



УДК 622.276.6

**ПРИМЕНЕНИЕ КИСЛОТНО-АРОМАТИЧЕСКОЙ ЭМУЛЬСИИ
НА ОСНОВЕ ЭМУЛЬГАТОРА ИТПС-013 КАК ЭФФЕКТИВНЫЙ МЕТОД
ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ ВОЛГО-УРАЛЬСКОЙ
НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ**

●●●●●

**APPLICATION OF ACID-AROMATIC EMULSION BASED
ON THE ITPS-013 EMULGATOR AS AN EFFECTIVE METHOD
OF INCREASING OIL TRANSFER OF PRODUCTIVE LAYERS OF THE VOLGA-URAL
OIL AND GAS PROVINCE**

Сырвачева Владлена Юрьевна

магистр геолого-минералогических наук,
инженер-геолог,
ООО «НПЦ «Интехпромсервис»
syrvacheva.vladlena@mail.ru

Syrvacheva Vladlena Yuryevna

Master of Geological
and Mineralogical Sciences,
Geological engineer,
LLC «Scientific and production center
«Intechpromservice»
syrvacheva.vladlena@mail.ru

Аннотация. Повышение эффективности месторождений в пределах Волго-Уральской нефтегазоносной провинции зависит от многих факторов. Основными из них являются – введение в разработку новых объектов и разработка новых технологий и внедрения эффективных методов воздействия на продуктивные пласты, которые будут обеспечивать прирост добычи углеводородов. Статья посвящена применению в рамках геолого-технических мероприятий (ГТМ) новых методов воздействия на пласт с применением кислотно-ароматической эмульсии (КАЭ) на основе эмульгатора ИТПС-013, направленных на повышение уровня добычи нефти на объектах разработки. Изложены основные преимущества КАЭ на основе эмульгатора ИТПС-013 и проведен анализ эффективности от применения данного типа обработок на месторождениях.

Annotation. Improving the efficiency of deposits within the Volga-Ural oil and gas province depends on many factors. The main ones are the introduction to the development of new facilities and the development of new technologies and the introduction of effective methods of influencing productive formations that will provide an increase in hydrocarbon production. The article is devoted to the application, within the framework of geological and technical measures (GTM) of new methods of stimulating the formation using acid-aromatic emulsion (KAE) based on the emulsifier ITPS-013, aimed at increasing the level of oil production at the development sites. The main advantages of KAE based on the emulsifier ITPS-013 are described and an analysis of the effectiveness of the use of this type of treatment in the fields is carried out.

Ключевые слова: Волго-Уральская нефтегазоносная провинция, повышение нефтеотдачи, обработка призабойной зоны, продуктивный пласт, карбонатный коллектор, добыча нефти, кислотно-ароматическая эмульсия, горизонт, эмульгатор.

Keywords: Volga-Ural oil and gas province, enhanced oil recovery, bottom-hole treatment, reservoir, carbonate reservoir, oil production, acid-aromatic emulsion, horizon, emulsifier.

Волго-Уральская нефтегазоносная провинция является старейшей нефтедобывающей зоной страны, которая характеризуется целенаправленным уклоном на разработку и эксплуатацию месторождений тяжелых и высоковязких нефтей. В связи с этим, повышение эффективности эксплуатируемых объектов в пределах провинции напрямую зависит от ввода в разработку новых месторождений, приобщения ранее не задействованных интервалов, а также от разработки комплексных решений и внедрения эффективных методов воздействия на пласт, обеспечивающих увеличение текущих объемов добычи высоковязкой нефти на разрабатываемых объектах.

Одним из основных и наиболее эффективных методов повышения нефтеотдачи продуктивных пластов является физико-химическое воздействие на призабойную зону пласта (ПЗП) кислотными составами, загеленными кислотными составами, а также КАЭ с целью восстановления и улучшения фильтрационных характеристик коллектора.

Анализ результатов различных вариантов солянокислотных обработок для месторождений Волго-Уральского региона показывает, что их успешность не превышает 50 % и наиболее эффективными оказываются только первая-вторая обработки [1]. С ростом повторных ОПЗ, проведенных на одной скважине, эффективность солянокислотных обработок снижается в связи с тем, что реакция с карбонатной породой в более удаленной зоне пласта минимальна, так как кислота уже потеряла часть своей активности из-за более интенсивной отработки в ПЗП с формированием множества «червоточин».

По сравнению со стандартной кислотной обработкой ПЗП, применение кислотно-ароматической эмульсии на основе эмульгатора ИТПС-013 способствует более глубокому и замедленному действию,



обладает низким межфазным натяжением, регулируемой вязкостью конечного состава, а также обеспечивает растворение асфальто-смолисто-парафиновых отложений (АСПО) за счет присутствия в своем составе углеводородной фазы.

Наиболее эффективная технология воздействия на ПЗП, необходимый объем и вязкость закачиваемого состава оцениваются и подбираются индивидуально для каждой скважины-кандидата, учитывая ее геолого-технологические характеристики и фильтрационно-емкостные свойства пласта. Таким образом, технология ОПЗ может быть как с применением одной КАЭ, так и с применением КАЭ в комплексе с кислотным составом.

Кислотно-ароматическая эмульсия на основе эмульгатора ИТПС-013 представляет собой обратную эмульсию, в которой кислотный состав является дисперсной фазой в углеводородной среде. Концентрация соляной кислоты в составе составляет около 12 %. Вязкость приготовленной эмульсии регулируется нормой расхода эмульгатора ИТПС-013 (табл. 1).

Таблица 1 – Вязкость КАЭ при разных нормах расхода эмульгатора ИТПС-013

№ п/п	Норма расхода ИТПС-013, л	НСИ 12 %, л	Температура, °С	Скорость сдвига, 1/с	Вязкость, сП
1	30	970	24	100	1270
2	50	950		100	650
3	80	920		100	320

Производство КАЭ на основе эмульгатора ИТПС-013 допускается как на производственном участке (кислотной базе), так и непосредственно на скважине. Получение эмульсии на устье скважины осуществляется путем добавления в емкость для смешения или в автоцистерну агрегата кислотной обработки скважин СИН-32 эмульгатора ИТПС-013 в необходимом объеме и медленной постепенной подаче к реагенту 12 %-ной соляной кислоты с одновременной циркуляцией.

Эффективность проведения ОПЗ с применением КАЭ на основе эмульгатора ИТПС-013 на объектах разработки

Скважина № X1 (Добывающая), турнейский ярус. Республика Татарстан

При проведении ОПЗ на данной скважине применялись следующие химические реагенты: КАЭ на основе эмульгатора ИТПС-013 (9 м³), кислотный состав (8 м³), стабилизатор железа (30 л), углеводородный растворитель МИА-пром (1 м³) и в качестве продавочной жидкости использовали нефть объекта разработки.

Анализ промысловых данных показывает, что после ОПЗ, проведенной на скважине № X1 в мае 2019 г. дебит жидкости увеличился с 2,56 м³/сут до 6,5 м³/сут (на 154 %, что в 2,5 раза выше дебита жидкости до проведения ОПЗ), а дебит нефти увеличился с 2,2 т/сут до 5,61 т/сут (на 155 %, что в 2,5 раза выше дебита нефти до проведения ОПЗ). Обводненность скважинной продукции осталась неизменной. Дополнительная добыча нефти за 3 месяца после проведения обработки составила 301,8 т (табл. 2).

Таблица 2 – Данные эксплуатации скважины № X1 с 1-9 месяца 2019 года

		Месяц							
		январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август
Показатель	Ед. изм.	2,7	2,7	2,7	2,7	2,56	6,5	6,3	5,9
Дебит жидкости	м ³ /сут	2,33	2,33	2,33	2,33	2,2	5,61	5,63	5,63
Дебит нефти	т/сут	5	5	5	5	5	5	5	5
Обводненность (объем.)	%						96	102,9	102,9
Доп. добыча нефти	т						96	102,9	102,9

Скважина № X2 (Добывающая), башкирский ярус. Республика Татарстан

При проведении обработки в марте 2019 года на данной скважине были применены следующие химические реагенты: КАЭ на основе эмульгатора ИТПС-013 (40 м³), кислотный состав (36 м³) и в качестве продавочной жидкости применяли нефть объекта разработки.

По полученным данным видно, что после ОПЗ, проведенного на скважине дебит жидкости увеличился с 1 м³/сут до 2,5–3 м³/сут (на 200 %, что в 3 раза выше дебита жидкости до проведения ОПЗ),



а дебит нефти увеличился с 0,9 т/сут до 2,7 т/сут (на 200 %, что в 3 раза выше дебита нефти до проведения ОПЗ). Обводненность скважинной продукции осталась неизменной. Общая дополнительная добыча скважины в период с марта по июнь 2019 года составила 169 тонн, отработано 98 дней (рис. 1).

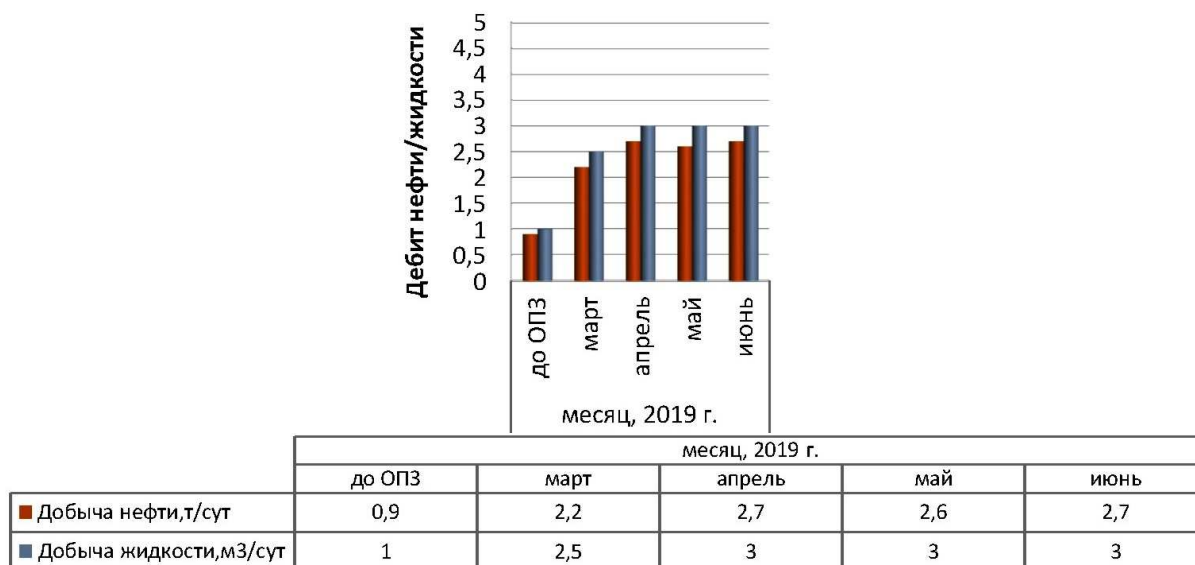


Рисунок 1 – Динамика изменения дебита нефти и жидкости после проведения ОПЗ на скважине X2

Также, анализ результатов обработки призабойной зоны скважин Оренбургской области с применением КАЭ на основе эмульгатора ИТПС-013 показывает, что почти на всех объектах разработки наблюдается прирост дебита нефти (табл. 3).

Таблица 3 – Анализ проведения ОПЗ на месторождениях Оренбургской области

№ скв	Пласт	Объем НСЛ/КАЭ, м³	Режим до ОПЗ				Режим после ОПЗ				Прирост при запуске		
			Qн, т/сут	Qж, м³/сут	обв, %	Ндин, м	Qн, т/сут	Qж, м³/сут	обв, %	Ндин, м	Qн, т/сут	Qж, м³/сут	обв, %
459	О3	16/16	24	43	32	1905	29	55	36	1689	5	12	4
2277	А4	20/19	18	23	7	1573	18	25	13	1536	0	2	6
900	Т1	19/9	24	30	6	1775	29	40	14	1839	5	10	8
104	А4	2/16	3	5	25	1800	9	22	53	1712	6	17	28
1223	А4	8/4	19	31	33	1577	24	47	45	1522	5	16	12
1202	Т1	29/20	42	55	10	2020	50	70	15	1600	8	15	5
2	Т1, Дф	3/12	после бурения				20	31	30	1805	-	-	-
106	С3	0/9	9	11	13	865	11	13	9	1026	2	2	-4

Всесторонний анализ арсенала и состояния технологий ОПЗ и стимуляции скважин, их систематизация показывают, что применение традиционных технологий (с использованием кислот, углеводородных растворителей, ПАВ и т.д.) в условиях месторождений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции имеет относительно низкую практическую эффективность мероприятий по восстановлению нефтепроницаемости коллекторов [2].

Данная работа преследует цель оценки эффективности применения ОПЗ и на основе анализа достигнутых результатов, с учётом конкретных геолого-технологических условий, позволит выявить наиболее перспективные направления применения технологий ОПЗ.

Исходя из вышеизложенного, следует сделать вывод, что ОПЗ с применением КАЭ на основе эмульгатора ИТПС-013 производства ООО «НПЦ «Интехпромсервис» и КАЭ в комплексе с кислотными составами приносят довольно хороший эффект и значительно увеличивают процент добычи нефти. Данная технология ОПЗ может быть рекомендована к применению на других объектах разработки, как эффективный способ повышения нефтеотдачи продуктивных пластов. Результаты, полученные в данной работе, могут быть использованы специалистами-нефтяниками при планировании методов увеличения нефтеотдачи пластов и ОПЗ на скважинах.



Литература

1. Малыгин В.И., Тахаутдинов Р.Ш., Якубов М.Р. Совершенствование методов и технологий обработки призабойной зоны и повышения нефтеотдачи пластов для малоэффективных месторождений с высоковязкой нефтью // Экспозиция нефть и газ. – 2010. – 1/Н (07) февраль. – С. 36–37.
2. Хисамов Р.С., Мусабилов М.Х., Яртиев А.Ф. Увеличение продуктивности карбонатных коллекторов нефтяных месторождений. – Казань : Изд-во «Ихлас», 2015. – 192 с.

References

1. Malykhin V.I., Takhautdinov R.Sh., Yakubov M.R. Improving methods and technologies for bottom-hole treatment and enhanced oil recovery for low-effective fields with high-viscosity oil // Oil and Gas Exposition. – 2010. – 1/N (07) February. – P. 36–37.
2. Khisamov RS, Musabirov M.Kh., Yartiev A.F. Increased productivity of carbonate reservoirs of oil fields. – Kazan : Ihlas Publishing House, 2015. – 192 p.