



(51)5 E 21 B 43/22

ГОСУДАРСТВЕННОЕ ПАТЕНТНОЕ
ВЕДОМСТВО СССР
(ГОСПАТЕНТ СССР)

ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ

К ПАТЕНТУ

21)4893713/03

(22)25.12.90

(71) Институт химии нефти СО АН СССР

(72) Л.К. Алтунина, В.А. Кувшинов и
Л.А. Стасьева

(73) Институт химии нефти СО АН СССР

(56) Сургучев М.Л. Вторичные и третичные
методы увеличения нефтеотдачи пластов.

М.: Недра, 1985, с. 171.

Авторское свидетельство СССР

№ 1422975, кл. E 21 B 43/22, 1986 (непублик.).

(54) СПОСОБ ЗАГУЩЕНИЯ НЕФТЕВЫТЕС-
НЯЮЩЕЙ КОМПОЗИЦИИ

(57) Сущность изобретения: в нефтевытесняющую композицию на основе неионогенного ПАВ, ионогенного ПАВ, аммиачной селитры, карбамида и воды добавляют 0,5-8,5 мас.% безводного хлорида или нитрата алюминия. В качестве неионогенного ПАВ используют оксиэтилированные алкилфенолы NG12 или АФ₉-12, а в качестве ионогенного ПАВ - алкиларилсульфонат. 1 табл.

1

Изобретение относится к нефтедобывающей промышленности и может быть использовано для повышения нефтеотдачи пластов за счет увеличения охвата пластов заводнением.

Целью изобретения является увеличение охвата пласта заводнением путем повышения вязкости нефтевытесняющей композиции на основе ПАВ.

Загущение нефтевытесняющей композиции на основе ПАВ известным способом с помощью водорастворимых полимеров (полиакриламида) не представляется возможным, так как полиакриламид практически не повышает вязкость нефтевытесняющей композиции на основе ПАВ (примеры 1,2). Кроме того, полиакриламид подвергается деструкции в пласте при высокой температуре. Так, в лабораторных условиях установлено, что после термостатирования загущенной воды, где в качестве загустителя используется полиакриламид, при 90 °С за 72 ч вязкость растворов снижается за счет термической деструкции полимера в 2 раза, при 120 °С - в 5-8 раз (примеры 15, 16).

Поставленная цель достигается путем загущения нефтевытесняющей композиции на основе неионогенного и ионогенного ПАВ, содержащей аммиачную селитру, карбамид и закачиваемую воду, введением хлорида алюминия или нитрата алюминия в количестве 0,5-8,5 мас. %.

2

Для загущения использовалась нефтевытесняющая композиция следующего состава, мас. %:

Неионогенное ПАВ - оксиэтилированные алкилфенолы превоцел NO-12 или АФ 9-12	0,67-6,4
Ионогенное ПАВ- алкиларилсульфонат, сульфанол	0,33-3,2
Аммиачная селитра	7,0-15,0
Карбамид	14,0-30,0
Закачиваемая вода (сеноманская вода:	13,7 г/л NaCl;
1,3 г/л CaCl ₂ ; 0,39 г/л MgCl ₂ ; 0,27 г/л KHCO ₃)	Остальное

Нефтевытесняющая композиция представляет собой прозрачную желтоватую жидкость со слабым запахом, с температурой замерзания -13 °С, температурой помутнения выше 100 °С. Вязкость композиции при 20 °С находится в пределах 1,6-2,5 мПа*с, плотность при 20 °С - 1,13-1,16 г/см³. Прирост коэффициента вытеснения нефти из природного кернового материала пластов юрских и меловых отложений Западной Сибири составляет 14-20 % (пример 19).

Для сравнения различных способов загущения использовали измерение вязкости составов нефтевытесняющих композиций, выдержанных определенное время при различных температурах. Измерение вязкости композиций производили вибрационным

вискозиметром (по известной методике). Зонд вибрационного вискозиметра предварительно протирался смоченной спиртом ватой для удаления загрязнений.

Для калибровки использовалась дистиллированная вода.

В герметично закрывающиеся титановые ячейки помещали по 20 мл исследуемой композиции, растворы выдерживали 1-11 суток при температурах 70, 80 или 90 °С и 70-110 мин при 120 °С, после чего охлаждали до 20 °С и измеряли вязкость растворов.

Пример 1 (по прототипу). В нефтewытесняющую композицию, состоящую из 10 г АФ 9-12; 5 г сульфанола; 150 г аммиачной селитры; 300 г карбамида и 534,5 г сеноманской воды, вводят 0,5 г полиакриламида (ПАА). Полученную загущенную нефтewытесняющую композицию, содержащую 1 мас.% АФ 9-12; 0,5 мас.% сульфанола; 15 мас.% аммиачной селитры; 30 мас.% карбамида и 0,05 мас.% ПАА, выдерживают при 90С 9 сут и измеряют вязкость раствора при комнатной температуре. В таблице приведены время, температура термостатирования и вязкость состава.

Пример 2 (по прототипу). В нефтewытесняющую композицию, полученную растворением в 474 г сеноманской воды 50 г АФ 9-12; 25 г сульфанола; 150 г аммиачной селитры; 300 г карбамида, вводят 1 г ПАА, получают загущенную нефтewытесняющую композицию, в которой содержится 5 мас.% АФ 9-12; 2,5 мас.% сульфанола; 15 мас.% аммиачной селитры; 30 мас.% карбамида и 0,1 мас.% ПАА, После трех суток выдерживания при 90 °С измеряют вязкость раствора при комнатной температуре. Время, температура термостатирования и вязкость раствора приведены в таблице.

Пример 3. В нефтewытесняющую композицию, состоящую из 50 г АФ 9-12; 25 г сульфанола; 150 г аммиачной селитры; 300 г карбамида и 470 г сеноманской воды, вводят 5 г безводного хлористого алюминия. Полученную загущенную нефтewытесняющую композицию, содержащую 5 мас.% АФ 9-12; 2,5 мас.% сульфанола; 15 мас.% аммиачной селитры; 30 мас.% карбамида и 0,5 мас.% хлористого алюминия, выдерживают при 70 и 90 °С 11 сут, затем измеряют вязкость раствора при комнатной температуре. Температура, время термостатирования и вязкость раствора приведены в таблице. 15

Примеры 4-14. Аналогично 3. Температуры, время термостатирования и вязкости составов приведены в таблице

Пример 15. 0,5 г полиакриламида

растворяют в 990,5 г дистиллированной воды. Полученный состав, содержащий 0,05 мас.% полиакриламида. термостатируют в течение трех суток, затем измеряют вязкость раствора при комнатной температуре. В таблице приведены время, температура термостатирования и вязкость состава

Пример 16. В 999 г дистиллированной воды растворяют 1 г полиакриламида. получают состав, в котором содержится 0,1 мас.% полиакриламида. После термостатирования измеряют вязкость состава при комнатной температуре. Время, температура термостатирования и вязкость раствора приведены в таблице.

Нефтewытесняющую способность композиций определяли в условиях, моделирующих пластовые, на модифицированной установке УИПК-1М с использованием нефти и природного кернового материала пласта Ю1 Нивагальского месторождения при пластовой температуре 90 °С. Подготовку кернового материала и испытуемых жидкостей проводили в соответствии с ОСТ 39-195-86 "Нефть. Метод определения коэффициента вытеснения нефти водой в лабораторных условиях". Для вытеснения использовали изовязкостную модель нефти, содержащую 70% дегазированной нефти пласта Ю1 Нивагальского месторождения, в которую добавляли 30% циклогексана. Полученная модель нефти имела плотность 823 и 780 кг/м при 25 и 90 °С соответственно, и вязкость при тех же температурах 3,29 и 1,07 мПа·с. Проницаемость образцов кернового материала находилась в пределах 0,03-0,97 мкм. Вытеснение нефти проводили сначала сеноманской водой с минерализацией 15,7 г/л (13,7 г/л MgCl₂; 1,3 г/л CaCl₂; 0,39 г/л MgCl₂; 0,27 г/л KHCO₃) до полной обводненности извлекаемой продукции, затем производили закачку композиции, выдерживали трое суток при 90 °С и снова проводили вытеснение сеноманской водой. Прирост коэффициента нефтewытеснения $\Delta K = K_v - K$, где K_v - коэффициент вытеснения нефти водой, %; K - коэффициент вытеснения нефти водой и композицией, %.

Пример 17(по прототипу).

Нефтewытесняющую композицию, содержащую 5% неанола АФ 9-12; 2,5% сульфанола; 15% аммиачной селитры; 30% карбамида и 47,5% сеноманской воды, готовят аналогично примеру 2.

Вытеснение нефти из природного кернового материала проводят сначала тремя поровыми объемами сеноманской воды, затем 2,5 объемами композиции, выдерживают трое суток при 90 °С и продолжают вытеснение сеноманской водой. Прирост коэффициента

вытеснения составляет 17,2 %.

Пример 18 (по прототипу). Готовят нефтewытесняющую композицию, как указано в примере 17. Вытеснение нефти проводят сначала тремя поровыми объемами сеноманской воды, затем 1,4 поровыми объемами композиции, выдерживают трое суток при 90 °С и продолжают вытеснение сеноманской водой. Прирост коэффициента вытеснения составляет 15,5%.

Пример 19. Нефтewытесняющую композицию, содержащую 5% неолола АФ 9-12; 25,5% сульфанола; 15% аммиачной селитры; 30% карбамида; 1% хлористого алюминия и 46,5% сеноманской воды, готовят, как указано в примере 4. Проводят вытеснение нефти, аналогично примеру 17. Прирост коэффициента вытеснения составляет 17,3%.

Таким образом, предлагаемый способ позволяет при высокой температуре пластов (выше 70-90 °С), например юрских и меловых отложений, типичных для Западной Сибири, увеличить вязкость нефтewытесняющей композиции по сравнению с прототипом в 2,5-250 раз, что дает возможность при высоком коэффициенте нефтewытеснения, увеличить и охват пласта заводнением.

Формула изобретения.

Способ загущения нефтewытесняющей композиции на основа неионогенного ПАВ - оксиэтилированных алкилфенолов NG 12 или АФ 9-12, ионогенного ПАВ - алкиларилсульфоната, аммиачной селитры, карбамида и воды путем введения в композицию загустителя, отличающийся тем, что с целью увеличения вязкости при высоких температурах, в композицию в качестве загустителя вводят 0,5-8,5 мас.% безводного хлорида или нитрата алюминия.

Таблица

Пример	Состав		Загуститель, мас.%	Вязкость состава, мПа*с	Температура термостатирования	Время термостатирования, сут.	Вязкость р-ра после термостатирования, мПа*с	
1 (прототип)	АФ 9-12	1,0	ПАА	1,94	90	9	1,91	
	Сульфанол	0,5						
	Аммиачная селитра	15,0						0,05
	Карбамид	30,0						
	Сеноманская вода	53,45						
2 (прототип)	АФ 9-12	5,0	ПАА	3,82	90	3	3,54	
	Сульфанол	2,5						
	Аммиачная селитра	15,0						0,1
	Карбамид	30,0						
	Сеноманская вода	47,4						
3	АФ 9-12	5,0	AlCl ₃	2,70	70	11	8,93	
	Сульфанол	2,5						
	Аммиачная селитра	15,0						(б.в.)
	Карбамид	30,0						0,5
	Сеноманская вода	47,0						
4	АФ 9-12	5,0	AlCl ₃	2,73	70	11	9,64	
	Сульфанол	2,5						
	Аммиачная селитра	15,0						(б.в.)
	Карбамид	30,0						1,0
	Сеноманская вода	46,5						
5	АФ 9-12	5,0	AlCl ₃	2,74	70	10	33,9	
	Сульфанол	2,5						
	Аммиачная селитра	15,0						(б.в.)
	Карбамид	30,0						2,0
	Сеноманская вода	45,5						

Продолжение таблицы

Пример	Состав		Загуститель, мас. %	Вязкость состава, мПа*с	Температура термостатирования	Время термостатирования, сут.	Вязкость р-ра после термостатирования, мПа*с	
6	АФ 9-12	5,0	AlCl ₃	7,19	70	10	61,6	
	Сульфанол	2,5						
	Аммиачная селитра	15,0			(б.в.)	90	3	950
	Карбамид	30,0			8,5			
	Сеноманская вода	39,0						
7	АФ 9-12	5,0	AlCl ₃	8,1	70	4	83,1	
	Сульфанол	2,5						
	Аммиачная селитра	15,0			(б.в.)	90	4	970
	Карбамид	30,0			10,0			
	Сеноманская вода	37,5						
8	Превоцел NG-12	0,67	AlCl ₃	1,57	80	2	134,7	
	Сульфанол	0,33						
	Аммиачная селитра	15,0			(б.в.)	90	2	150,2
	Карбамид	30,0						
	Сеноманская вода	52,0			2,0	120	110 мин	193,9
9	Превоцел NG-12	1,0	AlCl ₃	1,68	80	3	172,3	
	Сульфанол	0,5						
	Аммиачная селитра	15,0			(б.в.)	90	2	155,7
	Карбамид	30,0						
	Сеноманская вода	51,5			2,0	120	100 мин	169,9
10	Превоцел NG-12	6,4	AlCl ₃	3,21	80	2	11,2	
	Сульфанол	3,2						
	Аммиачная селитра	15,0			(б.в.)	90	7	6,32
	Карбамид	30,0						
	Сеноманская вода	43,4			2,0	120	100 мин	151,1
11	Превоцел NG-12	0,3	AlCl ₃	1,19	80	7	1,34	
	Сульфанол	0,15						
	Аммиачная селитра	3,5			(б.в.)	90	7	1,39
	Карбамид	7,0						
	Сеноманская вода	88,95			0,1	120	70 мин	1,76
12	АФ-9-12	5,0	Al(NO) ₃	2,61	90	9	88,6	
	Сульфанол	2,5						
	Амиаиная селитра	15,0						(б.в.)
	Карбамид	30,0						
	Сеноманская вода	44,7						2,8
13	АФ 9-12	5,0	Al(NO) ₃	2,76	90	2	130,8	
	Сульфанол	2,5						
	Аммиачная селитра	15,0						(б.в.)
	Карбамид	30,0						
	Сеноманская вода	43,5						4,0

Продолжение таблицы

Пример	Состав		Загуститель, мас. %	Вязкость состава, мПа*с	Температура термостатирования, °С	Время термостатирования, сут.	Вязкость р-ра после термостатирования, мПа*с
14	АФ 9-12	5,0	Al(NO) ₃				
	Сульфанол	2,5					
	Аммиачная селитра	15,0	(б.в.)	3,72	90	1	166,2
	Карбамид	30,0					
	Сеноманская вода	39,5	8,0				
15	Дистиллированная вода	99,05	ПАА	0,05	90	3	2,79
				5,44	120	3	1,07
16	Дистиллированная вода	99,9	ПАА	0,1	90	3	5,12
				10,5	120	3	1,34

Составитель Л, Алтунина

Редактор З.Ходакова

Техред М, Моргентал

Корректор Л, Ливринц

Заказ 1879/ДСП

Тираж

Подписное

ВНИИПИ Государственного комитета по изобретениям и открытиям при ГКИТ СССР
113035, Москва, Ж-35, Раушская наб, 4/5

Производственно-издательский комбинат "Патент", г, Ужгород, ул, Гагарина, 101