

(19)



**Евразийское
патентное
ведомство**

(11) **034719**(13) **B1**

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ЕВРАЗИЙСКОМУ ПАТЕНТУ

(45) Дата публикации и выдачи патента
2020.03.12

(21) Номер заявки
201800281

(22) Дата подачи заявки
2018.03.07

(51) Int. Cl. *E21B 43/22* (2006.01)
E21B 43/32 (2006.01)
C09K 8/00 (2006.01)

(54) СПОСОБ РАЗРАБОТКИ ОБВОДНЕННОГО ПЛАСТА

(43) **2019.09.30**

(96) **2018/016 (AZ) 2018.03.07**

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

(56) RU-C2-2157451
RU-C1-2112873
RU-C1-2425967
RU-C1-2280757
US-A-4004639

(72) Изобретатель:
**Исмаилов Фахреддин Саттар оглы,
Сулейманов Багир Алекпер оглы,
Гасанов Фазиль Гурбан оглы,
Искендеров Дашгын Алем оглы,
Ибрагимов Хыдыр Мансум оглы,
Гасанов Худаяр Исмаил оглы,
Кязимов Фазиль Кямал оглы,
Рзаева Сабина Джангир кызы (AZ),
Тулешева Гульнара Дюсеновна (KZ)**

(74) Представитель:
Зейналова О.А. (AZ)

(57) Изобретение относится к нефтедобывающей промышленности, в частности к разработке обводненных месторождений, находящихся на последней стадии разработки. Задача изобретения заключается в повышении эффективности разработки обводненного пласта в результате перераспределения фильтрационных потоков и повышения охвата пласта воздействием путем регулирования процесса гелеобразования в глубине пласта. Поставленная задача решается тем, что в способе разработки нефтяной залежи, включающем закачку в пласт гелеобразующего реагента - водного раствора силиката натрия, перед закачкой водного раствора силиката натрия предварительно проводят геофизические исследования пласта, в водный раствор силиката натрия добавляют карбоксилметилцеллюлозу (КМЦ), при этом концентрацию силиката натрия и КМЦ подбирают в зависимости от температуры на данной глубине пласта и времени, необходимых для гелеобразования в соотношении: силикат натрия 4-10%, КМЦ 0,3-1,0%, пресная вода - остальное, а после закачки гелеобразующего реагента его проталкивают оторочкой умягченной морской или пластовой воды. Перед закачкой водного раствора силиката натрия с добавкой КМЦ в пласт дополнительно закачивают оторочку умягченной морской или пластовой воды.

034719 B1

034719 B1

Изобретение относится к нефтедобывающей промышленности, в частности к разработке обводненных пластов, находящихся на последней стадии разработки.

Известен способ разработки неоднородных нефтяных пластов преимущественно на поздней стадии эксплуатации, включающий последовательную закачку в пласт растворов полимеров, щелочи и солей многовалентных металлов [1].

Недостатком способа является то, что происходит деструкция закачанного полимерного раствора в результате влияния минеральных солей, находящихся в составе пластовых вод. С другой стороны в связи с адсорбцией полимера в порах снижается вязкость раствора.

Известен способ разработки нефтяного пласта, включающий закачку рабочего агента и раствора силиката щелочного металла в минерализованной воде через нагнетательные скважины и отбор нефти через добывающие скважины. В качестве раствора силиката щелочного металла используют коллоидный раствор силиката натрия в воде с концентрацией 0,05-20 вес.%. В качестве минерализованной воды используют пластовые и сточные воды, содержащие неорганические соли, с минерализацией 2,5-15,0 вес.% [2].

Недостатком способа является его низкая эффективность из-за значительных затрат при использовании больших объемов применяемого реагента и длительности осуществления технологического процесса.

Наиболее близким техническим решением к предложенному изобретению является способ разработки нефтяной залежи путем закачки в пласт водного раствора силиката натрия и структурообразующего реагента - цеолитсодержащую породу, предварительно обработанную серной или соляной кислотами [3].

Недостатком известного способа является его низкая эффективность в связи с тем, что в составе цеолитсодержащей породы есть компоненты, которые не растворяются в кислоте и при этом мешают полному гелеобразованию. Кроме этого, ввиду того, что точный компонентный состав цеолитсодержащей породы неизвестен, трудно точно рассчитать количество необходимой кислоты. А избыточное количество кислоты приведет к преждевременной коагуляции силиката натрия. Данный способ не эффективен и при использовании его для регулирования процесса разработки.

Задача изобретения заключается в повышении эффективности разработки обводненного пласта в результате перераспределения фильтрационных потоков и повышения охвата пласта воздействием путем регулирования процесса гелеобразования в глубине пласта.

Поставленная задача решается тем, что в способе разработки нефтяного пласта, включающем закачку в пласт гелеобразующего реагента - водного раствора силиката натрия, перед закачкой водного раствора силиката натрия в него добавляют карбоксилметилцеллюлозу (КМЦ), при этом концентрацию силиката натрия и КМЦ в водном растворе регулируют в зависимости от температуры на данной глубине пласта и времени, необходимых для гелеобразования, а после закачки гелеобразующего реагента его проталкивают оторочкой умягченной морской или пластовой воды.

Перед закачкой водного раствора силиката натрия с добавкой КМЦ в пласт закачивают оторочку умягченной морской или пластовой воды.

Сущность предложенного способа заключается в возможности регулирования процесса гелеобразования при разработке обводненного пласта. Данный способ, в отличие от известных технических решений, предупреждает преждевременное образование геля и способствует его проникновению и образованию гелевого экрана в рассчитанной зоне пласта. С этой целью на основе геологических и геофизических исследований определяют необходимые для изоляции интервалы и площадь. Далее, зная геолого-физические показатели месторождения (проницаемость, давление пластовое и забойное, вязкость жидкости и т.д.), расстояние, которое должен пройти рассчитанный объем реагента с помощью уравнения фильтрации Дюпюи, находим время движения закачиваемого раствора силиката натрия с добавкой КМЦ до требуемой глубины.

Расход жидкости за определенное время

$$Q = \frac{V}{t}$$

где V - объем жидкости,

t - время.

Уравнение Дюпюи имеет вид

$$Q = \frac{2\pi k h \cdot (P_k - P_c)}{b \cdot \mu \cdot \ln \frac{R_k}{R_c}}$$

где

k - проницаемость пористой среды;

h - мощность пласта;

P_k и P_c - давление в пласте и в скважине;

R_k и R_c - радиусы до высокопроницаемой зоны и скважины;

B - объемный коэффициент жидкости,

μ - вязкость жидкости.

На основе этих зависимостей определяем время и берем соответствующие этому времени и пластовой температуре концентрации силиката натрия и КМЦ.

Раствор силиката натрия с добавкой КМЦ - натриевой соли целлюлозогликолевой кислоты образует гели при пластовых температурах. Спиртовая гидроксильная группа КМЦ стимулирует процесс гелеобразования. При смешивании КМЦ с силикатом натрия pH раствора сдвигается в сторону щелочной среды. В связи с этим и увеличивается время гелеобразования. При добавке КМЦ избыточное количество ионов Na путем ионообменного процесса превращают труднорастворимые соли в легкорастворимое состояние. Оставшиеся в пластовой воде свободные ионы Ca имеют сродство с матрицей КМЦ, поэтому исключается образование труднорастворимых солей кальция.

Зная время и пластовую температуру на необходимой для изоляции глубине, определяем концентрации составляющих гелеобразующего раствора: силиката натрия и КМЦ. Добавка КМЦ к раствору способствует увеличению времени гелеобразования. Изменение концентраций силиката натрия и КМЦ позволяет регулировать процесс гелеобразования. В случае, если пластовая вода жесткая (хлоркальциевого типа) для предотвращения процесса коагуляции перед закачкой водного раствора силиката натрия с добавкой КМЦ в пласт закачивают умягченную морскую или пластовую воду.

Для предотвращения смешивания гелеобразующего раствора с закачиваемой для заводнения пласта водой гелеобразующий раствор проталкивают оторочкой умягченной морской или пластовой воды. В результате создания гелевого 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.

Гелеобразующие композиции готовились путем перемешивания компонентов раствора, были использованы жидкое натриевое стекло или силикат натрия (ГОСТ 13078-81), КМЦ (ГОСТ 5.588-70), пресная вода.

При температурах 40, 50, 60, 70, 80, 90 и 100°C и различной концентрации в растворе силиката натрия и КМЦ исследовался процесс гелеобразования. Приготовленные в стеклянных колбах растворы накрывали и выдерживали в водяной бане при определенной температуре до образования геля. Результаты показаны в табл. 1.

Таблица 1

Концентрация Na ₂ SiO ₃ , %	Концентрация КМЦ, %	Время гелеобразования (в часах) при температуре						
		40°C	50°C	60°C	70°C	80°C	90°C	100°C
4	0.3	-	-	-	-	-	24	20
	0.5	-	-	-	30	26	22	20
	0.7	-	-	-	30	28	28	26
	1	-	-	-	30	30	28	28
6	0.3	-	40	38	36	30	28	26
	0.5	48	36	32	26	22	18	12
	0.7	46	44	42	38	37	35	33
	1	46	42	42	42	40	40	40
8	0.3	52	50	50	48	48	46	44
	0.5	50	50	48	48	46	46	42
	0.7	51	51	50	50	50	49	49
	1	52	52	51	51	51	50	50
10	0.3	54	54	52	50	50	48	47
	0.5	53	54	52	51	51	50	50
	0.7	53	53	53	52	52	51	51
	1	53	53	52	52	51	51	50

Как видно из табл. 1, при концентрации силиката натрия 4%, КМЦ 0,3% до температуры 90°C гелеобразования не происходит. При концентрации силиката натрия 4%, КМЦ 0,5-1% до 70°C гелеобразования не наблюдается. При увеличении температуры процесс гелеобразования идет быстрее. Физико-химические свойства приготовленных растворов при 20°C приведены в табл. 2. Из табл. 2 видно, что при добавке КМЦ pH системы растет, за счет чего и увеличивается время гелеобразования. Увеличение вязкости раствора способствует выравниванию фронта вытеснения.

Таблица 2

Концентрация Na ₂ SiO ₃ , %	Концентрация КМЦ, %	При 20°C			pH
		Динамическая вязкость, мПа·с	Кинематическая вязкость, мм ² /с	Плотность 10 ³ , кг/м ³	
4	-	1.2845	1.2446	1.0320	11.3
	0.3	2.0792	2.0126	1.0331	11.5
	0.5	2.2354	2.1624	1.0338	11.6
	0.7	3.2639	3.1523	1.0354	11.6
	1	3.6962	3.5636	1.0372	11.6
6	-	1.4128	1.3457	1.0499	11.5
	0.5	2.4572	2.3334	1.0531	11.6
	0.7	3.0618	2.9047	1.0541	11.7
	1	4.0288	3.9870	1.0555	11.7
8	-	1.5829	1.48.25	1.0678	11.7
	0.5	2.7777	2.5932	1.0712	11.8
	0.7	2.7372	3.4835	1.0728	11.8
	1	4.5018	4.1913	1.0741	11.8
10	-	1.7407	1.6023	1.0864	11.7
	0.5	3.0744	2.8201	1.0902	11.8
	0.7	4.1863	3.8362	1.0913	11.9
	1	5.0763	4.6418	1.0936	11.9

Для проталкивания гелеобразующего реагента и предотвращения смешивания гелеобразующего реагента с пластовой и нагнетаемой для заводнения пласта водой закачивают оторочку умягченной морской или пластовой воды, которую получают следующим способом:

Композицию, полученную при добавке 5% силиката натрия и 0,3% этилового спирта к пресной воде, добавляют к морской воде. В табл. 3 показаны результаты исследований влияния добавки определенного количества указанной композиции к морской воде на ее основные показатели.

Как видно из табл. 3, с увеличением концентрации композиции в морской воде количество ионов Са и Mg в воде уменьшается. При добавке 7% композиции к морской воде количество этих ионов равняется нулю. Кроме этого при данной концентрации улучшаются и другие показатели морской воды (поверхностное натяжение, угол смачивания и pH).

Таблица 3

Концентрация композиции в морской воде, %	Ca ²⁺ мг/л (ppm)	Mg ²⁺ мг/л (ppm)	Поверхностное натяжение, мН/м	Угол смачивания, °	pH
0	220	828	38,7	41,1	7,8
1	60	96	20,1	33,7	8,2
3	40	36	16,5	32,1	8,8
5	20	16	11,1	29,3	9
7	0	0	5,3	20,9	9,7

Из табл. 3 видно, что при добавке 7% композиции к морской воде соли, придающие ей жесткость, полностью осаждаются. Далее морская вода фильтруется и полностью очищается от осадка. В результате получается умягченная морская вода. Умягченная пластовая вода получается тем же способом.

Пример 1.

На основе геологических и геофизических исследований определяют необходимые для изоляции интервалы и площадь.

Геолого-физические показатели месторождения следующие: проницаемость пласта $k = 0,25$ мкм² мощность пласта $h = 10$ м давление на контуре питания $P_k = 20$ Мпа давление в скважине $P_c = 18$ Мпа объемный коэффициент жидкости $b = 1$ вязкость жидкости в пластовых условиях $\mu = 1,3$ мПа·с радиус контура питания $R_k = 50$ м радиус скважины $R_c = 0,1$ м.

На основе уравнения Дюпюи рассчитаем расход жидкости

$$Q = \frac{2\pi kh \cdot (P_k - P_c)}{b\mu \cdot \ln \frac{R_k}{R_c}}$$

$$Q = \frac{2 \cdot 3,14 \cdot 0,25 \cdot 10^{-12} \cdot 10 \cdot (20 \cdot 10^6 - 18 \cdot 10^6)}{1 \cdot 1,3 \cdot 10^{-3} \cdot \ln(50/0,1)} = 3,89 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}$$

На основе геолого-физических параметров определим объем жидкости, необходимый для закачки в пласт по формуле $V = S \cdot h \cdot m$, S - площадь, которую необходимо заблокировать (по результатам геолого-

геофизического анализа $S = 250 \text{ м}^2$), h - мощность пласта, m - пористость.

$$V = 250 \cdot 10 \cdot 0,2 = 500 \text{ м}^3$$

Определим время, необходимое для закачки композиции в пласт:

$$t = \frac{V}{Q} = \frac{500}{3,89 \cdot 10^{-3}} = 128,534 \cdot 10^3 \text{ с} = 35,7 \text{ часов}$$

При температуре пласта 80°C и необходимом времени для гелеобразования 36 ч необходимо закачать композицию, состоящую на 6% из силиката натрия и 0,7% из КМЦ (остальное пресная вода).

Способ также испытан в лабораторных условиях на линейной модели пласта. Рассмотрим случай для пластовой температуры 80°C . Длина линейной модели пласта составляла 0,8 м, внутренний диаметр 0,04 м. После полного насыщения пористой среды, состоящей из кварцевого песка, водой определяли ее проницаемость. В экспериментальных исследованиях использовались гидрокарбонатная (щелочная) пластовая вода с $\text{pH}=8$ и хлоркальциевая (жесткая) пластовая вода с $\text{pH}=6$ (табл. 4).

Затем на вход модели подают раствор силиката натрия с добавкой КМЦ и проталкивают гелеобразующий раствор умягченной морской водой. В экспериментах с жесткой пластовой водой для предотвращения ее смешивания с гелеобразующим раствором, в модель перед раствором силиката натрия с добавкой КМЦ закачивают умягченную морскую воду. Модель закрывают с обеих концов на определенное время (время гелеобразования, указанное в табл. 1). По истечении этого времени вход модели вновь соединяется с соответствующей пластовой водой, которой производится насыщение и определяется проницаемость пористой среды. Например, в опыте № 2 после насыщения модели пласта щелочной водой и определения проницаемости по воде, которая составила $1,38 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$, в модель закачивали 4% раствор Na_2SiO_3 с добавкой 0,5% КМЦ в размере 15% от объема пор и проталкивали раствор умягченной морской водой в размере 5% от объема пор. Далее модель закрывали на период гелеобразования 26 ч (табл. 1), по истечении которого продолжали прокачку пластовой воды и определяли конечную проницаемость ($0,63 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$). Отношение начальной проницаемости к конечной (фактор сопротивления) показывает эффективность предлагаемого способа (табл. 4).

В случае насыщения модели высокоминерализованной водой хлоркальциевого типа (жесткой водой) в модель перед гелеобразующей композицией закачивалась оторочка умягченной морской воды в размере 5% от объема пор. Для сравнения эксперименты проводились по прототипу. Результаты экспериментальных исследований показаны в табл. 4.

Таблица 4

№ опыта	Начальная проницаемость, $K_1, 10^{-12} \text{ м}^2$	Рабочие агенты, закачанные в модель	Конечная проницаемость модели, $K_2, 10^{-12} \text{ м}^2$	Фактор сопротивления
Эксперименты с щелочной пластовой водой				
1	1,36	4 % $\text{Na}_2\text{SiO}_3 + 0,3$ % КМЦ	1,02	1,33
2	1,38	4 % $\text{Na}_2\text{SiO}_3 + 0,5$ % КМЦ	0,63	2,19
3	1,35	4 % $\text{Na}_2\text{SiO}_3 + 0,7$ % КМЦ	0,65	2,08
4	1,36	4 % $\text{Na}_2\text{SiO}_3 + 1$ % КМЦ	0,64	2,13
5	1,33	6 % $\text{Na}_2\text{SiO}_3 + 0,3$ % КМЦ	0,61	2,18
6	1,37	6 % $\text{Na}_2\text{SiO}_3 + 0,5$ % КМЦ	0,6	2,28
7	1,35	6 % $\text{Na}_2\text{SiO}_3 + 0,7$ % КМЦ	0,61	2,21
8	1,34	6 % $\text{Na}_2\text{SiO}_3 + 1$ % КМЦ	0,63	2,13
9	1,34	8 % $\text{Na}_2\text{SiO}_3 + 0,3$ % КМЦ	0,6	2,23
10	1,36	8 % $\text{Na}_2\text{SiO}_3 + 0,5$ % КМЦ	0,63	2,16
11	1,35	8 % $\text{Na}_2\text{SiO}_3 + 0,7$ % КМЦ	0,65	2,08
12	1,32	8 % $\text{Na}_2\text{SiO}_3 + 1$ % КМЦ	0,61	2,16
13	1,34	10 % $\text{Na}_2\text{SiO}_3 + 0,3$ % КМЦ	0,63	2,13
14	1,33	10 % $\text{Na}_2\text{SiO}_3 + 0,5$ % КМЦ	0,61	2,18
15	1,34	10 % $\text{Na}_2\text{SiO}_3 + 0,7$ % КМЦ	0,61	2,2
16	1,35	10 % $\text{Na}_2\text{SiO}_3 + 1$ % КМЦ	0,59	2,29
Эксперименты с жесткой пластовой водой				
17	1,27	Умягченная вода, 4 % $\text{Na}_2\text{SiO}_3 + 0,3$ % КМЦ	1,0	1,27
18	1,25	Умягченная вода, 4 % $\text{Na}_2\text{SiO}_3 + 0,5$ % КМЦ	0,45	2,78
19	1,25	Умягченная вода, 4 % $\text{Na}_2\text{SiO}_3 + 0,7$ % КМЦ	0,42	2,98
20	1,27	Умягченная вода, 4 % $\text{Na}_2\text{SiO}_3 + 1$ % КМЦ	0,40	3,18
21	1,28	Умягченная вода, 6 % $\text{Na}_2\text{SiO}_3 + 0,3$ % КМЦ	0,41	3,12
22	1,26	Умягченная вода, 6 % $\text{Na}_2\text{SiO}_3 + 0,5$ % КМЦ	0,38	3,32
23	1,26	Умягченная вода, 6 % $\text{Na}_2\text{SiO}_3 + 0,7$ % КМЦ	0,42	3,0
24	1,27	Умягченная вода, 6 % $\text{Na}_2\text{SiO}_3 + 1$ % КМЦ	0,44	2,89
25	1,28	Умягченная вода, 8 % $\text{Na}_2\text{SiO}_3 + 0,3$ % КМЦ	0,41	3,12
26	1,27	Умягченная вода, 8 % $\text{Na}_2\text{SiO}_3 + 0,5$ % КМЦ	0,38	3,34
27	1,25	Умягченная вода, 8 % $\text{Na}_2\text{SiO}_3 + 0,7$ % КМЦ	0,44	2,84
28	1,25	Умягченная вода, 8 % $\text{Na}_2\text{SiO}_3 + 1$ % КМЦ	0,42	2,98
29	1,28	Умягченная вода, 10 % $\text{Na}_2\text{SiO}_3 + 0,3$ % КМЦ	0,47	2,72
30	1,29	Умягченная вода, 10 % $\text{Na}_2\text{SiO}_3 + 0,5$ % КМЦ	0,43	3,0
31	1,30	Умягченная вода, 10 % $\text{Na}_2\text{SiO}_3 + 0,7$ % КМЦ	0,43	3,02
32	1,29	Умягченная вода, 10 % $\text{Na}_2\text{SiO}_3 + 1$ % КМЦ	0,42	3,07
33	1,35	Na_2SiO_3 -цеолитсодержащая порода, обработанная кислотой	0,95	1,42

В дальнейшем на линейных моделях пласта проведены экспериментальные исследования по изучению влияния процесса гелеобразования на вытеснение остаточной нефти из обводненного пласта. Экспериментальные исследования проводились при термостатировании 80°C в обводненной неоднородной

модели пласта, содержащей в порах остаточную нефть.

После создания в линейной модели пласта, геометрические размеры которой показаны выше, слоистой пористой среды с различной проницаемостью (проницаемость высокопроницаемого слоя пористой среды на порядок выше проницаемости низкопроницаемого слоя), в пористой среде создают начальную нефтенасыщенность и остаточную водонасыщенность. Затем нефть вытеснялась пластовой водой. Как в предыдущей серии экспериментов, в данных исследованиях также использовались щелочная и жесткая пластовые воды. Затем на вход модели при термостатировании (при температуре 80°C) подается раствор силиката натрия в пресной воде с добавкой КМЦ, проталкивают гелеобразующий раствор умягченной пластовой водой и оба конца модели закрываются на период гелеобразования. В случае если вода в порах жесткая предварительно закачивается оторочка умягченной пластовой воды в размере 5% от объема пор. По истечении времени со входа модели закачивают пластовую воду и наблюдают за вытеснением остаточной нефти. Например, в опыте № 2 после создания начальной нефтенасыщенности и остаточной водонасыщенности нефть вытеснялась щелочной пластовой водой, при этом коэффициент вытеснения составил 0,58. Затем в модель подавался 4% раствор Na_2SiO_3 с добавкой 0,5% КМЦ в объеме 15% от объема пор, который проталкивался оторочкой умягченной пластовой воды в размере 5% от объема пор и модель закрывалась на 26 ч (время гелеобразования). По истечении этого времени продолжали прокачку через модель пластовой воды и измеряли количество вытесненной нефти. После прокачки 2 объемов пор пластовой воды из модели фильтровалась чистая вода. Коэффициент вытеснения нефти из модели после закачки реагентов составил 0,741, а прирост коэффициента нефтевытеснения 16,1% (табл. 5).

Таблица 5

№ опыта	Коэффициент нефтевытеснения до закачки реагентов, д. ед.	Рабочие агенты, закачанные в модель	Коэффициент нефтевытеснения после закачки реагентов, д. ед.	Прирост коэффициента нефтевытеснения, %	Объем рабочего агента, необходимый для вытеснения остаточной нефти, в объемах пор
Эксперименты с щелочной пластовой водой					
1	0,61	4 % Na_2SiO_3 +0,3 % КМЦ	0,675	6,5	2,15
2	0,58	4 % Na_2SiO_3 +0,5 % КМЦ	0,741	16,1	2,0
3	0,57	4 % Na_2SiO_3 +0,7 % КМЦ	0,742	17,2	1,95
4	0,58	4 % Na_2SiO_3 +1 % КМЦ	0,75	17,0	1,90
5	0,60	6 % Na_2SiO_3 +0,3 % КМЦ	0,769	16,9	1,95
6	0,61	6 % Na_2SiO_3 +0,5 % КМЦ	0,801	19,1	1,75
7	0,62	6 % Na_2SiO_3 +0,7 % КМЦ	0,809	18,9	1,80
8	0,63	6 % Na_2SiO_3 +1 % КМЦ	0,812	18,2	1,75
9	0,61	8 % Na_2SiO_3 +0,3 % КМЦ	0,795	18,5	1,85
10	0,62	8 % Na_2SiO_3 +0,5 % КМЦ	0,806	18,6	1,85
11	0,60	8 % Na_2SiO_3 +0,7 % КМЦ	0,786	18,6	1,80
12	0,58	8 % Na_2SiO_3 +1 % КМЦ	0,763	18,3	1,90
13	0,6	10 % Na_2SiO_3 +0,3 % КМЦ	0,78	18,0	1,95
14	0,59	10 % Na_2SiO_3 +0,5 % КМЦ	0,774	18,4	1,85
15	0,62	10 % Na_2SiO_3 +0,7 % КМЦ	0,804	18,4	1,85
16	0,61	10 % Na_2SiO_3 +1 % КМЦ	0,792	18,2	1,90
Эксперименты с жесткой пластовой водой					
17	0,55	Умягченная вода, 4 % Na_2SiO_3 +0,3 % КМЦ	0,631	8,1	2,20
18	0,56	Умягченная вода, 4 % Na_2SiO_3 +0,5 % КМЦ	0,735	17,5	2,05
19	0,56	Умягченная вода, 4 % Na_2SiO_3 +0,7 % КМЦ	0,739	17,9	1,95
20	0,56	Умягченная вода, 4 % Na_2SiO_3 +1 % КМЦ	0,745	18,5	1,85
21	0,57	Умягченная вода, 6 % Na_2SiO_3 +0,3 % КМЦ	0,749	17,9	1,80
22	0,57	Умягченная вода, 6 % Na_2SiO_3 +0,5 % КМЦ	0,767	19,7	1,70
23	0,56	Умягченная вода, 6 % Na_2SiO_3 +0,7 % КМЦ	0,756	19,6	1,75
24	0,56	Умягченная вода, 6 % Na_2SiO_3 +1 % КМЦ	0,755	19,5	1,80
25	0,58	Умягченная вода, 8 % Na_2SiO_3 +0,3 % КМЦ	0,769	18,9	1,85
26	0,54	Умягченная вода, 8 % Na_2SiO_3 +0,5 % КМЦ	0,73	19,0	1,85
27	0,57	Умягченная вода, 8 % Na_2SiO_3 +0,7 % КМЦ	0,76	19,0	1,8
28	0,55	Умягченная вода, 8 % Na_2SiO_3 +1 % КМЦ	0,741	19,1	1,75
29	0,58	Умягченная вода, 10 % Na_2SiO_3 +0,3 % КМЦ	0,768	18,8	1,80
30	0,55	Умягченная вода, 10 % Na_2SiO_3 +0,5 % КМЦ	0,739	18,9	1,90
31	0,56	Умягченная вода, 10 % Na_2SiO_3 +0,7 % КМЦ	0,775	19,0	1,85
32	0,55	Умягченная вода, 10 % Na_2SiO_3 +1 % КМЦ	0,74	19,0	1,85
33	0,59	Na_2SiO_3 ,цеолитсодержащая порода, обработанная кислотой	0,68	9,0	2,4

Установлено, при закачке в случае необходимости оторочки умягченной пластовой воды, затем предложенного гелеобразующего раствора, проталкивании его умягченной пластовой или морской водой и выдержке соответственно табл 1 и дальнейшем нагнетании пластовой воды из слоисто-неоднородной пористой среды можно вытеснить до 19,7% остаточной нефти. Отсюда можно сделать вывод, что добавка к силикату натрия КМЦ, способствует к более глубокому проникновению в пористую среду раствора и образованию геля. Нагнетаемая после оторочки пластовая вода подключает низкопроницаемые нефтяные зоны к разработке. Изменяя концентрации силиката натрия и КМЦ можно регулировать время гелеобразования раствора. В исследованиях по прототипу прирост коэффициента вытеснения составил 9%.

В промысловых условиях процесс осуществляется следующим образом:

На основе геологических и геофизических исследований устанавливают интервалы и площадь, необходимые для изоляции. Определяют необходимые для данных условий концентрации силиката натрия

и КМЦ. После этого обследуют состояние нагнетательной скважины, в случае необходимости промывают песчаную пробку. На устье скважины готовят гелеобразующий раствор силиката натрия и КМЦ необходимой концентрации и умягченную морскую или пластовую воду. Если пластовая вода жесткая перед закачкой водного раствора силиката натрия с добавкой КМЦ в пласт закачивают умягченную морскую или пластовую воду. Затем в скважину с помощью насосного агрегата закачивают гелеобразующий раствор. Продвигаемый по направлению высокопроницаемой зоны гелеобразующий раствор проталкивают умягченной морской или пластовой водой с последующим заводнением пласта.

Преимуществом предложенного изобретения является возможность регулирования процесса гелеобразования. Гелевый экран образуется на требуемом расстоянии от ствола нагнетательной скважины и дальнейшая закачка воды способствует повышению охвата воздействием и в целом нефтеотдачи пласта.

Литература

- 1) Патент РФ № 2103491, МКИ E21B 43/22, опубл. 1998 г.
- 2) Патент РФ № 2133825, МКИ E21B 43/22, опубл. 1999 г.
- 3) Патент РФ № 2157451, МКИ E21B 43/22, опубл. 2000 г.

ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

1. Способ разработки нефтяной залежи, включающий закачку в пласт гелеобразующего реагента - водного раствора силиката натрия, отличающийся тем, что перед закачкой водного раствора силиката натрия предварительно проводят геофизические исследования пласта, в водный раствор силиката натрия добавляют карбоксиметилцеллюлозу (КМЦ), при этом концентрацию силиката натрия и КМЦ подбирают в зависимости от температуры на данной глубине пласта и времени, необходимых для гелеобразования в соотношении: силикат натрия 4-10%, КМЦ 0,3-1,0%, пресная вода - остальное, а после закачки гелеобразующего реагента его проталкивают оторочкой умягченной морской или пластовой воды.

2. Способ разработки нефтяной залежи по п.1, отличающийся тем, что дополнительно перед закачкой водного раствора силиката натрия с добавкой КМЦ в пласт закачивают оторочку умягченной морской или пластовой воды.



Евразийская патентная организация, ЕАПВ

Россия, 109012, Москва, Малый Черкасский пер., 2
