

(19)



**Евразийское
патентное
ведомство**

(11) **038892**

(13) **B1**

(12) **ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ЕВРАЗИЙСКОМУ ПАТЕНТУ**

(45) Дата публикации и выдачи патента
2021.11.03

(21) Номер заявки
202100023

(22) Дата подачи заявки
2020.12.25

(51) Int. Cl. *E21B 43/22* (2006.01)
C09K 8/582 (2006.01)
C09K 8/94 (2006.01)

(54) **СПОСОБ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНОЙ ЗАЛЕЖИ**

(43) **2021.10.27**

(96) **2020/025 (AZ) 2020.12.25**

(71)(73) Заявитель и патентовладелец:
**НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
И ПРОЕКТНЫЙ ИНСТИТУТ
НЕФТИ И ГАЗА (НИПИНГ) (AZ)**

(56) US-A-4844163
RU-C2-2266400
EA-B1-033188

(72) Изобретатель:
**Сулейманов Багир Алекпер оглы,
Рзаева Сабина Джангир кызы,
Кязымов Фазиль Кямал оглы,
Акберова Айгюн Фазиль кызы,
Ахмедова Ульвия Таир кызы (AZ)**

(57) Изобретение относится к нефтедобывающей промышленности, в частности к способам разработки обводненных месторождений. Задачей изобретения является повышение эффективности способа разработки нефтяной залежи в результате перераспределения фильтрационных потоков и повышения охвата пласта воздействием путем получения устойчивой пены как в глубине пласта, так и вблизи призабойной зоны скважины, и увеличение коэффициента нефтевытеснения за счет вовлечения в разработку низкопроницаемых нефтенасыщенных зон пласта. Поставленная задача решается тем, что в способе разработки нефтяной залежи, включающем проталкивание в пласт водой пенообразующего и газовыделяющего агентов, закачку через нагнетательную скважину в пласт пенообразующего и газовыделяющего агентов осуществляют последовательно, при этом в качестве пенообразующего агента используют водный раствор ПАВ в количестве 1-2 мас.% и полимера в количестве 0,75-2 мас.%, а в качестве газовыделяющего агента - водный раствор творожной молочной сыворотки в количестве 50-70 мас.% и сшиватель в количестве 0,75-2,5 мас.%. Перед закачкой газовыделяющего агента через нагнетательную скважину в пласт закачивают разделитель. В способе разработки нефтяной залежи, включающем проталкивание в пласт водой пенообразующего и газовыделяющего агентов, закачку в призабойную зону пласта реагирующей добывающей скважины пенообразующего и газовыделяющего агентов осуществляют последовательно, при этом в качестве пенообразующего агента используют водный раствор ПАВ в количестве 1-2 мас.% и полимера в количестве 0,75-2 мас.%, а в качестве газовыделяющего агента - водный раствор творожной молочной сыворотки в количестве 50-70 мас.% и сшиватель в количестве 0,75-2,5 мас.%.

B1

038892

038892

B1

Изобретение относится к нефтедобывающей промышленности, в частности к способам разработки обводненных месторождений.

Известен способ разработки нефтяной залежи, заключающийся в заводнении нефтяной залежи водогазовым раствором путем закачки через нагнетательные скважины водогазового раствора и 0,01-1% катионного поверхностно-активного вещества, которое добавляют в воду перед ее смешением с газом [1].

Недостатком изобретения является низкий охват пласта воздействием и низкий коэффициент вытеснения.

Известен способ кислотной обработки призабойной зоны нефтяного пласта, включающий изоляцию высокопроницаемых зон пласта, образуемым в пласте пенным раствором и последующую обработку низкопроницаемых зон пласта кислотным раствором путем последовательной закачки в скважину средней соли угольной кислоты и кислотного раствора, при этом кислотный раствор содержит 0,05-0,2 мас.% полиакриламида [2].

Недостатком изобретения является низкая эффективность из-за низкой устойчивости пенного раствора, неполного охвата пласта воздействием и высокая скорость реакции кислотного состава с породой и, как результат, низкая глубина проникновения.

Наиболее близким техническим решением к предлагаемому изобретению является способ разработки нефтяной залежи, заключающийся в проталкивании в пласт водой пенообразующего и газовыделяющего агентов [3].

Недостатком способа является низкая устойчивость и кратность пены. Для выделения газа в указанных реакциях требуется достаточно высокая температура. В низкотемпературных пластах эти процессы протекать не будут. Кроме того, недостатком способа также является низкий коэффициент охвата пласта воздействием и прирост коэффициента вытеснения, невозможность устойчивого пенообразования как вблизи призабойной зоны скважины, так и в глубине пласта, что снижает эффективность способа разработки нефтяной залежи.

Задачей изобретения является повышение эффективности способа разработки нефтяной залежи в результате перераспределения фильтрационных потоков и повышения охвата пласта воздействием, путем получения устойчивой пены как в глубине пласта, так и вблизи призабойной зоны скважины, и увеличение коэффициента нефтевытеснения за счет вовлечения в разработку низкопроницаемых нефтенасыщенных зон пласта.

Поставленная задача решается тем, что в способе разработки нефтяной залежи, включающем проталкивание в пласт водой пенообразующего и газовыделяющего агентов, закачку через нагнетательную скважину в пласт пенообразующего и газовыделяющего агентов осуществляют последовательно, при этом в качестве пенообразующего агента используют водный раствор ПАВ в количестве 1-2 мас.% и полимера в количестве 0,75-2 мас.%, а в качестве газовыделяющего агента - водный раствор творожной молочной сыворотки в количестве 50-70 мас.% и сшиватель в количестве 0,75-2,5 мас.%.

В случае, если обводненность продукции 50% и выше перед закачкой газовыделяющего агента через нагнетательную скважину в пласт закачивают разделитель, препятствующий преждевременному смешению растворов. В качестве разделителя могут быть использованы легкая нефть (плотность до 830 кг/м³) или газовый конденсат или керосин.

В способе разработки нефтяной залежи, включающем проталкивание в пласт водой пенообразующего и газовыделяющего агентов, закачку в призабойную зону пласта реагирующей добывающей скважины пенообразующего и газовыделяющего агентов осуществляют последовательно, при этом в качестве пенообразующего агента используют водный раствор ПАВ в количестве 1-2 мас.% и полимера в количестве 0,75-2 мас.%, а в качестве газовыделяющего агента - водный раствор творожной молочной сыворотки в количестве 50-70 мас.% и сшиватель в количестве 0,75-2,5 мас.%.

В качестве ПАВ в способе могут быть использованы неионогенные (неонол) или анионоактивные (сульфанол) ПАВ.

В качестве полимера в способе могут быть использованы карбоксиметилцеллюлоза (КМЦ) или полиакриламид (ПАА).

В качестве сшивателя в способе могут быть использованы алюмокалиевые квасцы (АКК) или хромокалиевые квасцы (ХКК).

Сущность изобретения заключается в том, что в предлагаемом способе разработки нефтяной залежи в пласт последовательно закачивают пенообразующий агент, состоящий из водного раствора полимера и пенообразующего ПАВ, а следом газовыделяющий агент, состоящий из водного раствора творожной молочной сыворотки (ТМС) и сшивателя. В творожной (кислой) молочной сыворотке, являющейся отходом пищевой промышленности, присутствуют различные группы микроорганизмов, а также питательная среда для них. Наличие большого числа различных групп микроорганизмов (10^3 - 10^5 кл/мл) в составе ТМС, а также большое разнообразие легкоусвояемых органических веществ для их питания, способствуют быстрому увеличению численности микроорганизмов. В результате жизнедеятельности микроорганизмов в пласте образуются CO_2 , CH_4 , H_2 , N_2 и др. газы. Газообразование в пластовых условиях и наличие пенообразующего ПАВ способствует генерации пены. Помимо этого ТМС регулирует необходимое значение pH и обеспечивает вспенивающую способность ПАВ в течение длительного интервала

времени. Поверхностно-активное вещество обеспечивает связывание образовавшихся пузырьков газа и образование пены. Закачку полимера в пласт в составе пенообразующего агента осуществляют с целью повышения устойчивости пены. Это происходит в результате образования посредством полимера на поверхности пузырьков коллоидных пленок. На поверхности жидкости образуются, по-видимому, высоковязкие адсорбционные слои, обладающие гелеобразным строением и диффузно распространяющиеся внутрь жидкости. Эти слои замедляют стекание жидкости в пленке, обеспечивая высокую устойчивость пенной системы, а также придают пленке пены высокую структурную вязкость. Сшиватель, структурируя молекулы полимера, позволяет решить поставленную задачу и увеличить механическую прочность и устойчивость пенной системы. Использование в изобретении предложенных реагентов позволяет получить устойчивый пенный раствор непосредственно в пластовых условиях.

Данный способ, в отличие от известных технических решений, предупреждает преждевременное образование пены и способствует образованию устойчивого пенного экрана как вблизи призабойной зоны скважины, так и в глубине пласта. В результате создания экрана на определенном расстоянии от ствола нагнетательной скважины и закупоривания высокопроницаемых обводненных участков, закачанная следом вода, огибая препятствие, будет вовлекать в разработку низкопроницаемые нефтенасыщенные зоны. Изоляция промытых участков вблизи призабойной зоны способствует значительному уменьшению обводненности продукции. Кроме того, высокая устойчивость пенной системы, полученной из предлагаемого состава, указывает на высокую механическую прочность этой пены. Это подтверждается также тем, что указанная пена имеет мелкодисперсную, плотную, малодеформирующуюся структуру.

Повышению коэффициента нефтевытеснения также способствуют микробиологические процессы, происходящие в пласте. В результате закачки в пласт ТМС непосредственно в пластовых условиях кроме газов образуются продукты жизнедеятельности микроорганизмов такие, как кислоты, спирты, растворители, биоПАВ, биополимеры, которые также приводят к увеличению нефтеотдачи пласта.

Для приготовления растворов использовались КМЦ (ТУ 2231-002-50277563-2000), полиакриламид (ТУ 2458-030-81840845-2016), сульфанола (ТУ 2481-009-14331137-2011), неонол (ТУ 2483-077-05766801-98), творожная молочная сыворотка (ГОСТ 34352-2017), алюмокалиевые квасцы (ГОСТ 4329-77), хромокалиевые квасцы (ГОСТ 4162-79), керосин (ГОСТ 18499-73), газовый конденсат стабильный (ГОСТ Р 54389-2011), вода.

Предлагаемый способ был подвергнут лабораторным испытаниям.

Опыт 1.

В первом стакане готовится пенообразующий агент путем добавления к рассчитанному объему воды сухого полимера при постоянном перемешивании на лабораторной мешалке до полного растворения, затем в полученный раствор вводится ПАВ. Во втором стакане готовится раствор ТМС и сшивателя. После этого в мензурку переливают рассчитанный объем раствора из первого стакана, а потом в ту же мензурку добавляют раствор из второго стакана и наблюдают за процессом пенообразования.

Устанавливается время формирования пены, ее кратность, которая определяется как отношение объема образованной пены к объему использованной в эксперименте жидкости, и устойчивость пены.

Результаты исследований показаны в табл. 1.

Как видно из таблицы в опытах (опыт 1,10), где содержание ПАВ составляет 1-2%, объем пены большой. При увеличении концентрации ПАВ (опыт 3, 6, 9, 12, 15, 18,19) объем пены уменьшается. В опытах (опыт 1,10), где концентрация МС высокая, а ПАВ полимера и сшивателя - низкая, несмотря на большую кратность пены, устойчивость ее небольшая. При высоких концентрациях полимера объем пены уменьшается (опыт 8, 9, 17, 18). В опытах (опыт 8, 9, 17, 18), где значения концентрации сшивателя, полимера и ПАВ высокие, кратность образованной пены очень низкая, а устойчивость высокая. С увеличением количества ТМС (60-70%) и, соответственно, ростом генерации газа при средних значениях концентрации как полимера, так и ПАВ (опыт 4, 5, 13,14, 21, 22, 25, 26) можно получить пену с высокой кратностью и устойчивостью. В опытах при концентрациях ПАВ 1-2%, полимеров КМЦ 1-2%, ПАА 0,75-1%, сшивателей: ХКК - 0,75-1%, АКК - 2-2,5% получены наилучшие результаты. Использование реагентов эффективно исключительно в предложенном диапазоне значений концентраций, при более высоких и низких концентрациях поставленная задача не достигается.

Таблица 1

Номер опыта	Пенообразующий агент	Газовыделяющий агент	Кратность, раз	Время образования пены, мин	Устойчивость пены, день
1	КМЦ 1% + сульфано 1 %	ТМС 70 % + АКК 1%	2	5	1
2	КМЦ 1% + сульфано 2 %	ТМС 60 % + АКК 2%	1,6	20	18
3	КМЦ 1% + сульфано 3 %	ТМС 50 % + АКК 2,5%	1,3	28	25
4	КМЦ 2% + сульфано 1 %	ТМС 70 % + АКК 2,5%	2,2	16	40
5	КМЦ 2% + сульфано 2 %	ТМС 60 % + АКК 2%	2,1	23	42
6	КМЦ 2% + сульфано 3%	ТМС 50 % + АКК 1%	1,2	44	5
7	КМЦ 3% + сульфано 1 %	ТМС 70 % + АКК 1%	1,7	21	9
8	КМЦ 3% + сульфано 2 %	ТМС 60 % + АКК 2%	1,3	39	51
9	КМЦ 3% + сульфано 3%	ТМС 50 % + АКК 2,5%	1,2	57	62
10	КМЦ 1 % + неонол 1 %	ТМС 70 % + АКК 1%	1,9	15	2
11	КМЦ 1 % + неонол 2 %	ТМС 60 % + АКК 2%	1,7	24	21
12	КМЦ 1 % + неонол 3 %	ТМС 50 % + АКК 2,5%	1,5	31	28
13	КМЦ 2% + неонол 1 %	ТМС 70 % + АКК 2,5%	2	29	39
14	КМЦ 2% + неонол 2 %	ТМС 60 % + АКК 2%	2,1	41	41
15	КМЦ 2% + неонол 3 %	ТМС 50 % + АКК 1%	1,6	55	2
16	КМЦ 3 % + неонол 1 %	ТМС 70 % + АКК 1%	1,6	36	3
17	КМЦ 3 % + неонол 2 %	ТМС 60 % + АКК 2%	1,4	49	50
18	КМЦ 3 % + неонол 3 %	ТМС 50 % + АКК 2,5%	1,2	68	59
19	ПАА 0,5% + сульфано 3%	ТМС 70 % + АКК 0,5%	1,3	35	22
20	ПАА 0,75% + сульфано 2%	ТМС 60 % + ХКК 0,75%	1,5	33	28
21	ПАА 1% + сульфано 1 %	ТМС 50 % + ХКК 1%	1,7	27	48
22	ПАА 1% + сульфано 2%	ТМС 70 % + ХКК 0,75%	2	34	37
23	ПАА 0,5% + Неонол 3%	ТМС 70 % + ХКК 0,5%	1,5	36	19
24	ПАА 0,75% + Неонол 2%	ТМС 60 % + ХКК 0,75%	1,6	41	25
25	ПАА 1% + Неонол 1%	ТМС 70 % + ХКК 0,75%	1,9	28	38
26	ПАА 1% + Неонол 2%	ТМС 70 % + ХКК 1%	1,8	31	43
27	По прототипу: хлорид аммония – 10%, карбонат натрия – 10%, ацетат натрия – 1%, ПАА - 0,1 %.		1,1	86	1
28	По прототипу: хлорид аммония – 10%, нитрит натрия – 10%, гидрокарбонат натрия – 1%, ПАА - 0,1 %.		1,1	99	1

В опытах 27, 28, проведенных в соответствии с прототипом, как кратность образованной пены, так и ее устойчивость очень низкие.

Способ испытан в лабораторных условиях на линейной модели двухслойного пласта. Длина линейной модели пласта составляла 1,0 м, внутренний диаметр 0,04 м. Пористая среда первого слоя состояла из кварцевого песка фракции 0,2 мм, второго - из кварцевого песка той же фракции с добавлением 6% бентонитовой глины. Проницаемость высокопроницаемого слоя на порядок выше проницаемости низкопроницаемого слоя. После создания модели пористой среды, производили ее насыщение водой, затем воду из модели вытесняли нефтью. Для создания модели сильнообводненного пласта нефть вытеснялась водой (было прокачено около трех объемов пор воды).

В первой серии экспериментов на вход модели (имитация процесса воздействия на сильнообводненный пласт через нагнетательную скважину) подают пенообразующий агент - водный раствор полимера с добавкой ПАВ в количестве 10% от объема пор модели, а следом газовыделяющий агент - раствор ТМС с добавкой сшивателя в количестве 10% от объема пор модели. Модель закрывают с обоих концов на сутки. По истечении этого времени вход модели вновь соединяется с водой. Для сравнения эксперименты проводились по прототипу. Результаты экспериментов показаны в табл. 2.

Как видно из таблицы, при применении предложенного способа проницаемость высокопроницаемого слоя модели значительно снижается (более 8 раз), а низкопроницаемого практически не изменяется. Прирост коэффициента вытеснения после закачки предложенных реагентов составил около 16%. При проведении экспериментов по прототипу проницаемость высокопроницаемого слоя модели уменьшилась в 2 раза, а прирост коэффициента вытеснения составил 13%.

Во второй серии эксперименты проводились при тех же условиях и в той же последовательности как в первой серии (имитация процесса воздействия на сильнообводненный пласт через нагнетательную скважину), с той разницей, что между пенообразующим и газообразующим агентами на вход модели подавали оторочку легкой нефти, керосина или газового конденсата в размере 10% от объема пор. После закачки газовыделяющего агента в модель закачивали воду и измеряли проницаемость. Как только проницаемость начинала уменьшаться, закачку воды приостанавливали и модель закрывали с обоих концов на сутки. Дальнейшее течение экспериментов было как в предыдущей серии. Результаты экспериментальных исследований показаны в табл. 3. В данном эксперименте также значительно снизилась проницаемость высокопроницаемого слоя, а прирост коэффициента вытеснения составил выше 19%.

В третьей серии экспериментов на выход модели (имитация процесса воздействия на призабойную зону реагирующей скважины) с целью сохранения последовательности подают сначала газовыделяющий агент - раствор ТМС с добавкой сшивателя в количестве 10% от объема пор модели, а следом пенообра-

зующий агент - водный раствор полимера с добавкой ПАВ в количестве 10% от объема пор модели. Модель закрывают с обоих концов на сутки. По истечении этого времени вход модели вновь соединяется с водой. Результаты экспериментов показаны в табл. 4. В данном эксперименте прирост коэффициента вытеснения значительно выше, чем в предыдущих, и достигает значения 23%. Отсюда следует, что изолировать промытые обводненные участки эффективнее вблизи призабойной зоны добывающей скважины, чем в глубине пласта.

Таблица 2

№ опыта	Проницаемость слоев до закачки реагентов, 10^{-12} м^2		Коэффициент нефтевытеснения до закачки реагентов, д. ед.	Рабочие агенты, закачанные в модель		Проницаемость слоев после закачки реагентов, 10^{-12} м^2		Коэффициент нефтевытеснения после закачки реагентов, д. ед.	Прирост коэффициента нефтевытеснения, %
	K ₁	K ₂		Пенообразующий агент	Газовыделяющий агент	K ₁	K ₂		
1	3,04	0,31	0,465	КМЦ 1% + сульфанол 2%	ТМС 60% + АКК 2%	0,37	0,29	0,623	15,8
2	3,07	0,28	0,464	КМЦ 2% + сульфанол 1%	ТМС 70% + АКК 2,5%	0,35	0,28	0,630	16,6
3	3,02	0,31	0,461	КМЦ 2% + сульфанол 2%	ТМС 60% + АКК 2%	0,35	0,30	0,626	16,5
4	3,10	0,32	0,460	КМЦ 1% + неонол 2%	ТМС 60% + АКК 2%	0,38	0,31	0,619	15,9
5	3,00	0,29	0,463	КМЦ 2% + неонол 1%	ТМС 70% + АКК 2,5%	0,35	0,29	0,626	16,3
6	3,10	0,33	0,460	КМЦ 2% + неонол 2%	ТМС 60% + АКК 2%	0,36	0,32	0,625	16,5
7	3,08	0,31	0,462	ПАА 0,75%+сульфанол 2%	ТМС 60% + ХКК 0,75%	0,36	0,31	0,622	16,0
8	2,98	0,31	0,462	ПАА 1% + сульфанол 1%	ТМС 50% + ХКК 1%	0,38	0,29	0,629	16,7
9	2,95	0,30	0,464	ПАА 1% + сульфанол 2%	ТМС 70% +ХКК 0,75%	0,34	0,30	0,629	16,5
10	3,05	0,31	0,463	ПАА 0,75% + Неонол 2%	ТМС 60% + ХКК 0,75%	0,34	0,31	0,624	16,1
11	3,11	0,32	0,461	ПАА 1% + Неонол 1%	ТМС 70% + ХКК 0,75%	0,36	0,32	0,625	16,4
12	2,98	0,30	0,460	ПАА 1% + Неонол 2%	ТМС 70% + ХКК 1%	0,35	0,29	0,626	16,6
13	3,04	0,30	0,460	По прототипу: хлорид аммония – 10%, карбонат натрия – 10%, ацетат натрия – 1%, ПАА - 0,1%.		1,56	0,27	0,591	13,1
14	3,05	0,31	0,462	По прототипу: хлорид аммония – 10%, нитрит натрия – 10%, гидрокарбонат натрия – 1%, ПАА - 0,1%.		1,52	0,28	0,592	13,0

Таблица 3

№ опыта	Проницаемость слоев до закачки реагентов, 10^{-12} м^2		Коэффициент нефтевытеснения до закачки реагентов, д. ед.	Рабочие агенты, закачанные в модель			Проницаемость слоев после закачки реагентов, 10^{-12} м^2		Коэффициент нефтевытеснения после закачки реагентов, д. ед.	Прирост коэффициента нефтевытеснения, %
	K ₁	K ₂		Пенообразующий агент	Разделитель	Газовыделяющий агент	K ₁	K ₂		
1	3,04	0,28	0,467	КМЦ 1% + сульфанол 2%	Керосин	ТМС 60% + АКК 2%	0,34	0,32	0,660	19,3
2	3,05	0,28	0,464	КМЦ 2% + сульфанол 1%	Керосин	ТМС 70% + АКК 2,5%	0,32	0,30	0,660	19,6
3	3,01	0,29	0,466	КМЦ 2% + сульфанол 2%	Легкая нефть	ТМС 60% + АКК 2%	0,32	0,29	0,662	19,6
4	3,00	0,28	0,462	КМЦ 1% + неонол 2%	Газовый конденсат	ТМС 60% + АКК 2%	0,33	0,30	0,652	19,0
5	3,03	0,30	0,462	КМЦ 2% + неонол 1%	Газовый конденсат	ТМС 70% + АКК 2,5%	0,34	0,31	0,657	19,5
6	3,01	0,29	0,466	КМЦ 2% + неонол 2%	Легкая нефть	ТМС 60% + АКК 2%	0,33	0,31	0,659	19,3
7	3,02	0,31	0,463	ПАА 0,75%+сульфанол 2%	Легкая нефть	ТМС 60% +ХКК 0,75%	0,34	0,30	0,654	19,1
8	3,02	0,31	0,463	ПАА 1% + сульфанол 1%	Газовый конденсат	ТМС 50% + ХКК 1%	0,32	0,32	0,654	19,1
9	3,07	0,31	0,465	ПАА 1% + сульфанол 2%	Газовый конденсат	ТМС 70% +ХКК 0,75%	0,35	0,31	0,659	19,4
10	3,10	0,32	0,467	ПАА 0,75% + Неонол 2%	Керосин	ТМС 60% +ХКК 0,75%	0,35	0,31	0,657	19,0
11	3,03	0,30	0,461	ПАА 1% + Неонол 1%	Керосин	ТМС 70% +ХКК 0,75%	0,32	0,30	0,656	19,5
12	3,03	0,28	0,460	ПАА 1% + Неонол 2%	Легкая нефть	ТМС 70% + ХКК 1%	0,33	0,29	0,656	19,6

Таблица 4

№ опыта	Проницаемость слоев до закачки реагентов, 10^{-12} м^2		Коэффициент нефтевытеснения до закачки реагентов, д. ед.	Рабочие агенты, закачанные в модель		Проницаемость слоев после закачки реагентов, 10^{-12} м^2		Коэффициент нефтевытеснения после закачки реагентов, д. ед.	Прирост коэффициента нефтевытеснения, %
	K ₁	K ₂		Газовыделяющий агент	Пенообразующий агент	K ₁	K ₂		
1	3,10	0,31	0,467	ТМС 60% + АКК 2%	КМЦ 1% + сульфанол 2%	0,32	0,31	0,695	22,8
2	3,11	0,32	0,470	ТМС 70% + АКК 2,5%	КМЦ 2% + сульфанол 1%	0,31	0,31	0,702	23,2
3	3,07	0,29	0,466	ТМС 60% + АКК 2%	КМЦ 2% + сульфанол 2%	0,31	0,30	0,696	23,0
4	3,05	0,29	0,472	ТМС 60% + АКК 2%	КМЦ 1% + неонол 2%	0,29	0,29	0,702	23,0
5	3,07	0,28	0,464	ТМС 70% + АКК 2,5%	КМЦ 2% + неонол 1%	0,28	0,29	0,696	23,2
6	3,04	0,33	0,465	ТМС 60% + АКК 2%	КМЦ 2% + неонол 2%	0,30	0,31	0,696	23,1
7	3,04	0,28	0,462	ТМС 60% + ХКК 0,75%	ПАА 0,75%+сульфанол 2%	0,29	0,29	0,694	23,2
8	3,06	0,29	0,471	ТМС 50% + ХКК 1%	ПАА 1% + сульфанол 1%	0,29	0,28	0,703	23,2
9	3,09	0,30	0,465	ТМС 70% +ХКК 0,75%	ПАА 1% + сульфанол 2%	0,30	0,29	0,694	22,9
10	3,10	0,32	0,462	ТМС 60% + ХКК 0,75%	ПАА 0,75% + Неонол 2%	0,31	0,31	0,690	22,8
11	3,06	0,33	0,467	ТМС 70% + ХКК 0,75%	ПАА 1% + Неонол 1%	0,32	0,30	0,698	23,1
12	3,05	0,31	0,466	ТМС 70% + ХКК 1%	ПАА 1% + Неонол 2%	0,31	0,31	0,695	22,9

В четвертой серии экспериментов после насыщения модели пористой среды водой и следом полного вытеснения воды нефтью вход модели вновь соединяли с водой. Вытеснение производили до появления воды на выходе, т.е. до безводного периода (моделировали процесс воздействия на пласт через нагнетательную скважину в безводный период разработки пласта.) Затем со входа модели закачивали по-

следовательно пенообразующий и газовыделяющий агенты, в количестве 10% от объема пор. По истечении времени выдержки продолжали процесс вытеснения. Результаты экспериментальных исследований показаны в табл. 5. Из таблицы видно, что значение коэффициента вытеснения достигло максимального значения выше 0,76.

Таблица 5

№ опыта	Безводный коэффициент нефтевытеснения до закачки реагентов, д. ед.	Рабочие агенты, закачанные в модель		Коэффициент нефтевытеснения после закачки реагентов, д. ед.
		Пенообразующий агент	Газовыделяющий агент	
1	0,113	КМЦ 1% + сульфанол 2 %	ТМС 60 % + АКК 2%	0,763
2	0,117	КМЦ 2% + сульфанол 1%	ТМС 70 % + АКК 2,5%	0,768
3	0,111	КМЦ 2% + сульфанол 2%	ТМС 60 % + АКК 2%	0,766
4	0,119	КМЦ 1 % + неонол 2 %	ТМС 60 % + АКК 2%	0,767
5	0,112	КМЦ 2% + неонол 1 %	ТМС 70 % + АКК 2,5%	0,765
6	0,110	КМЦ 2% + неонол 2 %	ТМС 60 % + АКК 2%	0,765
7	0,111	ПАА 0,75%+сульфанол 2%	ТМС 60 % +ХКК 0,75%	0,762
8	0,115	ПАА 1% + сульфанол 1%	ТМС 50 % + ХКК 1%	0,767
9	0,118	ПАА 1% + сульфанол 2%	ТМС 70 % +ХКК 0,75%	0,761
10	0,114	ПАА 0,75% + Неонол 2%	ТМС 60 % +ХКК 0,75%	0,764
11	0,114	ПАА 1% + Неонол 1%	ТМС 70 % +ХКК 0,75%	0,764
12	0,116	ПАА 1% + Неонол 2%	ТМС 70 % + ХКК 1%	0,765

В пятой серии экспериментов создавалась модель слоисто-неоднородного пласта с 50%-ной обводненностью. Затем в модель закачивались последовательно пенообразующий агент, далее легкая нефть или газовый конденсат или керосин, а следом газовыделяющий агент в количестве по 10% от объема пор каждый (моделировали процесс воздействия на пласт через нагнетательную скважину в период разработки пласта с обводненностью продукции 50%). Далее реагенты продавливались водой. Когда проницаемость начинала снижаться, модель закрывали. После истечения времени выдержки на вход модели подавали воду (табл. 6). Из результатов экспериментов видно, что в данном эксперименте коэффициент вытеснения выше, чем при воздействии на сильнообводненную пористую среду, но ниже, чем при закачке реагентов в безводный период.

Таблица 6

№ опыта	Коэффициент нефтевытеснения при обводненности 50% до закачки реагентов, д. ед.	Рабочие агенты, закачанные в модель			Коэффициент нефтевытеснения после закачки реагентов, д. ед.
		Пенообразующий агент	Разделитель	Газовыделяющий агент	
1	0,273	КМЦ 1% + сульфанол 2 %	Легкая нефть	ТМС 60 % + АКК 2%	0,731
2	0,271	КМЦ 2% + сульфанол 1%	Газовый конденсат	ТМС 70 % +АКК 2,5%	0,729
3	0,270	КМЦ 2% + сульфанол 2%	Газовый конденсат	ТМС 60 % + АКК 2%	0,733
4	0,275	КМЦ 1 % + неонол 2 %	Керосин	ТМС 60 % + АКК 2%	0,735
5	0,269	КМЦ 2% + неонол 1 %	Газовый керосин	ТМС 70 % + АКК2,5%	0,735
6	0,272	КМЦ 2% + неонол 2 %	Легкая нефть	ТМС 60 % + АКК 2%	0,734
7	0,270	ПАА 0,75%+сульфанол 2%	Легкая нефть	ТМС 60 %+ХКК 0,75%	0,729
8	0,274	ПАА 1% + сульфанол 1%	Керосин	ТМС 50 % + ХКК 1%	0,730
9	0,274	ПАА 1% + сульфанол 2%	Керосин	ТМС 70 % +ХКК 0,75%	0,732
10	0,273	ПАА 0,75% + Неонол 2%	Легкая нефть	ТМС 60 % + ХКК 0,75%	0,732
11	0,270	ПАА 1% + Неонол 1%	Газовый конденсат	ТМС 70 % + ХКК 0,75%	0,733
12	0,271	ПАА 1% + Неонол 2%	Газовый конденсат	ТМС 70 % + ХКК 1%	0,730

Таким образом, максимальный результат получается при закачке пенообразующего и газовыделяющего агентов последовательно в безводный период разработки. При обводненности продукции 50% и выше между пенообразующим и газовыделяющим агентами необходимо закачивать разделитель. При изоляции обводнившихся участков в реагирующей скважине в призабойную зону последовательно закачивается газовыделяющий и пенообразующий агенты.

В промысловых условиях способ реализуется следующим образом. Закачку пенообразующего и газовыделяющего агентов можно производить либо в нагнетательную скважину в ходе воздействия на пласт, либо в реагирующую добывающую скважину в ходе воздействия на призабойную зону пласта.

При воздействии на пласт исследуют состояние нагнетательной скважины, в случае необходимости промывают песчаную пробку. На устье скважины готовят пенообразующий и газовыделяющий агенты. Затем посредством насосного агрегата ЦА-320 они нагнетаются в насосно-компрессорные трубы с последующим заводнением пласта. В зависимости от стадии разработки пласта (при обводненности продукции 50% и выше) между пенообразующим и газообразующим реагентами закачивают легкую нефть. После этого в нагнетательную скважину закачивают воду. В результате смешения закачанных агентов в высокопроницаемом пропластке образуется блокирующая интервал пена и закачанная следом вода отклоняется в направлении к низкопроницаемой зоне пласта, что способствует повышению охвата воздействием и в целом нефтеотдачи пласта.

При воздействии на призабойную зону реагирующей скважины после исследования состояния скважины и устранения неполадок с помощью насосного агрегата в скважину последовательно закачивают заранее приготовленные газовыделяющий и пенообразующий агенты. Скважину закрывают на сутки, затем пускают в эксплуатацию. Применение предложенного способа приводит к значительному росту коэффициента вытеснения.

Литература

1. Патент RU 2123586, E21B 43/22, 1998.
2. Патент RU 2145381, E21B 43/27, 2000.
3. Патент RU 2178067, E21B 43/27, 2000.

ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

1. Способ разработки нефтяной залежи, заключающийся в проталкивании в пласт водой пенообразующего и газовыделяющего агентов, отличающийся тем, что закачку через нагнетательную скважину в пласт пенообразующего и газовыделяющего агентов осуществляют последовательно, при этом в качестве пенообразующего агента используют водный раствор ПАВ в количестве 1-2 мас.% и полимера в количестве 0,75-2 мас.%, а в качестве газовыделяющего агента - водный раствор творожной молочной сыворотки в количестве 50-70 мас.% и сшивателя в количестве 0,75-2,5 мас.%.

2. Способ по п.1, отличающийся тем, что перед закачкой газовыделяющего агента в пласт закачивают разделитель.

3. Способ разработки нефтяной залежи, заключающийся в проталкивании в пласт водой пенообразующего и газовыделяющего агентов, отличающийся тем, что закачку в призабойную зону пласта реагирующей добывающей скважины пенообразующего и газовыделяющего агентов осуществляют последовательно, при этом в качестве пенообразующего агента используют водный раствор ПАВ в количестве 1-2 мас.% и полимер в количестве 0,75-2 мас.%, а в качестве газовыделяющего агента - водный раствор творожной молочной сыворотки в количестве 50-70 мас.% и сшивателя в количестве 0,75-2,5 мас.%.

