



УДК 622.24

УДАЛЕНИЕ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ КОРОК БУРОВЫХ РАСТВОРОВ В ПРОЦЕССЕ КИСЛОТНОЙ ОБРАБОТКИ



REMOVAL OF FILTRATION CAKE OF DRILLING FLUIDS DURING ACID TREATMENT TAKING INTO ACCOUNT THE CONTENT AND FRACTIONAL COMPOSITION OF THE CARBONATE FILLER

Сулейменов Нуржан Султанулы
старший преподаватель
кафедры нефтегазовый инжиниринг,
Кызылординский государственный
университет имени Коркыт Ата
Nurzhan_Suleymen@mail.ru

Suleimenov Nurzhan Sultanuly
Senior Lecturer
of the Department of oil and gas engineering,
Korkyt ATA Kyzylorda state University
Nurzhan_Suleymen@mail.ru

Аннотация. Данная статья посвящена повышению технологии эффективности заканчивания скважин с открытым забоем.

Annotation. This article is devoted to improving the technology of efficiency of completion of wells with an open face.

Ключевые слова: фильтрационная корка, зона кольтматации, ПЗП, кислотная обработка, вскрытия продуктивного пласта.

Keywords: filtration cake, colmatation zone, bottom-hole formation zone, acid treatment, productive formation opening.

С целью разработки оптимального состава наполнителя в буровых суспензиях для заканчивания эксплуатационных скважин с «открытым» стволом, который при вскрытии проницаемого пласта бурением ограничивал проникновение твёрдой фазы в ПЗП, а при вызове притока способствовал удалению ФК и ЗК, были проведены исследования формирования ФК и ЗК на песчаных набивках песка фракции с $r_{cp} = 1250$ мкм (*набивка 1*) и песка фракции с $r_{cp} = 300$ мкм (*набивка 2*) при перепадах давления 0,1 МПа и 0,7 Мпа [2–3].

Исследования показали, что после контакта с буровым раствором обе набивки песка снизили скорость фильтрации на два порядка (в 100 раз). Введение наполнителя увеличивает скорость фильтрации по сравнению с чистым бентонитовым раствором в 4-5 раз (Рисунок 1).

Определяющая роль при этом принадлежит ФК, проницаемость которой зависит не только от структурообразующей глинистой фазы, но и от формы и размера частиц наполнителя.

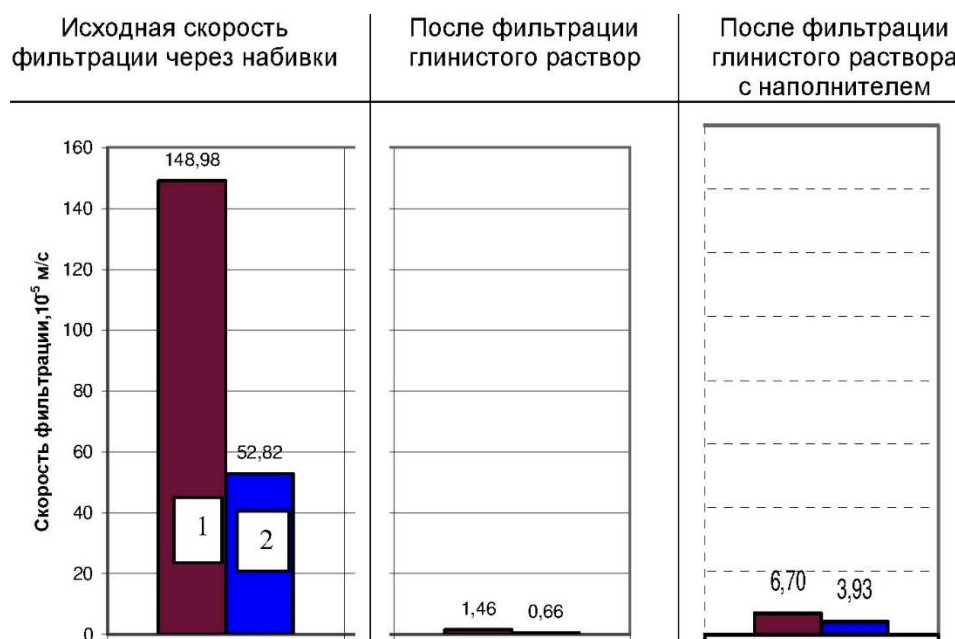


Рисунок 1 – Скорость фильтрации воды через набивки песка до и после фильтрации высококачественного бурового раствора 1 – *набивка* песка $r_{cp} = 1250$ мкм; 2 – *набивка* песка $r_{cp} = 300$ мкм



Если тонкодисперсные частицы наполнителя существенно не нарушают слоистую структуру ФК, создаваемую высококачественными глинистыми минералами, то крупные частицы наполнителя внедряясь раздвигают или разрывают эту структуру и провоцируют увеличение скорости фильтрации через ФК и, как следствие, интенсифицируют формирование фильтрационных барьеров в ПЗП (рис. 2).

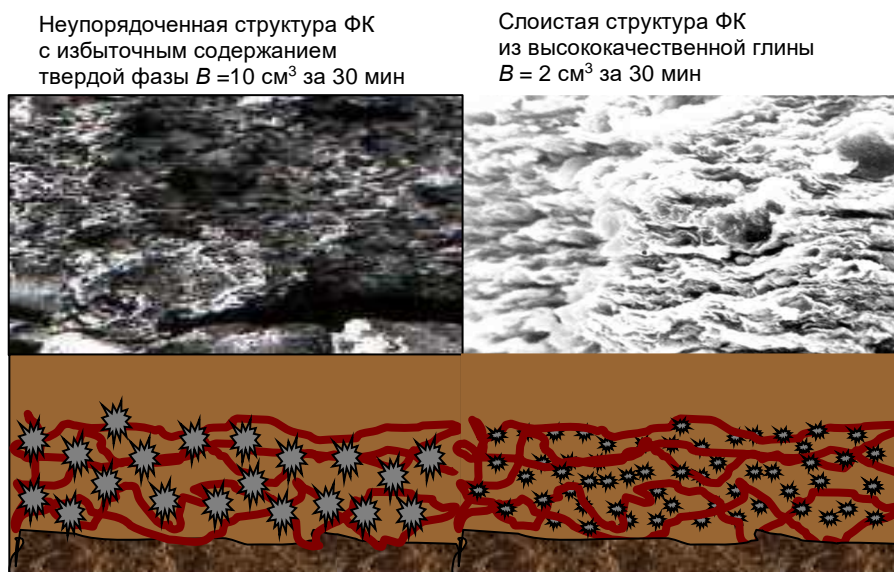


Рисунок 2 – Срез ФК на сканирующем электронном микроскопе

Основой фильтрационной корки является тонкодисперсная глинистая фаза. Регулируя фильтрационные свойства буровых растворов, можно обеспечить формирование малопроницаемой фильтрационной корки, которая в значительной степени затруднит проникновение твердой и жидкой фаз в призабойную зону пласта (ПЗП).

Наполнители, внедряясь в структуру корки и обладая относительно более крупными размерами частиц, увеличивают проницаемость фильтрационных корок. При содержании в корке наполнителя от 4 до 6 % сохраняются приемлемые фильтрационные свойства (рис. 3).

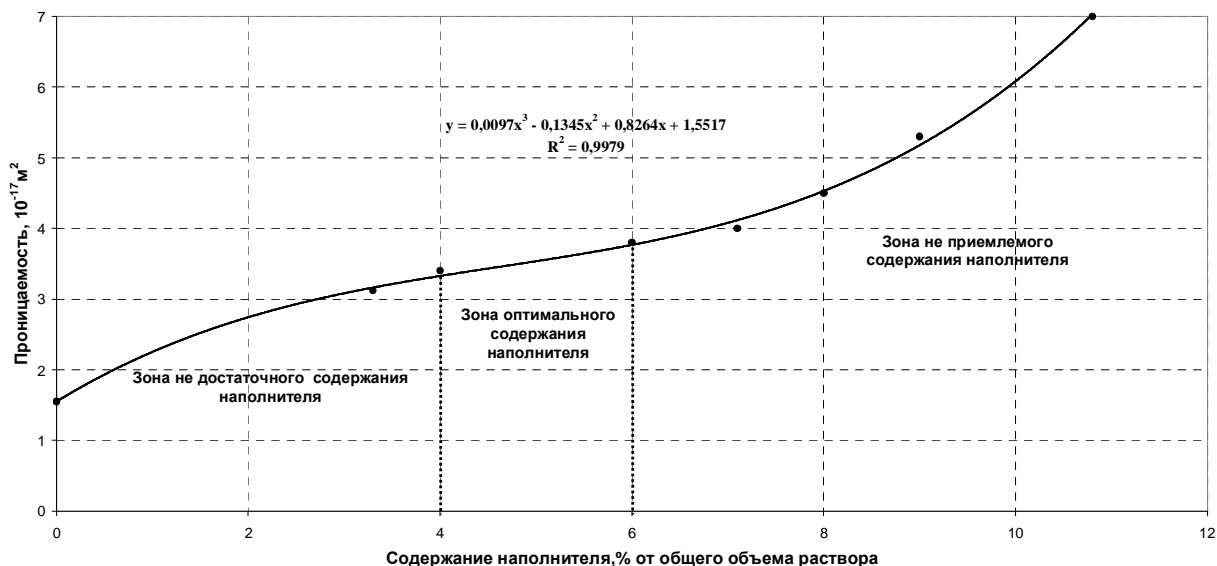


Рисунок 3 – Изменения проницаемости фильтрационной корки с изменением концентрации наполнителя

Кислоторастворимые наполнители, внедряясь в структуру корки и обладая относительно более крупными размерами частиц, увеличивают проницаемость фильтрационных корок. При содержании в корке карбоната кальция $0,063 \text{ г/см}^3$ сохраняются приемлемые фильтрационные свойства (показатель в 6 см^3 за 30 мин) и, в то же время, количество наполнителя становится достаточным, чтобы разрушить



структуру глинистой корки при воздействии кислотой.

При введении в раствор наполнителей (твёрдая фаза, которая не образует в растворе структуры) наблюдается отклонение от прямолинейности зависимости соотношении V_1/V_2 (V_1 – исходная водоотдача глинистого раствора и V_2 – (водоотдача раствора после введения в 4 % суспензию бентонита твёрдой фазы) от концентрации твёрдой фазы в растворе (см. рис. 4).

Характер влияния наполнителей на показатель V_1/V_2 растворов зависит в значительной степени от типа структурообразующей фазы в растворе.

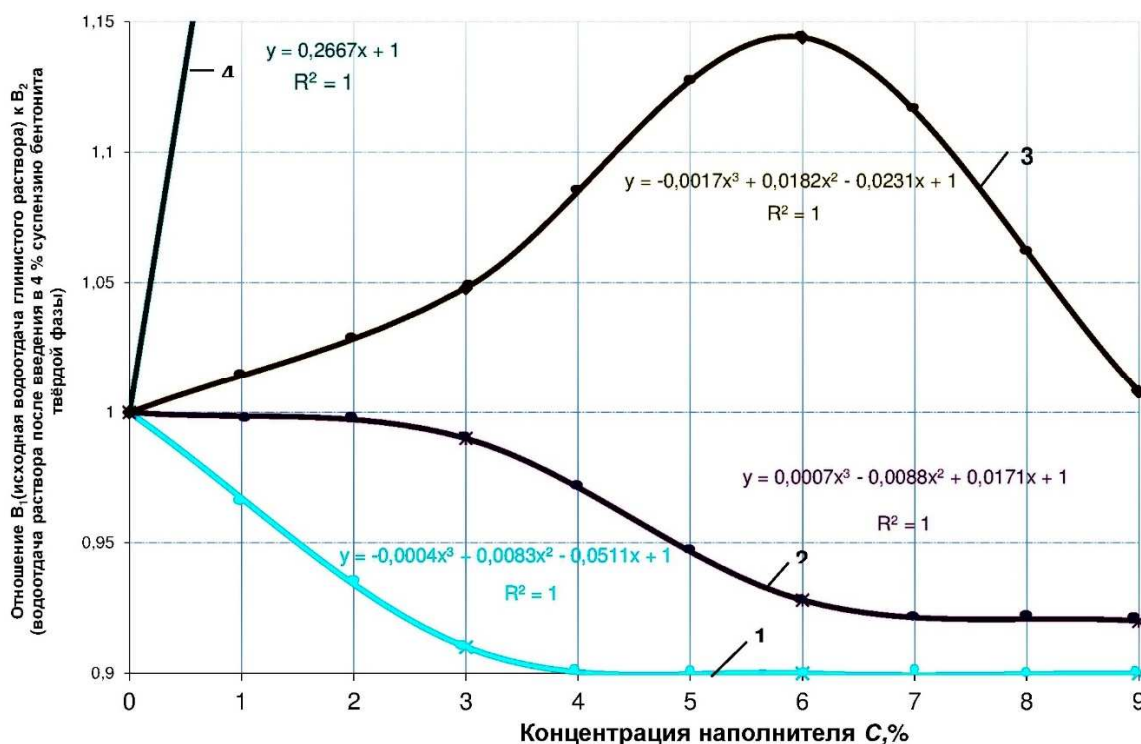


Рисунок 4 – Изменение показателя водоотдачи в 4 % суспензии бентонита в зависимости от концентрации, типа и размеров частиц наполнителя:

- 1 – Фракция известняка с размером частиц $r > 400$ мкм;
- 2 – Фракция известняка с размером частиц $160 < r \leq 400$ мкм;
- 3 – Фракция известняка с размером частиц $r \leq 160$ мкм;
- 4 – Саригюхский бентонит, 55,2 % по массе частицы $r \leq 1$ мкм

Определяющую роль в данном случае имеет форма частиц и их размеры. Так, прямоугольные частицы известняка при введении в раствор снижают величину исходного показателя соотношении V_1/V_2 бентонитовой суспензии. Для 4 % суспензии саригюхского бентонита оптимальная концентрация барита составляет 6 %.

Эксперименты показали, что эффективность кислотного разрушения глинистой ФК зависит от концентрации и состава кислотных композиций, от размера фракции и концентрации кислоторастворимого наполнителя, внедрённого в структуру корки (рис. 5).

Как показали исследования наличие относительно крупных фракций наполнителя при кислотной обработке затрудняет удаление ФК, т.к. характер кислотного разрушения ФК кислотой зависит от размера частиц наполнителя.

Мелкие частицы наполнителя в ФК при контакте с кислотой распределяются равномерно в объёме ФК и разрушаются кислотой полностью, в то время как, более крупные карбонатные частицы (размером больше 200 мкм) при контакте с кислотой уменьшаются в размерах, за счёт растворения контактирующей с кислотой поверхности, и создают фрагменты, незатронутые реакцией, на поверхности ФК. Равномерная и полная очистка ствола скважины от фильтрационной корки (ФК) вдоль всего участка открытого забоя, особенно в протяженных горизонтальных стволах, является необходимым условием подготовки к эксплуатации с высокими показателями добычи.

Основные требования, предъявляемые к обработкам для удаления ФК следующие:

- равномерность распределения кислотного состава по всему интервалу обработки;
- полное удаление ФК за счёт деструктурирующего действия растворимых кислотой наполнителей (тонкодисперсная фракция равномерно распределяется в структуре ФК и разрушает её при взаимодействии с кислотой);



- низкая скорость фильтрации кислоты для обеспечения взаимодействия по всей поверхности ФК и предотвращения образования незатронутых реакцией участков ФК;
- сохранение устойчивости пород коллектора (ингибирование по отношению к глинистым минералам коллектора);
- предотвращение коррозии, конденсации новообразований и образования эмульсий.

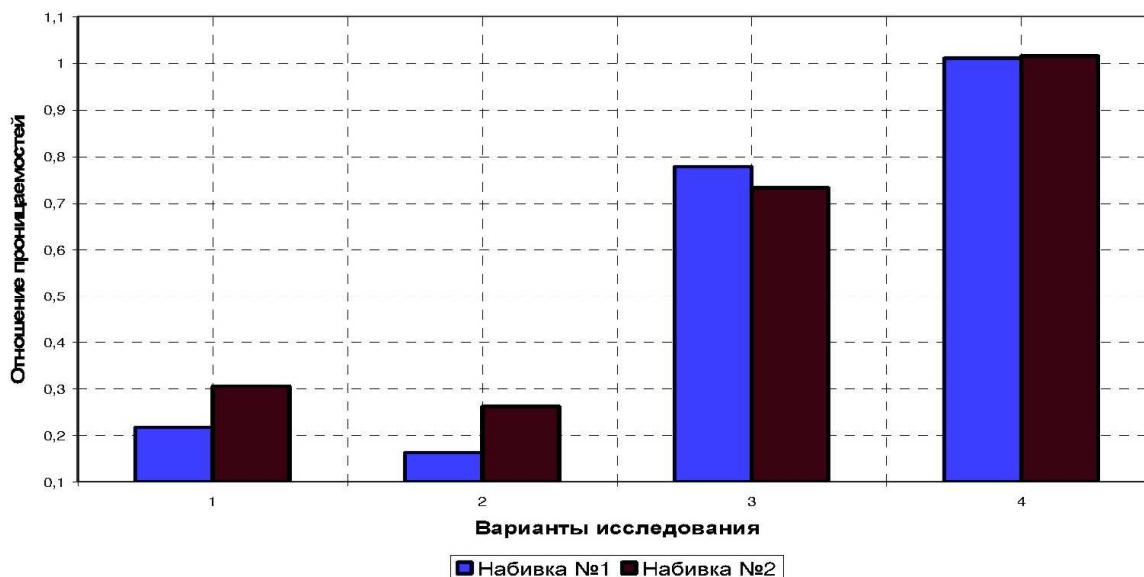


Рисунок 5 – Восстановление проницаемости песчаных набивок после обработки различными кислотными композициями:

- 1 – обработка глинистой корки 15 % HCl; 2 – обработка глинистой корки 15 % maleиновая кислота;
- 3 – обработка глинистой корки 15 % сульфаминовой кислотой;
- 4 – обработка глинистой корки с наполнителем сульфаминовой кислотой

Для более полного разрушения ФК желательно кислотную обработку осуществлять при равенстве давлений в скважине и пласте, не создавая репрессии. Не смотря на более низкий показатель Пк при обработке соляной кислотой, по сравнению с другими кислотами, интенсивное продвижение соляной кислоты за ФК, приводит к тому, что за счёт сокращения контакта с кислотой остаются неразрушенные фрагменты ФК [2].

Эффективность кислотной обработки для удаления ФК смоделирована для безглинистого биополимерного хлоркалийевого раствора, используемого для вскрытия продуктивного пласта. Рецепт раствора: калий хлористый 40 г/л; оксид магния 2,5 г/л; крахмал 15г/л; ксантан 3,5 г/л; пеногаситель 1,5 г/л; карбонатный наполнитель CaCO₃ 60г/л. Плотность бурового раствора 1,1 г/см³ и водоотдача 6 см³.

Гранулярный состав наполнителя принимался на основе результатов, приведённых выше исследований, в соответствии с которыми:

- тонкодисперсные фракции наполнителя (размером до 150 мкм), которые хорошо разрушаются кислотой и при этом сохраняют низкие водоотдачу раствора и проницаемость ФК, в количестве 70 % от общего содержания наполнителя в растворе;
- крупные фракции (размером более 200 мкм), которые в соответствии с теорией кольматации поровых каналов породы, должны быть не больше 30 % от общего содержания наполнителя в растворе (табл. 1).

Таблица 1 – Оптимальный гранулярный состав наполнителя в буровом растворе

Размер фракции наполнителя, мкм	С учетом формирования плотной ФК, % от общего состава наполнителей	Удержания частиц в ФК, формирования поверхностного КЭ, % от общего состава наполнителей
20	30	
50	20	
150	20	
200		30

Результаты удаления фильтрационных корок безглинистого биополимерного хлоркалийевого раствора и глинистого раствора с оптимальным гранулярным составом приведены на таблице 2.



Таблица 2 – Результаты удаления фильтрационных корок безглинистого полимерного раствора KCL и глинистого раствора с оптимальной концентрацией карбонатного наполнителя

Параметры	FANN – фильтр-пресс	Условия эксперимента	ФК до и после обработок различными кислотами
Пк0 Пк1 Пк2 θ	0,004 74,96 0,012 3,5	Воздействие 15 % сульфаминовой кислотой на KCL биополимерную корку	
Пк0 Пк1 Пк2 θ	0,004 74,96 0,046 12,5	Воздействие 15 % малеиновой кислотой на KCL биополимерную корку	
Пк0 Пк1 Пк2 θ	0,004 74,96 0,012 3,5	Воздействие 15 % соляной кислотой на KCL биополимерную корку	
Пк0 Пк1 Пк2 θ	0,004 82,46 0,02 5,5	Воздействие 15 % сульфаминовой кислотой на глинистую корку с наполнителем	

Выбор в качестве кислотного раствора сульфаминовой кислоты является приемлемыми как с точки зрения эффективности удаления ФК и низкого значения pH, так и по причине того, что она не образует вторичных осадков, а также не обладает сильным коррозионным действием и не требует применение ингибиторов коррозии.

Для определения эффективность кислотной обработки ФК соляной и сульфаминовой кислотой сравнили пропускную способность подложек фильтр-пресса после обработки ФК, сформированных на их поверхности глинистым и калийнохлористым биополимерным растворами на их поверхности, позаимствовав идею, изложенную в [1].

Эффективность кислотной обработки КЭ можно определить, сравнивая объемы, фильтрующиеся при депрессии до и после кислотных обработок КЭ, сформированных глинистым и биополимерным растворами (рис. 6).

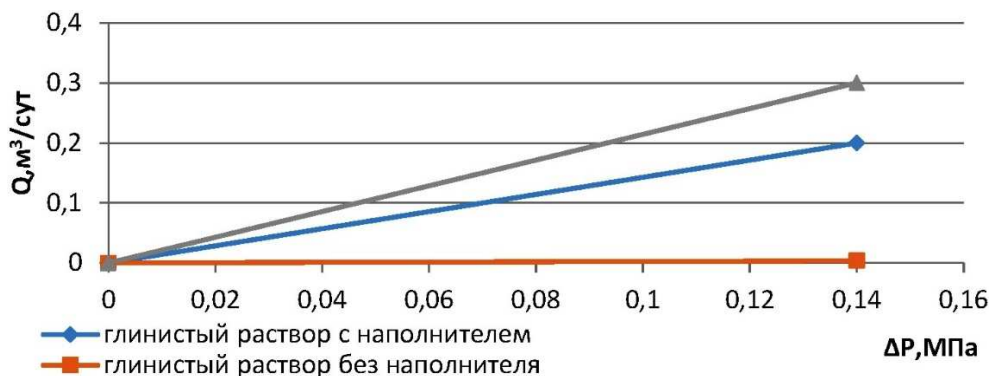


Рисунок 6 – Зависимость расчётного объёма фильтрующейся жидкости после кислотной обработки от депрессии при фильтрации через проницаемую набивку с фильтрационным экраном, сформированный глинистым и биополимерным растворами



Таким образом, на основании выполненной работы можно сделать следующие выводы:

1. При планировании фракционного состава карбонатного наполнителя в буровом растворе для кольматации коллектора необходимо учитывать зависимость эффективности кислотного взаимодействия скважины от размера частиц наполнителя в структуре ФК при освоении.
2. Для исключения «очагового» разрушения фильтрационной корки необходимо ограничить содержание крупных фракций наполнителя и снизить скорость фильтрации кислоты через ФК.
3. Для полного удаления фильтрационной корки желательнее проводить кислотную обработку в режиме равенства давлений на забое скважины и пласте.
4. Сульфаминовая кислота с невысокой скоростью кислотного взаимодействия с карбонатным наполнителем для удаления ФК со стенок ствола скважины предпочтительнее соляной кислоты.

Литература

1. Накопленная добыча нефти при средневзвешенной депрессии – основной показатель эффективного применения бурового раствора при вскрытии продуктивного пласта / В.В. Следков, Е.Г. Леонов [и др.] // Бурение и нефть. – 2015. – № 10. – С. 26–32.
2. Сулейменов Н.С., Подгорнов В.М. Удаление фильтрационных корок буровых растворов в процессе кислотной обработки с учётом фракционного состава карбонатного наполнителя // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. – 2019. – № 4. – С. 8–11.
3. Сулейменов Н.С. Исследования процесса кислотного разрушения фильтрационных корок и участка кольматации кислотной обработкой // Булатовские чтения. – 2018. – С. 303–306.

References

1. Accumulated oil production in a weighted average depression is the main indicator of the effective use of drilling equipment in the opening of a productive reservoir / V.V. Sledkov, E.G. Leonov and others // Drilling and oil. – 2015. – № 10. – P. 26–32.
2. Suleimenov N.S., Podgornov V.M. Removing the filter cake of drilling fluids during the acid treatment taking into account the fractional composition of the carbonate filler // Bulletin of the Association of Drilling Contractors. – 2019. – № 4. – P. 8–11.
3. Suleimenov N.S. Studies of the process of acid destruction of filtration crusts and the colmatation site by acid treatment // Bulatov readings. –2018. – P. 303–306.