

МНОГОФУНКЦИОНАЛЬНЫЙ ПАВ

НЕФТЕНОЛ К

Описание.....	1
Рецептура.....	1
Преимущества	2
1. НЕФТЕНОЛ К снижает межфазное натяжение:	2
2. НЕФТЕНОЛ К ингибирует скорость коррозии:	3
3. НЕФТЕНОЛ К препятствует образованию вторичных осадков:.....	3
4. НЕФТЕНОЛ К замедляет скорость реакции кислоты с породой:	4
5. НЕФТЕНОЛ К препятствует образованию эмульсии при взаимодействии с нефтью:	5
6. НЕФТЕНОЛ К стоек к минеральной агрессии и температуре:	7
7. НЕФТЕНОЛ К сохраняет продуктивность пластов:	7
8. НЕФТЕНОЛ К снижает коррозионную агрессивность солевых растворов глушения:.....	8
Промышленное применение	9
Техническая информация.....	9
Форма поставки.....	9

Примечание: для использования быстрого доступа кликайте мышкой с нажатой клавишей CTRL по выбранному разделу оглавления!!!

Описание

НЕФТЕНОЛ К разработан как многофункциональный ПАВ в качестве добавки:

- **в соляную кислоту**, применяемую для обработок терригенных и карбонатных пластов;
- **в грязевую кислоту**, применяемую для обработок терригенных коллекторов;
- **в составы для кислотных ГРП**;
- **в жидкости глушения**;
- **в жидкости промывки**.

В результате добавки **НЕФТЕНОЛа К** в кислоты можно более глубоко воздействовать на пласт и тем самым увеличивать эффективность обработок.

Добавка **НЕФТЕНОЛа К** в жидкости глушения сокращает сроки освоения скважин и способствует сохранению продуктивности призабойной зоны пласта, что связано с гидрофобизирующими свойствами **НЕФТЕНОЛа К**, обладающего низким межфазным натяжением его растворов на границе с углеводородной фазой.

Рецептура

НЕФТЕНОЛ К представляет собой многокомпонентную смесь анионных и катионных поверхностно-активных веществ разного химического строения:

Катионноактивный ПАВ (КПАВ), входящий в состав **НЕФТЕНОЛа К**, при термической деструкции не выделяет летучих хлорсодержащих продуктов, поэтому не оказывает отрицательного влияния на дальнейшую переработку нефти.

Анионноактивный ПАВ (АПАВ), входящий в состав **НЕФТЕНОЛа К**, не выделяет осадков на контакте с минерализованной пластовой водой, так как образует

водорастворимые соединения при взаимодействии с растворами солей таких металлов, как Mg, Ca, Fe и др.

Преимущества

Лабораторные и промышленные эксперименты показали, что оптимальная концентрация **НЕФТЕНОЛа К**, в качестве добавки в кислоты - 4 % масс., поэтому в дальнейшем опыты с **НЕФТЕНОЛОм К** проводились при данной концентрации. В результате исследований были выделены следующие преимущества многофункционального ПАВ **НЕФТЕНОЛа К**:

1. НЕФТЕНОЛ К снижает межфазное натяжение:

Результаты исследований ингибированной 12%-ной соляной кислоты и грязевой кислоты (24%НСl + 3%HF), а так же этих кислот обработанных ПАВ **НЕФТЕНОЛОм К** различной концентрации, представлены в таблице 1.

Таблица №1

№ п./п.	Состав	Межфазное натяжение на границе с ТС-1, мН/м
1.	12% соляная кислота ингибированная	35,9
2.	12% соляная кислота ингибированная + НЕФТЕНОЛ К (0,5 %)	3,68
3.	12% соляная кислота ингибированная + НЕФТЕНОЛ К (2 %)	2,34
4.	12% соляная кислота ингибированная + НЕФТЕНОЛ К (4 %)	0,16
5.	12% соляная кислота ингибированная + НЕФТЕНОЛ К (6 %)	менее 0,1
6.	Грязевая кислота на ингибированной НСl	15,0
7.	Грязевая кислота (24%НСl + 3%HF) + НЕФТЕНОЛ К (2 %)	0,28
8.	Грязевая кислота (24%НСl + 3%HF) + НЕФТЕНОЛ К (4 %)	менее 0,1

Как видно из табл. 1 межфазное натяжение у соляной кислоты 35,9 мН/м, у грязевой – 15,0 мН/м. С добавкой **НЕФТЕНОЛа К** межфазное натяжение резко снижается, что характеризует возможность более глубокого проникновения кислотного раствора в низкопроницаемый коллектор.

2. НЕФТЕНОЛ К ингибирует скорость коррозии:

Рецептура **НЕФТЕНОЛа К** составлена таким образом, что реагент совместим со всеми ингибиторами коррозии, которые применяются в РФ в качестве добавок в соляную кислоту. Таким образом, можно говорить об отсутствии конфликта между ингибиторами коррозии, добавленными в соляную кислоту в заводских условиях и **НЕФТЕНОЛОм К**.

Для оценки антикоррозионных свойств многокомпонентного ПАВ **НЕФТЕНОЛа К** для сравнения брались несколько составов 12% соляной кислоты с широко распространенными ПАВ-добавками, результаты представлены в таблице:

Таблице №2.

№ п./п.	Состав	Скорость коррозии, г/м ² ·час	Примечание
1.	12% соляная кислота ингибированная (заводская)	0,2	
2.	12% соляная кислота ингибированная + НЕФТЕНОЛ К (4 %)	0,18	раствор прозрачный
3.	12% соляная кислота ингибированная + (оксиэтилированный алкилфенол (2%))	0,38	раствор прозрачный
4.	12% соляная кислота ингибированная + (натриевая соль алкилбензосульфокислоты (2%))	0,39	раствор мутный
4.	12% соляная кислота ингибированная + (алкилдиметилбензиламмоний хлорид (4%))	0,18	раствор прозрачный
5.	12% соляная кислота ингибированная + (смесь алкилсульфатов и алкилсульфозтоксилатов (4%))	0,36	раствор очень мутный

Из представленных данных следует, что добавка в рабочие солянокислотные растворы не специализированных общепотребительных ПАВ, в основном, приводит к потере рабочими растворами антикоррозионных свойств, что негативно сказывается на сохранности подземного оборудования нефтяных скважин и приводит к сокращению межремонтных периодов при их эксплуатации. Добавка же **НЕФТЕНОЛа К с целью понижения межфазного натяжения не только не «гасит» заводской ингибитор**, но даже снижает скорость коррозии соляной кислоты до 0,18 г/м²·час. К этому так же можно добавить, что производители ингибированной соляной кислоты гарантируют сохранение скорости коррозии на низком уровне (порядка 0,2 г/м²·час) в течение месяца, а добавление 4 % **НЕФТЕНОЛа К** сохраняет скорость коррозии ингибированной соляной кислоты в течение полугода.

3. НЕФТЕНОЛ К препятствует образованию вторичных осадков:

Требование, которое предъявляется к кислотным составам - это способность удерживать при обработке породы ионы железа, что предотвращает выпадение не растворимых осадков и способствует возможности глубокой обработки пластов соляной кислотой.

Результаты исследований с ингибированной 12%-ной соляной кислотой и ингибированной 12%-ной соляной кислотой, обработанной 4% ПАВ **НЕФТЕНОЛ К**, представлены в таблице:

Таблице №3

№ п./п.	Состав	Количество FeCl ₃ , г/л
1.	12% соляная кислота ингибированная	0,001
2.	12% соляная кислота ингибированная + НЕФТЕНОЛ К (4 %)	5,1

Из данных, представленных в таблице видно, что раствор соляной кислоты с добавкой **НЕФТЕНОЛа К** намного эффективнее удерживает в растворе ионы железа. Литр 12% ингибированной соляной кислоты удерживает только 0,001 г железа, тогда как обработанная **НЕФТЕНОЛом К** кислота удерживает 5,1 г железа, что в 50000 раз больше.

4. НЕФТЕНОЛ К замедляет скорость реакции кислоты с породой:

На рис.1 представлены результаты исследований изменения скорости растворения карбонатной породы кислотными растворами.

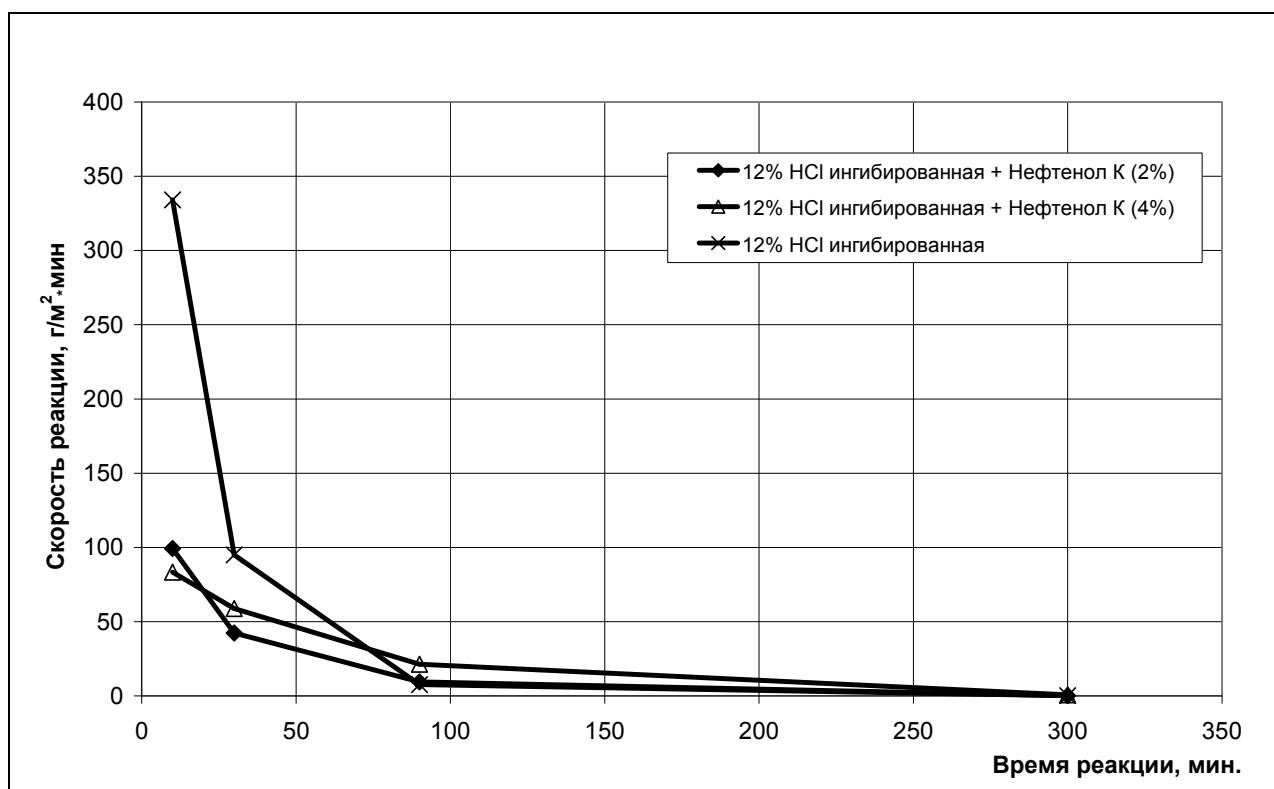


Рис.1 Динамика изменения скорости растворения карбонатной породы при температуре 20°C

Ниже представлены (в таблице), более детально, результаты эксперимента по определению скорости растворения карбонатной породы при температуре 20°C

Таблица №4

Состав	Время реакции, мин.	Скорость реакции, г/м ² мин	Растворимость породы (количество растворенной породы), % мас.
12% HCl ингибированная	10	334,13	90,02
	30	94,94	73,32
	90	7,67	18,63
	300	0,10	0,54
12% HCl ингибированная + НЕФТЕНОЛ К (2%)	10	99,27	12,9
	30	42,35	16,0
	90	9,48	10,3
	300	0,14	0,62
12% HCl ингибированная + НЕФТЕНОЛ К (4%)	10	83,3	11,1
	30	58,8	25,8
	90	21,3	28,8
	300	0,7	2,87

Ингибированная соляная кислота характеризуется бурной реакцией с карбонатной породой, тогда как добавление, особенно ярко это проявляется в случае 4% **НЕФТЕНОЛа К** отличается более низкой (более чем в 4 раза) скоростью растворения карбонатной породы. С течением времени, в процессе обработки, скорость растворения соляной кислоты с добавлением **НЕФТЕНОЛа К** становится более высокой, чем у чистой ингибированной соляной кислоты. Т.о. наряду с возможностью более глубокого проникновения в пласты кислоты, обработанной **НЕФТЕНОЛом К**, мы можем говорить о пролонгированном действии указанного кислотного состава.

5. НЕФТЕНОЛ К препятствует образованию эмульсии при взаимодействии с нефтью:

В процессе проведения кислотных обработок часто при взаимодействии кислот с нефтями образуются устойчивые эмульсии, а с пластовыми водами выпадают осадки; так же велика вероятность выпадения АСПО из нефти. По методике принятой зарубежными компаниями проводилась оценка совместимости соляной кислоты с добавлением **НЕФТЕНОЛа К** с нефтью и пластовой водой. Для сравнения брались и другие ПАВ-добавки к соляной кислоте. Исследования показали, что только добавление **НЕФТЕНОЛа К** в соляную кислоту препятствует данным осложнениям, а именно не образуются эмульсии, осадки и не выпадает АСПО. Результаты исследований представлены в таблице:

Таблица №5

Состав	Цвет раствора и растворимость ПАВ	Образование эмульсии при 80°C	Фильтруемость при 80°C
12% ингибированная HCl + НЕФТЕНОЛ К(4%)	Раствор прозрачный коричневатого цвета. Растворяется моментально.	Эмульсия расслаивается быстро и полностью.	Сетка после фильтрации чистая.
12% ингибированная HCl + (оксиэтилированный алкилфенол (2%))	Раствор прозрачный коричневого цвета. ПАВ растворяется медленно при перемешивании.	Эмульсия долго не расслаивается около 1/2 части эмульсии.	После фильтрации эмульсия задерживается на сетке.
12% ингибированная HCl + (натриевая соль алкилбензосульфокислоты (2%))	Раствор мутный желто-коричневый. ПАВ растворяется медленно при перемешивании.	Эмульсия расслаивается быстро и полностью.	После фильтрации сетка чистая.
12% ингибированная HCl + (алкилдиметилбензиламмоний хлорид (4%))	Раствор прозрачный коричневого цвета. ПАВ растворяется быстро.	Эмульсия расслаивается не сразу. При этом кислотный состав становится по цвету темным как нефть.	Эмульсии нет. Сетка чистая.
12% ингибированная HCl + (смесь алкилсульфатов и алкилсульфоэтоксилатов (4%))	Цвет желто-коричневый. Раствор очень мутный. ПАВ растворяется медленно.	Эмульсия расслаивается за 60 мин. приблизительно на 70 %.	Эмульсия протекает через сетку. Сетка чистая.

6. НЕФТЕНОЛ К стоек к минеральной агрессии и температуре:

Результаты исследований на стойкость **НЕФТЕНОЛа К** к минеральной агрессии и температуре представлены в таблице:

Таблица №6

Концен.ПАВ, %	Минер. воды, г/л	Температура тестирования, °С							
		20	30	40	50	60	70	80	90
0,02	15	П	П	П	П	П	П	П	П
	200	П	П	П	П	П	П	П	П
0,1	15	П	П	П	П	П	П	П	П
	200	П	П	П	П	П	П	П	П
0,5	15	П	П	П	П	П	П	П	П
	200	П	П	П	П	П	П	П	П
1,0	15	П	П	П	П	П	П	П	П
	200	П	П	П	П	В	В	В	В
2,0	15	П	П	П	П	П	П	П	П
	200	П	П	П	П	В	В	В	В
3,0	15	П	П	П	П	П	П	П	П
	200	П	П	П	П	В	В	В	В
4,0	15	П	П	П	П	П	П	П	П
	200	П	П	П	П	В	В	В	В

(П – раствор внешне прозрачен, В – происходит высаливание раствора)

По результатам, приведенным в табл.6 видим, что **НЕФТЕНОЛ К** безусловно устойчив к минеральной агрессии и температуре при использовании в концентрациях от 0,02 до 1,0 %. Высаливание данного ПАВ происходит лишь в высокоминерализованных водах при увеличении температуры выше 50°С.

Таким образом, областью надежного применения **НЕФТЕНОЛ К** являются:

- в концентрации до 4,0 % в низкоминерализованных водах до температуры 90°С;
- в концентрации до 4,0 % в высокоминерализованных до температуры 50°С;
- в концентрации до 1,0 % в высокоминерализованных до температуры 90°С.

7. НЕФТЕНОЛ К сохраняет продуктивность пластов:

Были проведены фильтрационные тесты по оценке восстановления проницаемости пористых сред при моделировании глушения скважин. Для опытов брались образцы кернов характеризующиеся гидрофильностью и гидрофобностью и определялись проницаемости образцов по воздуху. Далее образцы насыщали водой и проводили вытеснения керосином, нефтью, ПАВом и снова нефтью. В течении всего периода

определялись показатели проницаемости и коэффициент восстановления проницаемости по нефти. Результаты эксперимента представлены в таблице:

Таблица №7

№ опыта	Проницаемость пористых сред мкм ²				Проницаемость по нефти (фазовая) на заключительной стадии исследований, мкм ² .	Вытесняющий агент	Коэффициент восстановления проницаемости по нефти, доли единиц
	По воздуху	По керосину (фазовая) при связанной воде	По нефти (фазовая) при связанной воде	По раствору ПАВ (фазовая) при связанной нефти			
1.	0.135	-	0.361	0.045	0.258	НЕФТЕНОЛ К 4 %	0,715
2.	0,1056	0,07350	0,06268	0,00615	0,05487	НЕФТЕНОЛ К 4 %	0,875

Для гидрофильных коллекторов коэффициент восстановления проницаемости для **НЕФТЕНОЛа К** равен 0,715. Это связано с гидрофобизирующими свойствами данного ПАВ, а гидрофобизация поверхности крупных и средних поровых каналов резко уменьшает количество заземленной в них воды в процессе дренирования, и тем самым способствует более полному восстановлению фазовой проницаемости по нефти.

Для гидрофобных коллекторов коэффициент восстановления проницаемости для **НЕФТЕНОЛа К** равен 0,875.

8. НЕФТЕНОЛ К снижает коррозионную агрессивность солевых растворов глушения:

Было исследовано влияние добавки **НЕФТЕНОЛа К** в солевой раствор глушения на коррозионную агрессивность раствора. В качестве раствора глушения использовался тяжелый «Лиман», с минералами 1,18 г/см³. В таблице 8 представлены результаты влияния добавки **НЕФТЕНОЛа К** на коррозионную агрессивность раствора глушения.

Таблица №8

ПАВ	Дозировка ПАВ, %	Скорость коррозии, г/м ² час	Время опыта	Защитное действие %
Лиман (контроль) ρ=1,18		0.17	6	
НЕФТЕНОЛ К	4	0.08	6	53

В результате исследований определено, что рассмотренный ПАВ не повышает коррозионную агрессивность растворов глушения. Более того, **НЕФТЕНОЛ К** оказывает защитное действие, снижая коррозионную агрессивность раствора «Лимана» более, чем в 2 раза.

Промышленное применение

ПАВ-кислотные обработки:

добавка в рабочий раствор соляной или грязевой кислоты 4% **НЕФТЕНОЛа К**.
На обработку скважины требуется ПАВ-кислотного раствора из расчета 0,5-1,5 м³ на 1 м перфорированной толщины пласта. Выдержка на реакцию составляет не более 6 часов. Эффективность таких обработок в среднем вдвое выше эффективности аналогичных обработок без добавок ПАВ при гарантированном отсутствии коррозии.

Щадящее глушение нефтяных и газоконденсатных скважин:

добавка НЕФТЕНОЛа К к солевым жидкостям глушения в количестве 1-4% масс.
За счет более быстрого восстановления проводимости коллектора после КРС время выходы скважин на режим сокращается в 2-7 раз, уменьшаются потери по нефти на 40-60% по отношению к скважинам, заглушенным без обработки жидкости глушения **НЕФТЕНОЛом К**.

Гидрокислотный гидроразрыв пласта:

с добавкой **НЕФТЕНОЛа К** к 24 %-ой соляной кислоте.
Статистика применения **НЕФТЕНОЛа К** указанного варианта ГРП в карбонатном коллекторе в ОАО "Татнефть" показывает увеличение дебита по нефти в 2,5 раза и уменьшение обводненности скважин на 26 % по сравнению с традиционным ГРП.

Техническая информация

НЕФТЕНОЛ К производится и поставляется по ТУ 2483-065-17197708-2002. Продукт защищен Патентом Российской Федерации, имеет санитарно-эпидемиологическое заключение и сертификат соответствия ТЭКСЕРТ.

Физико-химические показатели качества **НЕФТЕНОЛа К**:

Наименование показателей	Норма и характеристика
Внешний вид	Подвижная жидкость от светло-желтого цвета
Плотность при (20±5) ⁰ С, кг/м ³ , не менее	960
Межфазное натяжение 4 % (по массе) раствора НЕФТЕНОЛ К в 12 % (по массе) растворе ингибированной соляной кислоты на границе с реактивным топливом ТС-1, мН/м, не более	2,0
Температура кристаллизации, ⁰ С, не выше	минус 40
Скорость растворения стали СТ-3кп или СТ-0,8кп в растворе 4 % (масс.) НЕФТЕНОЛа К в 12 % (масс.) растворе ингибированной соляной кислоты при 20 ⁰ С, г/час м ² , не более	0,20

Форма поставки

Железнодорожным и автомобильным транспортом в бочках по 200 кг нетто, а также наливом в ж.д. цистернах.