



Государственный комитет  
СССР  
по делам изобретений  
и открытий

# О П И С А Н И Е ИЗОБРЕТЕНИЯ

К АВТОРСКОМУ СВИДЕТЕЛЬСТВУ

(11) 898047

(61) Дополнительное к авт. свид-ву —

(22) Заявлено 14.03.80 (21) 2895226/22-03

с присоединением заявки № —

(23) Приоритет —

Опубликовано 15.01.82. Бюллетень № 2

Дата опубликования описания 25.01.82

(51) М. Кл.<sup>3</sup>

Е 21 В 43/22

(53) УДК 622.245.  
.52(088.8)

(72) Авторы  
изобретения

О. Ф. Мартынцив, М. Ш. Кендис, В. Н. Глушенко, В. Т. Скляр,  
Б. И. Конышев, В. В. Бойко, В. Н. Марухнян, В. Т. Букатчук  
и Л. Э. Мирзоян

(71) Заявители

Сектор нефтехимии Института физико-органической химии и углехимии  
АН Украинской ССР и Государственный научно-исследовательский  
и проектный институт нефтяной промышленности  
«УкрнипроНИИНефть»

(54) СПОСОБ КИСЛОТНОЙ ОБРАБОТКИ НЕФТЯНОГО ПЛАСТА

**РПФК**

1

Изобретение относится к нефтедобывающей промышленности и может быть использовано при добыче нефти из продуктивных пластов.

Известен способ увеличения притока нефти в добывающие скважины, основанный на закачке в нефтяные пласты водного раствора соляной кислоты и его смеси с плавиковой, уксусной и другими кислотами [1].

Однако закачиваемые кислоты реагируют с породами нефтяного пласта только в призабойной зоне, кислотные растворы воздействуют только на высокопроницаемые интервалы пластов.

Наиболее близким по технической сущности к изобретению является способ обработки призабойной зоны пласта гидрофобными эмульсиями, при котором в пласты закачивают растворы кислот и гидрофобную эмульсию. Способ позволяет замедлить скорость нейтрализации кислотного раствора при его закачке и тем самым увеличить глубину проникновения его в пласт [2].

Недостатком этого способа является то, что при повторных обработках эффективность существенно снижается из-за проник-

2

новения гидрофобной эмульсии в одни и те же ранее обработанные интервалы.

Цель изобретения — повышение эффективности обработки призабойного нефтяного пласта за счет замедления реакции нейтрализации и увеличения глубины проникновения кислотного раствора.

Цель достигается тем, что гидрофобную эмульсию закачивают перед закачкой кислоты.

Вязкость эмульсии определяется коллекторскими свойствами и проницаемостью пласта и ее регулируют изменением концентрации водной фазы и эмульгатора. Потребное количество эмульсии на 1 м мощности продуктивного пласта определяют по результатам промысловых исследований.

Гидрофобные эмульсии готовят на промысле с помощью специальных смесительных устройств, а в лабораторных условиях на смесительной установке типа «Воронеж-2» при скорости вращения вала мешалки 8000–9000 об/мин. В состав эмульсии вводят нефть или газоконденсат (25–75%), пресную воду или минерализованную (25–75%), и эмульгатор (2–3,5) от общего веса жидкости. В качестве эмульгаторов могут



быть использованы дегидратированные полиамиды карбоновых кислот (ЭС-2), эфир триэтаноламина и карбоновых кислот дистиллированного таллового масла — эмультал, и другие промышленные эмульгаторы, обеспечивающие стабильность эмульсий в пластовых условиях.

В табл. 1 приведены основные эксплуатационные параметры эмульсий, приготовленных из нефти Речицкого месторождения, пластовой воды этого же месторождения (плотность 1,16 гс/см<sup>3</sup>, эмульгаторов ЭС-2 и эмультал.

В лабораторных условиях проведены сравнительные испытания известного и предлагаемого способов увеличения притока нефти путем закачки нефтекислотных эмульсий.

Испытания проводят на модели пласта, состоящего из карбонатной породы (мрамор) с трещиновато-порово-каверновой емкостью. Связанная водонасыщенность занимает, в основном, поровую часть, нефтенасыщенная — трещинно-каверновую.

Модель представляет собой соединенные параллельно два изолированных элемента пласта с общими входной и выходной камерами. Проницаемости составляющих элементов различаются примерно в 12 раз, что позволяет смоделировать процесс вытеснения из трещиноватого пласта с высокой степенью неоднородности.

Основные характеристики модели и ее элементов приведены в табл. 2.

Моделью нефти служит смесь керосина (40%) и дегазированной пластовой нефти Речицкого месторождения (вязкость 2 сП). Начальная (связанная) водонасыщенность составляет около 11%.

Опыты с использованием нефтекислотной эмульсии проводят в следующей последовательности.

Вытесняют нефть водой из модели ТК-14, при этом вытеснение происходит в основном из высокопроницаемого элемента ТК-3. Коэффициент вытеснения (при 100% обводнении) не превышает 25%. Далее закачивают через выходную камеру нефтекислотную эмульсию до прорыва ее к входной камере.

Состав эмульсии: %, нефть 5; раствор соляной кислоты 50%-ной концентрации 10; эмульгатор ЭС-2 2 от веса эмульсии). Вязкость эмульсии составляет 220 сП.

Эмульсию прокачивают в основном по высокопроницаемому элементу. После появления эмульсии у входной камеры прокачку прекращают до полного окончания реакции кислоты с карбонатной породой (мрамором). Об окончании реакции судят по прекращению выделения углекислого газа. После этого вытесняют нефть водой.

Коэффициент вытеснения увеличивается на 15%.

Промывают модель, повторно насыщают ее нефтью и вытесняют нефть водой. Существенного прироста коэффициента вытеснения не замечается, так как соотношение проницаемостей элементов почти не изменилось. Проницаемость элементов ТК-10 остается прежней, а элемента ТК-3 увеличилась незначительно — до 13500 мД.

Опыты по предлагаемому способу проводятся в следующей последовательности.

Вытесняют нефть из модели водой до достижения 100% обводненности. Далее заканчивают через выходную камеру гидрофобную эмульсию до прорыва ее к входной камере.

Состав эмульсии, вес. %: нефть 50; пластовая вода 50; эмульгатор ЭС-2 2 от объема эксплуатации). Электростабильность эмульсии составляет 270 В, пластическая вязкость 220 сП.

Заканчивают 10%-ный раствор соляной кислоты. Закачку кислотного раствора проводят до прорыва его к входной камере. После выдержки и окончания реакции с породой нефть вытесняют водой. Коэффициент вытеснения увеличивается на 28%, что объясняется проникновением кислоты в менее проницаемые элементы модели из-за повышенного сопротивления в высокопроницаемом элементе, созданного гидрофобной эмульсией.

Промывают модель, повторно насыщают ее нефтью и вытесняют нефть водой. Коэффициент вытеснения увеличивается на 20% за счет подключения в процессе вытеснения малопроницаемого элемента. После солянокислотной обработки малопроницаемого элемента его проницаемость возрастает до 3600 мД., т. е. отношение проницаемостей стает равным 3 (вместо 12).

Как следует из результатов лабораторных испытаний, последовательная закачка гидрофобной эмульсии и раствора соляной кислоты в условиях высокой зональной неоднородности (трещиноватости) является более эффективной по сравнению с известным способом, поскольку при этом происходит существенное (примерно в 4 раза) выравнивание фильтрационных свойств нефтенасыщенных толщин модели пласта. Аналогичные результаты получают при использовании в качестве кислотных растворов смесей кислоты с плавиковой и уксусной кислотами.

По результатам промысловых исследований использование предлагаемого способа позволяет примерно в 2 раза увеличить по сравнению с известным способом охват пласта по толщине и значительно увеличить выход нефти.



Т а б л и ц а 1

Состав эмульсии, вес. %	Электро- стабиль- ность, В	Пласти- ческая вязкость при 20°С, сП
Нефть-25, пластовая вода - 75, ЭС-2-0,2	140	580
Нефть-25, пластовая вода - 75, ЭС-2-3,5	220	1001000
Нефть-75, пластовая вода - 25, ЭС-2-0,2	400	10
Нефть-75, пластовая вода - 25, ЭС-2-3,5	640	140
Нефть-50, пластовая вода - 50, ЭС-2-2	270	220
Нефть-50, пластовая вода - 75, эмультал-1	150	690
Нефть 50, пластовая вода - 50, эмультал-2	220	180

Т а б л и ц а 2

Модель и ее элементы	Емкость (пористость), %			Прони- цае- мость, мД	Общий объем, см <sup>3</sup>	Размеры, см		
	общая	блоков	трещинова- то-кавер- новая			Дли- на	Шири- на	Тол- щина
Модель ТК-14	4,06	0,45	3,61	6200	82	47	19,5	2,2
Элемент (ТК-3)	3,34	0,42	2,92	12700	32	47	9,5	2,2
Элемент (ТК-10)	4,20	0,50	3,70	108	50	47	10,0	2,2

## Формула изобретения

Способ кислотной обработки нефтяного пласта, заключающийся в закачке раство-  
ров кислот и гидрофобной эмульсии, от-  
личающийся тем, что, с целью повышения  
эффективности нейтрализации и увеличе-  
ния глубины проникновения кислотного  
раствора, гидрофобную эмульсию закачи-  
вают перед закачкой кислоты.

50

55

Источники информации,  
принятые во внимание при экспертизе

1. Логвинов Б. Г. Интенсификация добы-  
чи нефти методом кислотной обработки.  
Гостоптехиздат, 1951, с. 83—86.
2. Авторское свидетельство СССР  
№ 607959, кл. Е 21 В 43/22, 1971 (про-  
тотип).

