РЕЗУЛЬТАТЫ ПРИМЕНЕНИЯ РАЗГЛИНИЗАТОРА РКА-20-1 И ОТКЛОНИТЕЛЯ СОЛЯНОЙ КИСЛОТЫ ОКА-10 НА СКВАЖИНАХ АГКМ

RESULTS OF USING OF THE CLAY CAKE REMOVER RKA-20-1 AND THE DIVERTOR OF HYDROCHLORIC ACID OKA-10 ON THE WELLS OF AGCF

УДК 622.279

Чалов Н.О., магистрант, геофизик, 2 курс, факультет «Комплексное освоение месторождений углеводородов», Астраханский государственный технический университет, ООО “Газпром Недра” ПФ “Астраханьгазгеофизика”, Россия, г. Астрахань

Кутлусурина Г.В., кандидат геолого-минералогических наук, доцент,доцент кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», Астраханский государственный технический университет, Россия, г. Астрахань

Антонова Я.А., магистрант, 2 курс, факультет «Комплексное освоение месторождений углеводородов», Астраханский государственный технический университет, Россия, г. Астрахань

Chalov N.O., Master's student, geophysicist, 2nd year, Faculty of Integrated Development of Hydrocarbon Deposits, Astrakhan State Technical University, OOO Gazprom Nedra, PF Astrakhangazgeofizika, Russia, Astrakhan

Kutlusurina G.V., Candidate of Geological and Mineralogical Sciences, Associate Professor, Associate Professor of the Department of Development and Operation of Oil and Gas Fields, Astrakhan State Technical University, Russia, Astrakhan

Antonova Ya.A., undergraduate, 2nd year, faculty "Integrated development of hydrocarbon deposits", Astrakhan State Technical University, Russia, Astrakhan

Аннотация: Рассмотрены результаты применения новейших отечественных реагентов для интенсификации притока на скважинах АГКМ: разглинизатор РКА-20-1 и отклонитель соляной кислоты ОКА-10. Представлены их физико-химические свойства и сравнение с реагентами предыдущих поколений. Проведена оценка влияния технологических и геолого-физических параметров на успешность проведения кислотных обработок путем сравнения параметров, определяющих добывные возможности скважин – проницаемость, гидропроводность, абсолютно-свободный дебит и индекс продуктивности скважины до и после кислотных обработок, а также прирост дебита скважин. Также приведены индикаторные линии по каждой из скважин. По данным, предоставленным недропользователем зафиксирован прирост дебита на всех обработанных скважинах.

Annotation: In this research was consider results of using the newest domestic chemicals (the clay cake remover RKA-20-1 and the divertor of hydrochloric acid OKA-10) for well stimulation on the AGCF. There are physico-chemicals properties and comparison with more old reagents. The effects analysis technological and geological-physical characteristics on the success of the acid treatment was studied by comparison characteristics that shows potential productivity of wells; there are permeability, flow capacity, absolute open flow, well productivity index before and after the acid treatment and increase flow of wells. Indicator lines was show also. By data that has been provided by subsoil user was discovered increase the flow rate on all wells.

Ключевые слова: кислотные обработки, химические реагенты, АГКМ, разглинизатор, отклонитель соляной кислоты, интенсификация притока.

Key words: acid treatment, chemical reagents, AGCF, clay cake remover, divertor of hydrochloric acid, stimulation well.

Введение

Важным этапом разработки углеводородных месторождений являются геолого-технологические мероприятия (ГТМ) по увеличению добычи продукции скважин. Наиболее распространенным методом восстановления или увеличения продуктивности скважин для всех видов месторождений является химическая обработка призабойной зоны пласта (ПЗП). Не исключением является и Астраханское газоконденсатное месторождение (АГКМ), карбонатные коллектора которого подвергаются соляно-кислотной обработки в ПЗП [Технологический проект разработки Астраханского газоконденсатного месторождения, с. 414].

Первоначально на скважинах АГКМ применялась технология гидравлического разрыва пласта (ГРП). Но практика показала, что при выполнении работ по технологии ГРП по существу проводятся обработки в режиме раскрытия микротрещин, которые являются аналогом гидроразрыва для карбонатных коллекторов.

С 2007 года на АГКМ начали проводиться работы по капитальному ремонту скважин с использованием колтюбинговой техники и гибких протяженных насосно-компрессорных труб (ГНКТ), а затем широко распространилась практика применения соляно-кислотных обработок (СКО) в двух вариациях: непосредственно с устья скважин (в том числе в режиме раскрытия естественных микротрещин) и с помощью ГНКТ.

Кислотные обработки карбонатных коллекторов по обычной технологии (без применения дополнительных химических реагентов) по ряду причин могут быть неэффективными. Известно, что при наличии в карбонатном разрезе кольматантов (глинистых, железистых, углеводородных) рекомендуется проводить комплексные щелочно-кислотные обработки с предварительными щелочными ваннами [Саушин, Токунов, с. 325]. На скважинах АГКМ щелочно-кислотные обработки и щелочные ванны не

применяются. Вместо них применяется СКО с предварительным созданием соляно-кислотной ванны (СКВ).

Используемые реагенты

Повышение эффективности воздействия на пласт должно проводиться в направлении подбора оптимальных кислотных составов [Мордвинов, Поплыгин, с. 110]. С этой целью на АГКМ прошли апробацию более совершенные химические реагенты для кислотных обработок ПЗП на нескольких скважинах. Среди них один из новейших отечественных разглинизаторов РКА-20-1 и отклонитель соляной кислоты ОКА-10, разработанные компанией ООО «Стандарт».

Реагент РКА-20-1 представляет собой однородную жидкость светло-желтого цвета, с плотностью 1,074 г/см³. Он предназначен для работы только в карбонатных коллекторах и полностью справляется со своей задачей в данных условиях. Важнейшее свойство реагента РКА-20-1 и преимущество перед конкурентами – способность удерживать растворенные частицы во взвешенном состоянии, предотвращая их выпадение на забой. Тем самым обеспечивается беспрепятственный вынос растворенных частиц на дневную поверхность при отработке скважины.

По сравнению с другими разглинизаторами Дискор 10 и Флаксакор 110, РКА-20-1 за один и тот же промежуток времени растворяет больший объем образца породы. Степень растворения при использовании РКА-20-1 достигает более 60%, Флаксакора 110 и Дискора 10 составляет 50-52%. Контрольное сравнение с традиционной соляно-кислотной обработкой составило менее 50% по степени растворения (рис.1).

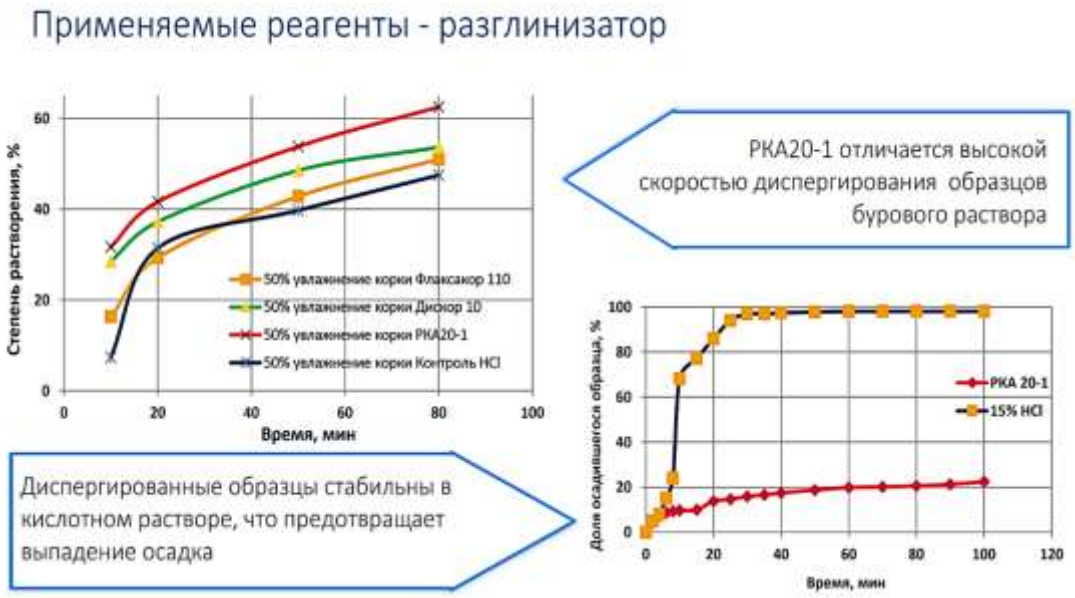

Рис. 1. Сравнение РКА-20-1 с разглинизаторами прошлых поколений

Отклонители соляной кислоты представляют собой высоковязкие эмульсии, предназначенные для закупорки высокопроницаемых разностей продуктивного коллектора. Реагент ОКА-10 представляет собой смесь ионогенных и неионогенных поверхностно-активных веществ (ПАВ); жидкость темно-коричневого цвета, с плотностью 1,02-1,05 г/см³. Важнейшим его преимуществом является более быстрый рост вязкости (до 8-10 раз) и ее снижение (в течении 4-6 часов), что значительно уменьшает время простоя скважины.

На рисунке 2 приведены графики, отражающие сравнительные показатели отклонителей «ОКА-10», «Сурфогель» и «Стрим-С», причем реагент «Сурфогель» демонстрирует невысокий рост вязкости, что значительно ухудшает блокирующую способность реагента, и увеличивает общее время проведения ГТМ.

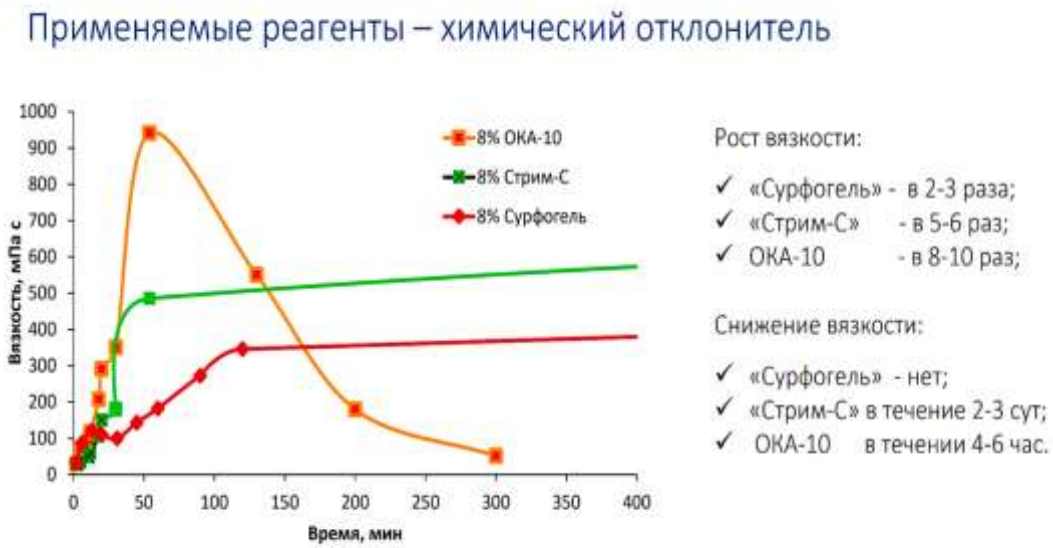

Рис. 2. Сравнение ОКА-10 с отклонителями прошлых поколений

Фактический материал

Для анализа эффективности ГТМ с применением разглинизатора РКА-20-1 и отклонителя ОКА-10 использованы данные, полученные из документа «Авторское сопровождение (надзор) разработки Астраханского ГКМ и подготовка рекомендаций по его дальнейшему освоению на 2017-2019 гг». Для количественной оценки степени воздействия на призабойную зону в процессе проведения ГТМ рассчитаны параметры, определяющие добывные возможности скважин – проницаемость, гидропроводность, абсолютно-свободный дебит и индекс продуктивности скважины до и после геолого-технических мероприятий. Результаты представлены в таблице, индикаторные линии для каждой скважины приведены на рисунках 2, 3, 4, 5, 6).

Анализ эффективности СКО с применением разглинизатора РКА-20-1 и отклонителя соляной кислоты ОКА-10

В 2017 году количество ГТМ, проведенных с устья, с использованием РКА-20-1 и ОКА-10, составило:

- Соляно-кислотных ванн с разглинизатором «РКА-20-1» – на 4-х скважинах (№№ 260, 201, 63, 99);

- Соляно-кислотных обработок с использованием кислотного отклонителя «ОКА-10» – на одной скважине № 413.

Табл. 1. Показатели эффективности ГТМ, проведенных в 2017 году

№№ п/п	№№ скв.	Дата начала ГТМ	До ГТМ				После ГТМ				Эффективность ГТМ, $ИП_2/ИП_1$
			Проницаемость k_1, мД	Гидропроводность $k_1*H_{эф}/\mu_1$, мД*м/сПз	Абсолютно-свободный дебит, тыс. $м^3$/сут	Индекс продуктивности $ИП_1$, тыс. $м^3$/(сут· МПа)	Проницаемость k_2, мД	Гидропроводность $k_2*H_{эф}/\mu_2$, мД*м/сПз	Абсолютно-свободный дебит $АС_2$, тыс. $м^3$/сут	Индекс продуктивности $ИП_2$, тыс. $м^3$/(сут· МПа)	
1	2	3	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	63	03.08.2017	3,36	5412	1753	50,3	2,32	3472	1235	35,3	0,70
2	99	29.08.2017	2,93	6624	2564	67,5	2,51	5562	2204	58,7	0,87
3	201	11.08.2017	1,12	3185	1080	31,0	1,09	3026	1054	30,3	0,98
4	260	09.08.2017	2,21	4393	1360	38,8	3,21	6451	1969	56,2	1,45
11	413	21.08.2017	0,88	2458	975	24,1	1,40	4172	1525	37,8	1,57

Результаты, приведенные в таблице, свидетельствуют о том, что после проведения обработок на скважинах 63, 99, 201 наблюдается заметное ухудшение коллекторских свойств пласта. Это связано с выпавшими в осадок продуктами реакции. Так как обработки проведены с разглинизатором РКА-20-1, то можно предположить, что реагент не способен удержать растворенные частицы в полном объеме. На скважине 260 получен положительный результат.

Реагент ОКА-10 применен на скважине 413 с итоговым улучшением коллекторских свойств пласта. Но в силу малой выборки не стоит делать преждевременные выводы, необходимо продолжение исследований.

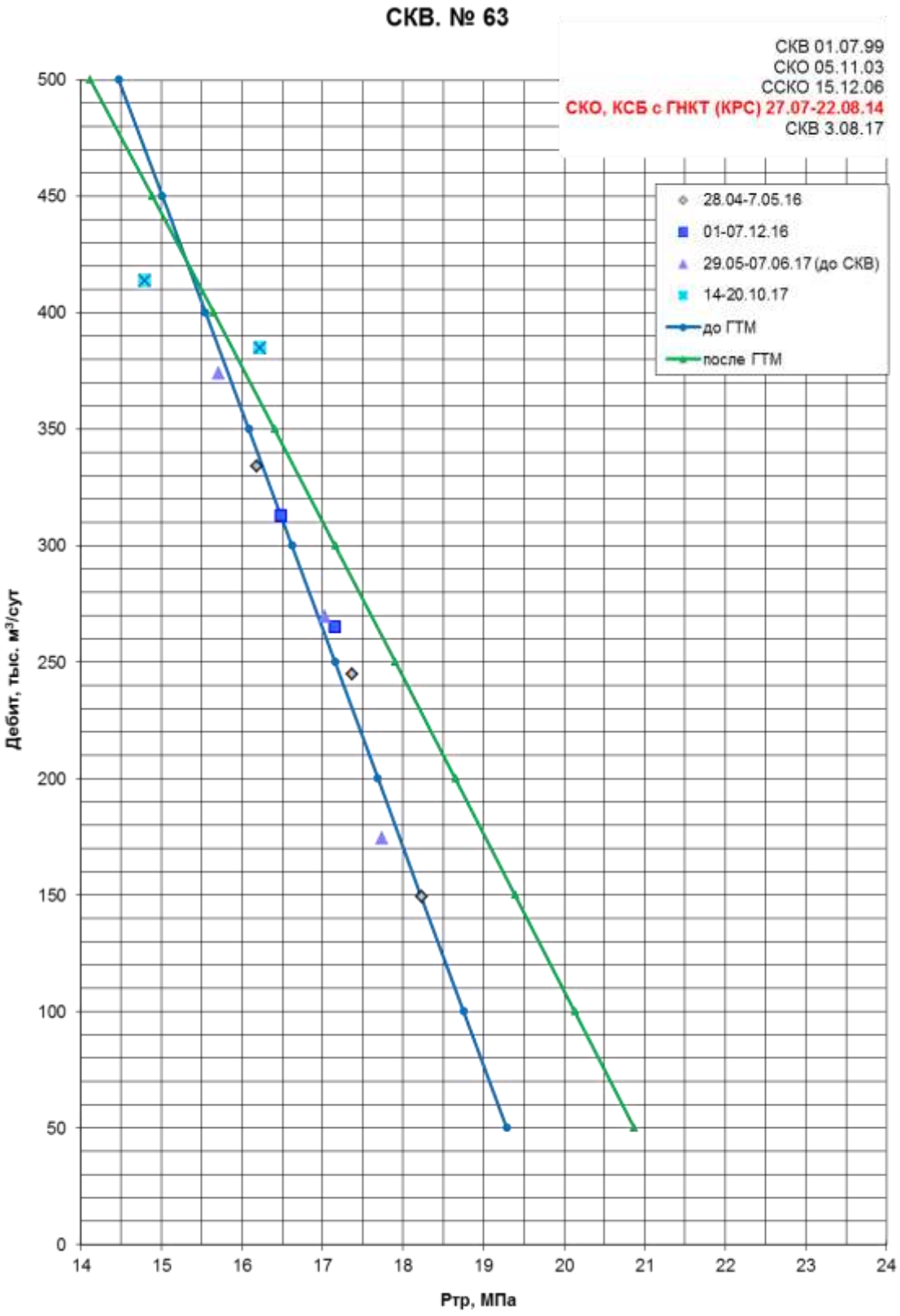

Рис. 3. Индикаторные линии в координатах $P_у – Q_{г.\ сеп}$ до и после ГТМ по скважине № 63 (СКВ с применением разглинизатора)

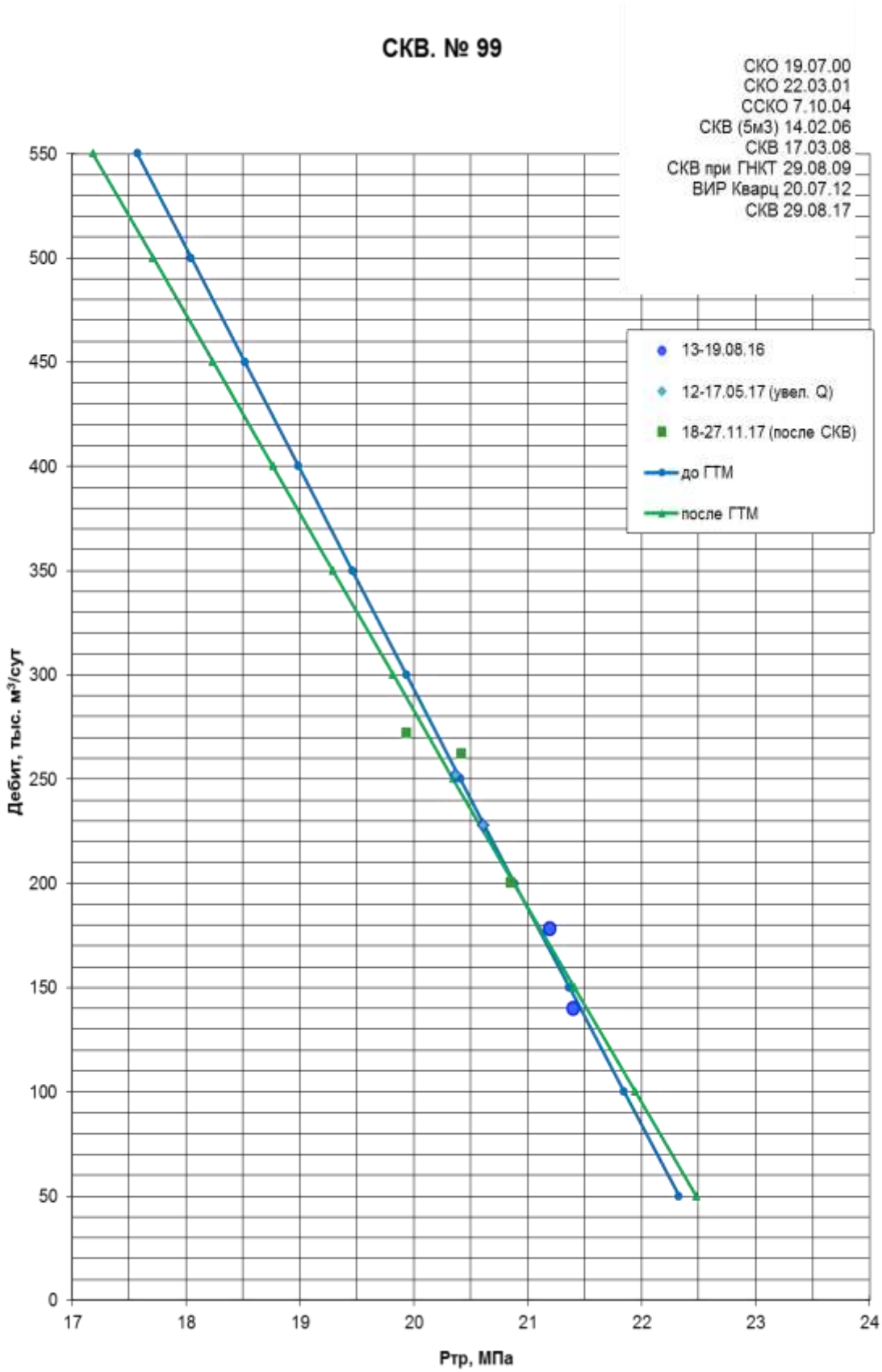

Рис. 4. Индикаторные линии в координатах $P_у – Q_{г.\ сеп}$ до и после ГТМ по скв. 99 (СКВ с применением разглинизатора)

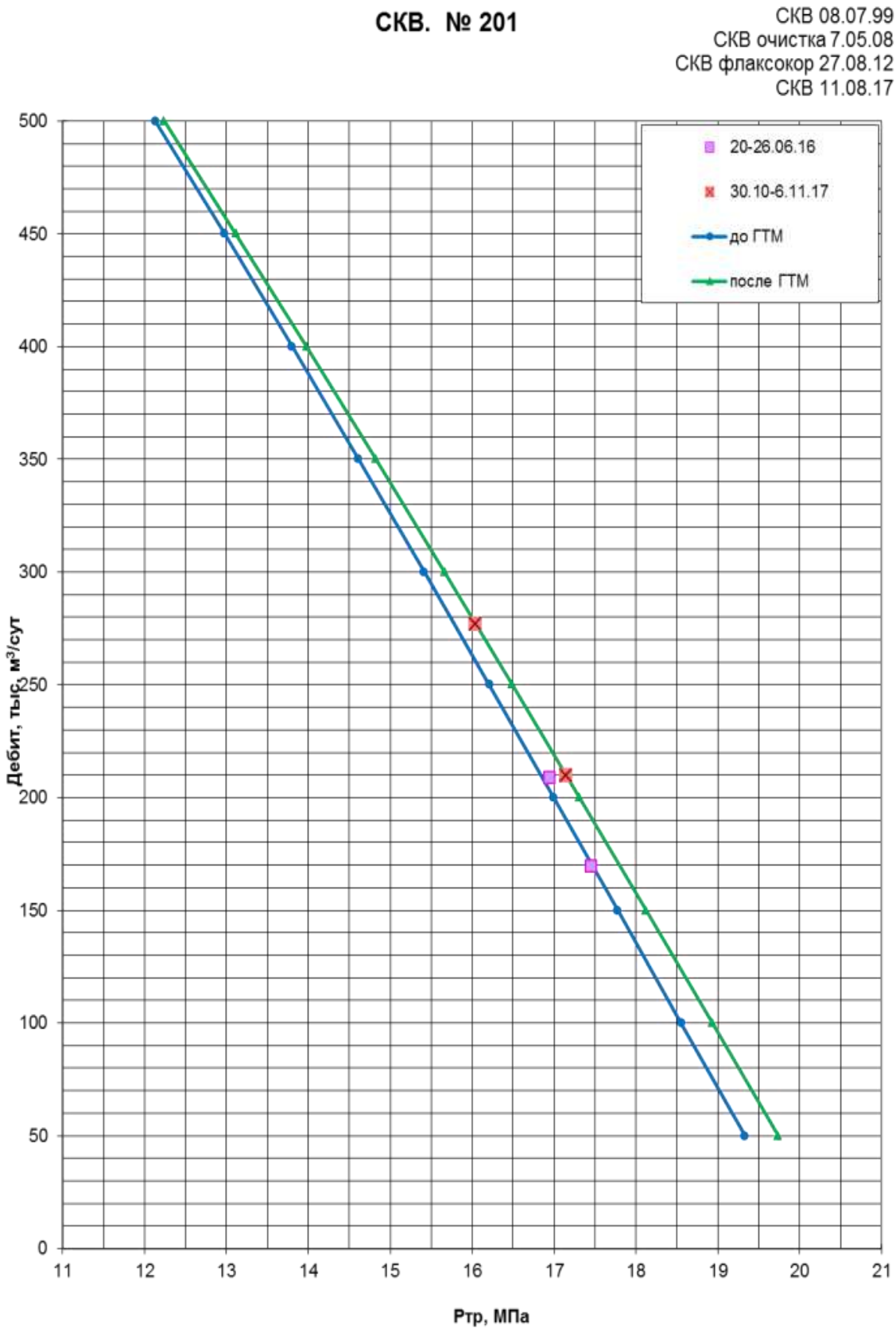

Рис. 5. Индикаторные линии в координатах $P_у – Q_{г.\ сеп}$ до и после ГТМ по скв. 201 (СКВ с применением разглинизатора)

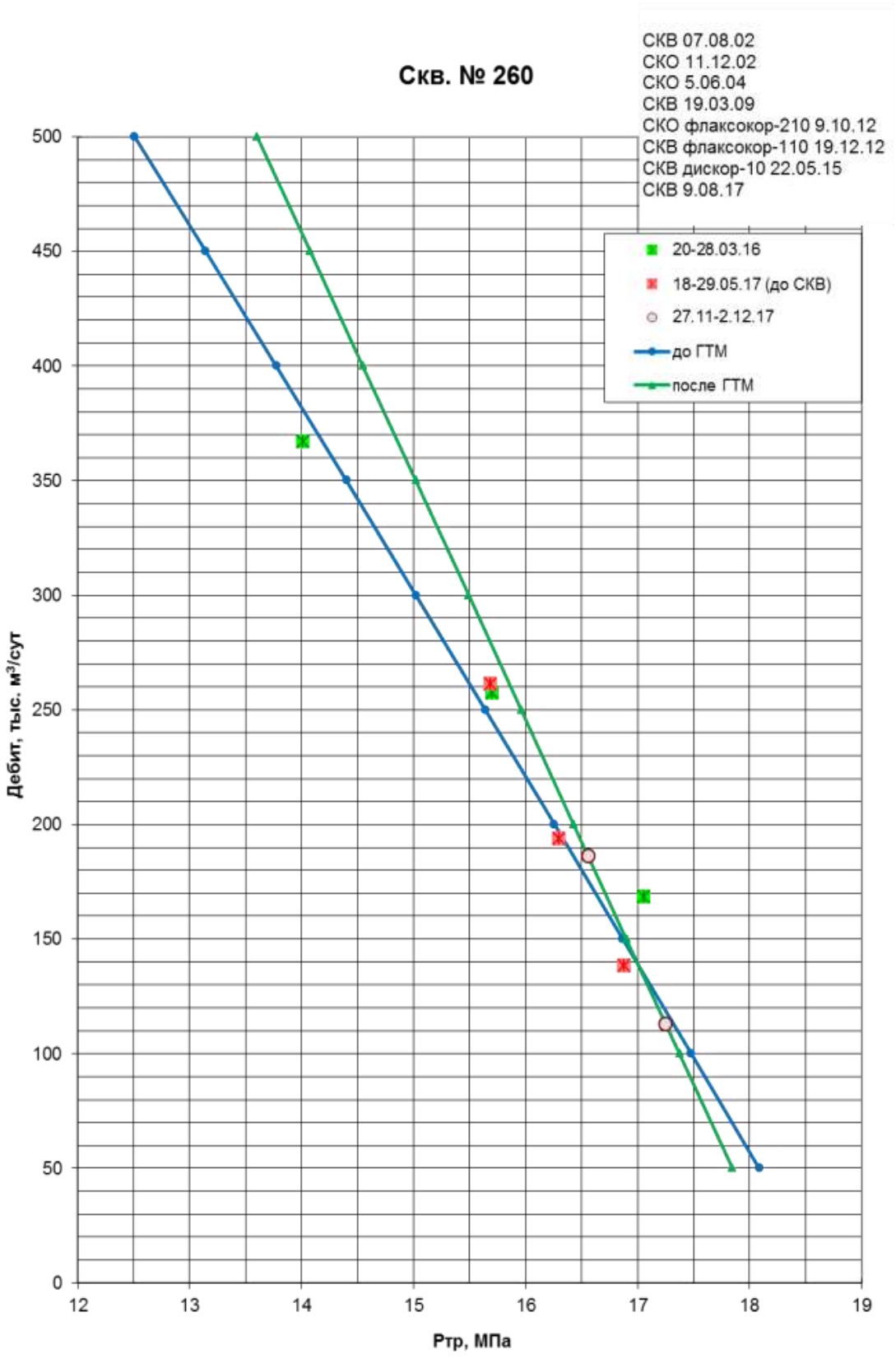

Рис. 6. Индикаторные линии в координатах $P_у – Q_{г.\ сеп}$ до и после ГТМ по скв. 260 (СКВ с применением разглинизатора)

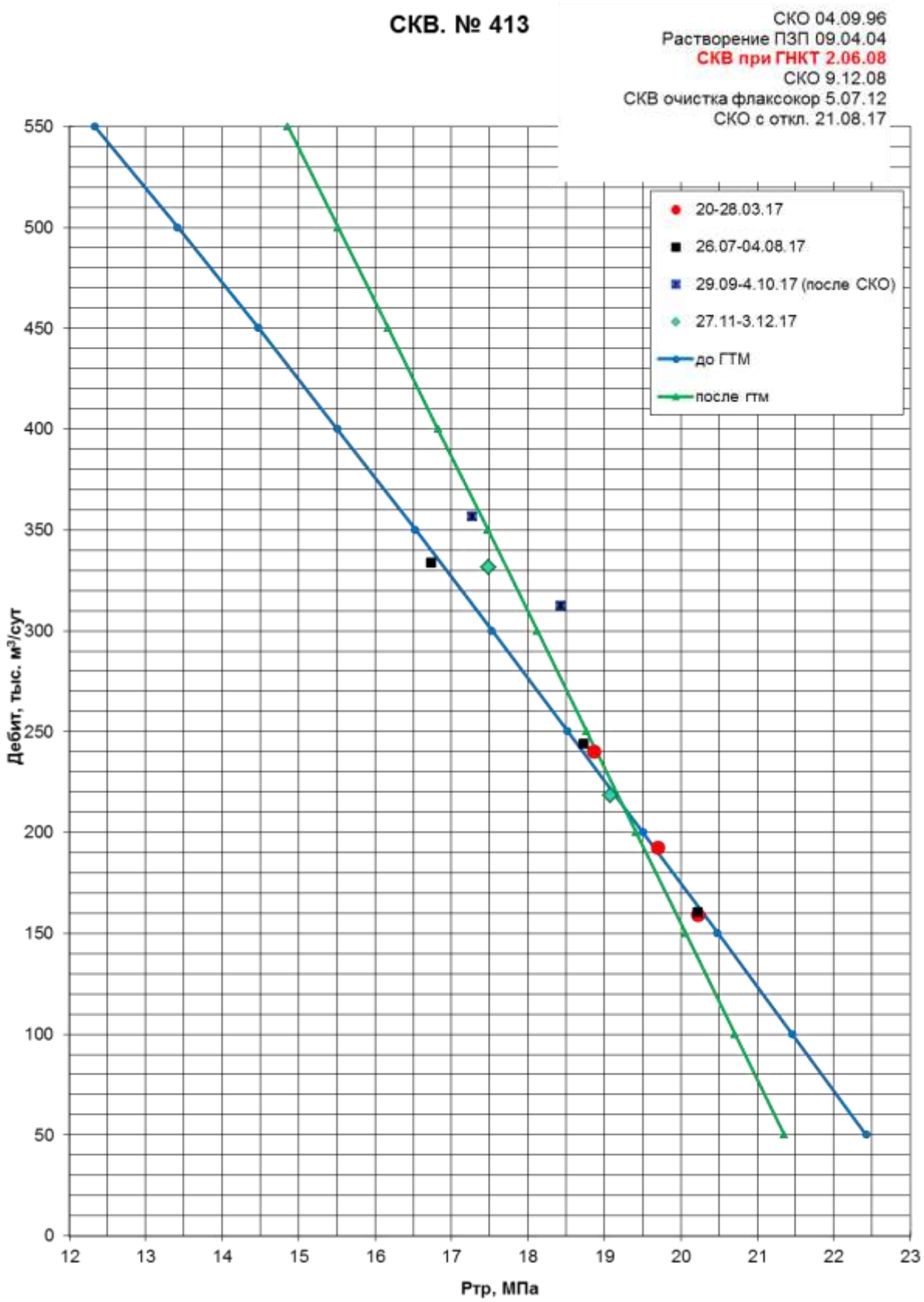

Рис. 7. Индикаторные линии в координатах $P_у – Q_{г.\ сеп}$ до и после ГТМ по скважине 413 (СКО с использованием отклонителя)

По данным, предоставленным недропользователем, показанным на рисунке 8 видно, что во всех случаях зафиксирован прирост дебита скважин.



Рис. 8. Успешность работ по интенсификации с устья в 2017 году (по данным недропользователя)

Вывод

Несмотря на неоднозначность результатов исследований коллекторских свойств пласта после проведения обработок с помощью РКА-20-1 и ОКА-10, на всех скважинах в итоге зафиксирован прирост дебита. Это подтверждает версию о необходимости проведения дополнительных ГДИ, так как при заметном ухудшении коллекторских свойств пласта увеличение дебита скважин невозможно. Можно сделать вывод, что после выноса продуктов реакции на дневную поверхность коллекторские свойства пласта значительно улучшились, что и объясняет прирост дебита скважин относительно их дебита до обработки.

Список литературы

1. Годовой отчет «Авторское сопровождение разработки АГКМ. Обобщение проведенных работ на АГКМ по состоянию на 01.01.2018 и

разработка рекомендаций по дальнейшему освоению месторождения» (2018). Московская область: ООО «Газпром ВНИИГАЗ».

2. Мордвинов В.А., Поплыгин В.В. Управление продуктивностью скважин. Издательство Пермского национального исследовательского политехнического университета. 2011. - 136 с.
3. ОКА-10. URL: http://www.himpostavka.com/produkty/oka-10 (дата обращения: 07.11.2020).
4. Технологический проект разработки Астраханского газоконденсатного месторождения. (2015). Московская область: ООО «Газпром ВНИИГАЗ».
5. РКА-20-1. URL: http://www.himpostavka.com/produkty/rka-20-1 (дата обращения: 07.11.2020).
6. Саушин А.З., Токунов В.И. Технологические жидкости и составы для повышения продуктивности нефтяных и газовых скважин. Москва: М.: Недра, 2003. - 711 с.

Literature

1. Engineering design of development of ASCF. 2015. Moscow region: Gazprom VNIIGAZ LLC.
2. Mordvinov V.A., Poplygin V.V. Management of capacity of well. Publishing house of the Perm National Research Polytechnic University. 2011. – 136 p.
3. ОКА-10. URL: http://www.himpostavka.com/produkty/oka-10 (date: 07.11.2020).
4. РКА-20-1. URL: http://www.himpostavka.com/produkty/rka-20-1 (date: 07.11.2020).
5. The yearly report “Author's supervisions of development of AGCF. Result of work carried out on AGCF by 01.01.2018 and recommendations on development of well in the future” (2018). Moscow region: Gazprom VNIIGAZ LLC.
6. Saushin A.Z., Tokunov V.I. Technological liquid and reagents for increase of capacity of oil and gas wells. Moscow. Publishing house “Subsoil”, 2003. – 711 p.