



УКРАЇНА

(19) UA (11) 13975 (13) C1

(51) E 21 B 43/22; C 10 G 73/02; C 10 G 73/06

ДЕРЖАВНЕ
ПАТЕНТНЕ
ВІДОМСТВООПИС ДО ПАТЕНТУ
НА ВИНАХІД

(54) РОЗРІДЖУВАЧ ВИСОКОВ'ЯЗКОЇ НАФТИ

1

(21) 94062546

(22) 13.06.94

(24) 25.04.97

(46) 25.04.97. Бюл. № 2

(56) 1. Хисамутдинов Н.И. и др. Опыт восстановления и регулирования производительности добывающих и нагнетательных скважин. Обзорная информация, сер. "Техника и технология добычи нефти и обустройство нефтяных месторождений". М., ВНИИОЭНГ, 1985, с.40-42.

2. Мамедов Т.М. Добыча нефти с применением углеводородных растворителей. М., "Недра", 1984, с.75-81 (прототип).

(72) Куртов Веніамин Дмитрович, Новомлинський Іван Олексійович, Заєць Володимир Петрович

2

(73) Куртов Веніамин Дмитрович (UA)

(57) Разжижитель высоковязкой нефти на основе растворителя асфальто-смолисто-парафиновых образований, отличающийся тем, что в качестве растворителя выбран состав при следующем соотношении компонентов, мас. %:

Анионное поверхностно-активное вещество	0,3 - 0,7
Неионогенное поверхностно-активное вещество	0,8 - 1,2
Гидроокись щелочных металлов 5,0 - 40,0 %-ной концентрации	0,5 - 8,3
Вода хлоркальциевого типа с содержанием хлористых солей до 20%	Остальное.

Изобретение относится к нефтедобывающей промышленности и может быть использовано при добыче и транспорте высоковязкой нефти.

Наиболее близким к предлагаемому является разжижитель высоковязкой нефти, содержащий растворитель асфальто-смолисто-парафиновых образований в виде легкой нефти [2].

Так как эта нефть легче, чем добываемая, то она "плавает" сверху и не оказывает разжижающего воздействия на весь столб нефти, находящийся ниже между подвеской глубинного насоса и нефтяным пластом. Подаваемая в затрубное пространство легкая нефть, плавающая на скважинной тяжелой высоковязкой нефти, быстро падает на прием насоса и откачивается из скважины. Поэтому приходится постоянно в затрубное

пространство доливать легкую нефть. Но так как при этом обрабатывается и разжижается только верхний участок скважинной нефти, а основная часть столба нефти, находящегося ниже, не обрабатывается, то создаваемая насосом депрессия не доходит до пласта. Поэтому из нефтяного пласта нефть не поступает совсем или поступает в малом количестве.

Аналогично воздействует такой разжижитель и в других случаях, например, при добавке разжижителя в резервуар с высоковязкой нефтью перед ее подготовкой для подачи в нефтепровод. Большая часть нефти, находящейся в нижней части резервуара, остается необработанной. Поэтому в нефтепровод подается нефть с повышенной вязкостью, что обуславливает высокие давления при прокачивании такой нефти. При

(19) UA (11) 13975 (13) C1

прекращении прокачивания нефти она чрезмерно загустевает. Это приводит к серьезным осложнениям при "продавке" нефтепровода после простоя.

Задачей настоящего изобретения является обеспечение разжижения по всей высоте столба нефти.

Эта задача решается за счет того, что в разжижителе, содержащем растворитель асфальто-смолисто-парафиновых образований, согласно изобретению, в качестве растворителя применяют состав при следующем соотношении компонентов, мас %

Анионное поверхностно-активное вещество	0,3 – 0,7
Неионогенное поверхностно-активное вещество	0,8 – 1,2
Гидроокись щелочных металлов 5 – 40% концентрации	0,5–8,3

Вода хлоркальциевого типа при содержании хлористых солей до 20% Остальное.

Такое решение задачи позволяет снизить вязкость нефти по всему объему. За счет этого снижаются гидравлические сопротивления при движении нефти. Поэтому снижаются давления при ее прокачивании по нефтепроводу. При добавке разжижителя в скважинную нефть создаваемая глубинным насосом депрессия полнее доходит до нефтяного пласта и приток нефти из пласта значительно увеличивается.

Разжижитель используют следующим образом.

На нефтяном промысле с высоковязкой нефтью монтируют емкость для разжижителя. Емкость обвязывают с нефтяными скважинами и резервуарами объектов подготовки нефти. Насосом подают в затрубное пространство скважин или верхнюю часть резервуаров разжижитель в количестве от 0,2 до 0,35 от объема обрабатываемой нефти. Удельный вес разжижителя должен быть выше удельного веса обрабатываемой нефти не менее, чем на 0,05 г/см³.

Так как разжижитель тяжелее обрабатываемой нефти, то при подлине его в затрубное пространство скважины он опускается ниже приема глубинного насоса, вплоть до призабойной зоны скважины. При опускании разжижитель контактирует со всем объемом нефти и за счет комплексного воздействия разжижает ее. Это достигается благодаря многокомпонентному составу разжижителя.

Добавка смеси двух поверхностно-активных веществ (СПАВ) обеспечивает достижение ряда полезных моментов,

которые не могут быть достигнуты при отдельном применении этих или других ПАВ. Так как данная СПАВ в своем составе имеет ароматические соединения, то она является активным растворителем АСПО, которые вызывают повышенную вязкость нефти. Одновременно эта СПАВ является диспергатором парафина. При разрушении парафина АСПО распадаются на мелкие частички

Раствор СПАВ в воде хлоркальциевого типа вызывает снижение температуры застывания высокопарафинистой нефти, а такими являются все вязкие и высоковязкие нефти. Проведенные лабораторные исследования с нефтями Бугреватовского и других нефтяных месторождений Украины показали, что температура застывания нефти после обработки данным разжижителем снижалась с (73 – 65)°С до (41 – 27)°С. При таких температурах в скважинных условиях кристаллизация парафина почти полностью исключена при обработке скважин данным разжижителем. Объем кристаллизации парафина в резервуарах с нефтью и нефтепроводах также значительно снижается.

Добавка таких СПАВ предотвращает образование стойких водонефтяных эмульсий, которые ухудшают прокачиваемость нефти как в скважинах, так и по нефтепроводам. Кроме этого, добавки данных СПАВ снижают скорость выделения растворенного в нефти газа. За счет этого улучшается работа глубинных насосов, что приводит также к увеличению дебита скважин

Вода хлоркальциевого типа с содержанием хлористых солей до 20% по составу близка к пластовым водам, являющимися постоянными спутниками при добыче и транспорте нефти. Поэтому при смешении такой воды не происходит нежелательных последствий: загущение нефти, чрезмерный рост вязкости и пр. Это объясняется тем, что добавка такой воды к нефти обеспечивает снижение межфазного натяжения на границе нефть-вода. Проведенные опыты показали, что если при добавке дистиллированной воды межфазное натяжение составило 27,5 мН/м, то при добавке воды хлоркальциевого типа поверхностное натяжение снизилось до 20,5 мН/м, а этой же воды с добавкой щелочи – до 8,9 мН/м. Такая вода является сильным электролитом. В результате она не только смачивает поверхность труб, но и "обволакивает" их. Это исключает контакт высоковязкой нефти с поверхностью труб, имеющей высокое трение по металлу. Это дополнительно улучшает условия продвижения нефти по нефтепроводам или скважинам от нефтяного пласта до приема глубинного насоса. Однако хлористых солей должно быть не

больше 20%, так как снижение вязкости дополнительного не происходит, а удельный вес разжижителя повышается в значительной мере. Это приводит к увеличению удельного веса добываемой продукции, что вызывает повышение противодавления от веса столба обработанной нефти, находящегося под приемом насоса, и соответственно снижение притока продукции нефтяного пласта. Увеличение удельного веса обработанной нефти приводит к увеличению давления в лифтовой колонне при работе глубинного насоса. Это вызывает увеличение утечек через плунжерную пару насоса. В итоге все это приводит к снижению дебита нефтяной скважины.

Наличие гидроокиси щелочных металлов дает возможность воздействовать на нафтенновые кислоты, имеющиеся в большом количестве в высоковязких нефтях. При их взаимодействии образуются соли нафтенновых кислот, хорошо растворимые в воде, имеющейся в разжижителе. Соли нафтенновых кислот являются активными ПАВ, которые дополнительно снижают силы поверхностного натяжения на границе "нефть-металл-вода". Кроме того, эти ПАВ являются активными диспергаторами АСПО и снижают адгезию АСПО к металлу.

В растворе воды хлоркальциевого типа с добавкой щелочи улучшается растворимость ПАВ, в том числе и данной СПАВ. В итоге такая система повышает олеофильность мицеллярных составов (а такими являются все вязкие и высоковязкие нефти). За счет этого обеспечивается более надежное смачивание частичек парафина, смол и асфальтенов, находящихся в нефти, предотвращается их слипание и отложение на стенках труб.

Таким образом, каждая из групп компонентов, входящих в состав разжижителя, оказывает свое воздействие на высоковязкую нефть, а находясь в одной системе, они дополняют друг друга и усиливают общий эффект по разжижению нефти.

Состав разжижителя подобран опытным путем. При меньших величинах содержания компонентов, чем нижнее значение, указанное выше, не достигается нужное разжижение нефти. При значениях, превышающих верхний предел содержания компонентов, резко увеличивается расход химических реагентов, а вязкость нефти не снижается. При подаче разжижителя меньше 0,2 от объема добываемой нефти качественного разжижения не достигается и ожидаемого от обработки эффекта не получают. При подаче разжижителя больше, чем 0,35 объема обрабатываемой нефти, значи-

тельно увеличивается расход химических реагентов, трудозатрат на его приготовление, а полезного эффекта не достигают. При такой обработке нефтяных скважин увеличения добычи нефти не достигается. Более того, начиная с подачи разжижителя в количестве 0,40 от объема добываемой нефти, происходит снижение дебита скважин, хотя расход реагентов при этом значительно увеличивается. Такое же положение и при прокачивании нефти, обработанной такой концентрацией разжижителя. Величина гидравлических сопротивлений не снижается больше. Поэтому давление при прокачивании нефти больше не уменьшается.

Пример 1. Скважина глубиной 3800 м. Нефтяной горизонт залегает на глубине 3639-3697 м. Нефть высоковязкая и высокопарафинистая: плотность нефти в поверхностных условиях - $0,961 \text{ г/см}^3$, вязкость при температуре 50°C в поверхностных условиях - 1000 сП, содержание смол - 14,6 %. Возможный дебит 9 тс/сут.

Приготовили 3,5 м³ разжижителя следующего состава, %:

Анионное ПАВ (ТЕАС-М)	0,57
Неионогенное ПАВ (Неонол)	1,0
NaOH 40% концентрации	5,14

Пластовая вода хлоркальциевого типа с содержанием хлористых солей 13,7 % и удельного веса $1,12 \text{ г/см}^3$ Остальное.

В объемном выражении это составило, л:

ТЕАС-М	20
Неонол	35
NaOH	180
Пластовая вода	3265.

Все это тщательно перемешали и получили состав удельного веса $1,13 \text{ г/см}^3$. Превышение удельного веса такого состава над удельным весом нефти составило $1,13 - 0,961 = 0,169 \text{ г/см}^3$, что достаточно для обеспечения нормального "продвижения" разжижителя через столб нефти от приема насоса и до призабойной зоны. Ввиду достаточно высокого удельного веса подачу разжижителя выбрали минимальной: 0,2 от объема добываемой нефти. Это составило $9 : 0,961 \times 0,2 = 1,87 \text{ м}^3/\text{сут.}$

После выхода на рабочий режим добываемая продукция имела следующие параметры: удельный вес - $0,995 \text{ г/см}^3$, вязкость - 81 сП. Дебит скважины составил 8,6 тн/сут.

Пример 2. Данные по скважине те же. Свойства нефти: плотность $0,92 \text{ г/см}^3$, вязкость в поверхностных условиях при темпе-

ратуре 50°C 950 сП. Ожидаемый дебит – 5 тс/сут. Скважина простаивала, как и в примере 1, из-за отсутствия технологии разжижения нефти. Разжижение нефти углеводородными разжижителями не позволяет добыть нужного дебита.

Приготовили 5 м³ разжижителя следующего состава, %:

Анионное ПАВ (сульфанол)	0,57	10
Неионогенное ПАВ (дисольван)	0,8	
КОН 20% концентрации	6,3	
Пластовая вода хлоркальциевого типа с содержанием хлористых солей 20%	Остальное.	15
В объемном выражении это составило, л:		
Сульфанол	28,5	20
Дисольван	40	
КОН	315	
Пластовая вода	4616,5.	

Все это тщательно перемешивали и получили разжижитель удельного веса 1,18 г/см³. Превышение удельного веса разжижителя составило $1,18 - 0,92 = 0,26$ г/см³. Ввиду значительного превышения удельного веса разжижителя подачу его в затрубное пространство скважины сделали минимальной и равной 0,2 от объема добываемой нефти, т.е. $5 \cdot 0,92 \times 0,2 = 0,92$ м³/сут. Приготовленного разжижителя хватит на $5:0,92 = 5,4$ сут.

После выхода на рабочий режим добываемая продукция имела следующие параметры: удельный вес – 0,97 г/см³, вязкость 96 сП. Дебит скважины составил 5,1 тн/сут.

Пример 3. Плотность нефти на другом блоке этого же месторождения составила 0,89 г/см³, вязкость 910 сП. Ожидаемый дебит – 6 тс/сут. Требуется подобрать такой разжижитель, чтобы скважину запустить в работу с ожидаемой производительностью.

Приготовили 4 м³ разжижителя следующего состава, %:

Анионное ПАВ (реагент ДС-РАС)	0,3	45
Неионогенное ПАВ (превоцел)	1,1	
NaOH 30% концентрации	0,5	50
Пластовая вода хлоркальциевого типа с содержанием хлористых солей 6%	Остальное.	55
В объемном выражении это составило, л:		
Реагент ДС-РАС	12	
Превоцел	44	
NaOH	20	
Пластовая вода	3924.	

Все это тщательно перемешивали и получили состав удельного веса 1,05 г/см³. Превышение удельного веса разжижителя над удельным весом нефти составило $1,05 - 0,89 = 0,16$ г/см³, что достаточно для достижения нормального спуска разжижителя через столб нефти. Подачу разжижителя сделали максимальной ввиду незначительного превышения удельного веса над удельным весом нефти и равной 0,35 от объема добываемой нефти, т.е. $6 : 0,89 \times 0,35 = 2,36$ м³/сут.

После выхода на рабочий режим добываемая продукция имела следующие параметры: плотность – 0,94 г/см³, вязкость – 90 сП. Дебит составил 5,6 тн/сутки. При таких параметрах добываемой продукции глубинно-насосное оборудование работало нормально.

Пример 4. В другом блоке этого же месторождения плотность нефти составила 0,85 г/см³, вязкость 521 сП, ожидаемый дебит 8 тс/сут.

Для таких условий приготовили 12 м³ разжижителя такого состава, %:

Анионное ПАВ (ТЕАС-М)	0,7	
Ионогенное ПАВ (ОП-10)	1,2	
NaOH 5% концентрации	8,3	
Пластовая вода хлоркальциевого типа с содержанием хлористых солей 9 %	Остальное.	
В объемном выражении это составило, л:		
ТЕАС-М	84	
ОП-10	144	
NaOH	966	
Пластовая вода	10776.	

Все это тщательно перемешивали и получили состав удельного веса 1,07 г/см³. Разница удельных весов составила $1,07 - 0,85 = 0,22$ г/см³, что достаточно для нормальной добычи высоковязкой нефти с применением данного разжижителя. Учитывая достаточное превышение удельного веса разжижителя над нефтью, подачу его осуществляли в объеме 0,25 от объема обрабатываемой нефти. В количественном отношении это составило $8 : 0,85 \times 0,25 = 2,35$ м³/сут. Приготовленного объема разжижителя хватит на $12 : 2,35 = 5,1$ сут.

После выхода на рабочий режим добываемая продукция имела следующие параметры: удельный вес 0,901 г/см³, вязкость 89 сП. Фактический дебит составил 7,7 тн/сут.

Пример 5. Пример подбора разжижителя для снижения вязкости нефти перед ее подачей в нефтепровод.

Требуется понизить вязкость нефти на объекте подготовки ее при суточной добыче на промысле 1600 тн. На данный объект

поступает нефть из разных блоков месторождения с разными свойствами ее, в том числе и вязкие нефти и высоковязкие. Вся идущая из разных скважин нефть поступает в булит объемом 100 м^3 , где происходит ее смешение. Данные по "средней" нефти: удельный вес $0,81 \text{ г/см}^3$, вязкость 189 сП .

Нефть из булита постоянно откачивается в нефтепровод $\varnothing 159 \text{ мм}$, рассчитанный на давление не больше 100 кгс/см^2 . Из-за высокой вязкости давление в момент продавки достигает 110 кгс/см^2 , что может привести к разрыву нефтепровода. При нормальной работе давление составляет $90-95 \text{ кгс/см}^2$.

Подбирали разжижитель для снижения вязкости такой нефти. Так как температура рабочей среды низкая (колеблется в пределах $+20^\circ\text{C} - 20^\circ\text{C}$) то выбрали следующие химические реагенты: ТЕАС-М, Превоцел, NaOH. В качестве воды применяли имеющуюся на объекте подготовки нефти пластовую воду с содержанием хлористых солей 6% .

По данным лабораторных анализов наибольший эффект разжижения достигается при вводе разжижителя такого состава, %:

Анионное ПАВ (ТЕАС-М) 0,4

Неионогенное ПАВ (Превоцел) 0,6

NaOH 20% концентрации 2

Пластовая вода хлор-кальциевого типа с содержанием хлористых солей 6%

Остальное.

В объемном выражении на приготовление 1 м^3 такого разжижителя потребуется следующее количество материалов, л:

ТЕАС-М 4

Превоцел 6

NaOH 20,0

Пластовая вода 970.

Все это тщательно перемешивают и получают разжижитель удельного веса $1,05 \text{ г/см}^3$. Превышение удельного веса приготовленного состава над удельным весом

нефти составляет $1,05 - 0,81 = 0,24 \text{ г/см}^3$, что достаточно для эффективного разжижения всего объема нефти в булите. Ввиду значительного превышения удельного веса разжижителя над удельным весом нефти подачу его делают минимальной и равной $0,2$ от объема обрабатываемой нефти. Т. е. на суточную добычу нефти в 1600 тн необходимо приготовить разжижителя $1600 : 0,81 \times 0,2 = 393 \text{ м}^3$. Ввод разжижителя нужно осуществлять в верхней части булита, а забор нефти – снизу.

При таком вводе разжижителя обрабатываемая продукция имела такие параметры: удельный вес $0,86 \text{ г/см}^3$, вязкость 87 сП . Давление в момент продавки нефти в нефтепровод после его простоя в течение 4 ч не превышало 95 кгс/см^2 . При постоянной подаче нефти давление не превышало 90 кгс/см^2 .

С внедрением данного разжижителя обеспечивается стабильное понижение вязкости нефти. При его применении при добыче высоковязких нефтей улучшается работа глубинно-насосного оборудования, увеличивается добыча нефти. Удалось запустить даже те скважины с высоковязкой нефтью, которые не работали при использовании углеводородных растворителей. Такие скважины нормально работают даже в зимнее время, когда вязкие нефти чрезмерно загустевают и становятся непрокачиваемыми при использовании известных разжижителей. При обработке нефти перед ее транспортировкой по нефтепроводам давления снижаются на $5-10\%$, что дает возможность безаварийно эксплуатировать нефтепроводное хозяйство. Давления продавки снижаются на $12-15\%$.

Техническим Советом Ахтырского НГДУ принято решение в апреле 1995 г. о применении данного разжижителя для снижения вязкости высоковязкой нефти Буграватовского нефтяного месторождения.

Упорядник

Техред М.Моргентал

Коректор М. Самборська

Замовлення 4133

Тираж

Підписне

Державне патентне відомство України,
254655, ГСП, Київ-53, Львівська пл., 8

Відкрите акціонерне товариство "Патент", м. Ужгород, вул.Гагаріна, 101

