

УДК 622.276

DOI: 10.31660/0445-0108-2023-5-77-91

Исследование перфорационных жидкостей для вторичного вскрытия продуктивных пластов на Бованенковском месторождении

**Е. В. Паникаровский^{1*}, М. В. Распопова¹, М. В. Рязанов²,
А. А. Билецкий²**

¹Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

²ГУП РК «Черноморнефтегаз», Симферополь, Россия

*panikarovskijev@tyuiu.ru

Аннотация. При выходе из бурения газовых скважин на месторождениях Западной Сибири для их освоения применяются различные техники и технологии, в том числе и при проведении вторичного вскрытия продуктивных пластов. При проведении вторичного вскрытия не должны ухудшаться фильтрационно-емкостные свойства призабойной зоны пласта. Для этого должны применяться жидкости для проведения перфорационных работ. При этом для проведения перфорационных работ на равновесии и депрессии рекомендованы перфорационные жидкости на солевой основе, обработанные КМЦ-700 и сульфатцеллолом, на углеводородной основе (дизельное топливо и газовый конденсат) и на основе кислотных композиций с высоким значением коэффициента восстановления проницаемости. После проведения лабораторных экспериментов были отобраны перфорационные жидкости, которые обладают коэффициентом восстановления проницаемости более 96 %, и перфорационные жидкости на основе кислотных составов, которые обладают значением коэффициента восстановления проницаемости более 180 %.

Ключевые слова: сеноман, Бованенковское нефтегазоконденсатное месторождение, перфорация, кислота, растворы, жидкость

Благодарности: Статья подготовлена в рамках реализации государственного задания в сфере науки на выполнение научных проектов, выполняемых коллективами научных лабораторий образовательных организаций высшего образования, подведомственных Минобрнауки России, по проекту: «Технологии добычи низконапорного газа сеноманского продуктивного комплекса» (№ FEWN-2020-0013, 2020–2023 гг.).

Для цитирования: Исследование перфорационных жидкостей для вторичного вскрытия продуктивных пластов на Бованенковском месторождении / Е. В. Паникаровский, М. В. Распопова, М. В. Рязанов, А. А. Билецкий. – DOI 10.31660/0445-0108-2023-5-77-91 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2023. – № 5. – С. 77–91.

A study of perforation fluids for secondary opening of productive formations at the Bovanenkovo oil and gas condensate field

**Evgeny V. Panikarovskii^{1*}, Marina V. Raspopova¹,
Maxim V. Ryazapov², Anton A. Biletsky²**

¹Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

²State Unitary Enterprise of the Republic of Crimea "Chernomorneftegaz", Simferopol, Russia

*panikarovskijev@tyuiu.ru

Abstract. When leaving the drilling of gas wells at the fields of Western Siberia, various methods and technologies are employed for their development, such as the secondary opening of productive formations. While undertaking the secondary opening, it is essential to maintain the reservoir properties of the bottomhole formation zone. Liquids for perforation work must be employed for this purpose. Simultaneously, it is recommended to use salt-based perforating liquids treated with CMC-700 and sulfacell, on a hydrocarbon basis (diesel fuel and gas condensate) and on acidic compositions with a high permeability recovery coefficient for carrying out perforation work at equilibrium and depression. After conducting laboratory experiments, we have selected perforating liquids with a permeability recovery coefficient of over 96 % and perforating liquids based on acid compositions with a permeability recovery coefficient of over 180 %.

Keywords: Cenomanian, Bovanenkovo oil and gas condensate field, perforation, acid, solutions, liquid

Acknowledgments: The article has been prepared under the state assignment for scientific research carried out by scientific laboratories belonging to higher education organizations, which are subordinated to the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation; the scientific project: "Technologies of Low-Pressure Gas Production of the Cenomanian Productive Complex" (No. FEWN-2020-0013, 2020-2023).

For citation: Panikarovskii, E. V., Raspopova, M. V. Ryazapov, M. V., & Biletsky, A. A. (2023). A study of perforation fluids for secondary opening of productive formations at the Bovanenkovo oil and gas condensate field. *Oil and Gas Studies*, (5), pp. 77-91. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2023-5-77-91

Введение

Перфорационная жидкость — это рабочая жидкость, используемая для проведения перфорационных работ в процессе заканчивания скважин, которая защищает продуктивный пласт и отвечает требованиям проводимой перфорации. Состав и выбор перфорационной жидкости должны определяться на основе физических свойств пласта и пластовых флюидов с технологией перфорации и результатами лабораторных экспериментов по определению коэффициента восстановления проницаемости.

Требования к перфорационной жидкости включают в себя совместимость перфорационной жидкости с горной породой и флюидом, предотвращение коагуляции продуктивного пласта во время и после проведения перфорации, а также соответствие требованиям технологии перфорации. Следовательно, выбор состава перфорационной жидкости должен соответствовать пластовым условиям и технологии перфорации, а также должна быть выбрана оптимальная система перфорационной жидкости, которая может не только защитить пласт, но и качественно провести перфорацию.

Проведенные лабораторные исследования показали, что восстановление проницаемости образцов керна составляет от 0,54 до 0,61 после прокачивания растворов CaCl_2 , NaCl и KCl ; полимерные растворы из-за адсорбирования их на поверхности фильтрационных каналов —

от 0,39 до 0,46; а инвертно-эмульсионные растворы — от 0,31 до 0,35 из-за многофазности системы [1–4].

Объект и методы исследования

Для проведения экспериментальных работ по определению коэффициента восстановления проницаемости была отобрана коллекция кернов с различной проницаемостью, которая находилась в следующих пределах: от 1 до $100 \cdot 10^{-3}$ мкм². Далее, отобранный образец насыщали неполярной углеводородной жидкостью (керосином), проводили его установку в кернадержатель лабораторной установки, моделировали пластовые условия (температуру, давление), донасыщали образец неполярной углеводородной жидкостью и проводили определение его первоначальной проницаемости.

После прокачивания через образец трех объемов порового пространства при установившемся расходе неполярной углеводородной жидкости величина коэффициента проницаемости становится стабильной, опыт считается законченным.

Определение коэффициента проницаемости рассчитывается по формуле

$$K = \frac{1,0331 \cdot \mu \cdot Q \cdot l}{S \cdot \Delta P \cdot t}, \quad (1)$$

где μ — вязкость жидкости, мПа · с; Q — объем прокачиваемой жидкости, м³; l — длина образца, м; S — площадь поперечного сечения образца, м²; ΔP — перепад давления, МПа; t — время опыта, с.

Имитирование фильтрации жидкости для проведения перфорационных работ через образец керна происходило следующим образом. В насыщенный неполярной углеводородной жидкостью керна проводили закачку жидкости для проведения перфорационных работ диаметрально противоположного торца керна с постоянной скоростью. С другого торца образца керна была установлена градуированная бюретка для определения объемов прокаченных жидкостей. Далее, в соответствии с планом экспериментальных работ керна может быть оставлен на установленный период времени для протекания реакции между горной породой и закаченной в поры жидкости для проведения перфорационных работ при определенном давлении и температуре.

Вытеснение жидкости для проведения перфорационных работ из образца проводится при давлении, которое равно депрессии при освоении, методом обратной фильтрации, при этом объем прокаченной неполярной углеводородной жидкости должен составлять от 10 до 15 объемов пор образца керна.

После проведения промывки пор образца керна проводили определение проницаемости по неполярной углеводородной жидкости, далее проводили определение коэффициента восстановления проницаемости β , доли ед.

$$\beta = \frac{K_{\text{пр2}}}{K_{\text{пр1}}}, \quad (2)$$

где $K_{пр1}$ — первоначальная проницаемость образца керна, мкм^2 ; $K_{пр2}$ — проницаемость образца керна после закачивания жидкости для проведения перфорационных работ, мкм^2 .

Результаты

Жидкости для проведения перфорационных работ для вторичного вскрытия пластов на депрессии должны иметь плотность до $1\,080\text{ кг/м}^3$, условную вязкость от 80 до 92 с^1 , быть стабильными во времени при забойных температурах до $120\text{ }^\circ\text{C}$.

Для определения ухудшения или увеличения проницаемости образцов керна закачивание жидкости для проведения перфорационных работ проводили в слабосцементированные керны при определенных пластовых условиях давления и температуре. Для определения проницаемости образцов керна до закачивания жидкости для проведения перфорационных работ и после использовали лабораторную экспериментальную установку AUTOFLOOD-700, ее принципиальная схема показана на рисунке 1².

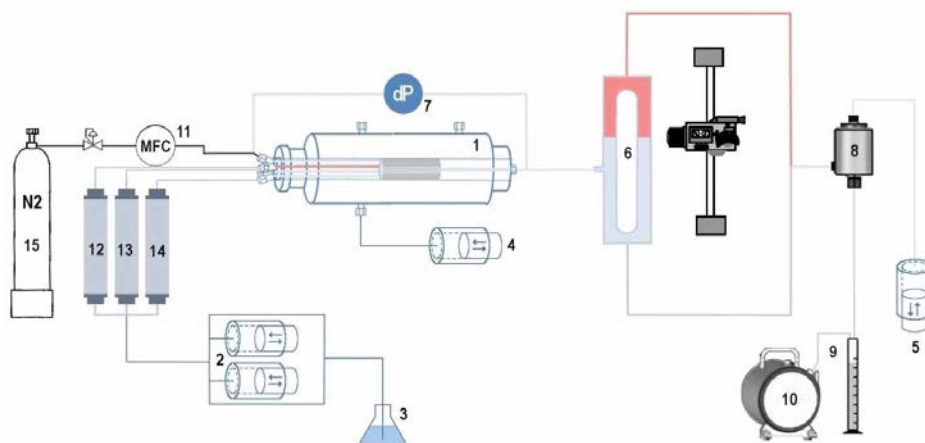


Рис. 1. Принципиальная блок-схема установки AUTOFLOOD-700:

1 — кернодержатель; 2 — двухцилиндровая инжекционная насосная система; 3 — танк с гидравлической жидкостью; 4 — поршневой насос давления обжима; 5 — поршневой насос порового давления (противодавления); 6 — видеосепаратор; 7 — коллектор измерения перепада давления; 8 — регулятор противодавления; 9 — бюретка; 10 — счетчик газа; 11 — массовый расходомер газа; 12, 13, 14 — поршневые жидкостные контейнеры; 15 — газовый баллон с азотом

¹ СТО Газпром 2-3.2-004-2005. Буровые растворы. Методика выполнения измерений условной вязкости на вискозиметре ВП-5. — М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2005. — 14 с.

² AUTOFLOOD-700 Автоматическая установка для измерения относительной фазовой проницаемости образцов горных пород [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <http://www.epac-service.ru>.

Установка AUTOFLOOD-700 позволяет проводить эксперименты при пластовых условиях — гидростатическом, литостатическом давлении и температуре пласта. Образец в ходе эксперимента устанавливается в гидростатический кернодержатель, обеспечивающий всесторонний равномерный обжим. Уровень давления обжима и порового давления в системе поддерживается автоматически с помощью отдельных насосных систем, а также регулятора противодавления. Исследуемые жидкости закачивают в кернодержатель при постоянном расходе или давлении из контейнеров с плавающим поршнем [5–8].

Для проведения лабораторных работ были приготовлены 17 проб жидкостей для вторичного вскрытия продуктивных пластов ПК₉, ТП₁₋₆, ТП₇₋₁₁, ХМ₁₋₂ Бованенковского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ) и коллекция кернов с различной проницаемостью, которая находилась в следующих пределах: от 2,0 до $140 \cdot 10^{-3}$ мкм² [9–14].

Лабораторные работы с приготовленными составами проводились в следующей последовательности.

Перфорационная жидкость № 1 состоит из реагентов (масс. %):

KCl	7,0;
сульфацелл	0,9;
вода	остальное.

Для исследования влияния первого состава были отобраны керны, у которых проницаемость составляла от 7 до $19 \cdot 10^{-3}$ мкм², остаточная водонасыщенность была от 31,6 до 43,0 %, а пористость определена от 15,1 до 17,2 %.

Первоначальная проницаемость керна по неполярной углеводородной жидкости составила от 4,9 до $15,9 \cdot 10^{-3}$ мкм². После проведения прокачивания жидкости для перфорационных работ и при последующей промывке керна с давлением при освоении скважин в 9,0 МПа проницаемость после ее определения составила от 4,3 до $13,5 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Перфорационная жидкость № 2 состоит из реагентов (масс. %):

KCl	7,0;
КМЦ-700	1,7;
вода	остальное.

Для исследования влияния второго состава были отобраны керны, у которых проницаемость составляла от 25,1 до $150,2 \cdot 10^{-3}$ мкм², остаточная водонасыщенность была от 32,5 до 39,9 %, а пористость определена от 12,9 до 17,0 %.

Первоначальная проницаемость керна по неполярной углеводородной жидкости составила от 3,9 до $42 \cdot 10^{-3}$ мкм². После проведения прокачивания жидкости для перфорационных работ и при последующей про-

мывке керна с давлением при освоении скважин в 9,0 МПа проницаемость после ее определения составила от 3,69 до $33,2 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Перфорационная жидкость № 3 состоит из реагентов (масс. %):

NaCl	7,0;
сульфацелл	0,8;
вода	остальное.

Для исследования влияния третьего состава были отобраны керны, у которых проницаемость составляла от 19,9 до $34,9 \cdot 10^{-3}$ мкм², остаточная водонасыщенность была от 33,5 до 40,5 %, а пористость определена от 12,9 до 16,0 %.

Первоначальная проницаемость керна по неполярной углеводородной жидкости составила от 4,9 до $7,9 \cdot 10^{-3}$ мкм². После проведения прокачивания жидкости для перфорационных работ и при последующей промывке керна с давлением при освоении скважин в 9,0 МПа проницаемость после ее определения составила от 3,9 до $7,3 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Перфорационная жидкость № 4 состоит из реагентов (масс. %):

NaCl	7,0;
КМЦ-700	1,8;
вода	остальное.

Для исследования влияния четвертого состава были отобраны керны, у которых проницаемость составляла от 29,9 до $49,9 \cdot 10^{-3}$ мкм², остаточная водонасыщенность была от 37,0 до 40,6 %, а пористость определена от 13,9 до 15,9 %.

Первоначальная проницаемость керна по неполярной углеводородной жидкости составила от 5,19 до $7,99 \cdot 10^{-3}$ мкм². После проведения прокачивания жидкости для перфорационных работ и при последующей промывке керна с давлением при освоении скважин в 9,0 МПа проницаемость после ее определения составила от 5,0 до $8,5 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Перфорационная жидкость № 5 состоит из реагентов (масс. %):

KCl	6,0;
ПАЦ-В	0,8;
20 %-й раствор $Al_2(SO_4)_3$	2,0;
вода	остальное.

Для исследования влияния пятого состава были отобраны керны, у которых проницаемость составляла от 25,9 до $149,9 \cdot 10^{-3}$ мкм², остаточная водонасыщенность была от 27,0 до 32,6 %, а пористость определена от 17,9 до 19,9 %.

Первоначальная проницаемость керна по неполярной углеводородной жидкости составила от 29,8 до $40,1 \cdot 10^{-3}$ мкм². После проведения про-

качивания жидкости для перфорационных работ и при последующей промывке керна с давлением при освоении скважин в 3,0 МПа проницаемость после ее определения составила от 29,8 до $34,3 \cdot 10^{-3}$ мкм². В результате коэффициент восстановления проницаемости составил от 85 до 100 %.

Перфорационная жидкость № 6 состоит из реагентов (масс. %):

KCl	6,00;
сульфацелл-2	1,33;
Al ₂ (SO ₄) ₃ — 20 %-й раствор	2,00;
CaOCl ₂ — 10 %-й раствор	2,00;
вода	остальное.

Для исследования влияния шестого состава были отобраны керны, у которых проницаемость составляла от 66,9 до $91,0 \cdot 10^{-3}$ мкм², остаточная водонасыщенность была от 30,6 до 33,6 %, а пористость определена от 17,5 до 19,6 % [15–18].

Первоначальная проницаемость керна по неполярной углеводородной жидкости составила от 20,9 до $29,9 \cdot 10^{-3}$ мкм². После проведения прокачивания жидкости для перфорационных работ и при последующей промывке керна с давлением при освоении скважин от 0,5 до 3,0 МПа проницаемость после ее определения составила от 2,1 до $32,3 \cdot 10^{-3}$ мкм². В результате коэффициент восстановления проницаемости составил от 8,5 до 107,9 %.

Состав кислотной композиции № 7 (масс. %):

NaCl	11,60;
неонол	5,00;
соляная кислота (HCl)	8,30;
вода	остальное.

Для исследования влияния седьмой кислотной композиции были отобраны керны, у которых проницаемость составляла от 12,5 до $19,4 \cdot 10^{-3}$ мкм², остаточная водонасыщенность была от 38,0 до 43,06 %, а пористость определена от 14,5 до 16,6 %.

Первоначальная проницаемость керна по неполярной углеводородной жидкости составила от 5,4 до $12,9 \cdot 10^{-3}$ мкм². После проведения прокачивания жидкости для перфорационных работ и при последующей промывке керна с давлением при освоении скважин 9,0 МПа проницаемость после ее определения составила от 2,5 до $4,9 \cdot 10^{-3}$ мкм². В результате коэффициент восстановления проницаемости составил от 42 до 60 % [15–18].

Состав кислотной композиции № 8 (масс. %):

HCl	13,80;
неонол	1,40;
вода	остальное.

Для исследования влияния восьмой кислотной композиции был отобран керн, у которого проницаемость составила $14,8 \cdot 10^{-3}$ мкм², остаточная водонасыщенность была 38,6 %, а пористость определена 15,0 %.

Первоначальная проницаемость керна по неполярной углеводородной жидкости составила $6,1 \cdot 10^{-3}$ мкм². После проведения прокачивания жидкости для перфорационных работ и при последующей промывке керна с давлением при освоении скважин 9,0 МПа проницаемость после ее определения составила $5,9 \cdot 10^{-3}$ мкм². В результате коэффициент восстановления проницаемости составил 97 %.

Состав кислотной композиции № 9 (масс. %):

HCl	5,50;
глицерин	74,00;
уксусная кислота (CH ₃ COOH)	3,20;
вода	остальное.

Для исследования влияния девятой кислотной композиции был отобран керн, у которого проницаемость составила $15,2 \cdot 10^{-3}$ мкм², остаточная водонасыщенность была 3,8 %, а пористость определена 14,9 %.

Первоначальная проницаемость керна по неполярной углеводородной жидкости составила $8,1 \cdot 10^{-3}$ мкм². После проведения прокачивания жидкости для перфорационных работ и при последующей промывке керна с давлением при освоении скважин 9,0 МПа проницаемость после ее определения составила $3,0 \cdot 10^{-3}$ мкм². В результате коэффициент восстановления проницаемости имеет низкое значение — 37,0 % [15–18].

Состав кислотной композиции № 10 (масс. %):

HCl	16,80;
многоатомный спирт	30,00;
вода	остальное.

Для исследования влияния десятой кислотной композиции был отобран керн, у которого проницаемость составила $16,5 \cdot 10^{-3}$ мкм², остаточная водонасыщенность была 36,8 %, а пористость определена 14,9 %.

Первоначальная проницаемость керна по неполярной углеводородной жидкости составила $8,0 \cdot 10^{-3}$ мкм². После проведения прокачивания жидкости для перфорационных работ и при последующей промывке керна с давлением при освоении скважин 9,0 МПа проницаемость после ее определения составила $3,0 \cdot 10^{-3}$ мкм². В результате коэффициент восстановления проницаемости имеет низкое значение — 39,0 %.

Состав кислотной композиции № 11 (масс. %):

HCl	16,80;
многоатомный спирт	30,00;
гексан	0,50;
вода	остальное.

Для исследования влияния одиннадцатой кислотной композиции был отобран керн, у которого проницаемость составила $16,8 \cdot 10^{-3}$ мкм², остаточная водонасыщенность была 37,8 %, а пористость определена 14,9 %.

Первоначальная проницаемость керна по неполярной углеводородной жидкости составила $3,56 \cdot 10^{-3}$ мкм². После проведения прокачивания жидкости для перфорационных работ и при последующей промывке керна с давлением при освоении скважин 9,0 МПа проницаемость после ее определения составила $3,42 \cdot 10^{-3}$ мкм². В результате коэффициент восстановления проницаемости составил 97,0 % [15–18].

Состав кислотной композиции № 12 (масс. %):

HCl	6,00;
многоатомный спирт	75,00;
уротропин	0,50;
вода	остальное.

Для исследования влияния двенадцатой кислотной композиции был отобран керн, у которого проницаемость составила $17,3 \cdot 10^{-3}$ мкм², остаточная водонасыщенность была 3,8 %, а пористость определена 15,0 %.

Первоначальная проницаемость керна по неполярной углеводородной жидкости составила $7,69 \cdot 10^{-3}$ мкм². После проведения прокачивания жидкости для перфорационных работ и при последующей промывке керна с давлением при освоении скважин 9,0 МПа проницаемость после ее определения составила $3,71 \cdot 10^{-3}$ мкм². В результате коэффициент восстановления проницаемости составил всего 48,0 % [15–18].

Состав кислотной композиции № 13 (масс. %):

HCl	13,30;
неонол	1,40;
ГКЖ	0,50;
вода	остальное.

Для исследования влияния тринадцатой кислотной композиции был отобран керн, у которого проницаемость составила $16,3 \cdot 10^{-3}$ мкм², остаточная водонасыщенность была 36,8, а пористость определена 14,8 %.

Первоначальная проницаемость керна по неполярной углеводородной жидкости составила $7,69 \cdot 10^{-3}$ мкм². После проведения прокачивания жидкости для перфорационных работ и при последующей промывке керна с давлением при освоении скважин 9,0 МПа проницаемость после ее определения составила $7,0 \cdot 10^{-3}$ мкм². В результате коэффициент восстановления проницаемости составил 83,0 %.

Состав кислотной композиции № 14 (масс. %):

HCl	9,20;
бензойная кислота (C ₆ H ₅ COOH)	0,20;
вода	остальное.

Для исследования влияния четырнадцатой кислотной композиции на фильтрующую характеристику пород были проведены эксперименты на трех образцах керна. В первом эксперименте был использован образец керна с проницаемостью — $16,1 \cdot 10^{-3}$ мкм², пористостью — 15,2 %, остаточной водонасыщенностью — 32,5 %. На первом этапе фазовая проницаемость по керосину составила $10,0 \cdot 10^{-3}$ мкм². После обработки керна кислотным составом фазовая проницаемость по керосину увеличилась до $10,6 \cdot 10^{-3}$ мкм². Коэффициент восстановления проницаемости достиг 106,0 %.

При обработке данным составом образцов керна с проницаемостью — от $2,26 \cdot 10^{-3}$ до $3,27 \cdot 10^{-3}$ мкм², пористостью — от 14,8 до 29,4 %, остаточной водонасыщенностью — от 22,0 до 43,0 % наблюдается резкое восстановление проницаемости — от 117,0 до 166,0 % [15–18].

Состав кислотной композиции № 15 (масс. %):

HCl	9,20;
аскорбиновая кислота	0,20;
вода	остальное.

Для исследования влияния пятнадцатой кислотной композиции был отобран керн, у которого проницаемость составила $10,6 \cdot 10^{-3}$ мкм², остаточная водонасыщенность была 40,9 %, а пористость определена 16,8 %.

Первоначальная проницаемость керна по неполярной углеводородной жидкости составила $7,72 \cdot 10^{-3}$ мкм². После проведения прокачивания жидкости для перфорационных работ и при последующей промывке керна с давлением при освоении скважин 9,0 МПа проницаемость после ее определения составила $6,98 \cdot 10^{-3}$ мкм². В результате коэффициент восстановления проницаемости составил 88,0 %.

Далее были рассмотрены жидкости для перфорационных работ на углеводородной основе — в их основе были дизельное топливо и газоконденсат.

Раствор № 16 на базе дизельного топлива состоит из следующих компонентов (масс. %):

СЖК ..	2,3;
NaOH	1,0;
ГКЖ-11Н	1,0;
глинопорошок	10,0;
дизельное топливо	остальное.

Проницаемость по керосину образца керна до опыта составляла $4,43 \cdot 10^{-3}$ мкм², после опыта — $4,47 \cdot 10^{-3}$ мкм². Коэффициент восстановления проницаемости — 100 %.

Раствор № 17 на основе газоконденсата (масс. %):

СЖК	2,3;
ГКЖ-11Н	3,0;
глинопорошок	8,0;
газоконденсат	остальное.

Проницаемость по керосину образца керна до опыта составляла $4,40 \cdot 10^{-3}$ мкм², после опыта — $4,42 \cdot 10^{-3}$ мкм². Коэффициент восстановления проницаемости — 100 % [15–18].

Выводы

Апт-альб-сеноманские отложения полуострова Ямал являются пока совершенно новым объектом для проведения работ по разработке технологий вторичного вскрытия продуктивных пластов. Сложность в решении данных вопросов связана с наличием в разрезе эксплуатационных скважин слабосцементированных, высокопроницаемых коллекторов с глинистым цементом.

Для вторичного вскрытия скважин, вскрывших апт-альб-сеноманские отложения на репрессии, когда давление столба жидкости, заполняющей скважину, превышает пластовое давление, должны применяться жидкости освоения скважины на углеводородной основе, где в качестве углеводородной среды используется дизельное топливо, или газоконденсат, или жидкости освоения скважин на водной основе на базе солей KCl, NaCl, обработанные сульфациллом и КМЦ-700.

Для освоения скважин на депрессии, когда давление столба жидкости, заполняющей скважину, значительно ниже пластового, рекомендуется применять жидкости освоения на углеводородной основе на базе дизельного топлива и газоконденсата, а также кислотные растворы соляной кислоты с органическими кислотами бензойной и аскорбиновой.

Данные составы могут быть рекомендованы в качестве перфорационных жидкостей для скважин, вскрывших продуктивные пласты ПК₉, ТП₁₋₆, ТП₇₋₁₁, ХМ₁₋₂ Бованенковского НГКМ.

Список источников

1. Исследование и разработка надпакерной жидкости для скважин Бованенковского месторождения / Е. В. Паникаровский, В. В. Паникаровский, Д. А. Кустышев [и др.]. – Текст : непосредственный // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2015. – № 4. – С. 18–21.
2. Улучшение фильтрационно-емкостных свойств пласта после первичного вскрытия на Пунгинском ПХГ / Е. В. Паникаровский, В. В. Паникаровский, Н. Н. Закиров, М. В. Листак. – DOI 10.55557/2412-6497-2023-2-82-88. – Текст : непосредственный // Научный журнал Российского газового общества. – 2023. – № 2 (38). – С. 82–88.
3. Паникаровский, Е. В. Освоение сенон-туронских газовых залежей / Е. В. Паникаровский, В. В. Паникаровский, Н. Н. Закиров. – DOI 10.33285/0130-3872-2022-5(353)-51-56. – Текст : непосредственный // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2022. – № 5 (353). – С. 51–56.
4. Drilling fluids for drilling wells at the Bovanenkovo oil and gas condensate field / E. V. Panikarovskiy, V. V. Panikarovskiy, M. V. Listak [et al.]. – DOI 10.14445/22315381/IJETT-V69I12P202. – Direct text // SSRG International Journal of Engineering Trends and Technology. – 2021. – Vol. 69, Issue 12. – P. 8–12.

5. Технологии и материалы для ремонта скважин : учебное пособие / И. И. Клещенко, Д. С. Леонтьев, Ю. В. Ваганов [и др.]. – Тюмень : ТИУ, 2019. – 352 с. – Текст : непосредственный.
6. Освоение скважин : справочное пособие / А. И. Булатов, Ю. Д. Качмар, П. П. Макаренко, Р. С. Яремийчук ; под редакцией Р. С. Яремийчука. – Москва : Недра, 1999. – 472 с. – Текст : непосредственный.
7. Перейма, А. А. Влияние технологических жидкостей на слабосцементированную призабойную зону пласта / А. А. Перейма, В. Е. Черкасова, Е. Ю. Кукулинская. – Текст : непосредственный // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2015. – № 4. – С. 14–17.
8. Максименко, Д. Г. Исследование эффективности воздействия и глублины проникновения кислотных составов / Д. Г. Максименко. – Текст : непосредственный // Перспективы развития науки и образования : материалы Международной (заочной) научно-практической конференции, Нефтекамск, 31 марта 2021 г. / под редакцией А. И. Вострецова. – Нефтекамск : Научно-издательский центр «Мир науки», 2021. – С. 126–131.
9. Паникаровский, Е. В. Разработка кислотного состава для обработки призабойной зоны скважины / Е. В. Паникаровский, В. В. Паникаровский. – Текст : непосредственный // Решение прикладных задач нефтегазодобычи на основе классических работ А. П. Телкова и А. Н. Лапердина : материалы Национальной научно-технической конференции, Тюмень, 21 апреля 2022. – Тюмень : ТИУ, 2022. – С. 162–165.
10. Паникаровский, Е. В. Кислотный состав для обработки призабойной зоны пласта / Е. В. Паникаровский. – Текст : непосредственный // Технологические решения строительства скважин на месторождениях со сложными геологическими условиями их разработки : материалы II Международной научно-практической конференции, посвященной памяти Виктора Ефимовича Копылова, Тюмень, 15–17 февраля 2022. – Тюмень : ТИУ, 2022. – С. 243–246.
11. Паникаровский, Е. В. Технологии интенсификации притока сеноманских скважин / Е. В. Паникаровский, В. В. Паникаровский, З. А. Мурзаулугов. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2012. – № 5 (95). – С. 48–50.
12. Поинтервальная обработка призабойной зоны терригенных пластов кислотной эмульсией / Е. В. Паникаровский, Д. А. Кустышев, А. В. Кустышев [и др.]. – Текст : непосредственный // Время колтюбинга. Время ГРП. – 2016. – № 1 (055). – С. 40–43.
13. Паникаровский, В. В. Кислотные обработки сложнопостроенных коллекторов / В. В. Паникаровский, Е. В. Паникаровский. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2014. – № 5 (107). – С. 40–45.
14. Паникаровский, Е. В. Кислотные обработки слабосцементированных коллекторов с использованием лимонной кислоты / Е. В. Паникаровский, А. А. Сингуров, Д. А. Кустышев. – Текст : непосредственный // Время колтюбинга. Время ГРП. – 2013. – № 4 (046). – С. 70–76.
15. Применение растворов на углеводородной основе как способ сохранения фильтрационно-емкостных свойств продуктивного пласта / Р. З. Валеев, М. Р. Галлямов, Т. Д. Дихтярь, Ф. Н. Янгиров. – Текст : непосредственный // Современные технологии в нефтегазовом деле — 2016 : сборник трудов Международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала. – Октябрьский, 25 марта 2016 года. – Уфа : УГНТУ, 2016. – С. 339–342.

16. Абдулин, Ф. С. Повышение производительности скважин / Ф. С. Абдулин. – Москва : Недра, 1975. – 264 с. – Текст : непосредственный.
17. Исследования влияния буровых растворов на проницаемость пород в зоне продуктивного горизонта / Р. А. Гасумов, Е. Ю. Кукулинская, В. А. Супрунов, А. Б. Черепенько. – Текст : непосредственный // Наука и техника в газовой промышленности. – 2020. – № 2 (82). – С. 28–35.
18. Кязимов, Э. А. Повышение эффективности вскрытия продуктивных пластов и заканчивания скважин / Э. А. Кязимов, А. В. Сулейманов. – DOI 10.24887/0028-2448-2018-5-44-47. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2018. – № 5. – С. 44–47.

References

1. Panikarovsky, E. V., Panikarovsky, V. V., Kustyshev, D. A., Zhuravlev, V. V., & Kustysheva, I. N. (2015). Research and development of behind-the-packer fluid for the wells of Bovanenkovsky field. *Construction of Oil and Gas Wells on Land and Sea*, (4), pp. 18-21. (In Russian).
2. Panikarovsky, E. V., Panikarovsky, V. V., Zakirov, N. N., & Listak, M. V. (2023). Improvement of filtration-capacity properties of formation after the primary opening at the Punginsky UGS. *Scientific journal of Russian gas society*, (2(38)), pp. 82-88. (In Russian). DOI: 10.55557/2412-6497-2023-2-82-88
3. Panikarovsky, E. V., Panikarovsky, V. V., & Zakirov, N. N. (2022). Development of Senonian-Turonian gas deposits. *Construction of Oil and Gas Wells on Land and Sea*, (5(353)), pp. 51-56. (In Russian). DOI: 10.33285/0130-3872-2022-5(353)-51-56
4. Panikarovskiy, E. V., Panikarovsky, V. V., Listak, M. V., Verkhovod, I. Y., & Katanov, Y. E. (2021). Drilling fluids for drilling wells at the Bovanenkovo oil and gas condensate field. *SSRG International Journal of Engineering Trends and Technology*, 69(12), pp. 8-12. (In English). DOI: 10.14445/22315381/IJETT-V69I12P202
5. Kleshchenko, I. I., Leontiev, D. S., Vaganov, Yu. V., Yagafarov, A. K., Panikarovskiy, E. V., Baluev, A. A., & Levitina, E. E. (2019). *Tekhnologii i materialy dlya remonta skvazhin*. Tyumen, Industrial University of Tyumen Publ., 352 p. (In Russian).
6. Bulatov, A. I., Kachmar, Yu. D., Makarenko, P. P., & Yaremiychuk, R. S. (1999). *Osvoenie skvazhin*. Moscow, Nedra Publ., 472 p. (In Russian).
7. Pereyma, A. A., Cherkasova, V. E., & Kukulinskaya, E. Yu. (2015). Process liquids effect on weakly-cemented well-bottom area of a formation. *Construction of Oil and Gas Wells on Land and Sea*, (4), pp. 14-17. (In Russian).
8. Maksimenko, D. G. (2021). *Issledovanie effektivnosti vozdeystviya i glubiny proniknoveniya kislotnykh sostavov. Perspektivy razvitiya nauki i obrazovaniya: materialy Mezhdunarodnoy (zaочноy) nauchno-prakticheskoy konferentsii, Neftekamsk, March, 31, 2021. Neftekamsk, Nauchno-izdatel'skiy tsentr "Mir nauki" Publ., pp. 126-131. (In Russian).*
9. Panikarovskiy, E. V., & Panikarovskiy, V. V. (2022). *Razrabotka kislotnogo sostava dlya obrabotki prizaboynoy zony skvazhiny. Reshenie prikladnykh zadach neftegazodobychi na osnove klassicheskikh rabot A. P. Telkova i A. N. Laperdina: materialy Natsional'noy nauchno-tekhnicheskoy konferentsii, Tyumen, April, 21, 2022. Tyumen, Industrial University of Tyumen Publ., pp. 162-165. (In Russian).*

10. Panikarovskiy, E. V. (2022). Kislotnyy sostav dlya obrabotki prizaboynoy zony plasta. Tekhnologicheskie resheniya stroitel'stva skvazhin na mestorozhdeniyakh so slozhnyimi geologo-tekhnologicheskimi usloviyami ikh razrabotki: materialy II Mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii, posvyashchennoy pamyati Viktora Efimovicha Kopylova. Tyumen, Industrial University of Tyumen Publ., pp. 243-246. (In Russian).
11. Panikarovskiy, E. V., Panikarovskiy, V. V., & Murzaulugov, Z. A. (2012). Technology stimulation Cenomanian wells. Higher Educational Institutions New. Neft' I Gaz, (5), pp. 48-50. (In Russian).
12. Panikarovskiy, E. V., Kustyshev, D. A., Kustyshev, A. V., Karacharova, Yu. V., & Antonov, M. D. (2016). Selective bottomhole treatment of Terrigenous reservoirs with acid emulsion. Coiled Tubing Times, (1(055)), pp. 40-43. (In Russian).
13. Panikarovskiy, V. V., & Panikarovskiy, E. V. (2014). Acid treatment of complex geology reservoirs. Higher Educational Institutions New. Neft' I Gaz, (5(107)), pp. 40-45. (In Russian).
14. Panikarovskiy, E. V., Singurov, A. A., & Kustyshev, D. A. (2013). Treating semi-consolidated reservoirs with citric acid. Coiled Tubing Times, (4(046)), pp. 70-76. (In Russian).
15. Valeev, R. Z., Gallyamov, M. R., Dikhtyar', T. D., & Yangirov, F. N. (2016). Primenenie rastvorov na uglevodorodnoy osnove kak sposob sokhraneniya fil'tratsionno-emkostnykh svoystv produktivnogo plasta. Sovremennye tekhnologii v neftegazovom dele - 2016: sbornik trudov Mezhdunarodnoy nauchno-tekhnicheskoy konferentsii, posvyashchennoy 60-letiyu filiala. Oktyabrskiy, March, 25, 2016. Ufa, Ufa State Petroleum Technological University Publ., pp. 339-342. (In Russian).
16. Abdulin, F. S. (1975). Povyshenie proizvoditel'nosti skvazhin. Moscow, Nedra Publ., 264 p. (In Russian).
17. Gasumov, R. A., Kukulinskaya, E. Yu., Suprunov, V. A., & Cherepen'ko, A. B. (2020). Issledovaniya vliyaniya burovnykh rastvorov na pronikaemost' porod v zone produktivnogo gorizonta. Science & Technology in the Gas Industry, (2(82)), pp. 28-35. (In Russian).
18. Kazimov, E. A., & Suleymanov, A. V. (2018). Ways to increase the efficiency of opening and completion of well. Oil Industry, (5), pp. 44-47. (In Russian). DOI: 10.24887/0028-2448-2018-5-44-47

Информация об авторах / Information about the authors

Паникаровский Евгений Валентинович, кандидат технических наук, доцент кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, panikarovskijev@tyuiu.ru

Распопова Марина Валерьевна, старший преподаватель кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Рязанов Максим Вильданович, заместитель генерального директора, ГУП РК «Черноморнефтегаз», г. Симферополь

Evgeny V. Panikarovskii, Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Drilling Oil and Gas Wells, Industrial University of Tyumen, panikarovskijev@tyuiu.ru

Marina V. Raspopova, Senior Lecturer at the Department of Drilling Oil and Gas Wells, Industrial University of Tyumen

Maxim V. Ryazanov, Deputy General Director, State Unitary Enterprise of the Republic of Crimea "Chernomorneftegaz", Simferopol

Билецкий Антон Анатольевич,
начальник отдела по бурению сква-
жин ГУП РК «Черноморнефтегаз»,
г. Симферополь

Anton A. Biletsky, Head of the
Well Drilling Department, State Unitary
Enterprise of the Republic of Crimea
"Chernomorneftegaz", Simferopol

Статья поступила в редакцию 04.10.2023; одобрена после рецензирования 09.10.2023; принята к публикации 11.10.2023.

The article was submitted 04.10.2023; approved after reviewing 09.10.2023; accepted for publication 11.10.2023.