

Сатурян Михаил Александрович

студент

ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет»

г. Тюмень, Тюменская область

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОБРАБОТОК ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА

Аннотация: в статье представлен опыт проведения соляно-кислотных обработок (СКО) и глинокислотных обработки (ГКО) призабойной зоны пластов БС11, БС101, БС102 Муравленковского месторождения. Проведенный анализ позволил выявить эффективность проведенных работ и дать рекомендации для месторождений Западной Сибири с подобными характеристиками пластов.

Ключевые слова: нефтяное месторождение, СКО, ГКО, ОПЗ, методы увеличения нефтеотдачи, добыча нефти, ГТМ.

С целью повышения продуктивности скважин на месторождении проводятся работы по обработкам призабойных зон пласта (ОПЗ) растворами различных кислот и комбинированными составами (ГКО, СКО, ПАВ). Работы по ОПЗ проводятся как на добывающем, так и на нагнетательном фонде для повышения продуктивности и приемистости скважин.

В данном анализе рассматриваются обобщенные показатели применения хим.реагентов в различных видах ОПЗ добывающих и нагнетательных скважин.

За анализируемый период 2014–2018 гг. проведена 471 обработка призабойной зоны пластов. Суммарная дополнительная добыча от всех обработок 150 тыс. т. На добывающем фонде за анализируемый период проведено всего 13 обработок, в том числе 12 на объект БС₁₁ и одна на БС₁₀¹, дополнительная добыча нефти не получена.

В нагнетательных скважинах для поддержания приемистости скважин проведено существенно большее количество мероприятий – 428 операций. Основная доля (85%) обработка проведена на фонде нагнетательных скважин объекта БС₁₁ – 362 операций, на БС₁₀¹ – 10% (44 операции), на БС₁₀² – 5% (13 операций).

В последние годы в нагнетательных скважинах проводились только кислотные обработки. Обработки ПАВ, химреагентами, комбинированные и комплексные ОПЗ проводились только до 2014 г.

Основным видом ОПЗ нагнетательных скважин объекта БС₁₁ на сегодня являются кислотные обработки СКО и ГКО в силу их малозатратности и технологичности.

В период 2014–2018 гг. следует отметить интенсивную работу с нагнетательным фондом: ежегодно обрабатывалось до 47% (2014 г.) всех нагнетательных скважин. В среднем каждая нагнетательная скважина в период с 2014 по 2018 гг. включительно обрабатывалась от 2-х до 6 раз. Значительных отличий от применения солянокислотных и глинокислотных обработок нет. В целом от применения химических методов стимуляции получена успешность в пределах 76%, что характеризует имеющиеся проблемы с правильным подбором скважин и составов для проведения обработок пласта.

Максимальное количество ОПЗ приходится на 2016 год – 141 обработка, но наибольшая эффективность приходится на 2014 год – 49 тыс.т.

Данные по технологической эффективности приведены в табл. 1.

Таблица 1

Динамика технологической эффективности ОПЗ по годам

Годы	Кол-во меропр.	Доп. добыча, тыс.т.	Добыча нефти всего тыс. т.	Процент, в общем объеме добычи	Удельная эффективность т на скв/обр.
2014	92	49	1298	3,8	532
2015	112	29	1116	2,6	255
2016	141	29	849	3,4	204
2017	81	33	657	5,0	407
2018	45	10	543	1,8	222
	471	150	4463	3,4	318

На рис. 1 представлена динамика проведения обработок. Эффективность работ, проведенных на нагнетательном фонде, заключается в повышении приемистости и влиянии нагнетаемой воды на окружающие добывающие скважины. Приемистость по обработанным скважинам изменилась на 0 – 614 м³/сут.

В целом свое назначение ОПЗ нагнетательного фонда выполняют. В дальнейшем целесообразно их продолжение вместе с подбором более эффективных ПАВ-кислотных композиций, обеспечивающих продолжительное и устойчивое поддержание приемистости скважин, а в необходимых случаях и сочетание их с перестрелами пласта.

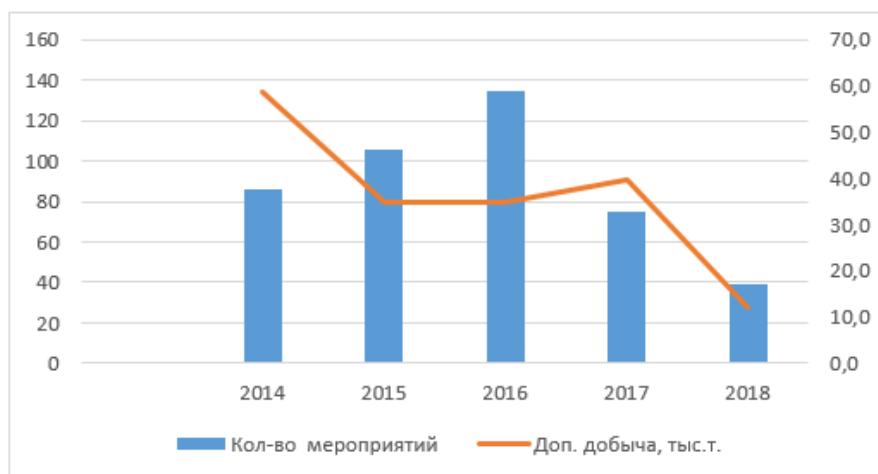


Рис. 1. Дополнительная добыча и количество ОПЗ

Данные по технологической эффективности ОПЗ по объектам приведены в таблице 2.

Таблица 2
Динамика технологической эффективности ОПЗ по объектам

Год	Пласт	Кол-во обработок	Доп. добыча тыс.тонн	Добывающие скв.	Нагнетательные скв.
2014	Всего	86	58,8		86
	БС11	76	47,1		76
	БС101	7	10,1		7
	БС102	2	22,6		2
2015	Всего	106	34,8	1	105

	БС11	89	23,6	1	88
	БС101	16	4		16
	БС102	7	0,9		7
2016	Всего	135	34,8	4	131
	БС11	126	23,9	4	100
	БС101	12	4,9		12
	БС102	3	0		3
2017	Всего	75	39,6	4	71
	БС11	70	30,6	3	67
	БС101	10	2,3	1	9
	БС102	1	0		1
2018	Всего	39	12	4	35
	БС11	35	9,6	4	31
	БС101	10	0,3		
	БС102				
<i>Всего</i>	Всего	441	180	13	428
	БС11	396	135	12	362
	БС101	55	22	1	44
	БС102	13	24	0	13

Значительный потенциал от применения данного вида ГТМ на месторождении имеется, прежде всего, на нефтяном фонде скважин, и с каждым годом количество скважин, требующих снятия положительного скин-фактора только увеличивается. В связи с этим рекомендуется:

- более широкое применение методов ОПЗ, учитывая условия работы добывающих скважин (низкие забойные давления и качество жидкостей глушения и т. д.);
- проведение лабораторных исследований по подбору на керне состава кислотных жидкостей для ОПЗ;
- использовать комплексное проведение ОПЗ с обязательным извлечением продуктов реакции струйными насосами УГИС – 6 с целью качественного освобождения скважины;
- проведение селективных обработок пласта по зонам с различными ФЕС;

- использование автономных забойных датчиков давления (в комплекте с работой струйного насоса) для качественного подбора подземного оборудования после ОПЗ;
- проведение обработок на нагнетательном фонде скважин с применением технологии селективных обработок и подключение не принимающих частей пласта.

Список литературы

1. Стрекалов А.В. Применение нелинейных законов фильтрации природных поровых коллекторов в гидродинамических моделях / А.В. Стрекалов, А.В. Саранча // Фундаментальные исследования. – 2015. – №11. Ч. 6. – С. 1114–1119.
2. Грачев С.И. Особенности моделирования трещинопоровых коллекторов в свете фундаментальных проблем гидромеханики сложных систем / С.И. Грачев, А.В. Стрекалов, А.В. Саранча // Фундаментальные исследования. – 2016. – №4. Ч. 1. – С. 23–27.
3. Симонова Е.Н. Интеграционный подход к проектированию разработки месторождений // Инновационные технологии в нефтегазовой отрасли: Западно-Сибирский нефтегазовый конгресс: сб. научных трудов X Международного научно-технического конгресса Студенческого отделения общества инженеров нефтяников – Society of Petroleum Engineers (SPE) / Е.Н. Симонова, А.В. Стрекалов. – 2016. – С. 19–20.
4. Глумов Д.Н. Критерии оценки и развития режима течения многофазной системы для численных гидродинамических моделей / Д.Н. Глумов, А.В. Стрекалов // Нефтегазовое дело. – 2016. – №6. – С. 117–197.
5. Боженюк Н.Н. Параметры неопределенности гидродинамических моделей – допустимость варьирования и степень влияния на конечный результат / Н.Н. Боженюк, А.В. Стрекалов // Бурение и нефть. – 2016. – №7–8. – С. 18–22.
6. Glumov D.N. Assessment of Drained Gas Reserves in the Process of Gas and Gas Condensate Field Operation in Water Drive / D.N. Glumov, S.V. Sokolov,

A.V. Strekalov // SPE187863-MS. Society of Petroleum Engineers. 2017. SPE Russian Petroleum Technology Conference, 16–18 October, Moscow, Russia.

7. Mulyavin S.F. The mechanism of reserve recovery during waterflooding / S.F. Mulyavin, A.I. Filippov, I.G. Steshenko [et al.] // International Journal of Mechanical Engineering and Technology (IJMET). – Vol. 9. Is. 3. – March 2018. – P. 1007–1013.

8. Боженюк Н.Н. Геологическая модель викуловских отложений с учетом анализа связности коллектора и данных по горизонтальным скважинам / Н.Н. Боженюк, А.В. Стрекалов, В.А. Белкина // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2018. – №4. Т. 329. – С. 30–44.

9. Облеков Г.И. Совершенствование системы мониторинга разработки месторождения природного газа и газового конденсата / Г.И. Облеков, С.С. Копусов, Д.А. Галиос [и др.] // Нефтепромысловое дело. – 2018. – №1. – С. 17–22.