Новая технология площадного воздействия с применением полифункционального реагента ХСИ-4601

Адрес: 117420, Россия, город Москва, улица Наметкина, дом 14, корпус 2, офис 601
тел.: +7 (495) 718-58-12, тел./факс: +7 (495) 332-00-85
e-mail: info@cse-inc.ru • www.cse-inc.ru

I. Исследование состава и свойств остаточной после заводнения нефти с целью выбора эффективного метода воздействия на пласт

Знание состава и свойств остаточной нефти выдвигается на первый план при разработке технологий воздействия на пласт и призабойную зону. Изучение их проведено с использованием современных физико-химических методов анализа: хромато-масс-спектрометрии, ЯМР и H1 и C13, ИК-, УФ-спектроскопии.

Исследования остаточной нефти

Остаточная нефть

Деасфальтизация

Деасфальтизация остаточной нефти

Асфальтены

1. Обессмоливание на сорбенте МПС-1150 ГХ;
2. Элюентная хроматография на сорбенте МПС-700 ГХ;
3. Элюентная хроматография на сорбенте МПС-250 ГХ.

Смолы

Углеродная часть

Тяжёлая ароматика

Элюентная хроматография на силикагеле ШСМ (100–200 меш.)

Парафино-нафтеновые углеводороды

Лёгкая ароматика

Средняя ароматика

Методы анализа — элементный анализ, потенциометрическая йодатометрия, молекулярная масса; методы сожжения, ИК-, УФ-спектроскопия; масс-спектрометрия положительных и отрицательных ионов, позволяющие определить:

физико-химическая характеристика	разделение по молекулярной массе	групповой состав углеводородов и органических соединений серы	распределение по общей, сульфидной, меркаптановой сере	структурно-групповой состав

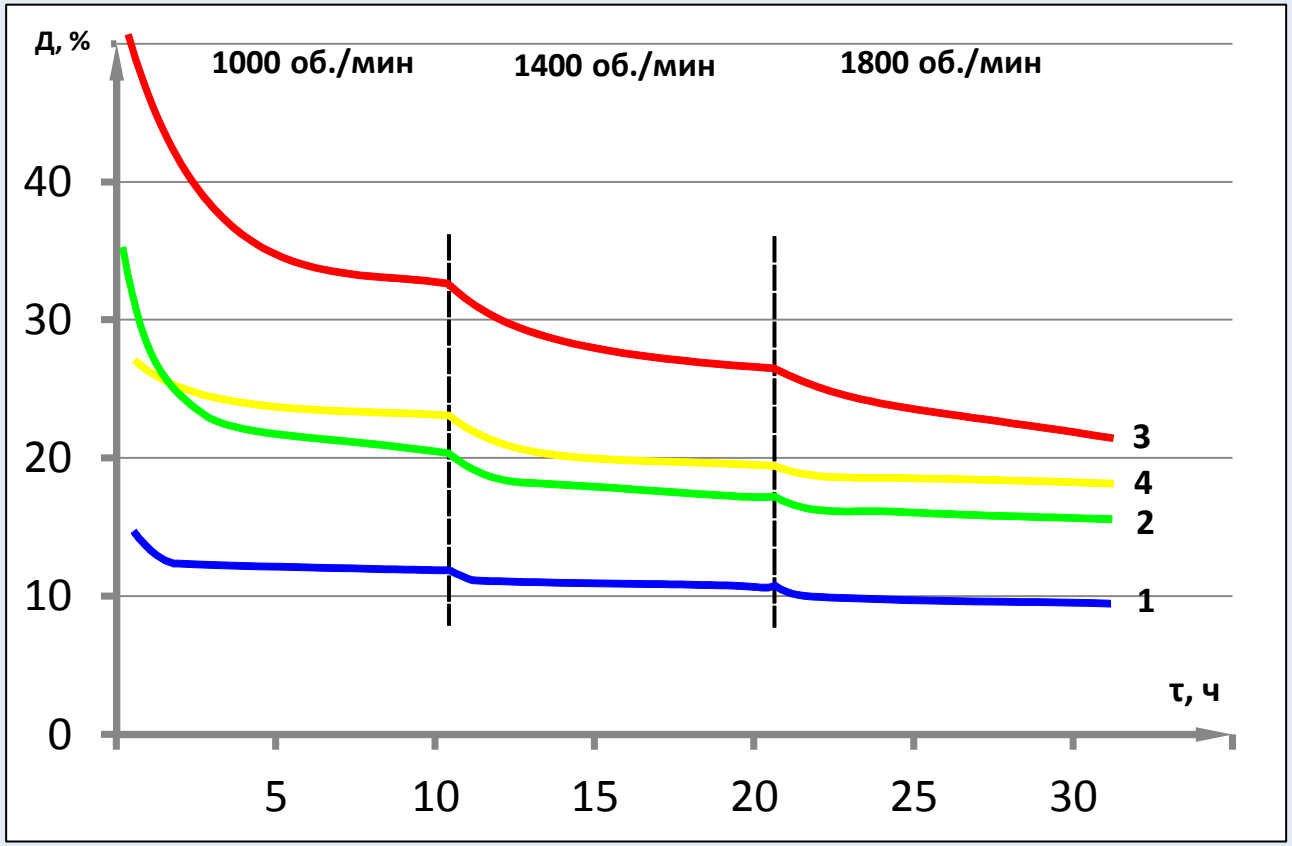
Структурно-групповой состав исследуемых нефтей, %

Углеводороды	Месторождение 1		Месторождение 2		Месторождение 3		Месторождение 4	
	отбензи-ненной	остаточ-ной	отбензи-ненной	остаточ-ной	нативной	остаточ-ной	нативной	остаточ-ной
Парафиново-нафтеновые	53,5	27,63	41,6	28,62	48,9	46,7	35,9	25,7
Ароматические	32,76	32,29	37,3	28,28	36,6	26,5	26,4	36,5
Смолы силикагелевые	10,71	22,45	13,8	23,92	13,1	17,1	17,1	34,3
Асфальтены	2,15	16,86	6,4	18,28	4,2	8,01	5,7	11,2

Физико-химические характеристики исследуемых нефтей

Характеристика	Месторождение 1		Месторождение 2		Месторождение 3		Месторождение	
	отбензи-ненная	остаточ-ная	отбензи-ненная	остаточ-ная	нативная	остаточ-ная	нативная	остаточ-ная
Моль. масса	410	503	460	563	412	484	404	507
Элементный состав, %								
C	84,07	81,13	83,87	80,06	84,21	81,47	83,82	80,68
H	11,85	10,79	12,00	10,77	12,20	11,09	10,48	11,00
S	2,15	4,16	2,87	3,90	2,14	3,41	2,92	3,22
N	0,10	1,01	0,10	0,72	0,18	0,20	отсут.	след.
O	—	—	0,22	0,86	1,27	3,84	2,78	6,91
C/H	0,59	0,63	0,58	0,62	0,54	0,60	0,66	0,61

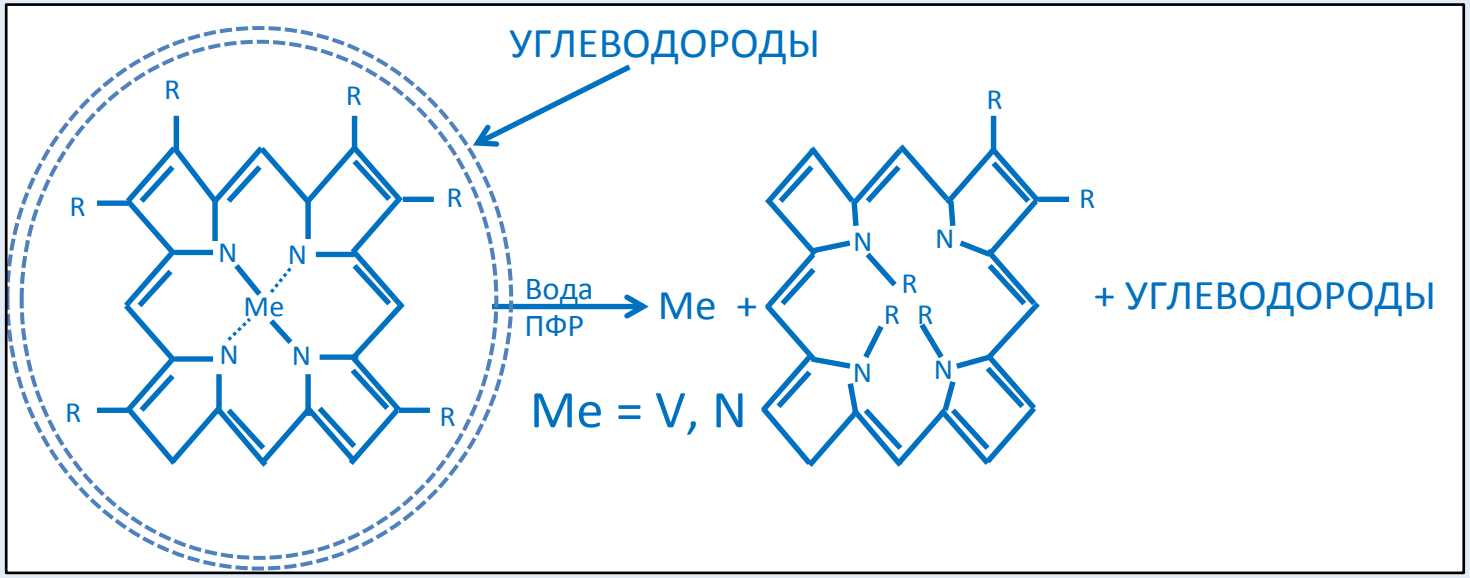
Изменение доли остаточной нефти при центрифугировании во времени

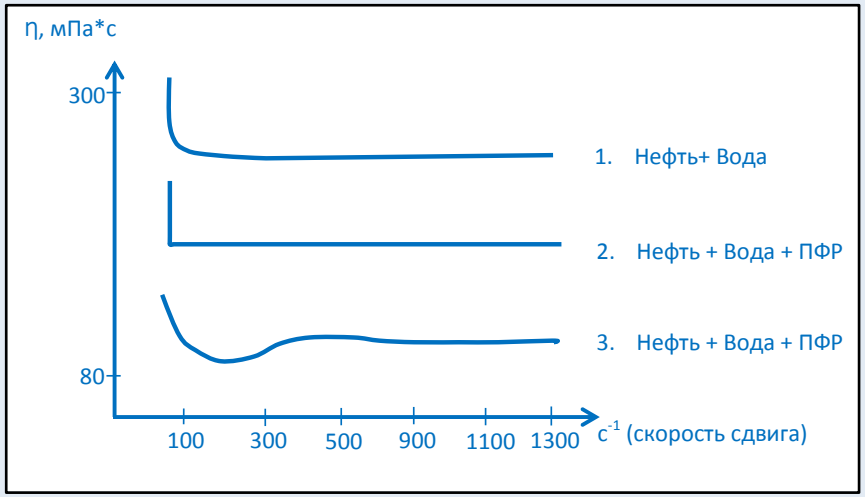


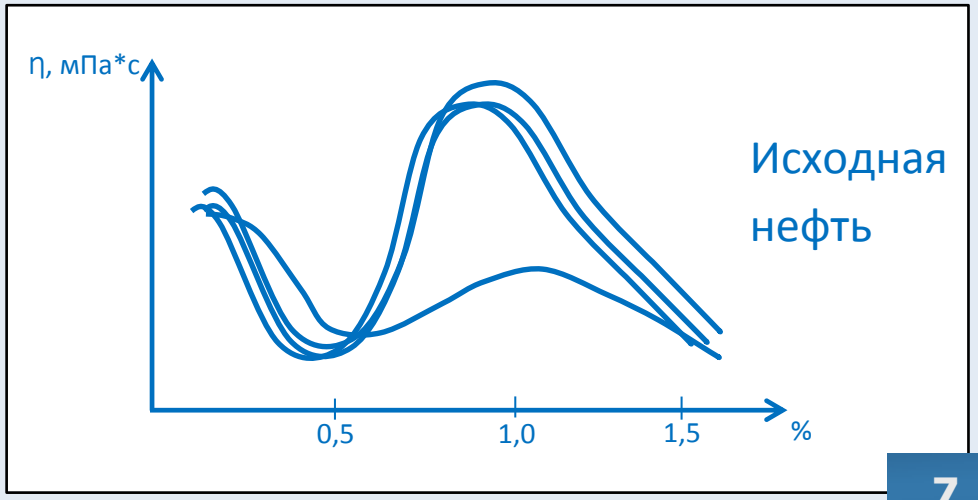
1 — нативная; 2 — модель остаточной; 3 — остаточная; 4 — отбензиненная

II. Исследование влияния полифункциональных реагентов на реологические свойства нефти

Взаимодействие ПФР с компонентами нефти. Физико-химические процессы.



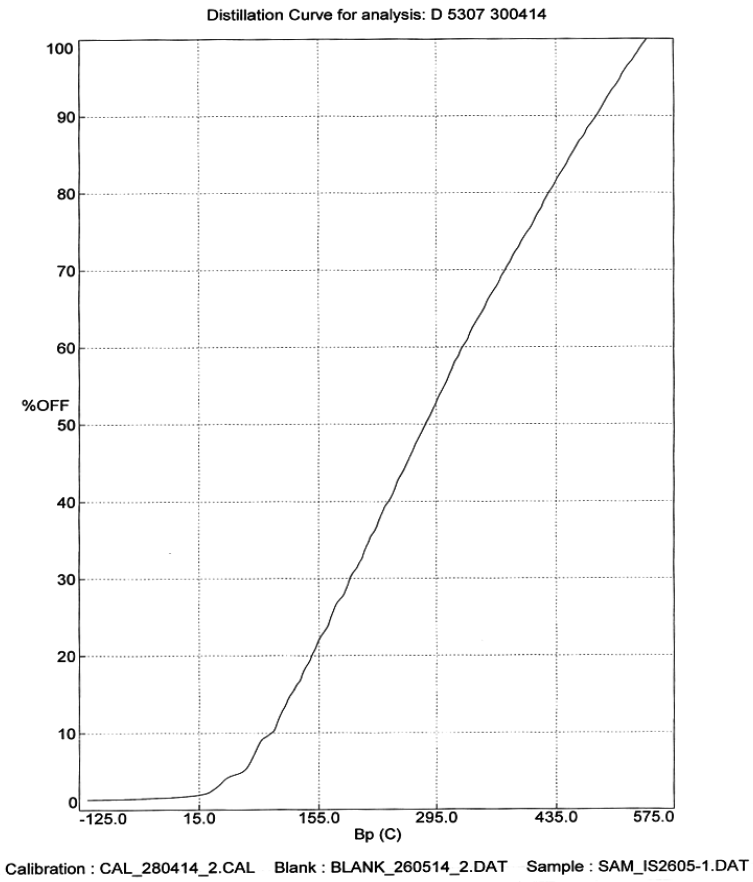




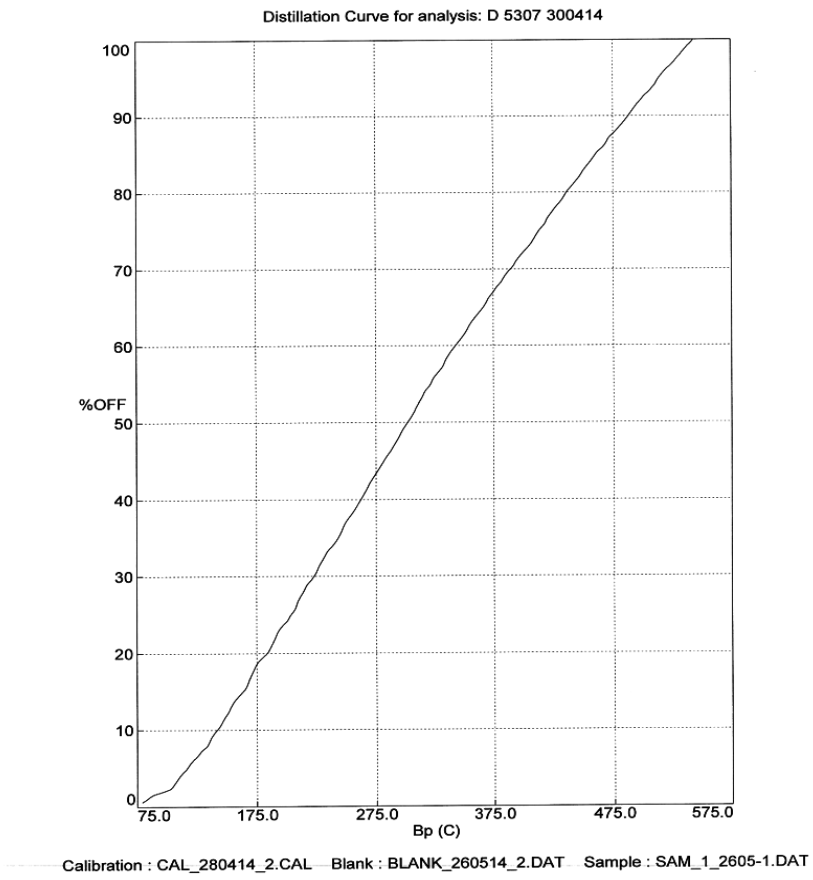
Компонентный состав нефтей после контакта с водными растворами «ХСИ-4601»

Масс. доля реагента в растворе, %	Парафино-нафтеновые угле-водороды	Ароматические углеводороды			Смолы I	Смолы II	Асфальтены
		Легкие	Средние	Тяжелые			
АРЛАНСКАЯ НЕФТЬ							
0	23,6	4,5	8	19,4	4,9	26,2	13,4
0,5	26,3	5,8	9,7	19	4,2	24,1	10,9
1	27,8	6,5	11,6	18,3	3,6	23,3	8,9
2	27,5	8,2	13,6	17,1	3,1	22,1	7,4
НУРЛАТСКАЯ НЕФТЬ							
0	14,7	5,8	6,9	27,1	5,3	29,3	10,9
0,5	27,1	8,9	9	24,3	4,4	20,3	6
1	30,6	10,6	9,8	23,5	3,2	17,2	5,1
2	33,4	11,2	10,2	22,8	2,9	14,6	4,9

Результаты имитированной дистилляции исходного и обработанного образца нефти

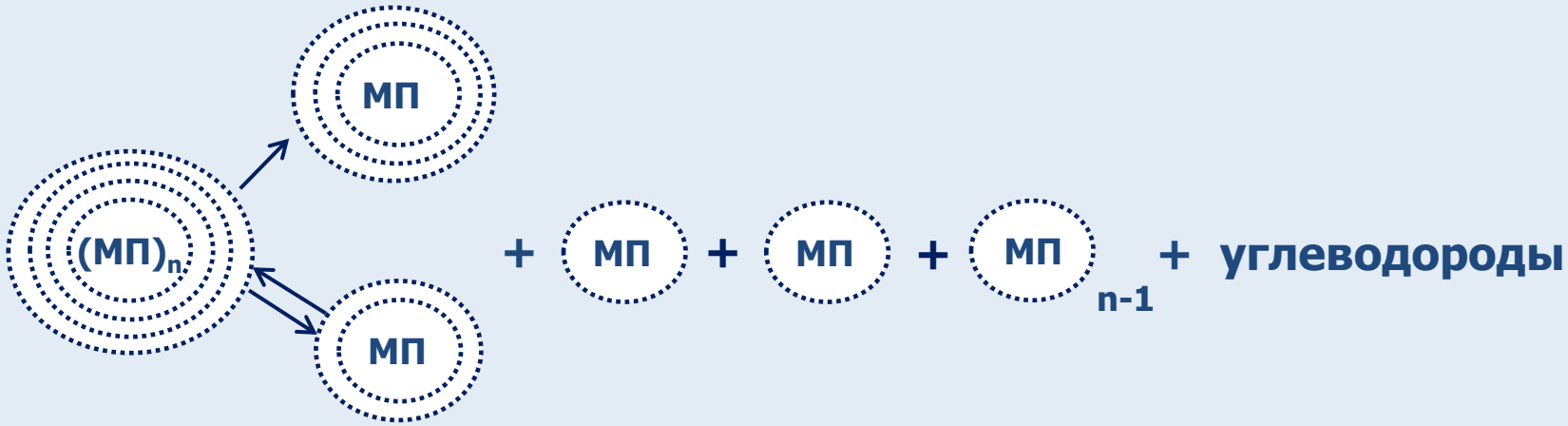


Исходный образец



Образец после обработки

Нефтяные дисперсные системы (НДС)



Размеры частиц: несколько нМ, доли микрона и более

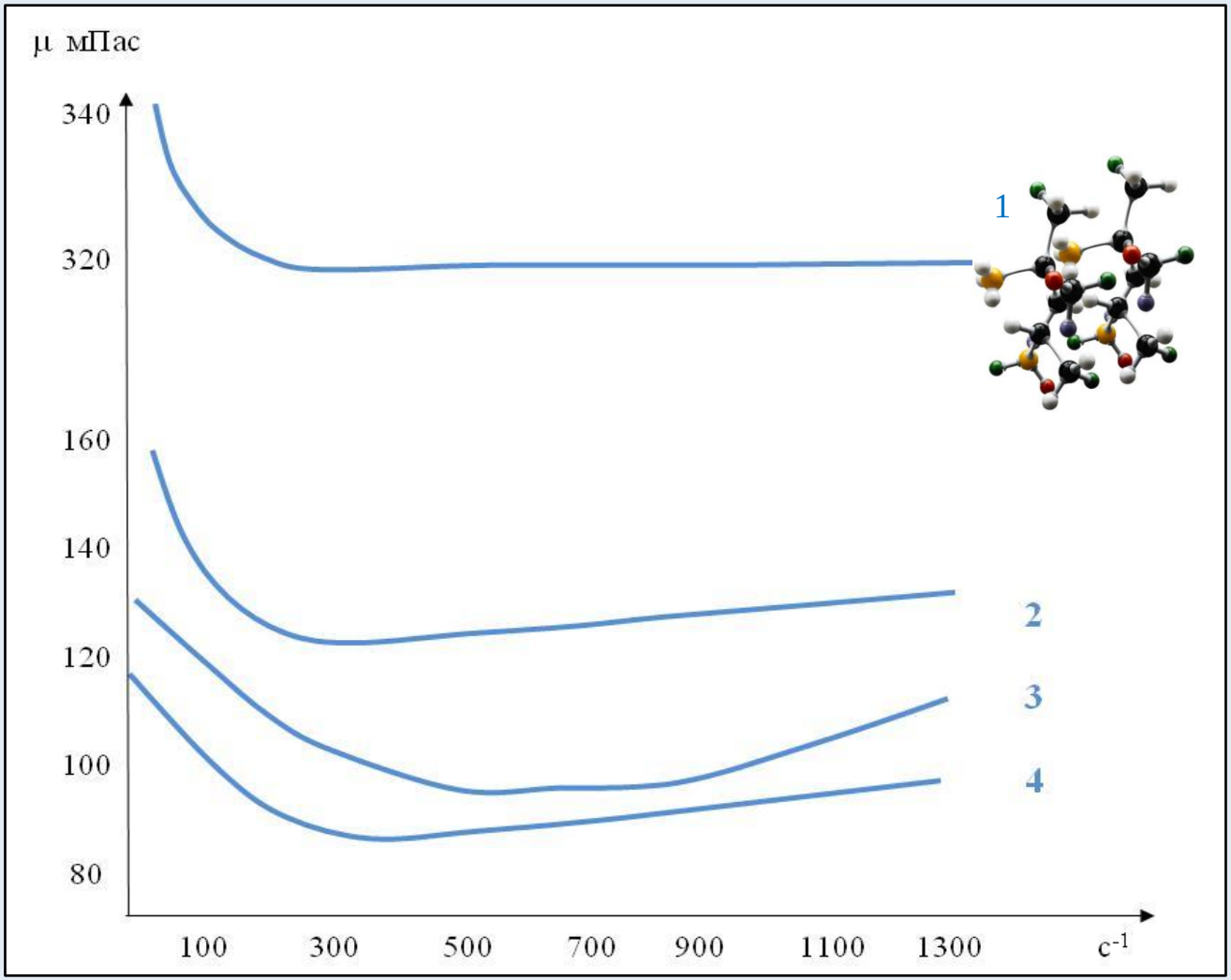
Потеря устойчивости нефтяных дисперсных систем может приводить:

- **к образованию АСПО;**
- **к изменению вязкости нефти;**
- **к изменению поверхностно-активных свойств;**
- **к изменению, нарушению технологических процессов нефтедобычи.**

Влияние водных растворов полуфункциональных реагентов на фактор устойчивости НДС

Наименование продукта	Положение слоя	Оптическая плотность	Фактор устойчивости
Арланская нефть + вода	верхний	0,78	0,6
	нижний	1,3	
Арланская нефть + 2% ПФР-1	верхний	1,21	1
	нижний	1,2	
Арланская нефть + 0,1% ПФР-2	верхний	1,3	0,81
	нижний	1,49	
Арланская нефть + 0,1% ПФР-2 + 0,2% СНО-4Б	верхний	1,19	0,99
	нижний	1,2	
Нурлатская нефть + вода	верхний	1,02	0,54
	нижний	1,03	
Нурлатская нефть + 2% ПФР-1	верхний	1	0,98
	нижний	1,02	
Нурлатская нефть + 2% ПФР-1 + 4% СНО-4Б	верхний	1,02	1
	нижний	1,02	
Нурлатская нефть + 0,1% ПФР-2 + 2% СНО-4Б	верхний	0,99	0,93
	нижний	1,06	

Зависимость эффективной вязкости от скорости сдвига



1 — нефть+вода;

2, 3, 4 — нефть с добавкой ПФР №1, ПФР №2 и ПФР №3 соответственно при стандартных условиях

III. Исследование взаимодействия полифункциональных реагентов с породой разного минералогического состава

Минералогический состав пород для изучения адсорбции

Месторождение	Минералогический состав, %					
	кварц	кальцит	полевые шпаты	сульфиды	ангидрит	акцессорные
Арланское Ново-Хазинская площадь	95	1	1	1		единичные зерна
Арланское Вятская площадь		90			10	
Таныпское	85-90	5-7 в цементе	1-3	1-2		единичные зерна

Адсорбция ПФР в динамических условиях

Месторождение	Проница-емость пористой среды, мкм^2	Порис-тость, %	Нефтевытесняющий агент	Объем фильтрации, п.о.	Адсорбция, мг/г
Арланское	0,900	23,8	пластовая вода (1,1 г/см^3)	5,4	
			2% р-р ПФР в пластовой воде	4,5	2,6
Таныпское	0,289	16,0	пластовая вода (1,1 г/см^3)	12,3	
			0,5% р-р ПФР	6	3,33
			5,0% р-р ПФР	6	14,97

Адсорбция ПФР в статических условиях

Исходная массовая доля ПФР в растворе, %	Адсорбция, мг/г	
	Месторождение	
	Арланское, Ново-Хазинская пл.	Таныпское
0,05	2,5	1
0,1	1,1	3,1
0,2	1,3	2,2
0,5	1,8	1
1,0	1,8	0
2,0	4,8	4,8

IV. Влияние ПФР на величину межфазного натяжения нефть—пласт—вода

Межфазное натяжение ПФР на границе с углеводородами

Массовая доля реагента,%	Межфазное натяжение, мн/м		
	Керосин	Арланская нефть	Югомаш-Максимовская
0	44,0	44,2	45,5
0,05	48,8	43,1	41,2
0,1	53,2	29,3	32,7
0,2	49,5	38,2	32,8
0,5	45,6	24,05	27,3
1,0	41,8	21,4	29,1

V. Исследование характеристик вытеснения нефти ПФР на моделях пласта

Экспериментальные исследования процессов вытеснения нефти с использованием водных растворов ПФР

Цель: **оценка в лабораторных условиях степени вытеснения нефти растворами ПФР.**

Проведены серии сопоставительных экспериментов:

1) **на единичных нефтенасыщенных образцах длиной 0,04–0,05 м, диаметром 0,028–0,0285 м;**
2) **на моделях пласта из насыпного кварцевого песка широкой фракции длиной 1,0 м и диаметром 0,035 м;**
3) **на линейной модели пласта, с использованием образцов кернов длиной 0,58 м и диаметром 0,028 м.**

В качестве вытесняющей жидкости — сточная промысловая вода плотностью 1024 кг/м^3, модель пластовой воды плотностью 1100 кг/м^3 Арланского месторождения.

Фильтрационные исследования с использованием насыпной модели пласта

№	Некоторые характеристики моделей			Коэффициент вытеснения, %	Прирост коэффициента вытеснения, %
	Пористость, %	Проница-емость, мкм^2	Вытесняющая жидкость, п.о.		
1	22,7	1,13	вода	64,5	
			0,1% ПФР, 0,3 п.о.	72,2	7,7
2	29,9	0,97	вода	62,2	
			0,1% ПФР, 0,3 п.о.	68,7	6,5
3	20,5	1,10	вода	63,1	
			0,1% ПФР, 0,3 п.о.	74,0	10,9
4	23,4	0,92	вода	67,8	
			0,1% ПФР, 0,3 п.о.	76,0	8,2
5	30,2	0,9	вода	59,9	
			0,5% ПФР, 0,3 п.о.	67,2	7,3
6	30,1	0,79	вода	53,3	
			0,5% ПФР, 0,5 п.о.	66,4	13,1
			2% ПФР, 1,0 п.о.	67,3	14,0
7	30,3	0,89	вода	60,1	
			0,5% ПФР, 0,3 п.о.	77,2	17,1

Результаты фильтрационных экспериментов (керновый материал)

№	Пористость, %	Проницаемость, мкм^2	Последовательность закачивания	Объем закачивания	Прирост коэффициента вытеснения,%
1	16,0	0,246	вода	12	
			0,5% ПФР	24	9,0
			5,0% ПФР	10	4,0
			вода	12	4,0
2	24,0	0,530	вода	16	
3	23,3	0,527	0,5% ПФР	16	8,5
			вода	10	1,0
4	11,0	0,035	вода	24	
5	10,0	0,028	0,5% ПФР	24	17,0
			вода	12	17,0

Реагент нового поколения — Полифункциональный реагент (ПФР) «ХСИ-4601»

Полифункциональный реагент, ТУ 2458-002-66875473-2013.

Жидкость от светло-желтого до бордового цвета. Плотность при 20°С не менее 950 кг/м^3; pH = 4,5–8,0; температура застывания — не нормируется.

Сертификат на применение химпродукта в технологических процессах добычи и транспорта нефти ТЭК RU.ХП25.Н04642.

Концепция, положенная в основу технологии, базируется на химическом воздействии на металлопорфирины (МП) нефтей полифункциональными реагентами, что приводит к разрушению асфальто-смолистых структур и к изменению физико-химических свойств нефтей. МП способны вступать в реакцию экстракоординации с соединениями, обладающими комплексообразующими свойствами, образуя при этом так называемые экстракомплексы. С целью изучения влияния комплексообразующих реагентов на физико-химические свойства нефтей были использованы нефти месторождений Республики Татарстан, Республики Башкортостан и Западной Сибири.

Полифункциональный реагент «ХСИ-4601»

СИСТЕМА ДОБРОВОЛЬНОЙ СЕРТИФИКАЦИИ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА
Свидетельство № РОСС RU.E419.04ЮЛ01

СЕРТИФИКАТ СООТВЕТСТВИЯ

№ *ТЭК RU.ХП25.Н04642*

Срок действия с *31.01.2013.* по *31.01.2016.*

№ 002863

ОРГАН ПО СЕРТИФИКАЦИИ *ТЭК RU.04ЮЛ11-ХП25*
АВТОНОМНАЯ НЕКОММЕРЧЕСКАЯ ОРГАНИЗАЦИЯ ГЦСС "НЕФТЕПРОМХИМ"
Россия, Республика Татарстан, 420061, г. Казань, ул. Н. Ершова, д. 29
Тел. (843) 2387415. тел./факс (843) 2381561

ПРОДУКЦИЯ *Реагент "ХСИ-4601"*
ТУ 2458-002-66875473-2013
Опытно-промышленное производство

Код ОК 005(ОКП): *24 5812*

Код ТН ВЭД России: *2921 22 0000*

СООТВЕТСТВУЕТ ТРЕБОВАНИЯМ НОРМАТИВНЫХ ДОКУМЕНТОВ
ТУ 2458-002-66875473-2013

ИЗГОТОВИТЕЛЬ *ООО "МПК "ХимСервисИнжиниринг"*
Россия, 117420, г. Москва, ул. Наметкина, д. 14, корпус 2, офис 601

СЕРТИФИКАТ ВЫДАН *ООО "МПК "ХимСервисИнжиниринг"*
Россия, 117420, г. Москва, ул. Наметкина, д. 14, корпус 2, офис 601
Тел. (495) 332 06 96

НА ОСНОВАНИИ
1 Протокол испытаний № 15/2 от 31.01.2013. (Испытательная лаборатория "Нефтепромхим", № РОСС RU.0001.21ХП31)
2 Сертификат на применение химпродукта в технологических процессах добычи и транспорта нефти № 153.39.RU.245810.05042.01.13 от 31.01.2013. до 31.01.2016. (АНО ГЦСС "Нефтепромхим")

ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ *Схема сертификации - 1*

М.П.

Руководитель органа _____ *Н.Г. Крикун*
подпись инициалы, фамилия

Эксперт _____ *И.В. Харлампиди*
подпись инициалы, фамилия

АВТОНОМНАЯ НЕКОММЕРЧЕСКАЯ ОРГАНИЗАЦИЯ ГЦСС «НЕФТЕПРОМХИМ»
Россия, Республика Татарстан, 420061, г. Казань, ул. Н. Ершова, д. 29
Тел. (843) 2387415, тел./ факс (843) 2381561, e-mail: gcssnph@kazan.ru

СЕРТИФИКАТ НА ПРИМЕНЕНИЕ ХИМПРОДУКТА В ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССАХ ДОБЫЧИ И ТРАНСПОРТА НЕФТИ

№ *153.39.RU.245810.05042.01.13* от *31 января 2013 г.*

Химический продукт *Реагент "ХСИ-4601"*
ТУ 2458-002-66875473-2013
ОКП 24 5812 ТН ВЭД 2921 22 0000

рекомендован к применению на территории Российской Федерации в качестве *реагента для повышения нефтеотдачи пластов и внесен в Реестр "Перечень химических продуктов, прошедших испытания и рекомендованных для безопасного применения их в нефтяной отрасли"*

на основании *испытаний в объеме СТО 44932911-001-2012:*
1 Протокол испытаний № 15/1 от 31.01.2013. (Испытательная лаборатория "Нефтепромхим", № РОСС RU.0001.21ХП31)
2 Письмо № 03У от 21.01.2013. (ООО "МПК "ХимСервисИнжиниринг")

Заявитель *ООО "МПК "ХимСервисИнжиниринг"*
Россия, 117420, г. Москва, ул. Наметкина, д. 14, корпус 2, офис 601
Тел. (495) 332 06 96

Срок действия сертификата до *31 января 2016 г.*

Руководитель _____ *Н.Г. Крикун*
подпись инициалы, фамилия

М.П.

000454

Выводы:

1. Разработан новый метод повышения эффективности заводнения нефтяных пластов с применением реагента нового поколения «ХСИ-4601», обладающего свойствами модифицировать компонентные характеристики нефти.

2. Установлено, что при фильтрации растворов ПФР проявляются следующие свойства:
   - улучшение смачиваемости пористой среды;
   - изменение компонентного состава и снижение вязкости нефти;
   - снижение поверхностного натяжения на границе раздела фаз;
   - повышение коэффициента вытеснения.

Спасибо за внимание!

По всем интересующим Вас вопросам обращайтесь:

Адрес: **117420, г. Москва, ул. Наметкина, д. 14 корп. 2, офис 601**

тел.: **+7 (495) 718-58-12**, тел./факс: **+7 (495) 332-00-85**

e-mail: **info@cse-inc.ru**

www.cse-inc.ru