

УДК 622.276.6
МРНТИ 52.47.27

ПЕРЕРАСПРЕДЕЛЕНИЕ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ ПОТОКОВ И ПОВЫШЕНИЕ ОХВАТА ВОЗДЕЙСТВИЕМ ПУТЕМ РЕГУЛИРОВАНИЯ ПРОЦЕССА ГЕЛЕОБРАЗОВАНИЯ

Д. Искендеров

SOCAR, г. Баку, Азербайджан

Большинство нефтяных месторождений Азербайджана вступило в позднюю стадию разработки, характеризующуюся падением добычи нефти и ростом обводненности продукции. Для повышения эффективности разработки обводненного пласта с помощью перераспределения фильтрационных потоков и повышения охвата воздействием путём регулирования процесса гелеобразования в глубине пласта осуществляется закачка гелеобразующего реагента – водного раствора силиката натрия. Перед закачкой водного раствора силиката натрия в него добавляется карбоксилметилцеллюлозу, при этом концентрацию силиката натрия и карбоксилметилцеллюлозы 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 умягчённой морской или пластовой воды.

Ключевые слова: разработка, фильтрация потоков, силикат натрия, карбоксилметилцеллюлоза, закачка, гелеобразующий реагент.

Введение

Во всём мире с каждым годом возрастает интерес к методам повышения нефтеотдачи пластов и развиваются исследования, направленные на поиск научно обоснованного подхода к выбору наиболее эффективных технологий разработки месторождений. Одним из наиболее перспективных методов, применяемых на сильно истощенных, обводненных нефтеносных пластах с рассеянной нерегулярной нефтенасыщенностью, является закачка гелеобразующего реагента.

Литературный обзор

Обычные технологии заводнения не обеспечивают достаточно высокую эффективность выработки запасов нефти, а также постоянное увеличение количества нефти, содержащейся в полностью обводнённых пластах, доразработка которых традиционными технологиями также нерентабельна. Данную задачу перераспределения потоков нагнетаемой в пласт воды и снижения её подвижности можно решить путём создания надёжного изолирующего экрана в водонасыщенной части пласта за счет использования осадко- и гелеобразующих реагентов и вязкоупругих составов.

Значительный вклад в решение

этой проблемы внесли Р.Х. Алмаев, М.Т. Алишаев, И.Д. Амелин, А.А. Боксерман, Л.Н. Бученков, А.Ш. Газизов, И.Ф. Глузов, А.Т. Горбунов, В.В. Давликамов, Р.Н. Дияшев, С.А. Жданов, Г.З. Ибрагимов, В.И. Кудинов, Б.И. Леви, Е.В. Лозин, А.Х. Мирзаджанзаде, Р.Х. Муслимов, Ф.Л. Саяхов, Ф.А. Селимов, М.Л. Сургучев, М.А. Токарев, Р.Н. Фахретдинов, Э.М. Халимов, Н.Ш. Хайрединов, Н.И. Хисамутдинов, Н.И. Юркив и другие.

Создание водоизолирующего экрана решается с помощью химических реагентов, которые в течение определенного времени формируют в поровом пространстве призабойной зоны водоизолирующую массу. Последняя образуется селективно лишь в водном пространстве [1–7].

Разработано значительное количество сочетаний химреагентов, каждое из которых связано с соответствующим способом использования в зависимости от условий применения.

В основу подбора реагентов для регулирования фильтрационных характеристик пород положены принципы использования как компонентов продуктивного пласта, так и введения дополнительных потоков способами, обеспечивающими геле-

образование в пласте. Гелеобразование идет не только за счет взаимодействия между реагентами и компонентами нефти и воды, но и за счет температуры пласта.

Влияние водоизолирующих реагентов на проницаемость пласта должно быть селективным, т.е. образование водоизолирующего состава должно происходить в водной фазе. Принципы создания водоизолирующих экранов в пласте за счет осадко- и гелеобразования изложены во многих работах (Р.Х. Алмаева, Л.К. Алтуниной, В.А. Кувшинова, В.В. Новгородова, Ф.А. Селимова, А.А. Эйлера и многих других).

Основная часть

При разработке нефтяной залежи перед закачкой гелеобразующего реагента – водного раствора силиката натрия – предварительно проводят геофизические исследования пласта: в водный раствор силиката натрия добавляют карбоксилметилцеллюлозу (далее – КМЦ), при этом концентрацию силиката натрия и КМЦ подбирают в зависимости от температуры на данной глубине пласта и времени, необходимых для гелеобразования, в следующем соотношении: силикат натрия 4–10%, КМЦ 0,3–1,0%, пресная вода – остальное. 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.

Для повышения эффективности разработки обводненного пласта осуществляется перераспределение фильтрационных потоков и повышение охвата пласта воздействием путём регулирования процесса гелеобразования в глубине пласта.

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

Суть предложенного метода заключается в возможности регулирования процесса гелеобразования при разработке обводненного пласта, что предупреждает преждевременное образование геля и способствует его проникновению и образованию гелевого экрана в рассчитанной зоне пласта. На основе геологических и геофизических исследований определяются необходимые для изоляции интервалы и площадь. Далее, зная геолого-физичес-

кие показатели месторождения (проницаемость, давление пластовое и забойное, вязкость жидкости и т.д.), расстояние, которое должен пройти рассчитанный объем реагента, с помощью уравнения фильтрации Дюпюи (2) находим время движения закачиваемого раствора силиката натрия с добавкой КМЦ до требуемой глубины.

Расход жидкости за определенное время:

$$Q = \frac{V}{t} \quad (1)$$

где V – объем жидкости, t – время.
Уравнение Дюпюи имеет вид:

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

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 – объёмный коэффициент жидкости,

μ – вязкость жидкости.

На основе этих зависимостей определяем время и берём 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 рН раствора сдвигается в сторону щелочной среды. В связи с этим увеличивается время гелеобразования. При добавке КМЦ избыточное количество ионов натрия путём ионообменного процесса приводят труднорастворимые соли в легкорастворимое состояние. Оставшиеся в пластовой воде свободные ионы кальция 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 регули-

ровать 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 разработ-

ку низкопроницаемые нефтенасыщенные зоны.

Гелеобразующие композиции готовились путём 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 растворов силиката натрия и КМЦ исследовался процесс гелеобразования [1, 2]. Приготовленные в стеклянных колбах растворы накрывали и выдерживали в водяной бане при определённой температуре до образования геля. Результаты показаны в табл. 1.

Таблица 1. Характеристики процесса гелеобразования при различных температурах и концентрациях раствора

Концентрация Na_2SiO_3 , %	Концентрация КМЦ, %	Время гелеобразования при различных температурах, ч						
		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	181	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% и КМЦ 0,3% до температуры 90°C гелеобразования не происходит. При концентрации силиката натрия 4% и 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, при добавлении КМЦ рН системы растёт, за счёт чего и увеличивается время гелеобразования. Увеличение вязкости раствора способствует выравниванию фронта вытеснения.

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 определённого количества указанной композиции к морской воде на её основные показатели.

Таблица 2. Физико-химические свойства приготовленных растворов

Концентрация Na ₂ SiO ₃ , %	Концентрация КМЦ, %	При 20°С			рН
		Динамическая вязкость, мПа·с	Кинематическая вязкость, мм ² /с	Плотность 10 м 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
	1,0	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
	1,0	4,0288	3,9870	1,0555	11,7
8	-	1,5829	1,4825	1,0678	11,7
	0,5	2,7777	2,5932	1,0712	11,8
	0,7	2,7372	3,4835	1,0728	11,8
	1,0	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
	1,0	5,0763	4,6418	1,0936	11,9

Таблица 3. Влияние концентрации композиции на показатели воды

Концентрация композиции в морской воде, %	Ca ²⁺ , мг/л (ppm)	Mg ²⁺ , мг/л (ppm)	Поверхностное натяжение, мН/м	Угол смачивания, о	рН
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	9,0
7	0	0	5,3	20,9	9,7

Как видно из табл. 3, с увеличением концентрации композиции в морской воде количество ионов Ca²⁺ и Mg²⁺ 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 рН).

Из табл. 3 видно, что при добавке 7% композиции к морской воде соли, придающие ей жёсткость, 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.

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

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

Геолого-физические показатели месторождения следующие:

- проницаемость пласта $k = 0,25 \text{ мкм}^2$;
- мощность пласта $h = 10 \text{ м}$;
- давление на контуре питания $P_k = 20 \text{ Мпа}$;
- давление в скважине $P_c = 18 \text{ Мпа}$;
- объёмный коэффициент жидкости $b = 1$;
- вязкость жидкости в пластовых условиях $\mu = 1,3 \text{ мПа} \cdot \text{с}$;
- радиус контура питания $R_k = 50 \text{ м}$;
- радиус скважины $R_c = 0,1 \text{ м}$.

На основе уравнения Дюпюи (2) рассчитаем расход жидкости:

На основе геолого-физических параметров определим объем жидкости, необходимый для закачки в пласт по формуле (3):

$$V = S \cdot h \cdot m \quad (3)$$

где

S – площадь, которую необходимо заблокировать (по результатам геолого-геофизического анализа $S = 250 \text{ м}^2$);

h – мощность пласта;

m – пористость.

Таким образом, объем жидкости, необходимый для закачки в пласт, составил $V = 250 \cdot 10 \cdot 0,2 = 500 \text{ м}^3$

Определим время, необходимое для закачки композиции в пласт, по формуле (4):

$$t = V/Q \quad (4)$$

Расчет показал время, равное $t = 500 / (3,89 \cdot 10^{-3}) = 128,534 \cdot 10^3 = 35,7 \text{ ч}$

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 её 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 её 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, которая способствует насыщению, 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. Результаты экспериментальных исследований на линейной модели

№ опыта	Начальная проницаемость, $\text{K} \cdot 10^{-12} \text{ мкм}^2$	Рабочие агенты, закачиваемые в модель	Конечная проницаемость, $\text{K} \cdot 10^{-12} \text{ мкм}^2$	Фактор сопротивления
1	1,36	4% Na_2SiO_3 + 0,3% КМЦ	1,02	1,33
2	1,38	4% Na_2SiO_3 + 0,5% КМЦ	0,63	2,19
3	1,35	4% Na_2SiO_3 + 0,7% КМЦ	0,65	2,08
4	1,36	4% Na_2SiO_3 + 1,0% КМЦ	0,64	2,13
5	1,33	6% Na_2SiO_3 + 0,3% КМЦ	0,61	2,18
6	1,37	6% Na_2SiO_3 + 0,5% КМЦ	0,60	2,28
7	1,35	6% Na_2SiO_3 + 0,7% КМЦ	0,61	2,21
8	1,34	6% Na_2SiO_3 + 1,0% КМЦ	0,63	2,13
9	1,34	8% Na_2SiO_3 + 0,3% КМЦ	0,60	2,23
10	1,36	8% Na_2SiO_3 + 0,5% КМЦ	0,63	2,16
11	1,35	8% Na_2SiO_3 + 0,7% КМЦ	0,65	2,08

№ опыта	Начальная проницаемость, К 10 ⁻¹² мкм ²	Рабочие агенты, закачиваемые в модель	Конечная проницаемость, К 10 ⁻¹² мкм ²	Фактор сопротивления
12	1,32	8% Na ₂ SiO ₃ +1,0% КМЦ	0,61	2,16
13	1,34	10% Na ₂ SiO ₃ +0,3% КМЦ	0,63	2,13
14	1,33	10% Na ₂ SiO ₃ +0,5% КМЦ	0,61	2,18
15	1,34	10% Na ₂ SiO ₃ +0,7% КМЦ	0,61	2,20
16	1,35	10% Na ₂ SiO ₃ +1,0% КМЦ	0,59	2,29
Эксперименты с жесткой пластовой водой				
17	1,27	Умягченная вода, 4% Na ₂ SiO ₃ +0,3% КМЦ	1,00	1,27
18	1,25	Умягченная вода, 4% Na ₂ SiO ₃ +0,5% КМЦ	0,45	2,78
19	1,25	Умягченная вода, 4% Na ₂ SiO ₃ +0,7% КМЦ	0,42	2,98
20	1,27	Умягченная вода, 4% Na ₂ SiO ₃ +1,0% КМЦ	0,40	3,18
21	1,28	Умягченная вода, 6% Na ₂ SiO ₃ +0,3% КМЦ	0,41	3,12
22	1,26	Умягченная вода, 6% Na ₂ SiO ₃ +0,5% КМЦ	0,38	3,32
23	12,6	Умягченная вода, 6% Na ₂ SiO ₃ +0,7% КМЦ	0,42	3,00
24	1,27	Умягченная вода, 6% Na ₂ SiO ₃ +1,0% КМЦ	0,44	2,89
25	1,28	Умягченная вода, 8% Na ₂ SiO ₃ +0,3% КМЦ	0,41	3,12
26	1,27	Умягченная вода, 8% Na ₂ SiO ₃ +0,5% КМЦ	0,38	3,34
27	1,25	Умягченная вода, 8% Na ₂ SiO ₃ +0,7% КМЦ	0,44	2,84
28	1,25	Умягченная вода, 8% Na ₂ SiO ₃ +1,0% КМЦ	0,42	2,98
29	1,28	Умягченная вода, 10% Na ₂ SiO ₃ +0,3% КМЦ	0,47	2,72
30	1,29	Умягченная вода, 10% Na ₂ SiO ₃ +0,5% КМЦ	0,43	3,00
31	1,30	Умягченная вода, 10% Na ₂ SiO ₃ +0,7% КМЦ	0,43	3,02
32	1,29	Умягченная вода, 10% Na ₂ SiO ₃ +1,0% КМЦ	1,42	3,07
33	1,35	Na ₂ SiO 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 и 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 двух 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. Результаты экспериментов по нефтевытеснению

№ опыта	Коэффициент нефтевытеснения до закачки реагентов, д. ед.	Рабочие агенты, закачиваемые в модель	Коэффициент нефтевытеснения до закачки реагентов, д. ед.	Прирост коэффициента нефтенасыщения, %	Объем рабочего агента, необходимый для вытеснения остаточной нефти, в объемах пор
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	2,00
3	0,57	4% Na_2SiO_3 + 0,7% КМЦ	0,742	17,2	1,95
4	0,58	4% Na_2SiO_3 + 1,0% КМЦ	0,750	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 + 1,0% 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 + 1,0% КМЦ	0,763	18,3	1,90
13	0,60	10% Na_2SiO_3 + 0,3% КМЦ	0,780	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 + 1,0% 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 + 1,0% 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

№ опыта	Коэффициент нефтевытеснения до закачки реагентов, д. ед.	Рабочие агенты, закачиваемые в модель	Коэффициент нефтевытеснения до закачки реагентов, д. ед.	Прирост коэффициента нефтенасыщения, %	Объем рабочего агента, необходимый для вытеснения остаточной нефти, в объемах пор
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 + 1,0% 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	0,730	19,0	1,85
27	0,57	Умягченная вода, 8% Na_2SiO_3 + 0,7% КМЦ	0,760	19,0	1,80
28	0,55	Умягченная вода, 8% Na_2SiO_3 + 1,0% 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 + 1,0% КМЦ	0,740	19,0	1,85
33	0,59	Na_2SiO_3 – целиотсодержащая порода, обработанная кислотой	0,680	9,0	2,40

Установлено, что при закачке в случае необходимости оторочки умягченной пластовой водой, 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 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 коэффициент вытеснения составил 9%.

В промысловых условиях процесс осуществляется следующим образом: на основе геологических и геофизических исследований устанавливают интервалы и площадь, необходимые для изоляции, далее определяют необходимые для данных условий концентрации силиката натрия и КМЦ и после этого обследуют состояние нагнетательной скважины (в случае необходимости промывают песчаную пробку). Далее 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 рас-

твор проталкивают умягченной морской или пластовой водой с последующим заводнением пласта.

Выводы

Преимуществом предложенного метода 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, нефтеотдаче пласта. Также в эксплуатационных скважинах с помощью разработанной технологии можно регулировать приток воды.

Список использованной литературы

1. Федоров К.М., Хайрединов Н.Ш., Шамсуаров А.А., Пустовалов М.Ф., Андреев В.Е., Котенев Ю.А., Печеркин П.Ф., Насибуллин А.А., Чижов А.П. Прогнозирование применения термогелеобразующих реагентов. – Сб. тр. НИИнефтеотдача «Методы увеличения нефтеотдачи трудноизвлекаемых запасов. Проблемы и решения», 2000, вып. II, с. 36–40. // Fedorov K.M., Xaipedinov N.Sh., Shamcyarov A.A., Puctovalov M.F., Andreev V.E., Kotenev Ju.A., Pechepkin P.F., Nacibylin A.A., Chizhov A.P. Prognozipovanie ppimeneniya termogeobpazyuyushhix reagentov [Prediction of the use of thermal gel-forming agents]. – Сб. тр. NIInefteotdacha «Metody uvelicheniya nefteotdachi tpydnoizvlekaemyx zapasov. Problemy i resheniya» [Proceedings of the Scientific Research Institute of Oil Recovery “Methods of increasing oil recovery of hard-to-recover reserves. Problems and solutions”], 2000, ed. II, pp. 36–40.
2. Федоров К.М., Шамсуаров А.А., Хайрединов Н.Ш., Котенев Ю.А., Печеркин П.Ф., Насибуллин А.А., Чижов А.П. Прогнозирование применения термогелеобразующих композиций для повышения нефтеотдачи и снижения обводненности продукции на месторождениях ТПП «Урайнефтегаз». – Сб. тр. СибНИИИП «Состояние, проблемы, основные направления развития нефтяной промышленности в XXI веке. Разработка и геология», 2000, с. 23–32. // Fedorov K.M., Shamcyarov A.A., Xairedinov N.Sh., Kotenev Ju.A., Pechepkin P.F., Nacibylin A.A., Chizhov A.P. Prognozipovanie primeneniya termogeobpazyuyushhix kompozicii dlya povysheniya nefteotdachi i snizheniya obvodnennosti produktsii na mectorozhdeniyax TPP «Uraineftegaz» [Prediction of the use of thermal gel-forming compositions to increase oil recovery and reduce the water cut of production at the fields of TPE “Uraineftegaz”]. – Сб. тр. СибНИИИП «Состояние, проблемы, основные направления развития нефтяной промышленности в XXI веке. Разработка и геология» [Compilation of works of SibNIINP “State, problems, main directions of development of the oil industry in the XXI century. Development and geology”], 2000, pp. 23–32.
3. Бриллиант Л.С., Новожилов В.Г., Старкова Н.Р. Способ разработки неоднородных нефтяных пластов. – Патент РФ № 2103491, МКИ E21B 43/22, опублик. 1998 г. // Brilliant L.S., Novozhilov V.G., Starkova N.R. Sposob razrabotki neodnorodnyh neftyanyh plastov [Method for the development of heterogeneous oil reservoirs]. – Patent of RF No. 2103491, MKI E21V 43/22, 1998.
4. Доброскок Б.Е., Кубарева Н.Н., Юсупов И.Г. Способ разработки продуктивного пласта. – Патент РФ № 2133825, МКИ E21B 43/22, опублик. 1999 г. // Dobroskok B.E., Kubareva N.N., Yusupov I.G. Sposob razrabotki produktivnogo plasta [The method of developing a productive formation]. – Patent of RF No. 2133825, MKI E21V 43/22, 1999.
5. Тахаутдинов Ш.Ф., Гатиятуллин Н.С. и др. Способ разработки нефтяной залежи. – Патент РФ № 2157451, МКИ E21B 43/22, опублик. 2000 г. // Tahautdinov Sh.F., Gatijatullin N.S. i dr. Sposob razrabotki neftyanoi zalezhi [Method of development of oil reservoirs]. – Patent of RF No. 2157451, MKI E21V 43/22, 2000.
6. Федоров К.М., Хайрединов Н.Ш., Шамсуаров А.А., Пустовалов М.Ф., Андреев В.Е., Котенев Ю.А., Печеркин П.Ф., Насибуллин А.А., Чижов А.П. Прогнозирование применения термогелеобразующих реагентов. – Сб. тр. НИИнефтеотдача «Методы увеличения нефтеотдачи трудноизвлекаемых запасов. Проблемы и решения», 2000, вып. II, с. 36–40. // Fedorov K.M., Xairedinov N.Sh., Shamcyarov A.A., Puctovalov M.F., Andreev V.E., Kotenev Ju.A., Pechepkin P.F., Nacibylin A.A., Chizhov A.P. Prognozipovanie primeneniya termogeobpazyuyushhix reagentov [Prediction of the use of thermal gel-forming agents]. – Сб. тр. NIInefteotdacha «Metody uvelicheniya nefteotdachi tpydnoizvlekaemyx zapasov.

Проблемы и решения» [Compilation of Proceedings of the Scientific Research Institute of Oil Recovery "Methods of increasing oil recovery of hard-to-recover reserves. Problems and solutions"], 2000, ed. II, pp. 36–40.

7. Федоров К.М., Шамсуаров А.А., Хайрединов Н.Ш., Котенев Ю.А., Печеркин П.Ф., Насибуллин А.А., Чижов А.П. Прогнозирование применения термогелеобразующих композиций для повышения нефтеотдачи и снижения обводненности продукции на месторождениях ТПП «Урайнефтегаз» [– Сб. тр СибНИИ НП «Состояние, проблемы, основные направления развития нефтяной промышленности в XXI веке. Разработка и геология», 2000, с. 23–32. // Fedorov K.M., Shamcyarov A.A., Xairedinov N.Sh., Kotenev Ju.A., Pecherkin P.F., Nacibylin A.A., Chizhov A.P. Prognozirovanie primeneniya termogeleobpazyuyushhix kompozicii dlya povysheniya nefteotdachi i snizheniya obvodnenosti produktsii na mestopozhdeniyax TPP «Uraineftegaz» [Prediction of the use of thermal gel-forming compositions to increase oil recovery and reduce the water cut of production at the fields of TPE "Urayneftegaz"]. – Сб. тр СибНИИ НП «Состояние, проблемы, основные направления развития нефтяной промышленности в XXI веке. Разработка и геология» [Compilation of works of SibNIINP "State, problems, main directions of development of the oil industry in the XXI century. Development and geology"], 2000, pp. 23–32.

СҮЗҮ АҒЫНДАРЫН ҚАЙТА БӨЛУ ЖӘНЕ ГЕЛЬ ТҮЗҮ ПРОЦЕСІН РЕТТЕУ АРҚЫЛЫ ӘСЕР ЕТУДІ ҚАМТУДЫ АРТТЫРУ

Д. Искендеров

SOCAR, Баку қ-сы, Өзiрбайжан

Өзiрбайжанның мұнай кен орындарының көпшілігі мұнай өндiрудiң төмендеуiмен және өнiмнің сулануының жоғарылауымен сипатталатын игерудiң кеш кезеңiне өттi. Сүзiлулік ағынын қайта бөлу арқылы сулы қабатты игерудiң тиiмдiлiгiн арттыру және қабаттың тереңдiгiнде гелдiк түзiлу процесiн реттеу арқылы әсер етудi арттыру үшiн гел түзетiн реагент – натрий силикатының сулы ерiтiндiсi айдалады. Натрий силикатының сулы ерiтiндiсiн айдамас бұрын оған карбоксилметилцеллюлоза қосылады, ал сулы ерiтiндiдегi натрий силикаты мен карбоксилметилцеллюлоза концентрациясы қабаттың берiлген тереңдiгiндегi температураға және гелдiң түзiлуiне қажеттi уақытқа байланысты реттеледi, ал гел түзетiн реагенттi құйғаннан кейiн оны жұмсартылған теңiз немесе қабат суының жиегiмен итередi.

Негiзгi сөздер: игеру, ағындарды сүзу, натрий силикаты, карбоксиметилцеллюлоза, айдау, гел түзетiн реагент.

REDISTRIBUTION OF FILTRATION FLOWS AND INCREASED EXPOSURE COVERAGE BY REGULATION OF THE GEL FORMATION PROCESS

D. Iskenderov

SOCAR, Baku, Azerbaijan

Most of Azerbaijan's oil fields have entered the late stage of development, characterized by a decline in oil production and an increase in water cut. In order to increase the efficiency of the development of a watered formation by redistributing filtration flows and increasing the impact coverage by regulating the gel formation process, a gel-forming reagent, an aqueous solution of sodium silicate, is injected in the depth of the formation. Before injection of an aqueous solution of sodium silicate, carboxymethylcellulose is added to it, while the concentration of sodium silicate and carboxymethylcellulose in the aqueous solution is regulated depending on the temperature at a given reservoir depth and the time required for gelation, and after injection of the gelling agent, it is pushed through with a slug of softened sea or formation water.

Информация об авторе

Искендеров Дашкын – докт. наук PhD, вице-президент по добыче и транспортировке нефти, газа, *dashqin.iskandarov@socar.az*.

Государственная нефтяная компания Азербайджанской Республики (SOCAR), г. Баку, Азербайджан