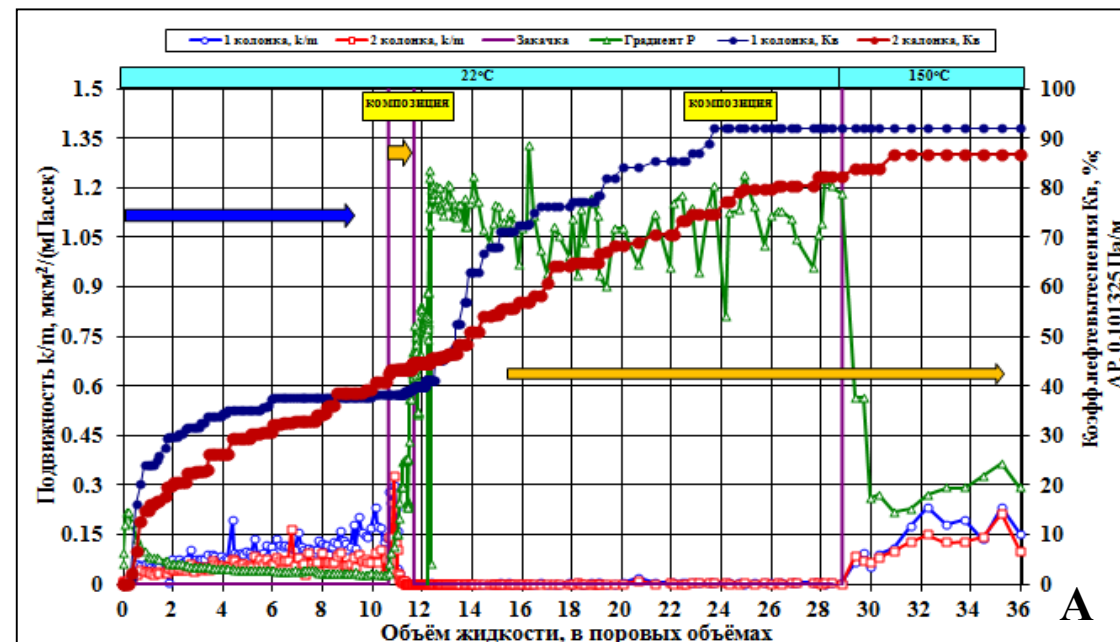
При непрерывной закачке композиции ГЭР на основе глицерина

Модель	№ колонок	Газопроницаемость колонки, мкм ²	Отношение подвижностей (до закачки композиции / при фильтрации композиции)	Коэффициент нефтевытеснения		Максимальный градиент давления при прокачке композиции, МПа/м
				Водой / водой и композицией, %	Прирост за счет композиции	
А	1	1,505	1,64:1 / 1,45:1	38,3 / 92	53,7	8,85
	2	0,562		42,4 / 86,8	44,4	
Б	1	1,870	2,81:1 / 1:1,17	63,5 / 95	31,5	1,95
	2	0,969		39,4 / 96,1	56,7	

Рисунки и таблица Фильтрационные характеристики моделей пласта Русского месторождения при 22 и 150 °С и прирост коэффициента нефтевытеснения после закачки композиции ГЭР на основе глицерина:

А – при непрерывной закачке композиции ГЭР на основе глицерина при низкой температуре (при 22 °С). Исходная газовая проницаемость первой и второй колонок 1,505 и 0,562 мкм²;

Б – при непрерывной закачке композиции ГЭР на основе глицерина при 150 °С. Исходная газовая проницаемость первой и второй колонок 1,870 и 0,969 мкм².



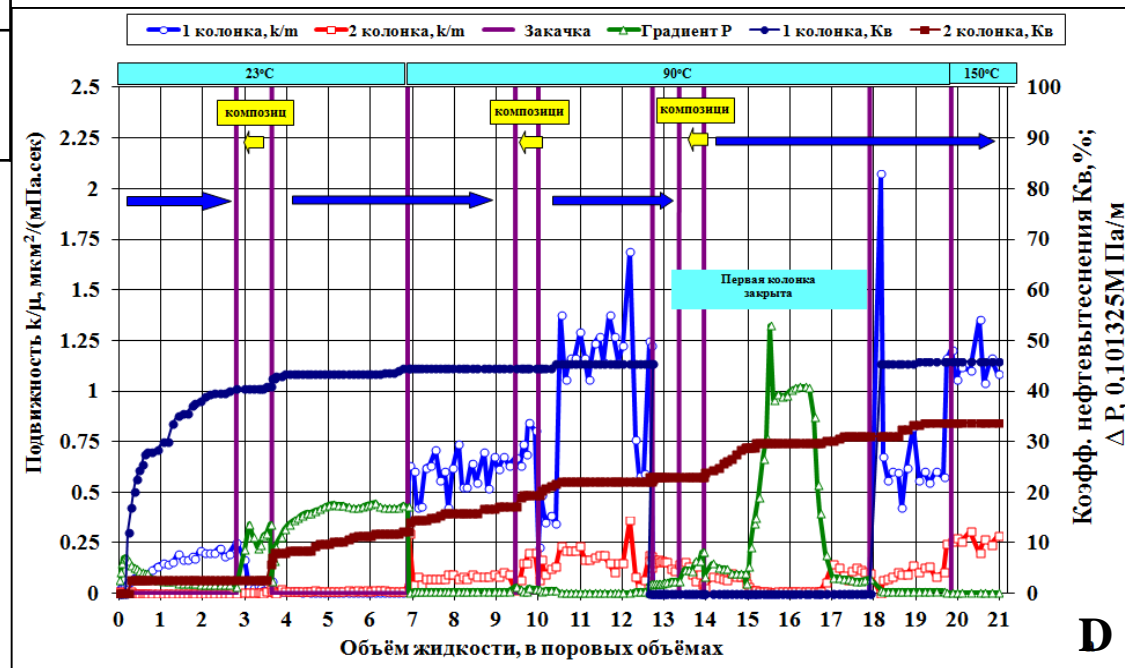
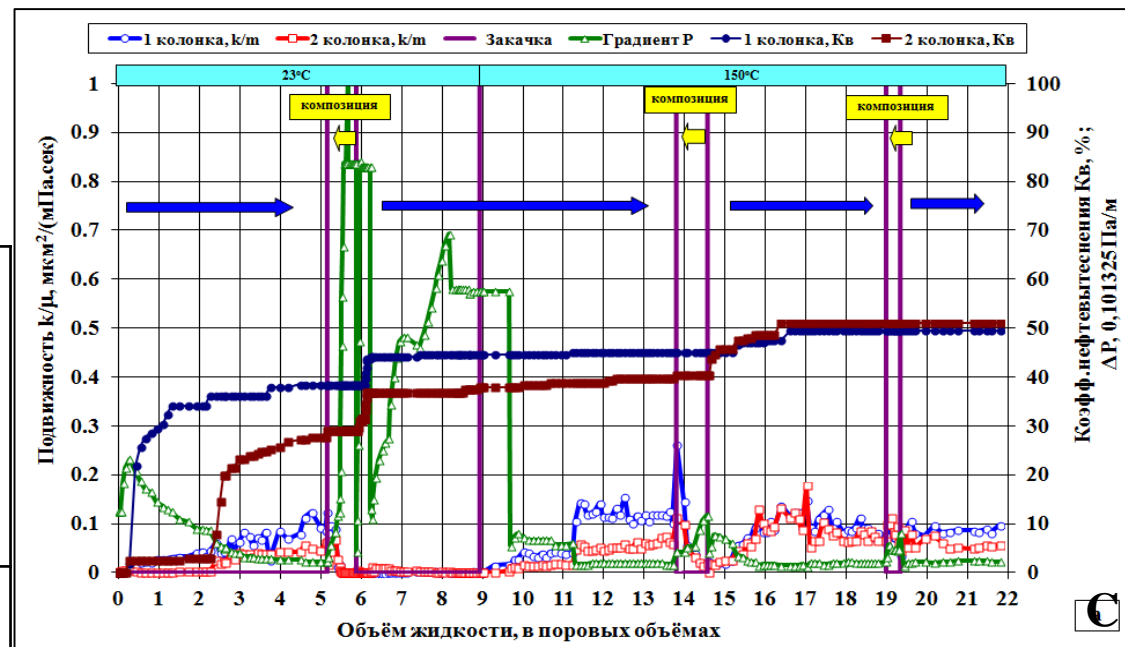
Фильтрационные характеристики модели неоднородного пласта с обработкой композицией ГЭР на основе сорбита (борная кислота – карбамид – сорбит)

Модель	№ колонки	Газопроницаемость колонки, мкм ²	Коэффициент нефтевытеснения		Максимальный градиент давления при прокачке композиции, МПа/м	
			Водой / водой и композицией, %	Прирост за счет композиции		
С	1	1,100	3,13:1 / 1,15:1	38,5 / 49,4	10,9	8,375
	2	0,892		27,7 / 51		
D	1	3,076	134,06:1 / 6,:1	40,5 / 45,8	5,3	5,3
	2	0,582		2,6 / 33,7		

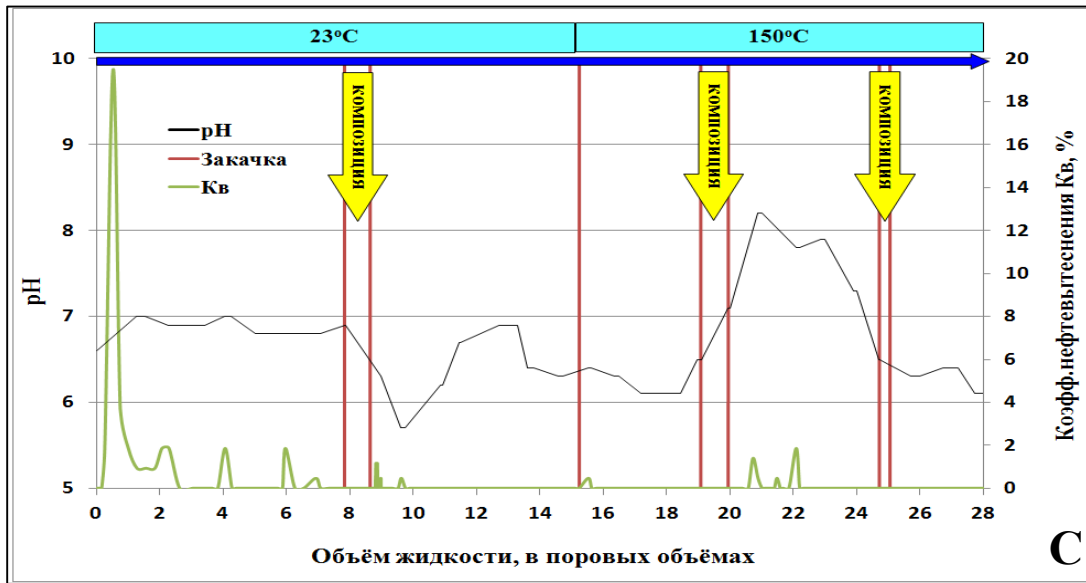
Рисунки и таблица Фильтрационные характеристики модели пласта Усинского месторождения при 22-23 и 150 °С и прирост коэффициента нефтевытеснения после закачки композиции ГЭР на основе сорбита:

С – при закачке композиции ГЭР на основе сорбита при 23 и 150 °С). Исходная газовая проницаемость первой и второй колонок 1,100 и 0,892 мкм²;

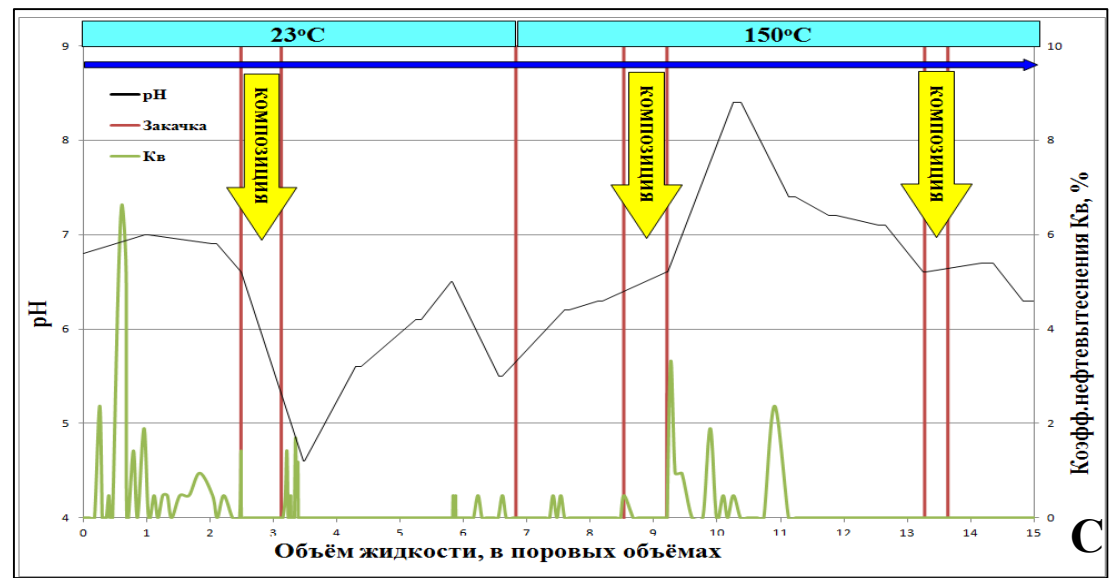
D – при закачке композиции ГЭР на основе сорбита при 23, 90 и 150 °С. Исходная газовая проницаемость первой и второй колонок 3,076 и 0,582 мкм².



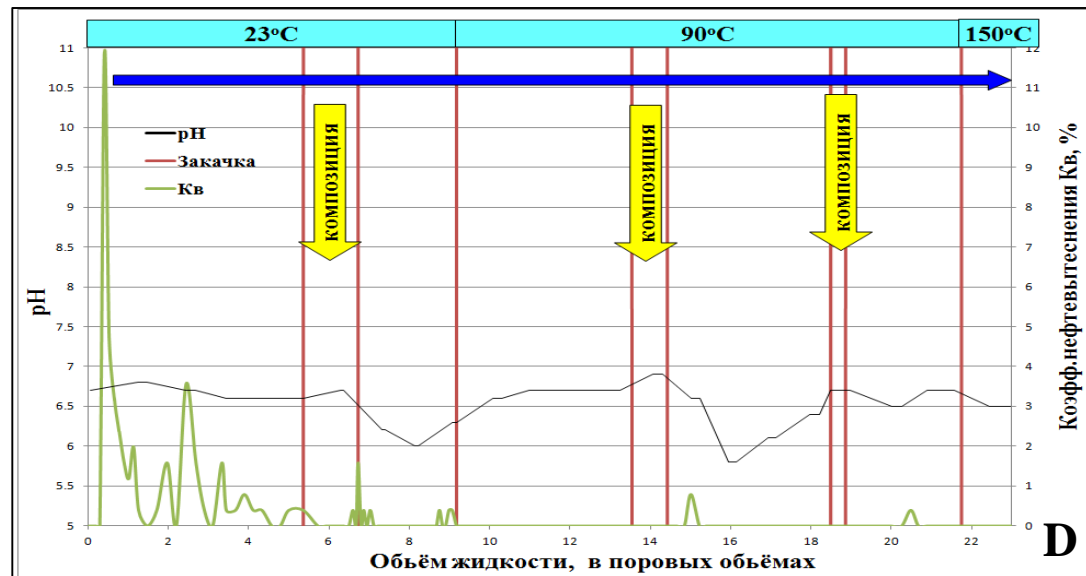
Изменение pH во время эксперимента с использованием композиции ГЭР на основе сорбита



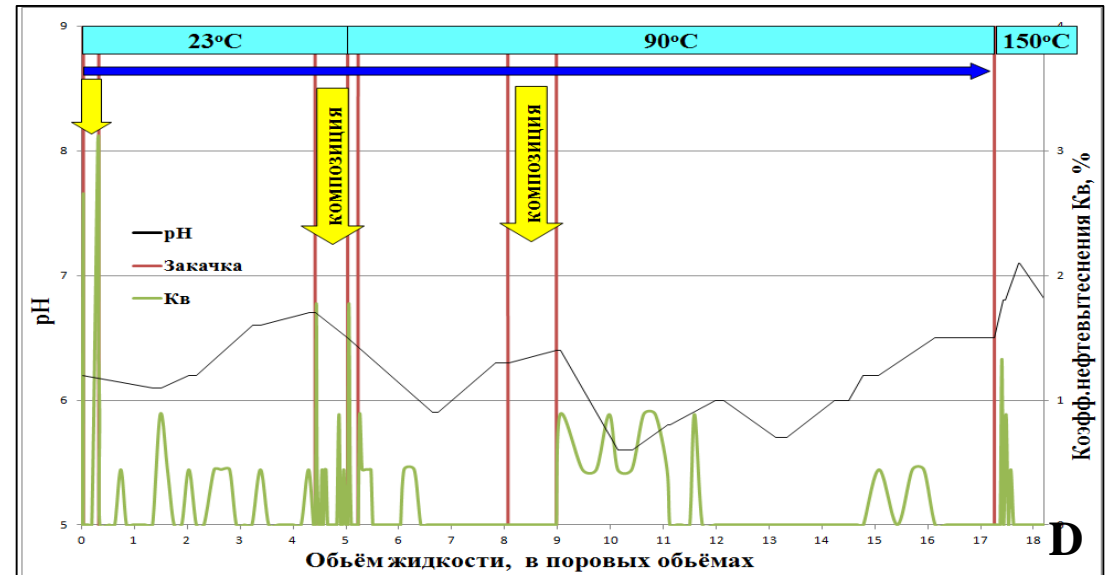
Газопроницаемость **0,1,100 мкм²**



Газопроницаемость **0,892 мкм²**



Газопроницаемость **3,076 мкм²**



Газопроницаемость **0,582 мкм²**

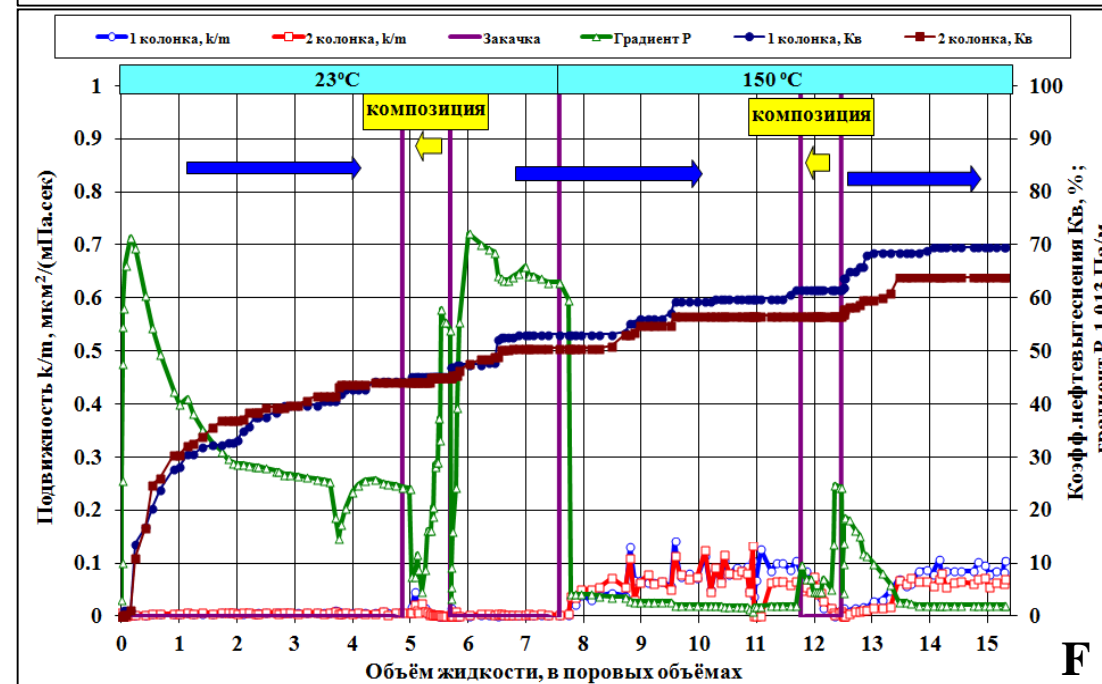
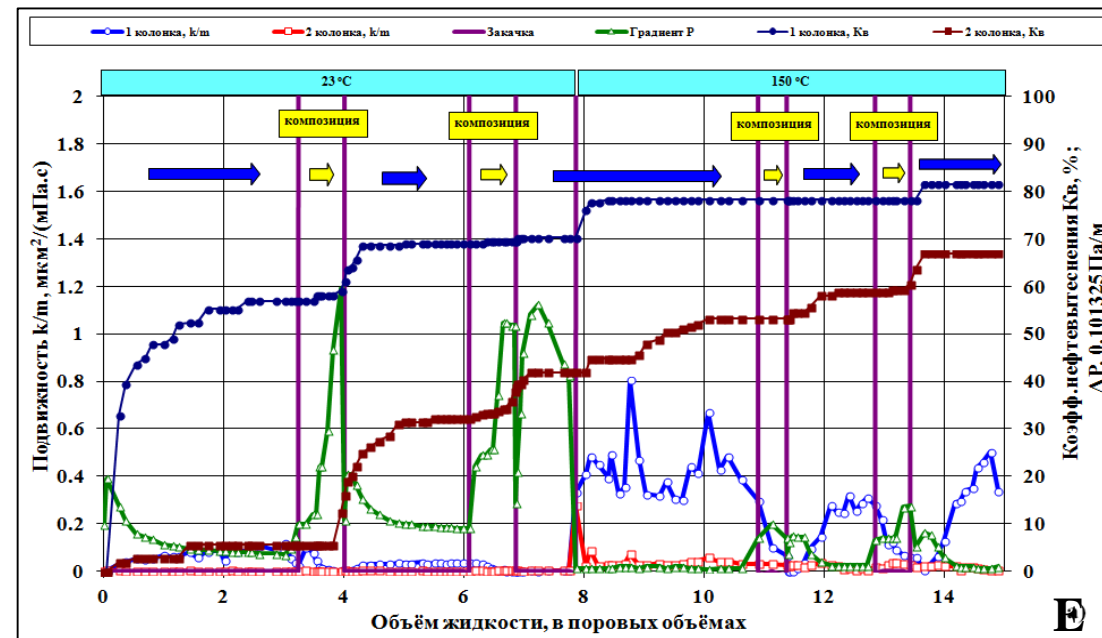
Фильтрационные характеристики модели неоднородного пласта с обработкой композицией ГЭР на основе глицерина (борная кислота – карбамид – глицерин)

Модель	№ колонки	Газопроницаемость колонки, мкм ²	Отношение подвижностей (до закачки композиции / при фильтрации композиции)	Коэффициент нефтевытеснения		Максимальный градиент давления при прокачке композиции, МПа/м
				Водой / водой и композицией, %	Прирост за счет композиции	
E	1	0,832	48,9:1 / 5,2:1	57,0 / 81,5	24,0	5,93
	2	0,341		6,0 / 66,9	60,9	
F	1	0,500	1,12:1 / 1,44:1	44,2 / 69,6	15,4	2,475
	2	0,343		44,2 / 63,9	29,7	

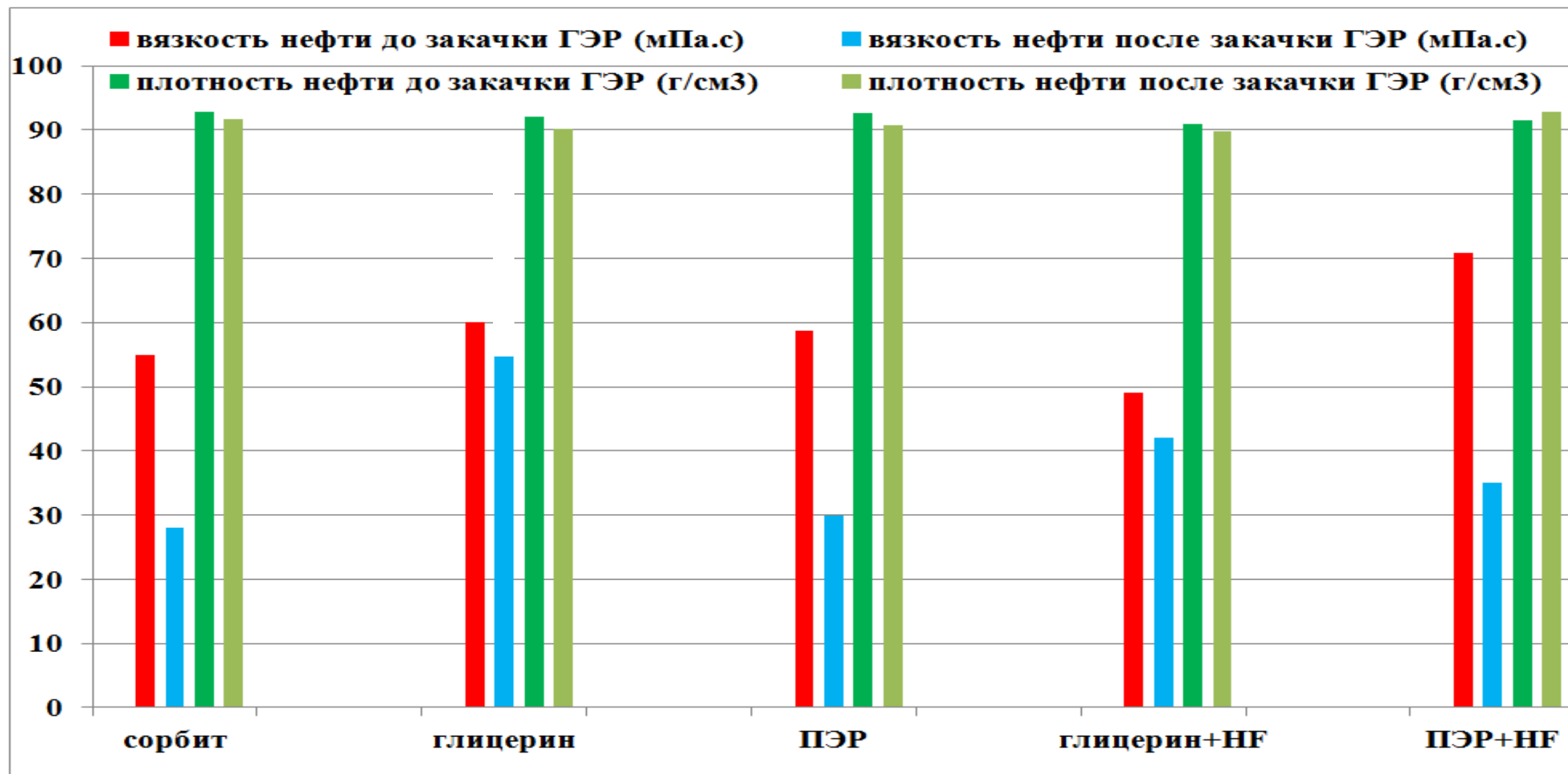
Рисунки и таблица Фильтрационные характеристики моделей пласта Русского месторождения при 23 и 150 °С и прирост коэффициента нефтевытеснения после закачки композиции ГЭР на основе глицерина:

E – при закачке композиции ГЭР на основе глицерина при 23 и 150 °С. Исходная газовая проницаемость первой и второй колонок 1,100 и 0,892 мкм²;

F – при закачке композиции ГЭР на основе глицерина при 23 и 150 °С. Исходная газовая проницаемость первой и второй колонок 3,076 и 0,582 мкм².



Изменения вязкости и плотности нефтей до- и после обработки КОМПОЗИЦИЯМИ



Изменения структурного состава нефтей до и после обработки композициями ГЭР

Спектральные коэффициенты	Изменения структурного состава нефти								
	Русское м-е				Р-с Усинское м-е			Восточно-Мессояхское м-е	
	Исх.	ГЭР-Глиц. призаб. зона	ГЭР-Глиц.	ГЭР-Глиц. + HF	Исх.	ГЭР-Сорбит	ГЭР-ПЭР	Исх.	ГЭР-ПЭР +HF
$C_1 = D_{1603}/D_{724}$	1,31	1,287	1,269	1,280	1,621	1,412	1,438	1,212	1,139
$C_2 = D_{1167}/D_{1460}$	0,102	0,117	0,097	0,103	0,123	0,101	0,109	0,084	0,091
$C_3 = D_{1031}/D_{1460}$	0,101	0,112	0,096	0,101	0,140	0,099	0,116	0,081	0,086
$C_4 = D_{1705}/D_{1460}$	0,075	0,072	0,073	0,072	0,085	0,104	0,089	0,046	0,051
$A_1 = D_{813}/D_{747}$	0,874	0,963	0,978	1,168	1,033	0,866	1,001	0,884	0,886
$A_2 = D_{813}/D_{724}$	0,946	0,904	0,920	0,885	1,069	0,915	0,908	1,029	1,019

$C_1 = D_{1603}/D_{724}$ – коэффициент ароматичности, отношение содержания алкилбензолов к содержанию нормальных алканов;

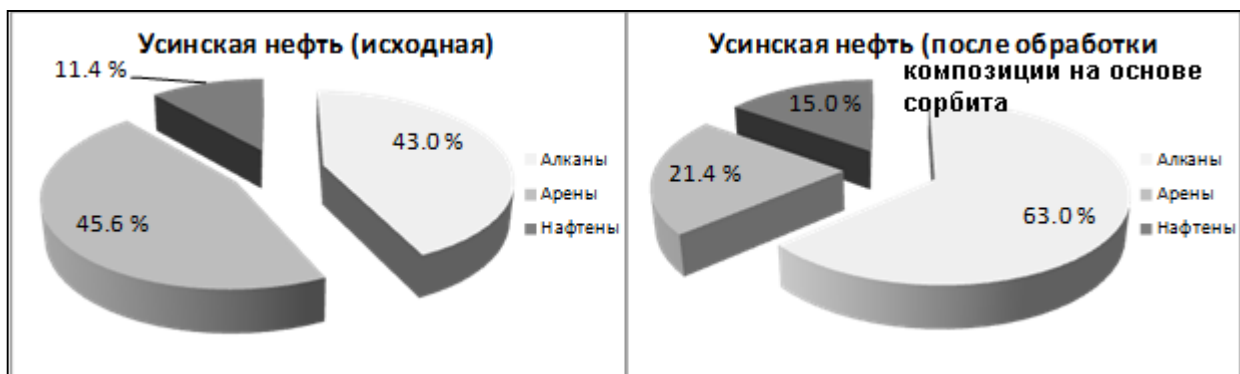
$C_2 = D_{747}/D_{724}$ – условное содержание эфирных групп;

$C_3 = D_{724}/D_{1377}$ – условное содержание сульфоксидных групп;

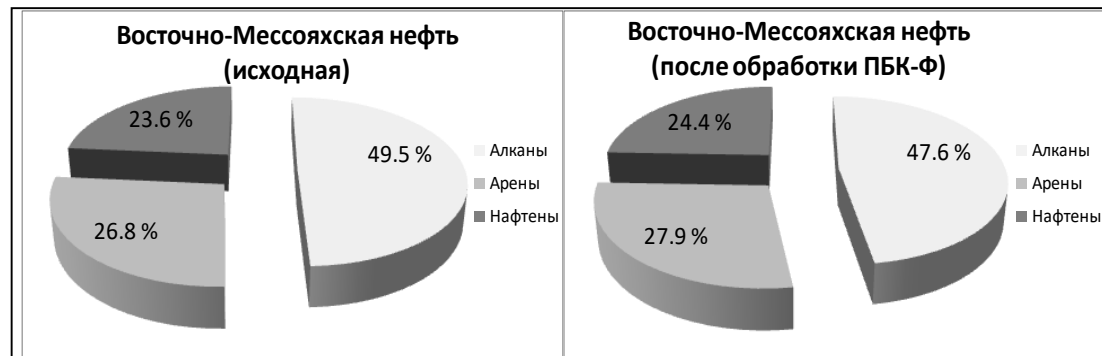
$C_4 = D_{1377}/D_{724}$ – условное содержание С=О групп;

$A_1 = D_{813}/D_{747}$ – коэффициент относительного содержания три- и полициклических аренов; $A_2 = D_{813}/D_{724}$ – коэффициент относительного содержания трициклических аренов и алканов.

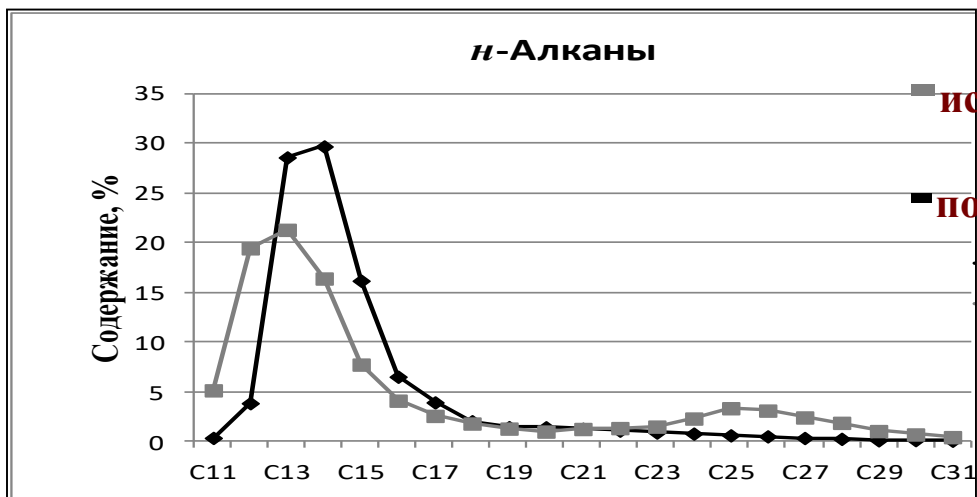
Результаты ХМС состава маслинный фракции нетей нефтей до и после обработки композициями ГЭР



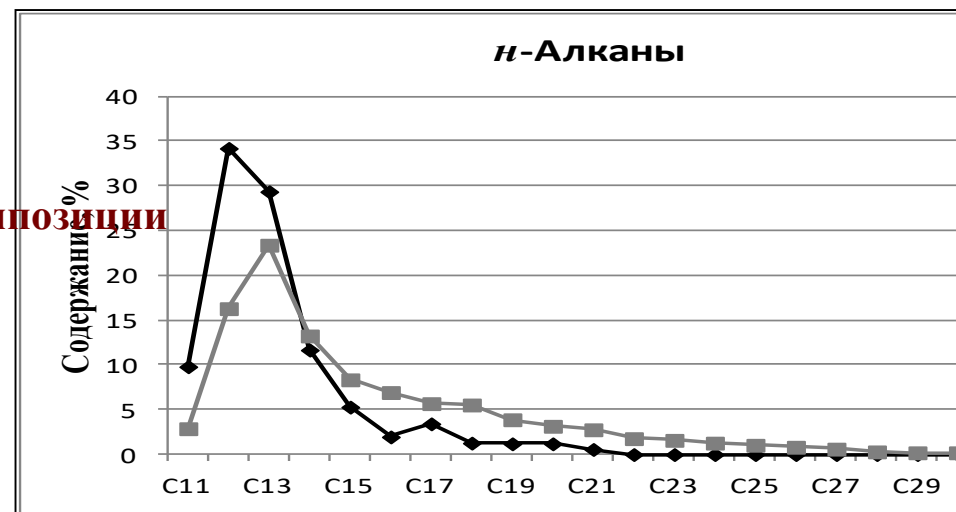
Распределение основных групп органических соединений в Усинской нефти исходной и после обработки композиции ГЭР на основе сорбита, % отн.



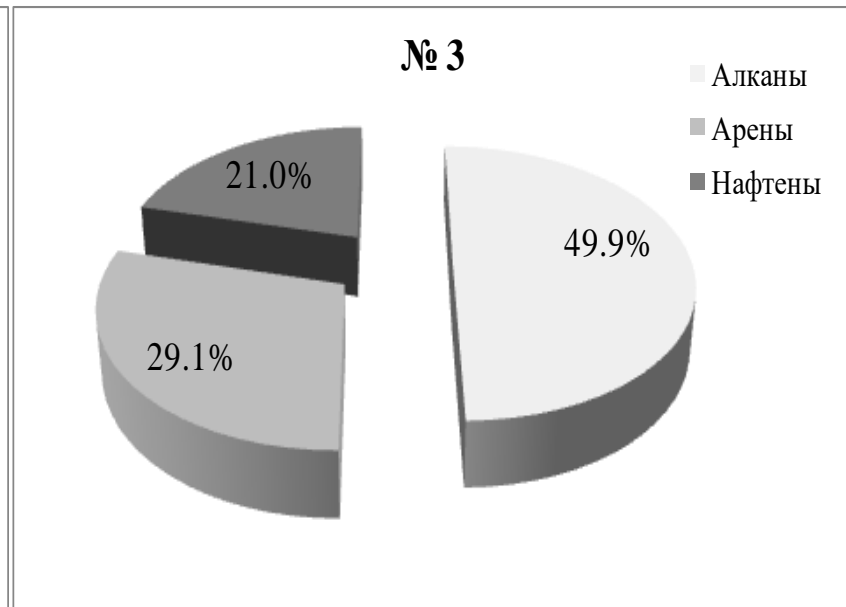
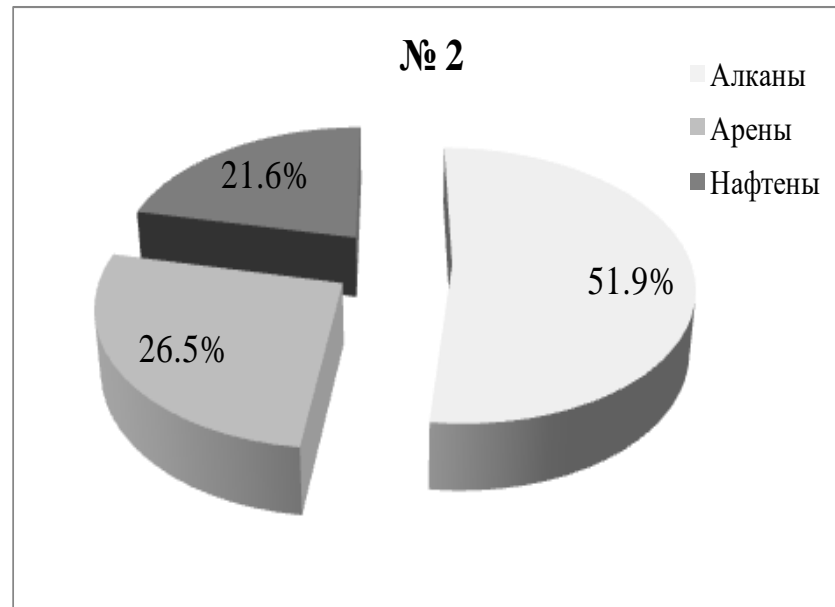
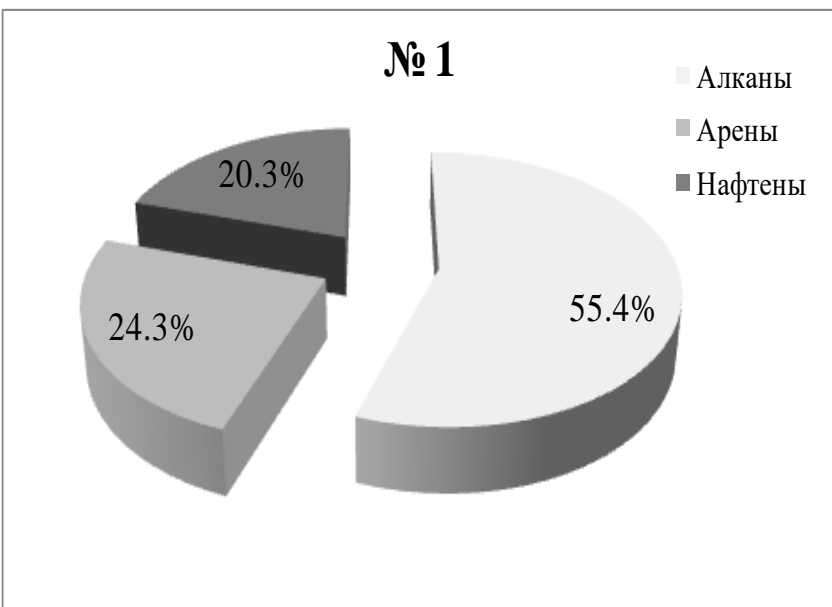
Распределение основных групп органических соединений в Восточно-Мессояхской нефти исходной и после обработки композиция на основе ПЭР и пиваликовой кислоты, % отн.



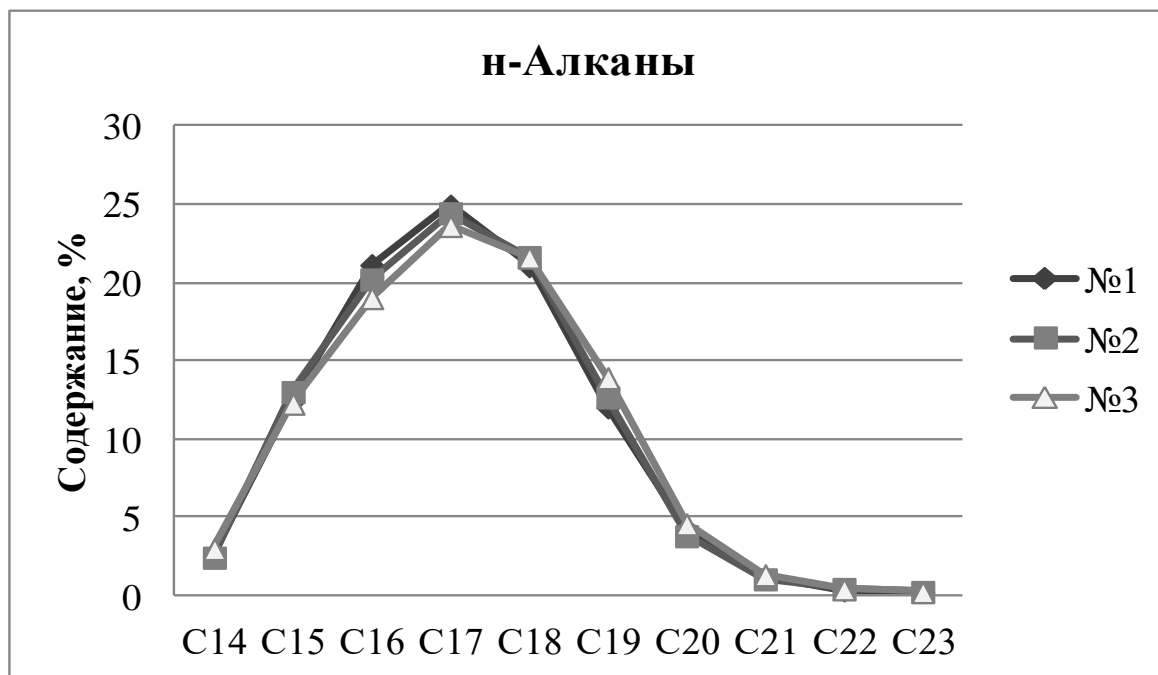
Распределение n-алканов в Усинской нефти исходной и после обработки композиции ГЭР на основе сорбита



Распределение n-алканов в Восточно-Мессояхской нефти исходной и после обработки композиции ГЭР на основе пентаэритрита



Распределение основных групп органических соединений в **исходной** нефти Русского месторождения (№1) и **после** обработки композиции ГЭР на основе глицерина при 22 °С (№2) и при 150 °С (№3), % отн



Распределение n-алканов в исходной нефти Русского месторождения (№1) и после обработки компонентом ГЭР на основе глицерина (№2 и №3), % отн

Заключение

1. Физическое моделирование процесса нефтевытеснения из модели неоднородного пласта карбонатного и терригенного коллектора позволило установить, что использование композиций на основе ГЭР приводит к выравниванию фильтрационных потоков в модели неоднородного пласта и существенному приросту коэффициента нефтевытеснения – до 35,7 % (в среднем по модели) при низких температурах 30 % и до 25 % при высоких температурах.
2. Результаты эксперимента по моделированию нефтевытеснения из призабойной зоны композицией на основе ГЭР показали, что обработка приводит к увеличению коэффициента извлечения нефти до 96,1 % при приросте коэффициента нефтевытеснения 44,4-53,7 %, при низкой и 23,3-48,8 %, при высокой температуре.
3. Результаты анализа тяжелых высоковязких нефтей было установлено, что применение композиций **поверхностно-активных веществ и аддукта неорганической кислоты** на основе ГЭР, не вызывает значимых изменений в качественном составе нефти, а приводит, главным образом, к перераспределению содержания низко- и более высокомолекулярных структур за счет доотмыва высокомолекулярных соединений нефти.

A small, realistic-looking globe of the Earth is centered on the image, resting on a large, vibrant green leaf. The globe shows the continents of North and South America in a light tan color, surrounded by blue oceans. The leaf has a detailed network of veins and a slightly serrated edge. The background is a soft, out-of-focus gradient of light blue and white, suggesting a bright, natural setting. The overall composition is clean and symbolic, representing environmental care and global awareness.

Спасибо за внимание !