



ГОСУДАРСТВЕННЫЙ КОМИТЕТ
ПО ИЗОБРЕТЕНИЯМ И ОТКРЫТИЯМ
ПРИ ГИИТ СССР

ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ

К ПАТЕНТУ

- (21) 3679921/23-03
- (22) 28.12.83
- (31) 454313
- (32) 29.12.82
- (33) US
- (46) 30.04.89. Бюл. № 16
- (71) Стауффер Кемикал Компани (US)
- (72) Джост Герман Бюрк (US)
- (53) 622.276 (088.8)
- (56) Патент США № 3039529, кл. 166-9, опублик. 1962.
- (54) ВОДНЫЙ РАСТВОР ДЛЯ ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ ИЗ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО ПЛАСТА
- (57) Изобретение относится к добыче нефти из геологических пластов. Цель - увеличение извлечения за счет создания межфазного натяжения между водным раствором щелочи и нефтью от

0,04 до 0,055 дин/см и сохранение вязкости раствора, по крайней мере равной 50% вязкости добываемой нефти. Раствор содержит следующие ингредиенты при их соотношении, мас. %: в качестве полимера частично гидролизованый полиакриламид 0,3810 - 0,3853, в качестве щелочи частично гидролизованый полиакриламид Na_2CO_3 , или NaOH , или Na_4SiO_4 0,64-0,85; вода остальное. Раствор готовят путем растворения ингредиентов в воде. Использование данного раствора дает хорошую добычу нефти в условиях низкой вязкости и межповерхностного натяжения. Данный раствор имеет превосходные характеристики нагнетания. 7 ил., 6 табл.

1
Изобретение относится к добыче нефти из геологических пластов посредством заводнения пласта водным раствором полимера и щелочи.

Целью изобретения является увеличение извлечения нефти.

Водный раствор для извлечения нефти из пласта содержит щелочь и полимер и имеет вязкость, которая составляет по крайней мере 50% вязкости добываемой нефти, концентрация щелочи в растворе такова, что межфазное натяжение между водным раствором щелочи и нефтью составляет 0,04 - 0,055 дин/см, причем в качестве полимера он содержит частично гидролизованый полиакриламид, а

2
в качестве щелочи - Na_2CO_3 , или NaOH , или Na_4SiO_4 при следующем соотношении ингредиентов, мас. %:

Частично гидро-	
лизованный	
полиакриламид	0,3810-03853
Na_2CO_3 , или	
NaOH , или	
Na_4SiO_4	0,64-0,85
Вода	Остальное

На фиг. 1 показано схематически устройство, применяемое в процессе заводнения колонки породы; на фиг. 2-6 - значения давления, или факторы сопротивления для заводнения колонки породы; фиг. 7 - график межповерхностного натяжения между раз-

(19) **SU** (11) **1477252** **A3**

личными растворами щелочи и сырой нефтью.

Водный раствор щелочи и полимера содержит компоненты щелочи и водорастворимого полимера, которые отдельно и в комбинации применяют в процессе извлечения остаточной нефти из геологических пластов посредством закачки водных растворов через пласт.

Можно применять полимеры различных типов, включая акриламидные полимеры, полисахариды, целлюлозы, акриловые полимеры и полиалкиленовые окислы. Примерами акриламидных полимеров являются частично гидролизованные (например, 15-35%-ной степени гидролиза) полиакриламиды, например Цианатрол фирмы "Америкэн Цианамид", привитые сополимеры крахмала и акриламида, сополимеры N,N-диметилакриламида, акриламид и сополимеры 2-акриламид-2-метилпропансульфонат/акриламид. Полисахаридом, который можно применять, является ксантановая смола. Можно применять селероглюкан, который получают посредством ферментации глюкозы с рядом грибков *Selgetium*. К целлюлозе, которую можно применять, относятся гидроксизтилцеллюлоза, карбоксиметилцеллюлоза, полимеры сложных эфиров сульфата натрия и целлюлозы.

Применяемый полимер предпочтительно содержится в водном растворе в достаточном количестве для обеспечения вязкости водного раствора по Брукфилду, которая составляет по крайней мере 50% соответствующей вязкости остаточной нефти в геологическом пласте. Вязкость водных растворов может превышать вязкость нефти (например, быть равной примерно 150% вязкости нефти), однако по экономическим причинам это нецелесообразно. Предпочтительна вязкость раствора, содержащего полимер, которая приближается к вязкости сырой нефти. В зависимости от типа полимера, нефти и температуры в геологическом пласте достаточна концентрация примерно 1000 - 5000 ч. на тыс. полимера по весу воды, например 3500-4000 ч. на тыс. полиакриламида.

Щелочными материалами являются водорастворимые вещества, применяемые для освобождения ионов гидроксид-

ла в водном растворе, которые имеют достаточную щелочную реакцию с нефтью для значительного снижения поверхностного натяжения между остаточной нефтью и водным раствором, содержащим щелочь и полимер. Предпочтительными являются соединения щелочного металла, например, те, которые содержат натрий или калий как катионы. Примерами щелочных материалов являются Na_2CO_3 , K_2CO_3 , NaOH , KOH , Na_4SiO_4 , K_4SiO_4 . Предпочтительным является карбонат натрия, так как он обеспечивает высокую степень нагнетания (создает меньшее сопротивление потоку) во время ввода в геологический пласт по сравнению с обычным уровнем улучшения межповерхностного натяжения.

Для определения количества щелочи в водном растворе можно построить известным способом график (фиг.7), на котором представлено межфазное натяжение между щелочными растворами различной концентрации и сырой нефтью. Минимальное межфазное натяжение между раствором, содержащим щелочь, и сырой нефтью можно определить с помощью тензометра, например, способом падающей или вращающейся капли.

График на фиг.7 построен в соответствии с примерами, описанными для определенного количества различных концентраций гидроокиси натрия, карбоната натрия и ортосиликата натрия. С его помощью можно определять приближенные характеристики межфазного натяжения между различными щелочами и данной сырой нефтью. На основании этого графика выбирают начальные концентрации щелочи, соответствующие или приближающиеся к минимальным значениям межфазного натяжения, представленным на графике. В примерах были выбраны следующие концентрации щелочи и согласно графику даны следующие приближенные значения межповерхностного натяжения в щелочном растворе при контакте с сырой нефтью:

Щелочь (0,5 мас.% Na_2O)	Концентрация щелочи, мас.%	Межповерх- ностное натяжение, дин/см
Гидроокись натрия	0,640	0,055

Карбонат натрия	0,850	0,05
Орто-силикат натрия	0,764	0,04

Концентрация щелочи, вводимой в геологический пласт (вместе с водой и полимером), должна обеспечить создание межфазного натяжения меньше 0,1 дин/см, предпочтительно меньше 0,07 дин/см.

Другой формой расхода щелочи является осаждение определенных видов анионов из щелочи в результате присутствия растворенных катионов (например, Ca^{+2} , Mg и т.д.) в погребенной воде геологического пласта. Чтобы определить расход щелочи вследствие осаждения многовалентных ионов, можно измерить воду от предыдущих заводнений на степень осаждения.

В некоторых случаях не обязательно вводить достаточное количество щелочи в пласт породы для определенных условий минимального межповерхностного натяжения (например, меньше 0,1 дин/см, предпочтительно меньше 0,07 дин/см), относящихся ко всему геологическому пласту.

Водный раствор щелочи и полимера можно вводить в геологический пласт, например, при температуре примерно 35-95°C в достаточном количестве для вытеснения нефти (например, с поровым объемом примерно 0,1-1,0 объема пор пласта) и для извлечения остаточной нефти из геологического пласта. Инъекцию раствора щелочи и полимера в пласт можно осуществлять до или после применения других способов добычи нефти, например посредством заводнения и т.д. Такой способ предпочтительно применяют в третичной добыче нефти (например, после первичной добычи путем закачки и вторичной добычи путем заводнения).

Примеры 1-5. Произвели ряд заводнений колонок породы с сырой нефтью. В примере 1 применяли только полимер (сравнительный пример), в примерах 2-5 - раствор по изобретению (см. фиг. 2-6).

Колонки размером 2 дюйма (50,8 мм) x 2 фута (610 мм) из песчаника Верса нарезали из одного блока породы для достижения оптимальной воспроизводимости данных. Свойства этих колонок показаны в табл.1. Колонки за-

делали в жаропрочную смолу с отводами для измерения давления через смолу к поверхности колонки. Колонки разделили на три части равной длины и с целью измерения давления сделали два внутренних отвода.

Спектрография показала, что основными элементами колонок были кремний, кальций и алюминий со значительными уровнями содержания железа, магния, калия, натрия и титана. Исследование под электронным микроскопом показало присутствие частиц неправильной формы диаметром 100 - 400 мкм в перемешку с небольшими частицами диаметром 0,2-10 мкм.

Во всех заводнениях колонок применяли отфильтрованную кислую сырую нефть (при 51,67°C), со следующими свойствами:

Вязкость по Брукфилду, сП, при, °C:		
24		465
29		295
35		200
40,56		144
51,67		66
62,78		48

30	Сила тяжести API	20,8
	Общее кислотное число, мг KOH/г (AS TM D 664)	2,80

35 Все образцы щелочи и полимера смешали в свежей воде.

Моделированный состав рассола - свежей воды (вода для инъекции, умягченная 3:1, pH = 7,6):

Ион	ч. на тыс.	мг/л
Аммоний	39,2	2,173
Кальций	0,5	0,025
Магний	0,5	0,041
Калий	2,9	0,074
45 Натрий	2946,7	127,849
Сульфат	133,6	2,782
Хлорид	4403,5	124,207
Карбонат (вычисленный)	4,0	0,134
50 Бикарбонат (вычисленный)	185,5	3,041
Нитрат	1,1	0,0165
Борат	23,8	0,306
55 Иодид	1,0	0,007
Железо	-	-
Барий	-	-
Фторид	0,7	0,037

Общее количество растворенных твердых веществ	7764,1
Химический состав, г/л рассола:	
Хлорид аммония	0,1163
Бикарбонат натрия	0,2554
Карбонат натрия	0,0071
Хлорид кальция *2H ₂ O	0,0018
Хлорид магния *6H ₂ O	0,0042
Хлорид калия	0,0055
Хлорид натрия	7,1238
Сульфат натрия	0,1975
Иодид натрия	0,0010
Борат натрия	0,0308
Нитрат натрия	0,0014
Фторид натрия	0,0015

Моделированный состав рассола - пластовой воды (вода для инъекции, свободная от карбонатов и бикарбонатов и имеющая значение pH 6,8):

Ион	ч. на тыс.	мг/л
Аммоний	157,0	8,704
Кальций	450,0	22,455
Магний	430,0	35,373
Калий	-	-
Натрий	10356,0	448,025
Сульфат	78,0	1,624
Хлорид	18185,1	512,934
Карбонат (вычисленный)	-	-
Бикарбонат (вычисленный)	-	-
Нитрат	-	-
Борат	95,0	1,224
Иодид	4,0	0,0032
Железо	-	-
Барий	-	-
Фторид	-	-

Общее количество растворенных твердых веществ	29755,1
Химический состав, г/л рассола:	
Хлорид аммония	0,4656
Бикарбонат натрия	-
Карбонат натрия	-
Хлорид кальция *2H ₂ O	1,6506

	Хлорид магния *6H ₂ O	3,5959
	Хлорид калия	-
5	Хлорид натрия	26,0889
	Сульфат натрия	0,1153
	Иодид натрия	0,0047
	Борат натрия	0,1232
	Нитрат натрия	-
10	Фторид натрия	-

Применяли следующие щелочные агенты (ссылки даны на общее содержание Na₂O): NaOH (для примера 4 разбавили 50 мас.% едкого натра до 0,5 мас.% Na₂O), Na₂CO₃ (в воду добавили кальцинированную соду Стауффер Денсе Сода Эш), Na₄SiO₄ (приготовили основной 10%-ный раствор ортосиликата натрия, мас. %: SiO₂: Na₂O 3,22:1 11,35; едкий натр, 50%-ный раствор, 15,10; деионизированная вода 73,55.

0,5 мас.% Na₂O разбавили посредством впрыскивания воды для примера 5.

Для всех заводнений колонок применяли частично гидролизированный полиакриламид (цианатрол марки 940 S фирмы "Америкэн Цианамид"). 5000 ч. на тыс. раствора полимера смешали с 10%-ным раствором щелочи (в свежей воде). Таким образом, получили раствор с требуемой концентрацией щелочи. Раствор разбавили свежей водой, содержащей щелочь требуемой концентрации, для получения полимера соответствующей концентрации. Во время приготовления растворов вязкость была равна 50 сП. Вязкость со временем увеличилась для всех комбинаций щелочь - полимер из-за возможного гидролиза полиакриламида. Во время последних стадий инъекции раствора вязкость может достигать 55 - 60 сП.

Устройство для затопления (заводнения) колонок схематически показано на фиг. 1.

Нагнетательный поршневой насос 1 Ruska применяли в соединении с камерой, имеющей постоянную температуру. До начала впрыскивания температуру колонки 2 и жидкостей повысили до температуры резервуара 3. Насыщение воды из хранилища было достигнуто посредством создания вакуума на колонке 2 в течение примерно 12 ч. Затем в колонку вводили сырую нефть из резервуара до прекращения вытека-

ния воды. Для достижения максимального насыщения нефти ввод осуществляли с высокой скоростью (10 футов в день).

Первичную и вторичную добычи моделировали комбинированным способом посредством инъекции воды из хранилища с фронтальной скоростью движения 2,0 фута в день до достижения заданного уровня насыщения нефти. В конце заводнения соотношение воды и нефти составило 20:1. Последовательность общего заводнения и третичной добычи следующая:

	Фронтальная скорость (фут в день)	Поровый объем
а. Инъекция воды из резервуара	1,0	7-8
б. Инъекция воды из резервуара	1,0	До устойчивого значения ΔP
в. Инъекция впрыскиваемой воды	1,0	0,25
г. Инъекция первой порции химических веществ	1,0	1,0
д. Инъекция впрыскиваемой воды	10,0	0,1
е. Инъекция воды из хранилища	10,0	3,5

Пробы были собраны только во время стадий г-е. Эти пробы применяли для определения характеристики насыщения нефти в зависимости от порового объема вводимой жидкости. Для определения полученных уровней кальция, магния и кремния (путем спектроскопии поглощения атомов) и pH провели анализ проб. Для количественного определения концентрации щелочи в каждой пробе провели титрование с 0,1 NHCl.

Точные объемы вводимых жидкостей с указанием их характеристик приведены в табл. 2 (значения вязкости даны при 51,67°С).

Были проведены измерения межповерхностного натяжения между сырой нефтью и каждым щелочным агентом. Испытывали концентрации щелочи во вводимой воде в пределах 0-2,0 мас.% Na₂O. Для всех значений меньше 1,0 дин/см применяли тензометр с постоянной температурой и постоянной скоростью для измерения межповерхностного натяжения методом вращающейся капли. Все измерения проводили при 51,67°С и скорости 3600 об/мин спустя 5 мин после контакта нефти со щелочью. Такой период времени дает минимальное значение межповерхностного натяжения для этих систем в зависимости от времени.

Если оценка методом вращающейся капли была неуспешной из-за полученного значения межповерхностного натяжения свыше 1,0 дин/см, то для проведения измерений применяли кольцевой прибор при 21°С.

Три из четырех испытываемых щелочных агентов показали уменьшение в межповерхностном натяжении от 17,6 дин/см (при отсутствии щелочи) до уровней, соответствующих текучести третичной нефти. Только бикарбонат натрия оказался неэффективным как агент, снижающий межповерхностное натяжение для данной сырой нефти. Минимальные значения межповерхностного натяжения и требуемая концентрация каждой щелочи показаны в табл. 3.

В табл. 4 и 5 даны значения добычи во время каждого заводнения колонки породы, при этом предварительная промывка свежей водой является частью третичной добычи и заводнения соответственно. Данные о добыче нефти показывают начальное насыщение нефти (S_{oi}), добычу с заводнением ($\% S_{oi}$), остаточное заводнение (S_{o4}), третичную добычу с применением водного раствора щелочи и полимера согласно изобретению ($\% S_{o4}$), остаточное насыщение (S_{of}) в колонке и общую добычу (добыча с заводнением плюс третичная добыча).

Вычисление процента первоначальной добычи нефти (OIP) благодаря третичной добыче получают посредством деления данных третичной добычи (например, объемных частей) на соответствующие значения для начального насыщения нефти (S_{oi}).

Таким образом, % ОПР по примерам 1-5 при условии, что предварительная промывка - часть третичной добычи (см. табл.4), составляет

Пример:	1	10,9
	2	54,3
	3	46,0
	4	47,4
	5	50,7

а при условии, что предварительная промывка - заводнение (см.табл.5), % ОПР составляет

Пример:	1	10,3
	2	53,8
	3	45,5
	4	46,8
	5	50,2

Так как количество нефти, полученной во время каждой предварительной промывки свежей водой, было минимальное, то можно отметить небольшое отличие результатов, представленных в табл.4, от результатов в табл.5.

Пример 1, который включает в себя инъекцию полимера Цианатрол 940S вязкостью 50 сП при отсутствии какой-либо щелочи, взят для сравнения. Достигалась 18,7%-ная $S_{ор}$ добыча, которую можно сравнить с третичной добычей или которая лучше, чем третичная добыча, осуществляемая только со щелочами в некоторых работах. Одновременно с изменением скорости от 1,0 до 10,0 футов в день как часть цикла последующей промывки достигалось дополнительное увеличение добычи нефти. Такое явление не наблюдалось в испытаниях, проводимых со щелочью без полимера. Очевидно, что в присутствии среды с улучшенной текучестью благодаря остаточному полимеру в колонке изменение скорости и последующее увеличение давления являются достаточными для движения нефти.

Относительное изменение давления при увеличении скорости было низким в процессе добычи с применением полимера (в среднем увеличение в 3,7 раза) по сравнению с операциями, проводимыми без полимера (в среднем в 4,8 раза), хотя высокое давление может быть наиболее важным параметром. Например, в примере 1 изменение скорости до 10,0 футов в день создает общее давление в колонке 198 футов/кв.дюйм по сравнению с операцией

без полимера под высоким давлением 12,7 футов/кв.дюйм.

Примеры 2 и 3 показывают дублированные циклы инъекции, причем работа с колонкой в примере 2 в общем превосходит работу с колонкой в примере 3. Заводнение в примере 2 более эффективное, и это указывает на более однородную колонку с лучшей эффективностью очистки. Также следует отметить низкое начальное насыщение нефти (0,692 порового объема) в примере 2 по сравнению с другими насыщениями в других примерах (0,736 - 0,784 порового объема). Значение 0,692 порового объема находится почти в соответствии со значениями для предыдущих заводнений колонок (0,649-0,750). С присущей колонкам изменчивостью предел добычи для примеров 2 и 3 по-видимому представляет воспроизводимость полимерных систем. 95,5 и 82,6% $S_{ор}$ добычи для этих двух затоплений находятся в тех пределах, которые видны только в микцеллярных (полимерных) системах химического заводнения. Значительное улучшение этих систем по сравнению только со щелочью или только с полимером представляет наиболее значимый результат работы.

Примеры 4 и 5 с полимером Цианатрол 940S в соединении с едким натром и ортосиликатом натрия соответственно показывают значительное увеличение добычи по сравнению с их независимыми химическими двойниками, которые были ранее испытаны. Характеристики начального насыщения нефти и заводнения в этих испытаниях были очень сходными с характеристиками по примерам 2 и 3.

Поскольку колонки в примерах 4 и 5 аналогичны, то можно сказать, что система ортосиликата натрия превосходит систему едкого натра, хотя обе системы очень эффективны.

Во всех испытанных системах на основе полимера и на основе полимера и щелочи была отмечена очень хорошая текучесть в чистых пробах с высоким содержанием нефти (~60%), взятых до любого химического прорыва для инъекции.

На фиг. 2-6 показаны значения давления во время заводнения колонок. Эти данные были получены в результате изменения дифференциально-

го давления в передней, средней и задней секциях колонки. Данные были преобразованы в соответствующие коэффициенты сопротивления RF1-RF2 согласно следующей формуле:

$$RF = \frac{\frac{P_2}{Q_2}}{\frac{P_1}{Q_1}},$$

где P_1 - падение давления в конце заводнения, фунт/кв.дюйм;

P_2 - падение давления в данной точке во время третичной добычи, фунт/кв.дюйм;

Q_1 - скорость потока в конце заводнения, мл/с;

Q_2 - скорость потока в момент измерения P_2 , мл/с;

RF - представляет собой кумулятивный коэффициент сопротивления.

Коэффициенты сопротивления в примере 1 (фиг.2), в котором применяют только полимер, значительно выше коэффициентов сопротивления для систем щелочь - полимер.

Если сравнить коэффициенты сопротивления для различных систем щелочь - полимер, то можно увидеть, что системы Na_2CO_3 - 940S имеют значительно более низкие значения, чем любая система NaOH - 940S или Na_4SiO_4 - 940S. Коэффициент сопротивления RF₂ в средней секции в примере 4 (фиг.5) не такой значительный, как это кажется. Из-за необычно низкого давления на базисной линии заводнения коэффициенты сопротивления необычно высокие несмотря на сходные уровни давления во всех секциях. Низкие коэффициенты сопротивления при применении системы Na_2CO_3 - 940S указывают на возможность достижения высоких характеристик нагнетания.

Одновременно с получением щелочи были отмечены значительно уменьшенные уровни двухвалентных катионов. В примере 1 уровни двухвалентных

катионов уменьшили в результате разбавления полученного полимера свежей водой (табл.6).

Видно, что были получены более высокие, чем раньше, значения удержания, которые, вероятно, являются следствием повышенной эффективности очистки, позволяющей потреблять щелочь большей площадью поверхности породы.

Полученные данные показывают хорошую добычу остаточной нефти, достигаемую при применении заводнения щелочью и полимером в условиях низкой вязкости и межповерхностного натяжения. Применение Na_2CO_3 как щелочи с полимером дает более низкий коэффициент сопротивления во время заводнения колонки, чем применение NaOH или Na_4SiO_4 как щелочи с полимером. В результате получают водный раствор жидкости, имеющей высокие характеристики нагнетания.

Ф о р м у л а и з о б р е т е н и я

Водный раствор для извлечения нефти из геологического пласта, содержащий щелочь и полимер, отличающийся тем, что, с целью увеличения извлечения нефти за счет создания межфазного натяжения между водным раствором щелочи и нефтью 0,04 - 0,055 дин/см и сохранения вязкости раствора, по крайней мере равной 50%-ной вязкости добываемой нефти, в качестве полимера он содержит частично гидролизированный полиакриламид, в качестве щелочи - Na_2CO_3 , или NaOH, или Na_4SiO_4 при следующем соотношении ингредиентов, мас. %:

Частично гидролизированный полиакриламид	0,3810-0,3853
Na_2CO_3 , или NaOH, или Na_4SiO_4	0,64-0,85
Вода	Остальное

Т а б л и ц а 1

Свойства	Показатели свойств колонки по примеру				
	1	2	3	4	5
Объем поры, мл	281,4	271,5	263,9	283,7	269,2
Пористость, доля	0,22	0,22	0,22	0,23	0,22
Водопроницаемость, мД:					
в передней части	596	468	552	504	544
в средней части	668	607	552	587	582
в задней части	333	253	563	639	453
общая	485	387	555	609	506
Эффективная проницаемость, мД:					
для нефти с остаточной водой	447	437	421	511	423
для воды с остаточной нефтью	31,3	17,2	17,3	45,9	59,9

Т а б л и ц а 2

Характеристики	Пример				
	1	2	3	4	5
Вязкость, сП: добытой воды	0,5923	0,5923	0,5923	0,5923	0,5923
сырой нефти	66,5	66,5	66,5	66,5	66,5
Введенный объем добытой воды, поровый объем	0,88	0,95	2,08	1,86	1,96
Вязкость свежей воды, сП	0,5514	0,5514	0,5514	0,5514	0,5514
Введенный объем свежей воды (предв. промывка), поровый объем	0,25	0,25	0,25	0,25	0,32
Раствор	940S	Na ₂ CO ₃ /940S	Na ₂ CO ₃ /940S	NaOH /940S	Na ₄ SiO ₄ /940S
Концентрация щелочи, мас. %	-	0,850	0,850	0,640	0,764
Концентрация полимера, ч. на тыс.	3200	3853	3828	3810	3850
Вязкость раствора, сП	50,5	50,5	48,5	48,5	50,5
Введенный объем, поровый объем раствора:	1,01	1,02	1,00	1,00	1,00
свежей воды (послед. промывка)	0,09	0,10	0,10	0,10	0,10
пластовая вода (послед. промывка)	3,46	3,47	3,52	3,33	3,55

Т а б л и ц а 3

Щелочной агент	Масса, %	pH	Значение межповерхностного натяжения, дин/см
Na_2CO_3	0,34	10,40	0,042
Na_4SiO_4	0,16	11,92	0,023
NaOH	0,65	12,54	0,058
NaHCO_3	4,0	8,94	7,6

Т а б л и ц а 4

Показатели	Пример				
	1	2	3	4	5
Начальное насыщение нефти (S_{oi}): мл	207,0	188,0	207,0	215,0	207,0
поровый объем	0,736	0,692	0,784	0,758	0,769
Добыча с заводнением: мл	87,0	81,0	91,8	93,3	93,0
поровый объем	0,309	0,298	0,348	0,329	0,346
% S_{oi}	42,0	43,1	44,4	43,4	44,9
Остаточное заводнение (S_{or}): мл	120,0	107,0	115,2	121,7	114,0
поровый объем	0,426	0,394	0,437	0,429	0,424
Третичная добыча: мл	22,4	102,2	95,2	101,8	105,1
поровый объем	0,080	0,376	0,361	0,359	0,390
% S_{or}	18,7	95,5	82,6	83,7	92,2
Насыщение остатка (S_{of}): мл	97,6	4,8	20,0	19,9	8,9
поровый объем	0,347	0,018	0,076	0,070	0,033
Общая добыча: мл	109,4	183,2	187,0	195,1	198,1
поровый объем	0,389	0,675	0,709	0,638	0,736
% S_{oi}	52,9	97,4	90,3	90,7	95,7

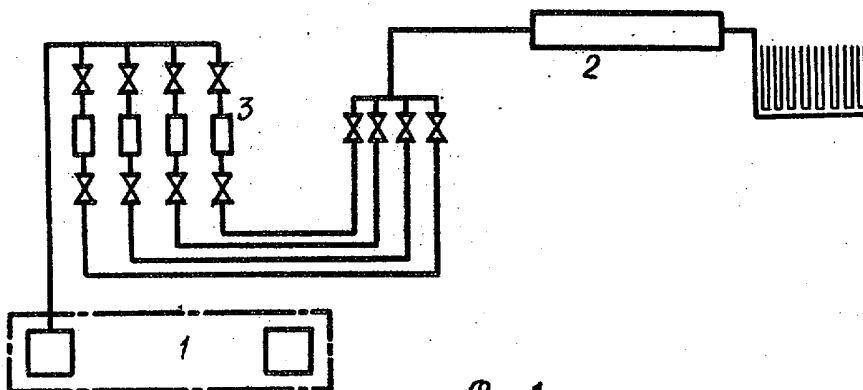
Т а б л и ц а 5

Показатели	Пример				
	1	2	3	4	5
Начальное насыщение нефти (S_{oi}):					
мл	207,0	188,0	207,0	215,0	207,0
поровый объем	0,736	0,692	0,784	0,758	0,769
Добыча с заводнением:					
мл	88,0	82,2	92,7	94,4	94,2

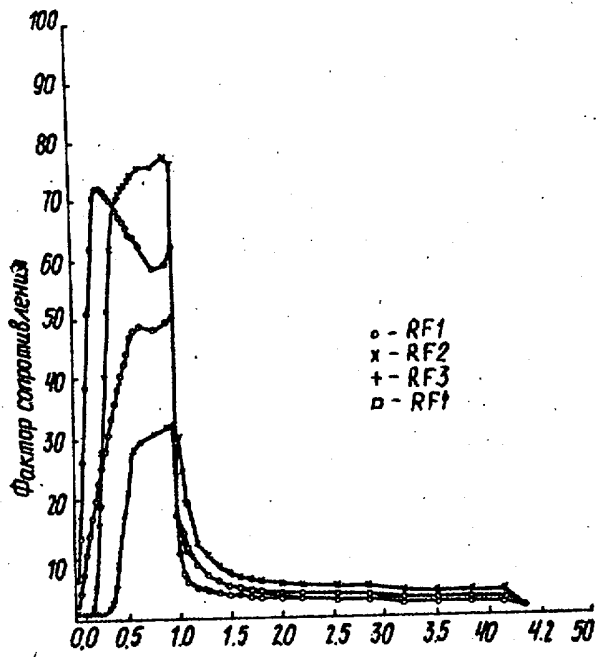
Показатели		Пример				
		1	2	3	4	5
Остаточное завод-	поровый					
	объем	0,313	0,303	0,351	0,333	0,350
нение. (S_{oi}):	% S_{oi}	42,5	43,7	44,8	43,9	45,5
	мл	119,0	105,8	114,3	120,6	112,8
Третичная добыча:	поровый					
	объем	0,423	0,390	0,433	0,425	0,419
	мл	21,4	101,0	94,3	100,7	103,9
	поровый					
Остаточное насыще-	объем	0,076	0,372	0,357	0,355	0,386
	% S_{of}	18,0	95,5	82,5	83,5	92,1
ние (S_{of}):	мл	97,6	4,8	20,0	19,9	8,9
	поровый					
Общая добыча	объем	0,357	0,018	0,076	0,070	0,044
	мл	109,4	183,2	187,0	195,1	198,1
	поровый					
	объем	0,389	0,675	0,709	0,688	0,736
	% S_{oi}	52,9	97,4	90,3	90,7	95,7

Т а б л и ц а 6

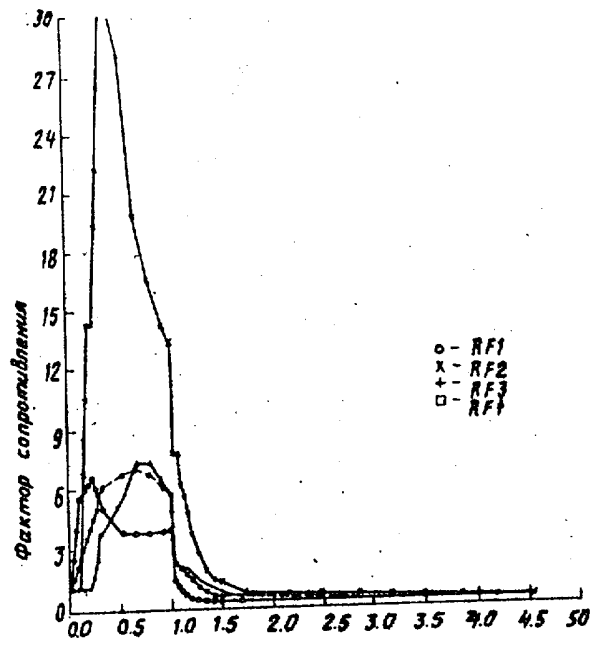
Испыта-	Введенная	Введенный	Получен-	Оставший-
ние	щелочь,	мэкв	ный	ся мэкв
	мас. %		мэкв.	
1	-	-	1,94	1,94
2	0,850	Na_2CO_3 44,31	29,79	14,52
3	0,85	Na_2CO_3 42,22	32,23	9,99
4	0,64	NaOH 45,39	27,77	17,62
5	0,764	Na_4SiO_4 44,69	22,13	22,56



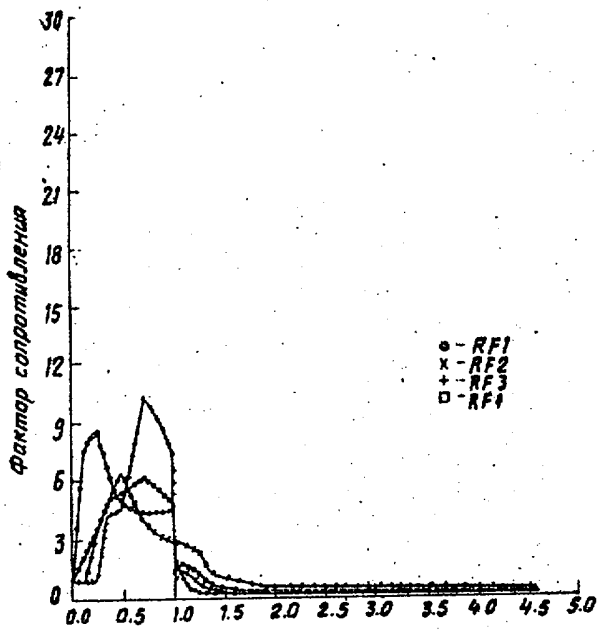
Фиг.1



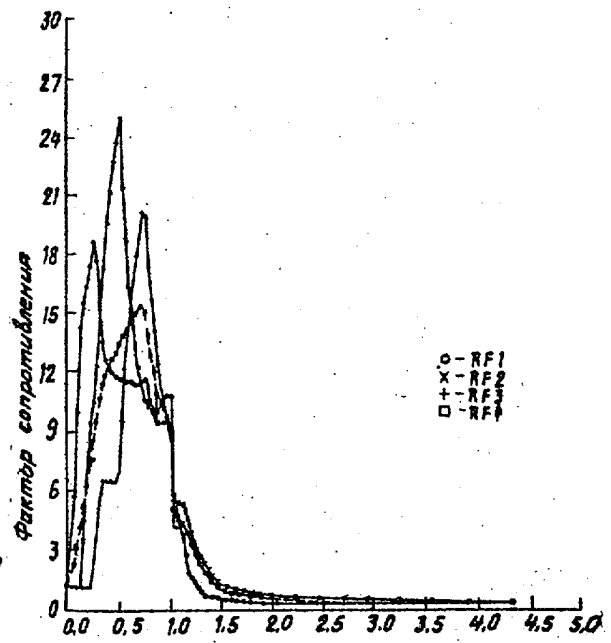
Фиг. 2



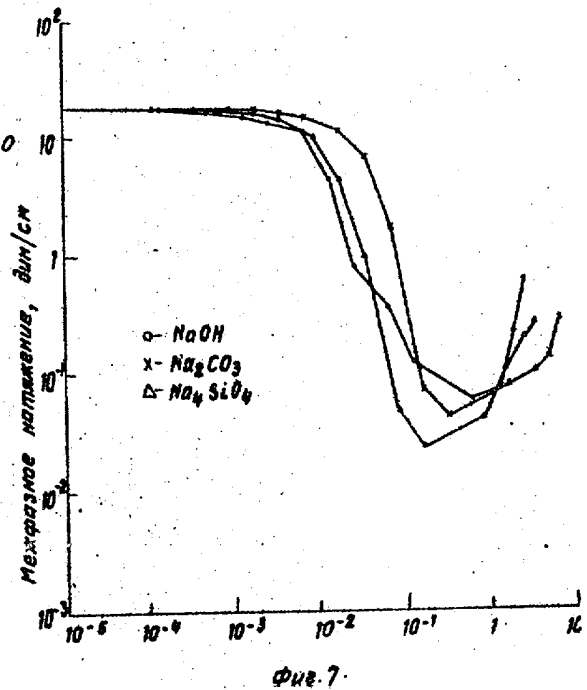
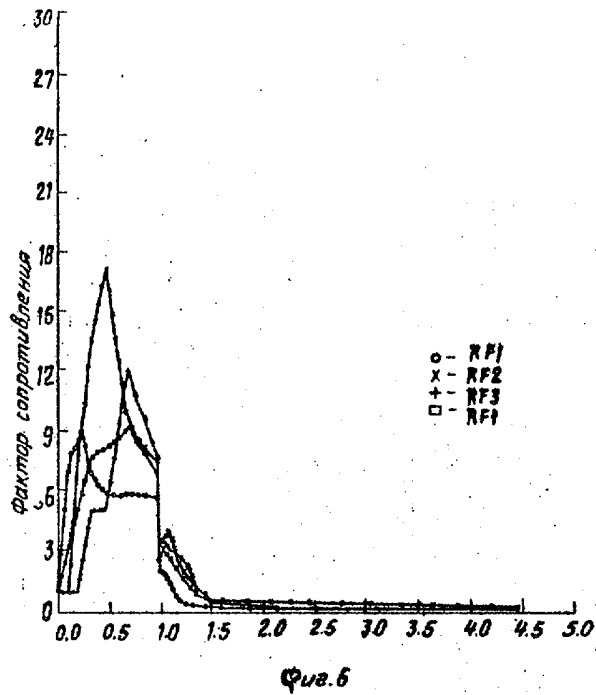
Фиг. 3



Фиг. 4



Фиг. 5



Редактор И. Рыбченко Составитель И. Лопакова Корректор Н. Король
 Техред М. Ходанич

Заказ 2172/59 Тираж 515 Подписное
 ВНИИ Государственного комитета по изобретениям и открытиям при ГКНТ СССР
 113035, Москва, Ж-35, Раушская наб., д. 4/5

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