

УДК 608.2

Технология создания подвижного вязкоупругого водоизоляционного экрана в скважине, вскрывшей водонефтяную залежь

**Д. С. Леонтьев*, И. И. Клещенко, Г. А. Шлеин, А. Ф. Семененко,
Е. Е. Левитина, Л. В. Должикова**

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

**e-mail: leontevds@tyuiu.ru*

Аннотация. В работе представлена технология создания подвижного вязкоупругого водоизоляционного экрана в скважине, вскрывшей водонефтяную залежь, основанная на закачивании на границе водонефтяного контакта вязкоупругого геля в три этапа при следующем соотношении компонентов, масс. %: 1 %-й (вес.) раствор унифлока + 5 %-й (вес.) CuSO_4 . Затем производится закачивание второй порции состава при следующем соотношении компонентов, масс. %: 1 %-й (вес.) раствор унифлока + 10 %-й (вес.) CuSO_4 + ЭТС-32 (объемное отношение ЭТС-32: CuSO_4 = 0,33:0,17). На заключительной стадии производится закачивание третьей порции состава при следующем соотношении компонентов, масс. %: 2 %-й (вес.) раствор унифлока + 10 %-й (вес.) CuSO_4 + ЭТС-32 (объемное отношение ЭТС-32: CuSO_4 = 0,33:0,17).

Ключевые слова: обводненность; конус воды; вязкоупругий водоизоляционный экран

Technology of creating a mobile viscoelastic waterproof screen in the well that uncovers an oil-water reservoir

**Dmitry S. Leontiev*, Ivan I. Kleshchenko, Gennady A. Schlein,
Anastasia F. Semenenko, Ekaterina E. Levitina, Lyudmila V. Dolzhikova**

Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

**e-mail: leontevds@tyuiu.ru*

Abstract. The article describes the technology for creating a mobile viscoelastic waterproof screen in the well that uncovers an oil-water reservoir. There are three stages with the following ratio of components, mass. %, based on the completion at the boundary of the oil-water contact. The first portion of the composition is 1 % (wt.) uniflock solution + 5 % (wt.) CuSO_4 . Then the second portion of the composition is pumped in the following ratio of components, mass. %: 1 % (wt.) uniflock solution + 10 % (wt.) CuSO_4 + ETS-32 (volume ratio ETS-32: CuSO_4 = 0,33:0,17). At the final stage is the injection of the third portion of the composition in the following ratio of components, mass. %: 2 % (wt.) uniflock solution + 10 % (wt.) CuSO_4 + ETS-32 (volume ratio ETS-32: CuSO_4 = 0,33:0,17).

Key words: watercut; water cone; viscoelastic waterproof screen

Введение

На заключительной стадии разработки нефтяных и газовых месторождений по мере снижения пластового давления в нефтегазонасыщенную часть залежей пластово-сводового (или же массивного) типа постепенно начинают подтягиваться контурные (подошвенные) воды. Первоначально к забоям добывающих скважин нижезалегающая пластовая вода начинает подтягиваться в виде конуса (иначе такое явление называется конусообразованием), а уже по мере подъема водонефтяного контакта (ВНК) через имеющийся интервал перфорации начнется постепенное скапливание жидкости на забое. В конечном результате скважина начинает обводняться, и добыча из нее прекращается.

Важным параметром при установлении режима работы скважин и дальнейшем прогнозировании технологических показателей разработки залежи является анизотропия пласта, обоснование которой необходимо для каждой конкретной залежи.

Объект и методы исследования

С целью предупреждения конусообразования в процессе эксплуатации скважин более правильным следует считать создание между нефте- и водонасыщенными частями пласта (то есть на границе ВНК) подвижного вязкоупругого экрана, который будет способствовать равномерному вытеснению углеводородов пластовой водой. Достичь такого эффекта можно путем закачивания через имеющиеся перфорационные отверстия в эксплуатационной колонне в верхнюю часть водонасыщенной зоны пласта (на контакте с нефтью) раствора для создания подвижного вязкоупругого экрана.

Необходимо учесть то, что при закачивании вязкоупругого геля и создании подвижного вязкоупругого экрана в скважине, вскрывшей водонефтяную залежь, экран при этом должен состоять из жидкости с вязкостью водной фазы не меньше вязкости вытесняемой нефти и плотностью меньше плотности пластовой воды, но больше плотности вытесняемой нефти [1–11].

Практическая часть

Предлагаемая нами технология создания подвижного вязкоупругого экрана в скважине, вскрывшей водонефтяную залежь, до ее запуска в эксплуатацию включает спуск перфоратора на кабеле или насосно-компрессорных трубах (НКТ) до уровня ВНК (рис. 1 А), перфорацию эксплуатационной колонны на 1,5–2 м ниже и выше уровня ВНК, подъем перфоратора, спуск колонны НКТ с пакером до перфорационных отверстий (рис. 1 Б).

Закачивание и продавливание в пласт изоляционных композиций на основе унифлока, CuSO_4 и ЭТС-32 происходят в следующей последовательности и при следующем соотношении компонентов, масс. %:

- 1) сначала 2 %-й (вес.) раствор унифлока + 10 %-й (вес.) CuSO_4 ;
- 2) затем закачивание порции состава при следующем соотношении компонентов, масс. %: 1 %-й (вес.) раствор унифлока + 10 %-й (вес.) CuSO_4 + ЭТС-32 (объемное отношение ЭТС-32: CuSO_4 = 0,33:0,17);
- 3) после этого закачивание порции состава при следующем соотношении компонентов, масс. %: 2 %-й (вес.) раствор унифлока + 10 %-й (вес.) CuSO_4 + ЭТС-32 (объемное отношение ЭТС-32: CuSO_4 = 0,33:0,17).

Закачивание изоляционной композиции в три этапа позволит создать протяженный подвижный вязкоупругий экран в скважине на границе ВНК. После закачивания последней порции вязкоупругого состава проводится закачка микроцементного раствора на основе ОТДВ «Микродур» (к примеру, можно

рекомендовать состав по патенту [11]) с целью докрепления созданного водоизоляционного экрана с последующей установкой микроцементного стакана до кровли продуктивного пласта. После этого осуществляют подъем колонны НКТ, проводят ОЗЦ (ожидание затвердевания микроцемента). Разбуривают микроцементный стакан до кровли подвижного вязкоупругого экрана (рис. 1 В), спускают перфоратор на кабеле или на НКТ в нефтенасыщенный интервал пласта, проводят перфорацию (рис. 1 Г), скважину осваивают и выводят на режим.

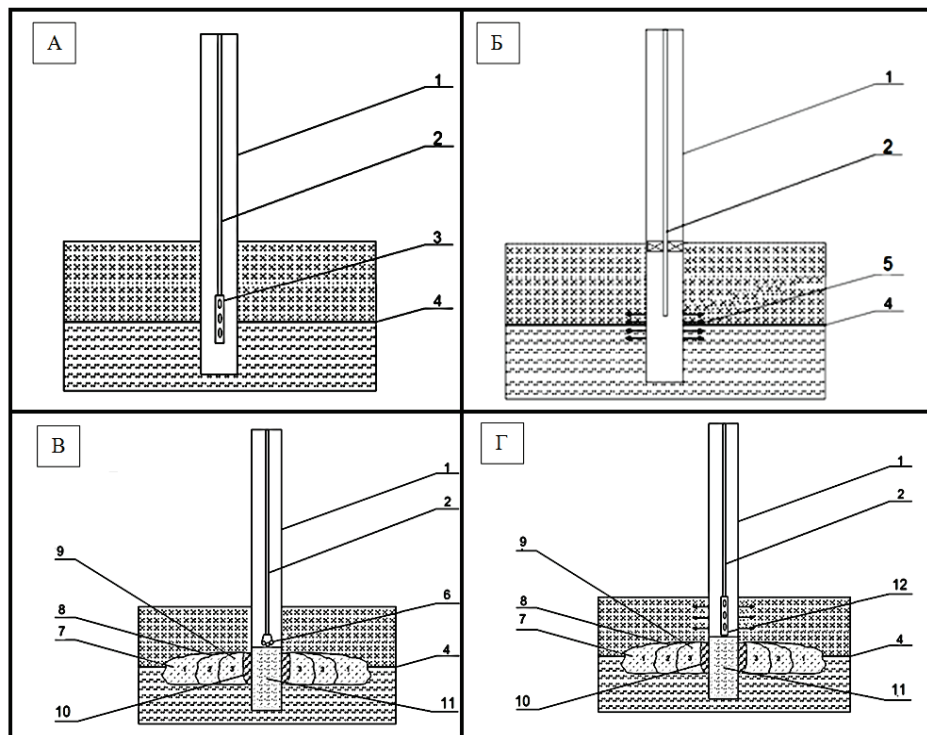


Рис. 1. Схема реализации технологии:

- А — спуск перфоратора до уровня ВНК; Б — спуск колонны НКТ с пакером;
В — создание подвижного экрана и разбуривание микроцементного стакана;
Г — перфорирование нефтенасыщенного интервала пласта
(1 — эксплуатационная колонна; 2 — НКТ с пакером; 3 — перфоратор (для проведения перфорации эксплуатационной колонны на 1,5 м выше и ниже уровня ВНК); 4 — ВНК; 5 — перфорационные отверстия; 6 — долото; 7 — первая порция ВИК; 8 — вторая порция ВИК; 9 — третья порция ВИК; 10 — микроцементный раствор; 11 — цементный стакан, разбуренный до кровли водоизоляционного экрана; 12 — перфоратор (для проведения перфорации в нефтенасыщенной части пласта))

Исследования изоляционных композиций на основе унифлока, CuSO_4 и ЭТС-32 проводились на флюидодинамической установке с имитацией термобарических условий продуктивного пласта (интервала создания водоизоляционного экрана). В частности, в таблице приведены результаты обработки искусственных кернов при температуре продуктивного пласта $+60^\circ\text{C}$ и пластовом давлении (давлении гидрообжима) 20 МПа.

Результаты обработки водонасыщенных образцов

Номер образцов керна	Проницаемость, $\text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$				Закупоривающая способность $\frac{K_{\text{пр}}^3 - K_{\text{пр}}^4}{K_{\text{пр}}^3} \cdot 100 \%$
	Абсолютная		По пластовой воде		
	До обработки (Кпр ¹)	После обработки (Кпр ²)	До обработки (Кпр ³)	После обработки (Кпр ⁴)	
1	256,1	1,07	102,7	0,376	99,6
2	423,8	3,70	207,7	1,290	99,4
3	378,8	2,30	193,4	1,410	99,2
4	416,7	3,14	205,8	1,130	99,4

Исследование вязкоупругого состава, предлагаемого при реализации технологии, заключалось в определении возможности использования реагентов для получения гелеобразного материала, закупоривающего поровое пространство коллектора. Инициатором реакции полимеризации выступает 10 %-й водный раствор медного купороса CuSO_4 [12].

Присутствие в данном гелеобразном водоизоляционном составе сернокислой меди и ЭТС-32, содержащего кремний (Si), обеспечивает термостойкость состава, возможность полимеризации композиции при различных термобарических условиях продуктивного пласта, а также сохранение необходимой подвижности состава.

При этом потеря давления при прокачивании составов по трубам почти не наблюдается. Рост давления начинается при закачивании составов непосредственно в интервале создания изоляционного экрана и зависит от его приемистости.

Экспериментальная часть

На первоначальном этапе эксперимента был произведен подбор добавок. Для этого готовились 1 %-й и 2 %-й растворы унифлока и на их основе составлялись следующие рабочие составы:

- 1) 1 %-й (вес.) раствор унифлока + 5 %-й (вес.) CuSO_4 ;
- 2) 1 %-й (вес.) раствор унифлока + 10 %-й (вес.) CuSO_4 ;
- 3) 2 %-й (вес.) раствор унифлока + 10 %-й (вес.) CuSO_4 + ЭТС-32 (объемное отношение ЭТС-32: CuSO_4 = 0,33:0,17);
- 4) 2 %-й (вес.) раствор унифлока + 5 %-й (вес.) CuSO_4 ;
- 5) 2 %-й (вес.) раствор унифлока + 10 %-й (вес.) CuSO_4 ;
- 6) 2 %-й (вес.) раствор унифлока + 10 %-й (вес.) CuSO_4 + ЭТС-32 (объемное отношение ЭТС-32: CuSO_4 = 0,33:0,17).

В составах № 1, 2, 4 и 5 изменений не наблюдалось. В составе № 3 наблюдалось слабое гелеобразование. А вот в составе № 6 гелеобразование наблюдалось по всему объему, поэтому именно этот состав был подвергнут дальнейшим исследованиям.

Эксперимент проводился в следующей последовательности:

- 1) определение относительной проницаемости керна по пластовой воде при температуре $+60^\circ\text{C}$ ($K_{\text{пр}}^3$) и давлении гидрообжима 20 МПа;
- 2) закачка 10 %-го (вес.) CuSO_4 + ЭТС-32 (объемное отношение ЭТС-32: CuSO_4 = 0,33:0,17);
- 3) закачка 2 %-го (вес.) раствора унифлока;
- 4) выдержка на реакции 6–8 часов;
- 5) определение относительной проницаемости керна по пластовой воде ($K_{\text{пр}}^4$).

Результаты

Результаты эксперимента представлены на рисунке 2.

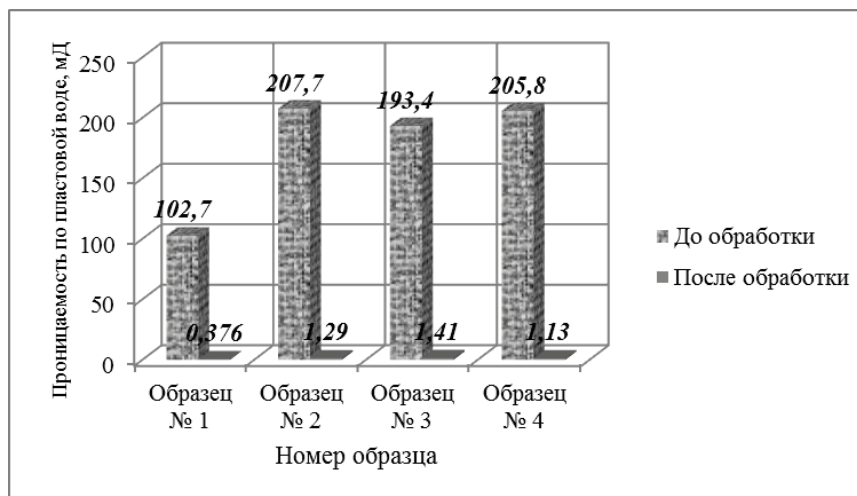


Рис. 2. Результаты обработки водонасыщенных образцов кернов

Выводы

- Для предупреждения конусообразования подошвенных вод в процессе эксплуатации добывающих скважин более правильным следует считать создание между нефте- и водонасыщенной частями пласта подвижного вязкоупругого экрана.
- Мы предлагаем технологию создания экрана в скважине, вскрывшей водонефтяную залежь, с применением водоизоляционных составов на основе унифлока, CuSO_4 и ЭТС-32 в конкретной последовательности и процентном соотношении компонентов, так как при реализации это позволит создать протяженный подвижный вязкоупругий экран в скважине на границе ВНК.
- Результаты, полученные при проведении лабораторных исследований, позволили установить оптимальные концентрации водоизоляционных композиций, а точнее рекомендуются 2 %-й раствор унифлока + 10 %-й CuSO_4 ; 1 %-й раствор унифлока + 10 %-й CuSO_4 + ЭТС-32 (объемное отношение ЭТС-32: CuSO_4 = 0,33:0,17) и 2 %-й раствор унифлока + 10 %-й CuSO_4 + ЭТС-32 (объемное отношение ЭТС-32: CuSO_4 = 0,33:0,17), закупоривающая способность которого по пластовой воде составляет более 99 %.
- Таким образом, при реализации технологии планируется увеличение продолжительности эффекта от водоизоляционных работ за счет создания подвижного вязкоупругого водоизоляционного экрана в скважине, вскрывшей водонефтяную залежь.

Библиографический список

1. Маскет М. Течение однородных жидкостей в пористой среде / Пер. с англ. – М.–Л.: Гостоптехиздат, 1949. – 628 с.
2. Алиев А. И., Стуганов Ю. А., Корсин О. Э. Подвижный вязкоупругий экран для вязконефтяных залежей // Нефтяное хозяйство. – 1996. – № 5. – С. 70–71.

3. Леонтьев Д. С., Клещенко И. И. Ограничение и ликвидация водоприток в нефтедобывающих скважинах. – Тюмень: Вектор Бук, 2019. – 159 с.
4. Клещенко И. И., Зозуля Г. П., Ягафаров А. К. Теория и практика ремонтно-изоляционных работ в нефтяных и газовых скважинах: учеб. пособие. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2010. – 344 с.
5. Кагарманов И. И., Дмитриев А. Ю. Ремонт нефтяных и газовых скважин: учеб. пособие – Томск: STT, 2007. – 324 с.
6. Ремонт нефтяных и газовых скважин: справочник в 2 частях / Ю. А. Нифонтов [и др.]; под ред. Ю. А. Нифонтова. – СПб.: АНО НПО «Профессионал», 2005. – Т. 1 – 914 с. – Т. 2 – 548 с.
7. Демахин С. А., Демахин А. Г. Химические методы ограничения водопритока в нефтяные скважины: справ. пособие. – М.: Недра, 2011. – 213 с.
8. Клещенко И. И., Григорьев А. В., Телков А. П. Изоляционные работы при заканчивании и эксплуатации нефтяных скважин: учеб. пособие / Под ред. А. П. Телкова – М.: Недра, 1998. – 267 с.
9. Стрижнев К.В. Ремонтно-изоляционные работы в скважинах: теория и практика. – СПб.: Недра, 2010. – 560 с.
10. К вопросу установки водоизоляционных экранов в нефтяных скважинах при подтягивании конуса подошвенных вод / И. И. Клещенко [и др.] // Бурение и нефть. – 2015. – № 5. – С. 30-31.
11. Пат. 2613067 РФ, МПК C09K 8/504 (2006.01), C09K 8/506 (2006.01), № 2015140215. Состав для ремонтно-изоляционных работ в скважинах / Леонтьев Д. С., Кустышев А. В., Клещенко И. И., Ягафаров А. К., Жапарова Д. В., Сипина Н. А., Бакин Д. А., Хачатурян Д. В., Пономарев А. А.; заявл. 21.09.15; опубл. 15.03.17, Бюл. № 8.
12. Пат. 2196877. РФ, E21B 33/138 (2000.01), № 2000127630/03. Состав для изоляции пластовых вод в нефтяных и газовых скважинах / Клещенко И. И., Ягафаров А. К., Паникаровский В. В., Ефимов А. Д., Демичев С.С.; заявл. 02.11.00; опубл. 20.01.03, Бюл. № 2.

References

1. Muskat, M. (1946). The flow of homogeneous fluids through porous media. New York, P.imprenta, 763 p. (In English).
2. Aliev, A. I., Stuganogov, Yu. A., & Korsin, O. E. (1996). Podvizhnyy vyazkouprugiy ekran dlya vyazkoneftnykh zalezhey. Oil Industry, (5), pp. 70-71. (In Russian).
3. Leontiev, D. S., & Kleshchenko, I. I. (2019). Ogranichenie i likvidaciya vodopritokov v nef-tedobyvayushchie skvazhiny. Tyumen, Vektor Buk Publ., 159 p. (In Russian).
4. Kleshchenko, I. I., Zozulya, G. P., & Yagafarov, A. K. (2010). Teoriya i praktika remontno-izolyatsionnykh rabot v neftyanykh i gazovykh skvazhinakh. Tyumen, TyumGNGU Publ., 344 p. (In Russian).
5. Kagarmanov, I. I. & Dmitriev A. Yu. (2007). Remont neftyanykh i gazovykh skvazhin. Tomsk, STT Publ., 324 p. (In Russian).
6. Nifontov, Yu. A., Kleshchenko, I. I., Telkov, A. P., Geykhman, M. G., Gerasimov, G. T., Dernov, D. A., & Shipulin A. V. (2005). Remont neftyanykh i gazovykh skvazhin: spravochnik v 2 chastyah. St. Petersburg, Professional ANO NPO Publ., Tom 1, 914 p., Tom 2, 548 p. (In Russian).
7. Demakhin, S. A., Demakhin, A. G. (2011). Khimicheskie metody ogranicheniya vodopritoka v neftyanye skvazhiny. Moscow, Nedra Publ., 213 p. (In Russian).
8. Kleshchenko, I. I., Grigor'ev, A. V., & Telkov, A. P. (1998). Izolyatsionnye raboty pri zakanchivanii i ekspluatatsii neftyanykh skvazhin. Moscow, Nedra Publ., 267 p. (In Russian).
9. Strizhnev, K. V. (2010). Remontno-izolyatsionnye raboty v skvazhinakh: teoriya i praktika. St. Petersburg, Nedra Publ., 560 p. (In Russian).
10. Kleshchenko, I., Leontiev, D., Yagafarov, A., Dolgushin, V., Popova, Zh., & Ankudinov, A. (2015). To the question of instalation waterproofing screens in oil wells when tightening cone bottom waters. Burenie i nef't, (5), pp. 30-31. (In Russian).
11. Leontiev, D. S., Kustyshev, A. V., Kleshchenko, I. I., Yagafarov, A. K., Zhaparova, D. V., Sipina, N. A.,... Ponomarev, A. A. Sostav dlya remontno-izolyatsionnykh rabot v skvazhinakh. Pat. 2613067 RF, MPK C09K 8/504 (2006.01), C09K 8/506 (2006.01), No 2015140215. Applied: 21.09.15. Published: 15.03.17. Bulletin No 8. (In Russian).

12. Kleshchenko, I. I., Yagafarov, A. K., Panikarovskii, V. V., Efimov, A. D., Demichev, S. S. Sostav dlya izolyatsii plastovykh vod v neftyanykh i gazovykh skvazhinakh. Pat. 2196877. RF, E21B 33/138 (2000.01), No 2000127630/03. Applied: 02.11.00. Published: 20.01.03. Bulletin No 2. (In Russian).

Сведения об авторах

Леонтьев Дмитрий Сергеевич, ассистент кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: leontevds@tyuiu.ru

Клещенко Иван Иванович, д. г.-м. н., академик РАН, профессор кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Шлеин Геннадий Андреевич, к. т. н., доцент кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Семененко Анастасия Федоровна, ассистент кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Левитина Екатерина Евгеньевна, к. т. н., доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Должикова Людмила Васильевна, ассистент кафедры иностранных языков, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Information about the authors

Dmitry S. Leontiev, Assistant at the Department of Drilling Oil and Gas Wells, Industrial University of Tyumen, e-mail: leontevds@tyuiu.ru

Ivan I. Kleshchenko, Doctor of Geology and Mineralogy, Academician of the Russian Academy of Natural Sciences, Professor at the Department of Drilling Oil and Gas Wells, Industrial University of Tyumen

Gennady A. Shlein, Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Drilling Oil and Gas Wells, Industrial University of Tyumen

Anastasia F. Semenenko, Assistant at the Department of Drilling Oil and Gas Wells, Industrial University of Tyumen

Ekaterina E. Levitina, Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Development and Exploitation of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen

Lyudmila V. Dolzhikova, Assistant at the Department of Foreign Languages, Industrial University of Tyumen