SOCAR

SOCAR Proceedings

Reservoir and petroleum engineering

journal home page: http://proceedings.socar.az

ИЗОЛЯЦИЯ ВОДОПРИТОКА В СКВАЖИНУ ТЕРМОАКТИВНОЙ ГЕЛЕОБРАЗУЮЩЕЙ КОМПОЗИЦИЕЙ

Б. А. Сулейманов*[1], А. Г. Гурбанов[2], Ш. З. Тапдыгов[1]

[1]*НИПИ «Нефтегаз» SOCAR, Баку, Азербайджан*

[2]*Umid Babek Operation Company (UBOC), Баку, Азербайджан*

Isolation of water inflow into the well with a thermosetting gel-forming

B. A. Suleimanov*[1], A. Q. Gurbanov[2], Sh. Z. Tapdiqov[1]

[1]*«OilGasScientificResearchProject» Institute, SOCAR, Baku, Azerbaijan*

[2]*Umid Babek Operation Company (UBOC), Баку, Azerbaijan*

ABSTRACT

A method has been developed for isolating water inflow into a well based on the injection of a thermoactive mixture of solutions of a gel-forming initiator and a gelling agent. The method allows to control the isolation process by regulating the gel-forming time by means of temperature and delivering the mixture to a given formation depth. To ensure mixing of the components of the composition in full and to prevent the formation of sediment, before injection, a solution of a gelling agent is added into the solution of the gel-forming initiator. It is possible to mix the components of the mixture directly in the wellbore by successively pumping solutions of the gel-forming initiator and the gelling agent. The results of oil sweeping experiments showed that the developed technology for isolating water inflow based on the use of a thermoactive gel-forming mixture significantly exceeds the known compositions in terms of technological efficiency. After applying the proposed technology, zones with increased oil saturation are involved in the development, there is also a decrease in the volume of produced water, and the profitability of production increases.

KEYWORDS

Water inflow isolation;
Gelling agent;
Gel-forming initiator;
Thermoactivity;
Sweeping ratio;
Technological efficiency.

© 2022 «OilGasScientificResearchProject» Institute. All rights reserved.

1. Введение

Ограничение объемов попутно добываемой воды и повышение нефтеотдачи пластов – одна из насущных проблем современной нефтедобывающей промышленности. В мировой практике предложено и испытано множество химических реагентов для ограничения притока воды в скважины [1-5]. Сложность композиций, сравнительно дорогие компоненты, трудоемкость при изоляции и многообразие геологических условий с учетом реальной выработки неоднородных пластов снижают эффективность изоляционных работ и обусловливают необходимость продолжения исследований в этом направлении [6-14].

Известная технология селективной изоляции водонасыщенных пропластков [15] осуществляется за счет нагнетания составов, включающих силикат натрия, воду, полиакриламид или гипан. Механизм действия состава предполагает переход композиции в гель при температурах 30-50 °С. Недостатком технологии является отсутствие возможности регулирования времени гелеобразования и в целом управления процессом изоляции.

В работе [16] рассматривается способ ограничения водопритоков в скважину путем закачки смеси 1-3%-ного раствора соляной кислоты с 1-5%-ным раствором силиката натрия. Однако технологическая эффективность способа невысокая, что связано с низкими структурно-механическими характеристиками образующегося в пласте геля.

Изоляция водопритока и зоны поглощения в работе [17] осуществляется путем закачки в обводненную часть пласта двух потоков: один поток – гипан, жидкое стекло, вода, другой – водный раствор соляной кислоты 0.44-4%. После смешения потоков в скважину дополнительно закачивают водный раствор кислоты. Основным недостатком способа является длительность выдерживания скважины для образования смеси, в результате чего в условиях интенсивных поглощений изоляционный экран может не успеть образоваться.

Известный способ ограничения водопритока в скважину осуществляется путем последовательной закачки в скважину водного раствора силиката натрия, разделителя и отвердителя [18]. Недостатком способа является то, что закачанный в качестве отвердителя 0.5-4 %-ный

**E-mail:* baghir.suleymanov@socar.az

http://dx.doi.org/10.5510/OGP20220400779

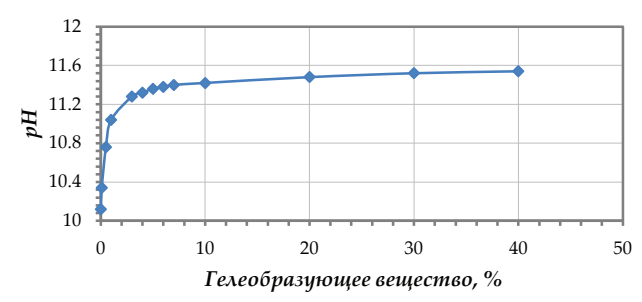

Рис. 1. Зависимости pH раствора гелеобразующего вещества от его концентрации

раствор соляной кислоты и 7-9 %-ный раствор силиката натрия не позволяет регулировать время гелеобразования. Эффективность способа также снижается в результате неполного смешения в пласте закачанных в скважину компонентов гелеобразующего раствора.

2. Экспериментальные исследования и обсуждение результатов

Для повышения эффективности способа изоляции водопритока в скважину за счет блокирования высокопроницаемых зон пласта и привлечения к разработке нефтеносных зон с низкой проницаемостью путем регулирования процесса и времени гелеобразования в глубине пласта предложено закачивать в скважину смесь водных растворов гелеобразующего вещества и инициатора гелеобразования в объемном соотношении 1:1 [19]. Далее смесь продавливают в пласт водой и выдерживают в пластовых условиях.

Сущность предложенного способа заключается в возможности регулирования процесса и времени гелеобразования при изоляции водопритока в скважину. Данный способ предупреждает образование осадка и способствует образованию гелевого экрана в полном объеме. С этой целью для обеспечения перемешивания компонентов состава в полном объеме и предотвращения образования осадка перед закачкой в скважину в раствор инициатора гелеобразования вводят раствор гелеобразующего вещества в объемном соотношении 1:1 и перемешивают до получения однородной смеси. При определенных концентрациях гелеобразующего вещества и инициатора гелеобразования полученный однородный водный раствор в полном объеме превращается в гель в течение времени, определенного в зависимости от температуры на данной глубине пласта.

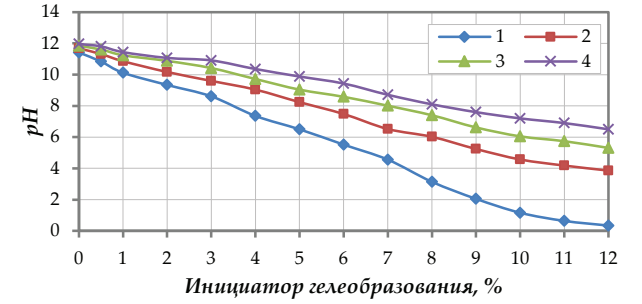

Рис. 2. Зависимости pH раствора от концентрации инициатора гелеобразования при введении в него раствора гелеобразующего вещества с концентрацией: 1 – 5%, 2 – 10%, 3 – 15%, 4 – 20 %

В случае если в промысловых условиях отсутствуют соответствующее оборудование, необходимая техника и условия для приготовления смеси, то смешение компонентов смеси осуществляют непосредственно в стволе скважины путем последовательной закачки водных растворов инициатора гелеобразования и гелеобразующего вещества.

В предлагаемом способе после выдержки геля на рассчитанное время с использованием компонентов состава в определенных количествах осуществляют кислотную обработку нефтеносных пропластков. Если пласт содержит карбонатные породы, то кислотную обработку осуществляют закачкой раствора ингибированной соляной кислоты. Если пласт содержит терригенные породы, то кислотную обработку осуществляют закачкой смеси растворов ингибированной соляной кислоты и фтористоводородной кислоты (глинокислоты).

Для обоснования предложенного способа в лабораторных условиях готовились гелеобразующие композиции путем ввода в раствор инициатора гелеобразования раствора гелеобразующего вещества. На рисунке 1 показана кривая зависимости pH раствора гелеобразующего вещества от его концентрации. Анализ полученных результатов показывает, что оптимальной концентрацией гелеобразующего вещества является 9-10%. При дальнейшем увеличении концентрации pH раствора не изменяется.

Во второй серии экспериментов изучалось изменение pH смеси, полученной путем ввода в раствор инициатора гелеобразования с концентрацией от 0.5 до 12% растворов гелеобразующих веществ с концентрациями 5; 10; 15 и 20 % (рис. 2).

Из рисунка 2 видно, что при вводе в раствор инициатора гелеобразования раствора гелеобразующего вещества начинается формирование геля и pH смеси уменьшается до 1.5-2. При вводе в раствор инициатора гелеобразования 5%-ного раствора гелеобразующего вещества pH смеси резко уменьшается. Оптимальными концентрациями компонентов смеси являются: 10-12% для инициатора гелеобразования и 9-10% для гелеобразующего вещества. При этом pH смеси находится в интервале от 4 до 5, что является оптимальным для гелеобразования в полном объеме.

Отметим, что при вводе раствора инициатора гелеобразования в раствор гелеобразующего вещества происходит практически мгновенное выпадение гелеобразного осадка, но гелеобразования в полном объеме не получается. Это объясняется тем, что инициатор гелеобразования подается в щелочную среду, способствующую указанному течению процесса. При этом плотность раствора гелеобразующего вещества больше плотности раствора инициатора гелеобразования ($\rho \approx 1.39$ г/см^3 и 1.05 г/см^3, соответственно) приблизительно в 1.3 раза, а это не позволяет получить быстрое и равномерное смешение растворов.

При смене последовательности подачи растворов гелеобразующее вещество подается в кислую среду, что предотвращает преждевременное образование гелеобразного осадка, а значительная разность плотностей растворов обеспечивает их быстрое и равномерное смешение. Важной особенностью получаемой смеси является ее термоактивность, т.е. гелеобразование в полном объеме

в существенной степени зависит от температуры среды, что создает благоприятные условия для управления процессом изоляции водопритока.

В лабораторных условиях была исследована зависимость времени гелеобразования смеси, полученной подачей 10%-ного раствора гелеобразующего вещества в 10%-ном растворе инициатора гелеобразования в объемном соотношении 1:1 от температуры (рис. 3). При повышении температуры от 20 °C до 60 °C время гелеобразования уменьшается в 5-6 раз. При температуре выше 60 °C время гелеобразования составляет 1-2 часа. На основе результатов лабораторных экспериментов выведена формула для определения времени, необходимого на гелеобразование от температуры среды (пластовой температуры):

$$t = 13 + 0.23T - 0.02T^2 + 0.0003T^3 - 1.42 \cdot 10^{-6}T^4$$

где t – время, необходимое на гелеобразование, ч., T - температура среды (пластовая температура), °C.

Изучение процесса вытеснения нефти из модели пласта с использованием термоактивной гелеобразующей композиции проводили на экспериментальной установке, показанной на рисунке 4.

Эксперимент проводился в следующей последовательности:

– колонка высокого давления, представляющая собой полый стальной цилиндр, обклеенный изнутри кварцевым песком, с длиной рабочей части 1.1 м и внутренним диаметром 0.032 м, путем вертикальной вибрационной трамбовки заполнялась карбонатной породой (эксперименты 1-3) или кварцевым песком (эксперименты 4-5) различных фракций;

– моделировался слоисто-неоднородный пласт с контактирующими пропластками. Это достигалось использованием разделительной перегородки, постепенно удаляемой в процессе заполнения колонки;

– после обвязки экспериментальной установки в соответствии со схемой (рис. 4) по стандартной методике определяли объем пор и абсолютную проницаемость пористой среды. Проницаемость первого слоя, примерно в 7 раз превышала проницаемость второго слоя (3.5 против 0.5 мкм^2);

– при непрерывном термостатировании (T = 363 °K) производилось вакуумирование установки;

– модель пласта насыщалась нефтью (в качестве образца нефти в исследованиях использовалась нефть месторождения Гюнешли, плотностью 824 кг/м^3, динамической вязкостью 4 мПа·с при 363 °K), и давление повышалось до 1 МПа;

– производилось вытеснение нефти при перепаде давления 0.1 МПа водой до полного обводнения модели пласта и продолжение вытеснения нефти после различных вариантов изоляции водопритока;

– в первой серии экспериментов на вход модели подавали смесь растворов гелеобразующего вещества и инициатора гелеобразования, во второй серии последовательно закачивали раствор инициатора гелеобразования и раствор гелеобразующего вещества, в третьей серии растворы закачивали в обратном порядке. Общий объем закачиваемых в процессе изоляции флюидов во всех экспериментах составлял 20%;

– результаты оформлялись в виде зависимости коэффициента вытеснения от безразмерного объема прокачки.

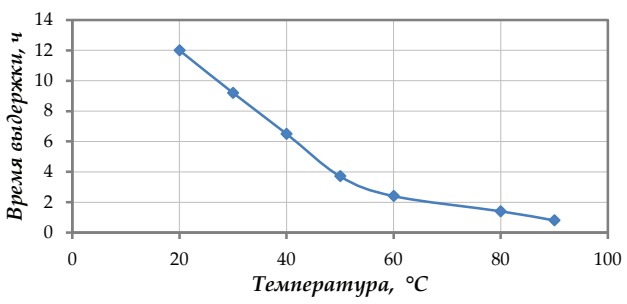

Рис. 3. Зависимость времени гелеобразования смеси от температуры среды (пластовой температуры)

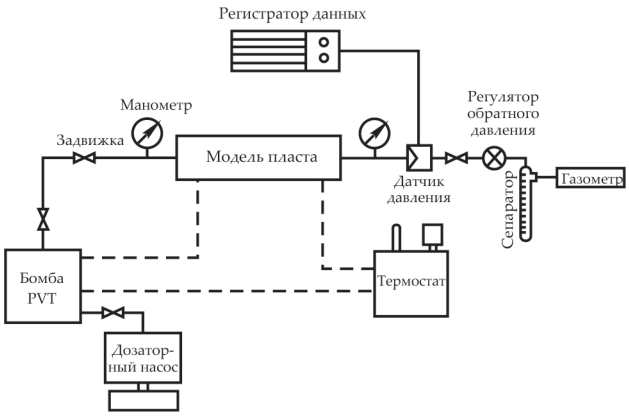

Рис. 4. Схема экспериментальной установки

Результаты экспериментов в модели карбонатного пласта показаны в таблице 1, а в модели песчаного пласта в таблице 2. Как видно из таблиц в обоих случаях наилучшие результаты получаются при закачки готовой смеси (12.2 и 14.3 соответственно). Достаточно близкие результаты получены при первоначальной закачке инициатора гелеобразования (8.1 и 10.3 соответственно). Наихудшие результаты получены при первоначальной закачке гелеобразующего вещества (5.8 и 7.4 соответственно).

Таким образом результаты экспериментов по вытеснению нефти показали, что разработанная технология изоляции водопритока на основе применения термоактивного гелеобразующей смеси значительно превосходит известные составы по технологической эффективности.

В промысловых условиях способ изоляции водопритоков осуществляют следующим образом. На устье скважины доставляют расчетное количество реагентов: инициатора гелеобразования и гелеобразующего вещества. В емкости смешения готовят состав путем добавления раствора гелеобразующего вещества в раствор инициатора гелеобразования и перемешивания до получения однородной смеси. Из емкости смешения готовый раствор посредством насосного агрегата закачивают в скважину и продавливают в пласт водой. Смешение компонентов смеси можно осуществлять непосредственно в стволе скважины путем последовательной закачки раствора инициатора гелеобразования, раствора гелеобразующего вещества и воды.

После этого скважину останавливают и проводят технологическую выдержку в течение рассчитанного предложенным способом количества времени.

Таблица 1

Результаты экспериментов в модели карбонатного пласта

№ опыта	Рабочие агенты, закачанные в модель	Конечный коэффициент нефтевытеснения, %	Прирост коэффициента нефтевытеснения, %
1.	Смесь растворов гелеобразующего вещества и инициатора гелеобразования, вода. После выдержки - ингибированная HCl	51.7	12.2
2.	Нефть, раствор инициатора гелеобразования, раствор гелеобразующего вещества, нефть и вода. После выдержки - ингибированная HCl	47.6	8.1
3.	Нефть, раствор гелеобразующего вещества, раствор инициатора гелеобразования, нефть и вода. После выдержки - ингибированная HCl	45.3	5.8

Таблица 2

Результаты экспериментов в модели песчаного пласта

№ опыта	Рабочие агенты, закачанные в модель	Конечный коэффициент нефтевытеснения, %	Прирост коэффициента нефтевытеснения, %
1.	Смесь растворов гелеобразующего вещества и инициатора гелеобразования, вода. После выдержки - ингибированная глинокислота (12% HCl и 5% HF)	57.6	14.3
2.	Нефть, раствор инициатора гелеобразования, раствор гелеобразующего вещества, нефть и вода. После выдержки - ингибированная глинокислота	53.6	10.3
3.	Нефть, раствор гелеобразующего вещества, раствор инициатора гелеобразования, нефть и вода. После выдержки - ингибированная глинокислота	50.7	7.4

После выдержки в скважине в зависимости от состава породы пласта закачивают соответствующий кислотный раствор. Если пласт содержит карбонатные породы, то закачивают раствор ингибированной соляной кислоты, а если - терригенные породы, то закачивают смесь растворов ингибированной соляной кислоты и фтористоводородной кислоты (глинокислоту).

Таким образом, в результате применения предложенной технологии зоны с повышенной нефтенасыщенностью оказываются вовлеченными в разработку, также наблюдается сокращение объемов попутно добываемой воды, повышается рентабельность добычи.

Выводы

- Разработан способ изоляции водопритока в скважину на основе закачки термоактивной смеси растворов инициатора гелеобразования и гелеобразующего вещества, позволяющий управлять процессом изоляции регулированием времени гелеобразования посредством температуры и доставкой смеси на заданную глубину пласта;
- Для обеспечения смешения компонентов состава в полном объеме и предотвращения образования осадка перед закачкой в раствор инициатора гелеобразования вводят раствор гелеобразующего вещества. Смешение компонентов смеси возможно осуществлять непосредственно в стволе скважины путем последовательной закачки растворов инициатора гелеобразования и гелеобразующего вещества;
- На основании экспериментальных исследований на моделях карбонатного и терригенного пласта получено, что наилучшие значения коэффициента вытеснения получаются при закачке готовой смеси (12.2 и 14.3 соответственно). Достаточно близкие результаты получены в случае последовательной закачке растворов при первоначальной закачке инициатора гелеобразования (8.1 и 10.3 соответственно). Наихудшие результаты получены при первоначальной закачке гелеобразующего вещества (5.8 и 7.4 соответственно).

Литература

1. Taha, A., Amani, M. (2019). Overview of water shutoff operations in oil and gas wells; Chemical and mechanical solutions. *ChemEngineering*, 3(2), 51.

2. Bergmo, P. E. S., Grimstad, A. (2022, April). Water Shutoff technologies for reduced energy consumption. SPE-209555-MS. In: *SPE Norway Subsurface Conference. Society of Petroleum Engineers*.

3. Манырин, В. Н., Швецов, И. А. (2002). Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи при заводнении. *Самара: Дом печати*.

4. Al-Azmi, A. A., Al-Yaqout, T. A., Al-Jutaili, D. Y., et al. (2021, June). Application of specially designed polymers in high water cut wells- a holistic well-intervention technology applied in Umm Gudair field, Kuwait. SPE-200957-MS. In: *SPE Trinidad and Tobago Section Energy Resources Conference. Society of Petroleum Engineers*.

5. Yang, Y., Li, X., Sun, C., et al. (2021, November). Innovated water shutoff technology in offshore carbonate reservoir. SPE-204593-MS. In: *SPE Middle East Oil & Gas Show and Conference. Society of Petroleum Engineers*.

6. Wang, J., Wang, T., Xu, H., et al. (2022). Graded regulation technology for enhanced oil recovery and water shutoff in pore-cavity-fracture carbonate reservoirs. *Arabian Journal of Chemistry*, 15(7), 1-13.

7. Al-Ebrahim, A. E., Al-Houti, N., Al-Othman, M., et al. (2017, November). A new cost effective and reliable water shutoff system: Case study in Kuwait. In: *Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference. Society of Petroleum Engineers*.

8. Cottin, C., Al-Amrie, O., Barrois, E. (2017, November). Chemical water shutoff pilot in a mature offshore carbonate field. SPE-188871-MS. In: *Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference. Society of Petroleum Engineers*.

9. Zhang, G., Qian, J., Shen, Z., et al. (2017, April). The application of water shut-off technique in Jidong oilfield. SPE-188098-MS. In: *SPE Kingdom of Saudi Arabia Annual Technical Symposium and Exhibition. Society of Petroleum Engineers.*

10. Рзаева, С. Д. (2020). Селективная изоляция водопритоков в скважину на основе использования отходов производства. *SOCAR Proceedings*, 3, 118-125.

11. Велиев, Э. Ф. (2020). Обзор современных методов увеличения нефтеотдачи пласта с применением потокоотклоняющих технологий. *SOCAR Proceedings*, 2, 50-66.

12. Сулейманов, Б. А., Рзаева, С. Д., Акберова, А. Ф., Ахмедова, У. Т. (2021). Стратегия глубинного выравнивания фронта вытеснения при заводнении нефтяных пластов. *SOCAR Proceedings*, 4, 33-42.

13. Wu, P., Hou, J., Qu, M., et al. (2022). A novel polymer gel with high-temperature and high-salinity resistance for conformance control in carbonate reservoirs. *Petroleum Science*, In press. https://doi.org/10.1016/j.petsci.2022.05.003

14. Sharma, P., Kudapa, V. K. (2022). Study on the effect of cross-linked gel polymer on water shutoff in oil wellbores. *Materials Today: Proceedings*, 48(5), 1103-1106.

15. Петров, Н. А., Кореняко, А. В., Янгиров, Ф. Н., Есипенко, А. И. (2005). Ограничение притока воды в скважинах. *Санкт-Петербург: Недра*.

16. Доброскок, Б. Е., Кубарева, Н. Н., Мусабиров, Р. Х. и др. (2000). Способ ограничения водопритоков в скважину. *Патент РФ 2160832*.

17. Старковский, А. В., Рогова, Т. С., Горбунов, А. Т. (1991). Способ изоляции водопритока и зоны поглощения. *Патент РФ 1774689*.

18. Шахвердиев, А. Х., Панахов, Г. М., Сулейманов, Б. А. и др. (1998). Способ ограничения водопритока в скважину. *Патент РФ 2121570*.

19. Сулейманов, Б. А., Абдуллаев, В. Д., Тапдыгов, Ш. З. и др. (2022). Способ изоляции водопритока в скважину. Заявка на получение Евразийского патента на изобретение № 202292862 от 07.09.22 г.

References

1. Taha, A., Amani, M. (2019). Overview of water shutoff operations in oil and gas wells; Chemical and mechanical solutions. *ChemEngineering*, 3(2), 51.

2. Bergmo, P. E. S., Grimstad, A. (2022, April). Water Shutoff technologies for reduced energy consumption. SPE-209555-MS. In: *SPE Norway Subsurface Conference. Society of Petroleum Engineers*.

3. Manyrin, V. N., Shvetsov, I. A. (2002). Physico-chemical methods of enhanced oil recovery by water flooding. *Samara: House Press*.

4. Al-Azmi, A. A., Al-Yaqout, T. A., Al-Jutaili, D. Y., et al. (2021, June). Application of specially designed polymers in high water cut wells- a holistic well-intervention technology applied in Umm Gudair field, Kuwait. SPE-200957-MS. In: *SPE Trinidad and Tobago Section Energy Resources Conference. Society of Petroleum Engineers*.

5. Yang, Y., Li, X., Sun, C., et al. (2021, November). Innovated water shutoff technology in offshore carbonate reservoir. SPE-204593-MS. In: *SPE Middle East Oil & Gas Show and Conference. Society of Petroleum Engineers*.

6. Wang, J., Wang, T., Xu, H., et al. (2022). Graded regulation technology for enhanced oil recovery and water shutoff in pore-cavity-fracture carbonate reservoirs. *Arabian Journal of Chemistry*, 15(7), 1-13.

7. Al-Ebrahim, A. E., Al-Houti, N., Al-Othman, M., et al. (2017, November). A new cost effective and reliable water shutoff system: Case study in Kuwait. In: *Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference. Society of Petroleum Engineers*.

8. Cottin, C., Al-Amrie, O., Barrois, E. (2017, November). Chemical water shutoff pilot in a mature offshore carbonate field. SPE-188871-MS. In: *Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference. Society of Petroleum Engineers.*

9. Zhang, G., Qian, J., Shen, Z., et al. (2017, April). The application of water shut-off technique in Jidong oilfield. SPE-188098-MS. In: *SPE Kingdom of Saudi Arabia Annual Technical Symposium and Exhibition. Society of Petroleum Engineers.*

10. Rzayeva, S. J. (2020). Selective insulation of water flows in a well based on the use of production waste. *SOCAR Proceedings*, 3, 118-125.

11. Veliyev, E. F. (2020). Review of modern in-situ fluid diversion technologies. SOCAR Proceedings, 2, 50-66.

12. Suleimanov, B. A., Rzayeva, S. J., Akberova, A. F., Akhmedova, U. T. (2021). Deep diversion strategy of the displacement front during oil reservoirs watering. *SOCAR Proceedings*, 4, 33-42.

13. Wu, P., Hou, J., Qu, M., et al. (2022). A novel polymer gel with high-temperature and high-salinity resistance for conformance control in carbonate reservoirs. *Petroleum Science*, In press. https://doi.org/10.1016/j.petsci.2022.05.003

14. Sharma, P., Kudapa, V. K. (2022). Study on the effect of cross-linked gel polymer on water shutoff in oil wellbores. *Materials Today: Proceedings*, 48(5), 1103-1106.

15. Petrov, N. A., Korenyako, A. V., Yangirov, F. N., Yesipenko, A. I. (2005). Ogranicheniye pritoka vody v skvazhinakh. *Sankt-Peterburg: Nedra*.

16. Dobroskok, B. E., Kubareva, N. N., Musabirov, R.Kh., et al. (2000). Method of restriction of water influx to well. *RU Patent 2160832*.

17. Starkovskij, A. V., Rogova, T. S., Gorbunov, A. T. (1991). Process of isolation of water inflow and absorption zone. *RU Patent 1774689*.

18. Shakhverdiev, A. Kh., Panakhov, G. M., Suleimanov, B. A., et al. (1998). Method of restricting water inflow to well. *RU Patent 2121570*.

19. Suleimanov, B. A., Abdullayev, V. D., Tapdigov, Sh. Z., et al. (2022). Method of water shut-off to well. Application for a Eurasian patent for an invention № 202292862, 07.09.22.

Изоляция водопритока в скважину термоактивной гелеобразующей композицией

Б. А. Сулейманов[1], А. Г. Гурбанов[2], Ш. З. Тапдыгов[1]
[1]НИПИ «Нефтегаз» SOCAR, Баку, Азербайджан
[2]Umid Babek Operation Company (UBOC), Баку, Азербайджан

вещества. Способ позволяет управлять процессом изоляции регулированием времени гелеобразования посредством температуры и доставкой смеси на заданную глубину пласта. Для обеспечения смешения компонентов состава в полном объеме и предотвращения образования осадка перед закачкой в раствор инициатора гелеобразования вводят раствор гелеобразующего вещества. Смешение компонентов смеси возможно осуществлять непосредственно в стволе скважины путем последовательной закачки растворов инициатора гелеобразования и гелеобразующего вещества. Результаты экспериментов по вытеснению нефти показали, что разработанная технология изоляции водопритока на основе применения термоактивной гелеобразующей смеси значительно превосходит известные составы по технологической эффективности. После применения предложенной технологии зоны с повышенной нефтенасыщенностью оказываются вовлеченными в разработку, также наблюдается сокращение объемов попутно добываемой воды, повышается рентабельность добычи.

Ключевые слова: изоляция водопритока; гелеобразующее вещество; инициатор гелеобразования; термоактивность; коэффициента вытеснения; технологическая эффективность.

Quyuya su axınının termoaktiv geləmələgətirici tərkib vasitəsilə izolyasiyası

B. Ə. Süleymanov[1], A. Q. Qurbanov[2], Ş. Z. Tapdıqov[1]
[1]«Neftqazelmitədqiqatlayihə» İnstitutu, SOCAR, Bakı, Azərbaycan
[2]Ümid Babək Əməliyyat Şirkəti (UBOC), Bakı, Azərbaycan

Xülasə

Geləmələgətirən maddə və geləmələgəlmə inisiatoru olan məhlulların termoaktiv qarışığının quyuya vurulması ilə su axınlarının izolyasiyası üsulu işlənmişdir. Üsul geləmələgəlmə vaxtının temperatur vasitəsi ilə tənzimlənməsi və qarışığın verilmiş lay dərinliyinə çatdırılması ilə izolyasiya prosesini idarə etməyə imkan verir. Tərkibin komponentlərinin tam həcmdə qarışmasının təmin edilməsi və vurulmazdan əvvəl çöküntü əmələ gəlməsinin qarşısının alınması üçün geləmələgəlmənin inisiator məhluluna geləmələgətirən maddə əlavə edilir. Geləmələgəlmənin inisiator məhlulunun və geləmələgətirici maddənin ardıcıl vurulması yolu ilə qarışığın komponentlərini birbaşa quyu lüləsində də qarışdırmaq mümkündür. Neftin sıxışdırılması üzrə aparılan eksperimentlərin nəticələri göstərmişdir ki, termoaktiv geləmələgətirici qarışığın tətbiqi əsasında hazırlanmış su axınının izolyasiya texnologiyası texnoloji səmərəlilik baxımından əvvəlki məlum tərkibləri xeyli üstələyir. Təklif olunan texnologiyanın tətbiqindən sonra neftlə doymuş zonalar işlənməyə cəlb olunur, həmçinin səmt sularının həcmində azalma müşahidə olunur və hasilatın rentabelliyi artır.

Açar sözlər: su axınının izolasiyası; geləmələgətirən maddə; geləmələgəlmənin inisiator məhlulu; termoaktivlik; sıxışdırma əmsalı; texnoloji səmərəlilik.